



دانشگاه صنعتی اصفهان

دانشکده مهندسی شیمی

پروژه کارشناسی

بررسی و شبیه سازی عوامل موثر بر ذخیره سازی کربن دی اکسید در
آبخوان های عمیق

**An Investigation of factors affecting CO₂ storage in deep
aquifers using compositional simulation**

علیرضا محمدزاده

۹۷۳۴۱۷۳

استاد راهنما:

دکتر محسن محمدی

تاریخ تحویل پروژه: ۶ تیرماه ۱۴۰۲

تشر و قدردانی

نگارنده مایل است از استاد راهنمای خود، جناب آقای دکتر محسن محمدی بابت راهنمایی‌ها و کمک‌های ایشان قدردانی کند. همچنین مایل است از سایر اساتید، جناب آقایان دکتر حمیدرضا شاهرودی، دکتر روح‌الله هاشمی و دکتر علیرضا خزعلی بابت آموزش‌ها و تدریس ایشان در طول تحصیلات کارشناسی خود و همچنین جناب آقای مهندس سعید کچویی بابت کمک‌های بی‌دریغ خود تشکر کند.

علیرضا محمدزاده

فهرست مطالب

۲	تشکر و قدردانی
۱	چکیده
۱	مقدمه
۴	فصل اول: نگاهی اجمالی به CCS
۴	چرا CCS ؟
۵	ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در سازندهای زیرزمینی
۵	مکانیزم‌های ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید
۷	عوامل موثر بر ذخیره‌سازی
۷	عوامل فنی
۷	عوامل اقتصادی
۸	فصل دوم: شبیه‌سازی
۸	توضیحات مدل استاتیک و سنگ مخزن
۸	مدل پایه
۹	خواص سیال مخزن
۹	توابع اشباع
۱۰	روند شبیه‌سازی
۱۰	کلیدواژه‌ها
۱۰	معادلات حالت
۱۱	خواص مواد
۱۱	مقداردهی اولیه
۱۱	زمان شبیه‌سازی
۱۱	چاه‌ها
۱۲	فصل سوم: روابط و محاسبات
۱۲	معادله حالت
۱۲	Binary Interaction Coefficient (BIC)
۱۴	اصلاح ویسکوزیته
۱۴	نفوذ مولکولی
۱۵	کشش بین‌سطحی

محاسبه پاراکور	۱۶
فصل چهارم: سناریوها	۱۷
هدف	۱۷
روند بررسی سناریوها	۱۷
دسته‌بندی عوامل موثر بر ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید	۱۷
عامل اول: ناخالصی در گاز تزریقی	۱۸
سناریو ۱: تزریق کربن دی‌اکسید خالص	۱۹
سناریو ۲: تزریق گاز CO ₂ همراه با ناخالصی SO ₂	۲۰
سناریو ۳: تزریق گاز CO ₂ همراه با ناخالصی N ₂	۲۲
نتیجه‌گیری برای عامل تزریق ناخالص	۲۴
عامل دوم: موقعیت مشبک‌ها	۲۶
سناریو ۴: مشبک‌کاری در یک‌سوم بالای مخزن	۲۶
سناریو ۵: مشبک‌کاری در یک‌سوم میانی مخزن	۲۶
سناریو ۶: مشبک‌کاری در یک‌سوم پایینی مخزن	۲۶
نتیجه‌گیری برای عامل عمق مشبک‌کاری	۲۹
عامل سوم: نوع چاه	۳۰
مدل مخزن با سه ناحیه	۳۰
سناریو ۷: تزریق کربن دی‌اکسید خالص از طریق چهار چاه افقی	۳۱
سناریو ۸: تزریق کربن دی‌اکسید همراه با ناخالصی از طریق چهار چاه افقی	۳۳
سناریو ۹: تزریق کربن دی‌اکسید به مدل مخزن با سه ناحیه توسط چهار چاه عمودی	۳۵
نتیجه‌گیری برای عامل نوع چاه	۳۶
عامل چهارم: ناهمگونی مخزن	۳۷
سناریو ۱۰: مخزن ناهمگون با بخش بالایی پرتراوا و بخش پایینی کم‌تراوا	۳۸
سناریو ۱۱: مخزن ناهمگون با بخش بالایی کم‌تراوا و بخش پایینی پرتراوا	۳۹
نتیجه‌گیری برای عامل ناهمگونی مخزن	۴۰
عامل پنجم: استراتژی تزریق	۴۲
نتیجه‌گیری برای عامل استراتژی تزریق	۴۵
نتیجه‌گیری	۴۸
پیشنهادهای	۴۸
مراجع	۵۰

فهرست جداول

جدول ۱	هزینه جذب و میزان غلظت کربن دی‌اکسید در منابع مختلف	۴
جدول ۲	خلاصه‌ای از مشخصات و خواص سنگ مخزن مدل پایه، جهت ابعاد به صورت $x*y*z$ می‌باشد	۹
جدول ۳	خواص سیالات مخزن مورد استفاده در طول شبیه‌سازی‌ها	۱۰
جدول ۴	مقادیر BIC برای سیستم‌های مختلف از [9] و [10]	۱۳
جدول ۵	ضرایب رابطه LBC پیش فرض و اصلاح شده برای فاز غنی از کربن دی‌اکسید [12]	۱۴
جدول ۶	مقادیر ضریب نفوذ در سیستم‌های مختلف و میانمایی آن‌ها در شرایط دما-فشاری مخزن	۱۵
جدول ۷	مقادیر محاسبه شده برای پاراکور مواد مختلف	۱۶
جدول ۸	دسته‌بندی عوامل و سناریوهای تحت بررسی در این پروژه	۱۸
جدول ۹	شرایط شبیه‌سازی تزریق کربن دی‌اکسید خالص	۱۹
جدول ۱۰	مشخصات مخزن با سه ناحیه. اقتباس شده از [14]	۳۱
جدول ۱۱	مشخصات مخزن و چاه برای سناریوهای ۷ و ۸	۳۱
جدول ۱۲	مدل سنگ مخزن با دو ناحیه برای سناریو ۱۰	۳۷
جدول ۱۳	استراتژی تزریق برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۹	۴۲
جدول ۱۴	ترتیب سناریوها برحسب بیشترین میزان ذخیره‌سازی برای عامل استراتژی تزریق	۴۵
جدول ۱۵	خلاصه نتایج پروژه	۴۸

فهرست شکل‌ها

شکل ۱	عملکرد مکانیزم‌های ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در طول زمان	۶
شکل ۲	شکل تخلخل مدل پایه مخزن	۹
شکل ۳	اشباع گاز در زیر پوش سنگ پس از اتمام شبیه‌سازی، نما از بالا	۱۹
شکل ۴	نمای کناری اشباع گاز در انتهای شبیه‌سازی	۱۹
شکل ۵	(الف اشباع گاز ب) میزان کربن دی‌اکسید محلول در آب ج) میزان گوگرد دی‌اکسید محلول در آب	۲۱
شکل ۶	(الف اشباع گاز ب) کربن دی‌اکسید محلول در آب ج) نیتروژن محلول در آب	۲۳
شکل ۷	اشباع گاز در پایان شبیه‌سازی برای سناریوهای ۴ تا ۶	۲۷
شکل ۸	فرم ناحیه بندی مخزن با سه ناحیه. پوش سنگ (لایه سوم) و دو لایه بالایی جزو مخزن نیستند	۳۱
شکل ۹	نمای از بالای مخزن در انتهای سناریو ۷. سه لایه اول حذف شده‌اند	۳۲
شکل ۱۰	اشباع گاز در انتهای سناریو ۷	۳۲
شکل ۱۱	(الف اشباع گاز در انتهای سناریو ۸ ب) کربن دی‌اکسید حل شده در آب ج) گوگرد دی‌اکسید حل شده در آب	۳۴
شکل ۱۲	اشباع گاز در انتهای سناریو ۹	۳۵
شکل ۱۳	مخزن سناریو ۱۰	۳۸

شکل ۱۴ اشباع گاز در انتهای سناریو ۱۰	۳۸
شکل ۱۵ تخلخل مخزن در سناریو ۱۱	۳۹
شکل ۱۶ اشباع گاز در انتهای سناریو ۱۱	۴۰
شکل ۱۷ توزیع کربن دی اکسید محلول در آب (الف) در سناریو ۱۰ (ب) در سناریو ۱۱	۴۱
شکل ۱۸ اشباع گاز در انتهای سناریوهای مربوط به عامل استراتژی تزریق. الف تا ح به ترتیب برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۹	۴۳
شکل ۱۹ شمایی از نحوه حرکت کربن دی اکسید خالص با شبیه سازی مولکولی الف) پس از ۱.۵ سال (ب) پس از ۳ سال (ج) پس از ۴.۵ سال (د) پس از ۷ سال. برگرفته از 13	۴۹

فهرست نمودارها

نمودار ۱ مقادیر پارامترهای سه گانه در سناریو اول	۲۰
نمودار ۲ دبی تزریق، فشار و ذخیره سازی برای سناریو ۲	۲۲
نمودار ۳ دبی تزریق، فشار و ذخیره سازی برای سناریو ۳	۲۳
نمودار ۴ میزان ذخیره سازی گاز در سناریوهای ۱ تا ۳	۲۴
نمودار ۵ نمودار فشار مخزن برای سناریوهای ۱ تا ۳	۲۵
نمودار ۶ پارامترهای سه گانه برای سناریو ۴	۲۷
نمودار ۷ نمودارهای سه گانه برای سناریو ۵	۲۸
نمودار ۸ پارامترهای سه گانه برای سناریو ۶	۲۸
نمودار ۹ میزان گاز ذخیره شده برای سناریوهای ۴ تا ۶ و سناریو ۱	۲۹
نمودار ۱۰ نمودار فشار مخزن برای سناریوهای ۴ تا ۶ و سناریو ۱	۳۰
نمودار ۱۱ پارامترهای سه گانه برای سناریو ۷	۳۳
نمودار ۱۲ پارامترهای سه گانه برای سناریو ۸	۳۴
نمودار ۱۳ پارامترهای سه گانه مربوط به سناریو ۹	۳۵
نمودار ۱۴ میزان ذخیره سازی مربوط به سناریوهای عامل نوع چاه	۳۶
نمودار ۱۵ فشار مخزن برای سناریوهای عامل نوع چاه (سناریوهای ۷، ۸ و ۹)	۳۷
نمودار ۱۶ پارامترهای سه گانه در سناریو ۱۰	۳۹
نمودار ۱۷ میزان گاز ذخیره شده در سناریوهای مربوط به عامل ناهمگونی مخزن	۴۰
نمودار ۱۸ نمودار فشار مخزن در سناریوهای مربوط به عامل ناهمگونی مخزن	۴۱
نمودار ۱۹ پارامترهای سه گانه برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۹	۴۴
نمودار ۲۰ میزان انحلال مولی کربن دی اکسید در آب و اشباع گاز برای سناریوهای ۱۷ و ۱۸	۴۶
نمودار ۲۱ دبی های تزریقی برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۹	۴۶
نمودار ۲۲ میزان ذخیره سازی گاز برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۹	۴۷
نمودار ۲۳ فشار مخزن برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۵	۴۷

چکیده

ذخیره‌سازی کربن دی اکسید نیازمند پروژه‌های عظیم و صرف هزینه‌های گزافی است. اما CCS نشان داده که یکی از قابل اطمینان‌ترین و مهم‌ترین راهکارهای کاهش انتشار کربن دی اکسید است. از طرفی، CCS سود مالی مستقیمی ندارد. لذا بسیار مهم است که هنگام انجام این پروژه‌ها از حداکثر ظرفیت ذخیره‌سازی استفاده کرد. یکی از ساختمان‌های زمین‌شناختی که جهت ذخیره‌سازی کربن دی اکسید استفاده می‌شود، آبخوان‌های عمیق است. در این پروژه به بررسی چند عامل از عوامل موثر بر میزان ذخیره‌سازی کربن دی اکسید شامل: تزریق ناخالص، عمق تزریق، اثر ناهمگونی مخزن و استراتژی تزریق پرداخته شده است.

مقدمه

در دنیای کنونی، یکی از تهدیدات جدی علیه انسان، تغییرات اقلیمی است. این تغییرات به علت پخش گازهای گلخانه‌ای، خاصه کربن دی اکسید، در جو زمین است. به همین علت، بنابر توافق اقلیمی پاریس در سال ۲۰۱۵ میلادی که توسط ۱۹۵ کشور امضا شد، این کشورها متعهد شدند تا گرمایش زمین را در حدود 2°C محدود کنند. یکی از راه حل‌ها جهت نیل به این هدف، به‌دام‌اندازی و ذخیره‌سازی کربن دی اکسید یا به اختصار CCS^1 می‌باشد.

پروژه‌هایی در این خصوص، پیش از این توافق نیز جهت به‌دام‌اندازی و ذخیره‌سازی کربن دی اکسید انجام شده بود و همچنان ادامه دارند. از جمله می‌توان به پروژه CCS اسلایپنر^۲ در کشور نروژ اشاره کرد. همچنین برای CCS می‌توان جهت ازدیاد برداشت از مخازن نفتی نیز استفاده کرد. به عنوان مثال در پروژه میدان وی‌برن در ایالت ساسکاچوآن کانادا، کربن دی اکسید تولید شده از یک نیروگاه با سوخت زغال‌سنگ به جهت انجام عملیات ازدیاد برداشت استفاده شده و ذخیره‌سازی می‌شود. به هر روی، این نکته شایان ذکر است که در پروژه‌های CCS، هدف ایجاد سود و بهره مالی نیست و دلیل عمده انجام این کار جهت حفظ محیط زیست است.

در این پروژه با تعریف یک مخزن با اشباع آب ۱۰۰٪ و استفاده از داده‌های آموزشی موجود در فایل‌های نرم‌افزار اکلیپس^۳ و با تکیه بر مشخصات آبدۀ اسلایپنر، سناریوهای مختلفی تعریف و به صورت

¹ Carbon Capture and Storage

² Sleipner CCS Project

³ Schlumberger Eclipse 300, 2010.1

ترکیبی^۴ شبیه‌سازی شد. اگرچه در برخی سناریوها که در ادامه به آن خواهیم رسید، از مشخصات پتروفیزیکی میادین دیگری نیز استفاده شده است که در جای خود بدان اشاره خواهد شد.

⁴ Compositional

فصل‌ها

فصل اول: نگاهی اجمالی به CCS

چرا CCS ؟

طبق توافق اقلیمی پاریس، کشورهای امضا کننده متعهد می‌شوند تا نرخ افزایش میزان گرمایش زمین را تنها تا 2°C بیشتر از دوران پیشا-انقلاب صنعتی نگه دارند. این توافق سبب شده است تا کشورها پروژه‌هایی جهت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای خصوصا کربن دی‌اکسید راه‌اندازی کرده و تامین مالی کنند. یکی از روش‌هایی که بتوان به کمک آن انتشار این گازها را کنترل کرده و کاهش داد، جذب و ذخیره سازی کربن دی‌اکسید میباشد. لذا پروژه‌های CCS لزوماً توجیه اقتصادی ندارند. اگرچه در مواردی از کربن دی‌اکسید جذب شده جهت ازدیاد برداشت از مخازن نفتی نیز استفاده می‌گردد که در این موارد ممکن است توجیه اقتصادی نیز وجود داشته باشد.

CCS مجموعه‌ای از فناوری‌هایی از جذب کربن دی‌اکسید از مبادی انتشار آن نظیر نیروگاه‌ها یا کارخانه‌ها تا ذخیره‌سازی آن در پدیده‌های زمین‌شناختی نظیر میادین نفت و گاز یا آبخوان‌ها می‌باشد [3].

جذب کربن دی‌اکسید ممکن است به شیوه‌های متفاوتی از قبیل پیشا-احتراق، پسا-احتراق، روش Oxy-fuel و یا استفاده از حلال‌های آمینه انجام شود که بررسی این موارد در این مقال نمی‌گنجد. هرچند جهت ایجاد دیدی کلی نسبت به هزینه‌های جذب از روش‌های متفاوت و نیز غلظت کربن دی-اکسید در هر کدام از منابع، جدول ۱ آورده شده است [1].

جدول ۱ هزینه جذب و میزان غلظت کربن دی‌اکسید در منابع مختلف

هزینه جذب کربن دی اکسید از منابع مختلف			
منابع مختلف	درصد کربن دی اکسید	روش جذب	هزینه ذخیره سازی به ازای هر تن از کربن دی اکسید جذب شده
تولید انرژی			
نیروگاه با سوخت زغال سنگ	۱۲-۱۵	پسا-احتراق	\$۴۵
نیروگاه با سوخت گاز طبیعی	۳-۵	پسا-احتراق	\$۵۳
منابع صنعتی			
کارخانه های ساخت فولاد	۲۰-۲۵	پسا-احتراق	\$۶۵.۱-۱۱۹.۲
پالایشگاه ها	۱۰-۲۰	کاتالیست	\$۶۸.۲-۸۳.۹
کوره های ساخت سیمان	۱۴-۳۳	Oxy-Combustion	\$۱۷-۴۰.۶
جو زمین			
هوا	۰.۴	آمین مایع	\$۹۴-۲۳۳
هوا	۰.۴	جاذب جامد	\$۵۰۰-۷۰۰

همانطور که در جدول ۱ نیز مشخص است، جذب کربن دی‌اکسید به صورت مستقیم از هوا به علت غلظت پایین آن به صرفه نیست و عموماً کربن دی‌اکسید مورد نظر را از منابع صنعتی جذب می‌کنند.

تعداد پروژه‌های CCS در جهان از ۳۷ در سال ۲۰۱۸ به ۵۱ در سال ۲۰۱۹ افزایش یافته است که ظرفیت ذخیره‌سازی برابر با ۴۰ میلیون تن کربن دی‌اکسید در سال را دارند [1].

در سال ۲۰۱۷ کنسرسیومی تحت عنوان "کنسرسیوم ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید"^۵ به عنوان شبکه‌ای بین‌المللی با هدف در دسترس کردن اطلاعات مربوط به پروژه‌های ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید تشکیل شد [2]. اولین مجموعه اطلاعاتی که وفق این کنسرسیوم در سال ۲۰۱۹ قابل دسترسی برای عموم شد، مدل معیار پروژه اسلایپنر^۶ بود که در این گزارش نیز از آن در مواردی نظیر عمق آبخوان استفاده شده است.

به طور کلی، اجماعی برای اینکه اهداف مقابله با گرمایش زمین بدون به‌کارگیری CCS در مقیاس گسترده امکان پذیر نیست وجود دارد که این موضوع اهمیت CCS را نشان می‌دهد [3].

ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در سازندهای زیرزمینی

به طور کلی، ساختارهای زیرزمینی مطلوب جهت ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید عبارتند از:

۱. آبخوان‌های عمیق و شور
۲. میادین فعال یا تخلیه شده نفت و گاز
۳. رگه‌های زغال‌سنگی عمیق که قابل بهره‌برداری نیستند [1].

با توجه به مکانیزم‌های ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در مخازن نفتی که در بخش بعدی بدان پرداخته خواهد شد، میزان ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در این میادین نسبت به آبخوان‌ها کمتر خواهد بود. لذا در این پروژه به ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در آبخوان‌ها پرداخته شده چرا که اثر محیط زیستی آن بیشتر است.

مکانیزم‌های ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید

برای اینکه بتوان ذخیره‌سازی را بهتر انجام داد، ابتدا نیاز به شناخت مکانیزم‌های ذخیره شدن کربن دی‌اکسید داریم. به طور کلی ۴ مکانیزم جهت ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید وجود دارد:

۱. به‌دام‌اندازی در میان سازندها: تزریق کربن دی‌اکسید در زیر پوش‌سنگ^۷ به صورت فوق بحرانی به روشی مشابه به دام افتادن مواد هیدروکربنی

⁵ CO₂ Storage Data Consortium

⁶ Sleipner 2019 Benchmark Model

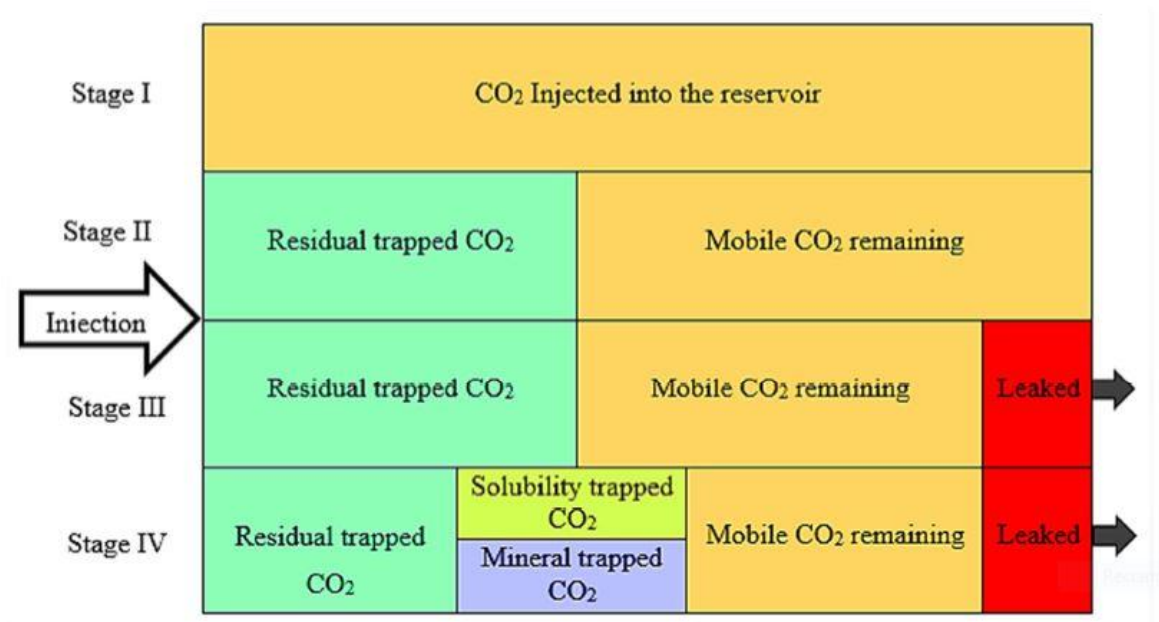
⁷ Cap Rock

۲. به دام اندازی از طریق انحلال در آب یا نفت: انحلال در آب معمولاً بسته به فشار، دما و میزان شوری آب می‌باشد این در حالی‌ست که انحلال کربن دی‌اکسید در نفت در مخازن بالغ^۸ از آب شور بیشتر است.

۳. به دام اندازی از طریق اشباع گاز باقیمانده: شامل ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در فاز گاز در اشباع غیرقابل حرکت^۹ است. با این مکانیزم، گاز به علت نیروهای موئینه قادر به حرکت در محیط متخلخل نخواهد بود. این مکانیزم از این جهت حایز اهمیت است که نیازی به پوش-سنگ ندارد.

۴. به دام اندازی معدنی: طی این مکانیزم، به علت خواص کانی‌های مخزن و مینرولوژی آن ممکن است با کربن دی‌اکسید واکنش نشان داده و باعث تشکیل کانی‌های کربناته شوند [4].

