مروری بر ذخیره‌سازی CO_2 در ساختارهای زیرزمینی: پیشرفت‌ها، چالش‌ها و چشم‌اندازها

حسین حیدری[1]، مهدی رضوی فر[2*]

۱. دانشجوی کارشناسی، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران

۲. استادیار، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران

آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: m.razavifar@tabrizu.ac.ir

مقاله‌ی مروری

صفحه ۹۱ - ۱۱۵

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۱/۲۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۳/۱۷

چکیده

آب و هوای زمین تحت تأثیر فعالیت‌های انسانی قرار گرفته است که شامل سوزاندن سوخت‌های فسیلی و نابودی جنگل‌ها می‌شود. این فعالیت‌ها باعث انتشار گازهای گلخانه‌ای مانند دی‌اکسید کربن (CO_2) شده‌اند. سوخت‌های فسیلی، از ترکیباتی تشکیل شده‌اند که میلیون‌ها سال پیش از جو زمین جذب شده‌اند. سوزاندن این سوخت‌های فسیلی بیش از ۷۵ درصد از انتشار گازهای گلخانه‌ای در سراسر جهان و تقریباً ۹۰ درصد از انتشار کلی CO_2 را تشکیل می‌دهند. علاوه بر این، بر اساس آمار ارائه شده در سال ۲۰۲۴، انتشار سالانه CO_2 ناشی از سوزاندن سوخت‌های فسیلی به ۳۷/۴ میلیارد تن رسیده است. به همین دلیل، جذب و ذخیره کربن به‌عنوان یک استراتژی مهم برای کاهش انتشار CO_2 در جور زمین مطرح شده است. در همین راستا، این مقاله به بررسی روش‌های مختلف ذخیره‌سازی CO_2 در ساختارهای زیرزمینی، ازجمله سفره‌های آب زیرزمینی، مخازن نفت و گاز تخلیه‌شده، لایه‌های زغال‌سنگ غیرقابل استخراج و سازندهای بازالتی می‌پردازد. پایداری ذخیره‌سازی CO_2 و ساز و کارهای مختلف به دام انداختن آن از موضوعات اصلی این پژوهش هستند. نتایج تحقیقات نشان می‌دهند که فناوری ذخیره‌سازی CO_2 در حال تبدیل شدن به یک روش مفید و کارآمد است. در این مقاله، چشم‌اندازها و فرصت‌های اقتصادی ذخیره‌سازی CO_2 بررسی و بر پتانسیل کاربردی آن در مقابله با تغییرات آب و هوایی تأکید شده است. با توجه به اینکه بسیاری از کشورها علاقه‌مند به توسعه زیرساخت‌ها در این حوزه هستند؛ در این مقاله راه‌حل‌هایی برای محققان، سیاستمداران و فعالان صنعتی ارائه شده‌اند که می‌توانند بستری برای توسعه فناوری‌های ذخیره گاز فراهم کنند.

کلیدواژه‌ها: کربن دی‌اکسید، ذخیره‌سازی گاز، گازهای گلخانه‌ای، آلودگی محیط‌زیست، گرمای زمین

۱. مقدمه

به‌منظور مقابله با تغییرات آب و هوایی، کاهش چشمگیر انتشار گازهای گلخانه‌ای[1] (GHG) ضروری است، به‌ویژه انتشار دی‌اکسید کربن که عامل اصلی گرمایش جهانی محسوب می‌شود. گازهای گلخانه‌ای ناشی از سوزاندن هیدروکربن‌ها، عمدتاً شامل CO_2 هستند و مقادیر کمتری از متان (CH_4) و اکسید نیتروژن (N_2O) نیز در آن‌ها وجود دارد. انتشار گازهای

1. Greenhouse Gases

گلخانه‌ای را می‌توان بر اساس منبع آن‌ها در سه دسته اصلی طبقه‌بندی کرد؛ که عبارتند از: [۱].

۱) انتشار مستقیم: که مستقیماً از فعالیت‌های تولید هیدروکربن‌ها ازجمله نفت خام نشأت می‌گیرد، مانند احتراق سوخت در حین استخراج، پالایش و حمل‌ونقل، انتشار ناشی از فرآوری نفت خام به محصولات مختلف و انتشار گازهایی که به‌طور غیرعمدی از تجهیزات در طول تعمیر و نگهداری، نشت می‌کنند [۲].

۲) انتشار غیرمستقیم: که در فرآیند تأمین برق موردنیاز در عملیات تولید نفت ایجاد می‌شود، به‌ویژه از نیروگاه‌هایی که برق تأسیسات نفتی را تأمین می‌کنند [۳].

۳) سایر انتشارهای غیرمستقیم: که شامل فعالیت‌هایی هستند که به تولیدکنندگان هیدروکربن مرتبط هستند اما مستقیماً توسط آن‌ها کنترل نمی‌شوند. این موارد شامل انتشار ناشی از استفاده از محصولات نفتی توسط مصرف‌کنندگان و حمل‌ونقل می‌شوند[۴].

نظارت و مدیریت جداگانه در این دسته‌بندی‌ها کمک می‌کند تا تأثیرات زیست‌محیطی تولید هیدروکربن‌ها کاهش یافته و فرصت‌های بالقوه برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای شناسایی شوند [۳].

بهبود بهره‌وری انرژی و استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر نقش اساسی در کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای به‌ویژه CO_2 دارند، اما این راهکارها به‌تنهایی کافی نیستند، زیرا وابستگی جهانی به سوخت‌های فسیلی همچنان زیاد است. یک استراتژی جایگزین برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای، شامل جذب، استفاده و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در محل انتشار است. به‌طور خاص، فناوری‌های جذب، استفاده و ذخیره‌سازی کربن مورد تأیید نهادهای علمی ازجمله هیئت بین‌المللی تغییرات آب و هوایی و آژانس بین‌المللی انرژی قرار گرفته‌اند [۵، ۶].

ترکیب عملیات ذخیره‌سازی CO_2 و ازدیاد برداشت نفت (EOR)[1] هم‌زمان دو مزیت کلیدی دارد: کاهش انتشار CO_2 در جو زمین و بهبود بازده تولید نفت. همچنین ازلحاظ اقتصادی نیز، زیرساخت‌های موجود در مخازن نفت و گاز مانند تجهیزات سرچاهی و درون چاهی، سکوهای حفاری و خطوط لوله انتقال سیال، می‌توانند هزینه‌های اجرای این عملیات را کاهش دهند. مخازن هیدروکربنی معمولاً دارای تله‌های زمین‌شناسی تثبیت‌شده‌ای هستند که برای مدت طولانی، هیدروکربن‌ها را در خود نگه‌داشته‌اند. ظرفیت اثبات‌شده آن‌ها برای تزریق سیالات، امکان ذخیره‌سازی لایه‌ای گاز در آن‌ها و همچنین، ابزارهای موجود برای پایش عملیات، آن‌ها را به گزینه‌های ایده‌آلی برای ذخیره‌سازی دائمی CO_2 تبدیل کرده است [۷]. مکان‌های مناسب برای ذخیره‌سازی CO_2 شامل سفره‌های آب شور عمیق، مخازن هیدروکربنی تخلیه‌شده، سازندهای بازالتی، هیدرات‌ها و لایه‌های زغال‌سنگ غیرقابل استخراج هستند. این مکان‌ها می‌توانند سیالات را در بازه‌های زمانی طولانی به دام انداخته و درنتیجه، راه‌حلی مطمئن و بلندمدت را برای ذخیره‌سازی CO_2 ارائه دهند [۸]. در همین راستا، ذخیره‌سازی مؤثر CO_2 نیازمند ارزیابی دقیق ظرفیت ذخیره‌سازی، قابلیت تزریق و توانایی نگه‌داری محل ذخیره‌سازی است تا اطمینان حاصل شود که CO_2 به‌صورت ایمن و دائمی ذخیره می‌شود.

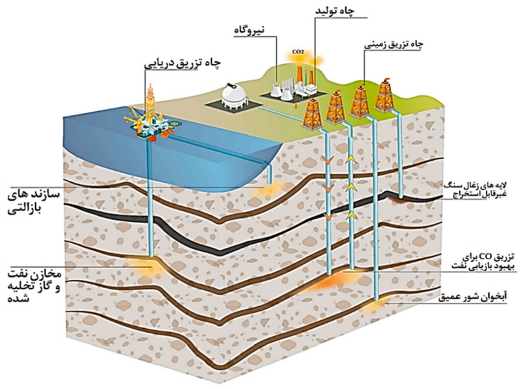
این تحقیق، مروری جامع بر فرآیند ذخیره‌سازی زیرزمینی CO_2 ارائه می‌دهد و به‌طور ویژه بر اصول بنیادی، عوامل مؤثر در بهبود راندمان عملیات و پیشرفت‌های آن تمرکز دارد. همچنین، تأکید بر روش‌های پایدار و ساز و کارهای مؤثر در به دام انداختن CO_2 در ساختارهای زیرزمینی از اهداف اصلی این پژوهش هستند. در همین راستا، با بررسی دقیق نتایج آزمایشگاهی، مدل‌سازی‌های انجام شده و پروژه‌های میدانی، این مقاله تلاش می‌کند تا جنبه‌های عملی مدیریت بهینه این فرآیند و مزایای اقتصادی آن را ارائه کند. همچنین، درباره کاربرد استفاده از هوش مصنوعی در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز نیز اطلاعاتی ارائه شده است و درنهایت به بررسی پتانسیل کشور ایران در این زمینه پرداخته شده است.

۲. مکان‌های مناسب برای ذخیره‌سازی CO_2 در ساختارهای زیرزمینی

ذخیره‌سازی CO_2 در ساختارهای زیرزمینی، شامل جذب CO_2 از منابع تولید آن و سپس ذخیره‌سازی طولانی‌مدت آن برای جلوگیری از انتشار آن در جو زمین است. ذخیره‌سازی

1. Enhanced Oil Recovery (EOR)

گاز در مکان‌های مختلفی امکان‌پذیر است که می‌توان آن‌ها را در سه دسته کلی ذخیره‌سازی در خشکی، مناطق دریایی و اقیانوسی تقسیم‌بندی کرد، شماتیکی از این مکان‌ها در (شکل ۱) ارائه شده‌اند[۹].



شکل ۱: شماتیکی از مکان‌های زیرزمینی ذخیره‌سازی CO_2

در فرآیند معمول ذخیره‌سازی CO_2، گازهای خروجی از صنایع و نیروگاه‌ها جمع‌آوری شده و به مایع تبدیل می‌شوند. سپس در یک ساختار زیرزمینی بسته، مانند سفره‌های زیرزمینی آب شور، مخازن نفت و گاز تخلیه‌شده یا لایه‌های زغال‌سنگ غیرقابل استخراج، تزریق می‌شوند. هدف از این فرآیند جلوگیری از ورود مجدد CO_2 به جو زمین است[۱۰, ۱۱]. با اینکه این روش، مؤثرترین راهکار برای جذب و ذخیره CO_2 شناخته می‌شود، اما چالش‌هایی را نیز به همراه دارد؛ زیرا تزریق حجم زیادی از CO_2 تحت‌فشار به اعماق زمین، ممکن است تعادل مکانیکی مخزن را برهم بزند؛ بنابراین، انتخاب روش مناسب برای تزریق و ذخیره‌سازی CO_2 از اهمیت بالایی برخوردار است. پایداری بلندمدت CO_2 تزریق شده، یکی از مهم‌ترین چالش‌ها در طراحی سیستم‌های ذخیره‌سازی CO_2 است و نقشی کلیدی در کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای دارد؛ زیرا هدف اصلی از ذخیره‌سازی CO_2 در ساختارهای زیرزمینی، جلوگیری از انتشار آن به جو و کاهش اثرات زیست‌محیطی آن است. پایداری این عملیات نیز به برهم‌کنش بین CO_2 و مخزن ذخیره‌سازی مربوط می‌شود. عوامل دیگر مؤثر در این عملیات عبارتند از: خواص سنگ مخزن، توزیع سیالات در محیط متخلخل و شرایط دما و فشار مخزن. در ادامه، گزینه‌های مناسب برای ذخیره‌سازی زیرزمینی CO_2 به تفضیل بررسی شده‌اند[۱۰].

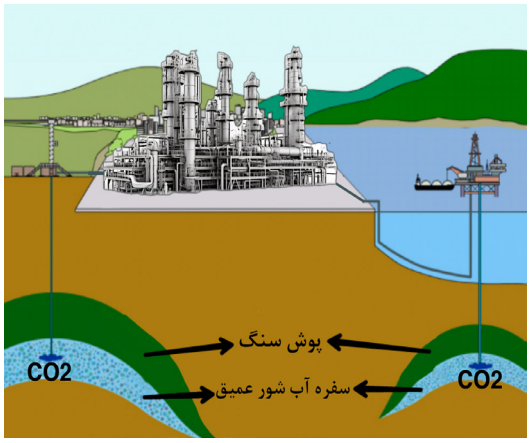
۲-۱. سفره‌های آب شور

سفره‌های آب شور، دارای سنگ‌های مخزن متخلخل و نفوذپذیر از جنس ماسه‌سنگ و یا سنگ کربناته هستند. این سفره‌ها معمولاً در اعماقی پایین‌تر از سفره‌های آب شیرین قرار دارند. به همین دلیل یکی از روش‌های امیدوارکننده برای ذخیره‌سازی بلندمدت CO_2 در ساختارهای زیرزمینی، تزریق CO_2 در سفره‌های آب شور است. این سفره‌ها دارای ویژگی‌های زمین‌شناسی شناخته شده و پراکندگی گسترده‌ای هستند [۱۲]. یکی از مزایای ذخیره‌سازی CO_2 در سفره‌های آب شور، وقوع واکنش‌های شیمیایی پس از تزریق است. باگذشت زمان، CO_2 تزریق شده با آب و سنگ‌های اطراف خود واکنش داده و کانی‌های پایدار را تشکیل می‌دهد. این کانی‌سازی، منجر به ذخیره‌سازی طولانی‌مدت و پایدار گاز می‌شود. در این مکان‌ها، لایه‌های سنگی نفوذناپذیر و پوشاننده به نام پوش سنگ نیز به‌عنوان یک مانع طبیعی عمل می‌کنند که از مهاجرت CO_2 به سمت بالا جلوگیری کرده و منجر به مهار آن در داخل سفره آب می‌شود [۱۳, ۱۴].

معمولاً سفره‌های آب شور مناسب برای ذخیره‌سازی CO_2 در اعماق ۸۰۰ تا ۳۰۰۰ متری سطح زمین قرار دارند [۱۵]. این عمق سفره-های آب شور باعث می‌شود که CO_2 تزریق‌شده در وضعیت فوق بحرانی باقی بماند؛ در این وضعیت، CO_2 چگالی بیشتری نسبت به گاز دارد اما از مایع سبک‌تر است که این ویژگی باعث افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی و کاهش خطر نشت CO_2 می‌شود [۱۶]. یکی از اولین سفره‌های آب شور در جهان که به‌عنوان محل ذخیره‌سازی CO_2 مورد استفاده قرار گرفت، میدان Sleipner در دریای شمال بود، جایی که CO_2 در سازند ماسه‌سنگی Utsira تزریق شد [۱۷].

پروئس و همکاران[1] (۲۰۰۳) گزارش کردند که ظرفیت ذخیره‌سازی بلندمدت CO_2 در سفره‌های آب شور حدود ۳۰ کیلوگرم در مترمکعب است که معادل ۲۰ تا ۵۰ درصد از میزان انتشار CO_2 پیش‌بینی‌شده تا سال ۲۰۵۰ است [۱۸]. همچنین، دیویدسون و همکاران[2] (۲۰۰۳) تخمین زدند که سفره‌های آب شور توانایی ذخیره CO_2 تا ۱۰,۰۰۰ گیگاتن را دارند [۱۷]. در همین راستا، شماتیکی از ذخیره‌سازی CO_2 در سفره‌های آب شور در (شکل ۲) ارائه شده است.

