

بررسی آزمایشگاهی برهم کنش سنگ و سیال در تزریق گاز دی اکسید کربن در یک مخزن ماسه سنگی حاوی نفت سنگین با تراوایی بالا

سید جمال الدین آروس، الناز خداپناه* و سید علیرضا طباطبائی نژاد

دانشکده مهندسی نفت و گاز، پژوهشکده نفت و گاز سهپند، دانشگاه صنعتی سهپند تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۴/۱۳ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۲/۲۳

چکیده

برهم کنش سنگ و سیال نقش مهمی در بسیاری از جنبه‌های مطالعاتی ارزیابی سازند و تعیین مشخصات مخزن ایفا می‌کند. واکنش شیمیایی سیالات تزریق شده با سنگ و سیال مخزن به دلیل تغییر خواص نفت و همچنین تغییر خواص پتروفیزیکی سنگ، بازدهی فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت را تحت تأثیر قرار می‌دهد؛ بنابراین، بررسی این برهم کنش‌ها در طول عملیات ازدیاد برداشت نفت امری ضروری است. در این پژوهش تأثیر پارامترهای جهت‌گیری تزریق در مدل شن فشرده، سرعت و فشار تزریق گاز در برهم کنش سنگ و سیال طی فرآیند تزریق CO_2 به عنوان مکانیسم برداشت ثالثیه به مخزن ماسه سنگی حاوی نفت سنگین با تراوایی بالا مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج بررسی جهت‌گیری مدل شن فشرده نشان می‌دهد که به دلیل جابه‌جایی با پایداری گرانشی در حالت تزریق عمودی، انحلال کانی‌ها و همچنین رسوب آسفالتین در این حالت تزریق بیش از حالت تزریق افقی است. در آزمایش‌های مربوط به بررسی فشار تزریق مشاهده شده است که با افزایش فشار تزریق، انحلال مواد معدنی و رسوب آسفالتین افزایش می‌یابد؛ زیرا با افزایش فشار، CO_2 بیشتری در نفت خام و آب سازندی حل می‌شود. نتایج بررسی سرعت تزریق نشان می‌دهد که با کاهش سرعت تزریق مدت‌زمان در تماس بودن اسید تشکیل شده با سنگ و همچنین، CO_2 با نفت خام افزایش می‌یابد. بنابراین، احتمال انحلال کانی‌ها و رسوب آسفالتین افزایش می‌یابد. برای این پژوهش از نمونه نفت و ماسه سنگی از مخازن نفتی جنوب ایران استفاده گردید.

کلمات کلیدی: برهم کنش سنگ و سیال، تزریق دی‌اکسید کربن، جهت‌گیری تزریق، نفت سنگین، مخزن ماسه سنگی.

مقدمه

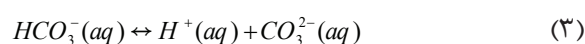
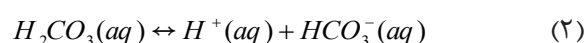
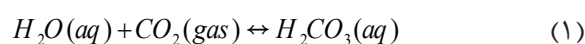
مشخصات مخزن ایفا می‌کند. واکنش شیمیایی سیالات تزریق شده با سنگ و سیال مخزن به دلیل تغییر خواص نفت و همچنین، تغییر خواص پتروفیزیکی سنگ بازدهی فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت را تحت تأثیر قرار می‌دهد [۱]. واکنش بین

برهم کنش سنگ و سیال نقش مهمی در بسیاری از جنبه‌های مطالعاتی ارزیابی سازند و تعیین

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی: khodapanah@sut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.3844.2751)

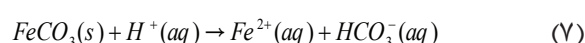
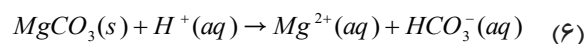
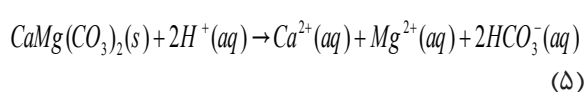
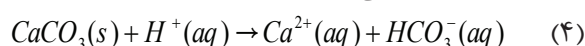
عمده‌ی ماتریس سنگ مخازن کربناته شوند که منجر به شکل‌گیری مسیرهای جریانی جدید و افزایش تراوایی سنگ می‌شود. از طرف دیگر، کانی‌های کربناته ممکن است عامل سیمانی شدن ذرات ماسه و رس در مخازن ماسه‌سنگی باشند. در چنین حالتی، انحلال این کانی‌ها می‌تواند باعث آزاد شدن این ذرات شده، اجازه دهد آنها در مسیر جریان حرکت کرده، در گلوگاه حفرات تجمع یافته و تراوایی را کاهش دهند. در مقابل، اگر ذرات آزاد شده کوچک‌تر از اندازه گلوگاه منافذ باشند می‌توانند به‌جای تجمع، خارج شوند که در نتیجه آن یک افزایش نفوذپذیری ممکن است مشاهده شود [۲-۵]. آسفالتین جزء غیرفرار، قطبی و با وزن مولکولی بالای نفت خام است که در نفت به‌صورت سوسپانسیون کلوئیدی وجود دارد و توسط رزین‌هایی که روی سطح آن جذب می‌شود، پایدار می‌شود. آسفالتین ممکن است در مراحل مختلف تولید و به‌ویژه هنگام تزریق گاز CO₂، پایداری خود را از دست دهد. آسفالتین پایدار شده توسط رزین، در حالت کلوئیدی در شرایط طبیعی مخزن در تعادل ترمودینامیکی باقی می‌ماند. زمانی که حالت تعادل اولیه برهم می‌خورد، آسفالتین پایداری خود را از دست می‌دهد. هنگامی که آسفالتین ناپایدار می‌شود، ممکن است به‌صورت ذرات معلق جریان یابد و ممکن است با رسوب روی سطح سنگ باعث تغییر خواص سنگ شود. اثرات رسوب آسفالتین بر روی نمونه سنگ با کاهش تخلخل و تراوایی نشان داده می‌شود. کاهش تراوایی به دلیل مسدود شدن گلوگاه حفرات کوچک‌تر توسط ذرات آسفالتین بزرگ‌تر یا تجمع و جذب ذرات آسفالتین کوچک‌تر در گلوگاه منافذ بزرگ که باعث کاهش شعاع گلوگاه نیز می‌شود در نظر گرفته شده است [۶ و ۷]. امولیه و اسوبا اثر متقابل CO₂ و سنگ‌های دولومیت را در فرآیند تزریق CO₂ بررسی کردند و افزایش تراوایی دولومیت را ۳/۵ تا ۵٪ گزارش کردند [۵]. مانگر و تروهو با ارائه داده‌های تحلیلی نشان دادند

نفت مخزن، آب‌شور، سنگ سازند و CO₂ ممکن است منجر به تغییر در تراوایی سازند، توزیع اندازه منافذ و تخلخل مؤثر شود. تغییرات در تخلخل و تراوایی سنگ در نتیجه انحلال مواد معدنی سنگ و یا رسوب آسفالتین است. درحالی‌که انحلال مواد معدنی سنگ ممکن است تراوایی و تخلخل مؤثر را افزایش دهد، رسوب آسفالتین و رسوب این مواد معدنی می‌تواند اثر معکوس ایجاد کند [۱]. واکنش‌های اصلی که در طول انحلال CO₂ در آب رخ می‌دهند به‌صورت زیر است:

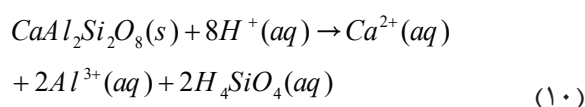
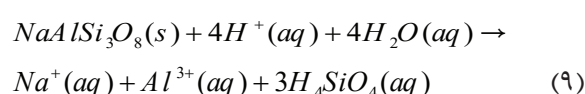
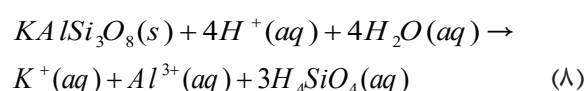


واکنش CO₂ با آب یک محیط اسیدی ایجاد می‌کند. تحت تأثیر H⁺، برخی از کانی‌ها واکنش نشان می‌دهند و کاتیون‌های آزاد شده ممکن است کانی‌های جدید ایجاد کنند. باین‌حال، کوارتز بخش عمده ماسه‌سنگ را تشکیل می‌دهد و نسبتاً خنثی است [۲]، سایر کانی‌ها (کربنات‌ها و فلدسپارها) در واکنش‌های بالقوه زیر نقش مهمی ایفا می‌کنند.

انحلال و واکنش برخی کربنات‌ها:



انحلال و واکنش برخی فلدسپات‌ها:



این واکنش‌ها می‌توانند باعث انحلال بخش

اشباع از دی‌اکسید کربن با ماسه‌سنگ بریا^۱ پرداختند و به این نتیجه رسیدند که انحلال سیمان کربناته از مغزه بریا منجر به افزایش ۱/۸٪ تخلخل شده است [۳].

