

## مطالعه آزمایشگاهی جهت ارزیابی بهبود بازیافت نفت توسط تزریق گاز در حالت‌های مختلف در فشار نزدیک به امتزاجی

محمد رضا برادی<sup>۱</sup> ایمان فرامرزی<sup>۲</sup> دانشگاه آزاد اسلامی علوم و تحقیقات تهران

محمد پدیدغ<sup>۳</sup> ریاض خراط<sup>۴</sup> مرکز تحقیقات دانشگاه صنعت نفت

چکیده

تزریق دی‌اکسید کربن معمولاً در فشاری بیشتر از حداقل فشار امتزاجی (MMP)<sup>۴</sup> انجام می‌شود. اما برخی مخازن دنیا به دلیل قرار گرفتن در عمق کم یا شرایط زمین‌شناسی موجود در فشارهای کمتر از حداقل فشار امتزاجی قرار دارند. هدف از این مطالعه آزمایشگاهی ارزیابی عملکرد تزریق دی‌اکسید کربن در حالت‌های مختلف به عنوان تابعی از امتزاج‌پذیری نفت-گاز و همچنین اثبات این حقیقت است که تزریق دی‌اکسید کربن در فشار نزدیک به امتزاجی می‌تواند تولید نفت را به طور قابل توجهی افزایش دهد. به همین منظور میزان بازیافت نفت حاصل از حالت‌های مختلف تزریق دی‌اکسید کربن شامل تزریق هم‌زمان آب و گاز<sup>۵</sup>، تزریق متناوب آب و گاز<sup>۶</sup> و تزریق پیوسته گاز<sup>۷</sup> در دو حالت غیرامتزاجی و نزدیک به امتزاجی با هم مقایسه می‌شوند. تزریق گاز نزدیک به امتزاجی در فشار ۳۴۰۰ psi و تزریق گاز غیرامتزاجی در فشار ۱۶۰۰ psi با استفاده از مغزه‌های ماسه‌سنگی و نفت خام با درجه سبکی<sup>۸</sup> ۲۰/۳۷ انجام شد. در حالت غیرامتزاجی بازیافت نفت برای تزریق متناوب آب و گاز ۵۴/۲ درصد، برای تزریق هم‌زمان آب و گاز ۶۰/۵ درصد و برای تزریق پیوسته گاز ۵۰/۵۱ درصد می‌باشد. در حالت نزدیک به امتزاجی بازیافت نفت برای تزریق متناوب آب و گاز ۸۸/۶ درصد، برای تزریق هم‌زمان آب و گاز ۷۹/۹ درصد و برای تزریق پیوسته گاز ۶۲/۷ درصد می‌باشد. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که تزریق گاز در شرایط نزدیک به امتزاجی بازده قابل قبولی دارد و همچنین در این شرایط تزریق متناوب و هم‌زمان آب و گاز نسبت به تزریق پیوسته گاز بازیافت بیشتری دارند.

واژگان کلیدی: نزدیک به امتزاجی، غیرامتزاجی، تزریق متناوب آب و گاز، تزریق هم‌زمان آب و گاز، تزریق پیوسته گاز، حداقل فشار امتزاجی

### مقدمه

نزدیک به امتزاجی می‌باشد. از دیدگاه عملیاتی و اقتصادی، تزریق گاز در شرایط نزدیک به امتزاجی می‌تواند بازده قابل قبولی داشته باشد [۴]. بررسی‌های آزمایشگاهی نشان داد که تزریق دی‌اکسید کربن نزدیک به امتزاجی نه تنها از نظر کنترل تحرک‌پذیری مزایای بیشتری دارد بلکه از نظر اقتصادی نیز پتانسیل مناسبی برای بازیافت نفت دارد [۵].

در فرآیند تزریق گاز، در ناحیه روبش شده توسط گاز، معمولاً اشباع نفت باقیمانده کم است اما به دلیل گرانشی کم، ناهمگونی مخزن، تحرک زیاد گاز و اختلاف چگالی بین گاز و نفت، همیشه بازده روبش حجمی در این فرآیند (که معمولاً کمتر از بازده فرآیند تزریق آب می‌باشد) یکی از مسائل چالش برانگیز بوده است [۶]. نخستین بار Dyes & Caudle در سال ۱۹۵۸ روشی پیشنهاد کردند که در آن به جای تزریق پیوسته گاز، از تزریق آب و گاز استفاده

تزریق گاز یکی از روش‌هایی است که در فرآیند ازدیاد برداشت نفت بیشترین کاربرد را دارد و اغلب به عنوان روش بازیافت ثانویه یا بهبود بازیافت نفت طبقه‌بندی می‌شود. امروزه در اغلب پروژه‌های تزریق گاز از دی‌اکسید کربن به عنوان گاز تزریقی استفاده می‌شود [۱]. تزریق امتزاجی دی‌اکسید کربن نیز نسبت به سایر روش‌های ازدیاد برداشت نفت کاربرد بیشتری دارد [۲]. معمولاً پروژه‌های تزریق گاز در فشارهایی بیشتر از حداقل فشار امتزاجی انجام می‌شود. اما در برخی از آنها، هرچند پروژه برای دست‌یابی به شرایط امتزاجی طراحی شده، اما در عمل جابجایی در شرایط مخزن نزدیک به امتزاجی می‌باشد [۳]. سیلاب‌زنی نزدیک به امتزاجی گاز به تزریق گازها بین فشارهای غیرامتزاجی و امتزاجی اشاره دارد که در آن امتزاج‌پذیری با نفت به طور کامل صورت نمی‌گیرد اما شرایط آن

\* نویسنده عهده‌دار مکاتبات (m.bidarigh@srbaitu.ac.ir)

شد که در اصل روشی برای بهبود روبش در تزریق گاز بود و از آب جهت کنترل تحرک پذیری و پایداری جبهه جابجایی استفاده شد. به دلیل اینکه جابجایی میکروسکوپیک نفت توسط گاز معمولاً بهتر از جابجایی میکروسکوپیک نفت توسط آب است، این روش ترکیبی از بهبود بازده جابجایی تزریق گاز به همراه بهبود روبش ماکروسکوپیک تزریق آب می باشد [7].

هدف اصلی از تزریق آب و دی اکسید کربن به صورت هم زمان یا در چرخه های متناوب، ایجاد مخلوط آب-دی اکسید کربن است که در پشت جبهه جابجایی (سرباره دی اکسید کربن) حرکت می کند.

این مخلوط منجر به بازیافت نفت کنار گذشت<sup>۹</sup> بعد از تزریق سرباره دی اکسید کربن می شود [8]. به دلیل اینکه حجم گاز مورد استفاده جهت تزریق در مخزن کاهش می یابد تزریق متناوب و هم زمان آب و گاز صرفه جویی اقتصادی نیز به دنبال دارد [9].

