

# شبیه سازی فرآیند تزریق پیوسته گاز دی اکسید کربن در مخزن آسماری با هدف ازدیاد برداشت نفت، دفع دی اکسید کربن و بررسی پارامترهای موثر عملیاتی: مطالعه موردی

ناصر حسنی، بهنام صدایی سولاً<sup>\*</sup>، فرهنگ جلالی<sup>۱</sup>، سیدامیر میرعظیمی<sup>۱</sup> و مهران کرمی<sup>۲</sup>

۱- انستیتو مهندسی نفت، دانشگاه تهران، ایران

۲- شرکت نفت و گاز اروندان، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۲/۱۰/۱۸ تاریخ پذیرش: ۹۳/۳/۱۷

## چکیده

تزریق دی اکسید کربن یکی از رایج ترین روش های ازدیاد برداشت نفت است. هدف این مقاله شبیه سازی فرآیند تزریق پیوسته گاز دی اکسید کربن در مقیاس میدانی به منظور محاسبه ضریب بازیافت این فرآیند و ظرفیت ذخیره پذیری دی اکسید کربن در یکی از میداين جنوب غربی ایران است. گاز دی اکسید کربن مورد نیاز از جریان گازهای خروجی نیروگاه برق رامین جدا خواهد شد. با استفاده از نرم افزار تجاری، شبیه سازی ترکیبی مدل مخزن واقعی انجام و تاثیر مهمترین پارامترهای عملیاتی نظیر حجم گاز تزریقی، نرخ تزریق گاز، تعداد و محل چاه های تزریقی، محل مشبک کاری چاه های تزریقی، نسبت گاز به نفت مجاز چاه های تولیدی و همچنین انحلال دی اکسید کربن در آبده بررسی شد. نتایج شبیه سازی نشان می دهد که افزایش حجم گاز تزریقی اگرچه ذخیره سازی دی اکسید کربن را افزایش می دهد، اما لزوماً ضریب بازیافت نفت را افزایش نخواهد داد. نرخ تزریق و کیفیت عملیات مشبک کاری لایه ها بیشترین تاثیر را در ضریب بازیافت نفت دارند. تزریق در لایه های تحتانی به طور همزمان ضریب بازیافت و ذخیره پذیری گاز را افزایش داده و افزایش فاصله چاه های تزریقی و تولیدی سبب افزایش ضریب بازیافت نفت می شود. افزایش نسبت گاز به نفت تولیدی مجاز، ذخیره پذیری گاز را کاهش و ضریب بازیافت نفت را افزایش می دهد. انحلال بخشی از گاز دی اکسید کربن تزریقی در آبده موجب کاهش ضریب بازیافت و افزایش ذخیره پذیری گاز دی اکسید کربن می شود. در بهترین سناریو، ضریب بازیافت فرآیند تزریق گاز ۷/۵٪ و ذخیره پذیری گاز دی اکسید کربن  $3 \text{ BSm}^3$ ، معادل ۶۰ میلیون تن گاز دی اکسید کربن است.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، جدایش و ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن، حداقل فشار امتزاجی، شبیه سازی ترکیبی، پارامترهای عملیاتی موثر

\*مسئول مکاتبات

sedaee@ut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

www.SID.ir

## مقدمه

به منظور تعیین زمان مناسب تزریق گاز دی‌اکسیدکربن، تولید روزانه، تجمعی و فشار مخزن به‌طور هم‌زمان بررسی شد. شکل ۱ نشان می‌دهد که از سال ۲۰۳۳ به بعد، تنها  $11 \text{ MMSm}^3$  تولید خواهد شد و تولید تجمعی افزایش چندانی نخواهد داشت و به صورت خطی تغییر می‌کند که نشان‌دهنده کاهش قدرت مخزن است.

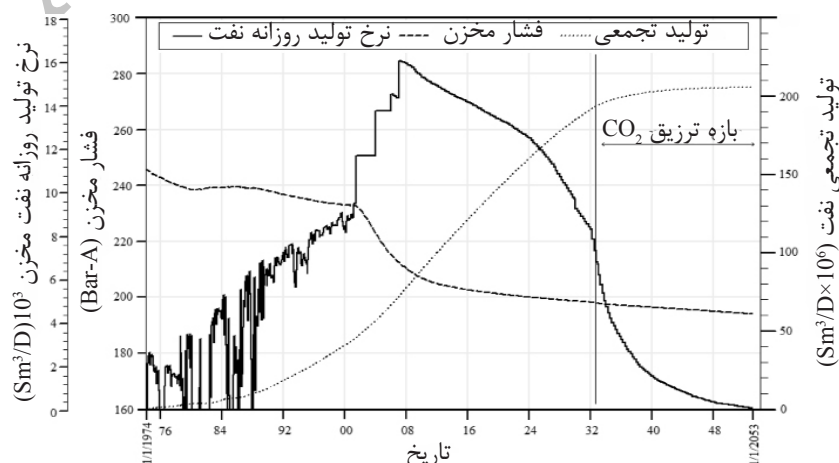
در این زمان فشار مخزن افت شدیدی داشته و نرخ تولید که در حدود  $6000 \text{ m}^3$  در روز است، به سرعت در حال کاهش است. برای تزریق گاز دی‌اکسیدکربن شرایط فشار مخزن در زمان تزریق از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. دستیابی به شرایط امتزاجی و یا نزدیک به آن در تعیین زمان تزریق گاز بسیار موثر است. با توجه به حداقل فشار امتزاجی محاسبه شده، محدوده  $186-217 \text{ Bar-A}$  به عنوان محدوده امتزاج‌پذیری طی تماس چندگانه در نظر گرفته شد. فشار مخزن در بازه سال‌های ۲۰۳۰ تا ۲۰۳۵ نزدیک به  $190-200 \text{ Bar-A}$  می‌باشد. بنابراین، سال ۲۰۳۳ برای شروع فرآیند تزریق دی‌اکسیدکربن در نظر گرفته شد.

