پژوهش نفت شماره ۱۲۱، بهمن و اسفند ۱۴۰۰، صفحه ۷۰-۵۸

مطالعه آزمایشگاهی سیلاب‌زنی آب هوشمند در یکی از مخازن کربناته جنوب کشور

امیر عباس فالی‌پور، ناصر اخلاقی* و روناک پروانه

مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی، امیدیه، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۶/۰۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۸/۱۱

چکیده

بخش بزرگی از سنگ‌های مخزن را سنگ‌های کربناته تشکیل می‌دهند که دارای پیچیدگی فراوانی هستند. مهم‌ترین چالش در بهره‌برداری نفت از مخازن کربناته که سبب کاهش میزان بازیافت نهایی نفت خام می‌شود، باقی‌ماندن مقدار زیادی از نفت درون سنگ است. تکنیک‌های ازدیاد برداشت نفت نقش به‌سزایی در بهبود تولید نفت دارند. تزریق آب هوشمند به مخزن نفتی یکی از روش‌های جدید ازدیاد برداشت نفت است که با تنظیم و بهینه‌سازی ترکیب یون‌ها در آب تزریقی طراحی می‌شود. تزریق آب هوشمند به مخازن نفتی به‌دلیل هزینه کم نسبت به سایر روش‌های ازدیاد برداشت در صنعت نفت کاربرد زیادی دارد.هدف این مطالعه استفاده مناسب‌تر از روش تزریق آب برای افزایش راندمان تولید نفت از مخازن کربناته است. لذا در این تحقیق به بررسی آزمایشگاهی تأثیر غلظت‌های یون‌های منیزیم، سولفات و کلسیم در فرآیند ازدیاد برداشت به‌روش تزریق آب هوشمند برروی ضریب بازیافت نفت از سنگ کربناته پرداخته می‌شود. با مقایسه ضریب بازیافت ضریب بازیافت، "آب دوبار تقطیر شده" و "آب‌های حاوی یون‌های دو ظرفیتی" مشخص شد که حضور یون‌های دو ظرفیتی تأثیر مثبتی برروی ضریب بازیافت نفت از مخازن کربناته دارد. در ضمن با تغییر غلظت یون‌های دو ظرفیتی در آب‌های هوشمند طراحی شده در این مطالعه مشخص شد که افزایش غلظت منیزیم، سولفات و کلسیم باعث افزایش ضریب بازیافت نفت می‌شود. با مقایسه میزان ضریب بازیافت نهایی نفت مربوط به آب‌های هوشمند ۴، ۵ و ۶ نسبت به آب هوشمند ۳ مشخص شد که افزایش غلظت یون‌های Mg^{+2} و SO_4^{-2} و Ca^{+2} باعث افزایش میزان ضریب بازیافت نهایی نفت به‌ترتیب از ۵۵٪ به ۵۷/۷، ۵۶ و ۵۹٪ در سنگ‌های کربناته می‌شوند. به‌عبارت دیگر، افزایش غلظت یون کلسیم بیشترین تأثیر را برروی بازده نهایی نفت تولیدی و افزایش غلظت یون سولفات کمترین تأثیر را برروی بازده نفت تولیدی داشته است.

کلمات کلیدی: آب هوشمند، مخازن کربناته، ضریب بازیافت نفت، ازدیاد برداشت، تزریق آب

مقدمه

در طول دهه‌های گذشته، تزریق آب به‌روش سیلاب‌زنی به‌عنوان یکی از مؤثرترین روش‌ها به منظور افزایش بازیافت نفت به‌صورت مکرر به‌کار گرفته شده است. به‌طورکلی، هدف از هرگونه تزریق آب به مخزن دست‌یابی به بیشترین مقدار بازیافت نفت است.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی n.akhlaghi@ut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2021.4267.2930)

تزریق آب به مخازن در صنعت نفت دارای پیشینه‌ای طولانی است، به‌طوری‌که اولین عملیات تزریق آب در شهر پیتول در پنسیلوانیا صورت گرفته است [۱]. در گذشته، سیلاب‌زنی صرفاً به‌عنوان یک روش مکانیکی برای افزایش فشار و تولید نفت در نظر گرفته شد، و خواص شیمیایی آب تزریقی و تأثیر آن برروی بازیافت نفت مورد بررسی قرار نمی‌گرفت [۲] و تنها میزان کل جامدات معلق و ترکیبات آلی آب تزریقی مورد بررسی قرار می‌گرفت [۳]. ییلدیز و مارو برای اولین بار بیان کردند که تنظیم ترکیب یونی آب تزریقی می‌تواند بر میزان بازیافت نفت در مخازن ماسه سنگی اثربخش باشد [۴]. از آن زمان به بعد، مطالعات آزمایشگاهی و سازوکار گسترده‌ای در مورد تأثیر میزان شوری و ترکیب یونی آب تزریقی برروی واکنش‌های مابین سنگ مخزن، سیال هیدروکربنی و آب تزریقی انجام شده است. در سالیان اخیر ویژگی‌های آب تزریقی مانند شوری، ترکیب یونی، کشش سطحی، ایجاد تغییر در ترشوندگی و کاهش گرانروی نفت به منظور افزایش میزان برداشت نفت از مخازن ماسه سنگی و کربناته بسیار اهمیت پیدا کرده است. محققین، با هدف قرار دادن این موضوعات چندین سازوکار برای چگونگی عملکرد آب هوشمند ارائه دادند، که در ادامه به بررسی این سازوکارها پرداخته می‌شود.

تغییر ترشوندگی

در طول جریان چندفازی ایجاد شده در اثر سیلاب‌زنی سنگ مخزن، نیروهای مختلفی جریان سیال را کنترل می‌کنند که در میان آن‌ها نیرو مویینگی بیشترین تأثیر را دارد. در انتهای هر یک از مراحل برداشت نفت، نیروی مویینگی موجب باقی‌ماندن مقدار قابل توجهی از نفت در درون مخزن می‌شود و میزان برداشت نفت را کنترل می‌کند [۲]. از آن‌جایی‌که ترشوندگی یکی از عواملی است که بر میزان نیروی مویینگی تأثیر می‌گذارد، تغییر در ترشوندگی به‌عنوان یکی از سازوکارهای افزایش برداشت نفت از طریق تزریق آب شناخته می‌شود. ترشوندگی از ویژگی‌های میکروسکوپی دو سیال غیرقابل امتزاج در سطح یک جامد هست، بنابراین تغییر ترشوندگی معمولاً در اثر سازوکارهای دیگری مانند تبادل یونی سطح، تغییر بار سطح و حل شدن کانی‌ها نیز اتفاق می‌افتد. شرایط ترشوندگی همچنین بر تراوایی نسبی فاز نفت، به‌عنوان یکی از مهم‌ترین پارامترهای مؤثر در جریان سیال در درون محیط متخلخل، اثرگذار خواهد بود [۵]. همچنین، هرچه ترشوندگی سنگ مخزن نفت دوست‌تر باشد، میزان اشباع باقی‌مانده نفت افزایش یافته و برداشت نفت کاهش می‌یابد.

مهاجرت ذرات ریز[1]

زمانی‌که ذرات سنگ در تماس با آب حاوی حداقل میزان یون قرار گیرد، تمایل به متورم و هیدراته شدن دارند. در واقع، مهاجرت ذرات سنگ زمانی رخ خواهد داد که یون‌های موجود در آب از حدی کمتر باشد. یون‌های دو ظرفیتی با کاهش پتانسیل زتا سطح، نیروی دافعه را کاهش می‌دهند. در این حالت ذرات سنگ پایدار هستند و در صورت کاهش شوری محلول، ذرات ریز و ذرات سنگ، ناپایدار و جدا می‌شوند. آب تمایل دارد که در فضاهای با تراوایی بالا جریان یابد. ذرات پراکنده شده در آب در گلوگاه حفرات و حفرات کوچک جای می‌یابند؛ بنابراین باعث کاهش تراوایی ایجاد شده و جریان یافتن آب به‌سمت دیگر می‌شود، در نتیجه ضریب جاروبی افزایش می‌یابد [۶].

تبادل یون چندگانه[2]

یون‌ها و نسبت ترکیب آن‌ها در مخازن کربناته نقش به‌سزایی در فرآیند ازدیاد برداشت دارند. تفاوت در غلظت یون‌ها بر روی سطح سنگ، باعث تبادل یونی چندگانه برروی سطح سنگ شده و این فرآیند تا زمانی که سطح سنگ از یون‌ها اشباع شود ادامه دارد.

