



Petroleum Research

Petroleum Research, 2025(October-November), Vol. 35, No. 143, 1-4

DOI: 10.22078/pr.2025.5550.3467

Experimental Investigation of Water Compatibility in Nearby Fields Water Injection Operation

Seyed Alireza Mostafavi¹, Siavash Riahi², and Marziyeh Mavaddat³

1. Department of Petroleum Engineering, Faculty of Engineering, Kish International Campus, University of Tehran, Kish, Iran

2. Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran

3. National Iranian Oil Company. Shiraz. Iran

riahi@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5550.3467

Received: October 25, 2024

Accepted: April 14, 2025

Introduction

The high volume of water produced from oil and gas reservoirs and its subsequent environmental effects make reservoir engineers consider producing water treatment methods [1]. Environmental discharge, desalination, polishing, and re-injection are the main produced water treatment methods. Produced water re-injection (PWRI) is the most economical and ecological method for onshore fields [2]. For this purpose, drilling an injection well or finding a proper abandoned well is needed.

One of the main challenges reservoir engineers face in produced water re-injection operations are injectivity impairment and permeability reduction because of precipitation of inorganic scales. The change in temperature, pressure, and/or chemical composition by mixing incompatible waters significantly impacts the scaling problems [3]. As the injectivity renewal operations are costly, compatibility investigations are essential before starting any water injection operation [4].

Although numerous studies contain water compatibility investigations, they have got bottlenecks. The cost of sampling real water and its tough preservation process make researchers use synthetic water. Additionally, most water injection studies investigate the compatibility between produced water, with its corresponding formation water. Sometimes the produced water is a mixture of nearby fields with the same refinery facility. in the present research,

compatibility between two water-producing nearby fields, “A” and “B” with the same refinery facility, and the formation water in a third field, “C” are investigated. Field C is in their vicinity with an abounded well. thereafter, real formation and injection water samples were collected to increase the accuracy of measurements.

Materials and Methods

Three investigated fields are located in west of Iran, within a 60-90 kilometers distance. Moreover, fields “A” and “B” produce oil in the Asmari and Bangestan reservoirs with high water cuts while developing field “C” has an abounded well in the water-bearing Asmari formation. Furthermore, real produced and formation water samples from each field are analyzed to determine their properties and compositions (Table 1).

Due to changes in water-oil ratios in water-producing fields, the injection water mixing ratio might change. Moreover, considering these operational conditions, compatibility tests were performed for five different injection waters: pure samples from either fields A and B, and three water mixtures with 0.25, 0.5, and 0.75 mixing ratios. In order to better simulate the operational conditions, compatibility tests were done at field site pressure and temperature. Furthermore, Table 2 summarizes the properties of injection waters in the compatibility tests.

Table 1 Properties of water samples.

Properties	Units	Fields		
		A	B	C
T	C°	49	59	48
pH	-	5.21	6.43	6.68
EC	mS/cm	315000	332000	250000
Viscosity	cP	1.45	1.32	1.19
TSS	mg/l	124	17.7	35
TDS	mg/l	237608	210455	169420
HCO ₃ ⁻	mg/l HCO ₃	150	470	300
S ⁻²	mg/l S ²⁺	14	560	56
SO ₄ ⁻²	mg/l SO ₄ ²⁻	350	420	470
Cl ⁻	mg/l Cl ⁻	131000	115000	101000
Ca ⁺²	mg/l Ca ²⁺	13000	11000	6700
Mg ⁺²	mg/l Mg ²⁺	1900	1200	970
Na ⁺	mg/l Na ⁺	64000	58000	53000
K ⁺	mg/l K ⁺	1100	3800	1900
Fe ⁺²	ppm	9	3	3
Ba ⁺²	ppm	20	20	20
Sr ⁺²	ppm	640	900	570
Al ⁺³	ppm	<10	<10	<10

Table 2 Properties of injection waters in the compatibility tests.

Exp #	Mixing Ratios		T(F)	P(psi)
	Field A	Field B		
1	0	1	60	14.7
2	0.25	0.75		
3	0.5	0.5		
4	0.75	0.25		
5	1	.		

Beside the fact that water injection mixing ratios could change due to the production conditions of the water-producing field; the injection and formation water fraction may also change during the water injection process. Furthermore, that's why the compatibility between formation water and different injection water mixtures must be investigated, too. Moreover, the injection and formation water ratio changes during the injection operation. By considering the compatibility of injection and formation waters, tests are defined in 12 stages at reservoir temperature and surface pressure. In addition, Table 3 summarizes the injection and formation water compatibility tests.

Due to the point that water samples in this study are collected from the fields in a cluster, low inorganic scale precipitation and compatibility between the water samples are predictable. Moreover, this might increase the experimental error. Furthermore, to overcome this challenge, a rolling wheel setup was used to agitate the samples and accelerate the inorganic scale precipitation process.

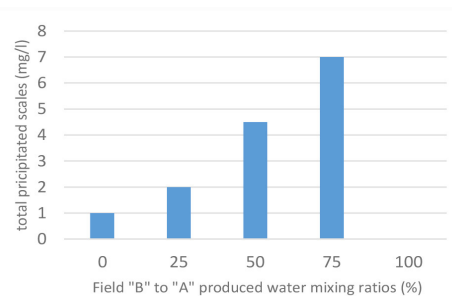
Table 3 Injection and formation water compatibility tests.

Exp #	Formation Water fraction	Injection Waterfraction	Field injection Water Mixing Ratios	
			A	B
6	0.25	0.75	0	100
7			25	75
8			75	25
9			100	0
10	0.5	0.5	0	100
11			25	75
12			75	25
13			100	0
14	0.75	0.25	0	100
15			25	75
16			75	25
17			100	0

An electrical motor rotates the wheel, where the samples are placed, at the desired speed and the oven provides the appropriate temperature for 14 days. Moreover, generated scales were separated from the liquid phase using 0.45-micron filter paper. In addition, the separated solids were dried, weighted and at last, the morphology and composition of the scales were investigated with an SEM-EDX instrument.

Results and Discussion

Results show that the precipitated scales in the injection waters compatibility check never exceed 7 mg/l and confirm the compatibility between the injection fluids. Besides it was concluded from the results that the total scale of injection water samples compatibility tests directly relates to the fraction of field "B" sample in the mixture. It's worth mentioning that the water-producing field "A" was completed in the Asmari formation while field "B" was completed in the Bangestan formation. This variation in formation rocks and consequently in composition of the formation water is a reason for this incompatibility increase. The changes in the total precipitated scale versus the mixing ratios of injection waters are demonstrated in Fig. 1. The SEM-EDX analysis results show that silicate and calcium carbonate are convenient scales.


Fig. 1 Total precipitated scale in different mixing ratios of injection waters.

In the next step, the compatibility of the injection water mixtures with formation water at reservoir temperature was investigated. The results of twelve formation and injection water compatibility tests are summarized in Table 4.

Table 4 Results of formation and injection water compatibility tests.

Exp #	Formation Water - Injection Water mixing ratios	Injection Water Mixing Ratios		Total scale (mg/l)
		A	B	
6	25-75	100-0		8.16
7		75-25		8.82
8		25-75		7.78
9		0-100		10.15
10	50-50	100-0		3.57
11		75-25		7.41
12		25-75		9.79
13		0-100		6.64
14	75-25	100-0		7.55
15		75-25		10.89
16		25-75		16.33
17		0-100		7.58

Based on the injection and formation water compatibility results, the most compatible sample was the pure injection water from field “A” and formation water mixed in a 1:1 mixing ratio with a 3.57 mg/l precipitated scale. Both fields “A” and “C” are in the Asmari formation and this low scale precipitation confirms the compatibility of waters from the same formation. On the other side, the most incompatible test was experiment number sixteen where a 25:75 injection water mixing ratio of field “A” to “B” was mixed with formation water at a 1:3 mixing ratio, and the total precipitated scale was 16.33 mg/l. This test shows that incompatibility increases when a high ratio of produced water from field “B” is injected when the injection water ratio is low compared to the formation water in the reservoir.

Considering the aquifer, porous media is initially saturated with formation water. As the injection operation progresses in a specific control volume, injection water saturation increases while formation water saturation decreases. The addition of specific injection water precipitated scales at various injection and formation water ratios could show scaling problems during an injection operation. Fig. 2 demonstrates the total precipitated scales of different injection waters during the lifetime of an injection operation.

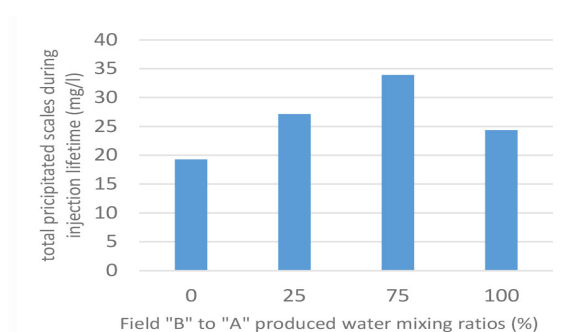


Fig. 2 Total precipitated scales in different ratios of injection waters compatibility tests during an injection lifetime.

Based on Figure 2, using pure produced water of field “A” as the injection fluid has the least risk of incompatibility during the injection lifetime. Moreover, the ratio of field “B” water in injection water composition is directly related to the incompatibility of injection and formation water. This incompatibility reaches its maximum when the injection water ratio is 1:3 for fields “A” to “B”.

The scale morphology and mineralogy determination are crucial parameters for selecting the best treatment method. For this purpose, the SEM-EDX instrument was used. The SEM-EDX analysis results show that calcium carbonate and silicate scales are convenient.

Conclusions

Water re-injection is recognized as a highly effective treatment method for onshore water-producing fields. However, this method is not without its challenges, which are primarily related to inorganic scale precipitation in porous media and permeability reduction, as observed by reservoir engineers. Moreover, the present study investigates the water compatibility of samples from different fields within a cluster. Initially, the compatibility of produced water from fields “A” and “B” was investigated. Subsequently, the compatibility of diverse injection water mixtures with the formation water of field “C” was examined. Furthermore, the use of real water samples and a rolling wheel setup enhances the reliability of the results. Moreover, the compatibility of the produced waters was investigated in five different ratios at the field site temperature. The results indicate that the total precipitated scales do not exceed 7 mg/l, suggesting that the produced waters are compatible. Subsequent investigations revealed a direct correlation between the ratio of the produced water from field “B” in the mixture and the precipitated scale amount. The observed reduction in compatibility of injection waters could be attributed to the distinct reservoirs utilized by fields “A” and “B.”

