

## امکان‌سنجی تزریق آب کربناته به مخازن نفتی جنوب کشور و انجام هم‌زمان ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی گاز گلخانه‌ای دی‌اکسید کربن در این مخازن

مهدی زنبلی حسینیوند\* شرکت نفت و گاز اروندگان رضا مسمی بهمانی، سارا شکوه‌زاده، دانشگاه صنعت نفت چکیده

طبق بررسی‌های جهانی میزان تولید از مخازن نفت در مرحله برداشت اولیه تا ۱۰ درصد و در برداشت ثانویه و ثالثیه به ترتیب تا ۲۵ و ۳۵ درصد خواهد رسید. امکان انجام روش تزریق آب کربناته در روش‌های مختلف برداشت ثانویه و ثالثیه وجود دارد. بر اساس مطالعات انجام شده این روش می‌تواند با تورم نفت در اثر انحلال دی‌اکسید کربن همراه، بازده تزریق آب را تا ۴۵ درصد افزایش دهد. نکته قابل توجه این روش آنست که اگر بتوان گاز همراه آن را از دی‌اکسید کربن خروجی کارخانه‌ها تأمین کرد می‌توان این روش را جهت کاهش تولید گازهای گلخانه‌ای معرفی کرد. در حقیقت روش تزریق آب کربناته می‌تواند پاسخگوی هر دو معضل کاهش تولید مخازن نفتی و افزایش تولید گازهای گلخانه‌ای باشد.

در این مقاله با بررسی کارهای انجام شده در زمینه تزریق آب کربناته تاکنون، به امکان‌سنجی انجام هم‌زمان ازدیاد برداشت مخازن نفتی و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در یکی از مخازن جنوب کشور پرداخته شده است. انجام شبیه‌سازی تزریق آب کربناته در این مخزن، نشان داد که طی کمتر از ده سال می‌توان بیش از ۵۰ هزار تن گاز دی‌اکسید کربن در این مخزن تزریق کرد. در عین حال روش تزریق آب نسبت به روش‌های معمول سبب افزایش ۳۶ درصدی تولید نهایی شد.

واژگان کلیدی ازدیاد برداشت، ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن، تزریق آب کربناته، شبیه‌سازی مخزن

### مقدمه

حاصل می‌شود که نسبت تحرک پذیری به عدد یک نزدیک باشد [۲۵]. در اغلب موارد تفاوت نسبت تحرک پذیری آب و نفت سبب کاهش کارایی تزریق آب خواهد شد. برای حل این مشکل سعی می‌شود با کاهش نسبت گرانیوی نفت به آب یا افزایش تراوایی نسبی نفت به آب تحرک پذیری بهبود یابد. این موارد نکات کلیدی افزودن مواد شیمیایی به آب تزریقی برای ازدیاد برداشت است. از این دیدگاه به جای روش معمول تزریق آب، روش‌هایی مثل تزریق آب شور، تزریق آب شیرین و تزریق آب کربناته به مخازن مطرح می‌شود.

در روش تزریق آب کربناته به مخزن، گاز دی‌اکسید کربن در ستون چاه و تحت فشار زیاد، در آب محلول می‌شود. آب غنی شده از دی‌اکسید کربن طی تماس با نفت سازندی در اثر فرآیند انتقال جرم، گاز خود را به نفت سازند منتقل کرده و در نتیجه گرانیوی نفت کاهش می‌یابد. اما کاهش تحرک نسبی تنها عامل مزیت تزریق آب کربناته نسبت به سایر روش‌های تزریق نیست بلکه روش تزریق آب کربناته به مخزن، به وسیله چهار مکانیزم اصلی سبب افزایش بازده برداشت و نرخ تولید می‌شود:

تزریق آب به مخازن در صنعت نفت دارای پیشینه‌ای طولانی است. اولین عملیات تزریق آب در سال ۱۹۰۷ در میدان برادفورد<sup>۲</sup> صورت گرفت. با گسترش استفاده از این روش در تولید ثانویه از مخزن، تزریق آب در سال ۱۹۵۵ بیش از ۱۱ درصد از ۶/۶ میلیون بشکه نفت تولیدی آمریکا را به خود اختصاص داد [۱۴]. ۷۴ درصد از نفت تولیدی برزیل در دریا از این روش به دست می‌آید [۲۴]. عملکرد تزریق آب در درجه اول تا حد بسیار زیادی متأثر از نسبت تحرک پذیری<sup>۴</sup> بین آب تزریقی و نفت سازند و در درجه بعد در اثر بازده عمودی<sup>۵</sup> است. مقدار عددی نسبت تحرک پذیری از رابطه ۱- به دست می‌آید:

$$Mr = \frac{k_{rw} \times \mu_o}{k_{ro} \times \mu_w} \quad (1)$$

به علت نزدیک بودن مقدار تراوایی نسبی آب و نفت در مخزن، نسبت گرانیوی<sup>۶</sup> آب تزریقی و نفت سازندی در تعیین نسبت تحرک پذیری بسیار مهم است. تحقیقات نشان می‌دهد بهترین ضریب برداشت زمانی

\* نویسنده عهده‌دار مکاتبات (hasanvand@put.ac.ir)



