علوم و تکنولوژی محیط زیست، دوره بیست و یکم، شماره نه، آذر ماه ۹۸

مطالعه و شبیه‌سازی کمّی دفع و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در آبده مخازن نفتی

ایمان درویشی [۱*]

Iman.darvishi@srbiau.ac.ir

محمد حسین غضنفری [۲]

ریاض خراط [۳]

تاریخ دریافت: ۹۶/۲/۱۸ **تاریخ پذیرش:۹۶/۹/۸**

چکیده

زمینه و هدف: تولید و انتشار روزافزون گازهای گلخانه‌ای باعث تغییرات آب و هوایی و همچین گرم شدن زمین گشته‌است. در نتیجه کاهش تولید گاز دی‌اکسیدکربن و یا دفع آن اهمیت فراوانی دارد که یکی از روش‌های رفع این مشکل تزریق دی‌اکسیدکربن در مخازن نفتی به منظور ازدیاد برداشت در هیدروکربن می‌باشد.

روش بررسی: در این پژوهش، شبیه‌سازی دفع و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در آبده یک مخزن نفتی توسط شبیه‌ساز تجاری به روش ترکیبی انجام شده‌است. چاه‌های تزریقی در بخش آبده تکمیل و آبده متصل به مخزن توسط مدل فتکویچ شبیه‌سازی شده و تحت چهار سناریوی تزریق توسط چاه‌های عمودی و افقی مورد بررسی قرار گرفته شده است.

یافته‌ها: تزریق و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در آبده در حالت‌های مختلف مانند گاز آزاد، گاز به دام افتاده، گاز حل شده در آب و ذخیره‌سازی به عنوان مواد معدنی جامد امکان‌پذیر می‌باشد که در این مطالعه حالت گاز بدام‌افتاده و گاز آزاد با توجه به شرایط پروژه و نیز داده‌های خروجی نتیجه‌بخش بود.

بحث و نتیجه‌گیری: نتایج حاصل از شبیه سازی گواه آن است که چاه‌های افقی پتانسیل بهتری نسبت به چاه‌های عمودی به منظور ذخیره‌سازی می‌باشند، به طوری که برای تزریق حجم مشخصی از دی‌اکسیدکربن در یک مخزن مفروض، دو چاه افقی (۳/۳e+۱۱ مترمکعب استاندارد) یا شش چاه عمودی (۶/۹e+۱۱ مترمکعب استاندارد) مورد نیاز می‌باشد و با استناد به نتایج شبیه‌سازی، اگرچه تکمیل چاه در قسمت فوقانی دارای بازده بیش تر بوده است اما به دلیل اهمیت ماندگاری گاز در مخزن، تکمیل در قسمت تحتانی پیشنهاد می‌شود.

واژه های کلیدی: دفع دی اکسیدکربن، آبده مخازن، ذخیره سازی، شبیه سازی، چاه عمودی و افقی

۱- کارشناس ارشد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات، تهران، ایران * (مسوول مکاتبات)

۲- دانشیار، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

۳- استاد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

J. Env. Sci. Tech., Vol 21, No.9, November, 2019

Quantitative Investigation and Simulation of CO_2 Sequestration in Petroleum Reservoirs Aquifer

Iman Darvishi[1]
Iman.darvishi@srbiau.ac.ir
Mohammad Hosein Ghazanfari[2*]
Riyaz Kharrat[3]

Admission Date:November 29, 2017 Date Received: May 8, 2017

Abstract

Background and Objective: Generation and emission of greenhouse gases in air has caused climate changes and global heating. So, it is really important to reduce greenhouse gases generation or to dispose them. Injection of CO2 in hydrocarbon formations in order to EOR in depleted oil and gas reservoirs and in aquifers is one of the disposal ways.

Method: In this project using commercial simulator CO2 Sequestration in an oil reservoir aquifer has been simulated in compositional way. Reservoir connected aquifer has been simulated using Fetkovich model and injection wells are completed in aquifer section. Simulation has been performed under four different scenarios in vertical and horizontal wells.

Findings: CO2 injection and storage in aquifer are possible in different cases like free gas, sequestrated (entrapped) gas, gas solved in water and storage as solid minerals that with regards the conditions in this study, entrapped gas and free gas were resultful.

Discussion and Conclusion: Results show better potential for this end for horizontal wells than vertical wells, which two horizontal (3.3e+11 sm3) wells or six vertical wells (6.9e+11) are required to inject and store specified volume of CO2 and due to the importance of well completion and durability of gas in reservoir, down completion is suggested.

Keywords: Carbon dioxide sequestration, Reservoirs aquifer, Storage, Simulation, Vertical and Horizontal well.