اغلب پروژهای ازدیاد برداشت به وسیله دی اکسید کربن، روی تزریق گاز در حالت فوق بحرانی<sup>۱۰</sup> متمرکز هستند زیرا در این شرایط امتزاج پذیری ایجاد شده بین دی اکسید کربن تزریقی و نفت مخزن بازیافت بالایی خواهد داشت [10]. دی اکسید کربن فوق بحرانی مزایایی از قبیل چگالی زیاد (نزدیک به چگالی مایع) و گرانیوی خیلی کم (مشابه گرانیوی گازها) در بر دارد.

اغلب پروژهای ازدیاد برداشت به وسیله دی اکسید کربن، روی تزریق گاز در حالت فوق بحرانی<sup>۱۰</sup> متمرکز هستند زیرا در این شرایط امتزاج پذیری ایجاد شده بین دی اکسید کربن تزریقی و نفت مخزن بازیافت بالایی خواهد داشت [10]. دی اکسید کربن فوق بحرانی مزایایی از قبیل چگالی زیاد (نزدیک به چگالی مایع) و گرانیوی خیلی کم (مشابه گرانیوی گازها) در بر دارد.

در فرآیندهای تزریق گاز، امتزاج پذیری بر بازده جابجایی میکروسکوپیک تأثیر گذار است. عدد موینگی که به صورت نسبت نیروهای گرانیو به موینه تعریف می شود متأثر از امتزاج پذیری است. جهت حصول امتزاج پذیری، باید کشش سطحی نزدیک به صفر باشد. مطالعات گذشته نشان داد که کشش سطحی متغیری است

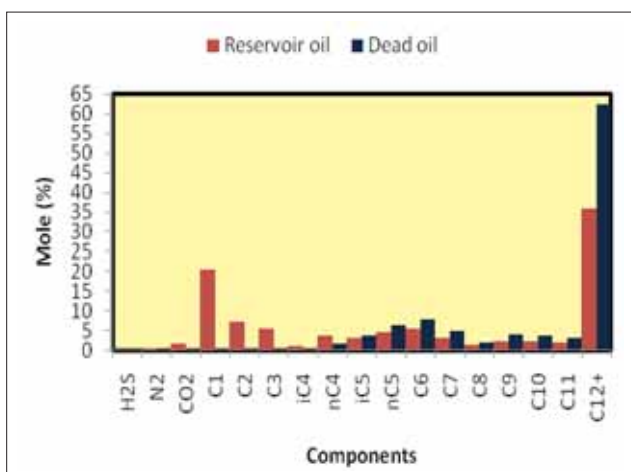
هدف اصلی از تزریق آب و دی اکسید کربن به صورت هم زمان یا در چرخه های متناوب، ایجاد مخلوط آب-دی اکسید کربن است که در پشت جبهه جابجایی (سرباره دی اکسید کربن) حرکت می کند. این مخلوط منجر به بازیافت نفت کنار گذشت<sup>۹</sup> بعد از تزریق سرباره دی اکسید کربن می شود [8]. به دلیل اینکه حجم گاز مورد استفاده جهت تزریق در مخزن کاهش می یابد تزریق متناوب و هم زمان آب و گاز صرفه جویی اقتصادی نیز به دنبال دارد [9].

اغلب پروژهای ازدیاد برداشت به وسیله دی اکسید کربن، روی تزریق گاز در حالت فوق بحرانی<sup>۱۰</sup> متمرکز هستند زیرا در این شرایط امتزاج پذیری ایجاد شده بین دی اکسید کربن تزریقی و نفت مخزن بازیافت بالایی خواهد داشت [10]. دی اکسید کربن فوق بحرانی مزایایی از قبیل چگالی زیاد (نزدیک به چگالی مایع) و گرانیوی خیلی کم (مشابه گرانیوی گازها) در بر دارد.

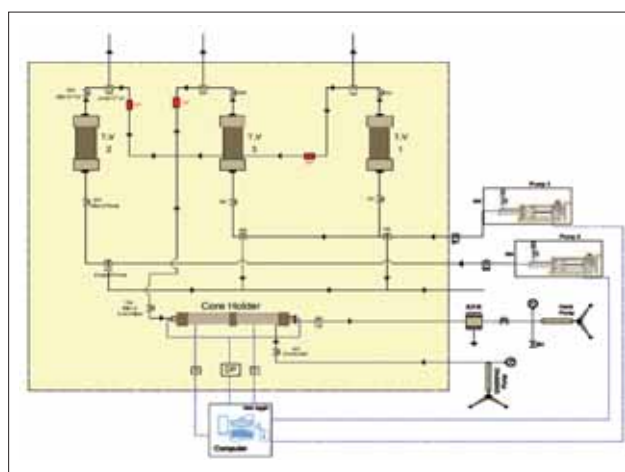
اغلب پروژهای ازدیاد برداشت به وسیله دی اکسید کربن، روی تزریق گاز در حالت فوق بحرانی<sup>۱۰</sup> متمرکز هستند زیرا در این شرایط امتزاج پذیری ایجاد شده بین دی اکسید کربن تزریقی و نفت مخزن بازیافت بالایی خواهد داشت [10]. دی اکسید کربن فوق بحرانی مزایایی از قبیل چگالی زیاد (نزدیک به چگالی مایع) و گرانیوی خیلی کم (مشابه گرانیوی گازها) در بر دارد.

### ۱- مکانیزم های جابجایی امتزاجی و غیرامتزاجی

اغلب فرآیندهای تزریق گاز را می توان به دو دسته کلی تزریق امتزاجی و غیرامتزاجی تقسیم کرد. فرآیندهای تزریق گاز هنگامی تأثیر بیشتری دارد که گاز تزریق شده در شرایط مخزن امتزاج پذیری



شکل ۲ | آنالیز ترکیبی نفت خام



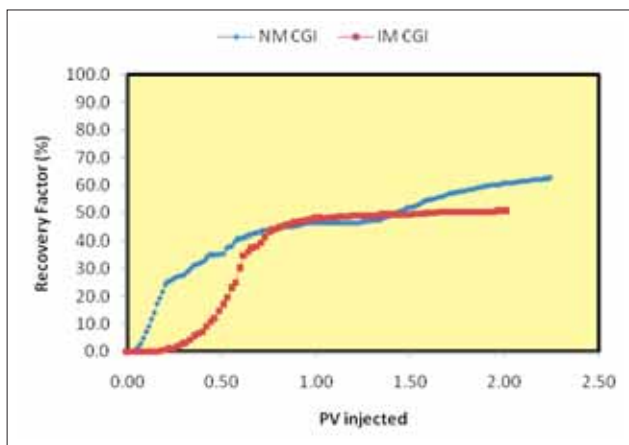
شکل ۱ | شماتیک دستگاه سیلاب زنی مغزه

سیستم به کمک رگلاتور فشار نهایی<sup>۱۳</sup> که در خروجی مغزه قرار دارد تنظیم می‌شود.