مکانیزم چهارم به علت اینکه کمتر اتفاق می‌افتد و نیز اینکه با شبیه‌ساز اکیلیپس قابل بررسی نیست، در این گزارش مورد بررسی قرار نگرفته است. شکل ۱ عملکرد مکانیزم‌های ذخیره شدن کربن دی‌اکسید نشان می‌دهد [5].



شکل ۱ عملکرد مکانیزم‌های ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در طول زمان

در پروژه‌های CCS که به قصد ازدیاد برداشت انجام می‌شوند، گاز حل شده در نفت تولیدی پس از تولید در جداکننده‌ها جدا شده و به همین دلیل میزان ذخیره سازی در این مخازن به اندازه ذخیره‌سازی در

⁸ Mature oil reservoirs

⁹ Immobile gas phase

آبخوان‌ها نیست. اگرچه که مطالعات نشان داده در مخازن نفتی که در دوران ثالثیه تولید خود به سر می‌برند، بیشترین میزان انحلال کربن دی‌اکسید در اشباع نفت باقیمانده رخ داده است [4]. ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در آبخوان‌ها بیشترین ایمنی از نظر نشت و نیز بیشترین ظرفیت را در میان سایر کاندیدها دارد [5]. به همین جهت در این پروژه به ذخیره‌سازی در آبخوان‌ها پرداخته شده است.

عوامل موثر بر ذخیره‌سازی

عوامل فنی

عوامل متعددی بر میزان ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید دخیل‌اند. مانند: ناهمگونی مخزن، فشار، استراتژی تزریق، هندسه مخزن.

در این پروژه به بررسی سه عامل موقعیت مشبک‌کاری، ناهمگونی مخزن و استراتژی تزریق و مدل چاه (عمودی یا افقی) پرداخته شده است.

عوامل اقتصادی

علاوه بر موارد مذکور، شایان توجه است که یکی از عوامل اثرگذار در میزان ذخیره‌سازی، هزینه‌های آن می‌باشد. بدیهی‌ست که چنین پروژه‌هایی که از طرفی صرفه اقتصادی نداشته و از سوی دیگر هزینه‌های گزافی را به عاملین آن تحمیل میکنند، توجه به هزینه‌ها در کنار امنیت و کارایی، جزو اولویت‌هاست.

یکی از بیشترین موارد هزینه در خصوص پروژه‌های CCS، هزینه خالص‌سازی CO₂ از گاز دودکش منابع انتشار آن است. به همین دلیل در برخی موارد، محققان به بررسی تزریق ناخالص CO₂ پرداخته‌اند. در گزارش پیش‌رو، یکی از سناریوهای مورد بررسی، تزریق CO₂ همراه با ناخالصی می‌باشد.

فصل دوم: شبیه‌سازی

جهت شبیه‌سازی در این پروژه، از شبیه‌ساز اکلپس^{۱۰} به صورت کامپوزیشنال و با واحدهای متریک^{۱۱} استفاده شده‌است. در این فصل به توضیحات اجمالی در خصوص مدل سنگ و سیال مخزن پرداخته می‌شود.

توضیحات مدل استاتیک و سنگ مخزن

در شبیه‌سازی‌های انجام شده در این پروژه از مخزنی مکعبی با ابعاد گریدبندی $21 \times 21 \times 15$ استفاده شده است. در لایه سوم، از سنگی با تخلخل ۳٪ و تراوایی در جهت x و y برابر با 0.01 mD و تراوایی در جهت z برابر با 0.01 mD استفاده شده‌است. باقی مشخصات مخزن با توجه به سناریوی تحت بررسی تغییر کرده‌اند که در جای خود به آنها اشاره خواهد شد. دو لایه اول جهت بررسی نشتی^{۱۲} کربن دی-اکسید مدنظر قرار داده شده است و اشباع گاز و گاز محلول در آب در هر سناریو بررسی خواهد شد.

با توجه به داده‌های میدان اسلایپنر، سطح بالایی مخزن برابر با 1000 m و دمای مخزن طبق داده آموزشی در دیتافایل آماده اکلپس برابر با 75°C در نظر گرفته شد. همچنین در تمامی سناریوها تراکم‌پذیری سنگ در فشار مبنای 150 barsa برابر با $5 \times 10^{-6} \text{ bar}^{-1}$ طبق داده موجود در دیتافایل CO2SOL در نظر گرفته شد.

مدل پایه

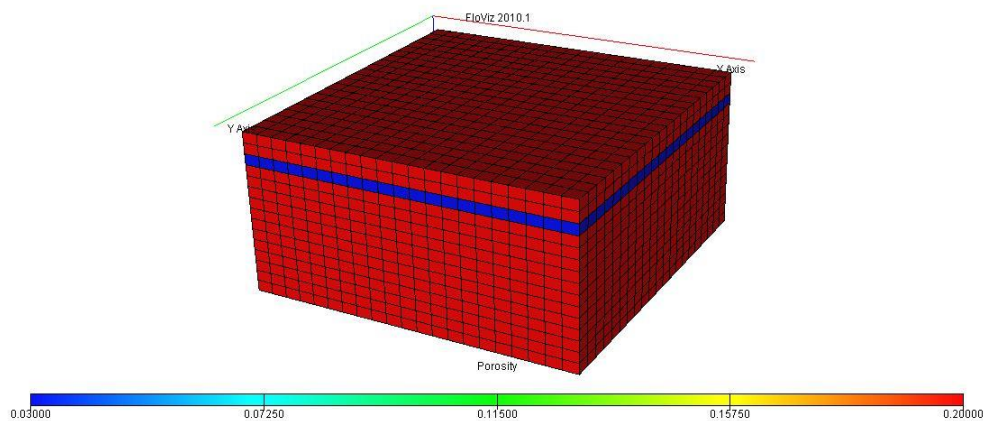
در این پروژه از یک مدل مخزن استفاده شده که در جدول ۲ خلاصه‌ای از مشخصات آن آورده شده است. این مدل مخزن را، مدل پایه می‌نامیم. در عمده سناریوها از این مدل استفاده شده است و ارزیابی سایر سناریوها با توجه به این مدل صورت پذیرفته‌است.

در مدل پایه نیز، همانند سایر مدل‌های مخزن مورد بررسی در این پروژه، در لایه سوم از سنگ کم‌تراوا و کم‌تخلخلی به عنوان پوش سنگ و دو لایه بالایی جهت بررسی نشت گاز در نظر گرفته شده‌اند.

¹⁰ Schlumberger Eclipse 300, 2010.1

¹¹ Metric

¹² Leakage



شکل ۲ شکل تخلخل مدل پایه مخزن

جدول ۲ خلاصه ای از مشخصات و خواص سنگ مخزن مدل پایه، جهت ابعاد به صورت $x*y*z$ می باشد

مشخصات کلی مخزن					
گريدبندي	ابعاد گريد، m	ابعاد مخزن، m	عمق از سطح	سطح تماس آب و نفت	اشباع اوليه
۲۱×۲۱×۱۵	۳۰×۳۰×۱۰	۶۳۰×۶۳۰×۱۵۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	آب ۱۰۰٪
خواص سنگ مخزن					
تخلخل، %	تراوایی در جهت x، mD	تراوایی در جهت y، mD	تراوایی در جهت z، mD	ضخامت لایه، m	
۲۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰	۲۰	لایه اول و دوم
۳	۰.۰۱	۰.۰۱	۰.۰۰۱	۱۰	لایه سوم
۲۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰	۱۲۰	لایه چهارم الی پانزدهم

خواص سیال مخزن

سیال مخزن تحت شبیه سازی، آب شیرین با اشباع ۱۰۰٪ است. خواص تراوایی نسبی، فشار موینگی و ویسکوزیته بر طبق داده های آموزشی موجود در دیتابیل های آماده اکلیپس به نام CO2SOL استفاده شده است.

توابع اشباع

با توجه به سه فازي و کامپوزیشنال بودن این شبیه سازی، از کلیدواژه های SGFN، SWFN و SOF3 برای اشباع به ترتیب گاز، آب و نفت استفاده شده است. با توجه به عدم حضور نفت در سیستم، خواص مربوط در تابع اشباع نفت یا همان SOF3 تاثیری در حل معادلات ندارد. اگرچه جهت پرهیز از بروز خطا از سوی شبیه ساز این خواص آورده شده اند. جدول ۳ بیانگر این خواص می باشد.

جدول ۳ خواص سیالات مخزن مورد استفاده در طول شبیه‌سازی‌ها

تابع اشباع گاز			تابع اشباع آب			تابع اشباع نفت		
Sg	Krg	Pcg	Sw	Krw	Pcw	So	Kro(o-w)*	Kro(o-g-w)**
۰.۰	۰.۰	۰.۰	۰.۰	۰.۰	۰.۰	۰.۰	۰.۰	۰.۰
۰.۱	۰.۰	۰.۰	۰.۲	۰.۰	۰.۰	۰.۱	۰.۰	۰.۰
۰.۲	۰.۱	۰.۰	۰.۴	۰.۰	۰.۰	۰.۲	۰.۱	۰.۱
۰.۴	۰.۱	۰.۰	۰.۶	۰.۲	۰.۰	۰.۴	۰.۱	۰.۱
۰.۶	۰.۴	۰.۰	۰.۸	۰.۸	۰.۰	۰.۶	۰.۴	۰.۴
۰.۸	۰.۶	۰.۰	۱.۰	۱.۰	۰.۰	۰.۸	۰.۶	۰.۶
۱.۰	۰.۷	۰.۰	–	–	–	۱.۰	۰.۷	۰.۷
* تراوایی نسبی نفت در سیستم آب-نفت								
** تراوایی نسبی نفت در سیستم آب-نفت-گاز								

روند شبیه‌سازی

کلیدواژه‌ها

با توجه به اینکه گاز کربن دی‌اکسید در آب محلول است، از کلیدواژه CO2SOL، MISCIBLE و DIFFUSE استفاده شده است که به ترتیب به معنای اجازه حل شدن کربن دی‌اکسید در فاز آب و نفت، اجازه تابعیت خواص سیالات از کشش بین‌سطحی و نفوذ مولکولی می‌باشند [6]. بدین ترتیب، شبیه‌سازی انجام شده به صورت کامپوزیشنال خواهد بود.

معادلات حالت

نقطه بحرانی گاز کربن دی‌اکسید در فشار ۷.۳۸MPa و در دمای ۳۰۴.۲ K می‌باشد [7]. با توجه به اینکه عمده‌ترین تزریق گاز CO₂ در اعماق بیشتر از ۲۵۰m، جایی که فشار معمولاً بیشتر از ۷.۳۸MPa است عموماً تزریق کربن دی‌اکسید به صورت فوق بحرانی^{۱۳} انجام می‌شود [5]. با توجه به دما و فشار اولیه مخزن – ۱۰۷.۳۹barsa و دمای ۳۴۸K – در شبیه‌سازی انجام شده، کربن دی‌اکسید به صورت سیال فوق بحرانی حضور دارد. به دلیل دما و فشار بالا و حالت فوق بحرانی کربن دی‌اکسید، از معادله حالت Peng-Robinson استفاده شده است. چرا که معادله PR در این حالات عملکرد بهتری دارد و به علت سهولت و دقتش استفاده از آن در شبیه‌سازی‌های CCS عمومیت دارد.

در فصل سوم با جزئیات بیشتری به این مورد پرداخته خواهد شد.

¹³ Supercritical state

خواص مواد

خواصی نظیر دما و فشار بحرانی، acentric factor و جرم مولکولی برای کربن دی‌اکسید، گوگرد دی-اکسید و نیتروژن از مرجع شماره [7] اخذ شده‌اند.

مقداردهی اولیه^{۱۴}

در بخش SOLUTION در دیتافایل اکلیپس، می‌بایست مقداردهی اولیه برای یافتن اشباعات انجام شود. برای این منظور ۳ روش در اکلیپس تعبیه شده است:

1. Equilibration
2. Restart
3. Enumeration

روش دوم در صورتی استفاده می‌شود که شبیه‌سازی پیش از این تا زمانی انجام شده است و با بارگذاری یک Restart file از مقادیر محاسبه شده از شبیه‌سازی قبلی برای مقداردهی استفاده می‌شود. از آنجا که در این پروژه شبیه‌سازی از پیش انجام نشده بود، از این روش استفاده نشد.

در روش سوم نیز، با توجه به اینکه داده‌های مربوط به خواص سیال موجود بود، تصمیم گرفته شد تا از روش اول استفاده شود و مقادیر به صورت دستی وارد نشوند. ضمن اینکه طبق دستورالعمل اکلیپس پیشنهاد شده است که از روش Enumeration استفاده نشود [8].

زمان شبیه‌سازی

زمان آغاز شبیه‌سازی، روز ارائه پروژه یعنی ۶ ام تیرماه ۱۴۰۲ برابر با ۲۶ ژوئن ۲۰۲۳ در نظر گرفته شده است. طول مدت شبیه‌سازی ۲۰ سال است. با توجه به حساسیت توزیع اشباعات در هر سناریو، گام‌های زمانی برابر با ۹۲.۲۵ روز یا ۱۸۲.۵ روز در نظر گرفته شده‌اند تا دقت مناسبی در بررسی روند توزیع اشباعات حاصل شود.

چاه‌ها

در تمامی موارد، به استثنای دو سناریو، چهار چاه افقی در وسط مخزن حفر شده‌است که همه آن‌ها تزریقی هستند. دو چاه مسنثی در سناریوهای مربوطه توضیح داده خواهند شد.

¹⁴ Initialization

فصل سوم: روابط و محاسبات

معادله حالت

در شبیه‌سازی کامپوزیشنال با نرم‌افزار اکلیپس، از معادلات حالت جهت بدست آوردن ضریب تراکم-پذیری گاز یا Z استفاده می‌شود. با توجه به دما و فشار بالای مخزن و نیز فوق بحرانی بودن فاز گاز تزریقی در این پروژه، از معادله حالت PR استفاده شده است.

نرم‌افزار اکلیپس با استفاده از فرم کلی معادله مارتین^{۱۵}، تمام معادلات حالت نظیر PR، RK، SRK و غیره را به کمک آن حل می‌کند. معادله مارتین به صورت زیر است:

$$Z^3 + E_2 Z^2 + E_1 Z + E_0 = 0 \quad (1)$$

که در آن:

$$E_2 = (m_1 + m_2 - 1)B - 1 \quad (2)$$

$$E_1 = A - (m_1 + m_2 - m_1 m_2)B^2 - (m_1 + m_2)B \quad (3)$$

$$E_0 = -[AB + m_1 m_2 B^2 (B + 1)] \quad (4)$$

برای معادله PR که در این پروژه مورد استفاده است، مقادیر m_1 و m_2 به ترتیب برابر با $1 + \sqrt{2}$ و $1 - \sqrt{2}$ می‌باشند.

مقادیر ضریب تراکم‌پذیری یا Z برای تعادل بین مایع و بخار می‌توانند با حل معادلات فوق حاصل شوند. بدین طریق که بزرگترین ریشه Z برای بخار و کوچکترین ریشه آن برای فاز مایع در نظر گرفته می‌شوند.

Binary Interaction Coefficient (BIC)

فوغاسیته را می‌توان کمیتی تعریف کرد که بیانگر میزان تمایل فرار یک ماده از فاز مایع یا جامد به فاز گازی است. در نرم‌افزار اکلیپس، ضرایب فوغاسیته طبق رابطه زیر محاسبه می‌گردد [8]:

$$\ln \left(\frac{f_i}{p x_i} \right) = -\ln(Z - B) + \frac{A}{(m_1 - m_2)B} \left(\frac{2\Sigma_i}{A} - \frac{B_i}{B} \right) \ln \left(\frac{Z + m_2 B}{Z + m_1 B} \right) + \frac{b_i}{B} (Z - 1) \quad (5)$$

که در آن:

$$\Sigma_i = \sum_j A_{ij} x_{ij} \quad (6)$$

$$A = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n x_j x_k A_{jk} \quad (7)$$

¹⁵ Martin's Equation

$$B = \sum_{j=1}^n x_j B_j \quad (8)$$

$$A_{jk} = (1 - \delta_{jk}) (A_j A_k)^{\frac{1}{2}} \quad (9)$$

کمیت δ_{jk} در رابطه (۹) مقدار BIC^{16} می‌باشد. این کمیت بیشتر در مورد برهمکنش یک هیدروکربن با یک ماده غیرهیدروکربنی به کار می‌رود [8]. اگرچه در این سناریوهای مورد بررسی این پروژه هیدروکربن وجود ندارد، اما به منظور بالا بردن دقت شبیه‌سازی، این ضرایب برای سیستم‌های موجود در جدول ۴ از منابع اخذ شده‌اند.

جدول ۴ مقادیر BIC برای سیستم‌های مختلف از [9] و [10]

سیستم	CO ₂ /H ₂ O	CO ₂ /SO ₂	CO ₂ /N ₂
BIC	۰.۱۶۷	۰.۰۲	-۰.۰۱۷

در دیتافایل‌های مربوط به سناریوهایی که فقط کربن دی‌اکسید وجود دارد، مقدار مربوط به سیستم CO₂/H₂O لحاظ شده و در سایر موارد نیز این مقادیر به صورت نظیر وارد شده‌اند.

سایر پارامترها نیز به صورت زیر محاسبه می‌گردند:

$$A_j = \Omega_a(T, j) \frac{Pr_j}{T_{rj}^2} \quad (10)$$

$$B_j = \Omega_b(T, j) \frac{Pr_j}{T_{rj}} \quad (11)$$

برای معادله حالت PR مقادیر می‌بایستی از روابط زیر برای بدست آوردن $\Omega_a(T, j)$ و $\Omega_b(T, j)$ استفاده شود:

$$\Omega_a(T, j) = \Omega_{a_0} \left[1 + (0.37464 + 1.54226w_j - 0.26992w_j^2) \left(1 - T_{rj}^{\frac{1}{2}} \right) \right]^2 \quad (12)$$

$$\Omega_b(T, j) = \Omega_{b_0} \quad (13)$$

که طبق دستورالعمل اکلیپس، مقادیر $\Omega_{a_0}(T, j)$ و $\Omega_{b_0}(T, j)$ به طور پیش‌فرض برابر با ۰.۴۵۷۲۳۵۵۲۹ و ۰.۰۷۷۹۶۰۷۴ می‌باشد و در این پروژه نیز از همین مقادیر پیش‌فرض استفاده شده است.

^{۱۶} شاید بتوان BIC را به "ضریب برهمکنش دوگانه" ترجمه کرد.

اصلاح ویسکوزیته

شبیه‌سازی انجام شده در این پروژه به صورت کامپوزیشنال است، این بدان معناست که ویسکوزیته سیالات با انحلال در یکدیگر تغییر می‌کند. برای این منظور، اکلیپس به طور پیش‌فرض از رابطه¹⁷ Lohrenz-Bray-Clark استفاده می‌کند:

$$[(\mu - \mu^0) \cdot \xi + 0.0001]^{\frac{1}{4}} = \sum_{i=1}^5 a_i \cdot b_i^{i-1} \quad (14)$$

که در آن ξ و μ^0 به ترتیب پارامتر ویسکوزیته و ویسکوزیته در فشارهای معمولی (atm - ۵) (۰.۱) توابعی از درصد ترکیب یعنی x_i ، وزن مولکولی هر جزء و دما و فشار بحرانی است [8,11].

مقادیر a_1, a_2, \dots, a_5 مقادیر ثابتی هستند که اکلیپس مقادیر پیش‌فرضی برای آن‌ها در نظر دارد. ولیکن از آنجا که آب مخزن با CO_2 مخلوط می‌گردد و یک فاز غنی از کربن دی‌اکسید تشکیل می‌شود، به جای استفاده از مقادیر پیش‌فرض، از ضرایب اصلاح شده برای سیستم غنی از کربن دی‌اکسید استفاده شد که این مقادیر در جدول ۵ آورده شده‌اند.

جدول ۵ ضرایب رابطه LBC پیش‌فرض و اصلاح شده برای فاز غنی از کربن دی‌اکسید [12].

ضریب	ضرایب پیش‌فرض	ضرایب اصلاح شده برای فاز غنی از کربن دی‌اکسید
a_1	۰.۱۰۲۳	۰.۱۰۷۹۹
a_2	۰.۰۲۳۳۶۴	۰.۰۳۵۴۵۲
a_3	۰.۰۵۸۵۳۳	۰.۰۲۱۲۶۹
a_4	-۰.۰۴۰۷۵۸	-۰.۰۱۳۲۸۴
a_5	۰.۰۰۹۳۳۲۴	۰.۰۰۳۴۴۵۵

نفوذ مولکولی

هنگامی که از کلیدواژه DIFFUSE استفاده می‌گردد، اجازه نفوذ مولکولی به سیالات داده می‌شود. یکی از دو روشی که در اکلیپس برای این کار استفاده می‌شود، استفاده از گرادیان غلظت و قانون فیک^{۱۸} است:

$$J = -cD_i \frac{\partial x_i}{\partial d} \quad (15)$$

¹⁷ به اختصار LBC

¹⁸ Fick's law of diffusion

که در آن D_i ضریب نفوذ جزء i است. در ا کلیپس کلیدواژه مربوط به این ضریب نفوذ گاز و نفت به ترتیب DIFFCOIL و DIFFCGAS می‌باشند. برای ضریب نفوذ در نفت از آنجا که در مخزن نفت موجود نیست و همچنین داده‌ای در خصوص مدل سیال نفت مخزن موجود نبود، مقدار آن حائز اهمیت نیست. اما در خصوص ضریب نفوذ گاز های CO_2 ، SO_2 و N_2 در آب داده‌هایی در مقالات یافت شد [13]. با توجه به اینکه دمای مخزن مدل ۳۴۸K می‌باشد، و فشار متوسط مخزن در طول زمان حدود ۲۹۹^{۱۹}barsa می‌باشد اما در منبع ذکر شده در ضریب نفوذ در فشار ۳۰۰barsa اما دو دمای بالاتر و پایین‌تر ذکر شده بود، میان آن دو دما و دمای مخزن میان‌یابی خطی و نیز تبدیل واحد انجام شد. جدول ۶ اعداد مربوط به ضرایب نفوذ در مقاله و مقادیر میان‌یابی شده و تبدیل واحد شده را نمایش می‌دهد.

جدول ۶ مقادیر ضریب نفوذ در سیستم‌های مختلف و میان‌یابی آن‌ها در شرایط دما-فشاری مخزن

CO ₂ -SO ₂ -water system	T, K	P, bar	CO ₂ mole fraction	D ₁₁ *10 ⁻⁹ m ² /s	D ₂₂ *10 ⁻⁹ m ² /s
	323	300	0.9	1.7479	0.7143
	373	300	0.9	3.4891	1.2728
	interpolation				
	T, K	P, bar	CO ₂ mole fraction	D ₁₁ *10 ⁻⁹ m ² /day	D ₂₂ , m ² /day
CO ₂ -N ₂ -water system	348	300	0.9	2.262E-04	8.584E-05
	T, K	P, bar	CO ₂ mole fraction	D ₁₁ *10 ⁻⁹ m ² /s	D ₂₂ *10 ⁻⁹ m ² /s
	323	300	0.9	1.3997	9.9591
	373	300	0.9	2.7575	24.0971
	interpolation				
	T, K	P, bar	CO ₂ mole fraction	D ₁₁ , m ² /day	D ₂₂ , m ² /day
	348	300	0.9	1.796E-04	1.471E-03

در این جدول، مقادیر D_{11} و D_{22} به ترتیب مربوط به ضریب خود-نفوذی^{۲۰} کربن دی‌اکسید و ماده دوم یعنی گوگرد دی‌اکسید یا نیتروژن (بسته به اینکه در کدام سیستم است) می‌باشد. به مقدار جزء مولی در این جدول توجه شود که ۹۰٪ کربن دی‌اکسید و ۱۰٪ ماده دوم است. این مورد در سناریوهای تزریق غیرخالص حائز اهمیت است.