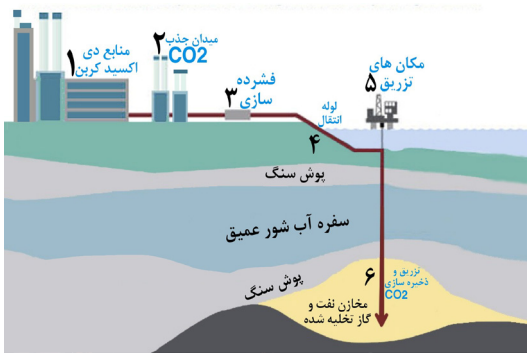
1. Pruess et al., 2003
2. Davidson et al., 2003



شکل ۲: شماتیکی از ذخیره‌سازی زیرزمینی CO_2 در سفره‌های آب شور

۲-۲. مخازن نفت و گاز تخلیه شده

مخـازن نفـت و گاز تخلیه‌شـده، سـاختارهای زیرزمیـنی هسـتند که قبلاً مورد بهره‌بـرداری قرار گرفته‌انـد. این مخازن به‌خوبی مطالعه شـده و داده‌های دقیقی از ویژگی‌های سـنگ مخزن، پوش سنگ و گسل‌های آن‌ها در دست است؛ بنابراین، می‌توان CO_2 را پس از پایان اسـتخراج نفـت در آن‌ها ذخیره یـا در فرآینـد ازدیـاد برداشـت نفـت اسـتفاده کرد. بـه دلیل شـناخت زمین‌شـناسی دقیق و اثبات توان نگهداری سیال در بلندمـدت، این مخـازن گزینه‌ای مناسـب برای ذخیره‌سـازی CO_2 محسـوب می‌شوند [۱۳, ۲۰]. علاوه بر این، تزریق CO_2 می‌تواند به اسـتخراج نفت باقی‌مانده در مخزن کمک کند و از سـوی دیگر، میدان‌های نفت و گاز تخلیه‌شـده معمـولاً دارای زیرسـاخت‌هایی مانند چاه‌ها، خطوط لوله و تأسیسات فرآوری هسـتند کـه هزینه و زمـان لازم بـرای تبدیل ایـن مکان‌ها به مخازن ذخیره‌سازی CO_2 را کاهش می‌دهند[۲۱]. شماتیکی از این مکان در (شکل ۳) ارائه شده است.



شکل ۳: شماتیکی از ذخیره‌سازی CO_2 در مخازن نفت و گاز تخلیه شده

۲-۳. لایه‌های زغال‌سنگ غیرقابل استخراج

لایه‌هـای زغال‌سـنگ غیرقابل اسـتخراج، به‌ویـژه آن‌هایی که عمیق و برای اسـتخراج نامناسـب هستند، به‌عنوان یکی از گزینه‌های ایده‌آل برای ذخیره‌سازی CO_2 محسوب می‌شوند. سـاز و کارهـای ذخیره‌سـازی CO_2 در این لایه‌هـا متفاوت از مخازن تخلیه‌شده نفت و گاز یا سفره‌های آب شور است؛ چون CO_2 به‌جای پر کردن فضاهای متخلخل، به‌صورت لایه نازکی روی سـطح زغال‌سـنگ جـذب می‌شـود [۲۲]. به‌عنوان‌مثال ظرفیت ذخیره‌سـازی لایه‌های عمیق زغال‌سـنگی در آلبرتای کانادا، حدود ۲۰ گیگاتن برآورد شـده است [۲۳]، درحالی‌که هملینـک و همـکاران[1] (۲۰۰۶) گـزارش داده‌اند کـه حدود ۸ گیگاتـن CO_2 را می‌تـوان در لایه‌هـای زغال‌سـنگی در هلنـد ذخیـره کرد [۲۴]. البتـه، ظرفیت نهایی ذخیره‌سـازی در این مکان‌هـا بـه عواملی ماننـد کیفیت زغال‌سـنگ، عمق، فشـار، ضخامت و سـطح موجود برای جذب CO_2 بستگی دارد [۲۵]. بـا این حـال، نفوذپذیری کـم لایه‌هـای زغال‌سـنگی می‌تواند فرآینـد تزریـق CO_2 را بـا چالـش همراه کنـد. علاوه بـر این، ردیابی حرکت CO_2 در این لایه‌ها نسبت به سایر ساختارهای زمین‌شناسی دشوارتر است [۲۶].

زغال‌سـنگ به‌طور طبیعی حاوی متان جذب شـده اسـت. هنگام تزریق CO_2 به لایه‌های زغال‌سنگی، این گاز برای جذب در سـطح زغال‌سـنگ با متان رقابت می‌کنـد، اما CO_2 تمایل بیشـتری نسـبت به متان برای جذب روی سـطح زغال‌سـنگ دارد. درنتیجه، متان آزاد و سـپس اسـتخراج می‌شـود که این فرآینـد بـه بازیافت متـان با تزریـق CO_2 در لایه زغال‌سـنگ معروف است. این فرایند یک فناوری نوظهور محسوب می‌شود که نه‌تنها امکان ذخیره‌سـازی CO_2 را در لایه‌های زغال‌سنگی غیرقابل اسـتخراج فراهـم می‌کند، بلکه اسـتخراج متان را نیز بهینه‌سـازی کرده و پتانسیل سـودآوری این فرآیند را افزایش می‌دهد [۲۲].

۲-۴. سازندهای بازالتی

بازالت نوعی سـنگ آذرین اسـت که از انجمـاد گدازه‌های مذاب تشـکیل می‌شـود. سـازندهای بـزرگ بازالتی بـه دلیل ترکیب کانی‌شـناسی خاص خـود و توانایی واکنـش با CO_2، گزینه‌ای جذاب برای ذخیره‌سـازی CO_2 محسـوب می‌شوند

1. Hamelinck et.al., 2006

[۲۷]. ساز و کار اصلی ذخیره‌سازی در این سازندها، کربناته شدن مواد معدنی است. در این فرآیند، CO_2 تزریق‌شده به بازالت با عناصر کلسیم، منیزیم و آهن واکنش داده و به مواد معدنی پایداری مانند کلسیت، مگنزیت و سیدریت تبدیل می‌شود. درنتیجه، CO_2 از حالت گازی به یک ماده معدنی جامد تبدیل شده و ذخیره‌سازی دائمی و ایمن آن تضمین می‌شود [۲۸]. به دلیل پایداری بالای این فرآیند، ذخیره‌سازی از طریق کربناته شدن در سال‌های اخیر مورد توجه ویژه‌ای قرار گرفته است. مواد معدنی حاصل از این واکنش‌ها از نظر زیست‌محیطی بی‌خطر بوده و می‌توانند برای هزاران سال بدون نشت نگهداری شوند [۲۹]. با این حال، سرعت واکنش طبیعی بین CO_2 و کانی‌های سیلیکاتی آهسته است و نیاز به پیش تصفیه مواد معدنی، افزایش دما یا افزودن کاتالیزورها برای تسریع واکنش دارد. انرژی و هزینه مورد نیاز برای پیش تصفیه مواد معدنی و افزایش سرعت واکنش نیز می‌تواند بسیار زیاد باشد؛ بنابراین، تلاش‌هایی برای کاهش مصرف انرژی و افزایش سرعت واکنش در حال انجام است. به‌عنوان‌مثال، برخی از فناوری‌ها استفاده از گرمای اتلاف شده فرآیندهای صنعتی را پیشنهاد می‌کنند و پروژه‌های آزمایشی در سراسر جهان برای نشان دادن امکان‌سنجی این روش در حال انجام هستند [۳۰].

۲-۵. ذخیره‌سازی CO_2 به‌صورت هیدرات گازی

در روش ذخیره‌سازی CO_2 به‌صورت هیدرات، گاز CO_2 در شرایط خاصی از دما و فشار با آب در یک محیط زیرزمینی واکنش داده و ترکیبی جامد و بلوری تشکیل می‌دهد. این ساختار بلوری شبیه به یخ است و در آن، مولکول‌های CO_2 درون قفسه‌ای از مولکول‌های آب به دام می‌افتند[۳۱, ۳۲].

هیدرات CO_2 در شرایط فشار و دمای موجود در رسوبات عمیق اقیانوسی یا مناطق منجمد پایدار است. مولکول‌های CO_2 توسط مولکول‌های آب از نظر فیزیکی به دام افتاده‌اند. ظرفیت ذخیره‌سازی CO_2 به عوامل مختلفی ازجمله شرایط خاص زیرزمینی و خواص تشکیل هیدرات بستگی دارد. با این حال، به دلیل متراکم بودن هیدرات CO_2، میزان CO_2 که می‌تواند در یک حجم هیدرات معین ذخیره شود به‌طور قابل‌توجهی بیشتر از حفظ CO_2 در حالت گازی یا فوق بحرانی است[۳۳]. علاوه بر این، از CO_2 هیدرات می‌توان برای بازیافت گازهای طبیعی نیز استفاده کرد. در این فرآیند، CO_2 جایگزین متان در هیدرات‌های گاز طبیعی شده و متان آزادشده را می‌توان جمع‌آوری و استفاده کرد[۳۲].

برای ذخیره‌سازی طولانی‌مدت و ایمن CO_2 در ساختارهای زمین‌شناسی، رعایت معیارهایی مانند ایمنی، پایداری و کاهش آثار زیست‌محیطی ضروری است. به‌طور خاص، ساختارهای زیرزمینی مورد استفاده برای ذخیره‌سازی CO_2 باید تخلخل بالایی برای ذخیره حداکثری CO_2 داشته باشد. علاوه بر این، سنگ باید نفوذپذیری (تراوایی) بالایی برای حرکت و پیشروی CO_2 در محیط متخلخل داشته باشد. این ویژگی‌ها، اغلب در حوضه‌های رسوبی یافت می‌شوند [۹, ۳۴]. یکی دیگر از عناصر ضروری مورد نیاز برای ذخیره موفقیت‌آمیز CO_2، وجود شیل با نفوذپذیری کم مانند لایه‌های نمک و انیدریت (که اغلب در صنعت نفت به‌عنوان پوش سنگ نامیده می‌شود) در بالای سازند ذخیره‌سازی است که به‌عنوان مانع فیزیکی اولیه عمل می‌کند و از مهاجرت CO_2 به آب‌های زیرزمینی آشامیدنی کم‌عمق یا به سطح زمین جلوگیری می‌کند [۳۴]. علاوه بر این، پوش سنگ باید نفوذپذیری کم خود را در طول زمان حفظ کند و در برابر واکنش‌های شیمیایی بالقوه با CO_2، تنش‌های مکانیکی ناشی از CO_2 تزریق شده و فعالیت‌های تکتونیکی مقاومت کند [۳۵, ۳۶].

عمق سازند نیز نقش مهمی در تضمین ایمنی و پایداری ذخیره‌سازی CO_2 دارد. برای اینکه CO_2 در یک فاز متراکم (به‌عنوان‌مثال، فوق بحرانی یا مایع) باقی بماند، مخزن معمولاً باید در اعماق بیش از ۸۰۰ متری قرار داشته باشد. در این شرایط، CO_2 دارای چگالی بالاتری است و فضای کمتری را اشغال می‌کند [۳۵, ۳۷]. ذخیره CO_2 در سطوح عمیق‌تر همچنین به نگه‌داشتن آن در زیر سفره‌های آب شیرین کمک می‌کند و خطرات آلودگی سفره آب و نشت CO_2 را نیز کاهش می‌دهد [۳۴].

انتخاب یک مکان مناسب برای ذخیره CO_2 که فاقد گسل یا شکستگی باشد برای حفظ طولانی‌مدت CO_2 بسیار مهم است. گسل‌ها یا شکستگی‌های قابل توجه ممکن است به‌عنوان مسیری برای فرار CO_2 به سطح زمین یا آلوده کردن سفره‌های زیرزمینی آشامیدنی عمل کنند[۳۸]. تزریق CO_2 به یک ساختار زیرزمینی، فشار داخلی را افزایش می‌دهد که ممکن است گسل‌های موجود در محل را فعال کرده و منجر به عدم یکپارچگی محل ذخیره‌سازی شود [۳۹]؛ بنابراین،

مدیریت فشار هنگام تزریق CO_2 برای ذخیره‌سازی ایمن و دائمی بسیار مهم است [۴۰]. واکنش‌پذیری ژئوشیمیایی مکان مورد نظر نیز بر موفقیت و ایمنی ذخیره‌سازی CO_2 تأثیر می‌گذارد. به‌طور خاص، ساختارهای زیرزمینی که می‌توانند با CO_2 واکنش داده و مواد معدنی پایدار را تشکیل دهند، کارایی و امنیت ذخیره‌سازی CO_2 را بهبود می‌بخشند [۱۶].

۳. ساز و کارهای به دام انداختن CO_2 در ساختارهای زیرزمینی

در ادامه بررسی انواع مکان‌های مناسب برای ذخیره‌سازی CO_2، در این فصل به بررسی سازوکارهای علمی و فنی می‌پردازیم که موجب تثبیت و نگه‌داری CO_2 در این ساختارهای زیرزمینی می‌شوند. اگرچه انتخاب محل مناسب برای ذخیره‌سازی، گام مهمی در فرآیند جذب و مهار CO_2 است، اما صرف وجود یک ساختار زیرزمینی کافی نیست. پایداری و ایمنی بلندمدت ذخیره‌سازی CO_2 به عملکرد سازوکارهای مختلفی وابسته است که درون این ساختارها فعال می‌شوند و از فرار یا نشت گاز جلوگیری می‌کنند.

ساز و کارهای به دام انداختن CO_2 ترکیبی از فرآیندهای فیزیکی و شیمیایی هستند که به‌طور گسترده مورد مطالعه قرار گرفته‌اند و عمدتاً شامل به دام انداختن استاتیک (ساختاری یا چینه‌شناسی)، به دام انداختن مویرگی (باقیمانده)، به دام انداختن انحلالی و به دام انداختن معدنی هستند که در ادامه به تفضیل ارائه شده‌اند. به‌طور خلاصه، به دام انداختن ساختاری و مویرگی CO_2 تأثیر بیشتری در ظرفیت ذخیره‌سازی گاز دارند. در مقابل، به دام انداختن انحلالی و معدنی CO_2 تأثیر کمتری بر ذخیره‌سازی دارند [۵].

۳-۱. به دام انداختن فیزیکی CO_2 در محیط زمین شناسی

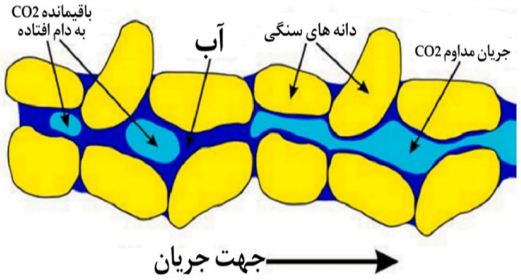
به دام انداختن فیزیکی CO_2 اغلب به‌عنوان اولین و سریع‌ترین روش مهار CO_2 در مخازن زیرزمینی مطرح است و برای موفقیت پروژه‌های ذخیره‌سازی، حیاتی است. این روش از به دام انداختن CO_2 از موانع فیزیکی برای تثبیت CO_2 استفاده می‌کند و از مهاجرت آن جلوگیری می‌کند. ساز و کارهای به دام انداختن فیزیکی و اهمیت آن‌ها در ذخیره‌سازی CO_2 به تفصیل در این بخش مورد بحث قرار گرفته‌اند [۹].

۳-۱-۱. به دام انداختن ساختاری CO_2

به دام انداختن ساختاری CO_2 به تثبیت CO_2 در یک مخزن بدون جابجایی اشاره دارد. این روش از به دام انداختن CO_2 به ساختار زمین‌شناسی و چینه‌شناسی سنگ منطقه وابسته است. به دام انداختن ساختاری CO_2 زمانی اتفاق می‌افتد که یک لایه پوش سنگ غیرقابل نفوذ از فرار CO_2 به سمت بالا، جلوگیری کند. [۳۴]. به دام انداختن ساختاری معمولاً سازوکاری غالب در زمان اولیه عملیات ذخیره‌سازی گاز است [۴۲].

۳-۱-۲. به دام انداختن مویینگی(باقیمانده) CO_2

به دام انداختن مویرگی CO_2 به فرآیندی اشاره دارد که توسط آن CO_2 در حفرات ریز سنگ که از نظر نفوذپذیری و فشار مویینگی متفاوت هستند، ذخیره می‌شود. در این روش از نیروهای مویینگی در محیط متخلخل برای تثبیت CO_2 و بهبود ذخیره‌سازی آن استفاده می‌شود [۴۳]. در این سازوکار، مخزن به‌طور کامل با CO_2 اشباع نمی‌شود و فقط حفرات ریز سنگ به دلیل تأثیر شدید نیروهای مویینگی، توده‌های گاز را در خود ذخیره می‌کنند. درحالی‌که جریان سیال تزریقی در مناطق دیگری از مخزن اتفاق می‌افتد. همانطور که در (شکل ۴) نشان داده شده است. به دام انداختن مویینگی CO_2 در زمان‌های ابتدایی از شروع پروژه بسیار مهم است [۴۴]. دو عامل کلیدی در به دام انداختن مویرگی CO_2 مؤثر هستند: ۱) اندازه و اتصال حفرات درون سنگ و ۲) ترشوندگی سنگ که به تمایل سطح سنگ برای جذب CO_2 یا آب اشاره دارد. این تمایل به‌طور قابل‌توجهی بر میزان به دام انداختن CO_2 تأثیر می‌گذارد [۴۵].