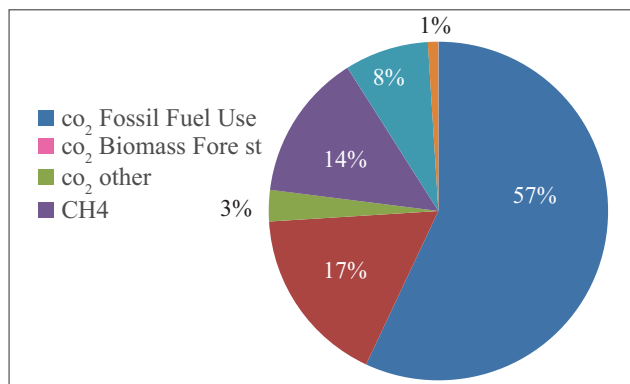
گاز دی‌اکسید کربن حدود ۶۴ درصد از گازهای گلخانه‌ای را تشکیل می‌دهد. طی سال‌های اخیر سرعت تولید دی‌اکسید کربن سالانه ۱/۶ درصد افزایش یافته است. میزان تولید این گاز در فاصله سال‌های ۱۹۷۰ تا ۲۰۰۴ از ۲۸/۷ گیگاتن به ۴۹ گیگاتن رسیده است [۱۶]. تحقیقات صورت گرفته نشان می‌دهد بخش قابل توجهی از گازهای گلخانه‌ای ناشی از دی‌اکسید کربن حاصل از سوخت‌های فسیلی است. درصد گازهای گلخانه‌ای در شکل ۱- نشان داده شده است.

برای کاهش میزان گاز گلخانه‌ای دی‌اکسید کربن در مقیاس پروتکل کیوتو، عمده‌ترین روش، تزریق این گاز به لایه‌های زیرزمینی به ویژه مخازن در حال تخلیه گاز و نفت است که روش تزریق آب کربنیک یکی از بهترین روش‌ها برای رسیدن به هر دو هدف ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی گازهای گلخانه‌ای است [۲۶].

#### ۱- مطالعات انجام شده

اولین آزمایش‌ها برای کارایی روش تزریق آب کربناته مربوط به سال ۱۹۴۰ و پژوهش مونتکلاری است که طی آن برداشت نهایی از یک مغزه ماسه‌ای ۱۵ درصد افزایش یافت. در سال ۱۹۵۲ ایلور با انجام آزمایش مغزه‌ای مشابه برای دو نمونه نفت با درجه‌های سنگینی<sup>۸</sup> ۲۸ و ۵۰، درصد نفت باقیمانده ( $S_{or}$ ) را به ترتیب ۲ و ۲۶ درصد حجم فضای متخلخل کاهش داد [۱۱].

جانسون و همکاران برای بررسی اثر گرانیوی نفت بر کارایی روش تزریق آب کربناته، ماسه فشرده با فشار ۷۵۰ psig و دمای ۱۷۵°F از دو نمونه نفت با گرانیوی‌های ۱/۴۲ و ۲/۸۶ سانتی پوز اشباع کردند. پس از یک دوره تزریق اولیه آب معمولی و پایان یافتن تولید نفت، آب غنی شده با



شکل ۱ | تولید جهانی دی‌اکسید کربن و منابع آن در سال ۲۰۰۴ (Oliver 2006)

- کاهش نسبت گرانیوی نفت به آب
- تورم نفت در اثر انحلال دی‌اکسید کربن در آن (افزایش درصد اشباع نفت و تراوایی نسبی آن)
- تغییر ترشوندگی (تبدیل شدن به سطح آب دوست)
- کاهش کشش سطحی آب و نفت

در بین موارد بالا، مکانیزم اول به‌طور مستقیم و از طریق تحرک‌پذیری سبب بهبود عملیات تزریق آب می‌شود. مکانیزم دوم به‌صورت غیرمستقیم درصد اشباع نفت باقیمانده ( $S_{or}$ ) را کاهش می‌دهد (هرچه تورم بیشتر باشد  $S_{or}$  کمتر خواهد بود). از سوی دیگر با متورم شدن نفت،  $S_{or}$  افزایش یافته و به نوبه خود تراوایی نسبی نفت نیز بیشتر خواهد شد که این عامل در بهبود تحرک‌پذیری نفت مؤثر است. مکانیزم سوم که بیشتر در سازندهای خنثی کاربرد دارد با کاهش تراوایی نسبی آب، نسبت تحرک‌پذیری را کاهش و بهبود می‌دهد. مکانیزم چهارم به‌صورت مستقیم و از طریق افزایش عدد موینگی<sup>۷</sup> سبب افزایش ضریب نهایی برداشت می‌شود [۳ و ۲۰].

علاوه بر چهار عامل یاد شده تزریق آب کربناته دارای مزایای دیگری نیز هست که استفاده از آنرا با استقبال روبرو کرده است. به عنوان مثال در اثر واکنش دی‌اکسید کربن موجود با آب، در ستون چاه اسید کربنیک با غلظت کم تشکیل می‌شود که در اثر واکنش این اسید با کانی‌های قلیایی سازند مانند کلسیم، پتاسیم و باریوم، سازند اطراف دهانه چاه با واکنش زیر خورده شده و نوعی اسید کاری جانبی انجام می‌شود که این پدیده سبب افزایش تزریق‌پذیری چاه می‌شود. این اثر هم در سازندهای کربناته و هم در سازندهای ماسه‌ای مؤثر است [۱۵].



از دیگر مزایای این روش نسبت به تزریق مستقیم دی‌اکسید کربن، از بین رفتن خطر نشست در اثر نیروی شناوری است. زیرا آب کربناته نسبت به آب سازند چگالی بیشتر و در نتیجه ایمنی بهتری دارد [۲۱ و ۲۴]. تبدیل تأسیسات معمولی تزریق آب به تأسیسات تزریق آب کربناته نیز کم‌هزینه، آسان و از دیدگاه HSE کم‌خطر است. در صورتی که دی‌اکسید کربن مورد نیاز این روش از گازهای خروجی فرآیند احتراق مزبور به صنایع بالادستی نفت تأمین شود، این امر سهم به‌سزایی در مقابله با تولید گازهای گلخانه‌ای خواهد بود.