کشش بین سطحی

هنگامی که از کلیدواژه MISCIBLE استفاده می‌شود، به ا کلیپس اجازه داده می‌شود که برای خواص تابعیتی از کشش بین سطحی در نظر بگیرد. برای این منظور نرم‌افزار از رابطه مک‌لئود-سوگدن^{۲۱} با کمک کمیتی تحت عنوان پاراکور^{۲۲} استفاده می‌کند:

$$\sigma = [\sum_{i=1}^{N_c} [P]_i (b_L^m x_i - b_V^m y_i)]^4 \quad (16)$$

^{۱۹} این عدد با توجه به فایل PRT. مربوط به تزریق کربن دی‌اکسید خالص به مدل پایه مخزن ذکر شده است.

²⁰ Self-diffusivity

²¹ Macleod-Sugden correlation

²² Parachor

که در آن N_c تعداد اجزای موجود در شبیه‌سازی، P پاراکور و x_i و y_i کسر مولی مایع و بخار، و b_L^m, b_V^m دانسیته مولی فاز بخار و مایع می‌باشد.

با استفاده از کلیدواژه PARACHOR در دیتافایل، مقدار مربوطه برای هر ماده وارد می‌گردد.

محاسبه پاراکور

برای یافتن مقادیر پاراکور برای گازهای کربن دی‌اکسید، گوگرد دی‌اکسید و نیتروژن که در این پروژه تحت بررسی قرار می‌گیرند، مقالاتی مطالعه شد که اطلاعات آزمایشگاهی مناسبی موجود نبود. لذا به دنبال رابطه‌ای برای محاسبه پاراکور، به رابطه‌ای تجربی دست یافته شد. این رابطه با استفاده از دمای بحرانی و حجم بحرانی پاراکور را به شرح زیر محاسبه می‌کند:

$$P_{ch} = a_0 + a_1 V_c + a_2 T_c + a_3 H + a_4 H^2 + a_5 H^3 + \frac{a_6}{H} \quad (17)$$

که در آن H پارامتر هرتزوک^{۲۳} می‌باشد که به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$H = V_c^{\frac{5}{6}} T_c^{\frac{1}{4}} \quad (18)$$

همچنین مقادیر ثوابت a_0 تا a_6 به صورت زیرند:

$$a_0 = -72.765582$$

$$a_1 = -9166.37732$$

$$a_2 = -1.07786869$$

$$a_3 = 2197.28955$$

$$a_4 = -111.984168$$

$$a_5 = 20.4550431$$

$$a_6 = 55.9694357$$

جدول ۷ مقادیر محاسبه شده برای پاراکور مواد مختلف

component	T_c, K	$V_c, \text{lit/mol}$	H	P_{chi}
CO ₂	۳۰۴.۲	۰.۰۹۴	۰.۵۸۲۱۸۸	۷۹.۱۵۹
SO ₂	۴۳۰.۸	۰.۱۲۲	۰.۷۸۹۲۲۷	۸۹.۹۷۱
N ₂	۱۲۶.۲	۰.۰۸۹۲	۰.۴۴۷۲۶۹	۶۰.۹۱۰

²³ Herzog's Parameter

فصل چهارم: سناریوها^{۲۴}

در فصل قبل به بررسی روابط و کمیت‌های مورد نیاز جهت انجام شبیه‌سازی کامپوزیشنال پرداخته شد. هدف از این فصل اما بررسی عوامل موثر بر ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در مخزن است. برای این منظور، چند سناریو تعریف می‌گردد و میزان گاز ذخیره شده در هر حالت مورد بررسی قرار می‌گیرد.

هدف

هدف از بررسی این سناریوها و شبیه‌سازی آن‌ها، بررسی میزان ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید در هر کدام از آن‌هاست. در اکلپس کلیدواژه FGIT بیانگر کل میزان گاز تزریق شده به میدان است. از آنجا که تولیدی در هیچ‌یک از سناریوها وجود ندارد، مقدار گاز تزئقی با مقدار گاز ذخیره‌شده برابر است. لذا مقادیری که این کلیدواژه در نمودارها از خود نشان می‌دهد برای بررسی میزان ذخیره‌سازی استفاده می‌گردد.

روند بررسی سناریوها

در هر یک از سناریوها، نمودارهای FGIT، FGIR و FPR رسم می‌گردند که به ترتیب به معنای میزان کل گاز تزریق شده، دبی تزئقی به میدان و فشار متوسط میدان است. در انتهای هر فاکتور (مثلاً تزریق همراه با ناخالصی یا استراتژی تزریق) نتایج هر کدام از سناریوهای مربوطه بررسی می‌گردد. در فصل نتیجه‌گیری نیز این نتایج به صورت کلی مورد بحث قرار می‌گیرند.

دسته‌بندی عوامل موثر بر ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید

همانطور که در فصل اول اشاره شد، در این پروژه، ۵ دسته عامل مورد بررسی قرار می‌گیرند که برای هر عامل چند سناریو در نظر گرفته شده‌است. جدول ۸ این دسته‌بندی را به طور خلاصه نمایش می‌دهد.

^{۲۴} ذکر این نکته مهم است که در شماره گذاری سناریوها که در این گزارش طبق جدول ۸ می‌باشد، با شماره شبیه‌سازی در طول روند انجام پروژه بعضاً متفاوت است. به همین علت، برای جلوگیری از سردرگمی هنگام خواندن نمودارها، برای یافتن و تطبیق سناریوها به پیوست A مراجعه شود.

جدول ۸ دسته‌بندی عوامل و سناریوهای تحت بررسی در این پروژه

عامل	سناریو
ناخالصی	(۱) دی اکسید کربن خالص
	(۲) همراه با ۱۰٪ گوگرد دی اکسید
	(۳) همراه با ۱۰٪ نیتروژن
موقعیت مشبک ها	(۴) یک سوم بالایی مخزن
	(۵) یک سوم میانی مخزن
	(۶) یک سوم پایینی مخزن
نوع چاه	(۷) کربن دی اکسید خالص
	(۸) همراه با ۱۰٪ گوگرد دی اکسید
	(۹) کربن دی اکسید خالص
ناهمگونی مخزن	(۱۰) نیمه بالا پرتراوا و نیمه پایین کم تراوا
	(۱۱) نیمه بالا کم تراوا و نیمه پایین پرتراوا
استراتژی تزریق	(۱۲) دبی ثابت-۱۵ سال تزریق، ۲ سال بسته، سه سال تزریق
	(۱۳) دبی متغیر- ۱۵ سال تزریق، ۵ سال دبی نصف
	(۱۴) دبی ثابت- ۲۰ سال تزریق
	(۱۵) دبی متغیر- ۴ دبی هر کدام ۵ سال تزریق
	(۱۶) دبی ثابت- ۲۰ سال تزریق (دبی کمتر از سناریو ۱۴)
	(۱۷) دبی متغیر- ۱۰ سال دبی کم، ۱۰ سال دبی زیاد
	(۱۸) دبی متغیر- ۱۰ سال دبی زیاد، ۱۰ سال دبی کم
	(۱۹) دبی نوسانی

عامل اول: ناخالصی در گاز تزریقی

همانطور که در فصل اول اشاره شد، بخش مهمی از هزینه‌های مربوط به ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید مربوط به بخش جذب و خالص سازی آن از منابع انتشار کربن دی‌اکسید است. به همین منظور بسیاری از محققان پیشنهاد تزریق ناخالص کربن دی‌اکسید را ارائه داده‌اند. یکی از گازهایی که در گاز دودکش کارخانه‌ها یافت می‌شود، گاز گوگرد دی‌اکسید می‌باشد. از سوی دیگر، نیتروژن نیز بخش عمده‌ای از هوا را شامل می‌شود. لذا این دو گاز برای بررسی تاثیر تزریق ناخالص انتخاب شده‌اند.

یکی از کمیت‌هایی که در شبیه‌سازی کامپوزیشنال خصوصا در حضور دو جزء یا بیشتر مطرح است، XMF می‌باشد.

اگر گاز تزریقی از n جزء تشکیل شده باشد، XMF_n مطابق زیر تعریف می‌شود:

$$XMF_n = \frac{\text{moles of component } i \text{ dissolved in water}}{\text{total dissolved moles}} ; i = 1, \dots, n \quad (19)$$

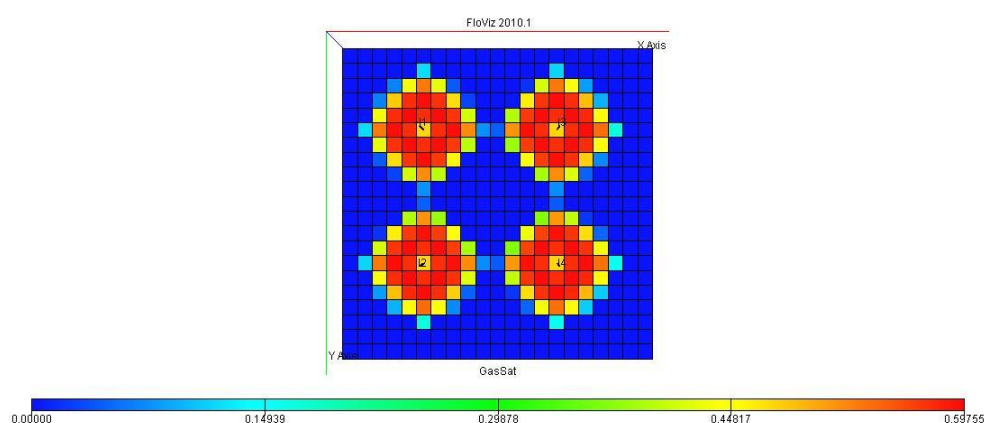
سناریو ۱: تزریق کربن دی اکسید خالص

در این بخش، ابتدا در مخزن مدل پایه، و با چهار چاه تزریقی با دبی ثابت ۴۰۰۰ متر مکعب در روز تزریق انجام می‌گردد. جدول ۹ مشخصات تزریق را نمایش می‌دهد.

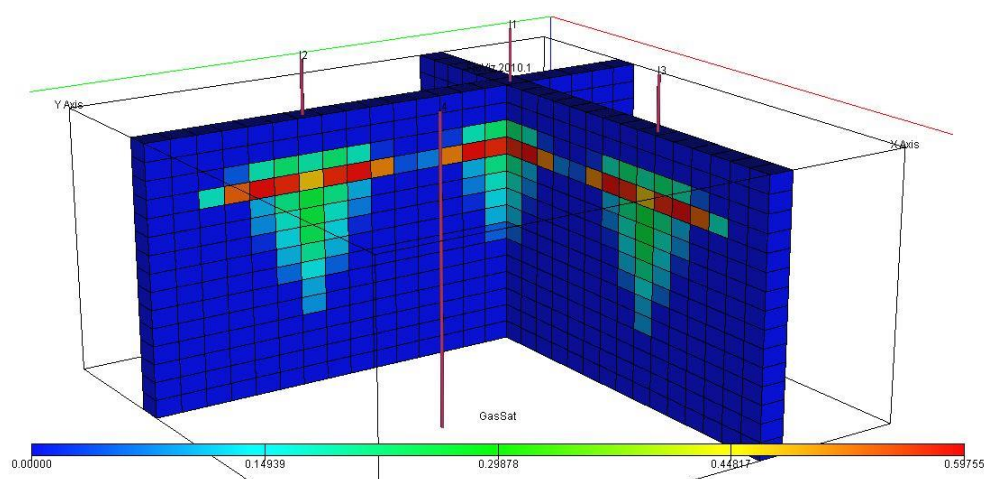
جدول ۹ شرایط شبیه‌سازی تزریق کربن دی اکسید خالص

مخزن	تعداد چاه	نوع چاه	دبی تزریقی, Sm^3/day	شرط محدود کننده	مدت شبیه سازی، سال
مدل پایه	۴	عمودی	۴۰۰۰	۳۵۰ barsa	۲۰

نتایج



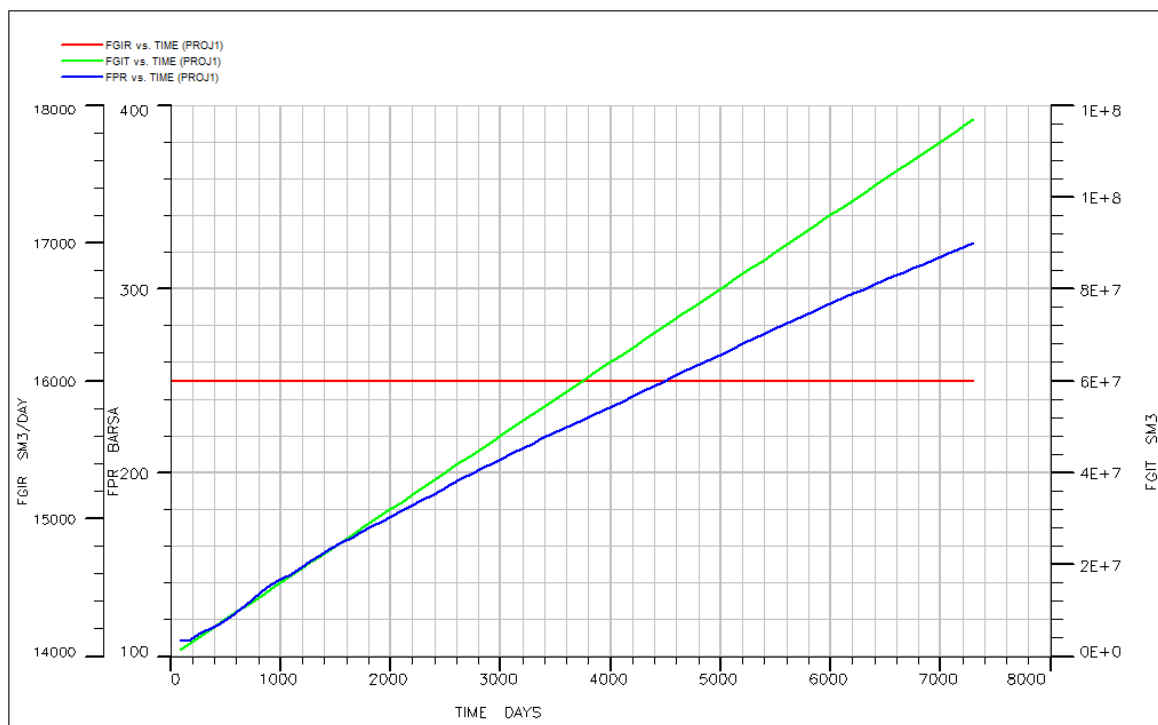
شکل ۳ اشباع گاز در زیر پوش سنگ پس از اتمام شبیه‌سازی، نما از بالا



شکل ۴ نمای کناری اشباع گاز در انتهای شبیه‌سازی

در شکل‌هایی همانند شکل ۴ برش‌های عرضی به گونه‌ای هستند که چاه‌ها در آن صفحات باشند. به عنوان نمونه در شکل ۴ از صفحات $x=6$ و $y=6$ استفاده شده است.

نمودارهای FGIT، FGIR و FPR در نمودار ۱ آورده شده‌اند. این پارامترها را پارامترهای سه‌گانه می‌خوانیم.

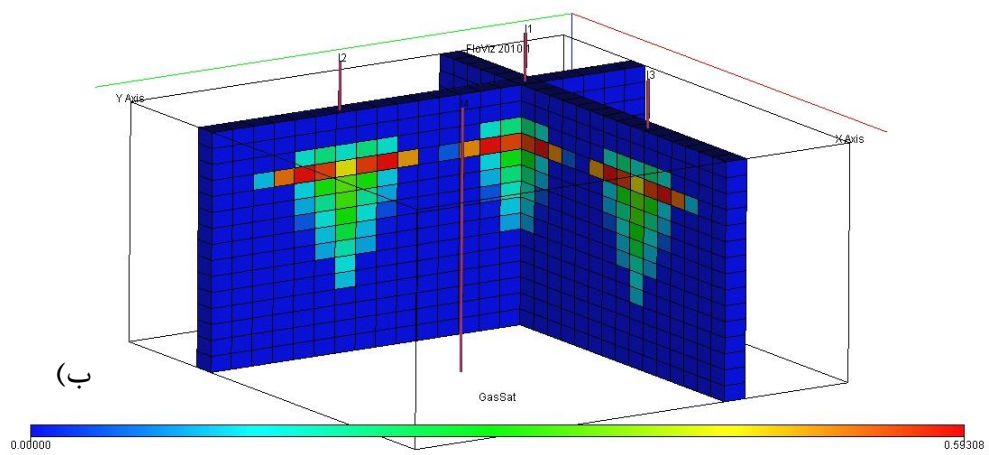


نمودار ۱ مقادیر پارامترهای سه‌گانه در سناریو اول

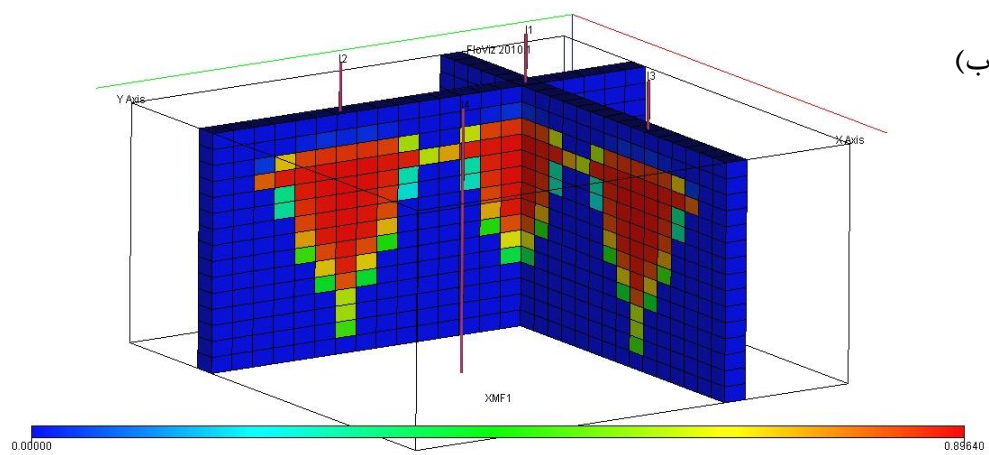
سناریو ۲: تزریق گاز CO₂ همراه با ناخالصی SO₂

در این سناریو، تزریق گاز با درصد مولی ۹۰٪ کربن دی‌اکسید به همراه ۱۰٪ گاز گوگرد دی‌اکسید مورد بررسی قرار گرفته است. مقادیری نظیر خواص بحرانی، پاراکور و ضرایب نفوذ که پیش‌تر ذکر شد، در دیتافایل این شبیه‌سازی لحاظ شده‌اند. شرایط شبیه‌سازی همانند جدول ۹ می‌باشد. شکل ۵ وضعیت مخزن را در پایان دوره شبیه‌سازی نشان می‌دهد.

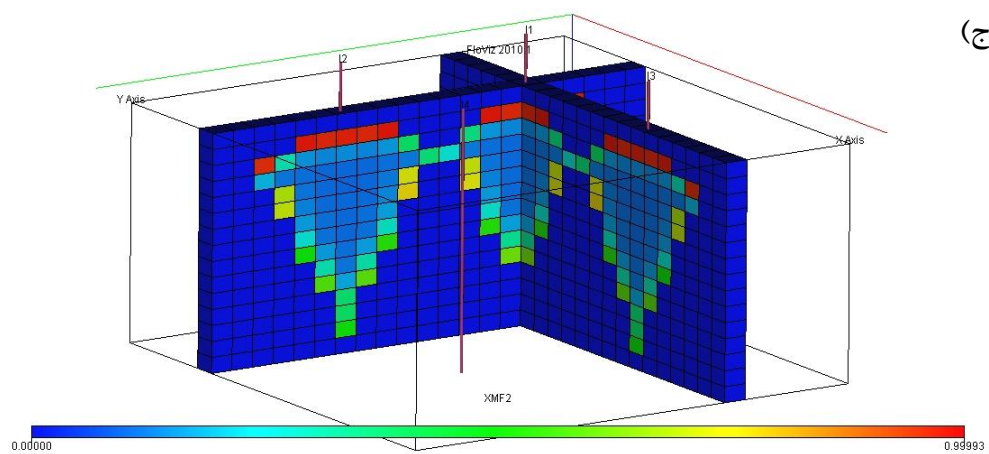
(الف)



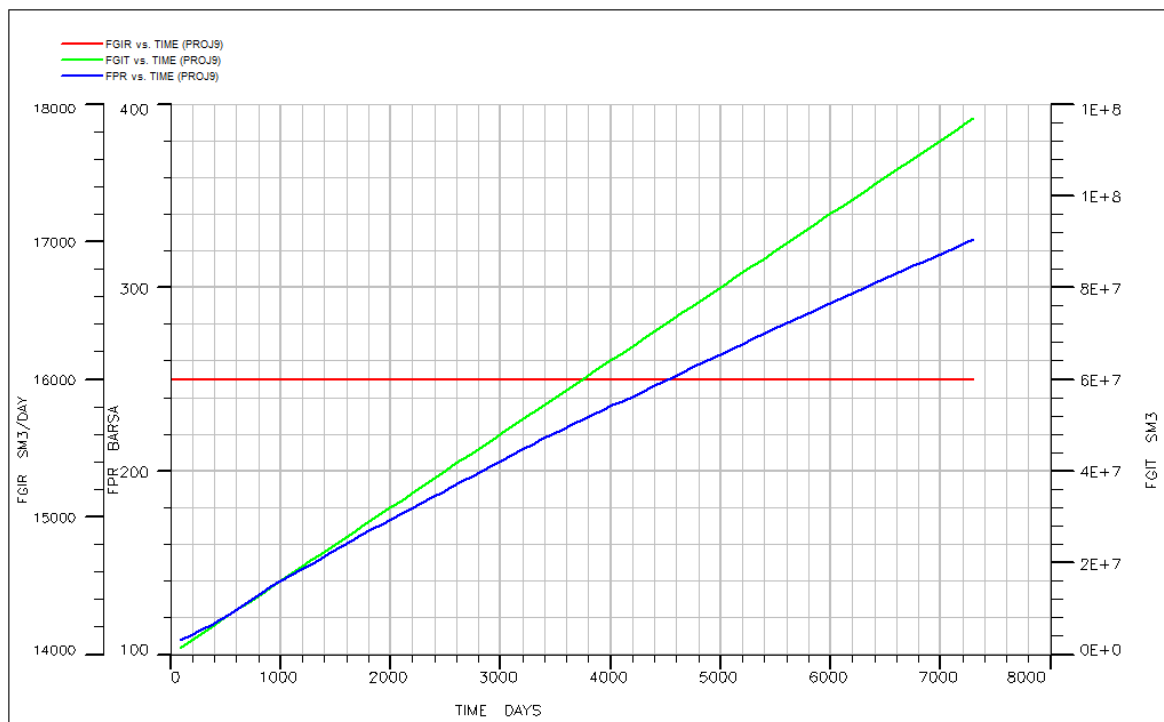
(ب)



