

بررسی آزمایشگاهی تقابل مکانیسم‌های انحلال و تشکیل رسوب حاصل از ناسازگاری در فرآیند تزریق آب کم شور در مخازن نفتی

سعید عباسی*، بهجت کاری پایهان و محمد حشمتی

گروه پژوهشی مطالعات آزمایشگاهی ازدیادبرداشت، پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۲/۰۴

چکیده

فرآیند تزریق آب خصوصاً آب‌های با شوری پایین یکی از فرآیندهای قابل توجه در ازدیادبرداشت میباشد. به طور عمده مکانیسم‌های متفاوتی بر اساس نوع سنگ و سیال در فرآیند تزریق آب در مخزن اتفاق می‌افتد. در این تحقیق با انتخاب آب دریا و همچنین رقیق سازی این آب در فرآیند تزریق به نمونه مغزه‌های سنگ مخزن کلسیتی دو سازوکار انحلال کلسیت و رسوب‌گذاری حاصل از ناسازگاری مورد توجه و بررسی قرار گرفت. با استفاده از تغییرات غلظت یونی، هریک از مکانیسم‌ها، مورد ارزیابی قرار گرفت و با اندازه‌گیری تراوایی نمونه‌ها برآیند تقابل آنها مشخص گردید. در نتایج فعال بودن سازوکار انحلال در فرآیند تزریق آب‌ها با شوری پایین و تزریق آب دریا نیز مشاهده گردید. رسوب‌گذاری نیز به عنوان سازوکار جانبی مشاهده گردید که میتواند بر روی انحلال اثر داشته و میزان آنها را در تراوایی نشان بدهد. جهت تقابل بیشتر مکانیسم‌ها و شبیه‌سازی بهتر در مخزن، تزریق همزمان آب تزریقی و آب سازندی انجام شد. در این فرآیند رسوب‌گذاری تا جایی پیش رفت تا در مواردی اثر انحلال نامحسوس و یا گاهی با کاهش نفوذپذیری همراه گردد. این درحالیست که نتایج اندازه‌گیری غلظت یونی، جای‌گذاری یونی منیزیم و یا رقابت منیزیم در رسوب‌گذاری را نشان نداد. لذا برآیند تقابل دو سازوکار رسوب‌گذاری و انحلال در مقدار تغییرات تراوایی، تابعی از نوع سنگ و ترکیب سیال و همچنین شرایط دمایی تزریق می‌باشند که در نتایج به وضوح نشان داده شدند.

کلمات کلیدی: تزریق آب، آب کم شور، سازوکار انحلال، رسوب‌گذاری، ناسازگاری آب، آسیب سازندی، جای‌گذاری یونی

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی abbasis@ripi.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5314.3362)

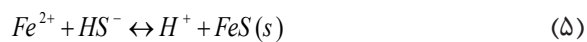
مقدمه

فرآیند تزریق آب و همچنین تغییر ترکیب آب قبل از تزریق جهت بهبود فرآیند تزریق، امروزه بسیار مورد توجه می‌باشد. فرآیند تزریق آب هوشمند و همچنین آب با شوری پایین از جمله روش‌هایی است که امروزه می‌توان در مجموعه روش‌های ازدیادبرداشت به آن اشاره داشت. تاکنون بر روی فرآیندهای تزریق آب با شوری پایین مطالعات مختلفی انجام شده است. هزینه پایین و ریسک کمتر فرآیند فوق نسبت به سایر روش‌ها باعث گردید بیشتر این عملیات مورد توجه قرار بگیرد به طوری که در سال‌های اخیر تحقیقات بسیاری روی آن انجام گرفته است [۱-۲]. با این وجود پیچیدگی مکانیسم‌های سنگ و سیال به گونه‌ای است که هنوز ابهامات زیادی وجود دارد و در بسیاری از موارد تضاد نظرات و اختلاف در مشاهدات کاملاً به چشم می‌خورد. شاید همین موضوع باعث گردیده برخی افراد با تردید به این روش پردازند. از سویی وجود مکانیسم‌های که تغییرات ژئوشیمیایی به همراه دارند تصمیم‌گیری در خصوص روش‌های ازدیاد برداشت را با چالش مواجه می‌کند که در اینجا با استفاده از داده‌های ارائه شده و الگوریتم‌های پیشنهادی می‌توان چالش‌ها را به حداقل رساند [۳-۶].

با توجه به اهدافی که در این مقاله به دنبال آن هستیم می‌توان گفت، مکانیسم‌ها بر دو بخش استوار هستند: برهمکنش سیال تزریقی با آب سازندی (تشکیل رسوب و آسیب سازند) و برهمکنش سنگ و سیال (انحلال و تبادلات یونی). با مرور مقالات می‌توان دریافت که مباحث ارائه شده در این زمینه بر چند بخش ارائه می‌شوند: ساز و کار تشکیل رسوب و سازگاری در فرآیند اختلاط آب‌ها در شرایط دما و فشار، ساز و کار انحلال سنگ، سازوکار جایگزینی یونی و سازوکار تغییرات بار سطحی سنگ (زتا پتانسیل). در فرآیند تزریق آب به مخازن

نفی به طور عمده دو ساز و کار می‌تواند باعث تشکیل رسوب شود: ناسازگاری آب تزریقی با آب سازندی و تغییر شرایط ترمودینامیکی [۷-۹].

باید توجه نمود که سایر پارامترهایی که گاهاً در مقالات و گزارشات به آنها اشاره می‌شود همچون تغییرات قدرت یونی، تغییر pH، تغییر املاح و یا مواد جامد معلق در فرآیند تزریق آب می‌تواند نتیجه همین دو ساز و کار باشد. رسوبات سولفات و کربنات ممکن است نتیجه تغییر فشار یا دما در موقعیت‌های مختلف مخزن باشد اما دلیل اصلی آن ناسازگاری ترکیب شیمیایی آب تزریق شده با آب مخزن می‌باشد. از آنجایی که ترکیبات موجود در سنگ مخزن با ترکیبات آب در تعادل می‌باشند بنابراین تغییرات ناگهانی در غلظت، دما، pH و ترکیبات آب مخزن، باعث بهم خوردن تعادل و در نتیجه سبب تشکیل رسوب و ایجاد آسیب می‌گردد. تعادلات ترمودینامیکی که برای تشکیل رسوب در نظر گرفته شده‌اند عبارتند از [۱۰-۱۱]:

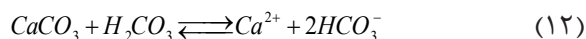
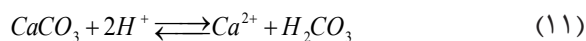
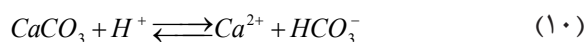


برای تعادل اسیدی در فاز آبی نیز می‌توان به تعادلات ذیل اشاره کرد:



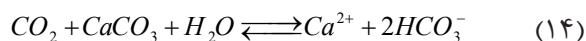
امروزه تزریق آب با شوری پایین به عنوان روشی شناخته شده در ازدیاد برداشت نفت پیشنهاد می‌گردد. همان‌طور که می‌دانیم، حدود ۶۰٪ مخازن نفتی دنیا به صورت کربناته می‌باشند، بنابراین بررسی پتانسیل تزریق آب با شوری پایین^۱ در مخازن کربناته حائز اهمیت است. به دلیل

کلسیت به صورت زیر است:



طبق معادله اول و دوم، هیدروژن طی انحلال کلسیت مصرف می‌شود. بنابراین میزان یون هیدروژن در محلول کاهش می‌یابد و در نتیجه pH محلول افزایش می‌یابد. معادله اول در $pH < 3/5$ ، معادله سوم در $pH < 7$ و معادله چهارم در $pH < 7$ مکانیزم غالب می‌باشند. انحلال کلسیت با افزایش CO_2 ، افزایش می‌یابد. واکنش تعادلی انحلال کلسیت با

حضور CO_2 در محلول به صورت زیر است:



$$K = \frac{[Ca^{2+}][HCO_3^-]^2}{P_{CO_2}} = 10^{-6.9} \quad (15)$$

بنابراین با افزایش فشار CO_2 ، غلظت یون‌های کلسیم و بی‌کربنات افزایش می‌یابد تا تعادل حاصل شود. CO_2 در تماس با آب به صورت محلول می‌شود و اسید کربنیک تشکیل می‌شود که pH محلول را کاهش می‌دهد [۱]. کوتو و همکاران اثر دما بر انحلال‌پذیری کلسیت را بررسی کردند و دریافتند که انحلال‌پذیری به طور قابل توجهی با دما کاهش می‌یابد [۳]. اندیس اشباع^۲ به صورت لگاریتم زیر تعریف می‌شود:

$$SI = \log \left(\frac{IAP}{K_{SP}} \right) \quad (16)$$

K_{SP} حاصل ضرب فعالیت یونی در حالت تعادل و IAP حاصل ضرب فعالیت یونی اندازه‌گیری شده است. K_{SP} کلسیت به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$K_{SP} = (\gamma_{Ca^{2+}} m_{Ca^{2+}})(\gamma_{CO_3^{2-}} m_{CO_3^{2-}}) \quad (17)$$

K_{SP} کلسیت و آرگونیت در دمای $25^\circ C$ به ترتیب برابر $3/36 \times 10^{-9}$ و 6×10^{-9} است. K_{SP} بالاتر به معنی انحلال‌پذیری بیشتر کانی است. اگر $IAP = K_{SP}$ ، محلول در تعادل است. اگر $IAP < K$ ، محلول زیر

تفاوت ترشوندگی اولیه و عدم حضور رس در کربناته‌ها، مکانیزم‌های ازدیاد برداشت تزریق آب با شوری پایین در این نوع مخازن با مخازن ماسه سنگی تفاوت دارد.

سنگ کربناته یک نوع سنگ رسوبی که عمدتاً از کلسیم کربنات تشکیل شده است. رایج‌ترین سنگ کربناته آهک است که متشکل از کلسیت و آرگونیت است. گچ نیز متشکل از کلسیت است که سنگ کربناته نرم و متخلخل است [۱۳-۱۲]. اما آنچه که در اینجا در مورد کلسیت‌ها که عمده مخازن کربناته را شامل می‌شوند مورد توجه است انحلال کلسیت است. انحلال کلسیت می‌تواند عمدتاً در اثر فرآیند تزریق آب با شوری پایین در مخازن کربناته رخ دهد زیرا غلظت اولیه کلسیم در آب پایین است. در اثر انحلال کلسیت، سطح جدیدی از سنگ در تماس با نفت قرار می‌گیرد.

از آنجایی که این سطح به مدت طولانی در تماس با نفت نبوده، نفت-دوستی آن کمتر است. در نتیجه بازیافت نفت بیشتری حاصل خواهد شد. به دلیل انحلال کلسیت، ساختار محیط متخلخل تغییر می‌کند و ارتباط حفرات بهتر می‌شود. در نتیجه تراوایی و بازدهی جاروب افزایش می‌یابد. داده‌های^۲ NMR نیز نشان داده‌اند که انحلال کلسیت در اثر تزریق آب با شوری پایین می‌تواند باعث ارتباط بیشتر حفرات شود [۱۶-۱۴]. انحلال کلسیت در اثر تماس آن با یک محلول اتفاق می‌افتد و بر اساس سینتیک واکنش می‌توان به حالت‌های تعادلی و غیرتعادلی آنها اشاره داشت. سینتیک انحلال کلسیت مشخص می‌کند که سرعت رسیدن به حالت تعادلی چقدر است که تحت تأثیر دما، pH، نوع محلول و مساحت سطح تماس می‌باشد. اگر غلظت اجزای محلول، دما، فشار و pH تغییر کند، تعادل به هم می‌خورد و مجدداً سینتیک وارد عمل می‌شود، مادامی که تعادل جدیدی مجدداً برقرار شود [۲۰-۱۷]. معادلات تعادلی در طی انحلال

1. Nuclear Magnetic Resonance

2. Saturation Index

تراوایی سازند و تزریق‌پذیری آن را کاهش می‌دهد. عباسی و همکاران به بررسی سازگاری آب تزریقی هوشمند و آب با شوری پایین با آب سازندی ضمن بررسی اثربخشی آب تزریقی بر تغییر پتانسیل زتا پرداختند. غلظت بالای یون سولفات در آب هوشمند سبب تشکیل رسوب اندریت، سلیسیت و نیز مقداری رسوب کلسیت طی اختلاط با آب سازندی می‌شود. بنابراین غلظت بهینه یون سولفات باید مدنظر قرار گیرد تا از آسیب سازندی طی تزریق آب هوشمند جلوگیری به عمل آید. تشکیل رسوب بیشتر تحت تأثیر غلظت یون‌های آب هوشمند است و شوری کلی آب تأثیری کمی بر آن دارد [۵].

در ادامه مقصودیان و همکاران نیز قبل از انجام آزمایش‌های ترشوندگی، زتاپتانسیل و تزریق میکرومدل، به بررسی سازگاری آب هوشمند و آب سازندی در دمای محیط و مخزنی (۸۰ °C) و همچنین تشکیل رسوبات ذاتی آب هوشمند در این شرایط دمایی پرداختند تا تشکیل رسوب را مورد بررسی قرار دهند. نتایج نشان داد که با تعیین غلظت بهینه یون سولفات می‌توان از آسیب سازندی طی تزریق آب هوشمند در تماس با آب سازندی جلوگیری کرد [۶].

گوش و همکاران در تحقیقات خود به بررسی میزان پتانسیل تشکیل رسوب طی تزریق آب دریای ۴ برابر سولفات در سنگ کربناته پرداختند [۷]. قاسمیان و همکاران با آزمایش‌های تزریق آب هوشمند به بررسی پتانسیل آسیب سازندی پرداختند. طبق نتایج، با افزایش غلظت یون سولفات در آب تزریقی از ۰/۲۵ تا ۱ برابر آب دریا سبب تشکیل رسوب اندریت می‌شود. بنابراین اگرچه یون سولفات در تغییر ترشوندگی مؤثر است، اما افزایش آن می‌تواند سبب آسیب سازندی گردد [۸]. به طور مشابه، خورشید و همکاران نیز نشان دادند که دما، غلظت سولفات و کاهش شوری آب تزریقی تأثیر قابل توجهی بر انحلال-رسوب کانی طی تزریق آب با شوری کم دارد [۹].

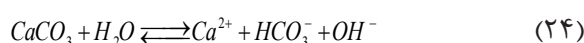
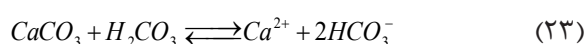
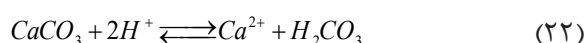
اشباع است و انحلال اتفاق می‌افتد. فعالیت ترکیبات مختلف به صورت تابع pH و P_{CO_2} از روابط زیر به دست می‌آید [۱]:

$$\log(a_{H_2CO_3^*}) = \log(P_{CO_2}) - 1.5 \quad (18)$$

$$\log(a_{HCO_3^-}) = -6.3 + \log(a_{H_2CO_3}) + pH \quad (19)$$

$$\log(a_{CO_3^{2-}}) = -16.6 + \log(a_{H_2CO_3}) + 2pH \quad (20)$$

انحلال کلسیت تحت تأثیر چهار واکنش زیر با ثوابت سرعت است:



بنابراین معادله سرعت انحلال به صورت تعریف می‌شود:

$$r = k_1 a_{H^+} + k_2 a_{H_2CO_3^*} + k_3 a_{H_2O} - k_4 (a_{Ca^{2+}} + a_{HCO_3^-}) \quad (25)$$

ثوابت سرعت به صورت تابع دما بر حسب کلوین می‌باشند [۱]:

$$\log k_1 = 0.198 - 444/T \quad (26)$$

$$\log k_2 = 2.84 - 2177/T \quad (27)$$

$$\log k_3 = -5.86 - 317/T \quad \text{for } T \leq 298K \quad (28)$$

$$\log k_4 = -1.1 - 1737/T \quad \text{for } T > 298K \quad (29)$$

باید توجه نمود که محاسبات نشان دادند که رابطه مشخصی بین تغییر ترشوندگی و تغییر پتانسیل سطحی در اثر انحلال کلسیت وجود ندارد. تابعیت دمایی تغییر ترشوندگی، با افزایش میزان آشام، از تابعیت دمایی پتانسیل زتا قوی‌تر است. انحلال کلسیت اغلب در سطح تماس بین ذره‌ای رخ می‌دهد. انرژی سطحی در این سطوح تماس کمتر است و در نتیجه سرعت انحلال بیشتر است [۴]. یکی از مسائل و چالش‌های تزریق آب هوشمند و یا آب با شوری پایین، حاوی یون‌های مؤثر برای تغییر بار سطحی به خصوص در مخازن کربناته با تراوایی پایین، ناسازگاری آب سازندی با آب تزریقی است.