1. Fine Migration
2. Multicomponent Ionic Exchange

پژوهش نفت شماره ۱۲۱، بهمن و اسفند ۱۴۰۰، صفحه ۷۰-۵۸

جذب کاتیون‌های چند ظرفیتی بر سطح سنگ باعث شده با ترکیبات قطبی نفت از جمله آسفالتین و رزین تشکیل کمپلکس‌های اورگانیک_فلز دهد و منجر به افزایش نفت دوستی سطح سنگ می‌شوند؛ بنابراین با تزریق آب کم نمک این ترکیبات قطبی و کمپلکس‌ها با یون‌های درون آب جایگزین می‌شوند و منجر به جدا شدن نفت از سطح سنگ و تولید بیشتر نفت می‌شوند [۶].

اثر ورود نمک[1]

با تغییر میزان شوری آب تزریقی به مخزن تعادل ترمودینامیک بین هر سه فاز سنگ، آب و نفت بر هم خورده و به تبع آن، حلالیت مواد قطبی آلی متأثر از میزان شوری و ترکیبات یونی موجود در آب خواهد بود. افزایش شوری محلول، باعث کاهش حلالیت مواد آلی می‌شود که به آن اثر خروج نمک گفته می‌شود، در مقابل، کاهش میزان نمک موجود در محلول باعث افزایش حلالیت مواد می‌شود که به آن اثر ورود نمک گفته می‌شود، بنابراین با در نظر گرفتن شرایط لازم سیلاب‌زنی آب کم‌نمک و تأثیر میزان نمک بر حلالیت مواد آلی در آب، مقدار مواد آلی باید از سطح ذرات سنگ جدا شده و در افزایش میزان برداشت نفت سهیم شود.

افزایش pH

اوستاد و همکاران بررسی کردند که افزایش pH، حاصل جابه‌جایی یون سدیم و پروتون موجود در آب است، که با افزایش pH مواد آلی چسبیده به سطح سنگ جدا شده و منجر به افزایش بازیافت نفت می‌شود [۷].

انحلال کانی‌ها

انحلال کانی‌ها در آب تزریقی از روش‌های مختلفی می‌تواند تولید نفت را تسهیل کند [۸]. مهم‌ترین اثر انحلال کانی‌ها برروی سنگ مخزن بهبود تراوایی است که موجب افزایش برداشت نفت می‌شود [۹]. همچنین، انحلال کانی‌ها در آب تزریقی می‌تواند پیوستگی تخلخل‌های ماکروسکوپی و میکروسکوپی را بهبود ببخشد که افزایش بازده تخلیه از فضای متخلخل را به دنبال دارد. انحلال سطحی سنگ مخزن می‌تواند موجب جدا شدن لایه نفتی جذب شده برروی سطح سنگ شود و تغییر ترشوندگی را به همراه داشته باشد [۱۰]. علاوه‌بر این موارد، با انحلال بیشتر کانی‌ها در آب تزریقی غلظت یون‌های دو ظرفیتی تعیین کننده بالقوه در آب افزایش می‌یابد [۱۱]. انحلال انیدریت در آب تزریقی با تولید آنیون SO_4^{2-} همراه است که در حضور کاتیون‌های Ca^{2+} و Mg^{2+} منجر به تغییر ترشوندگی از طریق سازوکار تبادل یونی سطح می‌شود [۱۲-۱۵]. اهمیت مطالعه تزریق آب در مرحله دوم و سوم برداشت نفت از مخازن کربناته از دو جهت حائز اهمیت است. اول آن که بیش از ۵۰٪ مخازن اثبات شده نفت در دنیا از نوع مخازن کربناته است. دومین جنبه از اهمیت مطالعه تزریق آب در مخازن کربناته مربوط به خواص ساختاری این نوع سنگ است [۱۶ و ۱۷]. چیلنگار و یین تعداد ۱۶۱ نمونه مختلف از مغزه سنگ‌های کربناته را مورد بررسی قرار دادند و گزارش دادند که ۹۲٪ از سنگ‌های بررسی شده دارای ترشوندگی نفت دوست و ترشوندگی میانه[2] هستند و تنها ۸٪ آن‌ها آب دوست[3] می‌باشند، پس مخازن کربناته شکاف‌دار نسبت به مخازن ماسه‌سنگی نفت دوست می‌باشند [۱۸]. بنابراین در مخازن کربناته به‌دلیل تخلخل و تراوایی پایین و خاصیت نفت دوستی سطح سنگ، آب تزریق شده از شکاف‌های موجود در مخزن عبور کرده و باعث شده که آشام خود به خودی به درون شبکه ماتریس‌ها که عمده نفت در این بخش قرار دارد، صورت نگیرد. بنابراین ضریب بازیافت در این مخازن بسیار پایین بوده و به‌طور میانگین میزان برداشت نفت از آن‌ها کم‌تر از ۳۰٪ نفت درجا هست.

1. Salting-in
2. Intermediate Wettability
3. Water Wet

نفت دوست بودن مخازن کربناته موجب افزایش نیروهای مقاوم در برابر جریان سیال نفتی، افزایش اشباع باقی‌مانده نفت[1] در مخزن و در نهایت، کاهش میزان بازیافت نفت می‌شود [۱۹]. فرآیند آشام خودبه‌خودی که سازوکار اصلی تولید از مخازن نفتی است، تنها در صورتی در مخازن کربناته شکاف‌دار کارایی خواهد داشت که ترشوندگی سنگ مخزن آب دوست شود. همان‌طور که گفته شد، معمولاً تغییر ترشوندگی یکی از سازوکارهایی است که به منظور اصلاح نیروهای مویینگی در روش‌های ازدیاد برداشت مبتنی بر تزریق آب در مخازن کربناته استفاده می‌شود. بنابراین، تزریق آب در مرحله دوم برداشت نفت از مخازن کربناته، با توجه به نفت دوست بودن این مخازن، زمانی کارایی خواهد داشت که آب تزریقی بتواند بر نیروی مویینگی موجود در فضای متخلخل غلبه کند و نفت را به‌سمت چاه‌های تولیدی هدایت کند [۲۰]. در این شرایط معمولاً جریان آب تزریقی به‌علت نیروی مویینگی منفی در فضای متخلخل مخزن، آن‌ها را دور زده و تنها با جابه‌جا کردن نفت از شکاف‌های موجود در سنگ به سمت چاه‌های تولیدی حرکت می‌کند؛ زیرا تراوایی شکاف‌های موجود در سنگ بسیار زیاد بوده و نیروی کم‌تری در مقابل جریان آب تزریقی وجود خواهد داشت. در این حالت، اگر مخزن نفتی زیر اشباع دارای آبده قوی باشد، در بهترین حالت میزان بازیافت نفت ۵٪ افزایش خواهد یافت [۲۱]. بنابراین، میزان کلی بازیافت نفت در مرحله اول و دوم تولید از مخازن کربناته بسیار پایین بوده و حتی ممکن است به مرز ۳۰٪ نرسد. به‌طوری‌که الحدرامی و بلانت گزارش داده‌اند که میزان بازیافت نفت در میدان غبه شمالی در عمان، که دارای سنگ مخزن کربناته هست، بعد از گذشت حدود ۲۰ سال از تولید، تنها به ۲٪ کل نفت در جا رسیده است [۲۲]. علاوه‌بر شرایط ترشوندگی مخازن کربناته، نسبت گرانروی آب تزریقی و نفت سازندی در تعیین تحرک‌پذیری نفت به دام افتاده در فضای متخلخل بسیار حائز اهمیت است؛ چراکه معمولاً تراوایی نسبی آب و نفت در این مخازن به یکدیگر نزدیک هستند. در اغلب موارد، تفاوت نسبت تحرک‌پذیری آب و نفت سبب کاهش کارایی تزریق آب خواهد شد. برای حل این مشکل سعی می‌شود با کاهش نسبت گرانروی نفت به آب یا افزایش تراوایی نسبی نفت به آب تحرک‌پذیری بهبود یابد. این موارد نکات کلیدی تنظیم شوری و ترکیب یونی آب تزریقی یا افزودن مواد شیمیایی به آن به منظور ازدیاد برداشت است. ازاین‌رو به جای روش معمول تزریق آب (سیلاب‌زنی آب معمولی) از روش‌های دیگری مانند سیلاب‌زنی آب کربناته و سیلاب‌زنی آب هوشمند استفاده می‌شود. سیلاب‌زنی آب کربناته به مخزن روشی است که در طی آن، گاز دی‌اکسیدکربن در ستون چاه و تحت فشار بالا در آب حل می‌شود. آب غنی‌شده از دی‌اکسیدکربن، طی تماس با نفت سازندی، در اثر فرآیند انتقال جرم، گاز خود را به نفت سازند منتقل کرده و در نتیجه گرانروی نفت کاهش می‌یابد. سیلاب‌زنی آب هوشمند با هدف اصلاح شرایط ترشوندگی اولیه سنگ و تنظیم و بهینه‌سازی ترکیب یون‌ها در سیال تزریقی انجام می‌شود. اگر چه استفاده از مواد فعال سطحی نیز در تغییر شرایط ترشوندگی سطح و کاهش کشش بین سطحی سیالات و ازدیاد برداشت از مخازن کربناته مؤثر است، اما برای کاربردهای میدانی، استفاده از مقادیر بسیار زیاد مواد شیمیایی مقرون به صرفه نیست به همین دلیل شرکت‌های نفتی تمایل به اجرای این روش در حوزه‌های میدانی ندارند. برخلاف مخازن ماسه سنگی، در مخازن کربناته به‌دلیل شرایط سطوح سنگ، یون‌های دو ظرفیتی مانند Mg^{+2}، Ca^{+2} و SO_4^{-2} در فرآیند تزریق آب هوشمند نقش به‌سزایی دارند و انتخاب هوشمندانه غلظت این یون‌ها بسیار حائز اهمیت هست.