مواد آزمایشگاهی

برای تهیه آب‌شور سازندی از سه نمک سدیم کلرید، کلسیم کلرید و منیزیم کلرید استفاده شد. جدول ۱ بیانگر غلظت نمک‌های استفاده‌شده در تهیه آب‌شور سازندی است.

جدول ۱ میزان نمک‌های استفاده‌شده در تهیه آب‌شور سازندی

نوع نمک	غلظت در آب سازندی (ppm)
سدیم کلرید	۱۰۸۰۰۰
کلسیم کلرید	۴۴۵۰
منیزیم کلرید	۱۳۵۰

نفت خام مورد استفاده در این پژوهش، نفت مرده یکی از مخازن نفت سنگین جنوب است که خصوصیات آن در جدول ۲ آورده شده است.

جدول ۲ خواص نفت خام استفاده‌شده در دمای ۷۰ C°

دانسیته (g/cc)	گرانروی (cp)	درصد وزنی آسفالتین
۰/۹۷۱۸۲	۲۲۴	۱۰/۳۱

برای آماده‌سازی مدل شن فشرده از نمونه ماسه همان مخزن نفتی استفاده شد. جدول ۳ نشان‌دهنده درصد وزنی کانی‌های موجود در این نمونه ماسه با استفاده از آنالیز XRD است.

جدول ۳ درصد وزنی کانی‌های تشکیل‌دهنده نمونه ماسه اولیه.

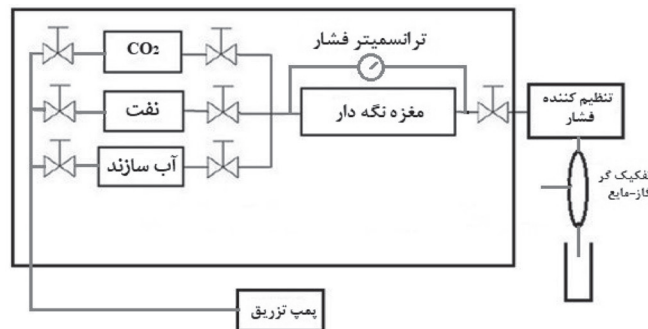
کانی	کوارتز	سیدریت	دولومیت	کلسیت	مگنیزیت	آلبیت	آنورتیت	میکرولین
فرمول شیمیایی	SiO ₂	FeCO ₃	CaMg(CO ₃) ₂	CaCO ₃	MgCO ₃	NaAlSi ₃ O ₈	CaAl ₂ Si ₂ O ₈	KAlSi ₃ O ₈
درصد وزنی	۵۶	۱۴	۱۱	۷	۲	۶	۱	۳

که آسفالتین، رزین و واکس در مخلوط‌های CO₂/نفت خام می‌توانند رسوب کنند [۸]. قولوم و همکاران گزارش دادند که CO₂ مؤثرترین عامل رسوب آسفالتین است [۶]. اگرمن و همکاران به ارزیابی خواص پتروفیزیکی تغییر یافته سنگ توسط برهم‌کنش‌های سنگ و CO₂ پرداخته و مشاهده کردند که تراوایی به‌صورت تابعی از درجه انحلال به‌شدت وابسته به ساختار منافذ است و می‌تواند به ازای حدود ۲ واحد افزایش تخلخل تا ۷۰٪ افزایش یابد [۱۱]. ایکاوا و همکاران اثر تزریق CO₂ بر روی مغزه‌های ماسه‌سنگی را مورد مطالعه قرار دادند و به مشاهده تغییرات خواص مکانیکی ناشی از تزریق گاز CO₂ پرداختند [۹]. فیلهو به بررسی آزمایشگاهی برهم‌کنش بین CO₂، آب و سنگ کربناته پرداختند. آن‌ها دریافتند که برای هر نمونه مقادیر اندازه‌گیری شده تراوایی در فشارهای مختلف، متفاوت است [۱۰]. محمدعلی و همکاران به مطالعه رسوب آسفالتین در طی تزریق دی‌اکسید کربن به مخازن نفت سبک پرداخته و مشاهده کردند که افزایش حجم تزریقی دی‌اکسید کربن منجر به رسوب بیشتر آسفالتین می‌شود [۱۱]. چن وانگ و همکارانش به ارزیابی کمی برهم‌کنش دی‌اکسید کربن و سیستم منافذ -گلوگاه- شکاف طی فرآیند سیلاب‌زنی با دی‌اکسید کربن فوق بحرانی در مخزن ماسه‌سنگی غیرمتعارف پرداختند. آنها نتیجه گرفتند که محلول کربنات تشکیل‌شده توسط برهم‌کنش CO₂ با آب سازند دارای عملکرد انحلالی برای برخی از کانی‌های سیلیکاته و بیشتر کانی‌های کربناته است [۱۲]. پنگ چن و علی سعیدی به بررسی برهم‌کنش آب‌شور

دستگاه سیلابزنی مغزه

دستگاه سیلابزنی استفاده شده در این مطالعه، یک نمونه متداول برای انجام آزمایش‌های مدل شن فشرده است. شماتیک کلی این دستگاه در شکل ۱ نشان داده شده است. مغزه نگهدار و انباشت‌گرها در حمام هوا قرار می‌گیرد. این حمام دارای چهار المنت الکترونیکی جهت گرم کردن محفظه حمام و دو حسگر دمایی جهت کنترل دمای تعیین شده (دمای مخزن مورد مطالعه) و یک دمنده هوا جهت یکنواخت کردن دمای درون محفظه حمام است. در طول آزمایش‌های سیلابزنی برای حفظ

فشار در اندازه‌ای معین (فشار مخزن) از دستگاه تنظیم‌کننده فشار^۱ استفاده شد. مغزه نگهدار این دستگاه را می‌توان با زاویه‌های مختلف (۰-۹۰°) مورد استفاده قرار داد. حداکثر فشار و دمای کاری آن به ترتیب ۱۰۰۰۰ psi و ۱۵۰ °C است. مجموعه آزمایش‌های انجام شده در این مطالعه شامل ۵ آزمایش تزریق گاز دی‌اکسید کربن به‌عنوان مرحله سوم برداشت نفت است که شرایط عملیاتی مربوط به این آزمایش‌ها در جدول ۴ و خواص مدل شن فشرده به‌دست آمده برای هر آزمایش در جدول ۵ آورده شده است.



شکل ۱ شماتیک کلی دستگاه سیلابزنی

جدول ۴ شرایط عملیاتی مربوط به هر آزمایش.

مدل شن فشرده	جهت‌گیری تزریق	دما (°C)	فشار تزریق (psi)	سرعت تزریق (cm/h)
S1	عمودی	۷۰	۲۰۰۰	۰/۱۵۳
S2	افقی	۷۰	۲۰۰۰	۰/۱۵۳
S3	عمودی	۷۰	۱۵۰۰	۰/۶۱۱
S4	عمودی	۷۰	۲۰۰۰	۰/۶۱۱
S5	عمودی	۷۰	۲۰۰۰	۰/۰۷۶

جدول ۵ خواص مدل شن فشرده برای هر آزمایش.

مدل شن فشرده	طول (cm)	قطر (cm)	حجم فضاهای خالی (cc) (±۰/۰۱)	تخلخل (%) (±۰/۰۱)	تراوایی (mD) (±۱۰)	اشباع آب کاهش نیافته (%) (S _{wi}) (±۰/۰۱)	نفت درجا (cc) (±۰/۰۱)
S1	۱۵/۰	۵	۱۰۱/۴۰	۳۴/۴۰	۲۰۴۵	۵/۷۹	۹۵/۵۰
S2	۱۶/۰	۵	۱۰۸/۷	۳۴/۶۰	۲۰۸۵	۴/۷۸	۱۰۳/۵۰
S3	۱۵/۵	۵	۱۰۲/۲	۳۳/۵۸	۱۰۷۲	۶/۲۳	۹۵/۹۷
S4	۱۵/۵	۵	۱۰۲/۷	۳۳/۷۴	۱۱۱۰	۶/۰۲	۹۶/۶۶
S5	۱۵/۵	۵	۱۰۱/۳	۳۳/۰۲	۱۰۴۳	۶/۶۴	۹۴/۶۶

1. Back Pressure Regulator

۹- به منظور بررسی تأثیر گاز دی‌اکسید کربن بر پارامترهای تخلخل و تراوایی مدل شن فشرده پس از پایان مرحله تزریق گاز، تزریق تولوئن انجام شد. تولوئن می‌تواند رسوبات احتمالی آسفالتین را در خود حل کرده و از محیط متخلخل خارج کند. این عمل تا عاری شدن از نفت و تمیز شدن کامل مدل شن فشرده ادامه داده شد.

۱۰- پس از این مرحله، مدل شن فشرده به مدت h ۷۲، در دمای °C ۱۱۰ (دمای جوش تولوئن) درون آن قرار داده شد.

۱۱- پس از خشک شدن مدل شن فشرده، مجدداً مدل تحت خلأ قرار داده شده و تخلخل و تراوایی آن مطابق روش‌های ذکر شده محاسبه شد.

۱۲- در هر آزمایش از یک مدل شن فشرده جدید استفاده شد.