(ج)



شکل ۵ (الف) اشباع گاز ب) میزان کربن دی اکسید محلول در آب ج) میزان گوگرد دی اکسید محلول در آب

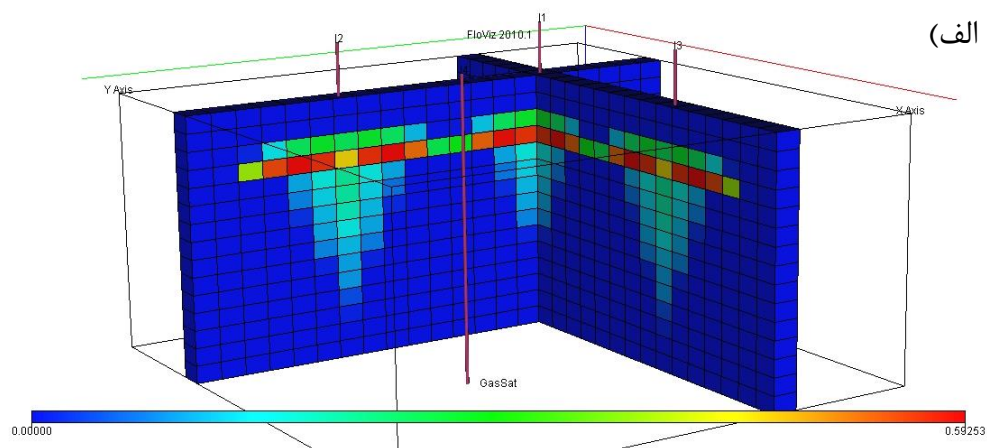


نمودار ۲ دبی تزریق، فشار و ذخیره‌سازی برای سناریو ۲

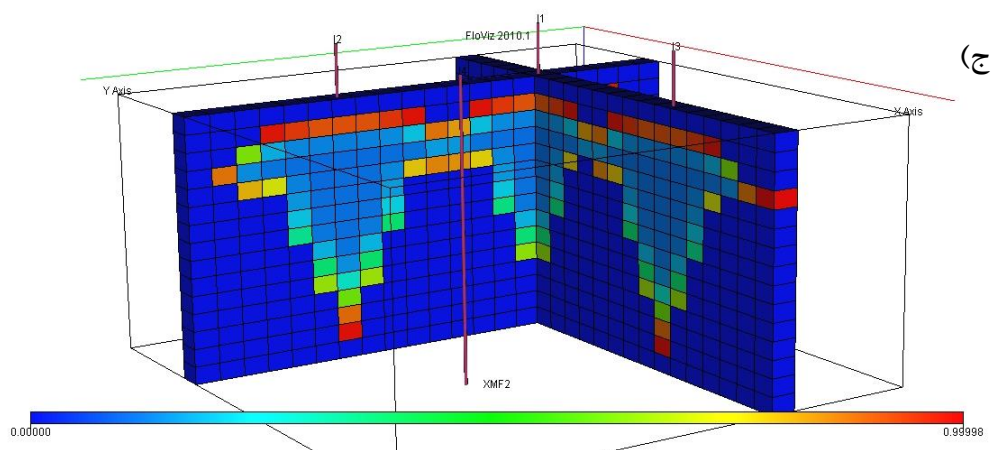
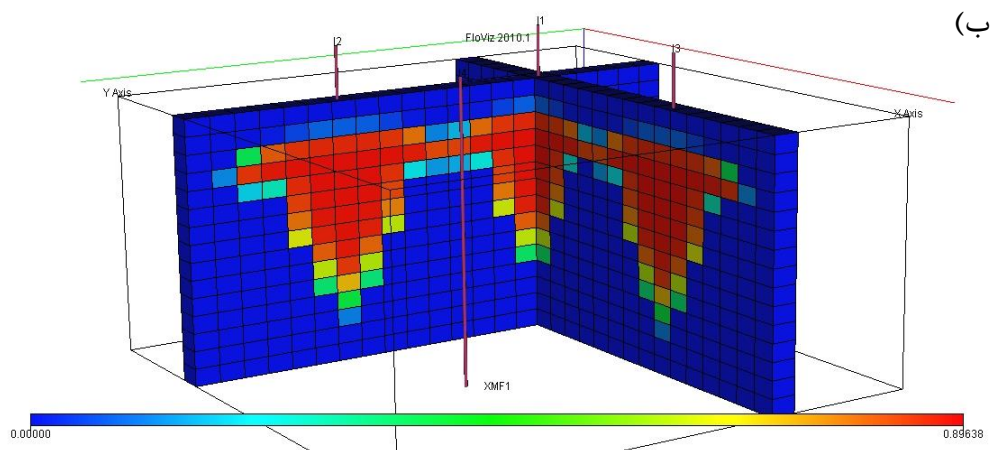
سناریو ۳: تزریق گاز CO₂ همراه با ناخالصی N₂

در این سناریو نیز همانند سناریو ۲ تزریق انجام شده است. تنها تفاوت آن که به جای گوگرد دی‌اکسید به عنوان ناخالصی، از نیتروژن با همان درصد ترکیب استفاده شده است.

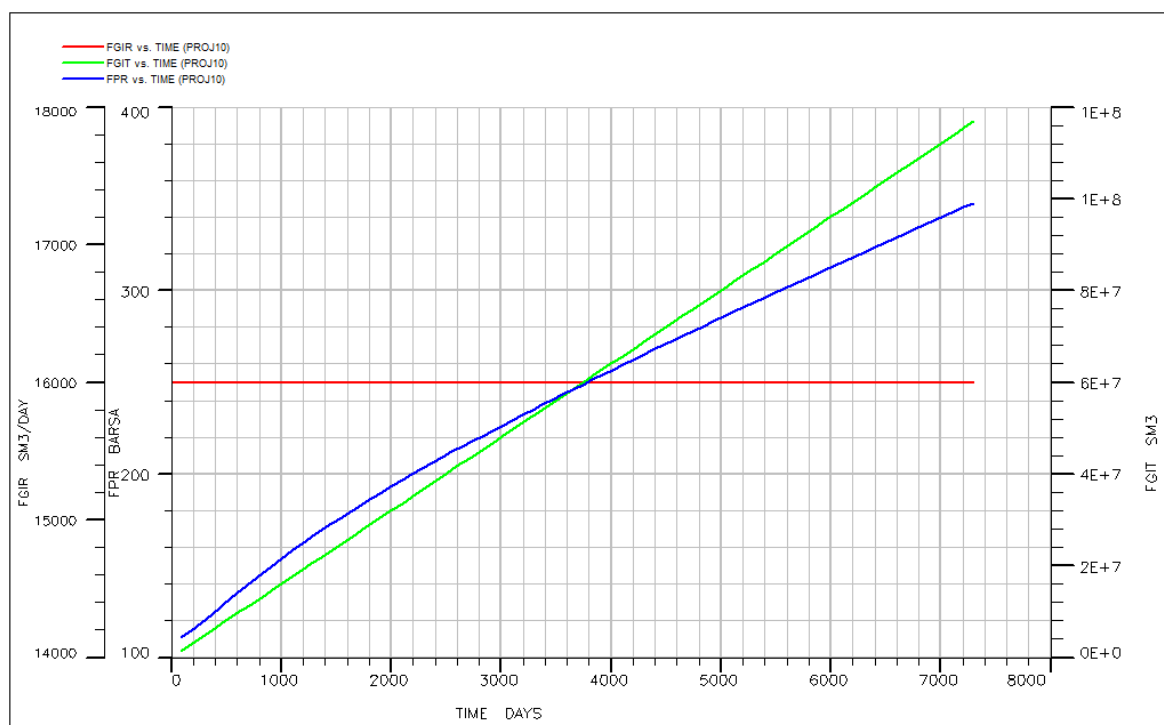
نتایج



(الف)



شکل ۶ الف) اشباع گاز ب) کرین دی اکسید محلول در آب ج) نیتروژن محلول در آب

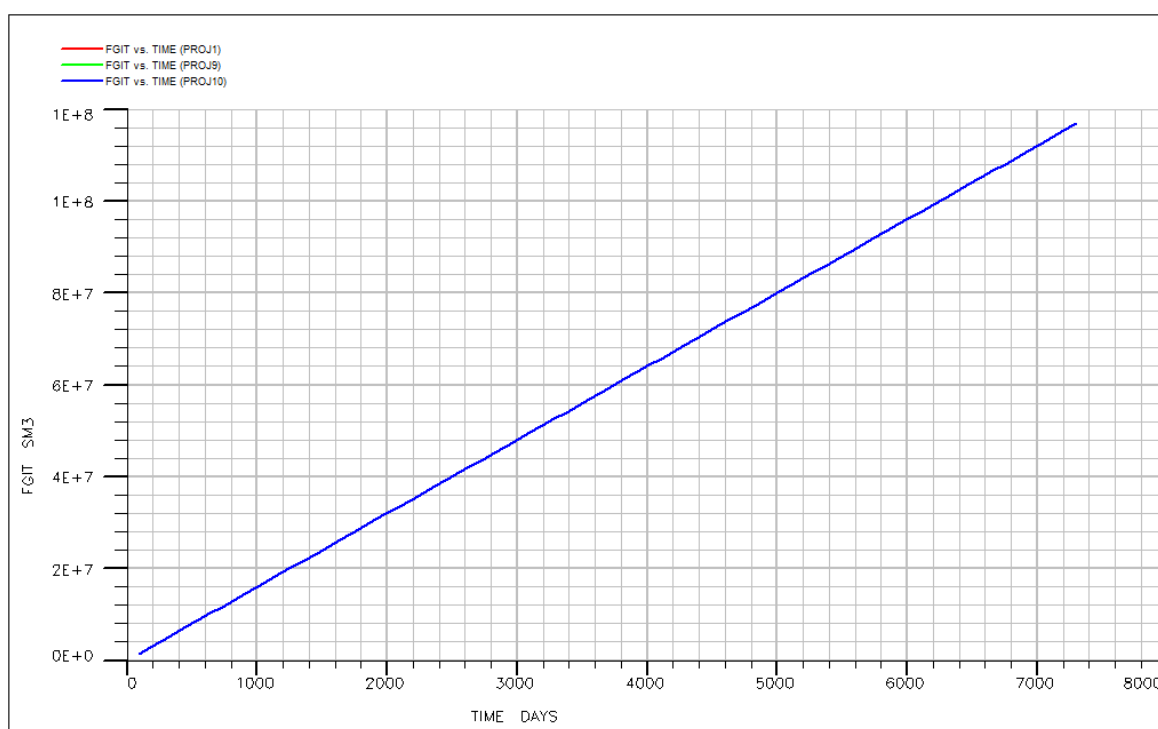


نمودار ۳ دبی تزریق، فشار و ذخیره سازی برای سناریو ۳

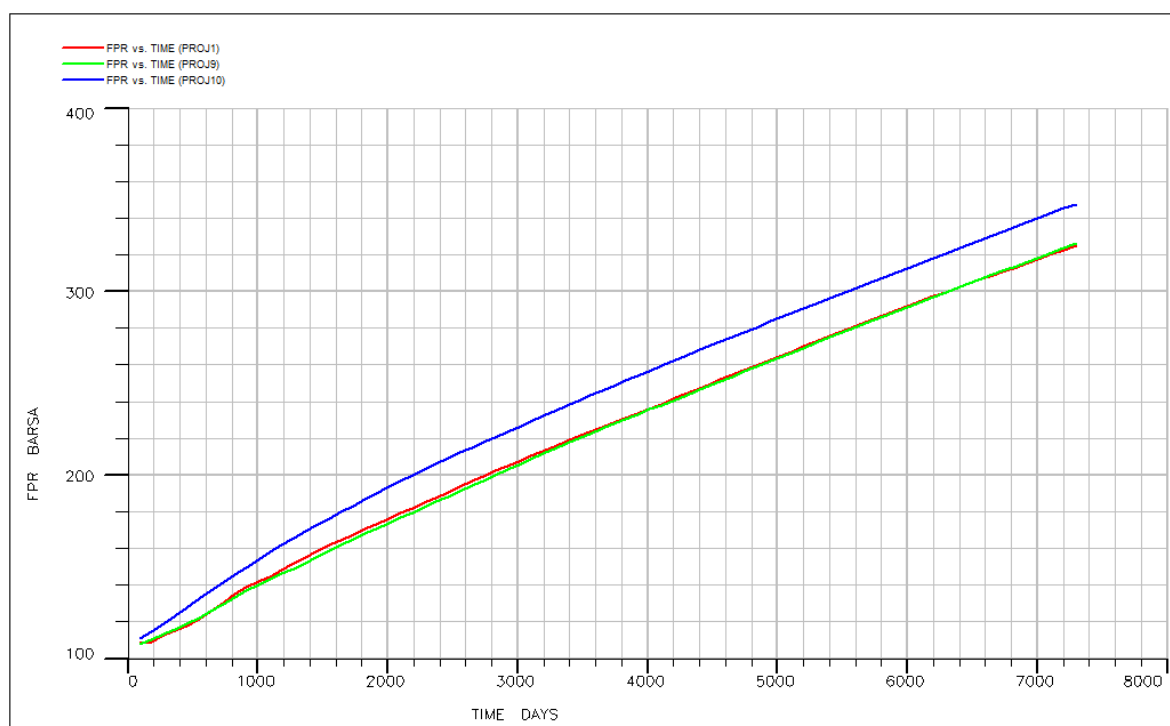
نتیجه‌گیری برای عامل تزریق ناخالص

با توجه به نمودار ۴، مشخص می‌شود که میزان گاز ذخیره شده پس از بیست سال برای هر سه حالت یکسان است. اگرچه بدیهی‌ست که میزان کربن دی‌اکسید ذخیره شده در سناریو اول به علت خالص بودن بیشتر است.

با دقت در نمودار ۵، اما، متوجه رشد بیشتر فشار مخزن هنگام حضور گاز نیتروژن می‌شویم که به علت حلالیت کمتر نیتروژن در آب به نسبت کربن دی‌اکسید و گوگرد دی‌اکسید است. گوگرد دی‌اکسید علی‌رغم جرم مولکولی بالاتر نسبت به نیتروژن، به علت حضور اتم‌های گوگرد، می‌تواند پیوندهای ضعیف هیدروژنی برقرار کند. به همین دلیل انحلال‌پذیری بالاتری از خود نشان داده‌است.



نمودار ۴ میزان ذخیره‌سازی گاز در سناریوهای ۱ تا ۳



نمودار ۵ نمودار فشار مخزن برای سناریوهای ۱ تا ۳

عامل دوم: موقعیت مشبک‌ها

ضخامت لایه مخزنی در مدل پایه مخزن، ۱۲۰m است. گاز به علت دانسیته پایینش تمایل به حرکت بالا دارد. لذا تصمیم گرفته شد تا عمق تزریق در مخزن مدل پایه بررسی شود. برای این منظور، یک بار قسمت بالای مخزن، یک بار قسمت میانی و یک بار قسمت پایینی مخزن مشبک شد.

سناریو ۴: مشبک کاری در یک سوم بالای مخزن

در این سناریو، لایه‌های چهارم تا هفتم مشبک شد. نمودار ۶ بیانگر پارامترهای مربوطه می‌باشد.

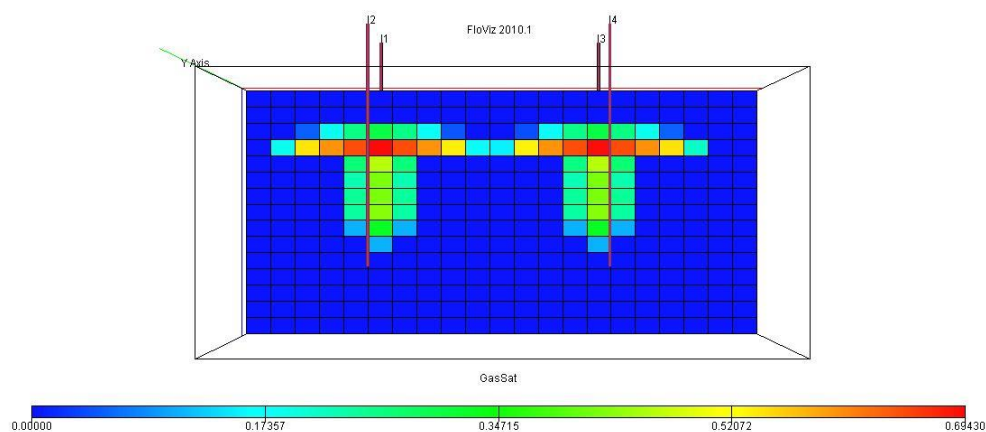
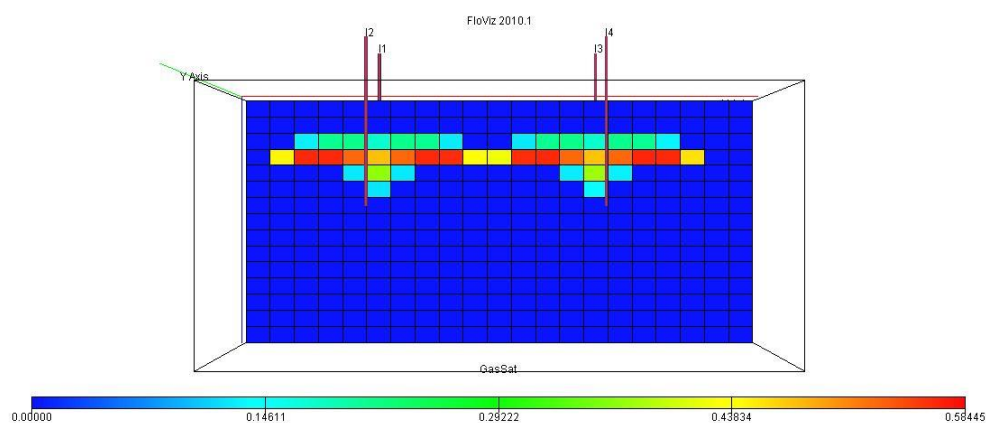
سناریو ۵: مشبک کاری در یک سوم میانی مخزن

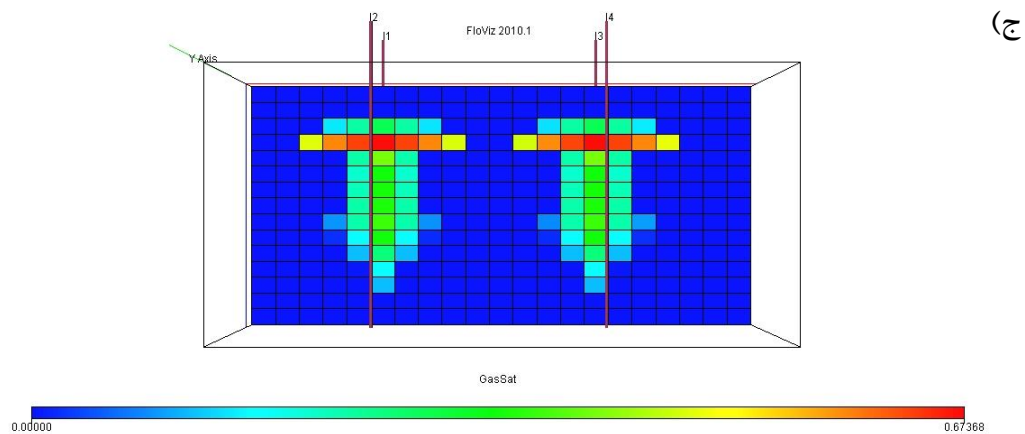
در این سناریو لایه‌های هشتم تا یازدهم مشبک شد. نمودار ۷ بیانگر پارامترهای مربوطه می‌باشد.

سناریو ۶: مشبک کاری در یک سوم پایینی مخزن

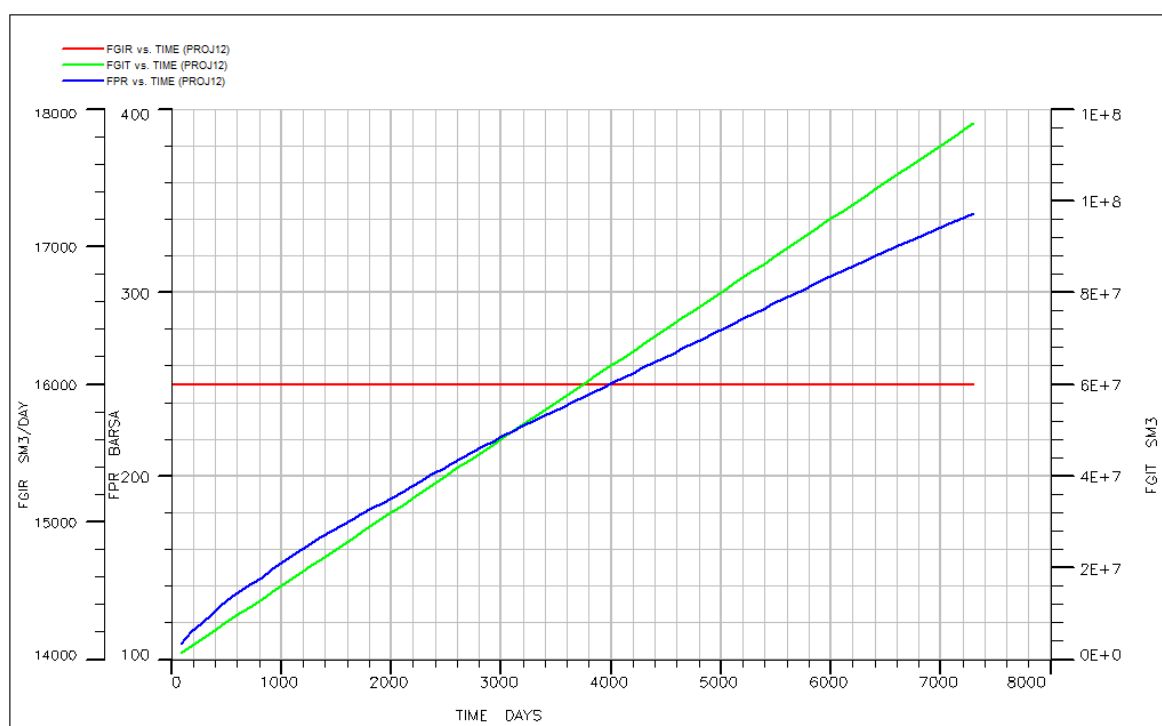
در این سناریو لایه‌های دوازدهم تا پانزدهم مشبک شد. نمودار ۸ بیانگر پارامترهای مربوطه می‌باشد.

