بررسی آزمایشگاهی اثر درجه سنگینی نفت در تزریق آب‌کربناته و مقایسه آن در تزریق ثانویه و ثالثیه

محمد جواد شکری‌افرا، بهزاد رستمی*، محسن بهالو هوره و حمیدرضا نوروزی

انستیتو مهندسی نفت، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۵/۴/۲ تاریخ پذیرش: ۹۵/۱۱/۲۴

چکیده

تزریق آب‌کربناته (آب اشباع از دی‌اکسیدکربن)، یکی از روش‌های ازدیاد برداشت است که در طول این فرآیند دی‌اکسیدکربن بدون ایجاد فاز جدیدی، از فاز آبی به فاز نفت منتقل می‌شود. به دلیل انحلال‌پذیری بیشتر دی‌اکسیدکربن در نفت نسبت به آب (در دما و فشار یکسان)، دی‌اکسیدکربن از آب به نفت منتقل می‌شود و در اثر انحلال دی‌اکسیدکربن در نفت، ویسکوزیته نفت کاهش یافته و درعین‌حال نفت متورم می‌شود که در بالا بردن میزان بازیافت نهایی موثر خواهد بود. در این میان، مطالعات اندکی اثر درجه سنگینی نفت را در تزریق ثانویه و ثالثیه آب‌کربناته در ماسه فشرده مورد بررسی قرار دادند. در این مطالعه سعی شده است با استفاده از انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه در دما و فشار مخزن با استفاده از نفت یکی از مخازن ایران، اثر سنگینی نفت در بازیافت بررسی شود. نتایج نشان می‌دهد با کاهش API و افزایش میزان گرانروی نفت اگر چه میزان بازیافت کلی چه در تزریق آب‌کربناته و چه در تزریق آب‌نمک کاهش پیدا می‌کند اما در تزریق آب‌کربناته به علت بهبود تحرک‌پذیری نفت نسبت به سیال تزریقی، عملکرد تزریق آب‌کربناته نسبت به آب‌نمک افزایش پیدا خواهد کرد، به‌طوری‌که اگر تزریق به‌صورت ثانویه انجام شود میزان بازیافت نفت نسبت به حالت تزریق ثالثیه بیشتر خواهد بود. همچنین با سنگین‌تر شدن نفت اختلاف میزان بازیافت آب‌نمک و آب‌کربناته افزایش می‌یابد که بیانگر اولویت تزریق آب‌کربناته در مخازن نفت سنگین خواهد بود.

کلمات کلیدی: آب‌کربناته، درجه سنگینی نفت، ازدیاد برداشت نفت، سیلاب زنی مغزه، مکانیسم تو لید .

مقدمه

تزریق دی‌اکسیدکربن به‌عنوان روشی اثبات شده در ازدیاد برداشت شناخته می‌شود، درحالی‌که به علت ویسکوزیته پایین دی‌اکسیدکربن و درنتیجه تحرک‌پذیری بالای آن، با بازده جاروب پایینی همراه است [۱]. بازده پایین جاروب مخزن به‌عنوان یک مشکل اساسی در تزریق دی‌اکسیدکربن در بسیاری از مخازن گزارش شده است [۲]. این بازده پایین به صورت چشمگیری تماس بین نفت باقی‌مانده در مخزن و دی‌اکسیدکربن تزریقی را کاهش می‌دهد، درنتیجه عملکرد تزریق دی‌اکسیدکربن به شدت کاهش می‌یابد. افزایش ازدیاد برداشت با استفاده از تزریق دی‌اکسیدکربن، نیاز به منابع فراوان و در

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی brostami@ut.ac.ir

دسترس از این گاز دارد، همچنین به علت بازیافت پایین و رسیدن سریع گاز به چاه تولیدی و نیاز به جداسازی دی‌اکسیدکربن و تزریق دوباره گاز، اجرای پروژه تزریق ازنظر اقتصادی مقرون‌به‌صرفه نمی‌باشد [۱ و ۲].

همچنین تزریق ثانویه آب سبب ایجاد لایه‌های آبی بین قطرات نفت ایزوله شده در حفرات می‌شود و عملکرد تزریق دی‌اکسیدکربن در تزریق ثالثیه را کاهش می‌دهد. این اثر انسداد آب[1]، از تماس مستقیم گاز و نفت جلوگیری کرده و درنتیجه بازده انحلال گاز در نفت کاهش پیدا می‌کند [۱]. این اثر به‌صورت آزمایشگاهی [۳]، مشاهده‌ای [۴] و تئوری [۵] موردمطالعه قرارگرفته است. از دیدگاه ذخیره گاز نیز، ذخیره دی‌اکسیدکربن به‌عنوان فاز آزاد در مخزن خطر شدید انتشار به خارج از مخزن را به دنبال دارد [۶].

مرحله تکمیلی ازدیاد برداشت بر اساس روش تزریق مستقیم دی‌اکسیدکربن، تزریق متناوب آب و گاز[2] می‌باشد. گاز تزریقی در این فرآیند، مخلوطی از گاز طبیعی مایع و دی‌اکسیدکربن است. تزریق متناوب آب و گاز سبب بهبود و اصلاح تحرک‌پذیری بالای گاز و همچنین تحرک‌پذیری پایین سیال مخزن می‌شود [۷]. در این فرآیند تزریق آب و گاز در دوره‌های زمانی مشخصی انجام می‌شود [۸]. عملکرد تزریق متناوب آب و گاز تحت تأثیر عوامل زیادی همچون شرایط مخزن، خواص سیالات، تکنیک تزریق و عوامل تزریق همچون نسبت و اندازه توده‌های تزریقی آب و گاز می‌باشد [۷]. تزریق متناوب آب و گاز به علت ازدیاد برداشت بیشتر نسبت به تزریق مستقیم گاز در صنعت نفت مورد توجه قرار گرفته است، درحالی‌که به علت حضور لایه‌های آب بین قطرات جدا افتاده نفت در حفرات، عملکرد ضعیفی را به دنبال دارد. اثر انسداد آب از تماس مستقیم گاز و نفت جلوگیری کرده و درنتیجه میزان انحلال دی‌اکسیدکربن در آب کاهش پیدا می‌کند [۹].

