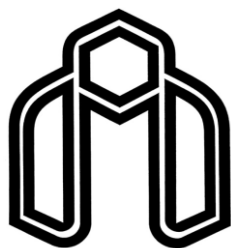


بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

گروه استخراج معدن

مدل‌سازی عددی تزریق و ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن در مخازن
هیدروکربوری (CCS) - مطالعه موردی: میدان نفتی جنوب غربی خوزستان

شریف براتی

استادان راهنما:

دکتر احمد رمضان‌زاده

دکتر حسین میرزایی نصیرآباد

استاد مشاور:

دکتر محمود نوروزی

پایان‌نامه دوره کارشناسی ارشد به منظور اخذ درجه کارشناسی ارشد

تیر ۱۳۹۲



دانشگاه صنعتی شاهرود

مدیریت تحصیلات تکمیلی

فرم شماره (۶)

بِسْمِ تَعَالَى

شماره:

تاریخ:

ویرایش:

فرم صورتجلسه دفاع از پایان نامه تحصیلی دوره کارشناسی ارشد

با تأییدات خداوند متعال و با استعانت از حضرت ولی عصر (عج) ارزیابی جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم / آقای شریف براتی رشته مهندسی معدن گرایش مکانیک سنگ تحت عنوان مدلسازی عددی تزریق و ذخیره سازی دی اکسید کربن در مخازن هیدروکربوری (CCS)، مطالعه موردی: میدان نفتی جنوب غرب خوزستان که در تاریخ ۱۳۹۲/۴/۱۷ با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار گردید به شرح ذیل اعلام می گردد:

<input type="checkbox"/> مردود	<input type="checkbox"/> دفاع مجدد	<input checked="" type="checkbox"/> قبول (با درجه: بسیار خوب امتیاز (۱۸/۲۵))
--------------------------------	------------------------------------	--

۲- بسیار خوب (۱۸/۹۹ - ۱۸)

۱- عالی (۲۰ - ۱۹)

۴- قابل قبول (۱۵/۹۹ - ۱۴)

۳- خوب (۱۷/۹۹ - ۱۶)

۵- نمره کمتر از ۱۴ غیر قابل قبول

امضاء	مرتبه علمی	نام و نام خانوادگی	عضو هیأت داوران
	استادیار	احمد رمضان زاده	۱- استادراهنما
	استادیار	حسین میرزائی نصیرآباد	۲- استادراهنما
	استادیار	محمود نوروزی	۳- استاد مشاور
	استادیار	محمد کارآموزیان	۴- نماینده شورای تحصیلات تکمیلی
	دانشیار	فرهنگ سرشکی	۵- استاد ممتحن
	استاد	سید رحمان ترابی	۶- استاد ممتحن

رئیس دانشکده مین و ژئوتکنیک
 دانشگاه صنعتی شاهرود

تقدیم به

پدر و مادر مهربانم که در تمام مراحل زندگی ام دعایشان

بدرقه‌ی مسیرم بوده است.

سپاس‌گزاری

شایسته است که اکنون که به فضل الهی این پژوهش به پایان رسیده است، از زحمات استادان گرانقدر آقای دکتر احمد رمضان زاده و آقای دکتر حسین میرزایی نصیرآباد و دکتر محمود نوروزی که بارها نمودهای ارزنده‌ی خود، مراد انجام هر چه بهتر این پایان‌نامه یاری فرمودند صمیمانه سپاس‌گزاری نمایم.

همچنین از آقایان مهندسین رؤف غلامی، صد منصور و مصطفی کرجیان

که در مراحل مختلف انجام این تحقیق یاریم نمودند، قدردانی می‌نمایم.

تعهدنامه

اینجانب شریف براتی دانشجوی دوره‌ی کارشناسی ارشد رشته‌ی مهندسی معدن - مکانیک سنگ دانشکده‌ی مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود، نویسنده‌ی پایان‌نامه‌ی مدل‌سازی عددی تزریق و ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در مخازن هیدروکربوری (CCS)، مطالعه‌ی موردی: میدان نفتی جنوب غربی خوزستان، تحت راهنمایی دکتر احمد رمضان‌زاده و دکتر حسین میرزایی نصیرآباد متعهد می‌شوم:

- تحقیقات این پایان‌نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان‌نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود است و مقالات مستخرج با نام «دانشگاه صنعتی شاهرود» و یا «Shahrood University of Technology» به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان‌نامه تأثیرگذار بوده‌اند، در مقالات مستخرج از پایان‌نامه رعایت می‌شود.
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که از موجود زنده (یا بافتهای آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه‌ی مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که به حوزه‌ی اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است.



شریف براتی

۱۳۹۲/۴/۱۷

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه‌ی حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه‌های رایانه‌ای، نرم‌افزارها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود است. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان‌نامه بدون ذکر مرجع مجاز نیست.

چکیده

کاهش میزان غلظت گاز دی‌اکسیدکربن در اتمسفر یکی از دغدغه‌های اصلی هر نوع سیستم متعادل کننده گازهای گلخانه‌ای می‌باشد. تا کنون طرح‌های زیادی جهت کاهش انتشار گاز گلخانه‌ای دی‌اکسیدکربن در اتمسفر توسط محققان مختلف در سراسر دنیا ارائه شده است. ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن و تزریق آن در سنگ‌ها و فضاها متخلخل در اعماق زمین از انتشار این گاز به جو جلوگیری می‌کند. فرایند صنعتی شامل جذب گاز دی‌اکسیدکربن، حمل و نقل و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن اصطلاحاً CCS نامیده می‌شود. میدان‌های نفتی یکی از مهمترین مکان‌های ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن می‌باشند، دشت آبادان به دلیل دارا بودن میدان نفتی متعدد می‌تواند یکی از مکان‌های مناسب برای ذخیره‌سازی این گاز باشد. در این تحقیق تغییرات فشار مخزن هیدروکربوری بر اثر تزریق گاز دی‌اکسید کربن و ظرفیت ذخیره‌سازی مخزن مورد مطالعه قرار گرفته است و تاثیر تزریق گاز بر یگپارچگی مخزن بررسی شده است. نتایج نشان می‌دهد در فشارهای تزریق متداول، تغییری در یگپارچگی پوش سنگ ایجاد نمی‌شود.

کلمات کلیدی: تزریق و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن، مخازن هیدروکربوری، یگپارچگی پوش سنگ

فهرست مقالات مستخرج :

براتی ش، رمضان زاده ا و میرزایی نصیرآباد ح.(۱۳۹۱). بررسی ذخیره-سازی گاز دی اکسیدکربن در

مخازن نفت و گاز. سی و یکمین کنفرانس علوم زمین، آذر ۱۳۹۱

براتی ش، رمضان زاده ا و میرزایی نصیرآباد ح.(۱۳۹۱). مخاطرات زیست محیطی ذخیره‌سازی گاز

دی‌کسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی . همایش ملی عمران و توسعه پایدار، ۲۶ و ۲۷ بهمن ۱۳۹۱

فصل اول: مقدمه

- ۱-۱- مقدمه ۲
- ۲-۱- فرایند جمع‌آوری و ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن ۳
- ۳-۱- پیشینه فرایند CCS ۵
- ۴-۱- ضرورت‌های زیست محیطی ۶
- ۵-۱- اهداف و چشم‌انداز CCS ۸
- ۶-۱- هدف از تحقیق ۱۰
- ۷-۱- روش انجام تحقیق ۱۱
- ۸-۱- سازماندهی پایان‌نامه ۱۲

فصل دوم: کلیات جمع‌آوری و ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن

- ۱-۲- مقدمه ۱۵
- ۲-۲- منابع انتشار گاز دی‌اکسیدکربن ۱۵
- ۱-۲-۲- نیروگاه‌های برق سوخت فسیلی ۱۶
- ۲-۲-۲- سایر منابع انتشار دی‌اکسیدکربن ۱۶
- ۳-۲- فرآیند جذب ۱۹
- ۱-۳-۲- روش‌های جذب گاز دی‌اکسیدکربن ۲۱
- ۱-۳-۲-۱-۱- تکنولوژی جذب بعد از فرایند سوختن ۲۲
- ۲-۳-۲-۱-۳-۲- تکنولوژی Oxy-Combustion ۲۳
- ۳-۳-۲-۱-۳-۲- تکنولوژی جداسازی دی‌اکسیدکربن پیش از فرآیند سوختن ۲۴

- ۲۵ ۲-۳-۲- هزینه جذب دی‌اکسیدکربن
- ۲۷ ۴-۲- فرآیند انتقال
- ۲۸ ۱-۴-۲- انتقال بوسیله خطوط لوله
- ۲۸ ۲-۴-۲- انتقال بوسیله کشتی
- ۲۹ ۳-۴-۲- هزینه انتقال
- ۳۱ ۵-۲- ذخیره‌سازی
- ۳۲ ۱-۵-۲- ذخیره‌سازی در ساختارهای زمین شناسی
- ۳۳ ۲-۵-۲- ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در اقیانوس
- ۳۳ ۱-۲-۵-۲- تزریق در کف دریا
- ۳۳ ۲-۲-۵-۲- تزریق ستون آب
- ۳۴ ۳-۵-۲- ذخیره‌سازی سطحی در زیست توده‌ها یا کانی‌های کربناته
- ۳۵ ۱-۳-۵-۲- استفاده در فرآیندهای صنعتی
- ۳۵ ۲-۳-۵-۲- ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن به صورت جامد
- ۳۶ ۴-۵-۲- هزینه ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن
- ۳۷ ۶-۲- جمع‌بندی

فصل سوم: ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی

- ۴۰ ۱-۳- مقدمه
- ۴۱ ۲-۳- ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی
- ۴۲ ۳-۳- ساختارهای زمین‌شناسی مناسب جهت ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن
- ۴۳ ۱-۳-۳- میدان‌های نفت و گاز
- ۴۷ ۲-۳-۳- سفره‌های آب شور

- ۴۸ ۳-۳-۳- لایه‌های زغال سنگ
- ۵۱ ۴-۳-۳- سایر گزینه‌های ذخیره‌سازی در ساختارهای زمین‌شناسی
- ۵۱ ۳-۳-۴-۱- بازالت‌ها
- ۵۱ ۳-۳-۴-۲- شیل‌های نفتی و گازی
- ۵۱ ۳-۳-۴-۳- مغارهای نمکی
- ۵۲ ۳-۳-۴-۴- معادن متروکه
- ۵۳ ۳-۳-۴-۵- ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در سازندهای متخلخل و نفوذپذیر
- ۵۳ ۳-۴-۴- ظرفیت عمومی ذخیره‌سازی در ساختارهای زمین‌شناسی
- ۵۴ ۳-۵-۵- سازوکارهای ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی
- ۵۴ ۳-۵-۱- محبوس کردن گاز دی‌اکسیدکربن به صورت ساختاری
- ۵۵ ۳-۵-۲- تله انداختن هیدرو دینامیکی
- ۵۶ ۳-۵-۳- محبوس کردن به صورت رسوبی
- ۵۷ ۳-۵-۴- حبس دی‌اکسیدکربن به صورت انحلالی
- ۵۷ ۳-۵-۵- رسوب در کانی‌ها
- ۵۸ ۳-۶-۶- مخاطرات ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی
- ۶۱ ۳-۶-۱- اندازه‌گیری تغییرات تنش
- ۶۲ ۳-۶-۲- سازوکارهای تغییرات تنش
- ۶۲ ۳-۶-۱-۲- مدل مکانیک محیط‌های متخلخل
- ۶۴ ۳-۶-۲-۲- سازوکار تعادل اصطکاکی
- ۶۴ ۳-۶-۳- تغییرات تنش در مخزن
- ۶۶ ۳-۶-۱-۳- تغییرات تنش ناشی از تخلیه مخزن

- ۶۷..... ۲-۳-۶-۳- تغییرات تنش ناشی از تزریق سیال در مخزن
- ۶۸..... ۴-۶-۳- تأثیر تغییرات تنش بر یکپارچگی پوش سنگ
- ۶۸..... ۱-۴-۶-۳- نشت از طریق گسل
- ۷۱..... ۲-۴-۶-۳- نشت از طریق دزه و ترک
- ۷۱..... ۳-۴-۶-۳- نشت از طریق چاه‌های متروکه
- ۷۸..... ۷-۳- جمع‌بندی

فصل چهارم: ذخیره‌سازی گازدی‌اکسید کربن در دشت آبادان

- ۸۰..... ۱-۴- مقدمه:
- ۸۰..... ۲-۴- انتخاب مکان مناسب برای ذخیره‌سازی
- ۸۱..... ۱-۲-۴- انتخاب مکان مناسب برای ذخیره‌سازی در مقیاس کشوری/ایالتی
- ۸۱..... ۱-۱-۲-۴- شناسایی حوضه‌های رسوبی
- ۸۲..... ۲-۱-۲-۴- بررسی ویژگی حوضه‌های رسوبی
- ۸۲..... ۳-۱-۲-۴- رتبه بندی کیفی و کمی حوضه‌های رسوبی
- ۸۴..... ۳-۴- مناطق نفت‌خیز جنوب
- ۸۸..... ۱-۳-۴- چینه شناسی منطقه:
- ۸۸..... ۱-۱-۳-۴- سازند آغاچاری:
- ۸۸..... ۲-۱-۳-۴- سازند گچساران
- ۸۸..... ۳-۱-۳-۴- سازند آسماری
- ۸۹..... ۴-۱-۳-۴- سازند پایده
- ۸۹..... ۵-۱-۳-۴- سازند گورپی
- ۸۹..... ۶-۱-۳-۴- سازند ایلام
- ۸۹..... ۷-۱-۳-۴- سازند لافان

- ۸۹ سازند سروک ۸-۱-۳-۴
- ۹۰ سایر سازندها ۹-۱-۳-۴
- ۹۱ ارزیابی پتروفیزیکی مخزن ۴-۴
- ۹۱ ابزار DSI ۱-۴-۴
- ۹۲ تخمین پارامترهای مکانیکی با استفاده از ابزار DSI ۲-۴-۴
- ۹۳ نسبت پواسون ۱-۲-۴-۴
- ۹۶ مدول برشی ۲-۴-۴-۴
- ۹۹ مدول یانگ (Pa) ۳-۲-۴-۴
- ۱۰۲ مدول بالک ۴-۴-۴-۴
- ۱۰۵ مقاومت فشاری تک محوره ۵-۴-۴-۴
- ۱۰۸ جمع بندی ۴-۴

فصل پنجم: مدل سازی عددی تزریق و ذخیره سازی گاز در مخازن نفت و گاز

- ۱۱۰ مقدمه ۱-۵
- ۱۱۱ روش های حل مسایل مکانیک سیالات ۲-۵
- ۱۱۲ روش های عددی ۱-۲-۵
- ۱۱۲ روش تفاضل محدود ۱-۱-۲-۵
- ۱۱۳ روش اجزاء محدود ۲-۱-۲-۵
- ۱۱۴ شرایط مرزی و شرایط اولیه ۳-۱-۲-۵
- ۱۱۴ روش های حل معادلات در نرم افزارهای شبیه سازی عددی ۲-۲-۵
- ۱۱۴ روش حل صریح ۱-۲-۲-۵
- ۱۱۵ روش حل ضمنی ۲-۲-۲-۵

۱۱۶ معرفى نرم افزارها مدل سازی مخزن	۳-۵
۱۱۷ معرفى نرم افزارهای CMG-GEM	۱-۳-۵
۱۱۹ معرفى نرم افزار ABAQUS	۲-۳-۵
۱۲۰ اطلاعات ورودى مدل سازی	۴-۵
۱۲۰ شبکه بندی مدل	۱-۴-۵
۱۲۲ ویژگی سیال تزریقی به مخزن	۲-۴-۵
۱۲۲ رفتار گازهای حقیقی	۱-۲-۴-۵
۱۲۳ تراکم پذیرى گازهای طبیعى	۲-۲-۴-۵
۱۲۴ شرایط اولیه مخزن	۳-۴-۵
۱۲۴ شرایط مرزى	۴-۴-۵
۱۲۵ مدل سازی تغییرات فشار	۵-۵
۱۲۹ مدل سازی تغییرات تنش در مخزن	۶-۵
۱۳۳ تحلیل پارامترهای ورودى مدل عددی	۷-۵
۱۳۴ تحلیل پارامترى فشار تزریق	۱-۷-۵
۱۳۵ تحلیل پارامترى دبی تزریق گاز دی اکسید کربن بر فشار مخزن	۲-۷-۵
۱۳۵ تحلیل پارامترى تاثیر تزریق بر فشار ته چاه تولیدی	۳-۷-۵
۱۳۶ تحلیل پارامترى نسبت به تغییرات نفوذپذیری	۴-۷-۵
۱۳۸ تحلیل پارامترى نسبت به تغییرات تخلخل	۵-۷-۵
۱۳۹ تحلیل پارامترى نسبت به تغییرات درجه اشباع آب	۶-۷-۵
۱۴۲ جمع بندی	۸-۵
۱۴۴ نتیجه گیری	۱-۶

۱۴۶	۲-۶- پیشنهادات
۱۴۹	منابع فارسی
۱۵۰	منابع لاتین

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱-۱: مراحل جداسازی، انتقال و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن ۴
- شکل ۱-۲: میزان انتشار گاز دی‌اکسیدکربن ۶
- شکل ۱-۳: روند کاهش انتشار گاز ۸
- شکل ۱-۴: پیش بینی نقش CCS در کاهش میزان انتشار دی‌اکسیدکربن در مناطق مختلف دنیا ۱۰
- شکل ۲-۱: سهم منابع اصلی انتشار دی‌اکسیدکربن ۱۷
- شکل ۲-۲: پراکندگی منابع بزرگ انتشار ۱۹
- شکل ۲-۳: پروژه‌های جداسازی دی‌اکسیدکربن در جهان ۲۱
- شکل ۲-۴: فرایند جذب ۲۲
- شکل ۲-۵: تکنولوژی جداسازی دی‌اکسیدکربن بعد از فرآیند سوختن ۲۳
- شکل ۲-۶: تکنولوژی Oxy-Combustion ۲۳
- شکل ۲-۷: تکنولوژی جداسازی دی‌اکسیدکربن پیش از فرآیند سوختن ۲۴
- شکل ۲-۸: میزان تولید CO₂ در روشهای تولید الکتریسیته به همراه هزینه‌های تولید برق ۲۷
- شکل ۲-۹: تغییرات هزینه انتقال دی‌اکسید کربن با افزایش فاصله و حجم گاز در سال ۲۰۰۴ میلادی ۳۰
- شکل ۲-۱۰: هزینه انتقال گاز دی‌اکسیدکربن با توجه به روش‌های انتقال آن در سال ۲۰۰۴ میلادی ۳۰
- شکل ۲-۱۱: حجم گاز دی‌اکسیدکربن در سطح زمین و یک مایع فوق بحرانی در عمق ۳۲
- شکل ۲-۱۲: روش‌های ذخیره‌سازی در دریا ۳۴
- شکل ۲-۱۳: فرایند ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن به صورت جامد ۳۶
- شکل ۳-۱: روش‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی دی‌اکسیدکربن ۴۳
- شکل ۳-۲: طرح شماتیک تزریق دی‌اکسیدکربن به میادین نفت و گاز ۴۴
- شکل ۳-۳: مکانیسم تزریق دی‌اکسیدکربن به داخل میادین نفتی و افزایش بازیابی نفت ۴۵
- شکل ۳-۴: مکانیسم تزریق دی‌اکسیدکربن به داخل میادین گازی و افزایش تولید گاز ۴۶

- شکل ۳-۵: تولید برق در یک نیروگاه گازی در طی فرایند ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن ۴۶
- شکل ۳-۶: ذخیره‌سازی CO₂ در سفره آب شور ۴۷
- شکل ۳-۷: ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در داخل لایه زغال سنگ ۴۸
- شکل ۳-۸: طریقه ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در لایه زغالی ۴۹
- شکل ۳-۹: قابلیت ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در لایه‌های زغال سنگ ۴۹
- شکل ۳-۱۰: فرآیند تزریق - تولید به همراه گازهای تولیدی در UCG و تزریق دیاکسیدکربن به به کاواک ۵۰
- شکل ۳-۱۱: تله انداختن (الف) ساختارهای و (ب) در چینه‌ها برای حبس فیزیکی دی‌اکسیدکربن ۵۵
- شکل ۳-۱۲: تله انداختن هیدرو دینامیکی ۵۶
- شکل ۳-۱۳: حبس گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی به صورت رسوبی ۵۶
- شکل ۳-۱۴: تله انداختن معدنی ۵۷
- شکل ۳-۱۵: (الف) پایداری سازوکارهای جذب و (ب) مقایسه میزان و پایداری روش‌های ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن ۵۸
- شکل ۳-۱۶: مسیرهای نشست گاز ذخیره‌شده در مخزن ۵۹
- شکل ۳-۱۷: طبقه‌بندی خطرات ژئومکانیکی ناشی از ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن ۶۰
- شکل ۳-۱۸: تنش‌های اصلی در زمین قبل از تولید، تخلیه و یا تزریق در مخزن ۶۵
- شکل ۳-۱۹: تأثیر فشار منفذی بر روی تنش در اعماق زمین ۶۵
- شکل ۳-۲۰: شار تنش افقی اطراف مخزن تهی شده ۶۶
- شکل ۳-۲۱: تغییرات تنش در طی تخلیه مخزن ۶۶
- شکل ۳-۲۲: تغییرات الف- تنش افقی و ب - تنش نرمال در قسمت‌های مختلف ساختار مخزن ۶۷
- شکل ۳-۲۳: موقعیت گسل نسبت به مخزن ۶۸
- شکل ۳-۲۴: نشست از طریق گسل در عملیات ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن ۶۹
- شکل ۳-۲۵: نشست از طریق چاه‌های متروک در عملیات ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن ۷۲
- شکل ۳-۲۶: مسیرهای نشست گاز از طریق چاه ۷۳
- شکل ۴-۱: ارتباط بین سطوح مختلف ارزیابی محل ذخیره‌سازی ۸۱
- شکل ۴-۲: موقعیت میدان مورد نظر در دشت آبادان ۸۵

- شکل ۴-۳: مقطع عرضی از میدان مورد نظر ۸۶
- شکل ۴-۴: مقطع عرضی از میدان مورد نظر ۸۷
- شکل ۴-۵: چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه ۹۰
- شکل ۴-۶: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۱ ۹۴
- شکل ۴-۷: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۲ ۹۴
- شکل ۴-۸: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۳ ۹۵
- شکل ۴-۹: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۴ ۹۵
- شکل ۴-۱۰: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۵ ۹۶
- شکل ۴-۱۱: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره ۱ ۹۷
- شکل ۴-۱۲: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره ۲ ۹۷
- شکل ۴-۱۳: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره ۴ ۹۸
- شکل ۴-۱۴: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره ۳ ۹۸
- شکل ۴-۱۵: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره ۵ ۹۹
- شکل ۴-۱۶: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۱ ۱۰۰
- شکل ۴-۱۷: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۲ ۱۰۰
- شکل ۴-۱۸: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۳ ۱۰۱
- شکل ۴-۱۹: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۴ ۱۰۱
- شکل ۴-۲۰: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۵ ۱۰۲
- شکل ۴-۲۱: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۱ ۱۰۳
- شکل ۴-۲۲: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۲ ۱۰۳
- شکل ۴-۲۳: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۳ ۱۰۴
- شکل ۴-۲۴: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۴ ۱۰۴
- شکل ۴-۲۵: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۵ ۱۰۵
- شکل ۴-۲۶: مقاومت فشاری تک محوره به دست آمده از اطلاعات پتروفیزیکی ۱۰۷

- شکل ۵-۱: مشخصات مش‌بندی مدل در نرم افزار CMG ۱۲۱
- شکل ۵-۲: شبکه مش‌بندی شده مدل مخزن ۱۲۱
- شکل ۵-۳: موقعیت لایه‌های دارای قابلیت ذخیره‌سازی ۱۲۲
- شکل ۵-۴: تغییرات فشار مخزن طی دوره تزریق ۱۲۶
- شکل ۵-۵: تغییرات فشار در اطراف چاه تزریق ۱۲۶
- شکل ۵-۶: تغییرات فشار و سرعت افزایش فشار در مخزن طی دوره تزریق ۱۲۷
- شکل ۵-۷: تغییرات نفوذپذیری محیط متخلخل نسبت به تغییرات درصد اشباع گاز در ساختار ۱۲۸
- شکل ۵-۸: سرعت ذخیره سازی گاز دی‌اکسیدکربن در چاه ۱ و در کل مخزن با توجه به تغییرات زمان ۱۲۹
- شکل ۵-۹: مخزن تحت تزریق گاز دی‌اکسیدکربن در به شکل تاقدیس ۱۳۰
- شکل ۵-۱۰: تغییرات تنش برشی بر اثر تزریق گاز دی‌اکسیدکربن ۱۳۰
- شکل ۵-۱۱: تغییرات تنش حداقل در زمان تزریق دی‌اکسیدکربن در اطراف چاه تزریق ۱۳۱
- شکل ۵-۱۲: تغییرات تنش حداکثر در زمان تزریق دی‌اکسیدکربن در اطراف چاه تزریق ۱۳۱
- شکل ۵-۱۳: تغییرات میدان تنش با توجه به فشارهای تزریق مختلف ۱۳۳
- شکل ۵-۱۴: تغییرات در مقدار و سرعت ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن با نسبت به تغییرات فشار تزریق ۱۳۴
- شکل ۵-۱۵: تغییرات فشار ته چاه تزریق در طول زمان در دبی‌های مختلف در چاه شماره ۱ ۱۳۵
- شکل ۵-۱۶: تاثیر تزریق گاز دی‌اکسیدکربن بر تولید مواد هیدروکربوری در مخازن ۱۳۶
- شکل ۵-۱۷: تغییرات فشار مخزن در دبی ثابت با توجه به تغییرات نفوذپذیری ۱۳۷
- شکل ۵-۱۸: تغییرات حجم گاز تزریقی در فشار ثابت با توجه به تغییرات نفوذپذیری ۱۳۷
- شکل ۵-۱۹: تغییرات فشار ته چاه در دبی ثابت با توجه به تغییرات تخلخل ۱۳۸
- شکل ۵-۲۰: تغییرات میزان ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در فشار ثابت ته چاه با توجه به تغییرات تخلخل ۱۳۹
- شکل ۵-۲۱: تغییرات فشار ته چاه در درجه اشباع آب مختلف ۱۴۰
- شکل ۵-۲۲: تغییرات میزان ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در درجه اشباع آب مختلف ۱۴۱

فهرست جدول؛

- جدول ۱-۱: نقش CCS در کاهش میزان انتشار دی‌اکسیدکربن تا سال ۲۰۵۰..... ۹
- جدول ۱-۲: انواع و تعداد منابع بزرگ انتشار CO₂..... ۱۸
- جدول ۲-۲: شرایط حاکم بر جداسازی..... ۲۵
- جدول ۲-۳: هزینه جداسازی CO₂..... ۲۶
- جدول ۲-۴: هزینه تخمین زده شده برای انتقال CO₂..... ۳۱
- جدول ۲-۵: هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن..... ۳۷
- جدول ۲-۶: قابلیت اجرای فناوری‌های جداسازی و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن..... ۳۸
- جدول ۳-۱: برآورد ظرفیت عمومی ذخیره‌سازی CO₂ در ساختارهای مختلف زمین شناسی..... ۵۳
- جدول ۳-۲: مثال‌هایی از ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی..... ۷۴
- جدول ۳-۳: پروژه‌های برنامه ریزی شده برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن..... ۷۷
- جدول ۴-۱: رتبه بندی کیفی و کمی حوضه‌های رسوبی..... ۸۳
- جدول ۴-۲: روابط تجربی برای بدست آوردن مقاومت فشاری تک محوره سنگ..... ۱۰۶
- جدول ۵-۱: مشخصات مکانیکی مخزن مورد نظر..... ۱۲۴
- جدول ۵-۲: نفوذپذیری استفاده شده در تحلیل حساسیت به نفوذپذیری..... ۱۳۸
- جدول ۵-۳: درجه اشباع آب استفاده شده در تحلیل حساسیت..... ۱۴۰

فصل اول

مقدمه

۱-۱- مقدمه

کاهش میزان غلظت گاز دی‌اکسیدکربن در اتمسفر یکی از دغدغه‌های اصلی هر نوع سیستم متعادل کننده گازهای گلخانه‌ای می‌باشد. تاکنون طرح‌های زیادی جهت کاهش انتشار گاز گلخانه‌ای دی‌اکسیدکربن در اتمسفر توسط محققان مختلف در سراسر دنیا ارائه شده است. ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن و تزریق آن در سنگ‌ها و فضاهاى متخلخل در اعماق زمین از انتشار این گاز به جو جلوگیری می‌کند. فرایند صنعتی شامل جذب گاز دی‌اکسیدکربن، حمل و نقل و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن اصطلاحاً^۱ CCS نامیده می‌شود. در این پایان نامه ذخیره‌سازی این گاز مورد مطالعه قرار خواهد گرفت. این تحقیق به طور کلی شامل مدل‌سازی تزریق دی‌اکسیدکربن در مخازن نفت و گاز است که به منظور ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در مخازن انجام می‌گیرد.

تجربیات حاصل از تحقیقات انجام شده بیانگر آن است که با در نظر گرفتن هزینه‌ها و مسائل زیست محیطی، ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی روش کارآمدی جهت کاهش انتشار آن

^۱ Carbon dioxide Capture and Storage: CCS

می‌باشد. مقادیر بیشتری از دی‌اکسیدکربن ذخیره شده در ساختارهای زمین‌شناسی تا ۱۰۰۰ سال آینده قابل حفظ شدن هستند. نزدیکی به محل تولید گاز، ظرفیت مناسب، تزریق پذیری مخزن و امنیت آن از مهمترین خصوصیات یک منبع ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن می‌تواند در نظر گرفته شود.

به طور کلی ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز دی‌اکسیدکربن به چهار روش ذیل صورت می‌پذیرد.

ذخیره‌سازی در سفره‌های آب زیرزمینی^۱

ذخیره‌سازی در مخازن نفت و گاز تخلیه شده^۲

ذخیره‌سازی در مخازن نفت و گاز در حال تولید^۳

ذخیره‌سازی در لایه‌های زغال سنگ^۴ گازدار

در ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن، ذخیره این گاز از طریق تزریق آن به مخازن نفت و گاز در حال تولید، فرایندی موثر در جهت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای تلقی می‌شود. در این روش می‌توان با تزریق گاز دی‌اکسیدکربن به جای گاز طبیعی به مخازن نفتی در حال تولید، با جبران افت فشار و ازدیاد برداشت مخازن نفتی^۵ از گاز طبیعی استفاده مناسب‌تری به عمل آورد. از آنجایی که دی‌اکسیدکربن دارای خواص فیزیکی و شیمیایی ویژه‌ای می‌باشد که رفتار آن را در مخازن تحت تاثیر قرار می‌دهد، با استفاده از این ویژگی‌ها و تعامل آنها با شرایط زمین‌شناسی مخزن، امکان ذخیره‌سازی موثر فراهم خواهد شد.

۱-۲- فرایند جمع‌آوری و ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن

جمع‌آوری و ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن عبارت است از فناوری‌های مرتبط با جمع‌آوری و انتقال گاز دی‌اکسیدکربن و در نهایت ذخیره‌سازی آن در ساختارهای مناسب زمین‌شناسی و جلوگیری از انتشار این گاز در جو (Gibbins & Chalmers, 2008). در مرحله اول، گاز دی‌اکسیدکربن از مناطق انتشار این گاز

¹ Aquifer

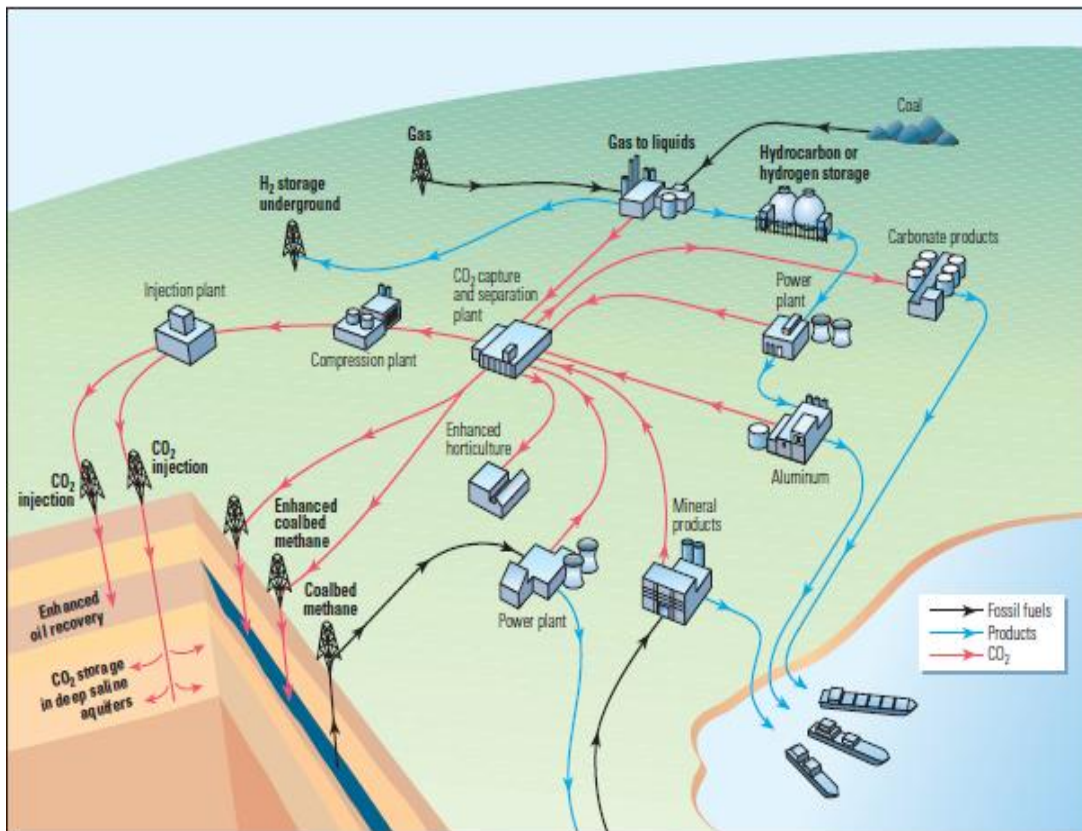
² Depleted Oil & Gas Reservoirs

³ Producing Oil & Gas Reservoirs

⁴ Coal Bed Methane Reservoirs

⁵ Enhanced Oil Recovery: EOR

که شامل نیروگاه‌های تولید برق و پتروشیمی و ... می‌باشند، جمع‌آوری می‌شود. طی این مرحله گاز دی‌اکسیدکربن توسط روش‌های شیمیایی و یا فیزیکی از دیگر گازها جدا می‌شود. سپس گاز جمع‌آوری شده در مرحله بعدی با استفاده از خطوط لوله، کشتی و یا سیلندرهای که گاز را به صورت فشرده ذخیره می‌کنند به مناطق هدف برای ذخیره‌سازی منتقل می‌شود. در آخرین گام ذخیره‌سازی این گاز صورت می‌گیرد که محل ذخیره‌سازی با توجه به شرایط منطقه و امکانات موجود می‌تواند به صورت ذخیره‌سازی در مخازن نفت و گاز، اقیانوس‌ها، سفره‌های شورآب، معادن زغال سنگ و یا معادن متروکه باشد. شکل ۱-۱، شمایی از فرآیند CCS را نشان می‌دهد (IPCC, 2005).



شکل ۱-۱: مراحل جداسازی، انتقال و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن (IPCC, 2005)

۱-۳- پیشینه فرایند CCS

پیشینه فناوری جداسازی گازها با استفاده از فرایندهای شیمیایی به سال ۱۹۴۰ میلادی برمی‌گردد. جداسازی گاز دی‌اکسیدکربن با استفاده از فرایندهای شیمیایی و فیزیکی مخلوط گازها صورت پذیرفت. در ادامه، این فناوری با هدف جداسازی دی‌اکسیدکربن و گازهای اسیدی از گاز طبیعی توسعه داده شد. اولین پیشنهاد CCS در دهه ۱۹۷۰ میلادی توسط سزار مارچت^۱ صورت پذیرفت. مارچت چندین روش برای جداسازی دی‌اکسیدکربن از گازهای حاصل از فعالیت نیروگاه‌های برق و ذخیره‌سازی آن در اقیانوس پیشنهاد نمود. در سال ۱۹۸۰ آنتونی آلبانز^۲ و مییر استنبرگ^۳ مقاله‌ای در مورد فناوری جداسازی و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن به چاپ رساندند. به دلیل همکاری گسترده مییر استنبرگ در بحث CCS او را پدر این علم در دهه ۱۹۸۰ میلادی نامیدند (Lund, 2009).

در دهه ۱۹۸۰ میلادی در موسسات تحقیقاتی "آزمایشگاه ملی اک ریج"^۴ و موسسه تحقیقاتی "نیروگاه‌های تولید برق"^۵ واقع در ایالات متحده آمریکا، مطالعات گسترده‌ای در زمینه CCS صورت پذیرفت. در کشور ژاپن و به خصوص در موسسه تحقیقاتی "فناوری‌های نوین برای زمین"^۶ در دهه ۱۹۹۰ مطالعات گسترده‌ای صورت پذیرفته است (Lund, 2009).

در سال ۱۹۹۱ موسسه بین‌المللی "تحقیق و پژوهش گازهای گلخانه‌ای آژانس بین‌المللی انرژی"^۷ تاسیس گردید. که تا سال ۲۰۰۸، ۱۸ کشور اتحادیه اروپا، اوپک و ۱۷ حامی بین‌المللی عضو این موسسه تحقیقاتی شدند. در حال حاضر این موسسه نقش گسترده‌ای در تحقیق و پژوهش در زمینه CCS ایفا می‌نماید (Lund, 2009).

¹ Cesar Marchett

² Anthony Albanese

³ Meyer Steinberg

⁴ Oak Ridge National Laboratory: ORNL

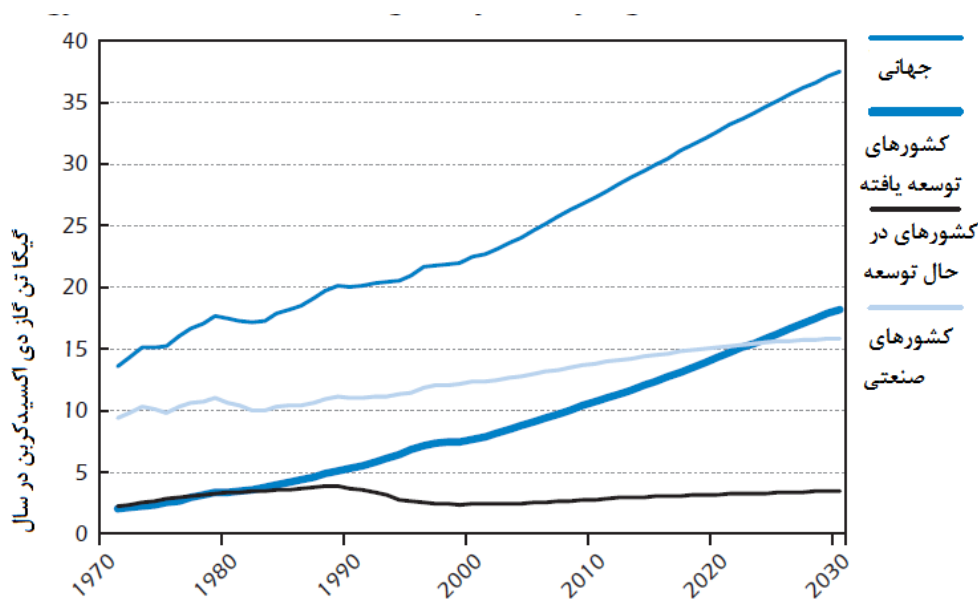
⁵ Electric Power Research Institute: EPRI

⁶ Research Institute of Innovative Technology for the Earth: RITE

⁷ IEA Greenhouse Gas R&D Programme: IEA GHG

۴-۱- ضرورت‌های زیست محیطی

فعالیت‌های بشری همه ساله حدود ۲۵ میلیارد تن دی‌اکسیدکربن به جو زمین وارد می‌کند و سبب افزایش سطح گازهای گلخانه‌ای شده و موجب تغییرات گسترده آب و هوایی می‌گردد. گرما و خشکسالی از یک سو و سیل و توفان از سوی دیگر از مهمترین نتایج حاصل از افزایش دی‌اکسیدکربن در جو زمین هستند. ادامه این روند باعث افزایش گاز دی‌اکسیدکربن تا حدود ۶۰ درصد مقدار آن در سال ۱۹۹۰ میلادی و افزایش ۳۰ درصدی آن نسبت به سال ۲۰۰۴ میلادی می‌باشد. پیش بینی روند افزایش انتشار گاز دی‌اکسیدکربن در جو از سال ۱۹۷۰ میلادی تا سال ۲۰۳۰ میلادی در شکل ۱-۲ به صورت شماتیک نشان داده شده است (Mandil, 2004).



شکل ۱-۲: میزان انتشار گاز دی‌اکسیدکربن (Mandil, 2004)

انتشار گاز دی‌اکسیدکربن مهمترین عامل گرم شدن کره زمین و تغییرات اقلیمی می‌باشد. مقدار این گاز در سال ۲۰۱۱ با افزایش ۳ درصدی نسبت به سال قبل از آن به ۳۴ میلیارد تن رسیده است (Oliver et al., 2012). مجموعه مسایل و مشکلات ناشی از انتشار گازهای گلخانه‌ای باعث گردیده تا مقابله با آثار مخرب فعالیت‌های انسان در محیط زیست، از دغدغه‌های مهم جهانی به شمار آید، به نحوی که یافتن

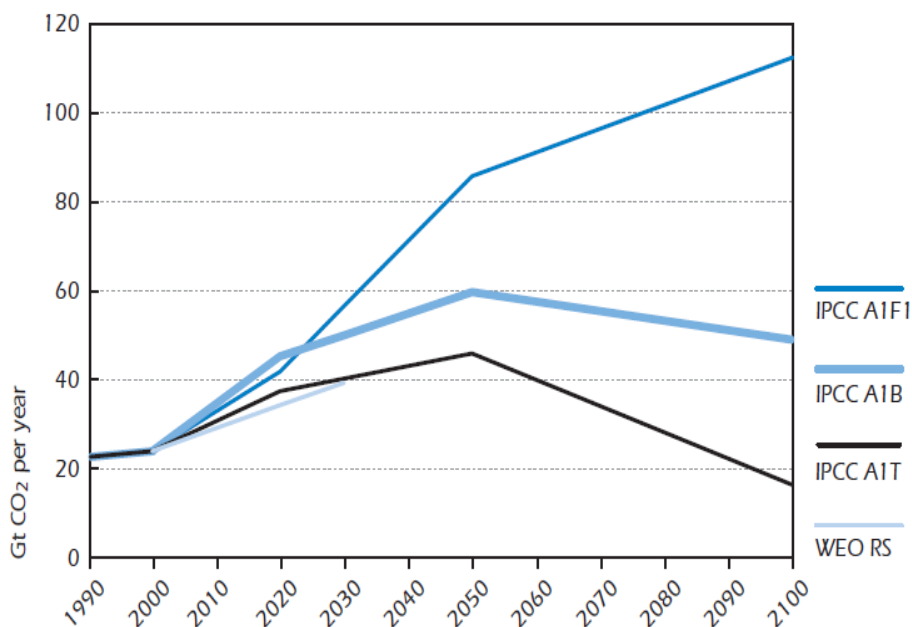
راهکارهایی برای کاهش یا رفع این خسارت‌ها، بخش مهمی از گفتگوها و مذاکرات بین دولت‌ها را تشکیل می‌دهد. نقطه عطف این گفتگوها در کنوانسیون تغییرات آب و هوا با نام کنوانسیون ساختاری سازمان ملل درباره تغییرات اقلیم^۱ در سال ۱۹۹۲ متجلی شده و به عنوان منشور همکاری‌های جامعه بین‌الملل برای مقابله با تغییرات آب و هوایی به تصویب بیشتر کشورهای جهان رسیده است. در این زمینه معاهده‌هایی جهت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای وجود دارد، از آن جمله می‌توان به پیمان کیوتو اشاره نمود. این معاهده کشورهای صنعتی را متعهد می‌نماید که میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای خود را تا سال ۲۰۱۲ به میزان ۵ درصد کمتر از میزان انتشار آن در سال ۱۹۹۰ برسانند. ایران نیز از سال ۱۹۹۶ به عضویت این کنوانسیون در آمده است. بر اساس آخرین آمار ارائه شده از سوی سازمان ملل در خصوص میزان انتشار گاز دی‌اکسیدکربن کشورهای عضو آن سازمان در سال ۲۰۰۴ میلادی، کشور ایران با انتشار حدود ۴۳۳/۵ میلیون تن گاز گلخانه‌ای رتبه دهم و حدود ۱/۶۹ درصد از مجموع انتشارات جهانی را به خود اختصاص داده است (امینی‌زاده، ۱۳۸۸).

در صورت اعمال مقررات از سوی سازمان‌های بین‌المللی تغییرات اقلیمی^۲ و پیش بینی اقتصاد جهانی^۳ در جهت کاهش انتشار گاز دی‌اکسیدکربن و همچنین ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن تولید شده در مکان‌هایی که امکان عدم نشت گاز به جو را دارا می‌باشند، پیش‌بینی می‌شود میزان انتشار این گاز از سال ۲۰۵۰ میلادی روندی نزولی را طی کند، شکل ۱-۳ (Mandil, 2004). همان طور که در شکل ۱-۳ مشاهده می‌شود با توجه به سناریوهای کاهش انتشار گاز دی‌اکسیدکربن ارائه شده توسط IPCC، می‌توان نرخ کاهش انتشار این گاز را مشاهده نمود. با توجه به منابع هدف برای تولید انرژی که به سه دسته عدم استفاده از منابع فسیلی، استفاده از منابع فسیلی و تعادل در استفاده از منابع فسیلی می‌شود این سناریو ها به سه دسته A1F1، A1B و A1T تقسیم می‌شوند میزان انتشار پیش بینی شده متفاوت می‌باشد.

¹ United Nations Climate Change Conference: UNFCCC

² Intergovernmental Panel on Climate Change: IPCC

³ World Economic Outlook: WEO



شکل ۱-۳: روند کاهش انتشار گاز (Mandil, 2004)

۱-۵- اهداف و چشم‌انداز CCS

مدیریت اطلاعات انرژی ایالات متحده میزان دی‌اکسیدکربن منتشر شده در کل جهان را در سال‌های ۲۰۲۰ و ۲۰۳۰، به ترتیب ۳۶/۸ و ۴۲/۹ گیگاتن بر سال پیش بینی نموده است. این مقدار به ترتیب افزایش ۷۳ درصدی و ۱۰۲ درصدی را نسبت به سال ۱۹۹۰ نشان می‌دهد. علاوه بر این موسسه کانادایی جداسازی و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن (CCSTRM) تخمین زده است که تا سال ۲۰۳۰ میلادی سالانه میزان ۴۰ مگاتن دی‌اکسیدکربن از تولید ۴۰۰۰ مگاوات الکتریسیته، ایجاد خواهد شد (Lund, 2009).

با توجه به موارد بیان شده واضح است که منابع تولید الکتریسیته بیشترین سهم را در انتشار دی‌اکسیدکربن به داخل جو دارا می‌باشند و از نقطه نظر هدف برای جذب و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن، این منابع در اولویت نخست قرار دارند. طبق یک قانون تجربی میزان انتشار گاز دی‌اکسیدکربن با نسبت H/C (نسبت هیدروژن به کربن) رابطه عکس دارد، تولید انرژی از زغال سنگ با توجه به درصد H/C کم آن که بین ۰.۸ تا ۱.۲ می‌باشد نسبت به سوخت‌هایی مانند گاز طبیعی که این نسبت حدود ۴ و نفت حدود ۱.۲

تا ۲ می‌باشد، پتانسیل بالاتری برای انتشار گاز دی‌اکسیدکربن دارد. ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن برای کشورهایی که اقتصاد آن‌ها بر پایه زغال سنگ است بسیار پر اهمیت است. کشورهای چین و هند دو نمونه از پرجمعیت‌ترین این کشورها هستند (عسگری، ۱۳۸۸).

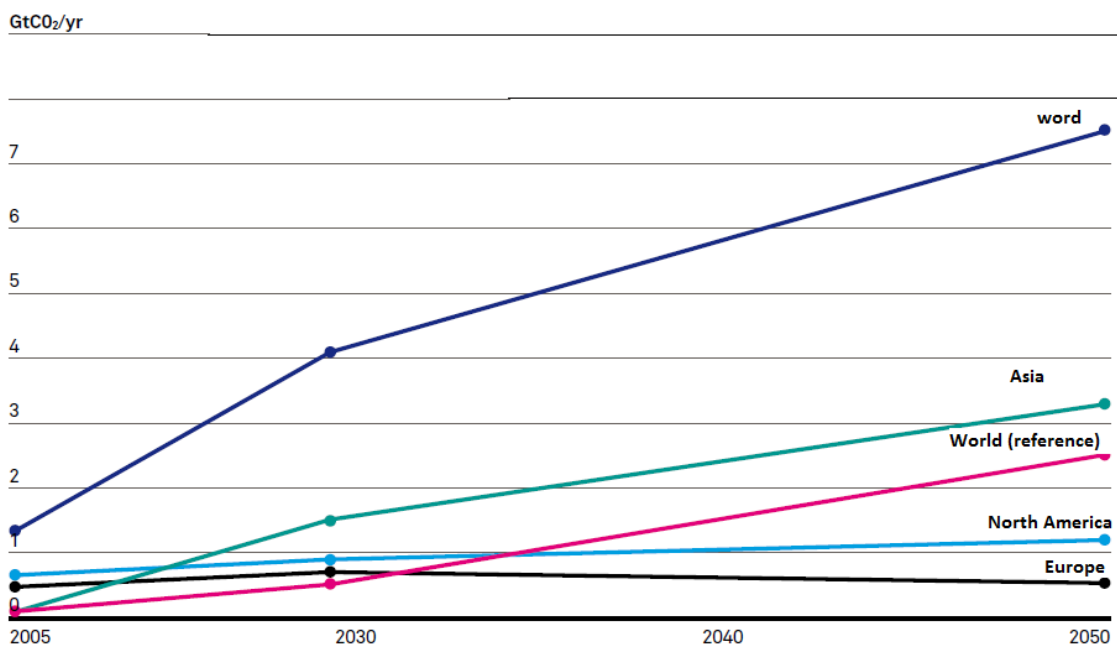
روند تحقیقات و پژوهش‌های صورت گرفته در این مورد نشان می‌دهد که CCS عملاً تا سال ۲۰۲۰، از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه نیست اما تا سال ۲۰۳۰ می‌توان سالیانه چندین گیگاتن دی‌اکسیدکربن در سال به صورت اقتصادی ذخیره‌سازی نمود. با توجه به مدل‌های اقتصادی پیش‌بینی می‌شود تا سال ۲۰۵۰ کاربرد این فناوری منجر به کاهش ۱۰ تا ۳۵ درصد از میزان دی‌اکسیدکربن شود. در جدول ۱-۱ نقش CCS در کاهش میزان انتشار دی‌اکسیدکربن از هر کدام از منابع انتشار تا سال ۲۰۵۰ بیان شده و در شکل ۱-۴ نقش آن در کاهش میزان انتشار دی‌اکسیدکربن در مناطق مختلف دنیا نشان داده شده است. با توجه به میزان انتشار سالیانه دی‌اکسیدکربن به داخل جو (۲۵ میلیارد تن)، جنگل‌های جهان در حدود دو تا سه میلیارد تن و اقیانوس‌ها نیز هفت میلیارد تن از این مقدار را در هر سال جذب می‌کنند. متخصصین تخمین می‌زنند که حداکثر ۵ تا ۱۰ میلیارد تن دیگر از این گاز گلخانه‌ای را می‌توان از جو خارج نمود و به صورت ایمن ذخیره‌سازی کرد که بیش از ۴۰٪ از دی‌اکسیدکربن تولید شده توسط بشر را شامل می‌شود (Bakker et al; 2008).