1. Residual Oil Saturation

پژوهش نفت شماره ۱۲۱، بهمن و اسفند ۱۴۰۰، صفحه ۷۰-۵۸

پژوهش‌های زیادی در زمینه ازدیاد برداشت نفت با آب هوشمند انجام شده است. گچوز مورو و همکاران به بررسی انحلال سنگ کربناته در طول تزریق آب هوشمند به مخزن پرداختند. آن‌ها بیان کردند که تعاملات مابین سنگ-نفت- آب تزریقی برروی انحلال سنگ کربناته تأثیر می‌گذارد. از همین رو، واکنش بین آب تزریقی و ۵ نمونه نفت مختلف را مورد آنالیز قرار دادند. آن‌ها مشاهده کردند که در اثر حل شدن اجزای اسیدی نفت در آب تزریقی، آب تزریقی خاصیت اسیدی پیدا می‌کند. آن‌ها بیان کردند که آب اسیدی ایجاد شده در دو مرحله می‌تواند بر میزان بازیافت نفت اثر بگذارد: اول آن که با حل شدن اجزای اسیدی در آب تزریقی، سیستم سنگ- نفت- آب تزریقی از تعادل خارج می‌شود و در نتیجه آن اجزای اسیدی جذب شده بر سطح سنگ جدا شده و آب اسیدی در تماس سطح سنگ قرار می‌گیرد و دوم آن که آب اسیدی به‌دلیل خورندگی موجب انحلال سنگ کربناته در خود می‌شود. آن‌ها بیان کردند که ترکیب نفت و میزان اجزای محلول در آب آن برروی تشکیل آب اسیدی تأثیرگذار است. از همین‌رو، این سازوکار در تمام مخازن رخ نخواهد داد. همچنین، تغییر در غلظت یون کلسیم در پساب آزمایش سیلاب‌زنی مغزه دولومیت و افزایش pH آن تأییدی بر سازوکار پیشنهادی آن‌ها بود [۹]. لشکربلوکی و همکاران اثر غلظت‌های مختلف نمک‌های $CaCl_2$، KCl، NaCl و $MgCl_2$ را برروی زاویه تماس نفت برروی سطح سنگ در سیستم سه‌تایی نفت-آب- سنگ کربناته بررسی کردند. آن‌ها مشاهده کردند که استفاده از آب مقطر موجب تغییر ترشوندگی سنگ از نفت دوست به آب دوست قوی شده است، این در حالی بود که غلظت بالای نمک‌های $CaCl^2$، NaCl و $MgCl^2$ تأثیر چندانی برروی زاویه تماس و شرایط ترشوندگی سنگ کربناته نداشته است [۲۳]. محمدخانی و همکاران به بررسی عملکرد تزریق آب با شوری کم در افزایش میزان بازیافت مخازن کربناته پرداختند. آن‌ها تأثیر اشباع و شوری آب اولیه موجود در سازند و میزان شوری آب تزریقی را به‌عنوان عواملی که می‌توانند بر میزان بازیافت نهایی در اثر تزریق آب با شوری کم مؤثر باشند، بررسی کردند. نتایج آزمایش سیلاب‌زنی مغزه نشان داد که بیشترین میزان بازیافت نفت در مرحله دوم تولید از مخزن زمانی حاصل شد که اشباع اولیه آب سازندی بیشترین و شوری آن کم‌ترین مقدار بوده است. این مشاهدات تأثیر اشباع اولیه آب (S_{wi}) بر میزان برداشت نفت از مرحله دوم تولید را به خوبی نشان داد. همچنین، بیشترین میزان بازیافت نفت زمانی حاصل شد که هم میزان اشباع نفت و هم میزان شوری آن کم‌ترین مقدار بوده است [۱۵]. زائری و همکاران با انجام آزمایش آشام خودبه‌خودی به بررسی عوامل مؤثر در طول تزریق آب با شوری کم برروی بازیافت سنگ پرداختند. نتایج به خوبی نشان داد که اشباع اولیه آب سازندی تا مقدار مشخصی اثر مثبت برروی میزان بازیافت نهایی سنگ خواهد داشت، اما از آن مقدار به بعد موجب کاهش میزان بازیافت نفت خواهد شد. همچنین، آنالیز یونی آب خروجی نشان داد که یون‌های Na^+ و Ca^{+2} برروی سطح سنگ جذب شده و یون Mg^{+2} از سطح سنگ جدا شده و وارد آب می‌شود. این تغییر در یون‌ها موجب دست‌یابی به بیشترین میزان بازیافت نفت شده است [۲۴]. سانگ و همکاران اثر شوری، Mg^{+2} و SO_4^{-2} را برروی تغییر ترشوندگی ناشی از تزریق آب هوشمند با استفاده از هسته‌های آهکی روغن مدل با اسید نفتنیک اضافه شده بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که حضور SO_4^{-2} در آب نمک باعث تغییر ترشوندگی می‌شود، درحالی‌که وجود Mg^{+2} برای تغییر ترشوندگی نامطلوب است [۲۵]. برادری و همکاران اثر یونی آب هوشمند در افزایش بازیافت روغن از طریق اندازه‌گیری زاویه تماس و سیلاب هسته‌ای برروی سنگ مخزن دولومیت بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که افزایش غلظت سولفات در آب هوشمند باعث تغییر غالب در ترشوندگی سنگ

دولومیت می‌شود. به‌علاوه، دریافتند که آب هوشمند بدون یون‌های کلسیم و منیزیم عملکرد بهتری نسبت به آب هوشمند با یون‌های کلسیم برروی ترشوندگی سنگ دولومیت نشان می‌دهد [۲۶]. هدف از انجام این پروژه بررسی تأثیر غلظت‌های یون‌های منیزیم، سولفات و کلسیم در فرآیند موسوم به تزریق آب هوشمند برروی ضریب بازیافت نفت از مخازن کربناته در دو فاز طراحی شده است که عبارت‌اند از:

فاز اول: تهیه آب هوشمند با تغییر غلظت یون‌های منیزیم، سولفات و کلسیم برای بررسی اثر آن‌ها بر روی میزان ضریب بازیافت نهایی.

فاز دوم: تزریق آب‌های هوشمند با غلظت‌های مختلف که در فاز اول تهیه شده اند به درون مغزه و به دست آوردن میزان بازیافت نهایی.

مواد و روش‌ها

مواد

سنگ کربناته

تمامی آزمایش‌های تزریق مغزه انجام شده برروی نمونه سنگ کربناته انجام شده است. مشخصات سنگ کربناته استفاده شده در جدول ۱ گزارش شده است.

جدول ۱ خواص مغزه کربناته

طول (mm)	قطر (mm)	تخلخل (٪)	تراوایی (mD)
۸۲/۴۲	۳۷/۱۵	۲۱/۵۱	۴۵/۰۳

نفت مدل

نفت مورد استفاده در این مطالعه از یکی از میادین جنوب غرب کشور تهیه شده است. لازم به ذکر است که در تمامی آزمایش‌ها از نفت مرده استفاده شده است. مشخصات فیزیکی نفت استفاده شده در جدول ۲ گزارش شده است.