مساحت این میدان در حدود  $200 \text{ km}^2$  می‌باشد. میزان نفت در جای اولیه مخزن نزدیک به  $11 \text{ MMSm}^3$   $525$  ارزیابی شده است. تولید از مخزن آسماری در سال ۱۹۷۴ میلادی شروع شده است و با حفاری ۱۷ حلقه چاه تولیدی تاکنون، نزدیک به  $11 \text{ MMSm}^3$  نفت سبک و شیرین از این مخزن در اثر تخلیه طبیعی تولید شده است. این مخزن همگن بوده، عمقی در حدود  $2200 \text{ m}$  دارد و به سه لایه مخزنی به شرح جدول ۱ تقسیم می‌شود.

در هنگام طراحی و اجرای فرآیند تزریق گاز دی‌اکسیدکربن در مقیاس میدانی، موارد زیادی است که باید به آنها توجه نمود از جمله ناخالصی‌های موجود در دی‌اکسیدکربن، رسوب مواد جامد در مخزن، تغییر ترشوندگی و انحلال سنگ مخزن، وجود آب-نمک، ناهمگنی مخزن و ناپایداری در اثر نیروهای ویسکوز و جدایش ثقلی [۱]، با این وجود تمرکز این مقاله بررسی امتزاج‌پذیری و تاثیر مهمترین پارامترهای عملیاتی است.

جدول ۱- خصوصیات ستون خالص مخزن

لایه	لیتولوژی	تخلخل (%)	اشباع آب اولیه (%)	NTG <sup>۱</sup> (%)
۱	دولومیت	۱۶	۳۴	۳۳
۲	ماسه سنگ	۲۸	۲۲	۸۲
۳	ماسه سنگ	۲۷	۳۰	۳۰



شکل ۱- نمودار نرخ تولید روزانه نفت، تولید تجمعی و فشار مخزن در حالت تخلیه طبیعی

۱- روابط تجربی، که با توجه به دما و خواص سیال مخزن انتخاب شده و دارای کمترین مقدار خطا می‌باشند،

۲- روش‌های تحلیلی، روابطی که بر اساس مفاهیم اساسی معادلات حالت و اندازه‌گیری طول خط تعادل ارائه شده‌اند و استفاده از نرم‌افزارهای تجاری شبیه‌سازی رفتار سیال،

۳- روش‌های عددی؛ نظیر شبیه‌سازی ترکیبی یک بعدی آزمایش لوله قلمی<sup>۴</sup>.

#### روابط تجربی

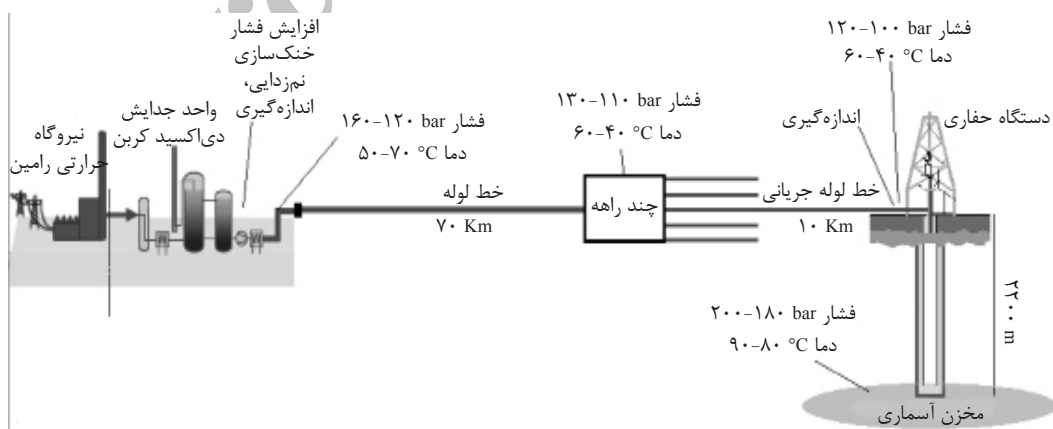
روابط تجربی عمدتاً بر اساس اطلاعات آزمایشگاهی و با توجه به محدودیت‌های موجود بسط داده شده‌اند. راجعاً و همکارانش تعداد بسیاری از روابط تجربی را با استفاده از ۱۸۶ سری داده آزمایشگاهی بررسی کرده و متوسط خطای مطلق<sup>۶</sup>، انحراف معیار<sup>۷</sup> و ضریب همبستگی<sup>۸</sup> را برای هر کدام از روابط محاسبه و ارائه نمودند [۷]. به منظور انتخاب روابط مناسب از نتایج آنها استفاده شده است. روابطی که به ترتیب دارای متوسط خطای مطلق و انحراف معیار کمتر از ۳۰ و ۲۰ بار و ضریب همبستگی بیش از ۰/۶ هستند انتخاب شده‌اند. حداقل فشارامتزاجی محاسبه شده به وسیله این روابط در جدول ۲ ارائه شده است.

از آنجاکه سهم تولید برق در انتشار گاز دی‌اکسیدکربن در دنیا در حدود ۲۹٪ است، جدایش این گاز از واحدهای تولید برق به عنوان بهترین گزینه مطرح می‌شود [۲]. گاز دی‌اکسیدکربن از جریان گازهای خروجی نیروگاه رامین جدا شده و به وسیله خط لوله‌ای به طول ۷۰ km جهت تزریق انتقال می‌یابد. نیروگاه حرارتی رامین از بزرگترین نیروگاه‌های حرارتی در ایران است. این نیروگاه در ۲۰ km جاده اهواز-مسجدسلیمان و در مجاورت رودخانه کارون و شهر ویس در شمال شرقی اهواز واقع شده است. در این نیروگاه از سوخت گاز طبیعی استفاده می‌شود و توان تولیدی آن ۱۸۵۰ MW برق می‌باشد [۳]. شکل ۲ نمای کلی این پروژه را نمایش می‌دهد. امتزاج گاز و نفت در موفقیت فرآیند تزریق گاز دی‌اکسیدکربن بسیار اهمیت دارد. معمولاً در طراحی این فرآیند، تزریق در فشارهای بیشتر از حداقل فشارامتزاجی و یا نزدیک به آن مدنظر قرار می‌گیرد [۴].