تورم نفت<sup>۱۱</sup> و کاهش گرانی آن در اثر انتقال جرم دی اکسید کربن از آب به نفت است [۱۹]. به منظور شبیه سازی فرآیند تزریق آب کربناته و تعیین درصد بازده سطحی آن، در سال ۲۰۰۹ سهرابی و همکارانش تزریق در میکرو مدل ها را آغاز کردند. آزمایش آنها در فشار ۲۰۰۰ psi و دمای ۱۰۰°F روی دو نمونه نفت با گرانی های ۰/۸ و ۱۶/۵ سانتی پوز و با نرخ تزریق روزانه معادل ۲۴ حجم حفره<sup>۱۲</sup> انجام شد. در هر دو نمونه نفت، افزایش برداشتی معادل ۸/۸ و ۲۳/۳ درصد رخ داد [۲۰].

در سال ۲۰۰۹ نیز ریاضی به نتیجه مشابه رسید [۱۵]. در سال ۲۰۱۱ سهرابی و ریاضی در کاری مشترک روش تزریق آب کربناته را به عنوان روشی مطمئن جهت انجام ازدیاد برداشت و ذخیره سازی دی اکسید کربن در سطح میکرو مدل و مغزه انجام دادند. طی این تحقیقات ضریب برداشت برای یک میکرو مدل در تزریق آب ۲۶ درصد و در تزریق آب کربناته ۵۰ درصد به دست آمد.

از جمله نمونه های میدانی انجام شده می توان به عملیات تزریق آب کربناته در میدان بارتلسویل<sup>۱۳</sup> در اوکلاهاما اشاره کرد. این عملیات که به پروژه K&S معروف است از سال ۱۹۵۸ آغاز شد که میزان نفت تولیدی طی یک سال در اثر تزریق آب کربناته بیش از میزان نفت تولیدی در بازه زمانی ۲۹ سال قبل از آن بود. گزارش های حاصل از عملیات نشان دهنده افزایش قابل توجه تزریق پذیری آب در همه چاه های تزریقی میدان است [۶].

نمونه دیگر مطالعه میدانی این روش در سال ۱۹۷۳ توسط توماسیان و همکاران گزارش شد [۲۲] که بازده برداشت نفت طی عملیات تزریق آب کربناته نسبت به عملیات تزریق آب ۱۴ تا ۱۶ درصد افزایش یافت. استفاده از روش تزریق آب کربناته به عنوان روشی برای انگیزش چاه از دیگر نمونه های میدانی این عملیات است. در صورت وجود مقادیر زیادی از بی کربنات ها در ساختار معدنی سازند حاوی نفت، خاصیت اسیدی آب کربناته (اسید کربنیک) می تواند سبب حل کردن سازند و افزایش بهره دهی چاه گردد. افزایش قابل توجه بهره دهی چاه طی این عملیات در منابع [۱۰ و ۹] این مقاله گزارش شده است.

با توجه به نتایج قابل قبول آزمایشگاهی و نمونه های میدانی، تزریق آب کربناته می تواند همواره یکی از گزینه های قابل قبول برای ازدیاد برداشت و تثبیت تولید در صنعت نفت باشد. در این راستا با توجه به خصوصیات فیزیکی آب کربناته و خواص سنگ و سیال میدان، مطالعه و شبیه سازی این عملیات ضروری است. برای این منظور در منابع علمی روش غربالگری

دی اکسید کربن را به ماسه های فشرده تزریق کردند که طی آن درصد برداشت نهایی به ترتیب ۱۵ و ۲۵ درصد افزایش یافت [۷].

مارتین در آزمایشی دیگر تأثیر غلظت دی اکسید کربن محلول در آب روی ضریب برداشت را بررسی کرد. وی به طور کلی نشان داد با کاهش غلظت دی اکسید موجود در آب کربناته کارایی روش افت می کند که این افت در نفت های سنگین بیشتر است. به عنوان مثال در تزریق دو نمونه آب کربناته کاملاً غنی شده و ۵۰ درصد غنی شده، ضریب برداشت نهایی در نفتی با درجه سنگینی ۴۳، به میزان ۱۴ درصد افت می کند؛ در حالی که این افت برداشت برای نفتی با درجه سنگینی ۲۰، حدود ۴۰ درصد است [۱۲].

در سال ۱۹۶۳ هلم آزمایشی بر روی مغزه ای ۳/۵ اینچی و دو نمونه نفت با گرانی های ۲/۵ و ۵/۱ سانتی پوز در دمای میانگین ۱۰۰°F و فشار ۱۲۰۰ psig انجام داد که سبب افزایش ۲۰ درصدی ضریب برداشت نهایی تزریق آب کربناته نسبت به تزریق معمولی آب شد. وی همچنین در آزمایشی روی سه نمونه مختلف نفت تگزاس با گرانی های ۲، ۰/۸ و ۹۰ سانتی پوز و در فشار ۱۱۰۰ psig و دمای ۷۰°F، با تزریق ۱/۵ حجم خالی از آب معمولی و آب کربناته به ترتیب ۵، ۲۳ و ۶۹ درصد افزایش ضریب برداشت مشاهده کرد [۵]. این آزمایش بار دیگر کارایی بهتر این روش روی نفت های گرانی تر و سنگین تر را نشان داد.

