تأثیر واکنش‌های شیمیایی حاصل از تزریق[1] گاز بر رفتار سنگ مخزن و پوش‌سنگ

فاطمه هرمززاده قلاتی*، حسین معماریان، بهزاد مهرگینی، پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران

چکیده

افزایش قیمت جهانی نفت خام و نیاز روزافزون کشورهای جهان به این انرژی، مهندسین مخزن را واداشته تا با طراحی شیوه مناسب، با کمترین هزینه ممکن، بیشترین تولید از مخازن نفتی داشته باشند. از طرف دیگر یکی از راه‌های صیانت از مخازن در برداشت‌های ثانویه و ثالثیه، حفظ فشار مخازن و جلوگیری از افت آن است. امروزه روش‌های مختلفی برای افزایش بازیافت نفت در دنیا استفاده می‌شود که براساس ویژگی‌های هر مخزن نفتی، با یکدیگر متفاوت هستند. یکی از روش‌های جلوگیری از افت فشار، تزریق سیال مناسب به مخزن است. تزریق گاز به منظور بازیافت نفت در بیشتر مخازن ایران، گزینه مناسبی عنوان شده و برای تزریق ایمن گاز به مخازن، نیاز است رفتار پوش‌سنگ و سنگ مخزن در عملیات تزریق گاز و گاز دی‌اکسید کربن (CO_2) بررسی شود، تا از وقوع برخی مخاطرات جلوگیری گردد. چرا که فرآیندهای شیمیایی بین سنگ و دی‌اکسید کربن می‌تواند در دراز مدت تغییرات عمده‌ای درخصوصیات فیزیکی و ژئومکانیکی سنگ ایجاد کند. بنابراین مهم‌ترین موضوع در تزریق دی‌اکسید کربن، حفظ یکپارچگی پوش‌سنگ درتمامی مراحل تزریق است. در این مقاله مبانی تاثیر واکنش‌های شیمیایی حاصل از تزریق گاز دی‌اکسید کربن بر رفتار مقاومتی سنگ مخزن و پوش‌سنگ بررسی می‌شود.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۶/۰۵/۲۳
تاریخ ارسال به داور: ۹۶/۰۷/۱۸
تاریخ پذیرش داور: ۹۶/۰۷/۲۶

واژگان کلیدی:
تزریق گاز دی‌اکسید کربن، افزایش بازیافت نفت، واکنش‌های شیمیایی، تغییرات ژئومکانیکی-ژئوشیمیایی، مخزن، پوش‌سنگ

مقدمه

تزریق گاز از قدیمی‌ترین روش‌های بازیافت ثانویه نفت است که اکنون نیز جایگاه ویژه‌ای در تولید جهانی نفت دارد. این روش، بعد از روش تزریق بخار آب، دومین روش معمول در استحصال نفت در دنیا است؛ که با توجه به وجود منابع ارزان گاز دی‌اکسید کربن، امروزه مورد استقبال بیشتری قرار گرفته است. به‌طورکلی تزریق گاز به دو روش امتزاجی و غیرامتزاجی و با استفاده از سیالات گازی متفاوت انجام می‌شود. روش تزریق امتزاجی یا غیرامتزاجی برمبنای مطالعات و آزمایش‌های گسترده انتخاب می‌شود که متناسب با شرایط مخزن اعم از عمق، ضخامت لایه مخزنی، لیتولوژی سازند تولیدی، دما، فشار، تراوایی، درصد اشباع، چگالی، گرانروی و ترکیبات سیال مخزنی و مسائل اقتصادی، زیست محیطی و در دسترس بودن گازهای تزریقی است [۱-۴].