نتایج و ارزیابی

تغییرات pH

طی تزریق CO₂ به دلیل ورود دی‌اکسید کربن به محیط متخلخل و به علت ماهیت اسیدی آن، انتظار می‌رفت مقدار pH کاهش یابد؛ اما علی‌رغم تزریق CO₂، به دلیل افزایش غلظت کلسیم و منیزیم در اثر انحلال سنگ، مقدار pH افزایش یافته است. عناصر کلسیم و منیزیم جزء گروه فلزات قلیایی خاکی هستند و حل شدن آنها در آب باعث افزایش pH می‌شود. به منظور بررسی این مسئله، اندازه‌گیری مقدار pH و همچنین آنالیز جذب اتمی برای اندازه‌گیری مجموع غلظت عناصر کلسیم و منیزیم در نمونه‌های آب تولیدی پس از سیلاب‌زنی با آب سازندی، تزریق PV CO₂ ۱ و تزریق PV CO₂ ۲ انجام شد. همان‌طور که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، با ادامه تزریق CO₂ تا PV ۲، مقدار pH متناسب با افزایش غلظت عناصر کلسیم و منیزیم افزایش یافته است. بنابراین، احتمال می‌رود که غلظت عناصر کلسیم و منیزیم نسبت به CO₂ نقش پررنگ‌تری در تعیین مقدار pH داشته باشند.

1. Unconsolidated Sand Pack

2. Aging

در ادامه به شرح روش انجام این آزمایش‌ها و تعیین پارامترهای مطلوب پرداخته خواهد شد.

۱- آماده‌سازی مدل شن فشرده^۱: محدوده اندازه دانه‌های شن استفاده شده جهت پر کردن محفظه مدل از ۸۴۰ تا ۱۷۷ μm بود. بنابراین، برای جلوگیری از تولید شن، از صافی با اندازه ۱۰۰ (۱۴۹ μm) در ورودی و خروجی مدل استفاده شد.

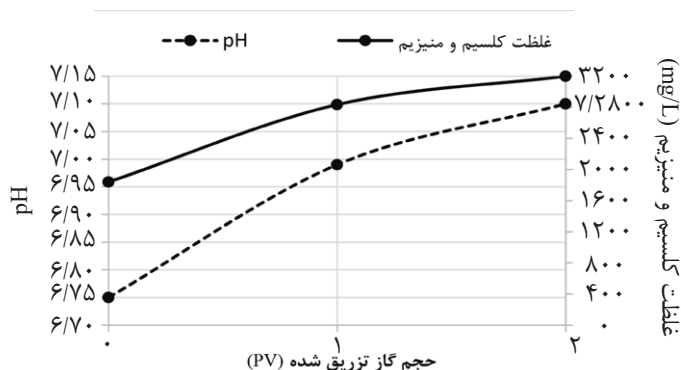
۲- وزن خشک مدل شن فشرده اندازه‌گیری شد و سپس تحت شرایط خلأ توسط آب سازندی اشباع شد. پس از اشباع کامل مجدداً مدل شن فشرده وزن شد. با استفاده از اختلاف وزن، حجم فضای خالی و تخلخل اندازه‌گیری شد.

۳- به منظور اندازه‌گیری تراوایی با استفاده از قانون دارسی، آب سازندی در دمای محیط تزریق شد.

۴- پس از محاسبه تخلخل و تراوایی، مدل در دمای °C ۷۰ با نفت اشباع شد. در پایان این مرحله با توجه به حجم آب خارج شده، اشباع آب باقی‌مانده (S_{wi}) و همچنین حجم نفت درجا (OOIP) تعیین شد. ۵- به منظور پیرسازی^۲ نفت، مدل شن فشرده به مدت یک هفته تحت فشار عملیاتی مربوط به آزمایش موردنظر درون آونی که دمای آن بر روی °C ۷۰ تنظیم شده بود، قرار داده شد.

۶- در تمامی آزمایش‌ها پس از پایان پیرسازی، عملیات سیلاب‌زنی با آب سازندی در شرایط دمایی °C ۷۰ و با دبی ۰/۱۵ cc/min انجام شد. این مرحله تا زمانی که دیگر نفتی تولید نشود ادامه داده شد. ۷- به منظور بررسی برهم‌کنش سنگ و سیال، گاز دی‌اکسید کربن به مدل شن فشرده تزریق شد. این عملیات در شرایط دمایی °C ۷۰ انجام شد. بسته به پارامتر موردبررسی، شرایط عملیاتی فشار و سرعت تزریقی و همچنین جهت‌گیری مدل شن فشرده تنظیم گردید.

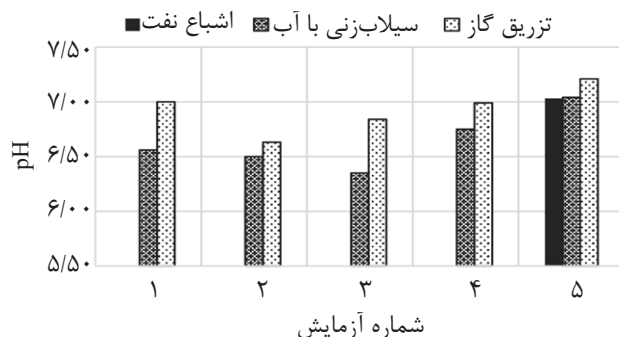
۸- نمونه آب خروجی از مدل طی مراحل مختلف آزمایش جمع‌آوری شد. برای هر نمونه آب، غلظت عناصر کلسیم، منیزیم و آهن و همچنین، مقدار pH اندازه‌گیری شد.



شکل ۲ تغییرات غلظت عناصر کلسیم و منیزیم و pH برحسب حجم کل CO₂ تزریق شده در مدل S4

نفت و سیلابزنی با آب تقریباً مقداری یکسان و نسبت به مقدار pH آب خروجی طی تزریق گاز مقداری کمتر است. این موضوع بیان کننده این امر است که در این آزمایش تزریق آب سازندی نقش چندانی در انحلال کانی‌ها نداشته است و افزایش غلظت عناصر کلسیم و منیزیم می‌تواند در نتیجه انحلال کانی‌های کربناته در نتیجه تزریق گاز دی‌اکسید کربن باشد.

با اندازه‌گیری pH آب تولیدی پس از سیلابزنی با آب سازندی و همچنین pH آب تولیدی پس از تزریق دی‌اکسید کربن همان‌طور که پیش‌بینی می‌شد و در شکل ۳ نیز مشهود است، مقدار pH در نمونه آب تولیدی پس از تزریق ۱ PV دی‌اکسید کربن نسبت به مقدار آن در نمونه آب تولیدی پس از سیلابزنی با آب سازندی افزایش یافته است. همچنین، مقدار pH آب خروجی در آزمایش پنجم برای مراحل اشباع

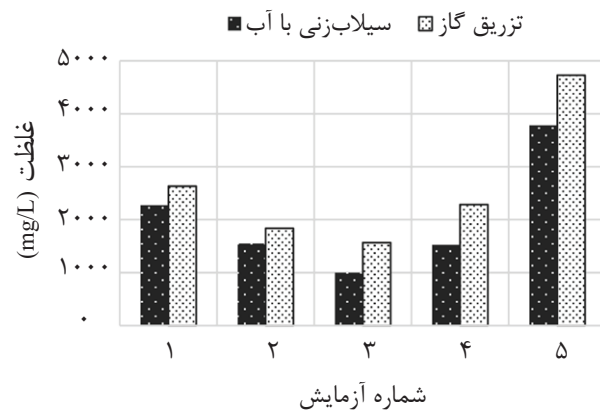


شکل ۳ تغییرات pH نمونه آب تولیدی در مراحل مختلف آزمایش.

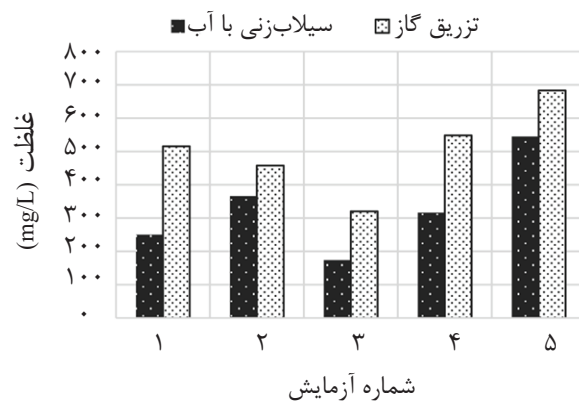
معدنی موجود در شن است. با بررسی غلظت عنصر آهن موجود در نمونه آب تولیدی طی مراحل مختلف آزمایش پنجم مشاهده شده است که غلظت آن طی مراحل اشباع نفت و سیلابزنی با آب تقریباً یکسان و نسبت به مرحله تزریق گاز، مقداری کمتر است. این موضوع بیان کننده این امر است که تزریق آب سازندی نقش چندانی در انحلال کانی‌ها ندارد و افزایش غلظت عنصر آهن می‌تواند در نتیجه انحلال کانی کربناته سیدریت طی تزریق گاز دی‌اکسید کربن باشد (شکل ۶).