نفت مورد استفاده در این مطالعه نفت مرده<sup>۱۴</sup> با درجه سبکی ۲۰/۳۷ است. آنالیز ترکیبی از نفت مخزن انجام و در شکل ۲- نشان داده شده است. میزان کل آسفالتین موجود در نفت که توسط آزمایش IP143 به دست آمده معادل ۱۲/۸ درصد وزنی می‌باشد. آب نمک مورد استفاده هم برای تزریق و هم برای به اشباع رساندن مغزه محتوی ۲۴ درصد وزنی کلرید سدیم با شوری ۲۴۰۰۰ ppm است. دی اکسید کربن با درجه خلوص ۹۹ درصد که در فشار ۹۰۰ psi متراکم شده به عنوان گاز تزریقی استفاده شده است. مغزه‌های مورد استفاده از جنس ماسه سنگ و با میانگین تخلخل ۱۷ درصد و میانگین تراوایی ۲۵md هستند.

## ۲-۲- تعیین حداقل فشار امتزاجی

یکی از متغیرهای مهم در پروژه‌های تزریق گاز تعیین حداقل فشار امتزاجی است. به طور معمول حداقل فشار امتزاجی از سه روش آزمایش لوله قلمی<sup>۱۵</sup>، شبیه‌سازی ترکیبی و روابط تجربی به دست می‌آید. در این مطالعه آزمایشگاهی برای تعیین حداقل فشار امتزاجی نفت و دی اکسید کربن از روابط تجربی و آزمایش لوله قلمی استفاده شده است. روابط تجربی معمولاً برای محاسبات مقدماتی استفاده می‌شوند زیرا نتایج حاصل از این روش برای انجام مطالعات آزمایشگاهی قابل اعتماد نیستند. از این روش برای تعیین محدوده فشار در آزمایش لوله قلمی استفاده می‌شود. روابط تجربی استفاده شده در Alston et al. [۱۷] و Lee، Glaso، Yellig and Metcalfe حاصل در جدول ۱- ارائه شده‌اند.



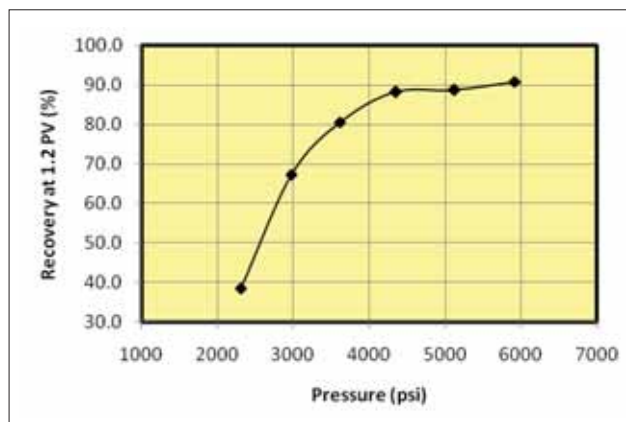
۵ | درصد بازیافت نفت در فشارهای ۱۶۰۰ psi و ۳۴۰۰ psi در فرآیند CGI شکل

که در هر عدد موینگی به سادگی قابل تغییر و بسیار حساس بوده و کاهش قابل توجه کشش سطحی منجر به افزایش عدد موینگی می‌شود. بنابراین با در نظر گرفتن موارد ذکر شده جابجایی امتزاجی صرفه جویی اقتصادی بیشتری به دنبال خواهد داشت [۱۵ و ۱۶].

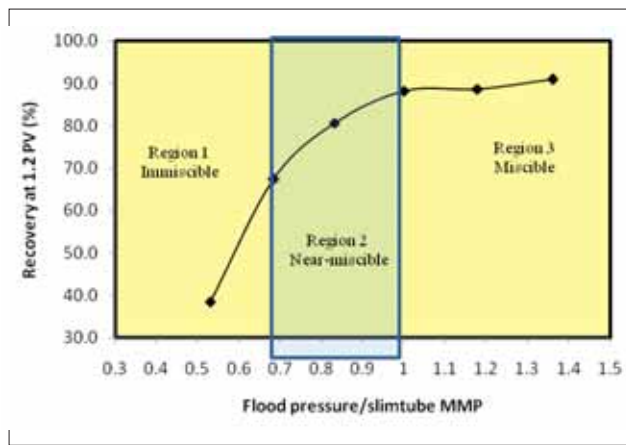
## ۲- مطالعه آزمایشگاهی

### ۱-۲- دستگاه و مواد اولیه

در شکل ۱- شماتیکی ساده از دستگاه سیلاب زنی مغزه ارائه شده است. سیستم تزریق شامل دو پمپ جابجایی مثبت می‌باشد. این پمپ‌ها که حجم مورد نیازی از سیالات شامل آب نمک، دی اکسید کربن و نفت را از محفظه‌های انتقال سیال به مغزه تزریق می‌کنند به گونه‌ای طراحی شده‌اند که امکان جریان پیوسته، هم‌زمان و متناوب سیالات فراهم می‌شود. جهت شبیه‌سازی شرایط مخزن، محفظه نگهدارنده مغزه درون حمام دما<sup>۱۲</sup> قرار می‌گیرد. فشار آزمایش‌ها و فشار کل



۳ | نتایج آزمایش لوله قلمی شکل



۴ | تعیین محدوده فشار نزدیک به امتزاجی شکل

است. نقطه‌ای از نمودار که در آن شیب خط تغییر کرده و نمودار شکسته می‌شود را به عنوان حداقل فشار امتزاجی در نظر می‌گیرند که در فشارهای بیشتر از آن نفت اندکی بازیافت می‌شود. بنابراین با توجه به داده‌ها، حداقل فشار امتزاجی حدود  $4300 \text{ psi}$  تخمین زده می‌شود. آنالیز ترکیبی نفت مخزن نشان داد که اجزای تشکیل دهنده نفت بیشتر در محدوده C5 تا C30 می‌باشد. در این حالت امتزاج‌پذیری بین دی‌اکسید کربن و نفت به صورت چندتماسی<sup>۱۸</sup> است [۱۹ و ۲۰].

### ۳-۲- تعیین فشار نزدیک به امتزاجی

حداقل فشار امتزاجی تحت شرایط مخزن فشار زیادی است و در بیشتر موارد در کاربردهای میدانی در این شرایط امکان جابجایی امتزاجی وجود ندارد. هر چند در فشارهای کمتر از حداقل فشار امتزاجی به دلیل اینکه امتزاج‌پذیری کامل انجام نمی‌شود بازده جابجایی کاهش می‌یابد اما یافتن محدوده فشاری مناسب کمک می‌کند تا در فشارهای کمتر نیز تزریق گاز بازیافت قابل قبولی داشته باشد. با توجه به نتایج حاصل از آزمایش لوله‌قلمی سه محدوده فشاری در نظر می‌گیریم که در شکل ۴- نشان داده شده‌اند و به شرح زیرند: الف) ناحیه غیرامتزاجی که زیر  $0.7 \text{ MMP}$  است.