رفتار ژئومکانیکی واکنش کوتاه‌مدت پوش‌سنگ در اثر تزریق گاز و افزایش فشار است. یکپارچگی پوش‌سنگ در طولانی‌مدت ممکن است به دلیل فعالیت‌های شیمیایی ترکیبات گاز تزریقی (نظیر سیال غنی از گاز دی‌اکسید کربن) تحت تأثیر قرار گیرد و خواص تغییریافته مکانیکی سنگ همراه با شرایط تغییریافته تنش، موجب فعالیت گسل‌ها و ایجاد ترک یا گسترش آن در پوش‌سنگ شود. این واکنش‌های شیمیایی می‌توانند منجر به تغییر پارامترهای پتروفیزیکی مثل تخلخل، تراوایی و کانی‌شناسی سنگ شود، که مخاطراتی رابه ویژه در پوش‌سنگ مخازن ایجاد می‌کند. این مخاطرات می‌توانند باعث کاهش نفوذپذیری و مقاومت پوش‌سنگ (ایجاد شکست و مسیرهای عبور سیال) شود [۵]. در این مقاله واکنش‌های شیمیایی حاصل از تزریق گاز و تأثیر آن بر رفتار ژئومکانیکی مخزن و پوش‌سنگ، بررسی قرار می‌شود.

۱- انواع تزریق به مخازن نفت

افزایش بازیافت نفت‌خام و برخورداری نسل‌های آینده از این ذخیره خدادادی، ایجاب می‌کند تا برای حفظ و صیانت مخازن، در طول زمان روش‌های مناسبی اتخاذ شود. این روش‌ها که امروزه به روش‌های بازیافت نفت در صنایع نفت و گاز معروف است، شامل روش‌های تزریق گاز، تزریق آب، تزریق متناوب آب و گاز، روش حرارتی، تزریق فوم و ژل‌های پلیمری، استفاده از

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (f.hormozzade@yahoo.com)

موادشیمیائی کاهش‌دهنده نیروی کشش سطحی و روش‌های میکروبی است.

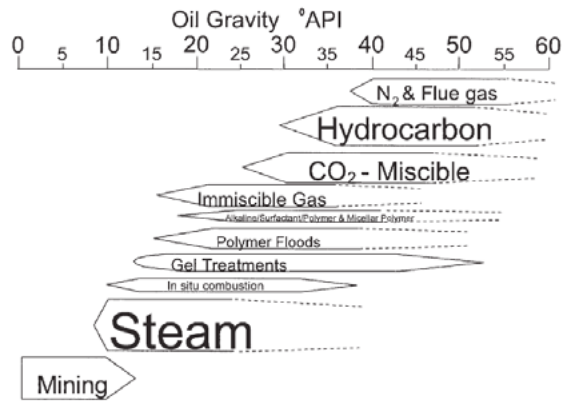
تقسیم‌بندی‌های متفاوتی برای روش‌های بازیافت پیشرفته نفت ارائه شده اما به طور کلی می‌توان به دو گروه بزرگ روش‌های حرارتی و غیرحرارتی تقسیم کرد[۲و۶]. روش‌های حرارتی از دهه ۱۹۵۰ میلادی تاکنون، از جمله روش‌های اصلی جهت استحصال نفت‌های سنگین (۱۰ الی ۲۰ درجه API) و ماسه‌های نفتی (کمتر از ۱۰ درجه API) بوده است که شامل تزریق آب داغ[۱]، تزریق متناوب و پیوسته بخار آب[۲]، روش‌های درجا و گرمایش الکتریکی است. روش‌های غیرحرارتی بهترین پیشنهاد برای بازیافت و استحصال نفت‌های سبک هستند. به‌طور عمده روش‌های غیرحرارتی به سه گروه، تزریق امتزاجی، تزریق غیرامتزاجی گاز[۳] و روش‌های شیمیایی تقسیم می‌شوند [۲و۷ و۴]. براساس مطالعات، تزریق غیر امتزاجی گاز دی‌اکسید کربن (CO_2) موفقیت بالایی در استحصال و بازیافت نفت نسبت به سایر روش‌های غیرحرارتی داشته است [۸].

یکی از معیارهای اصلی انتخاب روش مناسب بازیافت پیشرفته، چگالی یا همان درجه API نفت است، که براساس آن می‌توان دامنه‌ای از روش‌های مناسب را ارائه کرد [۱و۲]. در شکل-۱ تقسیم روش‌های مناسب بازیافت پیشرفته براساس چگالی نفت (درجه API) ارائه شده است. براساس مطالعات، یکی از معیارهای اصلی (علاوه بر نوع هیدروکربور) در انتخاب بهترین روش بازیافت، سنگ‌شناسی مخزن است. میزان استفاده و موفقیت روش‌های مختلف مبتنی بر نوع سنگ مخازن مختلف در شکل-۲ نشان داده شده است. این شکل از مجموع ۱۵۰۷ پروژه بازیافت در دنیا برای مخازن با سنگ‌شناسی ماسه‌ای، کربناته و سایر موارد (از جمله توربیدتی) بدست آمده است [۱ و ۳].