آنالیز جذب اتمی

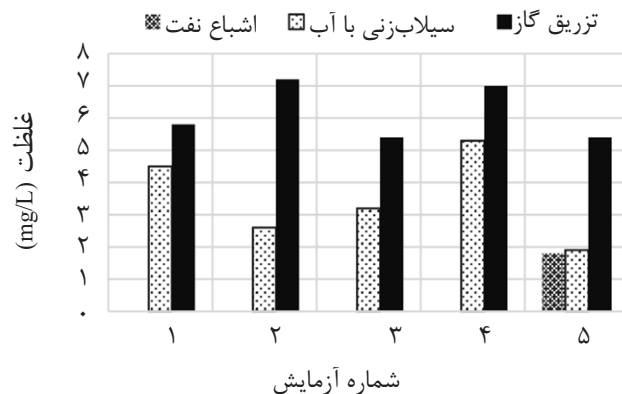
به منظور بررسی کمی غلظت عناصر کلسیم، منیزیم و آهن حل شده در آب تولیدی از آنالیز جذب اتمی استفاده شد. همان‌طور که در شکل‌های ۴، ۵ و ۶ نشان داده شده است غلظت این عناصر در نمونه آب تولیدی پس از تزریق ۱ PV گاز نسبت به غلظت آن‌ها در نمونه آب تولیدی پس از سیلابزنی با آب افزایش یافته است. با تزریق گاز CO₂ و متعاقب آن اسیدی شدن آب سازندی، غلظت عناصر کلسیم و منیزیم افزایش یافته که نشان دهنده انحلال مواد



شکل ۴ نتایج آنالیز جذب اتمی برای عنصر کلسیم در نمونه آب خروجی از مدل در مراحل مختلف آزمایش‌ها.



شکل ۵ نتایج آنالیز جذب اتمی برای عنصر منیزیم در نمونه آب خروجی از مدل در مراحل مختلف آزمایش‌ها.

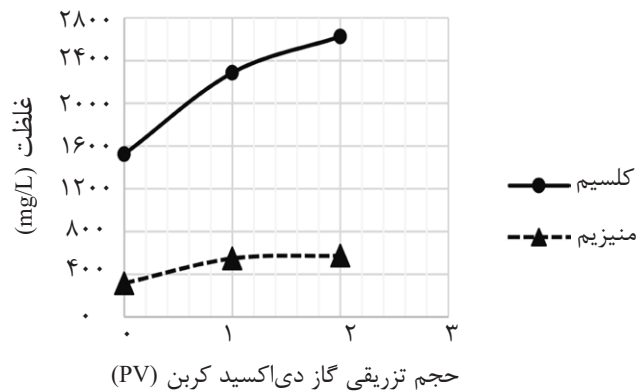


شکل ۶ نتایج آنالیز جذب اتمی برای عنصر آهن در نمونه آب خروجی از مدل در مراحل مختلف آزمایش‌ها.

که پدیده انحلال همچنان پدیده غالب است. رسوب آسفالتین

اثرات تزریق CO₂ و سیلاب زنی با آب بر رسوب آسفالتین با اندازه‌گیری تغییر مقدار آسفالتین در نفت خروجی با استفاده از روش تست استاندارد ASTM D6560 تعیین گردید [۱۳]. کاهش مقدار آسفالتین در نفت خروجی نشان‌دهنده مقدار آسفالتین ته‌نشین شده درون مغزه است.

انحلال کانی‌ها می‌تواند منجر به تشکیل برخی نمک‌های معدنی شود. همان‌طور که در شکل ۷ مشهود است، نکته حائز اهمیت، کاهش شیب تغییرات غلظت طی تزریق PV ۲ گاز CO₂ است که احتمالاً این کاهش شیب تغییرات غلظت می‌تواند به دلیل شروع فرآیند رسوب‌دهی نمک‌های معدنی ثانویه هم‌زمان با انحلال باشد. از طرفی، چون شیب تغییرات غلظت مثبت است می‌توان نتیجه گرفت



شکل ۷ تغییرات غلظت عناصر کلسیم و منیزیم با افزایش PV گاز تزریقی در مدل S4.

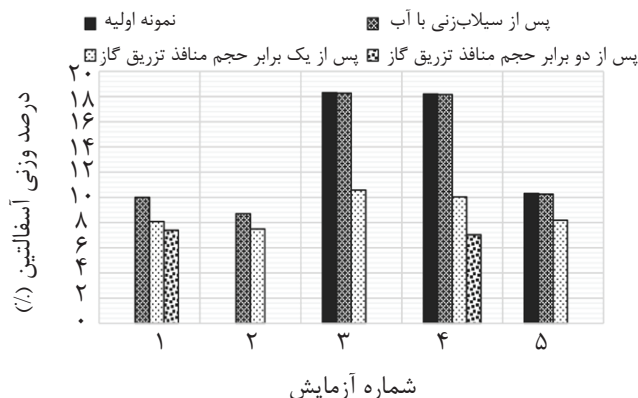
تغییرات تراوایی

شکل ۱۰ نشان‌دهنده نقش انحلال کانی‌ها در تغییرات تراوایی مطلق است. انحلال کانی‌ها بسته به اندازه کانی و همچنین اندازه حفرات می‌تواند باعث کاهش و یا افزایش تراوایی گردد. در اینجا با توجه به مقادیر بالای تخلخل و تراوایی، کانی‌های انحلال یافته به همراه آب از محیط متخلخل خارج شده است که احتمال می‌رود منجر به شکل‌گیری مسیرهای جریانی جدید و بهبود ارتباط منافذ شده باشد که در نتیجه آن تراوایی افزایش یافته است. به منظور بررسی تأثیر رسوب آسفالتین بر روی تراوایی محیط متخلخل، در آزمایش پنجم تراوایی نسبی نقطه پایانی بعد از سیلاب‌زنی و بعد از تزریق CO_2 اندازه‌گیری شد و مقادیر آن به ترتیب ۰/۱۸۸ و ۰/۱۶۳ به دست آمد. با توجه به کاهش این پارامتر پس از تزریق CO_2 می‌توان نتیجه گرفت که رسوب آسفالتین باعث کاهش تراوایی محیط شده است.

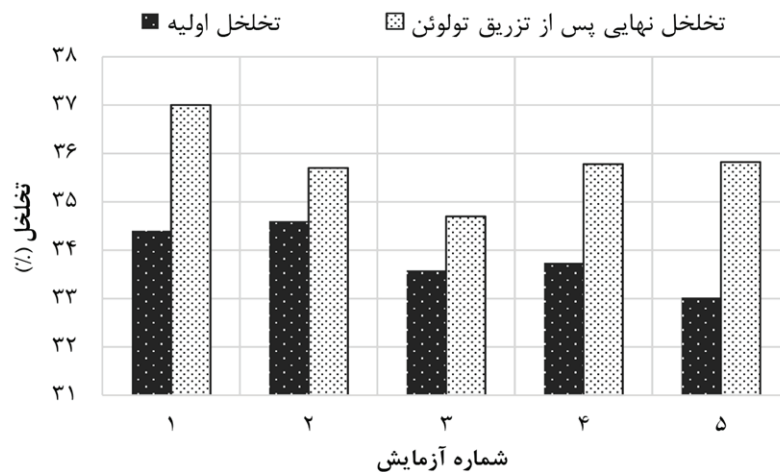
همان‌طور که در شکل ۸ نشان داده شده است، درصد آسفالتین موجود در نمونه نفت اولیه و نمونه نفت تولیدی پس از سیلاب‌زنی با آب تقریباً یکسان است که می‌تواند نشان‌دهنده این امر باشد که مرحله سیلاب‌زنی با آب تأثیری در ته‌نشست آسفالتین ندارد (آزمایش‌های ۳، ۴ و ۵). همچنین، نتایج نشان می‌دهد که رسوب آسفالتین تابعی از حجم گاز تزریقی است. با افزایش حجم گاز تزریقی، مدت‌زمان تماس CO_2 با نفت افزایش می‌یابد که باعث می‌شود آسفالتین بیشتری ته‌نشین شود (آزمایش‌های ۱ و ۴).

تغییرات تخلخل

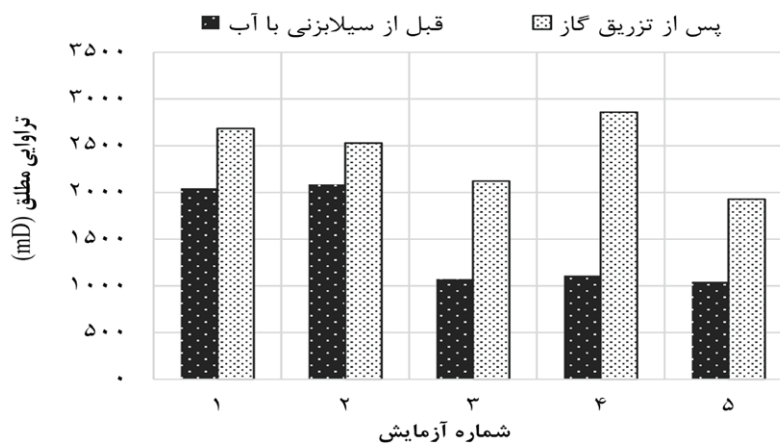
شکل ۹ نشان‌دهنده نقش انحلال کانی‌ها در تغییرات تخلخل است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، در تمامی آزمایش‌ها با توجه به انحلال انجام‌شده و خروج مقداری از کانی‌ها، تخلخل افزایش یافته است.