#### حداقل فشار امتزاجی<sup>۱</sup>

امتزاج‌پذیری در فرآیند تزریق گاز دی‌اکسیدکربن، معمولاً در برخورد اول<sup>۲</sup> رخ نمی‌دهد. به ویژه در مخازن واقعی که امتزاج‌پذیری طی تماس چندگانه<sup>۳</sup> و فرآیند رانش همزمان گاز مایع شونده/تبخیرکننده<sup>۴</sup> حاصل می‌شود [۵ و ۶].

حداقل فشارامتزاجی به سه روش محاسبه شده است؛



شکل ۲- شمای کلی پروژه جدایش گاز دی‌اکسیدکربن از نیروگاه رامین، انتقال و تزریق در مخزن آسماری

1. Minimum Miscibility Pressure (MMP)
2. First Contact Miscibility (FCM)
3. Multiple Contact Miscibility (MCM)
4. Slim Tube Test
5. Condensing/Vaporizing Gas Drive (C/V)
6. Average Absolute Deviation (AAD)
7. Standard Deviation (SD)
8. Correlation Coefficient (CC)

جدول ۲- حداقل فشار امتزاجی محاسبه شده به‌وسیله روابط تجربی

ردیف	نام رابطه	MMP (Bar-A)
۱	یلینگ و متکاف <sup>۱</sup> [۸]	۱۴۸
۲	انیک و همکاران <sup>۲</sup> [۹]	۱۶۵
۳	هولم و جوزندال <sup>۳</sup> [۱۰]	۲۱۷
۴	کرونکوئیست <sup>۴</sup> [۱۱]	۲۹۱
۵	امرا و شارما <sup>۵</sup> [۱۲]	۳۲۴

دادند که در آن وزن مولکولی جزء سنگین  $C_{7+}$ ، کسر مولی ترکیبات میانی ( $C_2-C_6$ ) و دمای مخزن به عنوان پارامتر موثر در نظر گرفته شده‌اند. با استفاده از رابطه یوان، مقدار حداقل فشار امتزاجی Bar-A ۲۱۴ محاسبه شده است. متوسط خطای مطلق این رابطه در حدود ۱۰٪ است که در محدوده خطای آزمایش لوله قلمی می‌باشد [۱۴].

روش دیگر استفاده از معادلات حالت است. به این منظور عمدتاً از نرم‌افزارهایی استفاده می‌شود که در آنها محاسبات مربوطه بر اساس یکی از معادلات حالت معتبر انجام می‌گردد. حداقل فشار امتزاجی طی تماس اولیه و چندگانه با استفاده از یکی از نرم‌افزارهای تجاری محاسبه شده است و نوع مکانیزم امتزاج نیز در نظر گرفته شده است. جدول ۳ مقادیر حداقل فشار امتزاجی را نشان می‌دهد. نتایج نشان می‌دهد که فرآیند تزریق گاز دی‌اکسید کربن در مخزن آسماری از نوع امتزاج تماس اولیه نیست و امتزاج‌پذیری طی مکانیزم رانش گاز مایع‌شونده حاصل می‌شود. ضعف این روش را می‌توان عدم امکان بررسی همزمان مکانیزم رانش گاز مایع‌شونده/ تبخیرکننده دانست.

باید توجه داشت که استفاده از روابط تجربی به عنوان تخمین اولیه در محاسبه حداقل فشار امتزاجی در نظر گرفته می‌شود. بهترین پارامترهای آماری مربوط به رابطه هولم و جوزندال است که حداقل فشار امتزاجی را با خطای Bar ۳۴ تخمین می‌زند.

#### روش‌های تحلیلی

روش‌های تحلیلی با استفاده از روش مشخصه‌ها و استفاده از نمودارهای چهارگانه<sup>۶</sup>، بررسی مسیر ترکیبات و همچنین مشخص نمودن خط تعادلی که فرآیند امتزاج‌پذیری را کنترل می‌کند، توالی مکانیزم‌های جابجایی را تعیین می‌کنند. در این روش برای یک سیستم  $n$  جزئی،  $n-2$  صفحه تعادل،  $n-3$  خطوط تعادل متقاطع<sup>۷</sup> به همراه دو خط تعادل نفت و گاز تزریقی وجود دارد. نوع مکانیزم امتزاج‌پذیری در بالادست و پایین‌دست خطوط تعیین می‌کند که توسعه امتزاج‌پذیری توسط کدام خط تعادل کنترل می‌شود [۱۳].

در چنین شرایطی و برای جریان بدون پراکنش عددی<sup>۸</sup>، امتزاج‌پذیری زمانی حاصل می‌شود که یکی از خطوط تعادل به شرایط خط تعادل بحرانی<sup>۹</sup> (با طول صفر) برسد. بنابراین هدف، افزایش فشار و محاسبه طول خطوط تعادل می‌باشد. فشاری که در آن طول یکی از خطوط تعادل به صفر می‌رسد را حداقل فشار امتزاجی می‌گویند [۱۴، ۱۵ و ۱۶].

بر همین اساس، یوان و همکارانش، رابطه‌ای ارائه

1. Yelling & Metcalfe

2. Enick et al

3. Holm & Josendal

4. Cronquist

5. Emera & Sharma

6. Quaternary Diagram

7. Crossover Tie Line

8. Numerical Dispersion

9. Critical Tie Line

با توجه به شکل ۳، مقدار حداقل فشار امتزاجی برابر ۱۸۶ Bar-A می‌باشد. در این روش حداقل فشار امتزاجی در فرآیند تماس چندگانه و در شرایط مخزن محاسبه می‌شود. بررسی حداقل فشار امتزاجی محاسبه شده به وسیله روش‌های مختلف نشان می‌دهد که فرآیند تزریق گاز دی‌اکسید کربن در مخزن آسماری نزدیک به شرایط امتزاجی<sup>۴</sup> است. آزمایشات و موارد تزریق در مقیاس میدانی نشان می‌دهند که رفتار و نتایج فرآیند امتزاجی و فرآیند نزدیک به شرایط امتزاجی قابل مقایسه بوده و به یکدیگر نزدیک می‌باشند. همچنین طراحی فرآیندهای کاملاً امتزاجی در شرایطی که سنگ آب-تر بوده و گلوگاه‌های کوچک‌تر، از آب پر شده‌اند، امکان‌پذیر نمی‌باشد. از سوی دیگر به جز در شرایطی که سنگ مخزن نفت-تر است و توزیع اندازه حفرات نشان می‌دهد که گلوگاه‌های حفرات بسیار کوچک هستند، رسیدن به شرایط کاملاً امتزاجی ضرورت ندارد [۲۲]. با توجه به خواص مخزن آسماری، توزیع حفرات یکنواخت بوده و با توجه به جدول ۱، تخلخل مخزن بسیار خوب است و در این شرایط رسیدن به شرایط امتزاجی کامل ضرورت ندارد.