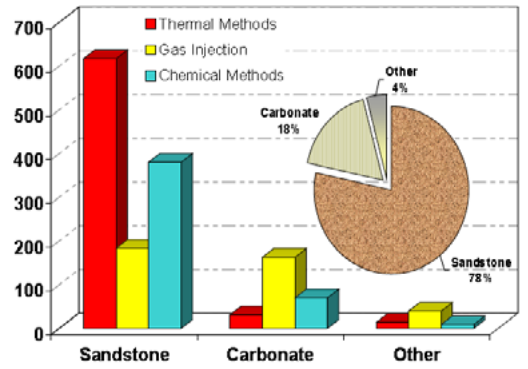
امروزه تزریق گاز به‌ویژه گاز دی‌اکسید کربن (با توجه به مزایای ویژه آن) به‌عنوان روش اصلی بازیافت نفت به کار می‌رود (شکل-۳). یکی از دلایل افزایش استفاده از گاز (به‌ویژه گاز دی‌اکسید کربن) برای بازیافت پیشرفته نفت، وجود منابع ارزان قیمت طبیعی گاز دی‌اکسید کربن، کاهش اثرات زیست محیطی آن و سیستم انتقال آسان آن به منظور تزریق است [۳]. در این روش‌ها تزریق گاز در کلاهک گازی و یا لایه نفتی سبب افزایش فشار مخزن، رانش نفت به سمت چاه‌های تولیدی شده و جبران افت تولید می‌شود. توجه به شرایط مخازن کربناته در ایران (فشار، چگالی و گرانروی سیال، سنگ‌شناسی و شرایط ساختاری) و نیز وجود منابع طبیعی گازهای هیدروکربوری و همراه، استفاده از تزریق گاز به‌منظور جبران افت فشار ناشی از تولید نفت می‌تواند به‌عنوان یکی از روش‌های اصلی افزایش بازیافت نفت به‌حساب آید.

۲- اهمیت بررسی اثرات بلندمدت تزریق گاز به مخازن نفت

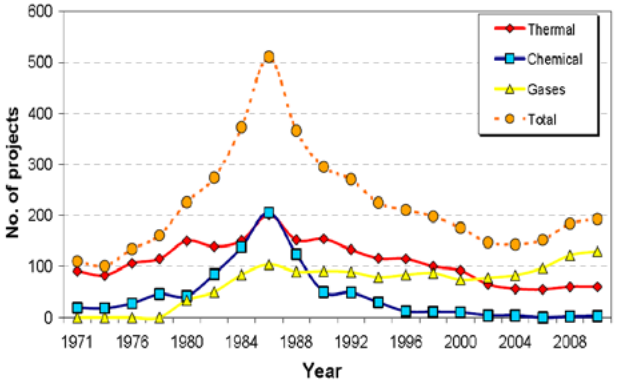
فرآیندهای شیمیایی بین سنگ و سیال می‌توانند در طولانی‌مدت، تغییرات عمده‌ای در خصوصیات فیزیک و



شکل ۱ | تقسیم‌بندی روش‌های مناسب بازیافت پیشرفته براساس چگالی نفت[۶] [۱]



شکل ۲ | استفاده از روش‌های متفاوت بازیافت پیشرفته برمبنای مخازن با سنگ‌شناسی[۳]



شکل ۳ | تعداد پروژه‌های انجام شده با استفاده از روش‌های متنوع بازیافت در آمریکا[۳]

ژئومکانیکی سنگ ایجاد کند. تزریق آب، گاز و یا گاز دی‌اکسید کربن (CO_2)، هر یک با اهداف مختلف انجام می‌شود و متناسب با محتوای شیمیایی سیال و سنگ و شرایط تزریق (فشار، دما و غیره)، واکنش‌های شیمیایی را در سنگ مخزن و پوش‌سنگ فراهم می‌کند.