ب) ناحیه نزدیک به امتزاجی که بین  $0.7 \text{ MMP}$  تا  $0.8 \text{ MMP}$  است. ج) ناحیه امتزاجی که بالاتر از  $0.8 \text{ MMP}$  است. در این مطالعه  $0.8 \text{ MMP}$  به عنوان فشار نزدیک به امتزاجی در نظر گرفته شده است.

### ۴-۲- آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه<sup>۱۹</sup>

آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه در دو فشار انجام شد. در هر فشار در هر سه حالت تزریق متغیرهای معینی شامل تزریق پیوسته گاز (CGI)، تزریق متناوب آب و گاز (WAG) و تزریق همزمان آب و گاز (SWAG) بررسی شد. مراحل اصلی آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه به شرح زیر است:

- تمامی آزمایش‌ها جهت شبیه‌سازی شرایط مخزن در دمای  $20.5$  درجه فارنهایت انجام می‌شود.
- درون مغزه توسط پمپ به طور کامل خلاء می‌شود. سپس مغزه اشباع شده جهت محاسبه تخلخل وزن می‌شود.
- جهت محاسبه تراوایی مطلق مغزه، آب نمک به طور پیوسته به مغزه تزریق می‌شود تا افت فشار در نرخ تزریق مشخص ثابت شود. این فرآیند در سه نرخ مختلف انجام می‌شود.

آزمایش لوله‌قلمی برخلاف روابط تجربی نتایج قابل قبولی به دنبال دارد زیرا در این روش از سیال مخزن استفاده شده که در آن می‌توان برهم کنش‌های پیچیده بین جریان سیال و رفتار فازی را در محیط متخلخل در نظر گرفت. برای محاسبه حداقل فشار امتزاجی از آزمایش لوله‌قلمی دو روش مورد استفاده قرار می‌گیرد. در روش نخست نمودار نفت بازیافت شده بعد از تزریق  $1/2$  از حجم فضای خالی (PV)<sup>۱۶</sup> دی‌اکسید کربن در مقابل فشار رسم می‌شود اما در روش دوم نمودار نفت بازیافت شده تا زمان گسست<sup>۱۷</sup> دی‌اکسید کربن در مقابل فشار رسم می‌شود [۱۸]. در این مطالعه از روش نخست استفاده شده است. در مجموع برای تخمین حداقل فشار امتزاجی شش آزمایش در فشارهای مختلف انجام شده است. در شکل ۳- نتایج حاصل در دمای  $20.5$  درجه فارنهایت ارائه شده

۱ | نتایج حاصل از روابط تجربی

روابط تجربی	حداقل فشار امتزاجی (psi)	
	روش	
	Glaso's(1985)	۳۶۸۰
	Lee 1979	۳۷۹۳
Yellig and Metcalfe	۳۵۸۰	
Alston	۳۸۷۰	

۲ | مرحله اشباع با نفت

شماره آزمایش	نوع آزمایش	فشار (psi)	تراوایی مطلق (md)	$S_{oc}$	$S_{oi}$	طول مغزه
۱	Immiscible Continuous $\text{CO}_2$	۱۶۰۰	۲۵/۸۲	۰/۱۲	۰/۸۳	۱۵/۵
۲	Near-miscible Continuous $\text{CO}_2$	۳۴۰۰	۳۰/۲۱	۰/۱۹	۰/۸۱	۱۹/۵
۳	Immiscible $\text{CO}_2$ WAG(1:1)	۱۶۰۰	۲۸/۳۴	۰/۱۹	۰/۸۱	۱۷/۳
۴	Near-miscible $\text{CO}_2$ WAG(1:1)	۳۴۰۰	۲۸/۶۳	۰/۲	۰/۸	۱۶/۶
۵	Immiscible $\text{CO}_2$ SWAG (1:1)	۱۶۰۰	۳۳/۴	۰/۲۲	۰/۷۳	۱۵/۸
۶	Near-miscible $\text{CO}_2$ SWAG (1:1)	۳۴۰۰	۴۰/۲۵	۰/۲	۰/۸	۱۶/۴

۳ | مرحله سیلاب‌زنی ثانویه

شماره آزمایش	نوع آزمایش	فشار (psi)	$S_{or}$	درصد بازیافت نفت	کل تولید شده (cc)
۱	Immiscible Continuous $\text{CO}_2$	۱۶۰۰	۰/۴۱	۵۰/۵۱	۰
۲	Near-miscible Continuous $\text{CO}_2$	۳۴۰۰	۰/۳	۶۲/۷	۰
۳	Immiscible $\text{CO}_2$ WAG(1:1)	۱۶۰۰	۰/۳۷	۵۴/۲	۲۵/۷
۴	Near-miscible $\text{CO}_2$ WAG(1:1)	۳۴۰۰	۰/۰۹	۸۸/۶	۱۸/۶
۵	Immiscible $\text{CO}_2$ SWAG (1:1)	۱۶۰۰	۰/۲۹	۶۰/۵	۱۲/۲۵
۶	Near-miscible $\text{CO}_2$ SWAG (1:1)	۳۴۰۰	۰/۱۶	۷۹/۷	۹/۹

مشاهده شد. این نتایج نشان می‌دهد که مشخصه مغزه‌های ماسه‌سنگی تر شوندگی آب‌دوست<sup>۲۱</sup> ضعیف است.

### ۳-۲- سیلاب‌زنی ثانویه

میزان بازیافت نفت، اشباع نفت باقیمانده و کل آب تولیدی برای کل آزمایش‌های انجام شده به‌طور خلاصه در جدول ۳-ارائه شده است. به منظور تعیین استراتژی بهینه تزریق حالت‌های مختلف تزریق گاز در شرایط نزدیک به امتزاجی و غیرامتزاجی با یکدیگر مقایسه می‌شوند.

### ۳-۲-۱- مقایسه تزریق پیوسته گاز در شرایط غیرامتزاجی و نزدیک به امتزاجی

این آزمایش‌ها شامل تزریق گاز به درون مغزه اشباع شده از نفت تا زمان رسیدن به بازیافت نهایی است. میزان بازیافت نفت و افت فشار مغزه در هر دو فشار ۱۶۰۰ psi و ۳۴۰۰ psi به ترتیب در شکل‌های ۵- و ۶ نشان داده شده‌اند.