ناسازگاری آب سازندی با آب هوشمند تزریقی سبب تشکیل رسوبات غیرآلی می‌شود که در نهایت

در مغزه‌های حاوی اندریت به عنوان سازوکار تزریق آب با شوری پایین در مخازن کربناته پرداختند. مشاهدات آزمایشگاهی آستد و همکاران این فرضیه را تأیید می‌کند [۱۵-۱۴]. آنها به طور وسیع در خصوص ساز و کار انحلال ایجاد شده بررسی انجام دادند. نمودار غلظت یون سولفات در آب خروجی از مغزه‌ها نشان داد که غلظت سولفات از مقدار اولیه آن در آب تزریقی به مغزه بیش‌تر است. این موضوع نشان‌دهنده انحلال اندریت در مغزه‌ها است [۱۶]. نونز و همکاران به بررسی انحلال سنگ‌های دولومیتی در اثر کاهش شوری آب تزریقی در آزمایش‌های دما و فشار مخزن (۱۰۰۰۰ pam) و 110°C پرداختند. [۱۷].

برخی از محققین نیز به بررسی تقابل مکانیسم‌های انحلال و رسوب طی تزریق آب هوشمند و آب با شوری پایین پرداختند. از جمله، پارک و همکاران به این نتیجه رسیدند که در صورت تزریق آب حاوی یون سولفات در سازند کربناته، انحلال سنگ و رسوب درجا می‌تواند سبب تغییر تراوایی و ترشوندگی شود. به خصوص، در صورت حضور یون باریم در آب سازندی، با یون سولفات واکنش داده و رسوب باریت تشکیل می‌شود. طبق آزمایش‌های آن‌ها، در برخی حالات بهبود تراوایی مشاهده شد زیرا انحلال سنگ بر تشکیل رسوب درجا در صورت حضور مقادیر کمی یون باریم در آب سازندی غلبه دارد [۱۸]. ساری و همکاران نیز با مدل‌سازی واکنش‌های ژئوشیمیایی تزریق آب با شوری کم در تماس با سنگ کلسیتی به بررسی میزان انحلال و رسوب پرداختند.

آب سازندی با شوری ppm ۲۵۲۲۴۴ مقدار در میلیون و آب سازندی ۱۰ برابر رقیق شده سبب انحلال سنگ به میزان 3×10^{-3} و $3 \times 10^{-3} \times 4/091$ مول به ازای هر مول کلسیت می‌شود [۱۹]. نصرالله و همکاران نیز طی تحقیقات خود به همین نتیجه رسیدند [۲۰].

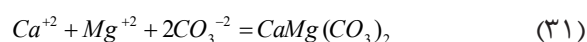
طبق نتایج آزمایش‌های اندازه‌گیری زاویه تماس و زتا پتانسیل، اولیو و همکاران پس از تزریق آب به درون مغزه، علی‌رغم تغییرات زاویه تماس، هیچ تغییری در مقادیر سولفات و پتانسیل سطح سنگ مشاهده نشد [۱۰]. این نتایج مشابه آزمایش‌های توهیو و همکاران در مغزه چالک است که با افزایش غلظت سولفات بیش از حد انحلال‌پذیری اندریت، یون سولفات بی‌تأثیر می‌شود [۱۱]. پورشانی و همکاران در دانشگاه ایالتی پنسیلوانیا به این نتیجه رسیدند که در دمای بالا در صورت تزریق آب حاوی مقادیر بالایی یون سولفات با یون کلسیم موجود در آب سازندی واکنش داده و رسوب اندریت تشکیل می‌شود. همچنین طبق نتایج حضور یون منیزیم سبب پیچیده شدن فرآیند تشکیل رسوب CaSO_4 می‌شود زیرا یون منیزیم با کلسیم جهت واکنش با یون سولفات و تشکیل MgSO_4 در رقابت است [۱۲].

از طرف دیگر، نتایج برخی تحقیقات نشان داد که با کاهش شوری آب تزریقی، انحلال سنگ به دلیل جابه‌جایی یونی بین یون‌های موجود در سطح سنگ و یون‌های موجود در فاز آبی اتفاق می‌افتد [۱۷-۱۳]. دلایل اثربخشی انحلال کلسیت به عنوان یکی از مکانیسم‌های تغییر ترشوندگی در اثر تزریق آب با شوری پایین توسط محققان مورد بررسی قرار گرفت. چن و همکاران با مدل‌سازی ژئوشیمیایی در نرم‌افزار فریکسی به بررسی سهم هر یک از فرآیندهای افزایش یون کلسیم یا افزایش pH طی انحلال کلسیت بر بهبود ترشوندگی در اثر تزریق آب با شوری پایین پرداختند. فرضیه آن‌ها این بود که افزایش pH نقش اصلی و افزایش یون کلسیم نقش فرعی در بهبود ترشوندگی دارد. بر اساس مشاهدات به عمل آمده در نتایج آزمایشگاهی، کاهش شوری آب با نسبت رقیق‌سازی حداقل ۵، سبب انحلال کلسیت می‌شود که در نتیجه این رقیق‌سازی مقدار pH بین ۱ تا ۲ واحد افزایش می‌یابد و غلظت یون کلسیم نیز حداکثر ۱۰٪ بیشتر می‌شود [۱۳]. یوتانی و همکاران به بررسی انحلال کانی اندریت

کاهش شوری آب در مغزه‌های کربناته در دمای °C ۱۲۰ و فشار اتمسفری به نتیجه مشابهی رسیدند [۲۴].

از فرآیند دولومیت‌شدن نیز می‌تواند به عنوان یکی از واکنش‌های قابل اشاره نام برد. بالا بودن غلظت منیزیم در آب دریا و همچنین در آب سازند می‌تواند باعث غنی شدن منیزیم در اختلاط آب‌ها باشد به صورتی که در دمای بالا رسوب دولومیت را به همراه داشته باشد. میزان افزایش این رسوب به نسبت Mg/Ca بستگی دارد.

با آزاد شدن یون کلسیم به محلول غنی از منیزیم و کربنات، محلول نهایی نسبت به دولومیت فوق اشباع است و در نتیجه دولومیت طبق واکنش زیر رسوب می‌یابد [۲۵]:

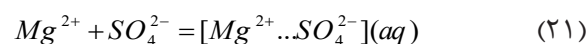


واکنش دولومیتی شدن تابع ثابت تعادل و سرعت این واکنش می‌باشد. این واکنش در دماهای بالا و گاهاً °C ۱۰۰ تا °C ۲۰۰ تا انجام می‌شود. یون H^+ در آب نفوذی با pH خنثی به کلسیت سبب انحلال کلسیت و ایجاد تخلخل ثانویه می‌شود. طی انحلال کلسیت، pH محلول افزایش می‌یابد [۲۶]. در محلول‌های با شوری کم با نسبت Mg/Ca نزدیک به نسبت تئوری ۱:۱ کریستال‌های منظم دولومیت تشکیل می‌شوند در صورتی که در محلول‌های با شوری بالا لازم است که نسبت Mg/Ca از ۵:۱ یا ۱۰:۱ برقرار باشد تا دولومیت تشکیل شود [۲۶].

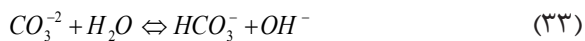
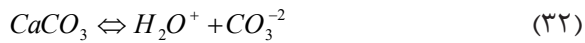
حقیم و همکاران با روش کاربرگ و متیو [۲۷] به محاسبه انحلال‌پذیری آب دریا (غلظت منیزیم دو برابر غلظت سولفات) و آب دریا حاوی ۴ برابر سولفات (SW4S) نسبت به آب دریا پرداختند که طبق نتایج آنها حلالیت کلسیم سولفات در آب هوشمند با افزایش دما تا °C ۱۰۰ افزایش می‌یابد و سپس با افزایش دما کاهش می‌یابد. در دمای °C ۱۲۵، کلسیم کربنات شروع به رسوب‌گذاری

بنابراین ساری و همکاران نتیجه‌گیری کردند که افزایش بازیافت نفت طی تزریق آب با شوری کم در اثر تغییر ترشوندگی است. از طرفی طبق نتایج شبیه‌سازی خالدی علی دوستی و همکاران، طی زمان تزریق مقادیر ناچیزی از کلسیت انحلال می‌یابد زیرا این بازه زمانی کوتاه است و سبب ایجاد آشفستگی کوتاهی در سیستم و برهم زدن تعادل می‌شود. همچنین، دمای بالای سیستم نیز سبب افزایش میزان انحلال کلسیت می‌شود [۲۱]. کواک و همکاران طی آزمایش‌های سیلاب‌زنی در مغزه ۹۷٪ کلسیتی و اندازه‌گیری توزیع اندازه حفرات دریافتند که در نمونه‌های با توزیع اندازه ذرات متفاوت^۱ اثر انحلال و رسوب طی تزریق آب نتایج متفاوت و جالب توجهی ارائه می‌دهد [۲۲].

کاهش غلظت منیزیم و افزایش غلظت کلسیم در آزمایش‌های استاتیک یا دینامیک سنگ-آب همواره به علت تشکیل رسوب منیزیم سولفات و انحلال کلسیت نیست. بلکه مکانیسم‌های جذب و جایگزینی یونی در فرآیند در تزریق آب هوشمند یا آب با شوری پایین نیز مؤثر هستند. منیزیم در دمای پایین به شدت هیدراته می‌شود. بنابراین واکنش‌پذیری آن در سطح کانی کاهش می‌یابد. اما با افزایش دما، بخشی از منیزیم به صورت دی‌هیدرات می‌شود و در نتیجه واکنش‌پذیری آن افزایش می‌یابد. طبق واکنش ذیل با افزایش واکنش‌پذیری منیزیم، جفت یون تشکیل منیزیم و سولفات می‌شود [۲۳]:



طبق آزمایش‌های رضایی دوست و همکاران با افزایش دما، واکنش تعادلی بالا به سمت راست جابه‌جا می‌شود. در دمای محیط، کلسیم با قدرت بیش‌تری جذب سطح سنگ می‌شود. اما در دماهای بالا منیزیم واکنش‌پذیری بیش‌تری از خود نشان می‌دهد و با کلسیم روی سطح سنگ جابه‌جا می‌شود [۲۳]. چندان‌سار و همکاران نیز یا انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی با هدف بررسی



بنابراین مکانیسم‌های پیشنهادی در تحقیق محمدخانی و همکاران برای توجیه تغییرات غلظت یونی در آب خروجی مغزه را می‌توان به صورت جایگزینی یونی کلسیم با منیزیم و تشکیل رسوب اندریت ارائه نمود [۳۱]. در مقابل مادلند و همکاران فرض جایگزینی یونی منیزیم با کلسیم در سطح کانی کلسیت را رد کردند و پیشنهاد دادند طی این سازوکار به صورت هم‌زمان کانی‌های حاوی منیزیم رسوب تشکیل می‌دهند و کلسیت نیز انحلال می‌یابد [۳۵].

در این تحقیق با اعمال شرایط دینامیک و تزریق به مغزه سعی خواهد شد تقابل بین سنگ و سیال از دیدگاه واکنش بین سیال تزریقی و سنگ مخزن مورد بررسی قرار بگیرد. در بسیاری از مقالات و تحقیقات از انحلال به عنوان سازوکار مؤثر در بالا بردن بازیافت نام برده شده است و این سازوکار به همراه رسوب‌گذاری و آسیب‌سازند به عنوان دو سازوکار مجزا و مستقل توجه شده است [۴۱-۴۴]. در این تحقیق با تمرکز بر روی رسوب‌گذاری در مقابل انحلال برآیند این تقابل مورد ارزیابی قرار گرفته است به عبارتی، فعال بودن ساز و کار انحلال و اثر آن بر روی آسیب‌سازندی مورد بررسی قرار گرفته است. دو سازوکار رسوب‌گذاری و انحلال می‌تواند در تراوایی نمونه سنگ مخزن نقش مثبت و یا منفی داشته باشند. تفاوت عمده این مطالعه توجه هم‌زمان درباره ساز و کارها، تقابل و قرارگیری آنها و بررسی رقابت آنها با انجام آزمایشات می‌باشد که این بحث را می‌تواند جذاب نماید. لذا بر اساس این اهداف آزمایشات طراحی می‌شوند.

آماده سازی مواد و تجهیزات

سیستم تزریق

در این تحقیق جهت انجام آزمایشات تزریق از سیستم تزریق به مغزه تحت فشار و دما استفاده گردید.

می‌کند [۲۷]. استرند و همکاران به این نتیجه رسیدند که تغییر غلظت یون‌های تعیین کننده پتانسیل مانند کلسیم و سولفات تنها به دلیل جذب سطحی در برابر مکانیزم تشکیل رسوب سبب تغییر ترشوندگی سطح سنگ شده است [۲۷].

سیرسیواچی و همکاران به بررسی سازوکار جایگزینی یونی در سازند دولومیتی با آزمایش‌های تزریق آب دریا و آب با شوری کم در مغزه پرداختند [۲۸]. آزمایش‌های سیلاب زنی چنداسخار در دمای مخزنی ($120^\circ C$) و پس فشار ۵۰ pam در مغزه‌های چالک حاوی مقادیر اندکی دولومیت انجام شد و سازوکار جذب یون‌ها و جایگزینی یونی در فرآیند تزریق مشاهده گردید [۲۹]. آزمایش‌های ژانگ و همکاران هم میزان جذب کلسیم به سطح چالک را بیشتر از منیزیم نشان داد. آنها نتیجه‌گیری کردند که واکنش جایگزینی یونی بین یون‌های کلسیم و منیزیم در سطح چالک به دما حساس است. از این جایگزینی با عنوان دولومیتی شدن یاد شده است [۳۰].

محمدخانی و همکاران نیز به آنالیز آب خروجی از مغزه برای درک مکانیسم‌های مؤثر طی تزریق آب با شوری کم پرداختند [۳۱]. مطالعات آستد نیز نشان داده است که یون منیزیم در دماهای بالای $90^\circ C$ به صورت یون فعال عمل می‌کند [۳۲]. در حالی که در برخی تحقیقات از جمله رشید و همکاران ثابت شده است که اثر یون منیزیم در تغییر ترشوندگی در دماهای پایین‌تر اتفاق می‌افتد [۳۳-۳۶]. طبق نتایج به دست آمده از تحقیق محمدخانی و همکاران، غلظت یون کلسیم و pH آب خروجی مغزه در اوایل تزریق ثالثیه افزایش یافت. این نتایج نشان می‌دهد که انحلال سنگ سازوکار مؤثر در تزریق آب با شوری کم است. مطالعات لاگر و همکاران نیز نشان داده‌اند که افزایش pH طی تزریق آب با شوری کم طبق معادلات ذیل رخ می‌دهد. بنابراین انحلال سنگ سبب افزایش pH طی آزمایش‌های می‌گردد [۳۷-۴۰].