شکل ۴: تصویر شماتیک به دام انداختن مویرگی CO_2 در محیط متخلخل سنگ

۳-۱-۳. به دام انداختن جذبی CO_2

به دام انداختن جذبی CO_2، به جذب فیزیکی و شیمیایی مولکول‌های CO_2 بر روی سطح دانه‌های سنگ و کانی‌ها اشاره دارد. این فرآیند در ذخیره‌سازی زیرزمینی CO_2، به‌ویژه در بسترهای زغال‌سنگ و شیل‌های غنی از مواد آلی بسیار مهم است [۴۱]. شیل‌های غنی از مواد آلی ظرفیت بالایی برای جذب CO_2 دارند. ماده آلی در این شیل‌ها که به‌عنوان کروژن شناخته می‌شود، سطح بزرگی را ارائه می‌دهد که جذب CO_2 را تسهیل می‌کند [۴۲]؛ بنابراین، این روش نقشی اساسی در پایداری ذخیره‌سازی CO_2 در برخی از ساختارهای زمین‌شناسی ایفا می‌کند. به‌عنوان‌مثال در مخازن CH_4 با بستر زغال‌سنگ، CO_2 می‌تواند CH_4 را از سطح زغال‌سنگ جدا کند که بازیابی CH_4 را افزایش می‌دهد. CO_2 تزریق شده بر روی زغال‌سنگ جذب می‌شود و CH_4 را آزاد می‌کند[۴۱]. (جدول ۱)، ساز و کارهای به دام انداختن فیزیکی ذخیره‌سازی CO_2 را به‌صورت مقایسه‌ای ارائه می‌کند.

جدول ۱: مقایسه سازوکارهای به دام انداختن فیزیکی CO_2

نوع ذخیره	روند ذخیره‌سازی	مزایای این روش	چالش‌های این روش	مراجع
به دام انداختن مویینگی	CO_2 آب‌نمک ساکن را در مخازن اشباع شده از آب، جابجا می‌کند. در حین حرکت، نیروهای مویینگی باعث می‌شوند که حباب‌های کوچک CO_2 در حفرات موجود در سنگ باقی بمانند و آن‌ها را از جریان اصلی جدا کنند.	افزایش کارایی ذخیره‌سازی و محدود کردن تحرک CO_2. کاهش نقاط نشت احتمالی و اطمینان از توزیع یکنواخت CO_2.	این نوع از به دام انداختن، محدود به سنگ‌های خاصی است. فرآیند به دام انداختن گاز در سازندهایی با نفوذپذیری کم به آهستگی رخ می‌دهد. باگذشت زمان، چرخه‌های بعدی تزریق CO_2 دشوارتر می‌شود. وجود آب شور یا نفت نیز می‌تواند بر بازده تله گذاری تأثیر بگذارد.	Al Hameli و همکاران. (۲۰۲۲)؛ Saadatpoor و همکاران. (۲۰۱۰) [۴۳ ,۴۱]
به دام انداختن جذبی	مولکول‌های CO_2 به دلیل نیروهای بین‌مولکولی (جذب فیزیکی) یا از طریق پیوندهای شیمیایی قوی‌تر (جذب شیمیایی)، به‌ویژه در بسترهای زغال‌سنگ و شیل‌های غنی از مواد آلی، جذب و روی سطوح جامد نگه‌داشته می‌شوند.	افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی به‌ویژه در بسترهای زغال‌سنگ و شیل، ایجاد یک مهار پایدارتر و ایمن‌تر، کاهش خطرات نشتی.	فرآیندهای جذب گاز به دلیل محدودیت‌های انتشار به کندی انجام می‌شود. وجود گازهای دیگر در محیط منجر به کاهش بازده عملیات می‌شود. بازده عملیات ذخیره‌سازی، تحت تأثیر نوسانات دمای زمین قرار می‌گیرد.	Busch و همکاران (۲۰۱۶)؛ Golding و همکاران.(۲۰۱۱) [۴۷ ,۴۶]
به دام انداختن استاتیک	به دلیل نیروهای شناوری، CO_2 در زیر سنگ ساختارهای زیرزمینی با نفوذپذیری کم (مانند پوش سنگ) به دام می‌افتد.	ایجاد انسداد اولیه، جلوگیری از مهاجرت CO_2 و اطمینان از مهار فوری آن.	شکستگی سنگ یا آب‌بندی ناقص می‌تواند منجر به فرار CO_2 شود . CO_2 می‌تواند به تله‌ها یا نقاط نشت دیگر مهاجرت کند. فشار بیش از حد می‌تواند یکپارچگی آب‌بندی را به خطر بیندازد. برای اطمینان از یکپارچگی CO_2 نیاز به نظارت مستمر در عملیات است.	Ajayi و همکاران. (۲۰۱۹)؛ Al Hameli و همکاران. (۲۰۲۲)؛ Bachu (۲۰۰۸) [۴۸ ,۴۱ ,۹]

(جدول ۱) به مقایسه سه روش اصلی به دام انداختن فیزیکی CO_2 در فرآیند ذخیره‌سازی زیرزمینی می‌پردازد. روش به دام انداختن مویینگی با استفاده از نیروهای مویینگی، CO_2 را در حفرات ریز سنگ‌های متخلخل محبوس می‌کند که این سازوکار موجب توزیع یکنواخت گاز و کاهش خطر نشت می‌شود، هرچند کارایی آن شدیداً به ویژگی‌های سنگ مخزن وابسته است. روش به دام انداختن جذبی از طریق جذب سطحی مولکول‌های CO_2 بر روی مواد آلی مانند زغال‌سنگ عمل می‌کند که ظرفیت ذخیره‌سازی بالایی دارد، اما تحت تأثیر عوامل محیطی مانند دما و ترکیب گازهای موجود قرار می‌گیرد. در مقابل، روش به دام انداختن استاتیک با استفاده از ساختارهای زمین‌شناسی نفوذناپذیر مانند پوش‌سنگ‌ها، CO_2 را در زیر این لایه‌ها جمع می‌کند که هرچند روشی سریع و با ظرفیت بالا محسوب می‌شود، اما نیازمند یکپارچگی کامل لایه‌های محافظ و نظارت مستمر برای جلوگیری از نشت است. انتخاب هر یک از این روش‌ها یا ترکیبی از آن‌ها مستلزم ارزیابی دقیق ویژگی‌های زمین‌شناسی محل و ملاحظات فنی-اقتصادی پروژه است.

۳-۲. به دام انداختن شیمیایی CO_2 در ساختارهای زیرزمینی

به دام انداختن شیمیایی CO_2 که شامل به دام انداختن انحلالی و به دام انداختن معدنی CO_2 است، روشی رایج برای تثبیت CO_2 در مخازن زیرزمینی در عملیات ذخیره‌سازی است. این روش از به دام انداختن، شامل واکنش CO_2 تزریق شده با آب شور موجود در مخزن و کانی‌های تشکیل دهنده سنگ مخزن است [۹].

۳-۲-۱. به دام انداختن انحلالی CO_2

به دام انداختن انحلالی CO_2، یک فرآیند مهم در ذخیره‌سازی زیرزمینی CO_2، به‌ویژه در سفره‌های آب شور است. در این ساز و کار، CO_2 در آب شور موجود در مخزن حل می‌شود و منجر به تشکیل آب‌نمک غلیظ‌تر و اشباع شده از CO_2 می‌شود، درنتیجه بازده عملیات ذخیره‌سازی بهبود پیدا می‌کند[۳۴]. یکی از مزایای قابل توجه به دام انداختن انحلالی CO_2، توانایی آن در کاهش احتمال نشت CO_2 است. هنگامی که CO_2 در آب شور حل می‌شود، نیروی شناوری خود را از دست می‌دهد و خطر فرار از طریق مسیرهای نشت احتمالی مانند گسل‌ها یا چاه‌های متروکه را کاهش می‌دهد [۴۹]. با این حال، سرعت انحلال، تحت تأثیر عوامل متعددی ازجمله فشار، دما، شوری و خواص ویژه آب شور مخزن قرار می‌گیرد. فشار بالا به‌طورکلی انحلال‌پذیری CO_2 را در آب افزایش می‌دهد، درحالی‌که افزایش دما باعث کاهش انحلال‌پذیری CO_2 می‌شود؛ بنابراین تعامل بین دما و فشار می‌تواند نوع حلالیت گاز را پیچیده کند. علاوه بر این، وجود نمک‌ها می‌تواند بر حلالیت CO_2 تأثیر بگذارد. به‌عنوان‌مثال، شوری بالاتر معمولاً حلالیت CO_2 در آب شور را کاهش می‌دهد، اگرچه ممکن است تأثیری نسبتاً جزئی داشته باشد [۱۴].

۳-۲-۲. به دام انداختن معدنی CO_2

به دام انداختن معدنی CO_2 شامل واکنش شیمیایی بین CO_2 محلول (یعنی یون‌های بی‌کربنات) و مواد معدنی موجود در سنگ مخزن میزبان است. این واکنش منجر به رسوب مواد معدنی کربناته پایدار می‌شود و به‌طور مؤثر CO_2 متحرک یا محلول را به یک فاز جامد و بی‌حرکت تبدیل می‌کند [۵۰]. در این فرآیند، ابتدا CO_2 با آب واکنش داده و کربنیک اسید را تشکیل می‌دهد. سپس این اسید ضعیف به‌تدریج کانی‌های سیلیکات اولیه را در سنگ مخزن حل می‌کند. پس از آن، کاتیون‌های آزاد شده، مانند کلسیم، منیزیم، یا آهن، با یون‌های بی‌کربنات ترکیب می‌شوند تا مواد معدنی کربناته جامد را تشکیل دهند، بنابراین باعث محبوس شدن دائمی CO_2 در محیط می‌شوند [۵۱].

عوامل مختلفی بر اثربخشی به دام انداختن معدنی CO_2 تأثیر دارند، ازجمله کانی‌شناسی مخزن، فشار، دما و pH اولیه آب در ساختار زیرزمینی. به‌طور خاص، سنگ‌های غنی از کانی‌های سیلیکاته، به‌ویژه آن‌هایی که دارای کلسیم، منیزیم یا آهن زیاد هستند، بیشتر با روش به دام انداختن معدنی مرتبط هستند، در همین راستا، فشار و دمای بیشتر محیط متخلخل می‌تواند در به دام افتادن CO_2 به روش تشکیل مواد معدنی کربناته کمک کند [۵۲]. با این حال، ساز و کار اولیه برای به دام انداختن معدنی CO_2 این است که زمانی که CO_2 در آب حل می‌شود، با تغییرات در pH آب، منجر به آزاد شدن یون‌های H^+ و درنهایت اسیدی شدن آب، همراه است. این آب اسیدی شده می‌تواند با مواد معدنی اطراف برهمکنش داشته باشد و مواد معدنی کربناته پایدار را تشکیل دهد و به میزان بیشتری CO_2 را در محیط ذخیره کند [۵۰]. زمانی که CO_2 با آب تماس پیدا می‌کند، در آب حل شده و کربنیک اسید (H_2CO_3) را تشکیل می‌دهد همانطور که در (معادله ۱) نشان داده شده است [۵۳]:

$$CO_2 + H_2O \rightleftharpoons H_2CO_3 \quad (۱)$$

سپس، کربنیک اسید به یون بی‌کربنات (HCO^{3-}) و یون کربنات (CO_3^{2-}) تفکیک می‌شود و یون‌های H^+ را آزاد می‌کند که باعث کاهش pH آب می‌شود. آزاد شدن یون‌های H^+ می‌تواند انحلال برخی مواد معدنی غنی از کلسیم، منیزیم و آهن را تسریع کند. واکنش‌های بعدی نیز می‌توانند منجر به رسوب‌گذاری مواد معدنی کربناته شوند که به دام انداختن CO_2 را تسهیل می‌کنند، همانطور که در (معادله ۲) نشان داده شده است[۲۳, ۵۱]:

$$CaSiO_3 + 2H_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + SiO_2 + 2H_2O + CO_2 \quad (۲)$$

تبدیل CO_2 به مواد معدنی کربناته پایدار، ذخیره‌سازی طولانی‌مدت آن را تضمین می‌کند. با این حال، درک سرعت و میزان این واکنش‌ها برای بهینه‌سازی عملیات ذخیره‌سازی CO_2 ضروری است. این واکنش‌ها معمولاً در دمای محیط، بسیار کند هستند. علاوه بر این، واکنش‌های وابسته به pH می‌توانند ترکیب کانی‌شناختی و تراوایی مخزن را تغییر دهند که ممکن است بر یکپارچگی مکانیکی مخزن تأثیر بگذارد [۲۳, ۵۴].

۳-۲-۳. تبادل یونی

تبادل یونی یکی از روش‌های به دام انداختن شیمیایی CO_2 است که می‌تواند کارایی ذخیره‌سازی CO_2 در ساختارهای زیرزمینی را بهبود بخشد. این فرآیند شامل تبادل کاتیون‌های موجود در آب با کاتیون‌های موجود در ساختار مواد معدنی است. تزریق و حل شدن CO_2 این فرآیند را تسریع می‌کند. اگرچه تبادل یونی به‌اندازه روش‌های دیگر شیمیایی (به دام انداختن معدنی یا انحلالی) مورد توجه قرار نگرفته است، اما به بهبود پایداری ذخیره‌سازی CO_2 کمک می‌کند[۵۵]. یون‌های H^+ تولیدشده هنگام حل شدن CO_2 در آب با دیگر کاتیون‌های موجود در آب حفرات سنگ مخزن رقابت می‌کنند و باعث تسریع فرآیند تبادل یونی می‌شوند. این واکنش‌ها در (معادلات ۳ و ۴) ارائه شده‌اند:

$$CO_2 + H_2O \rightleftharpoons H_2CO_3 \quad (۳)$$

$$H_2CO_3 \rightleftharpoons H^+ + HCO_3^- \quad (۴)$$

افزایش غلظت H^+ می‌تواند دیگر کاتیون‌ها ($Ca^{2+}, Mg^{2+}, Fe^{2+}$) را از ساختار مواد معدنی موجود به درون آب حفرات سنگ مخزن جابجا کند. این کاتیون‌های آزاد شده می‌توانند با یون بی‌کربنات و یون کربنات واکنش داده و مواد معدنی کربناته پایدار را تشکیل دهند[۵۵] که منجر به به دام انداختن CO_2 در حالت جامد می‌شود (طبق معادله ۵):

$$CaH(CO_3)_2 + Ca(OH)_2 \rightarrow CaCO_3 + H_2O \quad (۵)$$

تبادل یونی، ظرفیت تشکیل مواد معدنی کربناته را افزایش می‌دهد و به ایمنی و پایداری ذخیره‌سازی CO_2 کمک می‌کند. این ساز و کار مکمل سایر روش‌های به دام انداختن CO_2 است و به تبدیل سریع CO_2 به شکل مواد معدنی کمک می‌کند، به‌ویژه در مخازنی که دارای مواد معدنی واکنش‌پذیر فراوانی هستند. با این حال، کارایی تبادل یونی عمدتاً به ترکیب کانی‌شناسی سازند بستگی دارد و در صورت تشدید می‌تواند تخلخل و تراوایی سنگ مخزن را تغییر دهد و ظرفیت ذخیره‌سازی و رفتار CO_2 را تحت تأثیر قرار دهد [۵۶]؛ بنابراین، درک جامع از ژئوشیمی مخزن هنگام استفاده از این روش در ذخیره‌سازی مؤثر CO_2 ضروری است. (جدول ۲)، ساز و کارهای به دام انداختن شیمیایی CO_2 را به‌صورت مقایسه‌ای ارائه می‌کند.