1- M.Sc., Department of Petroleum Engineering, Since & Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran. *(Corresponding Author)
2- Associate Professor, Department of Chemical & Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran.
3- Professor, Department of Petroleum Engineering, Petroleum University of Technology, Ahwaz, Iran

مقدمه

زمین در حال گرم شدن است و آسیب‌های محیط زیستی ناشی از تغییرات اقلیمی کشور را تهدید می‌کند و افزایش گازهای گلخانه‌ای یکی از مهم ترین چالش‌های قرن حاضر می‌باشد. قسمت عمده‌ای از گازهای گلخانه‌ای را دی‌اکسیدکربن تشکیل می‌دهد. مطالعه بر روی یخ های قطب جنوب مشخص می کند که با ازدیاد استفاده از سوخت‌های فسیلی، مقدار دی اکسیدکربن موجود در جو طی ۲۰۰ سال گذشته از ۲۸۰ ppm به ۳۸۰ ppm رسیده است (۱). بیش‌ترین دلیل انتشار دی‌اکسیدکربن مصرف سوخت‌های فسیلی می‌باشد (۲) و استفاده از سوخت‌های‌فسیلی در کل دنیا موجب تولید سالانه ۲۷ میلیارد تن دی‌اکسیدکربن می‌شود که آثار نامطلوب بسیار شدیدی بر آب و هوا دارد (۳).

در ایران تولید دی اکسید کربن حاصل از احتراق سوخت های فسیلی در بخش‌های صنعتی در سال ۱۳۷۷ رقم ۲۷۱/۷ میلیون تن بوده که این‌میزان در سال ۱۳۸۷ به تولید ۴۵۳/۷ میلیون تن افزایش یافته است (۴) و بر اساس آخرین آمار انتشار شده توسط آژانس بین المللی انرژی درفهرست کشورهای جهان بر پایه تولید گازهای گلخانه‌ای در سال ۲۰۱۵ (۱۳۹۴)، ایران با تولید ۶۳۰ میلیون تن دی‌اکسید کربن در رتبه نهم می‌باشد (۵). استراتژی های پیشنهادی برای دفع و ذخیره سازی دی اکسیدکربن عبارتند از:

- ذخیره در بستر اقیانوس های عمیق - تزریق در سازند های زمین شناسی - ته نشینی به عنوان کربن جامد[1]

تزریق در سازند های زمین شناسی به عنوان گزینه با دوام و مورد قبول تری مورد توجه بوده است. ساختارهای مورد توجه در سازند زمین‌شناسی عبارتند از (۶):

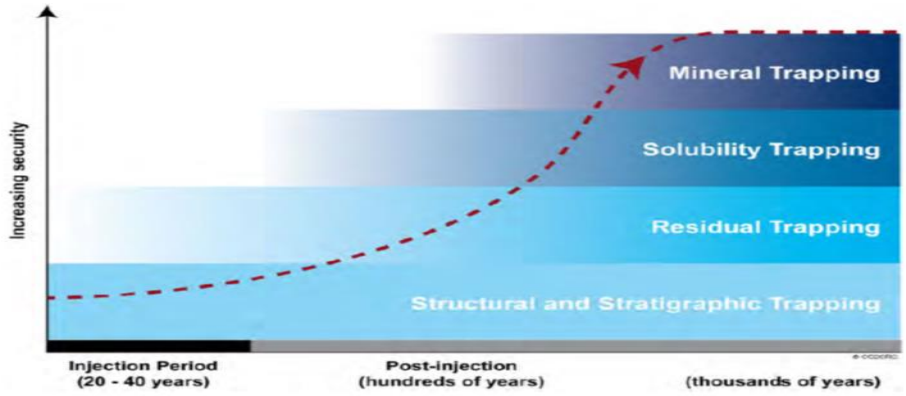
- مخازن نفت تخلیه شده - مخازن گازی تخلیه شده - آبده های عمیق - بسترهای ذغالی غیرمعدنی[2]

تزریق گاز دی اکسیدکربن در قسمت تحتانی سطح تماس آب و نفت در مخازن نفتی امکان پذیر می باشد. در مخازن گازی، ذخیره سازی درزیر سطح تماس گاز و آب که دارای تراوایی و تخلخل بالا در این مکان‌ها هستند، صورت می گیرد. در سال ۲۰۰۹ این فرضیه فقط برای مخازن‌نفتی بیان شد (۷).

در روش تزریق در مخازن زغال سنگ، مقدار چشم‌گیری دی اکسیدکربن جذب زغال سنگ می‌شود که این جذب مانع از جذب متان توسط زغال سنگ می گردد و منجر به آزادسازی متان و بهبود برداشت آن نیز خواهد شد (۸).