جدول ۲ خواص نفت سبک مرده

پارامتر	مقدار
درجه گرانروی (API)	۳۷/۵۴
ویسکوزیته در شرایط استاندارد (cp)	۰/۸۳۷۱
دانسیته در شرایط استاندارد (kg/cm^3)	۸/۲۲

تجهیزات مورد استفاده

به‌طور کلی آزمایش‌های مربوط به این مطالعه به دو دسته، آنالیز آب و آنالیز تزریق به مغزه تقسیم می‌شوند. در ادامه به توضیح تجهیزاتی که در آزمایش‌ها استفاده شده‌اند پرداخته شده است.

آزمایش‌های مربوط به آنالیز آب

در این پروژه، برای انجام آنالیزهای مربوط به آب و به‌دست آوردن درصد اجزای موجود در آن از دستگاه Hach مدل DR6000 استفاده شده است. شکل ۱ نمایی از دستگاه استفاده شده در آزمایش‌ها آنالیز آب را نشان می‌دهد.

شکل ۱ دستگاه Hach مدل DR6000 برای انجام آنالیزهای مربوط به آب

آزمایش‌های مربوط به آنالیز تزریق مغزه

دستگاه سیلاب‌زنی

در این مطالعه با کمک دستگاه سیلاب‌زنی مغزه میزان بازیافت نفت با روش تزریق آب هوشمند به درون مغزه کربناته به‌دست می‌آید. این دستگاه شامل پمپ تأمین‌کننده فشار تزریق، مخازن آب و نفت، محفظه مغزه نگهدار، پیستون و جک رویل با سامانه مکش نفت، کنترلر دمایی، سنسورهای اندازه‌گیری فشار و دما و سیستم نمایش کامپیوتری است. مخازن یا همان محفظه‌های سیال به کمک تیوب‌های فلزی فشار قوی که سیال از آن عبور می‌کند به یکدیگر متصل می‌شوند. این محفظه‌ها شبیه به پیستون عمل می‌کنند، به این صورت که در یک طرف آن آب مقطر جهت فشرده کردن

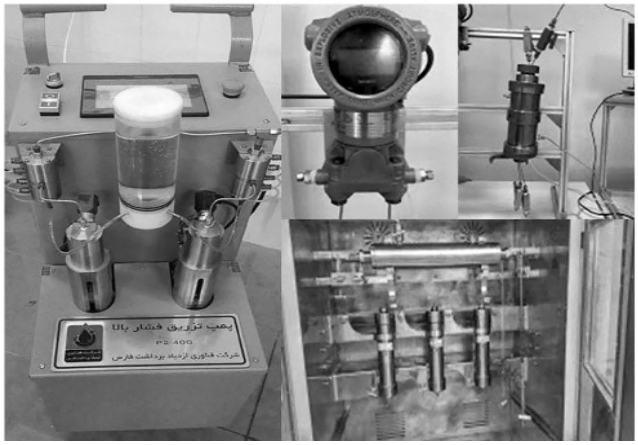
پیستون و در طرف دیگر سیال مورد نظر جهت تزریق قرار می‌گیرد. در ورودی و خروجی هر پیستون شیرهایی تعبیه شده که به کمک آن پیستون دلخواه در مدار تزریق قرار می‌گیرد. فشار لازم جهت فشردن پیستون‌ها به‌کمک پمپ تزریق تأمین می‌شود. جهت اعمال فشار روباره برروی غلاف لاستیکی محفظه مغزه نگهدار یک پمپ هیدرولیکی دستی تعبیه شده است. میزان فشار روباره اعمال شده برروی سیستم کامپیوتری دستگاه قابل رویت است. شکل‌های ۲ و ۳ به‌ترتیب نما و شماتیکی از دستگاه سیلاب‌زنی استفاده شده برای آزمایش‌های تزریق به مغزه کربناته را نشان می‌دهند.

آماده‌سازی آب هوشمند برای انجام آزمایش‌ها

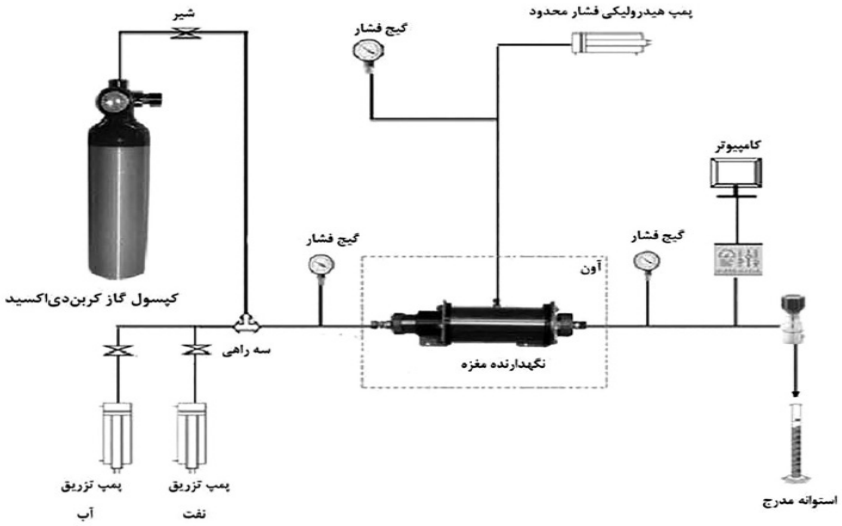
در این تحقیق هدف بررسی تأثیر غلظت یون‌های منیزیم، سولفات و کلسیم بر بازده نفت تولیدی است. برای این منظور ۷ نوع آب مختلف با درصد غلظت یون‌های متفاوت به مغزه کربناته حاوی نفت تزریق می‌شود و سپس اثر غلظت یون‌های تک ظرفیتی و دو ظرفیتی بر میزان بازده نهایی نفت تولیدی در هر مرحله ثبت می‌شود. جزئیات دقیق مربوط به آب‌های هوشمند استفاده شده در این پژوهش در جدول ۳ ذکر شده است.

مراحل انجام تزریق

برای انجام آزمایش تزریق به مغزه ابتدا مغزه با استفاده از دستگاه ساکسوله شسته می‌شود.



شکل ۲ نمایی از دستگاه سیلاب‌زنی استفاده شده برای آزمایش‌های تزریق به مغزه



شکل ۳ نمایی از دستگاه سیلاب‌زنی استفاده شده برای آزمایش‌های تزریق به مغزه [۲۷]

جدول ۳ خواص سیالات (آب هوشمند) تزریقی

محلول آب هوشمند	Ca^{2+} (ppm)	Mg^{2+} (ppm)	Cl^{-} (ppm)	Fe^{2+} (ppm)	SO_4^{2-} (ppm)	درصد بازیافت نهایی نفت
آب دوبار تقطیرشده	۰	۰	۰	۰	۰	۴۸/۶۰
آب هوشمند ۱	۵۴۴۰	۳۳۶/۰	۵۴۶۷۰/۰	۱/۶۰	۱۵۸۳۶/۰	۵۸/۱۵
آب هوشمند ۲	۵۴۴	۳۳/۶	۵۴۶۷/۰	۰/۱۶	۱۵۸۳/۶	۴۹/۶۰
آب هوشمند ۳	۷۲۸	۱۶۳/۲	۵۵۰۲/۵	۰/۰۲	۲۹۶۰/۰	۵۵/۰۰
آب هوشمند ۴	۷۲۸	۱۶۳۲/۰	۵۵۰۲/۵	۰/۰۲	۲۹۶۰/۰	۵۷/۷۰
آب هوشمند ۵	۷۲۸	۱۶۳/۲	۵۵۰۲/۵	۰/۰۲	۲۹۶۰۰/۰	۵۶/۰۰
آب هوشمند ۶	۷۲۸۰	۱۶۳/۲	۵۵۰۲/۵	۰/۰۲	۲۹۶۰/۰	۲۹۶۰/۰۰