(جدول ۲) نیز سه سازوکار شیمیایی اصلی برای ذخیره‌سازی CO_2 را مورد بررسی قرار می‌دهد. در روش به دام انداختن معدنی،CO_2 با مواد معدنی موجود در سازند واکنش داده و کربنات‌های پایدار مانند کلسیت و منیزیت تشکیل می‌دهد. این روش اگرچه ذخیره‌سازی بلندمدت و ایمنی را فراهم می‌کند، اما به دلیل سرعت پایین واکنش و وابستگی به نوع کانی‌های موجود با محدودیت‌هایی مواجه است. روش به دام انداختن انحلالی مبتنی بر حل شدن CO_2 در آب و تشکیل اسیدکربنیک است که موجب کاهش تحرک مولکول‌های CO_2 در مخزن می‌شود. هرچند این روش از ایمنی بالایی برخوردار است، اما ظرفیت ذخیره‌سازی آن به دلیل محدودیت‌های حلالیت و اثرات اسیدی شدن بر خواص سنگ مخزن، محدود می‌باشد. سازوکار تبادل یونی نیز شامل واکنش‌های شیمیایی پیچیده‌تری است که در آن یون‌های هیدروژن حاصل از اسیدکربنیک با کانی‌های مخزن تبادل می‌شوند. این فرآیند اگرچه می‌تواند سایر سازوکارهای به دام انداختن را تکمیل کند، اما به دلیل پیچیدگی واکنش‌ها و اثرات غیرقابل پیش‌بینی بر محیط مخزن نیاز به مطالعات دقیق‌تری دارد. هر یک از این روش‌ها با توجه به شرایط زمین‌شناسی محل و الزامات فنی پروژه می‌توانند به‌صورت مجزا یا ترکیبی مورد استفاده قرار گیرند. انتخاب روش بهینه مستلزم ارزیابی جامع پارامترهای مخزن و ملاحظات اقتصادی است.

جدول ۲: مقایسه سازوکارهای به دام انداختن شیمیایی CO_2

نوع ذخیره	روند ذخیره‌سازی	مزایای این روش	چالش‌های این روش	مراجع
به دام انداختن معدنی	CO_2 با مواد معدنی موجود در سازند واکنش می‌دهد و کربنات‌های جامد(کلسیت، منیزیت) تولید می‌کند.	ذخیره‌سازی طولانی‌مدت و پایدار CO_2 را فراهم می‌کند. CO_2 را به فرم جامد تبدیل می‌کند و از تثبیت آن اطمینان می‌دهد.	سرعت واکنش می‌تواند کند باشد. رشد مواد معدنی ممکن است نفوذپذیری را تغییر دهد. بستگی به حضور و واکنش‌پذیری مواد معدنی مناسب در مخزن دارد.	Snæbjornsdottir´ و همکاران(۲۰۲۰)؛ Soong و همکاران (۲۰۰۴) [۵۸ ،۵۷]
به دام انداختن انحلالی	CO_2 در آب حل شده و منجر به تشکیل کربنیک اسید می‌شود.	امنیت ذخیره‌سازی را به دلیل انحلال CO_2 افزایش می‌دهد. تحرک CO_2 را در مخزن کاهش می‌دهد..	ظرفیت محدود ذخیره‌سازی به دلیل محدودیت حلالیت CO_2، تغییرات بالقوه در چگالی آب، پتانسیل اسیدی شدن آب که بر خواص سنگ و سیال موجود تأثیر می‌گذارد.	Benson (2005); Suekane و همکاران(۲۰۰۸) [۶۰ ،۵۹]
تبادل یونی	CO_2 کربنیک اسید را تشکیل می‌دهد که یون‌های هیدروژن را آزاد می‌کند که در تبادل یونی با مواد معدنی موجود در مخزن شرکت می‌کنند.	واکنش‌هایی که CO_2 را به دام می‌اندازند سایر سازوکارهای تله گذاری را تکمیل می‌کند (بهبود می‌بخشند).	بر حلالیت CO_2 و یکپارچگی مخزن تأثیر می‌گذارد. فعل و انفعالات پیچیده با مواد معدنی موجود در مخزن می‌تواند غیرقابل پیش‌بینی باشد. ممکن است به دلیل تغییرات شیمیایی روی سایر سازوکارهای به دام انداختن گاز تأثیر بگذارد.	Benson (2009); Matter and Kelemen (2009). [۶۱ ،۵۲]

۴.مطالعات تجربی و مدل‌سازی در مورد ذخیره‌سازی CO_2

مطالعات آزمایشگاهی و میدانی مختلفی برای بررسی ذخیره‌سازی طولانی‌مدت و پایدار CO_2 انجام شده است. همچنین در بسیاری از این مطالعات، حجم CO_2 که می‌تواند درون حفرات سنگ مخزن ذخیره شود را تعیین کرده‌اند. در ادامه به بررسی این مطالعات پرداخته شده است.

۴-۱. مطالعات آزمایشگاهی

مطالعات آزمایشگاهی متعددی برای درک ارتباط فیزیکی و شیمیایی بین CO_2، سیالات و سنگ مخزن انجام شده است. این آزمایش‌ها، محیطی کنترل‌شده را فراهم می‌کنند که در آن متغیرها به‌صورت سیستماتیک تغییر داده می‌شوند تا اثرات آن‌ها بر ذخیره‌سازی بررسی شود. همچنین، این آزمایش‌ها می‌توانند تعیین کنند که چگونه مولکول‌های CO_2 به سطوح سنگ می‌چسبند یا از آن جدا می‌شوند که برای پیش‌بینی ظرفیت یک سازند برای ذخیره‌سازی CO_2 ضروری است. (جدول ۳)، یافته‌های اصلی مطالعات تجربی در مورد ذخیره‌سازی CO_2 را به‌صورت خلاصه ارائه می‌کند.

(جدول ۳) به بررسی مهم‌ترین یافته‌های تجربی در زمینه ذخیره‌سازی زیرزمینی CO_2 می‌پردازد. مطالعات متعددی اثر عوامل مختلف ازجمله نانوسیالات، ترشوندگی سنگ، ناهمگونی محیط متخلخل و شرایط زمین‌شناسی را بر کارایی ذخیره‌سازی CO_2 مورد بررسی قرار داده‌اند. بر اساس نتایج، استفاده از سورفکتانت‌ها و نانوذرات می‌تواند با کاهش کشش سطحی بین CO_2 و آب شور، ظرفیت ذخیره‌سازی را به‌طور قابل‌توجهی افزایش دهد. همچنین مشخص شده است که ترشوندگی سنگ و ناهمگونی محیط متخلخل تأثیر مستقیمی بر بازده عملیات ذخیره‌سازی دارد. مطالعات روی سنگ‌های کربناته نشان می‌دهد که شرایط بهینه ذخیره‌سازی شامل دمای بالا، شوری کم و فشار تزریق پایین است. در مورد سازندهای شیلی مانند شیل باکن، پتانسیل جذب CO_2 تا ۱۷ میلی‌گرم گزارش شده که نشان‌دهنده ظرفیت بالای این سنگ‌ها برای ذخیره‌سازی است. علاوه بر این، تحقیقات نشان می‌دهند که ذخیره‌سازی در اعماق بیشتر، اگرچه هزینه‌بر است، اما به دلیل افزایش کارایی آب‌بندی، گزینه مطلوب‌تری محسوب می‌شود. نانوذرات نیز به‌عنوان راهکاری مؤثر برای مقابله با تغییرات نامطلوب ترشوندگی سنگ ناشی از حضور مواد آلی شناسایی شده‌اند. درمجموع، این یافته‌ها نشان می‌دهند که انتخاب روش و محل ذخیره‌سازی باید با در نظر گرفتن ویژگی‌های سنگ مخزن و شرایط عملیاتی صورت گیرد تا هم کارایی افزایش یابد و هم خطر نشت به حداقل مقدار ممکن برسد.

جدول ۳: خلاصه‌ای از مطالعات تجربی در مورد ذخیره‌سازی زیرزمینی CO_2

اهداف پژوهش	محیط متخلخل	نتایج اصلی	مراجع
بررسی نقش نانوسیالات در افزایش ذخیره‌سازی CO_2 در شرایط مخزنی. ارزیابی اثر استفاده ترکیبی از سورفکتانت نانوذرات در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز و ترشوندگی سنگ.	-	سورفکتانت‌ها و نانوذرات، کشش سطحی بین CO_2 و آب شور را کاهش می‌دهند که باعث افزایش ذخیره‌سازی CO_2 می‌شود. سورفکتانت‌ها کشش سطحی را کاهش می‌دهند، اما نانوذرات ترشوندگی سنگ را نیز اصلاح می‌کنند که برای پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز در مقیاس بزرگ بسیار مهم است.	Chiquet و همکاران(۲۰۰۷) [۳۷]
بررسی تأثیر کشش سطحی بر روی ذخیره‌سازیCO_2 در محیط متخلخل. بررسی تأثیر ترشوندگی CO_2 در محیط‌متخلخل.	-	برهم‌کنش‌های سطحی در محیط متخلخل به‌طور قابل‌توجهی بر ذخیره‌سازی CO_2 تأثیر می‌گذارد. این تحقیق، پتانسیل پیش‌بینی ترشوندگی CO_2 و تأثیر آن بر ذخیره‌سازی گاز را برجسته می‌کند.	Chalbaud و همکاران(۲۰۰۹) [۶۲]
بررسی تأثیر ناهمگونی محیط متخلخل در بازده عملیات ذخیره گاز	سفره‌های آب شور	تأثیر ناهمگونی محیط متخلخل در ذخیره‌سازی CO_2 بسیار مهم است. نفوذپذیری کم باعث افزایش به دام انداختن و نفوذپذیری بالا باعث کاهش آن در عملیات ذخیره گاز می‌شود.	Oloruntobi and LaForce (۲۰۰۹) [۶۳]
ارزیابی تأثیر تزریق CO_2 بر نفوذپذیری سنگ کربناته	کربنات نمکی	در این عملیات، رسوب تشکیل شده بر اساس نوع سنگ متفاوت است: سنگ‌های با نفوذپذیری بالا، کلسیت تولید می‌کنند، درحالی‌که سنگ‌های با نفوذپذیری کم عمدتاً آراگونیت تولید می‌کنند.	Mohamed and Nasr-ElDin (۲۰۱۳) [۶۴]
ارزیابی واکنش‌های CO_2، پوش سنگ و آب شور در بستر زغال‌سنگ مقایسه نتایج شبیه‌سازی ژئوشیمیایی برای شناسایی شرایط بهینه ذخیره‌سازی CO_2.	زغال‌سنگ	ذخیره‌سازی CO_2 در درزهای زغال‌سنگ منجر به واکنش‌های شیمیایی قابل‌توجهی در پوش سنگ می‌شود که منجر به انحلال مواد معدنی می‌شود. این فرآیند امکان به دام انداختن دائمی CO_2 را در کانی‌های تازه تشکیل شده مانند دولومیت و سیدریت فراهم می‌کند. تشکیل مواد معدنی در مقیاس حفرات با کاهش تخلخل سنگ و درنتیجه کاهش احتمال نشت CO_2 همراه است.	Wang و همکاران(۲۰۱۶) [۶۵]
شناسایی شرایط بهینه برای ذخیره‌سازی CO_2 در سازندهای کربناته	کربنات	ذخیره‌سازی بهینه CO_2 در سنگ‌های کربناته به دماهای بالا، شوری کم و فشار تزریق کمتر نیاز دارد.	Arif و همکاران(۲۰۱۷) [۶۲]
بررسی ایمنی ذخیره‌سازی CO_2 و خطرات نشت پوش سنگ، تجزیه و تحلیل کشش سطحی بین CO_2 و آب در شرایط عمیق و اثر شوری بر آن.	-	این مطالعه به بررسی قابلیت ذخیره‌سازی CO_2 در مخازن عمیق می‌پردازد و بر نگرانی‌های مربوط به نشت گاز مرتبط با کشش سطحی تأکید دارد. ذخیره‌سازی عمیق‌تر، کارایی آب‌بندی را افزایش می‌دهد و علی‌رغم هزینه‌های اضافی، آن را به انتخابی جذاب تبدیل می‌کند.	Espinoza and Santamarina (۲۰۱۷) [۶۷]
بررسی نحوه ازدیاد برداشت نفت و ذخیره‌سازی CO_2 در لایه‌های شیلی.	شیل	شیل باکن[1] به‌طور بالقوه می‌تواند CO_2 را با ظرفیت جذبی تا حدود ۱۷ میلی‌گرم، تحت‌فشارهای مختلف به دام بیندازد که نشان می‌دهد می‌توان از آن برای ذخیره CO_2 استفاده کرد. شیل باکن یک فضای امیدوارکننده برای ذخیره‌سازی دائمی حجم زیادیCO_2 است.	Jin و همکاران(۲۰۱۷) [۶۸]
بررسی عوامل مؤثر در ترشوندگی سنگ در ذخیره‌سازی زیرزمینی CO_2.	ماسه‌سنگ	اسیدهای آلی موجود در ساختارهای زیرزمینی ذخیره‌سازی CO_2، ترشوندگی سنگ را تغییر می‌دهند، اما نانوسیال‌ها می‌توانند با این تغییر مقابله کنند. نانوسیالات می‌توانند کارایی و ایمنی ذخیره‌سازی CO_2 را افزایش دهند.	Ali و همکاران(۲۰۲۰) [۶۹]
ارزیابی چگونگی تأثیر اسیدهای آلی در بازده ذخیره‌سازی CO_2، بررسی پتانسیل نانوذرات در بهبود ظرفیت ذخیره‌سازی.	کربنات ماسه‌سنگ	مواد آلی در مناطق ذخیره‌سازی CO_2 بر مهار CO_2 تأثیر می‌گذارند، اما نانوذرات می‌توانند این اثرات را خنثی کنند. نقش مواد آلی و نانوذرات در بهینه‌سازی عملیات ذخیره‌سازی CO_2 بررسی شد.	Ali و همکاران(۲۰۲۲) [۷۰]
شرایط مؤثر برای استفاده از سنگ‌های شیلی در ذخیره‌سازی گاز CO_2 مورد بررسی قرار گرفته است.	شیل	شیل به دلیل خواص منحصر به فردش برای جذب CO_2 عالی است. تزریق CO_2 ساختار حفرات شیل را تغییر می‌دهد و درک این موضوع برای مطالعات آینده ذخیره‌سازی ضروری است.	Hazarika و همکاران(۲۰۲۴) [۷۱]

1. Bakken Shale

۲-۴. مدل‌سازی و شبیه‌سازی ذخیره‌سازی CO_2

با توجه به نقش حیاتی فناوری‌های جذب و ذخیره‌سازی کربن در کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای، مدل‌سازی و شبیه‌سازی ذخیره‌سازی CO_2 به‌عنوان یکی از ارکان کلیدی در طراحی، ارزیابی عملکرد و تحلیل ریسک پروژه‌های تزریق در مخازن زیرزمینی مطرح است. این فرآیند پیچیده، شامل تعامل بین جریان سیال، واکنش‌های شیمیایی، تغییرات مکانیکی و فرآیندهای انتقال جرم و گرما در مقیاس‌های زمانی و مکانی گسترده است. در این بخش، انواع روش‌های مدل‌سازی CO_2 به‌صورت جامع بررسی شده‌اند[۳۵]. مدل‌سازی عددی فرآیندهای تزریق و مهاجرت CO_2 در مخازن زیرزمینی شامل شبیه‌سازی جریان چندفازی، انتقال جرم، انحلال CO_2 در آب شور و واکنش‌های ژئوشیمیایی است. مدل‌ها معمولاً در نرم‌افزارهایی مانند TOUGH, CMG-GEM, یا ECLIPSE اجرا می‌شوند که قابلیت تحلیل جریان و انتقال در محیط متخلخل را دارند [۱۸] برای مدل‌سازی و شبیه‌سازی CO_2 از روابط و فرمول‌های زیر استفاده می‌شوند:

۱) معادلات پایه جریان چند فازی (قانون دارسی):

$$u_\alpha = -\frac{\kappa_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \mathrm{K}(\nabla P_\alpha - \rho_\alpha g) \quad (۶)$$

۲) معادله انتقال جرم:

$$\frac{\partial C_{CO_2}}{\partial t} + \nabla.\left(u C_{CO_2}\right) = \nabla.\left(D \nabla C_{CO_2}\right) \quad (۷)$$

۳) معادله انتقال حرارت:

$$\left(\rho C_p\right)\frac{\partial T}{\partial t} + \nabla.\left(\sum_\alpha \rho_\alpha C_{p,\alpha} u_\alpha T\right) = \nabla.(\lambda \nabla T) \quad (۸)$$

مراحل کلیدی مدل‌سازی عملیات ذخیره زیرزمینی گاز کربن دی‌اکسید عبارتند از:

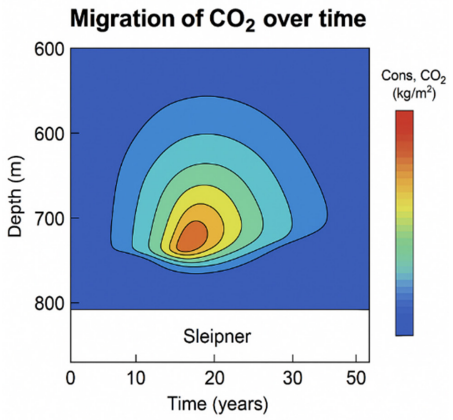
۱) تعریف هندسه و ویژگی‌های مخزن: شامل نوع سنگ، تخلخل، تراوایی و فشار-دما.