شکل ۸ نتایج آنالیز اندازه‌گیری مقدار آسفالتین نمونه نفت اولیه و نمونه نفت تولیدی طی مراحل مختلف آزمایش‌ها.



شکل ۹ تغییرات تخلخل در نتیجه انحلال کانی‌ها.



شکل ۱۰ تغییرات تراوایی مطلق در نتیجه انحلال کانی‌ها.

شد. همان‌طور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود در هردو آزمایش S3 و S4 مقدار pH مربوط به نمونه آب تولیدی طی تزریق ۱ PV گاز نسبت به مقدار آن در نمونه آب تولیدی طی سیلابزنی با آب افزایش یافته است. از آنجاکه pH نمونه آب تولیدی پس از تزریق دی‌اکسید کربن مربوط به مدل S4 نسبت به مدل S3 بیشتر است، بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که میزان کلسیم و منیزیم بیشتری در این نمونه آب محلول است که این می‌تواند نشان‌دهنده انحلال بیشتر کانی‌های کربناته در مدل S4 باشد. تغییرات غلظت کلسیم، منیزیم و آهن در نمونه‌های جمع‌آوری‌شده از مدل S3 نسبت به نمونه‌های جمع‌آوری‌شده از مدل S4 کمتر است (شکل‌های ۴، ۵ و ۶)، زیرا حلالیت CO₂ در آب‌شور

همان‌طور که در شکل ۱۰ مشاهده می‌شود، انحلال کانی‌ها باعث افزایش تراوایی مطلق می‌شود، اما بررسی تراوایی نسبی نقطه پایانی که نشان‌دهنده تأثیر هم‌زمان انحلال کانی و رسوب آسفالتین است، نشان می‌دهد که نقش کاهش رسوب آسفالتین نسبت به نقش افزایشی انحلال کانی‌ها بر روی تراوایی محیط پررنگ‌تر است.

اثر فشار

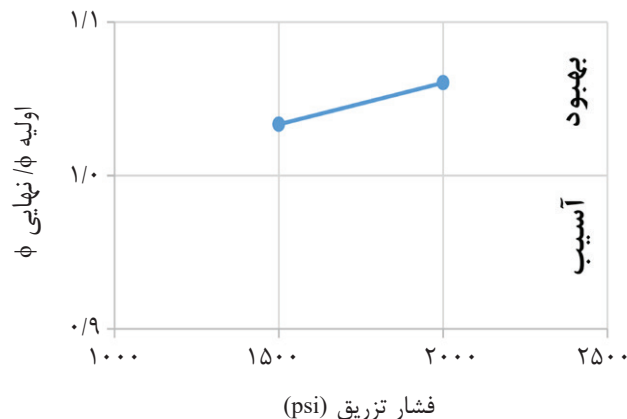
دو آزمایش S3 و S4 جهت بررسی اثر فشار در برهم‌کنش سنگ و سیال انجام شد که در آن‌ها دما و نرخ تزریق یکسان و تزریق به‌صورت عمودی انجام شد. تنها تفاوت در فشار تزریق بود که در آزمایش S3 دستگاه تنظیم‌کننده فشار بر روی ۱۵۰۰ و در آزمایش S4 بر روی ۲۰۰۰ psi تنظیم

زیادتر شده و باعث می‌شود که گاز تزریقی حجم بیشتری از حفره‌های ریزتر را در برگیرد؛ بنابراین احتمال رسوب آسفالتین افزایش می‌یابد (شکل ۸).

اثر سرعت تزریق

در سری دوم آزمایش‌ها، تأثیر سرعت تزریق در برهم‌کنش سنگ و سیال موردبررسی قرار گرفت. این سری شامل ۳ آزمایش S1، S4 و S5 است که در آن‌ها دما و فشار تزریق یکسان و به ترتیب 70°C و 2000 psi بود و همچنین تزریق به صورت عمودی انجام گرفت؛ تنها تفاوت در سرعت تزریق بود. آزمایش S5 در سرعت بحرانی 0.076 cm/h (0.06 ft/day) انجام شد. به منظور مشاهده تأثیر سرعت تزریق در برهم‌کنش‌ها، در آزمایش S1 سرعت تزریق دو برابر (0.153 cm/h معادل 0.12 ft/day) و در آزمایش S4 نسبت به آزمایش S1 سرعت تزریق چهار برابر (0.611 cm/h معادل 0.48 ft/day) انتخاب شد. همان‌طور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود در هر سه آزمایش S4، S1 و S5 مقدار pH مربوط به نمونه آب تولیدی طی تزریق یک PV گاز نسبت به مقدار آن در نمونه آب تولیدی طی سیلاب‌زنی با آب افزایش یافته است. همچنین در این آزمایش‌ها با کاهش سرعت تزریق، pH نمونه آب تولیدی پس از تزریق دی‌اکسید کربن CO_2 افزایش یافته است، بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که با کاهش سرعت تزریق CO_2 ، انحلال کانی‌های کربناته بیشتر شده است.

با کاهش فشار کاهش می‌یابد و در نتیجه، انحلال سنگ کمتر اتفاق افتاده است. شکل‌های ۹ و ۱۱ نشان‌دهنده تغییرات تخلخل در دو مدل S3 و S4 است. با توجه به انحلال انجام‌گرفته و خروج مقداری از کانی‌ها، در هر دو مدل S3 و S4، تخلخل افزایش یافته است. تغییرات تخلخل در مدل S4 نسبت به مدل S3 بیشتر است که این امر نشان‌دهنده انحلال بیشتر کانی‌ها طی تزریق CO_2 با فشار تزریقی 2000 psi نسبت به فشار افزایش می‌یابد، 1500 psi است. هنگامی که فشار افزایش می‌یابد، CO_2 بیشتری در نفت خام حل می‌شود، بنابراین فشار اشباع و ضریب انبساط نفت خام افزایش یافته، ویسکوزیته نفت کاهش می‌یابد. لذا، جریان نفت خام در محیط متخلخل می‌تواند به آسانی انجام گیرد و همچنین طی جابجایی نفت خام، CO_2 بیشتری می‌تواند به حفره‌های کوچک که اغلب حاوی آب سازندی هستند وارد شده و احتمال تشکیل اسید که منجر به انحلال کانی می‌شود را افزایش دهد. هنگامی که CO_2 در نفت خام حل می‌شود، ترکیب نفت سبک‌تر می‌شود. در نتیجه کشش بین سطحی دو فاز نفت و CO_2 کوچک‌تر می‌شود که موجب کاهش انگشتی شدن CO_2 در نفت خام می‌شود. هر چه فشار تزریقی کمتر باشد، تأثیر نیروهای موئینه پررنگ‌تر بوده و گاز توانایی ورود به حفره‌های ریزتر را پیدا نمی‌کند [۱۲]. با افزایش فشار تزریق، تأثیر نیروهای ویسکوز



شکل ۱۱ اثر فشار تزریق CO_2 بر تغییرات تخلخل در آزمایش‌های S3 و S4.

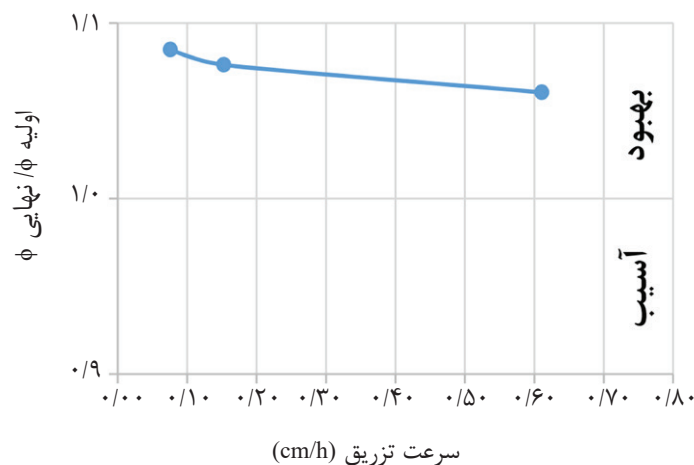
شن فشرده در برهم‌کنش سنگ و سیال مورد بررسی قرار گرفت. این سری شامل ۲ آزمایش S1 و S2 بود که در آن‌ها شرایط دمایی، فشاری و همچنین نرخ تزریق یکسان بود و تنها تفاوت در جهت‌گیری مدل شن فشرده بود که در آزمایش اول تزریق به‌صورت عمودی و در دیگری به‌صورت افقی انجام شد.

سیلاب‌زنی با پایداری گرانشی^۱ به تزریق سیال جابه‌جا کننده به یک مغزه یا مخزن در جهتی که باعث افزایش ثبات گرانیوی^۲ بین سیالات تزریقی و جاب‌جا شونده می‌شود اشاره دارد. در حالت سیلاب‌زنی با آب، آب از پایین تزریق می‌شود؛ زیرا چگالی آب بالاتر از چگالی نفت است. در سیلاب‌زنی با CO₂، تزریق در بالای مغزه یا مخزن انجام می‌شود. سیلاب‌زنی با پایداری گرانشی برای بهبود بازیافت با به حداقل رساندن یا حتی حذف اثر گرانشی طراحی شده است که منجر به بهبود بازده نفتی و افزایش بازده جابه‌جایی نسبت به جریان افقی می‌شود. در سیلاب‌زنی با پایداری گرانشی گاز تزریقی طی حرکت به سمت پایین با غلبه بر ناهمگنی محیط متخلخل در تماس با نفت و آب بیشتری قرار می‌گیرد که در نتیجه آن احتمال رسوب آسفالتین و انحلال کانی‌ها افزایش می‌یابد [۱۴].