In order to investigate the compatibility of injection waters mixture and formation water, twelve compatibility tests were performed at reservoir temperature. Moreover, the total scales varied from

3.57 to 16.33 mg/l in different tests. Considering the total precipitated scales during the injection operation lifetime, the produced water from field “A” was determined to be the most compatible injection water. Conversely, the injection of mixed water, comprising a 25:75 ratio of fields “A” and “B,” resulted in the most incompatible outcome. The observed compatibility patterns within a cluster of fields, i.e., fields “A” and “C,” which are situated within the Asmari formation, contrast with the ineffectiveness of injection into the Bangstan formation, suggesting that while fields within a cluster may demonstrate compatibility, variations in reservoir formation can enhance incompatibility. The results of the study indicate that the produced wastewater and formation water from nearby fields exhibit good compatibility and can be injected with a low risk for the purpose of disposal. In this context, it is recommended that samples of produced fluids from closely located fields be collected and, after conducting compatibility tests, that a combination of these wastewaters be injected into a single well. This approach will reduce the costs associated with drilling injection wells and simultaneously address the environmental challenges posed by multiple fields. Additionally, it is recommended that the compatibility of fluids from adjacent fields in other geological groups, such as the Khami and Dehram groups, be considered in the researchers’ agenda regarding wastewater injection.

References

1. Hu, D., Li, Q., Shen, J., He, B., Wu, Y., Li, W., & Wang, Z. (2024, October). Application of Produced Water Re-Injection Design and Optimisation in Carbonate Oilfield Containing Hydrogen Sulfide. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (p. D021S017R003). SPE., doi: 10.2118/221208-MS.
2. Moosavi, S. R., Rayhani, M., Malayeri, M. R., & Riazi, M. (2019). Impact of monovalent and divalent cationic and anionic ions on wettability alteration of dolomite rocks. *Journal of Molecular Liquids*, 281, 9-19, doi: 10.1016/j.molliq.2019.02.078.
3. Abbasi S. and Khamsehchi E. (2021). Environmental Effects 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*, 00, 00, 1–19, doi: 10.1080/15567036.2021.1901803.
4. Kamalipour M., Mousavi Dehghani S. A., Naseri A. and Abbasi S. (2018). Distinguishing anhydrate and gypsum scale in mixing incompatible surface and ground waters during water injection process, *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering*, 37, 1, 231–240.

بررسی آزمایشگاهی سازگاری آب‌های میدان‌های یک حوضه رسوبی جهت بررسی فرآیند تزریق پساب

سید علیرضا مصطفوی^۱، سیاوش ریاحی^{۲*} و مرضیه مودت^۳

۱- دانشکده مهندسی نفت، دانشکده فنی مهندسی، پردیس بین‌المللی کیش دانشگاه تهران، کیش، ایران

۲- انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکدگان فنی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۳- شرکت ملی نفت ایران، شیراز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۳/۰۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۱/۲۵

چکیده

آب سازندی به‌عنوان یک محصول ناخواسته، در مقادیر مختلف همراه نفت تولید می‌شود. با توجه به سمی بودن و خطرات زیست‌محیطی آن، یافتن راهکار مناسب برای دفع آن الزامی است. اقتصادی‌ترین و دوستدار محیط‌زیست‌ترین روش برای مقابله با پساب‌های نفتی در میدان‌ها در خشکی، تزریق مجدد آن‌ها به زیرزمین است. یکی از بزرگ‌ترین چالش‌های مهندسين مخزن در پروژه‌های تزریق پساب، کاهش تزریق پذیری و تراوایی بر اثر ناسازگاری سیالات و تشکیل رسوبات معدنی است. این رسوبات به دلیل تغییرات در شرایط ترمودینامیکی و یا ترکیب دو یا چند سیال ناسازگار ایجاد می‌شوند. در این مطالعه امکان تزریق پساب میدان‌های نفتی یک حوضه رسوبی از نظر تشکیل رسوبات معدنی و سازگاری سیالات به کمک روش‌های آزمایشگاهی بررسی می‌شود. دو میدان که در نزدیکی یکدیگر قرار دارند در حال تولید نفت با برش آب بالا هستند درحالی‌که در میدان سوم (و در نزدیکی آن‌ها) یک چاه متروکه وجود دارد. ابتدا نمونه واقعی از پساب تولیدی هر دو میدان و نمونه آب سازندی میدان سوم اخذ شد. سپس به‌منظور بررسی هرچه دقیق‌تر آنچه در عملیات تزریق رخ می‌دهد، آزمایش‌های سازگاری بین نمونه پساب‌های تولیدی در نسبت‌های مختلف در دمای محیط و سپس ترکیب آن‌ها با آب سازندی در دمای مخزن بررسی می‌شود. به‌منظور تکمیل واکنش‌های شیمیایی پس از بازه زمانی چهارده روز، مقادیر کل رسوبات تشکیل‌شده در ۱۷ ترکیب مختلف از پساب‌های تولیدی دو میدان و ترکیب آن‌ها با نمونه آب سازندی میدان سوم تعیین گردید. سپس با استفاده از میکروسکوپ الکترونی و طیف‌سنجی پراش پرتو ایکس مورفولوژی و جنس رسوبات تعیین شد. باوجود تفاوت در جنس سنگ میدان‌ها، نمونه آب‌نمک تولیدی و سازندی میدان‌ها به یکدیگر نزدیک بوده و رسوبات قابل‌ملاحظه‌ای تشکیل نشده است. نتایج نشان می‌دهد پساب‌های تولیدی و آب سازندی میدان‌های مجاور از سازگاری مناسبی برخوردارند و می‌توانند با ریسک کم برای دفع پساب تزریق شوند.

کلمات کلیدی: تزریق پساب، رسوبات معدنی، آب سازندی، پساب تولیدی، سازگاری آب.

*مسئول مکاتبات

riahi@ut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5550.3467)

مقدمه

آب سازندی به عنوان سیال جانبی ناخواسته همراه نفت و گاز تولید می شود. در گذر عمر مخازن و به واسطه بالا آمدن سطح تماس آب-نفت، مقدار آب نمک تولیدی افزایش می یابد. بر اساس اطلاعات موجود و در مقیاس جهانی، میانگین آب تولیدی به ازای هر بشکه نفت در سال ۲۰۱۷ میلادی حدود ۳ بشکه گزارش شده است [۱]. به عبارت دیگر، در ازای تولید ۹۸ میلیون بشکه نفت در روز در سال مذکور ۳۰۰ میلیون بشکه آب تولید شده است و پیش بینی می شود که تا سال ۲۰۲۵ میلادی مقدار پساب تولیدی میدان ها تا ۱۲ بشکه آب به ازای تولید هر بشکه نفت افزایش یابد [۲]. پساب های تولیدی به دلیل ترکیبات و نفت همراه سمی هستند و مشکلات متعدد زیست محیطی را به همراه دارند. سمی بودن پساب ها از یک سو و افزایش نسبت آب به نفت و آب به گاز تولیدی از سوی دیگر، موجب بروز مشکلات متعدد اقتصادی و عملیاتی و مهم تر از همه بحران های زیست محیطی می شود [۳]. به منظور رفع چالش پساب تولیدی، روش هایی مانند رهاسازی در طبیعت، نگهداری در حوضچه های تبخیر و تزریق مجدد پس از نمک زدایی و تمیزسازی^۱ مورد استفاده قرار می گیرند. انتخاب روش مناسب تصفیه به عواملی همچون مقدار پساب تولیدی، محدودیت های جغرافیایی، هزینه های اقتصادی و قوانین زیست محیطی منطقه بستگی دارد. با توجه به پیچیدگی و هزینه های بسیار بالای روش های تصفیه پساب، نگرانی ها به طور کلی در میدان های فراساحلی^۲ اغلب پیرامون نفت و گاز همراه با پساب تولیدی متمرکز است. در این میدان ها در اکثر موارد، پس از اعمال برخی تغییرات که منجر به کاهش مقدار نفت و گاز همراه آب به مقادیری کمتر از ۳۰-۴۰ mg/L می شوند، پساب های تولیدی به دریا ریخته می شوند [۴]. حجم بالای آب دریا در مقابل پساب دفع شده موجب رقیق شدن پساب و کاهش مخاطرات آن می شود. اما در میدان های

خشکی^۳، نگرانی اصلی آلودگی خاک، سفره های آب زیرزمینی و مسمومیت جانوران ناشی از رهاسازی پساب نفتی است. به همین دلیل، فرآیند تصفیه پساب های تولیدی در میدان های خشکی کاملاً متفاوت از میدان های فراساحلی است. در میدان های خشکی، تزریق پساب تولیدی به لایه های عمیق تر و متخلخل به عنوان اقتصادی ترین و زیست محیطی ترین روش نیز شناخته می شود [۵]. بهترین راهکار برای دفع پساب های نفتی، حفر چاه یا استفاده از چاه های متروکه و تزریق پساب در سازندهای متخلخل اشباع شده از آب است.

آب به عنوان سیال پایه تزریقی در روش های متنوعی به کار می رود [۶-۹]. از دیدگاه مهندسی مخزن مهم ترین چالش تزریق آب، کاهش تزریق پذیری بوده که به صورت مستقیم با تراوایی سنگ مخزن در ارتباط است. تراوایی سنگ در تماس با آب می تواند در اثر جامدات معلق همراه و یا تشکیل رسوبات معدنی کاهش یابد. جامدات معلق را می توان با توجه به مقدار، اندازه، توزیع ذرات و توزیع اندازه حفرات سنگ به راحتی با روش های مختلف جداسازی در مرحله پیش تصفیه آب به طور کامل حذف کرد. اما با فرض پیش تصفیه سیال تزریقی، تشکیل رسوبات معدنی به واسطه وجود مواد معدنی و فلزات سنگین محلول در سیالات، به عنوان مهم ترین عامل کاهش تزریق پذیری شناخته می شود. دلیل اهمیت این اجزا، پتانسیل بالقوه آن ها در تشکیل رسوبات، کاهش تخلخل و تراوایی مخزن و در نتیجه کاهش تزریق پذیری در مخزن است.