نتایج

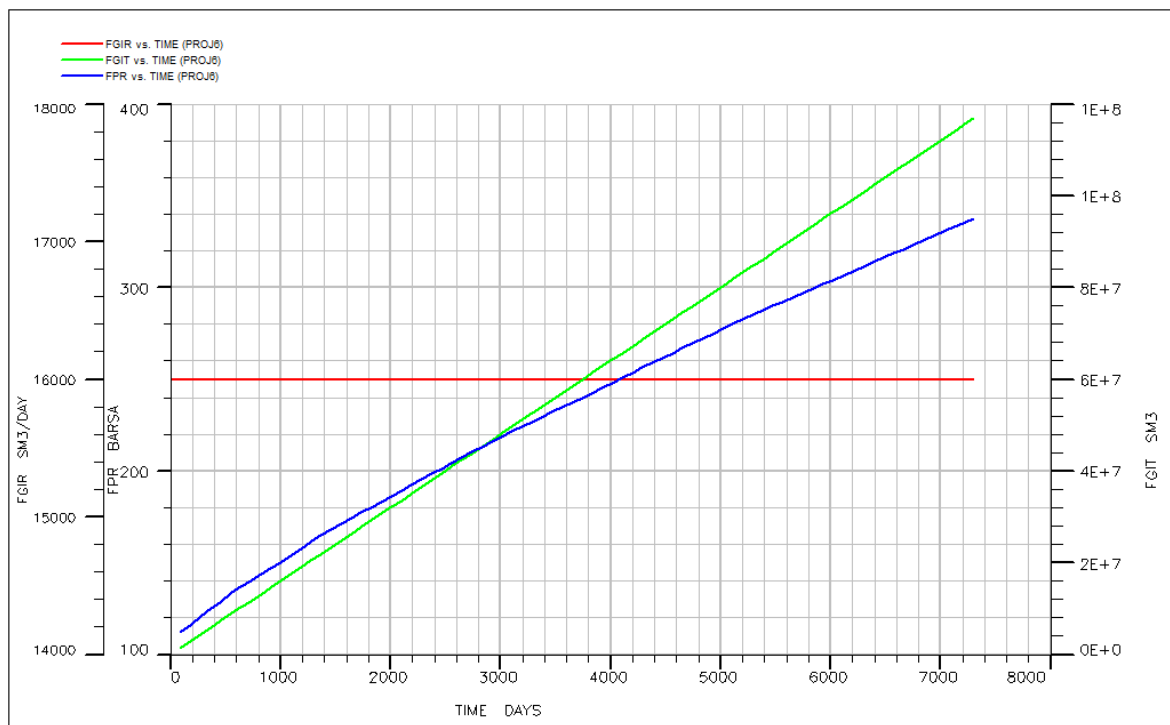




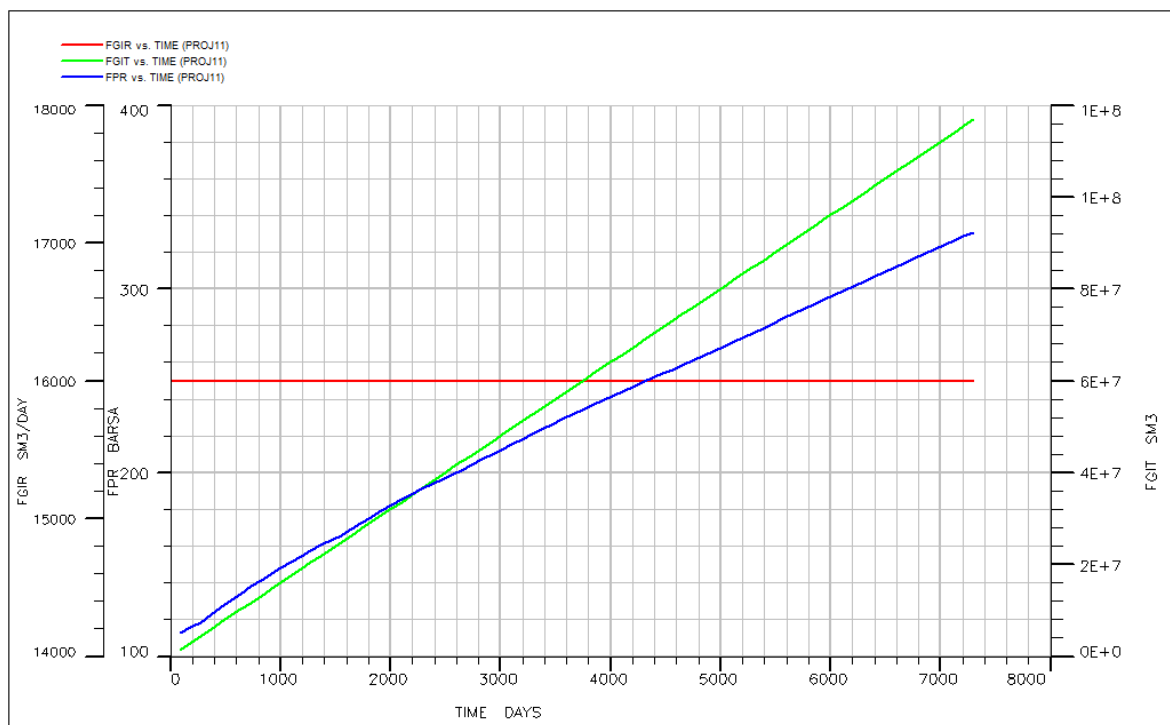
شکل ۷ اشباع گاز در پایان شبیه سازی برای سناریوهای ۴ تا ۶



نمودار ۶ پارامترهای سه گانه برای سناریو ۴



نمودار ۷ نمودارهای سه گانه برای سناریو ۵

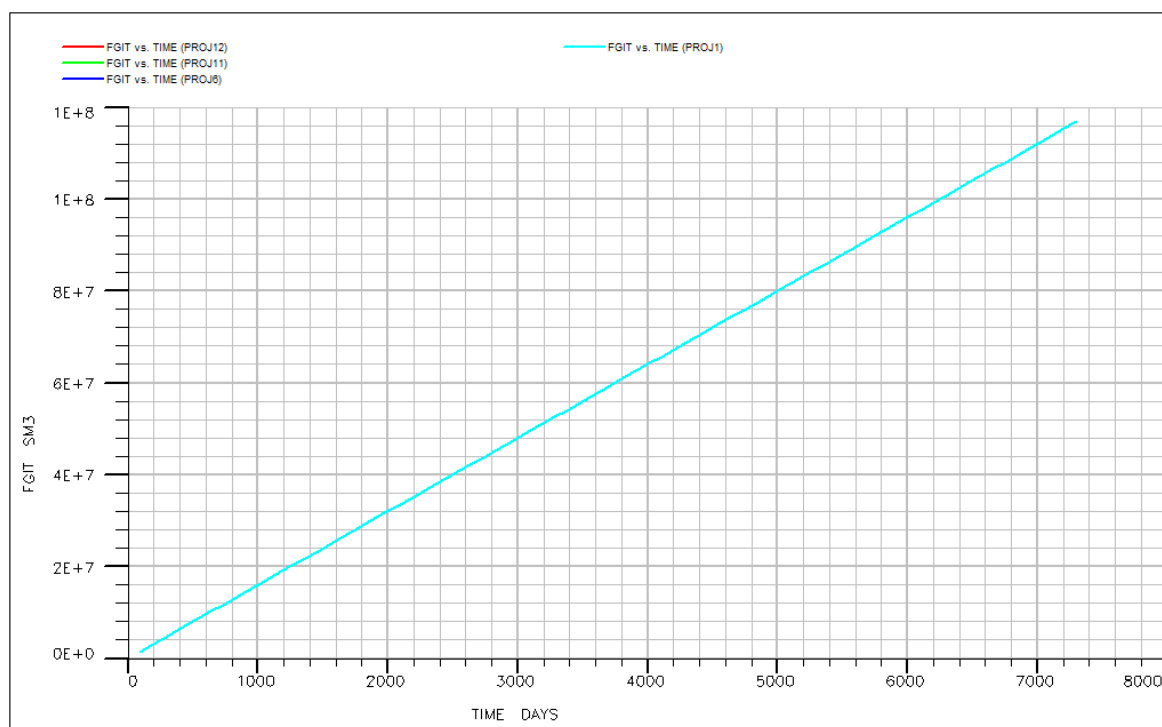


نمودار ۸ پارامترهای سه گانه برای سناریو ۶

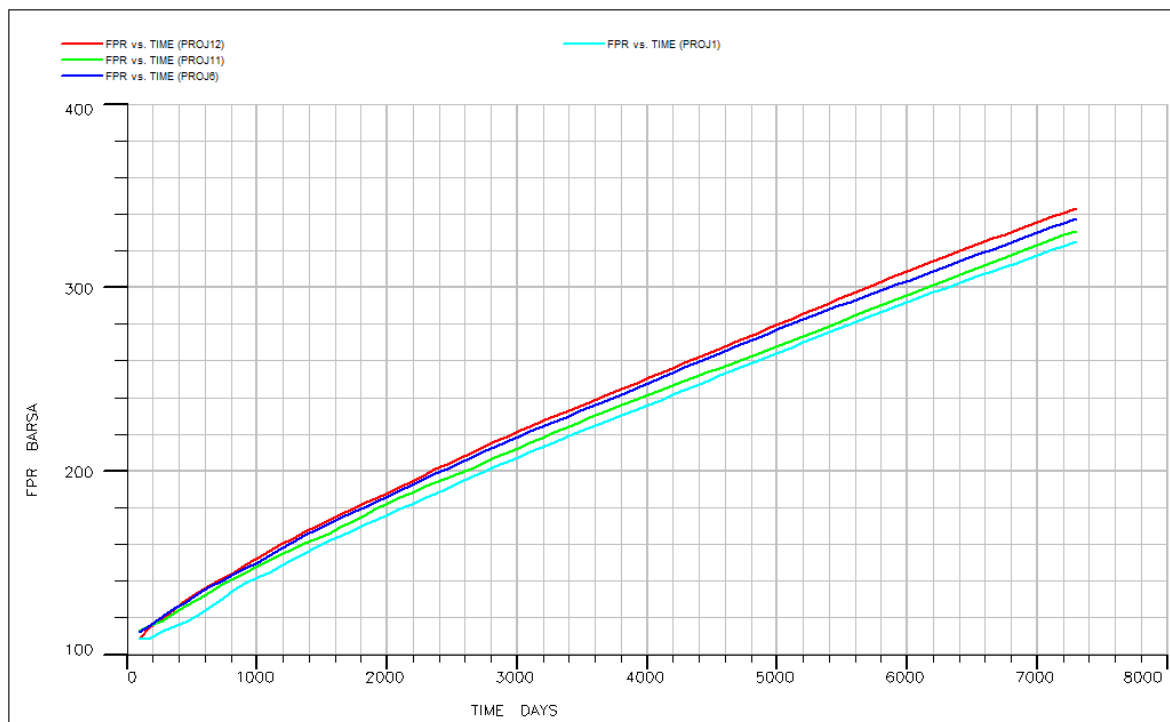
نتیجه گیری برای عامل عمق مشبک کاری

با توجه به نمودار ۹ نتیجه می شود که میزان ذخیره سازی تابعی از عمق مشبک ها نیست و میزان گاز تزریق شده در هر سه حالت مشبک کاری در بالا، وسط و پایین مخزن و حتی در حالتی که کل ضخامت مخزن مشبک باشد، یکسان است. دلیل آن این است که پس از مدت شبیه سازی، چون دبی تزریقی یکسان بوده، حجم یکسانی نیز در هر سه حالت ذخیره شده است.

از سوی دیگر، با توجه به نمودار ۱۰ می توان دریافت که هرچه عمق مشبک کاری ها بیشتر باشد، فشار مخزن با شدت کمتری افزایش می یابد. بنابراین در طولانی مدت ممکن است در حالت هایی که عمق مشبک ها کم است، با رسیدن فشار مخزن و فشار ته چاهی به شرط محدودکننده ی ۳۵۰ barsa در این شبیه سازی، یا هر حد دیگری که در نظر گرفته شده باشد، تزریق متوقف شود. لذا این گونه نتیجه می شود که در دراز مدت بهتر است که عمق مشبک کاری ها بیشتر و تعداد آن ها نیز بیشتر باشد. در عین حال، اگر هدف تزریق در کوتاه مدت باشد، تزریق در عمق کمتر اقتصادی تر است.



نمودار ۹ میزان گاز ذخیره شده برای سناریوهای ۴ تا ۶ و سناریو ۱



نمودار ۱۰ نمودار فشار مخزن برای سناریوهای ۴ تا ۶ و سناریو ۱

عامل سوم: نوع چاه

برای اینکه عامل نوع چاه تحت بررسی قرار بگیرد، تصمیم گرفته شد تا تزریق در یک مدل ناهمگون انجام شود تا رفتار گاز هنگامی که از پایین توسط چاه افقی تزریق می‌شود و به علت دانسیته به بالای مخزن حرکت می‌کند، بهتر مورد بررسی قرار گیرد. برای این منظور، در دو سناریو، در مدل مخزن سه ناحیه‌ای حفاری افقی انجام شد و که یک بار آن کربن دی‌اکسید به صورت خالص و بار دیگر همراه با ناخالصی تزریق شد. برای مقایسه نتایج تزریق با چاه افقی با چاه عمودی، در همان مخزن چهار چاه عمودی در نظر گرفته شد تا نتیجه‌گیری درستی حاصل شود.

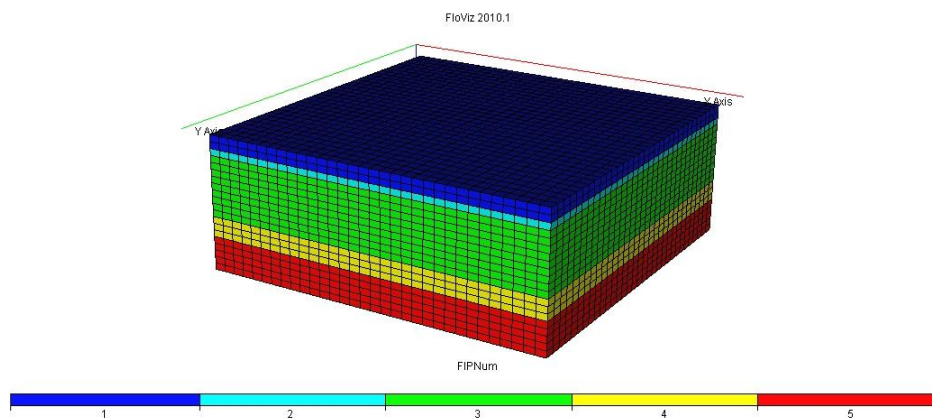
مدل مخزن با سه ناحیه

مدل مخزن با سه ناحیه، با استفاده از مدل سازند E6 در دریای بالتیک ساخته شده است [14]. مشخصات این مخزن را می‌توان در جدول ۱۰ مشاهده کرد. همچنین تخلخل و تراوی در جهت x و y و z برای پوش سنگ به ترتیب ۳٪ و ۰.۰۱ و ۰.۰۱ و ۰.۰۰۱ میلی‌داری، و برای لایه‌های اول و دوم نیز همانند Reservoir-1 در جدول ۱۰ می‌باشد.

جدول ۱۰ مشخصات مخزن با سه ناحیه. اقتباس شده از [14]

نام لایه	لیتولوژی	تخلخل %	تراوایی، mD	ضخامت، m
Deimena Reservoir-1	ماسه سنگی	۲۱	۱۶۰	۲۸
Deimena Reservoir-2	ماسه سنگی	۱۷	۶۰	۹
Deimena Reservoir-3	ماسه سنگی	۲۵	۲۳۰	۱۶

شکلی از نواحی مخزن با سه ناحیه را در شکل ۸ مشاهده می کنید.



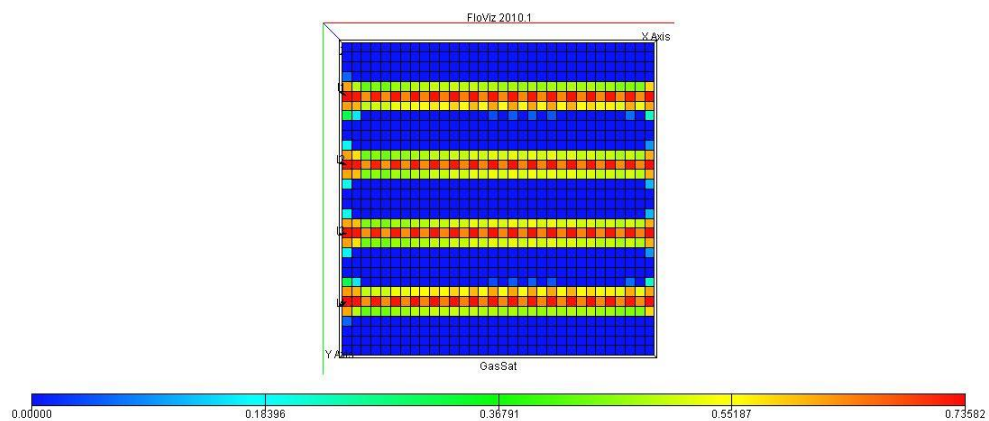
شکل ۸ فرم ناحیه بندی مخزن با سه ناحیه. پوش سنگ (لایه سوم) و دو لایه بالایی جزو مخزن نیستند.

سناریو ۷: تزریق کربن دی اکسید خالص از طریق چهار چاه افقی

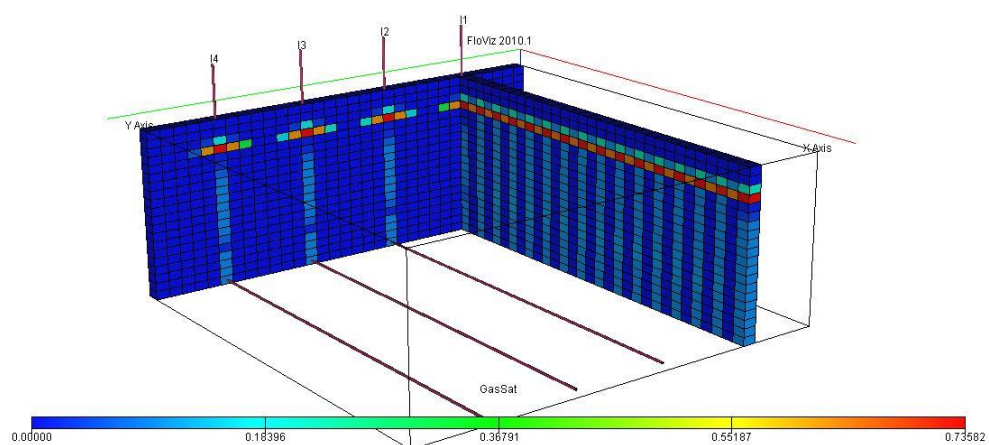
مشخصات مخزن و چاهها در جدول ۱۱ آمده است. چاهها پس از حفر تا کف مخزن، به صورت افقی تا دیواره های جانبی مخزن پیش می روند و در این بین، گریدها با شماره xهای زوج (به علاوه گریدها با شماره x=1) مشبک شده اند.

جدول ۱۱ مشخصات مخزن و چاه برای سناریوهای ۷ و ۸

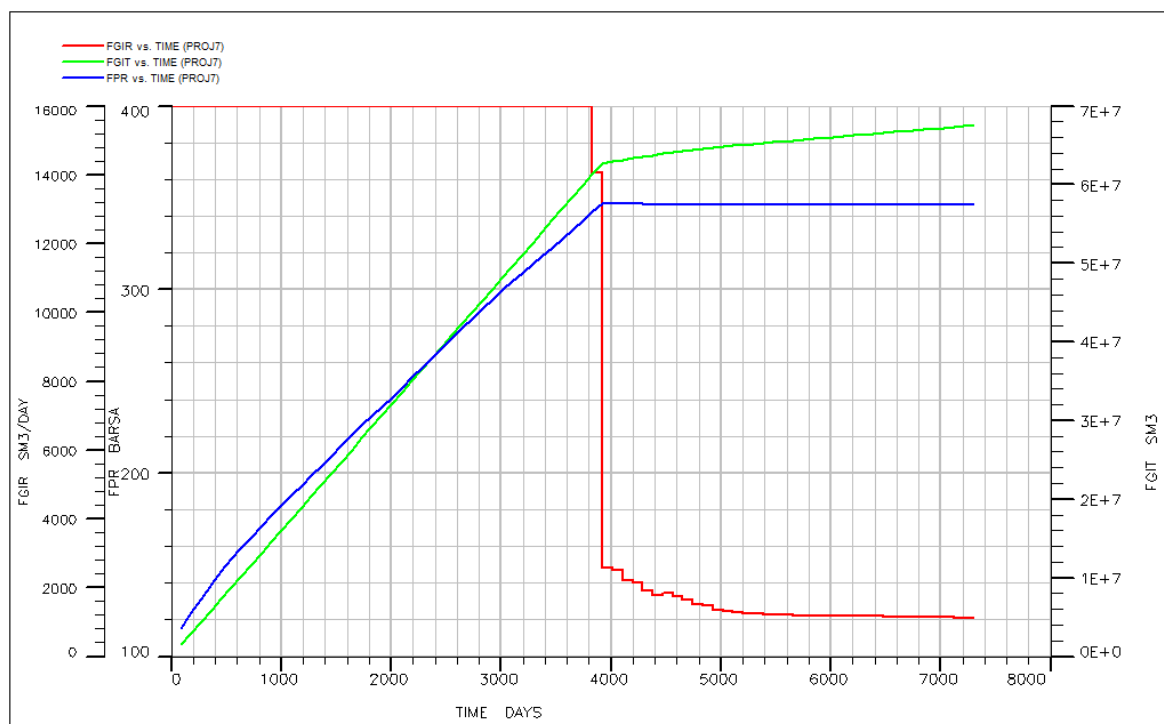
مشخصات مخزن						
مخزن	تعداد چاه	نوع چاه	دبی تزریق، Sm^3/day	شرط محدود کننده	مدت شبیه سازی، سال	تعداد گرید بلاک
مدل سه ناحیه ای	۴	افقی	۴۰۰۰	۳۵۰ barsa	۲۰	۳۲×۳۲×۲۰
مشخصات چاه						
نام چاه	مختصات سر چاه		نحوه تکمیل چاه			
	x	y				
11	۱	۶	مشبک کاری تنها در لایه $K=20$ و در گرید بلاک های با xهای زوج به علاوه گرید بلاک های با $x=1$ انجام شده است.			
12	۱	۱۳				
13	۱	۲۰				
14	۱	۲۷				



شکل ۹ نمای از بالای مخزن در انتهای سناریو ۷. سه لایه اول حذف شده‌اند.



شکل ۱۰ اشباع گاز در انتهای سناریو ۷



نمودار ۱۱ پارامترهای سه گانه برای سناریو ۷

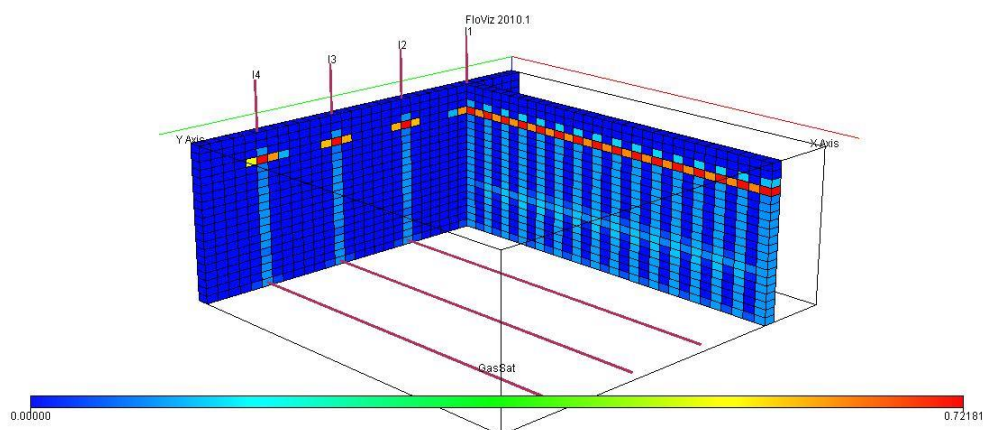
سناریو ۸: تزریق کربن دی اکسید همراه با ناخالصی از طریق چهار چاه افقی

تفاوت این سناریو با سناریو پیشین، تزریق گاز کربن دی اکسید همراه با ۱۰٪ ناخالصی گوگرد دی اکسید است.