۲) مدل‌سازی جریان سیال: برای بررسی مهاجرت CO_2 و توزیع فازها.

۳) تحلیل حساسیت: برای بررسی تأثیر پارامترها مانند نرخ تزریق یا تراوایی بر پایداری ذخیره‌سازی.

۴) واکنش‌های ژئوشیمیایی: بررسی تعامل CO_2 با سنگ مخزن و ایجاد کانی‌های جدید.

به‌عنوان مثالی موفق از اجرای این روش، می‌توانیم به پروژه Sleipner در دریای شمال اشاره کنیم که از سال ۱۹۹۶ تاکنون بیش از یک میلیون تن CO_2 را سالانه در سازند Utsira ذخیره می‌کند. در (شکل ۵)، اطلاعاتی از این پروژه ارائه شده است [۱۷].



شکل ۵: نتایج یک شبیه‌سازی عددی مربوط به مهاجرت CO_2 در سازند Utsira [۱۷]

(شکل ۵) خروجی حاصل از شبیه‌سازی عددی تزریق و مهاجرت CO_2 در سازند Utsira در پروژه Sleipner است که با استفاده از نرم‌افزارهای پیشرفته‌ای مانند TOUGH2 و ECLIPSE انجام شده است. محور افقی زمان (برحسب سال) و محور عمودی عمق (برحسب متر) را نمایش می‌دهد. خطوط هم‌غلظت نشان می‌دهند که گاز CO_2 پس از تزریق در عمق حدود ۸۰۰ متر، به‌تدریج به سمت بالا و کناره‌ها گسترش می‌یابد. این مدل‌سازی جریان چندفازی، مهاجرت تحت تأثیر شناوری و انحلال در آب شور را شبیه‌سازی کرده و نتیجه آن اثبات کارایی مخزن در نگه‌داری بلندمدت گاز CO_2 است. این نوع شبیه‌سازی‌ها ابزار ضروری برای پیش‌بینی عملکرد مخزن و ارزیابی ریسک نشت در پروژه‌های واقعی ذخیره‌سازی هستند. از چالش‌های مدل‌سازی می‌توان به عدم قطعیت در پارامترهای موجود در مخزن اشاره کرد (مانند تخلخل و تراوایی) و همچنین CO_2 موجود در مخزن نیز می‌تواند با سنگ و سیالات موجود برهم‌کنش شیمیایی داشته و شبیه‌سازی را دچار خطا کند[۷۲]. مدل‌سازی و شبیه‌سازی ذخیره‌سازی CO_2 ابزاری ضروری برای پیش‌بینی رفتار مخزن و اطمینان از ایمنی فرآیند هستند.

۵. کاربرد هوش مصنوعی در ذخیره‌سازی CO_2

با توجه به پیچیدگی‌های زمین‌شناسی، عدم قطعیت‌های

مربوط به مخـازن زیرزمینی و ضرورت پایش مسـتمر فرآیند تزریـق، هـوش مصنـوعی به‌عنوان ابـزاری نویـن و کارآمد در مدیریـت پروژه‌هـای ذخیره‌سـازی زیرزمیـنی CO_2 نقـش روزافزونی پیدا کرده اسـت. در همین راستا، مدل‌های مبتنی بـر یادگیـری ماشیـن (Machine Learning) و یادگیـری عمیـق (Deep Learning) می‌تواننـد بـه تحلیـل داده‌هـای حجیـم و غیرخطی حاصـل از چاه‌هـای تزریـق، لرزه‌نگاری و سـنجش‌های ژئوفیزیکی کمک کنند[۷۳]. کاربردهای اصلی هوش مصنوعی در این زمینه عبارتند از:

- پیش‌بینـی رفتـار مخـزن: مدل‌هـای هـوش مصنوعـی می‌تواننـد پاسـخ مخـزن به تزریـق CO_2 را بـا دقت بالا شبیه‌سـازی کنند و نواحی با پتانسیل نشت یا فشار بالا را شناسایی نمایند[۷۳].
- تحلیـل داده‌هـای سـنجش زیرسـطحی: الگوریتم‌هـای پردازش تصویر و شـبکه‌های عصبی برای تفسـیر سریع داده‌های لرزه‌ای سه‌بعدی به‌کار می‌روند[۷۳].
- بهینه‌سـازی مـکان و نـرخ تزریـق: مدل‌هـای یادگیـری تقویتـی (Reinforcement Learning) بـرای تنظیـم اسـتراتژی‌های تزریـق در زمـان واقعـی و بهینه‌سـازی عملکرد سیستم ذخیره‌سازی به کار گرفته می‌شوند[۷۴].
- کاهـش هزینه‌هـای پایـش: اسـتفاده از الگوریتم‌هـای هـوش مصنوعـی در پایـش هوشـمند نشـت CO_2 از طریـق داده‌هـای حسـگرها و مدل‌سـازی پیش‌گویانـه، می‌تواند هزینه‌ها را کاهش داده و زمان واکنش را بهبود بخشد[۷۴].

عـلاوه بر این، هوش مصنوعی در یکپارچه‌سـازی داده‌های چندمنبـعی ازجملـه اطلاعـات زمین‌شـناسی، ژئوشیمیایی و فیزیکی، نقـش کلیدی ایفا می‌کند و به تصمیم‌گیری دقیق‌تر در مـورد طـراحی و اجـرای پروژه‌هـای ذخیره‌سـازی کمـک می‌نماید. در یک مطالعه انجام‌شـده توسـط یانگ و همکاران[1] (۲۰۲۲)، از مدل‌های یادگیری ماشین برای پیش‌بینی میزان تخلخـل و نفوذپذیـری مخزن در یـک میدان نفـتی در ایالت تگزاس آمریکا اسـتفاده شـد. داده‌های لرزه‌ای و چاه‌نگاری از ۷۰ حلقه چاه به‌عنوان ورودی مدل استفاده شدند[۷۵]. نتایج مدل نشان داد که:

- خطـای میانگیـن مطلق بـرای پیش‌بینـی تخلخل تنها ±۱/۸ درصد بود.
- مـدل توانسـت مناطقـی را شناسـایی کنـد کـه امـکان ذخیره‌سازی بیش از ۴۵ میلیون تُن CO_2 را دارند.
- زمـان لازم بـرای تحلیـل داده‌هـا بـا اسـتفاده از هـوش مصنوعـی به کمتر از ۳ سـاعت کاهش یافت، درحالی‌که بـرای تحلیل همیـن داده‌ها بـه روش سـنتی بیش از ۳ هفته زمان می‌برد.

این دستاورد باعث شد شرکت بهره‌بردار بتواند با هزینه‌ای کمتر از ۶۰ درصد نسـبت به روش‌های معمول، برنامه تزریق CO_2 را آغـاز کند[۷۵]. با توجه به این قابلیت‌ها، ادغام هوش مصنوعی در طراحی، نظارت و ارزیابی پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی CO_2 می‌تواند اثربخشی زیست‌محیطی و اقتصادی این فناوری را به‌طور چشم‌گیری افزایش دهد.

۶. پروژه‌های میدانی ذخیره‌سازی CO_2

در حال حاضر، چندین پروژه ذخیره‌سازی CO_2 در سراسر جهان انجام شـده‌اند یا در مراحل برنامه‌ریـزی برای اجرا قرار دارنـد. ایـن پروژه‌ها در مکان‌هـای مختلف و در سـاختارهای گوناگون زیرزمینی ازجمله سفره‌های آب شور عمیق، مخازن تخلیه‌شده نفت و گاز و سازندهای بازالتی اجرا شده‌اند. به‌طور خـاص، بسیاری از پروژه‌های میدانی در سـفره‌های آب شـور عمیـق مانند پروژه میـدان Sleipner در دریای شـمال، نروژ [۷۶]، پـروژه میدان Rangely در شـمال غربی کلرادو [۷۷] و پـروژه گاز طبیعی مایع Gorgon در اسـترالیا برای ارزیابی امکان‌سـنجی ذخیره‌سـازی گسترده CO_2 اجرا شـده‌اند. این سـازندها دارای مزایـایی مانند عمق کافی، ضخامت مناسـب، تخلخـل بالا و درپوش سـنگی بـا نفوذپذیری کم هسـتند که آن‌هـا را بـه گزینه‌هـای ایـده‌آلی بـرای ذخیره‌سـازی CO_2 تبدیـل می‌کننـد [۷۸]. همچنیـن، مخـازن تخلیه‌شـده نفت و گاز در پروژه‌هـایی ماننـد پـروژه CRC در اسـترالیا[۷۶]، میـدان SACROC در تگـزاس [۸۰] و پـروژه Cranfield در Nachez، ایالات‌متحـده [۸۱]، بـرای ذخیره‌سـازی CO_2 مـورد ارزیابی قـرار گرفته‌اند. علاوه بر این، سـازندهای بازالتی نیـز موضوع پروژه‌هایی مانند پروژه Carbfix در جنوب غربی ایسـلند[۸۲] و پـروژه Wallula Basalt در منطقـه سـیلابی رودخانه کلمبیـا بوده‌اند [۸۳]. خلاصـه‌ای از نتایج پروژه‌های میـدانی ذخیره‌سـازی CO_2 در سـاختارهای زیرزمیـنی در (جدول ۴) ارائه شده‌اند.

1. Yang et.al., 2022

جدول ۴: خلاصه‌ای از نتایج پروژه‌های میدانی ذخیره‌سازی CO_2 در ساختارهای زیرزمینی

پروژه/کشور	ذخیره‌سازی تخمینی	ساختار زیرزمینی	محیط متخلخل	خلاصه پروژه	مراجع
میدان ناگائوکا / ژاپن	۱۲۸ میلیون تن	سفره‌های آب شور عمیق	ماسه‌سنگ / گل‌سنگ	این میدان گازی در جنوب غربی ناگائوکا، ژاپن قرار دارد و در سال ۱۹۷۹ کشف شد و ذخیره‌سازی آن در سال ۲۰۰۰ آغاز شد. CO_2 به‌صورت متناوب با آب و به نسبت ۱:۱ تزریق می‌شود. عمق کل ۱۲۳۰ متر، ضخامت ذخیره‌سازی ۶۰ متر و سرعت تزریق ۲۰-۴۰ تن در روز است.	Kikuta و همکاران(۲۰۰۵) [۸۴]
پروژه Sleipner نروژ	۲۵ میلیون تن	سفره‌های آب شور عمیق	ماسه‌سنگ / شیل ضخیم	این پروژه در سال ۱۹۹۶ در دریای شمال به دلیل سیاست مالیات‌های کربنی در نروژ آغاز شد، CO_2 به لایه ماسه‌سنگ ضخیم Utsira تزریق شد که توسط پوش سنگی غیرقابل نفوذ محافظت می‌شود. عمق تزریق ۸۰۰ متر با سرعت تزریق ۲۸۰۰ تن در روز از ویژگی‌های این پروژه هستند. این پروژه با موفقیت، امکان ذخیره‌سازی CO_2 را بدون مشکلات عملیاتی عمده نشان داده است.	Kalam و همکاران(۲۰۲۱)؛ Sengul(۲۰۰۶) [۸۵، ۸۶]
پروژه صلاح / الجزایر	≈۱۷ میلیون تن بین سال‌های ۲۰۰۴ و ۲۰۱۱	سفره‌های آب شور عمیق	ماسه‌سنگ / شیل	این پروژه که در الجزایر واقع شده، توسط BP و Statoil در سال ۲۰۰۴ آغاز شد، CO_2 را از میدان نفتی Salah به یک ماسه‌سنگ در نزدیکی میدان گازی Krechba تزریق کرد. بین سال‌های ۲۰۰۴ و ۲۰۱۱، CO_2 در سازند Krechba ذخیره شد. علیرغم توقف تزریق در سال ۲۰۱۱ به دلیل نگرانی‌های موجود در مورد نفوذپذیری پوش سنگ، هیچ‌گونه نشت CO_2 شناسایی نشد.	Jones و همکاران(۲۰۲۱)؛ Kalam و همکاران(۲۰۲۱) [۸۵، ۸۶]
پروژه Carbfix جنوب غربی ایسلند	۲/۲ میلیون تن	سازندهای بازالت	بازالت / گدازه‌های بازالتی	این اولین پروژه ذخیره‌سازی کاملاً یکپارچه با ذخیره CO_2 در سنگ‌های بازالتی است. روشی جدید در پروژه Carbfix استفاده شد که در آن CO_2 تزریق شده تمایل به حل شدن در آب برای تولید پوش سنگ را دارد.	Matter و همکاران(۲۰۲۱)؛ Yang و همکاران(۲۰۲۳) [۸۸، ۸۹]
پروژه Wallula Basalt / رودخانه کلمبیا	مابین ۱۰ تا ۵۰ گیگاتن	سازندهای بازالت	بازالت/ سنگ ساختارهای زیرزمینی بانفوذ پذیری کم	این پروژه که CO_2 را به بازالت آتشفشانی تزریق می‌کند، در سال ۲۰۰۹ راه‌اندازی شد. طبق نتایج، کانی سازی CO_2 پس از دو سال اختلاط با آب صورت گرفت و به‌صورت آنکریت معدنی کربناته روی سطح سنگ‌ها قابل مشاهده بود. این ماده معدنی همچنین شامل آهن، منگنز، کلسیم و منیزیم است. عمق کل ۸۲۵-۸۸۷ متر، ضخامت ذخیره‌سازی تقریباً ۲۰ متر و نرخ تزریق ۴۰ میلیون تن در سال می‌باشد.	McGrail و همکاران(۲۰۲۱)؛ Yang و همکاران(۲۰۲۳) [۸۳، ۸۹]
پروژه Orodos / چین	تقریباً ۰/۱۵ میلیون تن در سال ۲۰۱۴	سفره‌های آب شور عمیق	ماسه‌سنگ / شیل و گل‌سنگ	این پروژه که در چین واقع شده است، در سال ۲۰۱۰ به‌صورت پایلوت باهدف عملیات تجاری تا سال ۲۰۲۰ آغاز شد. در همین راستا، CO_2 که از کارخانه زغال‌سنگ تأمین می‌شد، حمل و به یک سفره آب شور تزریق گردید. نتایج نشان داد که CO_2 در مکانی با عمق ۴۵۰ متری باقی‌مانده است، بدون اینکه هر-گونه نشتی شناسایی شود.	Kalam و همکاران(۲۰۲۱)؛ Luo و همکاران(۲۰۱۴)[۸۵، ۹۰]
پروژه Weyburn / کانادا	≈۲۰ میلیون تن از تا ۲۰۳۰	میادین نفت و گاز خالی شده	کربنات/ انیدریت	این پروژه که در حوضه Williston در ساسکاچوان، در کشور کانادا واقع شده است، در سال ۲۰۰۰ باهدف ازدیاد برداشت نفت آغاز شد. این پروژه دو واحد Vuggy و Marly در میدان Weyburn که حاوی سنگ‌آهک و دولومیت هستند را هدف قرار می‌دهد. شرکت گاز سازی داکوتا CO_2 را برای تزریق تأمین می‌کند که تقریباً ۴۰ میلیون تن CO_2 خواهد بود و به‌طور دائم در پروژه ذخیره می‌شود (انتظار می‌رود مدت اجرای آن ۲۰ تا ۲۵ سال باشد).	Raza و همکاران(۲۰۱۶) [۹۱]
پروژه Cranfield /آمریکا	۸ میلیون تن تزریق و ۵ میلیون تن ذخیره	میادین نفت و گاز خالی شده	ماسه‌سنگ / گل‌سنگ	این پروژه که در می سی سی پی، ایالات‌متحده واقع شده است، شامل تزریق CO_2 از گنبد جکسون به یک سازند ماسه‌سنگی عمیق است. این پروژه بخشی از CO_2 تزریقی برای ازدیاد برداشت نفت با عمق کلی ۳۰۰۰ متر و ضخامت ذخیره‌سازی ۳۰ متر است. برای قضاوت در مورد موفقیت پروژه یک طرح پایش مناسب (لرزه‌نگاری ۴ بعدی) انجام شد و هیچ‌گونه نشت CO_2 در طول این پروژه مشاهده نشد.	Kalam و همکاران(۲۰۲۱) [۸۵]
الریاده / امارات	۰/۸ میلیون تن در سال از زمان راه‌اندازی در سال ۲۰۱۶	میادین نفت و گاز خالی شده	کربنات / شیل	این مرکز تا سال ۲۰۲۱، تنها مرکز کاملاً تجاری ذخیره‌سازی کربن جهان برای صنعت آهن و فولاد به شمار می‌رفت. این مرکز CO_2 را از یک کارخانه آهن مستقیماً جذب می‌کند. این کارخانه از سیستم سنتی تولیدی استفاده می‌کند که منجر به یک جریان خروجی غنی از CO_2 (بالای ۹۹ درصد) می‌شود. CO_2 سپس فشرده شده و به‌منظور بهبود برداشت نفت تزریق می‌شود.	Kalam و همکاران(۲۰۲۱)؛ Sheikh(۲۰۱۴) [۸۵، ۹۲]
میدان ذخیره‌سازی جبیل/عربستان سعودی	۹ میلیون تن در سال که از سال ۲۰۲۷ شروع می‌شود	-	کربنات / نامعلوم	آرامکو، SLB[1] و Linde در حال همکاری برای ساخت یکی از بزرگ‌ترین شبکه‌های بهره‌برداری جهان در منطقه صنعتی جبیل عربستان سعودی هستند. این هاب تسهیلات حمل‌ونقل و ذخیره‌سازی CO_2 مشترک را در بین انتشار کنندگان صنعتی ارتقا می‌دهد و هزینه و ریسک را به حداقل می‌رساند و درعین‌حال از صرفه‌جویی در مقیاس بزرگ سود می‌برد. از سال ۲۰۲۷، مرکز ذخیره‌سازی جبیل قصد دارد سالانه تا ۹ میلیون تن CO_2 جذب کند. سهم آرامکو ۶ میلیون تن خواهد بود که ۳ میلیون تن باقیمانده از گازهای گلخانه‌ای صنعتی مجاور تأمین می‌شود.	Aramco ؛Ye (۲۰۲۳) و همکاران(۲۰۲۳) [۹۳، ۹۴]
پروژه کتزین / آلمان	۶۷۲۷۱ تن	سفره‌های آب شور عمیق	ماسه‌سنگ / خاک رس روپلین[2]	این پروژه که در کتزین آلمان واقع شده است، در سال ۲۰۰۸ آغاز شد و در سال ۲۰۰۹ به پایان رسید. هدف اصلی آن تزریق CO_2 به سازند ماسه‌سنگ اشتوتگارت برای نظارت و جمع‌آوری داده‌ها بود. در این پروژه، CO_2 از طریق خط لوله منتقل و با موفقیت در زیر سطح ذخیره شد.	Cheng و همکاران(۲۰۲۳) [۱۰]
میدان Gorgon / جزیره بارو در غرب استرالیا	۱۲۹ میلیون تن	سفره‌های آب شور عمیق	ماسه‌سنگ و سیلت سنگ / شیل	از زمان شروع این پروژه در سال ۲۰۱۹، ۷ میلیون تن CO_2 تزریق شده است و پیش‌بینی می‌شود که بیش از ۱۰۰ میلیون تن ظرفیت ذخیره‌سازی در این مکان باشد. در این پروژه با جداسازی CO_2 طبیعی از میادین گازی فراساحلی، آن را به ساختار ماسه‌سنگی Dupuy در عمق ۲۰۰۰ متری تزریق می‌کنند.	Yang و همکاران(۲۰۲۳) [۸۹]
میدان SACROC تگزاس،ایالات‌متحده آمریکا	۲۵۵ میلیون تن	میادین نفت و گاز خالی شده	سنگ‌آهک کربناته / گل‌سنگ	واحد SACROC که در سال ۱۹۴۸ کشف شد، یکی از بزرگ‌ترین میادین نفتی حاوی CO_2 در ایالات‌متحده است. این میدان که حدود ۵۰۰۰۰ هکتار را پوشش می‌دهد، در شهرستان اسکری، تگزاس، در حوضه پرمین واقع شده است. بر اساس پایش، تزریق و ذخیره CO_2 کمترین تأثیر زیست‌محیطی را در این منطقه داشته است.	Yang و همکاران(۲۰۲۳) [۸۹]
پروژه رأس لافان / قطر	۲/۱ میلیون تن در سال	میادین نفت و گاز خالی شده	کربنات / نامعلوم	این پروژه شامل جذب CO_2 از تأسیسات گاز طبیعی مایع رأس لافان است. با این پروژه‌های جدید CCS، صنعت گاز طبیعی مایع قطر تا سال ۲۰۲۵ بیش از ۵ میلیون تن در سال CO_2 را جذب خواهد کرد.	Yusmananto و همکاران(۲۰۲۳) [۹۵]