اندازه‌گیری غلظت عناصر کلسیم، منیزیم و آهن در نمونه آب خروجی پس از تزریق CO₂ نشان داد که غلظت این عناصر در نمونه آب‌های جمع‌آوری شده با کاهش نرخ تزریق افزایش یافته است؛ زیرا با کاهش سرعت تزریق، مدت‌زمان در تماس بودن اسید تشکیل شده با سنگ افزایش یافته است، بنابراین، احتمال انحلال کانی‌ها افزایش یافته است (شکل‌های ۴، ۵ و ۶). شکل‌های ۹ و ۱۲ نشان‌دهنده تغییرات تخلخل در مدل‌های S1، S4 و S5 است. با توجه به انحلال انجام شده و خروج مقداری از کانی‌ها، در هر سه مدل S1، S4 و S5 تخلخل افزایش یافته است. با کاهش سرعت تزریق مشاهده می‌شود که تغییرات تخلخل افزایش یافته است. در شکل ۸ با مقایسه تغییرات درصد آسفالتین مربوط به مدل S1 و S5 می‌توان نتیجه گرفت که با کاهش سرعت تزریق، مدت‌زمان تماس دی‌اکسید کربن و نفت خام بیشتر شده است. همچنین، به دلیل به تأخیر افتادن پدیده رسوخ، رسوب آسفالتین در محیط متخلخل افزایش یافته است. به‌علاوه، در لحظه رسوخ در سرعت‌های بالاتر قسمتی از آسفالتین ته‌نشست شده به همراه گاز از محیط خارج می‌شود.

اثر جهت‌گیری تزریق

در سری سوم آزمایش‌ها، تأثیر جهت‌گیری مدل



شکل ۱۲ اثر نرخ تزریق CO₂ بر تخلخل در آزمایش‌های S1، S4 و S5.

1. Gravity-stable Flooding
2. Viscous Stability

مدل شن فشرده در این برهم‌کنش‌ها پرداخته شد. بر اساس نتایج به‌دست‌آمده می‌توان نتیجه‌گیری‌های زیر را انجام داد:

۱- با افزایش فشار تزریق، CO_2 بیشتری در نفت خام حل می‌شود، بنابراین، تعادل رزین-آسفالتین بیشتر به‌هم‌خورده و رسوب آسفالتین افزایش می‌یابد.

۲- با افزایش فشار تزریق، افزایش نیروهای ویسکوز و کاهش نیروهای موئینه باعث افزایش اشباع فاز غیرتر در حفرات میشوند. در نتیجه گاز تزریقی حجم بیشتری از حفره‌ها را در برمی‌گیرد؛ بنابراین، احتمال رسوب آسفالتین افزایش می‌یابد.

۳- با افزایش فشار، CO_2 بیشتری می‌تواند به حفره‌های کوچک که اغلب حاوی آب سازندی هستند وارد شده و احتمال تشکیل اسید که منجر به انحلال کانی می‌شود را افزایش دهد.

۴- در دومین مطالعه که مربوط به بررسی اثر سرعت تزریق بود، نتایج بررسی انجام شده در آزمایش پنجم نشان داد نقش کاهشی رسوب آسفالتین نسبت به نقش افزایشی انحلال کانی‌ها بر روی تراوایی محیط بیشتر است.

۵- در سیلاب‌زنی با پایداری گرانشی، گاز تزریقی طی حرکت به سمت پایین با غلبه بر ناهمگنی محیط متخلخل در تماس با نفت و آب بیشتری قرار می‌گیرد که در نتیجه آن رسوب آسفالتین و انحلال کانی‌ها افزایش می‌یابد.

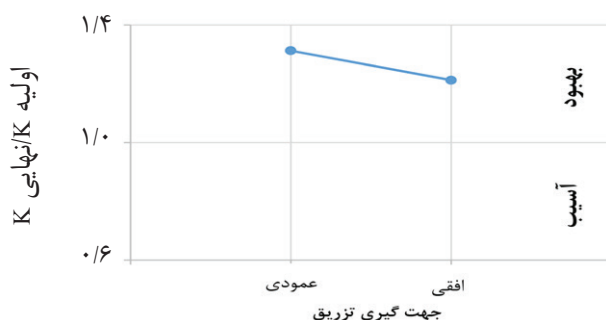
۶- با کاهش سرعت تزریق، مدت‌زمان در تماس بودن اسید تشکیل‌شده با سنگ، افزایش می‌یابد؛ لذا احتمال انحلال کانی‌ها افزایش می‌یابد.

۷- رسوب آسفالتین تابعی از حجم گاز تزریقی است. با افزایش حجم گاز تزریقی، مدت‌زمان تماس CO_2 با نفت افزایش می‌یابد که باعث می‌شود آسفالتین بیشتری ته‌نشین شود.

مقدار pH نمونه آب تولیدی پس از تزریق دی‌اکسید کربن به دلیل انحلال کانی‌های کربناته و افزایش غلظت این عناصر در آن نسبت به نمونه آب تولیدی طی سیلاب‌زنی با آب افزایش یافته است. همچنین تغییرات pH در حالت تزریق عمودی نسبت به حالت تزریق افقی بیشتر است (شکل ۳)؛ بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که میزان کلسیم و منیزیم بیشتری در نمونه آب خروجی پس از تزریق دی‌اکسید کربن مربوط به این حالت از تزریق محلول وجود دارد که می‌تواند نشان‌دهنده انحلال بیشتر کانی‌های کربناته در این حالت از تزریق باشد. همان‌طور که در شکل‌های ۴، ۵ و ۶ نشان داده شده است، تغییرات غلظت عناصر کلسیم، منیزیم و آهن در حالت تزریق عمودی نسبت به حالت تزریق افقی بیشتر است که این می‌تواند نشان‌دهنده انحلال بیشتر کانی‌های کربناته طی فرآیند تزریق CO_2 به حالت عمودی باشد. شکل‌های ۹ و ۱۳ نشان‌دهنده تغییرات تخلخل است. با توجه به انحلال انجام‌شده و خروج مقداری از کانی‌ها، در هر دو حالت تزریق، تخلخل افزایش یافته است. تغییرات تخلخل در حالت تزریق به‌صورت عمودی نسبت به حالت تزریق افقی بیشتر است که این امر تأییدکننده آنالیزهای قبلی و نشان‌دهنده انحلال بیشتر کانی‌های کربناته در حالت تزریق عمودی نسبت به حالت تزریق افقی است. مقدار آسفالتین ته‌نشین شده درون مدل شن فشرده در حالت عمودی ۱/۹۲ درصد وزنی و در حالت افقی ۱/۱۸ درصد وزنی است (شکل ۸).

نتیجه‌گیری

در این مطالعه به بررسی اثر تزریق گاز دی‌اکسید کربن بر خواص سنگ و سیال و همچنین تأثیر پارامترهای فشار، دبی تزریقی و جهت‌گیری



شکل ۱۳ اثر جهت گیری تزریق بر تخلخل در آزمایش های S1 و S2.

شده و از کاغذ صافی عبور داده می شوند تا تمام مخلوط نمونه فیلتر شود.

پس از اتمام فیلتراسیون، کاغذ صافی به مدت ۳۰ min در آن در دمای 110°C و سپس به مدت ۳۰ min در دسیکاتور نگهداری می شود. پس از این مدت کاغذ صافی در انگشتانه قرار داده شده و برای شستشو با حلال نرمال هپتان در سیستم سوکسوله قرار می گیرد. دمای هپتان باید در درجه ای تنظیم شود که سرعت کندانس شدن حلال در سوکسوله بین ۲ الی ۴ قطره در هر ثانیه باشد. شستشوی کاغذ صافی در سوکسوله تا زمانی انجام می شود که نرمال هپتان جمع شده در داخل سوکسوله کاملاً تمیز و بی رنگ باشد؛ به همین دلیل ۱ روز فرصت داده می شود تا شستشو با حلال به خوبی انجام شود.

پس از یک روز شستشوی کاغذ صافی با حلال نرمال هپتان، انگشتانه از سیستم سوکسوله خارج شده و به منظور تبخیر کردن حلال موجود در آن به مدت ۳۰ min در دمای 110°C در آن و سپس به مدت ۳۰ min در دسیکاتور نگهداری می شود. پس از این مدت، جهت شستشو با تولوئن در سوکسوله قرار داده شده و به مدت ۱ روز به آن فرصت داده می شود تا کاملاً با حلال تولوئن شسته شود.