رسوبات معدنی، جامداتی هستند که در نتیجه فوق اشباع شدن سیال نسبت به ماده محلول تشکیل شده و در گذر زمان و با طی کردن فرآیند تشکیل کریستال، ته نشین می شوند [۱۰ و ۱۱].

1. Polishing
2. Offshore
3. Onshore

فوق اشباع شدن می‌تواند در اثر تغییرات شرایط ترمودینامیکی مثل دما، فشار، pH و یا ترکیب شدن آب‌های ناسازگار رخ دهد [۱۲]. جامدات معدنی در تمامی مراحل تولید یا تزریق، ازجمله در محیط متخلخل، رشته تکمیلی چاه، ادوات سر چاهی و خطوط لوله، همچنین تأسیسات سطح الارضی و فراورشی، امکان تشکیل و رسوب‌گذاری دارند. تشکیل این رسوبات می‌تواند موجب کاهش بازدهی تجهیزات، افزایش هزینه‌ها، کاهش و حتی توقف تولید شود. در این بین متداول‌ترین رسوبات معدنی در صنعت نفت کلسیم کربنات (CaCO_3)، استرانسیم سولفات (SrSO_4)، باریم سولفات (BaSO_4) و هالیت (NaCl) هستند [۱۳]. به‌طور کلی، رسوبات کربناته در اثر افزایش دما افزایش و با افزایش فشار کاهش می‌یابند. همچنین، افزایش pH موجب افزایش احتمال تشکیل این نوع رسوبات می‌شود. رفع رسوبات کربناته با کاهش pH سیستم از طریق تزریق اسید امکان‌پذیر است [۱۴]. تشکیل رسوبات سولفات به‌شتر در اثر ترکیب آب‌های ناسازگار رخ می‌دهد [۱۵]. به‌عنوان مثال، در اثر ترکیب آب دریا که مقادیر بالایی سولفات دارد با آب سازندی که یون‌های استرانسیم و باریوم بالایی در آن موجود است، ترکیب و رسوبات سولفات تشکیل می‌شوند. این رسوبات در دسته رسوبات سخت قرار دارند و با اسیدکاری برطرف نمی‌شوند؛ بنابراین، باید از تشکیل آن‌ها از طریق حذف یون‌های نامطلوب و یا استفاده از بازدارنده‌ها پیشگیری کرد [۱۶]. در این بین، هالیت به‌اندازه رسوبات کربناته و سولفات مشکل‌ساز نیست و این رسوب در آب کم شور به‌راحتی انحلال‌پذیر است [۱۷]. لذا با توجه به تفاوت رسوبات مختلف در شرایط تشکیل و روش‌های مقابله با آن‌ها، بررسی سازگاری سیالات با یکدیگر و شناخت رسوبات تشکیل‌شونده پیش از اقدام به تزریق الزامی است. از طرفی، رسوبات تشکیل‌شده معمولاً ترکیبی از انواع معدنی هستند. این امر خود به‌دشواری فرآیند مطالعه می‌افزاید.

در زمینه امکان تزریق پساب میدان‌ها، مطالعات متعددی انجام‌شده است. تزریق پساب در میدان اراوان توسط سریلومپن مورد بررسی قرار گرفت. آغاز تزریق در این میدان از ۸۰٪ پساب شروع و به ۹۲٪ حجم پساب تولیدشده رسید. در این راستا، ۲۰۰۰۰ بشکه آب در روز از طریق ۳۰ چاه به مخزن تزریق شد. با گذر زمان و درحالی‌که تنها پس از تزریق کمتر از ۳۰٪ حجم قابل تزریق نظری، تزریق‌پذیری به نصف کاهش پیدا کرد. در نتیجه، با وجود اینکه تزریق پساب مشکلات زیست‌محیطی را در این میدان به‌طور کامل برطرف کرد، ولی کاهش تزریق‌پذیری نیاز به تأسیسات جدید داشته و افزایش هزینه‌های عملیاتی برای تزریق و ایجاد شکافت هیدرولیکی را به همراه دارد [۱۸]. امکان‌سنجی تزریق پساب در آبده مخزن القوار توسط راجو و همکاران مطالعه شد. نتایج آزمایشگاهی این مطالعه نشان می‌داد وجود هیدروژن سولفات در پساب تزریقی (۵۵۰ الی ۷۶۵ mg/L) و مقادیری هرچند اندک آهن در سیال سازندی موجب تشکیل رسوبات سولفید آهن می‌شود. لذا استفاده از بازدارنده‌ها برای جلوگیری از تشکیل رسوبات و کاهش تزریق‌پذیری الزامی است [۱۹]. برازجانی و همکاران تأثیر مهاجرت جامدات در کاهش تزریق‌پذیری در سیلاب زنی و تزریق پساب را مورد بررسی قرار دادند. این جامدات می‌توانند همراه با سیال تزریقی به مخزن وارد شوند و یا در اثر جدا شدن بخش‌های از سنگ مخزن ایجاد شوند. در این مطالعه یک روش شبه عددی برای آب با شوری‌های مختلف و ذرات جامد ارائه دادند [۲۰]. تزریق پساب در یک میدان توسعه‌یافته با برش آب در حد ۹۵٪ توسط ناوارو و همکاران بررسی شد. نتایج بررسی‌ها نشان می‌دهد با وجود تخلخل و تراوایی مناسب مخزن (تخلخل بین ۱۲ تا ۲۴٪ و تراوایی ۵۰ تا ۵۰۰۰ mD) در ابتدا فرآیند تزریق سیال در ماتریس سنگ انجام می‌شود و به‌مرور زمان به دلیل کاهش تراوایی سنگ مخزن و افزایش فشار تزریق به مخزن با

در آزمایشگاه انجام می‌شود. این نمونه‌های آزمایشگاهی به دلیل تفاوت موجود بین شرایط آزمایشگاه و محیط رسوبی (که نمونه سیالات واقعی در آن شکل گرفته‌اند) با نمونه‌های واقعی اختلافاتی دارند که موجب خطا در اندازه‌گیری‌ها خواهد شد. همچنین، بر اساس اطلاعات موجود، تاکنون اکثر مطالعات تزریق پساب پیرامون سیال همان میدان یا ترکیب آن با آب دریا بوده است. حال آنکه در شرایط عملیاتی ممکن است پساب تولیدی یک یا چند میدان که در نزدیکی یکدیگر قرار دارند در یک واحد فراورش از سیال هیدروکربوری جدا می‌شود. لذا سیال مورد بررسی ترکیبی از پساب‌های این میدان‌ها است که می‌توانند در نسبت‌های مختلف ترکیب و آماده تزریق شوند. همچنین ممکن است پساب تولیدی یک میدان در چاه متروکه‌ای از میدان متفاوت که در نزدیکی آن قرار دارد، تزریق شود. بنابراین، انجام مطالعات سازگاری برای نمونه سیالات میدان‌های مجاور از اهمیت بالایی در راستای حل مشکلات زیست‌محیطی و کاهش هزینه‌های عملیاتی تزریق پساب برخوردار است. با هدف رفع چالش‌های ذکرشده، این پژوهش به بررسی امکان تزریق پساب تولیدشده از دو میدان نفتی در آبدیه یک میدان دیگر در نزدیکی آن‌ها با استفاده از انجام آزمایش‌های سازگاری می‌پردازد. با وجود اینکه این میدان‌ها در مجاورت یکدیگر قرار دارند، اما از مخازن مختلف و سازندهای متفاوتی تولید می‌کنند. رسوبگذاری هر سازند در دوره زمین‌شناسی مرتبط با آن صورت گرفته است که شرایط محیط رسوبی و جنس رسوبات در ترکیب آب سازندی تأثیرگذار است. لذا ترکیب آب تولیدشده از مخازن مختلف با جنس سنگ متفاوت می‌تواند متفاوت باشد. تأثیر تولید از مخازن و سازندهای مختلف بر ترکیب سیال و سازگاری این سیالات با یکدیگر در این مطالعه بررسی می‌شود. همچنین، به دلیل افزایش خطا در صورت استفاده از نمونه‌های

شکافت سازند رخ می‌دهد. نتیجه این مطالعه نشان داد تزریق پساب به مخزن در بلندمدت (به دلیل کاهش تزریق‌پذیری) تنها با شکافت سازند و شکاف هیدرولیکی امکان‌پذیر است [۲۱]. ایوب و همکاران نیز تصفیه پساب برای تزریق به مخزن با هدف ازدیاد برداشت را مطالعه کردند. آن‌ها دریافتند که در روند تزریق پساب امکان افزایش فعالیت باکتری‌ها کاهش سولفات فراهم می‌شود که در نتیجه باعث افزایش هیدروژن سولفور و ترش شدن سیال مخزن می‌شود. راه‌حل اقتصادی و زیست‌محیطی برای تصفیه در عملیات تزریق پساب، استفاده از غشاهای معدنی مثل غشاهای متخلخل میکروسکوپی رسی و سرامیکی است [۲۲]. مطالعه میدانی تزریق پساب بر روی میدان فراساحلی در ابوظبی امارات متحده عربی انجام شد. تزریق پساب تصفیه نشده در این میدان از سال ۲۰۱۰ میلادی شروع و فرآیند تزریق با بررسی فشار سرچاهی تزریق، دبی تزریق و چاه آزمایشی مورد پایش قرار گرفت. تا زمان انجام این مطالعه ۲۴ میلیون بشکه پساب بدون تغییر در تزریق‌پذیری در این مخزن تزریق شده است [۲۳]. روسینی و همکاران اثر کیفیت پساب تولیدشده را روی عملکرد فرآیند تزریق بررسی کردند. این مطالعه با تمرکز بر نفت همراه روند کاهش تزریق‌پذیری در فرآیند سیلاب‌زنی را پیش‌بینی کرده است. آن‌ها دریافتند میزان کاهش تزریق‌پذیری با مقدار نفت همراه پساب تولیدی رابطه مستقیمی دارد [۲۴]. هو و همکاران طراحی و بهینه‌سازی تزریق پساب را در مخازن کربناته با هیدروژن سولفور بالا را بررسی کردند. در این مطالعه تلاش شده است با رقیق کردن پساب تولیدی به کمک آب شیرین از مشکلات کاهش تزریق‌پذیری کاسته شود [۲۵].