در نمودار شکل ۵- میزان بازیافت نفت در تزریق پیوسته گاز در شرایط نزدیک به امتزاجی با شرایط غیرامتزاجی مقایسه شده است. به‌وضوح مشخص است که جابجایی نفت در شرایط نزدیک به امتزاجی نسبت به جابجایی غیرامتزاجی (بازیافت) با کشش سطحی بیشتر، بازده بیشتری دارد (۶۳ درصد در مقابل ۵۳ درصد). هم‌چنین مشاهده می‌شود که برخلاف شرایط غیرامتزاجی، در شرایط نزدیک به امتزاجی تولید نفت در زمان‌های اولیه شروع آزمایش بسیار زیاد بوده و سرعت بازیافت نیز بیشتر است. تولید نفت زیاد و درصد بازیافت بیشتر نشان می‌دهد که تزریق گاز در این شرایط بازده بالایی

- جهت رسیدن به اشباع آب اولیه ( $S_{wi}$ )، به درون مغزه که کاملاً از آب نمک اشباع شده، نفت تزریق شده و حجم آب خارج شده محاسبه می‌گردد.
- جهت تعیین اشباع نفت باقیمانده، سیلاب‌زنی ثانویه<sup>۲۲</sup> در حالت‌های مختلف انجام می‌شود.
- مراحل بالا در فشارهای مختلف (۱۶۰۰ psi تا ۳۴۰۰ psi) جهت مقایسه نتایج با یکدیگر انجام می‌شود.

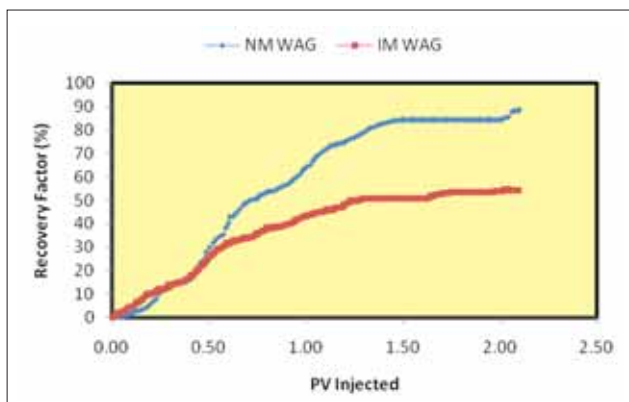
### ۳- بحث

هدف از انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه در وهله نخست بررسی امکان کاربرد دی‌اکسیدکربن در فشار نزدیک به امتزاجی و تعیین تأثیر حالت‌های مختلف تزریق و کشش سطحی بر میزان بازیافت نفت است. هر شش آزمایش انجام شده شامل دو مرحله اشباع با نفت (تزریق نفت به مغزه جهت رسیدن به  $S_{oi}$ ) و سیلاب‌زنی ثانویه می‌باشد.

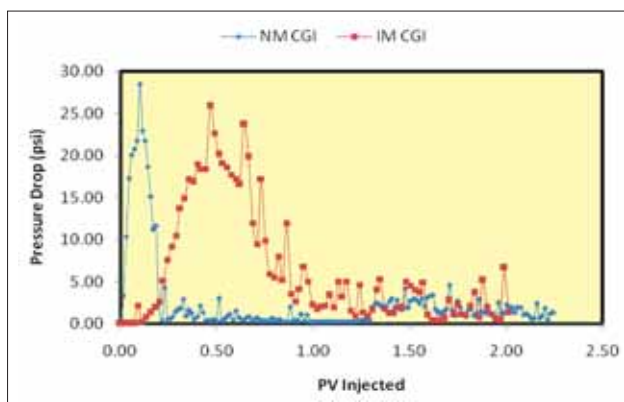
### ۳-۱- اشباع با نفت

این مرحله شامل تزریق نفت در نرخ کم (۰/۲ cc/min) به مغزه اشباع شده از آب نمک جهت رسیدن به اشباع آب اولیه می‌باشد. نفت با حرکت پذیری کمتر در مقایسه با آب، باعث جابجایی آب از حفرات می‌شود و افت فشار مغزه تا زمان گسست نفت به‌صورت پیوسته افزایش می‌یابد. بعد از گسست نفت افت فشار کاهش یافته و تقریباً ثابت می‌شود. خلاصه نتایج حاصل برای کل آزمایش‌ها در جدول ۲-ارائه شده است.

در این مرحله اشباع نفت زیاد و به‌دنبال آن اشباع آب اولیه کم



۷ | میزان بازیافت نفت در فشارهای ۱۶۰۰ psi و ۳۴۰۰ psi در فرآیند WAG



۶ | افت فشار ایجاد شده در مغزه در فشارهای ۱۶۰۰ psi و ۳۴۰۰ psi در فرآیند CGI



دارد.

ارائه شده‌اند.

در نمودار شکل ۷- میزان بازیافت نفت در تزریق WAG در شرایط نزدیک به امتزاجی با شرایط غیرامتزاجی مقایسه شده است. همان گونه که مشاهده می‌شود تولید نفت در زمان‌های اولیه مقدار قابل قبولی و البته کمتر از CGI است. اما بر خلاف فرآیند CGI در فرآیند WAG بعد از گسست گاز، کاهش نفت تولیدی کمتر است. گسست گاز در تزریق نزدیک به امتزاجی و غیرامتزاجی به ترتیب بعد از تزریق ۰/۳۱ PV و ۰/۳۷ PV مشاهده شد. بعد از گسست گاز، میزان نفت بازیافت شده برای تزریق نزدیک به امتزاجی و غیرامتزاجی به ترتیب برابر ۷۴ و ۳۹ درصد است که نسبت به تزریق پیوسته گاز بیشتر بوده است. هم‌چنین گسست آب به ترتیب برای تزریق غیرامتزاجی و نزدیک به امتزاجی بعد از تزریق حدود ۰/۵۶ PV و ۰/۷۱ PV آب مشاهده شد که میزان بازیافت نفت بعد از گسست آب نیز به ترتیب ۲۵ و ۳۹ درصد از نفت در جای اولیه برای این دو فرآیند است.