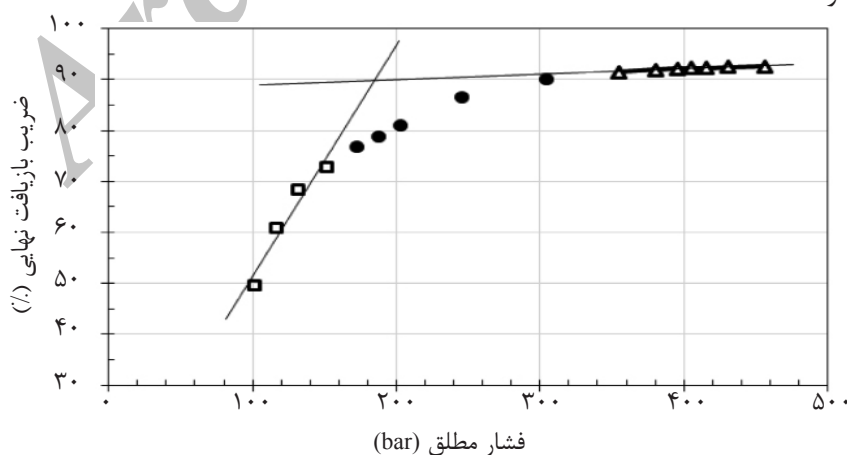
جدول ۳- حداقل فشار امتزاجی محاسبه شده به وسیله نرم‌افزار با استفاده از معادله حالت پنگ-رابینسون

ردیف	نوع فرآیند امتزاجی	MMP (Bar-A)
۱	امتزاج‌پذیری تماس اولیه	۵۴۷
۲	امتزاج‌پذیری رانش گاز مایع‌شونده	۲۰۴
۳	امتزاج‌پذیری رانش گاز تبخیرکننده	۲۹۳

### روش‌های عددی

از مهمترین این روش‌ها می‌توان به شبیه‌سازی ترکیبی و یک‌بعدی آزمایش لوله قلمی اشاره کرد، هرچند آزمایشات دیگری نظیر آزمایش حباب بالارونده<sup>۱</sup>، آزمایشات تماسی<sup>۲</sup> (همراه با اختلاط) و تعادل بخار-مایع<sup>۳</sup> نیز وجود دارند [۱۷ و ۱۸].

به‌طور کلی به منظور تعیین حداقل فشار امتزاجی، فرآیند تزریق در محدوده فشاری مشخص که معمولاً از روابط تجربی و یا معادلات حالت به‌دست آمده بررسی می‌شود. ضریب بازیافت بر حسب فشار فرآیند رسم و دو خط به داده‌های ابتدایی و انتهایی که به ترتیب معرف شرایط غیرامتزاجی و امتزاجی هستند مماس شده. فشار نقطه برخورد دو خط (شکل ۳)، نشان‌دهنده حداقل فشار امتزاجی است [۱۴، ۱۹، ۲۰ و ۲۱].



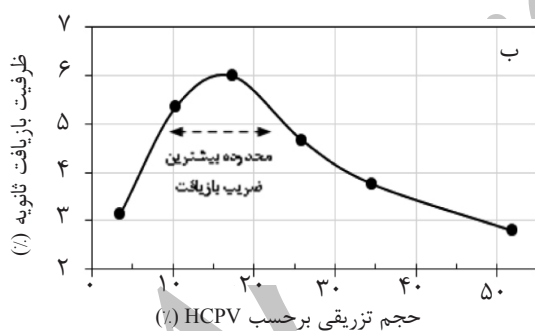
شکل ۳- تعیین حداقل فشار امتزاجی با استفاده از شبیه‌سازی ترکیبی آزمایش لوله قلمی

1. Rising Bubble Test
2. Contact Test (Mixing Test)
3. Vapor-Liquid Equilibrium (VLE)
4. Near Miscible

آنالیز حساسیت بر روی پارامترهای مختلف، مدل پایه<sup>۲</sup> در نظر گرفته شده است. سپس با تغییر پارامتر موردنظر در محدوده منطقی و امکان‌پذیر با توجه به شرایط مخزن، تاثیر آن پارامتر بررسی گردیده است. جدول ۴ مشخصه‌های مدل پایه را معرفی می‌کند.

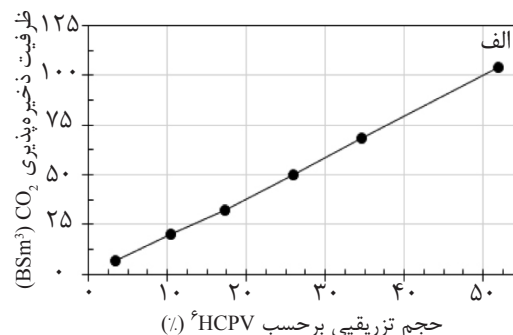
#### نرخ تزریق هر چاه

افزایش نرخ تزریق از یکسو سبب افزایش نیروهای ویسکوز شده و امکان غلبه بر نیروهای موئینه فراهم می‌شود و ضریب بازیافت افزایش می‌یابد، از سوی دیگر موجب تشدید پدیده انگشتی شدن<sup>۴</sup> می‌شود که در نتیجه اختلاف گرانی دی‌اکسیدکربن و نفت و نسبت تحرک نامطلوب<sup>۵</sup>، ایجاد و موجب کاهش راندمان ماکروسکوپیک نفت و در نتیجه کاهش ضریب بازیافت می‌شود. به منظور بررسی تاثیر نرخ تزریق گاز، نرخ تزریق هرچاه در گستره  $MSm^3/D$  ۳۰-۴۲۵ تغییر داده شد. شکل ۵ نتایج حاصل و تاثیر این پارامتر بر ضریب بازیافت و ظرفیت ذخیره‌پذیری دی‌اکسیدکربن را نشان می‌دهد.