بنابراین جهت ارتقاء بازده ازدیاد برداشت دو فرآیند قبلی، از روش تزریق آب‌کربناته استفاده می‌شود. در تزریق آب‌کربناته، دی‌اکسیدکربن در آب یا آب‌نمک، قبل از تزریق به مخزن حل می‌شود. به علت انحلال‌پذیری بالای دی‌اکسیدکربن در نفت، دی‌اکسیدکربن از آب به نفت انتقال‌یافته و خواص سیال مخزن را تغییر می‌دهد [۱۰]. تزریق آب‌کربناته می‌تواند تماس بیشتری را بین گاز و نفت نسبت به تزریق گاز به‌صورت فاز آزاد ایجاد کند. به‌عنوان یک روش ازدیاد برداشت، تزریق آب‌کربناته نه‌تنها می‌تواند ویسکوزیته نفت را کاهش و نسبت تحرک‌پذیری را بهبود ببخشد بلکه می‌تواند تنش سطحی بین آب و نفت را نیز کاهش دهد. اثر تورم که به علت انحلال گاز در نفت به وجود می‌آید سبب ارتباط مجدد قطرات نفت جدا افتاده شده و بازیافت بیشتر می‌شود [۱۱]. مطالعات متعددی برای بررسی و ارزیابی اثر آب‌کربناته در تولید نفت انجام شده است [۱۲ تا ۱۶]. برای آگاهی از مکانیسم‌های تزریق آب‌کربناته در مقیاس حفره، از آزمایش‌های میکرومدل با جریان مستقیم فشار بالا استفاده شده است که نشان می‌دهد بازیافت نفت اضافی در هر دو نفت سنگین و سبک توسط مکانیسم‌های مختلفی صورت می‌پذیرد و اثر غالب ازدیاد برداشت توسط تزریق آب‌کربناته در نفت سبک، تورم نفت و ارتباط مجدد نفت‌های جدا افتاده در فضای حفرات می‌باشد، درحالی‌که در نفت‌های سنگین کاهش ویسکوزیته علت اصلی ازدیاد برداشت است [۱]. کچوت و همکاران با سیلاب زنی مغزه توسط آب‌کربناته و استفاده از نمونه دکان خالص و نفت مرده به عنوان سیال مخزنی نشان دادند، تزریق آب‌کربناته در هر دو بازیافت ثانویه و ثالثیه در فرآیند بازیافت نفت باعث افزایش ازدیاد برداشت خواهد شد. در این میان تزریق ثالثیه آب‌کربناته باعث ازدیاد بیشتر نفت نسبت به تزریق آب شده و ازنظر

1. Water Blocking Effect
2. Water Alternating Gas

ذخیره دی‌اکسید کربن، ۴۶٪ میزان گاز تزریقی در تزریق آب‌کربناته در مخزن ذخیره می‌شود [۱۰]. بازیافت نفت توسط تزریق آب‌کربناته، امکان ذخیره گاز به صورت محلول در فضای حفرات را نیز فراهم می‌کند. این فرآیند خطر مهاجرت گاز را به علت نیروی شناوری گاز از بین می‌برد. علاوه بر این، آب‌کربناته به علت چگال‌تر بودن نسبت به آب‌نمک موجود در مخزن، در قسمت پایینی مخزن جای گرفته و به صورت ایمن ذخیره می‌شود [۱۷]. نتایج آزمایش‌های مارتین و همکاران حاکی از افزایش ۱۲٪ ازدیاد برداشت به علت تزریق آب‌کربناته است. همچنین ازدیاد برداشت نفت به‌صورت مستقیم، متناسب با میزان کربناته شدن آب است و میزان بسیار کمی از ازدیاد برداشت نفت در کربناته شدن پایین آب مشاهده می‌شود که این اثر در نفت‌هایی با API سبک‌تر شدیدتر می‌باشد [۱۸].

پرز و همکاران میزان آشام آب‌کربناته در مخازن شکافدار را موردمطالعه قرار دادند و دریافتند که آب‌کربناته توانایی تولید نفت بیشتری (حدود ۱۰-۱۶٪) نسبت به آب غیراشباع دارد [۱۹]. مساوات و ترابی نیز تزریق ثالثیه آب‌کربناته را بررسی و دریافتند که با افزایش فشار، میزان بازیافت در حدود ۸/۲٪ افزایش می یابد که این امر نشان دهنده انحلال بیشتر گاز دی‌اکسید کربن در آب تزریقی است [۲۰]. نتایج آزمایش‌هایی که توسط قسمت تحقیقاتی شرکت شل بر روی تزریق آب‌کربناته در محیط متخلخل [۲۱] و مدل شیشه‌ای [۲۲] انجام شد، نشان داد که تزریق آب‌کربناته باعث ازدیاد برداشت بیشتر نفت در حدود ۱۲ تا ۲۳٪ حجم حفرات نسبت به تزریق آب در تزریق ۵ حجم فضای متخلخل سنگ می‌شود، درحالی‌که در مدل شیشه‌ای، تورم قطرات نفت احاطه شده توسط آب در اثر نفوذ دی‌اکسیدکربن موجود در آب به نفت مشاهده می‌شود.

با توجه به مطالعات صورت گرفته، افزایش ازدیاد برداشت توسط تزریق آب‌کربناته اثبات شده است اما تاکنون اثر درجه سنگینی نفت برای تعیین اولویت تزریق آب‌کربناته یا آب‌نمک به مخزن به صورت متمرکز مورد مطالعه قرار نگرفته است، لذا در این مطالعه سعی شده است که این اثر توسط سیلاب‌زنی مغزه در ماسه سنگ فشرده در دما و فشار مخزن در تزریق ثانویه و ثالثیه آب‌کربناته مورد بررسی قرار گیرد و میزان ازدیاد برداشت نفت نسبت به تزریق آب‌نمک مقایسه و عوامل مؤثر در تولید بیشتر آب‌کربناته مورد بررسی قرار گیرند.

روش کار

مشخصات ماسه

ماسه‌های استفاده شده در این مطالعه مربوط به یکی از مخازن جنوب ایران می‌باشد. جهت از بین بردن نفت و آب‌نمک موجود درون ماسه‌ها از تولوئن و متانول استفاده شده است. مشخصات ماسه‌های فشرده در آزمایشات در جدول ۱ آورده شده است. قطر همه مغزه‌ها ۳/۷۶ cm می‌باشد.

جدول ۱ مشخصات مغزه‌های مورد استفاده.

شماره آزمایش	نفت مخزن	طول (cm)	تخلخل (٪)	تراوایی (دارسی)	اشباع آب کاهش نیافتنی (٪)
۱	A	۲۰/۲	۳۱/۲	۵/۸	۲۱/۱
۲	B	۲۰/۵	۳۳/۲	۵/۵	۲۶/۱
۳	C	۲۰/۳	۳۱/۷	۵/۹	۱۹
۴	A	۲۰/۹	۳۱/۳	۵/۴	۱۹/۸
۵	B	۲۰/۵	۳۱/۴	۵/۹	۱۷/۸
۶	C	۲۰/۵	۳۱	۶	۱۴/۵
۷	B	۲۰/۵	۳۲/۲	۵/۷	۱۷/۹

مشخصات نفت

تمام نفت‌های مورد استفاده در این آزمایش‌ها از نفت‌های خام میادین ایران می‌باشند. به علت وجود احتمال آب به صورت امولسیون در نفت از دی‌امولسی‌فایر و گرما دادن جهت جداسازی آب از نفت استفاده شد. گرانروی نفت‌ها و تنش میان رویه آب‌نمک- نفت و آب‌کربناته- نفت اندازه‌گیری شد. لازم به ذکر است که گرانروی‌ها و تنش میان رویه در دمای ۸۰°C و فشار ۲۰۰۰ پام اندازه‌گیری شده است که در جدول ۲ آورده شده است.