جدول ۱-۱: نقش CCS در کاهش میزان انتشار دی‌اکسیدکربن تا سال ۲۰۵۰ (Bakker et al; 2008)

منبع	درصد کاهش یافته (%)
تولید الکتریسیته	۱۲-۱۸
CTL ^۱ ، GTL ^۲ و پالایشگاه‌های تولید هیدروژن	۳-۵
صنعت	۴-۶

^۱ Coal to Liquid

^۲ Gas to Liquid



شکل ۱-۴: پیش بینی نقش CCS در کاهش میزان انتشار دی‌اکسیدکربن در مناطق مختلف دنیا تا سال ۲۰۵۰ (Bakker et al, 2008)

۱-۶- هدف از تحقیق

تا قبل از انقلاب صنعتی، با توجه به گسترش محدود صنایع، آلودگی ناشی از آن‌ها نیز معمولاً در بعد محلی مطرح بودند. با وقوع انقلاب صنعتی و گسترش استفاده از سوخت‌های فسیلی، آلودگی‌های ناشی از این منابع نیز در ابعاد وسیع‌تری گسترش یافت. یکی از معضلات ناشی از گسترش سوخت‌های فسیلی، افزایش میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای مخصوصاً گاز دی‌اکسیدکربن در جو می‌باشد. برای مقابله با اثرات سوء ناشی از افزایش انتشار گاز دی‌اکسیدکربن، تصمیمات بین‌المللی در جهت کاهش انتشار این گاز صورت گرفته است که از سیاست‌های مهم در این زمینه می‌توان به جایگزینی انرژی‌های پاک با انرژی حاصل از سوخت فسیلی و همچنین ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن منتشر شده از منابع تولید این گاز را اشاره کرد. در راستای ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی، با نگاه ویژه به مخازن هیدروکربوری، شناسایی محل مناسب برای ذخیره‌سازی و همچنین بررسی ساختار از نظر میزان

ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن، قابلیت نگهداری این گاز و اطمینان از عدم نشت آن مطرح می‌باشد. هدف از این پژوهش مدل‌سازی ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در مخازن هیدروکربوری است. در انجام پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در چنین ساختارهایی، تعیین فشار تزریق و تعیین مدت تزریق گاز از عوامل کنترل‌کننده پروژه می‌باشند. با توجه به اهمیت این عوامل در موفقیت فرایند ذخیره‌سازی، تعیین سناریو مناسب تزریق گاز در مخازن هیدروکربوری، تعیین تنش ناشی از تزریق و ذخیره‌سازی گاز در مخزن و تحلیل تاثیر پارامترهای مخزن مانند تخلخل و نفوذپذیری و فشار تزریق بر فرایند تزریق و ذخیره‌سازی گاز به منظور ذخیره‌سازی گاز در ساختارهای زمین‌شناسی ضروری می‌باشد.

۱-۷- روش انجام تحقیق

در این تحقیق نخست به بررسی مشخصات یکی از میادین نفتی جنوب غرب کشور پرداخته شده است. با استفاده از نگاره‌های موجود به دست آمده از عملیات چاه‌پیمایی، مشخصات اولیه مخزن جهت مدل‌سازی استخراج شده است. با توجه به مطرح بودن دو بحث تغییرات فشار در طی زمان و همچنین اهمیت تغییرات تنش ناشی از تزریق گاز در مخزن برای مدل‌سازی ذخیره‌سازی گاز در مخازن از یک نرم‌افزار برای مدل‌سازی جریان سیال در مخزن و تغییرات فشار ناشی از تزریق گاز در مخزن و از نرم افزار دیگری جهت مدلسازی تغییرات تنش ناشی از تغییرات فشار در مخزن استفاده شده است. جهت مدل‌سازی سیال در مخزن از نرم‌افزار^۱ CMG استفاده شده است. برای مدل‌سازی ژئومکانیکی مخزن تاثیر تغییرات تنش ناشی از ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در مخزن از نرم‌افزار ABAQUS استفاده شده است.

^۱ Computer Modelling Group

۱-۸- سازماندهی پایان نامه

به طور کلی مطالب این پایان نامه در هفت فصل گردآوری شده است.

فصل اول- مقدمه: با توجه به تاثیرات گاز دی اکسید کربن بر تغییرات اقلیمی، به ضرورت تحقیق در این ارتباط و نحوه انجام تحقیق پرداخته شده است.

فصل دوم- کلیات جمع آوری و ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن: در بحث جمع آوری و ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن، مباحثی مانند مطالعه مشخصات سیال، روش های جداسازی دی اکسید کربن از منابع انتشار، روش های انتقال گاز و ساختارهایی که توانایی ذخیره سازی این گاز را دارند، دارای اهمیت می باشند. در این فصل فرایندهای جمع آوری، انتقال و ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن مورد بحث قرار گرفته است.

فصل سوم- ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در ساختارهای زمین شناسی: در بین گزینه های ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن، ساختارهای زمین شناسی با توجه به ویژگی های خاص این دسته، جهت ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن مناسب بوده و بیشتر پروژه های CCS در این مکان ها در حال اجرا می باشد. در این فصل ساختارهای زمین شناسی مناسب جهت ذخیره سازی دی اکسید کربن و ویژگی های آن ها شرح داده شده است.

فصل چهارم- معرفی میدان نفتی در دشت آبادان جهت انجام ذخیره سازی: برای ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در مخازن هیدروکربوری ابتدا باید شرایط اولیه ساختار جهت ایمن بودن ذخیره سازی بررسی گردد. در این فصل شرایط عمومی ساختارهایی که توانایی ذخیره سازی دی اکسید کربن در آن ها وجود دارد مورد بررسی قرار می گیرد. در این فصل با توجه به این که در این تحقیق برای مدلسازی ذخیره سازی گاز مخزن هیدروکربوری در دشت آبادان انتخاب شده است، مشخصات مخزن مورد شرح داده شده است و سپس با توجه به اطلاعات پتروفیزیکی بدست آمده از چاه پیمایی چاه های موجود در این میدان، داده های مورد نیاز جهت مدل سازی استخراج می شود.

فصل پنجم- مدل سازی مخزن تحت تزریق گاز دی اکسید کربن: پس از تعیین پارامترهای ژئومکانیکی مخزن، از این اطلاعات در مدل سازی ذخیره سازی گاز در مخزن استفاده می شود. با توجه به نوع مدل سازی و مطرح بودن حرکت سیال و فشار ناشی از تزریق در مخزن و همچنین نرم افزارهای قابل دسترس، از دو نرم افزار CMG-GEM جهت مدل سازی حرکت سیال در مخزن و ABAQUS جهت مدل سازی تنش های ناشی از تزریق استفاده شده است. در این فصل افزایش فشار ناشی از تزریق گاز در مخزن و تاثیر آن بر تغییرات تنش در مخزن مدل سازی مطالعه شده است.

فصل ششم- نتیجه گیری و پیشنهادات:

فصل دوم

کلیات جمع آوری و ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن

۲-۱- مقدمه

فرایند جمع‌آوری و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن شامل جمع‌آوری دی‌اکسیدکربن تولید شده در فرایندهای احتراق سوخت‌های فسیلی و انتقال به مناطق مناسب برای ذخیره‌سازی به عنوان مثال در ساختارهای زمین شناسی می‌باشد. هر سه بخش فرایند CCS به صورت تجاری در حال اجرا می‌باشند. جداسازی دی‌اکسیدکربن به صورت گسترده در صنایع شیمیایی استفاده می‌شود، انتقال گاز دی‌اکسیدکربن از طریق خطوط لوله انجام شده است و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در راستای ازدیاد برداشت نفت از مخازن نفتی که با مشکل افت فشار مواجه هستند، صورت گرفته است (Mandil, 2004). در این فصل به توضیح منابع انتشار گاز دی‌اکسیدکربن، بررسی روش‌های جداسازی و جمع‌آوری این گاز از منابع انتشار، روش‌های انتقال گاز جداسازی شده به مناطق هدف ذخیره‌سازی و گزینه‌های مناسب برای ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن پرداخته می‌شود.

۲-۲- منابع انتشار گاز دی‌اکسیدکربن

انتشار دی‌اکسیدکربن حاصل از احتراق سوخت‌های فسیلی می‌باشد، منابع انتشار این گاز متفاوت می‌باشند، با توجه به میزان انتشار گاز از هر منبع و فراوانی منابع انتشار، منابع هدف برای جمع‌آوری گاز دی‌اکسیدکربن شناسایی می‌شود. در ادامه به مهم‌ترین منابع انتشار این گاز اشاره می‌شود.

۲-۲-۱- نیروگاه های برق سوخت فسیلی

سوخت های فسیلی منابعی از انرژی هستند که تا چندین سال آینده همچنان مورد استفاده قرار خواهند گرفت. یکی از پی آمدهای زیست محیطی ناشی از کاربرد سوخت های فسیلی، تولید مقادیر زیاد دی اکسید کربن و انتشار آن به جو کره زمین است. تقریباً یک سوم دی اکسید کربن انتشار یافته توسط فعالیت های انسانی از سوخت های فسیلی مورد استفاده در تولید الکتریسیته ناشی می شود. به طوری که هر کارخانه قادر است سالانه تا چندین میلیون تن دی اکسید کربن منتشر کند. نیروگاه های تولید الکتریسیته که از مهمترین منابع انتشار دی اکسید کربن می باشند، عبارتند از (IPCC, 2005):

- سیکل ترکیبی گاز طبیعی^۱
- سیکل ترکیبی گاز کردن زغال سنگ^۲
- سوختن ذرات و پودرهای زغال سنگ^۳

۲-۲-۲- سایر منابع انتشار دی اکسید کربن

به غیر از نیروگاه های تولید الکتریسیته که تولید کننده بخش اعظم گاز دی اکسید کربن منتشر شده در جو می باشند، منابع انتشار دیگری نیز وجود دارند که از نظر میزان انتشار گاز حائز اهمیت هستند. این منابع به شرح زیر می باشند (IPCC, 2005).

- پالایشگاه های نفت و پتروشیمی
- کارخانجات تولید هیدروژن
- کارخانجات تولید آمونیاک
- کارخانجات تولید کاغذ و نیشکر

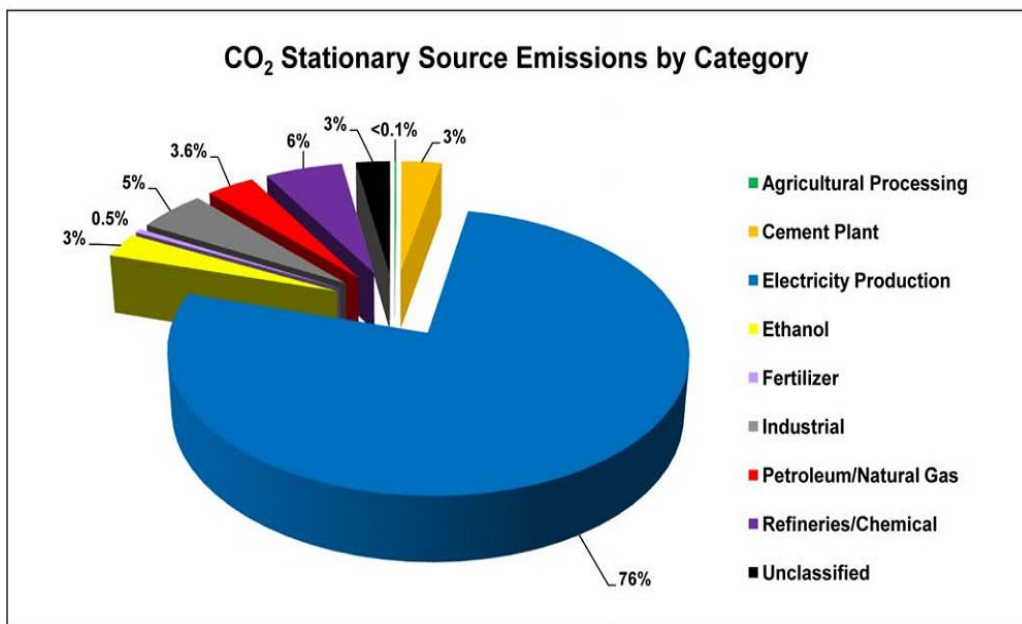
¹ Natural Gas Combined Cycle (NGCC)

² Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGCC)

³ Pulverized Coal Combustion (PC)

• کارخانجات سیمان

همان طور که ذکر شد منابع تولید الکتریسیته نقش به سزایی در انتشار گاز دی اکسید کربن دارند و تقریباً ۷۶ درصد آن را شامل می شوند، از دیگر منابع مهم انتشار دی اکسید کربن می توان به بخش صنایع شیمیایی با ۶ درصد و بخش صنعت با ۵ درصد اشاره نمود. در شکل ۲-۱ سهم هر کدام از این منابع در انتشار سالانه دی اکسید کربن در دنیا بیان شده است.



شکل ۲-۱: سهم منابع اصلی انتشار دی اکسید کربن (NETL, 2012)

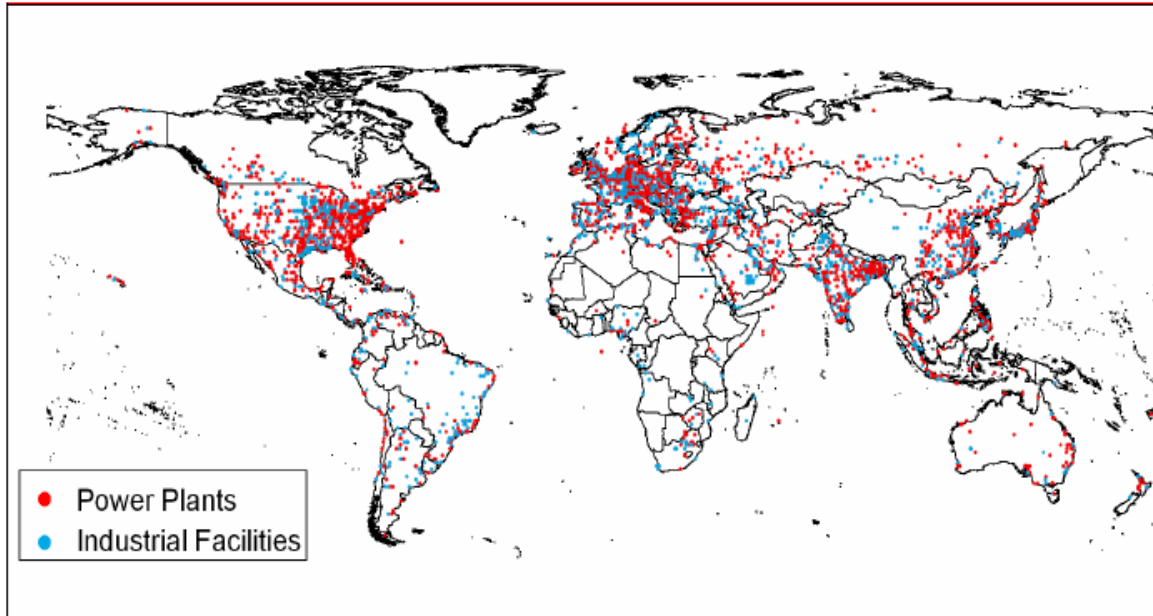
منابع انتشار عمده^۱ گاز دی اکسید کربن به منابعی گفته می شود که انتشار سالانه گاز در آن ها بیشتر از ۰/۱ مگا تن باشد. جدول ۲-۱ مراکز عمده انتشار گاز دی اکسید کربن، تعداد آن ها و میزان گاز منتشر شده به ازای هر واحد را نشان می دهد (Aerni, 2010).

¹ Large Point Sources: LPS

جدول ۲-۱: انواع و تعداد منابع بزرگ انتشار CO₂ (Aerni, 2010)

میزان انتشار به ازای هر واحد [MtC / Source]	میزان انتشار [MtC]	میزان انتشار به ازای هر واحد [MtCO ₂ / Source]	میزان انتشار [MtCO ₂]	تعداد منابع	منابع انتشار
۰/۱۸	۴۱	۰/۶۵	۱۵۱	۲۳۲	تولید آمونیاک
۰/۲۲	۲۸۴	۰/۷۹	۱۰۴۲	۱۳۱۶	تولید سیمان
۰/۰۷	۷	۰/۲۴	۲۵	۱۰۶	تولید هیدروژن
۰/۳۸	۱۹۲	۱/۴۰	۷۰۵	۵۰۴	تولید فولاد
۰/۶۲	۳۲۲۷	۲/۲۷	۱۱۸۳۳	۵۲۱۷	تولید لکتریسیته
۱/۱۷	۲۵۰۸	۴/۳۰	۹۱۹۸	۲۱۳۸	نیروگاه زغال سنگ
۰/۲۳	۴۲۵	۰/۸۳	۱۵۶۰	۱۸۷۵	نیروگاه گازی
۰/۲۴	۲۶۶	۰/۸۷	۹۷۷	۱۱۲۰	نیروگاه نفتی
۰/۳۲	۲۷	۱/۱۸	۹۹.۱۰	۸۴	نیروگاه ترکیبی
۰/۲۵	۱۴۶	۰/۹۱	۵۳۴	۵۸۷	تولید اتانول
۰/۳۱	۲۰۰	۱/۱۲	۷۳۳	۶۵۳	پالایشگاه
۰/۴۸	۴۰۹۷	۱/۷۴	۱۵۰۲۵	۸۶۱۵	کل

پراکندگی مناطق انتشار گاز دی اکسید کربن در نقاط مختلف جهان را در شکل ۲-۲ می توان مشاهده نمود. با توجه به این نقشه مناطق عمده انتشار گاز دی اکسید کربن، کشورهای صنعتی و یا کشورهای تولید کننده نفت می باشند.



شکل ۲-۲: پراکندگی منابع بزرگ انتشار CO₂ (IPCC, 2005)

۲-۳- فرآیند جذب

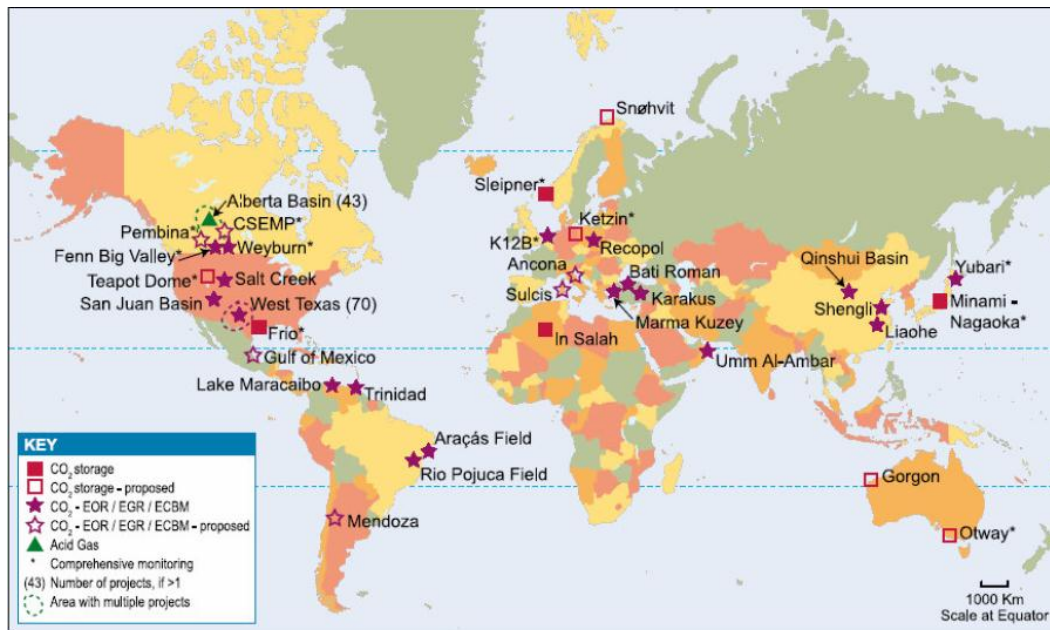
گاز دی اکسید کربن برای ۸۰ سال است که از جریان فرایندهای صنعتی جذب شده اند، با این حال بخش بزرگی از گاز دی اکسید کربن جذب شده به دلیل نبود انگیزه و یا نیاز به ذخیره سازی، به جو راه پیدا کرده است. نمونه ای از جذب گاز دی اکسید کربن از جریان فرایندهای صنعتی، تصفیه گاز طبیعی و تولید گازهای سنتزی شامل هیدروژن برای تولید آمونیاک، الکل و مایع های سنتزی است. بسیاری از روش های جذب گاز دی اکسید کربن در نمونه های ذکر شده همانند روش های استفاده شده در فرایند جذب قبل از احتراق هستند. از دیگر فرایندهای صنعتی که منبع انتشار گاز دی اکسید کربن بوده و گاز تولید شده معمولاً جذب نمی شود، می توان به تولید سیمان، فولاد و نیز فرایندهای تخمیر مورد نیاز در تولید برخی

برای مواد غذایی و نوشیدنی اشاره نمود (IPCC, 2005).

برنامه اصلی جذب گاز دی اکسید کربن از نقاط بزرگ تولید این گاز، از قبیل نیروگاه های برق، کارخانه های تولید سیمان، آهن، فولاد و پتروشیمی می باشد که در بخش ۲-۲ به اختصار مورد بررسی و بحث قرار گرفتند. جذب گاز دی اکسید کربن از منابع کوچک و متحرک در بخش حمل و نقل و نیز ساختمان های مسکونی و تجاری بسیار مشکل و پرهزینه می باشد، بنابراین معمولاً از آن صرف نظر شده و عموماً تمرکز بر جداسازی گاز از منابع عمده منتشر کننده می باشد. یک راه جایگزین برای جلوگیری از انتشار گاز دی اکسید کربن از این منابع کوچک، استفاده از حامل های انرژی همانند هیدروژن و الکتریسیته تولید شده در نیروگاه هایی با پایه سوخت های فسیلی و یا استفاده از منابع انرژی تجدید پذیر می باشد (IPCC, 2005).

لازم به ذکر است امکان جذب گاز دی اکسید کربن از اتمسفر در این بخش مورد بحث قرار نمی گیرد، زیرا غلظت گاز دی اکسید کربن در اتمسفر در حدود 380 ppm^1 است که ۰/۰۱ درصد غلظت گاز دی اکسید کربن در گازهای خروجی مراکز صنعتی تولید کننده این گاز می باشد. در حال حاضر پروژه های زیادی در سراسر دنیا به منظور جذب دی اکسید کربن از گازهای نیروگاه های برق و سایر منابع برنامه ریزی شده است که در شکل ۲-۳ پراکندگی آنها نشان داده شده است (IPCC, 2005).

¹ Per part million



شکل ۲-۳: پروژه‌های جداسازی دی اکسید کربن در جهان (Solomon, 2007)

۳-۱- روش‌های جذب گاز دی اکسید کربن

با توجه به احتراق سوخت‌های فسیلی، سه سیستم پایه برای جذب دی اکسید کربن از گازهای خروجی از منابع تولید این گاز وجود دارد، برخی از سیستم‌ها با کمی تفاوت جهت جذب گاز از فرایندهای صنعتی مانند تولید سیمان و آمونیاک مورد استفاده قرار می‌گیرند. روش‌های جذب دی اکسید کربن که عبارتند از:

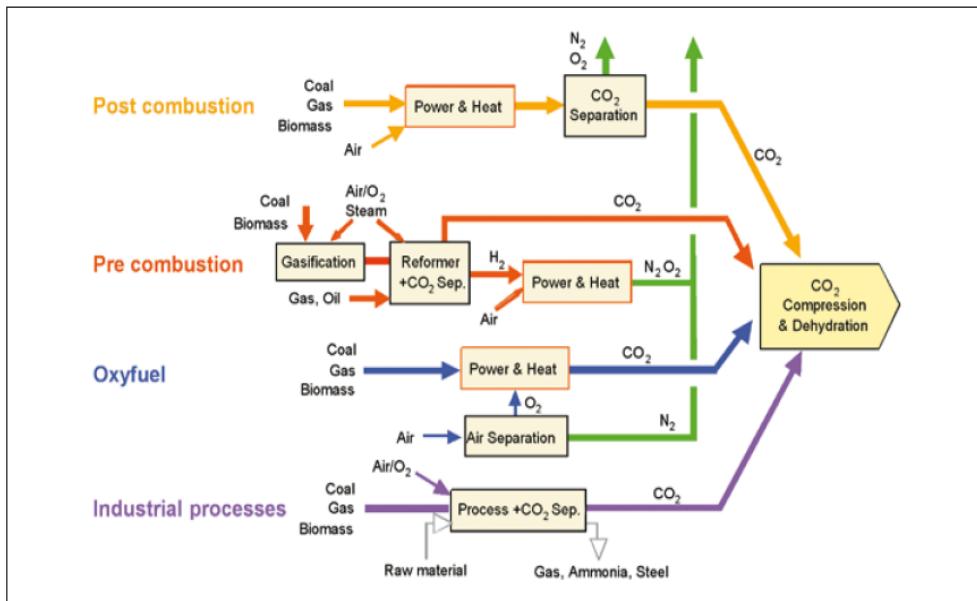
- جذب از انتشار دهنده‌های صنعتی^۱
- تکنولوژی جداسازی دی اکسید کربن بعد از فرآیند سوختن^۲
- تکنولوژی Oxy-Combustion
- تکنولوژی جداسازی دی اکسید کربن پیش از فرآیند سوختن^۳

^۱ industrial process streams

^۲ Post-Combustion CO₂ Capture

^۳ Pre-Combustion CO₂ Capture

شکل ۲-۴ مروری کلی بر روش های جذب گاز دی اکسید کربن دارد.



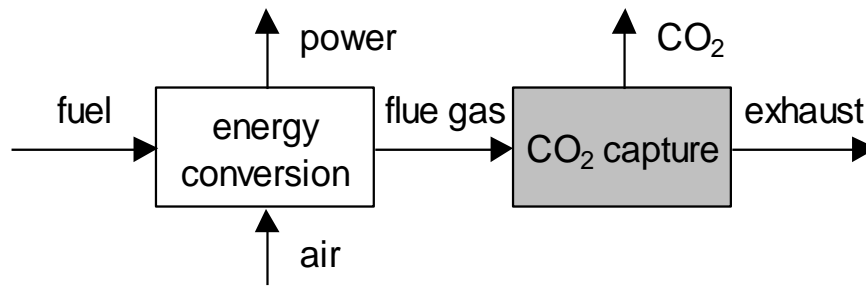
شکل ۲-۴: فرایند جذب دی اکسید کربن (IPCC, 2005)

۲-۳-۱-۱- تکنولوژی جذب بعد از فرایند سوختن

جذب گاز دی اکسید کربن از جریان گاز تولید شده در نتیجه احتراق سوخت های فسیلی و زیستی، جذب پس از احتراق گفته می شود. بیشتر دی اکسید کربن حاصل از احتراق قبل از تخلیه در اتمسفر جدا و وارد مخازن ذخیره سازی می شود.

معمولاً مواد شیمیایی جذب کننده^۱ برای جداسازی گاز دی اکسید کربن در این روش مورد استفاده قرار می گیرند. روش های دیگری برای جذب دی اکسید کربن وجود دارد ولی در حال حاضر توسعه نیافته اند. در شکل ۲-۵ کلیت فرایند جذب بعد از احتراق نشان داده شده است (IPCC, 2005).

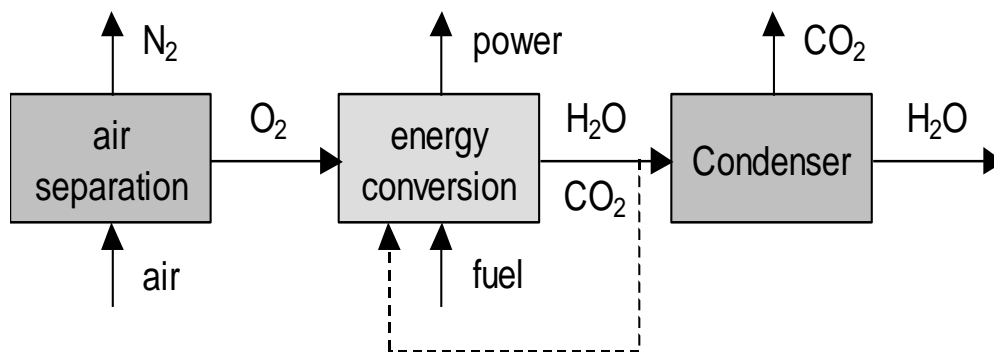
^۱ chemical sorbent



شکل ۲-۵: تکنولوژی جداسازی دی‌اکسیدکربن بعد از فرآیند سوختن (CO₂.net, 2012)

۲-۱-۳-۲- تکنولوژی Oxy-Combustion

تکنولوژی Oxy-Combustion یکی از روش‌هایی است که از اکسیژن به جای هوا در طی فرآیند سوختن استفاده می‌شود، در نتیجه در گاز خروجی عمدتاً دی‌اکسیدکربن و بخار آب وجود دارد. اگر سوخت در اکسیژن خالص بسوزد، درجه حرارت بالا می‌رود و به همین خاطر دی‌اکسیدکربن و یا بخار آب گاز خروجی برای متعادل کردن دمای محفظه احتراق به داخل آن بازگردانده می‌شود. در شکل ۲-۶ کلیات فرآیند جذب بعد از احتراق نشان داده شده است (IPCC, 2005).



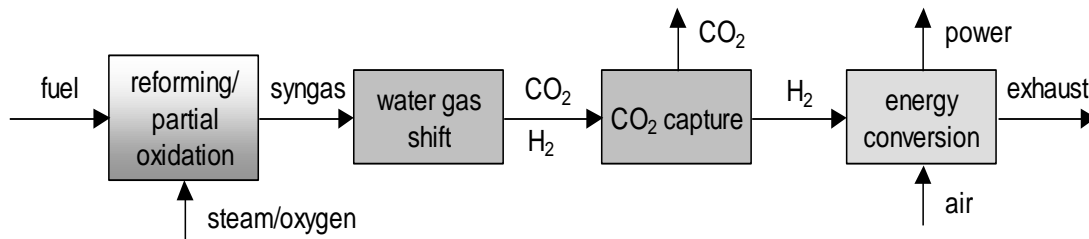
شکل ۲-۶: تکنولوژی Oxy-Combustion (CO₂.net, 2012)

از آنجا که هزینه جداسازی اکسیژن از هوا بسیار زیاد است این روش در مقیاس بزرگ در نیروگاه‌های برق مورد استفاده قرار نگرفته است. گازهای حاصل شده از این تکنولوژی دارای آب و دی‌اکسیدکربن می‌باشند که به راحتی آب آن‌ها قابل جداسازی است. از محدودیت‌های این روش هزینه بالای تولید اکسیژن به میزان زیاد است (Lund, 2009).

۳-۱-۳-۲- تکنولوژی جداسازی دی‌اکسیدکربن پیش از فرآیند سوختن

جذب دی‌اکسیدکربن در این روش شامل واکنش سوخت با اکسیژن، یا بخار آب و تولید گازهای سنتزی می‌باشد. گاز سنتزی حاصل شده حاوی مقادیر زیادی دی‌اکسیدکربن و هیدروژن است. در این روش قبل از فرآیند احتراق، دی‌اکسیدکربن بوسیله جذب کننده‌های فیزیکی و یا شیمیایی جذب می‌شود و از هیدروژن خالص به عنوان نمونه برای گاز توربین مورد استفاده قرار می‌گیرد (Wallquist *et al.*, 2008).

از محدودیت اصلی این روش می‌توان به این نکته اشاره نمود که گاز سنتزی بعد از جداسازی دی‌اکسیدکربن، ذاتاً فقط حاوی هیدروژن است. دما توربین با میزان هیدروژن رابطه عکس دارد و به همین علت راندمان توربین‌های گازی دچار افت می‌شود. این امر یکی از مسائل مهم برای توربین‌های گازی است که تاکنون راه حلی برای آن پیدا نشده است. در شکل ۲-۷ کلیت فرآیند جذب بعد از احتراق نشان داده شده است (Lund, 2009).



شکل ۲-۷: تکنولوژی جداسازی دی‌اکسیدکربن پیش از فرآیند سوختن (CO2.net, 2012)

شرایط اولیه برای استفاده از هر یک از روش‌های جذب دی‌اکسیدکربن در جدول ۲-۲ نشان داده شده است. با توجه به جدول ۲-۲ انتظار می‌رود روش جذب بعد از احتراق کارایی بیشتری برای جداسازی دی‌اکسیدکربن داشته باشد.

جدول ۲-۲: شرایط حاکم بر جداسازی (CO2.net, 2012)

روش جداسازی قبل از احتراق	روش جداسازی بعد از احتراق	Oxy-fuel	
۱۰-۸۰	۱	۱	فشار (bar)
۲۰-۴۰	۳-۱۵	۷۵-۹۵	CO2 (درصد)

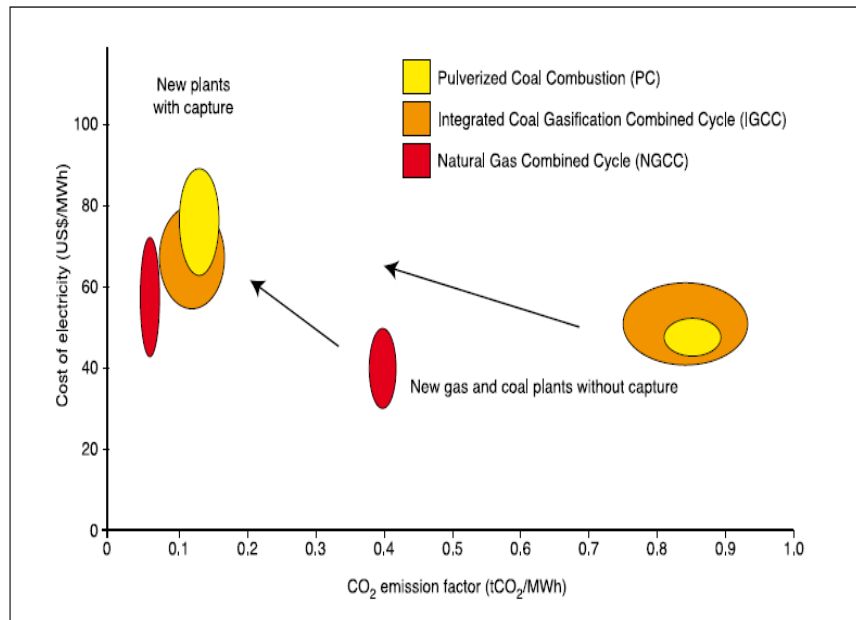
۲-۳-۲- هزینه جذب دی‌اکسید کربن

به‌طور کلی هزینه‌های جذب شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملیاتی و نگهداری می‌باشد. هزینه‌های کل جمع‌آوری دی‌اکسید کربن مشروط به نوع و اندازه منبع تولیدکننده، تکنولوژی تولید و نیز غلظت دی‌اکسید کربن موجود در جریان گاز است. هزینه‌های جداسازی حدود ۷۰ تا ۸۰ درصد کل هزینه‌های فرایند CCS را شامل می‌شود. هزینه جداسازی بین ۰/۹ تا ۳/۴ سنت آمریکا به ازای هر کیلووات برق برای نیروگاه‌های پایه زغال‌سنگ و برای نیروگاه‌های گازی در حدود ۱/۲ تا ۲/۴ سنت آمریکا است (Baldwin, 2008). لازم به ذکر است هزینه‌های جداسازی شامل هزینه تامین فشار برای انتقال دی‌اکسید کربن، هزینه فشرده سازی، هزینه تامین انرژی مورد نیاز، سرمایه گذاری و تعمیر و نگهداری است. شکل ۲-۸ نقش جذب دی‌اکسید کربن در افزایش هزینه‌های تولید الکتریسیته را نشان می‌دهد. همان گونه که در شکل مشاهده می‌شود سیکل ترکیبی گاز کردن زغال سنگ و سوختن ذرات و پودرهای زغال سنگ به ترتیب بیشترین مقدار دی‌اکسید کربن را به ازای تولید هر واحد انرژی الکتریسیته وارد می‌کنند و اعمال سازوکارهای جذب گاز دی‌اکسید کربن از این منابع انتشار، باعث افزایش قیمت انرژی تولید شده در آن‌ها می‌شود. در جدول ۲-۳ افزایش هزینه تولید الکتریسیته در صورت جذب دی‌اکسید کربن در منبع تولید کننده گاز لحاظ شده است (Aerni, 2010).

جدول ۲-۳: هزینه جداسازی CO₂ (Aerni, 2010)

منبع	حد پایین	حد بالا	نوع منبع	توضیحات
IPCC (2005)	۱۳	۳۷	IGCC	به ازای هر تن جذب CO ₂ [US\$/t CO ₂]
Dooley et al. (2006)	۲۵	۴۰	IGCC	به ازای جذب و متراکم کردن هر تن CO ₂ [US\$/t CO ₂]
IPCC (2005)	۲۰	۵۵	IGCC	افزایش در هزینه تولید الکتریسیته
IPCC (2005)	۲۹	۵۰	PC	هزینه به ازای جذب هر تن CO ₂ [US\$/t CO ₂]
IPCC (2005)	۴۲	۶۶	PC	افزایش در هزینه تولید برق
Dooley et al. (2006)	۲۵	۶۰	نیروگاه‌های تولید برق ^۱ سیکل ترکیبی رانکین	به ازای جذب و متراکم کردن هر تن CO ₂ [US\$/t CO ₂]
IPCC (2005)	۳۷	۷۴	NGCC	هزینه به ازای جذب هر تن CO ₂ [US\$/t CO ₂]
IPCC (2005)	۳۷٪	۶۹٪	NGCC	افزایش در هزینه تولید برق
Dooley et al. (2006)	۳۵	۵۵	پالایشگاه‌ها	به ازای جذب و متراکم کردن هر تن CO ₂ [US\$/t CO ₂]
Dooley et al. (2006)	۲۵	۵۵	تولید سیمان	به ازای جذب و متراکم کردن هر تن CO ₂ [US\$/t CO ₂]
Dooley et al. (2006)	۲۰	۳۵	تولید فولاد	به ازای جذب و متراکم کردن هر تن CO ₂ [US\$/t CO ₂]
Dooley et al. (2006)	۶	۱۲	تولید امونیاک و اتانول	فقط هزینه متراکم ساختن، بدون هزینه جذب [US\$/t CO ₂]

¹ Steam rankine power plant



شکل ۲-۸: میزان تولید دی اکسید کربن در روشهای تولید الکتریسیته به همراه هزینه های تولید برق (IPCC, 2005)

۴-۲- فرآیند انتقال

بعد از فرآیند جداسازی و فشرده سازی دی اکسید کربن، لازم است دی اکسید کربن به منطقه مناسب برای ذخیره سازی انتقال داده شود. اگر یک مرکز بزرگ تولید دی اکسید کربن مستقیماً بر روی محل ذخیره سازی قرار نداشته باشد، این گاز باید به محل ذخیره سازی انتقال یابد. امروزه برای اهدافی نظیر افزایش میزان ضریب برداشت از مخازن نفت و گاز، انتقال دی اکسید کربن با استفاده از خطوط لوله در مقیاس تجاری در حالت گاز یا مایع صورت می گیرد. روش های دیگر انتقال دی اکسید کربن، انتقال از طریق جاده ها و یا با استفاده از راه آهن و کشتی است. بر طبق تحلیل های اقتصادی فقط سامانه لوله کشی و انتقال آبی از نظر اقتصادی امکان پذیر می باشند. انتقال از طریق جاده و راه آهن برای انتقال دی اکسید کربن در مقیاس بزرگ بسیار پر هزینه و کم ظرفیت است (IPCC, 2005).

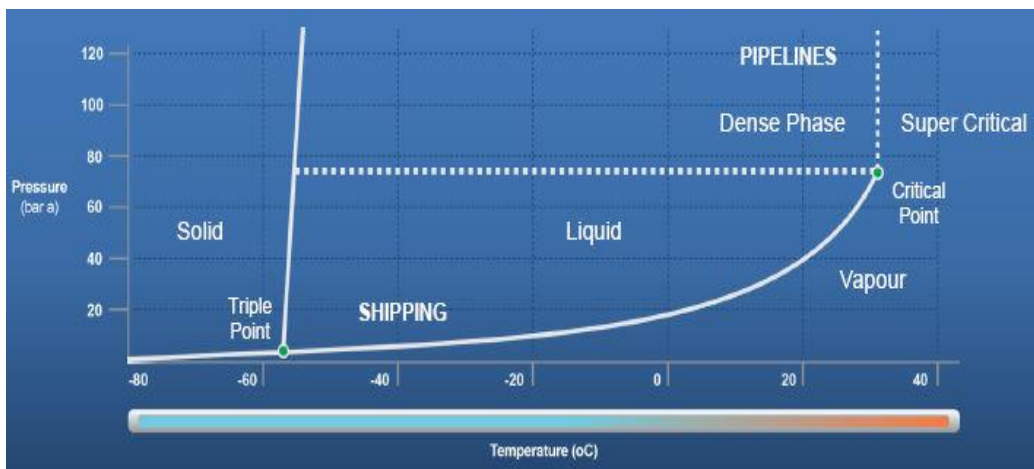
۲-۴-۱- انتقال بوسیله خطوط لوله

روش غالب انتقال گاز دی اکسید کربن ، انتقال از طریق خطوط لوله می باشد. طراحی خطوط لوله به عوامل مختلفی وابسته است. این عوامل عبارتند از (IPCC, 2005):

- طراحی مکانیکی
- انتخاب مسیر بهینه خطوط لوله با توجه به توپوگرافی
- ویژگی های محصول مورد انتقال و چالش های لوله کشی در آب های عمیق
- قابلیت استفاده در دما و فشار بالا (فشار در خطوط لوله ممکن است تا ۸ برابر فشار جو باشد).

۲-۴-۲- انتقال بوسیله کشتی

در موارد انتقال فرامنطقه ای یا به طور کلی اگر لازم باشد دی اکسید کربن در مسافت های طولانی جابه جا شود، انتقال به وسیله کشتی نسبت به شبکه لوله کشی مناسب تر است. دی اکسید کربن در این روش در فشاری نزدیک به فشار نقطه سه گانه در سلول هایی با حجم ۱۰/۰۰۰ تا ۱۰۰/۰۰۰ متر مکعب انتقال می یابد. عیب اصلی این روش، عدم پیوستگی فرایند جذب در مناطق تولیدکننده دی اکسید کربن به علت ناپیوستگی در فرایند انتقال گاز می باشد. حمل و نقل دی اکسید کربن با کشتی زمانی مناسب است که مخزن ذخیره سازی در فاصله دوری از محل انتشار گاز واقع شده باشد. بر اساس محاسبات اقتصادی صورت گرفته این روش انتقال زمانی به خط لوله برتری دارد که فاصله محل تولید تا محل ذخیره سازی بیشتر از ۱/۰۰۰ کیلومتر باشد. در شکل ۲-۹ شرایط دمایی و فشار در انتقال بوسیله کشتی و لوله گذاری نشان داده شده است (Jennie et al., 2005).

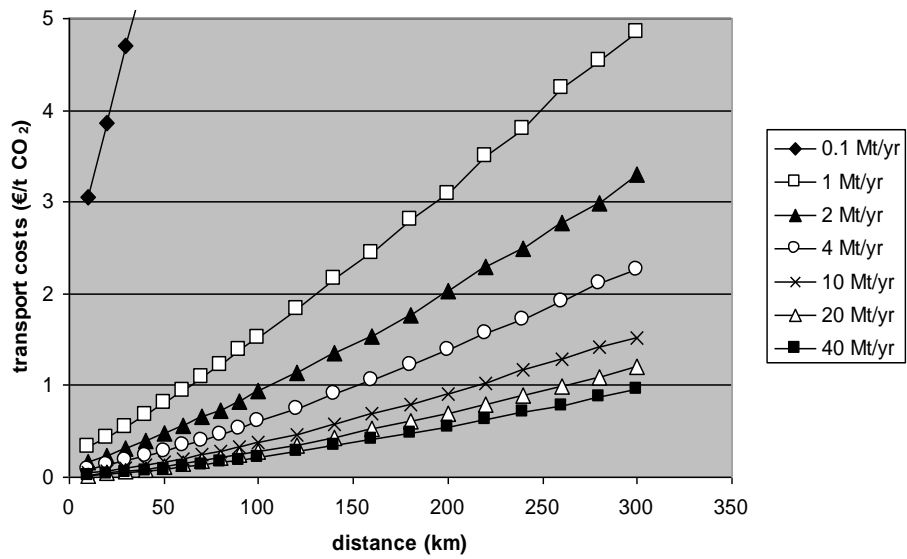


شکل ۲-۹: شرایط دمایی و فشار در انتقال گاز دی‌اکسید کربن (Winden *et al.*, 2011)

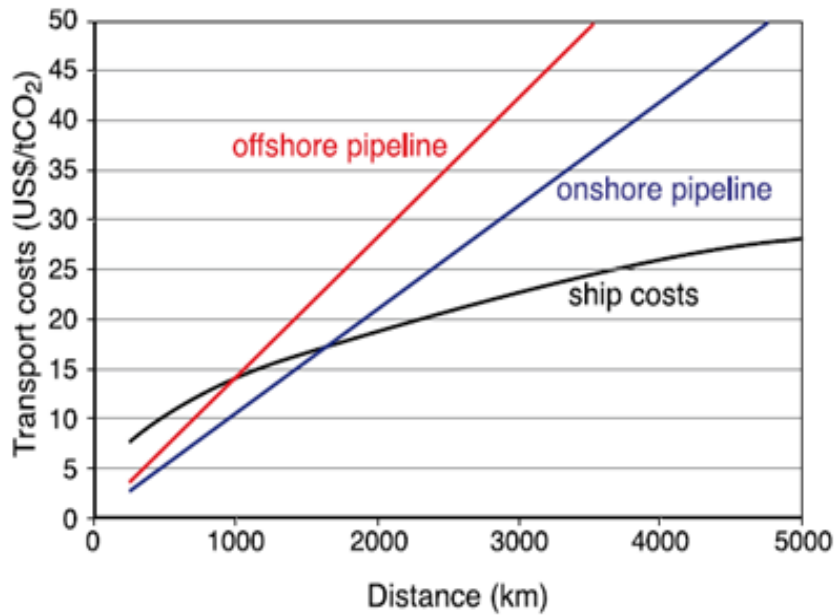
۲-۴-۳- هزینه انتقال

شکل ۲-۱۰ نشان دهنده تغییرات هزینه انتقال گاز با توجه به تغییرات دو عامل فاصل انتقال و حجم انتقال می‌باشد، همان‌طور که انتظار می‌رود با افزایش فاصله تا محل ذخیره‌سازی هزینه انتقال افزایش می‌یابد ولی همان‌طور که در شکل ۲-۱۰ قابل مشاهده است، هزینه انتقال گاز دی‌اکسید کربن با توجه به افزایش حجم گاز کاهش انتقالی کاهش می‌یابد. (CO₂.net, 2012).

هزینه انتقال گاز بر اساس روش‌های انتقال مطابق با شکل ۲-۱۱ بوده و با توجه به نمودار می‌توان استنباط کرد در فواصل انتقال کمتر از ۱/۵۰۰ کیلومتر خطوط لوله برای انتقال گاز روش مناسب‌تری نسبت به انتقال از طریق کشتی هستند ولی در فواصل زیادتر و بخصوص برای انتقال بین قاره‌ای برتری خود را از دست می‌دهند (IPCC, 2005). سه جزء اصلی هزینه‌های انتقال با خط لوله شامل هزینه‌های ساخت (مواد، دستمزد، ایستگاه تقویت کننده)، هزینه‌های تعمیر و نگهداری (انرژی، پایش، نگهداری) و هزینه‌های اضافی (طراحی، بیمه، اجاره) می‌شود. هزینه‌های حمل و نقل چیزی در حدود ۱ تا ۸ دلار بر تن دی‌اکسید کربن است (Baldwin, 2008). همچنین هزینه تخمین زده شده برای انتقال گاز دی‌اکسید کربن را می‌توان در جدول ۲-۴ مشاهده نمود (Aerni, 2010).



شکل ۲-۱۰: تغییرات هزینه انتقال دی اکسید کربن با افزایش فاصله و حجم گاز در سال ۲۰۰۴ میلادی (CO₂.net, 2012)



شکل ۲-۱۱: هزینه انتقال گاز دی اکسید کربن با توجه به روش های انتقال آن در سال ۲۰۰۴ میلادی (IPCC, 2005)

جدول ۲-۴: هزینه تخمین زده شده برای انتقال CO₂ (Aerni, 2010)

منبع	حد پایین هزینه‌ها	حد بالا هزینه‌ها	توضیحات
IPCC (2005)	۱\$	۸\$	۲۵ کیلومتر لوله کشی یا انتقال از طریق کشتی با حجم سالیانه ۵ تا ۴۰ تن
Dooley et al. (2006)	۰.۲\$	۱۰\$	فاصله، نوع و بزرگی منبع فاکتورهای مهم تعیین هزینه انتقال هستند (به ازای هر تن گاز دی اکسید کربن)
Wildenborg et al. (2005)	۱€	۲.۵€	۲۰۰ کیلومتر لوله کشی با ایستگاه‌های تقویت کننده (به ازای هر تن گاز دی اکسید کربن)
Hendricks et al. (2004)	۱€	۵€	۵ تا ۵۰۰ کیلومتر خطوط لوله انتقال (به ازای هر تن گاز دی اکسید کربن)

۲-۵- ذخیره سازی

به طور کلی سه روش عمده برای ذخیره سازی دی اکسید کربن وجود دارد که عبارتند از:

۱- ذخیره سازی در ساختارهای زمین شناسی

۲- ذخیره سازی در اقیانوس

۳- ذخیره سازی سطحی در زیست توده‌ها یا کانی‌های کربناته

مکانیسم ذخیره سازی به دو صورت سطحی برای مصارف صنعتی و زیرسطحی می‌باشد. ذخیره سازی

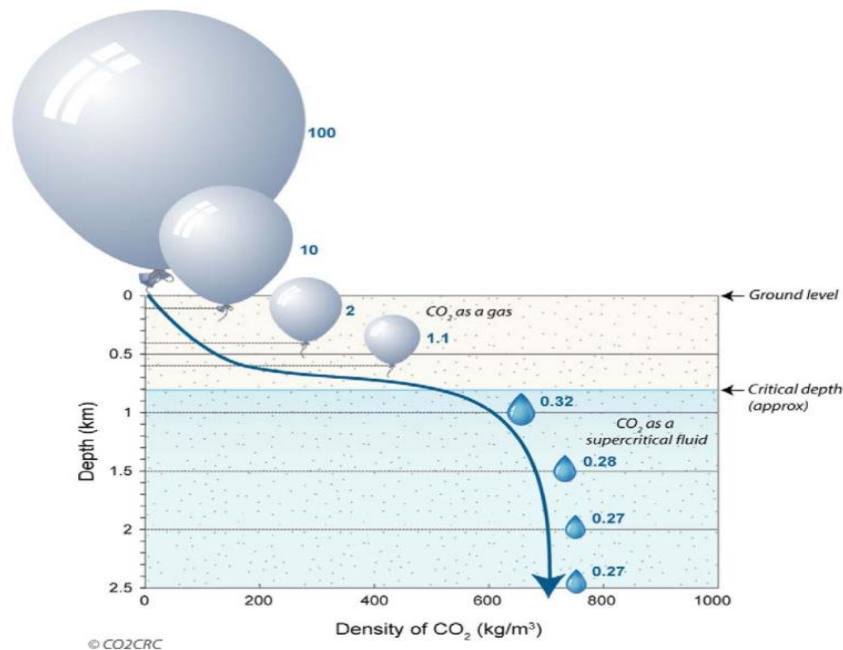
گاز به صورت سطحی در مخازن مصنوعی و در جهت استفاده در صنعت کاربرد دارد و در مقیاس بزرگ

نمی‌توان برای ذخیره سازی دی اکسید کربن استفاده کرد. هدف از ذخیره سازی زیرسطحی حفظ محیط

زیست (با جلوگیری از انتشار دی اکسید کربن به جو)، همچنین گاهی اوقات استفاده از فواید جانبی آن

مانند ازدیاد برداشت مواد هیدروکربوری می‌باشد (IPCC, 2005).

نکته قابل توجه در ذخیره سازی زیرسطحی گاز دی اکسید کربن، افزایش چگالی دی اکسید کربن با افزایش عمق تزریق می باشد و دی اکسید کربن در عمق بیشتر از ۰/۸ کیلومتر به سیال فوق بحرانی تبدیل می شود. مایعات فوق بحرانی فضای کمتری از گازها اشغال می کنند. با توجه به شکل ۲-۱۲ مشخص است، این مایعات بهتر از هر گازی یا مایعات معمولی به داخل خلل و فرج های سنگ های ذخیره سازی نفوذ می کنند. در این شکل حجم گاز دی اکسید کربن در اعماق مختلف نسبت به حجم آن در سطح زمین مقایسه شده است (Thomson, 2009).



شکل ۲-۱۲: حجم گاز دی اکسید کربن در سطح زمین و یک مایع فوق بحرانی در عمق (Thomson, 2009)

۲-۵-۱- ذخیره سازی در ساختارهای زمین شناسی

ساختارهای زمین شناسی از مهم ترین گزینه های ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در طولانی مدت می باشد. این ساختارها شامل سفره های شورآب، مخازن نفت و گاز می باشند. ذخیره سازی در این ساختارها به صورت ترکیبی از روش های از قبیل جابه جایی سیال برجای ساختار به وسیله دی اکسید کربن، انحلال دی اکسید کربن در سیال و واکنش های شیمیایی دی اکسید کربن با کانی های

موجود در ساختار که صورت می گیرد، در طولانی مدت واکنش دی اکسید کربن با کانی های حاوی منیزیم و کلسیم باعث به وجود آمدن ترکیبات پایدار کربنات کلسیم و کربنات کلسیم می شوند (Sengul, 2006). ذخیره سازی زیرزمینی بدین صورت است که دی اکسید کربن مستقیماً در فضای خالی بین شکستگی ها موجود در زیر سطح زمین که حاوی ذرات و کانی هایی است و بین آنها پر از سیال (بیشتر آب، نفت و گاز) است ذخیره می گردد. از این رو تزریق دی اکسید کربن به این فضاها سبب حل شدن در این مایعات، مخلوط شدن با آنها و یا واکنش با ذرات کانی ها به صورت برجا می گردد (IPCC, 2005). این بخش در فصل سوم به تفصیل شرح داده شده است.