#### شبیه‌سازی و بررسی پارامترهای عملیاتی

در مرحله اول باید حجم گاز تزریقی بهینه شود. این موضوع از این نظر مهم است که هزینه تامین گاز دی‌اکسیدکربن نزدیک به ۷۰٪ هزینه‌های پروژه را به خود اختصاص می‌دهد. از طرفی ضریب بازیافت نفت متاثر از این پارامتر خواهد بود. شکل ۴ ضریب بازیافت نفت و میزان ذخیره‌پذیری گاز دی‌اکسیدکربن را بر حسب حجم گاز تزریقی نشان می‌دهد. بر این اساس بیشترین ضریب بازیافت در محدوده ایست که حجم گاز تزریقی معادل ۲۰-۱۵٪ حجم هیدروکربن موجود در حفرات است. ظرفیت منبع تامین گاز دی‌اکسیدکربن نیز یکی دیگر از مهمترین مواردی است که در انتخاب حجم گاز تزریقی باید به آن توجه نمود. بررسی ظرفیت جدایش گاز دی‌اکسیدکربن از نیروگاه رامین و مقایسه آن با نیروگاه برق شهرک صنعتی رتردام (نیروگاه ماسلاکت<sup>۱</sup>-۳)، پروژه ROAD<sup>۲</sup>) [۲] نشان می‌دهد که در صورت استفاده از آمین مناسب، ظرفیت روزانه جدایش دی‌اکسیدکربن در حدود ۴-۵/۵ میلیون متر مکعب استاندارد می‌باشد. به منظور



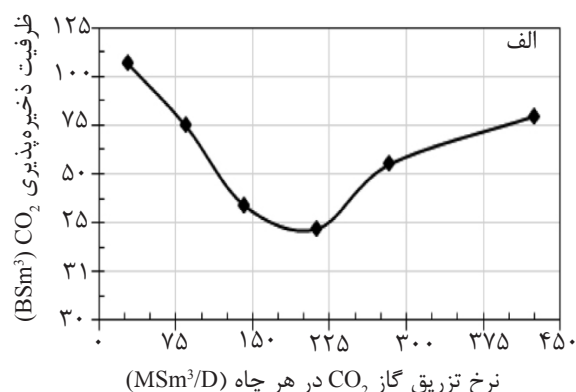
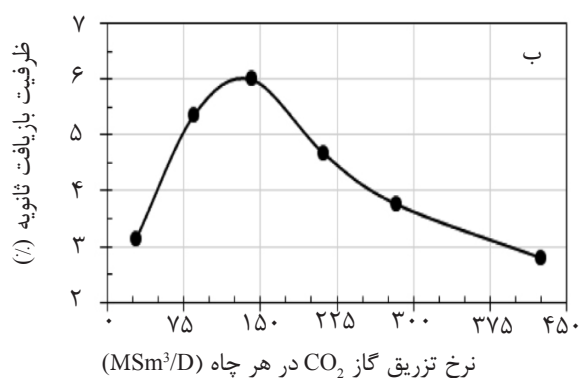
شکل ۴- الف- ذخیره‌پذیری گاز دی‌اکسیدکربن بر حسب حجم گاز دی‌اکسیدکربن تزریقی ب- ضریب بازیافت ثانویه نفت

#### جدول ۴- مشخصات مدل پایه

مقدار	پارامتر مورد مطالعه	ردیف
۱۴۰ $MSm^3/D$	نرخ تزریق هر چاه	۱
سه نقطه‌ای خطی	الگوی تزریق*	۲
۶۸۰ m	فاصله چاه‌های تزریقی و تولیدی	۳
متناظر با چاه تولیدی	محل مشبک‌کاری	۴
۴۷۵ $Sm^3/Sm^3$	محدودیت چاه تولیدی	۵

\* در این الگوی تزریق به ازای هرچاه تولیدی، دو چاه تزریقی وجود دارد

1. Maasvlakte Power Plant
2. Rotterdam Capture and Storage Demonstration Project (ROAD)
3. Base Case Model
4. Viscous Fingering
5. Unfavorable Mobility Ratio
6. Hydro Carbon Pore Volume



شکل ۵- تاثیر نرخ تزریق گاز دی اکسید کربن بر الف- ذخیره پذیری گاز دی اکسید کربن و ب- ضریب بازیافت ثانویه نفت

### محل مشبک کاری

جدایش ثقلی و پدیده زبانه‌ای شدن گاز در فرآیند تزریق گاز موجب کاهش میزان راندمان می‌شود. گاز به علت چگالی کمتر به سمت بالا حرکت می‌کند و تماس کمتری با نفت خواهد داشت. دی اکسید کربن از جمله گازهایی است که در فشار و دمای مخزن چگالی بسیار زیادی دارد و نزدیک به چگالی نفت مخزن می‌باشد، به شکلی که برای مخزن آسماری، این نسبت در حدود ۰.۸۵٪ است. با این وجود محل مشبک کاری در چاه‌های تزریقی می‌تواند تاثیرگذار باشد. جدول ۶ نتایج حاصل و تاثیر محل مشبک کاری را نشان می‌دهد.

### محدودیت نسبت گاز به نفت تولیدی

یکی از پارامترهای موثر در میزان بازیافت نفت و همچنین ذخیره پذیری گاز دی اکسید کربن، نسبت گاز به نفت تولیدی است. تاثیر این پارامتر در محدوده  $2375-475 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$  بررسی و نتایج در شکل ۷ نشان داده شده است.

### الگوی تزریق

به طور کلی الگوهای تزریق مشخصی وجود دارند. با توجه به ساختمان مخزن، اشباع آب در زمان تزریق و همچنین موقعیت چاه‌های تولیدی حفاری شده در میدان تنها سه الگوی رانش خطی مستقیم<sup>۱</sup>، سه نقطه‌ای خطی<sup>۲</sup> و پنج نقطه‌ای نرمال<sup>۳</sup> قابل بررسی می‌باشد. نتایج حاصل در جدول ۵ ارائه شده است.