با وجود مطالعات گسترده در زمینه تزریق پساب، این مطالعات نقاط ضعفی نیز دارند. به دلیل هزینه‌های بالای نمونه‌گیری از سیالات و دشواری نگهداری آن‌ها، اکثر تحقیقات آزمایشگاهی مرتبط با سازگاری آب‌ها با استفاده از نمونه‌های ساخته‌شده

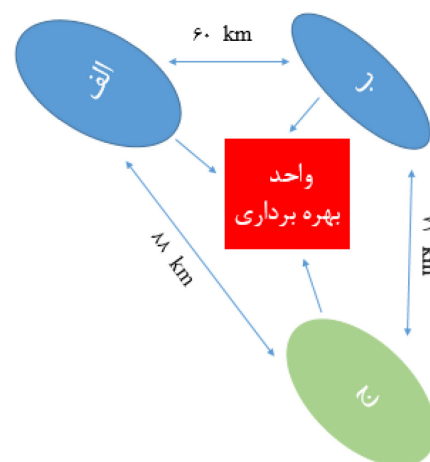
و بنگستان در حال تولید هستند. این میدان‌ها با مشکل تولید آب اضافی مواجه‌اند و میدان در حال توسعه "ج" در نزدیکی این دو میدان، دارای یک چاه اکتشافی است که در آینده مخزن آسماری تکمیل شده و در حال حاضر در آخرین لایه آزمایشی خود آب سازندی تولید می‌کند. پس از نمونه‌گیری و انجام آزمایش‌ها، ترکیب اجزاء و ویژگی‌های سیالات تعیین شد. برای تعیین ترکیب اجزاء نمونه سیالات، جامدات معلق با استفاده از کاغذ صافی $\mu 0/45$ از سیال جدا شده و از سیال آزمایش طیف‌سنجی پلاسما جفت شده القایی^۱ گرفته شد. برای تعیین مقدار جامدات معلق، جامدات فیلتر شده با کاغذ صافی را در کوره آزمایشگاهی در دمای 105°C قرار می‌دهند تا آب همراه جامدات تبخیر شود. در نهایت با وزن کردن رسوبات خشک روی کاغذ صافی مقدار جامدات تعیین شد. برای اندازه‌گیری وزن رسوبات تشکیل شده از ترازوی دیجیتال با دقت پنج رقم اعشار استفاده شده است. پارامترهای هدایت الکتریکی و pH نیز با استفاده از ابزار دیجیتال مربوطه اندازه‌گیری و ثبت شد. ویژگی‌های نمونه سیال سازندی و پساب‌های تولیدی در **جدول ۱** ارائه شده است.

چاه‌های میدان‌های "الف" و "ج" در مخزن آسماری تکمیل هستند. جنس سنگ این سازند در نواحی غربی کشور کلسیت با مقادیری دولومیت با مقادیر پراکنده‌ای انیدریت است. از طرفی سنگ مخزن میدان "ب" در سازند بنگستان و از جنس کلسیت با خلوص بالا است. سیال تولیدی این میدان‌ها به‌منظور فراورش به یک واحد بهره‌برداری ارسال و پساب آن‌ها تفکیک و در حوضچه تبخیر نگهداری می‌شوند. در صورت نوسان در تولید میدان‌ها، مقدار پساب تولیدی هر میدان نیز تغییر می‌کند. لذا می‌بایست سازگاری پساب‌های تولیدی دو میدان با یکدیگر برای نسبت‌های مختلف ترکیب بررسی شوند.

ساخته شده در آزمایشگاه از یک‌سو و احتمال سازگاری سیالات با یکدیگر از سوی دیگر، این مطالعه با استفاده از نمونه‌های کاملاً واقعی انجام شود تا دقت افزایش یابد. کمالی پور و همکاران در یک مطالعه به‌صورت متمرکز به مقایسه استفاده از این دستگاه با انجام آزمایش‌های سازگاری به‌صورت استاتیک پرداخته است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که هم زدن سیالات حین انجام آزمایش‌های سازگاری موجب افزایش مقدار رسوبات تشکیل شده در مدت زمان معین در مقایسه با قرار دادن نمونه در حالت سکون می‌شود [۲۶]. با توجه به این که در صورت کم بودن مقدار رسوبات، خطا در اندازه‌گیری‌ها و اختلال در نتایج آزمایش‌ها به وجود می‌آید، در این پژوهش به‌منظور حذف خطاهای احتمالی و افزایش سرعت واکنش‌ها، از دستگاه چرخ دوار برای انجام آزمایش‌های سازگاری استفاده شده است.

مواد و روش‌ها

سه میدان مورد مطالعه در این پژوهش در غرب ایران و در فواصل ۶۰-۹۰ km از یکدیگر واقع شده‌اند. موقعیت این میدان‌ها در **شکل ۱** نمایش داده شده است.



شکل ۱ موقعیت جغرافیایی و فاصله بین میدان‌ها و واحد بهره‌برداری

دو میدان "الف" و "ب" به ترتیب از مخزن آسماری

جدول ۱ ویژگی‌ها و ترکیب اجزاء سیالات تزریقی و آب سازندی

میدان‌ها			واحد	ویژگی
ج	ب	الف		
۴۸	۵۹	۴۹	°C	دما
۶/۶۸	۶/۴۳	۵/۲۱	-	pH
۲۵۰۰۰۰	۳۳۲۰۰۰	۳۱۵۰۰۰	mSiemens/cm	هدایت الکتریکی
۱/۱۱۸۳	۱/۱۳۸۳	۱/۱۴۳	g/mL	چگالی در ۲۵ °C
۱/۱۹	۱/۳۲	۱/۴۵	cp	گرانروی در ۲۵ °C
۳۵	۱۷/۷	۱۲۴	mg/L	جامدات معلق
۱۶۹۴۲۰	۲۱۰۴۵۵	۲۳۷۶۰۸	mg/L	جامدات محلول در ۲۵ °C
۳۰۰	۴۷۰	۱۵۰	mg/L	HCO ₃ ⁻
۵۶	۵۶۰	۱۴	mg/L	S ⁻²
۴۷۰	۴۲۰	۳۵۰	mg/L	SO ₄ ⁻²
۱۰۱۰۰۰	۱۱۵۰۰۰	۱۳۱۰۰۰	mg/L	Cl ⁻
۶۷۰۰	۱۱۰۰۰	۱۳۰۰۰	mg/L	Ca ⁺²
۹۷۰	۱۲۰۰	۱۹۰۰	mg/L	Mg ⁺²
۵۳۰۰۰	۵۸۰۰۰	۶۴۰۰۰	mg/L	Na ⁺
۱۹۰۰	۳۸۰۰	۱۱۰۰	mg/L	K ⁺
۳	۳	۹	ppm	Fe ⁺²
۲۰	۲۰	۲۰	ppm	Ba ⁺²
۵۷۰	۹۰۰	۶۴۰	ppm	Sr ⁺²
<۱۰	<۱۰	<۱۰	ppm	Al ⁺³

می‌شوند. همچنین، به‌منظور فراهم کردن شرایط تعادل یونی نمونه‌ها و زمان لازم برای تکمیل واکنش و فرآیند کریستالیزه شدن، نمونه‌ها به مدت ۱۴ روز هم‌زده می‌شوند. طراحی آزمایش‌های تعادل یونی حجمی آب‌های تزریقی در [جدول ۲](#) ارائه شده است.

در این بخش، آزمایش‌های تعادل یونی نمونه پساب‌های تولیدی به‌صورت جداگانه و ترکیب در نسبت‌های ۰/۲۵، ۰/۵ و ۰/۷۵ انجام گرفت. آزمایش‌های سازگاری این بخش در شرایط ترمودینامیکی حوضچه تبخیر بررسی خواهد شد. باهدف شبیه‌سازی شرایط حوضچه تبخیر، آزمایش‌ها در دما و فشار محیط انجام

جدول ۲ آزمایش‌های سازگاری سیالات تزریقی

شماره آزمایش	میدان الف	میدان ب	دمای آزمایش (°F)	فشار (psi)	زمان ترکیب سیالات (day)
۱	۰	۱۰۰	۶۰	۱۴/۷	۱۴
۲	۲۵	۷۵			
۳	۵۰	۵۰			
۴	۷۵	۲۵			
۵	۱۰۰	۰			

از طرفی، با توجه به شرایط تکمیل چاه تزریق پساب، بررسی سازگاری پساب تولیدی با آب سازندی در شرایط مخزن الزامی است. به عنوان مثال، در طول فرآیند تزریق، نسبت ترکیب سیال پساب تزریق شده با سیال سازندی تغییر می کند به طوری که در ابتدای فرآیند، نسبت سیال سازندی بالا بوده و با گذر زمان و جابجایی سیال سازندی با پساب تزریقی، نسبت پساب تزریقی افزایش می یابد. به منظور بررسی هرچه بهتر این پدیده و انجام آزمایش های سازگاری، از هر دو سیال تزریقی و سازندی نمونه برداری شد. آزمایش های تعادل یونی برای نمونه

پساب های تولیدی که به صورت خالص و ترکیبی در نسبت های ۰/۲۵ و ۰/۷۵ تهیه شده اند، در سه نسبت ۰/۲۵، ۰/۵ و ۰/۷۵ با آب سازندی انجام شد. با هدف شبیه سازی شرایط مخزن، آزمایش ها در دمای مخزن انجام می شوند. علاوه بر این، به منظور فراهم کردن شرایط تعادل یونی نمونه ها و زمان لازم برای تکمیل واکنش و فرآیند کریستالیزه شدن، نمونه ها به مدت ۱۴ روز هم زده می شوند. طراحی آزمایش های سازگاری حجمی آب های تزریقی با سیال سازندی در **جدول ۳** ارائه شده است.