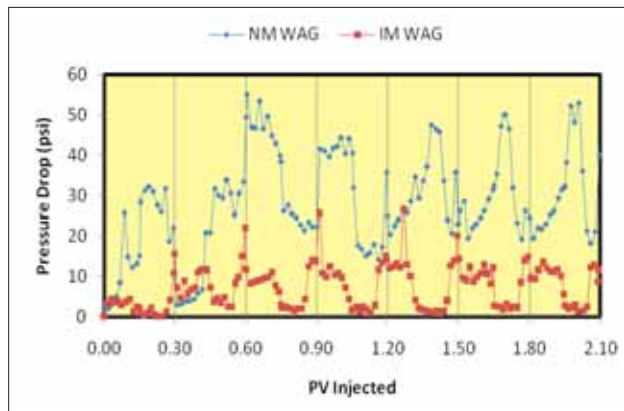
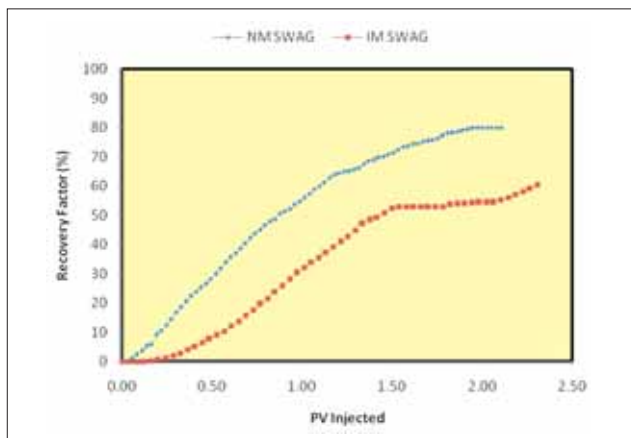
در نمودار شکل ۸- افت فشار ایجاد شده در مغزه در طول فرآیند WAG برای دو فشار تزریق با هم مقایسه شده‌اند. همان‌طور که مشاهده می‌شود با تغییر چرخه سیالات از گاز به آب و بالعکس افت فشار نیز تغییر می‌کند که دلیل آن تغییر تراوایی نسبی در مغزه است. به دلیل کم‌بودن گرانیوی گاز نسبت به نفت و آب، هنگام تزریق گاز (چرخه گاز)، افت فشار ایجاد شده کاهش می‌یابد. بنابراین نفت در محیط متخلخل<sup>۳۳</sup> به راحتی جابجا می‌شود. از سوی دیگر در زمان‌های اولیه (برای چرخه‌های اول و دوم)، افت فشارها به صورت تدریجی افزایش می‌یابد که این امر نشان دهنده غلبه جریان دوفازی است. تغییر چرخه‌های آب با گاز، منجر به ایجاد جریان سه‌فازی شده

این نتایج ناشی از کم‌بودن کشش سطحی گاز-نفت و هم‌چنین کم‌بودن گرانیوی نفت در تزریق گاز در شرایط نزدیک به امتزاجی است. گسست گاز در تزریق نزدیک به امتزاجی و غیرامتزاجی به ترتیب بعد از تزریق ۰/۲۱ PV و ۰/۶۴ PV مشاهده شد. بعد از گسست گاز میزان نفت بازیافت شده برای تزریق نزدیک به امتزاجی ۳۷ درصد است که در مقایسه با تزریق غیرامتزاجی (۱۴ درصد) مقدار قابل توجهی است.

در نمودار شکل ۶- افت فشار ایجاد شده در مغزه در طول فرآیند CGI برای دو فشار تزریق با هم مقایسه شده‌اند. در هر دو فشار، افت فشار ایجاد شده تا گسست گاز به صورت پیوسته افزایش پیدا می‌کند که این امر ناشی از جریان تک‌فاز نفت در مغزه می‌باشد. اما پس از آن به دلیل کم‌بودن قابل توجه گرانیوی گاز در مقایسه با نفت، افت فشار مغزه به شدت کاهش پیدا می‌کند. همان‌گونه که مشاهده می‌شود بعد از گسست گاز در شرایط نزدیک به امتزاجی، افت فشار ایجاد شده در مغزه نسبت به شرایط غیرامتزاجی کمتر است که این امر بیانگر حرکت یکنواخت تر سیالات در مغزه است.

### ۲-۲-۳- مقایسه تزریق متناوب آب و گاز در شرایط غیرامتزاجی و نزدیک به امتزاجی

فرآیند WAG شامل تزریق گاز با آب در چرخه‌های متناوب با نسبت آب به گاز تزریقی<sup>۳۲</sup> برابر ۱:۱ به درون مغزه اشباع شده از نفت تا زمان رسیدن به بازیافت نهایی است. مدت زمان هر چرخه تزریقی حدود ۵۲ دقیقه یا ۰/۳ PV است. در شکل‌های ۷- و ۸ به ترتیب میزان بازیافت نفت و افت فشار مغزه در هر دو فشار (۱۶۰۰ psi و ۳۴۰۰ psi)



شکل ۹ | میزان بازیافت نفت در فشارهای ۱۶۰۰ psi و ۳۴۰۰ psi در فرآیند SWAG

شکل ۸ | افت فشار ایجاد شده در مغزه در فشارهای ۱۶۰۰ psi و ۳۴۰۰ psi در فرآیند WAG

در نمودار شکل-۹ میزان بازیافت نفت در تزریق SWAG در شرایط نزدیک به امتزاجی با شرایط غیرامتزاجی مقایسه شده است. در فرآیند SWAG تولید نفت نسبت به دو فرآیند قبلی (WAG و CGI) یکنواخت تر می‌باشد.

گسست گاز در PV ۰/۲۵ و PV ۰/۳۲ مشاهده شد و میزان بازیافت نفت بعد از گسست گاز برای تزریق نزدیک به امتزاجی و غیرامتزاجی به ترتیب ۶۷ و ۵۸ درصد است. گسست آب نیز در PV ۱/۱۵ و PV ۱/۳۸ مشاهده شد و میزان بازیافت نفت بعد از گسست برای تزریق نزدیک به امتزاجی و غیرامتزاجی به ترتیب ۴۵ و ۴۱ درصد می‌باشد. در نمودار شکل-۱۰ افت فشار ایجاد شده در مغزه در طول فرآیند سیلاب‌زنی برای دو فشار تزریق با هم مقایسه شده‌اند. در شرایط غیرامتزاجی تا زمان گسست آب، افت فشار به صورت تدریجی افزایش یافته و پس از آن نوسانات کمی مشاهده می‌شود. این در حالی است که برای شرایط نزدیک به امتزاجی، تا زمان رسیدن به گسست آب، نوسانات افت فشار کم بوده و پس از آن شدت می‌یابد. حلالیت دی‌اکسید کربن در آب، با افزایش دما کاهش می‌یابد اما با افزایش فشار نسبت مستقیم داشته و افزایش می‌یابد. هم‌چنین با افزایش شوری آب نیز حلالیت دی‌اکسید کربن در آب کاهش می‌یابد.

### ۳-۳- ارزیابی فرآیندهای مختلف تزریق

مقایسه فرآیندهای مختلف تزریق دی‌اکسید کربن در شرایط غیرامتزاجی و نزدیک به امتزاجی نشان داد که همه فرآیندهای مختلف تزریق دی‌اکسید کربن در شرایط نزدیک به امتزاجی بازده قابل‌قبولی دارند.

و همان‌طور که مشخص است در زمان‌های انتهایی آزمایش، افت فشار افزایش می‌یابد که این امر نشان‌دهنده جریان سه‌فازی (آب، نفت و گاز) است.