در فرایند تزریق، گاز دی‌اکسید کربن (CO_2) حل‌شده به لایه‌های پایین‌تر نفوذ می‌کند و براساس کانی‌شناسی سنگ‌های موجود، واکنش‌های شیمیایی اتفاق می‌افتد که پارامترهای پتروفیزیکی مثل تخلخل، تراوایی و کانی‌شناسی سنگ را تغییر می‌دهد و مخاطراتی را به‌ویژه در پوش‌سنگ مخازن ایجاد می‌کند و می‌تواند تهدیدی برای یکپارچگی آن باشد. این مخاطرات می‌تواند افزایش نفوذپذیری و کاهش مقاومت پوش‌سنگ (ایجاد شکست و مسیرهای عبور سیال) باشد و از این‌رو ممکن است به پدیده‌هایی نظیرنشت از مخزن منجر شود. این واکنش‌های ژئوشیمیایی روی تعادل ترمودینامیکی و ترکیب آب مخزن هم تأثیرگذار است.

دو نگاه عمده در رابطه با تأثیرها و مخاطرات مرتبط با تزریق گاز دی‌اکسید کربن (با هر دو هدف افزایش بازیافت و ذخیره‌سازی) وجود دارد. در دسته اول، این مخاطرات در قالب تأثیرهای وابسته به زمان در نظر گرفته شده و در دسته دوم، انواع و مکانیزم آنها مدنظر است. تأثیرهای تزریق گاز، در دسته اول به دو بازه زمانی مخاطرات کوتاه و بلندمدت پس از تزریق گاز و در دسته دوم به مخاطرات مکانیکی و شیمیایی تقسیم‌بندی می‌شود[۹-۱۱]. با توجه به مطالب بالا می‌توان مجموعه مخاطرات مرتبط با تزریق گاز به صورت زیر خلاصه می‌شود که می‌تواند متناسب با میزان و نوع گاز تزریقی و جنس پوش‌سنگ و مخزن، در فرآیند تزریق گاز در یک مخزن اتفاق افتد.

۱- فعال شدن مجدد گسل‌ها در پوش‌سنگ و سایر گسل‌های که از نظر هیدرولیکی با مخزن در ارتباط است

۲- ایجاد شکست برشی القایی در پوش‌سنگ

۳- ایجاد و توسعه شکست‌های هیدرولیکی

۴- غلبه بر فشار موئینگی پوش‌سنگ و نشت از چاه‌های تزریقی

۵- اثرات شیمیایی و انحلالی در پوش‌سنگ و مخزن

۳- اثر واکنش‌های شیمیایی ناشی از تزریق گاز بر رفتار مقاومتی سنگ

در تزریق گاز دی‌اکسید کربن، CO_2 حل‌شده به لایه‌های پایین‌تر نفوذ می‌کند و براساس کانی‌شناسی پوش‌سنگ و مخزن، واکنش‌های ژئوشیمیایی مختلفی اتفاق می‌افتد که پارامترهایی نظیر تخلخل را تغییر می‌دهد. واکنش‌های شناخته‌شده بین آب موجود در پوش‌سنگ، دی‌اکسید کربن (CO_2) و کانی‌های موجود رخ می‌دهد که در آن دی‌اکسید کربن (CO_2) به‌صورت کانی‌های کربناته ته‌نشین می‌شود. در این واکنش‌ها، فرض شده که سنگ‌های موجود همگن است. بنابراین حضور دی‌اکسید کربن (CO_2) می‌تواند بر کانی‌شناسی و تعادل ترمودینامیکی محیط تأثیر بگذارد [۱۲]. افزایش تخلخل می‌تواند زیان‌آور باشد. چراکه جابه‌جایی دی‌اکسید کربن (CO_2) را آسان می‌کند و در مقابل کاهش تخلخل به جلوگیری از فرار دی‌اکسید کربن (CO_2) از پوش‌سنگ کمک می‌کند.