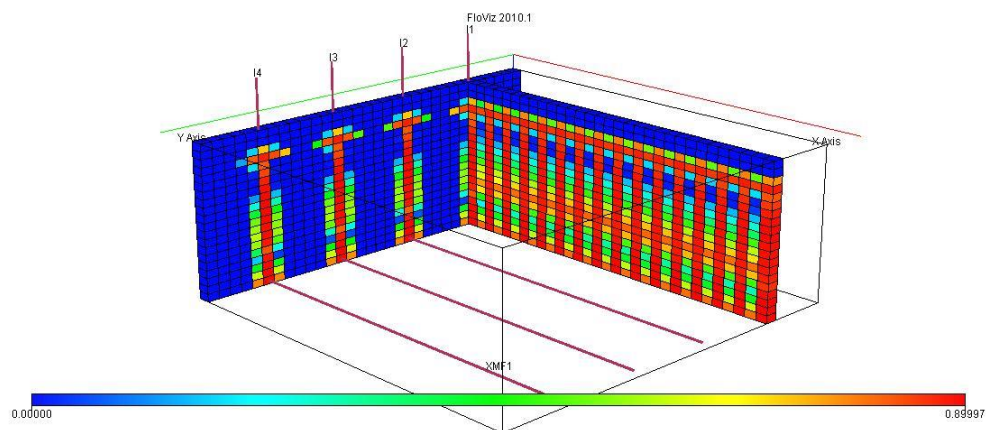
تزریق ناخالص همراه با نیتروژن به علت انحلال پذیری کم آن در آب مورد بررسی قرار نگرفت.

نتایج

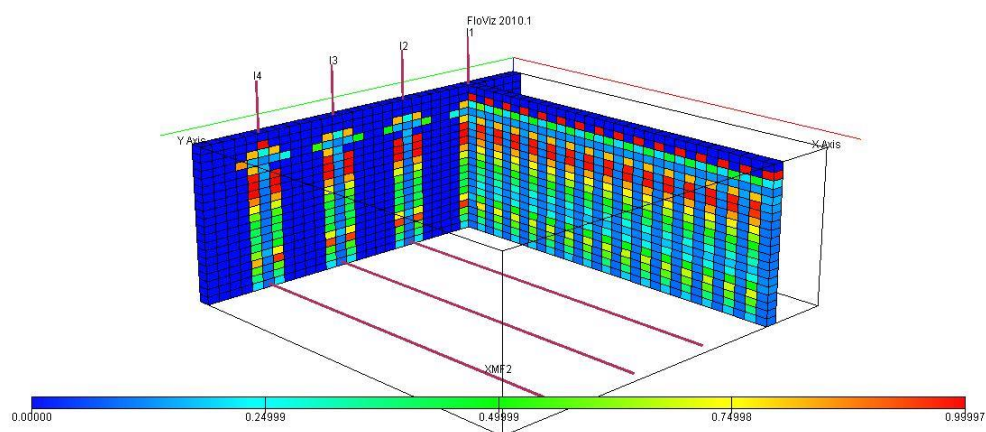
(الف)



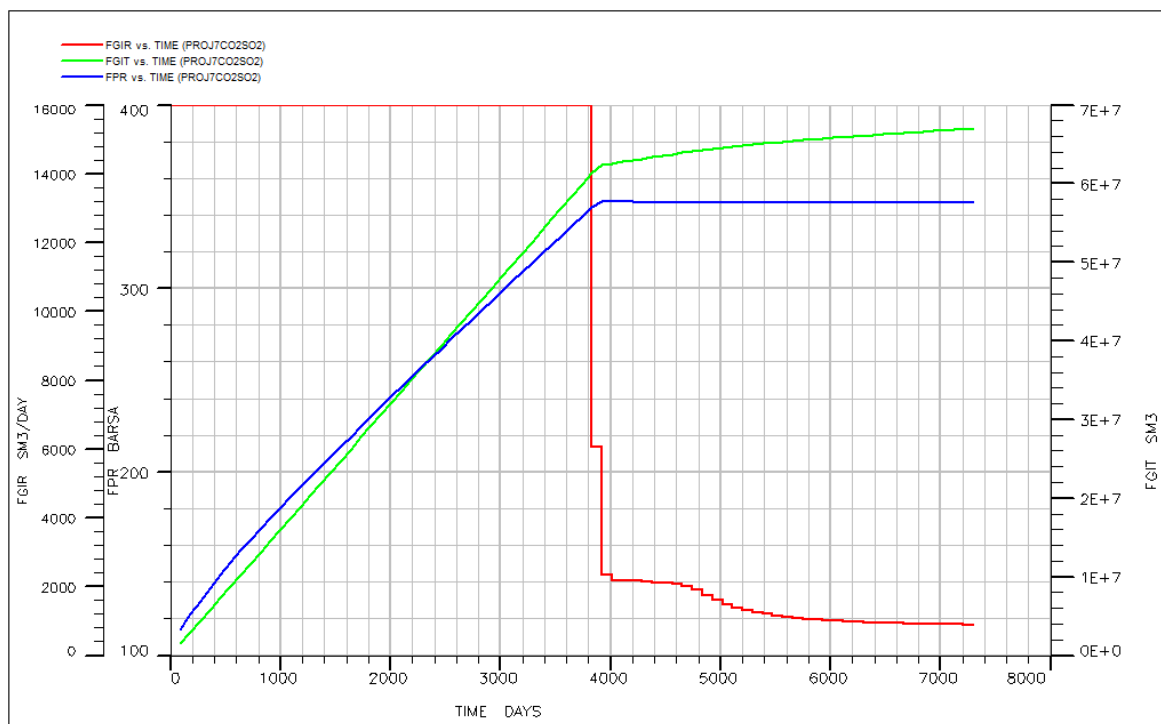
ب)



ج)



شکل ۱۱ الف) اشباع گاز در انتهای سناریو ۸ ب) کربن دی اکسید حل شده در آب ج) گوگرد دی اکسید حل شده در آب

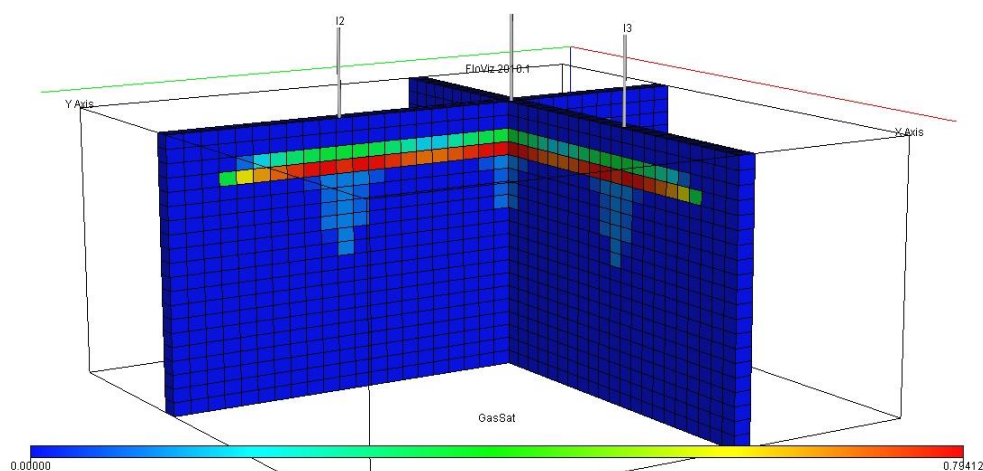


نمودار ۱۲ پارامترهای سه گانه برای سناریو ۸

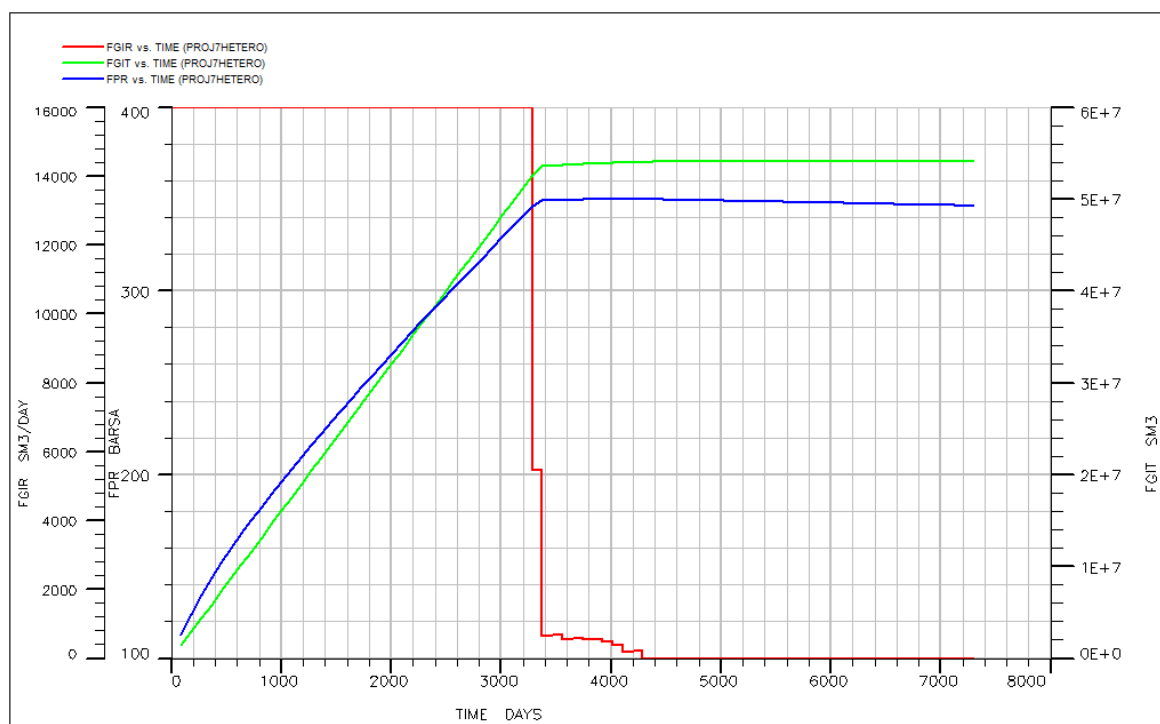
سناریو ۹: تزریق کربن دی اکسید به مدل مخزن با سه ناحیه توسط چهار چاه عمودی

برای اینکه به دید بهتری نسبت به عملکرد ذخیره سازی با تزریق گاز از چاه افقی دست یابیم، می بایست با حفر چاه عمودی و با دبی تزریقی یکسان به مخزن نسبت به حالت چاه افقی و سپس مقایسه نمودارها این کار را انجام دهیم. در این سناریو مدل مخزن همانند دو سناریو پیشین است تنها با این تفاوت که این بار چهار چاه عمودی در وسط مخزن در نظر گرفته شده است.

نتایج



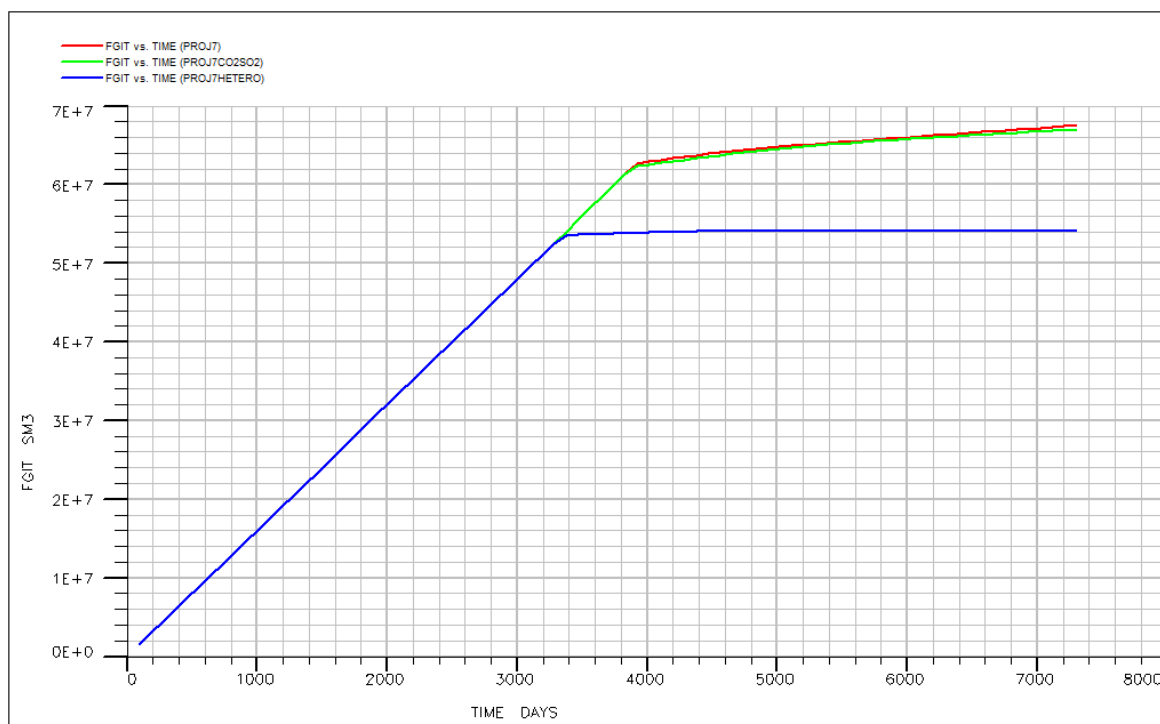
شکل ۱۲/شعبه گاز در انتهای سناریو ۹



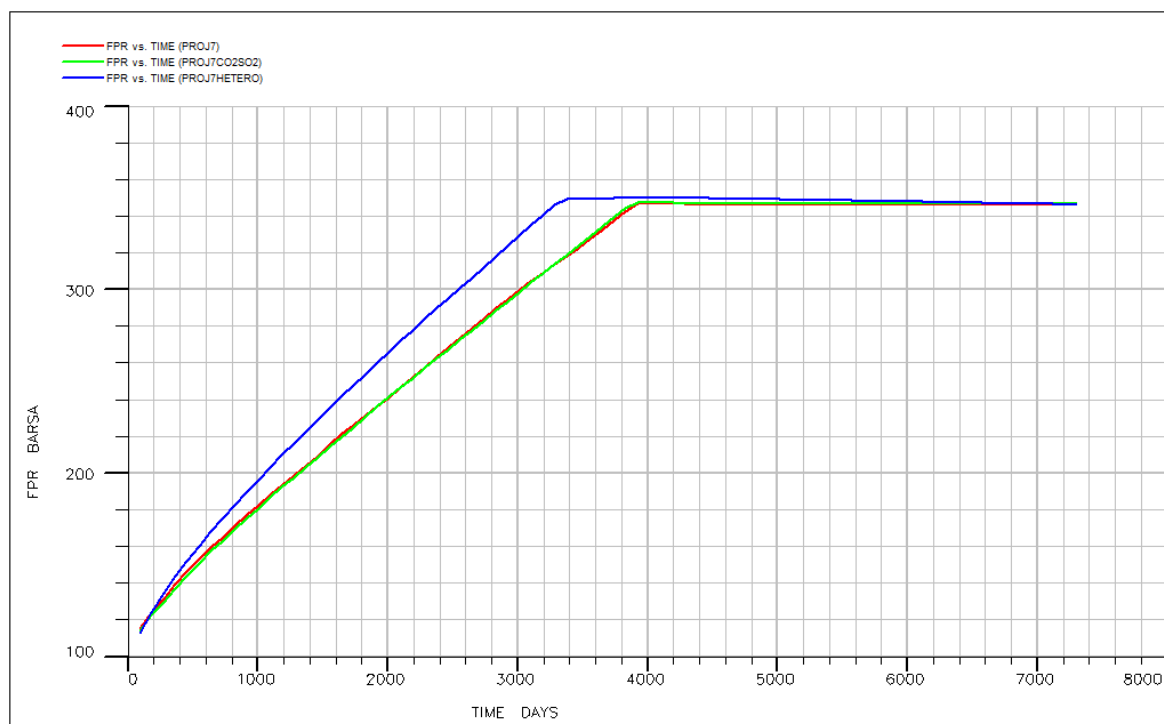
نمودار ۱۳ پارامترهای سه گانه مربوط به سناریو ۹

نتیجه‌گیری برای عامل نوع چاه

با توجه به نمودارهای ۱۴ و ۱۵، می‌توان به وضوح دید که عملکرد چاه‌های افقی نسبت به چاه‌های عمودی به مراتب بهتر بوده و در حالت افقی گاز از کف مخزن به علت دانسیته پایین به بالای مخزن رفته و فشار در مخزن توزیع می‌شود. به همین سبب، در حالتی که چاه به صورت افقی حفر شده باشد، فشار ته‌چاهی دیرتر به شرط محدودکننده ۳۵۰ barsa می‌رسد. در مورد تزریق همراه با ناخالصی نیز همان‌گونه که مشخص است، عملکردی همانند تزریق خالص مشاهده می‌شود. اگرچه که در حالت خالص میزان گاز ذخیره شده 512116 Sm^3 بیشتر از حالت ناخالص است که به علت انحلال پذیری کمتر گوگردی-اکسید است.



نمودار ۱۴ میزان ذخیره‌سازی مربوط به سناریوهای عامل نوع چاه



نمودار ۱۵ فشار مخزن برای سناریوهای عامل نوع چاه (سناریوهای ۷،۸ و ۹)

عامل چهارم: ناهمگونی مخزن

برای این حالت یک مدل مخزن ساده همراه با یک لایه پوش سنگ، و دو لایه در بالای آن جهت رصد نشتی گاز می باشد. ابعاد این مخزن همانند مدل پایه است که تنها بخش مخزنی آن دارای دو ناحیه پرتراوا و کم تراوا می باشد که خواص سنگ آن از مدل مخزن سه ناحیه ای برداشته شده اند. خلاصه ای از خواص این مشخصات این مخزن در جدول ۱۲ آورده شده است. موقعیت چاه ها و نیز نرخ تزریق همانند سناریو ۱ است.

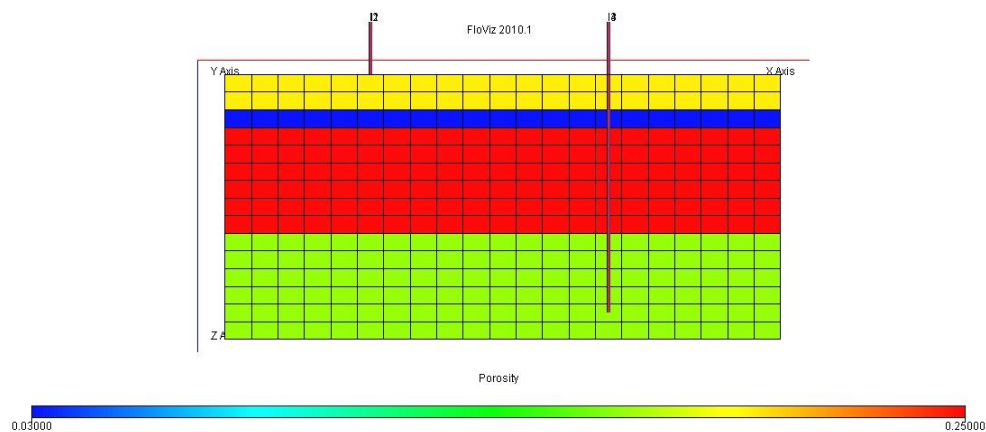
جدول ۱۲ مدل سنگ مخزن با دو ناحیه برای سناریو ۱۰

خواص سنگ مدل مخزن با دو ناحیه					
ضخامت لایه، m	تراوایی در جهت z، mD	تراوایی در جهت y، mD	تراوایی در جهت x، mD	تخلخل، %	
۲۰	۱۰	۱۰۰	۱۰۰	۲۰	لایه اول و دوم
۱۰	۰.۰۰۱	۰.۰۱	۰.۰۱	۳	لایه سوم
۷۰	۲۳	۲۳۰	۲۳۰	۲۵	لایه چهارم الی نهم
۷۰	۶	۶۰	۶۰	۱۷	لایه دهم الی پانزدهم

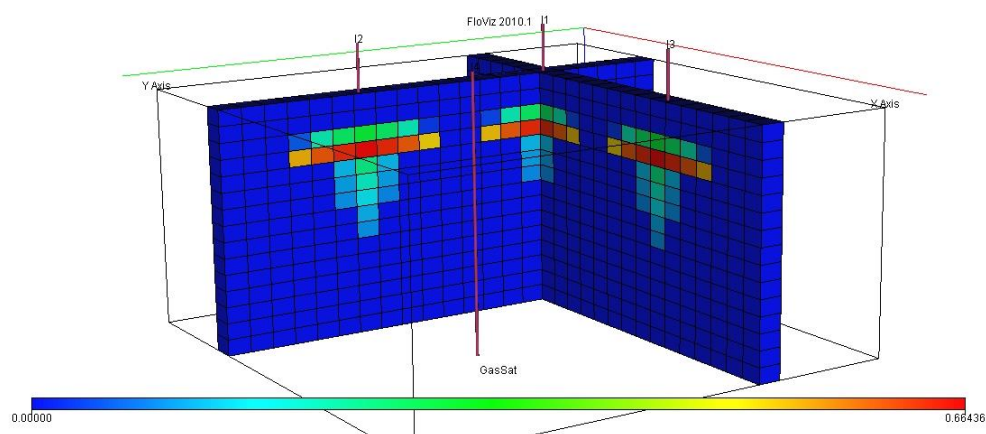
سناریو ۱۰: مخزن ناهمگون با بخش بالایی پرتراوا و بخش پایینی کم تراوا

در این سناریو، از مدل پایه با خواص سنگ طبق جدول ۱۲ استفاده شده است. همچنین موقعیت و نیز دبی تزریقی نیز همانند سناریو ۱ است.