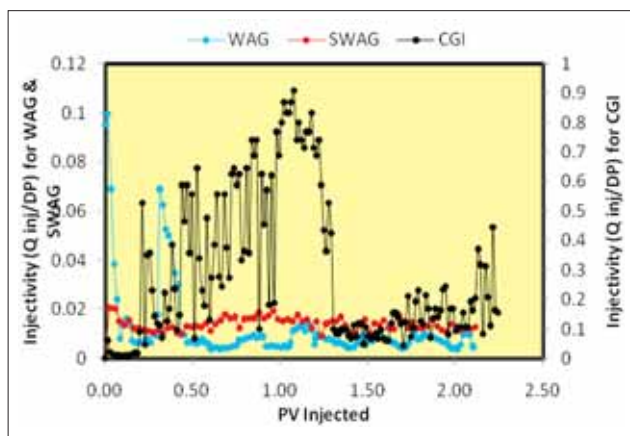
در تزریق‌پذیری در شرایط نزدیک به امتزاجی افت فشار بیشتر از شرایط غیرامتزاجی است که دلیل آن جذب دی‌اکسید کربن در آب است. بنابراین در شرایط مشابه دما و میزان شوری، با افزایش فشار، انحلال دی‌اکسید کربن در آب بیشتر می‌شود.

در شرایط غیرامتزاجی انحلال کمتر گاز منجر به ایجاد جریانی سه‌فازی در مغزه شده و گاز به علت تحرک‌پذیری بیشتر، با سرعت بالاتری حرکت کرده فضاهای خالی را اشغال می‌کند و سبب کاهش تراکم‌پذیری نسبی آب و در نتیجه افزایش افت فشار می‌شود. در فشار بالاتر دی‌اکسید کربن بیشتری در آب حل شده و آب و گاز به صورت فاز یکنواخت‌تری در مغزه حرکت می‌کنند که سبب افت فشار کمتر با نوسانات تقریباً ثابتی خواهد بود.

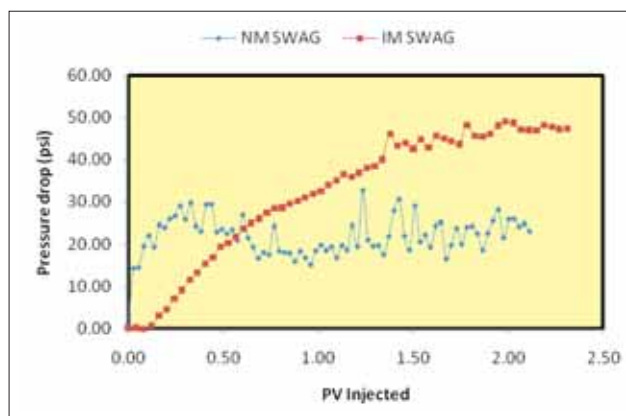
### ۳-۲-۳- مقایسه تزریق هم‌زمان آب و گاز در شرایط غیرامتزاجی و نزدیک به امتزاجی

فرآیند SWAG شامل تزریق هم‌زمان آب و دی‌اکسید کربن به درون مغزه اشباع شده از نفت تا زمان رسیدن به بازیافت نهایی است. نرخ تزریق کل سیالات تزریقی ۰/۳ cc/min است.

نرخ کل بین دو سیال تزریقی آب و دی‌اکسید کربن تقسیم می‌شود. هر سیال جهت رسیدن به نسبت آب به گاز تزریقی ۱:۱ با نرخ ۰/۱۵ cc/min تزریق می‌شوند. میزان بازیافت نفت و افت فشار مغزه در هر دو فشار ۱۶۰ psi و ۳۴۰ psi به ترتیب در شکل‌های ۹- و ۱۰- نشان داده شده‌اند.



شکل ۱۱ | مقایسه تزریق‌پذیری سه فرآیند WAG و CGI و SWAG در فشار ۳۴۰ psi



شکل ۱۰ | افت فشار ایجاد شده در مغزه در فشارهای ۱۶۰ psi و ۳۴۰ psi در فرآیند SWAG

در این قسمت فرآیندهای مختلف تزریق دی‌اکسید کربن که شامل تزریق پیوسته و تزریق هم‌زمان و متناوب آب و دی‌اکسید کربن است را در شرایط نزدیک به امتزاجی از نظر میزان بازیافت نفت، تزریق پذیری و میزان دی‌اکسید کربن مصرفی بررسی خواهیم کرد. فرآیند CGI، در مقایسه با فرآیندهای WAG و SWAG بازده بازیافت کمی (۶۳ درصد) دارد این دو فرآیند از بازده بازیافت قابل قبولی (بیش از ۷۵ درصد) برخوردارند و این در حالی است که فرآیندهای WAG و SWAG در مقایسه با فرآیند CGI، نیازمند دی‌اکسید کربن بسیار کمتری هستند. کاهش مقدار دی‌اکسید کربن تزریقی برای این دو فرآیند به ترتیب معادل ۶۰ و ۶۴ درصد می‌باشد. ترکیبی از مکانیزم‌های زیر منجر به بازیافت زیاد نفت در فرآیندهای WAG و SWAG خواهد شد:

الف) جریان متقاطع<sup>۲۴</sup> بین نفت کنار گذشت و گاز (فرآیند کنار گذشت منجر به توسعه امتزاج ناپذیری شده و اشباع نفت باقیمانده را افزایش می‌دهد)

ب) بهبود بازده روبش حجمی به دلیل تزریق آب به همراه گاز که تحرک پذیری زیاد دی‌اکسید کربن را به مقدار قابل توجهی کاهش می‌دهد.

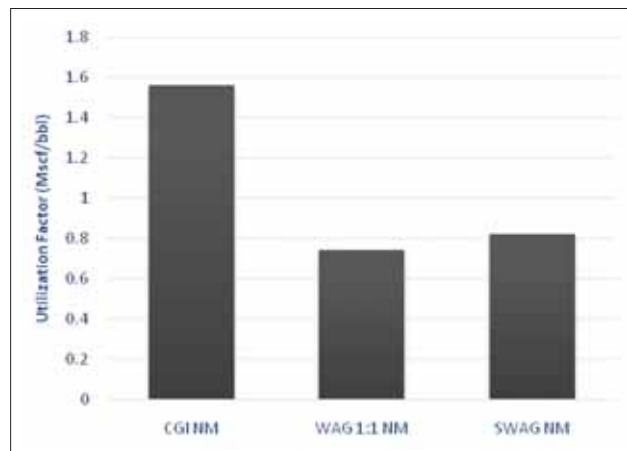
ج) کاهش گرانیروی نفت

د) متورم شدن نفت

ه) کاهش کشش سطحی

و) کاهش اشباع نفت باقیمانده به دلیل جریان سه فازی

همه این مکانیزم‌ها منجر به افزایش بازده روش ماکروسکوپی و بهبود پروفایل سیلاب‌زنی در فرآیندهای WAG و SWAG نسبت به



شکل ۱۲ | ضریب مصرف دی‌اکسید کربن در فشار ۳۴۰۰ psi برای سه فرآیند WAG، CGI و SWAG

فرآیند CGI خواهند شد.