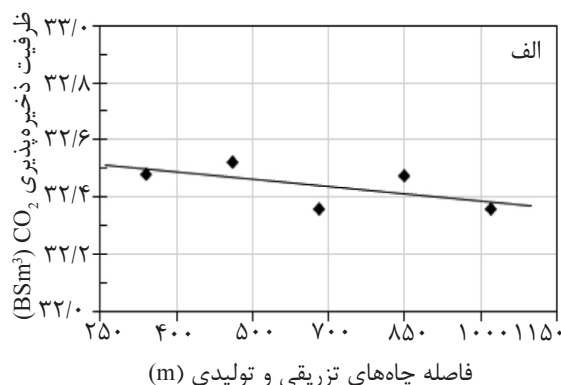
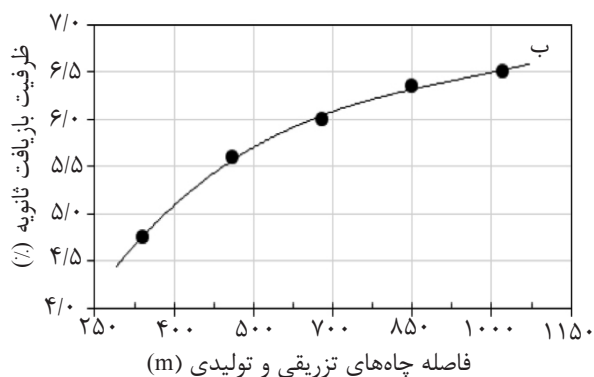
### فاصله چاه‌ها

افزایش فاصله به معنی افزایش سطح جاروب مخزن به وسیله گاز تزریقی است که سبب افزایش راندمان حجمی فرآیند می‌شود [۲۳]. در بررسی فاصله چاه‌ها، همانند الگوی تزریق، محدودیت‌های ساختمان مخزن وجود دارد. به منظور بررسی تاثیر این پارامتر با توجه به اندازه بلوک‌ها، فاصله ۳۰۰-۱۰۰۰ m در نظر گرفته شده است. شکل ۶ نتایج حاصل را نشان می‌دهد.

جدول ۵- تاثیر الگوی تزریق بر ضریب بازیافت ثانویه نفت و ذخیره پذیری گاز دی اکسید کربن

الگوی تزریق	نسبت چاه‌های تزریقی به تولیدی	ضریب بازیافت ثانویه (%)	ظرفیت ذخیره پذیری گاز دی اکسید کربن (BSm <sup>3</sup> )
خطی مستقیم	۱	۵/۹۸	۳۲/۹۰
سه نقطه‌ای خطی	۲	۵/۹۹	۳۲/۳۱
پنج نقطه‌ای نرمال	۲/۶	۵/۹۱	۳۳/۴۷

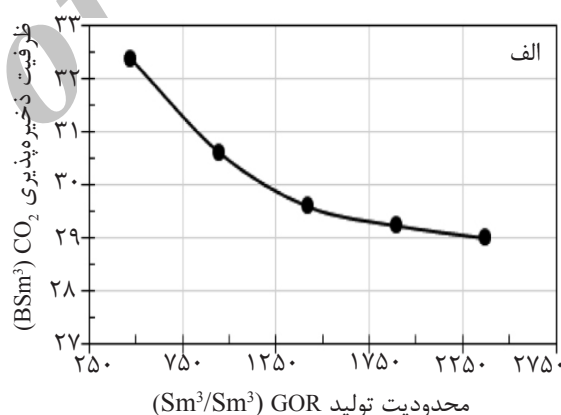
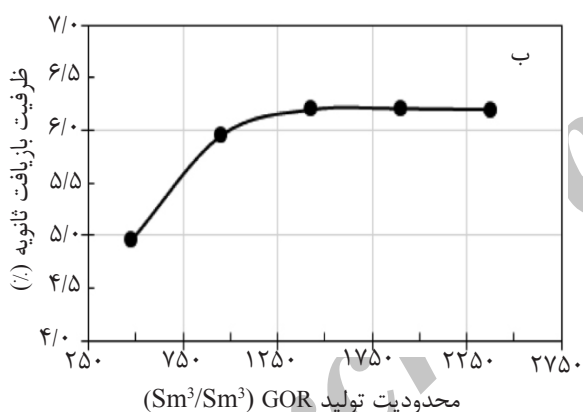
1. Direct Line Drive Pattern
2. Line 3-Spot Pattern
3. Normal 5-Spot Pattern



شکل ۶- تاثیر فاصله چاه‌ها بر الف- ذخیره‌پذیری گاز دی‌اکسید کربن و ب- ضریب بازیافت ثانویه نفت

جدول ۶- تاثیر محل مشبک کاری بر ضریب بازیافت ثانویه نفت و ذخیره‌پذیری گاز دی‌اکسید کربن

محل مشبک کاری	ضریب بازیافت (%)	ظرفیت ذخیره‌پذیری گاز دی‌اکسید کربن (BSm <sup>3</sup> )
لایه‌های فوقانی	۵/۹۱	۳۲/۵۳
لایه‌های متناظر با چاه تولیدی	۵/۹۹	۳۲/۳۶
لایه‌های تحتانی	۷/۴۰	۳۲/۹۳



شکل ۷- تاثیر محدودیت نسبت گاز به نفت چاه‌های تولیدی بر الف- ذخیره‌پذیری گاز دی‌اکسید کربن و ب- ضریب بازیافت ثانویه نفت

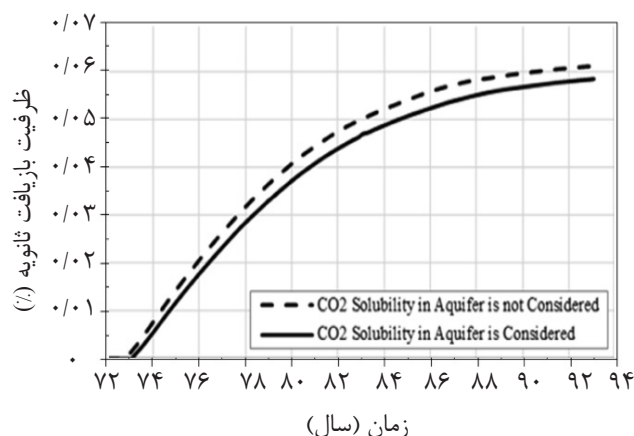
### نتایج و بحث

بهینه‌سازی نرخ تزریق به منظور غلبه بر نیروی موئینه و از سوی دیگر کاهش شدت پدیده انگشتی شدن در فرآیند تزریق گاز در مخزن آسماری که نیروهای ویسکوز غالب هستند ضروری است. افزایش نرخ تزریق بیش از مقدار بهینه، سبب تشدید پدیده انگشتی شدن، میان‌شکنی سریعتر سیال تزریقی و کاهش راندمان فرآیند می‌شود. با توجه به محدودیت‌های ساختمان مخزن آسماری و همچنین موقعیت چاه‌های تولیدی که از پیش حفاری شده‌اند، امکان بررسی تاثیر الگوهای متنوع در این مخزن وجود نداشته است.