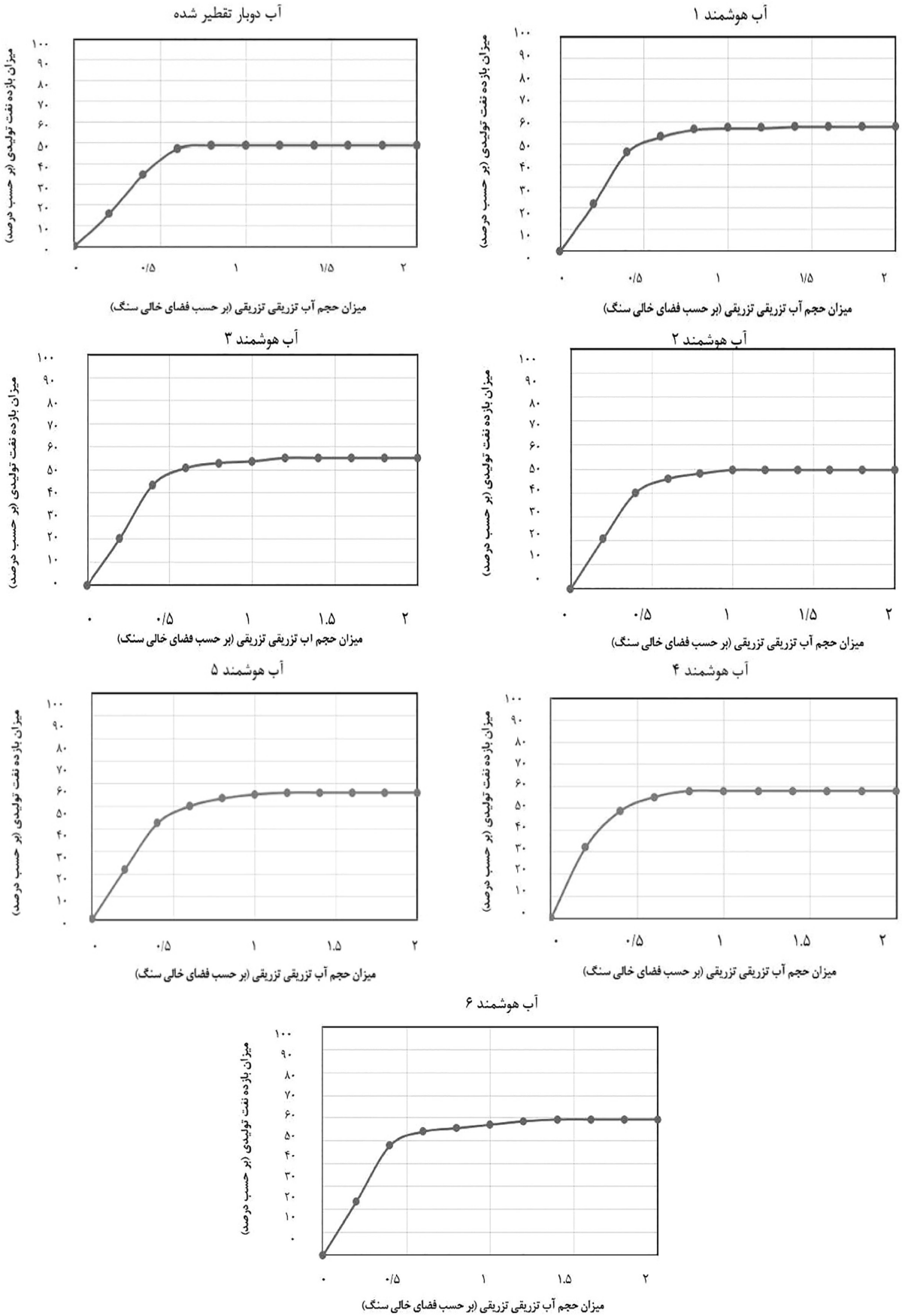
پس از خشک‌شدن، به‌مدت ۳ h با استفاده از پمپ خلاء هوای موجود درون خلل و فرج مغزه خارج شده و سپس به اندازه ۲ برابر فضای خالی به مغزه آب تزریق می‌شود. برای رساندن مغزه به اشباع آب همزاد[1]، نفت خام با دبی ۰/۱ cc/min تزریق می‌گردد و پس از دو هفته ماندگاری در دمای ۷۵ °C به میزان سه برابر حجم فضای خالی، مغزه آماده سیلاب‌زنی با محلول طراحی شده (آب نمک مشابه با آب سازند) است. پس از تزریق آب نمک، میزان نفت خروجی اندازه‌گیری می‌شود.

نتایج و بحث

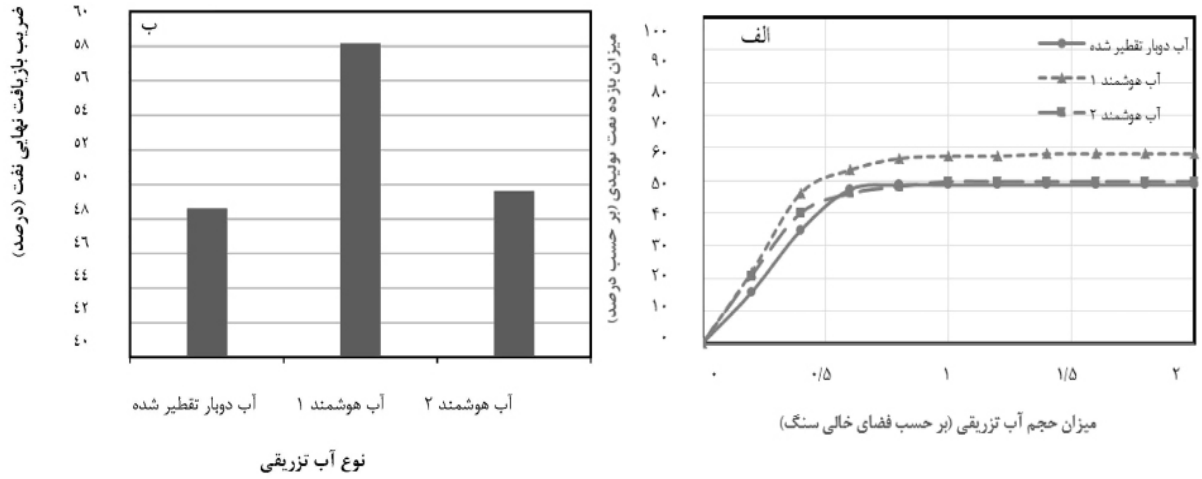
در این تحقیق با هدف بررسی تأثیر غلظت یون‌های منیزیم، سولفات و کلسیم بر بازده نفت تولیدی ابتدا آب دوبار تقطیر شده که حاوی هیچ‌گونه یونی نیست به مغزه تزریق می‌شود و بازده تولید نفت که نسبت نفت تولید شده به نفت درجای اولیه است ثبت می‌گردد. پس از آن، فرآیند تزریق با آب هوشمند شماره ۱ انجام می‌شود و در این مرحله نیز بازده نفت تولیدی از آن ثبت می‌گردد. به منظور مشاهده تأثیر کل یون‌ها برروی فرآیند تزریق آب هوشمند، آب هوشمند شماره ۲ که رقیق شده آب هوشمند شماره ۱ به میزان ۰/۱ است به مغزه تزریق می‌شود و بازده نفت تولیدی آن یادداشت می‌شود. فرآیند تزریق برای آب‌های هوشمند شماره ۳ تا ۶ به‌طور مشابه انجام می‌شود. آب‌های هوشمند تزریقی شماره ۴ تا ۶ به‌ترتیب با زیاد کردن غلظت‌های یون منیزیم، یون سولفات و یون کلسیم به میزان ۱۰ برابر از آب هوشمند شماره ۳ به دست آمده‌اند تا بتوان تأثیر غلظت‌های یون‌های مذکور را برروی بازده نفت تولیدی بررسی کرد. نحوه محاسبه بازده تولید نفت و حجم حفره تزریق طبق روابط زیر است: شکل ۴ میزان بازده نفت تولیدی بر حسب میزان آب تزریقی را برای آب‌های هوشمند استفاده شده در این پروژه نشان می‌دهد. همان‌طور که قبل‌تر نیز ذکر شد، آب هوشمند ۲ از رقیق کردن آب هوشمند شماره ۱ به‌میزان ۰/۱ به‌دست آمده است، به همین منظور میزان ضریب بازیافت نهایی مربوط به آب هوشمند ۱ و ۲ در یک نمودار رسم شده است. شکل ۵- الف بیانگر مقایسه ضریب بازیافت نهایی نفت در تزریق آب دوبار تقطیر شده و آب‌های هوشمند ۱ و ۲ می‌باشد. طبق نمودار شکل ۵- الف مشخص است، با افزایش حجم آب تزریقی میزان بازیافت نفت روند افزایشی دارد. با توجه به نمودار شکل ۵- ب واضح است که ضریب بازیافت نفت برای آب دوبار تقطیر شده و آب هوشمند ۱و ۲ به‌ترتیب برابر ۴۸/۶، ۵۸/۱۵ و ۴۹/۶ است. به‌عبارت دیگر، کمترین میزان ضریب بازیافت نفت مربوط به تزریق آب دوبار تقطیر شده است و آب هوشمند شماره ۱ که حاوی یون‌های دو ظرفیتی و تک ظرفیتی است بیشترین میزان ضریب بازیافت نفت را دارد.