جدول ۳ آزمایش های سازگاری سیالات تزریقی و آب سازندی

شماره آزمایش	نسبت آب سازندی	نسبت آب تزریقی	نسبت پساب میدان الف	نسبت پساب میدان ب	فشار (psi)	دما (°F)	زمان ترکیب سیالات (day)
۶	۲۵	۷۵	۰	۱۰۰	۱۴/۷	۱۸۸	۱۴
۷			۲۵	۷۵			
۸			۷۵	۲۵			
۹			۱۰۰	۰			
۱۰	۵۰	۵۰	۰	۱۰۰			
۱۱			۲۵	۷۵			
۱۲			۷۵	۲۵			
۱۳			۱۰۰	۰			
۱۴	۷۵	۲۵	۰	۱۰۰			
۱۵			۲۵	۷۵			
۱۶			۷۵	۲۵			
۱۷			۱۰۰	۰			

پس از ترکیب نمونه های سیال و گذشت زمان تعیین شده چهارده روزه برای رسیدن به تعادل یونی، سیالات با کاغذ صافی ۰/۴۵ به منظور جداسازی رسوبات تشکیل شده فیلتر شدند. سپس رسوبات تفکیک شده به همراه کاغذ صافی را در کوره آزمایشگاهی در دمای ۱۰۵ °C قرار می دهند تا آب همراه رسوبات تبخیر شود. در نهایت با وزن کردن رسوبات خشک روی کاغذ صافی مقدار جامدات تعیین می شود. با توجه به احتمال سازگاری سیالات و کم بودن مقدار رسوبات، در طول ۱۴ روز زمان آزمایش های سازگاری نمونه ها با

هدف یکنواخت شدن و تسریع در فرآیند رسوب گذاری به کمک دستگاه چرخ دوار هم زده شدند. این دستگاه که با استاندارد NACE 1D888 طراحی و در کلاس چرخ دوار ساخته شده است که امکان قرار دادن نمونه در شش جهت چرخ امکان پذیر است. موتور متصل به چرخ امکان دوران آن در سرعت های مختلف را فراهم می آورد که در این مطالعه از سرعت ۱۰ rpm استفاده شد. کوره ای که چرخ در داخل آن قرار دارد امکان اعمال دمای مطلوب را نیز فراهم می کند. شمای کلی دستگاه در **شکل ۲** ارائه شده است.



شکل ۲ شمای دستگاه چرخ دوار

بنابراین به کمک نرم افزارهای مربوطه می توان طیفی از عنصرها تهیه کرد که اتم های سبک در طرف چپ طیف و اتم های سنگین تر در طرف راست قرار می گیرند. این نرم افزارها بر پایه انرژی های به دست آمده و مساحت زیر منحنی درصد و نوع عنصر را محاسبه می کنند و قابلیت بزرگنمایی به مقدار ۳۰ تا ۱۰۰۰۰ برابر دارد که در هر مورد بسته به مورفولوژی رسوبات و به منظور تشخیص ساختار آن ها بزرگنمایی انجام شده است. برای انجام آنالیز میکروسکوپ الکترونی به همراه طیفسنجی پرتو ایکس پس از آماده سازی نمونه، با توجه به پیچیدگی آب آنالیز شده، ابتدا از سطح کلی نمونه آنالیز را تهیه می کنیم. پس از آن با جستجو در سطح نمونه، در بزرگنمایی های متفاوت مورفولوژی های متفاوت شناسایی و بررسی می شود. بدین ترتیب با مشخص شدن مقدار و جنس رسوبات معدنی تشکیل شده می توان از میزان سازگاری ترکیب آب های تزریقی با یکدیگر و میزان ناسازگاری حاصل از ادغام آن ها با آب سازندی مطلع شد. ابزار میکروسکوپ الکترونی روبشی مجهز به طیفسنجی پراش انرژی پرتو ایکس از ابزارهای متداول مورد استفاده در پژوهش ها برای آنالیز رسوبات هستند [۲۷].

در این پژوهش آنالیز دقیق ساختار و مورفولوژی آن ها از طریق میکروسکوپ الکترونی روبشی^۱ انجام شد. در این روش با بمباران کردن اجسام به وسیله الکترون های شتاب گرفته می توان تصاویر دقیقی از سطح جامدات تهیه کرد. بدین ترتیب که الکترون های منعکس شده از سطح اجسام به سمت صفحه ای با بار مثبت هدایت می شوند و الکترون های دریافتی در این صفحه به سیگنال های قابل تفسیر تبدیل می شوند. با روبش پرتو الکترونی روی سطح نمونه مجموعه ای از سیگنال ها به دست خواهد آمد که از طریق آن ها می توان تصاویر با کیفیت با بزرگنمایی ۷۰۰ هزار برابر تهیه کرد. مقیاس کاربردی مورد استفاده در این مطالعه با توجه به ساختار فضایی محیط متخلخل ۵ الی ۱۰ nm است. به همین دلیل رسوبات فیلتر شده در این ابعاد بزرگنمایی شدند. لذا می توان نسبت به شکل ذرات، اندازه ذرات، چگونگی تجمع رسوبات اطلاعاتی را به دست آورد.

از قابلیت منحصربه فرد دیگر این دستگاه دستیابی به اطلاعات نیمه کمی از مقدار عنصرهای موجود در ماده از طریق طیفسنجی پراش انرژی پرتو ایکس^۲ است. به طوری که هنگامی که الکترون به سطح نمونه برخورد می کند، عنصرهای موجود در سطح نمونه تهییج می شوند و هر عنصر اشعه ایکس با انرژی خاصی از خود متصاعد می کند.

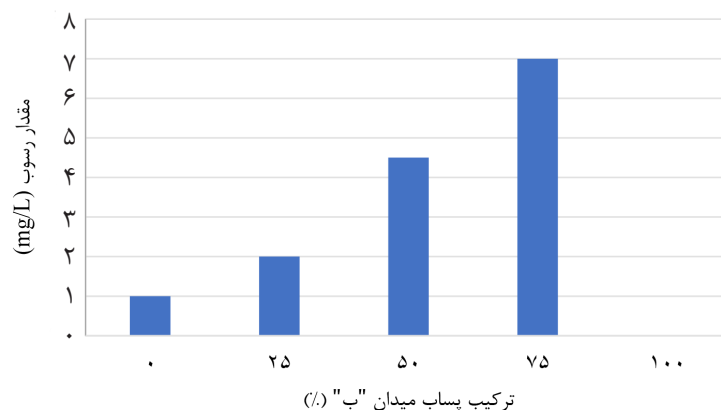
1. SEM
2. EDX

تحلیل نتایج

نتایج آنالیزهای اولیه روی جامدات معلق نمونه‌ها نشان‌دهنده مقدار 124 mg/L در پساب میدان "الف" و حدود 18 mg/L در پساب میدان "ب" است. این میزان جامدات معلق غیرقابل چشم‌پوشی بوده و لزوم فیلتراسیون سیالات تزریقی پیش از فرآیند تزریق را نشان می‌دهد. آزمایش‌های تعادل یونی با هدف بررسی میزان سازگاری سیالات انجام شد. از آنجایی که هدف از این آزمایش‌ها تعیین سازگاری از نظر تشکیل رسوبات معدنی است، از نمونه سیالات فیلتر شده و بدون جامدات معلق استفاده شد.

نتایج آزمایش‌های تعادل یونی حاصل از ترکیب

پساب‌های تولیدی در نسبت‌های مختلف نشان‌دهنده سازگاری مناسب این پساب‌ها با یکدیگر است. در پساب‌های ترکیبی تهیه‌شده، هرچه مقدار پساب میدان "ب" افزایش می‌یابد، مقدار رسوبات تشکیل‌شده نیز افزایش می‌یابد. به عبارتی، پساب میدان "ب" در ترکیب این سیالات عامل افزایش ناسازگاری و تشکیل رسوبات است. روند تغییرات مقدار رسوبات با افزایش درصد ترکیب پساب میدان "ب" در نمودار و شکل ۳ قابل مشاهده است. این مهم نشان می‌دهد در عملیات افزایش مقدار پساب تولیدی از میدان "الف"، در صورت ثابت بودن تولید آب میدان "ب"، مشکلات تشکیل رسوبات کاهش می‌یابد.



شکل ۳ روند تغییر مقدار رسوب با درصد ترکیب پساب میدان «ب» در ترکیب پساب‌ها

رسوب غالب است. نتایج این بخش از آزمایش‌ها که در دمای محیط انجام‌شده در جدول ۴ ارائه‌شده است.