هنگامی‌که دی‌اکسید کربن (CO_2) به پوش‌سنگ می‌رسد، درون آن حل خواهد شد و در جهت قائم و به سمت بالا در پوش‌سنگ منتشر می‌شود. این امر منجر به اسیدی شدن آب‌های پوش‌سنگ و واکنش با مواد معدنی حاضر در پوش‌سنگ می‌شود. انتشار دی‌اکسید کربن (CO_2) خیلی آرام انجام می‌شود. از این‌رو، فقط قسمت‌های پایین پوش‌سنگ است که به‌طور بالقوه تحت تأثیر فعل و انفعالات ژئوشیمیایی قرار می‌گیرد.

٤- مدل‌سازی سینتیک پدیده انتقالی واکنشی

مدل‌سازی سینتیک پدیده انتقالی واکنشی[۵] وابسته به تغییرات ژئوشیمیایی زمین بوده و به ارزیابی گنجایش ذخیره دی‌اکسید کربن (CO_2) مرتبط است. درنظر گرفتن هیدرودینامیک در واکنش‌های تغییرات شیمیایی زمین می‌تواند دقت و صحت محاسبات را افزایش دهد. گاوس و همکاران (۲۰۰۵) یک مدل پدیده انتقالی واکنشی یک بعدی[۶] از توزیع دی‌اکسید کربن در میان پوش‌سنگ اسلیپنر[۷] با استفاده از نرم‌افزار فریک[۸] توسعه دادند. توزیع دی‌اکسیدکربن در میان این سنگ توسط قانون هنری[۹] با یک ضریب فوگاسیته[۱۰] ثابت مدل شده است [۵]. خو و همکاران (۲۰۰۵) با استفاده از نرم‌افزار Toughre-act، یک مدل پدیده انتقالی واکنشی یک‌بعدی از ذخیره زمین‌شناسی دی‌اکسیدکربن برای یک سیستم شیست ماسه‌ای به همراه مجموعه کاملی از کانی‌های رسوبات ساحلی خلیج تگزاس را اجرا کردند[۱۳]. پروس و گارسیا (۲۰۰۲) تجزیه دی‌اکسید کربن را با قانون ساده‌شده هنری، که شامل تأثیر درجه حرارت، فشار و درجه شوری است، مدل کردند. آنها نمونه‌ای دارای بسیاری از کانی‌های رسوب ساحل خلیج را انتخاب کردند و تغییرات تخلخل را در حضور دی‌اکسید کربن (CO_2) در بازه ۱۰۰۰۰ ساله محاسبه کردند [۱۴]. معادله ۱ نرخ

سرعت واکنش آب و سنگ را نشان می‌دهد [۱۵].

$$rate = A_m k(T)_m (a_{H+})^n [1 - \left(\frac{Q_m}{K_m}\right)] \quad (۱)$$

نرخ سرعت واکنش همان $\frac{dC}{dt}$ است و نرخ سرعت رسوب و انحلال برابر است. مقدار مثبت این معادله انحلال و مقدار منفی رسوب را نشان می‌دهد. A_m سطح واکنش در هر کیلوگرم آب است، $k(T)_m$ ثابت سرعت وابسته به دما است که وابستگی سرعت واکنش به دما را نشان می دهد. a_{H+} اکتیویته پوروتن است. n درجه واکنش، Q_m ثابت تعادل و K_m مشابه اکتیویته محصول است که به ازای واکنش یک مول واکنش‌دهنده با آب به دست می‌آید که تغییرات غلظت عنصر در طی انحلال آنها در هر کیلوگرم آب را برحسب زمان نشان می‌دهد. فرم ساده معادله-۱، در معادله-۲ نشان داده شده است [۱۵].

$$rate = A_m k(T)_m [1 - \left(\frac{Q_m}{K_m}\right)] \quad (۲)$$

طبق قانون آرنیوس[۱۱]، ثابت سرعت وابسته به دما به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$k(T) = k_{25} \exp\left[\frac{-E_a}{R}\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{298.15}\right)\right] \quad (۳)$$

E_a انرژی اکتیواسیون است که در سال ۱۸۸۹ توسط آرنیوس بیان شد و حداقل انرژی شیمیایی ورودی مورد نیاز یک سیستم شیمیایی است تا واکنش شیمیایی اتفاق افتد. k_{25} ثابت سرعت در دمای ۲۵ درجه سانتی‌گراد و R ثابت گازها است که مقدار آن (J/mol K) ۸/۳۱ است و T دما برحسب کلوین است.