آب گرفته شده از خلیج فارس است. همان‌طور که در توضیحات هم مشخص است دو نوع آب ۲۰ برابر و ۴۰ برابر رقیق شده جهت اثر کاهش شوری انتخاب شد و با توجه به مقدار غلظت سولفات در تعدادی از سناریوها اثر یون سولفات در تقابل ساز و کار انحلال و رسوب‌گذاری مورد مطالعه قرار گرفت. با توجه به توضیحات در **جدول ۱** آنالیز و ترکیب آب‌های ساخته شده ارائه شده است.

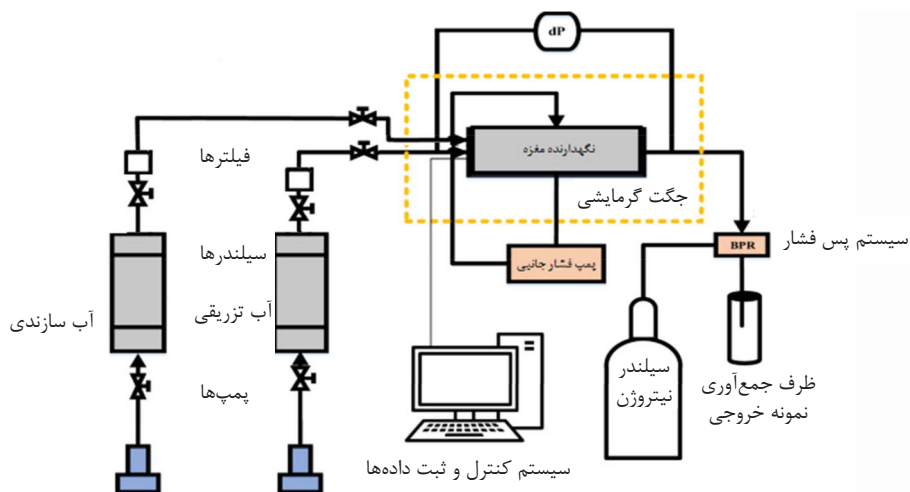
نمونه سنگ

نتیجه آزمایش XRD و SEM نمونه سنگ مخزن در **شکل ۲** و **شکل ۳** نشان داده شده است. همان‌طور که در جدول مشخص است بیش از ۹۹/۴٪ نمونه CaCO_3 یعنی کلسیتی است. نتیجه XRF نمونه خرد شده نشان دهنده درصد بسیار پایین عناصر مزاحم بوده به طوری که می‌توان نمونه مورد نظر را به عنوان نمونه کلسیتی در نظر گرفت که با توجه به حذف عناصر مزاحم می‌توان نسبت به کاهش عدم قطعیت در نتایج و دقت بیشتر آزمایشات اطمینان حاصل نمود. در **شکل ۲** عبارت %A مولی و %W وزنی عنصر مورد نظر است که به صورت بالک و همچنین نقطه‌ای نشان داده شده است.

طرح‌واره از کلیه بخش‌های سیستم تزریق به مغزه در **شکل ۱** آورده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود دستگاه فوق از یک عدد پمپ دوقلو، دو عدد محفظه (سیلندر) سیال، نگهدارنده مغزه، تنظیم‌کننده پس فشار، دوربین دنبال‌کننده سطح سیالات در نمونه‌گیر خروجی، سیستم تأمین فشار همه‌جانبه، گیج‌های سنجش اختلاف فشار، جایگاه نصب فیلتر، کنترلر دما و سیستم نرم‌افزاری نمایشگر دینامیک داده‌ها تشکیل شده است. آزمایشات در این سیستم توانایی انجام در فشار و دمای بالا را دارا هستند. برای تأمین دما جهت آزمایشات سیلاب زنی مغزه، از سیستم گرمایشی ژاکت حرارتی استفاده شده است. نمونه‌های خروجی مورد آنالیز تجزیه دستگاهی و ICP قرار می‌گیرند. همچنین پایش وضعیت تزریق با استفاده از pH متر با برند WTW با دقت دو رقم اعشار اندازه‌گیری گردید.

نمونه سیالات تزریقی

نمونه آب‌های کاندید جهت تزریق در **جدول ۱** معرفی شده است. آب سازندی در این تحقیق بر اساس نمونه آب گرفته شده از یکی از میداین جنوب ایران تهیه شده است. آب دریا (SW) بر اساس آنالیز



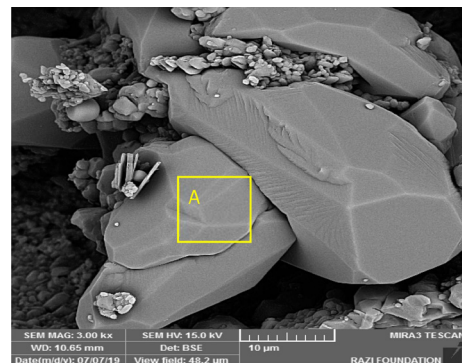
شکل ۱ طرح‌واره سیستم تزریق به مغزه

جدول ۱ آنالیز آب‌های تزریقی و سازندی در فرآیندهای تزریق در آزمایشات

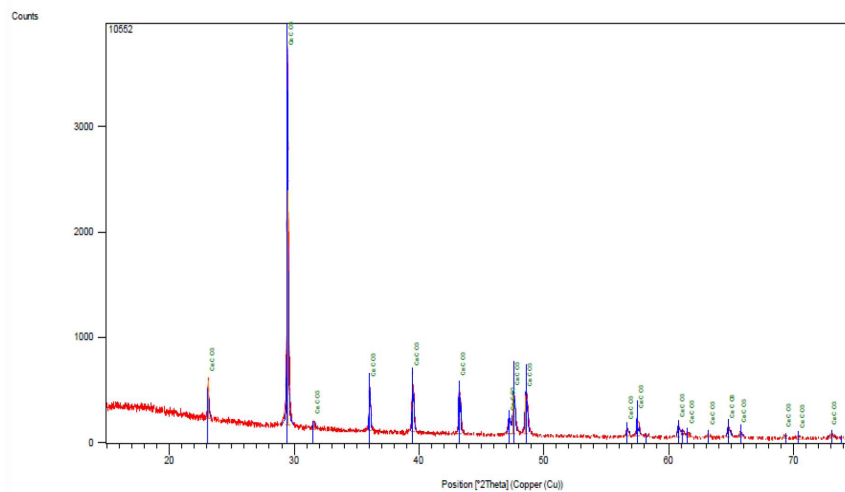
Ion Content (mg/L)	Brine					
	FW	SW	LS1	LS2	LS3 (FW/SW)	LS4 (FW/LS1)
	آب سازندی	آب دریا	آب دریا که به میزان ۲۰ برابر رقیق شده است.	آب دریا که به میزان ۴۰ برابر رقیق شده است.	آب سازندی و آب دریا در تزریق همزمان به نسبت ۵۰٪	آب سازندی و آب دریا با ۲۰ برابر رقیق سازی در تزریق همزمان به نسبت ۵۰٪
Na	۶۰۰۰۰	۱۴۷۳۵	۷۳۶	۳۶۸	۳۷۳۶۷	۲۹۶۳۱
Ca	۷۱۰۰	۵۰۰	۲۵	۱۲	۳۸۰۰	۳۵۳۷
Mg	۱۰۰۰	۱۶۴۰	۸۲	۴۱	۱۳۲۰	۴۵۹
Sr	۳۹۰	-	-	-	۱۹۵	۱۹۵
SO ₄	۵۱۰	۳۵۷۹	۱۷۸	۸۹	۲۰۴۴	۱۶۵
Cl	۱۰۸۰۰۰	۲۴۱۰۵	۱۲۰۵	۶۰۲	۶۶۰۵۲	۵۳۳۹۷
TDS	۱۷۷۰۰۰	۴۴۵۵۰	۲۲۲۷	۱۱۱۳	۱۱۰۷۷۹	۸۷۳۸۶
Viscosity (cp)	۱/۴۷	۰/۵۵۹	۰/۲۴	۰/۲۳۵	-	-
EC (μS/cm)	۱۹۰۳۰۰	۵۵۸۰۰	۴۲۴۰	۱۴۳۷	-	-
pH	۹/۴۶	۶/۸۷	۶/۹۰	-	-	-

Point	Bulk		A	
	%WW	%A	%W	%A
C	۱۱/۱۵	۱۸/۲۵	۱۲/۸۱	۲۰/۶۷
O	۵۱/۱۹	۶۳/۲۶	۵۳/۶۳	۶۲/۹۱
Mg	۰/۲۹	۰/۲۳	۰/۴۸	۰/۳۸
Ca	۳۶/۹۹	۱۷/۹۸	۳۲/۹۶	۱۵/۷۶

XRD Test: 99.5% Calcium Carbonate



شکل ۲ عکس میکروسکوپ الکترونی از نمونه سنگ مخزن قبل از انجام آزمایشات و آنالیز نقطه نمایش داده شده در عکس SEM.



شکل ۳ آنالیز XRD نمونه سنگ قبل از انجام آزمایشات، با ۹۹/۵٪ کلسیم کربنات

زده شده می‌تواند جهت مقایسه با نفوذپذیری بعد از فرآیند استفاده شود. با توجه به پیچیدگی فرآیند تزریق و جهت شناخت دقیق تر تقابل سنگ و سیالات در حفرات، اندازه‌گیری pH در خروجی انجام می‌شود. همچنین، غلظت یون‌های شاخص و مؤثر در خروجی از مغزه توسط روش‌های استاندارد ICP و یا جذب اتمی اندازه‌گیری می‌شود و با مقایسه قبل از تزریق، واکنش بین سیالات و سنگ مخزن مورد سنجش کامل تری قرار می‌گیرد. سناریوها به گونه ای انتخاب شدند تا ابهامات را در فرآیند تزریق برطرف نمایند. شوری بالای آب سازندی و فشار و دمای بالا از جمله پارامترهای قابل توجه در این فرآیند هستند که باید مدنظر قرار بگیرند.

شرایط ترمودینامیکی آزمایشات تزریق

دما و فشار در آزمایشات تزریق به ترتیب در 120°C و فشار 1500 pam (10342 kPa) تنظیم گردید. نمونه آب‌ها قبل از تزریق به دمای 120°C رسانده می‌شود و سپس با عبور از فیلتر $0.45\text{ }\mu\text{m}$ وارد مغزه می‌شود. به این طریق رسوبات ذاتی آب که در یک آب تشکیل می‌شود سعی می‌گردد در این مرحله جدا شود. نمونه سنگ در مغزه نگهدار در مدت 4 h الی 6 h تحت دما و فشار ثابت قرار داده می‌شود و حداقل پس از تزریق آب سازندی به مدت 24 h و رسیدن به شرایط پایدار (رسیدن به اختلاف فشار ثابت و فشار تزریق ثابت) آزمایشات با تخمین تراوایی اولیه آغاز می‌شود.

شرایط فرآیند تزریق

فرآیند تزریق به دو حالت تزریق پیوسته و یا تزریق به صورت همزمان انجام می‌شود. یکی از موارد مهم در پایش و تکمیل واکنش‌ها زمان تماس است.

در جدول ۲ خصوصیات نمونه‌های سنگ در هر آزمایش ارائه شده است. نمونه سنگ‌ها از یکی از میادین کلسیتی در ایران انتخاب گردید. در جدول ۲ خصوصیات سنگ استفاده شده در هر آزمایش مشخص گردیده است.

طراحی آزمایشات تزریق

به‌طور کلی در این تحقیق ۳ آزمایش طراحی شد و در هر آزمایش سناریوهای لازم جهت بررسی و تخمین فرآیند و تقابل سنگ و سیال انجام شد. شناخت چگونگی رقابت بین سازوکار رسوب‌گذاری و انحلال پارامتر اصلی در این تحقیق بود که مبنای طراحی آزمایشات شد. به‌طور خلاصه آزمایشات شامل مراحل ذیل می‌باشد:

شستشو و خشک کردن نمونه سنگ، اندازه‌گیری خصوصیات فیزیکی نمونه سنگ (نفوذپذیری اولیه، تخلخل، وزن، ابعاد و...)، آنالیز اولیه بخشی از نمونه سنگ قبل از آزمایش، اشباع نمونه سنگ از آب سازندی در مدت 72 h ، وزن کردن و تخمین تخلخل پس از اشباعیت سنگ، قرار دادن نمونه در مغزه نگهدار و آماده جهت تزریق، اعمال شرایط فشار و دمای مورد نظر برای 24 h ، تزریق آب سازندی جهت تخلیه کامل آب اشباع تا رسیدن به حالت پایدار، اندازه‌گیری نفوذپذیری اولیه با تزریق حداقل سه دبی مختلف و در نهایت رساندن سیستم به حالت پایدار از دیدگاه تغییرات اختلا فشار جهت شروع سناریوی تزریق انجام شد.

در اینجا باید توجه شود که در ابتدا با استفاده از آب سازندی مقدار نفوذپذیری اولیه سنگ مخزن اندازه‌گیری می‌شود. این مقدار نفوذپذیری تخمین

جدول ۲ خصوصیات فیزیکی سنگ‌های مورد استفاده در هر آزمایش

شماره تست	نام پلاگ	طول (cm)	قطر (cm)	سطح مقطع (cm^2)	دانسیته (gr/cm^3)	تخلخل (%)	حجم حفرات
۱	۱-۱	۵/۱۲۷	۳/۸۳۶	۱۱/۵۴۹	۲/۳۷۸	۱۷/۳۱	۱۰/۲۴
۲	۲-۱	۴/۹۲۱	۳/۸۴۳	۱۱/۵۹۵	۱/۹۰۵	۱۳/۸۴	۷/۹۰
۳	۳-۱	۹/۰۲	۳/۷۶۳	۱۱/۱۱۶	۲/۱۶۹	۱۹/۲۰	۱۹/۲۵

خطا را تا حد زیادی کاهش بدهد. بنابراین مقدار تراوایی بعد از اعمال سناریوی تزریق محاسبه می‌شود.

سناریوهای تزریق در آزمایشات

در هر آزمایش تزریق بر روی نمونه سنگ انتخاب شده، سناریوهای مختلفی اجرا می‌شود. جهت مقایسه میزان اثربخشی هر نمونه آب، در فرآیند تزریق، بر روی میزان رسوب و یا انحلال در هر سناریو در ابتدا شاخص مقایسه آب دریا به نمونه تزریق می‌شود، سپس سناریوهای طراحی شده بر نمونه اعمال می‌گردد.

سناریوها از تزریق آب با شوری پایین و آب کاندید تزریق شروع می‌شود و با توجه به نتایج به دست آمده هر آزمایش، تزریق همزمان (تزریق هر دو آب تزریقی و آب سازندی به طور همزمان) جهت تحریک ساز و کارهای مؤثر و مورد نظر و بررسی دقیق‌تر، اعمال می‌شود. **جدول ۳** به طور خلاصه سناریوها در هر آزمایش را با خلاصه‌ای از نتایج آن ارائه می‌دهد.

علاوه بر این موضوع در فرآیندهای اختلاط حجم رسوبات که بتواند تأثیر قابل محسوسی در نتایج نشان دهد به حجم اختلاط آب‌ها وابسته است. بنابراین جهت رفع این موانع و بررسی دقیق‌تر و همچنین مقایسه حالت‌ها تزریق همزمان به عنوان یکی از سناریوها در آزمایشات مدنظر قرار گرفت.