۲-۵-۲- ذخیره سازی دی اکسید کربن در اقیانوس

دو روش کلی برای ذخیره سازی دی اکسید کربن در اقیانوس وجود دارد که عبارتند از: تزریق در کف دریا و تزریق به صورت ستون آب. کلیت از این روش در شکل ۲-۱۳ قابل مشاهده می باشد. در ادامه سازوکار ذخیره سازی دی اکسید کربن در اقیانوس تشریح می شود.

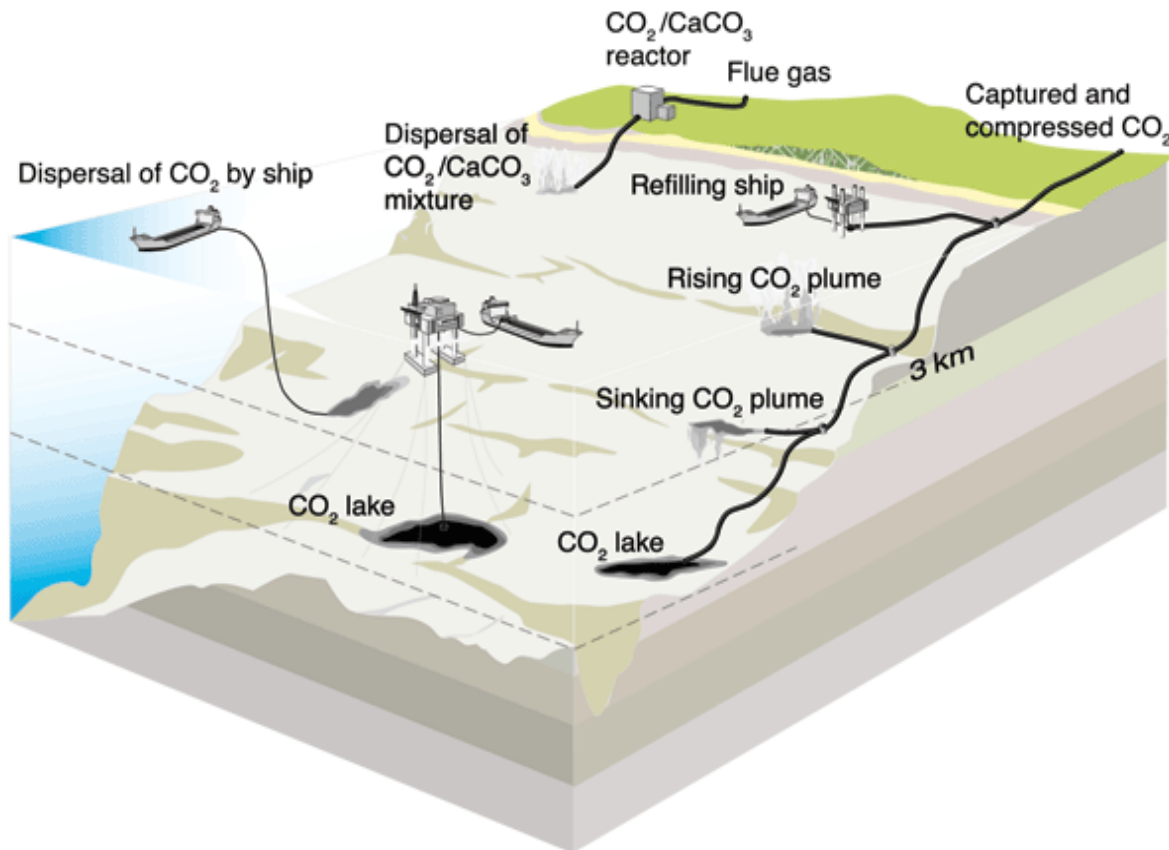
۲-۵-۲-۱- تزریق در کف دریا

برای اعماق بیشتر از ۳۰۰۰ متر، دی اکسید کربن مایع چگال تر از آب در برگیرنده آن است و در کف دریا ته نشین می شود و تشکیل دریاچه ای از دی اکسید کربن می نماید. در این حالت دی اکسید کربن به آرامی در داخل آب دریا حل می شود. عمر این دریاچه ها ممکن است هزاران سال باشد (IPCC, 2005).

۲-۵-۲-۲- تزریق ستون آب

ذخیره سازی دی اکسید کربن در اعماق کمتر از ۲۵۰۰ متر در داخل دریا، به دلیل پائین بودن چگالی آن از چگالی آب دربرگیرنده، سبب می شود که دی اکسید کربن، به سمت بالا حرکت کند. همان طور که دی اکسید کربن به سمت بالا حرکت می کند، در آب دریا حل می شود. یک روش برای به حداقل رساندن اثرات زیست محیطی منطقه ای ناشی از تزریق دی اکسید کربن به داخل آب دریا، این است که

دی‌اکسید کربن مایع از داخل یک کشتی متحرک توسط خطوط لوله تزریق گردد. این چنین سیستمی می‌تواند باعث توزیع کم دی‌اکسید کربن در بخشی از آب دریا گردد (IPCC, 2005).



شکل ۲-۱۳: روش‌های ذخیره‌سازی در دریا (IPCC, 2005)

۲-۵-۳- ذخیره‌سازی سطحی در زیست توده‌ها یا کانی‌های کربناته

گاز دی‌اکسید کربن می‌تواند به صورت کربنات غیرآلی^۱ که به کربنات معدنی^۲ نیز معروف می‌باشد و همچنین برای کاربردهای صنعتی گاز جداسازی شوند. در این بخش به معرفی این فرایندها پرداخته می‌شود.

^۱ inorganic carbonates

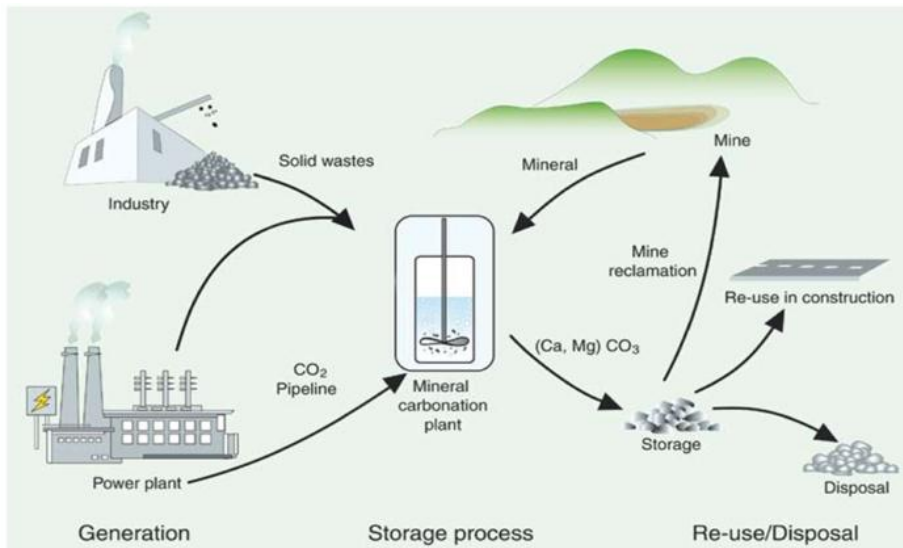
^۲ mineral carbonation

۲-۵-۳-۱- استفاده در فرآیندهای صنعتی

استفاده صنعتی از دی‌اکسیدکربن شامل فرآیندهای شیمیایی و بیولوژیکی می‌شود و از آن به عنوان یک واکنش‌گر برای تولید اوره و متانول که کاربرد مستقیمی در تبرید، بسته بندی مواد غذایی، مواد آشامیدنی، جوشکاری، کپسول‌های آتش‌نشانی و صنعت گل‌کاری دارد استفاده می‌شود. امروزه کاربرد سالیانه دی‌اکسیدکربن در دنیا برابر با ۱۲۰ میلیون تن است. واضح است که این میزان کاربرد در مقایسه با انتشار دی‌اکسیدکربن مقدار ناچیزی است (Baldwin, 2008).

۲-۵-۳-۲- ذخیره سازی دی‌اکسیدکربن به صورت جامد

تبدیل گاز دی‌اکسیدکربن به کانی‌های کربناته به صورت مرسوم با در تماس قرار دادن آن با اکسیدهای فلزی (اکسید منیزیم و اکسید کلسیم) صورت می‌پذیرد. واکنش‌های شیمیایی بین دی‌اکسیدکربن و سنگ دربرگیرنده آن، سبب تولید کربنات منیزیم و کربنات کلسیم می‌شود که با نام سنگ آهک شناخته شده است. این ترکیبات کربناته تا زمان‌های طولانی پایدار باقی می‌مانند. بعد از تبدیل به کربنات، دی‌اکسیدکربن قابل رها شدن در جو نیست. همان‌طور که در شکل ۲-۱۴ نشان داده شده است. فرآیند کانی‌های کربناته مستلزم عملیات استخراج، سنگ‌شکنی و آسیا کردن سنگ‌های سیلیکاته و حمل و انتقال آن‌ها به کارخانه فرآوری و جداسازی، برای در تماس قرارگرفتن با بخار دی‌اکسیدکربن است. برای تبدیل سنگ‌های سیلیکاته به کانی‌های کربناته، به ازای هر تن گاز دی‌اکسیدکربن نیاز به ۱/۶ تا ۳/۷ تن سنگ سیلیکاته می‌باشد. از این فرآیند ۲/۶ تا ۴/۷ تن مواد حاوی دی‌اکسیدکربن تولید گردد که در آن دی‌اکسیدکربن به صورت کربنات جامد است (Baldwin, 2008).



شکل ۲-۱۴: فرایند ذخیره سازی دی اکسید کربن به صورت جامد (Baldwin, 2008)

۲-۵-۴- هزینه ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن

هزینه ذخیره سازی شامل هزینه سرمایه گذاری، هزینه های عملیاتی و همچنین هزینه های جانبی وابسته به ویژگی های محل ذخیره سازی می باشد. هزینه های عملیاتی شامل هزینه آماده سازی محل ذخیره سازی، هزینه حفاری و در موارد ذخیره سازی در آب های عمیق، شامل هزینه تجهیزات سکو تزریق می باشد. به دلیل استفاده از تجهیزات ذخیره سازی گاز در صنایع نفت و گاز، هزینه ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن با قابلیت اطمینان بالایی تخمین زده می شود. اگر از تزریق گاز دی اکسید کربن در جهت ازدیاد برداشت مواد هیدروکربوری و یا افزایش بهره برداری از گاز متان موجود در لایه های زغال استفاده شود، سود حاصل از این عمل از هزینه های ذخیره سازی کم می شود، در این صورت هزینه نگهداری از مخزن تحت تزریق بسیار کاهش می یابد و ممکن است مقدار آن منفی شود. جدول ۲-۵ هزینه های عملیاتی و سرمایه گذاری ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن را نشان می دهد (Aerni, 2010).

جدول ۲-۵: هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن (Aerni, 2010)

توضیحات	حد بالا	حد پایین	
هزینه تخمین‌زده شده برای ذخیره‌سازی در سفره‌های زیرزمینی آب شور یا مخازن تهی شده نفت و گاز (به ازای هر تن گاز دی‌اکسیدکربن)	\$ ۸/۳	\$ ۰/۶	IPCC (2005)
هزینه تخمین‌زده شده برای ذخیره‌سازی همراه با EOR (به ازای هر تن گاز دی‌اکسیدکربن)	\$ -۱۸	\$ ۱۲	Dooley et al.(2006)
هزینه تخمین‌زده شده برای ذخیره‌سازی اقیانوس‌ها (ساحلی یا فراساحلی، به ازای هر تن گاز دی‌اکسیدکربن)	€ ۶	€ ۰/۶	Wildenborg et al. (2005)
هزینه تخمین‌زده شده برای ذخیره‌سازی اقیانوس‌ها (ساحلی یا فراساحلی، به ازای هر تن گاز دی‌اکسیدکربن)	€ ۲/۷ € ۱۱/۴	€ ۲/۷ € ۷/۳	Hendricks et al. (2004)

۲-۶- جمع‌بندی

با توجه به افزایش گاز دی‌اکسیدکربن و ضرورت کاهش انتشار این گاز، یکی از راهکارهای مهم در جهت مدیریت انتشار این گاز، جمع‌آوری گاز تولیدی در منابع انتشار و ذخیره‌سازی آن می‌باشد. در این فصل ابتدا به بررسی منابع تولید و انتشار گاز دی‌اکسیدکربن و سپس روش‌های جذب و جداسازی گاز در این منابع پرداخته شد. در ادامه فرایند انتقال گاز دی‌اکسیدکربن مورد بحث قرار گرفت، بر اساس هزینه‌های برآورد شده مناسب‌ترین گزینه‌ها برای انتقال گاز جداسازی معرفی شد، روش‌های بهینه انتقال دی‌اکسیدکربن شامل انتقال به وسیله خطوط لوله و کشتی می‌باشد. پس از مراحل جداسازی و انتقال گاز دی‌اکسیدکربن، این گاز را در مکان‌های مناسب جهت ذخیره‌سازی تزریق می‌کنند. این مکان‌ها با توجه به هزینه‌های ذخیره‌سازی و مقیاس ذخیره‌سازی عمدتاً مخازن نفت و گاز یا سفره‌های زیرزمینی آب شور و

یا آب های عمیق باشند. در جدول ۲-۶ ارزیابی کلی از مراحل و قابلیت اجرای فناوری های جداسازی و ذخیره سازی دی اکسید کربن نمایش داده شده است.

جدول ۲-۶: قابلیت اجرای فناوری های جداسازی و ذخیره سازی دی اکسید کربن (Sasaki, 2004)

کاربرد	قابلیت اجرا	فرآیند	
Sleipner و میدان گازی (Weyburn) تجاری سازی در بازیابی نفت	در حال استفاده عملی	جذب	
تجاری سازی در بازیابی نفت (Weyburn)	در حال استفاده عملی	خط لوله	حمل و نقل
تانکرهای LNG	ممکن	تانکر	
میدان های نفتی و گازی متخلخل، سفره های آب شور، لایه های زغال سنگ و ...	ممکن	در زیرزمین	ذخیره سازی
در مرحله تحقیقات	نیازمند تحقیقات	در کف دریا	

فصل سوم

ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن در ساختارهای

زمین‌شناسی

۳-۱- مقدمه

ذخیره‌سازی مواد مضر در ساختارهای زمین‌شناسی یک موضوع جدید نمی‌باشد. در سال ۱۹۶۸ میلادی در ایالات متحده آمریکا، ۱۱۰ حلقه چاه عمیق برای تزریق ضایعات صنعتی حفر شد. در سال ۱۹۹۰ میلادی ایده ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی مطرح گردید (Soltanzadeh, 2009). در حال حاضر ذخیره‌سازی گازهای گلخانه‌ای از جمله گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی را می‌توان به عنوان یکی از راه‌حل‌های اساسی برای جلوگیری از آثار نامناسب ناشی از انتشار این گازها بر روی جو در نظر گرفت، دلیل این امر قابلیت بالای این ساختارها برای ذخیره‌سازی گازها و همچنین هزینه عملیاتی معقول آن می‌باشد.

در این فصل ابتدا به بررسی ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی پرداخته می‌شود. سپس ساختارهای زمین‌شناسی مناسب جهت ذخیره‌سازی و مکانیزم‌های ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در این ساختارها بررسی خواهند شد. همچنین در این فصل مخاطرات ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی شامل یکپارچگی پوش‌سنگ^۱ و وجود درزه و ترک در سازند،

^۱ caprock

خطرات ناشی از چاه‌های متروکه در سازند و ایجاد شکست هیدرولیکی و نیز شکست‌های برشی و مشخصات و عوامل مؤثر در انتخاب ساختار هدف جهت ذخیره‌سازی مورد بحث قرار خواهد گرفت.

۳-۲- ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در ساختارهای زمین‌شناسی

تجربیات حاصل شده و تحقیقات دانشمندان بیانگر آن است که با در نظر گرفتن هزینه‌ها و مسائل زیست محیطی و همچنین قابلیت ذخیره‌سازی با حجم بالا، ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در ساختارهای زمین‌شناسی بهترین روش برای کاهش انتشار این گاز می‌باشد (Lund, 2009). پروژه‌های صنعتی از جمله پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی در سراسر جهان و پروژه‌های تزریق گازهای اسیدی^۱ و همچنین اطلاعات و تجربیات به دست آمده از تزریق و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن از تعداد زیادی از پروژه‌های ازدیاد برداشت نفت و گازهای اسیدی نیز بیانگر قابلیت این روش در کاهش انتشار دی‌اکسید کربن می‌باشد. در حالی که تفاوت‌هایی بین تجمع طبیعی و ذخیره‌سازی به صورت مصنوعی وجود دارد، تزریق گاز دی‌اکسید کربن در ساختارهای زمین‌شناسی با عمق مناسب، امکان ذخیره‌سازی ایمن این گاز را برای زمان بسیار طولانی (حدوداً ۱۰۰۰ سال) فراهم می‌نماید (Lund, 2009). پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن عین الصلاح^۲ در کشور الجزایر، اسلینپر^۳ در دریای شمال و وایبرن^۴ در ایالت ساسکاچوان کانادا مثال‌هایی در این زمینه می‌باشند. با این حال نگرانی‌هایی در ارتباط با مشکلات زیست محیطی و بهداشتی بر اثر نشت گاز دی‌اکسید کربن از محل ذخیره‌سازی این گاز در جو و آب‌های زیرزمینی وجود دارد. همچنین از لحاظ فنی و اقتصادی نیز مشکلاتی در زمینه ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن وجود دارد (Soltanzadeh, 2009).

¹ Acid Gas

² In Salah

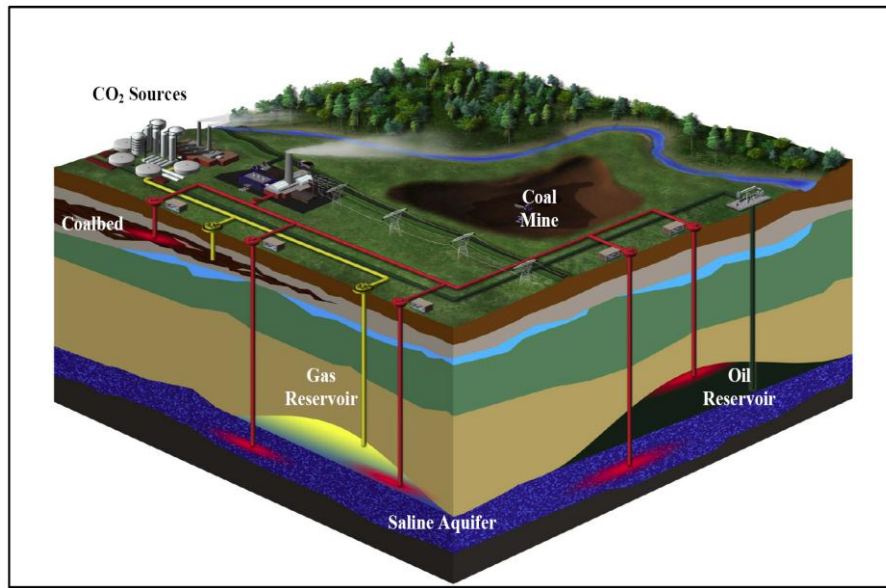
³ Slinper

⁴ Weyburn

در اعماق ۸۰۰ تا ۱۰۰۰ متری زمین، دی‌اکسیدکربن در فاز فوق بحرانی بوده و چگالی آن مشابه مایعات خواهد بود که توانایی آن را برای بهره‌برداری مؤثرتر در فرایند ذخیره‌سازی در فضاهای زیرزمینی و نیز در خلل و فرج سنگ‌های رسوبی میسر می‌سازد. در تزریق دی‌اکسیدکربن در ساختارهای عمیق زمین‌شناسی از فن‌آوری‌هایی که برای صنایع نفت و گاز توسعه یافته و کاربرد دارند استفاده می‌شود. می‌توان از فن‌آوری‌های حفر چاه، تزریق، شبیه‌سازی کامپیوتری و روش‌های پایش موجود در صنعت نفت و گاز برای مدل‌سازی فرایند ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن نیز استفاده کرد. علاوه بر فن‌آوری‌های متداول در صنعت نفت و گاز، سایر روش‌های موفق تزریق شامل ذخیره‌سازی گاز طبیعی، دفع گازهای اسیدی و دفع زیرسطحی شورآب‌های میدان‌های نفتی می‌تواند اطلاعات مفیدی در مورد طراحی و برنامه‌ریزی ذخیره‌سازی بلند مدت گاز دی‌اکسیدکربن فراهم سازد (IPCC, 2005).

۳-۳- ساختارهای زمین‌شناسی مناسب جهت ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن

از مهمترین ساختارهای زمین‌شناسی مناسب جهت ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن می‌توان به مخازن نفت و گاز تخلیه شده، سازندهای زغال‌سنگ و همچنین سفره‌های زیرزمینی آب شور (سنگ‌های متخلخل عمیق اشباع شده با شورآب یا آب نمک) اشاره نمود. در شکل ۳-۱ طرحی کلی از ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در این ساختارها نشان داده شده است. گزینه‌های دیگری نیز برای ذخیره‌سازی وجود دارد که از اهمیت کمتری برخوردارند. در ادامه به معرفی این ساختارها پرداخته می‌شود.



شکل ۳-۱: روش‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی دی‌اکسیدکربن (IEA.org, 2012)

۳-۳-۱- میدان‌های نفت و گاز

ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در میدان‌های نفت و گاز بیشتر با هدف افزایش بازیابی نفت صورت می‌پذیرد. ترکیبی از ازدیاد برداشت نفت با استفاده از دی‌اکسیدکربن و ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در مخازن نفت و گاز، یک راه حل کوتاه مدت برای کاهش گازهای گلخانه‌ای می‌باشد. استفاده از روش ازدیاد نفت با استفاده از تزریق دی‌اکسیدکربن فرایندی سودآور می‌باشد که ۳۰ سال از آغاز بکارگیری آن در مقیاس تجاری سپری شده است. بخش عمده از تزریق دی‌اکسیدکربن جهت ازدیاد برداشت نفت در حوضه پرمین در غرب ایالت تگزاس ایالات متحده آمریکا (حدود ۷۰ درصد از تولید نفت حاصل از تزریق دی‌اکسیدکربن در مخازن هیدروکربوری) به کار گرفته شده است.

به طور متوسط به ازای تزریق یک تن دی‌اکسیدکربن، ۲/۵ تا ۳/۳ بشکه نفت از میداین نفتی استخراج می‌گردد (Holloway, 2009). دلایل عمده‌ی ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در میدان‌های نفت و گاز در ادامه تشریح شده است (Baldwin, 2008).

• ایمنی این میدان‌ها از لحاظ عدم نشت گاز تزریق شده، زیرا نفت و گاز قبلاً در داخل آن‌ها محبوس

بوده‌اند.

- خصوصیات فیزیکی و ساختارهای زمین‌شناسی این میدان‌ها به طور وسیع مورد مطالعه قرار گرفته است.

- مدل‌های کامپیوتری برای حرکت، محبوس کردن و رفتار هیدروکربن‌ها در داخل مخزن توسعه داده شده است.

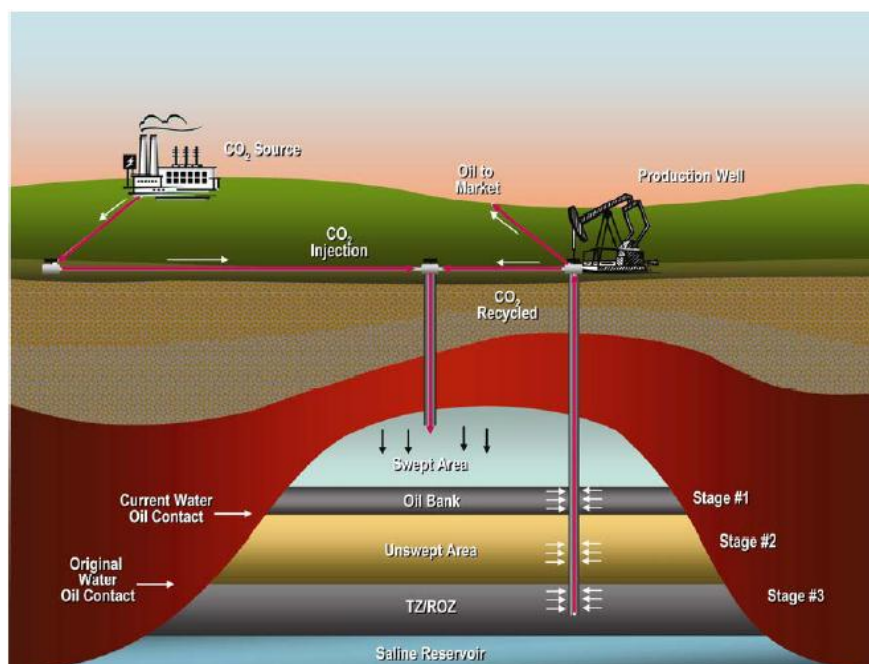
- بعضی از صنایع پائین دستی و چاه‌هایی که قبلاً برای نفت و گاز مورد استفاده قرار می‌گرفتند قابل کاربرد برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن نیز هستند.

در شکل ۳-۲ طرح شماتیک ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در میدان نفت و گاز و در شکل ۳-۳

مکانیسم تزریق دی‌اکسیدکربن به داخل این میدان نشان داده شده است.



شکل ۳-۲: طرح شماتیک تزریق دی‌اکسیدکربن به میدان نفت و گاز (Lund, 2009)



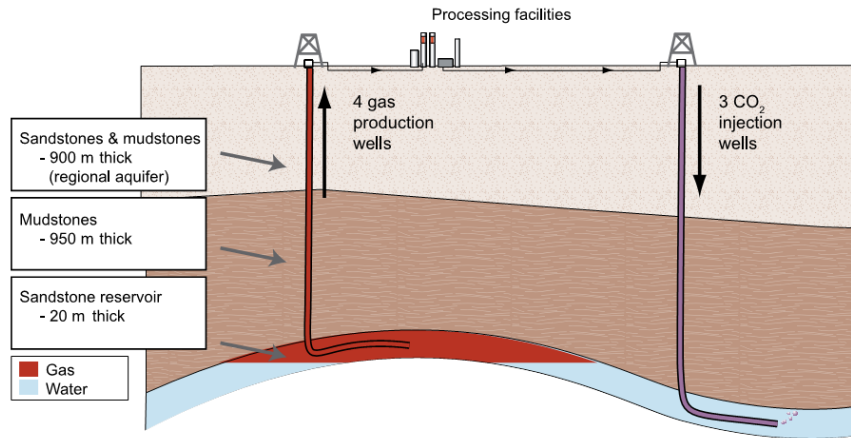
شکل ۳-۳: مکانیسم تزریق دی‌اکسید کربن به داخل میادین نفتی و افزایش بازیابی نفت (Stenhouse, 2009)

از گاز دی‌اکسید کربن برای ازدیاد برداشت گاز از مخازن هیدروکربوری^۱ نیز استفاده می‌شود. در مخازن تهی شده گاز^۲ طبیعی، با ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن می‌تواند به تولید دوباره گاز طبیعی از مخزن منجر شود. مخازن با فشار ۰/۲ Mpa تا ۰/۵ Mpa نیز عاری از گاز طبیعی نمی‌باشند و با تزریق دی‌اکسید کربن می‌توان گاز موجود در مخزن را استحصال کرد. همچنین تخمین زده می‌شود حدوداً ۱۴۰ میلیارد تن دی‌اکسید کربن را می‌توان در مخازن گاز موجود در دنیا ذخیره کرد (Oldenburg and Benson, 2001). با این حال در مورد کارایی این روش نمی‌توان با قاطعیت اظهار نظر کرد و مدت کوتاهی بعد از شروع تزریق در مخزن، درصد دی‌اکسید کربن در گاز تولیدی از مخزن افزایش خواهد یافت (Polak and Grimstad, 2009). همان‌طور که در شکل ۳-۴ مشاهده می‌شود، چگالی بیشتر دی‌اکسید کربن تزریق شده در مخزن گاز در مقایسه با گاز هیدروکربنی موجود در مخزن، باعث افزایش فشار گاز مخزن و در نتیجه سهولت برداشت آن می‌شود. همچنین در شکل ۳-۵ تولید برق در

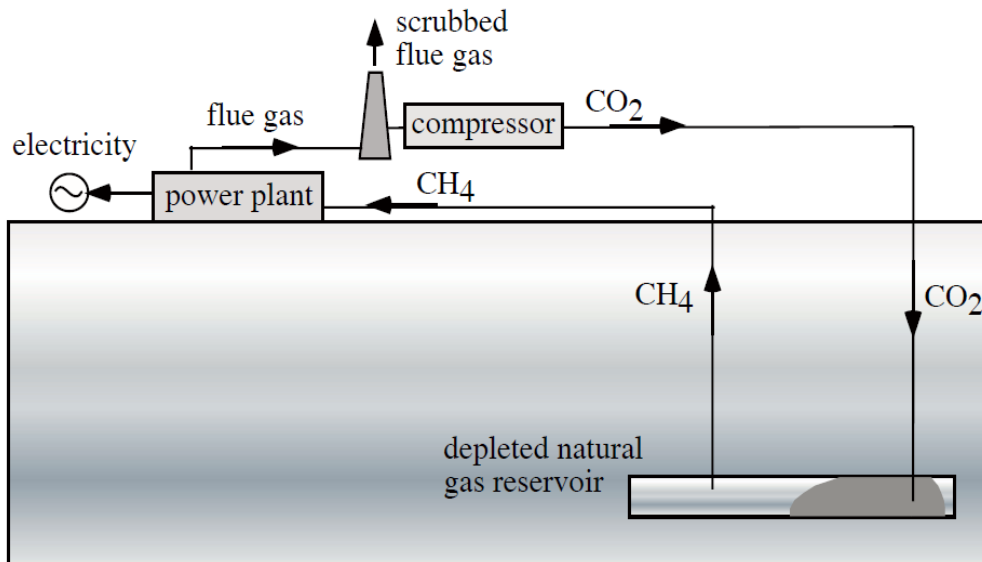
¹ Enhanced Gas Recovery: EGR

² Depleted natural gas reservoirs

نیروگاه‌های گازی در طی فرایند ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن و افزایش برداشت گاز طبیعی^۱ را می‌توان مشاهده نمود.



شکل ۳-۴: مکانیسم تزریق دی‌اکسیدکربن به داخل میادین گازی و افزایش تولید گاز (co2.net, 2012)

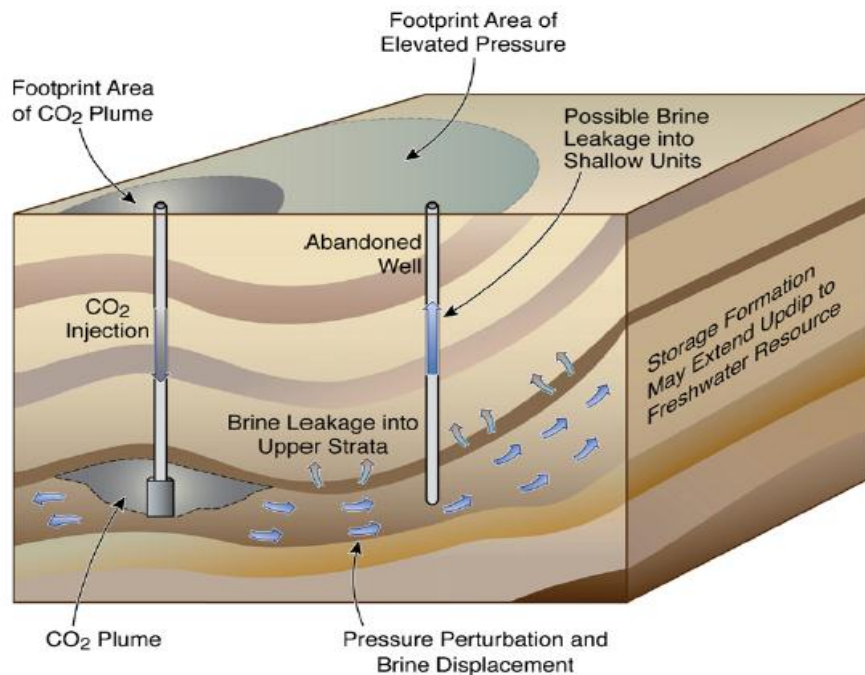


شکل ۳-۵: تولید برق در یک نیروگاه گازی در طی فرایند ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن و افزایش برداشت گاز طبیعی (Oldenburg and Benson, 2001)

¹ Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery: CSEGR

۳-۳-۲- سفره‌های آب شور^۱

منابع آبخوان شور مناسب برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن، اغلب در اعماق زیاد واقع شده‌اند. این منابع حاوی شورآب زیادی هستند که برای استفاده بشر مناسب نیستند. ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در ساختارهای آب شور روشی امیدبخش برای جلوگیری از اثرات منفی تغییرات آب و هوایی ناشی از انتشار این گاز می‌باشد. از مهمترین مزیت‌های ذخیره‌سازی در آبخوان‌های شور می‌توان به پتانسیل بالای این سفره‌ها در ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن اشاره نمود. همچنین این ساختارها به صورت گسترده در سراسر جهان و در حوضه‌های رسوبی توزیع شده‌اند (Jens *et al.*, 2009). در شکل ۳-۶ فرایند تزریق دی‌اکسیدکربن در ساختارهای آب شور و خطرات ناشی از آن مانند مهاجرت شورآب به لایه‌های بالایی و یا نشت آن به سطح زمین نمایش داده شده است.

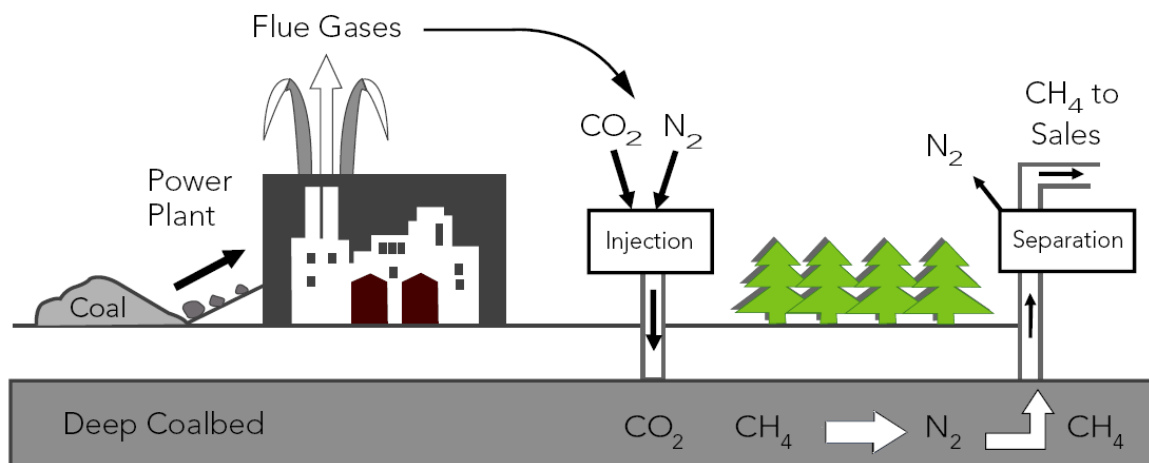


شکل ۳-۶: ذخیره‌سازی CO₂ در سفره آب شور (Birkholzer *et al.*, 2009)

¹ Saline Aquifer

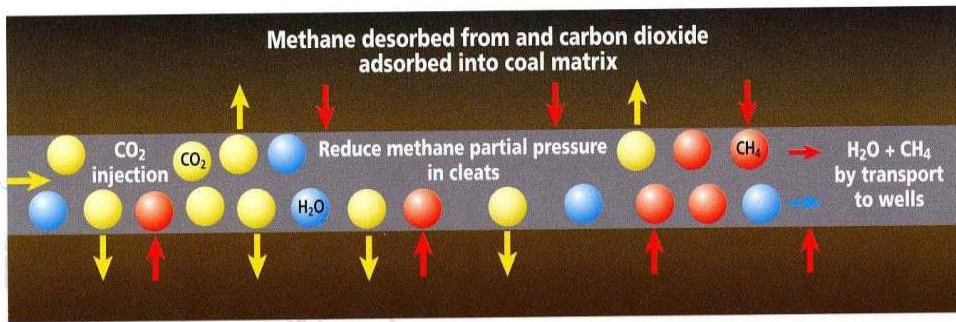
۳-۳-۳- لایه‌های زغال‌سنگ

لایه‌های زغال‌سنگ به دلیل این که دارای سیستم شکستگی‌های کوچک‌تر می‌توانند مقداری گاز دی‌اکسیدکربن را در خود ذخیره نمایند. نحوه‌ی ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در داخل لایه‌های زغال‌سنگ در شکل ۳-۷ نشان داده شده است. در این روش که از اصل جانشینی ملکول‌ها به جای یکدیگر استفاده می‌شود. زغال‌سنگ قابلیت جذب دی‌اکسیدکربن را دارا است، در نتیجه دو مولکول دی‌اکسیدکربن می‌توانند جایگزین یک مولکول متان گردند. در شکل ۳-۸ می‌توان مکانیزم جانشینی دی‌اکسیدکربن به جای متان را ملاحظه کرد و با توجه به این فرایند می‌توان انتظار داشت در عملیات ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در لایه‌های زغال^۱ گاز متان تولید گردد. لذا ECBM یک سازوکار برای تولید متان می‌باشد (Lund, 2009).



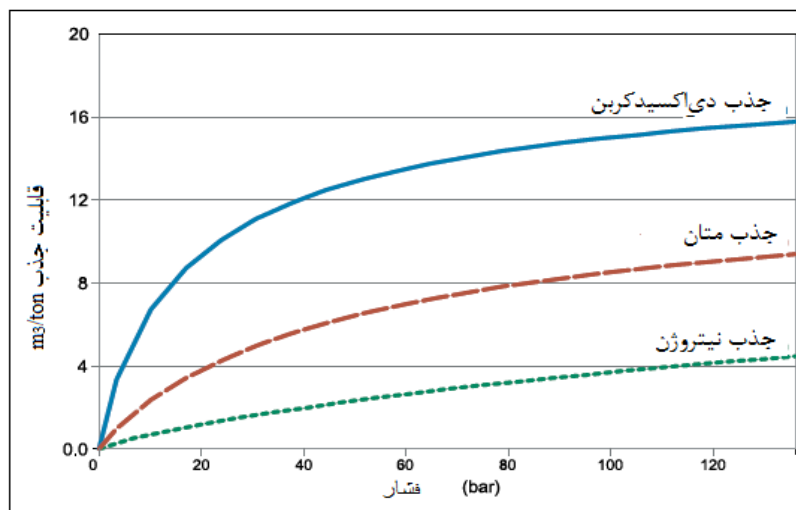
شکل ۳-۷: ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در داخل لایه زغال‌سنگ (IEA.org, 2012)

¹ Enhanced Coal Bed Methane: ECBM



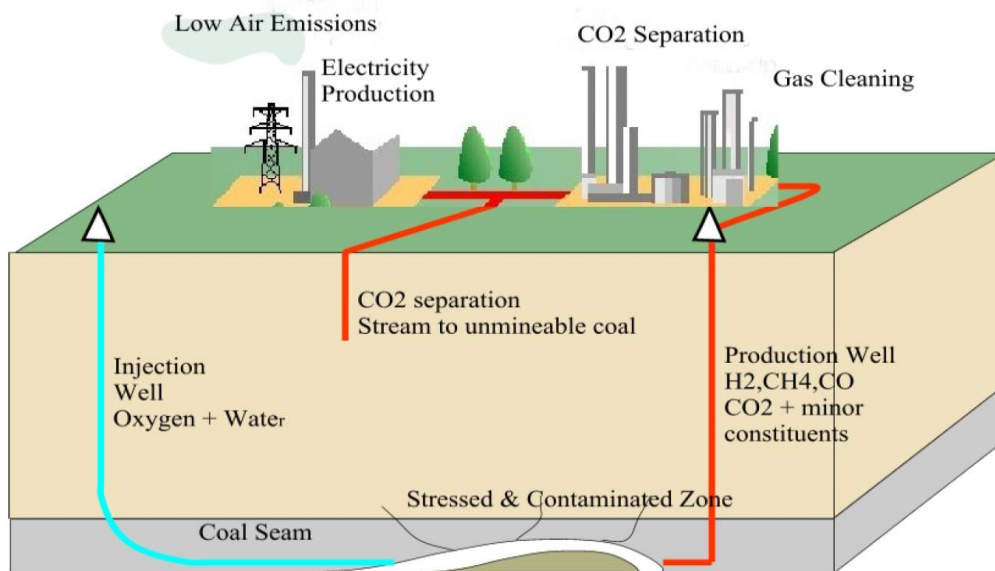
شکل ۳-۸: طریقه ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در لایه زغالی (co2.net, 2012)

مطالعات آزمایشگاهی نشان داده است که لایه‌های زغالی توانایی ذخیره گاز دی‌اکسیدکربن به میزان دو برابر مقدار متان موجود در این ساختارها را دارا می‌باشند. روش ECBM در آسیای جنوب شرقی به عنوان مثال تایلد به دلیل این‌که با محدودیت آبخوان مناسب برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن مواجه است کاربرد گسترده‌ای دارد (Lund, 2009). شکل ۳-۹ قابلیت ذخیره‌سازی گاز در زغال‌سنگ همراه با تغییرات فشار در ساختار را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود قابلیت جذب دی‌اکسیدکربن در زغال‌سنگ نسبت به گازهای نیتروژن و متان بیشتر می‌باشد و این به معنی مناسب بودن این ساختارها برای ذخیره‌سازی این گاز می‌باشد.



شکل ۳-۹: قابلیت ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در لایه‌های زغال‌سنگ (IPCC, 2005)

علاوه بر روش ECBM که در آن دی‌اکسیدکربن به صورت مستقیم به داخل لایه زغال‌سنگ تزریق می‌شود، روش جدیدی که امروزه برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن مدنظر قرار گرفته است، ذخیره‌سازی در کاواک ایجاد شده در اثر گاز کردن برجای زیرزمینی زغال‌سنگ^۱ است. بعد از فرآیند گاز کردن برجای زغال‌سنگ کاواکی ایجاد می‌گردد که قابلیت ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن حاصل شده از فرآیند تولید الکتریسیته، تصفیه گاز و غیره را داراست. به عنوان مثال طی فرآیند گاز کردن زغال‌سنگ، کاواک بزرگی به قطر ۵ تا ۸ متر ایجاد می‌گردد. اگر فاصله بین چاه‌های تزریق و تولید ۳۰۰ متر باشد، فضایی به حجم ۶/۰۰۰ تا ۱۵/۰۰۰ مترمکعب خالی می‌شود. اگر فقط به دلیل نشست حدوداً ۵۰ درصد از حجم پر شود، در عمق ۱۰۰۰ متری از سطح زمین به دلیل شیب زمین گرمایی (۳ درجه سانتی‌گراد در هر کیلومتر) ۱۷۰۰ تا ۴۵۰۰ مترمکعب گاز قابل ذخیره‌سازی است (Burton et al., 2005). در شکل ۳-۱۰ فرآیند و تزریق گاز دی‌اکسیدکربن نشان داده شده است.



شکل ۳-۱۰: فرآیند تزریق - تولید به همراه گازهای تولیدی در UCG و تزریق دی‌اکسیدکربن به داخل کاواک (Bowen and Irwin, 2008)

^۱ Underground Coal Gasification: UCG

۳-۳-۴- سایر گزینه‌های ذخیره‌سازی در ساختارهای زمین‌شناسی

صرفه نظر از ساختارهای شرح داده شده در بخش‌های پیشین، امکان ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در بعضی دیگر از ساختارهای زمین‌شناسی همانند بازالت‌ها، شیل‌های گازی و نفتی، مغارهای نمکی و معادن متروکه نیز وجود دارد که در ادامه به اختصار تشریح می‌گردد.

۳-۳-۴-۱- بازالت‌ها

بازالت‌ها معمولاً دارای تخلخل کم، نفوذپذیری پائین و فضاهای خالی به هم پیوسته می‌باشند که شبیه یک سنگ مخزن مناسب در جهت جلوگیری از انتشار دی‌اکسیدکربن عمل می‌نماید. از این رو پتانسیل به رسوب دی‌اکسیدکربن در کانی‌ها (به دلیل واکنش دی‌اکسیدکربن با سیلیکات‌های موجود در بازالت) دارا می‌باشند. البته تحقیقات زیادی برای مناسب بودن بازالت‌ها برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن لازم است ولی پیش بینی می‌شود که مکان مناسبی برای ذخیره‌سازی نباشند (IPCC, 2005).

۳-۳-۴-۲- شیل‌های نفتی و گازی

شیل‌های نفتی و گازی در بخش‌های مختلفی از دنیا وجود دارد. مکانیسم به دام انداختن در شیل‌های نفتی شبیه لایه‌های زغال‌سنگ است. پتانسیل ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در شیل‌های نفتی و گازی هم اکنون به درستی مشخص نشده است اما حجم زیاد از این شیل‌ها بیانگر ظرفیت بالای آن‌ها است. مشکل عمده‌ی این شیل‌ها نفوذپذیری پائین آن‌ها می‌باشد (IPCC, 2005). می‌توان با استفاده از ایجاد شکست هیدرولیکی نفوذپذیری این ساختارها را به طور قابل توجهی افزایش داد و امکان ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن را مهیا نمود (Markiewicz, 2011).

۳-۳-۴-۳- مغارهای نمکی

ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در مغارهای نمکی با استفاده از معدن‌کاری انحلالی امکان پذیر است. یک مغار نمکی به تنهایی بیش از ۱۰۰/۰۰۰ تا ۲۰۰/۰۰۰ مترمکعب ظرفیت دارد، این ساختارها در عمق

۱۱۰۰ تا ۲۱۰۰ متری سطح زمین ایجاد می‌شوند. ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در مغاره‌های نمکی با ذخیره‌سازی گاز طبیعی و هوای فشرده متفاوت است زیرا در ذخیره‌سازی گاز طبیعی، مغار مرتباً پر و خالی می‌گردد ولی در ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن فقط فرایند تزریق صورت گرفته و هیچ گونه تخلیه‌ای از مغار انجام نمی‌شود. این فضاها زیرزمینی قابلیت ذخیره‌سازی گاز تا ۱۰۰۰ سال را دارا می‌باشند. بعد از پر شدن مغار از دی‌اکسیدکربن، حجم مغار به علت رفتار خزشی نمک کاهش می‌یابد. کاهش حجم مغار تا زمانی که تنش‌های خارج از مغار برابر با فشار سیال داخل مغار شوند ادامه دارد (Dusseault *et al.*, 2004). به عنوان مثال یک مغار به قطر و ارتفاع ۱۰۰ متر می‌تواند ۰/۵ میلیون مترمکعب دی‌اکسیدکربن را ذخیره کند. از مزایای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در مغاره‌های نمکی می‌توان به ذخیره‌سازی میزان بالای دی‌اکسیدکربن در واحد حجم مغار و نیز سهولت تزریق گاز در این فضاها اشاره نمود. این مغارها همچنین می‌توانند به عنوان مکان‌های موقت برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در نزدیکی مکان‌های انتشار این گاز به کار گرفته شوند (IPCC, 2005).

۳-۳-۴- معادن متروکه

مناسب بودن معادن متروکه برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن بستگی به طبیعت و ظرفیت نگهداری سنگ معدن دارد. معادن واقع شده در سنگ‌های رسوبی اغلب اوقات مناسب‌ترین گزینه می‌باشند (مانند معادن پتاس، نمک، معادن سرب و روی لایه‌ای). معادن متروکه زغال‌سنگ نیز فرصت مناسبی برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن است. دی‌اکسیدکربن می‌تواند به سه صورت جذب شدن در زغال‌های باقی‌مانده، فشرده شدن در فضاها متخلخل و حل شدن در آب موجود، در معادن زغال ذخیره شود. از عواملی که می‌تواند ذخیره‌سازی گاز در این ساختارها را به خطر اندازه شکست سنگ‌های بالای لایه زغال سنگ و ایجاد درزه و شکافدار می‌باشد. در صورت بروز چنین پدیده‌ای، پتانسیل نشت گاز از این ساختارها افزایش می‌یابد (IPCC, 2005; Jalili *et al.*, 2011).

۳-۴-۵- ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در سازندهای متخلخل و نفوذپذیر

سنگ‌های مخزن مناسب (سنگ‌های رسوبی و متخلخل) به صورت لایه‌ای هستند که ممکن است چندین کیلومتر گسترش داشته باشند. به هر حال هر چند حوضه‌های رسوبی در اکثر کشورها وجود دارند ولی همه این حوضه‌ها مناسب برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن نمی‌باشند (Holloway, 2009).

۳-۴-۴- ظرفیت عمومی ذخیره‌سازی در ساختارهای زمین‌شناسی

در جدول ۳-۱ پتانسیل هر کدام از ساختارهای زمین‌شناسی در ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن بیان شده است. این تحقیقات توسط آژانس بین‌المللی IPCC انجام شده و بیانگر آن است که ظرفیت کلی ذخیره‌سازی در ساختارهای زمین‌شناسی برابر با ۱/۷۰۰ گیگا تن است که تا ۹ برابر این مقدار قابل افزایش است. علاوه بر این تحقیقات آژانس نشان می‌دهد که مقدار کلی دی‌اکسیدکربن انتشار یافته در سال ۲۰۰۴ (۲۶/۹ گیگاتن) تا سال ۲۰۳۰، ۵۰ درصد افزایش خواهد یافت. بنابراین با این ظرفیت ذخیره‌سازی، امکان ذخیره‌سازی تا ۴۰۰ سال آینده وجود دارد (Baldwin, 2008).

جدول ۳-۱: برآورد ظرفیت عمومی ذخیره‌سازی CO₂ در ساختارهای مختلف زمین‌شناسی (IPCC, 2005)

نوع ساختار	حد پایین ظرفیت ذخیره‌سازی (گیگا تن)	حد بالا ظرفیت ذخیره‌سازی (گیگا تن)
مخازن نفت و گاز	۶۷۵	۹۰۰
لایه‌های زغال‌سنگ	۱۵-۳	۲۰۰
سفره‌های آب شور	۱/۰۰۰	۱۰/۰۰۰

۳-۵- سازوکارهای ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن در ساختارهای زمین‌شناسی

چهار مکانیسم اصلی برای محبوس کردن دی‌اکسید کربن در این ساختارهای زمین‌شناسی وجود دارد. این سازوکارها عبارتند از: محبوس کردن به صورت ساختاری^۱، هیدرو دینامیکی^۲، رسوبی^۳ انحلالی^۴ و رسوب در کانی‌ها^۵ (lund, 2009). در ادامه این بخش به بررسی اجمالی موارد ذکر شده پرداخته می‌شود.

۳-۵-۱- محبوس کردن گاز دی‌اکسید کربن به صورت ساختاری

محبوس کردن به صورت ساختاری در ارتباط با فاز غیرمحلول در سیال مخزن می‌باشد. هنگامی که دی‌اکسید کربن فوق بحرانی به علت نیروی شناوری به سمت بالا در سازند حرکت می‌کند، به صورت فیزیکی در ساختارها و چینه‌های موجود در محل ذخیره‌سازی محبوس می‌گردد. ماهیت این سازوکار به مشخصات هندسی مخزن و قسمت پوش سنگ آن بستگی دارد. ساختارهای معمول برای محبوس کردن گاز در این فرایند شامل تاقدیس‌ها و گسل‌های مایل مسدود شده و چینه‌هایی با ساختارهای دارای تغییرات ثانویه در شیب قسمت فوقانی می‌باشند. همواره در محل‌های تجمع مواد هیدروکربوری، تعدادی از ساختارها و چینه‌ها جهت محبوس کردن آن وجود دارد. ترکیبی از این ساختارها برای محبوس کردن دی‌اکسید کربن در اعماق زمین مناسب می‌باشد. شکل ۳-۱۱ مشخصات ساختاری لازم برای محبوس کردن گاز به صورت ساختاری را نشان می‌دهد (co2geonet.com, 2012).