### انحلال‌پذیری دی‌اکسید کربن در آبد

انحلال گاز دی‌اکسید کربن در آبد مخزن سبب می‌شود بخشی از گاز تزریقی که به نواحی آبد رسیده در آب حل شود. این موضوع از یکسو اثربخشی گاز دی‌اکسید کربن در فرآیند ازدیادبرداشت نفت را کاهش می‌دهد و از سوی دیگر ظرفیت ذخیره‌پذیری گاز تزریقی را افزایش می‌دهد. انحلال دی‌اکسید کربن تابعی از فشار و دمای مخزن، میزان شوری آب و همچنین ابعاد آبد می‌باشد [۲۴]. شکل ۸ اثر انحلال گاز تزریقی بر ضریب بازیافت فرآیند را نشان می‌دهد.





شکل ۸- تاثیر انحلال گاز دی اکسیدکربن تزریقی بر ضریب بازیافت فرآیند

امتزاج پذیری دی اکسیدکربن و نفت در برخوردهای پیاپی اتفاق می افتد، هر اندازه که دو فاز زمان بیشتری در مجاورت یکدیگر قرار گیرند، به شرایط امتزاجی نزدیک تر می شوند.

شبه سازی نشان می دهد محدودیت نسبت گاز به نفت تولیدی تا  $1425 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$  بر ضریب بازیافت موثر است. در حقیقت این مقدار می تواند به عنوان حد بالای طراحی تاسیسات سطح الارضی در نظر گرفته شود. این موضوع با توجه به نرخ تزریق گاز نشان می دهد جابجایی نفت به صورت نسبتا پایدار انجام می شود. افزایش این محدودیت سبب می شود گاز تزریقی بیشتری همراه با نفت تولید شود و در نتیجه ذخیره پذیری دی اکسیدکربن تا ۱۰٪ کاهش می یابد.

انحلال گاز دی اکسیدکربن در آبده بر ضریب بازیافت نفت و ظرفیت ذخیره پذیری تاثیرگذار بوده و در نتیجه بررسی آن از اهمیت خاصی برخوردار می باشد. این موضوع نشان می دهد برای رسیدن به ضریب بازیافت مورد نظر، حجم گاز دی اکسیدکربن بیشتری مورد نیاز می باشد.

#### نتیجه گیری

۱- مقایسه نتایج رابطه تجربی هولم و جوزندال، رابطه تحلیلی یوان و همکارانش، استفاده از معادله حالت پنگ-رابینسون در شرایط امتزاج تماس

نتایج نیز نشان می دهد که الگوی تزریق، تاثیر اندکی بر میزان ضریب بازیافت و ذخیره پذیری گاز دی اکسیدکربن خواهد داشت. هرچند به علت تغییر در تعداد چاه های تزریقی، خطوط لوله انتقال و کلیه تاسیسات سطح الارضی، این موضوع بر هزینه ها و متعاقبا اقتصاد طرح تاثیر گذار می باشد.

در مدلی که فاصله چاه ها ۱۰۰۰ متر می باشد، سطحی در حدود  $12 \text{ km}^2$  بیشتر از مدل پایه، معادل ۵۰٪ بیشتر از مساحت مخزن در معرض جاروب گاز دی اکسیدکربن قرار می گیرد. بررسی نسبت گاز به نفت تولیدی در چاه ها تولیدی، نشان می دهد افزایش فاصله چاه های تزریقی و تولیدی سبب تاخیر در میان شکنی گاز می شود. این موضوع سبب افزایش ضریب بازیافت نفت می شود به شکلی که ضریب بازیافت تا ۳۵٪ افزایش می یابد. با این وجود تغییر فاصله تاثیر اندکی در ذخیره پذیری گاز دی اکسیدکربن دارد.

تزریق در لایه های تحتانی، سبب افزایش سطح تماس گاز و نفت می شود به طوری که مکانیزم های موثر تولید در فرآیند تزریق گاز دی اکسیدکربن تقویت شده و جاروب حجمی، انحلال گاز دی اکسیدکربن در نفت و به دنبال آن تورم نفت و کاهش گرانیروی افزایش می یابد. افزایش تماس گاز و نفت بر امتزاج پذیری نیز تاثیر می گذارد. با توجه به اینکه

تزریقی و تولیدی تاثیر اندکی بر ذخیره‌پذیری گاز دی‌اکسیدکربن دارد. با این حال به شدت بر ضریب بازیافت موثر است و تا ۳۵٪ ضریب بازیافت را تغییر می‌دهد.

۶- انحلال بخشی از گاز دی‌اکسیدکربن تزریقی در آبده، ضریب بازیافت فرآیند را ۵٪ کاهش و از سوی دیگر ظرفیت ذخیره‌پذیری را ۱/۵٪ افزایش داده است.

۷- در طول ۲۰ سال تزریق گاز دی‌اکسیدکربن و با در نظر گرفتن عدم حفاری چاه‌های تولیدی جدید، در بهترین سناریو ضریب بازیافت نفت در اثر تزریق گاز دی‌اکسیدکربن نزدیک به ۷/۵٪ است که در این سناریو حجم دی‌اکسیدکربن ذخیره شده برابر  $33 \text{ BSm}^3$  می‌باشد که معادل ۹۳٪ کل حجم گاز تزریقی می‌باشد.

چندگانه و رانش گاز مایع‌شونده به همراه شبیه‌سازی ترکیبی آزمایش لوله‌قلمی نشان می‌دهد که حداقل فشارامتزاجی نفت مخزن آسماری و گاز دی‌اکسیدکربن، در محدوده Bar-A ۲۱۷-۱۸۶ می‌باشد.