اندازه‌گیری تراوایی نمونه سنگ مغزه

پارامتر نهایی در برآورد غالب بودن سازوکار در این فرآیندها مقایسه تراوایی قبل و بعد از هر سناریو می‌باشد. تجربه و همچنین نتایج اولیه نشان داد که حرکت سیال در نمونه سنگ مغزه کاملاً پیچیده و غیر پیستونی می‌باشد. این حرکت امتزاجی آب‌ها می‌تواند تأثیر آب همراه و یا آب سازندی را تا مدتی در مغزه نگهدارد. از سویی اختلاف ویسکوزیته آب تزریقی نسبت به آب سازندی و همچنین تغییرات ویسکوزیته به‌واسطه عملکرد امتزاجی آب در طول فرآیند، باعث خواهد شد اندازه‌گیری تراوایی با چالش مواجه شود. لذا مقایسه اختلاف فشارها و اندازه‌گیری تراوایی با آب سازند می‌تواند میزان

جدول ۳ خلاصه سناریوهای اجرا شده در آزمایشات

شماره تست	نام پلاگ	آب سازندی	آب تزریقی	نرخ تزریق (mL/hr)	حجم حفرات تزریقی	تراوایی (mD)	تغییرات تراوایی (%)
۱	I-1	FW	FW	۹-۶-۳	۲۲/۸۱	۰/۳۵	-
			LS2	۳	۲۹/۶۶	۰/۶۷	۴۸
۲	I-2	FW	FW	۹-۶-۳	۱۸۲/۳	۱/۲۲	-
			SW	۳	۸۳/۰۵	۱/۳۲	۸
			LS1	۳	۶۴/۰۷	۱/۷۶	۳۳
			LS4 (FW/LS1)	۳	۴۲/۲۷	۱/۸۴	۴/۷
۳	I-3	FW	FW	۱۲-۹-۶-۳-۱	۳/۸۷	۷/۵۴	-
			SW	۳	۱۴/۹۱	۶/۷۸	-۱۱
			LS1	۳	۴/۳۵	۶/۸۹	۱
			LS4 (FW/LS1)	۳	۹/۹۲	۶/۳۷	-۷

آزمایشات

اندازه‌گیری شود. ترکیب این آب در جدول ۱ ارائه گردیده است.

سناریوی تزریق LS1، تزریق آب ۲۰ برابر رقیق آب دریا (SW/20): در این سناریو آب دریا SW را به مقدار ۲۰ برابر رقیق‌تر کرده تا اثر آب با شوری کم بررسی گردد. در این مرحله آب تزریقی را با ۳ mL/h به نمونه تزریق کرده و تغییرات فشاری در حین آزمایش را ثبت و نمودار آن رسم می‌گردد. مدتی تزریق را ادامه می‌دهیم تا آب بتواند تاثیرات خود را اعمال نماید. ترکیب آب LS1 در جدول ۱ ارائه شده است.

سناریوی تزریق LS2، تزریق آب ۴۰ برابر رقیق آب دریا (SW/40): در این سناریو آب دریا (SW) را با ۴۰ بار رقیق‌سازی جهت تزریق به مغزه آماده می‌سازیم. این تزریق جهت عملکرد آب با شوری بسیار پایین‌تر و تقابل بین این آب و سنگ مخزن انجام می‌گیرد. به عبارتی اثر کاهش شوری در این سناریو مورد بررسی قرار می‌گیرد. ترکیب آب فوق در جدول ۱ اشاره شده است.

سناریوی تزریق LS4، تزریق همزمان آب سازندی (FW1) و آب ۲۰ برابر رقیق (LS1): در این مرحله آب LS1 به همراه آب FW به صورت همزمان تزریق شد. این تزریق با هدف بررسی اختلاط میان دو آب FW و LS1 و تاثیر آن بر تراوایی مغزه انجام شده است. هر کدام از آب‌ها با دبی ثابت ۱/۵ mL/h و در مجموع ۳ mL/h تزریق شده است. به عبارتی، آب‌ها به‌طور همزمان در شرایط اختلاط به نسبت ۵۰٪ وارد محیط متخلخل شده و در آن جریان می‌یابند.

بحث و نتایج

آزمایش اول: در این آزمایش در ابتدا جهت اشباع اولیه و برآورد تراوایی اولیه آب سازندی به نمونه تزریق گردید. با رسم دبی نسبت به اختلاف فشار و با استفاده از شیب نمودار **شکل ۴** مقدار تراوایی اولیه نمونه محاسبه می‌شود.

آزمایش اول پس از تزریق آب سازندی و اندازه‌گیری نفوذپذیری، آب تزریقی ۴۰ برابر رقیق به مغزه تزریق می‌گردد. در دو آزمایش بعدی پس از تخمین نفوذپذیری سه سناریوی تزریق بر روی آن انجام می‌شود در ابتدا تزریق آب دریا و پس از اندازه‌گیری تغییرات نفوذپذیری آب ۲۰ برابر رقیق شده آب دریا و سپس سناریوی تزریق LS4 یعنی تزریق همزمان آب سازندی و آب ۲۰ برابر رقیق انجام شد.

سناریوی تزریق آب سازندی FW: در ابتدا جهت ایجاد شرایط پایدار و اشباع کامل سنگ مخزن آب سازندی به نمونه تزریق می‌شود. این فرآیند با تزریق دبی ۳ cc بر ساعت آغاز می‌شود و در ادامه جهت برآورد تراوایی اولیه نمونه آب سازندی در سه دبی ۳، ۶ و ۹ mL/h به نمونه تزریق می‌شود و با استناد به قانون دارسی (معادله ذیل) و رسم دبی نسبت به اختلاف فشار و با استفاده از شیب نمودار مقدار تراوایی نمونه محاسبه می‌شود. پس از هر فرآیند تزریق و هر سناریو جهت برآورد میزان تراوایی، آب سازندی مجدداً به نمونه تزریق و تراوایی نمونه اندازه‌گیری می‌شود. به این ترتیب تغییرات تراوایی و میزان آسیب سازندی و یا بهبود نفوذپذیری تخمین زده می‌شود. آنالیز نمونه آب سازندی در **جدول ۱** نشان داده شده است.

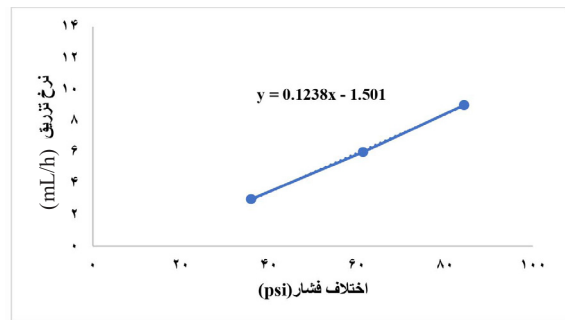
$$K = \frac{Q}{\Delta P} \times \mu \times \frac{L}{A} \times 24.49593767 \quad (34)$$

$$K: mD, Q: mL/min, \Delta P: psi, \mu: cp, L: mm, A: cm^2 \quad (35)$$

سناریوی تزریق آب دریا: (SW) در این سناریو تزریق آب دریای ساخته شده با هدف بررسی تاثیر آن بر تراوایی نمونه و یا بازخورد آن بر روی سطح حفرات در نمونه تزریق می‌شود. در این مرحله آب تزریقی با دبی ۳ cc/h تزریق می‌شود و تغییرات فشاری آن ثبت و نمودارهای حاصل از داده‌های تکمیلی رسم می‌گردد. پس از انجام این سناریو و رسیدن به شرایط پایدار، با تزریق آب سازندی سعی می‌گردد میزان تغییرات تراوایی نیز

در ابتدا با توجه به تغییرات ویسکوزیته آب، کاهش اختلاف فشار را مشاهده میکنیم که با ادامه فرآیند تزریق، افزایش و پس از رسیدن به نقطه میان شکست آب، کاهش را به همراه دارد. باید توجه کرد که افزایش اختلاف فشار در ادامه تزریق به دلیل امکان تشکیل رسوب بوده و همان طور که نتایج نیز نشان می‌دهد با ادامه فرآیند تزریق آب رقیق شده اختلاف فشار کاهش می‌یابد. هر چند تغییرات عمدتاً در تزریق ۱۰ برابر حجم حفرات شروع می‌شود. همان طور که مشخص است در نمونه فوق ساز و کار غالب انحلال می‌باشد. در مراحل اولیه تزریق به واسطه اشباع بودن سنگ از آب سازندی با شوری بالا نمیتوان به وضوح انحلال را مشاهده نمود.

به عبارتی در مراحل اولیه افزایش فشار تزریق به وضوح تشکیل رسوب و ناسازگاری را نشان می‌دهد، که با توجه به ادامه تزریق، ساز و کار انحلال باعث کاهش افت فشار و بهبود تراوایی می‌گردد که بعد از فرآیند تزریق LS2 افت فشار دو سر مغزه نسبت به حالت قبل از تزریق بسیار کمتر می‌شود.



شکل ۴ تغییرات فشار نسبت به دبی در آزمایش اول

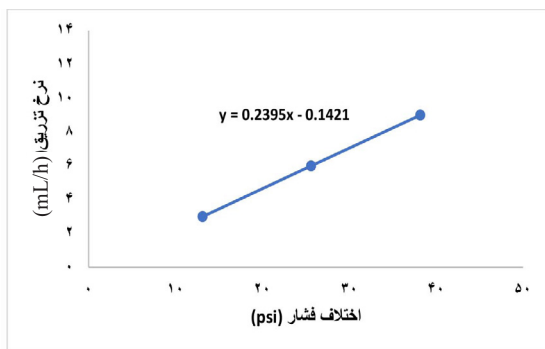
برای این نمونه با دقت اندازه‌گیری اختلاف فشار pam ۰/۱ تراوایی اولیه mD ۰/۳۵ برآورد گردید.

تزریق LS2، تزریق آب ۴۰ برابر رقیق آب دریا (SW/40): جهت واکنش‌پذیری مناسب و بررسی اثرپذیری آب تزریقی رقیق شده، تزریق در این آزمایش برای مدت زمان بیشتری ادامه پیدا کرد. **جدول ۳** جزئیات تزریق در این آزمایش مشخص شده است. این تزریق جهت عملکرد آب با شوری پایین و تقابل بین این آب و سنگ مخزن انجام گرفت. همچنان که در **شکل ۵** نشان داده شده است پس از تزریق آب ۴۰ برابر رقیق اختلاف فشار دو سر مغزه کاهش می‌یابد.

جدول ۳ خلاصه سناریوهای اجرا شده در آزمایشات

شماره تست	نام پلاگ	آب سازندی	آب تزریقی	نرخ تزریق (mL/h)	حجم حفرات تزریقی	تراوایی (mD)	تغییرات تراوایی (%)
۱	I-1	FW	FW	۹-۶-۳	۲۲/۸۱	۰/۳۵	-
			LS2	۳	۲۹/۶۶	۰/۶۷	۴۸
۲	I-2	FW	FW	۹-۶-۳	۱۸۲/۳	۱/۲۲	-
			SW	۳	۸۳/۰۵	۱/۳۲	۸
			LS1	۳	۶۴/۰۷	۱/۷۶	۳۳
			LS4 (FW/LS1)	۳	۴۲/۲۷	۱/۸۴	۴/۷
۳	I-3	FW	FW	۱۲-۹-۶-۳-۱	۳/۸۷	۷/۵۴	-
			SW	۳	۱۴/۹۱	۶/۷۸	-۱۱
			LS1	۳	۴/۳۵	۶/۸۹	۱
			LS4 (FW/LS1)	۳	۹/۹۲	۶/۳۷	-۷

میزان تغییرات تراوایی در جدول مشاهده می‌شود. طبق نتایج به‌دست آمده تراوایی نمونه به میزان ۴۸/۲٪ افزایش یافته است. این افزایش حاصل رقیق سازی بیشتر و تماس بیشتر آب با سنگ و غالب بودن فرآیند انحلال است. در اینجا باید توجه نمود میزان تراوایی اولیه سنگ پایین بوده و لذا پدیده انحلال و افزایش تراوایی با وضوح بیشتری قابل مشاهده است (شکل ۷).



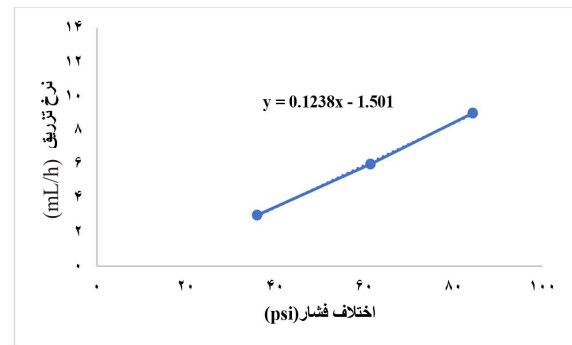
شکل ۷ تغییرات فشار نسبت به دبی در انتهای آزمایش اول

آزمایش دوم

در این آزمایش از نمونه سنگ I-2 استفاده شده است که در جدول ۳ خصوصیات فیزیکی نمونه ارائه شده است. به طور کلی ۳ سناریوی تزریق در این آزمایش طراحی گردید. جدول ۴ به طور خلاصه سناریوهای انجام شده در این آزمایش نشان داده شده است.

تزریق آب سازندی FW: اولین مرحله تزریق در این آزمایش، تزریق آب سازندی است. نمودار تغییرات اختلاف فشار بر حسب دبی‌های اعمال شده در شکل ۸ ارائه شده است. برای این نمونه تراوایی اولیه ۱/۲۲ mD تخمین زده شده است. دقت اندازه‌گیری اختلاف فشار ۰/۱ pam می‌باشد.

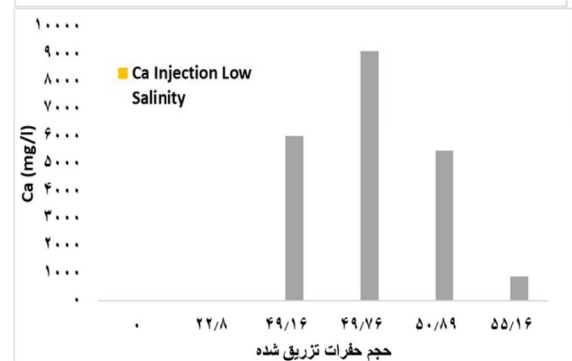
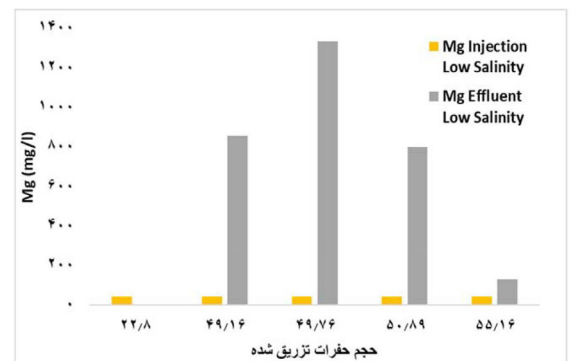
تزریق آب دریا: در این آزمایش پس از تزریق آب سازندی و اندازه‌گیری تراوایی اولیه، آب دریا به مغزه تزریق می‌شود. تغییرات اختلاف فشار حاصل از این تزریق در شکل ۹ ارائه شده است. در انتها آب سازندی جهت مقایسه با شرایط ابتدایی تزریق می‌شود.



شکل ۵ تغییرات فشار نسبت به حجم تزریق (PV) در تزریق آب SW/40 در آزمایش اول

شکل ۶ تغییرات غلظت کلسیم و منیزیم را نشان می‌دهند. نتایج به وضوح افزایش یون کلسیم را در آب خروجی از مغزه نشان می‌دهد.