در آزمایشی که توسط انستیتوی نفت فرانسه روی مغزه های حاصل از میدان باتی رومان<sup>۹</sup> ترکیه صورت گرفت نیز بار دیگر کارایی این روش نشان داده شد. طی آزمایش های انجام شده روی مغزه های این میدان در فشار ۲۱۷۵ psig و دمای ۱۴۹°F پس از انجام کامل تزریق آب معمولی، در اثر تزریق آب کربناته ضریب برداشت به میزان ۱۳/۹ درصد حجم خالی افزایش یافت [۸].

در سال ۱۹۹۲ پرس و همکاران برای اولین بار اثر تزریق آب کربناته را روی مخازن شکاف دار بررسی کردند. آنها ابتدا آب را در محدوده فشاری ۵۰۰-۵۰ psig به درجه اشباع با گاز دی اکسید کربن رسانده و طول فرایند آشام خود به خودی<sup>۱۱</sup> در اثر آب کربناته را بر نمونه مغزه هایی با قطر ۱ و ۲ اینچ بررسی کردند. در نهایت درصد برداشت نهایی این روش نسبت به آشام با آب معمولی، حاکی از ۱۰ تا ۱۵ درصد افزایش بود [۱۳]. از سال ۲۰۰۶ در دانشگاه هریتوات تحقیقات گسترده ای روی این روش صورت گرفت و مشخص شد دلیل اصلی افزایش ضریب برداشت،

تعریف می‌شود که در این قسمت یک نمونه از آن توضیح داده خواهد شد.

## ۲- غربال‌گری مخازن جهت انجام عملیات تزریق آب کربناته

ارزیابی‌های مجموعه بین‌المللی تغییرات هوا (IPCC) نشان می‌دهد به‌منظور پایدار کردن غلظت دی‌اکسید کربن در جو باید بخش اعظمی از گازهای تولیدی را ذخیره کرد. به‌دلیل ذخیره‌سازی مقدار زیادی از این گاز در طول سالیان متمادی، مخازن تخلیه‌شده نفت و گاز گزینه مناسبی به‌نظر می‌رسند. به‌دلیل پراکندگی زیاد مراکز صنعتی و دوری اغلب آنها از مخازن نفت و گاز و هم‌چنین مقدار محدود دی‌اکسید کربن تولیدی در برابر حجم مخزن، اگرچه در نگاه اول استفاده از گاز خروجی کارخانه‌ها برای عملیات ازدیاد برداشت به لحاظ فنی امکان‌پذیر است ولی این روش مقرون‌به‌صرفه نیست. [۱۸]. با این وجود جنبه زیست‌محیطی تولید گازهای گلخانه‌ای و محدودیت‌های قانونی ایجاد شده، عاملی جدید برای تزریق دی‌اکسید کربن آلوده‌کننده جو به مخازن نفت و گاز است.

روش تزریق آب کربناته (CWI)<sup>۱۴</sup> برخلاف تزریق مستقیم دی‌اکسید کربن (CGI) به مقدار دی‌اکسید کربن کمتری نیاز دارد. دی‌اکسید کربن لازم برای این روش را می‌توان از مراکز کوچک‌تر نزدیک به میادین نفتی و با هزینه کمتری تأمین کرد. این مراکز اغلب تأسیسات بهره‌برداری، فرآورش، پالایشگاهی و پتروشیمیایی اطراف میادین نفتی‌اند که دی‌اکسید کربن خروجی آنها نسبت به سایر مراکز صنعتی، فشار و غلظت بیشتری است. در این راستا بورتن و برایتون طی تحقیقات خود به این نتیجه رسیدند که ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن به روش انحلال در سطح و سپس تزریق آن، به لحاظ فنی-اقتصادی امکان‌پذیر است [۱]. دی‌اکسید کربن با غلظت ۱۶۸ فوت مکعب بر بشکه

آب، نسبت به دیگر گازها انحلال‌پذیرتر است. این غلظت زیاد، هم از دیدگاه ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن مناسب است و هم از دیدگاه ازدیاد برداشت که شرح آن گذشت. هزینه متراکم کردن گاز جهت تزریق در این روش کمتر و ماندگاری گاز در سازند بیشتر بوده و در نتیجه با انجام غربال‌گری مناسب این روش از لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر است.

در سال ۱۹۹۳ تاد و گرند با بررسی ۳۲ مخزن نفتی و گازی شرق کانادا طی دو مرحله، ۵ مخزن را جهت انجام روش تزریق آب کربناته با استفاده از منابع دی‌اکسید کربن خروجی کارخانه‌ای انتخاب کردند. دلایل انتخاب یک مخزن جهت انجام فرآیند ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن به شرح زیر است:

- مخزن در نزدیکی منابع تولیدکننده دی‌اکسید کربن باشد.
- مخزن مقدار مناسبی نفت در جای تولید نشده داشته باشد.
- فرآیند تزریق دی‌اکسید کربن غیرامتزاجی باشد.
- ترشدگی مخزن و جنس سنگ مناسب باشد.
- حجم گاز آلاینده کارخانه با نیاز مخزن مطابقت داشته باشد.