اگر در نتیجه واکنش‌های شیمیایی، این کانی‌ها رسوب کنند، تخلخل و تراوایی به‌ترتیب طبق رابطه-۴ و ۵ تغییر می کند.

$$\varphi = 1 - \sum_{m=1}^{nm} fr_m - fr_u \quad (۴)$$

$$k = k_i . \left(\frac{\varphi}{\varphi_i}\right)^3 \quad (۵)$$

که در آن nm تعداد کانی‌ها، fr_m کسر حجمی از کانی m در سنگ و fru کسر حجمی از سنگ بدون واکنش و φ_i و k_i تخلخل و نفوذپذیری اولیه است.

۵- واکنش‌های شیمیایی محتمل

بیشترین نفت ذخیره شده دنیا در سنگ‌های کربناته است، نزدیک به ۵۰ درصد از مخازن شناخته‌شده دنیا مخازن کربناته با میانگین بازیابی نفت کمتر از ۳۰ درصد است. اغلب این مخازن دارای شکاف‌هایی با هدایت هیدرولیکی بالا و ماتریکس‌هایی باتراوایی پایین است. باتوجه به این مسئله، افزایش بازیابی نفت ازمخازن کربناته اهمیت بسیاری دارد. معادله ۶ اصلی‌ترین واکنش شیمیایی است که در مخازن کربناته رخ می‌دهد:

$$CO_2 + H_2O + CaCO_3 \rightarrow Ca(HCO_3)_2 \quad (۶)$$

در نتیجه آن و در ادامه انحلال، Ca^{2+} و HCO^-_3 تولید می‌شود. این واکنش از مرتبه یک است. برای بررسی اثر زمان بر غلظت می‌توان از روابط سینتیک واکنش استفاده کرد. اگر در رابطه فوق غلظت اولیه قرار داده شود، در زمان‌های مختلف می‌توان غلظت هر یک از عناصر را به دست آورد. در واکنش فوق تأثیر محصول واکنش بر مخزن وابسته به میزان حلالیت سیال است (Ksp). اگر این واکنش در ابتدا رسوب دهد، با سنگ‌های مخزن واکنش نخواهد داد. HCO^-_3 در PH مختلف می‌تواند به دی‌اکسید کربن (CO_2) و CO^{2-}_3 و کمپلکس‌های دیگر تبدیل شود که هر کدام از آنها با توجه به شرایط می‌توانند واکنشی را ایجاد کنند. درصورتی‌که کانی غالب پوش‌سنگ انیدریت باشد، واکنش آن با آب و گاز دی‌اکسید کربن در معادله-۷ نشان داده شده است [۹]:

$$CaSO_4 + CO_2 + H_2O \rightarrow CaCO_3 + H_2SO_4 \quad (۷)$$

این واکنش منجر به تولید رسوب کربنات کلسیم و اسیدسولفوریک مایع می‌شود. انحلال و رسوب کلسیت بر رفتار ژئوشیمیایی-ژئومکانیکی مخزن تأثیر می‌گذارد. به‌علاوه، مقاومت مکانیکی انیدریت از ژیپس بیشتر است و این واکنش موجب کاهش مقاومت پوش‌سنگ می‌شود.

بررسی سینتیک واکنش‌های شامل کلسیت و انیدریت نشان می‌دهد که تزریق گاز دی‌اکسید کربن بر کلسیت تأثیر بیشتری نسبت به انیدریت دارد. انحلال و رسوب کلسیت بر رفتار ژئوشیمیایی مخزن تأثیرگذار است. با توجه به اینکه روند انحلال و واکنش رس بسیار آرام است، انتظار نمی‌رود که کانی‌های رسی تأثیر زیادی بر نتیجه داشته باشند.