۲- با توجه به حداقل فشارامتزاجی و فشار مخزن در زمان تزریق، Bar-A ۱۹۶، فرآیند تزریق گاز دی‌اکسیدکربن در مخزن آسماری نزدیک به شرایط امتزاجی است.

۳- نرخ و عمق تزریق گاز بیشترین تاثیر را بر روی ضریب بازیافت و ذخیره‌پذیری گاز دی‌اکسیدکربن دارد.

۴- الگوهای تزریق تاثیر نسبتاً کمی بر ضریب بازیافت و ذخیره‌پذیری گاز دی‌اکسیدکربن دارد.

۵- فاصله چاه‌های تزریقی و تولیدی، نرخ تزریق و الگوی تزریق باید به طور همزمان بررسی شوند. در غیر این صورت دستیابی به مقادیر مناسب امکان‌پذیر نمی‌باشد. فاصله چاه‌های

## مراجع

- [1]. Srivastava R. K.; Huang, S. S., and Dong M., "Laboratory investigation of WEYBURN CO<sub>2</sub> miscible flooding," Saskatchewan Research Council, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 39, No. 2, 2000.
- [2]. Huizeling E. and Weijde G. V. D., "Non-confidential feed study report, special report for the global carbon capture and storage institute," Revised Version, ROAD Project, MAASVLAKTE CCS Project C.V., Rotterdam, Netherlands, Nov. 2011.
- [3]. RAMIN Power Plant, Official Website, According to the Following Address: [www.Raminpower.Ir](http://www.Raminpower.Ir).
- [4]. Pasala S. M., "CO<sub>2</sub> displacement mechanisms: phase equilibrium effects and carbon dioxide," Ph.D. Thesis, The University of Utah, Utah, United States, Oct. 2010.
- [5]. Zick A. A., "A Combined condensing/vaporizing mechanism in the displacement of oil by enriched gases," SPE 15493, Oct. 1986.
- [6]. Stalkup F. I., "Displacement behavior of the condensing/vaporizing gas drive process", SPE 16715, Sep. 1987.
- [7]. Rocha P. S.; Alves D. R., and Costa M. N., "Pure and impure CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure: comparing sixteen correlation," 9<sup>th</sup> International Symposium on Super Critical Fluids, New Trends In Supercritical Fluids: Energy, Materials, Processing, Arcachon, France, May 18-20, 2009.
- [8]. Yelling W. F. and Metcalfe R. S., "Determination and prediction of CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressures," *Journal of Petroleum Technology (JPT)*, Vol. 32, No. 1, Paper No. 7477-PA, pp. 160-168, 1980.
- [9]. Enick R. M.; Holder G. D., and Morsi B. I., "A thermodynamic correlation for the minimum miscibility pressure in CO<sub>2</sub> flooding of petroleum reservoirs", *SPE Reservoir Engineering Journal*, Vol. 3, No. 1, pp. SPE No. 14518-PA, pp. 81-92, 1988.

- [10]. Holm L. W. and Josendal V. A., "Mechanisms of oil Displacement by carbon dioxide," *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 26, No. 12, SPE. No. 4736-PA, pp. 1427-1438, 1974.
- [11]. Cronquist C., "Carbon dioxide dynamic displacement with light reservoir oil," Paper Presented at the 1978, U.S. DOE Annual Symposium, Tulsa, Aug. 1978.
- [12]. Emera M. K. and Sarma H. K., "Genetic algorithm (GA) based correlations offer more reliable prediction of CO<sub>2</sub>-oil physical properties," Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, pp. 13-15 Jun., 2006.
- [13]. Johns R. T. and Orr F. M., "Miscible displacement of multi-component oils," *SPE Journal*, Paper No. 30798-PA, Vol. 1, No. 1, Mar. 1996.
- [14]. Yuan H., Johns R. T., Egwuenu A. M., and Dindoruk B., "Improved MMP correlation for CO<sub>2</sub> floods using analytical gas flooding theory," Paper SPE-89359 Presented at the SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, USA, pp. 1-16, April 2004.
- [15]. Egwuenu A. M., "Improved fluid characterization for miscible gas floods," M.Sc. Dissertation, The University of Texas at Austin, Dec. 2004.
- [16]. Jessen K., Michelsen M. L., and Stenby E. H., "Global approach for calculation of minimum miscibility pressure," *Elsevier; Fluid Phase Equilibria Journal*, Vol. 153, Issue 2, pp. 251-263, Dec. 1998.
- [17]. Danesh A., "PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids," *Development in Petroleum Science*, Vol. 47, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, Netherlands, 1998.
- [18]. Maklavani A. M., Vatani A., Moradi B., and Tangsirifard J., "New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections," *Paper Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, Vol. 4, No.1, pp. 11-18, 2010.
- [19]. Mathiassen O. M., "CO<sub>2</sub> as injection gas for enhanced oil recovery and estimation of the potential on the norwegian continental shelf," Ph.D. Thesis, NTNU, May 2003.
- [20]. Wijaya Z., "CO<sub>2</sub> injection in an oil reservoir with gas cap (compositional simulation case at HEIDRUN field Norway)," M.Sc. Dissertation, NTNU, June 2006.
- [21]. Ghomian Y., "Reservoir simulation studies for coupled CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced oil recovery", Ph.D. Thesis, The University of Texas at Austin, May 2008.
- [22]. Thomas F. B.; Holowach N., Zhou X. L., Bennion D. B., and Bennion D. W., "Miscible or near-miscible gas injection, which is better?," Paper SPE/DOE 27811, 9<sup>th</sup> Symposium on Improved Oil Recovery, Held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., April 17-20, 1994.
- [23]. Green D. W. and Willhite G. P., "Enhanced oil recovery," *Society of Petroleum Engineers, SPE Textbook Series Vol. 6*, Richardson, TX, USA, 2003.
- [24]. Matter J. M. and Takahashi T., "Experimental evaluation of In situ CO<sub>2</sub>-water-rock reactions during CO<sub>2</sub> injection in basaltic rocks: implications for geological CO<sub>2</sub> sequestration," *Geochemistry, Geophysics, Geo-Systems (G3) Journal*, Vol. 8, No. 2, 2007.