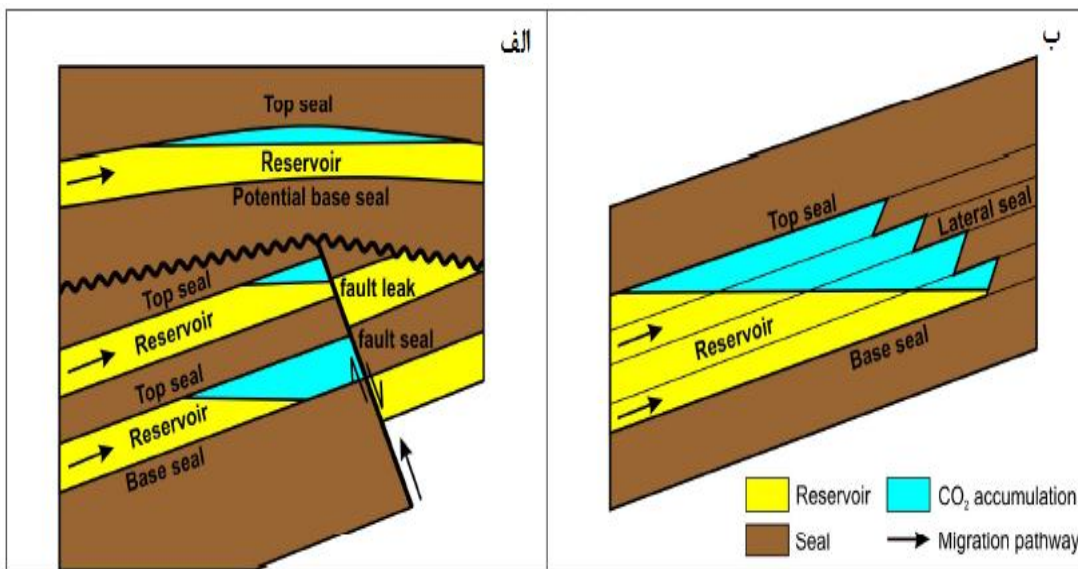
¹ Structural trapping

² Hydrodynamic trapping

³ Residual trapping

⁴ Dissolution trapping

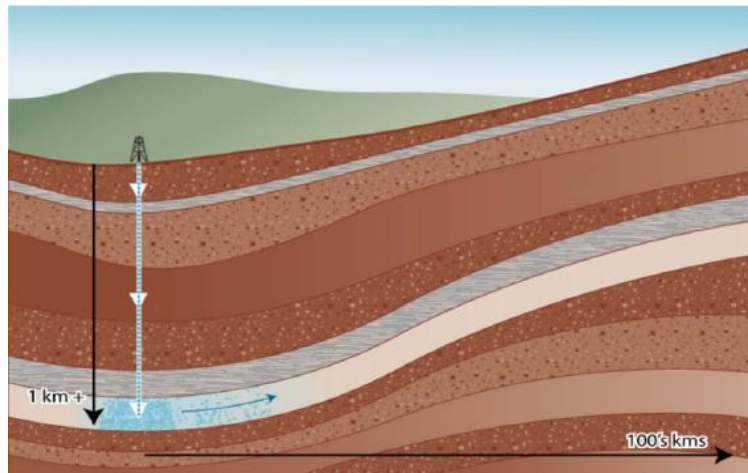
⁵ Mineral trapping



شکل ۳-۱۱: تله انداختن (الف) ساختارهای و (ب) در چینه‌ها برای حبس فیزیکی دی‌اکسید کربن (CO2CRC, 2008)

۳-۵-۲- تله انداختن هیدرو دینامیکی

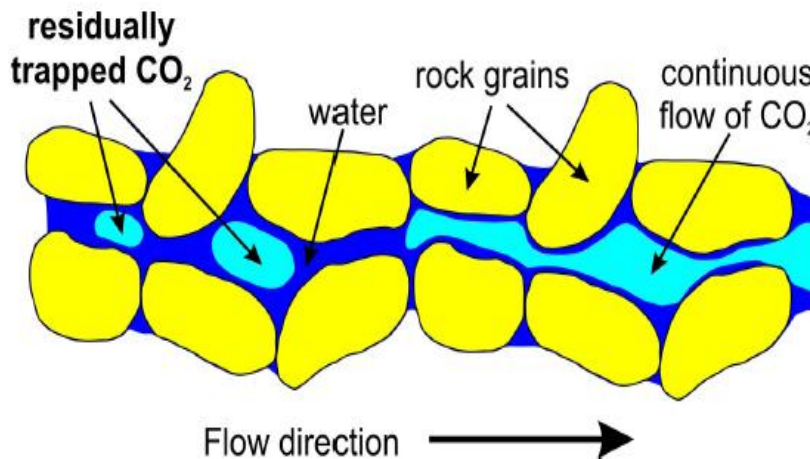
در پروژه‌های ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن، گاز به صورت فوق بحرانی و در یک فاز در ساختارهای زمین‌شناسی تزریق می‌شود، اما با وارد شدن در این ساختارها به دو صورت دی‌اکسید کربن آزاد (نامحلول) و دی‌اکسید کربن همراه با شورآب تبدیل می‌شود. جریان دی‌اکسید کربن نامحلول به شیب پوش سنگ ساختار، سرعت و شیب حرکت سیال در مخزن بستگی دارد. در مخازن افقی این حرکت بسیار کند بوده و در حدود چند سانتی‌متر در سال می‌باشد و باعث باقی ماندن این گاز به مدت طولانی (بیشتر از ۱۰۰۰ سال) در مخزن می‌شود. بر خلاف روش محبوس کردن گاز به روش ساختاری، در این روش حبس دی‌اکسید کربن در ساختارهای زمین‌شناسی بدون نیاز داشتن به ساختارها و چینه‌ها برای حبس گاز صورت می‌گیرد. در شکل ۳-۱۲ نمایی از این سازوکار دیده می‌شود (co2geonet.com, 2012).



شکل ۳-۱۲: تله انداختن هیدرو دینامیکی (CO2CRC, 2008)

۳-۵-۳- محبوس کردن به صورت رسوبی

این فرایند زمانی رخ می‌دهد که دی‌اکسید کربن در فضای متخلخل و تحت نیروی منفذی محبوس گردد. به دنبال حرکت دی‌اکسید کربن در محیط، وقتی فاز تر کننده بر فاز تر شونده غلبه می‌کند و غلظت دی‌اکسید کربن از مقدار خاصی کم‌تر شده و این گاز به وسیله نیروی منفذی متوقف می‌شود. در شکل ۳-۱۳ نمایی از این فرایند را می‌توان مشاهده نمود (co2geonet.com, 2012).



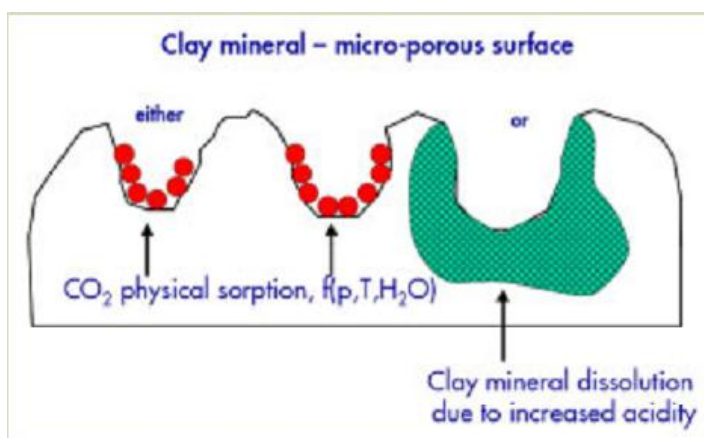
شکل ۳-۱۳: حبس گاز دی‌اکسید کربن در ساختارهای زمین‌شناسی به صورت رسوبی (CO2CRC, 2008)

۳-۵-۴- حبس دی‌اکسید کربن به صورت انحلالی

حبس انحلالی به صورت انحلال دی‌اکسید کربن در سیال مخزن تعریف می‌شود. میزان انحلال گاز با افزایش فشار، رابطه مستقیم و با تغییرات دما، رابطه عکس می‌یابد. یکی از عوامل مهم در انحلال گاز در سیال، زمان می‌باشد. چگالی آب اشباع شده از دی‌اکسید کربن به میزان یک درصد از میزان چگالی آب بدون گاز بیشتر می‌باشد، این افزایش چگالی باعث حرکت سیال چگال‌تر به سمت پایین می‌شود (co2geonet.com, 2012).

۳-۵-۵- رسوب در کانی‌ها

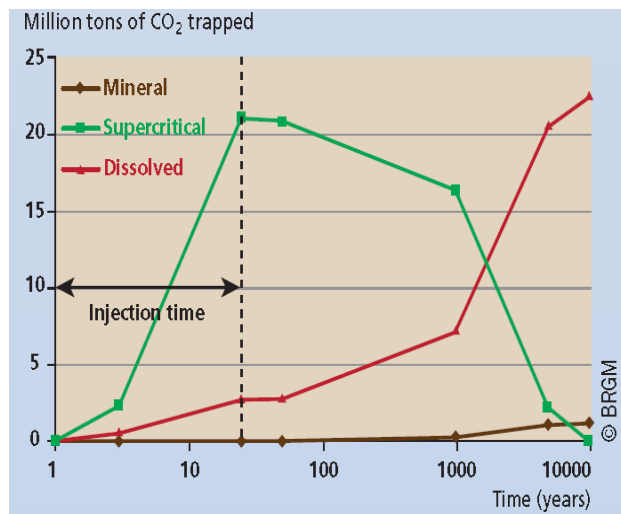
دی‌اکسید کربن مخصوصاً در ترکیب با آب شور می‌تواند با کانی‌های موجود در مخزن که عموماً کانی‌های سیلیکاته مانند سیلیکات منیزیم و سیلیکات کلسیم هستند واکنش داده و جذب می‌شود. این سازوکار جذب به کانی‌های مخزن و درجه اسیدی بودن محلول گاز و آب بستگی دارد. در شکل ۳-۱۴ نمایی از این فرایند نمایش داده شده است (co2geonet.com, 2012).



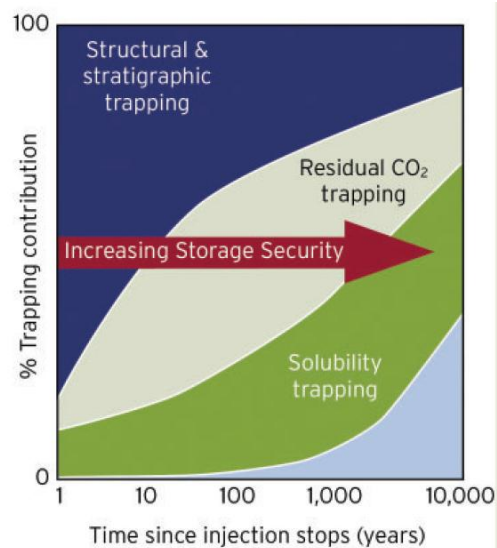
شکل ۳-۱۴: تله انداختن معدنی (CO2CRC, 2008)

در شکل ۳-۱۵- الف می‌توان پایداری هر روش ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن و همچنین سهم این روش‌ها در طی مدت ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در مخازن را با توجه به زمان مشاهده کرد. در

شکل ۳-۱۵- ب نیز می‌توان سهم هر سازوکار در محبوس کردن دی‌اکسیدکربن را با توجه به زمان سپری شده از تزریق آن در سازند زیرزمینی، مشاهده نمود.



ب



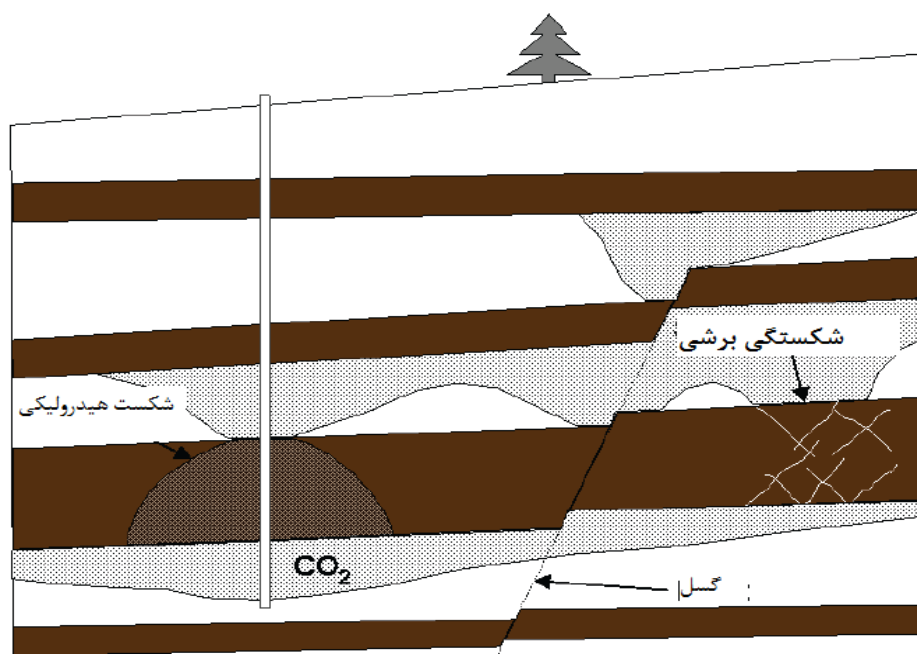
الف

شکل ۳-۱۵: الف) پایداری سازوکارهای جذب دی‌اکسیدکربن (ب) مقایسه میزان و پایداری روش‌های ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن (IPCC, 2005)

۳-۶- مخاطرات ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی

هدف اصلی از ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی، محبوس کردن این گاز برای مدت طولانی می‌باشد. نشت گاز دی‌اکسیدکربن باعث آلودگی آب‌های زیرزمینی و همچنین محیط زیست اطراف محل ذخیره‌سازی می‌شود. بنابراین یک پروژه ذخیره‌سازی، در صورت نشت گاز به جو عملاً با شکست مواجه می‌شود. از این رو یکی از مهمترین اصول در ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی، اطمینان از عدم نشت گاز ذخیره شده به بیرون از ساختار می‌باشد. ذخیره‌سازی گاز برای مدت طولانی، بر مبنای حلالیت گاز و واکنش یونی و یا ژئوشیمیایی می‌باشد، با این حال در کوتاه مدت، ساختار یکپارچه پوش‌سنگ به عنوان یکی از اصلی‌ترین عوامل موثر بر ذخیره‌سازی گاز می‌باشد. نشت گاز از سازند ممکن است از طریق منافذ پوش‌سنگ رخ دهد ولی با توجه به نفوذپذیری

بسیار پایین این ساختارها، نشت از این طریق جزئی می‌باشد (Gasda, 2008, Soltanzadeh, 2009). نشت گاز از طریق گسل‌ها و شکستگی‌ها و چاه‌های موجود در ساختار به‌طور کلی مهم‌ترین مسیر نشت طبیعی تلقی می‌شود. این مسیرها با توجه به این واقعیت که بر اثر واکنش مخزن و پوش سنگ به تغییرات فشار و دما بوجود می‌آیند، مخاطرات ژئومکانیکی ذخیره‌سازی نامیده می‌شوند، شکل کلی این مخاطرات در شکل ۳-۱۶ نشان داده شده است (GOMEZ, 2006).

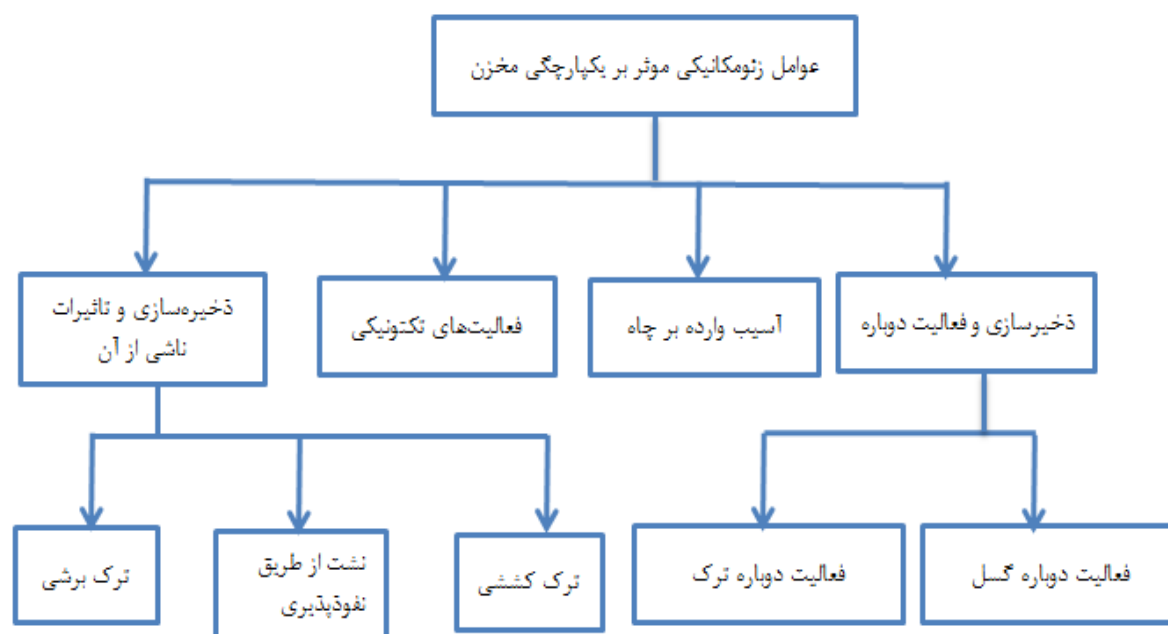


شکل ۳-۱۶: مسیرهای نشت گاز ذخیره‌شده در مخزن (Soltanzadeh, 2009)

شکست هیدرولیکی همان‌طور که ذکر شد، سازوکارهای ژئومکانیکی از جمله نگرانی‌های مرتبط با یکپارچگی پوش سنگ می‌باشند. تغییرات فشار منفذی و دمای مخزن تحت تزریق گاز دی‌اکسید کربن باعث تغییرات میدان تنش در مجاورت مخزن می‌شود. تغییرات تنش در مخزن می‌تواند منجر به ایجاد ترک و نقص در یکپارچگی سنگ پوش شود. بر اثر این تغییرات ممکن است سیال موجود در مخزن از مسیرهای ایجاد شده عبور کرده و به سطح زمین و یا سفره‌های آبی کم عمق راه پیدا کند، بنابراین هنگامی که یک مخزن برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن مورد ارزشیابی قرار می‌گیرد، شناخت

سازوکارهای شکست‌هایی که ممکن است در مخزن روی دهد از اهمیت بالایی برخوردار می‌باشد (Soltanzadeh, 2009).

خیمنز^۱ در سال ۲۰۰۲ میلادی یک طبقه‌بندی برای عواملی که ممکن است در حین و یا بعد از تزریق به یکپارچگی مخزن آسیب وارد کند، ارائه کرد که شامل آثار ناشی از ذخیره‌سازی^۲، فعالیت دوباره مخزن^۳، صدمه در ساختار چاه^۴ و فعالیت‌های تکتونیکی^۵ می‌باشد. در شکل ۳-۱۷ طبقه‌بندی مخاطرات ناشی از ذخیره‌سازی گاز در مخازن را می‌توان مشاهده کرد (Jimenez and Chalaturnyk, 2002).



شکل ۳-۱۷: طبقه‌بندی مخاطرات ژئومکانیکی ناشی از ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن (Jimenez and Chalaturnyk, 2002)

¹ Jimenez

² storage-induced

³ Storage-reactivated

⁴ Well damage

⁵ Tectonic activity

هر مدل برای تحلیل مخاطرات ژئومکانیکی ناشی از ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن شامل دو مؤلفه می‌باشد.

- ✓ آنالیز تغییرات تنش ناشی از تزریق گاز دی‌اکسیدکربن
 - ✓ تحلیل رفتار ویژگی‌های ژئومکانیکی (مانند ماده سنگ، ترک‌های موجود و گسل) که در نتیجه تغییرات تنش بوجود آمده و یا مجدداً فعال می‌گردد.
- تمایز بین این دو مؤلفه مشکل است زیرا ماهیت یکسانی دارند. در این فصل به بررسی سازوکارهای پیش‌بینی تغییرات تنش بوجود آمده و کارایی آنها پرداخته می‌شود. سپس به بررسی ایجاد ترک و فعالیت گسل در نتیجه تغییرات تنش پرداخته شده است.

۳-۶-۱- اندازه‌گیری تغییرات تنش

اولین گام در بررسی مخاطرات ناشی از ذخیره‌سازی گاز در مخازن هیدروکربوری تعیین تنش‌های اصلی در منطقه می‌باشد. با توجه به سختی اندازه‌گیری مقدار تنش عمودی (σ_v) و تنش افقی حداکثر (σ_H) در حوضه‌های رسوبی، مطالعات انجام شده در مورد تغییرات تنش بیشتر بر روی اندازه‌گیری و پیش‌بینی تنش افقی حداقل (σ_h) متمرکز است و تنش‌های دیگر در مقایسه با مقدار این تنش به دست می‌آیند. حساسیت σ_h به تغییرات فشار منفذی در کارهای نفتی مورد مطالعه قرار گرفته است (Santarelli et al; 1996). رابطه بین تغییرات تنش حداقل ($\Delta\sigma_h$) و تغییرات فشار منفذی (Δp) یک روند خطی شده است، در رابطه ۱-۳، k ثابت بین تغییرات تنش افقی و تغییرات فشار مخزن می‌باشد و با توجه به جنس سنگ مخزن بین ۰/۲۴ تا ۰/۸۴ تغییر می‌کند (Zoback et al., 2002).

$$\Delta\sigma_h = k\Delta p$$

رابطه ۱-۳

۳-۶-۲- سازوکارهای تغییرات تنش

با توجه به پیچیدگی و ناهمگونی ساختارهای زمین‌شناسی، بزرگی ابعاد مکانی و زمانی ویژگی‌های زمین‌شناسی و نبود داده‌های زمین‌شناسی، توضیح کاملی برای تغییرات تنش در هنگام بهره‌برداری یا تزریق در مخازن هیدروکربوری ارائه نشده است. به‌طور کلی در توجیه تغییرات تنش دو سازوکار شامل مدل مکانیک محیط‌های متخلخل^۱ و تعادل اصطکاکی^۲ برای تفسیر تاثیر تغییرات فشار منفذی بر روی تغییرات تنش، معرفی شده است.

۳-۶-۲-۱- مدل مکانیک محیط‌های متخلخل

محیط‌های متخلخل به عنوان جسم جامد (اغلب ماتریس نامیده می‌شود) با شبکه‌ی به هم پیوسته‌ای از خلل و فرج که با سیال (مایع یا گاز) پر شده است تعریف می‌شود. معمولاً هر دو بخش ماتریس جامد و تخلخل موجود در آن به عنوان یک محیط پیوسته مانند اسفنج فرض می‌شوند. محیط متخلخلی که ماتریس جامد آن الاستیک و سیال داخل خلل و فرج آن لزج باشد، جسم الاستیک متخلخل^۳ نامیده می‌شود. برهم‌کنش سنگ و سیال منفذی، می‌تواند با استفاده از مدل مکانیک محیط متخلخل شرح داده شود. این مدل سنگ را به صورت ترکیبی از دو یا چند فاز که شامل بخش جامد و سیال می‌باشد، در نظر می‌گیرد. در این سازوکار با توجه به خصوصیات اجزای سازنده مخزن و نرخ تغییرات سیال در مخزن، تغییر شکل مخزن به مسیر بار برداری^۴ (رفتار الاستیک^۵) و یا بارگذاری^۶ (رفتار پلاستیک^۷) حین عملیات بهره‌برداری که مربوط به افزایش تنش‌های موثر می‌باشد، مرتبط است. در زمان تزریق سیال به مخزن، تنش‌های موثر کاهش می‌یابند که منجر به باربرداری الاستیک می‌شود. معمولاً

^۱ poro-mechanical

^۲ frictional equilibrium

^۳ poroelastic

^۴ loading

^۵ elastic

^۶ reloading

^۷ plastic

باربرداری الاستیک در مخزن طی تولید یا تزریق خطی و برگشت‌پذیر فرض می‌شود. در این صورت می‌توان از مدل الاستیک متخلخل برای تحلیل تغییرات تنش در مخزن استفاده نمود. (Gouly, 2003). معمولاً رفتار صلب مخزن طی تزریق یا تخلیه به صورت خطی و برگشت‌پذیر (الاستیک متخلخل) فرض می‌شود. به عنوان نمونه، رابطه ۲-۳ برای تراکم تک محوری در مخازن هیدروکربوری رایج می‌باشد (Addis, 1997).

$$\frac{\Delta\sigma_h}{\Delta p} = \alpha \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \quad \text{رابطه ۲-۳}$$

α ثابت بایوت^۱ و ν ضریب پواسون^۲ می‌باشد. ضریب بایوت نسبت تغییر حجم سیال به تغییر حجم سازند را در هنگام تخلیه آزادانه سیال از سازند اندازه‌گیری می‌کند و معمولاً برابر با یک در نظر گرفته می‌شود (حسین‌پور صیامی، ۱۳۸۴).

به دلیل سادگی داده‌های مورد نیاز برای این مدل‌سازی، از آن به صورت گسترده توسط پژوهشگران ژئومکانیک مخزن استفاده می‌شود. با این حال انتخاب حالت الاستیک یا الاستوپلاستیک^۳ برای مخزن یکی از چالش‌های اصلی برای مدل‌سازی ژئومکانیکی می‌باشد. مدل‌های الاستیک زمانی معقول می‌باشند که تغییرات فشار منفذی آهسته باشد و یا سنگ‌های مخزن متراکم باشند. ولی در بعضی از مخازن رفتار الاستوپلاستیک نیز مشاهده شده است که به علت تخلخل بالای سازندهای زمین‌شناسی و دانه‌بندی ضعیف در آن‌ها می‌باشد. پدیده فرونشست ابزار مناسبی برای تحلیل رفتار مخزن می‌باشد به طوری که در مخازن با عمق کمتر از ۲ کیلومتر فرونشست به صورت وسیع بوده ولی در مخازن با عمق بیشتر از ۲ کیلومتر نشست بسیار کم و در حد چند سانتیمتر می‌باشد (Segall et al; 1994).

¹ Biot

² Poisson

³ elastoplastic

۳-۶-۲- سازوکار تعادل اصطکاکی

در پروسه شکست در حالت بحرانی، زمانی که وضعیت تنش به نقطه شکست سنگ نزدیک می‌شود، تنش‌ها دوباره بوسیله سنگ توزیع می‌شوند. تووند^۱ و زوباک^۲ (۲۰۰۱) بر این باورند که وضعیت تنش در پوسته زمین توسط این سازوکار کنترل می‌شود و رابطه تنگاتنگی بین گسل و تنش‌ها در منطقه وجود دارد. به‌طور مثال برای یک گسل نرمال با چسبندگی صفر و زاویه اصطکاک μ_s رابطه بین تغییرات تنش و فشار منفذی به صورت رابطه ۳-۳ می‌باشد (Holt et al., 2004, Addis, 1997).

$$\frac{\Delta\sigma_h}{\Delta p} = (1 - \sqrt{1 + \mu_s} - \mu_s)^2 \quad \text{رابطه ۳-۳}$$

۳-۶-۳- تغییرات تنش در مخزن

مفروضات زیر در توسعه مفاهیم فصل ۳ مورد استفاده قرار گرفته است.

- مخازن و سنگ‌های اطراف همگن، ایزوتروپیک با رفتار الاستیک خطی در نظر گرفته شده‌اند.
- هندسه مدل به صورت آرمانی با کرنش صفحه‌ای^۳ و گسترش سنگ‌های اطراف مخزن به صورت لایه‌ای و تا بینهایت فرض شده است.
- تغییرات دما و فشار در مخزن به صورت یکنواخت در نظر گرفته می‌شود.
- تأثیرات ناشی از گسل و ترک در مدل‌ها در نظر گرفته نمی‌شود و هدف اصلی تأثیر افزایش فشار مخزن بر روی تنش‌های منطقه می‌باشد.

به‌طور کلی تنش‌های اصلی در منطقه قبل از شروع عملیات تولید و یا تزریق در محل ذخیره‌سازی

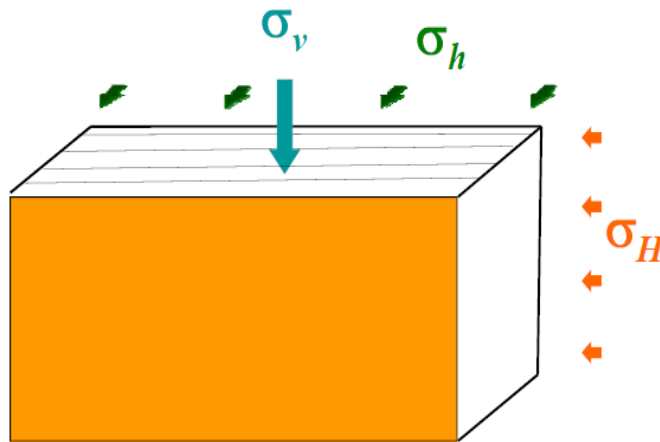
به صورت شکل ۳-۱۸ می‌باشد. ساختار مخزن شامل دانه‌های جامد (مواد سازنده سنگ مخزن) و سیال

¹ Townend

² Zobak

³ Plane strain

می‌باشد، تنش‌ها متأثر از وضعیت مخزن بوده و در نتیجه به صورت ترکیبی از عکس‌العمل ذرات جامد و فشار سیال تعریف می‌شود، وضعیت این تنش‌ها در شکل ۳-۱۹ مشخص می‌باشد. در رابطه ۳-۴ تغییرات تنش موثر با توجه به تغییرات تنش کل نشان داده شده است (Rasouli et al; 2011).

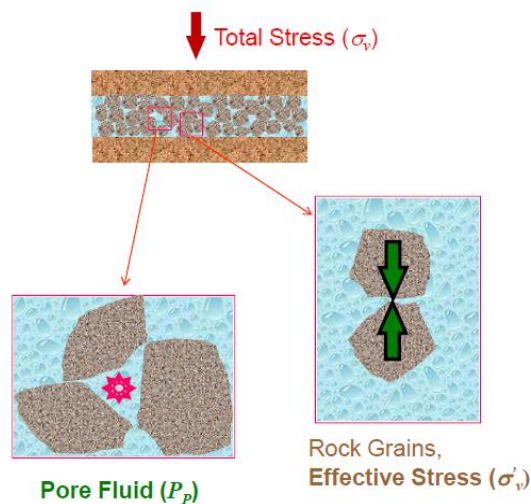


شکل ۳-۱۸: تنش‌های اصلی در زمین قبل از تولید، تخلیه و یا تزریق در مخزن (رسولی، ۱۳۹۱)

$$\sigma_v = \sigma'_v + P_p$$

رابطه ۳-۴

در رابطه ۳-۴، P_p فشار مخزن، σ'_v تنش موثر عمودی و σ_v تنش کل عمودی می‌باشد.

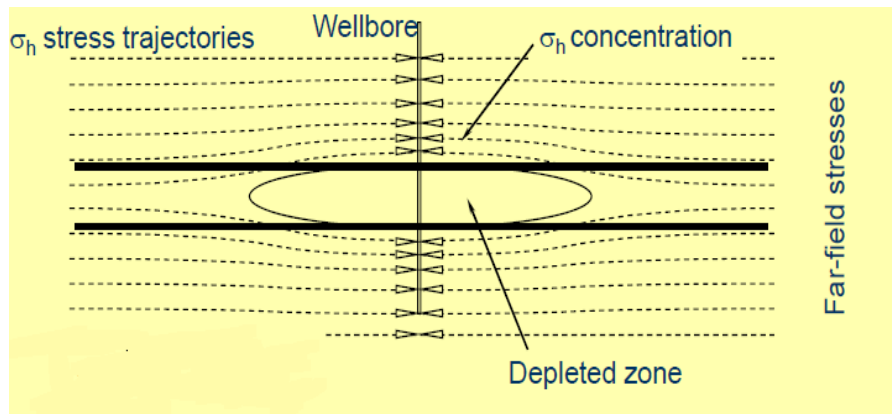


شکل ۳-۱۹: تأثیر فشار منفذی بر روی تنش در اعماق زمین (Rasouli et al; 2011).

۳-۶-۱- تغییرات تنش ناشی از تخلیه مخزن

پس از عملیات تولید از مخزن و یا تزریق در آن به علت تغییرات فشار منفذی، تغییراتی در میدان تنش در مخزن و اطراف آن روی می‌دهد، این تغییرات بیشتر در تنش افقی نمود پیدا می‌کنند. بر اثر تزریق مخزن تنش قائم تغییر چندانی نمی‌کند. بیشترین تغییر در تنش افقی رخ می‌دهد، شکل ۳-۲۰

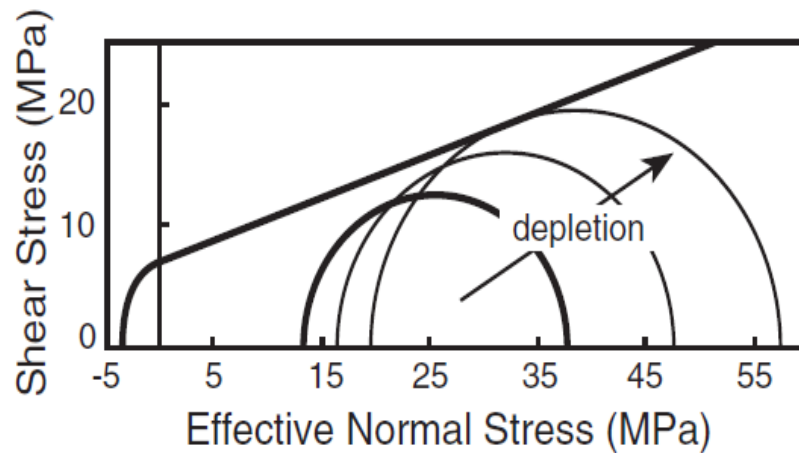
..(Rasouli et al; 2011)



شکل ۳-۲۰: شار تنش افقی اطراف مخزن تهی شده (Rasouli et al; 2011).

در فرایند تولید از مخازن هیدروکربوری، با گذشت زمان فشار مخزن کاهش می‌یابد، با توجه رابطه

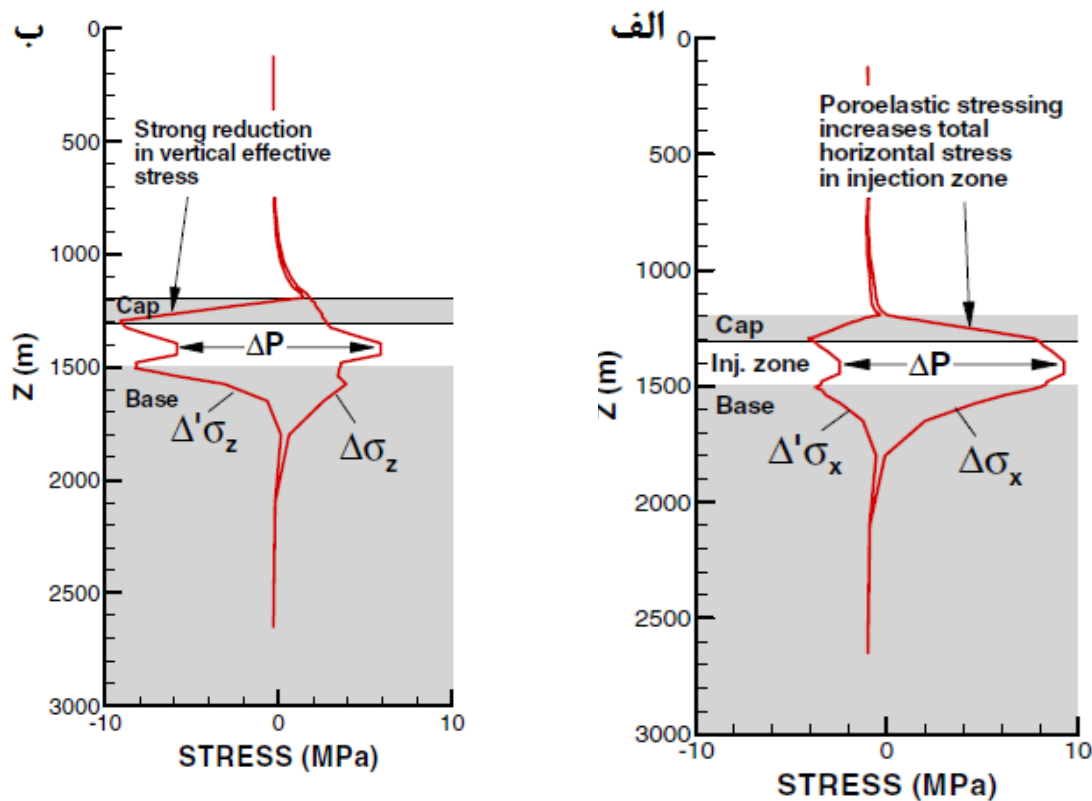
۳-۲ می‌توان نتیجه گرفت که با کاهش P_p ، میزان تنش‌های موثر در مخزن افزایش می‌یابد.



شکل ۳-۲۱: تغییرات تنش در طی تخلیه مخزن (Hills, 2000)

۳-۶-۲- تغییرات تنش ناشی از تزریق سیال در مخزن

همانند شرایط تخلیه مخزن، در تزریق سیال در مخزن نیز تنش‌های اصلی در منطقه تغییر می‌کنند. تغییرات در تنش قائم ناچیز می‌باشد. تنش افقی با تغییرات فشار منفذی در مخزن دچار تغییر می‌شود، این تغییرات به این گونه می‌باشد که با انجام تزریق گاز دی‌اکسیدکربن در مخزن، با افزایش فشار منفذی مقدار تنش کل نیز تغییر افزایش می‌یابد و از سوی دیگر با تنش مؤثر کاهش می‌یابد. تغییرات تنش افقی و قائم در ۲۲-۳ نشان داده شده است (Rutqvist et al; 2007).



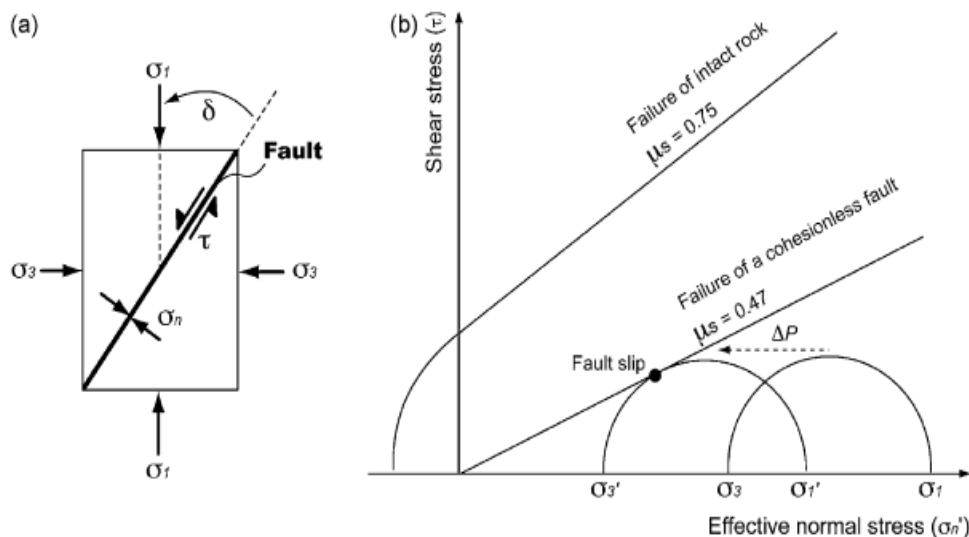
شکل ۳-۲۲: تغییرات الف- تنش افقی و ب - تنش نرمال در قسمت‌های مختلف ساختار مخزن (Rutqvist et al; 2007)

۳-۶-۴- تأثیر تغییرات تنش بر یکپارچگی پوش سنگ

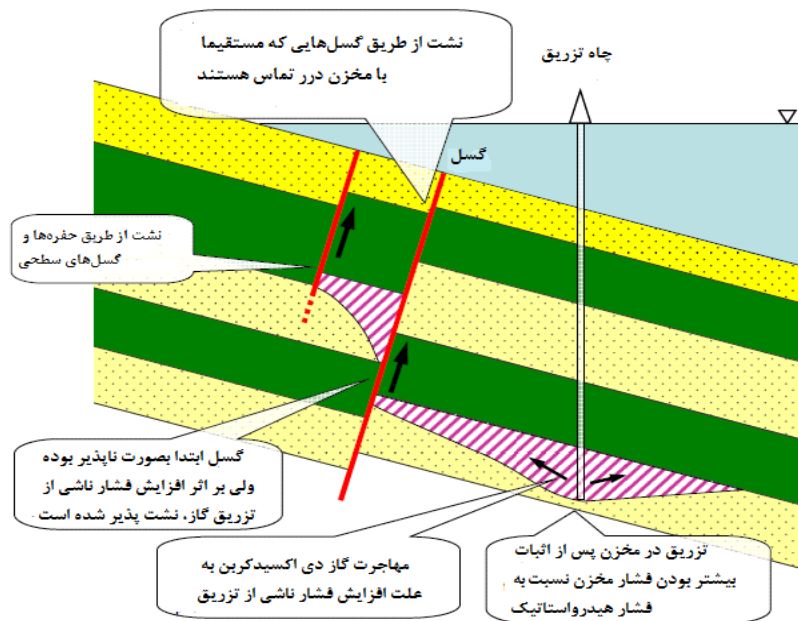
بر اثر تغییرات تنش ناشی از تخلیه و یا تزریق سیال در مخزن، ممکن است تغییراتی در پایداری ساختار زمین روی دهد که به شرح زیر می‌باشد.

۳-۶-۴-۱- نشت از طریق گسل

در صورت وجود گسل در ساختار زمین‌شناسی مخزن و پوش سنگ، با توجه به مکان قرارگیری آن، تغییرات تنش می‌تواند باعث حرکت گسل و در نتیجه نقص در پوش سنگ شود. احتمال فعالیت گسل به دلیل رفتن فشار منفذی و در نتیجه کاهش تنش‌های مؤثر بیشتر شده و با توجه به خط معیار شکست و دایره موهر در شکل ۳-۲۳ دایره به چپ حرکت کرده و نتیجه آن ناپایداری گسل می‌باشد. سناریوهای نشت از طریق گسل در شکل ۳-۲۴ نشان داده شده است (Aoyagi et al, 2011).



شکل ۳-۲۳: موقعیت گسل نسبت به مخزن (Frédéric & Rutqvista, 2011)



شکل ۳-۲۴: نشست از طریق گسل در عملیات ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن (Aoyagi et al, 2011)

معیار موهر-کلمب می‌تواند به خوبی مقاومت اصطکاکی سطوح مسطح مانند گسل را ارزیابی نماید. این معیار با توجه به فشار ناشی از تزریق گاز دی‌اکسیدکربن، که منجر به فعالیت گسل می‌شود، بیان شود (GOMEZ, 2006).

$$\tau_f = c' + \tan \phi * (\sigma_n - p_f) \quad \text{رابطه ۳-۵}$$

$$p_f = \sigma_n - \frac{\tau_f - c'}{\tan \phi} \quad \text{رابطه ۳-۶}$$

در این رابطه c' چسبندگی سطح گسل، ϕ زاویه اصطکاک، σ_n تنش نرمال، τ_f تنش‌های نرمال و برشی در صفحه گسل و p_f فشار سیال موجود در سطح گسل در زمان شکست می‌باشد.

$$\tau_f = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\theta \quad \text{رابطه ۳-۷}$$

$$\sigma_n = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} - \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\theta \quad \text{رابطه ۳-۸}$$

θ زاویه گسل با تنش اصلی حداکثری باشد. با توجه به رابطه ۳-۷ و ۳-۸، فشار سیال با تنش‌های

اصلی به صورت رابطه ۳-۹ می‌باشد:

$$p_f = \frac{\sigma_v + \sigma_h}{2} - \frac{\sigma_v - \sigma_h}{2} \cos 2\theta - \frac{\sigma_v - \sigma_h}{2 \tan \phi} \quad \text{رابطه ۹-۳}$$

با توجه به رابطه ۱۰-۳ و ۱۱-۳، می‌توان فشار سیال را به صورت رابطه ۱۲-۳ محاسبه نمود.

$$\sigma_h = \sigma_{h_0} + A\Delta P \quad \text{رابطه ۱۰-۳}$$

$$\Delta P = p_f - p_0 \quad \text{رابطه ۱۱-۳}$$

$$2p_f = \sigma_v + \sigma_{h_0} + A\Delta P - (\sigma_v - \sigma_{h_0} - A\Delta P) \cos 2\theta - (\sigma_v - \sigma_{h_0} - A\Delta P) \frac{\sin 2\theta}{2 \tan \phi} \quad \text{رابطه ۱۲-۳}$$

A ضریب بایوت، p_0 فشار اولیه و ΔP تغییرات فشار در مخزن می‌باشد. با توجه به روابط ۱۳-۳ و

۱۴-۳، شکل رابطه ۱۲-۳ به ۱۶-۳ تغییر می‌کند.

$$\chi = 1 - \cos 2\theta - \frac{\sin 2\theta}{2 \tan \phi} \quad \text{رابطه ۱۳-۳}$$

$$\psi = 1 + \cos 2\theta + \frac{\sin 2\theta}{2 \tan \phi} \quad \text{رابطه ۱۴-۳}$$

با جایگذاری مقادیر χ و ψ در رابطه ۱۲-۳، مقدار فشار به صورت زیر به دست می‌آید.

$$2p_f = \chi\sigma_v + \psi\sigma_{h_0} + \psi A\Delta P \quad \text{رابطه ۱۵-۳}$$

$$p_f = \frac{\sigma_v \frac{\chi}{\psi} + \sigma_{h_0} - A\Delta P}{\frac{2}{\psi} - A} \quad \text{رابطه ۱۶-۳}$$

روابط مشابهی برای تعیین فشار فعال کننده گسل برای گسل‌های معکوس و امتداد لغز نیز می‌توان

به دست آورد. رابطه ۱۷-۳، رابطه فشار و تنش‌های اصلی برای گسل امتداد لغز و رابطه ۱۸-۳، رابطه

فشار و تنش اصلی در گسل معکوس را نشان می‌دهد.

$$p_f = \frac{\sigma_v \chi + \sigma_{h_0} \psi - 2Ap_0}{2(1 - A)} \quad \text{رابطه ۱۷-۳}$$

$$p_f = \frac{\sigma_v \psi + \sigma_{h_0} \chi - A\chi p_0}{2 - A\chi} \quad \text{رابطه ۱۸-۳}$$

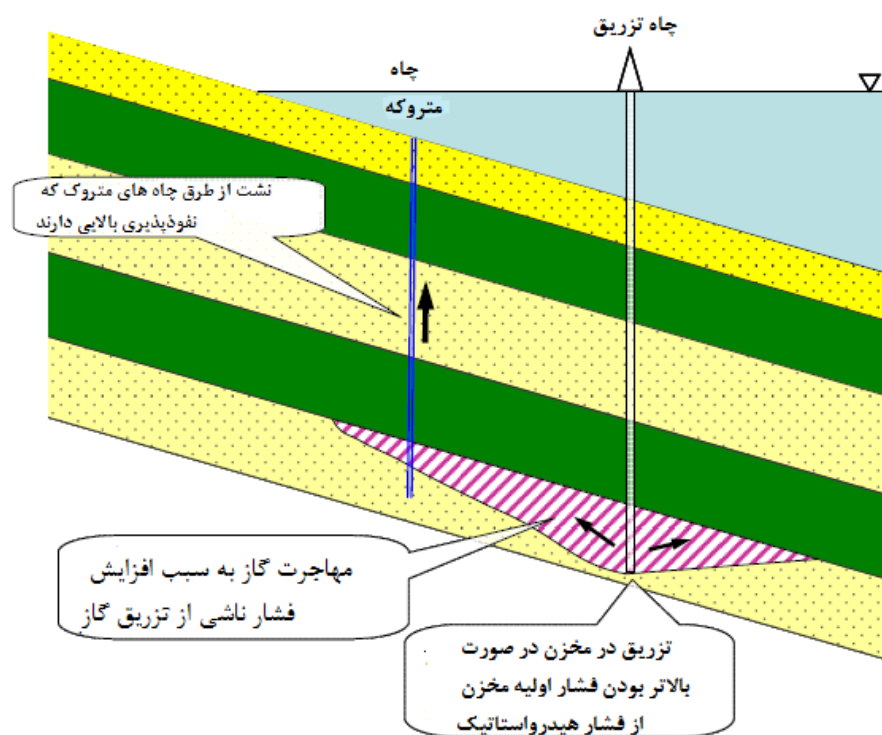
۳-۶-۴-۲- نشت از طریق درزه و ترک

در پروژه‌های ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن، ممکن است نشت گاز تزریق شده به ساختار از طریق درزه و ترک‌های موجود در ساختار پوش‌سنگ مقدار قابل توجهی باشد. مقدار نشت از طریق این ناپیوستگی‌ها تابعی از چگالی ترک، فشار سیال و تنش‌های برجا می‌باشد. با افزایش تنش، با توجه با نسبت تنش‌های اصلی، هرگاه این نسبت کم باشد و به اندازه‌ای نباشد که باعث ایجاد اتساع برشی^۱ در سنگ شود، نفوذپذیری کاهش یافته و در صورتی که این نسبت به اندازه کافی بزرگ باشد، نفوذپذیری افزایش می‌یابد (GOMEZ, 2006).

۳-۶-۴-۳- نشت از طریق چاه‌های متروکه

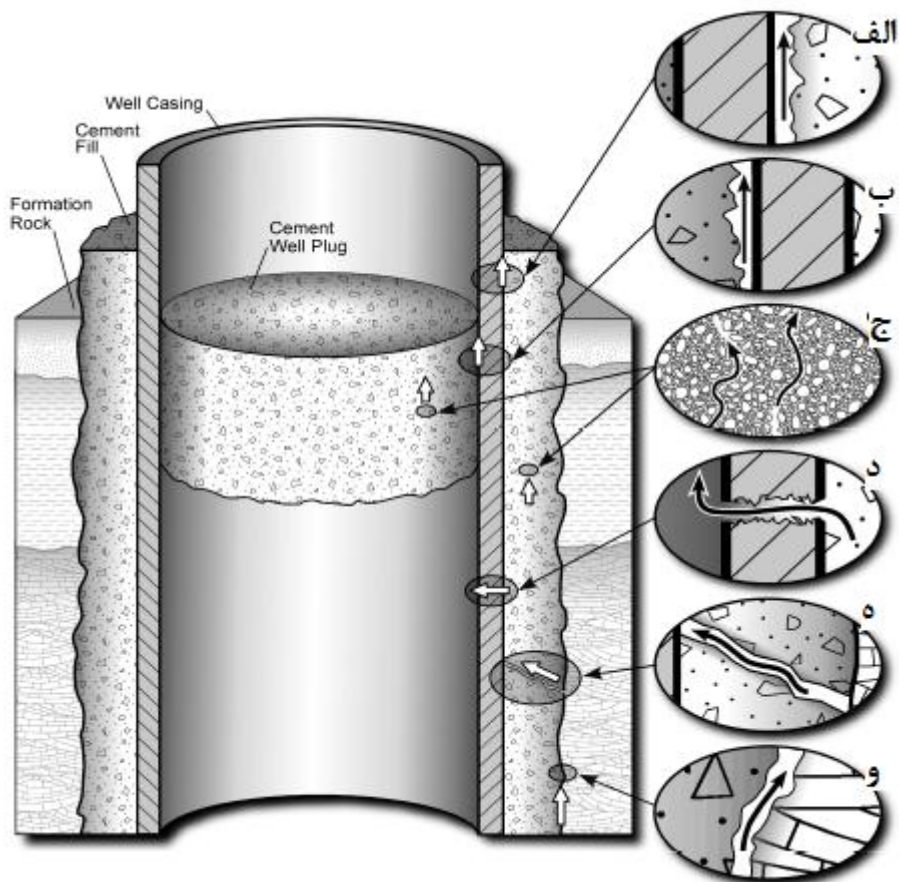
بررسی عدم نشت از طریق چاه‌های متروکه یکی از مهمترین عوامل به خطر انداختن پروژه ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی می‌باشد. سناریوهای نشت گاز از طریق چاه‌های متروکه در شکل ۳-۲۵ آمده است. در این نوع از نشت، نفوذپذیری سنگ مخزن پارامتر کنترل کننده می‌باشد. همچنین تغییرات تنش‌های برجا در اثر تغییرات فشار ناشی از تزریق گاز در مخزن و در نتیجه فعال شدن گسل‌ها و ترک‌ها، باعث بوجود آمدن مسیرهایی برای نشت گاز از مخزن به چاه و در پی آن به سطح زمین می‌باشد (Aoyagi et al, 2011).