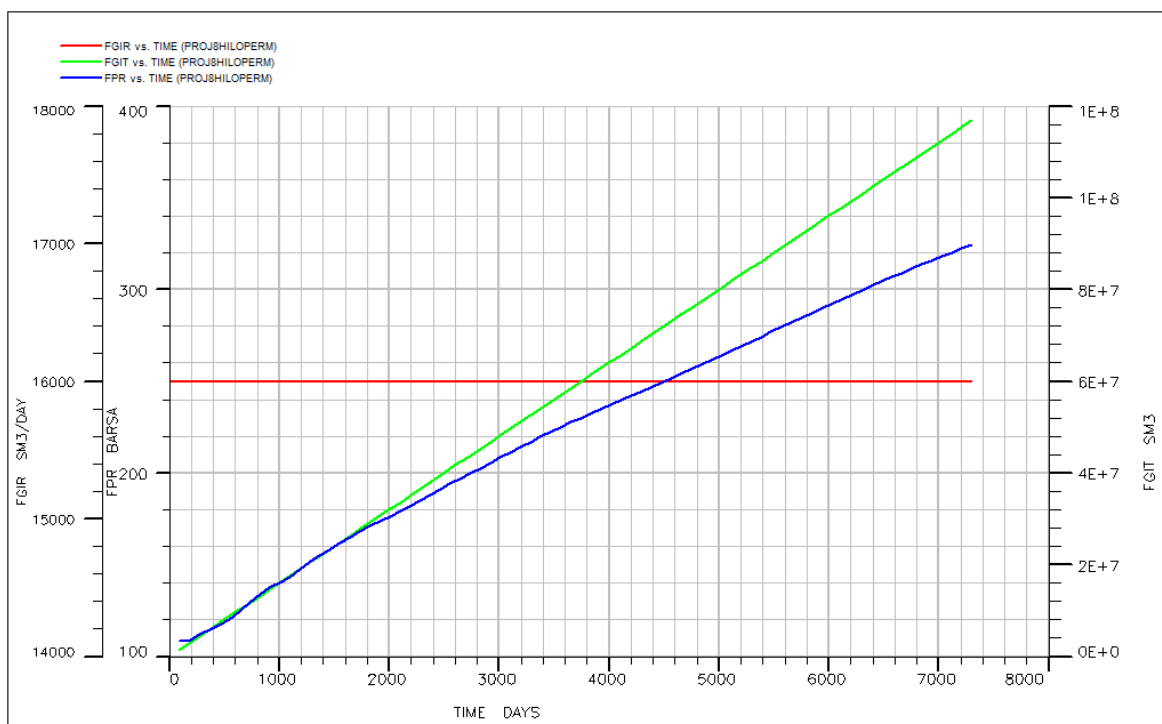
نتایج



شکل ۱۳ مخزن سناریو ۱۰



شکل ۱۴ اشباع گاز در انتهای سناریو ۱۰



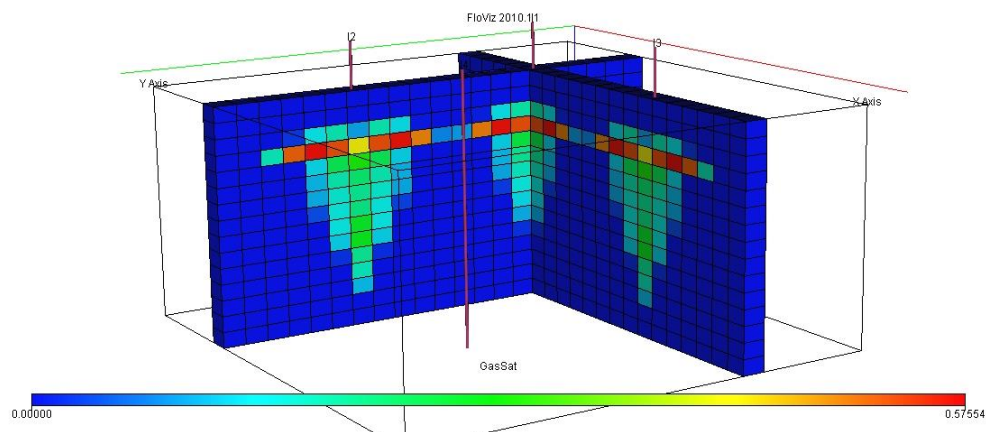
نمودار ۱۶ پارامترهای سه گانه در سناریو ۱۰

سناریو ۱۱: مخزن ناهمگون با بخش بالایی کم تراوا و بخش پایینی پرتراوا

این سناریو نیز عینا مانند سناریوی ۱۰ است با این تفاوت که خواص سنگ مربوط به لایه‌های ۴ تا ۹ با خواص سنگ لایه ۱۰ تا ۱۵ جابه‌جا شده است.



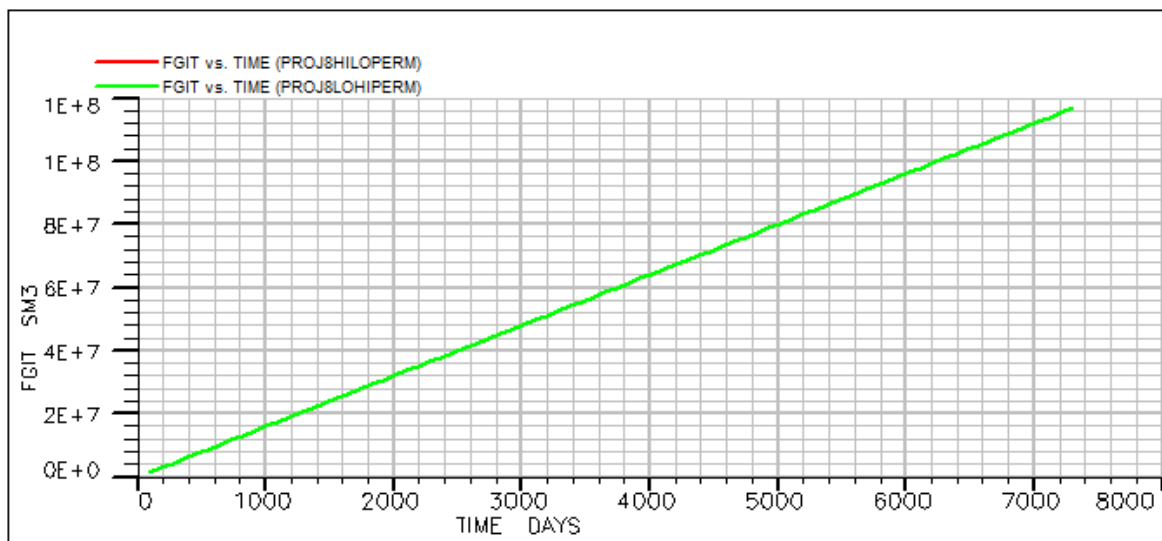
شکل ۱۵ تخلخل مخزن در سناریو ۱۱



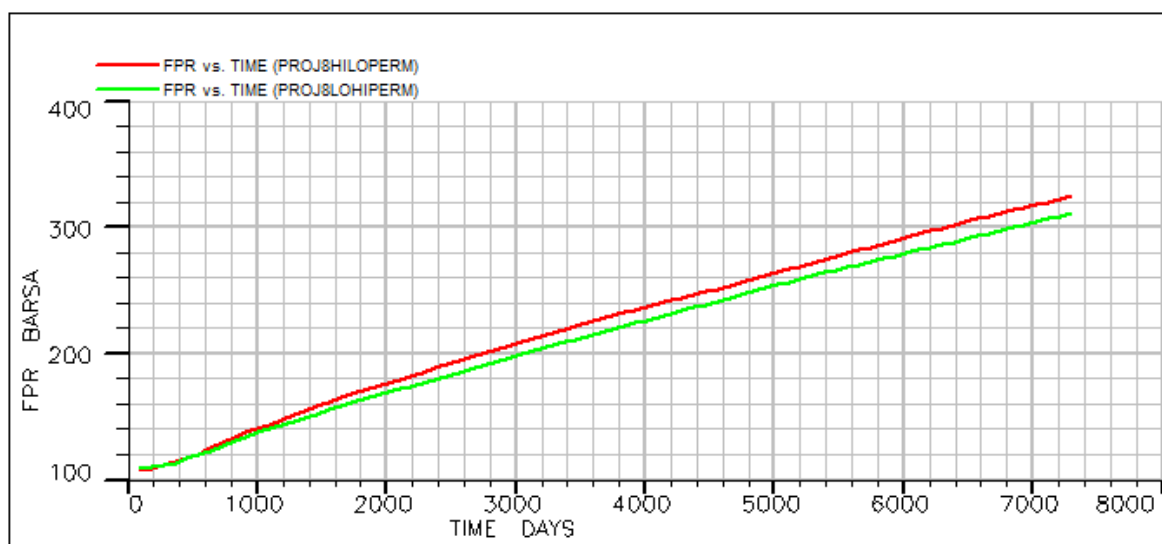
شکل ۱۶ اشباع گاز در انتهای سناریو ۱۱

نتیجه گیری برای عامل ناهمگونی مخزن

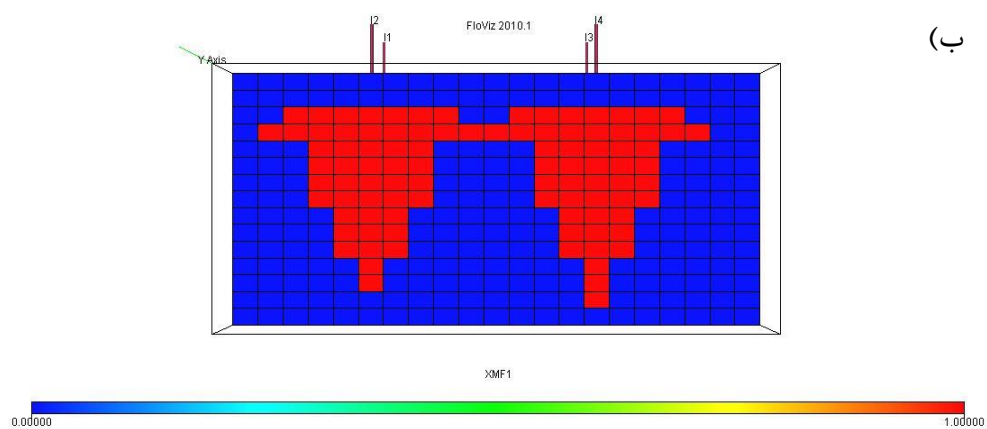
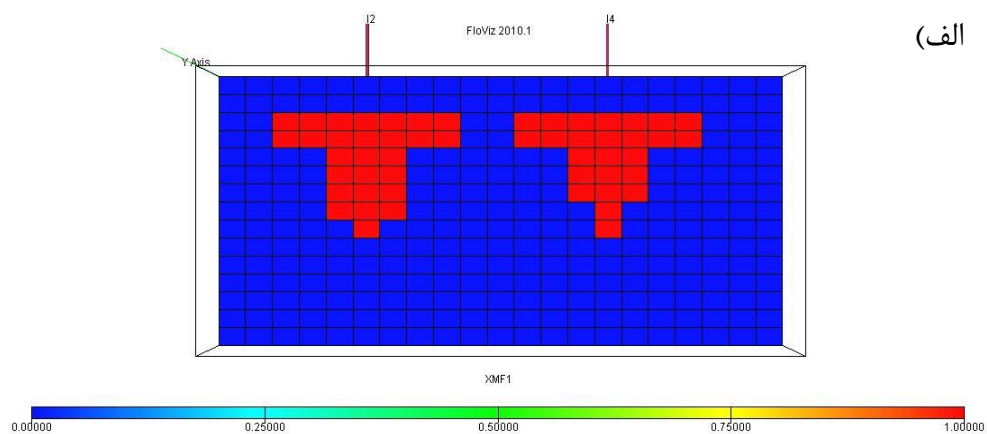
با توجه به نمودارهای ۱۷ نتیجه می شود که میزان گاز ذخیره شده در هر دو حالت یکسان بوده است. اما توجه به نمودار ۱۸ و همچنین شکل های ۱۴ و ۱۶، می توان نتیجه گرفت که افزایش فشار در سناریو ۱۰ شدت بیشتری دارد. علت آن این است که در سناریو ۱۱، گاز تزریق شده در لایه پرتراوای پایینی، توزیع می شود و به سرعت بالا نرفته و میزان انحلال را افزایش می دهد. شکل ۱۷ توزیع بلوک های مخزن که کربن دی اکسید در آن ها حل شده است را نمایش می دهد که به وضوح در سناریو ۱۱ انحلال گاز بیشتری را می توان شاهد بود. به همین دلیل، اگر در مدت زمان طولانی تر می توان گفت که با افزایش بیشتر فشار مخزن در سناریو ۱۰، فشار ته چاهی به مقدار محدودکننده ۳۵۰ barsa می رسد و دیگر امکان تزریق نخواهد بود. لذا برای تزریق در مدت هایی طولانی تر از ۲۰ سال، بهتر است در مخازنی که تراوایی قسمت پایینی آن بیشتر از قسمت بالایی آن باشد تزریق انجام شود.



نمودار ۱۷ میزان گاز ذخیره شده در سناریوهای مربوط به عامل ناهمگونی مخزن



نمودار ۱۸ نمودار فشار مخزن در سناریوهای مربوط به عامل ناهمگونی مخزن



شکل ۱۷ توزیع کربن دی اکسید محلول در آب (الف) در سناریو ۱۰ (ب) در سناریو ۱۱

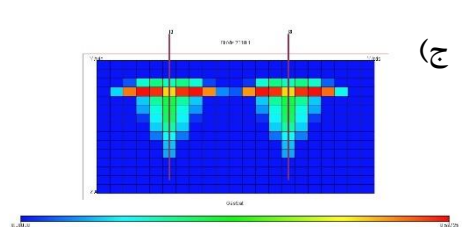
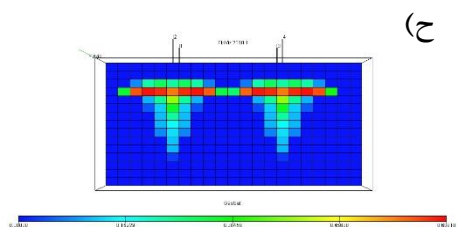
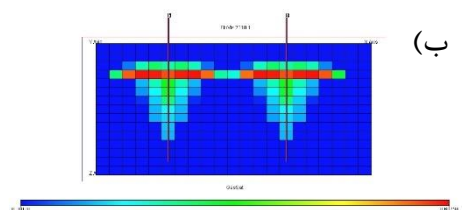
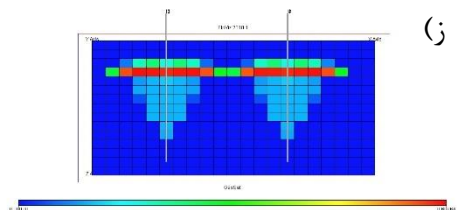
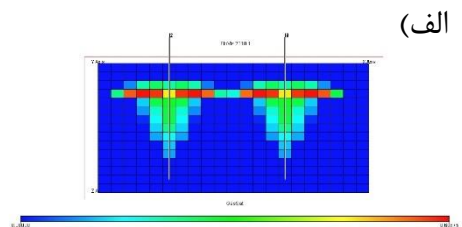
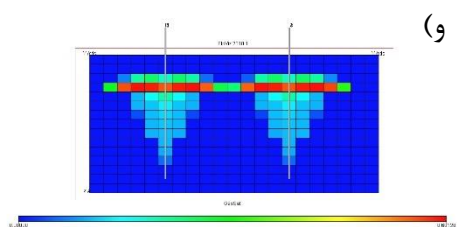
عامل پنجم: استراتژی تزریق

در این بخش، هفت سناریو تعریف شده است. در همگی، مدل مخزن و سنگ و همچنین موقعیت چاه‌ها و عمق تزریق آن‌ها مانند سناریو ۱ است. در بررسی این عامل، این‌گونه عمل شد که مشاهده کنیم در یک بازه ۲۰ ساله، تنها با تغییر استراتژی تزریق، میزان ذخیره‌سازی گاز به چه صورت خواهد بود و با کدام استراتژی بیشترین میزان آن را خواهیم داشت.

شرح هر یک از سناریوهای این بخش در جدول زیر آورده شده است.

جدول ۱۳ / استراتژی تزریق برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۹

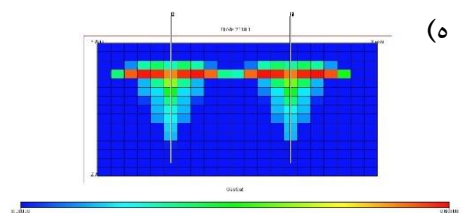
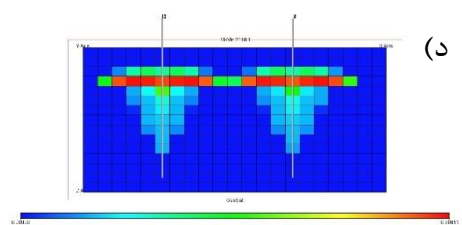
شماره سناریو	دبی و زمان تزریق	ترتیب تزریق							
		#۱	#۲	#۳	#۴	#۵	#۶	#۷	#۸
۱۲	دبی	۵۰۰۰	بسته	۵۰۰۰	-	-	-	-	-
	زمان	۱۵	۲	۳	-	-	-	-	-
۱۳	دبی	۵۰۰۰	۲۵۰۰	-	-	-	-	-	-
	زمان	۱۵	۵	-	-	-	-	-	-
۱۴	دبی	۴۰۰۰	-	-	-	-	-	-	-
	زمان	۲۰	-	-	-	-	-	-	-
۱۵	دبی	۴۰۰۰	۶۰۰۰	۵۰۰۰	۶۰۰۰	-	-	-	-
	زمان	۵	۵	۵	۵	-	-	-	-
۱۶	دبی	۴۷۰۰	-	-	-	-	-	-	-
	زمان	۲۰	-	-	-	-	-	-	-
۱۷	دبی	۴۰۰۰	۷۰۰۰	-	-	-	-	-	-
	زمان	۱۰	۱۰	-	-	-	-	-	-
۱۸	دبی	۷۰۰۰	۴۰۰۰	-	-	-	-	-	-
	زمان	۱۰	۱۰	-	-	-	-	-	-
۱۹	دبی	۵۹۰۰	بسته	۶۲۰۰	بسته	۵۹۰۰	بسته	۶۲۰۰	بسته
	زمان	۳	۱	۳	۱	۳	۱	۳	۱

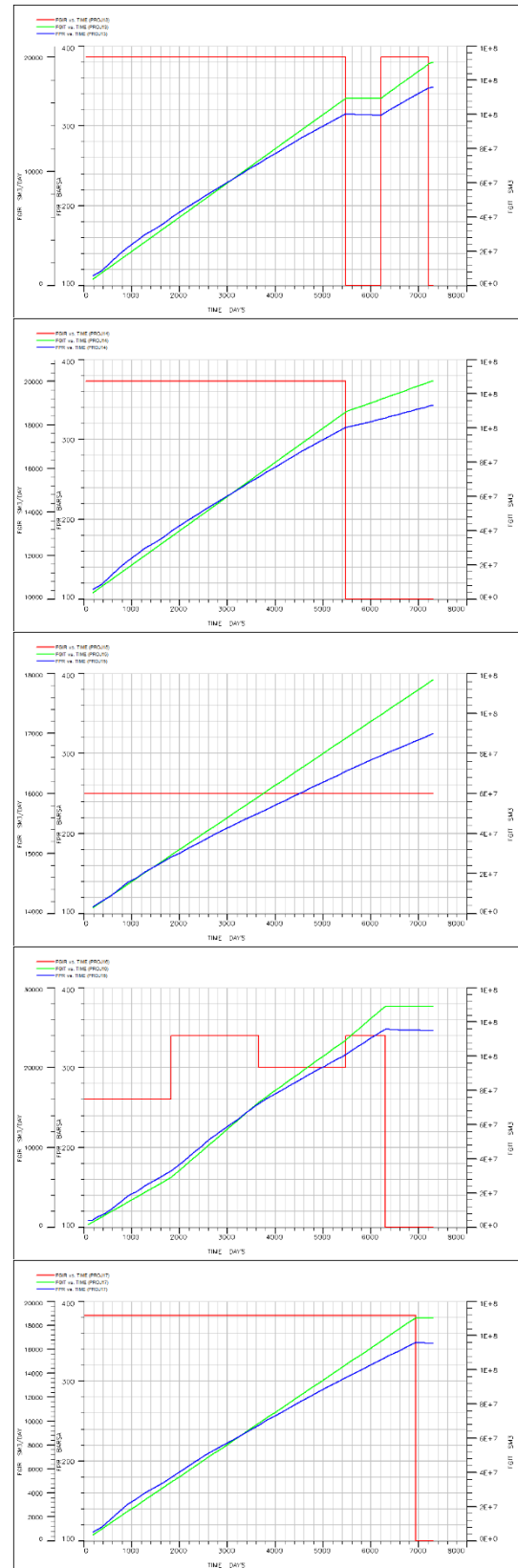
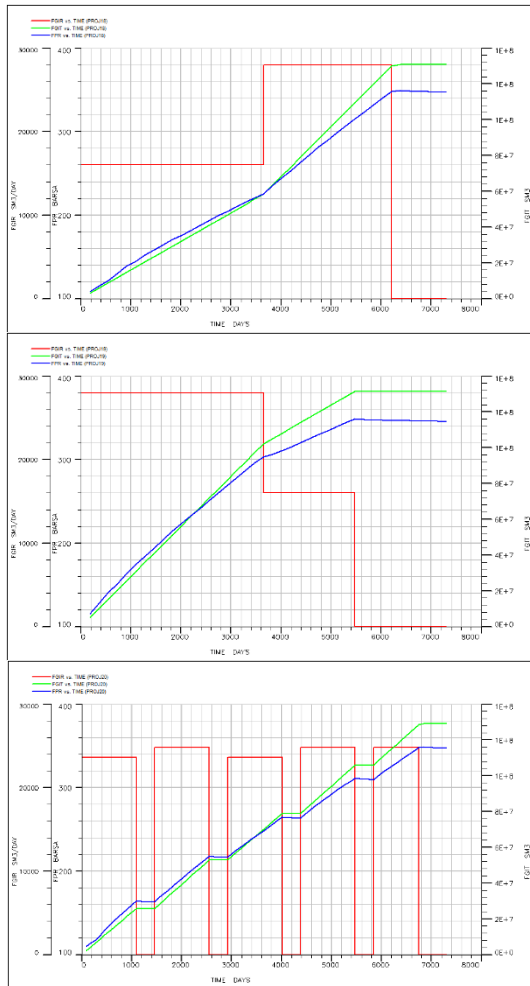


شکل ۱۸ اشباع گاز در انتهای سناریوهای مربوط به

عامل استراتژی تزریق. الف تا ح به ترتیب برای

سناریوهای ۱۲ تا ۱۹





نمودار ۱۹ پارامترهای سه گانه برای سناریوهای ۱۲ تا

۱۹

نتیجه‌گیری برای عامل استراتژی تزریق

با توجه به نتایج حاصل شده از سناریوهای این بخش، سناریو ۱۸ و ۱۴ به ترتیب بیشترین و کمترین میزان ذخیره‌سازی را داشتند. جدول ۱۴ سناریوها را به ترتیب بیشترین میزان ذخیره‌سازی آورده است.