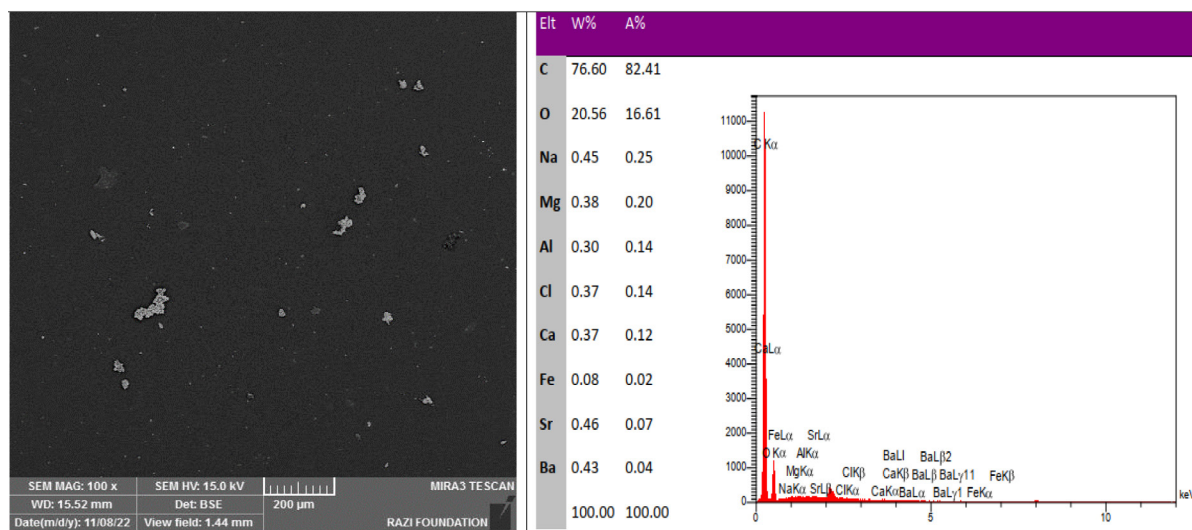
نتایج حاصل از آزمایش‌های میکروسکوپ الکترونی به همراه طیف‌سنجی پراش پرتو ایکس نشان‌دهنده تشکیل رسوبات سیلیکاته و کلسیم کربنات به‌عنوان

جدول ۴ خلاصه نتایج سازگاری پساب‌های تزریقی در دمای محیط

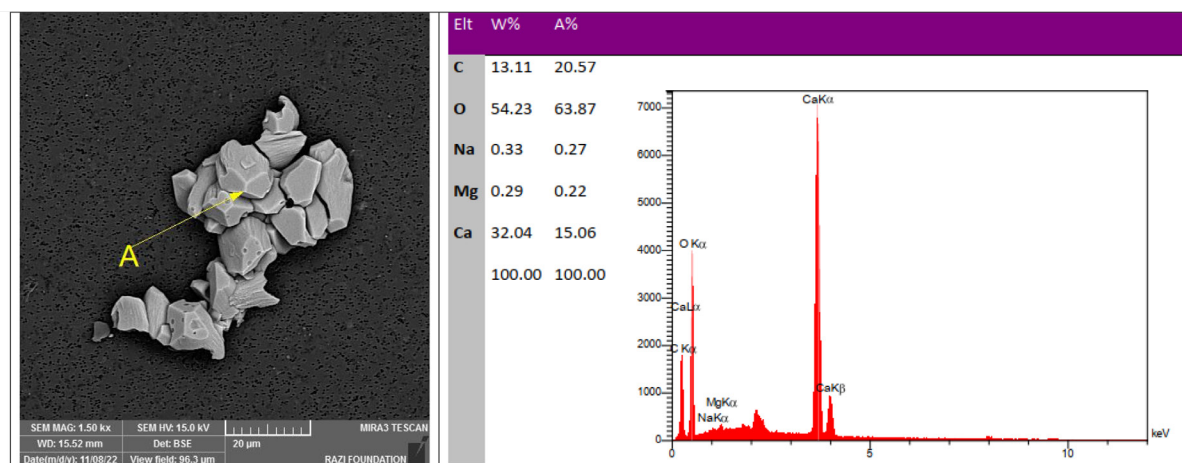
جنس رسوبات غالب	جرم رسوبات (mg/L)	نسبت ترکیب (%)		شماره آزمایش
		میدان "الف"	میدان "ب"	
رسوبات سیلیکاته و مقادیر ناچیزی کربنات کلسیم	۱	۱۰۰	۰	۱
آلومینیوم اکسید	۲	۷۵	۲۵	۲
کربنات کلسیم و استرانسیوم سولفات	۴/۵	۵۰	۵۰	۳
کربنات کلسیم	۷	۲۵	۷۵	۴
کربنات کلسیم و مقادیر کم رسوبات سیلیکاته	۰	۰	۱۰۰	۵

تصویر تهیه شده توسط میکروسکوپ الکترونی و آنالیز عنصری نتیجه شده از پراش انرژی پرتوایکس برای کل رسوبات ناسازگارترین ترکیب پسابها (آزمایش شماره ۴) در شکل ۴ قابل مشاهده است. به عنوان مثال آنالیز یک رسوب تشکیل شده به صورت نقطه ای (نقطه ای A در آزمایش شماره ۴) در شکل ۵ ارائه شده است. این نقطه تجمع ذرات رسوب خالص کربنات کلسیم را با ساختار زاویه دار نشان می دهد.

توجه به این نکته ضروری است که میدان "الف" از مخزن آسماری و میدان "ب" از مخزن بنگستان در حال تولید هستند. تفاوت در سنگ مخزن موجب تفاوت هایی در ترکیب اجزاء سیالات شده است و با افزایش درصد ترکیب پساب میدان "ب" مقدار رسوبات افزایش می یابد، اما آزمایش های تعادل یونی و مقدار رسوبات کم نشان از سازگاری نمونه ها دارد. این سازگاری می تواند به دلیل منشأ یکسان سیالات باشد.



شکل ۴ نتایج آنالیز میکروسکوپ الکترونی روبشی و پراش پرتوایکس برای کل رسوبات آزمایش شماره ۴



شکل ۵ نتایج آنالیز میکروسکوپ روبشی و پراش پرتوایکس برای رسوبات نقطه A در آزمایش شماره ۴

می‌یابد. بنابراین، باهدف بررسی شرایط سازگاری در گذر زمان، می‌بایست رسوبات تشکیل شده در آزمایش‌های سازگاری پساب میدان "الف" را با آب سازندی در نسبت‌های مختلف جمع کرد.

بر این اساس سازگارترین سیال برای تزریق به مخزن پساب خالص میدان "الف" با 19 mg/L رسوبات است. میدان‌های "الف" و "ج" هر دو در سازند آسماری تکمیل هستند که نشان‌دهنده سازگاری سیالات میدان‌های تولیدکننده از مخزن مشابه یک حوضه رسوبی است. در مقابل پساب ترکیبی با نسبت ۲۵٪ از میدان "الف" و ۷۵٪ میدان "ب" با مجموعاً حدود 34 mg/L رسوب ناسازگارترین نمونه پساب با سیال سازندی است. از طرفی میدان "ب" در مخزن بنگستان تکمیل است که با توجه به تفاوت جنس سنگ مخزن با میدان‌های "الف" و "ج" ناسازگاری افزایش یافته است.

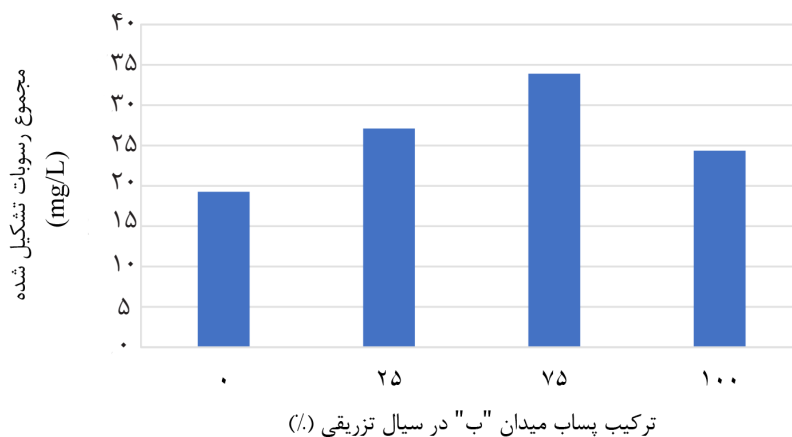
نتایج بررسی‌ها در شکل ۶ نیز قابل مشاهده است. هرچه مقدار پساب میدان "ب" در ترکیب سیال تزریقی افزایش یافته است، سیالات تزریقی و آبده مخزن ناسازگارتر شده‌اند.

در ادامه مطالعه رسوبات تشکیل شده در اثر ناسازگاری سیالات تزریقی و آب سازندی مورد بررسی قرار گرفتند. این مرحله شامل ۱۲ آزمایش سازگاری با نسبت‌های مختلف اختلاط سیالات تزریقی و آب سازندی در دمای مخزن بود. جامدات تشکیل شده در اثر ناسازگاری سیالات پس از چهارده روز فیلتر، اندازه‌گیری و از نظر جنس مواد و ساختار بررسی شده‌اند. خلاصه نتایج این آزمایش‌ها در جدول ۵ ارائه شده است.

ضریب ترکیب آب سازندی با پساب تزریقی در مخزن در گذر زمان تغییر تزریق می‌کند. لذا برای تعیین سازگاری نمونه‌ها با آب سازندی، می‌بایست مجموع رسوبات تشکیل شده ناشی از ادغام هر نمونه پساب تهیه شده را با آب سازندی در نسبت‌های مختلف را بررسی کرد. به عنوان مثال، اگر پساب تولیدی ۱۰۰ درصدی میدان "الف" به مخزن تزریق شود، در ابتدای عملیات تزریق که سازند اشباع بالایی از نمونه سیال سازندی دارد، نمونه پساب با درصد کمی در مجاورت آن قرار می‌گیرد و با گذر زمان نسبت ترکیب پساب به آب سازندی افزایش

جدول ۵ خلاصه نتایج سازگاری ترکیب پساب‌های تزریقی در دمای مخزن

شماره آزمایش	نسبت آب سازندی	نسبت آب تزریقی	نسبت ترکیب پساب‌ها (%)		جرم رسوبات (mg/L)	جنس رسوبات غالب
			میدان الف	میدان ب		
۶	۲۵	۷۵	۱۰۰	۰	۸/۱۶	رسوبات سیلیکاته و کربنات کلسیم
۷			۷۵	۲۵	۸/۸۲	کربنات کلسیم
۸			۲۵	۷۵	۷/۷۸	کربنات کلسیم
۹			۰	۱۰۰	۱۰/۱۵	کربنات کلسیم
۱۰	۵۰	۵۰	۱۰۰	۰	۳/۵۷	رسوبات سیلیکاته و مقادیر کمی کربنات کلسیم
۱۱			۷۵	۲۵	۷/۴۱	رسوبات سیلیکاته و کربنات کلسیم
۱۲			۲۵	۷۵	۹/۷۹	کربنات کلسیم
۱۳			۰	۱۰۰	۶/۶۴	آهن کربنات
۱۴	۷۵	۲۵	۱۰۰	۰	۷/۵۵	کربنات کلسیم
۱۵			۷۵	۲۵	۱۰/۸۹	رسوبات سیلیکاته و کربنات کلسیم
۱۶			۲۵	۷۵	۱۶/۳۳	کربنات کلسیم و مقادیر کمی رسوبات سیلیکاته
۱۷			۰	۱۰۰	۷/۵۸	کربنات کلسیم