¹ shear dilation



شکل ۳-۲۵: نشت از طریق چاه‌های متروک در عملیات ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن (Aoyagi et al, 2011)

مسیرهای نشت گاز از طریق چاه‌های متروکه در شکل ۳-۲۶ مشاهده می‌شود. نشت دی‌اکسید کربن می‌تواند از طریق سیمان و قسمت بیرونی پوشش فولادی (۳-۲۶-الف)، بین سیمان و قسمت داخلی پوشش فولادی (۳-۲۶-ب)، از داخل منافذ موجود در سیمانی که چاه را مسدود کرده است (۳-۲۶-ج)، از طریق پوسیدگی‌های ایجاد شده در پوشش فولادی (۳-۲۶-د)، از طریق شکستگی‌های موجود در سیمان اطراف چاه (۳-۲۶-ه) و از طریق فضای بین سیمان اطراف چاه و ساختار مخزن (۳-۲۶-و) رخ دهد.



شکل ۳-۲۶: مسیرهای نشت گاز از طریق چاه (IPCC, 2005)

نمونه‌هایی از پروژه‌های ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در نقاط مختلف دنیا در جدول ۳-۲ ذکر شده است. همچنین پروژه‌های برنامه ریزی شده برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن و هزینه اجرای این طرح‌ها نیز در جدول ۳-۳ نمایش داده شده است. همان‌طور که در جدول ۳-۲ مشاهده می‌شود بیشتر طرح‌های CCS در حوضه‌های نفتی اجرا می‌شود. اجرای طرح در این مناطق عموماً به علت نزدیکی این نقاط به منابع انتشار دی‌اکسید کربن و همچنین وجود ویژگی‌های ساختمانی مناسب در این ساختارها برای ذخیره‌سازی گاز می‌باشد. با توجه به جدول ۳-۳، با وجود هزینه اولیه بالا جهت اجرای پروژه‌های CCS، معمولاً این پروژه‌ها همراه با طرح‌هایی از قبیل افزایش بازیافت نفت از میادین نفتی اجرا می‌شود.

جدول ۳-۲: مثال‌هایی از ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در ساختارهای زمین‌شناسی (Stenhouse, 2009)

نام پروژه	موقعیت	وضعیت	عمق و خصوصیات اصلی زمین‌شناسی / عمق	مکانیسم ذخیره‌سازی	مقدار CO ₂ ذخیره شده	جزئیات
Sleipner	دریای شمال، ساحل نروژ	در حال انجام	عمق ۱۰۰۰ متری، تشکیلات نمکی با ضخامت ۲۵۰ متر، لایه‌های ماسه سنگ با لایه‌های یک متری از شیل جدا شده‌اند و نوع ماسه سنگ‌ها ریزدانه و غیر تحکیمی است.	سنگ پوشان از شیل با ضخامت ۸۰ متر، گیر انداختن به صورت فیزیکی/انحلال.	۲۱ میلیون تن از سال ۱۹۹۶ میلادی تاکنون	CO ₂ حاصل شده از عملیات گاز طبیعی ذخیره‌سازی می‌شود.
Weyburn	حوضه Weyburn، جنوب شرقی Saskatchewan کانادا	در حال انجام	عمق ۱۴۵۰ متری، ذخایر دریایی کم عمق، رسوبات تبخیری کربناته دریایی، دولومیت، مادستون، سنگ آهک	سنگ پوشان اولیه از جنس تبخیری به ضخامت ۴ تا ۷ متر و دومی از جنس شیل به ضخامت ۲۰۰ متر، گیر انداختن به صورت فیزیکی/انحلال.	۲۱ میلیون تن از سال ۲۰۰۰ میلادی تاکنون	افزایش بازدهی نفت با ذخیره سازی CO ₂
In Salah	Sahara، الجزایر	در حال انجام	عمق بیشتر از ۲۰۰۰ متری، ۲۰ متر ضخامت ذخیره کربونفر، هیچ گسلی در منطقه وجود ندارد.	مادستون کربونفر به ضخامت ۹۵۰ متر، گیر انداختن به صورت فیزیکی/انحلال	۱۷ میلیون تن از سال ۲۰۰۴ تاکنون	CO ₂ حاصل شده از عملیات گاز طبیعی ذخیره می‌شود.
Frio Brine Pilot	تگزاس، آمریکا	تزریق تکمیل شده است.	عمق ۱۵۰۰ متری، ماسه سنگ به ضخامت ۲۴ متر، لایه‌های نسبتاً شیب‌دار، نسبتاً همگن و با نفوذپذیری بالا	شیل‌ها با ضخامت بالا، بلوک گسل کوچک	۴ کیلوتن از سال ۲۰۰۴ تا ۲۰۰۸	پروژه آزمایشی
Test project Hovorka	جنوب غربی ویکتوریا، استرالیا	در حال اجرا	۲۱۰۰ متر، لایه‌های ضخیم ماسه سنگ	جنس سنگ پوشان از ماسه سنگ است.	۱۰۰ کیلوتن از سال ۲۰۰۸ تاکنون	پروژه آزمایشی، CO ₂ حاصل شده از عملیات گاز طبیعی دوباره ذخیره‌سازی می‌شود.
-Minami Nagaoka Gas Field	Nagaoka، ژاپن	تزریق تکمیل شده است.	عمق ۱۱۱۰ متری، مخزن ماسه سنگی به ضخامت ۶۰ متر	ساختار تاقدیس بسته شده، مادستون به ضخامت ۱۶۰ متر، گیر انداختن ساختاری	۱۰ کیلو تن	پروژه آزمایشی، زمین لرزه نیگاتا در حین فرآیند تزریق به وقوع پیوست اما تاثیری بر روی ذخیره‌سازی CO ₂ نداشت.
K-12B Gas Field	دریای شمال، شمال آمستردام، هلند	در حال اجرا	عمق ۳۵۰ تا ۴۰۰۰ متری، وجود تعداد بلوک گسلی مستقل، میدان گازی تخلیه شده، ترکیبی از شیل و ماسه سنگ	انیدریت، هالیت و ژپس با ضخامت بیش از ۲۰۰ متر، گیر انداختن ساختاری	در فاز اولیه کوچک مقیاس ۰/۲ میلیون تن بر سال و در فاز بزرگ مقیاس سالیانه ۰/۳ تا ۰/۵ میلیون تن بر سال CO ₂ تزریق گردید. از سال ۲۰۰۴ تاکنون ۸ میلیون تن CO ₂ ذخیره شده است.	CO ₂ حاصل شده از عملیات برداشت گاز طبیعی دوباره ذخیره‌سازی می‌شود.
Teapot Dome, EOR Pilo	Wyoming، آمریکا	در دست مطالعه	چندین ساختار پتانسیل‌دار (کنگلوما و ماسه سنگ) و مخازن کربناته، ضخامت ماسه سنگ بیشتر از ۳۰ متر و عمق آن بیشتر از ۱۶۰۰ متر	جنس پوشان سنگ شیل، کربنات و انیدریت است.	۱/۶ میلیون تن بر سال	پروژه آزمایشی

ادامه جدول ۳-۲: مثال‌هایی از ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در ساختارهای زمین‌شناسی (Stenhouse, 2009)

Gorgon Projec	ساحل شمالی استرالیای غربی	تصویب برای ذخیره سازی ۱۰ میلیون تن بر سال	۲۳۰۰ متر، تشکیلات ژوراسیک، ماسه سنگ به ضخامت ۵۰۰ متر تاق‌دیس باز، پوشان سنگ ناتراوا	۱۵ میلیون تن بر سال CO ₂ حاصل شده از عملیات گاز طبیعی ذخیره‌سازی می‌شود.
Ketzin	آلمان	-	عمق ۶۰۰ تا ۸۰۰ متری	پروژه آزمایشی ژئوپس و رس، ساختارهای تاق‌دیس
Snohvit Gas Field	دریای بارنت، ساحل نروژ	از آوریل ۲۰۰۸ عملیات تزریق شروع شده و هم اکنون ادامه دارد.	عمق ۲۶۰۰ متری، آبخوان ماسه‌ای، تشکیلات ماسه سنگ به ضخامت ۴۵ تا ۷۵ متر	۰/۷ میلیون تن بر سال از سال ۲۰۰۸ تاکنون طبیعی ذخیره‌سازی می‌شود.
Atzbach Schwanen stad Gas Field	Rohoel، اتریش	-	مخازن نفت و گاز تهی شده، عمق ۱۶۰۰ متری، ماسه سنگ، ضخامت زون گاز ۳۰ تا ۵۰ متر است.	۰/۲ تا ۰/۳ میلیون تن بر سال از سال ۲۰۱۰ تاکنون
RECOPOL Project	Katowice، لهستان	پایلوت آزمایش اصلی به اتمام رسیده است.	عمق ۹۰۰ تا ۱۲۵۰ متری، حوضه زغالی Upper Silesian با لایه زغال‌سنگ با ضخامت ۱ تا ۳ متر، وجود دو گسل نرمال در منطقه، ضخامت زون کربونیفر بیش از ۱۰۰۰ متر، لایه‌های متناوبی از زغال‌سنگ، رس و ماسه سنگ	در فاصله سال‌های ۲۰۰۴ تا ۲۰۰۵، ۰/۸ میلیون تن CO ₂ تزریق گردید.
Casablanca Oilfield	سواحل دریای مدیترانه، Repsol	-	عمق ۲۵۰۰ متری، ذخایر کربناته، سنگ آهک، ساختار پیچیده	۰/۵ میلیون تن بر سال
Big Sky	آمریکا	فاز ۳ در مرحله برنامه ریزی	هدف، ذخیره سازی CO ₂ در تشکیلات عمیق بازالت، ایالت واشینگتن،	آزمایش کوچک مقیاس: ۳ تا ۵ کیلو تن
Plains CO ₂ Reduction Partnership (PCOR)	آمریکا	فاز ۳ در دست اجرا ولی هنوز تزریقی صورت نگرفته است.	۲ پروژه بزرگ مقیاس: پروژه حوضه Williston در عمق بیش از ۳۰۰۰ متری، کربناته و پروژه Fort Nelson در عمق بیش از ۲۱۰۰ متری و تشکیلات ماسه‌ای نمکی، حوضه آلبرتا، شمال شرقی بریتیش کلمبیا و کانادا	بیشتر از ۱ میلیون تن CO ₂ بر سال، EOR به علاوه ذخیره سازی ۱/۸ میلیون تن CO ₂ در طول بیش از ۶ سال

ادامه جدول ۳-۲: مثال‌هایی از ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در ساختارهای زمین‌شناسی (Stenhouse, 2009)

	۰/۹ میلیون تن بر سال، ۴ سال	تاقدیس، شیل / ژپس / سیلستون و ضخامت پوشان سنگ بیش از ۱۳۰ متر	واحدهای ماسه سنگی و تشکیلات شورآب	فاز ۳ در دست اجرا ولی هنوز تزریقی صورت نگرفته است.	آمریکا برنامه محلی جداسازی و ذخیره‌سازی کربن (DOE)، فاز اعتبار سنجی (۲۰۰۵-۲۰۰۹)، شامل تزریق ۱ تا ۵ کیلو تن CO ₂ در سایت‌های آزمایشی. فاز ۳ شامل تزریق حجم بزرگی از CO ₂	Southwest ;Partnership Farnham Dome, Utah
	۰/۲۵ میلیون تن بر سال	واحدهای شیلی با ضخامت	تشکیلاتی نمکی حوضه سن خوان، ضخامت ۲۱۰ متر و عمق ۲۴۰۰ متر،	فاز ۳ در دست اجرا تزریق در سال ۲۰۱۰ پیش بینی شده است.		West Coast Regional Carbon ;Partnership) WESTCAR B
	یک میلیون تن در طول ۳ سال از سال ۲۰۰۹ به بعد	تاقدیس، شیل‌های ناتراوا به ضخامت بیش از ۱۰۰ متر	عمق ۱۸۰۰ تا ۲۳۰۰ متر، تشکیلات نمکی ماسه سنگی با ضخامت بیش از ۴۵۰ متر	فاز ۳ در دست اجرا ولی هنوز تزریقی صورت نگرفته است.		Midwest Geological Sequestratio n Consortium ;(MGSC) ,Decatur Illinois
	یک میلیون تن در سال در میدان‌های نفتی با دو نزع ۱۰ و ۰/۲۵ میلیون تن بر سال در طول ۴ سال	رژیم هیدروکربوری	ماسه سنگ توده‌ای Tuscaloosa در عمق بیش از ۳۱۵۰ متر	فاز ۳ در دست اجرا ولی تزریقی صورت نگرفته است.		Southeast Regional Carbon Sequestratio n Partnership (SECARB)
	۱ میلیون تن در مدت بیش از چهار سال	-	۱۲۰۰ متری، تشکیلات ماسه سنگی Mt. Simon، پروژه G3 در عمق ۸۶۰ تا ۹۸۰ متری، تشکیلات نمکی ماسه سنگی سیلوانیا	فاز ۳ در دست اجرا ولی هنوز تزریقی صورت نگرفته است.		Midwest Regional Carbon Sequestratio n Partnership

جدول ۳-۳: پروژه‌های برنامه ریزی شده برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن (www.co2captureandstorage.info)

نام پروژه	توضیحات	موقعیت (میزان هزینه)	تاریخ اجرا
FutureGen SUSPENDED	هدف راه‌اندازی یک نیروگاه تولید برق با حداقل انتشار گاز CO ₂ و نیز ذخیره‌سازی حدود ۱ تا ۲ میلیون مترمکعب بر تن CO ₂ در سال	آمریکا (۱/۵ میلیون دلار)	مشخص نیست
ZeroGen (IGCC+CCS)	ZeroGen اولین پروژه IGCC+CCS در دنیا است.	استرالیا (۱/۲ میلیارد دلار استرالیا)	۲۰۱۱
Lacq Pilot Project	این پروژه شامل فرآیند جداسازی CO ₂ از دیگ‌های بخار، انتقال CO ₂ با یک خط لوله به طول ۳۰ کیلومتر و ذخیره‌سازی در میدان‌های گازی تخلیه شده است.	فرانسه (۶۰ میلیون یورو)	۲۰۰۹-۲۰۱۰
RWE IGCC power plant	هدف اصلی از این پروژه احداث یک نیروگاه تولید برق با ظرفیت ۴۰۰ تا ۴۵۰ مگاوات با حداقل میزان CO ₂ است.	آلمان (هزینه آن بررسی نشده است)	۲۰۱۴
Shell & Statoil (همکاری در اجرای مدل برای زنجیره کربن)	در مارس ۲۰۰۶ شرکت‌های Shell & Statoil برنامه‌ای برای استفاده از جداسازی مقادیر زیادی از CO ₂ ناشی از سوختن گاز طبیعی در نیروگاه‌های برق و تزریق آن به میدان نفتی برای افزایش بازیابی نفت مورد بررسی قرار دادند.	نروژ (هزینه آن بررسی نشده است)	۲۰۱۰-۲۰۱۱
DF1 Miller	شرکت BP، ذخیره‌سازی به منظور افزایش بازدهی میدان‌های نفتی	بریتانیا (۶۰۰ میلیون دلار آمریکا)	مشخص نیست
DF2 Carson	شرکت BP برنامه ریزی احداث یک کارخانه به منظور تبدیل کوک‌های نفتی به هیدروژن و CO ₂ با جداسازی ۹۰ درصدی CO ₂ در دست اقدام دارد. گاز هیدروژن در توربین‌های گازی تولید برق قابل استفاده است و دی‌اکسید کربن می‌تواند با انتقال توسط خط لوله به میدان‌های نفت و گاز تزریق شود.	آمریکا (یک میلیارد دلار آمریکا)	۲۰۱۱

۳-۷- جمع‌بندی

با توجه به افزایش میزان انتشار گاز دی‌اکسیدکربن و تاثیرات مخرب آن بر محیط زیست، پیدا کردن راه حل برای کاهش انتشار این گاز ضروری به نظر می‌رسد. به توجه به منابع تولید گازهای گلخانه‌ای به خصوص دی‌اکسیدکربن، در حال حاضر کاهش تولید این گاز امکان‌پذیر نمی‌باشد. یکی از راه‌های کاهش تاثیرات مخرب دی‌اکسیدکربن، کاهش انتشار این گاز به جو با استفاده از ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن تولیدشده در منابع انتشار این گاز می‌باشد. ساختارهای زمین‌شناسی می‌توانند گزینه مناسبی برای ذخیره این گاز باشند. در این فصل ساختارهای زمین‌شناسی به عنوان یک گزینه برای ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن معرفی شد و سپس سازوکار ذخیره‌سازی گاز در این ساختارها مورد بررسی قرار گرفت. در انتها نیز به بررسی مخاطرات ناشی از ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در ساختارهای زمین‌شناسی پرداخته شد.

فصل چهارم

ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن در دشت آبادان

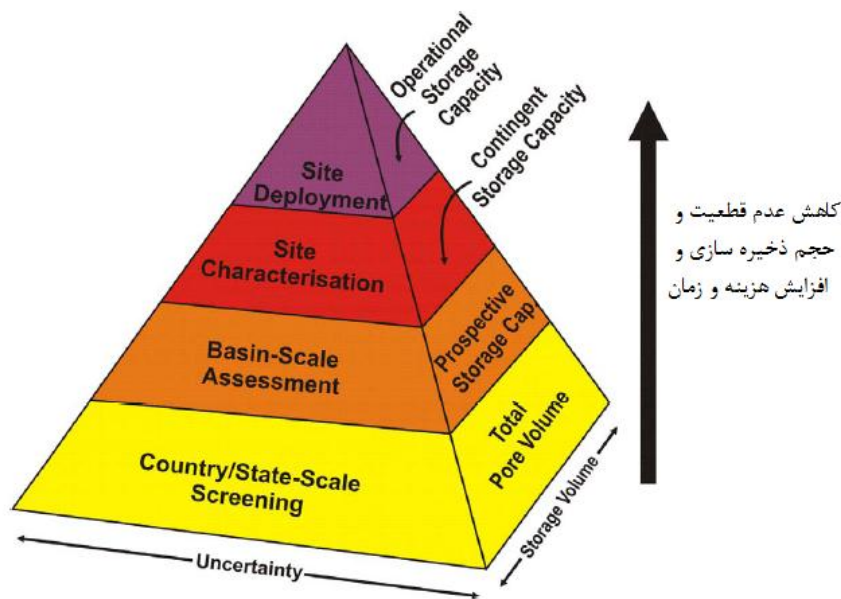
۴-۱- مقدمه:

منطقه نفت‌خیز دشت آبادان، به سبب دارا بودن ساختارهای زمین‌شناسی نفتی فراوان و همچنین نزدیکی به صنایع پالایشگاهی و پتروشیمی، می‌تواند یکی از مناطق هدف جهت ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن باشد. در این فصل ابتدا معیارهای انتخاب ساختارهای ذخیره‌سازی گاز شرح داده می‌شوند، سپس یکی از میادین دشت آبادان به عنوان ساختار هدف جهت ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۴-۲- انتخاب مکان مناسب برای ذخیره‌سازی

انتخاب محل مناسب برای ذخیره‌سازی حجم قابل توجهی از دی‌اکسید کربن، عمدتاً شامل ارزیابی زمین‌شناسی می‌باشد. سطوح مختلفی از غربال‌گری می‌تواند برای ارزیابی اولیه محل ذخیره‌سازی مورد استفاده قرار گیرد. در هر سطح از مطالعات، عدم قطعیت به صورت تصاعدی کاهش می‌یابد و در نتیجه حجم ذخیره‌سازی نیز عموماً کاهش می‌یابد، علاوه بر آن با افزایش دقت در مطالعات انتخاب محل، نیاز به داده، اطلاعات، همچنین وقت و هزینه بیشتری می‌باشد. این روند در شکل ۴-۱ نشان داده شده است

(Kaldi and Gibson-Poole, 2008).



شکل ۴-۱: ارتباط بین سطوح ارزیابی محل ذخیره‌سازی و حجم ذخیره و میزان هزینه و اطلاعات اولیه (Kaldi and Gibson-Poole, 2008)

۴-۲-۱- انتخاب مکان مناسب برای ذخیره‌سازی در مقیاس کشوری/ایالتی

این سطح از ارزیابی مکان ذخیره‌سازی منطقه وسیعی را با حداقل ویژگی‌های مورد انتظار ارائه می‌دهد. غربال‌گری در محدوده وسیعی از یک ایالت و یا کشور و قبل از شناسایی مکان‌های خاص برای ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن صورت می‌گیرد (CO₂CRC, 2008).

این سطح از شناسایی به صورت زیر می‌باشد:

۴-۲-۱-۱- شناسایی حوضه‌های رسوبی

در حوضه‌های رسوبی ظرفیت ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن از طریق پر کردن فضای متخلخل (به عنوان مثال در ماسه سنگ و سنگ آهک) و یا جذب در زغال سنگ وجود دارد. نواحی با خصوصیات سنگ‌های کریستالی عمدتاً دارای ظرفیت کمی برای ذخیره‌سازی و تزریق گاز می‌باشند و نادیده گرفته می‌شوند. (Kaldi and Gibson-Poole, 2008)

۴-۲-۱-۲- بررسی ویژگی حوضه‌های رسوبی

ویژگی‌های زمین‌شناسی، جغرافیایی و صنعتی را می‌توان به عنوان معیارهای غربال‌گری حوضه‌های رسوبی در نظر گرفت. یک نمونه از معیارهای ذخیره‌سازی گاز در ساختارهای رسوبی که توسط باچو^۱ توسعه یافته است، شامل عوامل تکتونیکی، اندازه و عمق حوضه رسوبی، شدت گسلش، گرادیان زمین گرمایی و وضعیت آب‌هی زیرزمینی، منابع موجود و توسعه صنعتی می‌باشد. این معیارها با جزئیات بیشتر در ادامه شرح داده می‌شود (Kaldi & Gibson-Poole, 2008).

۴-۲-۱-۳- رتبه بندی کیفی و کمی حوضه‌های رسوبی

بعد از تحلیل هر حوضه با توجه به ویژگی‌های مورد نظر، برای هر ویژگی به حوضه‌ها امتیاز داده می‌شود و سپس با یکدیگر مقایسه می‌شوند (CO₂CRC, 2008). جدول ۴-۱ شامل معیارهای انتخاب محل ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن می‌باشد که توسط باچو برای ارزیابی قابلیت هر حوضه مورد مطالعه برای ذخیره‌سازی در ساختارهای زمین‌شناسی ارائه شده است. همان‌طور که در جدول ۴-۱ مشاهده می‌شود عوامل تأثیرگذار بر قابلیت ساختارهای زمین‌شناسی جهت ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن شامل فعالیت‌های تکتونیکی، اندازه ساختار، عمق ساختار، شدت گسلش و به عبارتی وجود ناپیوستگی، وجود آب‌های زیرزمینی، گرادیان زمین گرمایی، عدم وجود ناپیوستگی، میزان اطلاعات موجود از ساختار، در دسترس بودن آن و در نهایت وجود زیرساخت‌های لازم جهت اجرای عملیات ذخیره‌سازی می‌باشد. با توجه به ساختار مورد مطالعه و ارزیابی ویژگی‌های آن، می‌توان قابلیت ذخیره‌سازی در ساختار را بر اساس امتیازات آن بررسی نمود (Kaldi and Gibson-Poole, 2008).

برای تزریق گاز دی‌اکسید کربن در مخازن تهی شده نفت و گاز و همچنین سفره‌های آب شور، نقطه مناسب برای تزریق گاز در زیر لایه نفوذ ناپذیر و در عمقی باشد که گاز حالت فوق بحرانی داشته باشد.

¹ Bacho

حداقل عمق از محلی به محل دیگر با توجه به شرایط محیطی مانند شیب زمین گرمایی، فشار و ترکیبات سیال و کانی شناسی منطقه متغیر است (حدوداً ۸۰۰ متر). بیشترین عمق ممکن برای تزریق را عوامل نفوذپذیری، هزینه حفاری، بیشترین عمق قابل حفاری، تزریق پذیری مخزن و پایداری چاه‌های تزریق محدود می‌کند (۴/۰۰۰-۳/۵۰۰ متر). با توجه به جدول ۴-۱ می‌توان ساختار مورد نظر برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن را بر اساس ویژگی‌های آن امتیازدهی کرد (Kaldi and Gibson-Poole, 2008).

جدول ۴-۱: رتبه بندی کیفی و کمی حوضه‌های رسوبی (Kaldi & Gibson-Poole, 2008)

افزایش قابلیت ذخیره‌سازی ←					معیار	
طبقه بندی						
۵	۴	۳	۲	۱		
بسیار کم	کم (نیمه فعال)	متوسط (بالا زدگی)	زیاد (شکاف)	بسیار زیاد (فرو رانش)	۱	فعالیت‌های تکتونیک
خیلی زیاد ($< 50/000$ کیلومتر مربع)	زیاد ($25/000 - 50/000$ کیلومتر مربع)	متوسط ($5/000 - 25/000$ کیلومتر مربع)	کوچک ($1/000 - 5/000$ کیلومتر مربع)	خیلی کوچک ($> 1/000$ کیلومتر مربع)	۲	اندازه
خیلی عمیق ($800 - 3500$ متر)	عمیق (< 3500 متر)	—	کم ($800 - 300$)	خیلی کم (> 300 متر)	۳	عمق
محدود	—	متوسط	—	گسترده	۴	شدت گسلش
وسیع	—	منطقه‌ای	—	سطحی	۵	آب‌های زیرزمینی
$< 30^{\circ}\text{C}/\text{km}$	—	$40^{\circ}\text{C}/\text{km}$	—	$> 40^{\circ}\text{C}/\text{km}$	۶	گرادیان زمین گرمایی
عالی	—	متوسط	—	ضعیف	۷	سالم بودن مخزن
بسیار کامل	کامل	در حال بررسی	در حال اکتشاف	ناشناخته	۸	شناسایی
ساده	—	قابل قبول	مشکل	دور از دسترس	۹	دسترسی
وسیع	متوسط	—	کم	وجود ندارد	۱۰	زیر ساخت‌ها

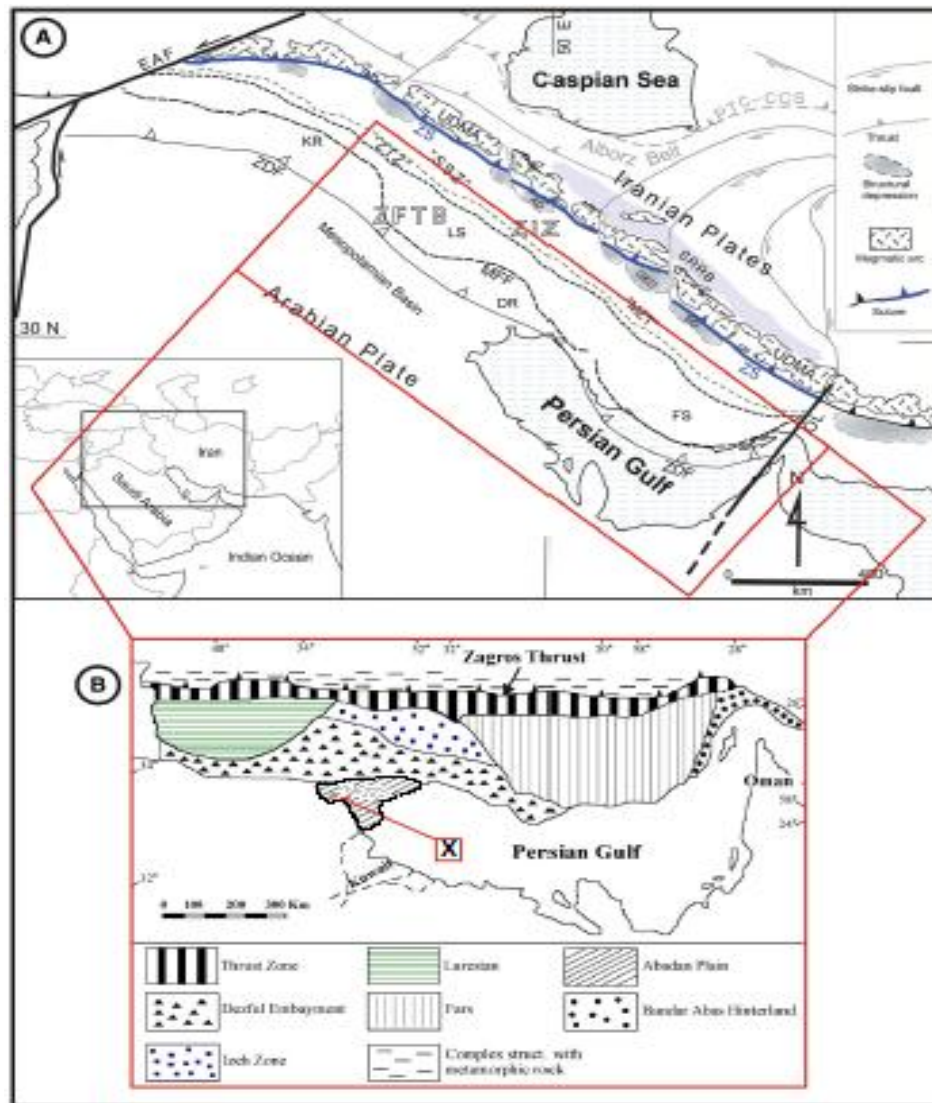
به توجه به حرکت عمودی گاز تزریق شده در مخازن و لزوم کنترل این جریان و حبس آن در مخزن، سالم بودن ساختار پوش سنگ مؤثرترین عامل در انتخاب محل ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن در مخازن نفت و گاز و سفره‌های آب شور می‌باشد (Kaldi and Gibson-Poole, 2008).

تخمین ظرفیت ذخیره‌سازی در میادین نفت و گاز معمولاً راحت‌تر از تخمین ذخیره برای زغال سنگ و یا سفره‌های عمیق آب زیرزمینی است زیرا مقادیر بیشتری از داده‌های مربوط به اکتشافات نفت و گاز وجود دارد و به همین دلیل ظرفیت ذخیره‌سازی در این فضاها بهتر مشخص می‌شود. همچنین بر خلاف سفره‌های آب زیرزمینی و لایه‌های زغال سنگ، این ساختارها به صورت یک سیستم واحد که از ساختارهای زمین‌شناسی اطراف مجزا بوده در نظر گرفته می‌شود و گاز دی‌اکسید کربن می‌تواند در خلل و فرج موجود در مخزن ذخیره گردد (Kaldi & Gibson-Poole, 2008).

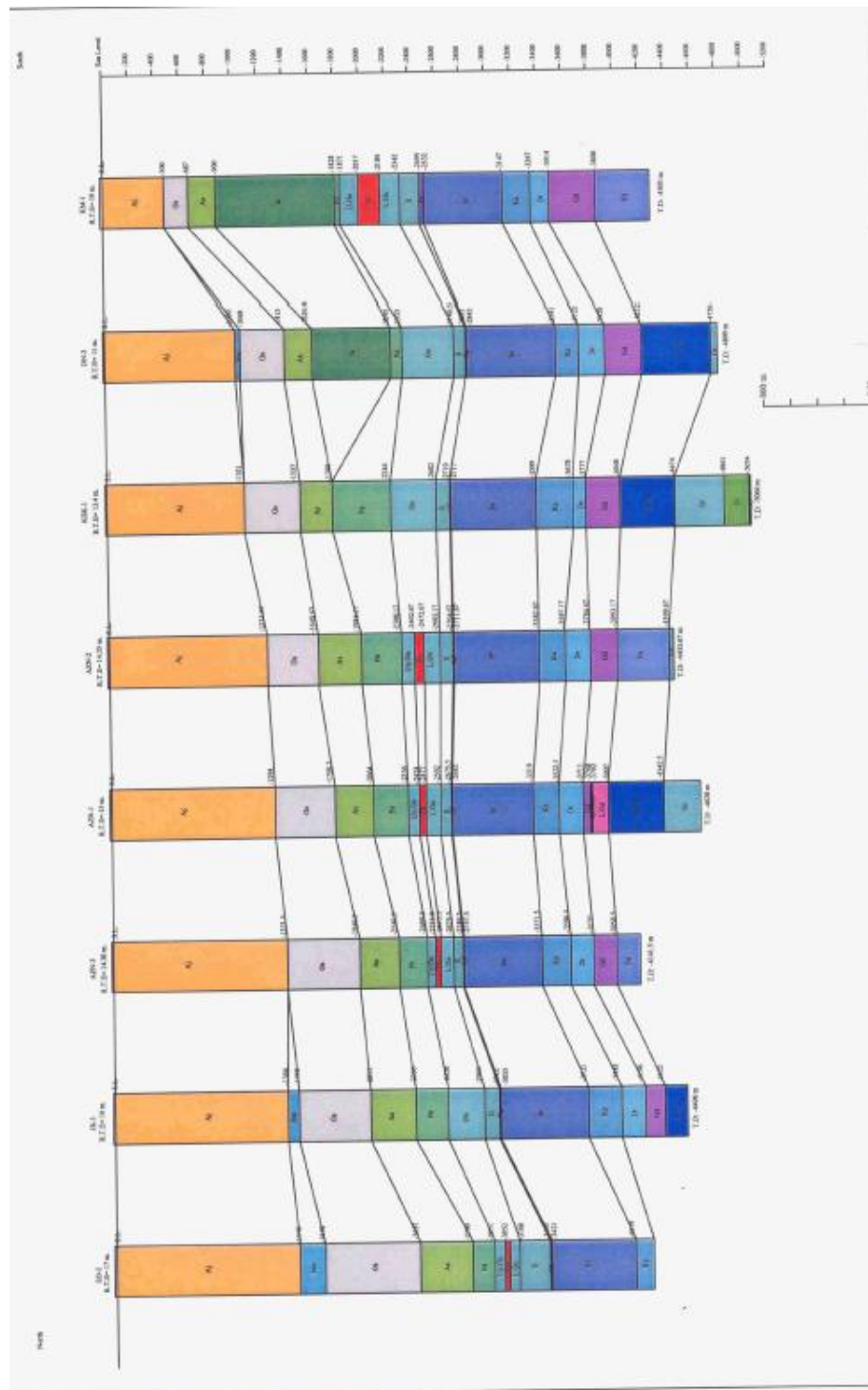
۴-۳- مناطق نفت خیز جنوب

دشت آبادان از مناطق نفت خیز جنوب غرب ایران است که در مقایسه با میادین حوضه زاگرس میادین آن شباهت بیشتری به میادین کشورهای عربی دارد. این میادین عموماً نسبت به میادین ناحیه زاگرس چین خوردگی کمتری داشته و طی عملیات ژئوفیزیکی کشف می‌شوند تا این‌که در عملیات زمین‌شناسی سطح‌الارضی شناسایی شوند، همچنین این میادین دارای رخنمون نمی‌باشند (قلی و همکاران، ۱۳۹۰). این میدان دارای مخازن متعددی می‌باشد که در این پژوهش سازند سروک مورد مطالعه قرار گرفته است. این تاکدیس بدون هیچ گونه رخنمون بوده و با عملیات ژئوفیزیکی (عملیات لرزه نگاری) وجود آن مشخص شده و دارای امتداد شمال به جنوب می‌باشد. این تاکدیس دارای ۲۵ کیلومتر طول و ۵ کیلومتر عرض می‌باشد. با توجه به عمق و میزان یکپارچگی سازندهای این میدان که دلالت بر توانایی این سازندها در ذخیره‌سازی مواد هیدروکربوری برای سالیان متمادی و در می‌باشد، می‌توان انتظار داشت دی‌اکسید کربن تزریق شده در این ساختارها نیز برای سالیان طولانی در این

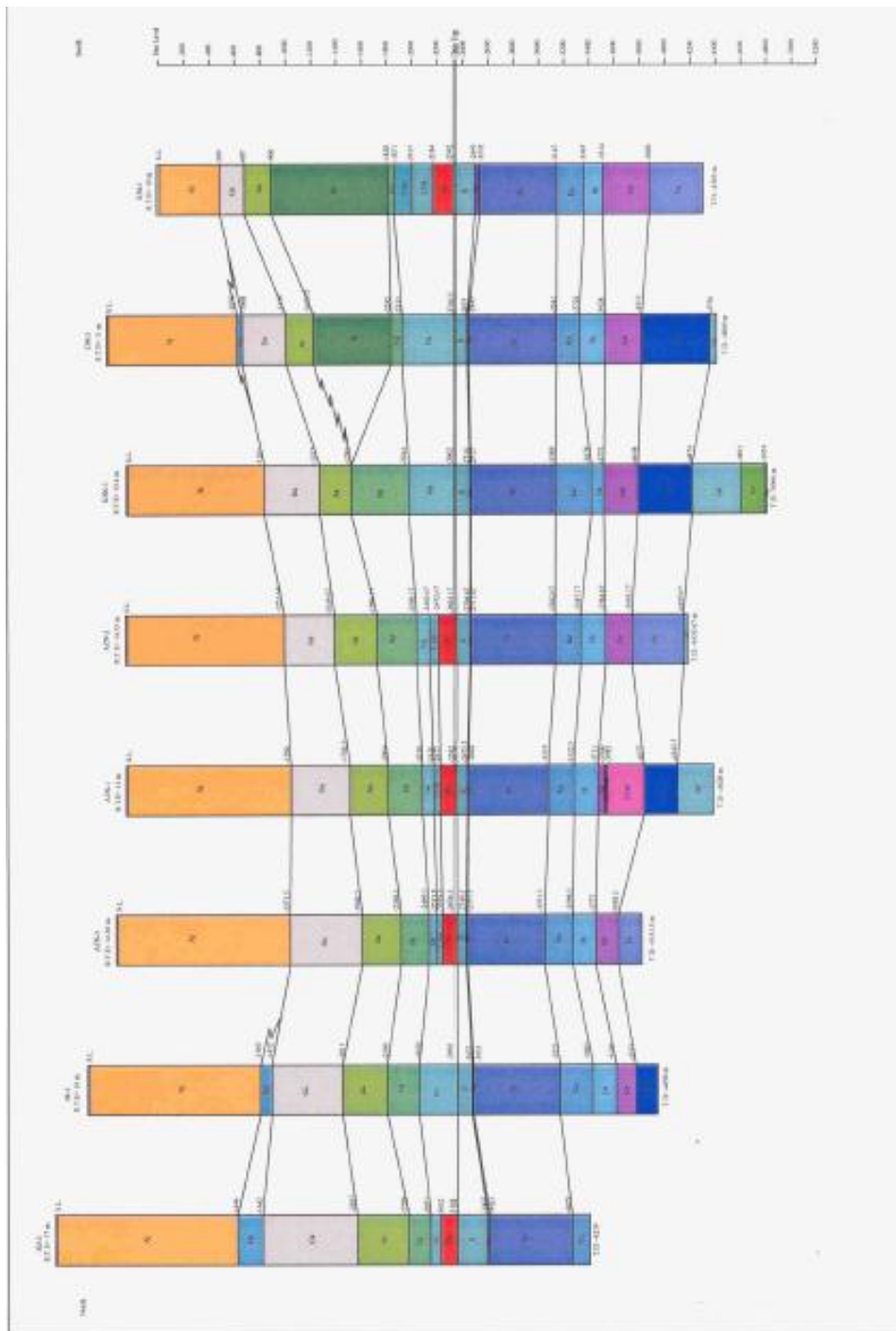
ساختارها محبوس بماند. موقعیت میدان مورد نظر در شکل ۴-۲ مشخص می‌باشد. همچنین در شکل ۴-۳ و ۴-۴ مقطع عرضی از این میدان و مشخصات لایه‌بندی آن نمایش داده شده است. شیب لایه‌ها در جنوب تاقدیس کمتر از بخش شمالی می‌باشد ولی شیب در قسمت‌های شرقی و غربی تاقدیس تقریباً یکسان می‌باشد.



شکل ۴-۲: موقعیت میدان مورد نظر در دشت آبادان (قلی و همکاران، ۱۳۹۰)



شکل ۴-۳: مقطع عرضی از میدان مورد نظر (گزارش تکمیلی زمین شناسی، ۱۳۸۱)



شکل ۴-۴: مقطع عرضی از میدان مورد نظر (گزارش تکمیلی زمین شناسی، ۱۳۸۱)

۴-۳-۱- چینه شناسی منطقه:

میدان نفتی مورد نظر بدون گسل و گسیختگی می باشد و شامل سازندهای آجاجاری، گچساران، آسماری، پابنده، گورپی، تاربور، ایلام، لافان، سروک، کژدمی، داریان، گدوان، فهلیان و گرو با توالی معمول زمین شناسی قرار گرفته است. سازند سروک دارای پتانسیل تولید مواد هیدروکربوری تشخیص داده شده است. ضخامت و شیب لایه ها در افق سروک تقریباً ثابت می باشد. در ادامه هر یک از سازندهای تشکیل دهنده تاقدیس میدان نفتی به اختصار تشریح می شود (گزارش تکمیلی زمین شناسی، ۱۳۸۱).

۴-۳-۱-۱- سازند آجاجاری:

سنگ شناسی عمومی این سازند شامل مارن های قهوه ای رنگ با لایه های نازکی از ماسه سنگ که در قسمت پایین تر به تناوبی از رس سنگ و ماسه سنگ و سنگ آهک با لایه های پراکنده از آهک تبدیل می شود .

۴-۳-۱-۲- سازند گچساران

شروع سازند با لایه های انیدریتی و بلوری می باشد و سپس با تناوبی از انیدریت، رس سنگ و سنگ آهک ادامه می یابد. این ساختار بتدریج به تناوبی از ماسه سنگ و لایه هایی از انیدریت تبدیل می گردد. سازند گچساران همواره زیر سازند آجاجاری قرار گرفته است و نقش پوش سنگ میدان را ایفا می کند. این سازند با سازندهای آجاجاری و آسماری هم شیب می باشد.

۴-۳-۱-۳- سازند آسماری

شروع سازند با آهک های سبز تا قهوه ای روشن مشخص می گردد. این سازند بر اساس خصوصیات سنگ شناسی به دو بخش مجزا قابل تفکیک می باشد. بخش بالایی که از ماسه سنگ تشکیل شده است و بخش آسماری پایینی که عموماً شامل آهک بوده و به صورت پیوسته زیر قسمت گچساران قرار دارد.

۴-۳-۱-۴ سازند پابده

سازند پابده با مارن و ماسه های گلوکوپنتی شروع می گردد. سنگ شناسی سازند به طور کلی شامل آهک قهوه ای روشن از نوع سیلتی و آهک خاکستری می باشد.

۴-۳-۱-۵ سازند گورپی

این سازند قابل تفکیک به سه سازند گورپی بالایی، سازند تاربور و گورپی پایینی بوده و عموماً شامل آهک می باشد.

۴-۳-۱-۶ سازند ایلام

سنگ شناسی این سازند شامل آهک های سفید کدر و آهک های قهوه ای روشن با سختی متوسط و متخلخل و مارن های سبز خاکستری و شیل های سبز که بتدریج به تناوبی از آهک های روشن و سفید می باشد.

۴-۳-۱-۷ سازند لافان

سنگ شناسی این سازند شامل رس سنگ خاکستری رنگ نرم می باشد.

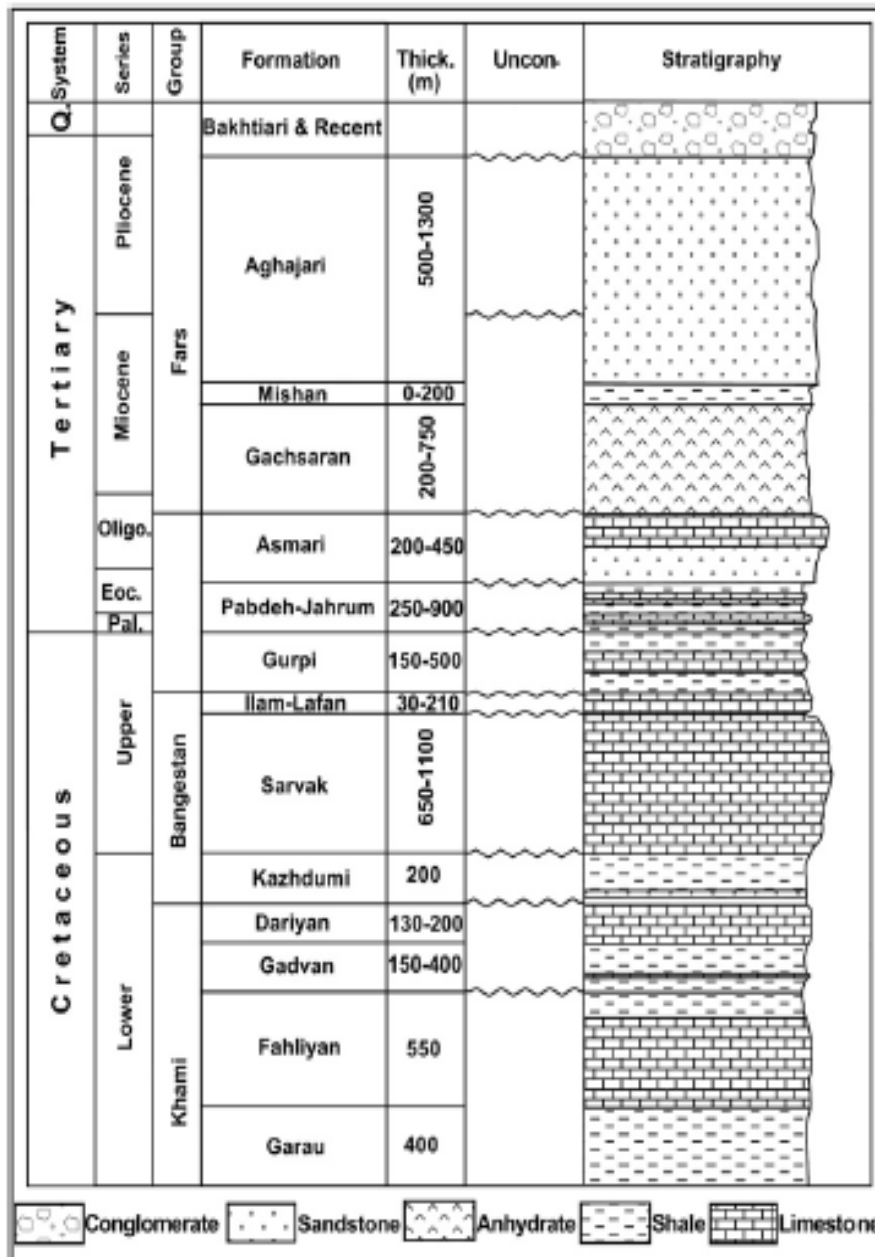
۴-۳-۱-۸ سازند سروک

این سازند شامل آهک متخلخل با آثاری از نفت می باشد. این سازند به صورت ناپیوسته زیر سازند لافان قرار دارد. با توجه به تخلخل و پتانسیل ذخیره هیدروکربوری در این سازند، به نظر می رسد سازند سروک، سازند مناسب جهت برای ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن باشد. میانگین تخلخل و اشباع آب در این سازند ۱۵ درصد و ۱۸ درصد گزارش شده است.

۴-۳-۱-۹- سایر سازندها

سازندهای کژدمی؛ بورگان، داریان، گدوان، فهلیان و گرو، سازندهای پایینی نسبت به سازند سروک

می باشد. در شکل ۴-۵ چینه شناسی منطقه قابل مشاهده می باشد.



شکل ۴-۵: چینه شناسی منطقه مورد مطالعه (گزارش تکمیلی زمین شناسی، ۱۳۸۱)

۴-۴- ارزیابی پتروفیزیکی مخزن

تعیین خصوصیات مکانیکی سنگ مخزن به طور مستقیم و با استفاده از آزمایش‌های مکانیک سنگ بر روی نمونه‌های استوانه‌ای در آزمایشگاه، اطلاعات دقیقی از پارامترهای مکانیکی از قبیل ضریب پواسون، مدول الاستیک، مقاومت حداکثر، استحکام برشی، منحنی رفتاری و تغییر شکل پذیری سنگ در مخزن در اختیار ما قرار می‌دهد. تعیین پارامترهای مکانیکی سنگ مخزن از مهمترین اطلاعات کاربردی در طراحی پروژه‌های ذخیره‌سازی می‌باشد. با توجه به این که تهیه نمونه و آماده‌سازی آن برای انجام آزمایش‌های آزمایشگاهی پرهزینه می‌باشد، از داده‌های مربوط به لاگ‌های DSI^1 و FMI^2 برای ارزیابی وضعیت ذخیره‌سازی و خصوصیات مکانیک مخزن استفاده می‌شود.

در این بخش با استفاده از نمودارهای صوتی، پارامترهای پتروفیزیکی و مکانیکی مخزن مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۴-۴-۱- ابزار DSI

اساس کار ابزار DSI بر اساس استفاده از امواج صوتی به جای امواج الکتریکی می‌باشد. در ابزار DSI از یک آرایه شامل هشت گیرنده استفاده می‌شود که اطلاعات ورودی به گیرنده‌ها به صورت هم‌زمان ثبت شده و پس از ارسال این اطلاعات با استفاده از یک سیستم تله متری به سطح زمین، از آن نمودارگیری می‌شود. علاوه بر فرستنده دو قطبی، از یک فرستنده تک قطبی نیز در این سوند استفاده می‌شود و اطلاعات ثبت شده توسط واحد پردازشگر MAXIS برداشت و پردازش می‌شوند. این ابزار قابلیت ترکیب با سایر ابزارهای نمودارگیری را داراست. سرعت نمودارگیری ابزار مذکور به دلیل داشتن ترکیب و شکل جدید در حالتی که به تنهایی رانده می‌شوند ۳۶۰۰ فوت بر ساعت می‌رسد (سعیدی، ۱۳۸۸).

¹ Dipole shear sonic imager

² Full-bore Formation Micro Imager

پارامترهای لازم جهت تحلیل پتروفیزیکی عبارتند از (سعیدی، ۱۳۸۸):

- نسبت پواسون
- نفوذپذیری حاصل از موج استتلی
- $DTCO^1$ - کندشدگی فشاری بر حسب میکرو ثانیه بر فوت $\mu s/ft$
- $DTSM^2$ - کندشدگی کششی بر حسب میکرو ثانیه بر فوت $\mu s/ft$

۴-۲- تخمین پارامترهای مکانیکی با استفاده از ابزار DSI

پارامترهای مستقل مکانیک سنگی که از ابزار DSI می توان استخراج کرد عبارتند از:

• مقاومت فشاری تک محوره سنگ

• مدول یانگ

• نسبت پواسون

• مقاومت کششی

با استفاده از پارامترهای فیزیکی به دست آمده از ابزار DSI می توان پارامترهای دیگری مانند مدول حجمی، مدول برشی را به دست آورد. سرعت موج کششی و فشاری با معکوس کردن سرعت کندشدگی کششی و فشاری این امواج به دست می آید. در مقادیر این پارامترها در چاه شماره ۱ تعیین می شود (سعیدی، ۱۳۸۸).