1. Residual Oil Saturation

پژوهش نفت شماره ۱۲۱، بهمن و اسفند ۱۴۰۰، صفحه ۷۰-۵۸



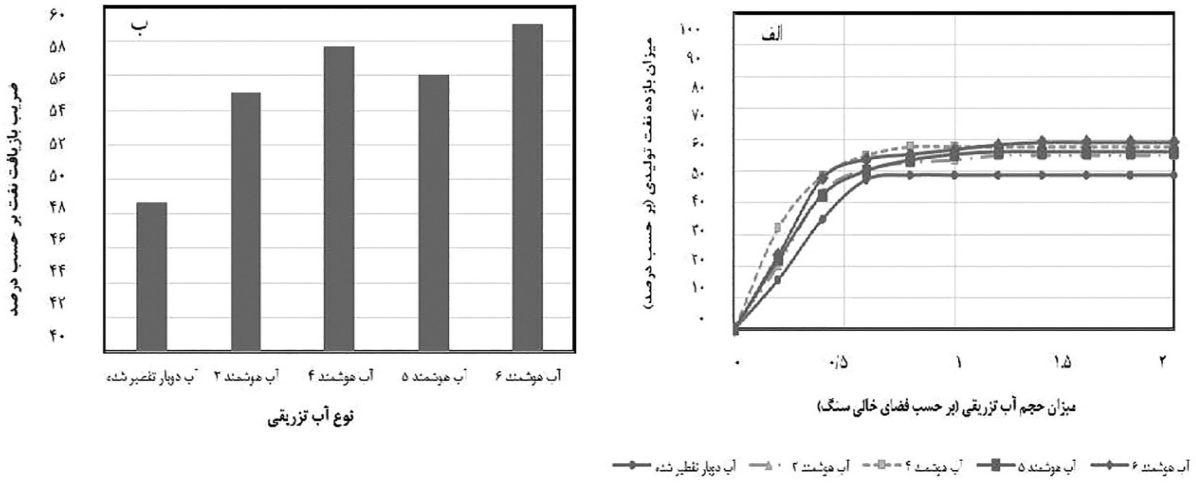
شکل ۴ میزان بازده نفت تولیدی برحسب میزان آب تزریقی برای آب دوبار تقطیر شده، آب هوشمند ۱، آب هوشمند ۲، آب هوشمند ۳، آب هوشمند ۴، آب هوشمند ۵ و آب هوشمند۶



شکل ۵ مقایسه الف) ضریب بازیافت نفت بر حسب فضای خالی سنگ و ب) ضریب بازیافت نهایی نفت در فرآیند تزریق آب دوبار تقطیر شده و آب‌های هوشمند ۱ و ۲

یکی از سازوکارهای اصلی تولید در فرآیند تزریق آب هوشمند تغییر ترشوندگی سنگ از وضعیت نفت دوست به آب‌دوست است. لازم به ذکر است که یون‌های محلول در آب هوشمند برای تغییر در ترشوندگی سنگ از سازوکارهای مختلفی عمل استفاده می‌کنند. برای نمونه افزایش غلظت یون‌های دو ظرفیتی و کاهش غلظت نمک NaCl موجود در آب، بازیابی نفت از مخازن کربناته را افزایش می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۵ مشخص است، ضریب بازیافت آب هوشمند ۲ که در واقع رقیق شده آب هوشمند ۱ است از ضریب بازیافت آب دوبار تقطیر شده بیشتر ولی از ضریب بازیافت آب هوشمند ۱ کمتر است که می‌توان دلیل آن را کاهش غلظت یون‌های دو ظرفیتی آب هوشمند ۲ نسبت به آب هوشمند ۱ دانست. برای بررسی تأثیر یون‌های دو ظرفیتی به صورت مجزا، مقادیر مربوط به ضریب بازیافت نفت آب‌های هوشمند ۳ تا ۶ در یک نمودار رسم شده است. همان‌طور که ذکر شد، آب‌های هوشمند تزریقی ۴ تا ۶ به‌ترتیب با زیاد کردن غلظت‌های یون منیزیم، یون سولفات و یون کلسیم به میزان ده برابر از آب هوشمند شماره ۳ به‌دست آمده‌اند تا بتوان تأثیر غلظت‌های یون‌های مذکور را برروی بازده نفت تولیدی بررسی نمود. شکل ۶ بیانگر مقایسه ضریب بازیافت نهایی نفت در تزریق آب دوبار تقطیر شده و آب‌های هوشمند ۳ تا ۶ است. طبق نمودار شکل ۶ مشخص است، در این حالت نیز میزان ضریب بازیافت نهایی نفت برای حالت آب دوبار تقطیر شده کمتر از ضریب بازیافت آب‌های هوشمند حاوی یون‌های تک ظرفیتی و دو ظرفیتی است. با مقایسه شکل‌های ۵ و ۶ می‌توان نتیجه گرفت که حضور یون‌های دو ظرفیتی در آب تزریقی باعث فعال شدن برخی از سازوکارهای تولید مانند تغییر ترشوندگی یا انحلال کانی‌ها می‌گردند که این امر میزان بازیافت نهایی نفت را برای حالات تزریق آب‌های هوشمند نسبت به تزریق آب دوبار تقطیر شده افزایش می‌دهد. با مقایسه میزان ضریب بازیافت نهایی نفت مربوط به آب‌های هوشمند ۴، ۵ و ۶ با میزان ضریب بازیافت نهایی نفت آب هوشمند ۳ می‌توان به این نتیجه رسید که افزایش غلظت یون‌های Mg^{+2} و SO_4^{-2} و Ca^{+2} باعث افزایش میزان ضریب بازیافت نهایی نفت در سنگ‌های کربناته می‌شوند. همچنین با مقایسه میزان ضریب بازیافت نهایی مربوط به آب‌های هوشمند ۴ تا ۶ مشخص شد که افزایش غلظت یون کلسیم بیشترین تأثیر را برروی بازده نهایی نفت تولیدی و افزایش غلظت یون سولفات کمترین تأثیر را برروی بازده نفت تولیدی داشته است.

پژوهش نفت شماره ۱۲۱، بهمن و اسفند ۱۴۰۰، صفحه ۷۰-۵۸



شکل ۶ مقایسه الف) ضریب بازیافت نفت برحسب فضای خالی سنگ و ب) ضریب بازیافت نهایی نفت در فرآیند تزریق آب دوبار تقطیرشده و آب‌های آب‌های هوشمند ۳ تا ۶

افزایش ضریب بازیافت نهایی نفت به واسطه افزایش غلظت یون‌های کلسیم و منیزیم قبلاً توسط محققان مطرح شده بود [۲۸ و ۲۹]. برای توجیه بازده کمتر به دست آمده توسط افزایش غلظت یون سولفات می‌توان به این امر اشاره نمود که افزایش بازده نفت تولیدی توسط این زمانی مؤثر است که میزان یون‌های دو ظرفیتی (مانند کلسیم و منیزیم) هم به همان اندازه افزایش یابد. در واقع، وجود هر سه یون منیزیم و کلسیم و سولفات باعث افزایش ضریب بازیافت از سنگ می‌شود. بر اساس داده‌های آزمایشگاهی، تغییر ترشوندگی دلیل اصلی بهبود بازیابی نفت در حضور این یون‌ها است. براساس این فرضیه، یون‌های سولفات برروی سطح سنگ جذب می‌شوند و بار سطحی را تغییر می‌دهند. بنابراین باعث جدا شدن ترکیبات اسید کربوکسیلیک نفت خام جذب شده برروی سنگ مخزن شده و ترشوندگی سنگ مخزن را تغییر می‌دهد. همچنین، حضور کاتیون‌هایی مانند Mg^{+2}، Ca^{+2} در آب تزریقی می‌توانند تغییراتی در شرایط ترشوندگی سنگ کربناته ایجاد کند. براساس سازوکار ارائه شده توسط رشید و همکاران ترکیبات آلی جذب شده برروی سنگ مخزن، نیرو دافعه الکترواستاتیکی موجود بین سطح سنگ و یون Mg^{+2} را کاهش داده و اجازه می‌دهد که این یون در نزدیکی سطح سنگ قرار بگیرد. علاوه‌بر این، در نزدیکی سطح سنگ، تعادل غلظتی بین سنگ کربناته کلسیتی و آب سازندی برقرار است:

$$CaCO_3 \rightleftarrows Ca^{2+}(aq) + CO_3^{2-}(aq) \quad (۱)$$

در این شرایط کاتیون Mg^{2+} می‌تواند با آنیون CO_3^{-2} محلول واکنش داده و منیزیم کربنات را ایجاد کند. این واکنش کاهش در غلظت آنیون CO_3^{-2} را به همراه خواهد داشت. براساس اصل لوشاتلیه، واکنش تعادلی به سمت راست جابه‌جا شده و میزان بیشتری از یون Ca^{+2} از سطح سنگ جدا شده و به‌صورت محلول در آب در می‌آید. این مقدار اضافی یون کلسیم می‌تواند با ترکیبات آلی جذب شده برروی سطح سنگ واکنش دهد و موجب جدا شدن آن‌ها از سطح سنگ شود. این فرآیند در نهایت موجب تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به ترشوندگی آب‌دوست خواهد شد [۳۰].