در انتهای آزمایش نیز با تزریق آب سازندی نمودار دبی - اختلاف فشار را رسم نموده و از طریق آن میزان تراوایی محاسبه می‌گردد. با توجه به نتایج به‌دست آمده میزان تراوایی در این مرحله ۰/۶۷ mD است. برای بررسی اثر آب SW/40 در تراوایی نیاز است مقدار تراوایی قبل از آزمایش و بعد از آزمایش را با یکدیگر مقایسه نمود.



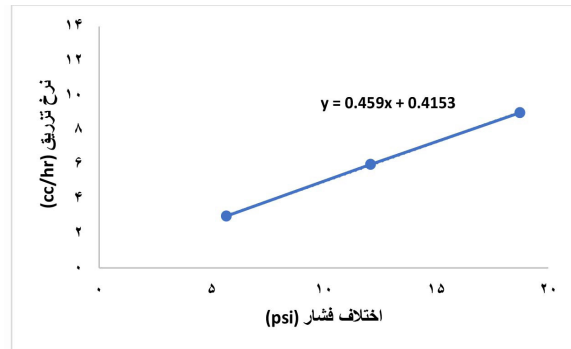
شکل ۶ تغییرات غلظت خروجی از مغزه برای یون کلسیم و منیزیم در آزمایش اول

جدول ۴ تاثیر سناریوی LS2 در تغییرات تراوایی آزمایش اول

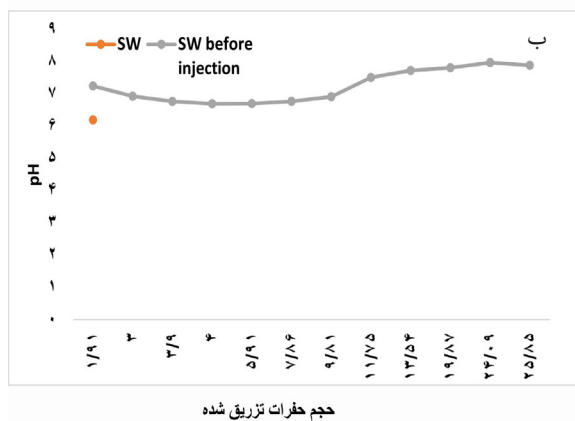
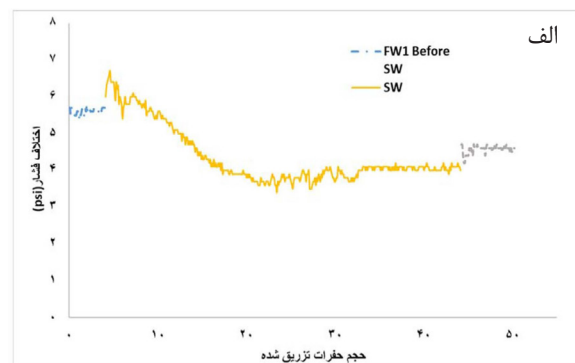
تغییرات تراوایی (%)	میزان تراوایی ثانویه (mD)	میزان تراوایی اولیه (mD)	آزمایش
۴۸/۲	۰/۶۷	۰/۳۵	تزریق آب SW/40 (LS2)

حجم حفرات به مغزه تزریق گردید. افزایش pH به خوبی افزایش یون بی کربنات را نشان می دهد که می تواند نشان دهنده انحلال کلسیت باشد. پس از تزریق آب دریا با تزریق آب سازندی و ایجاد شرایط پایدار، مقدار تراوایی اندازه گیری شد. در این حالت تراوایی برابر ۱/۳۲ mD تخمین زده شد لذا مقدار ۸٪ افزایش تراوایی برای این حالت مشاهده شد. در جدول ۵ تغییرات تراوایی ارائه شده است.

تزریق LS1 - تزریق آب ۲۰ برابر رقیق آب دریا (SW/20): در این سناریو جهت تأثیر زمان تماس سیالات، فرآیند تزریق با استفاده از حجم تزریق در دبی بالاتر انجام شد. تزریق با دبی ثابت ۰/۳، ۱، ۲، ۳، ۶، ۹، ۱۲ و ۲۴ mL/h به مغزه انجام گرفت. با استفاده از افزایش دبی جریان تزریق، امکان تزریق حجم بیشتر، در محدوده زمانی کمتر ایجاد گردید. در زمان تزریق اندازه گیری pH نیز انجام شد. شکل ۱۰ سمت راست تغییرات اختلاف فشار دو سر مغزه نسبت به حجم تزریقی نشان داده شده است. همچنین در این شکل سمت چپ تغییرات pH نیز ارائه شده است. همان طور که مشاهده می شود با افزایش شدت جریان تزریق، زمان تماس سنگ با آب کاهش میابد. زمان تماس سنگ و سیال نقش موثری در واکنش و انحلال می تواند داشته باشد. این زمان می تواند در تبادلات یونی سطح و همچنین فرآیند انحلال تأثیر داشته باشد. در این مرحله، افزایش کلیانیت به خوبی، اثر تماس آب و انحلال را نشان می دهد. در شرایط دبی بالاتر نمودار pH ثابت شده و تغییرات کاهش میابد. اما آنچه که در مخزن به واسطه حجم بالای مخزن اتفاق می افتد، زمان تماس با سنگ و سیال و حرکت آرام جریان سیال در محیط متخلخل می باشد.



شکل ۸ تغییرات فشار نسبت به دبی جهت تراوایی اولیه در آزمایش دوم



شکل ۹ تغییرات اختلاف فشار نسبت به حجم تزریقی (PV) در سناریوی تزریق آب دریا در آزمایش دوم (الف)، تغییرات pH در فرآیند تزریق آب دریا در آزمایش دوم (ب)

شکل ۹ ب تغییرات pH در خروجی از مغزه نمایش داده شده است. افزایش در مراحل ابتدایی تزریق می تواند تقابل بین سنگ و سیال را به خوبی نشان دهد. در این مرحله آب دریا در حدود ۴۵ برابر

جدول ۵ تاثیر تزریق آب دریا SW در تغییرات تراوایی در آزمایش دوم

تغییرات تراوایی (%)	میزان تراوایی ثانویه (mD)	میزان تراوایی اولیه (mD)	آزمایش
۸	۱/۳۲	۱/۲۲	SW

پس از فرآیند تزریق ۶۰ برابر حجم حفرات، آب ۲۰ برابر رقیق، مقدار تراوایی مورد اندازه‌گیری قرار گرفت. مطابق جدول ۶، میزان تراوایی برابر ۱/۷۶ mD برآورد گردید. لذا در این حالت ما با افزایش ۳۳٪ تراوایی سنگ روبرو هستیم.

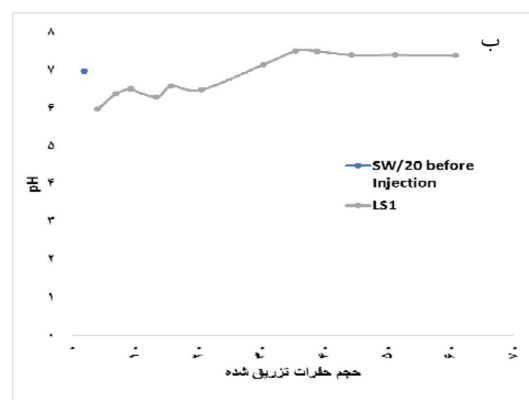
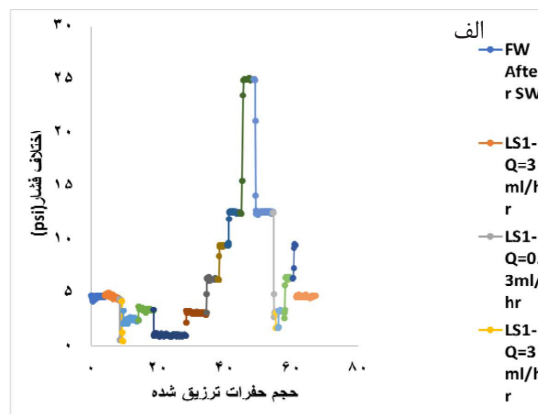
نکته قابل توجه در شکل ۱۰، افزایش کلیتیت در ابتدا به اندازه یک واحد است. در ادامه رسیدن به شرایط تعادل برای آب تزریقی و سطح سنگ است که با ثابت بودن کلیتیت همراه می‌شود. این رسیدن به شرایط ثابت پس از ۴۰ برابر حجم تزریق همراه است.

تزریق LS4- تزریق همزمان آب سازندی (FW) و آب ۲۰ برابر رقیق (LS1): جهت بررسی افزایش زمان تماس و حجم تزریق آب اختلاط یافته در محیط متخلخل، در این بخش تزریق همزمان آب سازندی و آب LS1 به مغزه طراحی گردید. در این حالت می‌توان فرآیند اختلاط آب سازندی و آب تزریقی را به نحو مطلوب‌تری در محیط متخلخل شبیه‌سازی نمود. به طوری که بتوان ناسازگاری و تشکیل رسوب را در تقابل با فرآیند انحلال قرار داد.

جدول ۶ تاثیر سناریوی LS1 در تغییرات تراوایی در آزمایش دوم

تغییرات تراوایی (%)	میزان تراوایی ثانویه (mD)	میزان تراوایی اولیه (mD)	آزمایش
۳۳	۱/۷۶	۱/۳۲	تزریق LS1

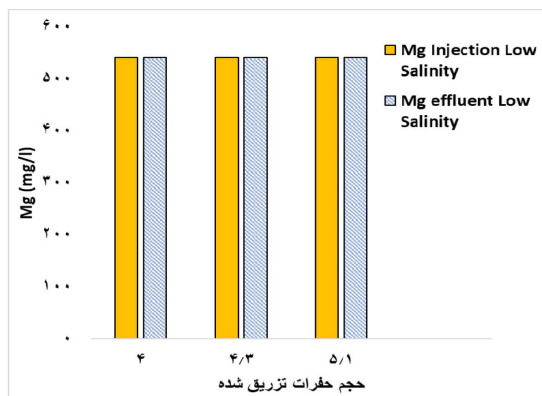
دو ساز و کار انحلال و رسوب‌گذاری می‌توانند فعال باشند اما با توجه به شوری پایین آب، عملاً ساز و کار انحلال به عنوان سازوکار غالب، می‌تواند در نظر گرفته شود. تزریق مجدد آب سازندی پس از تزریق ۴۰ برابر حجم حفرات آب رقیق شده می‌تواند شاخصی برای سنجش کاهش تراوایی در نظر گرفته شود.



شکل ۱۰ تغییرات اختلاف فشار نسبت به حجم تزریقی (PV) در سناریوی تزریق آب SW/20 در آزمایش دوم (الف) و تغییرات pH در فرآیند تزریق آب SW/20 (ب)

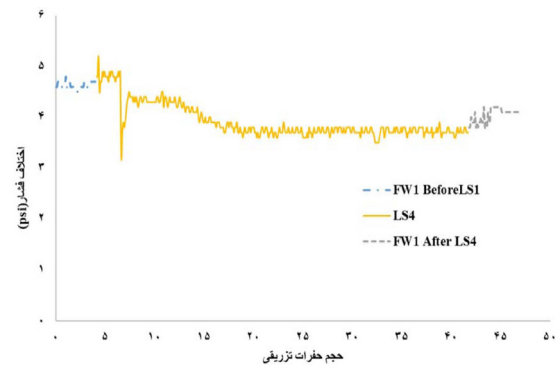
شکل ۱۱ تغییرات اختلاف فشار را نسبت به حجم تزریقی نشان می‌دهد. در ابتدای تزریق با توجه به سنگ اشباع شده از آب سازندی، تقابل سنگ و سیال در مقابل اختلاط آنها قرار گرفته که می‌تواند نوسانات فشاری را به دنبال داشته باشد. در ادامه تزریق، با کاهش اختلاف فشار روبرو هستیم. این کاهش نشان‌دهنده فعال بودن ساز و کار انحلال در شرایط اختلاط است. همان‌طور که بیان شد هر

اما با گذشت فرآیند تزریق، به دلیل بالا بودن یون سولفات، با وجود ساز و کار انحلال، پدیده تشکیل رسوب نیز پدیده متقابل آن است و باعث می‌شود غلظت یون کلسیم کاهش یابد. باید در نظر داشت که عدم وجود یون منیزیم به میزان قابل توجه در سنگ مخزن و کلسیتی بودن سنگ، باعث می‌گردد در فرآیند انحلال، تنها تغییرات یون کلسیم در نتایج مشاهده گردد. به عبارتی بر خلاف نظرات ارائه شده در تعدادی از تحقیقات در این نتایج جایگزینی یون کلسیم توسط منیزیم اتفاق نمی‌افتد (شکل ۱۳) بلکه این افزایش صرفاً به جهت پدیده انحلال است. برآیند این تقابل مداوم میتواند در نفوذپذیری خود را نشان دهد. به عبارتی، افزایش انحلال می‌تواند بهبود تراوایی (شکل ۱۱) و یا در حالتی که مقدار رسوب در حفرات به طور محسوس تری افزایش یابد، باعث کاهش تراوایی گردد.



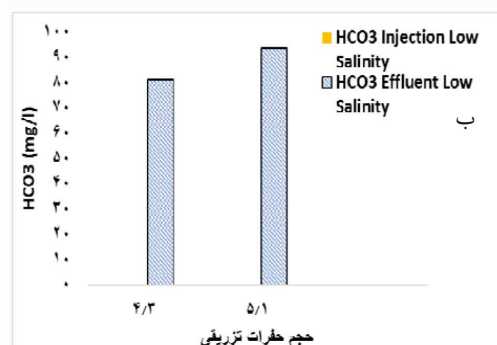
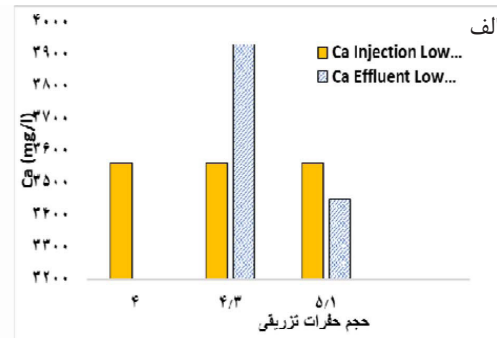
شکل ۱۳ تغییرات غلظت یونی منیزیم و مقایسه با سیال ورودی به مغزه در سناریوی LS4 آزمایش دوم

با تزریق آب سازندی پس از سناریوی LS4 تغییرات تراوایی نمونه مغزه اندازه‌گیری میشود. تراوایی برابر $1/84$ mD محاسبه شد که نسبت به قبل از فرآیند افزایش $4/7\%$ داشته است (جدول ۷). بنابراین در اینحالت مطابق انتظار و فعال بودن ساز و کار انحلال، افزایش محسوسی از تراوایی قابل مشاهده است. البته باید توجه داشت با توجه به اختلاط همزمان دو آب سازندی و تزریقی و افزایش شوری نسبت به سناریوی LS1 لذا در این سناریو میزان انحلال همانند سناریوی LS1 قابل محسوس نبوده است.



شکل ۱۱ تغییرات اختلاف فشار نسبت به حجم تزریقی (PV) در سناریوی LS4 در آزمایش دوم

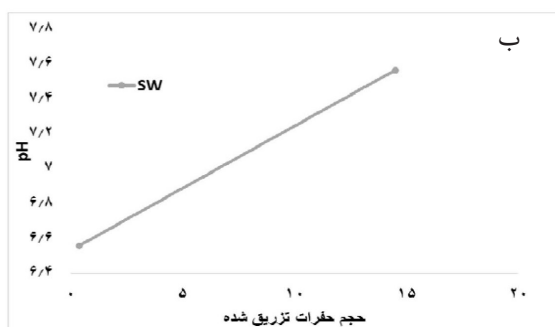
افزایش یون کلسیم و بیکربنات در خروجی از مغزه، نشان‌دهنده انحلال سنگ کلسیت می‌باشد. وجود یون بیکربنات می‌تواند، این موضوع را تایید نماید. همان‌طور که در شکل ۱۲ نشان داده شده است، نمونه‌گیری در $5/1$ حجم حفرات تزریقی نشان‌دهنده کاهش غلظت یون کلسیم نسبت به ورودی است.