در نمودار شکل-۱۱ تزریق پذیری در فرآیندهای CGI، WAG و SWAG با هم مقایسه شده‌اند. در فرآیند CGI جریان سه‌فازی (آب، گاز و نفت) در محیط متخلخل وجود ندارد و کشش سطحی بین فاز گاز و نفت نیز کمتر است و به همین دلیل در مقایسه با دو فرآیند دیگر، افت فشار کمتری مشاهده می‌شود. این مطالعه نشان داد که تزریق آب می‌تواند سبب افزایش قابل توجه افت فشار شود. نتایج نشان می‌دهد که در فرآیندهای WAG و SWAG به دلیل تأثیر تراوایی نسبی سه فازی، تزریق پذیری کاهش می‌یابد و در فرآیند SWAG دی‌اکسید کربن و آب به صورت یکنواخت‌تری در محیط متخلخل حرکت می‌کنند.

متغیر دیگری که برای این سه فرآیند بررسی شده ضریب مصرف دی‌اکسید کربن ( $UF_{CO_2}$ )<sup>۲۵</sup> است که کاربرد آن بیشتر در ارزیابی پروژه‌های میدانی می‌باشد و به صورت حجم دی‌اکسید کربن تزریق شده در شرایط استاندارد تقسیم بر حجم نفت تولید شده در واحد بشکه تعریف می‌شود.

$$UF_{CO_2} = \frac{V_{CO_2} \text{ (MSCF)}}{Q_{CO_2} \text{ (bbL)}} \quad (1)$$

### نتیجه‌گیری

■ نتایج نشان داد که فرآیندهای تزریق دی‌اکسید کربن در حالت‌های مختلف در شرایط نزدیک به امتزاجی (۰/۸ MMP) بازیافت نفت قابل توجهی دارد. دلیل این امر نیز آنست که در شرایط نزدیک به امتزاجی، کشش سطحی بین گاز و نفت نسبت به شرایط غیرامتزاجی بسیار کمتر و عدد موینگی بیشتر بوده و در نتیجه بازده میکروسکوپی نیز افزایش می‌یابد که این شرایط نشان‌دهنده توسعه امتزاج‌پذیری است.

■ با توجه به میزان بازیافت و نفت تولید شده در شرایط نزدیک به امتزاجی، بازده فرآیندهای WAG و SWAG نسبت به فرآیند CGI بیشتر خواهد بود.

■ تزریق آب به همراه دی‌اکسید کربن چه به صورت هم‌زمان (SWAG) و چه در چرخه‌های متناوب با آب (WAG) سبب افزایش بازیافت نفت و کاهش قابل توجه دی‌اکسید کربن مورد نیاز خواهد شد.

■ آب تحرک‌پذیری زیاد دی‌اکسید کربن را کاهش داده و مخلوط آب و دی‌اکسید کربن در پشت جبهه جابجایی، نفت‌های کنار گذشت را بازیافت می‌کنند. ■



پانویس‌ها

- |   |                             |  |
|---|-----------------------------|--|
| 1. kharrat@put.ac.ir                    | 8. ° API                    | 17. breakthrough                       |
| 2. mohammadreza_moradi@hotmail.com      | 9. bypassed oil             | 18. multi contact miscibility          |
| 3. i.faramarzi@srbiau.ac.ir             | 10. supercritical           | 19. core flood                         |
| 4. Minimum Miscibility Pressure         | 11. capillary number        | 20. secondary flood                    |
| 5. Simultaneous Water and Gas injection | 12. oven                    | 21. water-wet                          |
| 6. Water Alternating Gas injection      | 13. back pressure regulator | 22. WAG ratio                          |
| 7. Continuous Gas Injection             | 14. dead oil                | 23. porous media                       |
|   | 15. slim tube               | 24. cross flow                         |
|   | 16. pore volume             | 25. CO <sub>2</sub> utilization factor |

منابع

- [1] E. Manrique, V. E. Muci, M. E. Gurfinkel, "EOR field experience in carbonate reservoirs in the United States" SPE No. 100063, 2007.
- [2] S. Ghedan, "Global laboratory experience of CO<sub>2</sub>-EOR flooding" SPE No. 125581, 2009.
- [3] A. R. Awan, R. Teigland, J. Kleppe, "A survey of North Sea enhanced-oil-recovery project initiated during the years 1975 to 2005" SPE No. 99546, 2008.
- [4] M. Sohrabi, A. Danesh, D. H. Tehrani, M. Jamiolahmady, "Microscopic mechanisms of oil recovery by near-miscible gas injection" Transport in Porous Media, 2008, 351-367.
- [5] J. J. Shyeh-Yung, "Mechanisms of miscible oil recovery: effects of pressure on miscible and near-miscible displacement of oil by carbon dioxide" SPE No. 22651, 1991.
- [6] L. Hinderaker, R. H. Utseth, M. Dalland, B. A. Kavanvik, T. Austad, J. A. Paulsen, "RUTH-A comprehensive Norwegian R & D program on IOR" SPE No. 36844, 1996.
- [7] B. H. Caudle, A. B. Dyes, "Improving miscible displacement by gas-water injection" SPE No. 911-G, 1958.
- [8] J. L. Shelton, L. Yarborough, "Multiple phase behavior in porous media during CO<sub>2</sub> or rich-gas flooding" Journal of Petroleum Technology, 1977, 1171-1178.
- [9] G. J. Pariani, K. A. McColloch, S. L. Warden, D. R. Edens, "An approach to optimize economics in a West Texas CO<sub>2</sub> flood" Journal of Petroleum Technology, 1992, 984-988
- [10] M. M. Kulkarni, N. R. Dandina, "Experimental investigation of miscible and immiscible water-alternating-gas (WAG) process performance" Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005, 1-20.
- [11] M. A. Klins, S. M. FarouqAli, "Oil production in shallow reservoirs by carbon dioxide injection" SPE No. 10374, 1981.
- [12] L. W. Holm, V. A. Josendal, "Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide" Journal of Petroleum Technology, 1974, 1427-1438.
- [13] R. E. Hadlow, "Update of industry experience with CO<sub>2</sub> injection" SPE No. 24328, 1992.
- [14] R. Simon, A. Rosman, E. Zana" Phase behavior properties of CO<sub>2</sub> reservoir oil systems" SPE No. 6387, 1978.
- [15] G. D. Rogers, R. B. Grigg, "literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO<sub>2</sub> process" SPE No. 59329, 2000.
- [16] F. B. Thomas, N. Holowach, X. Zhou, D. B. Bennion, D. W. Bennion, "Miscible or near-miscible gas injection, which is better?" SPE No. 27811, 1994.
- [17] M. K. Emera, H. K. Sarma, "Use of genetic algorithm to estimate CO<sub>2</sub>-oil minimum miscibility pressure a key parameter in design of CO<sub>2</sub> miscible flood" Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005, 46, 37-52.
- [18] A. Danesh, "PVT and phase behavior of petroleum reservoirs fluids" Amsterdam, ELSIVIER, 1998, 260-265.
- [19] H. W. Holm, V. A. Josendal, "Effect of oil composition on miscible-type displacement by carbon dioxide" SPE No. 8814, 1982.
- [20] O. Glaso, "Generalized minimum miscibility pressure correlation" SPE No. 12893, 1985.