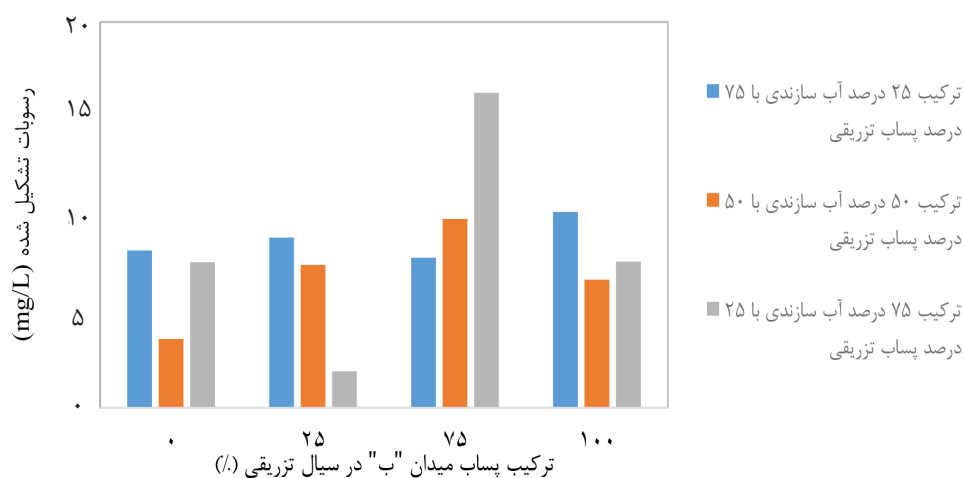


شکل ۶ روند تغییرات مجموع رسوبات تشکیل شده از آزمایش‌های سازگاری ترکیب پساب تزریقی و آب سازندی در نسبت‌های مختلف آب سازندی

می‌دهد که سه واحد آب سازندی با یک واحد پساب ترکیب شوند و پساب ۲۵٪ از سیال میدان "الف" و ۷۵٪ سیال میدان "ب" را در ساختار خود داشته باشد. این بدان معنی است که در دهانه چاه و ابتدای فرآیند تزریق پساب با نسبت‌های ۲۵ به ۷۵٪ از میدان‌های "الف" و "ب" به آبده مخزن مشکل رسوبات بیشینه خواهد بود. در مقابل کمترین رسوبات زمانی تشکیل می‌شود که پساب خالص میدان "الف" در نسبت مساوی با آب سازندی ترکیب شود. نتایج آزمایش‌ها با روند تغییرات درصد ترکیب پساب میدان "ب" در شکل ۷ ارائه شده است.

این بدان معنا است که در صورت تغییر جنس سازند، سازگاری سیالات میدان‌ها با یکدیگر کاهش می‌یابد و پساب مخازن با جنس سازند مشابه در یک حوضه رسوبی از سازگاری مناسبی برخوردارند. این نتایج با نتایج مطالعه میدانی انجام شده در یکی از میدان‌های فراساحلی کشورهای حوزه خلیج فارس هم‌راستا است، جایی که پس از تزریق بیش از ۲۴ میلیون بشکه پساب، تزریق‌پذیری بدون تغییر باقی‌مانده است [۲۳].

بر اساس نتایج به دست آمده بیشترین ناسازگاری بین سیال مخزن و سیال پساب تزریقی زمانی رخ

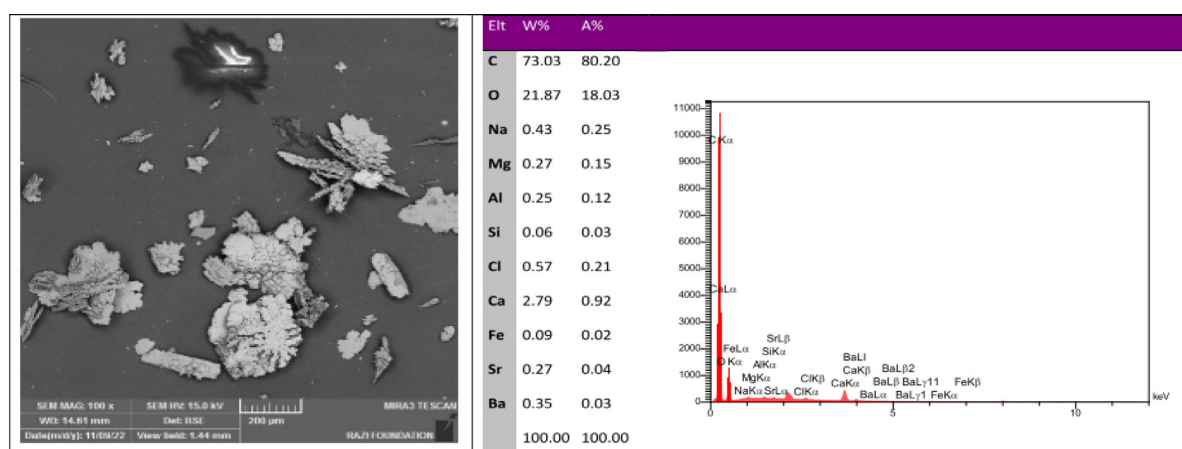


شکل ۷ روند تغییرات رسوبات تشکیل شده با افزایش درصد ترکیب پساب میدان «ب» در آزمایش‌های سازگاری ترکیب با آب سازندی و سیال تزریقی

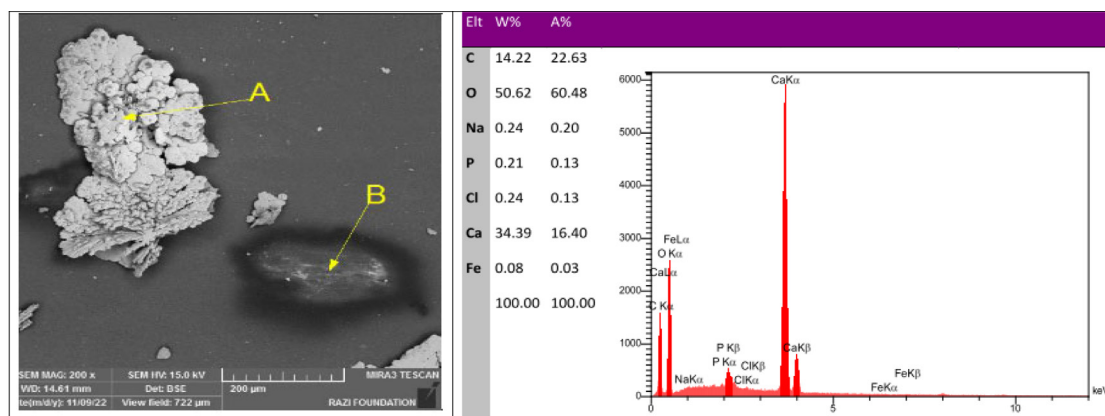
رسوب ناسازگارترین پساب ترکیبی در اختلاط با سیال سازندی است (آزمایش شماره ۱۶).

به‌منظور مشاهده دقیق‌تر رسوبات معدنی تشکیل‌شده، نمونه آنالیز رسوب تشکیل‌شده در نقطه A در آزمایش شماره ۱۶ نیز در شکل ۹ ارائه‌شده است. این نقطه تجمع شدید ذرات رسوب کلسیم کربنات را با ساختار نامنظم به همراه مقادیر ناچیزی از رسوبات سدیم کلراید نشان می‌دهد.

اطلاع از جنس رسوبات برای پیدا کردن یک راهکار متناسب برای مقابله با آن‌ها الزامی است. به همین دلیل نمونه رسوبات هر آزمایش با استفاده از میکروسکوپ الکترونی و پراش پرتوایکس آنالیز شد. نتایج آنالیز ساختار و جنس رسوبات ناشی از ترکیب سیالات تزریقی با سیال سازندی نشان می‌دهد غالب رسوبات از جنس کربنات کلسیم و رسوبات سیلیکاته هستند. شکل ۸ تصویر تهیه‌شده توسط میکروسکوپ الکترونی و آنالیز عنصری مربوط به کل



شکل ۸ نتایج آنالیز میکروسکوپ روبشی و پراش پرتوایکس برای کل رسوبات در آزمایش شماره ۱۶



شکل ۹ نتایج آنالیز میکروسکوپ الکترونی روبشی و پراش پرتوایکس برای رسوبات نقطه A در آزمایش شماره ۱۶

فرآیند کنترل تزریق‌پذیری و جلوگیری از کاهش آن در سازند به دلیل ناسازگاری سیالات و تشکیل رسوبات معدنی است. این مطالعه باهدف بررسی سازگاری پساب میدان‌های موجود در یک حوضه رسوبی انجام‌شده است. در همین راستا، ابتدا

نتیجه‌گیری

تزریق پساب به‌عنوان اقتصادی‌ترین و زیست‌محیطی‌ترین روش درمان پساب‌های تولیدی در میدان‌ها در خشکی شناخته می‌شود. درعین‌حال، چالش اساسی مهندسان مخازن در این

ناسازگارترین پساب است. مقدار رسوبات اندازه‌گیری شده در این آزمایش $16/33 \text{ mg/L}$ بوده است.

در نتیجه، پساب میدان‌های "الف" و "ب" با یکدیگر و ترکیب آن‌ها با نمونه سیال سازندی میدان "ج" به‌طور کلی با یکدیگر سازگارند. از سوی دیگر، تفاوت در سازند و مخزن موجب افزایش مقدار رسوبات شده است. به عبارت دیگر، با افزایش مقدار پساب میدان "ب" که مخزنی متفاوت از میدان "الف" و "ج" دارد، ناسازگاری افزایش می‌یابد.

در نهایت، می‌توان نتیجه گرفت که تشابه مخزن تولیدکننده پساب با مخزن هدف تزریق در یک حوضه رسوبی موجب کاهش ریسک ناسازگاری سیالات می‌شود. بر اساس نتایج مطالعه انجام‌شده، پساب‌های تولیدی و آب سازندی میدان‌های مجاور با یکدیگر از سازگاری مناسبی برخوردار هستند و می‌توانند با ریسک کم به‌منظور دفع پساب تزریق شوند.