شکل ۱۲ تغییرات غلظت خروجی از مغزه برای یون کلسیم (الف) و بیکربنات (ب) در سناریوی LS4 آزمایش دوم

این درحالی است که افزایش یون بی‌کربنات را می‌توان مشاهده کرد. به عبارتی در ابتدا با افزایش یون غلظت کلسیم پدیده انحلال نشان داده است

تزریق، سیستم در شرایط پایدار قرار می‌گیرد. با تزریق آب سازندی در ادامه وضعیت اختلاف فشار با حالت قبل از تزریق مقایسه می‌شود. در ادامه یک افزایش اختلاف فشار مشاهده می‌گردد، که نشان می‌دهد این افزایش می‌تواند به‌واسطه آسیب سازندی و تشکیل رسوب باشد. شکل ۱۵ الف به این تغییرات اشاره می‌کند. مقدار تزریق به این مغزه در این سناریو به اندازه ۱۵ برابر حجم حفرت انجام شد.



شکل ۱۵ تغییرات اختلاف فشار نسبت به حجم تزریقی (PV) (الف) و تغییرات pH (ب) در سناریوی تزریق آب دریا (SW) در آزمایش سوم

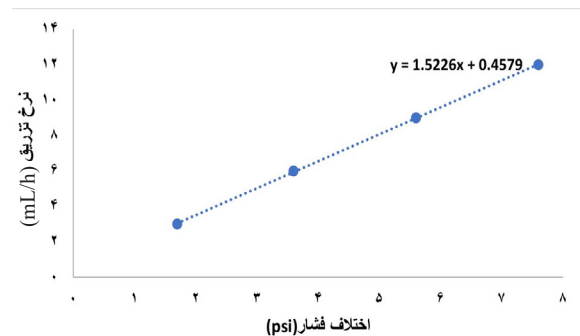
در این آزمایش بعد از ۰/۵ و ۱۵ برابر حجم حفرت، میزان pH اندازه‌گیری شد. شکل ۱۵ ب، تغییرات pH نمایش داده شده است که نشان‌دهنده افزایش pH می‌باشد. به عبارتی فعال بودن ساز و کار رسوب‌گذاری و انحلال در این حالت را می‌توان مشاهده نمود. در انتهای فرآیند تزریق و بعد از رسیدن به حالت پایدار، میزان تراوایی جهت سنجش رقابت بین رسوب‌گذاری و انحلال مورد اندازه‌گیری قرار می‌گیرد.

از طرفی تشکیل رسوب می‌تواند برآیند تراوایی حاصل را تحت تاثیر قرار بدهد. به عبارتی هر چند ساز و کار تشکیل رسوب فعال بوده است اما با توجه به غلبه فرآیند انحلال تاثیر ناسازگاری و رسوب‌گذاری در کاهش تراوایی محسوس نبوده است.

آزمایش سوم

در این آزمایش از نمونه سنگ I-3 استفاده شده است که در جدول ۳ خصوصیات فیزیکی نمونه ارائه شده است. سناریوها به طور اختصار برای آزمایش سوم در جدول ۴ اشاره شده است.

تزریق آب سازندی FW: اولین مرحله تزریق، تزریق آب سازندی است. این تزریق جهت تثبیت اشباع نمونه مغزه و اندازه‌گیری تراوایی اولیه آن انجام شده است. با تزریق آب سازندی با دبی‌های مختلف، مطابق شکل ۱۴ تراوایی تخمین زده می‌شود. برای این نمونه تراوایی اولیه ۷/۵۴ mD تخمین زده شده است.



شکل ۱۴ تغییرات فشار نسبت به دبی در تخمین اولیه تراوایی در آزمایش سوم

تزریق آب دریا (SW): در ادامه این آزمایش آب دریا به عنوان آب تزریقی انتخاب و به مغزه اشباع شده از آب سازندی تزریق گردید. دبی جریان همانند سایر آزمایشات ۳ cc/h انتخاب شد. شکل ۱۵ تغییرات اختلاف فشار نسبت به حجم تزریق به مغزه ارائه شده است. پس از تغییرات در ابتدای تزریق که به‌واسطه جابه‌جایی آب سازندی و اختلاط آب سازندی ایجاد می‌شود و افزایش فشار اولیه، با ادامه

قبل فرآیند تزریق آب دریای ۲۰ برابر رقیق شده انجام می‌گیرد. شکل ۱۶ تغییرات اختلاف فشار را بر حسب حجم تزریق نشان می‌دهد. تغییرات در ابتدای حجم حفرات تزریق شده‌های (PV) تزریق اولیه تقابلات و جابجایی سیالات را نشان می‌دهد.

میزان تراوایی پس از تزریق آب دریا برابر $6/78$ mD تخمین زده شد. جدول ۸ تغییرات تراوایی مقایسه شده است که نشان می‌دهد در حدود ۱۱٪ کاهش تراوایی در این سناریو مشاهده می‌شود.

تزریق LS1- تزریق آب ۲۰ برابر رقیق شده آب دریا (SW/20): در این آزمایش همانند موارد

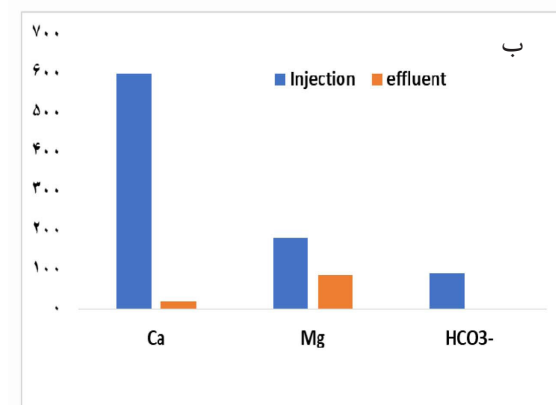
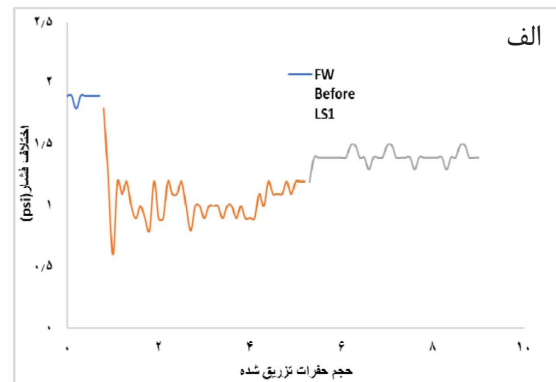
جدول ۸ تغییرات تراوایی در سناریوی SW در آزمایش سوم

تغییرات تراوایی (%)	میزان تراوایی ثانویه (mD)	میزان تراوایی اولیه (mD)	آزمایش
۱۱	۶/۷۸	۷/۵۴	تزریق SW

در شکل نیز میتوان مشاهده نمود. باید توجه نمود در آب تزریقی یون بیکربنات وجود نداشته بود. لذا وجود یون بیکربنات به وضوح فعال بودن ساز و کار انحلال را نشان می‌دهد.

پس از انجام سناریو LS1 افزایش بسیار جزئی در میزان تراوایی می‌تواند نشان دهد، هر چند ساز و کار انحلال میتواند فعال باشد اما ناسازگاری و تشکیل رسوب در مقابل می‌تواند این اثر را بسیار جزئی در تراوایی نشان دهد به طوری که عملاً تغییرات تراوایی را تحت تاثیر قرار دهد. مطابق جدول ۹ همان‌طور که محاسبات نشان می‌دهد در این مرحله افزایش ۴/۷٪ تراوایی نتیجه داده شده است.

تزریق LS4- تزریق همزمان آب سازندی (FW1) و آب ۲۰ برابر رقیق (LS1): این سناریو در ادامه مرحله قبل و جهت شناخت دقیق‌تر اختلاط در مقابل سنگ مخزن طراحی گردید. اختلاط در ابتدای مغزه اتفاق افتاده و در طول جریان در مغزه و در حفرات این اختلاط انجام می‌گیرد. شکل ۱۷ تغییرات اختلاف فشار نسبت به حجم تزریقی نشان داده می‌شود. با تزریق همزمان سعی شده اثر ساز و کار اختلاط و ناسازگاری سیال بیشتر محسوس و در تراوایی اثر خود را نشان دهد. این شرایط همانندی بیشتر با شرایط عمق مخزن داشته و اختلاط آب تزریقی و آب سازند را در حفرات مخزن نشان می‌دهد.

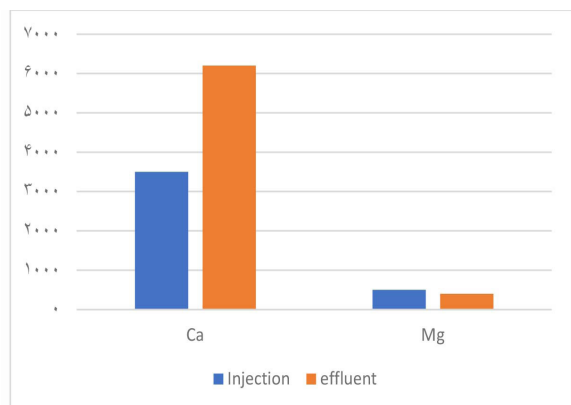


شکل ۱۶ تغییرات اختلاف فشار نسبت به حجم تزریقی (PV) در سناریوی LS1 در آزمایش سوم (الف) و مقایسه آنالیز سیال خروجی از مغزه بعد از ۴/۵ حجم حفرات تزریق LS1 (ب)

بعد از ۴/۵ حجم حفرات تزریق شده نمونه خارج شده از مغزه مورد آنالیز یونی قرار گرفت. شکل ۱۶ ب نتایج حاصل از این آنالیز ارائه شده است. نتایج افزایش غلظت یونی کلسیم را نسبت به قبل از تزریق نشان می‌دهد در کنار این افزایش می‌توان به افزایش یون بیکربنات اشاره داشت که

جدول ۹ تاثیر سناریوی LS1 در تغییرات تراوایی در آزمایش سوم

تغییرات تراوایی (%)	میزان تراوایی ثانویه (mD)	میزان تراوایی اولیه (mD)	آزمایش
۴/۷	۶/۹۹	۶/۶۸	تزریق LS1

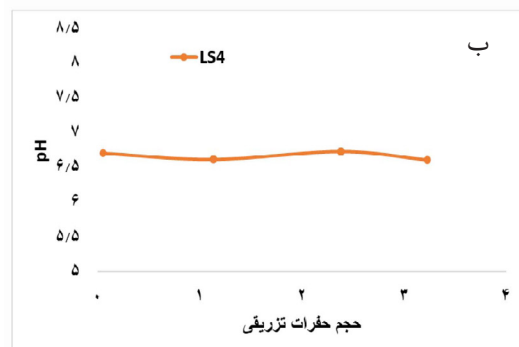
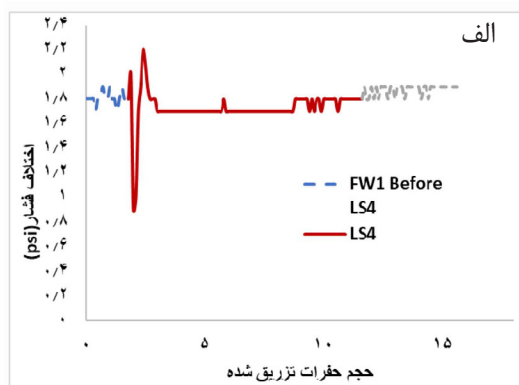


شکل ۱۸ تغییرات غلظت یونی در خروجی از مغزه بعد از ۱ حجم حفرت تزریق شده (PV) آب تزریقی LS4

همچنان‌که تغییرات غلظت یونی کلسیم و بیکربنات نظرات محققینی نظیر محمدخانی و همکاران [۳۱] و یا مطالعات لاگر و همکاران [۳۴] و سایر افراد [۱۹-۲۱] را تایید می‌کند، اما عدم کاهش یون منیزیم شرایط متفاوتی با نتایج سایر محققین [۲۳-۲۸] نشان می‌دهد هر چند این عدم تغییر با نتایج مادلند و همکاران [۱۷ و ۳۵] همخوانی دارد.

نتایج نشان می‌دهند در خصوص شرایط دمایی و فعال شدن سازوکار جایگزینی مطابق نظر ژانگ [۳۰] باید حساسیت بیشتری در نظر داشت چرا که تحقیقات نشان داده‌اند ورود منیزیم به واکنش‌ها بسیار تابع دما بوده تا جایی که در رقابت رسوب‌گذاری نیز می‌تواند وارد شود هر چند در نتایج این تحقیق و دمای ۱۲۰ °C رقابتی برای رسوب‌گذاری مشاهده نشد و تشکیل رسوب عمدتاً تنها با کلسیم سولفات همراه بود.

پس از انجام سناریوی LS4 مطابق روش قبل میزان تراوایی اندازه‌گیری شد که مطابق نتایج به‌دست آمده و شیب حاصل میزان تراوایی ۶/۳۷ محاسبه گردید. لذا بر اساس نتایج قبل از تزریق (جدول ۱۰) مقدار تراوایی ۷٪ کاهش یافته است.



شکل ۱۷ تغییرات اختلاف فشار (الف) و تغییرات pH (ب) نسبت به حجم تزریقی (PV) در سناریوی LS4 در آزمایش سوم

مقدار pH سیال خروجی از مغزه در طول آزمایش اندازه‌گیری شد. همان‌طور که در شکل ۱۷ ب نشان داده شده است تغییرات pH نسبت به حجم تزریق در مراحل ابتدایی تزریق با کاهش و افزایش جزئی همراه است. هر چند تغییرات خیلی محسوس نیست. اما می‌توان با توجه به نتایج حاصل از آنالیز یونی خروجی از مغزه در شکل ۱۸ بعد از ۱ حجم حفرت تزریق شده، این تغییرات جزئی را به دلیل انحلال سنگ در نظر گرفت.

همان‌طور که در نتایج تحقیقات کواک و همکاران [۲۲] ارائه شده سنگ‌های مخزنی با توجه به ساختار متفاوت از نظر توزیع حفرت می‌تواند اثرات انحلال و رسوب‌گذاری متفاوتی را از خود نشان بدهند.

جدول ۱۰ تاثیر سناریوی LS4 در تغییرات تراوایی در آزمایش سوم

تغییرات تراوایی (%)	میزان تراوایی ثانویه (mD)	میزان تراوایی اولیه (mD)	آزمایش
۷	۶/۳۷	۶/۸۹	تزریق LS4

هر چند ساز و کار انحلال در آن می‌تواند فعال باشد اما وجود یون سولفات در آب تزریقی از یک طرف و بالا بودن یون کلسیم در آب سازند می‌تواند تشکیل رسوبات انیدرید را به همراه داشته باشد. فرآیند انحلال در اینجا می‌تواند عاملی در جهت افزایش یون کلسیم در آب به شمار برود. این افزایش می‌تواند شرایط را برای تشکیل رسوب سولفات کلسیم و نشست این رسوبات در محیط متخلخل تسهیل نماید به گونه‌ای که باعث کاهش نفوذپذیری سنگ مخزن گردد. از سویی باید توجه داشت که تاثیر انحلال در افزایش تراوایی برای سنگ‌هایی با نفوذپذیری کمتر، اثر خود را بهتر نشان می‌دهند.