نتیجه‌گیری

آزمایش‌های انجام شده در این تحقیق به منظور بررسی امکان استفاده از آب هوشمند برای ازدیاد برداشت از مخازن کربناته است. در فرآیند تزریق آب هوشمند به مخازن کربناته سعی می‌شود تا با

تغییر درجه شوری آب تزریقی و ترکیب یونی آن اثرات متقابل آب، سنگ و نفت را تحت تأثیر قرار داده و ضریب بازیافت نفت از این نوع مخازن را افزایش دهند. مهم‌ترین نتایجی که از آزمایش‌های انجام گرفته به دست آمده‌اند، عبارت‌اند از:

۱- در تمامی آزمایش‌های سیلاب‌زنی، میزان ضریب بازیافت آب‌های هوشمند حاوی یون‌های دو ظرفیتی از آب دو بار تقطیر شده که حاوی هیچ یونی نیست بیشتر است.

۲- رقیق کردن کلیه یون‌های موجود در آب هوشمند به یک نسبت باعث کاهش میزان ضریب بازیافت نفت می‌شود (مقایسه ضریب بازیافت نفت با تزریق آب هوشمند ۱ و ۲ گواه این نتیجه‌گیری است.

۳- افزایش غلظت یون‌های کلسیم و منیزیم و سولفات در آب هوشمند به‌صورت مجزا باعث افزایش ضریب بازیافت نفت می‌شود.

۴- یون کلسیم داری بیشترین تأثیر و یون سولفات داری کمترین تأثیر برروی افزایش بازیافت نفت است.

مراجع

[1]. Lewis J (1961) History of Petroleum Engineering, API, Dallas, TX.
[2]. Yousef A A, Al-Salehsalah S H, Al-Jawfi M S (2011) New recovery method for carbonate reservoirs through tuning the injection water salinity: Smart waterflooding, in SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
[3]. Yi Z, Sarma H K (2012) Improving waterflood recovery efficiency in carbonate reservoirs through salinity variations and ionic exchanges: A promising low-cost Smart-Waterflood approach, In Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
[4]. Yildiz H O, Morrow N R (1996) Effect of brine composition on recovery of Moutray crude oil by waterflooding, Journal of Petroleum science and Engineering, 14, 3-4: 159-168.
[5]. Mohsenzadeh A, Pourafshary P, Al-Wahaibi Y (2016) Oil recovery enhancement in carbonate reservoirs via low saline water flooding in presence of low concentration active ions; A case study, in SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers.
[6]. Sheng J J (2014) Critical review of low-salinity waterflooding, Journal of Petroleum Science and Engineering, 120: 216-224.
[7]. 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, Elsevier, 301-335.
[8]. Hao J, Mohammadkhani S, Shahverdi H R, Nasr Esfahany M, Shapiro A (2019) Mechanisms of smart waterflooding in carbonate oil reservoirs-A review, Journal of Petroleum Science and Engineering, 179: 276-291.
[9]. Gachuz-Muro H, Sohrabi M, Benavente D (2017) Dissolution of rock during smart water injection in heavy oil carbonate reservoirs by natural generation of acidic water, Energy and Fuels, 31, 11: 11852-11865.
[10]. Hiorth A, Cathles L, Madland M (2010) The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability. Transport in Porous Media, 85, 1: 1-21.
[11]. Alshakhs M J, Kovscek A R (2016) Understanding the role of brine ionic composition on oil recovery by assessment of wettability from colloidal forces. Advances in Colloid and Interface Science, 233: 126-138.
[12]. Yousef A A, Al-Saleh S, Al-Jawfi M S (2012) Improved/enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by tuning injection water salinity and ionic content, In SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers.
[13]. Austad 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 and Fuels, 26, 1: 569-575.
[14]. Austad 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 and Fuels, 29, 11: 6903-6911.
[15]. 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.
[16]. Roehl P O, Choquette P W (2012) Carbonate petroleum reservoirs, Springer Science and Business Media.
[17]. Treiber L, Owens W (1972) A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs, Society of Petroleum Engineers Journal, 12, 06: 531-540.

[18]. Chilingar G V, Yen T (1983) Some notes on wettability and relative permeabilities of carbonate reservoir rocks, II. Energy Sources, 7, 1: 67-75.
[19]. Austad T. Standnes D C Standnes (2003) Spontaneous imbibition of water into oil-wet carbonates, Journal of Petroleum Science and Engineering, 39, 3-4: 363-376.
[20]. Strand S, Standnes D C, Austad T (2003) Spontaneous imbibition of aqueous surfactant solutions into neutral to oil-wet carbonate cores: Effects of brine salinity and composition, Energy and Fuels, 17, 5: 1133-1144.
[21]. Strand S, Austad T, Puntervold T, Høgnesen E J, Olsen M, Barstad S M F (2008) Smart water for oil recovery from fractured limestone: a preliminary study, Energy and Fuels, 22, 5: 3126-3133.
[22]. Al-Hadhrami H S, Blunt M J (2001) Thermally induced wettability alteration to improve oil recovery in fractured reservoirs, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 4, 03: 179-186.
[23]. Lashkarbolooki M, Ayatollahi S, Riazi M (2017) Mechanistical study of effect of ions in smart water injection into carbonate oil reservoir, Process Safety and Environmental Protection, 105: 361-372.
[24]. Zaeri M R, Shahverdi H, Hashemi R, Mohammadi M (2019) Impact of water saturation and cation concentrations on wettability alteration and oil recovery of carbonate rocks using low-salinity water, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9, 2: 1185-1196.
[25]. Song J, Wang Q, Shaik I, Puerto M, Bikkina P, Aichele C, 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.
[26]. Baradari A, Hosseini E, Soltani B, Jadidi N (2020) Experimental investigation of ionic content effect on wettability alteration in smart water for enhanced oil recovery, Petroleum Science and Technology, 1-15.
[27]. Phukan R, Gogoi S B, Tiwari P (2019) Enhanced oil recovery by alkaline-surfactant-alternated-gas/CO_2 flooding, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9, 1: 247-260.
[28]. Zhang P, Tweheyo M T, Austad T (2006) Wettability Alteration and Improved Oil Recovery in Chalk: The Effect of Calcium in the Presence of Sulfate, Energy and Fuels, 20, 5: 2056-62.
[29]. Zhang P, Tweheyo M T, Austad 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} Coids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 301, 1: 199-208.
[30]. 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, 487:142-53.

Petroleum Research
Petroleum Research, 2022(February-March), Vol. 31, No. 121, 13-15
DOI:10.22078/PR.2021.4267.2930

Labrador Study and Optimization of Smart Water Flooding in South Carbonate Reservoir

Amir Abbas Falipour, Naser Akhlaghi* and Ronak Parvaneh
Department of Petroleum Engineering, Omidiyeh Branch, Islamic Azad University, Iran
n.akhlaghi@ut.ac.ir
DOI:10.22078/PR.2021.4267.2930

Received: August/22/2020 Accepted: November/02/2021

Introduction

Over the past decades, water flooding injection has been used repeatedly as one of the most effective methods to increase oil recycling. In general, the purpose of any water injection into the tank is to achieve the maximum amount of oil recycling. Water injection into reservoirs has a long history in the oil industry, with the first water injection in 1865 in Pitol, Pennsylvania [1]. In the past, flooding was considered merely as a mechanical method to increase pressure and increase oil production, and the chemical properties of injected water and its effect on oil recycling were not studied [2], as only the total amount of suspended solids (TSS) and compounds organic water for injected water [3]. The importance of studying water injection in the second and third stages of oil extraction from carbonate reservoirs is important in several ways. First, more than 50 percent of the world's proven oil reservoirs are carbonate reservoirs [4,5]. The second aspect of the importance of studying water injection in carbonate reservoirs is related to the structural properties of this type of rock. Therefore, in carbonate reservoirs, due to the low porosity and permeability and oil wet nature of the rock surface, the injected water passes through the cracks in the reservoir, preventing spontaneous intrusion into the matrix network, where most of the oil is located. The recovery factor in these reservoirs is very low and on average, the amount of oil extracted from them is less than 30% of in situ oil.