با توجه به این عوامل، مخازن کارسون کریک شمالی<sup>۱۵</sup> به‌دلیل سنگین‌تر بودن دی‌اکسید کربن آنها نسبت به نفت در شرایط مخزن، درصد زیاد برداشت و مقدار دی‌اکسید کربن ذخیره‌شده انتخاب گردید. مخزن پمبنا کاردیوم<sup>۱۶</sup> که باز یافت نهایی نفت آن به‌دلیل وجود پدیده رسوخ زیاد در اثر وجود یک لایه از جنس کنگلومرا با تراوایی زیاد در حال کاهش بود نیز انتخاب شد. به‌دلیل تراوایی زیاد مخزن رد واتر<sup>۱۷</sup>، به علت پدیده نشست گاز<sup>۱۸</sup> امکان برداشت از آن کم است. اما ظرفیت این مخزن برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن زیاد می‌باشد. در مخزن السویک<sup>۱۹</sup> که در اثر وجود سیستم شکاف، ناهمگونی (نسبت ۲۵ به ۱ تراوایی افقی و عمودی) دارد، بازده جاروب عمودی مناسب و در نتیجه برداشت نهایی زیاد است. در مخزن آبرفلدی<sup>۲۰</sup> نفت در جای مخزن سنگین (چگالی ۳۹۶۳ kg/m<sup>۳</sup>) است که در اثر تزریق دی‌اکسید کربن و افزایش تحرک پذیری نفت درصد برداشت آن از ۱۰ به ۱۶ درصد افزایش می‌یابد.

نتایج فنی-اقتصادی تزریق دی‌اکسید کربن به‌عنوان روش ازدیاد برداشت در جدول ۱ آورده شده است.

همان‌گونه که مشاهده می‌شود موفقیت روش تزریق دی‌اکسید کربن برای تحقق هر دو هدف (بیشترین ضریب برداشت و بیشترین مقدار ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن) بستگی به جنس سیال، خواص سنگ مخزن،

Reservoir	Original Oil in place (MMSb)	Recovered Oil (MMSb)	Recovery %	injected CO <sub>2</sub> (Bscf)	Total Cost (MMS)	Time (Year)
Carson Creek North	۳۶۶	۵۱/۸	۱۴/۱	۴۶۹	-۳۷۳۱/۲۸	۱۷
Pembina Cardium	۱۱۲۰	۱۳۹	۱۲/۴	۱۶۹۴	-۹۶۲۹/۲۸	۳۶
Redwater	۱۰۶۰	۸۷	۸/۲	۹۲۳	-۶۱۴۷/۷۶	۱۵
Elswick	۲۷	۵/۳	۱۹/۶	۲۶	-۴۰۱/۱۲	۵۰
Aberfeldy	۵۹۴	۸۲/۴	۱۳/۸	۱۶۷	-۶۴۴۵/۰۴	۲۴

نفت باقیمانده در عملیات جاروب می‌شود. همه این موارد شامل تصحیح فشار موینگی، نفوذ دی‌اکسید کربن از آب به نفت و تغییر نقاط پایانی در بخش PROPS نرم‌افزار اکتیس<sup>۳۳</sup> صورت می‌گیرد. در ادامه چاه‌های تزریقی موجود در این میدان به چاه‌های تزریق آب کربناته با غلظت ۱۶۸scf/stb تبدیل شد. همان‌طور که گفته شد در اثر چهار مکانیزم اصلی ازدیاد برداشت به روش تزریق آب کربناته (CWI)، علاوه بر افزایش ضریب برداشت از این میدان نسبت به تزریق آب یا گاز معمولی، مقدار قابل ملاحظه‌ای دی‌اکسید کربن نیز در این مخزن ذخیره شد.

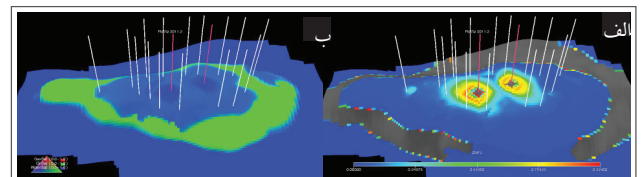
فشار تزریق به این مخزن حدود ۱۰۵۰۰ psig و میزان انحلال دی‌اکسید کربن در آب در این فشار برابر ۴۱scf/scf است که معادل ۳/۲ درصد مولی است. با استفاده از دستور WELLSTRW در بخش روند<sup>۳۴</sup> نرم‌افزار این جریان را شبیه‌سازی می‌کنیم. نتایج تصویری عملیات تزریق نشان می‌دهد محلول آب کربناته خصلت مایع بودن خود را در شرایط مخزن حفظ می‌کند و جریان سه‌فازی (آب-نفت-گاز دی‌اکسید کربن) شکل نمی‌گیرد. با این حال دی‌اکسید کربن از طریق نفوذ مولکولی از فاز آب وارد فاز نفت شده و سبب انجام چهار مکانیزم اصلی تزریق آب کربناته می‌شوند. شکل ۲- که نمایی از درصد دی‌اکسید کربن و نمودار سه‌فازی سیال مخزن در اطراف چاه‌های تزریقی است مؤید این نتیجه‌گیری می‌باشد.