رقیق‌سازی بیشتر آب دریا می‌تواند افزایش بیشتر انحلال را به همراه داشته باشد. این افزایش می‌تواند غالب شدن ساز و کار انحلال بر سازوکار رسوب‌گذاری را به همراه داشته باشد به طوری که افزایش نفوذپذیری و یا عدم تغییرات محسوس نفوذپذیری را نتیجه بدهد. در این تحقیق تزریق آب ۴۰ برابر رقیق و مقایسه آن با تزریق آب ۲۰ برابر رقیق نتایج فوق را کاملاً تایید نمود. آزمایشات نشان دادند، کاهش کمتر شوری آب دریا می‌تواند اثرات ساز و کار انحلال را کاهش دهد. نوسانات فشاری در آزمایشات نشان دادند تقابل این دو ساز و کار بر روی سطح سنگ، خصوصاً در ابتدای آزمایشات که شرایط تعادلی برقرار نشده در طول آزمایش وجود داشته و نتایج را تحت تاثیر قرار می‌دهد.

در تزریق همزمان آب تزریقی و آب سازندی، افزایش و کاهش یون کلسیم تقابل مداوم این دو ساز و کار را نشان می‌دهد. به عبارتی غلظت یون کلسیم به عنوان عامل کنترل کننده واکنش می‌باشد.

این کاهش به‌واسطه رسوب تشکیل شده در فرآیند است. به عبارتی علیرغم فعال بودن ساز و کار انحلال مطابق آنالیز یونی اما به‌واسطه غلبه بیشتر فرآیند تشکیل رسوب نه تنها انحلال اثرش محسوس نیست بلکه رسوب‌گذاری به‌واسطه وجود یون‌های نامتجانس (یون‌هایی که به‌واسطه غلظت و اشباعیت در محلول توانایی تشکیل رسوب را دارا می‌باشند) نظیر سولفات می‌تواند شرایط را بیشتر به سمت کاهش تراوایی پیش برد. همان‌طور که در شکل ۱۷ تغییرات فشاری نشان می‌دهد در حجم‌های تزریقی ابتدایی تغییرات و نوسانات بیشتری دیده می‌شود به عبارتی جابه‌جایی آب سازندی و تغییرات یونی و اختلاط به همراه تاثیرات سنگ مخزن این نوسانات را موجب می‌شود که پس از رسیدن به شرایط پایدار و تخلیه حفرات از سیال ابتدایی تغییرات کاهش می‌یابد.

نتیجه‌گیری

در این تحقیق که تمرکز بر روی ساز و کار انحلال و رسوب‌گذاری حاصل از ناسازگاری بود آزمایشات نشان دادند که اصولاً در سنگ‌های کلسیتی ساز و کار انحلال برای آب دریا نیز فعال می‌باشد. همچنان‌که در نتایج مشخص گردید کاهش یون‌های دو ظرفیتی نظیر کلسیم و منیزیم و همین‌طور عدم وجود یون بیکربنات در آب دریا یکی از عوامل فعال بودن این سازوکار است. این درحالیست که ساز و کار تشکیل رسوباتی همانند رسوبات سولفاته می‌تواند غالب گردیده و کاهش نفوذپذیری و آسیب‌سازندی را به همراه داشته باشد. تشکیل رسوب تا جایی می‌تواند پیش برود که کاهش نفوذپذیری را به همراه داشته باشد. تزریق آب دریای ۲۰ برابر رقیق شده نشان داد که

این تحقیق جایگزینی یونی برای کلسیم و منیزیم مشاهده نشد. در خصوص رسوب‌گذاری نیز با توجه به شرایط دما و فشاری همچنان که نتایج نیز نشان دادند عامل رسوب‌گذاری بیشتر با سولفات کلسیم همراه بود.

از سویی وجود یون منیزیم در فرآیند و تغییرات غلظت آن نشان داد، یون منیزیم برخلاف نتایج سایر تحقیقات در این نمونه جایگزینی یونی را به همراه نداشته و بیشتر با رسوب‌گذاری کاهش و با انحلال افزایش غلظت را به همراه خواهد داشت. بنابراین در

مراجع

- [1]. Postma, D., Kjoller, C., Søgaard Andersen, M., Condeso de Melo, M. T., & Gaus, I. (2008). Geochemical modelling of processes controlling baseline compositions of groundwater. *Natural Groundwater Quality*, 71-90. doi:10.1002/9781444300345.
- [2]. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2011). Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(05), 578-593.
- [3]. Coto, B., Martos, C., Peña, J. L., Rodríguez, R., & Pastor, G. (2012). Effects in the solubility of CaCO_3 : Experimental study and model description. *Fluid Phase Equilibria*, 324, 1-7. doi.org/10.1016/j.fluid.2012.03.020.
- [4]. Hiorth, A., Cathles, L. M., Kolnes, J., Vikane, O., Lohne, A., & Madland, M. V. (2008, October). A chemical model for the seawater- CO_2 -carbonate system—aqueous and surface chemistry. In presentation at the Wettability Conference held in Abu Dhabi, UAE, (pp. 27-28).
- [5]. 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.
- [6]. Maghsoudian, A., Esfandiarian, A., Kord, S., Tamsilian, Y., & Soulgani, B. S. (2020). Direct insights into the micro and macro scale mechanisms of symbiotic effect of SO_4^{2-} , Mg^{2+} , and Ca^{2+} ions concentration for smart waterflooding in the carbonated coated micromodel system. *Journal of Molecular Liquids*, 315, 113700. doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113700.
- [7]. Ghosh, B., Sun, L., & Thomas, N. C. (2020). Compatibility evaluation of modified seawater for EOR in carbonate reservoirs through the introduction of polyphosphate compound. *Petroleum Science*, 17(2), 393-408.
- [8]. Ghasemian, J., Mokhtari, R., Ayatollahi, S., Riahi, S., & Malekzade, E. (2017, April). Experimental investigation of inorganic scale deposition during smart water injection-A formation damage point of view. In *IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery, 2017*, (1): 1-18. European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201700289.
- [9]. Khurshid, I., Al-Shalabi, E. W., & Alameri, W. (2020). Influence of water composition on formation damage and related oil recovery in carbonates: A geochemical study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107715. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107715.
- [10]. Awolayo, A., Sarma, H., & AlSumaiti, A. (2016). An experimental investigation into the impact of sulfate ions in smart water to improve oil recovery in carbonate reservoirs. *Transport in Porous Media*, 111, 649-668.
- [11]. Tweheyo, M. T., Zhang, P., & Auštd, T. (2006, April). The effects of temperature and potential determining ions present in seawater on oil recovery from fractured carbonates. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?* (pp. SPE-99438).
- [12]. Purswani, P., Tawfik, M. S., & Karpyn, Z. T. (2017). Factors and mechanisms governing wettability alteration by chemically tuned waterflooding: a review. *Energy & Fuels*, 31(8), 7734-7745. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01067.
- [13]. Chen, Y., Ubaidah, A., Elakneswaran, Y., Niasar, V. J., & Xie, Q. (2020). Detecting pH and Ca^{2+} increase during low salinity waterflooding in carbonate reservoirs: Implications for wettability alteration process. *Journal of Molecular Liquids*, 317, 114003. doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114003.
- [14]. Auštd, T., Shariatpanahi, S. F., Strand, S., Aksulu, H., & Puntervold, T. (2015). Low salinity EOR effects in limestone reservoir cores containing anhydrite: a discussion of the chemical mechanism. *Energy & Fuels*, 29(11), 6903-6911. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b01099.
- [15]. Auštd, T., Shariatpanahi, S. F., Strand, S., Black, C. J. J., & Webb, K. J. (2012). Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs. *Energy & Fuels*, 26(1), 569-575. doi.org/10.1021/ef201435g.
- [16]. Uetani, T., Kaido, H., & Yonebayashi, H. (2019, March). Investigation of anhydrite dissolution as a potential low salinity waterflooding mechanism using carbonate reservoir rocks. In *International Petroleum Technology*

- Conference, D021S029R005). IPTC. doi.org/10.2523/IPTC-19133-MS.
- [17]. Nunez, R., Vaz, R. G., Koroishi, E. T., Vargas, J. A., & Trevisan, O. V. (2017, November). Investigation of dissolution effects on dolomite porous media under carbonated water injection CWI. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, D031S093R007). doi.org/10.2118/188601-MS.
- [18]. Park, H., Park, Y., Lee, Y., & Sung, W. (2018). Efficiency of enhanced oil recovery by injection of low-salinity water in barium-containing carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, 15, 772-782.
- [19]. Sari, A., Xie, Q., Chen, Y., Saeedi, A., & Pooryousefy, E. (2017). Drivers of low salinity effect in carbonate reservoirs. *Energy & Fuels*, 31(9), 8951-8958.
- [20]. Nasralla, R. A., Sergienko, E., Masalmeh, S. K., van der Linde, H. A., Brussee, N. J., Mahani, H. and Al-Qarshubi, I. S. (2016). Potential of low-salinity waterflood to improve oil recovery in carbonates: Demonstrating the Effect by Qualitative Coreflood. *Spe Journal*, 21(05), 1643-1654. doi:10.2118/172010-PA.
- [21]. Khaledialidusti, R., & Kleppe, J. (2018). Studying the potential of calcite dissolution on oil liberation from rock surfaces during single-well-chemical-tracer tests by coupling a multiphase flow simulator to the geochemical package. *J. Pet. Environ. Biotechnol*, 9(1), 1-9.
- [22]. Kwak, D., Han, S., Han, J., Wang, J., Lee, J., & Lee, Y. (2018). An experimental study on the pore characteristics alteration of carbonate during waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 161, 349-358. doi.org/10.1016/j.petrol.2017.11.051.
- [23]. RezaeiDoust, A., Puntervold, T., Strand, S., & Auštd, T. (2009). Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms. *Energy & Fuels*, 23(9), 4479-4485. doi.org/10.1021/ef900185q.
- [24]. Chandrasekhar, S., Sharma, H., & Mohanty, K. K. (2016, September). Wettability alteration with brine composition in high temperature carbonate rocks. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (p. D021S036R003). doi.org/10.2118/181700-MS.
- [25]. Carlberg, B. L. (1973, May). Solubility of calcium sulfate in brine. In SPE International Conference on Oilfield Chemistry? (pp. SPE-4353). doi.org/10.2118/4353-MS.
- [26]. Heggheim, T., Madland, M. V., Risnes, R., & Auštd, T. (2005). A chemical induced enhanced weakening of chalk by seawater. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 46(3), 171-184. doi.org/10.1016/j.petrol.2004.12.001.
- [27]. Strand, S., Høgenesen, E. J., & Auštd, T. (2006). Wettability alteration of carbonates—Effects of potential determining ions (Ca^{2+} and SO_4^{2-}) and temperature. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 275(1-3), 1-10. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2005.10.061.
- [28]. Srisuriyachai, F., & Meekangwal, S. (2017, December). Evidence of multi-component ion exchange in dolomite formation during low salinity waterflooding. In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 95, (3): 032037. IOP Publishing. doi: 10.1088/1755-1315/95/3/032037.
- [29]. Chandrasekhar, S., & Mohanty, K. K. (2013). Wettability alteration with brine composition in high temperature carbonate reservoirs. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (p. D021S030R002). doi.org/10.2118/166280-MS.
- [30]. Zhang, P., Tweheyo, M. T., & Auštd, T. (2007). Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} . *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 301(1-3), 199-208. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.12.058.
- [31]. Mohammadkhani, S., Shahverdi, H., & Esfahany, M. N. (2018). Impact of salinity and connate water on low salinity water injection in secondary and tertiary stages for enhanced oil recovery in carbonate oil reservoirs. *Journal of Geophysics and Engineering*, 15(4), 1242-1254. doi.org/10.1088/1742-2140/aaae84.
- [32]. Auštd, T. (2013). Water-based EOR in carbonates and sandstones: new chemical understanding of the EOR potential using “smart water”. In Enhanced oil recovery Field case studies, 301-335, Gulf Professional Publishing. doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0.
- [33]. Rashid, S., Mousapour, M. S., Ayatollahi, S., Vossoughi, M., & Beigy, A. H. (2015). Wettability alteration in carbonates during “Smart Waterflood”: Underlying mechanisms and the effect of individual ions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 487, 142-153. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.09.067.
- [34]. Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). Low salinity oil recovery—an experimental investigation I. *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 49(01).
- [35]. Madland, M.V., Hiorth, A., Omdal, E., Megawati, M., Hildebrand-Habel, T., Korsnes, R.I., Evje, S. and Cathles, L.M., (2011). Chemical alterations induced by rock–fluid interactions when injecting brines in high porosity chalks. *Transport in Porous Media*, 87, 679-702.
- [36] Willhite, G. P. (1986). Waterflooding, third edition, Richardson, Texas: Textbook Series, SPE, 1-734. doi:

- 10.4236/ijg.2021.1260312.
- [37] Alfarge, D., Wei, M., & Bai, B. (2020). Water injection in unconventional reservoirs. In *Developments in Petroleum Science*, 67, 113-140. Elsevier. doi.org/10.1016/B978-0-12-818343-4.00006-1.
- [38]. Warner Jr., H.R., (2015). *The reservoir engineering aspects of waterflooding*, Second Edition, SPE, 1-562, ISBN-10: 1613994214.
- [39]. Abbasi, S., & Khamehchi, E. (2021). Experimental investigation of competitive mechanisms of precipitation and dissolution due to seawater and low salinity water injection in carbonate reservoirs. *Journal of Molecular Liquids*, 324, 114767. doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114767.
- [۴۰]. عباسی س.، فراهانی ح. (۱۳۹۵). تشکیل رسوب و آسیب دیدگی سازند در فرآیند تزریق آب به مخازن نفتی، ISBN.۹۷۸۶۰۰۵۹۶۱۱۴۰، ۳۸۰
- [41]. Banerjee, A. (2016). Estimation of dolomite formation: Dolomite precipitation and dolomitization. *Journal of the Geological Society of India*, 87, 561-572.
- [42]. Mehmood, M., Yaseen, M., Khan, E. U., & Khan, M. J. (2018). Dolomite and dolomitization model-a short review. *International Journal of Hydrology*, 2(5), 549-553.
- [43] Folk, R. L., & Land, L. S. (1975). Mg/Ca ratio and salinity: two controls over crystallization of dolomite. *AAPG Bulletin*, 59(1), 60-68. doi.org/10.1306/83D91C0E-16C7-11D7-8645000102C1865D.
- [44]. Talebian, S. H., Fahimifar, A., & Heidari, A. (2021). Review of enhanced oil recovery decision making in complex carbonate reservoirs: Fluid flow and geomechanics mechanisms. *Journal of Computational Applied Mechanics*, 52(2), 350-365. doi:10.22059/jcamech.2021.318511.596



Experimental Investigation of Dissolution and Precipitation by Injected Water Incompatibility in Low Salinity Water Injection in Oil Fields

Saeed Abbasi*, Behjat kari Pahan and Mohammad Heshmati

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

abbasis@ripi.ir

DOI:10.22078/pr.2024.5314.3362

Received: November/20/2023

Accepted: April/23/2024

Introduction

Water injection is recognized as one of the common methods in the Enhanced Oil Recovery (EOR) process, particularly in carbonate and sandstone oil reservoirs. This method is employed due to various factors, such as easy access to water, reduced costs, and high efficiency in oil reservoirs. In this process, water is injected into the reservoir to maintain or increase reservoir pressure, aiding in the displacement of oil and achieving greater recovery from the reservoir [1-5]. However, water injection is accompanied by technical challenges, one of the most important being the mechanisms of dissolution and precipitation, which occur due to chemical differences between the injected water and the formation water. One of the innovative methods for improving water injection is the use of Low Salinity Water Injection (LSWI) and Smart Water Injection (SWI) [6-9]. In these methods, by altering the salinity of the injected water, the wettability of the reservoir rocks can be improved, leading to increased oil production. Wettability, as one of the key characteristics of reservoir rocks, has a direct impact on the behavior of fluids within the reservoir. Carbonate rocks typically have oil-wet characteristics, making oil extraction more difficult. Changing the wettability of rocks to a more water-wet state can help enhance oil recovery. One of the methods to alter rock wettability is by reducing the salinity of the injected water, which can lead to increased permeability and improved fluid flow within the reservoir.