مشخصات آب‌نمک و آب‌کربناته

آب‌نمک مورد استفاده در این مطالعه با استفاده از آب مقطر و نمک سدیم کلرید در غلظت ppm ۴۰۰۰۰ تهیه شده است. دانسیته و گرانروی آب‌نمک تهیه شده در دما و فشار آزمایش اندازه‌گیری شده و در جدول ۳ آورده شده است. جهت تهیه آب‌کربناته نیز از آب‌نمک ppm ۴۰۰۰۰ سدیم کلرید استفاده شده است. دی‌اکسیدکربن مورداستفاده در تهیه آب‌کربناته دارای خلوص ۹۹/۹۹٪ بوده است. مقدار دی‌اکسیدکربن محلول در آب‌نمک مورد استفاده در دما و فشار آزمایش، cc ۱۸/۹ استاندارد گاز در cc ۱ از آب‌نمک محاسبه شده است [۲۳].

تجهیزات آزمایشگاهی

برای انجام آزمایش‌های تزریق آب‌کربناته از مجموعه دستگاه‌های آزمایشگاهی دما و فشار بالا استفاده شده است. این تجهیزات شامل پمپ تزریق پیستونی[1]، مخازن جابجایی سیال تزریقی[2]، مغزه نگه‌دار[3]، آون گرمایی[4] و رگلاتور تثبیت فشار[5] هستند. شماتیکی از تمام وسایل استفاده شده در شکل ۱ نشان داده شده است. تجهیزات ذکر شده از قسمت آزمایشگاه تزریق گاز انستیتو مهندسی نفت دانشگاه تهران مورد استفاده قرار گرفتند.

شیوه انجام آزمایش‌ها

پس از اینکه طول ماسه فشرده به‌اندازه مورد نظر تهیه شد در مغزه نگه‌دار قرار داده می‌شود و فشار جانبی توسط پمپ اعمال می‌شود. فشار جانبی اعمال شده در همه آزمایش‌ها ۱۰۰۰ پام بیشتر از فشار منفذی بوده است. پس از اطمینان از هم‌دما شدن سل‌های انتقال و مغزه نگه‌دار با دمای آون، فرآیند ایجاد اشباع آب کاهش نیافتنی آغاز می‌شود. در این فرآیند نفت به مغزه نگه‌دار که به‌صورت عمودی قرار دارد، از بالا تزریق می‌شود و آب خروجی در لوله‌های مدرج جمع‌آوری می‌گردد.

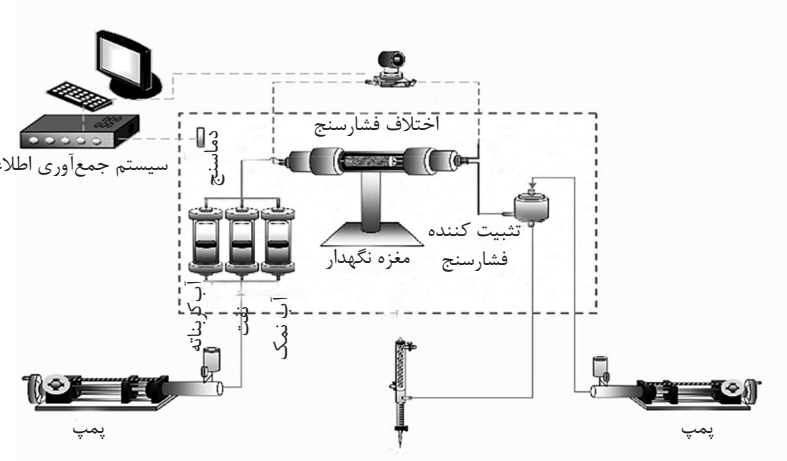
جدول ۲ گرانروی نفت و تنش میان‌رویه آب‌نمک و آب‌کربناته با نفت.

نوع نفت	گرانروی در دمای ۸۰ °C و فشار ۲۰۰۰ پام برحسب cP	تنش میان رویه در دمای ۸۰ °C و فشار ۲۰۰۰ پام (mN/M)	
		آب‌نمک	آب‌کربناته
نفت A	۲/۷۷	۳۵/۳	۳۴/۷
نفت B	۴۰/۶	۳۲/۲	۳۰
نفت C	۲۸۲/۵	۲۹/۱	۲۷/۴

جدول ۳ گرانروی و دانسیته آب‌نمک و آب‌کربناته.

نوع آب	گرانروی در دمای ۸۰ °C و فشار ۲۰۰۰ پام برحسب cP	وزن مخصوص در دمای ۸۰ °C و فشار برحسب ۲۰۰۰ پام
آب‌نمک	۰/۴۰۱	۱/۰۰۴۹
آب‌کربناته	۰/۵۰۸	۱/۰۰۷۹

1. Positive Displacement Pump
2. Transfer Vessel
3. Core Holder
4. Oven
5. Back Pressure Regulator (BPR)



شکل ۱ شماتیک تجهیزات مورد استفاده در آزمایشات.