1. Schlumberger
2. Rupelian clay

(جدول ۴) به بررسی مهم‌ترین پروژه‌های میدانی ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در جهان می‌پردازد که نشان‌دهنده تنوع روش‌ها و محیط‌های ذخیره‌سازی است. پروژه ناگائوکا در ژاپن (از سال ۲۰۰۰) به‌عنوان یکی از اولین پروژه‌ها، تزریق متناوب CO_2 و آب را در ماسه‌سنگ با موفقیت آزمایش کرد. در مقابل، پروژه Sleipner نروژ (از ۱۹۹۶) با تزریق روزانه ۲۸۰۰ تن CO_2 در ماسه‌سنگ Utsira، الگویی برای ذخیره‌سازی در سفره‌های آب شور شد. پروژه‌های نوآورانه‌ای مانند Carbfix در ایسلند و پروژه Wallula Basalt در آمریکا با معدنی‌کردن CO_2 در سنگ‌های بازالتی، راه‌حلی برای ذخیره‌سازی دائمی CO_2 ارائه دادند. نتایج نشان می‌دهد کانی‌سازی در بازالت می‌تواند طی دو سال اتفاق بیفتد. از دیگر پروژه‌های شاخص، پروژه Gorgon استرالیا با ظرفیت ۱۲۹ میلیون تن و پروژه SACROC در تگزاس با ۲۵۵ میلیون تن ذخیره‌شده هستند که اثربخشی ذخیره‌سازی در میادین تخلیه‌شده نفت و گاز را تأیید می‌کنند

در خاورمیانه، پروژه الریاده در امارات (از سال ۲۰۱۶) به‌عنوان اولین مرکز تجاری ذخیره‌سازی CO_2 در صنعت فولاد، سالانه ۰/۸میلیون تن گاز را جذب می‌کند، درحالی‌که پروژه جبیل در عربستان (از سال ۲۰۲۷) باهدف ذخیره‌سازی ۹ میلیون تن در سال، یکی از بزرگترین مراکز جهانی خواهد بود. پروژه رأس لافان در قطر نیز ظرفیت جذب ۲/۱ میلیون تن گاز در سال را دارد. چالش‌های گزارش‌شده شامل نگرانی‌ها درباره یکپارچگی پوش‌سنگ (پروژه صلاح الجزایر) و نیاز به سیستم‌های پایش پیشرفته (مانند لرزه‌نگاری چهاربعدی در Cranfield) است. با این حال، موفقیت این پروژه‌ها بدون گزارش نشت، گواهی بر امکان ذخیره‌سازی ایمن CO_2 است. این تجربیات نشان می‌دهد که انتخاب ساختار زیرزمینی مناسب (سفره‌های آب شور، میادین تخلیه‌شده یا سازندهای بازالتی) و تطبیق روش‌های تزریق با شرایط محلی، کلید موفقیت در مقیاس صنعتی است.

۷. چشم‌اندازهای ذخیره‌سازی CO_2

۷-۱. ازدیاد برداشت نفت

یکی از روش‌های مورد استفاده در ازدیاد برداشت نفت، تزریق CO_2 به مخازن هیدروکربنی است. هنگامی که CO_2 به این مخازن تزریق می‌شود، به‌عنوان یک حلال عمل کرده و گرانروی نفت را کاهش می‌دهد. این امر باعث می‌شود نفت بیشتری به سمت چاه‌های تولیدی جریان یابد و درآمد تولیدکنندگان نفتی افزایش پیدا کند [۹۶]. این فرآیند یک مزیت اقتصادی برای شرکت‌ها ایجاد می‌کند تا CO_2 را ذخیره کنند، زیرا می‌توانند از آن برای کاربردهای ازدیاد برداشت نفت استفاده کنند؛ بنابراین، تولید منابع هیدروکربنی هم‌زمان با ذخیره‌سازی CO_2 روشی مؤثر برای پوشش هزینه‌های ذخیره‌سازی کربن و کسب مزایای اقتصادی اضافی محسوب می‌شود [۹۷]. علاوه بر این، استفاده از CO_2 در این فرآیند می‌تواند عمر مفید بسیاری از میادین نفتی را نیز افزایش دهد [۹۸].

۷-۲. جذب و ذخیره‌سازی CO_2

در حال حاضر، حدود ۴۰ پروژه از روش جذب و ذخیره CO_2 در فرآیندهای صنعتی، تبدیل سوخت و تولید برق استفاده می‌کنند، درحالی‌که بیش از ۵۰۰ پروژه ذخیره‌سازی CO_2 در مراحل مختلف توسعه قرار دارند. توسعه‌دهندگان پروژه قصد دارند تا سال ۲۰۳۰ پنجاه واحد جدید را راه‌اندازی کنند که از ژانویه ۲۰۲۲ سالانه حدود ۱۲۵ میلیون تن CO_2 را جذب می‌کنند [۹۹]. در واقع، بسیاری از کشورها در سراسر جهان اقداماتی برای کاهش سطح CO_2 انجام می‌دهند. به‌عنوان‌مثال، ایالات‌متحده و بریتانیا که در حال افزایش بودجه پروژه‌های ذخیره‌سازی CO_2 هستند [۸۵]. (جدول ۵) پیشرفت‌های اخیر در زمینه ذخیره‌سازی، ابتکارات کشورهای مختلف و ظرفیت بالقوه ذخیره‌سازی آن‌ها را ارائه می‌کند.

(جدول ۵) چشم‌انداز جهانی پروژه‌های ذخیره‌سازی کربن را با تمرکز بر برنامه‌ریزی‌های کلان کشورها ترسیم می‌کند. بر اساس داده‌ها، آمریکا با برنامه‌ریزی برای رسیدن به ظرفیت ۴۲۰ میلیون تن در سال تا ۲۰۳۰ پیشتاز است که این امر با تخصیص بودجه از قانون کاهش تورم ۲۰۲۲ و سرمایه‌گذاری در پروژه‌های زیرساختی تسهیل شده است. اتحادیه اروپا نیز باهدف ۸۰ میلیون تن در سال ۲۰۳۰ و برنامه توسعه به ۳۰۰ میلیون تن تا ۲۰۴۰، از طریق تصویب قوانین جدید مانند مجوز پروژه Greensand دانمارک در حال پیشرفت است. چین با ظرفیت بالقوه خیره‌کننده ۴۴۸ گیگاتن و راه‌اندازی سه پروژه جدید در سال ۲۰۲۳ و اندونزی به‌عنوان اولین کشور آسیایی با چارچوب قانونی کامل ذخیره‌سازی، از دیگر بازیگران مهم هستند. بریتانیا نیز با تخصیص ۲۰ میلیارد پوند برای پروژه‌های اولیه، به سمت هدف ۳۰ میلیون تنی تا سال ۲۰۳۰ حرکت می‌کند. این داده‌ها نشان می‌دهند که اگرچه اهداف کشورها متنوع است، اما رویکردهای مشترکی مانند تصویب قوانین حمایتی (اتحادیه اروپا و اندونزی)، سرمایه‌گذاری‌های کلان (آمریکا و بریتانیا) و ادغام با برنامه‌های کاهش انتشار (خاورمیانه) به‌عنوان عوامل محرک مطرح هستند. موفقیت این برنامه‌ها مستلزم هماهنگی بین سیاست‌گذاری، تأمین مالی و توسعه فناوری است.

جدول ۵: خلاصه‌ای از پروژه‌های ذخیره‌سازی و ظرفیت ذخیره‌سازی بالقوه در کشورها

کشور	پیشرفت در ذخیره‌سازی	ظرفیت ذخیره‌سازی بالقوه	مراجع
UK	۲۰ میلیارد پوند برای استقرار اولیه پروژه‌های ذخیره‌سازی در بهار ۲۰۲۳ در نظر گرفته شده است.	تا سال ۲۰۳۰ تا ۳۰ میلیون تن در سال	Budinis و همکاران (۲۰۲۳)؛ Department for Energy Security and Net Zero (۲۰۲۲) [۹۹, ۱۰۰]
Indonesia	یک چارچوب قانونی و نظارتی برای ذخیره‌سازی در این کشور، در مارس ۲۰۲۳ نهایی شد و این چارچوب، آن را به اولین کشور در منطقه تبدیل کرد که چارچوبی برای فعالیت‌های بهره‌برداری و ذخیره‌سازی ایجاد می‌کند.	تقریباً ۳۰ میلیون تن در سال تا سال ۲۰۴۰	Budinis و همکاران (۲۰۲۳)؛ World Energy (۲۰۲۲) [۹۹, ۱۰۱]
US	در سال ۲۰۲۲، اقداماتی برای توسعه پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز انجام شد، ازجمله بودجه اضافی از قانون سرمایه‌گذاری زیرساخت و مشاغل سال ۲۰۲۱ و اعتبار مالیاتی بهره‌برداری و ذخیره‌سازی در قانون کاهش تورم ۲۰۲۲ برای این پروژه‌ها لحاظ شد.	۴۲۰ میلیون تن در سال تا سال ۲۰۳۰	Budinis و همکاران (۲۰۲۳)؛ Greenfield and Zhang (۲۰۲۳) [۹۹, ۱۰۲]
EU	در مارس ۲۰۳۰، قانونی وضع شد که هدف آن ذخیره سالانه ۵۰ میلیون تن CO_2 در سال تا سال ۲۰۳۰ است. همچنین، صدور مجوزهای ذخیره‌سازی آزمایشی پروژه Greensand در دانمارک نیز انجام شد.	۸۰ میلیون تن در سال تا سال ۲۰۳۰ و هدف افزایش به ۳۰۰ میلیون تن در سال تا سال ۲۰۴۰	Budinis و همکاران (۲۰۲۳)؛ Simon (۲۰۲۳) [۹۹, ۱۰۳]
China & Japan	در سال ۲۰۲۳، سه پروژه جدید در چین به بهره‌برداری رسید، درحالی‌که ژاپن هفت پروژه آینده نگرانه را برای کمک به تجاری‌سازی تعیین کرده است.	چین: تقریباً ۴۴۸ گیگاتن ژاپن: ۶-۱۲ میلیون تن در سال تا سال ۲۰۳۰	Budinis و همکاران (۲۰۲۳)؛ Reuters(۲۰۲۳)؛ Zhong و همکاران (۲۰۲۳) [۹۹, ۱۰۴, ۱۰۵]

۷-۳. فرصت‌های اقتصادی

با افزایش نیاز به کاهش انتشار کربن، پتانسیل قابل‌توجهی در بخش‌های مرتبط با جذب، حمل‌ونقل و ذخیره‌سازی CO_2 وجود دارد که شامل توسعه فناوری‌های جدید، زیرساخت‌ها و خدمات مرتبط می‌شود. استقرار این پایگاه‌ها در مقیاس بزرگ می‌تواند مشاغل متعددی را در زمینه‌های مختلفی مانند تحقیق و توسعه، مهندسی، ساخت‌وساز و بهره‌برداری و نگهداری از تأسیسات ذخیره‌سازی ایجاد کند. علاوه بر این، فرصت‌های شغلی جدیدی در بخش حمل‌ونقل، به‌ویژه برای خطوط لوله یا کشتی‌های انتقال CO_2 ایجاد خواهد شد[۱۰۶]. رشد بخش ذخیره‌سازی همچنین می‌تواند رشد صنایع وابسته را نیز تقویت کند. به‌عنوان‌مثال، تقاضا برای مواد و تجهیزات مورد نیاز برای جذب CO_2، وسایل حمل‌ونقل تخصصی و توسعه تأسیسات ذخیره‌سازی افزایش خواهد یافت؛ بنابراین، درحالی‌که ذخیره‌سازی CO_2 در کوتاه‌مدت به بازیافت نفت کمک می‌کند، اما مزایای بلندمدت آن ازنظر کاهش تغییرات آب و هوایی و رشد اقتصادی، این بخش را به زمینه‌ای ارزشمند برای توجه و سرمایه‌گذاری تبدیل کرده است [۱۰۷].