Dissolution and precipitation mechanisms are one

of the primary concerns in water injection into oil reservoirs. When water with a different chemical composition, such as seawater or diluted water, is injected into the reservoir, chemical changes occur in the aqueous solutions and on the rock surfaces. Moreover, these changes can lead to the dissolution of some minerals in the reservoir rock, while new precipitates, such as calcium sulfate or anhydrite, may form simultaneously. Furthermore, these processes can either increase or decrease the permeability of the reservoir. For instance, the dissolution of calcite and dolomite, which are the main components of carbonate rocks, can increase permeability, but on the other hand, the formation of mineral scales such as sulfate deposits may reduce permeability, ultimately leading to formation damage [10-13].

In low-salinity and smart water injection, by carefully adjusting the concentration of ions in the injected water, precipitation can be reduced, and the dissolution of minerals can be controlled. Specifically, reducing the concentration of divalent ions such as calcium and magnesium, along with changes in sulfate and bicarbonate ion concentrations, are key factors in controlling these processes. Moreover, studies have shown that in some cases, low-salinity water can prevent the formation of precipitates and increase the dissolution of minerals, thereby contributing to enhanced oil recovery. Conversely, if the chemical conditions are not carefully controlled, these processes may lead to the formation of mineral deposits, reducing reservoir permeability and causing formation damage

[14-17].

Therefore, the main objective of this research is to investigate the various mechanisms related to water injection in carbonate and sandstone reservoirs and analyze the impacts of these mechanisms on enhanced oil recovery. Moreover, in this regard, the study explores the effects of low salinity and smart water on rock wettability, permeability, and precipitate formation, while examining the role of the chemical factors in both injected and formation water in controlling the dissolution and precipitation mechanisms.

Materials and Methods

In the water injection process for oil reservoirs, accuracy and precision in preparing materials and equipment are of high importance. Moreover, to achieve reliable and accurate results, the use of appropriate equipment and correct preparation of materials is essential. Furthermore, this section provides a detailed overview of the equipment used and the material preparation process. In addition, the injection system is the core of the water injection operation and must be carefully designed and installed. Twin pumps are used to generate the necessary pressure for injecting water into the reservoir. Moreover, these pumps are particularly effective when continuous injection with steady pressure is required. Due to their design, twin pumps are capable of providing a stable and uniform flow. Furthermore, the fluid cylinder plays an important role in storing and managing the volume of injected fluids. In addition, these cylinders are typically used to store the injected water and control its flow rate. Core holders are used to maintain reservoir rock samples and conduct experiments on them. Also, this tool must be designed to allow experiments to be carried out under controlled conditions. Moreover, control and monitoring systems are used to supervise the injection process and measure various parameters such as pressure, temperature, and volume. These systems allow operators to continuously monitor and adjust the injection system.

The preparation of injected fluid samples is key to determining the results of experiments. In this research, two main types of water are used for injection. Formation water which is typically extracted from underground sources, represents the natural conditions of the reservoir. Formation water usually has a specific chemical composition that must be carefully prepared to accurately reflect real reservoir conditions. Moreover, seawater which due to its chemical composition, especially the presence of divalent ions and sulfate, seawater can have specific effects on the reservoir rock. For the experiments, seawater must be precisely diluted and its salinity adjusted to the desired level.

Reservoir rock samples are prepared for experiments to investigate the effects of water injection on the

rock properties, such as permeability and wettability. Moreover, rock samples must be precisely cut to the desired size and shape for the experiments. In addition, these samples are usually cut into cylindrical or cubic shapes and must be thoroughly cleaned and dried. Before starting the injection, the rock samples must undergo baseline tests. These tests include determining the physical and chemical properties of the rock, such as permeability, porosity, and mineral composition.

The injection experiments include several scenarios to examine the various effects of water injection on the reservoir rock. Furthermore, water with varying salinities (such as seawater diluted 20 times and seawater diluted 40 times) is injected to study the effects of salinity on dissolution and precipitation mechanisms and changes in the permeability of the reservoir rocks. In these experiments, a combination of formation water and diluted water is used to investigate the simultaneous effects of both types of water on dissolution and precipitation mechanisms. After conducting the experiments, the results regarding changes in permeability, formation of precipitates, and chemical changes are analyzed. This analysis includes examining microscopic images (such as XRD and SEM) to identify changes on and within the rock.

In general, proper preparation of materials and equipment plays a key role in conducting precise and reliable research in the field of water injection into oil reservoirs and aids in a better understanding of dissolution and precipitation mechanisms.

Results and Discussion

This section provides a thorough and detailed analysis of the data and observations obtained from various experiments. Moreover, it examines the effects of injection water with different salinities on reservoir rock properties, including changes in permeability and the formation of deposits. In addition, these experiments using injection water with varying salinities, including water diluted 20 times and 40 times with seawater were conducted to assess their effects on calcite rocks and reservoir properties.

Injection of LS1 Water (20 Times Diluted Seawater)

In this case, the results indicated that water diluted 20 times could activate dissolution mechanisms, but the presence of sulfate and calcium ions in the formation water influenced the formation of anhydrite deposits. This effect led to a decrease in reservoir rock permeability. In particular, the increased concentration of calcium ions in the formation water, as well as the presence of sulfate ions in the injected water, caused the formation of deposits and reduced permeability.

The main deposits formed in this case were calcium sulfate. These deposits could significantly reduce the permeability of reservoir rocks. The simultaneous presence of sulfate and calcium ions enhanced the

conditions for deposit formation, potentially leading to the clogging of rock pores and a reduction in permeability.

Injection of LS2 Water (40 times diluted seawater)

The results showed that injecting low-salinity water (40 times diluted seawater) significantly increased the permeability of the reservoir rock. Moreover, lowering the salinity of the water activated dissolution mechanisms in calcite rocks, which in turn improved permeability and reduced resistance to fluid flow. Furthermore, this change was due to the decreased concentration of divalent ions such as calcium and magnesium in the injected water and the absence of bicarbonate ions in seawater.

However, the presence of sulfate and calcium ions in the formation water could lead to the formation of calcium sulfate deposits. Moreover, these deposits accumulated in the porous environment of the reservoir rocks and reduced the permeability of the rock. Furthermore, the experiments showed that even with low salinity, the formation of deposits could significantly affect permeability and, in some cases, lead to a sharp decrease in rock permeability.

Simultaneous Injection of Formation Water and Diluted Injection Water

Simultaneous injection experiments of formation water and diluted water were conducted to investigate the interaction between the two types of water and their effects on dissolution and deposition mechanisms. The simultaneous injection of formation water and diluted water caused significant changes in reservoir rock permeability. Moreover, changes in calcium ion concentration in the formation water directly affected the dissolution and deposition mechanisms. In addition, increased calcium ion concentration in the formation water could lead to the formation of calcium sulfate deposits and a reduction in permeability. Additionally, dissolution mechanisms in this scenario could effectively increase permeability, but simultaneous deposition might have a negative impact on permeability.

Fluctuations in calcium ion concentration indicated a continuous interplay between dissolution and deposition mechanisms. Moreover, the increased calcium concentration in the formation water intensified the formation of calcium sulfate deposits and reduced reservoir rock permeability. In addition, this situation was particularly noticeable when equilibrium conditions were not established, and pressure fluctuations occurred during the experiments. To accurately analyze the results, various techniques, especially microscopic and chemical analyses, were used.

XRD and SEM images were used to identify and analyze changes on the surface and within the rocks. XRD images showed that the deposits mainly consisted of

calcium sulfate. Additionally, SEM images effectively illustrated surface changes in the rocks in response to different water injections, including the formation of deposits and changes in rock texture.

Chemical analysis of the injected waters and their effects on reservoir rock properties was also examined. Furthermore, the results showed that changes in the chemical composition of the injected waters, including the concentration of divalent ions and sulfate, played a key role in dissolution and deposition mechanisms. Moreover, changes in the concentration of these ions could significantly affect the chemical and physical processes in reservoir rocks.

Pressure fluctuations during the experiments indicated the effects of changing pressure conditions on dissolution and deposition mechanisms. These fluctuations included changes in the injection rate and their effects on permeability and deposit formation. Moreover, pressure fluctuations could lead to changes in the experimental conditions and their effects on the final results. At the beginning of the experiments, when equilibrium conditions had not been established, pressure fluctuations could have a significant impact on the results.

The ion substitution analyses showed that, unlike other studies, magnesium ions did not lead to ion substitution in this study. Instead, they were associated more with deposition, decreasing with deposits and increasing with dissolution. In other words, magnesium ions in these samples were more related to the formation of calcium sulfate deposits and had no significant impact on dissolution mechanisms. This situation indicates that ion substitution for calcium and magnesium was not observed in this study, and deposition was mainly related to calcium sulfate.

Overall, the results obtained from the injection experiments contribute to a better understanding of the complex interactions between injected waters, reservoir rock properties, and dissolution and deposition mechanisms. Moreover, the information provides optimal strategies for managing water injection processes in oil reservoirs. These insights can help improve recovery strategies and better manage oil resources

Conclusions

In this study, which focuses on the mechanisms of dissolution and precipitation resulting from incompatibility, the experiments showed that in calcite rocks, the dissolution mechanism is active even for seawater. As indicated by the results, the reduction of divalent ions such as calcium and magnesium, as well as the absence of bicarbonate ions in seawater, is one of the factors contributing to the activation of this mechanism. At the same time, the mechanism of sulfate precipitation can dominate, leading to reduced permeability and formation damage. Precipitation can progress to the point where it significantly reduces

permeability. The injection of seawater diluted 20 times showed that while the dissolution mechanism can be active, the presence of sulfate ions in the injected water, along with the high concentration of calcium ions in the formation water, can lead to the formation of anhydrite deposits. In this case, the dissolution process may contribute to an increase in calcium ions in the water. Moreover, this increase can facilitate the conditions for calcium sulfate precipitation and the deposition of these precipitates in the porous environment, ultimately reducing the permeability of the reservoir rock. Moreover, it is important to note that the effect of dissolution in enhancing permeability is more pronounced in rocks with lower permeability. Further dilution of seawater can result in increased dissolution. This increase can cause the dissolution mechanism to dominate over the precipitation mechanism, leading to either increased permeability or no significant changes in permeability. In this study, the injection of 40 times diluted seawater, compared to 20 times diluted seawater, confirmed these results. The experiments showed that less reduction in seawater salinity can decrease the effects of the dissolution mechanism. Pressure fluctuations during the experiments indicated the ongoing interaction between these two mechanisms on the rock surface, especially at the beginning of the experiments when equilibrium conditions had not yet been established, influencing the results. In the simultaneous injection of formation water and injected water, fluctuations in calcium ion concentrations demonstrated the continuous interplay between these two mechanisms. In other words, calcium ion concentration acts as the controlling factor for the reaction. Furthermore, changes in magnesium ion concentration showed that, unlike the results of other studies, magnesium ions did not lead to ion substitution in these samples. Instead, magnesium concentrations decreased with precipitation and increased with dissolution. Therefore, in this study, no ion substitution between calcium and magnesium was observed. Regarding precipitation, under specific temperature and pressure conditions, as the results also indicated, the precipitation was predominantly associated with calcium sulfate.

References

1. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2011). Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(05), 578-593.
2. Coto, B., Martos, C., Peña, J. L., Rodríguez, R., & Pařtor, G. (2012). Effects in the solubility of CaCO₃: Experimental study and model description. *Fluid Phase Equilibria*, 324, 1-7. doi.org/10.1016/j.fluid.2012.03.020.
3. 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.
4. Maghsoudian, A., Esfandiarian, A., Kord, S., Tamsilian, Y., & Soulgani, B. S. (2020). Direct insights into the micro and macro scale mechanisms of symbiotic effect of SO₄²⁻, Mg²⁺, and Ca²⁺ ions concentration for smart waterflooding in the carbonated coated micromodel system. *Journal of Molecular Liquids*, 315, 113700. doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113700.
5. Ghosh, B., Sun, L., & Thomas, N. C. (2020). Compatibility evaluation of modified seawater for EOR in carbonate reservoirs through the introduction of polyphosphate compound. *Petroleum Science*, 17(2), 393-408.
6. Ghasemian, J., Mokhtari, R., Ayatollahi, S., Riahi, S., & Malekzade, E. (2017, April). Experimental investigation of inorganic scale deposition during smart water injection-A formation damage point of view. In *IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery*, 2017, (1): 1-18. European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201700289.
7. Khurshid, I., Al-Shalabi, E. W., & Alameri, W. (2020). Influence of water composition on formation damage and related oil recovery in carbonates: A geochemical study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107715. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107715.
8. Awolayo, A., Sarma, H., & AlSumaiti, A. (2016). An experimental investigation into the impact of sulfate ions in smart water to improve oil recovery in carbonate reservoirs. *Transport in porous media*, 111, 649-668.
9. Chen, Y., Ubaidah, A., Elakneswaran, Y., Niasar, V. J., & Xie, Q. (2020). Detecting pH and Ca²⁺ increase during low salinity waterflooding in carbonate reservoirs: Implications for wettability alteration process. *Journal of Molecular Liquids*, 317, 114003. doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114003.
10. Auřtad, T., Shariatpanahi, S. F., Strand, S., Aksulu, H., & Puntervold, T. (2015). Low salinity EOR effects in limestone reservoir cores containing anhydrite: a discussion of the chemical mechanism. *Energy & Fuels*, 29(11), 6903-6911. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b01099.
11. Auřtad, T., Shariatpanahi, S. F., Strand, S., Black, C. J. J., & Webb, K. J. (2012). Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs. *Energy & fuels*, 26(1), 569-575. doi.org/10.1021/ef201435g.

12. [12]Uetani, T., Kaido, H., & Yonebayashi, H. (2019, March). Investigation of anhydrite dissolution as a potential low salinity waterflooding mechanism using carbonate reservoir rocks. In International Petroleum Technology Conference, D021S029R005). IPTC. doi.org/10.2523/IPTC-19133-MS.
13. Nunez, R., Vaz, R. G., Koroishi, E. T., Vargas, J. A., & Trevisan, O. V. (2017, November). Investigation of dissolution effects on dolomite porous media under carbonated water injection CWI. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, D031S093R007). doi.org/10.2118/188601-MS.
14. Khaledialidusti, R., & Kleppe, J. (2018). Studying the potential of calcite dissolution on oil liberation from rock surfaces during single-well-chemical-tracer tests by coupling a multiphase flow simulator to the geochemical package. *J. Pet. Environ. Biotechnol*, 9(1), 1-9.
15. Srisuriyachai, F., & Meekangwal, S. (2017, December). Evidence of multi-component ion exchange in dolomite formation during low salinity waterflooding. In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 95, (3): 032037. IOP Publishing. doi: 10.1088/1755-1315/95/3/032037..
16. Austad, T. (2013). Water-based EOR in carbonates and sandstones: new chemical understanding of the EOR potential using “smart water”. In Enhanced oil recovery Field case studies, 301-335, Gulf Professional Publishing. doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0.
17. Abbasi, S., & Farhani, H. (2016). Sediment formation and formation damage in the process of water injection into oil tanks, 2nd. Edition, Published in Research Institute of Petroleum Industry, RIPI, Winter, December, 2016, 1-380. ISBN: 9786005961140.