پس از خروج نفت از پایین مغزه نگه‌دار که در کمتر از یک حجم متخلخل رخ می‌دهد دبی تزریق نفت به‌صورت مرحله‌ای افزایش می‌یابد. نفت به مقدار دو برابر حجم متخلخل به ماسه فشرده تزریق می‌شود. در این زمان که دیگر آبی از ماسه فشرده تولید نمی‌شود مغزه نگه‌دار به حالت افقی تغییر وضعیت داده و به تثبیت‌کننده فشار متصل می‌شود. در این مرحله فشار منفذی داخل ماسه فشرده و فشار جانبی آن به‌صورت پلکانی افزایش می‌یابد تا اینکه به فشار آزمایش یعنی ۲۰۰۰ پام برسد. در این شرایط کمی نفت به مغزه نگه‌دار تزریق می‌شود تا این‌که تراوایی ماسه فشرده در اشباع آب کاهش نیافتنی اندازه‌گیری شود. پس از اتمام این مراحل زمان آغاز آزمایش فرار می‌رسد. جهت تزریق ثانویه، آب‌کربناته به مغزه نگه‌دار تزریق می‌شود. اگر نوع تزریق ثالثیه باشد ابتدا آب‌نمک به مغزه نگه‌دار تزریق شده و پس از تزریق چند حجم متخلخل و عدم تولید نفت، آب‌کربناته به آن تزریق خواهد شد. تمام آزمایشات به صورت تزریق با نرخ ثابت cc ۳۶ در ساعت انجام شده‌اند. در خروجی، نفت تولیدی و پس از میان‌شکنی ، آب و نفت تولیدی در لوله مدرج cc ۱۰ جمع‌آوری می‌شود. با داشتن زمان تعویض هر لوله و مقدار حجم آب و نفت تولیدی در هرکدام از آن‌ها می‌توان نمودار تولید برحسب زمان را به‌طور کامل رسم کرد. در همه آزمایشات پس از ساخت ماسه فشرده، اندازه‌گیری تخلخل و تراوایی، ایجاد اشباع آب همزاد، فشار افزایی صورت گرفته و بلافاصله فرآیند تزریق سیالات انجام شده است. در قسمت اول از تزریق ثانویه آب‌کربناته جهت بازیافت نفت‌های A,B,C استفاده شده است و در قسمت بعد توانایی آب‌کربناته در بازیافت نفت در تزریق ثالثیه مورد بررسی قرار گرفت.

بحث و نتایج

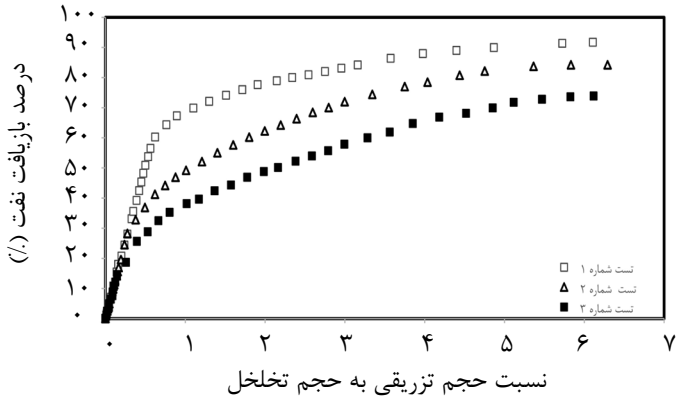
مشخصات آزمایش‌ها به همراه نتایج شامل نوع نفت، شیوه تزریق، سیال تزریقی و ضریب بازیافت در میان‌شکنی در جدول ۴ آورده شده است. دما و فشار آزمایش‌ها با توجه به دما و فشار مخزنی که نفت از آن انتخاب شده در دمای °C ۸۰ و فشار ۲۰۰۰ پام می‌باشد. برای بررسی بهتر نتایج، تزریق ثانویه و ثالثیه در دو گروه مجزا مورد مطالعه قرار می‌گیرند.

تزریق ثانویه

در شکل ۲ میزان بازیافت نفت‌های A تا C در تزریق ثانویه آب‌کربناته برحسب حجم متخلخل تزریقی رسم شده است. با توجه به شکل در قسمتی از نمودار که داده‌های تولیدی از خط راست اولیه به سمت پایین منحرف می‌شوند زمان میانشکنی آب‌کربناته رخ می‌دهد که با افزایش گرانروی نفت مخزن، به علت نامناسب‌تر شدن نسبت تحرک‌پذیری زمان میانشکنی کاهش می‌یابد. علاوه بر این، افزایش گرانروی نفت‌های مورد آزمایش مقدار بازیافت نهایی را نیز کاهش می‌دهد. بیشترین مقدار بازیافت در نفت A که دارای کمترین گرانروی است، به‌دست آمده است.

جدول ۴ نتایج کلی آزمایشات.

شماره آزمایش	نفت مخزن	شیوه تزریق	سیال تزریقی	بازیافت در میان‌شکنی (٪)	بازیافت نهایی آب‌نمک (٪)	بازیافت نهایی آب‌کربناته (٪)
۱	A	ثانویه	آب‌کربناته	۵۶/۵	-	۹۱/۷
۲	B	ثانویه	آب‌کربناته	۲۸/۳	-	۴۸/۲
۳	C	ثانویه	آب‌کربناته	۱۴/۵	-	۷۳/۱
۴	A	ثالثیه	آب‌نمک – آب‌کربناته	۴۶/۴	۶۳/۷	۶۸/۵
۵	B	ثالثیه	آب‌نمک – آب‌کربناته	۱۸/۵	۳۶/۴	۷۴/۱
۶	C	ثالثیه	آب‌نمک – آب‌کربناته	۱۰/۵	۲۳/۶	۶۲/۲
۷	B	ثانویه	دی‌اکسیدکربن	۱۷/۲	-	۵۲/۸



شکل ۲ میزان بازیافت تزریق ثانویه آب‌کربناته.

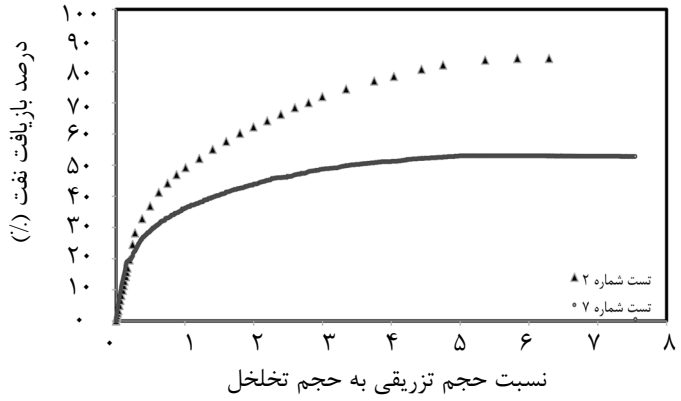
آزمایش دیگری که در حالت ثانویه انجام شده است، تزریق گاز دی‌اکسیدکربن در ماسه فشرده، حاوی نفت B می‌باشد. این آزمایش جهت مقایسه حالت‌های مختلف تزریق در بازیافت از این نفت در نظر گرفته شده است. نتایج کاهش توانایی تولید در استفاده از دی‌اکسیدکربن به‌جای آب‌کربناته را نشان می‌دهد. این اثر از کاهش شدید گرانروی سیال تزریقی به وجود می‌آید.