نتایج به‌دست آمده از شبیه‌سازی میدان برای سه سناریو تولید طبیعی، تولید با تزریق آب معمولی و تولید با تزریق آب کربناته ۳/۲ درصد، نشان‌دهنده برآورده شدن هر دو هدف اصلی این پروژه است؛ به این معنا که مقدار قابل توجهی دی‌اکسید کربن به صورت محلول در آب در مخزن ذخیره شده و هم‌چنین درصد برداشت نسبت به سناریو تزریق آب معمولی نیز افزایش یافته است. در شکل ۳- مقدار کل دی‌اکسید کربن ذخیره شده در مخزن طی فرآیند تزریق آب کربناته نشان داده شده است. با توجه به این نمودار مقدار نهایی دی‌اکسید کربن ذخیره شده در این مخزن حدود ۱/۲۱ میلیارد مول و معادل ۵۳۰۰۰ تن است. نکته دیگری که در نمودار شکل ۳- مشخص است مقدار دی‌اکسید کربن تولیدی در هر سه سناریو می‌باشد. به علت وجود مقداری دی‌اکسید کربن در ترکیب اولیه نفت، سیال تولیدی دارای مقداری از این گاز است. اما با توجه به تثبیت فشار در فرآیند تزریق آب خالص یا آب کربناته، نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR)<sup>۳۴</sup> و به تبع آن دی‌اکسید کربن تولیدی کمتر از فرآیند تولید طبیعی است. شکل ۴- جهت اطلاع از وضعیت تولید طی فرآیند تزریق آب کربناته ارائه شده است. در این نمودار فشار میانگین میدان، نرخ

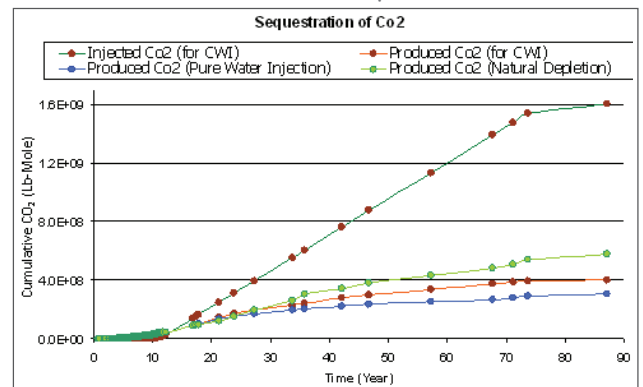
نوع تزریق و نزدیکی منابع تولید کننده دی‌اکسید کربن تا میدان دارد. در روشی مشابه برخی از میدان‌های جنوب کشور برای انجام عملیات تزریق آب کربناته مورد بررسی قرار گرفت که در نهایت با توجه به جنس سنگ و نوع نفت، مخزن مورد نظر برای انجام عملیات شبیه‌سازی انتخاب شد.

### ۳- شبیه‌سازی عملیات تزریق آب کربناته روی یکی از میدان‌های جنوب کشور

مخزن مورد مطالعه از نوع مخازن کربناته بدون شکاف با بیش از ۵ میلیارد بشکه نفت درجاست. سازند بهره‌ده این مخزن با ضخامت میانگین ۱۵۰ متری در عمق ۴۳۰۰ متری از سطح دریا قرار دارد. آزمایش‌های مربوط به خواص سیال میدان نشان می‌دهد نفت میدان از نوع سبک با درجه سنگینی ۳۸ و نسبت گاز به نفت ۱۵۵۳scf/stb است. نتایج چاه‌آزمایی نشان می‌دهد با توجه به عمق زیاد میدان فشار اولیه این مخزن در ابتدای تولید حدود ۹۲۰۰ psig بوده است. از این رو چاه‌های تزریقی میدان جهت تزریق، باید بتوانند بر فشار زیاد مخزن فائق آیند. مطالعات اولیه نشان می‌دهد مکانیزم‌های اصلی تولید از این میدان انبساط سیال و آبدۀ فعال هستند. مطالعات صورت گرفته نشان می‌دهد وجود دی‌اکسید کربن با غلظت ۱۶۸scf/stb سبب کاهش فشار موینگی<sup>۳۱</sup> بین نفت و آب می‌شود. از سوی دیگر نفوذ دی‌اکسید کربن از آب کربناته به نفت سبب تورم نفت، تغییر ترشوندگی (آب‌دوست شدن) و در نهایت کاهش درصد اشباع



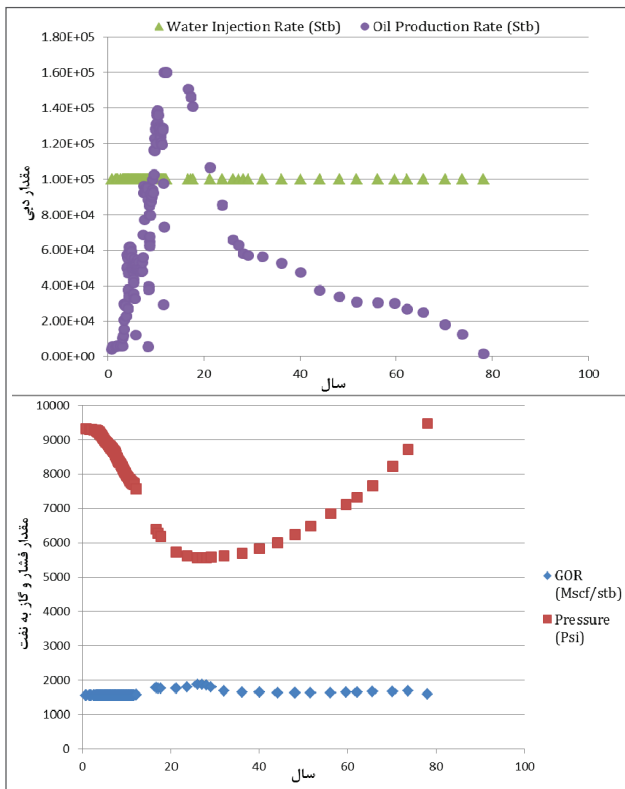
شکل ۲ | الف) درصد دی‌اکسید کربن موجود در مخزن (ب) نمودار سه‌فازی نفت-آب-گاز در اطراف چاه‌های تزریقی