پس از شستشو با تولوئن، محلولی که در بالون سیستم سوکسوله باقی مانده است، حاوی آسفالتین خالص و حلال تولوئن است. این محلول در داخل یک بشر ریخته شده و به مدت چند روز (دو الی سه روز) در زیر هود قرار داده می شود تا تولوئن

پیوست

روش استاندارد ASTM D6560 اندازه گیری میزان آسفالتین

نمونه نفتی در بالون ته صاف ریخته شده و وزن می شود؛ به ازای هر گرم نمونه نفتی ۳۰ cc نرمال هپتان به نمونه اضافه می گردد.

مگنت مغناطیسی جهت هم زدن در داخل ظرف نمونه قرار داده شده و نمونه در زیر کندانسور حرارت داده می شود تا به جوش آید. مخلوط در حین جوشیدن به وسیله مگنت مغناطیسی به خوبی هم زده می شود. اجازه داده می شود تا عمل رفلاکس به مدت ۶۵ min انجام گردد. پس از این مدت حرارت قطع گردیده و نمونه مدتی در همین حالت قرار داده می شود تا سرد شود. سپس، نمونه از کندانسور جدا شده و چوب پنبه ای در سر بالون قرار داده می شود. بالون به مدت ۱۵۰ min در محیط تاریک نگهداری می شود.

در این مرحله عمل فیلتراسیون انجام می گیرد. قبل از شروع فیلتراسیون، کاغذ صافی Whatman Grade 42 جهت حذف رطوبت آن به مدت ۳۰ min در دمای 110°C در آن و سپس به مدت ۳۰ دقیقه در دسیکاتور جهت سرد شدن و جذب رطوبت نگهداری می شود. پس از پایان یافتن زمان نگهداری مخلوط نمونه در محیط تاریک، کاغذ صافی وزن شده و در قیف بوخنر قرار می گیرد. سپس بدون اینکه مخلوط نمونه هم زده شود، فیلتر می شود. موادی که در ته بالون باقی می ماند دوباره با نرمال هپتان شسته

$\Delta\mu = \text{Viscosity difference (cP)}$

$k=2.085 \text{ D}, \mu_o=224 \text{ cp}, \mu_{CO_2}=0.0298 \text{ cp}, \text{Vertical } \theta=90$
degrees, & $\sin\theta=1$

$\phi=0.346, \rho_o=0.9718 \text{ gr/cc}, \rho_g=0.16 \text{ gr/cc}$

$V_{crit}=0.05987 \frac{\text{ft}}{\text{day}}, V_{crit}=0.076 \frac{\text{cm}}{\text{h}}$

• اعداد بدون بعد

عدد موئینگی

یکی از اعداد بدون بعد پر کاربرد در مهندسی نفت عدد بدون بعد موئینگی است که از نسبت نیروهای ویسکوز به موئینگی به دست می آید. معمولاً در مخازن نفتی سرعت حرکت سیال حدود ۵-۱۰ m/s و عدد موئینگی حدود ۷-۱۰ می باشد و این به معنی آن است که نیروهای موئینه در مقیاس حفره اثر غالب دارند [۱۵].

در بررسی روش ازدیاد برداشت باید طراحی به صورتی انجام گردد که عدد موئینگی مطلوب باشد. بر همین اساس، در این مطالعه سرعت تزریق به صورتی طراحی شده است که اعداد موئینگی مقادیری بیشتر از ۷-۱۰ باشد. مقادیر محاسبه شده عدد موئینگی طبق رابطه (الف-۲) در جدول الف-۱ آورده شده است.

$$N_c = \frac{v \times \mu}{\sigma} \quad (\text{الف-۲})$$

$N_c = \text{Capillary number (-)}$

$\sigma = \text{Interfacial tension } \left(\frac{\text{mN}}{\text{m}}\right)$

موجود در آن کاملاً تبخیر شود که در نهایت آسفالتین خالص در ته بشر باقی می ماند. جهت اطمینان از تبخیر کامل حلال تولوئن، بشر به مدت ۳۰ min در دمای ۱۱۰ °C در آون و سپس به مدت ۳۰ min در دسیکاتور نگهداری می شود. اختلاف وزن بشر تمیز و بشر حاوی رسوب، وزن رسوب خالص آسفالتین استخراج شده از نمونه نفتی است. با داشتن وزن آسفالتین خالص، درصد وزنی آسفالتین نمونه نفتی به دست می آید.

روش محاسبه سرعت بحرانی

با استفاده از رابطه سرعت بحرانی Hill (۱۹۵۲) که به منظور جابه جایی نفت توسط گاز مورد استفاده قرار می گیرد (معادله الف-۱) و با توجه به خصوصیات سیالات، سرعت بحرانی تزریق محاسبه گردید. همان طور که نتایج محاسبه نیز، نشان می دهد، سرعت بحرانی به دست آمده ۰/۰۷۶ cm/h است.

$$V_{crit} = \frac{2.741 \times \Delta\rho \times k \times \sin\theta}{\phi\Delta\mu} \quad (\text{الف-۱})$$

$$V_{crit} = \text{Critical rate } \left(\frac{\text{ft}}{\text{d}}\right)$$

$$\Delta\rho = \text{Density difference } \left(\frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right)$$

$$k = \text{Permeability (Darcy)}$$

$$\theta = \text{Dip angle (degrees - measured from horizontal)}$$

$$\phi = \text{Porosity (fraction)}$$

جدول الف-۱ مقادیر محاسبه شده عدد موئینگی در آزمایش های انجام شده.

Test number	v (cm/s)	μ (cp)	σ (mN/m)	N_c (-)
S1	4.23E-05	224	0.9966	9.51E-03
S2	4.23E-05	224	0.9966	9.51E-03
S3	1.69E-04	224	0.9966	3.81E-02
S4	1.69E-04	224	0.9966	3.81E-02
S5	2.12E-05	224	0.9966	4.76E-03

k=Permeability (cm²)

σ=Interfacial tension (mN/m)

φ=Porosity (fraction)

g=Gravity constant (cm/s²)

همان طور که نتایج محاسبات اعداد بدون بعد موئینگی و بوند نشان می‌دهد، با توجه به بیشتر بودن عدد بدون بعد موئینگی نسبت به عدد بوند می‌توان دریافت که نیروی ویسکوز اثر به مراتب بیشتری در تولید نفت داشته است و اثر نیروی ثقلی کمتر است. البته باید به این نکته نیز، اشاره نمود که در مطالعات انجام شده توسط محققین، بازه‌های برای تغییرات عدد بوند مشاهده نشده است و نمی‌توان مشابه با عدد موئینگی تحلیلی ارائه نمود و تنها می‌توان اثر نیروها را نسبت به یکدیگر مقایسه نمود.

عدد بوند

عدد بدون بعد بوند از نسبت نیروهای شناوری به موئینگی به دست می‌آید و جهت بررسی اهمیت نیروهای ثقلی در مقیاس حفره محاسبه می‌شود.

$$N_B = 10^{-1} \text{ نیروی موئینگی/نیروی ثقلی}$$

به این ترتیب در صورتی که عدد بوند حدود ۱۰ باشد، نیروهای ثقلی و موئینگی اهمیت یکسانی دارند. در شرایط مخزن و در تزریق‌های غیرامتزاجی، عدد بوند معمولا حدود ۱۰-۴ می‌باشد [۱۵]. مقادیر محاسبه شده عدد بوند طبق رابطه (الف-۳) در جدول الف-۲ آورده شده است.

$$N_B = \frac{\Delta\rho \times k \times g}{\phi \times \sigma} \quad \text{(الف-۳)}$$

N_B=Bond number (-)

Δρ=Density difference (gr/cc)

جدول الف-۲ مقادیر محاسبه شده عدد بوند در آزمایش‌های انجام شده.

Test number	$\Delta\rho = \left(\frac{gr}{cc}\right)$	k (cm ²)	$\sigma = \left(\frac{mN}{m}\right)$	$g = \left(\frac{cm}{s^2}\right)$	φ (fraction)	N _B (-)
S1	0.8118	2.02E-08	0.9966	980.6	0.3440	4.69E-05
S2	0.8118	2.06E-08	0.9966	980.6	0.3460	4.75E-05
S3	0.8118	1.06E-08	0.9966	980.6	0.3358	2.52E-05
S4	0.8118	1.10E-08	0.9966	980.6	0.3374	2.59E-05
S5	0.8118	1.03E-08	0.9966	980.6	0.3302	2.49E-05

مراجع

- [1]. Egermann P, S. Bekri, Vizika O (2010) An integrated approach to assess the petrophysical properties of rocks altered by rock-fluid interactions (CO₂ injection), *Petrophysics*, 51: 01.
- [2]. Krause Federico F, Sayegh SG, Girard M, DeBree C (1990) Rock-fluid interactions of carbonated brines in a sandstone reservoir: Pembina-Cardium, Alberta, Canada, 5, 04:399-405.
- [3]. Peng Ch. Saeedi A, Noble R (2017) An Experimental Study of CO₂ Saturated Brine Reaction with Berea Sandstone, In SPE Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers.
- [4]. Zekri AY, Shedid SA, Almehaideb RA (2007) An experimental investigation of interactions between supercritical CO₂, asphaltenic crude oil, and reservoir brine in carbonate cores, In International Symposium on Oilfield Chemistry, Society of Petroleum Engineers.
- [5]. Oomole O, Osoba JS (1983) Carbon dioxide-dolomite rock interaction during CO flooding process, In Annual Technical Meeting, Petroleum Society of Canada.
- [6]. Altaee AF, Hun OS, Alian SS, Saaid IM Experimental Investigation on the Effect of CO₂ and WAG Injection on Permeability Reduction Induced by Asphaltene Precipitation in Light Oil, In Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology, World Academy of Science, Engineering and Technology (WASET), 72: 680, 2012.
- [7]. Hayashi Y (2010) Okabe H Experimental investigation of asphaltene induced permeability reduction, In SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers.