تزریق ثالثیه

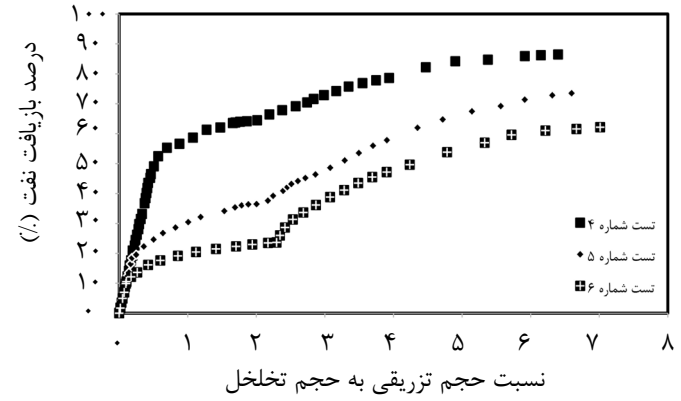
در تزریق ثالثیه ابتدا آب‌نمک تزریق شده است، پس‌ازاینکه سرعت تولید نفت به صفر رسید و تولید آن متوقف شد، تزریق آب‌کربناته آغاز می‌شود. اندکی پس از آغاز تزریق آب‌کربناته تولید نفت مجدداً آغاز می‌شود. در این آزمایش‌ها نیز مقدار بازیافت در نفت A که دارای گرانروی کمتر است، هم در تزریق آب و هم در تزریق آب‌کربناته بیشتر از سایر نفت‌ها می‌باشد. مقایسه شکل ۳ و شکل ۴ بیانگر این نکته است که مقدار نهایی بازیافت در تزریق ثانویه برای همه نفت‌ها بیشتر از مقدار آن در حالت ثالثیه است.

بررسی اثر درجه سنگینی و گرانروی نفت

همان‌طور که در شکل ۲ مشخص است، افزایش گرانروی به‌صورت سیستماتیک در کاهش مقدار بازیافت در میانشکنی و کاهش مقدار بازیافت در یک حجم متخلخل و کاهش مقدار بازیافت نهایی در تزریق ثانویه آب‌کربناته تأثیرگذار است. یکی از دلایل کاهش مقدار تولید، نسبت تحرک‌پذیری آب‌کربناته تزریقی و نفت موجود در مخزن است. جهت جابجایی ایده‌آل و حرکت کاملاً پیستونی سیال تزریقی و سیال موجود در مخزن، نسبت تحرک‌پذیری باید نزدیک به یک باشد.



شکل ۳ مقایسه میزان بازیافت دی‌اکسیدکربن در برابر آب‌کربناته.



شکل ۴ میزان بازیافت ثالثیه آب‌کربناته.

همان‌طور که در رابطه ۱ مشخص است هر چه ویسکوزیته سیال تزریقی بیشتر شود و یا ویسکوزیته سیال درون مخزن کمتر شود نسبت تحرک‌پذیری به یک و حالت ایده‌آل نزدیک‌تر می‌شود.

$$M = \left(\frac{K_{rw}}{\mu_w}\right)\left(\frac{\mu_o}{K_{ro}}\right) \quad (1)$$

که K_{rw} و K_{ro} به ترتیب تراوایی نسبی آب و نفت و μ_w و μ_o ویسکوزیته آب و نفت هستند. در جدول ۵ مقادیر نسبت ویسکوزیته‌ها به عنوان نمایانگر نسبت تحرک‌پذیری محاسبه شده برای نفت‌های مختلف آمده است که همه مقادیر موجود در جدول بالاتر از عدد یک می‌باشند. مقدار تولید در زمان میانشکنی تابع عوامل متفاوت نظیر نسبت تحرک‌پذیری، تنش میان رویه، دبی تزریق، میزان ناهمگونی محیط متخلخل و ... می‌باشد.

در این آزمایشات طبق جدول ۲ تنش میان رویه آب‌کربناته- نفت تفاوت چندانی را با هم ندارند. از طرفی دبی تزریق هم در همه آزمایشات برابر است، ماسه‌های استفاده شده از یک جنس بوده و طبق جدول ۱ دارای تخلخل و تراوایی مشابهی هستند؛ لذا عامل کنترل‌کننده مقدار تولید در زمان میانشکنی نسبت تحرک‌پذیری خواهد بود. از آنجایی‌که همه مقادیر گزارش شده در جدول بالاتر از یک می‌باشند، انتظار رفتار کاملاً پیستونی وجود ندارد، اما تا زمان میانشکنی مقدار تولیدی برابر با مقدار تزریقی خواهد بود. هر چه نسبت تحرک‌پذیری بالاتر می‌رود. توانایی آب‌کربناته جهت جاروب سطح در تماس با ماسه کمتر می‌شود که موجب ایجاد کانال توسط آب‌کربناته از میان نفت و بروز پدیده انگشتی شدن خواهد شد. این اتفاق، میانشکنی زودتر را برای نفت‌های سنگین‌تر به همراه خواهد داشت. میانشکنی زودتر برای نفت‌های سنگین‌تر، باعث به جا ماندن نفت بیشتر و مناطق جاروب نشده خواهد شد. با تزریق پیوسته آب کربناته، مقداری از دی‌اکسیدکربن آب به نفت وارد شده و موجب تورم و کاهش گرانروی آن خواهد شد.

جدول ۵ نسبت تحرک‌پذیری، ضریب تورم نفت‌های A,B,C.

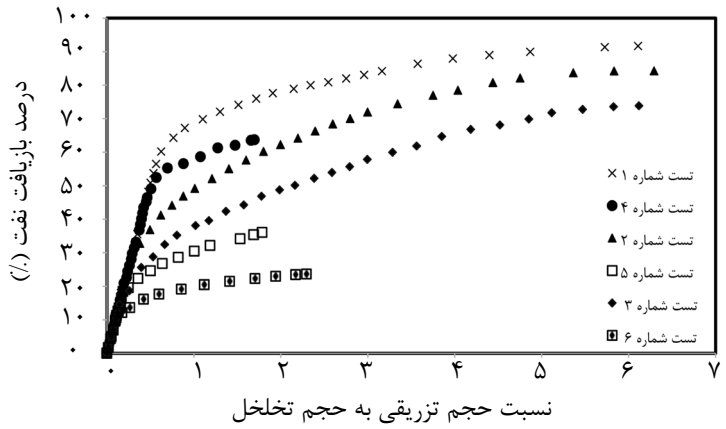
نوع نفت	نسبت ویسکوزیته‌ها	کل تولید/تولید پس از میانشکنی (٪)	ضریب تورم	گرانروی نفت اشباع (cP)	نفت تولیدشده بر اثر تورم (٪)	کاهش نسبت ویسکوزیته‌ها (٪)
نفت A	۵/۵	۳۸/۴	۱/۲۶	۲	۱۱/۳	۲۷/۸
نفت B	۷۹/۹	۶۶/۴	۱/۲۳	۲۰	۱۶/۵	۵۰/۷
نفت C	۵۵۶/۱	۸۰/۲	۱/۱۶	۷۰	۱۳/۷	۷۵/۲

تورم حاصل در نفت‌های موجود در مخزن سبب پیوستن قطرات نفت به هم و حرکت مجدد نفت توسط تزریق آب بعدی می‌شود. مقادیر ضریب تورم محاسبه شده [۲۴] برای نفت‌ها در جدول ۵ آورده شده است. همچنین مقادیر گرانروی نفت درصورتی‌که نفت‌ها به‌صورت کامل از دی‌اکسیدکربن اشباع شوند محاسبه شده [۲۵] و در جدول ۵ آمده است.