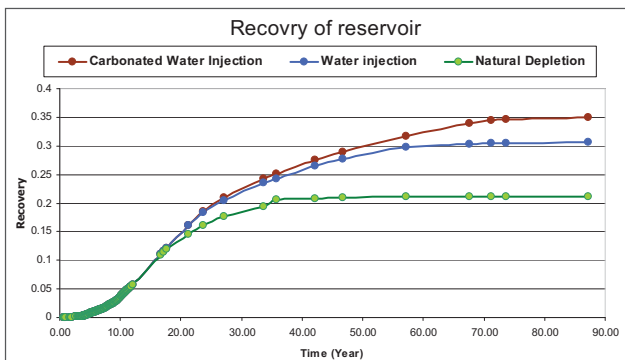
شکل ۳ | مقادیر تجمعی مولی دی‌اکسید کربن تزریقی و تولیدی



طی شبیه‌سازی عملیات تزریق آب کریناته به یکی از میادین جنوب کشور، درصد نهایی برداشت به ۳۶ رسید که این مقدار نسبت به گزینه‌های تولید طبیعی و تزریق آب، به ترتیب ۱۵ و ۵ درصد افزایش بازده نهایی را نشان می‌دهد. به موازات آن بیش از ۵۰۰۰۰ تن دی‌اکسید کربن در این مخزن نه‌چندان بزرگ ذخیره شد. انجام این عملیات علاوه بر صرفه اقتصادی و بهینه کردن فرآیند تولید، نقش قابل توجهی در کاهش آلودگی زیست‌محیطی ناشی از رهاسازی گاز گلخانه‌ای دی‌اکسید کربن خواهد داشت. ■



شکل ۴ | نرخ تولید نفت، آب تزریقی، فشار و نسبت گاز به نفت تولیدی طی عملیات تزریق آب کرینیک



شکل ۵ | ضریب برداشت نهایی مخزن در سه سناریوی مختلف تولیدی

تولید سیال‌های تولیدی و تزریقی و همچنین نسبت گاز به نفت تولیدی در بازه تولید طی عملیات تزریق آب کریناته نشان داده شده است. در شکل ۵- بازده نهایی نفت تولیدی از میدان نشان داده شده است. در این زمینه مقدار ضریب برداشت تزریق آب خالص، تزریق آب طبیعی و تزریق آب کریناته به ترتیب ۳۵، ۳۰ و ۲۱ درصد و نشان‌دهنده افزایش ارتقاء کارایی تزریق آب توسط دی‌اکسید کربن است. حجم نفت در جای این میدان بیش از ۵ میلیارد بشکه است که در اثر تزریق دی‌اکسید کربن محلول در آب، حدود ۲ میلیارد بشکه آن قابل برداشت خواهد بود.

### بحث و نتیجه‌گیری

با توجه به آزمایش‌ها و پروژه‌های میدانی تعریف شده در نقاط مختلف دنیا مانند دریای شمال در نروژ، ویرن<sup>۲۵</sup> در کانادا و سن جوئن<sup>۲۶</sup> در آمریکا می‌توان گفت گزینه تزریق به مخازن در حال تخلیه نفت و گاز از دیدگاه فنی-اقتصادی بهترین گزینه خواهد بود. مخازن استفاده شده نفت و گاز به دلایل مزایای زیر دارای وضعیت بهتری هستند:

- این مخازن طی دوره بهره‌برداری از دیدگاه زمین‌شناسی کاملاً شناخته شده‌اند.
- تأسیسات سطح‌الارضی و تحت‌الارضی آنها مانند لوله‌ها و چاه‌ها قابل استفاده و در دسترس است.
- تزریق دی‌اکسید کربن در آنها می‌تواند سبب ازدیاد برداشت و سودآوری اقتصادی شود.

در عملیات ازدیاد برداشت، هدف تولید درصد بیشتری از نفت در جای مخزن و ایجاد ارزش افزوده است؛ در حالی که در فرآیند ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن هدف اصلی افزایش میزان گاز ذخیره‌شده در مخزن است. از این دیدگاه به دلیل بازده حجمی کم روش تزریق مستقیم گاز و ذخیره‌سازی اندک دی‌اکسید کربن به دلیل نشت سریع آن، هیچ‌یک از دو هدف اصلی محقق نمی‌شود؛ دو اشکالی که در تزریق دی‌اکسید کربن به صورت محلول کاملاً برطرف شده است. مسئله دیگری که در تزریق مستقیم دی‌اکسید کربن مطرح می‌شود حجم بسیار زیاد مورد نیاز این گاز و منبع تأمین آنست که از لحاظ فنی این روش رازیر سؤال می‌برد [۲]. مقدار گاز مورد نیاز برای انجام عملیات تزریق دی‌اکسید کربن با میزان گاز خروجی از کارخانه‌ها و واحدهای صنعتی تولیدی هم‌خوانی داشته و برای تأمین آن می‌توان از این منابع استفاده کرد.