¹ Delta-T Compressional

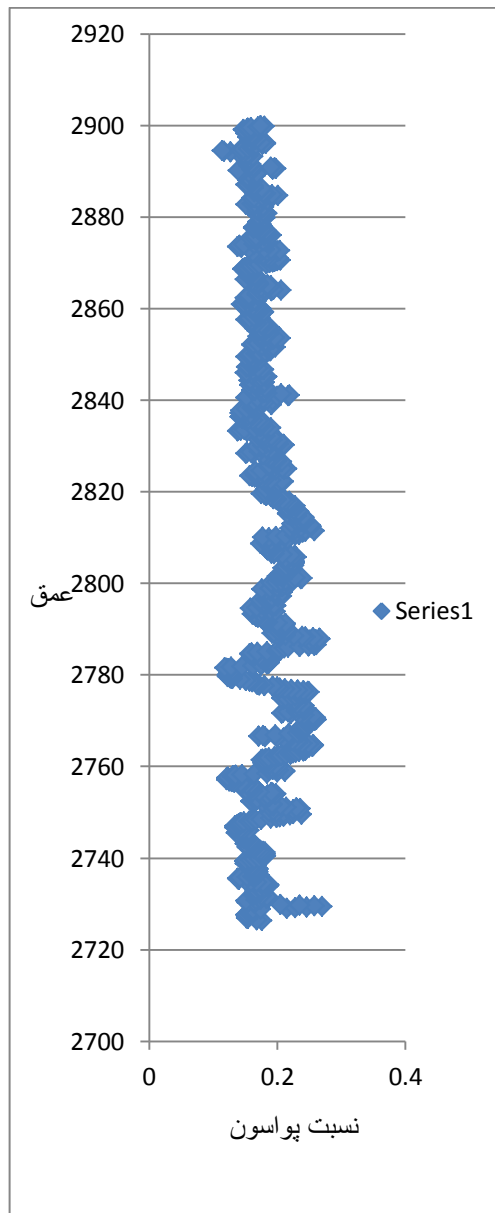
² Delta-T Shear

۴-۴-۲-۱- نسبت پواسون

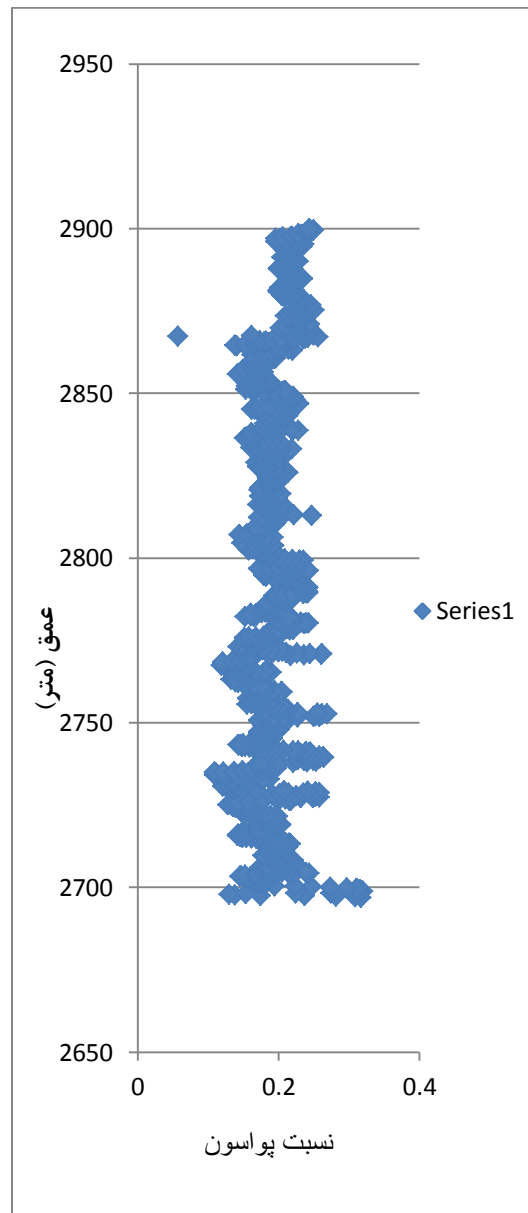
همان طور که اشاره شد، نسبت پواسون از سرعت نگاره های صوتی بدست می آید. در میدان مورد نظر، تغییرات نسبت پواسون از معادله ۴-۱ به دست آمده است. در شکل ۴-۶، ۴-۷، ۴-۸، ۴-۹ و ۴-۱۰ تغییرات نسبت پواسون در چاه شماره ۱ آورده شده است. مقدار متوسط ضریب پواسون ۰.۲ در نظر گرفته شده است.

$$\nu = \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{2(v_p^2 - v_s^2)} \quad \text{معادله ۴-۱}$$

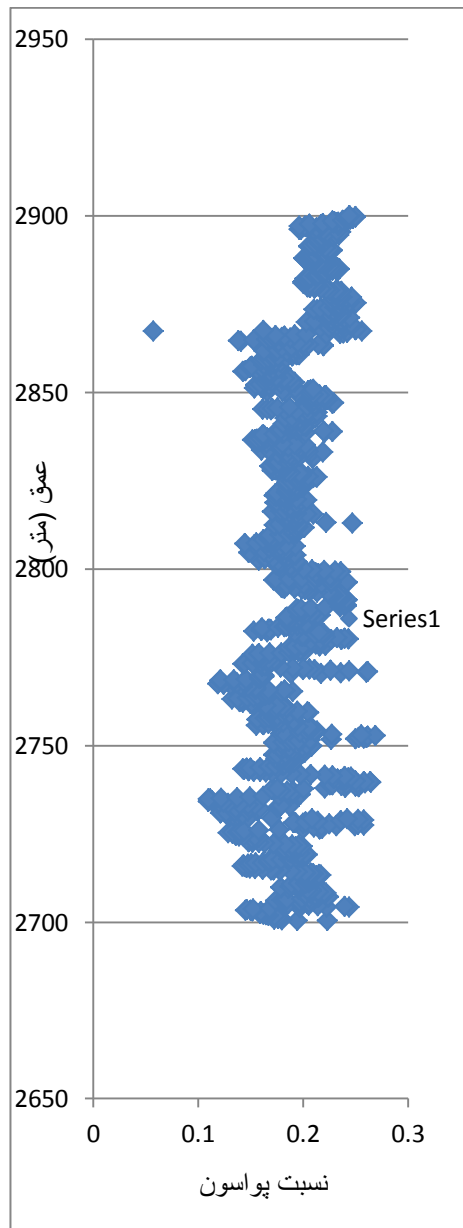
در این روابط ν ضریب پواسون، v_s سرعت موج برشی و v_p سرعت موج فشاری و h عمق می باشد.



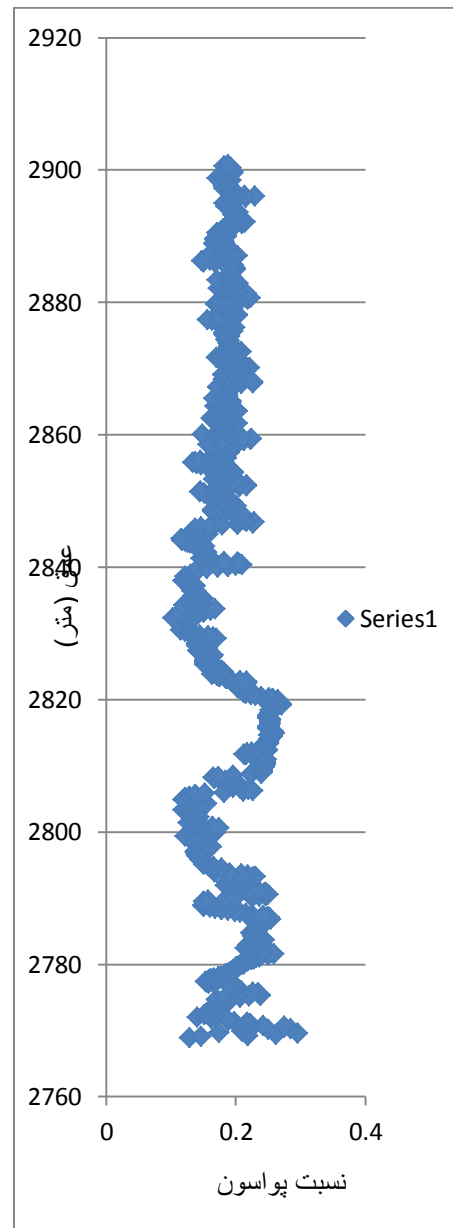
شکل ۴-۷: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۲



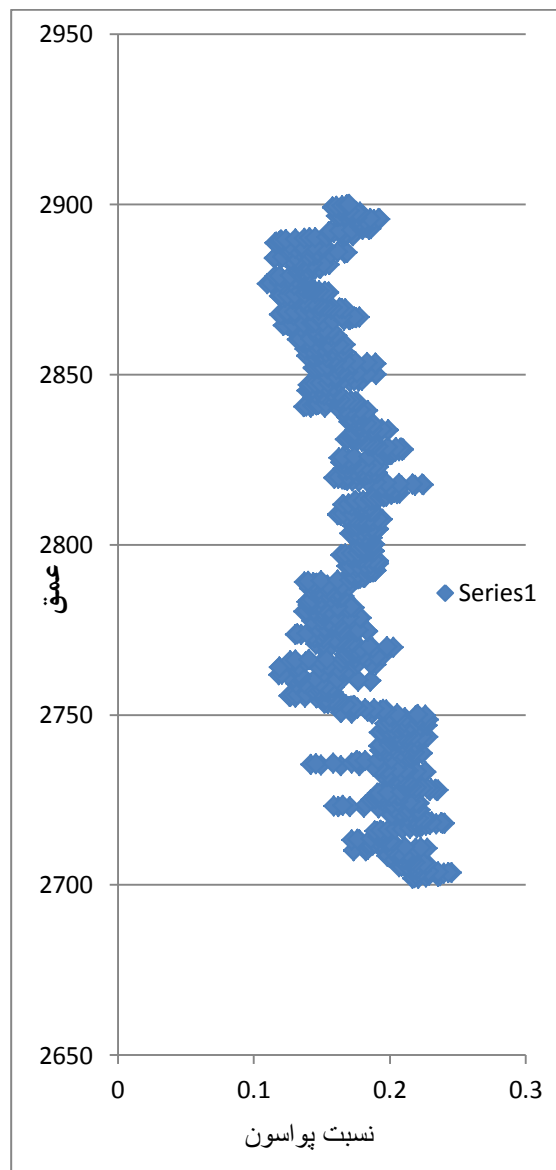
شکل ۴-۶: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۱



شکل ۴-۹: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۴



شکل ۴-۸: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۳



شکل ۴-۱۰: مقدار ضریب پواسون بدست آمده از نگاره صوتی چاه شماره ۵

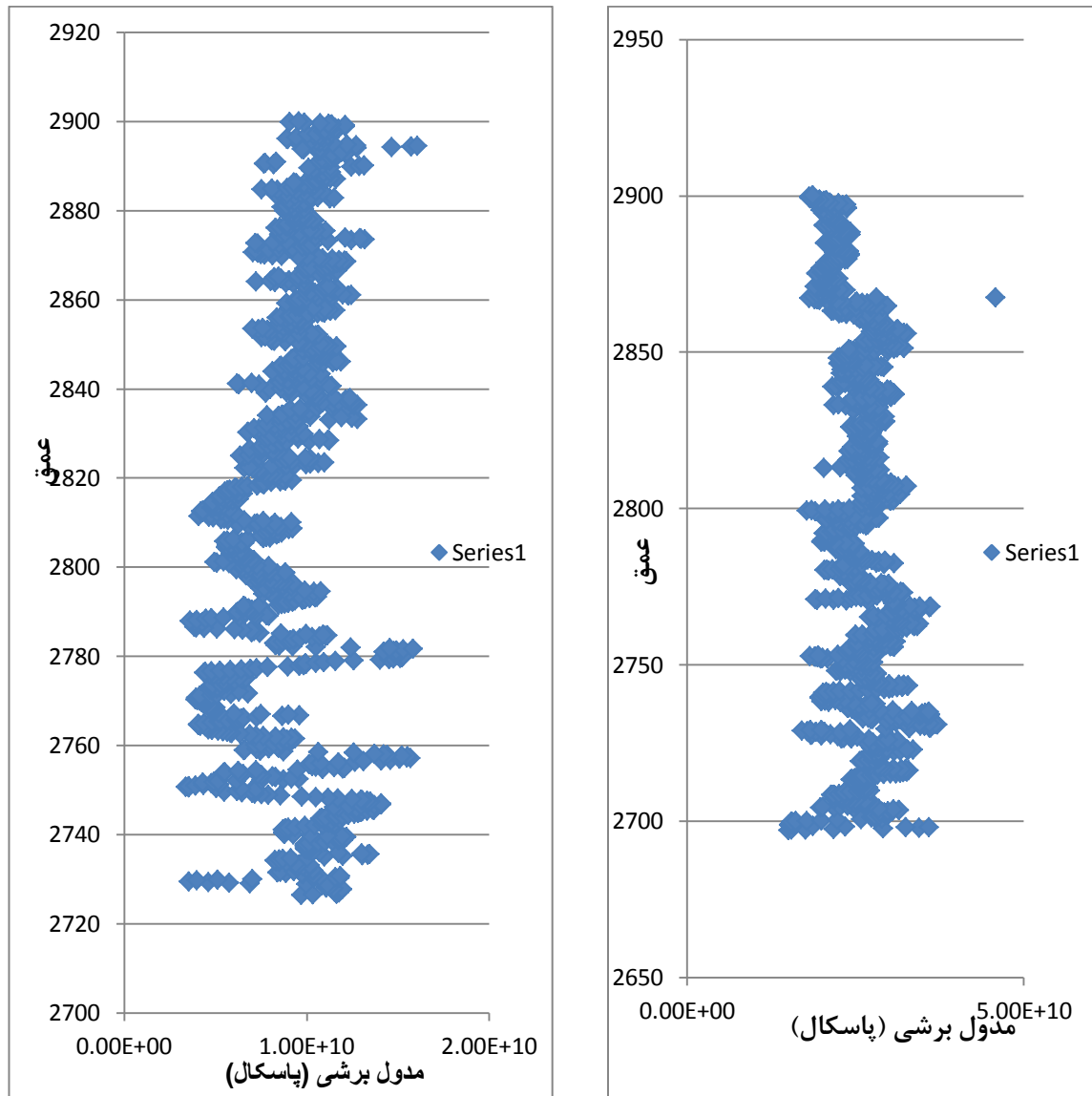
۴-۴-۲- مدول برشی

مدول برشی با استفاده از رابطه ۴-۲ به دست می‌آید. شکل ۴-۱۱، ۴-۱۲، ۴-۱۳، ۴-۱۴ و ۴-۱۵ تغییرات مدول برشی در مخزن را نشان می‌دهد. مقدار متوسط این پارامتر ۲.۹ گیگاپاسکال بدس آمده است.

$$G = \rho(v_p^2 - 4/3v_s^2)$$

معادله ۴-۲

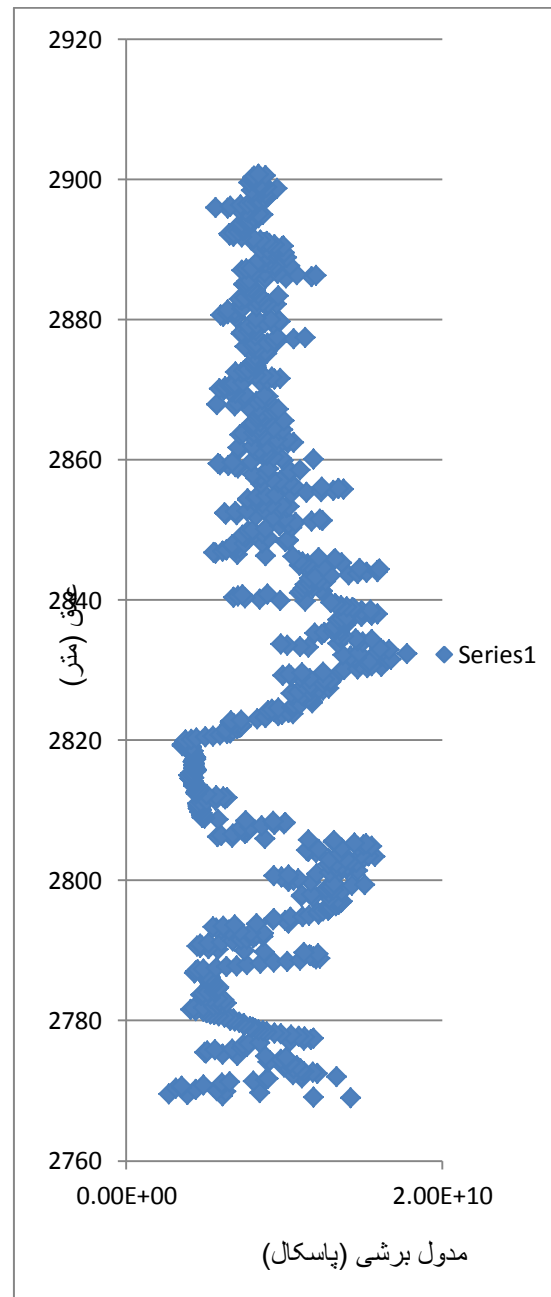
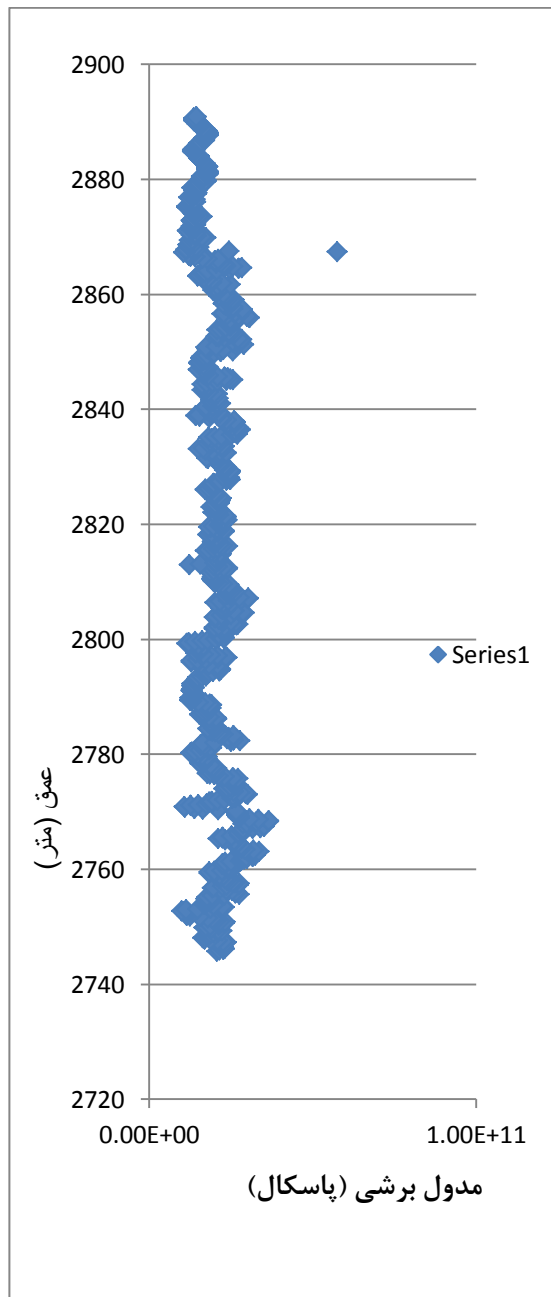
در رابطه ۳-۴، ρ چگالی بر حسب کیلوگرم بر مترمکعب و G بر حسب پاسکال می باشد.



شکل ۴-۱۱: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره ۴-۱۲: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره

۲

۱

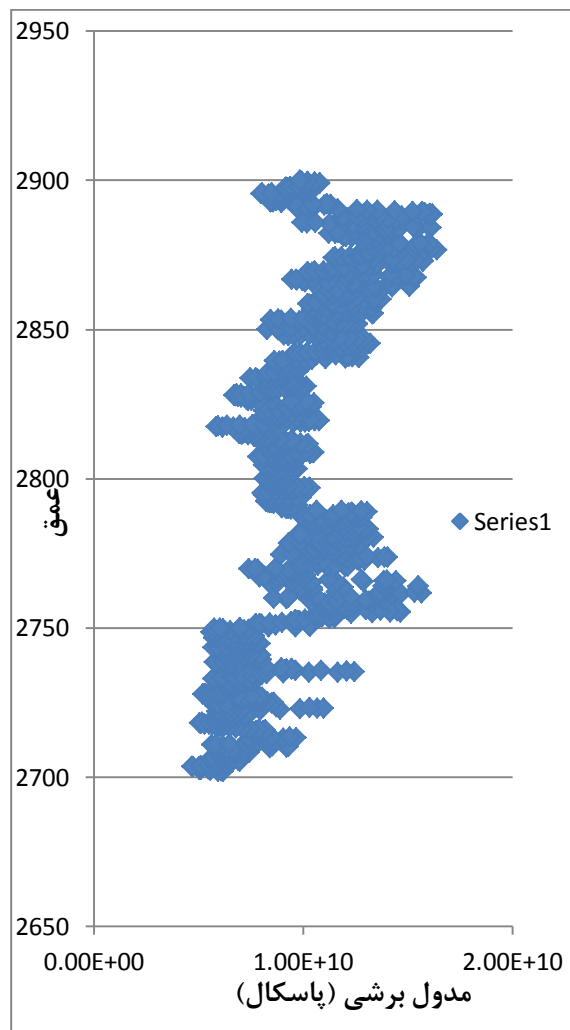


شکل ۴-۱۳: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره ۴

۴

شکل ۴-۱۴: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره ۳

۳



شکل ۴-۱۵: مدول برشی به دست آمده از نگاره چاه شماره ۵

۴-۲-۳-۴-۴-۴ مدول یانگ

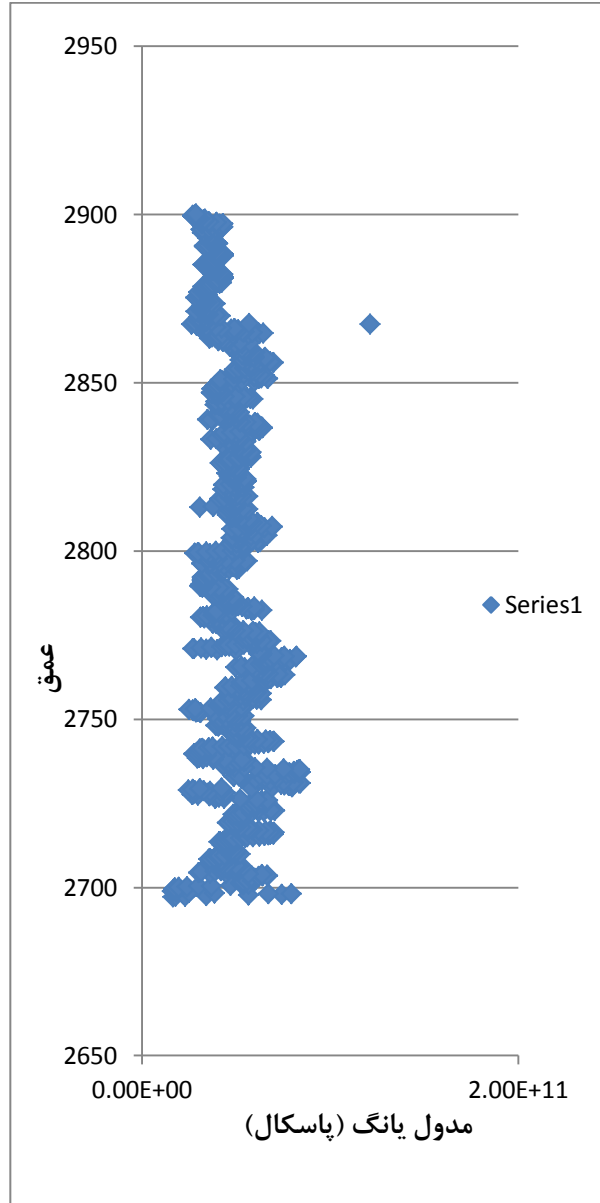
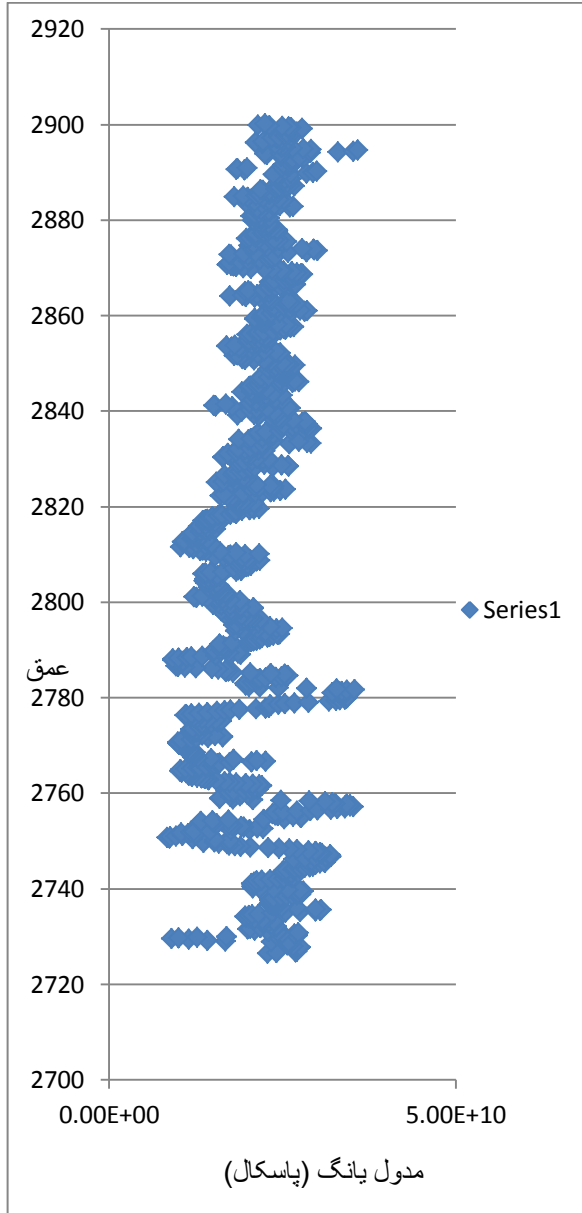
برای بدست آوردن مدول یانگ از رابطه ۳-۴ استفاده می‌شود. مقدار بدست آمده از این رابطه مقدار دینامیکی مدول یانگ می‌باشد. برای بدست آوردن مدول یانگ استاتیکی از رابطه ۴-۴ استفاده می‌شود. شکل ۴-۱۶، ۴-۱۷، ۴-۱۸، ۴-۱۹ و ۴-۲۰، تغییرات مدول یانگ رابا توجه به تغییر عمق در مخزن نشان می‌دهد.

$$E_{dyn} = 2G(1 + \vartheta)$$

معادله ۳-۴

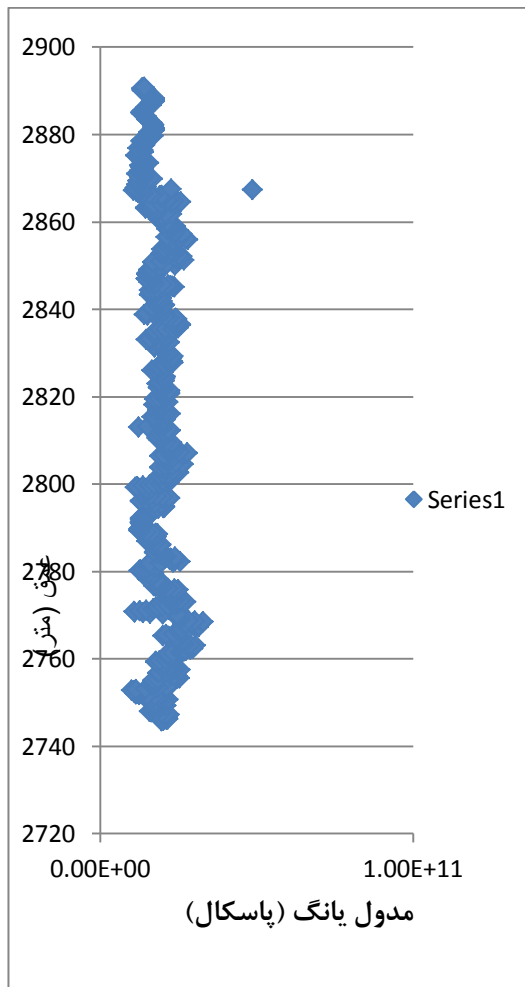
$$E_{static} = 0.4E_{dyn}$$

معادله ۴-۴

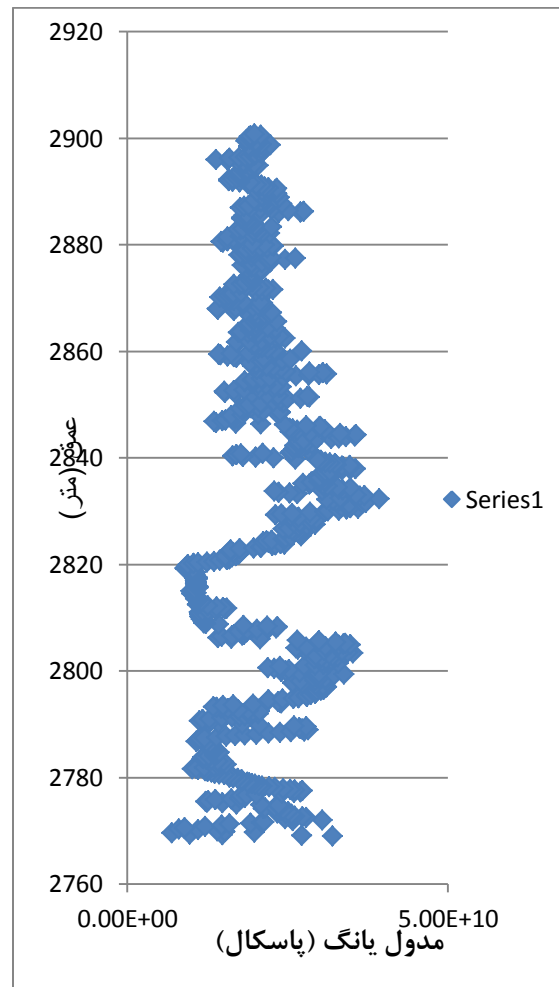


شکل ۴-۱۷: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۲

شکل ۴-۱۶: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۱



شکل ۴-۱۹: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۴



شکل ۴-۱۸: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۳



شکل ۴-۲۰: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۵

۴-۴-۴-۴- مدول بالک

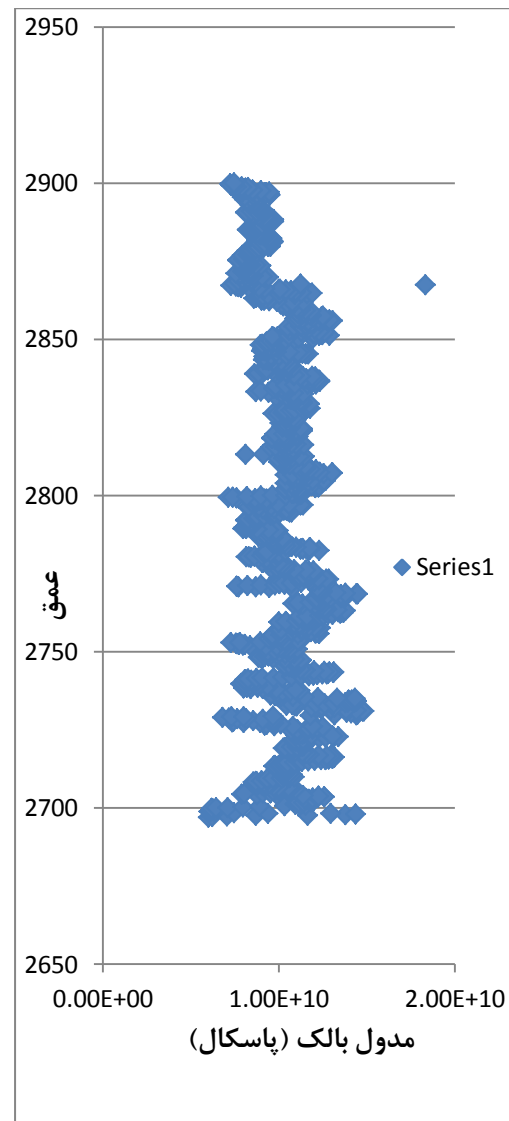
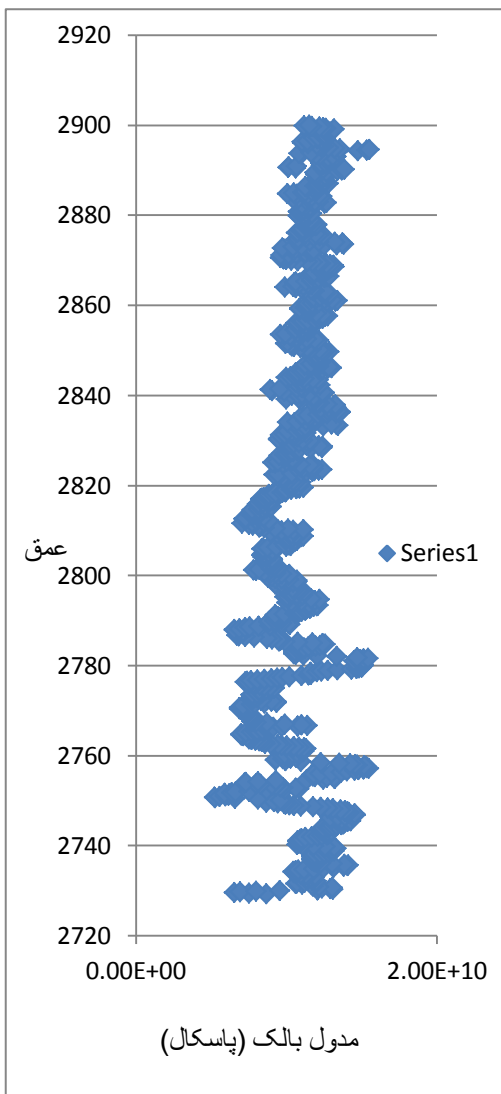
معیاری برای سنجش تراکم پذیری است و با توجه به تغییرات تخلخل و نفوذپذیری بر اثر تغییرات فشار در مخزن، تعیین این پارامتر در مدل‌سازی مخزن از اهمیت بالایی برخوردار است. این مدول از رابطه ۴-۵ به دست می‌آید.

$$k = \frac{E}{3(1 - 2\nu)}$$

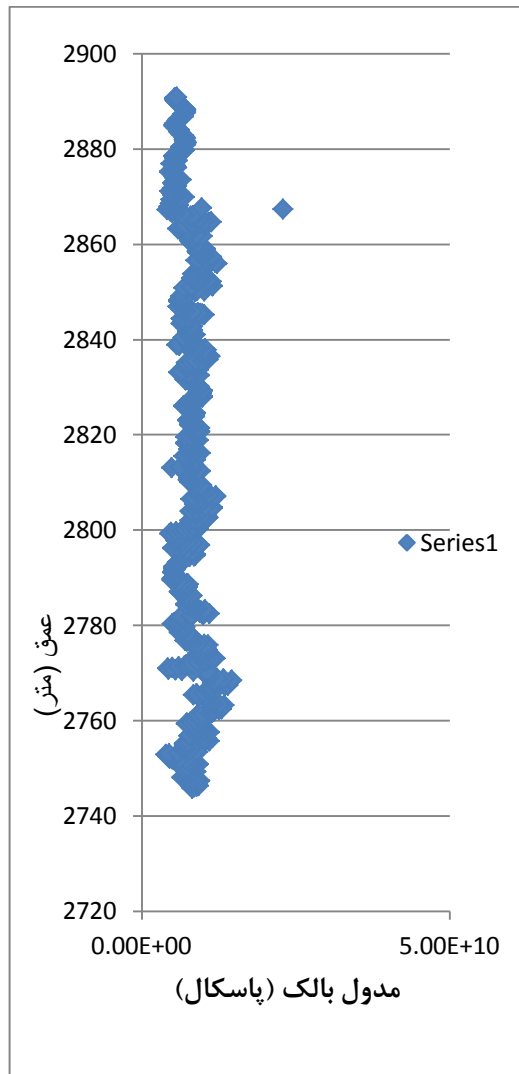
معادله ۴-۵

در شکل ۴-۲۱، ۴-۲۲، ۴-۲۳، ۴-۲۴ و ۴-۲۵ مدول بالک بدست آمده از نگاره چاه های مخزن نشان

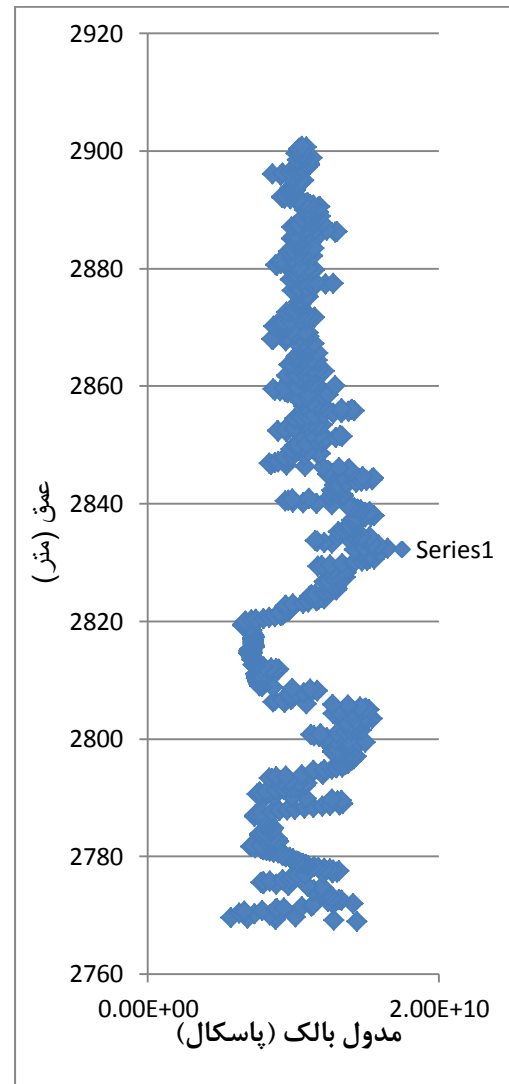
داده شده است.



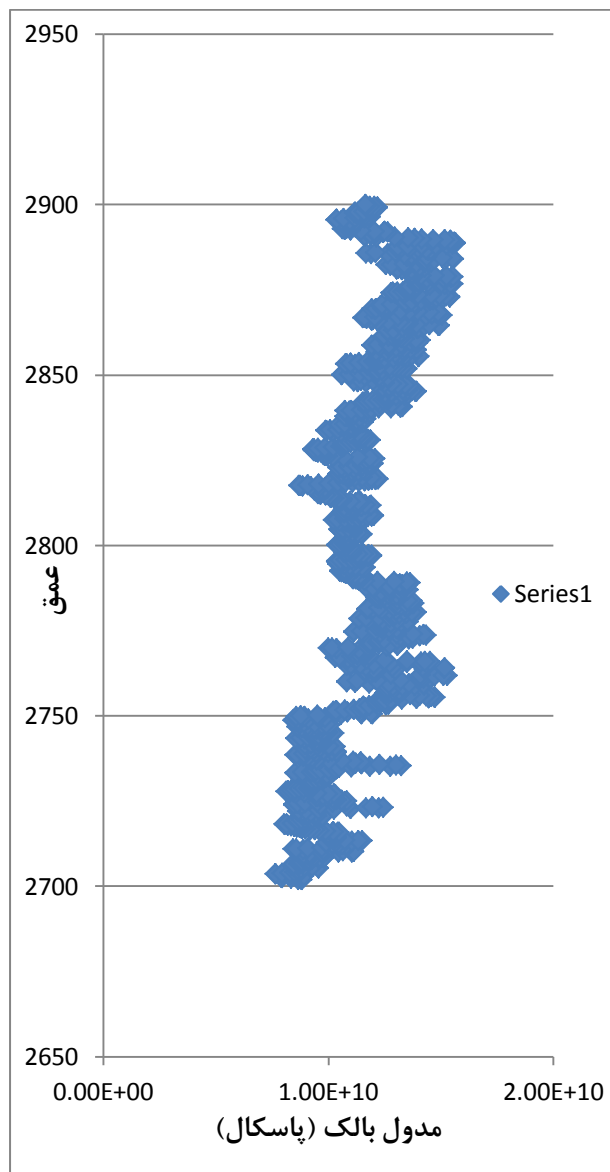
شکل ۴-۲۱: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۱
 شکل ۴-۲۲: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۲



شکل ۴-۲۴: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۴



شکل ۴-۲۳: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۳



شکل ۴-۲۵: مدول یانگ بدست آمده از نگاره صوتی در چاه شماره ۵

۴-۴-۵- مقاومت فشاری تک محوره

روابط تجربی متعددی برای بدست آوردن مقاومت فشاری تک محوره ارائه شده است. با استفاده از این روابط و کالیبره کردن نتایج می‌توان به مقاومت فشاری تک محوره سنگ را بدست آورد. چند نمونه از این روابط در جدول ۴-۲ آورده شده است.

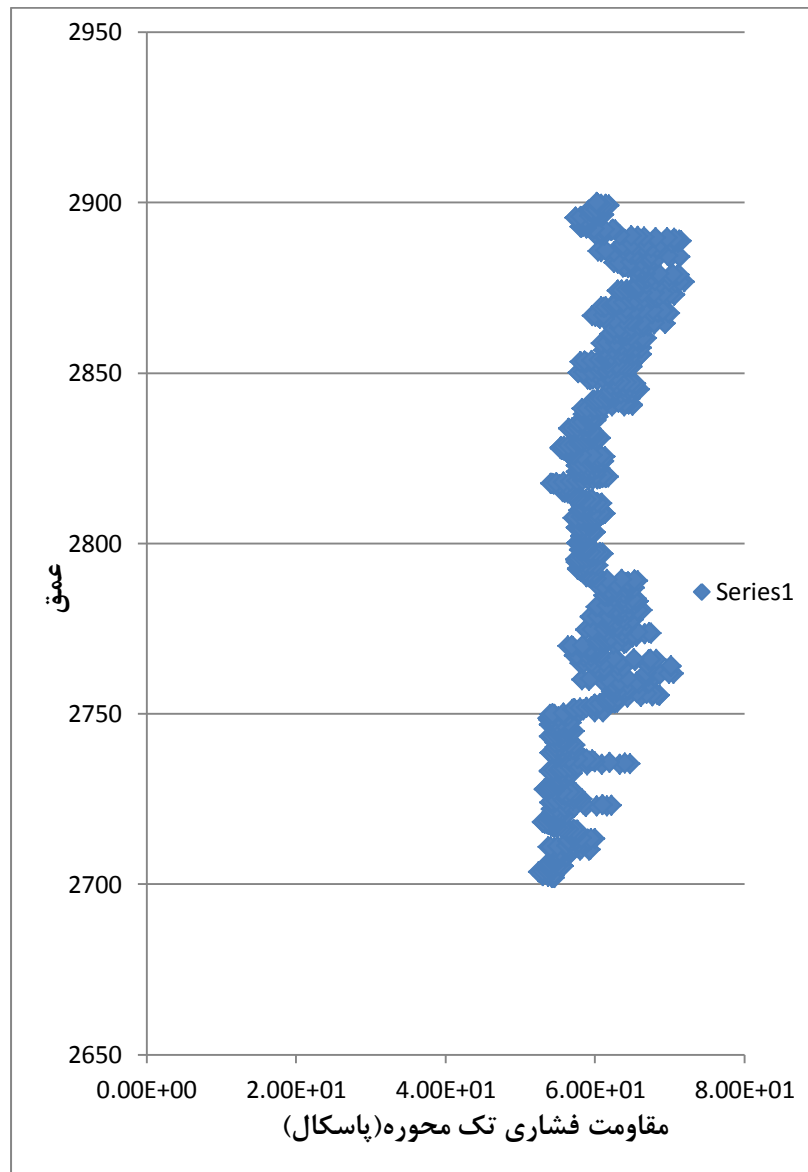
جدول ۴-۲: روابط تجربی برای بدست آوردن مقاومت فشاری تک محوره سنگ (Chang *et al.*, 2006)

مرجع	مقاومت فشاری تک محوره (UCS)	
(Loe <i>et al.</i> , 2011)	$1.184 * 10^6 * DTCO^{-2.5}$	۱
(Militzer and Stoll, 1973)	$(3 + 4.1E_{static}) * 145$	۲
(Rzhevsk and novik, 1971)	$13.4 E^{0.51}$	۳
(Rzhevsk and novik, 1971)	$276 * (1 - \phi)^2$	۴
(Freyburg, 1972)	$0.035vp - 31.5$	۵
(Bradford <i>et al.</i> , 1998)	$3.87exp(1.14 \times 10 - 10\rho V_p^2)$	۶
(Bradford <i>et al.</i> 1998)	$46.2exp(0.027E)$	۷

با استفاده از رابطه ۷ مقاومت فشاری تک محوره سنگ مخزن در میدان نفتی مورد نظر بصورت را

می توان از اطلاعات پتروفیزیکی به دست آورد. مقومت فشاری تک محوره مخزن با توجه به تغییرات عمق

در شکل ۴-۲۶ نشان داده شده است.



شکل ۴-۲۶: مقاومت فشاری تک محوره به دست آمده از اطلاعات پتروفیزیکی

۴-۴- جمع بندی

یکی از مهمترین راه حل‌های کاهش انتشار گاز دی‌اکسید کربن در جو ذخیره‌سازی این گاز در ساختارهای زمین‌شناسی می‌باشد. مخازن نفت و گاز می‌تواند از ساختارهای مهم برای ذخیره‌سازی ایمن و طولانی مدت دی‌اکسید کربن در نظر گرفته شود. با توجه به وجود تعدا زیادی از این ساختارها در ایران و مطالعات انجام شده بر روی این ساختارها، می‌توان از مخازن هیدروکربوری به عنوان گزینه اصلی ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن نام برد.

با توجه به مطالعات انجام شده بر مرحله کشف و بهره‌برداری از مخازن نفت و گاز می‌توان اطلاعات مناسبی از وضعیت ساختار و قابلیت ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در آنها به دست آورد.

فصل پنجم

مدل سازی ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن

۵-۱- مقدمه

در فصل چهارم به معرفی مخزن مورد نظر در جنوب غربی ایران به عنوان ساختار زمین شناسی مناسب جهت ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن پرداخته شد. در این فصل مدل سازی و محاسبه رفتار تزریق گاز دی اکسید کربن در نقاط مختلف مخزن و در بازه های زمانی مختلف مورد بررسی قرار می گیرد. همچنین به تأثیر افزایش فشار مخزن بر توزیع تنش های ساختارهای زمین شناسی منطقه مورد بررسی پرداخته می شود.

به این منظور نخست در نرم افزار CMG مدل هندسی مخزن ایجاد می شود. سپس با توجه به نرخ تزریق پیش بینی شده دی اکسید کربن به داخل مخزن، فشار در نقاط مختلف مدل سازی خواهد شد. سپس حساسیت مدل در برابر تغییرات فشار تزریق دی اکسید کربن، وجود ناپیوستگی ها در ساختار پوش سنگ، تغییرات تخلخل و نفوذ پذیری مخزن و محیط پیرامون آن سنجیده می شود. در ادامه با استفاده از نرم افزار ABAQUS تأثیر مشخصات هندسه مخزن و افزایش فشار مخزن بر روی توزیع تنش در ساختار مخزن و ساختارهای پیرامون آن مورد بررسی قرار می گیرد.

۵-۲- روش های حل مسایل مکانیک سیالات

در صد سال اخیر مطالعه‌ی فرآیندهای مرتبط با جریان سیالات به دو روش آزمایشگاهی و مطالعات عددی مختلف انجام شده است. اطلاعات دقیق فرآیند فیزیکی، غالباً با اندازه‌گیری عملی به دست می‌آید. بسیاری از آزمایش‌ها به دلیل بزرگ بودن مدل مورد آزمایش هزینه‌بر خواهند بود؛ بنابراین آزمایش مورد نظر باید روی مدلی با مقیاس کوچکتر از نسخه اصلی انجام شود که در بسیاری از موارد مشکلات اندازه‌گیری وجود داشته و وسایل اندازه‌گیری هم عاری از خطا نیستند. روش‌های حل تئوری شامل دو روش حل تحلیلی^۱ و روش حل عددی^۲ هستند. از مزایای روش‌های حل تئوری می‌توان به مدل‌سازی شرایط واقعی مسأله، دستیابی به اطلاعات بیشتر، سرعت بیشتر و هزینه‌ی کمتر اشاره کرد (Versteeg and Malalasekera, 1995).

با پیشرفت فن‌آوری، پژوهشگران بر آن شدند که با استفاده از روش‌های تحلیلی، مسایل را مورد بررسی قرار دهند؛ ولی پیچیدگی مسایل در بسیاری موارد به حدی بود که امکان ارائه حل دقیق برای بسیاری از مسائل حاصل نمی‌شد. در نتیجه، روش حل عددی توسط پژوهشگران مختلف به کار گرفته شد و نتایج به دست آمده نشان می‌دهد این روش‌ها می‌تواند جوابگوی نیاز آن‌ها در حل این مسائل باشد. هر چه پدیده از پیچیدگی بیشتری برخوردار باشد کاربرد روش‌های عددی اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. امروزه با دسترسی به رایانه‌های قوی، در بسیاری از موارد تحلیل دینامیک سیالات و انتقال حرارت با روش‌های عددی انجام می‌پذیرد. روش‌های حل عددی که بیشتر در تحلیل مسایل جریان سیالات مورد استفاده قرار می‌گیرند شامل روش‌های تفاضل محدود^۳ (FDM)، اجزاء محدود (FEM) و حجم محدود^۴ (FVM) هستند. تفاوت اصلی میان این سه روش عددی، تقریب متغیرهای جریان و فرآیند گسسته‌سازی

¹ Analytical Method

² Numerical Method

⁵ Computational fluid dynamics

³ Finite Differences Method

⁴ Finite Volume Method

است. محاسبه دینامیک سیالات با استفاده از CFD^1 ، تحلیل سیستم‌های شامل جریان سیال، انتقال حرارت و پدیده‌های مرتبط با آن مانند واکنش‌های شیمیایی به وسیله شبیه‌سازی مبتنی بر کامپیوتر تعریف می‌شود. روش مذکور بسیار قدرتمند بوده و شامل طیف وسیعی از کاربردهای صنعتی و غیر صنعتی می‌باشد (Versteeg & Malalasekera, 1995).

در این پژوهش از نرم افزار عددی مبتنی بر روش تفاضل محدود برای مدل سازی سیال و همچنین نرم افزار عددی مبتنی بر روش المان محدود برای مدل سازی تغییرات تنش ناشی از تزریق در سازند مورد نظر استفاده شده است.

۵-۲-۱- روش‌های عددی

تقریباً هر پدیده‌ای در طبیعت را می‌توان با کمک قوانین فیزیک بر حسب معادلات جبری توصیف نمود. تخمین توزیع فشار و تنش در یک مخزن از مسائل مهم در این زمینه می‌باشد. در مطالعه پدیده‌های فیزیکی محققین با دو وظیفه عمده رو به رو هستند که تشکیل روابط ریاضی فرایند فیزیکی و تحلیل عددی مدل ریاضی می‌باشد. در شبیه‌سازی عددی از یک روش عددی و یک رایانه برای ارزیابی مدل ریاضی و تخمین مشخصه‌های فرایند بهره گرفته می‌شود. در ادامه روش عددی تفاضل محدود و اجزاء محدود به اختصار شرح داده می‌شود (Reddy, 2005).

۵-۲-۱-۱- روش تفاضل محدود

در روش تفاضل محدود یک معادله دیفرانسیل، مشتقات آن با تفاضل خارج قسمت‌ها (یا بسط سری تیلور^۲ تابع) که شامل مقادیر جواب در نقاط مجزای شبکه در دامنه می‌باشد، جایگزین می‌گردد.

² Taylor

معادلات جبری حاصل پس از اعمال شرایط مرزی جهت به دست آوردن مقادیر جواب در نقاط شبکه حل می گردند (Reddy, 2005).

۵-۲-۱-۲- روش اجزاء محدود

پیدایش روش اجزاء محدود به حل مسائل پیچیده الاستیسیته و تحلیل سازه ها در مهندسی عمران و هوا فضا برمی گردد. این روش حاصل کار الکساندر هرنیکوف (۱۹۴۱) و ریچارد کورانت (۱۹۴۲) می باشد. با این که روش کار این دو دانشمند کاملاً متفاوت بود، اما یک ویژگی مشترک داشت: تقسیم یک دامنه ی پیوسته (ماده) به یک سری زیردامنه (قطعات کوچکتر ماده) به نام المان (اجزاء).

روش اجزاء محدود بر کمبود روش های سنتی وردشی با فراهم آوردن روندی منظم جهت استخراج توابع تقریبی برای زیرناحیه های دامنه فائق آمده است. این روش دارای سه ویژگی اساسی است که باعث برتری آن بر دیگر روش های عددی می گردد. اول، دامنه پیچیده هندسی مسئله به صورت مجموعه ای از زیردامنه های ساده به نام اجزاء محدود عرضه می شود. دوم، توابع تقریب برای هر جزء محدود با استفاده از این نظریه ی ساده که هر تابع پیوسته را می توان به وسیله ترکیب خطی چند جمله ای های جبری بیان نمود، استخراج می شود. سوم، روابط جبری بین ضرایب نامعین به وسیله برقراری معادلات حاکم اغلب به صورت انتگرال وزنی، برای هر جزء به دست می آید. بنابراین، روش اجزاء محدود را می توان به طور خاص، به کار گیری روش های ریلی-ریتز^۱ با باقیمانده وزنی به صورت جزء گون تصور نمود. در این روش، اغلب توابع تقریب به صورت چند جمله ای های جبری در نظر گرفته می شود و پارامترهای نامعین بیانگر مقادیر جواب در تعداد محدودی از نقاط از پیش تعیین شده روی مرز و در داخل جزء به نام گره می باشند. توابع تقریب با استفاده از مفاهیم نظریه میانمایی به تعداد گره ها در جزء و مرتبه معادله دیفرانسیل در دست

^۱ Rayleigh - Ritz

حل بستگی دارد. عموماً روش اجزاء محدود به دنبال یافتن u برای معادله دیفرانسیل به شکل زیر هست (Reddy, 2005).

$$u \approx \sum_{j=1}^n u_j \psi_j + \sum_{j=1}^m c_j \phi_j \quad \text{معادله ۵-۱}$$

که u_j مقادیر u در گره‌ها، ψ_j توابع میانجی، c_j ضرایب غیر گرهی و ϕ_j توابع تقریب متناسب با آن می‌باشد (Reddy, 2005).

۵-۲-۱-۳- شرایط مرزی و شرایط اولیه

یک معادله دیفرانسیل را بیانگر یک مسئله مقدار مرزی گویند اگر متغیرهای وابسته و احتمالاً مشتقات آن در لحظه اولیه (به عبارت دیگر در زمان $t=0$) معین باشند. مسائل مقدار اولیه عموماً مسائل وابسته به زمان می‌باشند (Reddy, 2005).

۵-۲-۲- روش‌های حل معادلات در نرم‌افزارهای شبیه‌سازی عددی

گسسته سازی در نرم‌افزارهای عددی به دو صورت صریح^۱ و ضمنی^۲ صورت می‌پذیرد. در ادامه به تشریح هر یک از این روش‌ها و بررسی ویژگی‌ها و مزایا و معایب آن پرداخته می‌شود.