اگر اتمام تزریق آب‌کربناته که در آن تولید نفت متوقف شده است، مقارن با اشباع نفت از دی‌اکسیدکربن فرض شود، می‌توان عامل تولید نفت پس از میانشکنی را در تورم و کاهش گرانروی نفت جستجو کرد. ستون پنجم و ششم از جدول ۵ به ترتیب مقدار تولید از نفت به‌جامانده در زمان میانشکنی بر اثر تورم و مقدار کاهش نسبت ویسکوزیته‌ها بر اثر کاهش گرانروی نفت را نشان می‌دهد. این دو عامل به‌صورت مستقیم بر تراوایی نسبی آب‌کربناته و نفت مؤثر می‌باشند.

مقایسه تزریق ثانویه آب‌نمک و آب‌کربناته

همان طور که شکل ۵ روند تولید تزریق ثانویه آب‌کربناته و آب‌نمک را نشان می‌دهد. اولین تفاوت تزریق آب‌کربناته و آب‌نمک در زمان میانشکنی و مقدار بازیافت نفت آشکار می‌شود. همانطور که قبلا ذکر شد تا زمان میانشکنی مقدرا تولید برابر مقدار تزریق بوده و هر دو نمودار بر روی خط با شیب واحد قرار می‌گیرند. همانطور که در جدول ۶ مشخص است با افزایش گرانروی سیال تزریقی نسب تحرک‌پذیری کاهش می‌یابد. درصد کاهش نسبت ویسکوزیته برای هر سه نفت به یک اندازه می‌باشد. اما تفاوت در میانشکنی برای سه نمونه نفت، متفاوت می‌باشد و این تفاوت با افزایش API بیشتر می‌شود. به طوری که با افزایش گرانروی و سنگین شدن نفت ضریب نفوذ دی‌اکسیدکربن در نفت کاهش می‌یابد [۲۶]. این امر کنترل‌کننده سرعت انحلال دی‌اکسیدکربن در نفت و تورم می‌باشد، لذا با سبک شدن نفت تولید بیشتر در زمان میان‌شکنی دور از انتظار نخواهد بود. نکته دیگری که باید به آن توجه کرد، زمان رخداد میانشکنی در این آزمایش‌هاست که با انحلال دی‌اکسیدکربن در نفت گرانروی آن کاهش می‌آید و باعث بهبود بیشتر نسبت تحرک‌پذیری در نفت‌های سنگین‌تر می‌شود. پس در زمان میان‌شکنی هم تورم رخ خواهد داد و هم کاهش گرانروی که مورد دوم در نفت‌های سنگین غالب است. اما نتایج به‌دست آمده خلاف این امر را گزارش می‌هد. با توجه به زمان میان‌شکنی که در نفت A نسبت به نفت‌های B و C به ترتیب دو و چهار برابر دیرتر صورت می‌گیرد، دی‌اکسیدکربن که دارای ضریب نفوذ بیشتری در این نفت است، زمان بیشتری جهت نفوذ به آن را نیز در اختیار خواهد داشت. اما در نفت‌های سنگین‌تر به علت مقدار کمتر ضریب نفوذ و زمان تماس بسیار کم، مقدار تورم و کاهش گرانروی در آنها تاثیر کمتری داشته است. در نتیجه در این قسمت می‌توان گفت به علت بیشتر بودن ضریب نفوذ گاز و مدت زمان بیشتر آب‌کربناته و نفت قبل از میانشکنی برای نفت سبک، دی‌اکسیدکربن بیشتری به نفت مخزن نفوذ کرده و موجب تولید بیشتر نفت در میان‌شکنی شده است.



شکل ۵ روند تولید نفت در تزریق ثانویه آب‌کربناته و آب‌نمک.

جدول ۶ نسبت‌های تحرک‌پذیری آب‌نمک- نفت و آب‌کربناته- نفت در تزریق ثانویه.

نوع نفت	گرانروی نفت به گرانروی آب نمک	گرانروی نفت به گرانروی آب کربناته	تفاوت بازیافت آب‌کربناته و آب نمک در میان‌شکنی (٪)	ضریب نفوذ دی‌اکسیدکربن در نفت (m^2/s)
نفت A	۶/۹۲	۵/۵	۱۰/۱	$۲/۲۵\times۱۰^{-۹}$
نفت B	۱۰۱/۵	۷۹/۹	۹/۸	$۶/۳۶\times۱۰^{-۱۰}$
نفت C	۷۰۶	۵۵۶/۱	۴	$۲/۵۵\times۱۰^{-۱۰}$

همان‌طور که در جدول ۷ در مقایسه تولید نفت در تزریق ثانویه آب‌نمک و آب‌کربناته مشاهده می‌شود، ستون اول حاصل تفاضل مقادیر نهایی تولید در آب‌کربناته و آب‌نمک است. ستون دوم از تقسیم ستون اول بر مقدار نهایی بازیافت در تزریق آب‌نمک به‌دست آمده است که این مقدار نشان دهنده میزان بهبود تولید در اثر استفاده از تزریق ثانویه آب‌کربناته نسبت به آب‌نمک می‌باشد. مشهود است که با افزایش گرانروی و کاهش API نفت به علت تورم و کاهش چشمگیر مقدار گرانروی و نسبت تحرک‌پذیری، مقدرا بهبود حاصل از تزریق آب‌کربناته افزایش می‌یابد. ستون سوم به مقایسه نسبی آب‌کربناته جهت تولید نفت پس از میان‌شکنی، نسبت به تولید نفت حاصل از تزریق آب‌نمک پس از میانشکنی می‌پردازد. مقادیر این ستون نشان‌دهنده توانایی زیاد آب‌کربناته در تولید نفت به جا مانده پس از میان‌شکنی است. همچنین با مقایسه این اعداد برای نفت‌های مختلف می‌توان دریافت که استفاده از آب‌کربناته نسبت آب‌نمک برای نفت های سنگین تر بهبود بیشتری در بازیافت نفت حاصل کرده و تاثیر به سزایی در تولیداز این مخازن دارد.