پانویس‌ها

- |                                     |                            |                                |                        |
|-------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|------------------------|
| 1. r.bebahani@yahoo.com             | 7. capillary number        | 14. Carbonated Water Injection | 21. capillary pressure |
| 2. s.shokrolahzadeh@ahwaz.put.ac.ir | 8. oAPI                    | 15. Carson Creek North         | 22. Schedule           |
| 3. Bradford                         | 9. Bati Raman              | 16. Pembina Cardium            | 23. Eclipse            |
| 4. mobility ratio                   | 10. spontaneous imbibition | 17. Redwater                   | 24. Gas Oil Ratio      |
| 5. vertical efficiency              | 11. oil swelling           | 18. gas breakthrough           | 25. Weyburn            |
| 6. viscosity                        | 12. pore volume            | 19. Elswick                    | 26. San Juan           |
|                                     | 13. Bartlesville           | 20. Aberfeldy                  |                        |

منابع

- [1] Burton, M., Bryant, S.L., "Eliminating buoyant migration of sequestered CO<sub>2</sub> through surface dissolution: implementation costs and technical challenges." SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2007: Anaheim, CA, USA.
- [2] Chequet, P., Broseta, D., "Capillary Alteration of Shaly Caprocks by Carbon Dioxide." SPE 94183, 2005.
- [3] Daoyong, Y., paitoon, T., Yongan, G., "Interfacial tensions of the crude oil+reservoir Brine+Co<sub>2</sub> systems at pressures under 31Mpa and temperatures of 27C and 58C." J. Chem. Eng, 2005: 50(4).
- [4] Garcia, J.E., "Density of Aqueous solution of CO<sub>2</sub>." LBNL-49023, 2001: <http://repositories.cdlib.org/lbnl/LBNL-49023>.
- [5] Holm, L.W. "CO<sub>2</sub> requirments in CO<sub>2</sub> Slug and CW Oil Recovery Process." Production Monthly, 1963.
- [6] Hickok, C. W., Christensen R. J. and Ramsay, H. J., 1960: "Progress Review of the K&S Carbonated Waterflood Project", Journal of Petroleum Technology, December 1960, 20-24, SPE 1474-G.
- [7] Johnson, W. E. "Lab Experiments with Carbonated Water and Liquid Carbon Dioxide as Oil Recovery Agents." Producer Monthly, November 1952: 15.
- [8] Khatib, A. K. and R. C. Earlougher. "CO<sub>2</sub> Injection as an Immiscible Application for Enhanced Recovery in Heavy Oil Reservoirs." SPE, 1981.
- [9] Kislyakov, Y. P., Kovalenko, K. I., Babalya, G. A., 1967: "Treatment of well-Bore Area of Injection Wells with Carbonated Water", Neft Khoz, Vol. 45, No. 4 P. 41-44.
- [10] Kraus, A. D., Mendoza, C. M. and Cortes, M. C., 1970: "Injection of Acidulated Water of Carbonated Water", ING Petrol, Vol. 10, No. 1, P. 17-21.
- [11] Lake, L. W., G. A. Pope, G. F. Carey, and K. Sepehnoori. "Isothermal, Multiphase, Multicomponent Fluid-Flow in Permeable Media." In Situ 8 (1984): 1-40.
- [12] Martin. J.W., "Additional Oil Production Through Flooding With Carbonated Water." Production Monthly., 1951.
- [13] Peres, J. M., S. W. Poston, and Q. J. Shariff. "Carbonated Water Imbibition Flooding: An Enhanced Oil Recovery Process for Fractured Reservoirs." 8th SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery. SPE/DOE, 1992.
- [14] Preston, C. et al. " IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> monitoring and storage project." Fuel Processing Technology 86 (2005): 1547-1568.
- [15] Riazi, M. "Oil recovery improvment using co<sub>2</sub>-Enriched Water Injection." EUROPEC/EAGA conference and Exhibition, 2009: Amesterdam, Netherland.
- [16] Rogner, H.-H., D. Zhou, R. Bradley. P. Crabbé, O. Edenhofer, B.Hare (Australia), L. Kuijpers, M. Yamaguchi,. Introduction. In Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III. Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change , Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 2007.
- [17] Todd M. R. and Grand G. W. "Enhanced Oil Recovery Using Carbon Dioxide", Energy Convers. Mgmt Vol. 34, No. 9-11, pp. 1157-1164, 1993
- [18] Sohrabi Mehran, Nor Idah Kechut, Masoud Riazi, Mahmoud Jamiolahmady, Shaun Ireland, Graeme Robertson, Chemical Engineering Research and Design, 2011: 1865-1872
- [19] Sohrabi, M. "CW injection for oil recovery and Co<sub>2</sub> Storage." Sustainable Energy UK Conference, 2008: oxford.
- [20] Sohrabi, M., M. Riazi, M. Jamiolahmady, S. Ireland, and C. Brown. "Mechanisms of Oil Recovery by Carbonated Water Injection." SCA Annual Meeting. 2009.
- [21] Srivastava RK, Huang SS, Dong M. Laboratory investigation of Weyburn CO<sub>2</sub> miscible flooding. J Can Pet Technol 2000;39(2): 41-51.
- [22] Tumasyan, A. B., Babalyan G. A., Panteleev, B. G., Khalimov, E. M., Murzagildina, I, Sh. and Ionov, V. I., 1973: "Results of Field Experiment on Pumping Carbonated Water in the Stratum", Neft Khoz, No 12, pp 31-35.
- [23] "Worldwide EOR Survey." Oil & Gas Journal 106, no. 15 (April 2008).
- [24] Vladimir Alvarado, and Eduardo Manrique: "Enhanced Oil Recovery: An Update Review" Energies 2010, 3, 1529-1575; doi:10.3390/en3091529
- [25] Willhite, G. Paul. "Water Flooding." Edited by Richardson. SPE Tetzbook Series (SPE) 3 (2004): 50-51.
- [26] Worldwide EOR Survey, 2008