نتیجه‌گیری

ارزیابی رفتار درازمدت ژئوشیمیایی دی‌اکسید کربن (CO_2) و تأثیرهای محتمل آن بر یکپارچگی پوش‌سنگ و مخزن، یکی از جنبه‌های مهم تزریق دی‌اکسید کربن (CO_2) است، چرا که می‌تواند خطرات زیست‌محیطی و تأثیر منفی بر آب زیرزمینی را به همراه داشته باشد. با استفاده از روابط سینتیک واکنش می‌توان میزان رسوب و انحلال کانی‌های موجود در سنگ را محاسبه کرد و میزان تغییرات غلظت و کانی‌شناسی را در طول زمان تخمین زد. با استفاده از نرم‌افزارهای عددی مانند نرم‌افزار Toughreact می‌توان دی‌اکسید کربن (CO_2) را در یک مدل بلوکی با در نظر گرفتن خواصی، به مدت دلخواه تزریق کرد و تغییرهای خواص سنگ مانند اشباع، تخلخل، تراوایی، PH را در زمان‌های طولانی و در فواصل موردنظر از چاه تزریقی بررسی کرد.

پانویس‌ها

1- Hot water injection

2- Cycle steam injection and continues steam injection

3- Immiscible gas injection

۴- اندازه هر روش اهمیت نسبی آن را در میزان تولید نشان می‌دهد.

5- Reactive Transport Kinetic Modeling

6- 1D

7- Sleipner

8- Phreeqc

9- Henry

10- Fugacity Coefficient

11- Arrhenius law

منابع

[1] J.J. Taber, F. D. Martin, and R. S. Seright, “EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects,” SPE Reserv. Eng., vol. 12, no. 3, pp. 189–198, 1997.

[2] S. Thomas, “Enhanced Oil Recovery - An Overview,” Oil Gas Sci. Technol., vol. 63, pp. 9–19, 2008.

[3] V. Alvarado and E. Manrique, “Enhanced Oil Recovery: An Update Review,” pp. 1529–1575, 2010.

[4] S. Thomas and S. M. F. Ali, “Status and assessment of chemical oil recovery methods,” Energy sources, vol. 21, no. 1–2, pp. 177–189, 1999.

[5] I. Gaus, M. Azaroual, and I. Czernichowski-Lauriol, “Reactive transport modelling of the impact of CO 2 injection on the clayey cap rock at Sleipner (North Sea),” Chem. Geol., vol. 217, no. 3, pp. 319–337, 2005.

[6] D. W. Green and G. P. Willhite, Enhanced oil recovery. Richardson, Tex.: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.

[7] R. Selby, A. A. Alikhan, and S. M. Ali, “Potential of non-thermal methods for heavy oil recovery,” J. Can. Pet. Technol., vol. 28, no. 4, 1989.

[8] T. A. Nguyen and S. M. Ali, “Effect of nitrogen on the solubility and diffusivity of carbon dioxide into oil and oil recovery by the immiscible WAG process,” J. Can. Pet. Technol., vol. 37, no. 2, 1998.

[9] B. Orlic, J. ter Heege, and B. Wassing, “Assessing the integrity of fault-and top seals at CO 2 storage sites,” Energy Procedia, vol. 4, pp. 4798–4805, 2011.

[10] F. J. Moreno, R. Chalaturnyk, and J. Jimenez, “Methodology for assessing integrity of bounding seals (Wells and Caprock) for geological storage of CO 2,” in Proceedings of the 7. international conference on greenhouse gas control technologies, 2005.

[11] H. Soltanzadeh and C. D. Hawkes, “Assessing fault reactivation tendency within and surrounding porous reservoirs during fluid production or injection,” Int. J. Rock Mech. Min. Sci., vol. 46, no. 1, pp. 1–7, 2009.

[12] J. C. Baker, G. P. Bai, P. J. Hamilton, S. D. Golding, and J. B. Keene, “Continental-scale magmatic carbon dioxide seepage recorded by dawsonite in the Bowen-Gunnedah-Sydney Basin system, eastern Australia,” J. Sediment. Res., vol. 65, no. 3, 1995.

[13] T. Xu, J. A. Apps, and K. Pruess, “Mineral sequestration of carbon dioxide in a sandstone–shale system,” Chem. Geol., vol. 217, no. 3, pp. 295–318, 2005.

[14] K. Pruess and J. Garcia, “Multiphase flow dynamics during CO2 disposal into saline aquifers,” Environ. Geol., vol. 42, no. 2–3, pp. 282–295, 2002.

[15] A. C. Lasaga, “Chemical kinetics of water-rock interactions,”J. Geophys. Res. solid earth, vol. 89, no. B6, pp. 4009–4025, 1984.