مقایسه تزریق ثالثیه آب‌نمک و آب‌کربناته

مخازن بسیاری در دنیا توسط آب سیلاب‌زنی شده‌اند، یا به علت بالا آمدن آبده توسط آب در برگرفته شده‌اند و یا اینکه در حال سیلاب‌زنی با آب می‌باشند. تزریق آب‌کربناته یا تعویض سیال تزریقی در این سه دسته از مخازن می‌تواند راهی ارزان برای افزایش تولید نسبت به سایر روش‌ها باشد. در ابتدا با مقایسه نتایج حاصل از تزریق ثانویه و ثالثیه آب‌کربناته که در شکل ۵ نشان داده شده است مشخص می‌شود که مقدار تولید در حالت ثانویه بیش از مقدار آن در حالت ثالثیه می‌باشد. این امر به علت کمتر بودن بازده جاروب آب‌نمک نسبت به آب‌کربناته است. حاصل این اتفاق ایجاد مسیرهایی با مقاومت کمک در برابر تزریق ثالثیه آب‌کربناته و عدم دسترسی به‌موقع آب‌کربناته به نفت‌های به‌جامانده می‌باشد. در جدول ۷ مقدار تفاوت این دو مقدار و درصد بهبود تولید ثانویه نسبت به ثالثیه گزارش شده است.

جدول ۷ میزان بهبود تولید در تزریق آب‌کربناته.

نوع نفت	تفاوت بازیافت نهایی ثانویه نسبت به ثالثیه (٪)	درصد بهبود ثانویه به ثالثیه (٪)	مشارکت آب‌کربناته از تولید نهایی تزریق ثالثیه (٪)	سرعت میانگین تولید در تزریق ثانویه آب‌کربناته (cc/min)	سرعت میانگین تولید در تزریق ثالثیه آب‌کربناته (cc/min)
نفت A	۵/۲	۶	۲۶/۴	۰/۵۲۳	۰/۰۵۵
نفت B	۱۰/۱	۱۳/۶	۵۰/۹	۰/۴۶۵	۰/۰۸۹
نفت C	۱۰/۹	۱۷/۵	۶۲/۱	۰/۳۵۶	۰/۱۱۷

در نفت سبک‌تر مقدار تولید حاصل از هر دو روش ثانویه و ثالثیه بیشتر از سایر نفت‌ها بوده و مقدار نهایی آنها به هم نزدیک‌تر می‌باشد. به‌بیان‌دیگر تزریق آب پیش از تزریق آب‌کربناته در نفت‌های سنگین‌تر به علت انحراف شدید نسبت تحرک‌پذیری از مقدار ایده‌آل دارای تأثیر بسیار نامطلوبی در بازده جاروب از طریق ایجاد کانال و انگشتی شدن مسیر تولید خواهد داشت که این امر سطح جاروب نشده زیادی را در مخزن به‌جا خواهد گذاشت. طبق این توضیح در نفت‌های سنگین‌تر حجم نفت‌های باقی‌مانده در مخزن بیشتر می‌باشد و در صورت تزریق آب‌کربناته مقدار نفت بیشتری جهت تولید در دسترس آب‌کربناته خواهد بود. شکل ۵ بیان‌گر این موضوع است که عمده تولید نفت در نفت‌های سبک‌تر از طریق تزریق آب نمک صورت می‌گیرد، اما با افزایش گرانروی، نقش آب‌کربناته در تولید بهبود می‌یابد. اعداد جدول ۷ نشان‌دهنده مقدار مشارکت آب‌کربناته در تولید نهایی هستند، درحالی‌که در نفت سنگین ۶۲٪ از کل بازیافت، حاصل تزریق آب‌کربناته است، در نفت سبک آب‌کربناته تنها ۲۶٪ از تولید نهایی سهم دارد؛ به‌عبارت‌دیگر تزریق آب‌کربناته برای مخازن نفت سنگین که آب گرفته شده‌اند مزایا و ارزش افزوده بیشتری خواهد داشت.

همان‌طور که در جدول ۷ آورده شده است سرعت لحظه‌ای تولید و سرعت میانگین تولید در بازه تزریق آب‌کربناته با افزایش گرانروی کاهش می‌یابد که مطابق با روند تولید نفت در آن می‌باشد؛ اما در تزریق ثالثیه آب‌کربناته مقادیر میانگین سرعت تولید در بازه افزایش API نفت افزایش می‌یابد و با اعداد موجود در سه ستون اول جدول ۷ نسبت مستقیم دارد. در تزریق آب‌کربناته مقادیر سرعت تولید افزایش می‌یابند تا اینکه به مقدار حداکثر برسد، پس‌ازآن مجدداً روند نزولی یافته تا اینکه به صفر برسد و تولید نفت متوقف شود. در این بازه، کاهش نسبت تحرک‌پذیری و همچنین وجود گاز دی‌اکسیدکربن موجب افزایش مقدار جاروب نفت و ایجاد بانک نفت جلوی جبهه تزریق خواهد شد. حجم این بانک نفت، به علت اثر نامطلوب آب در جاروب نفت A و وجود نفت در دسترس بیشتر در این حالت، بیشتر می‌باشد، لذا در این نفت سرعت متوسط تولید و سرعت لحظه‌ای در ابتدای تزریق آب‌کربناته و بیشینه سرعت حاصل از آن دارای مقدار بیشتری نسبت به سایر نفت‌ها خواهد بود.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه دو دسته آزمایش تزریق ثانویه و ثالثیه آب‌کربناته در ماسه‌های تمیز با استفاده از سه نوع نفت متفاوت مورد بررسی قرار گرفت. نتایج حاصل از مجموعه آزمایش‌های انجام شده در این مطالعه به‌صورت خلاصه عبارت‌اند از:

- با کاهش API و افزایش گرانروی نفت بازیافت حاصل از تزریق آب‌نمک و آب‌کربناته کاهش می‌یابد. در این حالت به علت تشدید انحراف نسبت تحرک‌پذیری از مقدار ایده‌آل و عدم جاروب صحیح و نامناسب مخزن، نفت بیشتری در مخزن

باقی خواهد ماند که نتیجه آن کاهش مقدار بازیافت حاصل از این روش‌هاست.

- در تزریق ثانویه آب‌کربناته، با کاهش API به علت کاهش سرعت انحلال و مقدار انحلال گاز در نفت زمان بیشتری جهت مشاهده تأثیر آب‌کربناته بر تولید نیاز است، به همین علت بیشتر تولید نفت پس از میانشکنی صورت می‌گیرد؛ اما در نفت‌های سبک‌تر به علت کاهش زمان موردنیاز جهت نفوذ گاز به نفت و همچنین مناسب بودن نسبت تحرک‌پذیری اکثر تولید در زمان میانشکنی رخ می‌دهد.