- [8]. Monger TG, Trujillo DE (1991) Organic deposition during CO₂ and rich-gas flooding, SPE Reservoir Engineering 6, 01: 17-24.
- [9]. Oikawa Y, Takehara T (2008) Effect of CO₂ injection on mechanical properties of Berea Sandstone, In The 42nd US Rock Mechanics Symposium (USRMS).
- [10]. Ricardo Filho DG (2012) Effects of dissolution on the permeability and porosity of limestone and dolomite in high pressure CO₂/water systems, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [11]. Ali M, Dahraj NU, Haider SA (2015) Study of Asphaltene Precipitation during CO₂ Injection in Light Oil Reservoirs, In SPE/PAPG Pakistan section Annual Technical Conference, Society of Petroleum Engineers.
- [12]. Chen W, Li T, Gao Y (2016) Quantitative evaluation of interaction between CO₂ and micro-nano pore-throat-fracture system of supercritical CO₂ flood in unconventional tight sandstone reservoir, In SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [13]. Benjamin C Dudley, Roosevelt FD (2012) ASTM D6560 Standard test method for determination of asphaltene (heptane insolubles) in crude petroleum and petroleum products, Annual Book of Standards.
- [14]. Al-Riyami HF, Kamali F, Hussain F (2017) Effect of gravity on near-miscible CO₂ flooding, In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [15]. Maria Antonieta Barrufet. Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Methods, Class Notes for PETE609 – Module 1, Fall 2001.



Petroleum Research

Petroleum Research 2019 (December-January), Vol. 30, No. 114, 22-23

DOI: 10.22078/pr.2020.3844.2751

Experimental Investigation of Rock and Fluid Interaction during CO₂ Injection in a High Permeable Heavy Oil Sandstone Reservoir

Seyyed Jamal Aldin Arous, Elnaz Khodapanah* and Seyyed Alireza Tabatabaei-Nezhad

Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand Oil and Gas Research Institute (SOGRI), Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

khodapanah@sut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.3844.2751

Received: July/04/2019

Accepted: May/12/2020

Introduction

The reservoir oil and rock properties are altered when carbon dioxide interacts with the oil and rock present in the reservoir [1]. Asphaltene deposition and mineral alteration, dissolution and deposition can occur simultaneously especially in carbonate asphaltenic crude oil reservoirs during CO₂ injection [2]. Carbonate materials may be the cementing agents for sand and clay particles in sandstone reservoirs. The dissolution of the cement can cause these particles to be released, allowing them to move in the flow path, to accumulate at pore throats, and to reduce permeability. Conversely, an increase in permeability may be observed if the released particles are smaller than the size of the pore throats and can be flushed out [2-4]. The asphaltene stabilized by resin, remain in thermodynamics equilibrium under colloidal state at normal reservoir conditions. Asphaltene will lose its stability when the initial equilibrium state is disturbed. Once asphaltene destabilizes, it may flow as suspended particles and may deposit on the rock surface [5]. Rock and fluid interactions play an important role in many aspects of formation evaluation and reservoir characterization studies. The chemical reaction of the injected fluid with rock and reservoir fluid affects the efficiency of EOR process due to changes in oil properties, as well as changes in petrophysical properties of the rock [3]. Therefore, it is necessary to investigate these interactions prior to the implementation of CO₂ gas storage in a depleted reservoir, aquifer, or during EOR operation.

Methodology

After preparing the sandpack models, to restore the irreducible water saturation, the sandpack models were saturated by formation water and then oil. Water flooding is then conducted as secondary recovery before the application of CO₂ injection until no oil production was obtained. CO₂ injection was also carried out continuously. In order to show the change in the properties of the rock due to the interaction of CO₂ with the rock, each model is washed with toluene after the CO₂ injection phase. Toluene eliminates the residual oil.

Results and Discussion

Effect of Pressure

Experiments S3 and S4 were carried out to investigate the effect of pressure on rock and fluid interactions, in which the temperature and injection velocity were the same, and injection was performed vertically. The only difference was the injection pressure. The back pressure regulator was set to 2000 and 1500 psi respectively, in experiments S3 and S4. In Figure 1, porosity alterations are shown. As it can be seen from the figure, due to the dissolution and the release of some minerals, porosity increases in both models. The porosity variations in model S4 are more than that in model S3, which it shows the higher dissolution of carbonate minerals at 2000 psi with respect to the injection pressure of 1500 psi.

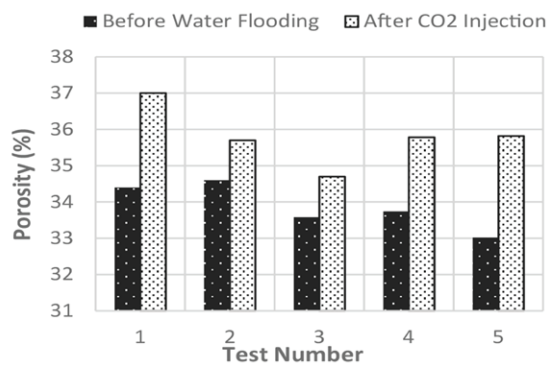


Fig. 1 Porosity alterations as a result of dissolution of minerals.

The amount of asphaltene precipitation in the sandpack during the experiments S4 and S3 is 8.13 and 7.7 wt.% respectively, as seen in Figure 2.

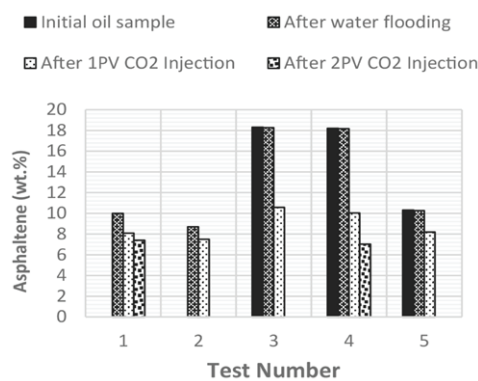


Fig. 2 Results of measuring the asphaltene content of initial oil sample and produced oil sample during different stages of the experiments.

Effect of Injection Velocity

In the second series of the experiments, the effect of injection velocity on rock and fluid interaction was investigated. The series consists of the S1, S4, and S5 tests, in which the injection temperature and pressure were 70 °C and 2000 psi respectively, and the injection was carried out vertically. The only difference was the injection velocity, which was, respectively, 0.076, 0.153 and 0.611 centimeters per hour in experiments S5, S1 and S4. As Figure 1 shows, in these experiments, by decreasing the injection velocity, porosity alteration increases. This is because by reducing the injection velocity, the contact time between acid formed and the rock increases, which it increases the possibility of dissolution of minerals.

Effect of Injection Orientation

In the third series of the experiments, the effect of the orientation of the sandpack model on the interaction of rock and fluid was studied. The series consists of the S1 and S2 tests in which the temperature, pressure, and injection velocity were the same. The only difference

is the orientation of the sandpack models, which was carried out vertically in the first test and horizontally in the second one. The porosity variation during the vertical injection experiment is more than that of horizontal mode, which may indicate that more carbonate minerals are dissolved during the CO₂ injection into a vertical mode (Figure 1). The amount of asphaltene precipitation in the sandpack is 1.92 and 1.18 wt%, respectively, in the vertical and horizontal experiments (Figure 2).

Conclusions

Based on the results obtained, the following conclusions can be drawn:

By increasing the injection pressure, more carbon dioxide is dissolved, and hence, the possibility of acid formation and mineral dissolution increases. By reducing the injection velocity, the contact time between acid and rock increases. Therefore, the dissolution of the minerals increases. Finally, due to gravitational stability, vertical injection shows better performance in mineral dissolution and asphaltene precipitation.

References

1. Peng Ch, Saedi A, Noble R (2017) An Experimental Study of CO₂ Saturated Brine Reaction with Berea Sandstone, In SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers.
2. Krause Federico F, Sayegh SG, Girard M, DeBree C (1990) Rock-fluid interactions of carbonated brines in a sandstone reservoir: Pembina-Cardium, Alberta, Canada.
3. Zekri AY, Shedid SA, Almehaideb RA (2007) An experimental investigation of interactions between supercritical CO₂, asphaltenic crude oil, and reservoir brine in carbonate cores, In International Symposium on Oilfield Chemistry, Society of Petroleum Engineers.
4. Altaee AF, Hun OS, Alian SS, Saaid IM Experimental Investigation on the Effect of CO₂ and WAG Injection on Permeability Reduction Induced by Asphaltene Precipitation in Light Oil, In Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology, World Academy of Science, Engineering and Technology (WASET), 72: 680, 2012.
5. Hayashi Y, Okabe H Experimental investigation of asphaltene induced permeability reduction, In SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers, 2010.