۵-۲-۲-۱- روش حل صریح

در روش صریح حل بصورت گام به گام و جزء به جزء از مرزها شروع شده و به پیش می‌رود. ماتریس‌ها در این روش کوچک و حتی به صورت دستی قابل حل هستند. این روش در تعداد سعی و خطاهای بالا همگرا می‌شود و در نتیجه درصد خطای حل بیشتر از روش ضمنی است و رسیدن به نتیجه نهایی زمان بر است. این روش معمولاً همگرا می‌شود. از آنجا که دستگاه معادلاتی که در هر مرحله حل می‌شود کوچک است برای حل نیازی به پردازشگر قوی نیست (مهرابیان، ۱۳۸۰).

^۱ Explicit

^۲ Implicit

در این روش هر معادله اختلاف تنها شامل یک مجهول است و در نتیجه مجهول مورد نظر را می توان مستقیماً به دست آورد. متغیر پیمایشی در این معادله زمان است. فرض بر آن است که مجهول در زمان $n+1$ از روی مقادیر معلوم در زمان n به دست می آید. وقتی این محاسبات به اتمام برسد مقدار مجهول در زمان $n+1$ به دست می آید و این روش برای به دست آوردن مجهولات در زمان $n+2$ نیز به کار می رود. به تدریج با طی فواصل زمانی مشخص حل کامل مسئله شکل می گیرد (مهرابیان، ۱۳۸۰).

در روش صریح اگر گام های زمانی به درستی انتخاب نشوند، روش حل ناپایدار خواهد شد و برنامه کامپیوتری به دلایلی از قبیل میل کردن اعداد به سمت بینهایت و گرفتن ریشه دوم از اعداد منفی متوقف می شود. در بسیاری از حالات گام های زمانی باید کوچک باشد تا سیستم پایدار شود. این حالت باعث طولانی شدن محاسبات رایانه ای برای فاصله زمانی معین می شود (مهرابیان، ۱۳۸۰).

مزایای روش صریح عبارت است از (مهرابیان، ۱۳۸۰):

- حل کردن و برنامه نویسی آن آسان می باشد.

معایب این روش عبارت است از (مهرابیان، ۱۳۸۰):

- با توجه به مسئله، بازه های زمانی در حل باید کوچکتر از مقدار حدی باشد که توسط معیارهای پایداری دیکته می شود. این سازوکار باعث می شود وقت لازم برای انجام محاسبات رایانه ای را طولانی نماید زیرا تعداد بسیار بازه زمانی لازم خواهد بود تا فاصله زمانی معینی را پر کند.

۵-۲-۲- روش حل ضمنی

در روش ضمنی تمام قطعه شبکه بندی شده و دستگاه معادلات حاکم بر کل شبکه با هم حل می شود. بنابراین معادلات اجزا محدود حاکم بر کل سیستم در تعداد سعی و خطاهای کمتری همگرا می شود. بنابراین اگر در هر سعی و خطا یک بار خطا وارد حل شود، به دلیل کم بودن تعداد سعی و

خطاها، حل با خطای کمتری نسبت به حل صریح به دست می آید. از طرفی به علت بزرگ بودن ماتریس ضرایب در این روش، در صورتی که تعداد المانها زیاد باشد و یا مساله پیچیده باشد نیاز به پردازشگر قوی برای حل هستیم. این روش معمولاً دشوار و نیازمند استفاده از پردازشگرهای قوی است و گاهی ممکن است همگرا نشود، اما معمولاً نتایج سریع تر و دقیق تر به دست می آید (مهرابیان، ۱۳۸۰).

مزایای روش ضمنی عبارت است از (مهرابیان، ۱۳۸۰):

- پایداری به ازای مقادیر بسیار بزرگ t برقرار است در نتیجه تعداد بسیار کمی t برای پر کردن فاصله زمانی معین لازم است و باعث می شود زمان محاسبات رایانه ای کاهش یابد.

معایب روش صریح عبارت است از (مهرابیان، ۱۳۸۰):

- برنامه نویسی و حل آن پیچیده است.
- به دلیل انتخاب t بزرگ، خطاهای ناشی از حذف جملات بزرگ است و کاربرد روش های ضمنی در مسایل یکنواخت برای تعیین تغییرات زمانی متغیرهای مستقل ممکن است از دقت کمتری نسبت به روش صریح برخوردار باشد.
- به دلیل نیاز به عملیات های ماتریس زیاد در هر مرحله زمانی، وقت لازم برای محاسبات در هر مرحله زمانی در مقایسه با روش صریح بسیار بیشتر است.

۵-۳- معرفی نرم افزارها مدل سازی مخزن

در این تحقیق برای مدل سازی مخزن از دو نرم افزار CMG و ABAQUS استفاده شده است. برای مدل سازی تزریق و حرکت سیال در مخزن از نرم افزار CMG استفاده شده است و تغییرات تنش ناشی از تزریق دی اکسید کربن در ساختار مخزن و پوش سنگ نیز با استفاده از نرم افزار ABAQUS مدل سازی شده است. در ادامه به معرفی این دو نرم افزار پرداخته می شود.

۵-۳-۱- معرفی نرم افزارهای CMG-GEM

امروزه استفاده از تکنیک‌های شبیه‌سازی عددی در حل مشکلات مخازن هیدروکربوری به طور چشم‌گیری افزایش یافته است. این شبیه‌سازی‌ها از تلفیق معادلات حالت، بقای جرم و قانون دارسی بوجود آمده و معادلات دیفرانسیل حاصل به روشهای مختلف حل می‌شوند. دسته بندی این گونه نرم‌افزارها تحت عناوین مدل‌های نفت سیاه^۱ و مدل‌های ترکیبی صورت می‌گیرد. انتخاب یکی از دو مدل جهت شبیه‌سازی مخزن، بر پایه فراریت سیال مخزن مورد نظر صورت می‌گیرد. جهت شبیه‌سازی فرایندهایی همانند تزریق دی‌اکسید کربن و نیتروژن باید از مدل‌های ترکیبی استفاده کرد (عباس شهرآبادی و همکاران، ۲۰۰۹).

نرم‌افزارهای شبیه‌سازی مخازن نفت و گاز از سه قسمت کلی تشکیل شده‌اند. قسمت اول شامل تعیین رفتار فازی سیال با استفاده از تطبیق اطلاعات موجود آزمایشگاهی با نتایج PVT^۲ انتخاب شده می‌باشد. این کار در نرم‌افزار CMG^۳ توسط WinProp قابل انجام است. در قسمت دوم با توجه به فرایند مورد نظر، یکی از نرم‌افزارهای مربوط جهت شبیه‌سازی حرکت سیال در محیط متخلخل انتخاب می‌شود. نرم‌افزار CMG با استفاده از الگوریتم قدرتمندی که در اختیار دارد قادر به شبیه‌سازی حرکت سیال می‌باشد. این ابزار شامل شبیه‌سازی به صورت مدل نفت سیاه (با استفاده از نرم‌افزار IMEX)، شبیه‌سازی به صورت مدل ترکیبی (با استفاده از نرم‌افزار GEM) و مدل‌سازی فرایندهای گرمایی (با استفاده از نرم‌افزار STARS) می‌باشد. در مدل نفت ترکیبی معادلات بقای جرم برای هرکدام از اجزای موجود در سیال نوشته می‌شود. از این مدل می‌توان جهت شبیه‌سازی مخازنی که در آنها تغییرات ترکیب و خواص سیال اثر قابل توجهی بر عملکرد مخزن داشته باشد (فرایند تزریق گاز) استفاده نمود. قسمت سوم شامل چندین نرم‌افزار جانبی است. این نرم‌افزارها به دو دسته پیش پردازنده و پس پردازنده تقسیم می‌شوند.

^۱ Black-oil

^۲ An abbreviation for pressure, volume, temperature

^۳ Computer Modelling Group: CMG

برای مدل سازی مخزن، ورودی نرم افزار پیش پردازنده شامل اطلاعات زمین شناسی، اطلاعات مربوط به نحوه شبکه بندی و نوع و تعداد مش ها، خواص مربوط به سنگ مخزن، خواص مربوط به سیال مخزن تهیه شده به وسیله نرم افزار WinProp، روش های عددی جهت حل معادلات و در نهایت اطلاعات مربوط به تاریخچه مخزن و تولید چاه ها می باشد. در CMG این کار توسط بخش Biulder قابل انجام است. نرم افزارهای پس پردازنده برای نمایش نتایج خروجی حاصل از سه نرم افزار IMEX، GEM و STARS بکار می روند. در شبیه ساز ترکیبی، حرکت یک یا چند فاز که بیش از دو فاز هیدروکربنی در آن حضور دارد مدل می شود. با توجه به توضیحات داده شده، برای مدل سازی تزریق دی اکسید کربن از نرم افزار CMG-GEM استفاده می شود.

روش حل معادلات و متغیرهای مورد استفاده در نرم افزار CMG-GEM با استفاده از روش تطبیقی ضمنی^۱ حل می شود. این روش شامل هر دو روش انتقال پذیری صریح^۲ و ضمنی کامل^۳ می باشد. مزیت استفاده از روش ضمنی تطبیقی ارائه ثبات بدون قید و شرط و کاهش فضای مورد نیاز در رایانه برای ذخیره سازی داده های خروجی می باشد. نرم افزار از یک معادله حالت ترکیبی برای مدل سازی رفتار دی اکسید کربن طی دوره تزریق و پس از تزریق استفاده می کند. معادله انتقال اجزای تشکیل دهنده، معادله توضیح تعادل ترمودینامیکی بین گاز و فاز مایع و یک معادله برای حبس گاز در مخزن استفاده می شود. جریان سیال در مخزن به صورت معادله ۵-۲ می باشد (Raziperchikolae et al., 2013).

$$\nabla \cdot \left[\sum_{i=1}^{n_p} \rho_i x_{ki} v_i \right] + Q_k = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \sum_{i=1}^{n_p} \rho_i x_{ki} S_i \right] \quad \text{معادله ۵-۲}$$

¹ Adaptive – implicit

² Explicit transmissibility

³ Fully implicit

در معادله ۲-۵، ρ دانسیته، x_{ki} نسبت مولی از جزء k در فاز i ، Q_k شرایط ته نشینی برای جزء k ، S_i درصد اشباع فاز i ، \emptyset تخلخل، n_p تعداد فاز و v_i سرعت نفوذپذیری می باشد که از معادله دارسی به دست می آید (Raziperchikolaee et al., 2013).

$$v_i = -k \frac{k_{ri}}{\mu_i} (\nabla \cdot p_i - \emptyset_i \nabla_z) \quad \text{معادله ۳-۵}$$

در معادله دارسی برای محیط های متخلخل چند فازی (معادله ۳-۵)، k نفوذپذیری مطلق، k_{ri} نفوذپذیری فاز i ، p_i فشار فاز i ، μ_i لزجت برای جزء i ، \emptyset_i گرادیان فشار برای جزء i می باشد. در فرایند ذخیره سازی فرض می شود شرایط هم دما بر معادله حاکم است. در مدل سازی جریان سیال و ردیابی حرکت دی اکسید کربن برای یک دوره طولانی و شبیه سازی مخازن هیدروکربوری بزرگ به زمان محاسباتی زیادی نیاز می باشد. به منظور دریافت نتایج شبیه سازی در زمان منطقی، اندازه بلوک ها و بازه های زمانی دو پارامتر اصلی می باشند که باید به درستی انتخاب شوند. معمولاً به خاطر صرفه جویی در زمان اندازه بلوک ها بزرگ در نظر گرفته می شوند (Raziperchikolaee et al., 2013).

۵-۳-۲- معرفی نرم افزار ABAQUS

نرم افزار ABAQUS مجموعه ای از برنامه های مدل سازی عددی قدرتمند مهندسی است که بر پایه روش المان محدود بنا نهاده شده و می تواند مسایلی با طیف گسترده از یک تحلیل خطی نسبتاً ساده تا تحلیل های غیرخطی بسیار پیچیده را حل کند.

این نرم افزار شامل کتابخانه گسترده ای از المان ها است که می تواند هر نوع هندسه ای را به صورت مجازی مدل سازی کند. همچنین این برنامه شامل لیست گسترده ای از مدل های رفتار مواد مختلف است که می تواند رفتار اغلب مصالح مهندسی مانند فلزات، لاستیک، پلیمرها، کامپوزیت ها، بتن مسلح، فوم های شکننده و حتی مصالح ژئوتکنیکی مثل خاک و سنگ را نیز مدل سازی کند.

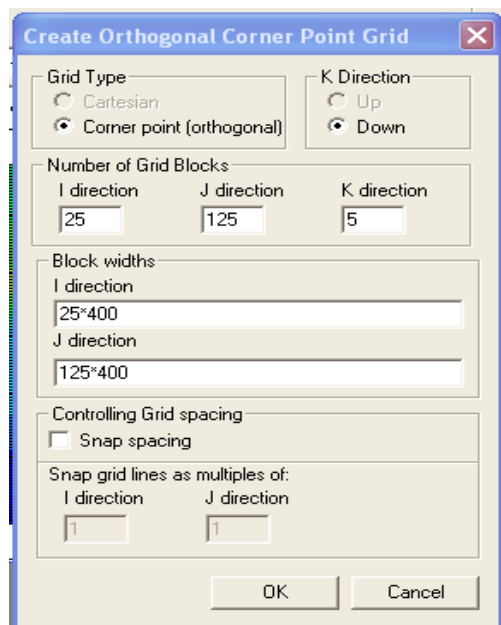
۴-۵- اطلاعات ورودی مدل سازی

اطلاعات ورودی در نرم افزار CMG برای مدل سازی فشار گاز داخل مخزن شامل شبکه بندی مدل، ویژگی سیال داخل مخزن و سیال تزریقی، موقعیت چاهها، ویژگی سنگ مخزن، شرایط مرزی و شرایط اولیه است. همچنین برای مدل سازی ژئومکانیکی مخزن در نرم افزار ABAQUS، مشخصات ساختار مخزن و پوش سنگ پیرامون آن، شرایط مرزی و شرایط اولیه و معیار مورد استفاده برای تحلیل مدل وارد نرم افزار می شود. در ادامه به بررسی این اطلاعات پرداخته می شود.

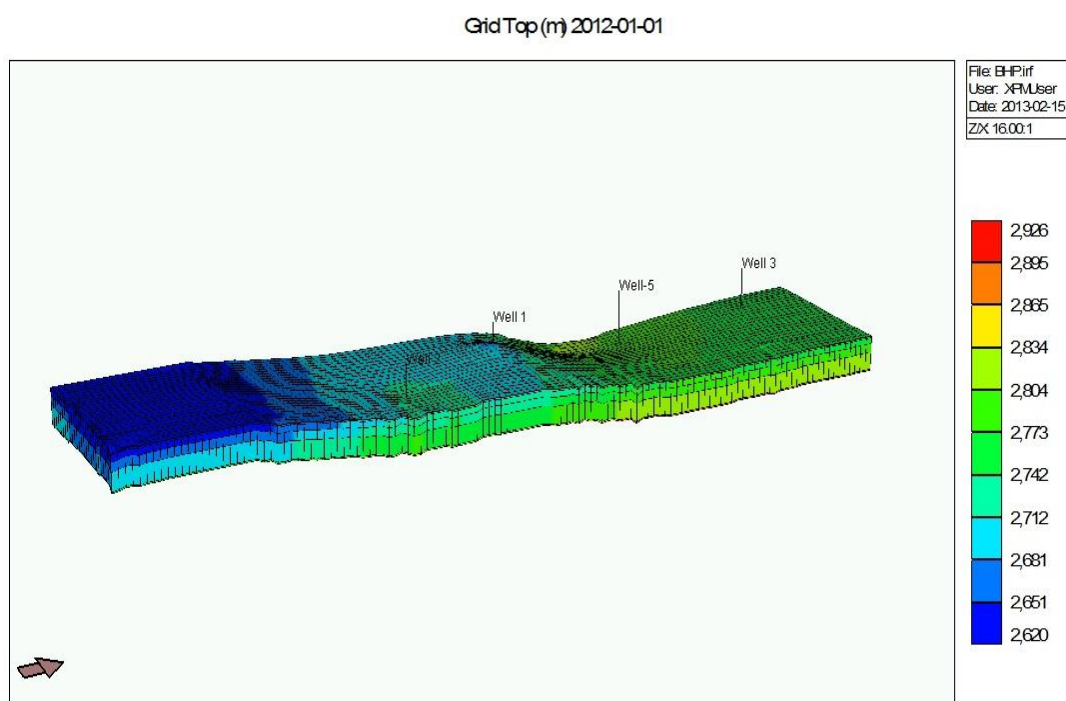
۴-۵-۱- شبکه بندی مدل

همان طور که در فصل ۴ بیان شد؛ مخزن نفتی مورد نظر در جنوب غرب ایران با توجه به مشخصات زمین شناسی به عنوان ساختار دارای قابلیت ذخیره سازی معرفی شد. ساختار مورد نظر تاقدیسی به طول ۲۵ کیلومتر و عرض ۵ کیلومتر می باشد. عمق متوسط مخزن ۲۷۰۰ متر و ضخامت تقریبی آن ۱۱۰ متر می باشد که جنس سنگ مخزن و ساختار بالایی آن غالباً از نوع آهک است. در نرم افزار CMG لایه های دارای پتانسیل ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن که همان ساختار مخزن می باشد، در سه لایه مجزا مدل شده است. مدل در سه جهت I، J و K تعریف شده است و اندازه مدل بصورت ۲۵ بلوک در جهت I و به عرض ۴۰۰ متر، ۱۲۵ بلوک در جهت J و به عرض ۴۰۰ متر و ۵ بلوک در جهت K می باشد. مشخصات مش بندی در شکل ۵-۱ آورده شده است. پس از مش بندی، شرایط مرزی و نواحی درونی تعیین می شوند. در مدل سازی مخزن و تعیین شکل سازند سروک، از شش چاه حفر شده در این ساختار و اطلاعات مرتبط به فاصله چاهها و عمق اتصال چاهها به سازند سروک استفاده شده است. با استفاده از مختصات نقطه تقاطع چاه و سازند مورد نظر، شکل سازند مشخص گردید. نمونه ای از شبکه مش بندی شده مدل و

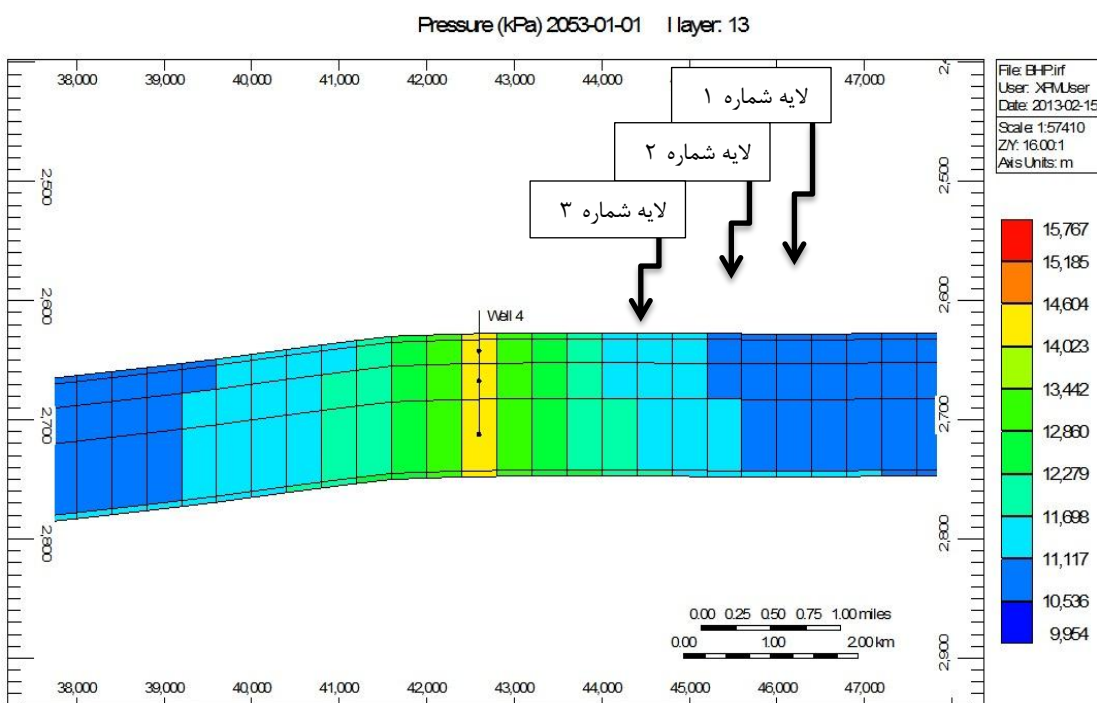
چاه های تزریق در شکل ۲-۵ آورده شده است. همچنین موقعیت لایه ها در شکل ۳-۵ قابل مشاهده می باشد.



شکل ۵-۱: مشخصات مش بندی مدل در نرم افزار CMG



شکل ۵-۲: شبکه مش بندی شده مدل مخزن



شکل ۵-۳: موقعیت لایه های دارای قابلیت ذخیره سازی

۵-۴-۲- ویژگی سیال تزریقی به مخزن

در نرم افزار CMG می توان در برنامه تزریق از آب یا گاز استفاده کرد. با توجه به هدف این مطالعه،

گاز تزریقی دی اکسید کربن می باشد. گاز دی اکسید کربن به صورت پیش فرض در نرم افزار قرار دارد.

۵-۴-۲-۱- رفتار گازهای حقیقی

بررسی رفتار گازها بر اساس روابط ایده آل فقط در فشارهای خیلی پایین رضایت بخش خواهد بود.

در فشارهای بالاتر، استفاده از معادله حالت گازهای ایده آل در فشار اتمسفریک ممکن است منجر به

خطایی بیشتر از ۵۰۰ درصد گردد. بطور کلی میزان انحراف گازهای حقیقی از گازهای ایده آل با افزایش

دما و فشار افزایش می یابد و بر اساس ترکیب این گاز این انحراف تغییر می کند. دلیل این تفاوت در فرض

گازهای ایده آل است که به عنوان سیالی با حجم مولکولی ناچیز و نبود جاذبه و دافعه بین مولکولها در

نظر گرفته می شوند. ولی برای گازهای حقیقی این فرض غیرممکن است (Tarek ahmad, 2001).

۴-۲-۲-۴-۵- تراکم پذیری گازهای طبیعی

یکی از موارد مهم در مهندسی مخزن بررسی تغییرات تراکم پذیری سیالات نسبت به تغییرات فشار و دما می باشد. برای مایعات تراکم پذیری ناچیز می باشد ولی برای گازها این پارامتر دارای اهمیت است. تراکم پذیری یک گاز در دمای ثابت به صورت تغییرات در حجم گاز در اثر تغییرات در فشار تعریف می شود. در معادله ۴-۵ رابطه فشار بر تراکم پذیری گاز نشان داده شده است (Tarek ahmad, 2001).

$$c_g = -1/v \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad \text{معادله ۴-۵}$$

c_g تراکم پذیری گاز در دما ثابت بر حسب $1/psi$ ، p, v و T به ترتیب حجم، فشار و دمای گاز می باشند.

در معادله ۵-۵ حالت گازهای حقیقی، حجم گاز به صورت معادله تعریف می شود:

$$V = \frac{ZnRT}{P} \quad \text{معادله ۵-۵}$$

تراکم پذیری سیال از معادله ۶-۵ به دست حاصل می شود.

$$c_g p_{pc} = c_{pr} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{Z} \left[\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}} \right]_{T_{pr}} \quad \text{معادله ۶-۵}$$

p_{pr} فشار شبه نقصانی^۱ بدون بعد، T_{pr} دما شبه نقصانی^۲ بدون بعد، p_{pc} فشار شبه بحرانی و c_{pr}

تراکم پذیری شبه نقصانی دما- ثابت و c_g تراکم پذیری دما- ثابت گاز بر حسب $1/psi$ می باشد. مقادیر

$\left[\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}} \right]_{T_{pr}}$ را می توان از شیب دما- ثابت T_{pr} در نمودار استاندینگ^۳ و کاتز^۴ محاسبه کرد

(Tarek ahmad, 2001).

¹ Reduced pressure

²

³ Standing

⁴ Katz

۵-۴-۳- شرایط اولیه مخزن

در مدل سازی جریان سیال در مخزن و در نتیجه بررسی تغییرات فشار ناشی از تزریق گاز به داخل مخزن، مشخصات سنگ مخزن، مشخصات سیال مخزن، فشار و دمای اولیه مخزن، تخلخل و نفوذپذیری و درصد اشباع آب در مخزن جزو داده های ورودی برای مدل سازی مخزن می باشند. جدول ۵-۱ شامل مشخصات شرایط اولیه مخزن می باشد.

جدول ۵-۱: مشخصات مکانیکی مخزن X

چگالی سنگ مخزن (kg/m^3)	فشار مخزن (kPa)	درجه اشباع آب (درصد)	نفوذپذیری افقی (میلی داریسی)	تخلخل (درصد)	ضخامت (متر)	لایه
۲۶۰۰	۱۰/۰۰۰	۰/۹	۲	۰/۰۱	۵	۱
۲۶۰۰	۱۰/۰۰۰	۰/۱۵	۴۰	۰/۱	۲۰	۲
۲۶۰۰	۱۰/۰۰۰	۰/۲	۴۰	۰/۱۴	۳۰	۳
۲۶۰۰	۱۰/۰۰۰	۰/۴۵	۴۰	۰/۱	۶۰	۴
۲۶۰۰	۱۰/۰۰۰	۰/۹	۲	۰/۰۱	۵	۵

۵-۴-۴- شرایط مرزی

شرایط مرزی استفاده شده برای مدل ساخته شده در نرم افزار CMG شامل مشخصات سیال ورودی به مخزن و سیال خروجی از آن می باشد.

معمولاً شرایط مرزی در شبیه سازی مخزن، مرزهای بدون جریان در لبه های (مرزهای) مخزن و چاه های تزریق / تولید با شرط فشار یا دبی معین شده در بلوک های داخلی می باشند. دو نوع شرط فشار

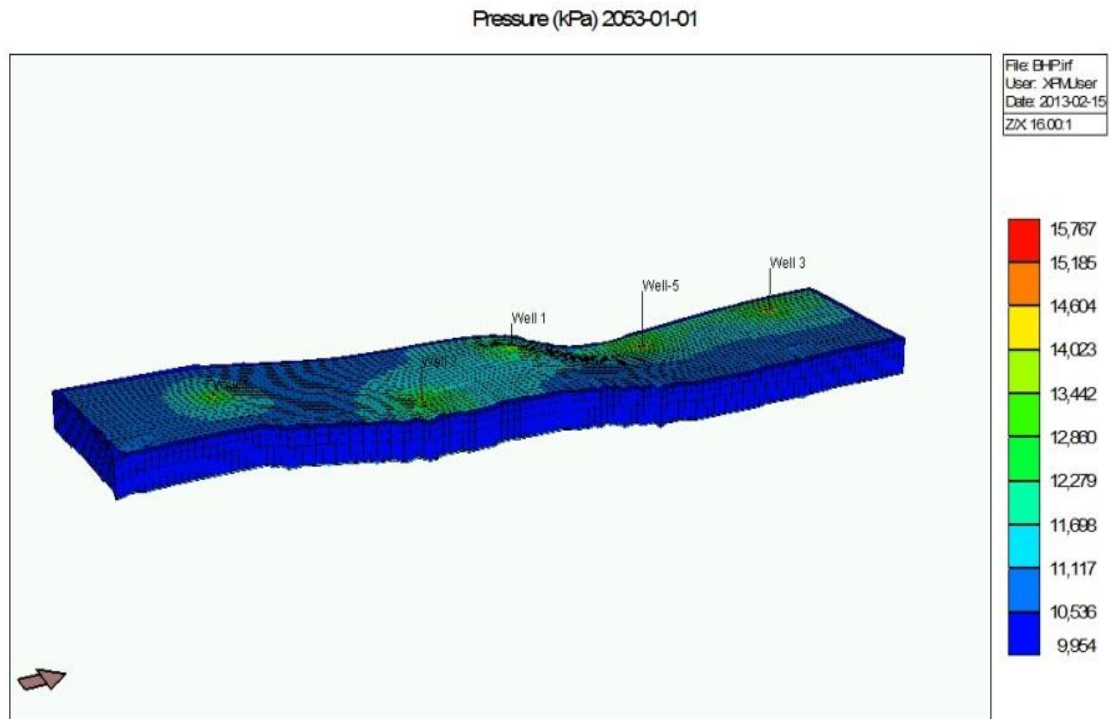
(دیریلکه^۱) و شرط دبی (نیومن^۲) در نظر گرفته شده است، فرض می شود که این دو شرط در دو طرف ابتدا و انتهای سیستم اعمال می شود.

۵-۵- مدل سازی تغییرات فشار

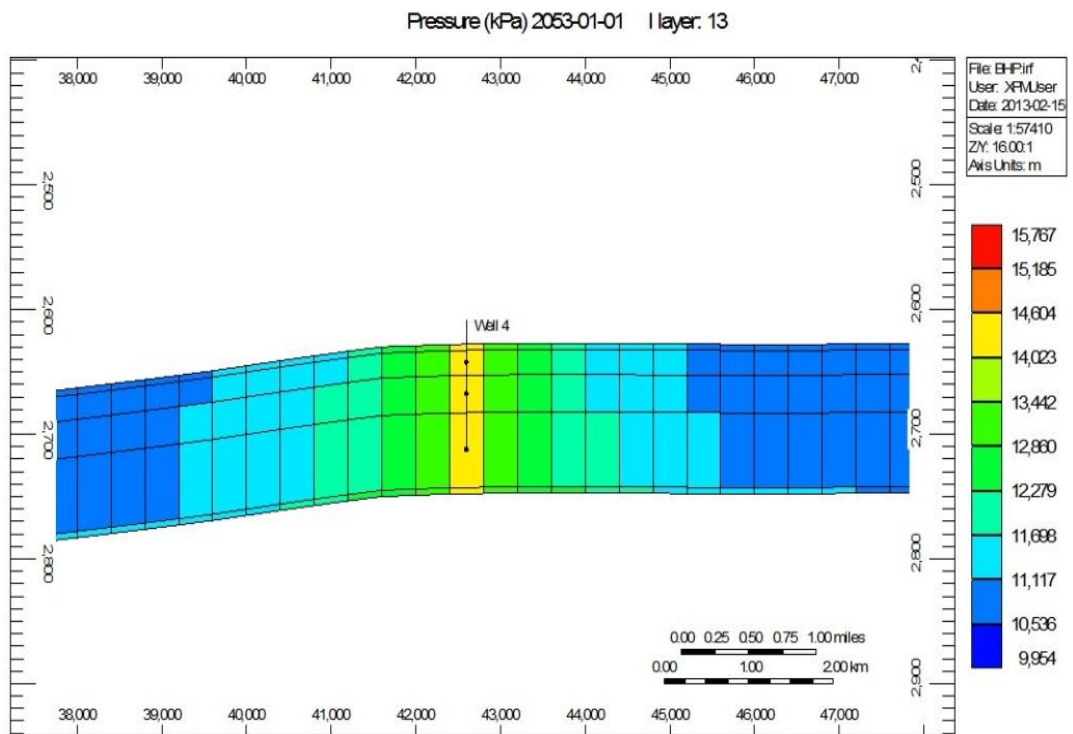
ابتدا با توجه به مختصات چاهها و عمق به دست آمده از محل تلاقی چاهها با مخزن و ضخامت مخزن، مدل سه بعدی مخزن تهیه شده است. سپس با توجه به طول و عرض مخزن، مدل مش بندی می شود. در ادامه با توجه به مشخصات مخزن، تخلخل، نفوذپذیری، فشار اولیه مخزن، درصد اشباع آب و اجزاء سیال مخزن در شرایط اولیه مدل اعمال می شود. سپس چاهها با توجه به مختصات مربوطه جانمایی می شوند با توجه به تغییرات دبی گاز دی اکسید کربن ورودی با توجه به فشار مخزن و همچنین فاصله از چاه تزریق و تغییرات زمان، فشار مخزن به صورت فشار وابسته به زمان مدل سازی گردید. نمونه ای از تغییرات فشار مخزن در شکل ۵-۴ نشان داده شده است. همان طور که در شکل ۵-۵ مشاهده می شود، تغییرات فشار در مخزن با توجه به فاصله از محل تزریق تغییر می کند. فشار در نقاط مختلف مخزن رابطه عکس با فاصله آن از چاه تزریق دارد و با افزایش فاصله از چاه تزریق، میزان فشار در آن نقطه نسبت به نقاط نزدیک تر به چاه تزریق، کمتر می باشد.

¹ Dirichlet

² Neumann

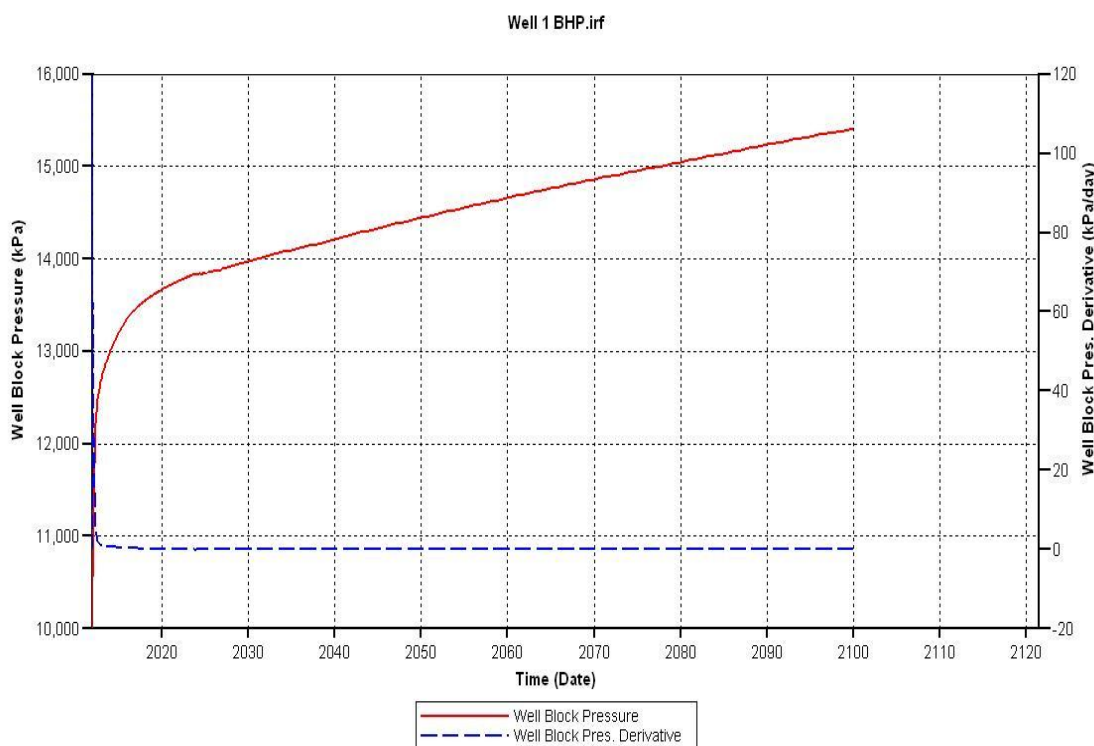


شکل ۴-۵: تغییرات فشار مخزن طی دوره تزریق



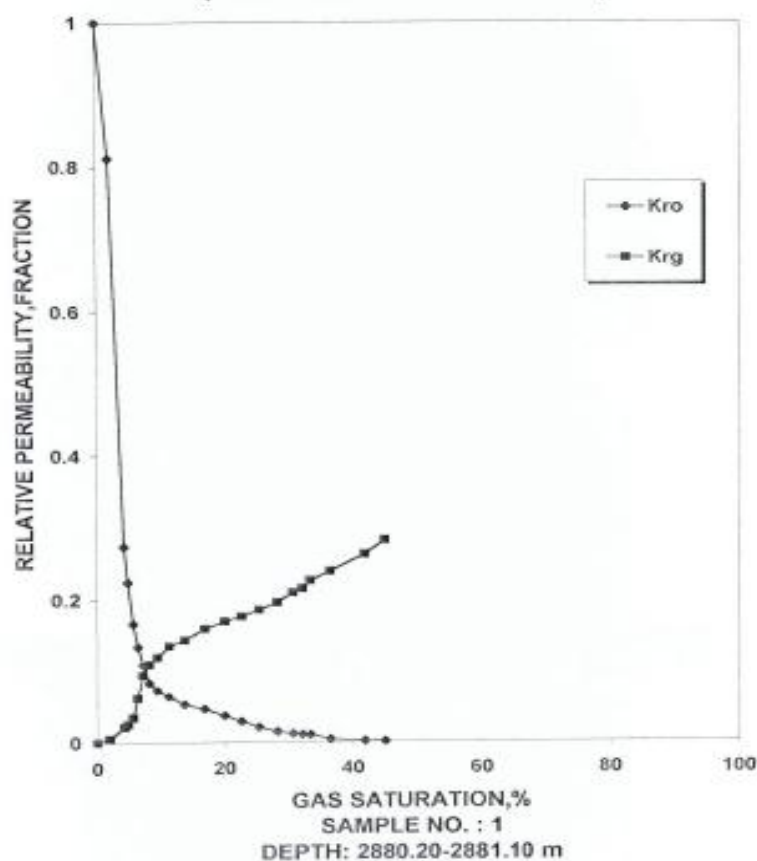
شکل ۵-۵: تغییرات فشار در اطراف چاه تزریق

با توجه به فشار اولیه مخزن، فشار اولیه تزریق گاز در ۲۰/۰۰۰ کیلو پاسکال و مدت زمان تزریق ۹۰ سال در نظر گرفته شده است. با توجه به اختلاف فشار در ته چاه تزریق و فشار داخل مخزن، مسیر جریان دی اکسید کربن در مخزن از ته چاه تزریق به اطراف آن می باشد. با افزایش زمان تزریق گاز در مخزن، فشار مخزن به تدریج افزوده شده و در نتیجه کاهش اختلاف بین فشار مخزن و فشار تزریق، میزان سرعت ذخیره سازی گاز در مخزن کاسته شده و شیب افزایش فشار مخزن نیز کاهش می یابد. همان طور که در شکل ۵-۶ مشاهده می شود با گذشت زمان تزریق سرعت افزایش فشار در مخزن کاهش می یابد. در دوره ابتدایی تزریق، فشار با سرعت بالایی افزایش می یابد. با گذشت زمان و نزدیک شدن فشار تزریق به فشار مخزن، نفوذپذیری کاهش یافته و دی اکسید کربن با نرخ کمتری در مخزن ذخیره می شود. با ادامه این روند مشاهده می شود نرخ افزایش فشار مخزن در دوره انتهایی تزریق در مقایسه با دوره ابتدایی ناچیز می باشد.

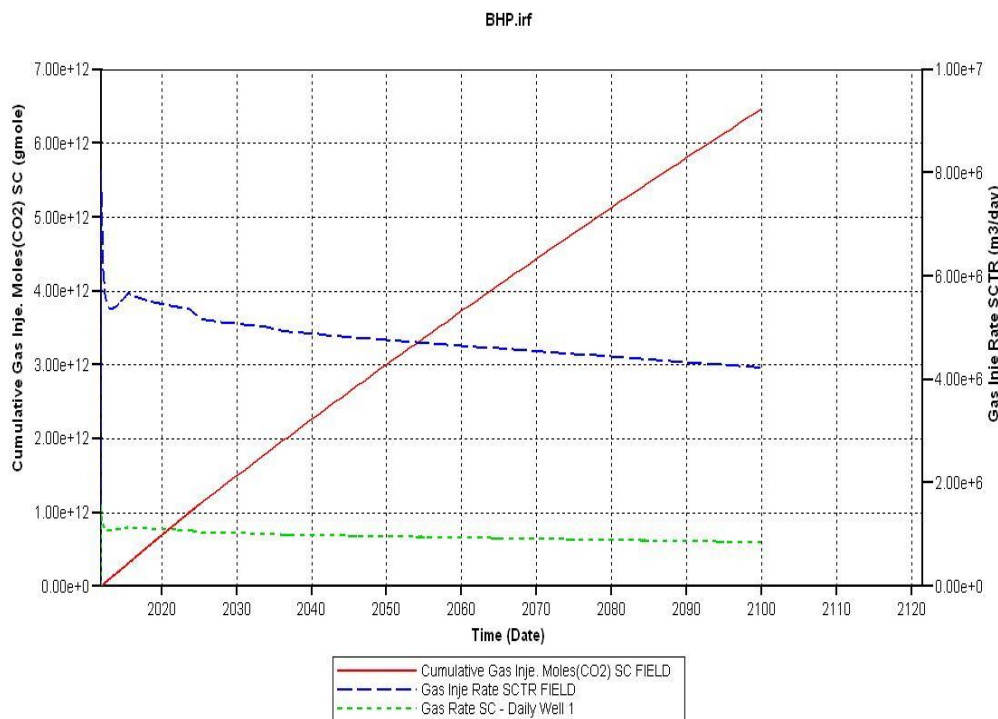


شکل ۵-۶: تغییرات فشار و سرعت افزایش فشار در مخزن طی دوره تزریق

با توجه به این واقعیت که میزان نفوذپذیری گاز در ساختارهای متخلخل با اختلاف فشار ته چاه و مخزن رابطه مستقیم و با میزان اشباع گاز در ساختار متخلخل رابطه معکوس دارد، با افزایش زمان تزریق این اختلاف فشار کاهش می یابد و به همین دلیل سرعت ذخیره سازی گاز در مخزن کاهش می یابد. در شکل ۵-۷ رابطه نفوذپذیری با اشباع گاز آورده شده است. شکل ۵-۸ نشان دهنده میزان گاز ذخیره شده در مخزن و سرعت ذخیره سازی گاز در مخزن می باشد.



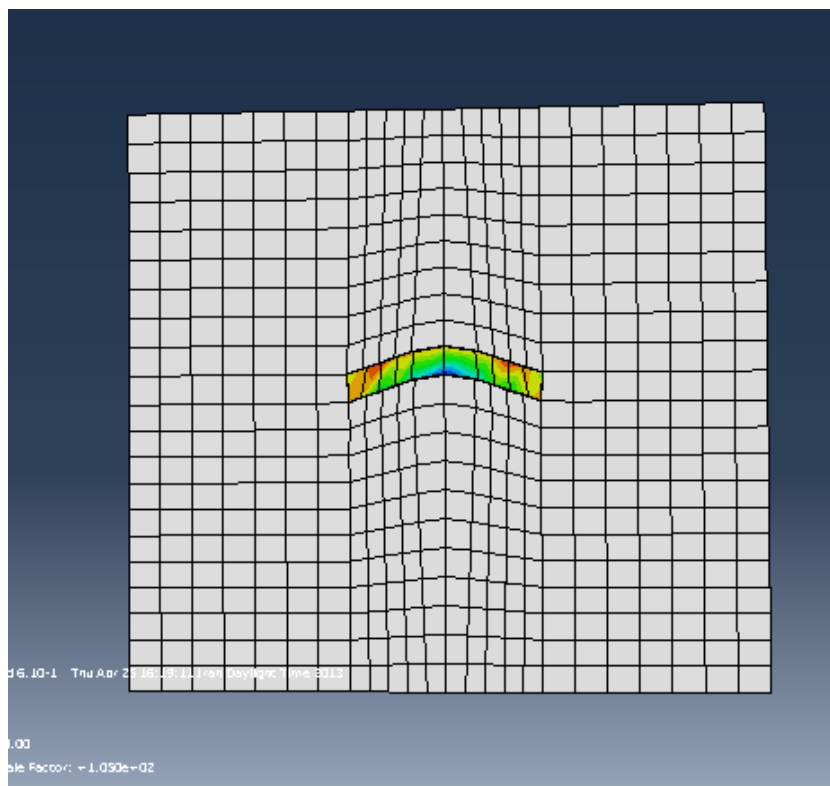
شکل ۵-۷: تغییرات نفوذپذیری محیط متخلخل نسبت به تغییرات درصد اشباع گاز در ساختار



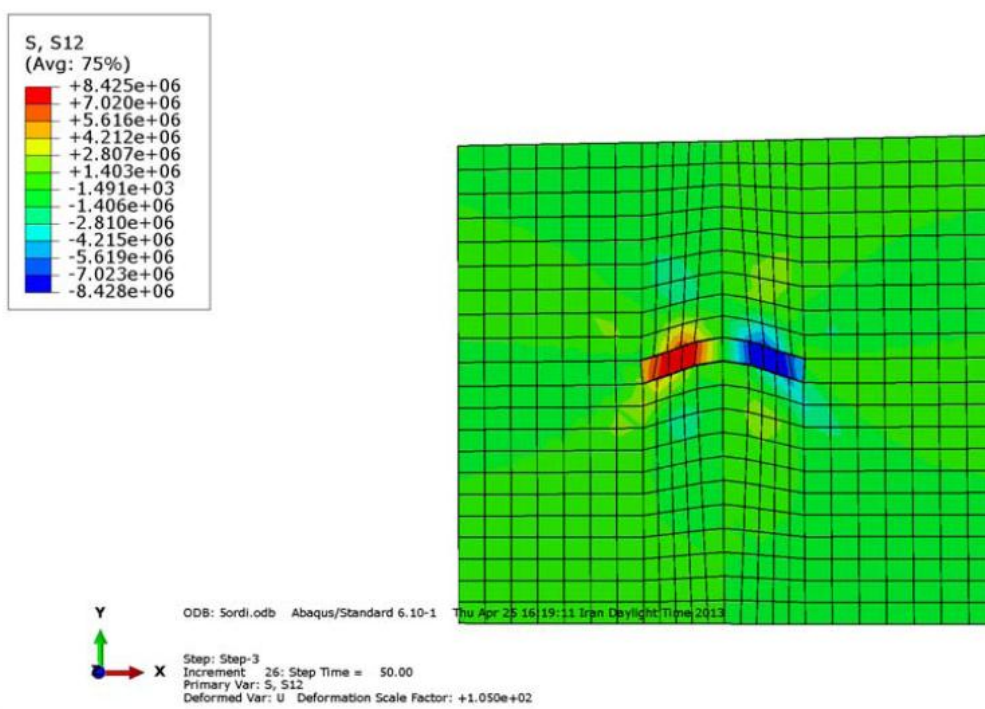
شکل ۵-۸: سرعت ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در چاه ۱ و در کل مخزن با توجه به تغییرات زمان

۵-۶- مدل سازی تغییرات تنش در مخزن

با تزریق گاز دی اکسید کربن در مخزن، میدان تنش در مخزن و پوش سنگ تغییر می کند. تغییرات تنش ممکن است باعث ناپایداری در ساختار مخزن و در نتیجه به خطر افتادن عملیات ذخیره سازی دی اکسید کربن شود. در این فصل نمونه ای از مخزن مدل شده است و تاثیر تغییرات فشار مخزن بر میدان تنش مورد بررسی قرار گرفته است. سپس با استفاده از معیار شکست موهر-کلمب پایدار پوش سنگ مطالعه شده است. در شکل ۵-۹ نمونه مخزن مدل سازی شده مشاهده می شود. در این مدل مخزن بصورت تاقدیس مدل شده است. با توجه به شکل ۵-۱۰ بیشترین ناپایداری در دامنه های تاقدیس مشاهده می شود و در مدل سازی تغییرات تنش در این ناحیه مورد مطالعه قرار گرفته است.

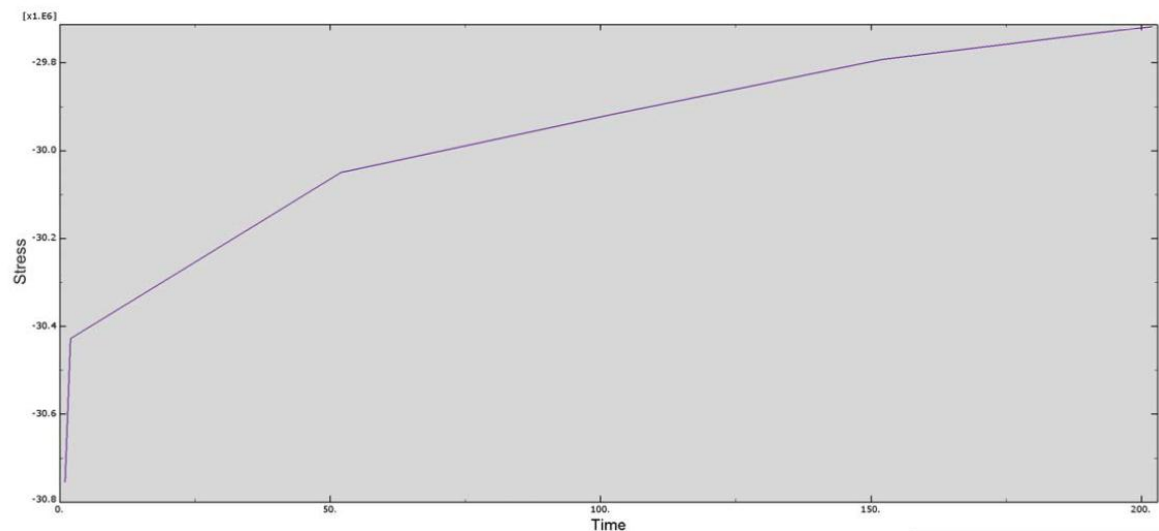


شکل ۵-۹: مخزن تحت تزریق گاز دی اکسید کربن در به شکل تافدیس

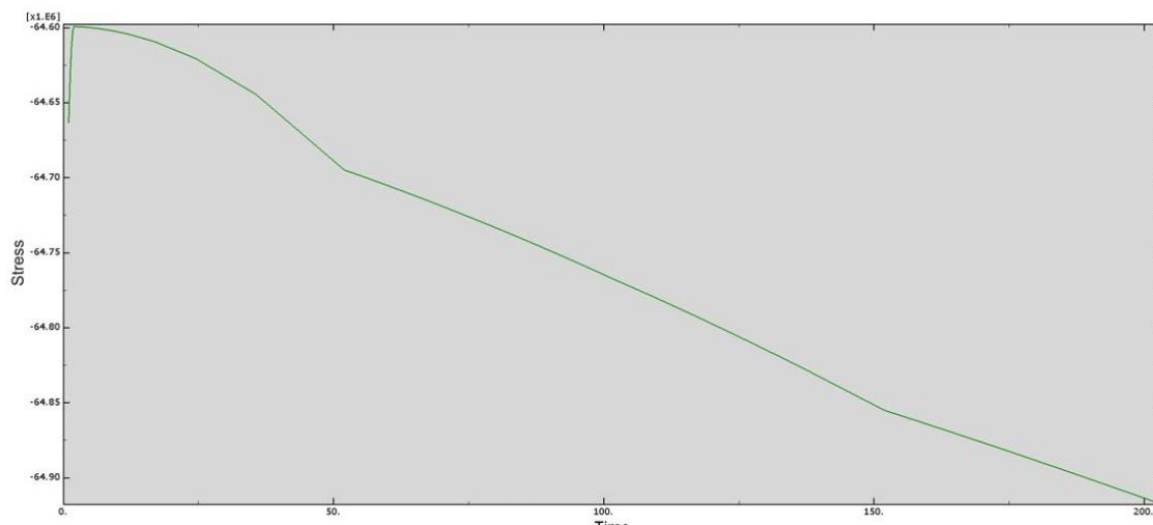


شکل ۵-۱۰: تغییرات تنش برشی بر اثر تزریق گاز دی اکسید کربن

تغییرات تنش حداکثر و حداقل در نتیجه تزریق دی اکسید کربن در شکل ۵-۱۱ و ۵-۱۲ نشان داده شده است. با توجه به افزایش تنش حداکثر و کاهش تنش حداقل، شعاع دایره موهر سنگ بزرگ تر و به پوش معیار شکست نزدیک تر شده است. در این شرایط احتمال ناپایداری در سنگ افزایش می یابد.



شکل ۵-۱۱: تغییرات تنش حداقل در زمان تزریق دی اکسید کربن در اطراف چاه تزریق



شکل ۵-۱۲: تغییرات تنش حداکثر در زمان تزریق دی اکسید کربن در اطراف چاه تزریق

در این مطالعه تغییرات تنش در اثر تزریق گاز دی اکسید کربن در چهار محدوده فشار بررسی شده است. در جدول ۵-۲ تغییرات تنش ناشی از تزریق گاز در مخزن آورده شده است.