۸. پتانسیل و امکان‌سنجی ذخیره‌سازی CO_2 در ایران

ایران به‌عنوان یکی از کشورهای دارای منابع عظیم نفت و گاز، ظرفیت قابل‌توجهی برای ذخیره‌سازی CO_2 در مخازن زیرزمینی دارد. با توجه به انتشار بالای دی‌اکسید کربن ناشی از صنایع نفت، گاز و پتروشیمی، توسعه فناوری‌های جذب و ذخیره‌سازی کربن می‌تواند نقش مهمی در کاهش اثرات زیست‌محیطی ایفا کند. ایران با داشتن ساختارهای

زمین‌شناسی متنوع، بستر مناسبی برای ذخیره‌سازی CO_2 در اعماق زمین دارد. سه نوع ساختار اصلی برای ذخیره‌سازی ژئولوژیکی در ایران قابل شناسایی هستند که عبارتند از: ۱) مخازن نفت و گاز تخلیه شده، ۲) مخازن آب شور عمیق، ۳) سازندهای نمکی.

مخازن نفت و گاز که به پایان عمر تولید خود نزدیک شده‌اند، ازجمله گزینه‌های اصلی برای تزریق و ذخیره CO_2 هستند. بنا به گزارش شرکت ملی نفت ایران، بیش از ۲۰۰ میدان نفتی در کشور وجود دارد که از این میان حدود ۶۰ میدان در حال گذار به مراحل انتهایی بهره‌برداری قرار دارند. ازجمله مهم‌ترین این مخازن می‌توان به میدان نفتی آغاجاری، میدان نفتی اهواز، میدان نفتی گچساران، میدان گازی خانگیران اشاره کرد. ظرفیت ذخیره‌سازی در این میادین به‌طور میانگین بین ۵۰ تا ۵۰۰ میلیون تن CO_2 تخمین زده می‌شود. این سازندها بیشترین ظرفیت بالقوه برای ذخیره‌سازی را دارا هستند. بر اساس مطالعات مؤسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران، ایران دارای بیش از ۵۰ سازند آب شور در حوضه‌های زاگرس، خلیج‌فارس و کویر مرکزی است. به‌عنوان‌مثال، سازند دالان و سازند عرب در جنوب ایران می‌توانند تا چندین میلیارد تن CO_2 را در خود ذخیره کنند. اگرچه ذخیره‌سازی در ساختارهای نمکی در ایران کمتر مورد مطالعه قرار گرفته است، اما وجود گنبدهای نمکی در استان‌هایی مانند فارس، هرمزگان و بوشهر ظرفیت بالقوه‌ای برای توسعه فناوری ذخیره‌سازی فشرده CO_2 فراهم می‌کند. (جدول ۶) برخی از مناطق اولویت دار ایران برای پروژه ذخیره‌سازی را نمایش می‌دهد.

جدول ۶: مناطق اولویت‌دار ذخیره‌سازی CO_2 در ایران

ملاحظات فنی	برآورد ظرفیت ذخیره‌سازی CO_2 (میلیون تن)	نوع ساختار	منطقه
زیرساخت مناسب نفتی	۱۵۰۰-۱۰۰۰	مخازن نفتی تخلیه شده	جنوب خوزستان (اهواز - گچساران)
نزدیکی به منابع آلاینده صنعتی	۸۰۰-۵۰۰	مخازن آب شور و گازی	بوشهر - عسلویه
دسترسی به گنبدهای نمکی	۶۰۰-۳۰۰	ساختارهای نمکی و آبی	حوضه فارس داخلی
دور از مراکز جمعیتی، مناسب ازنظر ایمنی	۷۰۰-۴۰۰	مخازن شور عمیق	کویر مرکزی ایران (یزد - طبس)
وجود ایستگاه تقویت فشار	۳۵-۲۵	مخزن گازی تخلیه شده	سراجه قم

ایران دارای شبکه گسترده‌ای از خطوط لوله انتقال نفت و گاز است که در صورت توسعه زیرساخت‌های انتقال CO_2، می‌تواند به‌عنوان مزیت نسبی برای پیاده‌سازی پروژه ذخیره‌سازی تلقی شود. با این حال، عدم تدوین چارچوب‌های قانونی و زیست‌محیطی برای ذخیره‌سازی CO_2، نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه بالا برای توسعه فناوری جذب و تزریق، کمبود داده‌های ژئوفیزیکی دقیق از برخی مخازن و فقدان نیروهای متخصص در حوزه‌های مهندسی ذخیره‌سازی از برخی چالش‌های کلیدی ذخیره‌سازی CO_2 در ایران به شمار می‌روند. مطالعات انجام‌شده توسط مرکز تحقیقات انرژی دانشگاه صنعتی شریف و پژوهشگاه صنعت نفت نشان می‌دهد که ظرفیت ذخیره‌سازی بالقوه دی‌اکسید کربن در ایران بالغبر ۵۰ تا ۸۰ میلیارد تن در بلندمدت می‌باشد. این ظرفیت می‌تواند انتشار کل CO_2 ناشی از فعالیت‌های صنعتی کشور را برای ۴۰ تا ۶۰ سال آینده پوشش دهد، به‌شرط آن‌که سرمایه‌گذاری و سیاست‌گذاری مناسبی در این راستا انجام شود.

۹. نتیجه‌گیری

با توجه به افزایش روزافزون چالش‌های زیست‌محیطی ناشی از تغییرات اقلیمی، ذخیره‌سازی CO_2 در ساختارهای زیرزمینی به‌عنوان یکی از مؤثرترین راهبردهای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای شناخته می‌شود. این مقاله با مروری جامع بر ساختارهای مناسب برای ذخیره‌سازی ازجمله سفره‌های آب شور، مخازن نفت و گاز تخلیه‌شده، لایه‌های زغال‌سنگ

غیرقابل اســتخراج، ســازندهای بازالتی و روش‌های نوین مانند ذخیره‌سازی به شکل هیدرات، نشان می‌دهد که هر یک از این گزینه‌ها، فرصت‌ها و چالش‌های خاص خود را دارند.

ســازوکارهای فیزیــکی و شیمیایی بــه دام انداختن CO_2، شــامل مکانیســم‌های ســاختاری، موبینگی، انحلالی و معدنی، نقش مهمی در تضمین ایمنی و پایداری بلندمدت این فرایند ایفــا می‌کنند. مطالعات آزمایشــگاهی و میدانی انجام‌شــده در پروژه‌های مختلف جهانی، کارآمدی این فناوری را اثبات کرده و پتانسیــل آن را برای پیاده‌ســازی در مقیــاس صنعتی نمایان ســاخته‌اند. در همین راســتا، مدل‌سازی‌های پیشــرفته ابزاری حیــاتی برای تحلیل رفتــار مخزن و ارزیابی خطــرات احتمالی نشــت فراهم کرده‌اند. هــوش مصنوعی نیــز می‌تواند به‌عنوان دســتیار جدیدی برای پروژه‌های ذخیره‌ســازی بــه کار گرفته شود تا بازدهی پروژه بهبود چشمگیری پیدا کند.

ایران با برخورداری از ظرفیت‌های زمین‌شناسی قابل‌توجه، زیرســاخت‌های صنعتی گســترده و تجارب ارزشمند در حوزه نفت و گاز، جایگاه مناســبی برای توسعه فناوری ذخیره‌سازی CO_2 دارد. بــا این حــال، تحقق این پتانسیل مســتلزم تدوین سیاست‌های حمایتی، سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌ها و تقویت دانش بومی در حوزه‌های مرتبط است.

در مجمــوع، توســعه فناوری‌های ذخیره‌ســازی CO_2 نه‌تنها به کاهش قابل‌توجه انتشــار کربن کمــک می‌کند، بلکه می‌تواند بســتری برای دستیابی به اهداف توســعه پایدار، امنیت انرژی و اقتصاد فراهم آورد. برای تحقق این مهم، هم‌افزایی میان دانشگاه، صنعت و نهادهای سیاست‌گذار ضرورتی انکارناپذیر است.

مراجع:

[1]. Easterbrook, D. J. (2016). Greenhouse gases. In Evidence-Based Climate Science (pp. 163-173). Elsevier.

[2]. Vásquez, L., Iriarte, A., Almeida, M., & Villalobos, P. (2015). Evaluation of greenhouse gas emissions and proposals for their reduction at a university campus in Chile. Journal of Cleaner Production, 108, 924-930.

[3]. Bello, A., Ivanova, A., & Cheremisin, A. (2023). A comprehensive review of the role of CO_2 foam EOR in the reduction of carbon footprint in the petroleum industry. Energies, 16(3), 1167.

[4]. Kim, D., Kim, K.-T., & Park, Y.-K. (2020). A comparative study on the reduction effect in greenhouse gas emissions between the combined heat and power plant and boiler. Sustainability, 12(12), 5144.

[5]. Metz, B., Davidson, O., De Coninck, H., Loos, M., & Meyer, L. (2005). IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Cambridge: Cambridge University Press.

[6]. Boot-Handford, M. E., Abanades, J. C., Anthony, E. J., Blunt, M. J., Brandani, S., Mac Dowell, N., Fernández, J. R., Ferrari, M.-C., Gross, R., & Hallett, J. P. (2014). Carbon capture and storage update. Energy & Environmental Science, 7(1), 130-189.

[7]. Farajzadeh, R., Eftekhari, A. A., Dafnomilis, G., Lake, L., & Bruining, J. (2020). On the sustainability of CO_2 storage through CO_2–Enhanced oil recovery. Applied energy, 261, 114467.

[8]. Ding, S., Li, Y., Zhang, M., Xu, C., Wang, S., Gao, Y., Yu, H., Du, Y., & Ma, J. (2024). Holistic Review on CO_2 Geological Storage Potential Evaluation. Energy & Fuels, 38(21), 19946-19965.

[9]. Bachu, S. (2008). CO_2 storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment. Progress in energy and combustion science, 34(2), 254-273.

[10]. Cheng, Y., Liu, W., Xu, T., Zhang, Y., Zhang, X., Xing, Y., Feng, B., & Xia, Y. (2023). Seismicity induced by geological CO_2 storage: A review. Earth-Science Reviews, 239, 104369.

[11]. Nicol, A., Carne, R., Gerstenberger, M., & Christophersen, A. (2011). Induced seismicity and its implications for CO_2

storage risk. Energy Procedia, 4, 3699-3706.

[12]. Michael, K., Golab, A., Shulakova, V., Ennis-King, J., Allinson, G., Sharma, S., & Aiken, T. (2010). Geological storage of CO_2 in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations. International journal of greenhouse gas control, 4(4), 659-667.

[13]. Le Gallo, Y., Couillens, P., & Manai, T. (2002). CO_2 sequestration in depleted oil or gas reservoirs. SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Environment, and Sustainability?,

[14]. Rochelle, C. A., Czernichowski-Lauriol, I., & Milodowski, A. (2004). The impact of chemical reactions on CO_2 storage in geological formations: a brief review.

[15]. Gunter, W. D., Bachu, S., & Benson, S. (2004). The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage of carbon dioxide.

[16]. De Silva, G., Ranjith, P. G., & Perera, M. (2015). Geochemical aspects of CO_2 sequestration in deep saline aquifers: A review. Fuel, 155, 128-143.

[17]. Chadwick, R., Zweigel, P., Gregersen, U., Kirby, G., Holloway, S., & Johannessen, P. (2004). Geological reservoir characterization of a CO_2 storage site: The Utsira Sand, Sleipner, northern North Sea. Energy, 29(9-10), 1371-1381.

[18]. Pruess, K., Xu, T., Apps, J., & Garcia, J. (2003). Numerical modeling of aquifer disposal of CO_2. SPE Journal, 8(01), 49-60.

[19]. Davidson, J., Freund, P., & Smith, A. (2001). Putting carbon back in the ground.

[20]. Cao, C., Liu, H., Hou, Z., Mehmood, F., Liao, J., & Feng, W. (2020). A review of CO_2 storage in view of safety and cost-effectiveness. Energies, 13(3), 600.

[21]. Hannis, S., Lu, J., Chadwick, A., Hovorka, S., Kirk, K., Romanak, K., & Pearce, J. (2017). CO_2 storage in depleted or depleting oil and gas fields: what can we learn from existing projects? Energy Procedia, 114, 5680-5690.

[22]. Shi, J., & Durucan, S. (2005). CO_2 storage in deep unminable coal seams. Oil & gas science and technology, 60(3), 547-558.

[23]. Gunter, W., Wiwehar, B., & Perkins, E. (1997). Aquifer disposal of CO_2-rich greenhouse gases: extension of the time scale of experiment for CO_2-sequestering reactions by geochemical modelling. Mineralogy and petrology, 59(1-2), 121.

[24]. Hamelinck, C., Faaij, A. P., Ruijg, G., Jansen, D., Pagnier, H., Van Bergen, F., Wolf, K., Barzandji, O., Bruining, H., & Schreurs, H. (2001). Potential for CO_2 sequestration and enhanced coalbed methane production in the Netherlands.

[25]. Vishal, V., Singh, T. N., & Ranjith, P. (2015). Influence of sorption time in CO_2-ECBM process in Indian coals using coupled numerical simulation. Fuel, 139, 51-58.

[26]. Cui, X., Zhang, J., Guo, L., & Gong, X. (2020). Experimental investigation of the use of expansive materials to increase permeability in coal seams through expansive fracturing. Shock and Vibration, 2020(1), 7925724.

[27]. Snæbjörnsdóttir, S. Ó., Wiese, F., Fridriksson, T., Ármansson, H., Einarsson, G. M., & Gislason, S. R. (2014). CO_2 storage potential of basaltic rocks in Iceland and the oceanic ridges. Energy Procedia, 63, 4585-

[35]. Shukla, R., Ranjith, P., Haque, A., & Choi, X. (2010). A review of studies on CO_2 sequestration and caprock integrity. Fuel, 89(10), 2651-2664.

[36]. Luo, A., Li, Y., Chen, X., Zhu, Z., & Peng, Y. (2022). Review of CO_2 sequestration mechanism in saline aquifers. Natural Gas Industry B, 9(4), 383-393.

[37]. Chiquet, P., Daridon, J.-L., Broseta, D., & Thibeau, S. (2007). CO_2/water interfacial tensions under pressure and temperature conditions of CO_2 geological storage. Energy Conversion and Management, 48(3), 736-744.

[38]. Mahmood, M. N., Gupta, A. S., & Islam, M. T. (2024). CO_2 Storage in Natural Gas Hydrate Reservoirs: A Review on Prospects and Challenges Ahead. Next Research, 100017.

[39]. Rutqvist, J., & Tsang, C.-F. (2002). A study of caprock hydromechanical changes associated with CO2-injection into a brine formation. Environmental Geology, 42, 296-305.

[40]. Birkholzer, J. T., Zhou, Q., & Tsang, C.-F. (2009). Large-scale impact of CO_2 storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems. International journal of greenhouse gas control, 3(2), 181-194.

[41]. Al Hameli, F., Belhaj, H., & Al Dhuhoori, M. (2022). CO_2 sequestration overview in geological formations: Trapping mechanisms matrix assessment. Energies, 15(20), 7805.

[42]. Jenkins, C. R., Cook, P. J., Ennis-King, J., Undershultz, J., Boreham, C., Dance, T., De Caritat, P., Etheridge, D. M., Freifeld, B. M., & Hortle, A. (2012). Safe storage and 4600.

[28]. Gislason, S. R., & Oelkers, E. H. (2014). Carbon storage in basalt. Science, 344(6182), 373-374.

[29]. Power, I. M., Harrison, A. L., Dipple, G. M., Wilson, S., Kelemen, P. B., Hitch, M., & Southam, G. (2013). Carbon mineralization: from natural analogues to engineered systems. Reviews in Mineralogy and Geochemistry, 77(1), 305-360.

[30]. Bickle, M., Kampman, N., Chapman, H., Ballentine, C., Dubacq, B., Galy, A., Sirikitputtisak, T., Warr, O., Wigley, M., & Zhou, Z. (2017). Rapid reactions between CO_2, brine and silicate minerals during geological carbon storage: Modelling based on a field CO_2 injection experiment. Chemical Geology, 468, 17-31.

[31]. Circone, S., Stern, L. A., Kirby, S. H., Durham, W. B., Chakoumakos, B. C., Rawn, C. J., Rondinone, A. J., & Ishii, Y. (2003). CO_2 hydrate: synthesis, composition, structure, dissociation behavior, and a comparison to structure I CH4 hydrate. The Journal of Physical Chemistry B, 107(23), 5529-5539.

[32]. Aminnaji, M., Qureshi, M. F., Dashti, H., Hase, A., Mosalanejad, A., Jahanbakhsh, A., Babaei, M., Amiri, A., & Maroto-Valer, M. (2024). CO_2 gas hydrate for carbon capture and storage applications–Part 2. Energy, 131580.

[33]. Aminu, M. D., Nabavi, S. A., Rochelle, C. A., & Manovic, V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. Applied energy, 208, 1389-1419.