جدول ۱۴ ترتیب سناریوها برحسب بیشترین میزان ذخیره‌سازی برای عامل استراتژی تزریق

شماره سناریو	FGIT, Sm ³	FPR, barsa
۱۸	۱.۳۱۴۰۰E+۰۸	۳۴۵.۶۵۴
۱۷	۱.۳۰۹۹۳E+۰۸	۳۴۷.۳۹۱۵
۱۲	۱.۳۰۴۸۸E+۰۸	۳۴۸.۶۹۱
۱۶	۱.۳۰۳۷۸E+۰۸	۳۴۷.۶۹۴۳
۱۵	۱.۲۹۲۱۰E+۰۸	۳۴۶.۱۰۱
۱۹	۱.۲۹۱۷۲E+۰۸	۳۴۷.۲۴۷
۱۳	۱.۲۷۷۵۰E+۰۸	۳۴۳.۱۳۷
۱۴	۱.۱۶۸۰۰E+۰۸	۳۲۴.۷۴۶۳

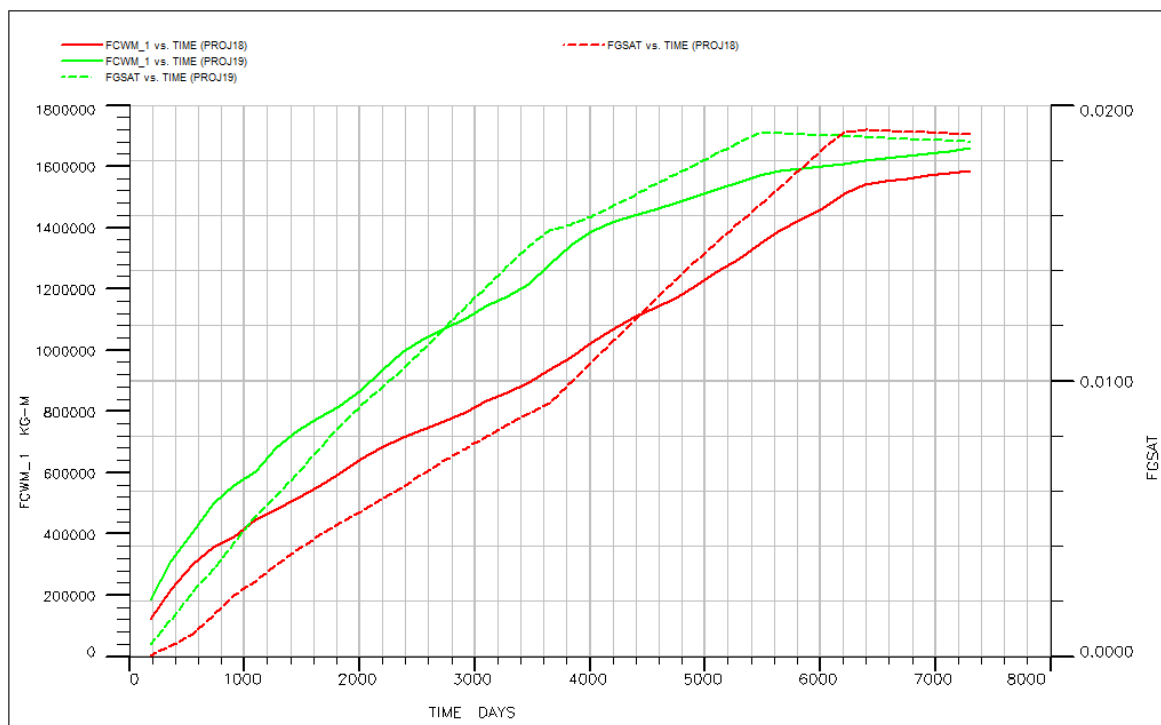
در این میان، نتایج برای سناریوهای ۱۸ و ۱۷ جالب توجه است. چرا که تنها ترتیب دبی تزریق آن‌ها جابه‌جاست. از اینجا نتیجه می‌شود که اگر تزریق در ابتدا با دبی زیاد و پس از آن با دبی کم انجام شود، ضمن ذخیره‌سازی بیشتر، فشار مخزن نیز کمتر افزایش می‌یابد. نمودار ۲۰ میزان اشباع گاز و میزان انحلال مولی کربن دی‌اکسید در آب را نمایش می‌دهد. همانطور که مشخص است، در سناریو ۱۸ انحلال کربن دی‌اکسید در هر زمانی بیشتر از سناریو ۱۷ است.

علت اینکه با تزریق با دبی زیاد و سپس کم، میزان کربن دی‌اکسید بیشتری در آب حل می‌شود را می‌توان با استفاده از رابطه ۱۶ توضیح داد. هنگامی که در ابتدا با دبی زیاد تزریق انجام می‌شود، فشار نسبت به حالتی که دبی کمتر باشد، افزایش بیشتری دارد.

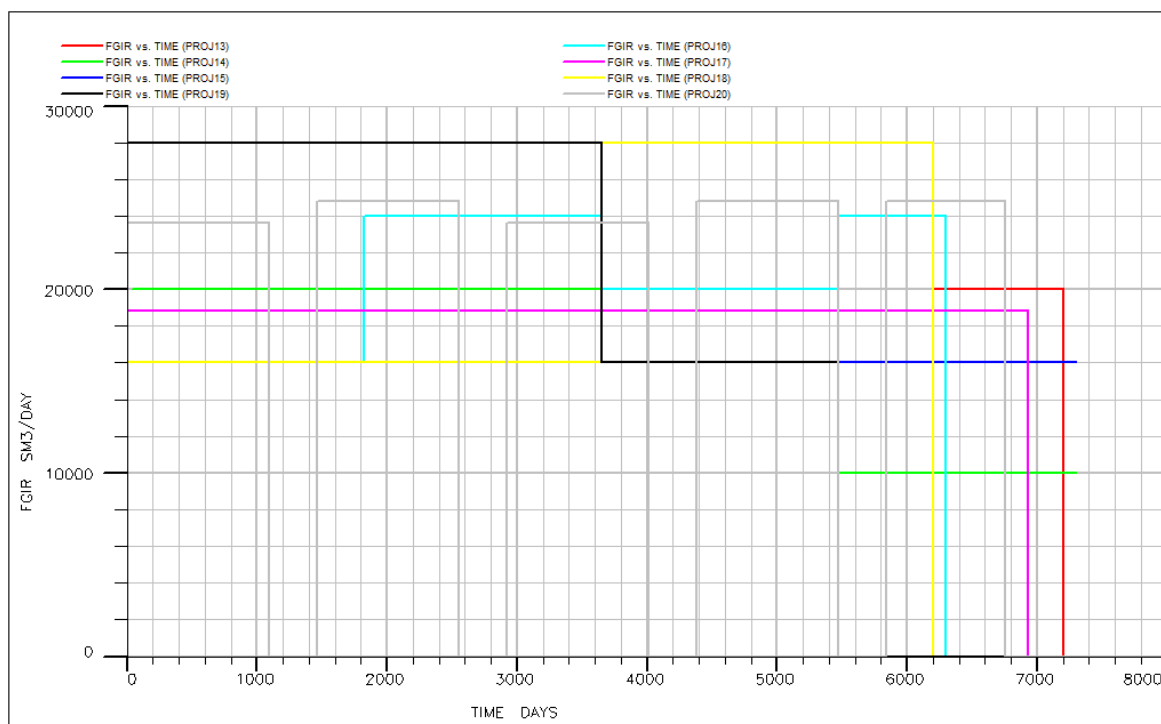
$$\sigma = \left[\sum_{i=1}^{N_c} [P]_i (b_L^m x_i - b_V^m y_i) \right]^4$$

هنگامی که فشار بالاتر رود، دانسیته مولی فاز بخار با شدت بیشتری نسبت دانسیته مولی فاز مایع افزایش می‌یابد. و چون ترکیب و مقدار پاراکور ثابت است، در مجموع کشش بین‌سطحی کاهش یافته و انحلال بیشتری صورت می‌گیرد.

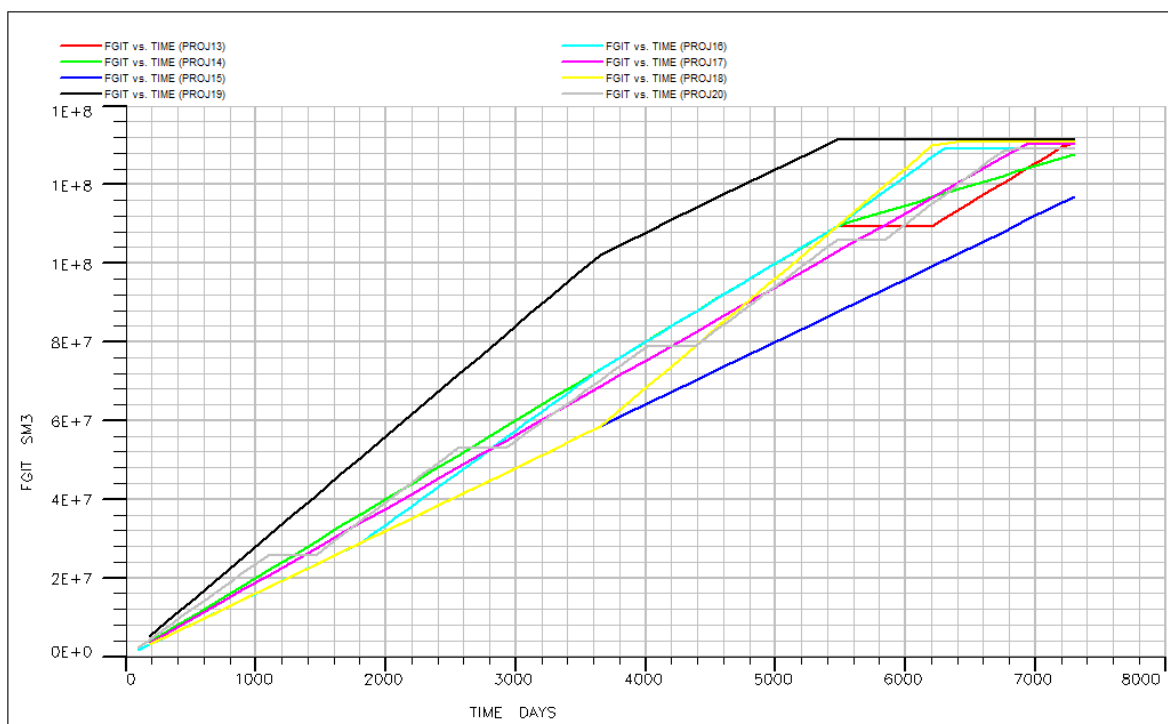
نمودارهای ۲۱، ۲۲ و ۲۳ نیز به ترتیب، دبی تزریقی، میزان ذخیره‌سازی و همچنین فشار مخزن را برای سناریوهای مربوط به استراتژی تزریق نمایش می‌دهند.



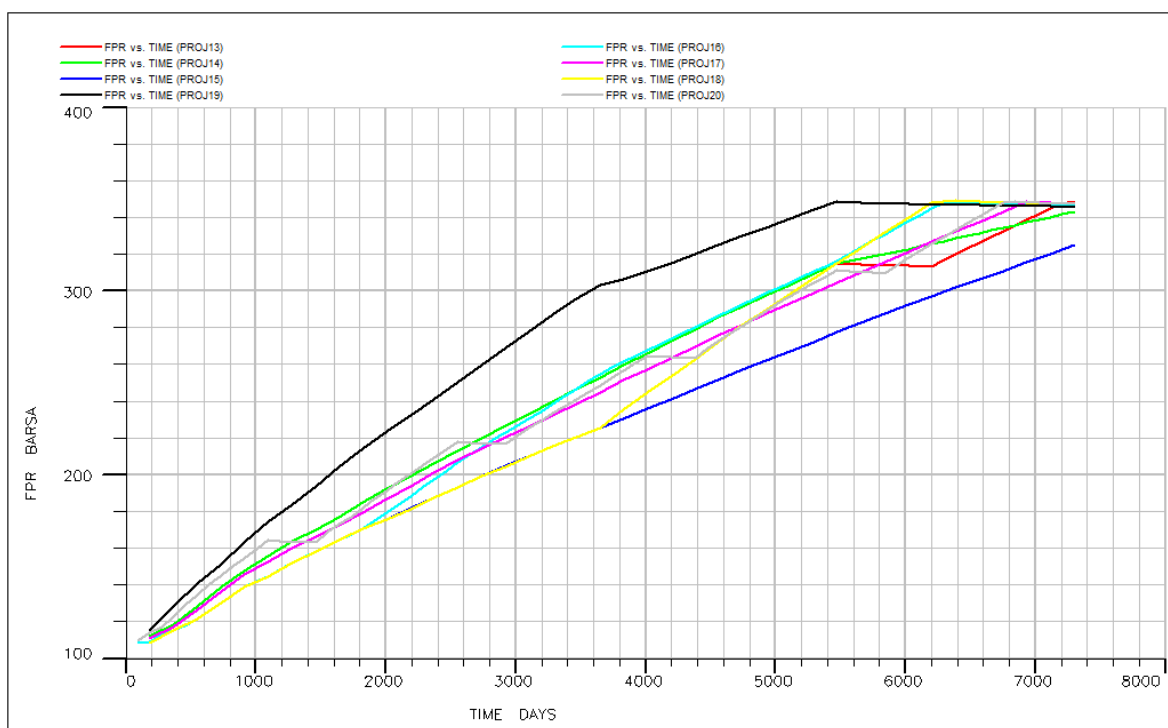
نمودار ۲۰ میزان انحلال مولی کربن دی‌اکسید در آب و اشباع گاز برای سناریوهای ۱۷ و ۱۸



نمودار ۲۱ دبی های تزریقی برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۹



نمودار ۲۲ میزان ذخیره‌سازی گاز برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۹



نمودار ۲۳ فشار مخزن برای سناریوهای ۱۲ تا ۱۵

نتیجه گیری

با انجام شبیه سازی و بررسی نتایج برای هریک از عوامل یاد شده، می توان گفت که برای اینکه بیشترین میزان ذخیره سازی کربن دی اکسید را داشته باشیم، می بایست به عواملی نظیر استراتژی تزریق، ناهمگونی مخزن و عمق تزریق توجه ویژه ای شود.

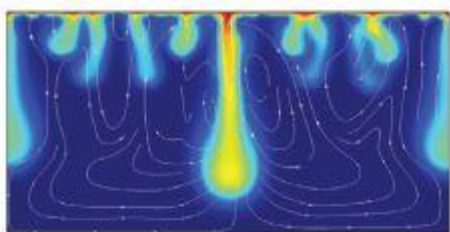
علاوه بر این، اثر ناخالصی نیز خصوصا زمانی اهمیت می یابد که آن ماده به اندازه کافی با آب انحلال پذیر نباشد. به همین جهت، برای اینکه هم از هزینه ها کاسته شود (تزریق به صورت ناخالص انجام شود) و هم اثر منفی کمتری بر ذخیره سازی بگذارد، پیشنهاد می شود که انحلال پذیری ماده ای که به عنوان ناخالصی است با انحلال پذیری کربن دی اکسید اختلاف زیادی نداشته باشد.

جدول خلاصه ای از نتایج تمام سناریوها را شامل می شود.

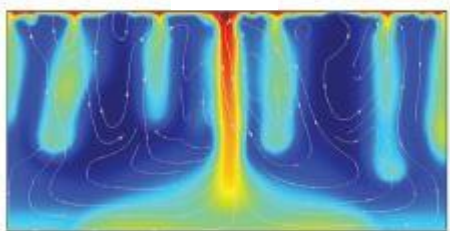
جدول ۱۵ خلاصه نتایج پروژه

شماره	سناریو	شرح سناریو	FGIT, Sm ³
۱	۱۸	استراتژی تزریق	دبی متغیر - ۱۰ سال دبی زیاد، ۱۰ سال دبی کم
۲	۱۷	استراتژی تزریق	دبی متغیر - ۱۰ سال دبی کم، ۱۰ سال دبی زیاد
۳	۱۲	استراتژی تزریق	دبی ثابت - ۱۵ سال تزریق، ۲۰ سال بسته، سه سال تزریق
۴	۱۶	استراتژی تزریق	دبی ثابت - ۲۰ سال تزریق (دبی کمتر از سناریو ۱۴)
۵	۱۵	استراتژی تزریق	دبی متغیر - ۴ دبی هر کدام ۵ سال تزریق
۶	۱۹	استراتژی تزریق	دبی نوسانی
۷	۱۳	استراتژی تزریق	دبی متغیر - ۱۵ سال تزریق، ۵ سال دبی نصف
۸	۱	ناخالصی	دی اکسید کربن خالص
۹	۲	ناخالصی	همراه با ۱۰٪ گوگرد دی اکسید
۱۰	۶	موقعیت مشبک	یک سوم پایینی مخزن
۱۱	۷	نوع چاه	چاه افقی - مخزن سه قسمتی
۱۲	۸	نوع چاه	همراه با ۱۰٪ گوگرد دی اکسید
۱۳	۹	نوع چاه	چاه عمودی - مخزن سه قسمتی
۱۴	۱۰	ناهمگونی مخزن	نیمه بالا پرتراوا و نیمه پایین کم تراوا
۱۵	۱۱	ناهمگونی مخزن	چاه عمودی - مخزن دو قسمتی
۱۶	۱۴	استراتژی تزریق	دبی ثابت - ۲۰ سال تزریق
۱۷	۳	ناخالصی	همراه با ۱۰٪ نیتروژن
۱۸	۴	موقعیت مشبک	یک سوم بالایی مخزن
۱۹	۵	موقعیت مشبک	یک سوم میانی مخزن

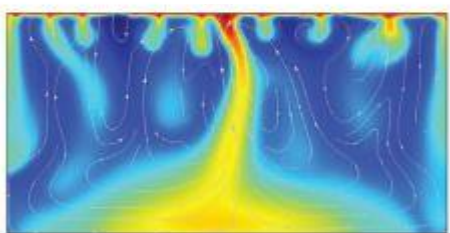
پیشنهادات



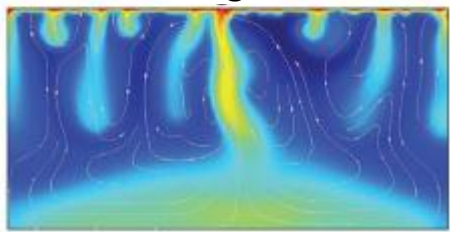
الف



ب



ج



د

شکل ۱۹ شمایی از نحوه حرکت کربن دی-اکسید خالص با شبیه‌سازی مولکولی (الف) پس از ۱.۵ سال (ب) پس از ۳ سال (ج) پس از ۴.۵ سال (د) پس از ۷ سال. برگرفته از [13]

برای بررسی بیشتر، می‌توان از ماده‌ای به عنوان ناخالصی استفاده کرد که انحلال‌پذیری بیشتری از کربن دی‌اکسید داشته باشد و اثرات آن مورد بررسی قرار گیرند.

همچنین، می‌توان مخزنی با اشباع دارای نفت و یا گازهای هیدروکربنی را مورد بررسی قرار داد و ضمن ازدیاد برداشت، میزان ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید را مورد بررسی قرار داد. این نکته از این جهت حائز اهمیت است که کربن دی‌اکسید در نفت انحلال‌پذیری بالاتری نسبت به آب دارد و می‌بایست توجه شود که چه میزان از گاز تزریقی، به صورت محلول در نفت خارج می‌شود.

همچنین برای ناهمگونی مخزن، می‌توان از مخازن شکاف‌دار و دارای گسل نیز استفاده کرد.

در طولانی مدت، کربن دی‌اکسید و گوگرد دی-اکسید تزریقی با آب واکنش نشان داده و تشکیل کربنیک اسید و سولفوریک اسید می‌دهند. در بالای مخزن که اشباع گاز بالاست، این مواد تشکیل می‌شوند و به مرور زمان به علت دانسیته بالاتری که نسبت به آب دارند از بالای مخزن به سمت کف آن حرکت می‌کنند. بنابراین پیشنهاد می‌شود شبیه‌سازی مولکولی نیز انجام شود تا این پدیده نیز مورد بررسی قرار گیرد. شکل شمایی از این پدیده را در طول زمان نشان می‌دهد [13].

یکی دیگر از عوامل مهم در ذخیره‌سازی کربن دی‌اکسید، میزان شوری آب است. بررسی این عامل با توجه به اینکه تزریق کربن دی‌اکسید بایستی به آبخوان‌های شور که مورد استفاده نیستند انجام شود، بررسی این عامل حایز اهمیت است.

1. Castro-Pardo, Samuel, et al. "A comprehensive overview of carbon dioxide capture: From materials, methods to industrial status." *Materials Today* (2022).
2. CO₂ data share center website: <https://www.sintef.no/en/projects/2017/co2-storage-data-consortium-sharing-data-from-co2-storage-projects/>
3. Zhang, Kai, Hon Chung Lau, and Zhangxin Chen. "Extension of CO₂ storage life in the Sleipner CCS project by reservoir pressure management." *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 108 (2022): 104814.
4. Ampomah, William, et al. "Evaluation of CO₂ storage mechanisms in CO₂ enhanced oil recovery sites: application to morrow sandstone reservoir." *Energy & Fuels* 30.10 (2016): 8545-8555.
5. Kumar, Sunil, et al. "A comprehensive review of value-added CO₂ sequestration in subsurface saline aquifers." *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 81 (2020): 103437.
6. Schlumberger Eclipse, Reference Manual, 2010.1.
7. Smith J.M, Van Ness H.C, Abbot M.M, Introduction to Chemical Engineering, McGraw-Hill, 7th edition, Table b.1.
8. Schlumberger Eclipse, Technical Description, 2010.1.
9. Lachet, Véronique, et al. "Thermodynamic behavior of the CO₂+ SO₂ mixture: Experimental and Monte Carlo simulation studies." *Energy Procedia* 1.1 (2009): 1641-1647.
10. Corvisier, Jérôme, et al. "Simulations of the impact of co-injected gases on CO₂ storage, the SIGARRR project: first results on water-gas interactions modeling." *Energy Procedia* 63 (2014): 3160-3171.
11. Lohrenz, John, Bruce G. Bray, and Charles R. Clark. "Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions." *Journal of Petroleum Technology* 16.10 (1964): 1171-1176.
12. Nazeri, Mahmoud, et al. "Viscosity of CO₂-rich mixtures from 243 K to 423 K at pressures up to 155 MPa: New experimental viscosity data and modelling." *The Journal of Chemical Thermodynamics* 118 (2018): 100-114.
13. Omrani, Sina, et al. "Diffusion coefficients of CO₂–SO₂–water and CO₂–N₂–water systems and their impact on the CO₂ sequestration process:

Molecular dynamics and dissolution process simulations." *Greenhouse Gases: Science and Technology* 11.4 (2021): 764-779.

14. Shogenov, Kazbulat, et al. "Petrophysical and numerical seismic modelling of CO₂ geological storage in the E6 structure, Baltic Sea, offshore Latvia." *Petroleum Geoscience* 22.2 (2016): 153-164.

پیوست

شماره سناریوهایی که در این گزارش آمده است، با شماره‌هایی که در طی روند پروژه شبیه‌سازی شدند، ممکن است مطابقت نداشته باشد. این نکته از آن جهت مهم است که ممکن است برای خواندن نمودارها مشکل ایجاد شود. به همین دلیل در این پیوست لیستی جهت تطبیق شماره سناریو در این گزارش و شماره‌گذاری انجام شده در طی شبیه‌سازی برای خواندن نمودارها و شکل‌ها آورده شده است.

شماره سناریو در این گزارش	نام سناریو در شبیه سازی
۱	PROJ1
۲	PROJ9
۳	PROJ10
۴	PROJ12
۵	PROJ6
۶	PROJ11
۷	PROJ7
۸	PROJ7CO2SO2
۹	PROJ7hetero
۱۰	PROJ8HiLoPerm
۱۱	PROJ8LoHiPerm
۱۲	PROJ13
۱۳	PROJ14
۱۴	PROJ15
۱۵	PROJ16
۱۶	PROJ17
۱۷	PROJ18
۱۸	PROJ19
۱۹	PROJ20

پیوست A