۸۰	۶۰	۴۰	۲۵	فشار تزریق (MPa)
۶۸/۶	۶۵/۱	۶۴/۹	۶۴/۷	تنش حداکثر (MPa)
۲۸/۲	۲۸/۶	۲۹/۷	۳۰/۲	تنش حداقل (MPa)

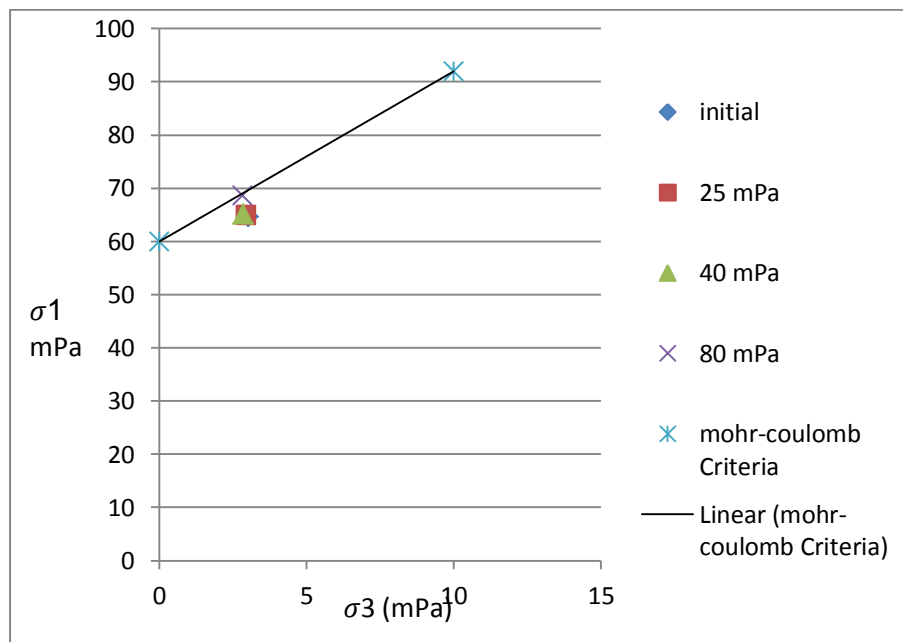
با توجه به مقاومت فشاری تک محوره سنگ به دست آمده از نگاره‌های مخزن، معیار موهر-کلمب به صورت زیر تعریف می‌شود.

$$\sigma_1 = \sigma_c + N\sigma_3 \quad \text{معادله ۵-۷}$$

همان طور که در فصل چهارم اشاره شد، با استفاده از روابط تجربی و داده‌های پتروفیزیکی می‌توان مقاومت فشاری تک محوره سنگ را بدست آورد که مقدار آن برابر ۶۰۰۰۰ کیلوپاسکال می‌باشد و مقدار عدد اصطکاک با استفاده از رابطه ۵-۸، بدست می‌آید.

$$N = \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \quad \text{معادله ۵-۸}$$

در معادله ۵-۷، σ_1 تنش حداکثر، σ_3 تنش حداقل، N عدد اصطکاک و σ_c مقاومت فشاری تک محوره سنگ می‌باشد. با توجه به این رابطه، و مقدار σ_c و عدد اصطکاک، همان طور که در شکل ۵-۱۳ مشاهده می‌شود، فشارهای تزریق ذکر شده نمی‌توانند عامل ناپایداری در پوش سنگ باشند.



شکل ۵-۱۳: تغییرات میدان تنش با توجه به فشارهای تزریق مختلف

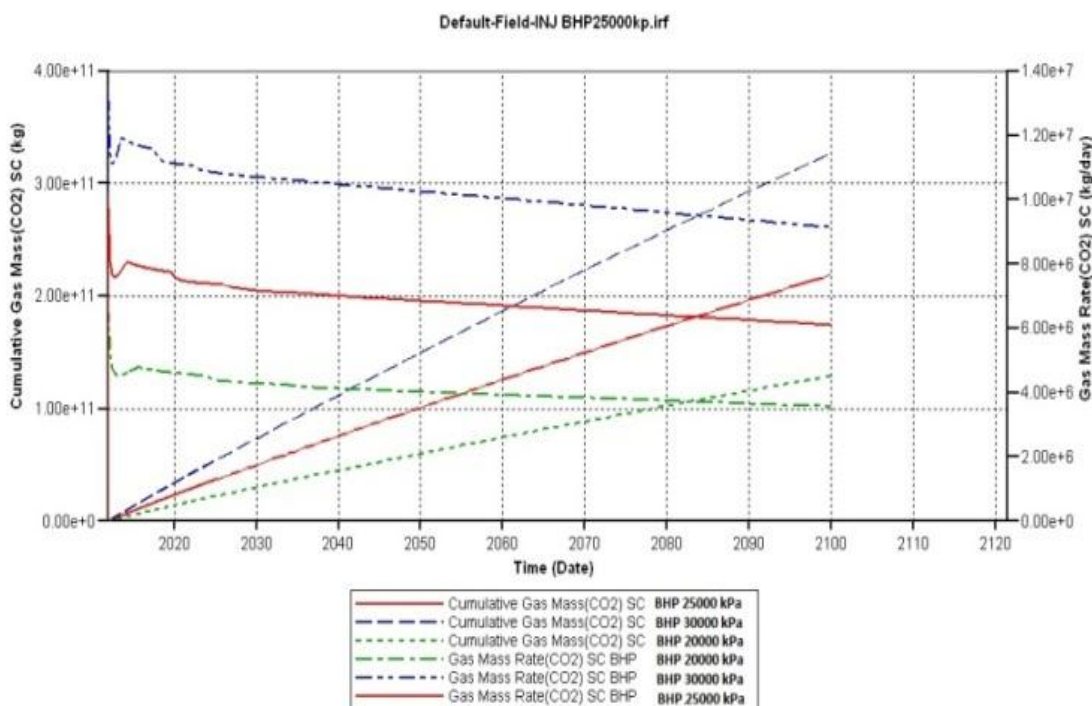
۵-۷- تحلیل پارامترهای ورودی مدل عددی

یکی از مهمترین کاربردهای روش‌های عددی تحلیل پارامتری و تحلیل حساسیت است. در تحلیل پارامتری با ثابت گرفتن ویژگی‌های ساختار مورد مطالعه، پارامترهای مکانیکی مدل تغییر داده می‌شود تا اثر هر یک از آنها بر روی رفتار مدل ایجاد شده بررسی شود. ولی در تحلیل حساسیت با فرض ثابت بودن پارامترهای ورودی مدل، ویژگی‌های سازه از قبیل شکل هندسی و ابعاد و شرایط مرزی تغییر داده می‌شود تا تأثیر هر یک از آنها مورد ارزیابی قرار گیرد.

در این بخش هدف تحلیل پارامتری اثر تغییرات فشار تزریق چاه‌ها و دبی تزریق گاز در مخزن بر روی فشار مخزن و میزان تولید بررسی خواهد شد.

۵-۷-۱- تحلیل پارامتری فشار تزریق

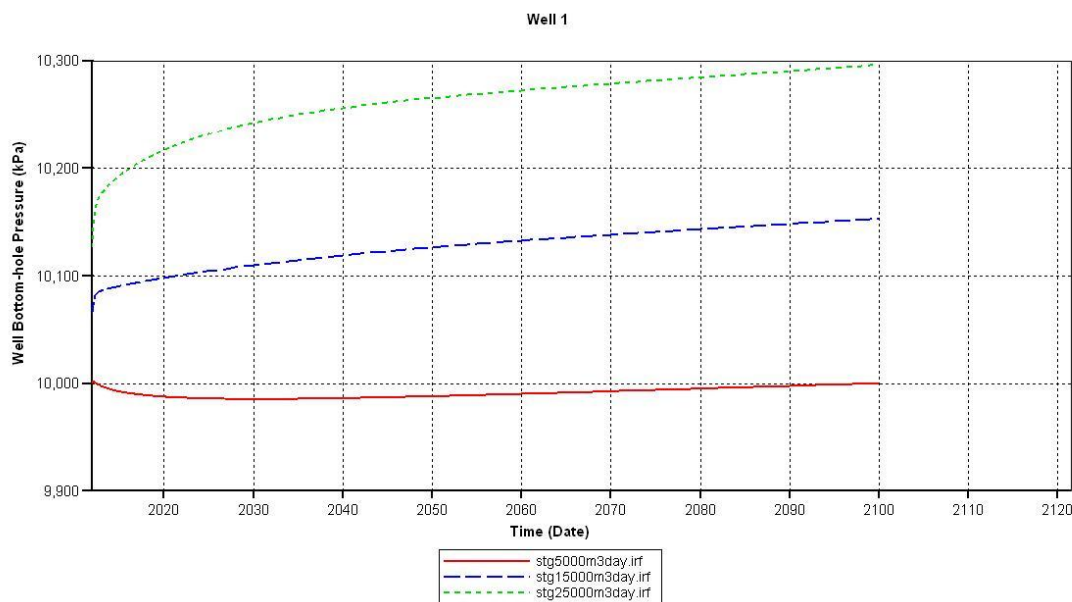
در این بخش با تغییر فشار گاز تزریقی، میزان ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در مدل در برابر تغییرات فشار بررسی شده است. برای این کار، تنها پارامتر فشار گاز تغییر کرده و سایر پارامترهای هندسی و ویژگی توده سنگ و گاز ثابت هستند، در این تحلیل فشار ته چاه به ترتیب ۲۵/۰۰۰، ۲۰/۰۰۰ و ۳۰/۰۰۰ کیلو پاسکال و مدت زمان ذخیره سازی ۹۰ سال می باشد. همان طور که در شکل ۵-۱۴ مشاهده می شود با افزایش فشار تزریق، میزان گاز ذخیره شده در مخزن نیز افزایش می یابد. با این وجود سرعت ذخیره سازی گاز در مخزن از روندی منفی تبعیت می کند.



شکل ۵-۱۴: تغییرات در مقدار و سرعت ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن با نسبت به تغییرات فشار تزریق

۵-۷-۲- تحلیل پارامتری دبی تزریق گاز دی اکسید کربن بر فشار مخزن

شکل ۵-۱۵ تغییرات فشار چاه تزریق در طول زمان با توجه به دبی تزریق گاز را نشان می دهد. همان طور که در شکل ۵-۱۵ مشاهده می شود. در ابتدا تزریق برای تزریق دبی معینی از گاز دی اکسید کربن، فشار ته چاه کمی ایجاد می شود ولی در طول تزریق گاز با افزایش میزان گاز دی اکسید کربن در مخزن، برای تزریق همان دبی به فشار بیشتری نیاز می باشد، دبی تزریق به ترتیب ۵/۰۰۰ متر مکعب، ۱۵/۰۰۰ متر مکعب و ۲۵/۰۰۰ متر مکعب در روز می باشد.

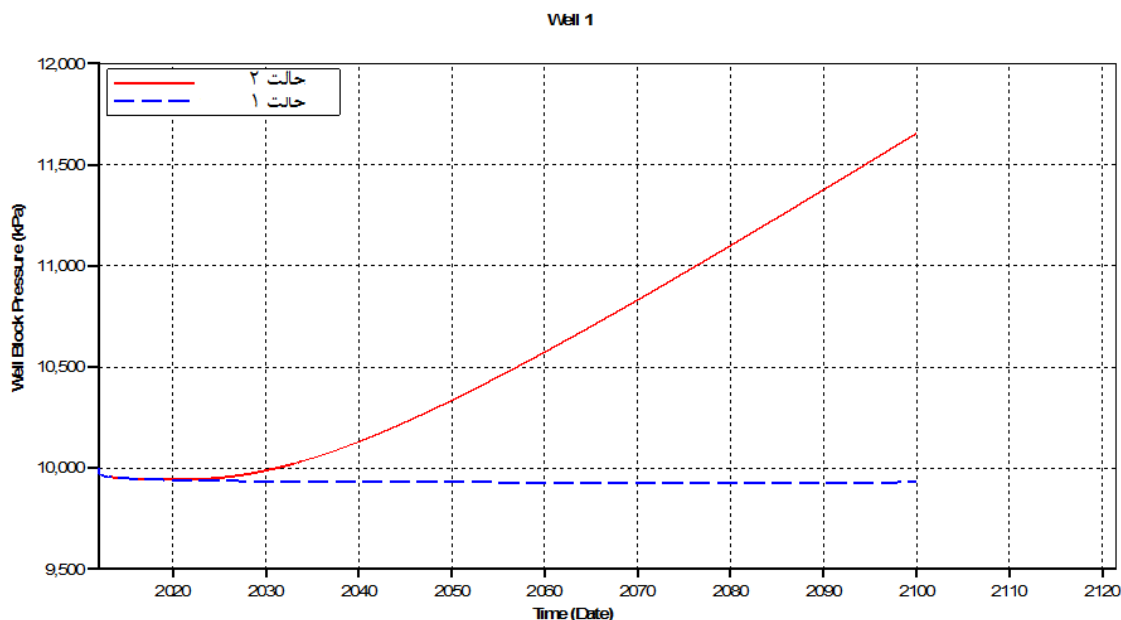


شکل ۵-۱۵: تغییرات فشار ته چاه تزریق در طول زمان در دبی های مختلف در چاه شماره ۱

۵-۷-۳- تحلیل پارامتری تاثیر تزریق بر فشار ته چاه تولیدی

همان طور که در فصل ۲ اشاره شد یکی از اهداف تزریق گاز دی اکسید کربن در مخازن هیدروکربوری، افزایش فشار مخزن و در نتیجه ثابت نگه داشتن روند تولید در چاه تولیدی می باشد. با تزریق گاز در مخازن در مواردی می توان از میدان های نفتی تهی شده نیز مواد هیدروکربوری استحصال نمود. در شکل ۵-۱۶ تاثیر وجود چاه های تزریق گاز دی اکسید کربن بر فشار ته چاه تولید نمایش داده

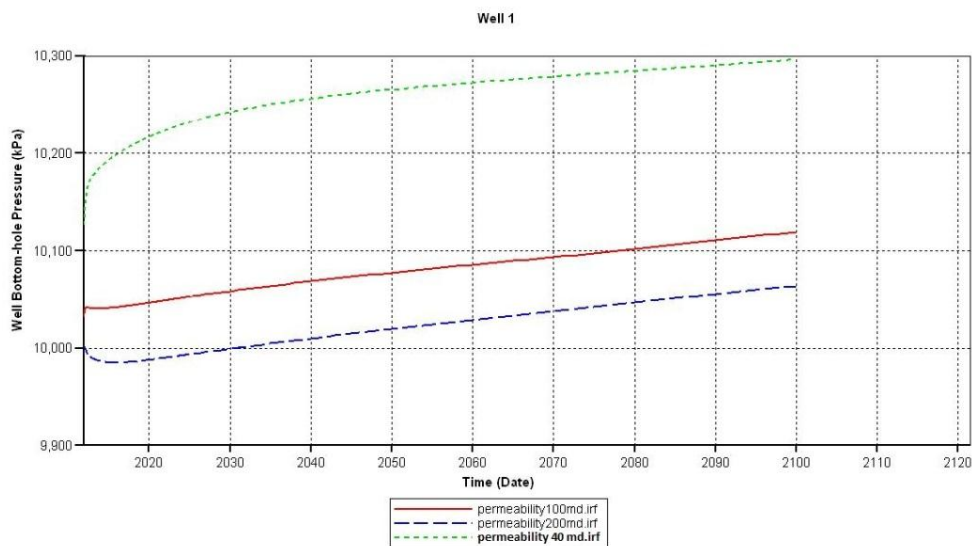
شده است. در حالت اول فقط چاه شماره یک به عنوان چاه تولیدی فعال می باشد و در حالت دوم علاوه بر فعالیت چاه یک به عنوان چاه تولیدی، چاه های شماره دو، سه، چهار و پنج به عنوان چاه تولیدی فعال می باشند. همان طور که مشاهده می شود در حالت دوم با گذشت زمان فشار بلوک انتهای چاه شماره یک افزایش می یابد و میزان تولید در طول زمان روند صعودی دارد.



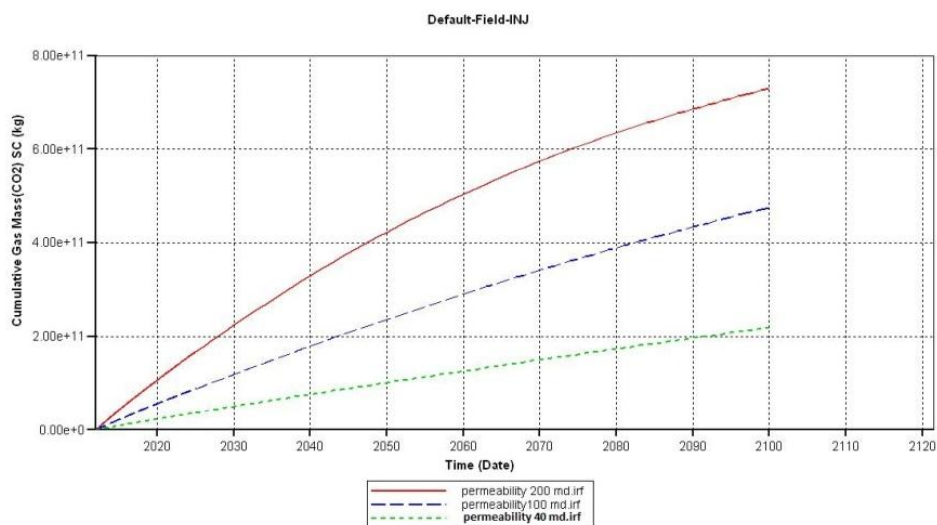
شکل ۵-۱۶: تاثیر تزریق گاز دی اکسید کربن بر تولید مواد هیدروکربوری در مخازن

۵-۷-۴- تحلیل پارامتری نسبت به تغییرات نفوذپذیری

تغییرات فشار در چاه شماره ۱ با توجه به تغییرات نفوذپذیری سنگ مخزن در شکل ۵-۱۷ نشان داده شده است. در این تحلیل با دبی تزریق ثابت گاز دی اکسید کربن به میزان $25/000$ متر مکعب در روز، تغییرات فشار ته چاه در نفوذپذیری ۴۰، ۱۰۰ و ۲۰۰ میلی داری مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین در شکل ۵-۱۸ با توجه به ثابت بودن فشار ته چاه، تغییرات گاز دی اکسید کربن تزریق شده در هر چاه در نفوذپذیری ۴۰، ۱۰۰ و ۲۰۰ میلی داری مورد بررسی قرار گرفته است. فشار ته چاه $25/000$ کیلو پاسکال می باشد.



شکل ۵-۱۷: تغییرات فشار مخزن در دبی ثابت با توجه به تغییرات نفوذپذیری



شکل ۵-۱۸: تغییرات حجم گاز تزریقی در فشار ثابت با توجه به تغییرات نفوذپذیری

نتایج حاصل از مدل سازی تحلیل پارامتری نفوذپذیری در شکل ۵-۱۷ نشان می دهد که با افزایش نفوذپذیری، فشار ته چاه کاهش می یابد. همچنین نتایج حاصل از مدل سازی تحلیل پارامتری نفوذپذیری در شکل ۵-۱۸ نشان می دهد که با افزایش نفوذپذیری، میزان گاز تزریق در مخزن افزایش می یابد.

۵-۷-۵- تحلیل پارامتری نسبت به تغییرات تخلخل

در این بخش مدل ساخته شده نسبت به تغییرات تخلخل سنگ مخزن تحلیل پارامتری می شود.

تخلخل استفاده شده در تحلیل پارامتری به نفوذپذیری در جدول ۵-۲ آورده شده است.

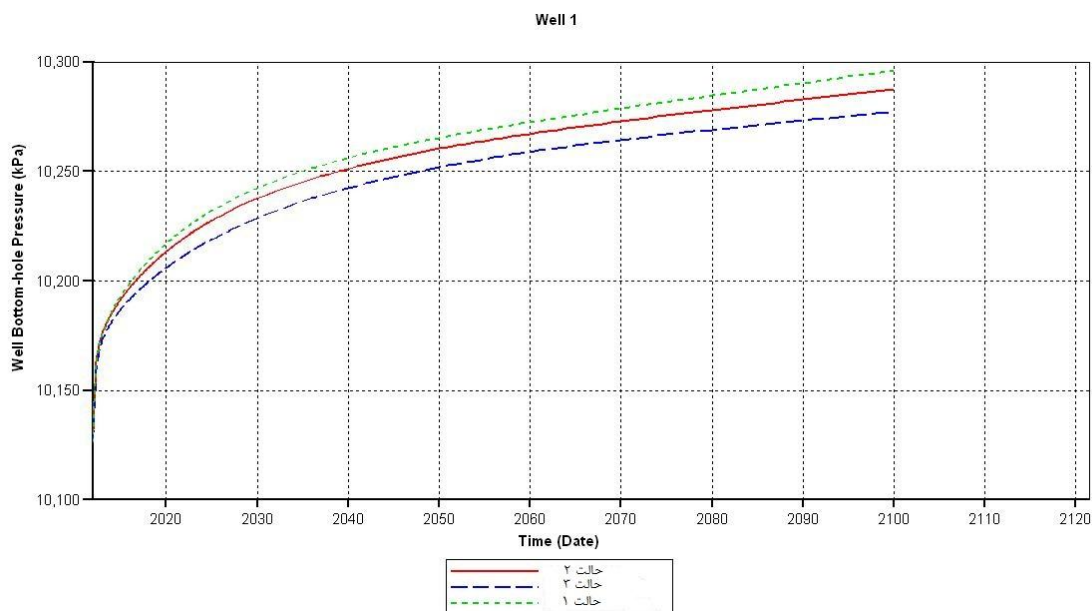
در شکل ۵-۱۹، با شرایط دبی تزریق ثابت، تغییرات فشار در چاه شماره ۱ در تخلخل مختلف

حساسیت سنجی شده است. در شکل ۵-۲۰، با شرایط فشار ته چاه ثابت میزان ذخیره سازی گاز

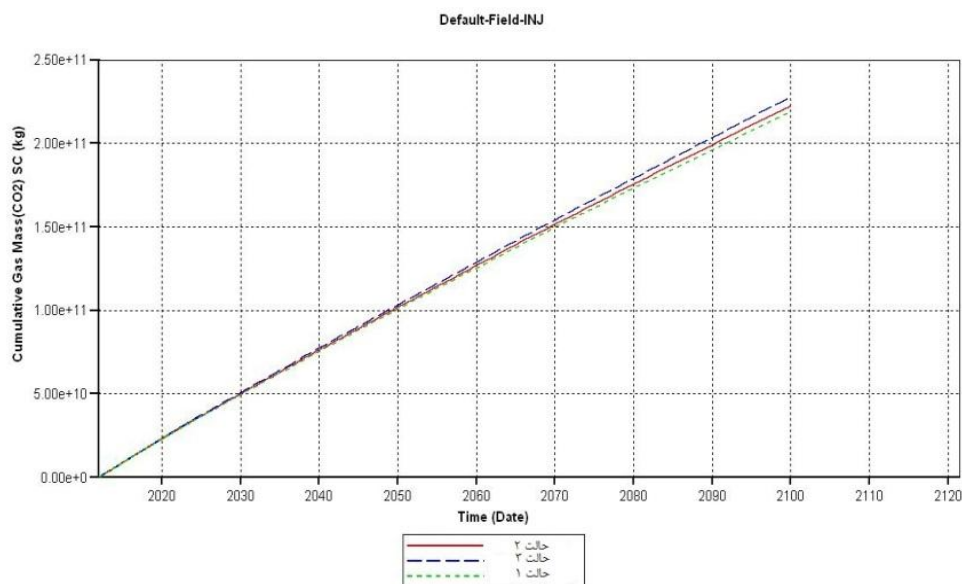
دی اکسید کربن در تخلخل مختلف تحلیل پارامتری شده است.

جدول ۵-۲: تخلخل استفاده شده در تحلیل حساسیت به تخلخل

ردیف	حالت	لایه ۲	لایه ۳	لایه ۴
۱	۱	۰/۱	۰/۱۴	۰/۱
۲	۲	۰/۱۵	۰/۲۱	۰/۱۵
۳	۳	۰/۲	۰/۲۸	۰/۲



شکل ۵-۱۹: تغییرات فشار ته چاه در دبی ثابت با توجه به تغییرات تخلخل



شکل ۵-۲۰: تغییرات میزان ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در فشار ثابت ته چاه با توجه به تغییرات تخلخل با توجه به شکل ۵-۱۹ و ۵-۲۰، با افزایش تخلخل در سنگ مخزن، در دبی تزریق ثابت، فشار ته چاه کاهش می یابد و همچنین با فشار ته چاه ثابت با افزایش تخلخل میزان ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در مخزن کاهش می یابد ولی این کاهش نسبت به میان ذخیره سازی محسوس نمی باشد.

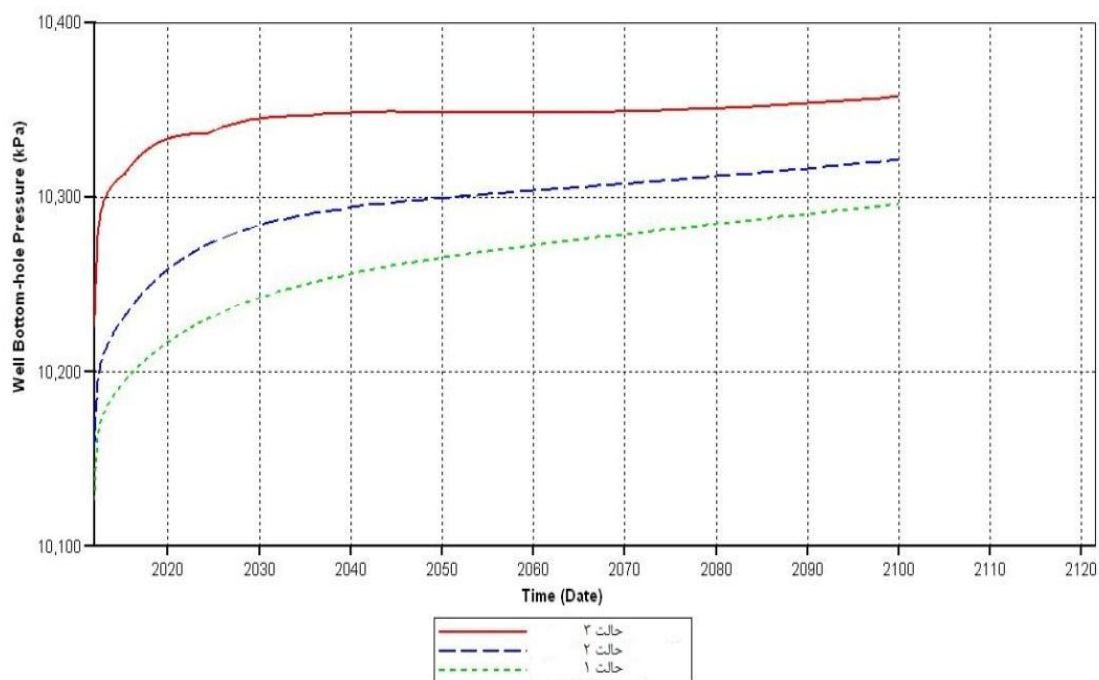
۵-۷-۶- تحلیل پارامتری نسبت به تغییرات درجه اشباع آب

در این بخش مدل ساخته شده نسبت به تغییرات درجه اشباع آب مورد بررسی قرار گرفته است. درجه اشباع آب استفاده شده در تحلیل پارامتری به نفوذپذیری در جدول ۵-۳ آورده شده است. در این تحلیل پارامتری با ثابت گرفتن دبی تزریق گاز دی اکسید کربن، تغییرات فشار ته چاه در درجه اشباع آب مختلف مورد بررسی قرار گرفته است، شکل ۵-۲۱. همچنین با ثابت قرار دادن فشار ته چاه میزان گاز ذخیره سازی شده در مخزن مورد بررسی قرار گرفته است، شکل ۵-۲۲.

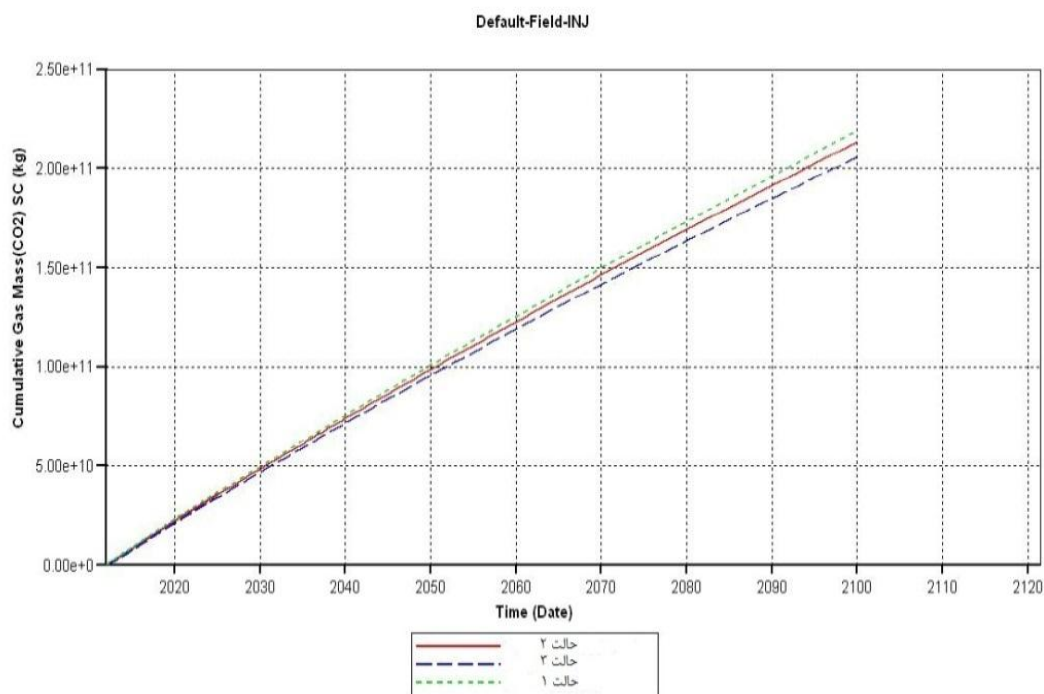
جدول ۵-۳: درجه اشباع آب استفاده شده در تحلیل حساسیت

ردیف	حالت	لایه ۱	لایه ۲	لایه ۳
۱	۱	۰/۱۵	۰/۲۵	۰/۳۶
۲	۲	۰/۲	۰/۳۰	۰/۴
۳	۳	۰/۴۵	۰/۵۵	۰/۶۵

Well 1



شکل ۵-۲۱: تغییرات فشار ته چاه در درجه اشباع آب مختلف



شکل ۵-۲۲: تغییرات میزان ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در درجه اشباع آب مختلف

در شکل ۵-۲۱، در دبی تزریق ثابت $25/000$ متر مکعب در روز، تغییرات فشار در ته چاه ۱ به گونه ای می باشد که با افزایش درجه اشباع آب، فشار نیز افزایش می یابد. در شکل ۵-۲۲، در فشار ته چاه ثابت 25 مگاپاسکال، میزان ذخیره سازی در مخزن با درجه اشباع آب رابطه معکوس دارد.

۵-۸- جمع بندی

برای مدل سازی تزریق و ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن، با توجه به مشخصات منطقه مورد مطالعه ابتدا در نرم افزار CMG مخزن مورد نظر شبیه سازی شد و سپس افزایش فشار در مخزن با توجه مدت تزریق گاز و همچنین پارامترهای کنترل کننده تزریق مانند دبی تزریق و فشار تزریق، مخزن مورد نظر مورد بررسی قرار گرفت. در این مطالعه به منظور تعیین فشار تزریق دی اکسید کربن، با تغییر فشار تزریق و بررسی تغییرات فشار در اطراف چاه تزریق، تغییرات تنش مورد بررسی قرار گرفت و محدوده فشار بهینه تعیین شد. از فشارهای ۲۵/۰۰۰، ۴۰/۰۰۰، ۶۰/۰۰۰ و ۸۰/۰۰۰ کیلو پاسکال به عنوان فشارهای تزریق استفاده شد و تغییرات تنش در اطراف چاه تزریق مورد بررسی قرار گرفت. با توجه به مشخصات مکانیکی سنگ و میدان تنش ثانویه، مشخص شد این فشارها نمی توانند منجر به ایجاد شکست در سنگ ساختار مورد نظر شوند و باعث به خطر افتادن عملیات ذخیره سازی شوند. همچنین تغییرات پارامترهای فشار و دبی تزریق و تغییرات نفوذپذیری، تخلخل و اشباع آب بر روند ذخیره سازی مورد بررسی قرار گرفت.

فصل هشتم:

نتیجہ گیری و پیشہادات

۶-۱- نتیجه‌گیری

تاریخچه ذخیره‌سازی گاز در ساختارهای زمین‌شناسی به ۱۹۱۵ میلادی در انتاریو^۱ کانادا باز می‌گردد. پس از آن ذخیره‌سازی گاز در ساختارهای زمین‌شناسی مانند مخازن تهی شده نفت و گاز روند رو به افزایشی داشته است. گاز دی‌اکسیدکربن بیشترین سهم در انتشار گاز گلخانه‌ای را دارا می‌باشد. از ابتدای قرن بیستم و با افزایش فعالیت‌های صنعتی و در پی آن افزایش تولید گازهای گلخانه‌ای و اثرات زیان بار آن سعی در کنترل انتشار این گاز در جو شد. با توجه به محدودیت‌های کاهش تولید این گاز، جمع‌آوری و ذخیره‌سازی این گاز در ساختارهای زمین‌شناسی برای مدت طولانی راهکار مناسبی برای کاهش انتشار این گاز به اتمسفر می‌باشد. با توجه به ارزش اقتصادی گاز طبیعی، از دیگر مزیت‌های این فرایند جایگزینی گاز تزریقی دی‌اکسیدکربن به جای گاز طبیعی در مخازن نفتی که با افت فشار مواجه هستند، می‌باشد.

در مقایسه با شیوه‌های دیگر ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن مانند ذخیره‌سازی در سفره‌های شورآب، در ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در میدان‌های نفت و گاز به علت وجود ساختارهای زیربنایی اولیه در محل ذخیره‌سازی، هزینه‌های اولیه برای تاسیسات زیربنایی حذف می‌شود و تجهیزات کمتری مورد نیاز می‌باشد. در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز در این مکان‌ها معمولاً نیازی به حفر چاه برای تزریق نمی‌باشد و می‌توان از چاه‌های تولید موجود استفاده نمود. همچنین به علت وجود مواد هیدروکربوری برای سالیان متمادی در این ساختارها، ذخیره‌سازی گاز با اطمینان بیشتری انجام می‌شود و احتمال نشت گاز نسبت به دیگر ساختارهای مشابه کمتر می‌باشد. همچنین به علت مطالعات انجام شده در مرحله اکتشاف و بهره‌برداری مواد هیدروکربوری از میدان، اطلاعات لازم از ساختار برای ذخیره‌سازی در دسترس می‌باشد.

^۱ Ontario

عوامل موثر بر انجام پروژه عملیات ذخیره‌سازی شامل عوامل غیر قابل کنترل مانند درجه اشباع آب، نفوذپذیری و تخلخل و عوامل قابل کنترل مانند فشار و دبی تزریق می‌باشند. با انتخاب لایه مناسب و فشار تزریق مناسب، روند تغییرات فشار در مخزن و حجم گاز ذخیره‌سازی شده مورد بررسی قرار گرفته شده است.

میدان نفتی مورد نظر در دشت آبادان با بستگی افقی و قائم مناسب در این مطالعه مورد بررسی قرار گرفته شده است و عمق ۲/۷۰۰ متری جهت ذخیره‌سازی انتخاب شده است.

در این مطالعه، نخست هندسه مخزن در نرم‌افزار CMG وارد شده است. سپس رفتار گاز با استفاده از قسمت GEM مورد تحلیل قرار گرفته است. فشار تزریق ۲۵/۰۰۰ کیلوپاسکال است. با توجه به این فشار تزریق، تغییرات فشار مخزن و میزان ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در یک بازه زمانی ۹۰ ساله تا سال ۲۱۰۰ میلادی مورد بررسی قرار گرفته است. سپس تحلیل پارامتری نسبت به تغییرات فشار و دبی تزریق، نفوذپذیری، تخلخل و اشباع آب در مخزن صورت گرفته است و نتایج بیانگر است که تغییرات اشباع آب اثر ناچیز و دیگر پارامترها تأثیر نسبتاً زیادی بر میزان ذخیره‌سازی و فشار مخزن دارند.

یکی از مخاطرات CCS، نشست گاز ذخیره‌سازی شده در ساختار به علت ایجاد درزه و ترک و شکستگی و یا فعال شدن شکستگی‌ها و گسل‌های موجود و ایجاد ناپیوستگی در پوش‌سنگ می‌باشد. تغییرات فشار مخزن باعث تغییر میدان تنش در مخزن و پوش‌سنگ می‌شود و این تغییرات ممکن است منجر به ناپیوستگی در پوش‌سنگ شود. به این دلیل با توجه به فشارهای تزریق ۲۵/۰۰۰، ۴۰/۰۰۰، ۶۰/۰۰۰ و ۸۰/۰۰۰ کیلوپاسکال، تغییرات میدان تنش مورد بررسی قرار گرفت و مشاهده شد این تغییرات تأثیری بر یکپارچگی پوش‌سنگ ندارد.

۲-۶- پیشنهادات

- ۱- پیشنهاد می‌شود مناطق مناسب برای ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن با توجه به منابع انتشار این گاز و تجربه‌ی کشورهای دیگر در سطح کشور تعیین و رتبه‌بندی شده و مناطق مستعد انتخاب شوند.
- ۲- سفره‌های شورآب با وسعت زیاد و با توجه به پراکندگی مناسب و نزدیکی به مناطق تولید گاز دی‌اکسیدکربن می‌توانند محل مناسبی برای ذخیره‌سازی این گاز باشند.
- ۳- تزریق گاز دی‌اکسیدکربن باعث تغییرات در مشخصات فیزیکی و شیمیایی سنگ مخزن و پوش سنگ می‌شود. در صورت اجرای طرح CCS در این خصوص باید مطالعات کافی انجام شود.
- ۴- پیشنهاد می‌شود تحقیقات جامعی در زمینه‌ی بررسی مسایل فنی و اقتصادی طرح CCS در کشور انجام شود.
- ۵- نرم افزارهای دیگری جهت مدل‌سازی عددی CCS استفاده می‌شود. پیشنهاد می‌شود مدل‌سازی با نرم‌افزارهایی مانند ECLIPSE-ABAQUS، FLAC_TUGH2 و ECLIPSE_VISAGE انجام شود و نتایج و خروجی‌های آن با نتایج به دست آمده از این مطالعه مقایسه شود.
- ۶- این تحقیق با فرض نبود گسل و ترک‌های اولیه در ساختار زمین شناسی مورد نظر انجام شده است. در صورت وجود گسل و شکستگی در ساختار زمین شناسی بایستی تاثیرات آن‌ها بر پروژه ذخیره‌سازی در نظر گرفته شود.
- ۷- با توجه به عدم دسترسی به نتایج آزمایشگاهی برای تایید اطلاعات مکانیکی سنگ، با استفاده از اطلاعات به دست آمده از داده‌های پتروفیزیکی، مدل‌سازی صورت گرفته است. در صورت وجود اطلاعات آزمایشگاهی، مدل‌سازی صحیح‌تری صورت می‌گیرد.
- ۸- مدل‌سازی عددی می‌تواند با بعضی از ویژگی‌ها که در این مدل‌سازی در نظر گرفته نشده‌اند کامل شوند. این ویژگی‌ها عبارتند از:

- رفتار غیر خطی (مانند پلاستیسیته) در ویژگی‌های مکانیکی سنگ مخزن و پوش سنگ
 - غیر یکنواخت بودن خواص مکانیکی سنگ مخزن و پوش سنگ
 - جابجایی گسل و دیگر ناپیوستگی‌های موجود
 - مطالعه اندرکنش بین جریان سیال، دما و رفتار ژئومکانیکی در ساختار ذخیره‌سازی
- ۹- ارزیابی روش معرفی شده با پروژه‌های در حال اجرا

منابع

منابع فارسی

امینی زاده، ع. (۱۳۸۸). "جمع آوری گاز دی اکسید کربن، چرا و چگونه؟" **مجله اکتشاف و تولید**. بهمن ۱۳۸۸. شماره ۶۵.

قلی، ن. حبیب نیا، ب. محمدیان، ر. (۱۳۹۰). "ارزشیابی شکستگی مغزه ها و نمودارهای تصویری سازند سروک در میدان نفتی اهواز" **فصل نامه زمین شناسی کاربردی**. سال ۱۳۹۰. سال ۷ (ص: ۲۴۵-۲۵۴)

پورصیامی، ح. (۱۳۸۴). "تعبیر و تفسیر پتروفیزیکی مخازن هیدروکربنی در جنوب غرب ایران با استفاده از امواج صوتی تراکمی و برشی" **نشریه دانشکده فنی، اردیبهشت ۱۳۸۴** (ص ۲۳-۳۳)

عسگری، ن. (۱۳۸۸) "بررسی راهکارهای کنترل، دفع و ذخیره سازی صحیح دی اکسید کربن"، ۱۳۸۸.

اسدپور خواجه گانی، م. (۱۳۹۰)، "تعیین خصوصیات ژئوفیزیکی بدست آمده از لاگ DSI و آزمایش های مکانیک سنگ بر روی نمونه های سنگ مخزن و مقایسه آنها"، **چهارمین کنفرانس مکانیک سنگ ایران**

لطفی آزاد، ا. (۱۳۹۱). پایان نامه ارشد: "مدل سازی و تحلیل نشت گاز از کارگاه های استخراج زیرزمینی تبدیل زغال سنگ به گاز (UCG)"، **دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود**.

سعیدی، ا. (۱۳۸۸). پایان نامه ارشد: "تحلیل میدان تنش و نقش آن در شکستگی سنگ مخزن سازند ایلام و سروک) چاه ۵۴ منصوری و بررسی ناپایداری حفر چاه در این مخزن"، **دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس**.

شهرآبادی، عباس. (۱۳۸۸) "ازدیاد برداشت از مخازن هیدروکربوری" **مجله مهندسی شیمی ایران**،

سال هشتم شماره ۴۳

- طاهری، س.، عظیمی پور، س.، صامت، مسعود، برگزین، ح. (۱۳۹۰). "مدیریت کربن: ضرورتها، چالشها و رهیافت تکنولوژی"، انتشارات پژوهشگاه صنعت نفت.
- گزارش تکمیلی زمین شناسی دشت خوزستان (۱۳۸۱). مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران
- مهرابیان، م. (۱۳۸۰). "دینامیک سیالات محاسباتی، اصول و کاربردها" انتشارات دانشگاه صنعتی کرمان، ص ۱۹۴

منابع لاتین

- Aerni, S. (2010). Incorporating Carbon Capture and Geological Storage in an Integrated Assessment Model. Economics and Oeschger Centre for Climate Change Research. Bern: University of Bern.
- Addis, M.A. 1997. The stress depletion response of reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. SPE 38720, 5-8 October.
- Air Products Industry Co, and Ltd Carbon Dioxide. (2009). Air Products Industry Co., Ltd Carbon Dioxide, technical data [Online] // Carbon Dioxide, technical.
- Aoyagi, R., Kitamura, O., Itaoka, K., Igawa, S., and Suzuki, S. (2011). Study on role of simulation of possible leakage from geological CO₂ storage in sub-seabed for environmental impact assessment. Energy Procedia, 3881-3888
- Baldwin, s. (2008). *Carbon Capture and Storage*. NSW PARLIAMENTARY LIBRARY RESEARCH SERVICE.
- Burton, E., Friedmann, J., and Upadhye, R. (2007). Best practices in underground coal gasification. US Department of Energy Research report, Lawrence Livermore National Laboratory. Livermore, USA. (pp. 11-67).
- Birkholzer, J. T., Zhou, Q., and Tsang, C.-F. (2009). Large-scale impact of CO₂ storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems. *greenhouse gas control*, 181-194.
- Bakker, S., Coninck, H. and Groenenberg, H. (2008). Carbon Capture and Storage

Chang, C., Zoback, M., and Khaksar, A. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and En*, 223-237.

CO2.net. (2012). Retrieved 1 10, 2012, Retrieved from <http://www.CO2.net>: www.CO2.net

Dusseault, M. B., Bachu, S., and Rothenburg, L. (2004). Sequestration of CO2 in Salt Caverns. *Canadian Petroleum Technology*.

Frédéric, C., and Rutqvista, J. (2011). Modeling of coupled deformation and permeability evolution during fault reactivation induced by deep underground injection of CO2. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 336-346.

Gasda, S. E. (2008). *Numerical Models for Evaluating CO2 Storage in Deep, Saline Aquifers*. Princeton: Department of Civil and Environmental Engineering of Princeton University.

Ghomian, Y. (2008). Reservoir Simulation Studies for Coupled CO2 Sequestration and Enhanced Oil Recovery. PHD thesis university of Texas at Austin .

Gibbins, J., and Chalmers, H. (2008). Carbon capture and storage. *Energy Policy*, 4317-4322.

Gomez, J. A. (2006). *GEOMECHANICAL PERFORMANCE ASSESSMENT OF CO2 – EOR GEOLOGICAL STORAGE PROJECTS*. Edmonton, Alberta: Department of Civil and Environmental Engineering, .

Hills, R. (2000). ore pressure/stress coupling and its implication for seismicity. *Exoloration Geophysics*, 448-454.

Holloway, S. (2009). *Sequestration the Underground Storage of Carbon Dioxidem*. UK: British Geological Survey, Keyworth, Nottingham NG212 5GG, .

Holt, R. F. (2004). Consequences of depletion-induced stress change on reservoir compaction and recovery. *The 6th North America Rock mechanics Symposium (NARMS)*.

IEA.org. (2012). Retrieved from <http://www.IEA.org>

-
- Irwin, M. W., Bowen, B. H., and Gotham, B. J. (2009). Indiana coal report 2009, Chapter 9. Indiana Center for Coal Technology Research. Purdue University, USA. (pp. 10-15).
- IPCC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. United States of America by Cambridge University Press, New York.
- Jalili, P., Saydam, S., and Cinar, Y. (2011). CO₂ Storage in Abandoned Coal Mines. *Coal Operators*. University of Wollongong.
- Janse, D. (2010). *Combining geothermal energy with CO₂ storage*.
- Jens, T., Zhou, Q., and Tsang, C.-F. (2009). Large-scale impact of CO₂ storage in deep saline aquifers: Large-scale impact of CO₂ storage in deep saline aquifers: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 183-194.
- Jimenez, J. C. (2002). Integrity of bounding seals for geological storage of greenhouse gases. *Rock Mechanics Conference*. Irving, Texas: SPE.
- Jones, N., Holloway, S., Smith, N. J., Creedy, D. P., Garner, K., and Durucan, S.. (2004). Technologies Exploitation for New Resource UK Coal. (p. 28). DTI, UK.
- Khadse, A. N., Qayyumi, M., Mahajan, S. M., and Aghalayam, P. (2006). Reactor Model for the Underground Coal Gasification (UCG) Channel. (p. 2). *International Journal of Chemical Reactor Engineering*, Volume 4, Article A37.
- Khadse, A. N., Qayyumi, M., Mahajan, S. M., and Aghalayam, P. (2007). Underground Coal Gasification: A New Clean Coal Utilization Technique for India. Bombay: Elsevier, *Energy* 32 (2007) 2061–207.
- Kaldi, J. G., and Gibson-Poole, C. M. (2008). *Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects*. Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO₂CRC).
- Lund, C. (2009). *The Carbon Value Chain*. CVC Team Norway handbook. Royal Norwegian Embassy in Tokyo.
- Mandil, C. (2004). *INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*. OECD/IEA.
- Markiewicz, K. (2011). *cordis.europa.eu*. Retrieved 5 25, 2013, from CO₂ Sorption and Flow in Shale Reservoirs : http://cordis.europa.eu/search/index.cfm?fuseaction=proj.document&PJ_RCIN=11948036

-
- NETL. (2012). Retrieved 5 26, 2013, from The Energy Lab:
http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/natcarb/stationary.html
- Oldenburg, C. M., and Benson, S. M. (2001). *Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery: Identifying Candidate Sites for Pilot Study*. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Oldenburg, C., and Benson, S. (2001). Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery: Identifying Candidate Sites for Pilot Study. *Earth Sciences Division*.
- Olivier, G. J., Janssens-Maenhout and G. Peters, J. (2012). *Trends in global co2 emissions*. © PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.
- Polak, S., and Grimstad, A.-A. (2009). Reservoir simulation study of CO2 storage and CO2-EGR in the Atzbach-Schwanenstadt gas field in Austria. *Energy Procedia*, 2961-2968.
- powerplant ccs*. (2012). Retrieved from
<http://www.powerplantccs.com/ccs/tra/tra.html>
- Raziperchikolaee, S., Alvarado, V., and Yin, S. (2013). Effect of hydraulic fracturing on long-term storage of CO2 in stimulated saline aquifers. *Applied Energy*, 1091-1104.
- Rasouli, , V., Pallikathekathil, J, Z., and Mawuli, E. (2011). The influence of perturbed stresses near faults on drilling strategy: A case study in Blacktip field, North Australia *Petroleum Science and Engineering*. 37-50
- Reddy, j. n. (2005). *AN INTRODUCTION TO THE FINITE ELEMENT METHOD*. New York: McGraw-Hill.
- Rutqvist, j., Birkholzer, j., Cappa, f., and Tsang, c. F. (2007). "Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO2 using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis" *Energy Conversion and Management*, 1798-1807.
- Santarelli, F.J., Tronvoll, J.T., Svennekjaier, M., Skeie, H., Henriksen, R., and Bratli, R.K. 1996. Reservoir Stress Path: The Depletion and the Rebound. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway, 8-10 July. SPE 47350.
- Sasaki K, 2004. "Carbon Sequestration Technology - Current Status and Future Outlook". IEEJ Publication
<http://www.ocean-acidification.net/FAQocs.html>.

- Segall, P., Grasso, J. R., and Mossop, A. (1994). Poroelastic stressing and induced seismicity near the Lacq gas field, southwestern France. *Geophysical Research*, 15423-15437.
- Sengul, M. (2006). CO2 Sequestration - A Safe Transition Technology. *SPE International Health, Safety & Environment Conference*, Abu Dhabi, UAE.
- Soltanzadeh, H. (2009). *Geomechanical Analysis of Caprock Integrity*. Department of Civil and Geological Engineering.
- Solomon, S. (2007). Carbon Dioxide Storage: Geological Security and Environmental Issues - Case Study on the Sleipner Gas Field in Norway. Bellona Foundation.
- Stenhouse, M. (2009). *Natural and Industrial Analogues for Geological Storage of Carbon Dioxide*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- Versteeg, H., and Malalasekera, W. (1995). *An Introduction to Computational Fluid Dynamics*. Pearson.
- Zobak, M. D., and Zinke, J. c. (2002). Production-induced normal faulting in the Valhall and Ekofisk oil fields. *geology*, 403-420.
- Tarek, A., and McKinney, P. D. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. Elsevier.
- Thomson G., 2009. "Burying Carbon Dioxide In Underground Saline Aquifers Political Folly Or Climate Change Fix?". Munk Centre for International Studies University of Toronto
- Wallquist, L., Visschers, V., and Siegrist, M. (2009). Lay concepts on CCS deployment in Switzerland based on qualitative interviews. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 652-657.
- Windén, B., Chen, M., Okamoto, N., and McCaig, E. (2011). *Carbon Capture & Sequestration in Ocean Space*. Southampton: University of Southampton.
- www.co2captureandstorage.info*. (n.d.). Retrieved from <http://www.co2captureandstorage.info/search.php>
- TNO report. (2009). TNO Bouw en Ondergrond Voorstel rapportage-vereisten geologische evaluatie aardwarmte project.

Abstract

One of the most important challenges in human life on earth is global warming phenomenon which causes increasing the average temperature of Earth. Increasing greenhouse gases in atmosphere over the current century has resulted in considerable increase of temperature and environmental concerns. With increasing the population growth and industrial development, the greenhouse gases emissions is increased. Due to the increase of the gas in the Earth's atmosphere, the management of the gas emission is required. The carbon capture and storage (CCS) process is a solution for gas emission management. Storage of CO₂ in underground structures and in particular, among the potential options for storing the gas, storage in oil and gas reservoir due to advantages such as increase of hydrocarbon production and the storage facility, are presented.

To safely store carbon dioxide in enhanced oil recovery/CO₂ sequestration projects it is important to ensure the integrity of the caprock during and after production and injection. A change in fluid pressure within a porous reservoir will generally induce stress distribution within the reservoir and the rocks which surround it. Amongst the potential hazards resulting from these induced stresses may breach the hydraulic integrity of the caprock which bounds the reservoir.

The Mohr - Coulomb failure criterion has been used to study the probability of induced fracture within the reservoir. Sensitivity analysis has been performed to study the effects of different parameters such as porosity, permeability, injection pressure, injection rate, and water saturation.

Keywords : Carbon Dioxide, CCS, Geological Structure, Green House Gas, Oil and Gas Reservoir



Shahrood University of Technology

School of Mining, Petroleum & Geophysics Engineering

**Numerical Modeling of Carbon Dioxide Injection
and Underground Storage- Case study: South West Khuzestan oil
field**

Sharif Barati

Supervisors:

Dr. Ahmad Ramezanzadeh

Dr. Hossein Mirzaei Nasirabad

Advisor:

Dr. Mahmood Norouzi

**Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the
Requirements for the Degree of Master of Science (M.Sc.)**

**In
Mining Engineering**

July 2013