[34]. Benson, S. M., & Cole, D. R. (2008). CO_2 sequestration in deep sedimentary formations. Elements, 4(5), 325-331.

Frontiers in Climate, 1, 9.

[51]. Giammar, D. E., Bruant Jr, R. G., & Peters, C. A. (2005). Forsterite dissolution and magnesite precipitation at conditions relevant for deep saline aquifer storage and sequestration of carbon dioxide. Chemical Geology, 217(3-4), 257-276.

[52]. Matter, J. M., & Kelemen, P. B. (2009). Permanent storage of carbon dioxide in geological reservoirs by mineral carbonation. Nature Geoscience, 2(12), 837-841.

[53]. Bachu, S. (2000). Sequestration of CO_2 in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. Energy Conversion and Management, 41(9), 953-970.

[54]. Gunter, W., Perkins, E., & Hutcheon, I. (2000). Aquifer disposal of acid gases: modelling of water–rock reactions for trapping of acid wastes. Applied geochemistry, 15(8), 1085-1095.

[55]. Wang, H., Yan, J., Song, W., Jiang, C., Wang, Y., & Xu, T. (2022). Ion exchange membrane related processes towards carbon capture, utilization and storage: Current trends and perspectives. Separation and Purification Technology, 296, 121390.

[56]. Han, X., Feng, F., Yan, M., Cong, Z., Liu, S., & Zhang, Y. (2022). CO_2–water–rock reaction transport via simulation study of nanoparticles- CO_2 flooding and storage. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 50, 101736.

[57]. Snæbjörnsdóttir, S. Ó., Sigfússon, B., Marieni, C., Goldberg, D., Gislason, S. R., & Oelkers, E. H. (2020). Carbon dioxide storage through mineral carbonation. Nature Reviews Earth & Environment, 1(2), 90-102.

[58]. Soong, Y., Goodman, A., McCarthy-Jones, effective monitoring of CO_2 in depleted gas fields. Proceedings of the National Academy of Sciences, 109(2), E35-E41.

[43]. Saadatpoor, E., Bryant, S. L., & Sepehrnoori, K. (2010). New trapping mechanism in carbon sequestration. Transport in porous media, 82, 3-17.

[44]. Li, X., Akbarabadi, M., Karpyn, Z., Piri, M., & Bazilevskaya, E. (2015). Experimental investigation of carbon dioxide trapping due to capillary retention in saline aquifers. Geofluids, 15(4), 563-576.

[45]. Saadatpoor, E. (2012). Local capillary trapping in geological carbon storage.

[46]. Busch, A., Bertier, P., Gensterblum, Y., Rother, G., Spiers, C., Zhang, M., & Wentinck, H. M. (2016). On sorption and swelling of CO2 in clays. Geomechanics and Geophysics for Geo-energy and Geo-resources, 2, 111-130.

[47]. Golding, S., Uysal, I., Boreham, C., Kirste, D., Baublys, K., & Esterle, J. (2011). Adsorption and mineral trapping dominate CO_2 storage in coal systems. Energy Procedia, 4, 3131-3138.

[48]. Ajayi, T., Gomes, J. S., & Bera, A. (2019). A review of CO_2 storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. Petroleum Science, 16, 1028-1063.

[49]. Iglauer, S. (2011). Dissolution trapping of carbon dioxide in reservoir formation brine-a carbon storage mechanism. INTECH Open Access Publisher London, UK.

[50]. Kelemen, P., Benson, S. M., Pilorgé, H., Psarras, P., & Wilcox, J. (2019). An overview of the status and challenges of CO_2 storage in minerals and geological formations.

[67]. Espinoza, D. N., & Santamarina, J. C. (2017). CO_2 breakthrough—Caprock sealing efficiency and integrity for carbon geological storage. International journal of greenhouse gas control, 66, 218-229.

[68]. Jin, L., Hawthorne, S., Sorensen, J., Pekot, L., Kurz, B., Smith, S., Heebink, L., Herdegen, V., Bosshart, N., & Torres, J. (2017). Advancing CO_2 enhanced oil recovery and storage in unconventional oil play—Experimental studies on Bakken shales. Applied energy, 208, 171-183.

[69]. Ali, M., Sahito, M. F., Jha, N. K., Memon, S., Keshavarz, A., Iglauer, S., Saeedi, A., & Sarmadivaleh, M. (2020). Effect of nanofluid on CO_2-wettability reversal of sandstone formation; implications for CO_2 geo-storage. Journal of colloid and interface science, 559, 304-312.

[70]. Ali, M., Yekeen, N., Ali, M., Hosseini, M., Pal, N., Keshavarz, A., Iglauer, S., & Hoteit, H. (2022). Effects of various solvents on adsorption of organics for porous and nonporous quartz/ CO_2/brine systems: Implications for CO_2 geo-storage. Energy & Fuels, 36(18), 11089-11099.

[71]. Hazarika, S., Boruah, A., & Kumar, H. (2024). Study of pore structure of shale formation for CO_2 storage. Materials Today: Proceedings, 99, 138-144.

[72]. Oldenburg, C. M., Bryant, S. L., & Nicot, J.-P. (2004). Certification framework for geologic carbon sequestration. Lawrence Berkeley National Laboratory.

[73]. Zhou, Y., Yang, D., & Wang, M. (2022). Machine learning for carbon storage: A systematic review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 158, 112114.

[74]. Zhang, Z., & Agarwal, R. (2022). Machine

J., & Baltrus, J. (2004). Experimental and simulation studies on mineral trapping of CO_2 with brine. Energy Conversion and Management, 45(11-12), 1845-1859.

[59]. Benson, S. M. (2005). Overview of geologic storage of CO_2. Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations, 665-672.

[60]. Suekane, T., Nobuso, T., Hirai, S., & Kiyota, M. (2008). Geological storage of carbon dioxide by residual gas and solubility trapping. International journal of greenhouse gas control, 2(1), 58-64.

[61]. Bickle, M. J. (2009). Geological carbon storage. Nature Geoscience, 2(12), 815-818.

[62]. Chalbaud, C., Robin, M., Lombard, J., Martin, F., Egermann, P., & Bertin, H. (2009). Interfacial tension measurements and wettability evaluation for geological CO_2 storage. Advances in water resources, 32(1), 98-109.

[63]. Oloruntobi, O., & LaForce, T. (2009). Effect of aquifer heterogeneity on CO_2 sequestration. SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition?,

[64]. Mohamed, I., & Nasr-El-Din, H. A. (2013). Fluid/rock interactions during CO_2 sequestration in deep saline carbonate aquifers: laboratory and modeling studies. SPE Journal, 18(03), 468-485.

[65]. Wang, K., Xu, T., Wang, F., & Tian, H. (2016). Experimental study of CO_2–brine–rock interaction during CO_2 sequestration in deep coal seams. International Journal of Coal Geology, 154, 265-274.

[66]. Arif, M., Lebedev, M., Barifcani, A., & Iglauer, S. (2017). CO_2 storage in carbonates: Wettability of calcite. International journal of greenhouse gas control, 62, 113-121.

380-371.

[83]. McGrail, B., Spane, F., Sullivan, E., Bacon, D., & Hund, G. (2011). The Wallula basalt sequestration pilot project. Energy Procedia, 4, 5653-5660.

[84]. Kikuta, K., Hongo, S., Tanase, D., & Ohsumi, T. (2005). Field test of CO_2 injection in Nagaoka, Japan. Proceedings of seventh international conference on greenhouse gas control technologies,

[85]. Kalam, S., Olayiwola, T., Al-Rubaii, M. M., Amaechi, B. I., Jamal, M. S., & Awotunde, A. A. (2021). Carbon dioxide sequestration in underground formations: review of experimental, modeling, and field studies. Journal of petroleum exploration and production, 11, 303-325.

[86]. Sengul, M. (2006). CO_2 sequestration—a safe transition technology. SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Environment, and Sustainability?,

[87]. Jones, D., Lister, T., Smith, D., West, J., Coombs, P., Gadalia, A., Brach, M., Annunziatellis, A., & Lombardi, S. (2011). In Salah gas CO_2 storage JIP: Surface gas and biological monitoring. Energy Procedia, 4, 3566-3573.

[88]. Matter, J. M., Broecker, W., Gislason, S., Gunnlaugsson, E., Oelkers, E., Stute, M., Sigurdardóttir, H., Stefansson, A., Alfreðsson, H., & Aradóttir, E. (2011). The CarbFix Pilot Project–storing carbon dioxide in basalt. Energy Procedia, 4, 5579-5585.

[89]. Yang, B., Shao, C., Hu, X., Ngata, M. R., & Aminu, M. D. (2023). Advances in carbon dioxide storage projects: Assessment and perspectives. Energy & Fuels, 37(3), 1757-1776.

[90]. Luo, T., Zhou, L., Jiao, Z., Bai, Y., & Wang, Learning for Geothermal Reservoir Characterization. Springer.

[75]. Yang, F., Liu, Y., Zhang, R., & Smith, J. C. (2022). Machine learning-based prediction of reservoir properties for CO_2 geological storage using seismic and well log data. Journal of Petroleum Science and Engineering, 213, 110317.

[76]. Kongsjorden, H., Kårstad, O., & Torp, T. A. (1998). Saline aquifer storage of carbon dioxide in the Sleipner project. Waste management, 17(5-6), 303-308.

[77]. Bowker, K. A., & Shuler, P. (1991). Carbon dioxide injection and resultant alteration of the Weber Sandstone, Rangely Field, Colorado. AAPG bulletin, 75(9), 1489-1499.

[78]. Parshall, J. (2010). Gorgon to drive Australian LNG Asia-export surge. Journal of Petroleum Technology, 62(11), 32-35.

[79]. Sharma, S., Cook, P., Berly, T., & Lees, M. (2009). The CO_2 CRC Otway Project: Overcoming challenges from planning to execution of Australia's first CCS project. Energy Procedia, 1(1), 1965-1972.

[80]. Hosseininoosheri, P., Hosseini, S. A., Nuñez-López, V., & Lake, L. (2018). Impact of field development strategies on CO_2 trapping mechanisms in a CO_2–EOR field: A case study in the permian basin (SACROC unit). International journal of greenhouse gas control, 72, 92-104.

[81]. Weaver, L. K., & Anderson, K. F. (1966). Cranfield Field, Cranfield Unit, Basal Tuscaloosa Reservoir, Adams and Franklin Counties, Mississippi.

[82]. Snæbjörnsdóttir, S. Ó., & Gislason, S. R. (2016). CO_2 storage potential of basaltic rocks offshore Iceland. Energy Procedia, 86,

[98]. Sambo, C., Liu, N., Shaibu, R., Ahmed, A. A., & Hashish, R. G. (2023). A technical review of CO_2 for enhanced oil recovery in unconventional oil reservoirs. Geoenergy Science and Engineering, 221, 111185.

[99]. Budinis, S., Fajardy, M., Greenfield, C. (2023). Carbon Capture, Utilisation and Storage. The IEA.

[100]. Zero., D. f. E. S. a. N. (2022). Carbon Capture, Usage And Storage.

[101]. Energy, W. (2022). Indonesia Advances Carbon Capture,Storage and Utilization Ambitions.

[102]. Greenfield, C., Zhang, F. (2023). CO_2 Transport and Storage - Energy System.

[103]. Simon, F. (2023). EU sets World's First Target for Underground CO_2 Storage Capacity.

[104]. Zhong, Z., Chen, Y., Fu, M., Li, M., Yang, K., Zeng, L., Liang, J., Ma, R., & Xie, Q. (2023). Role of CO_2 geological storage in China's pledge to carbon peak by 2030 and carbon neutrality by 2060. Energy, 272, 127165.

[105]. Reuters. (2023). Japan sets Carbon Capture Roadmap with 6-12 MLN tonne/ year target by 2030. Reuters.

[106]. Gowd, S. C., Ganeshan, P., Vigneswaran, V., Hossain, M. S., Kumar, D., Rajendran, K., Ngo, H. H., & Pugazhendhi, A. (2023). Economic perspectives and policy insights on carbon capture, storage, and utilization for sustainable development. Science of the Total Environment, 883, 163656.

[107]. Johansson, E., & Pétursdóttir, V. (2021). Evaluation of Onshore Transportation Methods for Captured CO_2 between Facility and Harbour in Stockholm. In.

S. (2014). The Ordos Basin: A premier basin for integrating geological CO_2 storage with enhanced oil recovery projects in China. Energy Procedia, 63, 7772-7779.

[91]. Raza, A., Rezaee, R., Gholami, R., Bing, C. H., Nagarajan, R., & Hamid, M. A. (2016). A screening criterion for selection of suitable CO_2 storage sites. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 28, 317-327.

[92]. Sheikh, F. (2021). Commercialization of Al Reyadah–World's 1st Carbon Capture CCUS Project from Iron & Steel Industry for Enhanced Oil Recovery CO_2-EOR. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference,

[93]. Ye, J., Afifi, A., Rowaihy, F., Baby, G., De Santiago, A., Tasianas, A., Hamieh, A., Khodayeva, A., Al-Juaied, M., & Meckel, T. A. (2023). Evaluation of geological CO_2 storage potential in Saudi Arabian sedimentary basins. Earth-Science Reviews, 244, 104539.

[94]. Aramco. (2023). Carbon Capture, Utilization & Storage. Retrieved 9 July 2023 from

[95]. Yusmananto, S., Fahmi, B., Ferreira, I., Ibrhim, S., & Koeshidayatullah, A. (2023). CO_2 storage and utilization potential in the Middle East: Lessons learned from the Cretaceous carbonate reservoirs. 84th EAGE Annual Conference & Exhibition,

[96]. Bashir, A., Abdulmoniem, M., Gbadamosi, A., Patil, S., Aljawad, M. S., Mahmoud, M., & Kamal, M. S. (2024). Application of Foam for Enhanced CO_2 Geological Storage: A Mini-Review. Energy & Fuels, 38(20), 19208-19221.

[97]. Núñez-López, V., & Moskal, E. (2019). Potential of CO_2-EOR for near-term decarbonization. Frontiers in Climate, 1, 5.

IRANIAN JOURNAL OF GAS ENGINEERING

Volume 12 / Issue 1 / NO. 21 / Summer 2025 / Pages 91-115

Journal Homepage: www.ijge.irangi.org

An Overview of CO_2 Storage in Subsurface Structures: Advances, Challenges, and Perspectives

Hossein Heydari[1], Mahdi Razavifar[2*]

1. B.Sc. Student, Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, University of Tabriz, Tabriz, 5166616471, Iran
2. Assistant Professor, Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, University of Tabriz, Tabriz, 5166616471, Iran

ARTICLE INFO

REVIEW ARTICLE

Article History:
Received: 17 April 2025
Revised: 07 June 2025
Accepted: 21 May 2025

Keywords:
Carbon Dioxide
Gas Storage
Greenhouse Gases
Environmental Pollution
Global Warming

ABSTRACT

The Earth's climate has been affected by human activities, including the burning of fossil fuels and deforestation. These activities have caused the emission of greenhouse gases such as carbon dioxide (CO_2). Fossil fuels are composed of compounds that absorbed atmospheric carbon millions of years ago. Burning these fossil fuels accounts for over 75% of global greenhouse gas emissions and nearly 90% of total CO_2 emissions. Furthermore, according to 2024 statistics, annual CO_2 emissions from burning fossil fuels have reached 37.4 billion tons. For this reason, carbon capture and storage (CCS) is considered a crucial strategy for reducing CO_2 emissions. CO_2 storage is proposed as an effective method to mitigate greenhouse gas emissions. In this context, this article examines various methods of CO_2 storage in subsurface structures, including aquifers, depleted oil and gas reservoirs, unminable coal seams, and basalt formations. The stability of CO_2 storage and various trapping mechanisms are the main topics of this research. The findings indicate that CO_2 storage technology is becoming a valuable and effective method. This article also discusses the prospects and economic opportunities of CO_2 storage, emphasizing its practical potential in combating climate change. Many countries are also interested in storing CO_2 in their subsurface structures. Solutions are presented in this article for researchers, policymakers, and industry stakeholders to pave the way for the development of more efficient, sustainable, and safer storage technologies, potentially playing a key role in addressing the challenge of global climate change.

DOR: 20.1001.1.25041093.1404.03.17

How to cite this article
H. Heydari, M. Razavifar, An Overview of CO_2 Storage in Subsurface Structures: Advances, Challenges, and Perspectives. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2025; 12(1): 91-115. (https://www.ijge.irangi.org/article_725705.html)

* Corresponding Author.
E-mail address: m.razavifar@tabrizu.ac.ir, (M. Razavifar).

Available online 22 Jun 2025
25885-5251/© 2014 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.
This is an open access article under the CC BY license. (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0)