- از مقایسه تزریق ثانویه آب‌نمک و آب‌کربناته نتیجه می‌رود که استفاده از آب‌کربناته نفت بیشتری را نسبت به آب‌نمک تولید خواهد کرد. این تفاوت در نفت‌های سنگین‌تر بیشتر مشاهده می‌شود. در نمونه نفت c حدود ۴۹٪ و در نفت A حدود ۲۸٪ افزایش تولید حاصل می‌شود.

- بازیافت حاصل از تزریق ثانویه آب‌کربناته بیشتر از مقدار آن در تزریق ثالثیه می‌باشد. دلیل این رخداد عدم جاروب مناسب آب‌نمک تزریق شده قبل از آب‌کربناته می‌باشد. به علت تشدید این اتفاق در نفت سنگین نفت بیشتری در دسترس آب‌کربناته جهت تولید قرار دارد. ازاین‌رو سهم تولید ثالثیه آب‌کربناته در نفت سنگین بیشتر از سهم آب‌نمک خواهد بود، اما در نفت سبک آب‌نمک مشارکت بیشتری در تولید دارد.

علائم و نشانه‌ها

D: دارسی

M: نسبت تحرک‌پذیری

K_{rw}: تراوایی نسبی آب (D)

K_{ro}: تراوایی نسبی نفت (D)

μ_w: ویسکوزیته آب (cP)

μ_o: ویسکوزیته نفت (cP)

مراجع

[1]. Sohrabi M., Riazi M., Jamiolahmady M., Ireland S. and Brown C., "*Mechanisms of oil recovery by carbonated water injection*," in SCA annual meeting, 2009.

[2]. Patel P. D., Christman P. G. and Gardner J. W., "*Investigation of unexpectedly low field-observed fluid mobilities during some CO_2 tertiary floods*," SPE Reserv. Eng., Vol. 2, No. 4, pp. 507–513, 1987.

[3]. Wylie P. and Mohanty K. K., "*Effect of water saturation on oil recovery by near-miscible gas injection*," SPE Reserv. Eng., Vol. 12, No. 4, pp. 264–268, 1997.

[4]. Campbell B. T. and Orr Jr F. M., "*Flow visualization for CO_2/crude-oil displacements*," Soc. Pet. Eng. J., Vol. 25, No. 5, pp. 665–678, 1985.

[5]. Grogan A. T., Pinczewski V. W., Ruskauff G. J. and Orr Jr F. M., "*Diffusion of CO_2 at reservoir conditions: models and measurements*," SPE Reserv. Eng., Vol. 3, No. 1, pp. 93–102, 1988.

[6]. Solomon S., The Bellona Foundation-Fact sheet: CO_2 Storage. 2007.

[7]. Jiang H., Nuryaningsih L. and Adidharma H., "*The Study of timing of cyclic Injections in miscible CO_2 WAG*," in SPE Western Regional Meeting, 2012.

[8]. Rogers J. D. and Grigg R. B., "*A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO_2 process*," in SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 2000.

[9]. Lin E. C. and Huang E. T. S., "*The effect of rock wettability on water blocking during miscible displacement*," SPE Reserv. Eng., Vol. 5, No. 2, pp. 205–212, 1990.

[10]. Kechut N. I., Sohrabi M. and Jamiolahmady M., "*Experimental and numerical evaluation of carbonated water injection (CWI) for improved oil recovery and CO_2 storage*," in SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, 2011.

[11]. Riazi M., Sohrabi M., Jamiolahmady M. and Ireland S., "*Oil recovery improvement using CO_2-enriched water injection*," in EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, 2009.

[12]. Fathollahi A. and Rostami B., "*Carbonated water injection: Effects of silica nanoparticles and operating pressure*," Can. J. Chem. Eng., Vol. 9999, pp. 1–8, 2015.

[۱۳]. رضایی م.، آیت اللهی س. ش. و ریاضی م.، "تجمع و رسوب آسفالتین درنمونه های نفتی با دما و فشاربالا مقایسه تزریق آب وآب‌کربناته،" اولین همایش ملی توسعه میادین نفت و گاز، تهران، دانشگاه صنعتی شریف، ۱۳۹۳.

[۱۴]. کریمی م. ر.، هنرور ب.،عرب ابوسعیدی ز. و رحیمی ع، "مطالعه آزمایشگاهی تغییرات کشش بین سطحی آب‌کربناته و نفت کزنج،" سومین کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پالایش و پتروشیمی بارویکرد توسعه ارتباط دولت، دانشگاه وصنعت، تهران، موسسه مدیران خبره نارون، ۱۳۹۵.

[15]. Seyyedi M. and Sohrabi M., "*Enhancing water imbibition rate and oil recovery by carbonated water in carbonate and sandstone rocks*," Energy & Fuels, Vol. 30, No. 1, pp. 285–293, 2015.

[16]. Dong Y., Dindoruk B., Ishizawa C. and Lewis E. J., "*An experimental investigation of carbonated water flooding*," in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2011.

[17]. Burton M. and Bryant S. L., "*Eliminating buoyant migration of sequestered CO_2 through surface dissolution: implementation costs and technical challenges*," SPE Reserv. Eval. Eng., Vol. 12, No. 3, pp. 399–407, 2009.

[18]. Martin J. W., "*Additional oil production through flooding with carbonated water*," Prod. Mon., Vol. 15, No. 7, pp. 18–22, 1951.

[19]. Perez J. M., Poston S. W. and Sharif Q. J., "*Carbonated water imbibition flooding: an enhanced oil recovery process for fractured reservoirs*," in SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, 1992.

[20]. Mosavat N. and Torabi F., "*Experimental evaluation of the performance of carbonated water injection (CWI) under various operating conditions in light oil systems*," Fuel, Vol. 123, pp. 274–284, 2014.

[21]. van Dijk C., "*Carbonated water flood*," in Shell Internal Research Report R 1189, 1965.

[22]. Falls A. H., Cherubini A. A. and Seunsom S., "*The response of South Wasson/Clearfork crude to carbonated water in an etched-glass model*," Shell Internal Research Report, 1986.

[23]. Duan Z. and Sun R., "*An improved model calculating CO_2 solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2000 bar*," Chem. Geol., Vol. 193, No. 3, pp. 257–271, 2003.

[24]. Simon R. and Graue D. J., "*Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO_2-crude oil systems*," J. Pet. Technol., Vol. 17, No. 1, pp. 102–106, 1965.

[25]. Welker J. R., "*Physical properties of carbonated oils*," J. Pet. Technol., Vol. 15, No. 8, pp. 873–876, 1963.

[26]. McManamey W. J. and Woollen J. M., "*The diffusivity of carbon dioxide in some organic liquids at 25 and 50 C*," AIChE J., Vol. 19, No. 3, pp. 667–669, 1973.