در همین راستا پیشنهاد می‌شود نمونه سیالات تولیدی از میدان‌های نزدیک به هم جمع‌آوری شده و پس از انجام آزمایش‌های سازگاری، ترکیبی از پساب‌ها در یک چاه تزریق شوند. این امر موجب کاهش هزینه‌های حفاری چاه‌های تزریقی و رفع چالش‌های زیست‌محیطی چند میدان به‌صورت هم‌زمان می‌شود. همچنین پیشنهاد می‌شود سازگاری نمونه سیالات میدان‌های مجاور سایر گروه‌های زمین‌شناسی (مثل گروه خامی و دهرم) نیز در دستور کار محققین در زمینه تزریق پساب قرار گیرد.

سازگاری پساب تولیدی دو میدان "الف" و "ب" با یکدیگر و سپس سازگاری ترکیب پساب‌ها با آب سازندی میدان "ج" بررسی شده است. به‌منظور افزایش دقت، آزمایش‌های سازگاری با استفاده از نمونه‌های واقعی سیالات میدان‌ها و دستگاه چرخ دوار انجام شد.

در این پژوهش برای شبیه‌سازی آنچه در عملیات تزریق رخ می‌دهد، آزمایش سازگاری پساب‌های تولیدشده در پنج نسبت در دمای محیط انجام شد. بر اساس نتایج به‌دست‌آمده، با افزایش مقدار پساب میدان "ب" در ترکیب، سازگاری پساب دو میدان با یکدیگر کاهش می‌یابد. با این حال مقدار رسوبات در آزمایش‌های سازگاری پساب‌های تزریقی با یکدیگر از 7 mg/L تجاوز نمی‌کند. این کاهش سازگاری می‌تواند به دلیل تفاوت جنس مخازن که نمونه‌ها از آنها اخذ شده است (آسماری و بنگستان) باشد. در ادامه، با هدف تعیین سازگاری ترکیبات مختلف از پساب‌های تزریقی با سیال سازندی، آزمایش‌ها در ۱۲ مرحله تعریف شد. در این بین، سازگارترین پساب با سیال سازندی، نمونه خالص میدان "الف" در نسبت ترکیب ۵۰ به ۵۰ به مقدار $3/57 \text{ mg/L}$ است. با توجه به این که سازند مخزنی میدان‌های "الف" و "ج" آسماری است، سازگاری سیالات مخزن مشابه در یک حوضه رسوبی قابل تأیید است. از طرفی، نتایج همین آزمایش‌ها نشان می‌دهد که پساب ترکیبی با نسبت ۲۵ به ۷۵٪ میدان "الف" به میدان "ب" در مجموع حالات ترکیب با سیال سازندی،

مراجع

- [1]. Song, J., Wang, Q., Shaik, I., Puerto, M., Bikina, P., Aichele, C., Biswal, S.L. & Hirasaki, G. J. (2020). Effect of salinity, Mg^{2+} and SO_4^{2-} on "smart water"-induced carbonate wettability alteration in a model oil system. *Journal of Colloid and Interface Science*, 563, 145-155., doi: 10.1016/j.jcis.2019.12.040.
- [2]. Liang, Y., Ning, Y., Liao, L., & Yuan, B. (2018). Special focus on produced water in oil and gas fields: origin, management, and reinjection practice. In *Formation Damage During Improved Oil Recovery* (pp. 515-586). Gulf Professional Publishing. doi.org/10.1016/B978-0-12-813782-6.00014-2. doi.org/10.2118/207157-MS.
- [3]. Adeniyi, A. T., & Ejim, C. P. (2021, August). Analyzing the influence of salinity on produced water re-injection. In *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition* (p. D031S013R003). SPE. doi.org/10.2118/207157-MS.
- [4]. Does, R., Hussain, A., Katebah, M., & Adham, S. (2012, May). Using advanced water treatment technologies to treat produced water from the petroleum industry. In *SPE International Production and Operations Conference*

- and exhibition (pp. SPE-157108). SPE., doi: 10.2118/157108-ms.
- [5]. Moosavi, S. R., Rayhani, M., Malayeri, M. R., & Riazi, M. (2019). Impact of monovalent and divalent cationic and anionic ions on wettability alteration of dolomite rocks. *Journal of Molecular Liquids*, 281, 9-19, doi: 10.1016/j.molliq.2019.02.078.
- [6]. Kalantari, E., & Simjoo, M. (2019). Modeling the Interaction between Low Salinity Water and Sandstone Rock by Coupling Fluid Flow Equations with the PHREEQC Geochemical Model. *Journal of Petroleum Research*, 28(97-6), 80-97, doi: 10.22078/pr.2018.3288.2515.
- [7]. Ghanizadeh, S.M., Khodapanah, E., Tabatabaei-Nezhad, S.A., (2023). Experimental study of the effect of combined low salinity water and polymer injection on heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Research* 33(130): 71–87, doi: 10.22078/pr.2023.4877.3179.
- [8]. Bovard, S., Abbasi, S., Shahrabadi, A., Talebi, A., Hosseini, S. (2024). A laboratory study on the effect of low salinity water injection on recovery factor in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Research* 34(1403–2): 36–55, doi: 10.22078/pr.2024.5316.3364.
- [9]. Zare khafri, F., Khamoushi Abarghoi, F., NazariSaram, M., (2023). Laboratory investigation and modeling of the surface complex to increase oil recovery by means of engineered water injection. *Journal of Petroleum Research* 33(1402–4): 154–65, doi: 10.22078/pr.2023.5036.3249.
- [10]. Kamalipour, M., Abbasi, S., Dehghani, S. M., & Naseri, A. (2014, May). Experimental and simulation study of scale formation in a carbonate Iranian reservoir. In *Proceedings of the Conference of Oil*, Washington, PA, USA (pp. 3-14).
- [11]. Kamalipour, M., AliMousavi Dehghani, S. A., Naseri, A., & Abbasi, S. (2018). Distinguishing anhydrate and gypsum scale in mixing incompatible surface and ground waters during water injection process. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)*, 37(1), 231-240.
- [12]. Ghalib, H. B., & Almallah, I. A. R. (2017). Scaling simulation resulting from mixing predicted model between Mishrif formation water and different waters injection in Basrah oil field, southern Iraq. *Modeling Earth Systems and Environment*, 3(4), 1557-1569, doi: 10.1007/s40808-017-0384-y.
- [13]. Salikhov, R. M., Chertovskih, E. O., Gilmudtinov, B. R., Lebedeva, I. P., Kostyuk, I. I., Paraschenko, M. K., Uryadnov, A.A. & Kolesnikova, A. R. (2020). Special aspects of chemical reagents use under high mineralization of produced waters (Russian). *Oil Industry Journal*, 2020(09), 59-62., doi: 10.24887/0028-2448-2020-9-59-62.
- [14]. Mostafavi, S. A., Riahi, S., Mavaddat, M., & Bigdeli, A. (2021, October). Best practices-design for scale reduction during produced water reinjection (PWRI). In *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition (Vol. 2021, No. 1, pp. 1-5)*. European Association of Geoscientists & Engineers, doi: 10.3997/2214-4609.202113312.
- [15]. Jordan, M. M., Collins, I. R., & Mackay, E. J. (2008). Low sulfate seawater injection for barium sulfate scale control: a life-of-field solution to a complex challenge. *SPE Production & Operations*, 23(02), 192-209, doi: 10.2118/98096-ms.
- [16]. Valadbeygian, V., Hajipour, M., & Behnood, M. (2023). Static and dynamic evaluation of formation damage due to barium sulfate scale during water injection in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13(8), 1819-1831, doi: 10.1007/s13202-023-01652-z.
- [17]. Hu, M., Steefel, C. I., & Rutqvist, J. (2021). Microscale mechanical-chemical modeling of granular salt: Insights for creep. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 126(12), e2021JB023112., doi: 10.1029/2021JB023112.
- [18]. Sirilumpen, M., & Meyer, J. C. (2002, March). Water reinjection for disposal in erawan field. In *SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Environment, and Sustainability?* (pp. SPE-73857). SPE. doi.org/10.2118/73857-MS.
- [19]. Raju, K. U., Nasr-El-Din, H. A., & Al-Shafai, T. A. (2003). A feasibility study of mixing disposal water with aquifer water for downhole injection. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference* (pp. SPE-81449). SPE. doi.org/10.2118/81449-MS.
- [20]. Borazjani, S., Chequer, L., Russell, T., & Bedrikovetsky, P. (2018, February). Injectivity decline during waterflooding and PWRI due to fines migration. In *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control* (p. D021S009R001). SPE. doi.org/10.2118/189521-MS.
- [21]. Navarro, W., & Muro, L. (2007). Produced water reinjection in mature field with high water cut. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. SPE-108050). SPE. doi.org/10.2118/108050-MS.
- [22]. Ayoub, M., Esmaeili, A. (2013). PLATFORM -A Journal of Engineering, Science and Society - Treating Produced Water from an Oil Reservoir for Re-Injection and Enhanced Oil Recovery 9: 43–52.
- [23]. Wilson, A. (2016). Produced-Water Reinjection-Case Study From Onshore Abu Dhabi. *Journal of Petroleum Technology*, 68(12), 72-73. doi.org/10.2118/1216-0072-JPT.
- [24]. 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. doi.org/10.2523/IPTC-20013-MS.
- [25]. Hu, D., Li, Q., Shen, J., He, B., Wu, Y., Li, W., & Wang, Z. (2024, October). Application of produced water re-injection design and optimisation in carbonate oilfield containing hydrogen sulfide. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (p. D021S017R003). SPE. doi: 10.2118/221208-MS.
- [26]. 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.
- [27]. Bijani, M., Khamsehchi, E., Shabani, M., 2023. Optimization of salinity and composition of injected low salinity water into sandstone reservoirs with minimum scale deposition. *Scientific Reports* 13(1): 1–22, doi: 10.1038/s41598-023-40067-y.