The spontaneous vaporization process, which is the main mechanism of production from oil reservoirs, will only work in rift carbonate reservoirs if the reservoir rock wettability becomes water wet. In addition to the wettability conditions of carbonate reservoirs, the ratio of viscosity of injected water and formation oil in determining the mobility of oil trapped in the porous media is very important, because the relative permeability of water and oil in these reservoirs are usually close to each other. In most cases, differences in the mobility ratio of water and oil will reduce the efficiency of water injection. To solve this problem, mobility is improved by reducing the ratio of oil to water viscosity or increasing the relative permeability of oil to water.

The aim of this project is to investigate the effect of concentrations of magnesium, sulfate and calcium ions in the smart water injection process on the oil recovery coefficient from carbonate reservoir in two phases, which are:

Phase 1: Preparation of smart water by changing the concentration of magnesium, sulfate and calcium ions to investigate their effect on the recycling rate.

Phase 2: Injecting smart waters with different concentrations prepared in the first phase into the core and obtaining the final recycling rate.

Materials and Methods

Core Flooding Test

This device includes injection pressure supply pump, water and oil tanks, core holding chamber, piston and jack rail with oil suction system, temperature controller, pressure and temperature measuring sensors and computer display system. Fluid tanks or chambers

are connected to each other by means of high-pressure metal lines through which the fluid passes. Figure 1 shows a schematic of a flooding device used for core injection tests.

Steps of Injection

To perform the injection test on the core, first, the core is rinsed with a soxhlet device and after drying, the air inside the pores of the core is removed using a vacuum pump for 3 hours. To bring the core to saturated water, crude oil is injected with a flow rate of 0.1 cc/min and after two weeks of storage at temperature of 75 °C at three times, the volume of pore volume, the core is ready for flooding with the designed solution. After injecting smart water, the amount of oil output is measured.

Results and Discussion

For a more detailed study, we draw the graphs related to the final recovery coefficient of the oil produced related to the various smart waters used in this research. As mentioned earlier, smart water 2 is obtained by diluting smart water No. 1 to 0.1, so we plot the final recovery factor for these two waters in a graph. Figure 2 shows a comparison of the final oil recovery coefficient in the injection of double distilled water and intelligent water 1 and 2. As can be seen from Figure 2, the lowest oil recovery factor is related to the injection of double distilled water. Smart water No. 1, which contains dual-capacity and single-capacity ions, has the highest oil recovery factor. One of the main production mechanisms in the process of smart water injection is to change the wettability of rock from petroleum to hydrophilic. It should be noted that intelligent water-soluble ions use different mechanisms to change the wettability of rock. For example, increasing the concentration of divalent ions and decreasing the concentration of NaCl in water increases the recovery of oil from carbonate reservoirs. As shown in Figure 2, the recycling coefficient of smart water 2, which is actually diluted smart water 1, is higher than the recycling coefficient of double distilled water, but less than the recycling coefficient of smart water 1, which can be attributed to the reduction of dual-capacity ions in smart water ratio 2 to smart water 1 known.

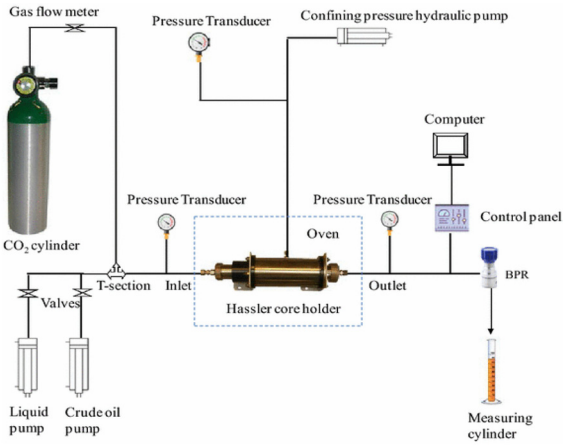


Fig. 1 Schematic of the flooding device used for injection tests into the core [6].

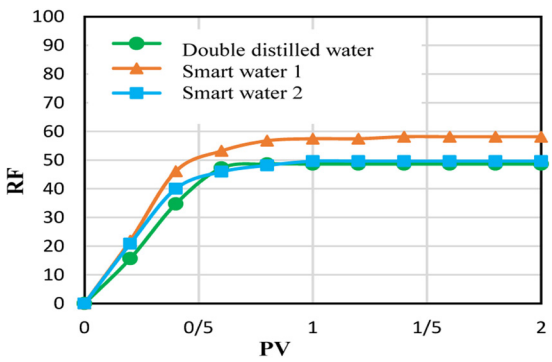


Fig. 2 Recovery factor in term of pore volume in the injection of double distilled water and smart water 1 and 2

Figure 3 shows a comparison of the final oil recovery factor in the injection of double distilled water and smart water 3 to 6. By comparing the final oil recovery factor of smart waters 4, 5 and 6 with the final oil recovery factor of smart water 3, it can be concluded that by increasing the concentration of Mg^{+2}, SO_4^{-2} and Ca^{+2} ions, the final oil recovery factor in carbonate rocks increases. Also, by comparing the final oil recovery factor of smart waters 4 to 6, it was found out that increasing the concentration of calcium ions had the greatest effect and increasing the concentration of sulfate ions had the least effect on the oil recovery factor. To justify the lower efficiency achieved by increasing the sulfate ion concentration, it can be pointed out that increasing the oil recovery factor by this is effective when the amount of divalent ions (such as calcium and magnesium) increases as well.

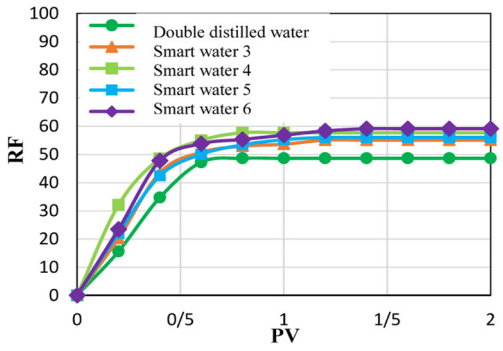


Fig. 3 Recovery factor in term of pore volume in the injection of double distilled water and smart water 3 to 6.

According to laboratory data, the change in wettability is the main reason for improving oil recovery in the presence of these ions. According to this hypothesis, sulfate ions are adsorbed on the rock surface and change the surface charge. Therefore, it causes the separation of carboxylic acid compounds of crude oil absorbed on the reservoir rock and changes the wettability of the reservoir rock. Also, the presence of cations such as Mg^{+2} and Ca^{+2} in the injected water can cause changes in the wettability conditions of carbonate rocks [7].

Conclusions

The experiments performed in this research are to investigate the possibility of using smart water to increase the harvest from carbonate reservoirs. In the process of injecting smart water into carbonate reservoirs, it is tried to change the salinity of the injected water and its ionic composition to affect the interactions of water, rock and oil and increase the oil recovery coefficient of this type of reservoirs. The most important results obtained from the experiments are:

1. In all flooding experiments, the rate of recycling of intelligent water containing dual-capacity ions is higher than that of double-distilled water containing no ions.
2. Diluting all the ions in smart water to a certain extent reduces the oil recovery factor (comparing the oil recovery factor with smart water injection 1 and 2 is proof of this conclusion).
3. Increasing the concentration of calcium, magnesium and sulfate ions in smart water separately increases the oil recovery coefficient.
4. Calcium ion has the most effect, and sulfate ion has the least effect on recovery factor.

References

1. Lewis J (1961) History of petroleum engineering, API, Dallas, TX.
2. Yousef A A, Al-Salehsalah S H, Al-Jawfi M S (2011) New recovery method for carbonate reservoirs through tuning the injection water salinity: Smart water flooding, SPE EUROPEC/EAGE annual conference and exhibition, Society of Petroleum Engineers.
3. Yi Z, Sarma H K (2012) Improving water flood recovery efficiency in carbonate reservoirs through salinity variations and ionic exchanges: A promising low-cost Smart-Water flood approach, in Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
4. Roehl P O, Choquette P W (2012) Carbonate petroleum reservoirs, Springer Science and Business Media.
5. Treiber L, Owens W (1972) A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs, Society of petroleum engineer's journal, 12, 06: 531-540.
6. Phukan R, Gogoi S B, Tiwari P (2019) Enhanced oil recovery by alkaline-surfactant-alternated-gas/CO_2 flooding, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9, 1: 247-260
7. Rashid S, Mousapour M S, Ayatollahi S, Vossoughi M, Beigy A H J C, Physicochemical S A (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.