یکی از راه های دفع دی اکسیدکربن تزریق آن به سازندهای زمین شناسی از جمله آبده و مخازن تخلیه شده نفت و گاز می‌باشد. همچنین یکی دیگر از راه‌های تزریق دی‌اکسیدکربن در سازندهای زمین شناسی در مخازن نفت به منظور ازدیاد برداشت نفت می باشد. در این روش به‌دلیل مزایایی مانند حداقل فشار امتزاجی پایین که تزریق دی اکسیدکربن دارد بسیار مورد توجه بوده است. تزریق دی اکسیدکربن به منظور ازدیاد برداشت علاوه بر دفع آن، باعث برخی منفعت های دیگر چون افزایش ضریب بازیافت نفت می گردد که در سناریوی ذخیره سازی در آبده ها چنین مزیتی وجود ندارد (۹). دی‌اکسیدکربن را می‌توان در چهار حالت در آبده ذخیره نمود: به عنوان یک فاز بالک در ساختار آبده، به‌عنوان یک فاز به دام افتاده توسط نیروهای مویینگی، به‌عنوان یک فاز محلول در آب و به‌عنوان مواد معدنی ته نشین شده (۱۰). در شکل ۱ مکانیزم‌های به دام افتادن دی اکسید کربن نشان داده شده است. به دام افتادگی مینرالی یکی از مکانیزم های مهم ذخیره سازی طولانی مدت است (۱۱).

1- Solid Carbonate
2- Organic coal beds



شکل ۱- مکانیزم های به دام افتادگی دی اکسید کربن (۱۱)

Figure 1. Trapping mechanisms of Co_2 (11)

باتوجه به ظرفیت بالای آبده ها برای ذخیره سازی طولانی مدت دی اکسیدکربن و به دام افتادن این گاز در آبده توسط مکانیزم‌های هیدرودینامیکی و ژئوشیمیایی در آبده ها که تعداد آن‌ها نیز در سازندهای زمین شناسی زیاد است، این سناریو می‌تواند یک راهکار موفق برای دفع دی‌اکسیدکربن باشد. دفع دی اکسیدکربن در آبده ها یک عملیات با هزینه بالای اقتصادی است که استفاده از راه های کاهش تولید دی‌اکسیدکربن می تواند صرفه اقتصادی بیش‌تری داشته باشد (۱۲،۱۳،۱۴). جمشیدی و همکاران (۱۵) در یک مطالعه، بهینه یابی هم‌زمان فرآیند ازدیاد برداشت گاز و ذخیره سازی دی اکسیدکربن در مخازن گاز طبیعی را بررسی کردند. برای این منظور سه سناریو در نظر گرفته شده است که در هر کدام از این سناریوها میزان ارزش خالص تولید و دی‌اکسیدکربن ذخیره و تولید شده مقایسه گردید. این سه سناریو عبارتنداز:

- تولید از مخزن با مکانیزم تخلیه، بدون تزریق دی‌اکسیدکربن (سناریوی ۱) - تزریق دی اکسیدکربن از ابتدای شروع تولید (سناریوی ۲)- تزریق دی اکسیدکربن پس از تخلیه مخزن (سناریوی ۳)

در سناریو ۳، اولاً میزان گاز طبیعی تولید شده نسبت به سناریوی ۱ بیش‌تر است و ثانیاً میزان دی اکسیدکربن تولید شده نسبت به سناریوی ۲ بسیار کم‌تر می باشد. این امر در حالی است که میزان ارزش خالص تولید سناریو ۳ در نهایت از هر دو سناریوی قبلی بالاتر می باشد.

سونگ و همکاران (۱۶) پتانسیل واکنش دی‌اکسیدکربن با آب شور و سنگ مخزن را در یک سازند نمکین با شرایط ثابت و جذب دی‌اکسیدکربن در بازه زمانی ۶ ماهه مورد بررسی قرار دادند. بعد از قرار گرفتن ماسه سنگ در معرض دی‌اکسیدکربن، کاهش ۵۰ درصدی نفوذپذیری مشاهده شد که احتمالاً به علت تجزیه فلدسپار، مهاجرت و ته‌نشینی ثانوی مواد معدنی در ساختمان هسته ماسه سنگ می‌باشد.

جعفری راد و همکاران (۱۷) تزریق گاز دیاکسیدکربن به سفره‌های آب زیرزمینی را به صورت عددی شبیه‌سازی کردند و در این تحقیق اثر میزان شوری محیط آبده تحت تزریق بر زمان شروع جابه‌جایی طبیعی مورد بررسی قرار گرفته شد. برای این کار، شش سناریو با محوریت تفاوت در درصد شوری آبده و ثابت نگه داشتن سایر متغیرهای درگیر درون فرآیند مطالعه شد. نتایج بدست آمده از سناریوها، نشان دهنده افزایش درصد نمک محلول با تغییر مقادیر چگالی و لزجت سیال و سپس تأخیر در شروع جابجایی طبیعی ناشی از نیروی شناوری می‌باشد.

روش تحقیق

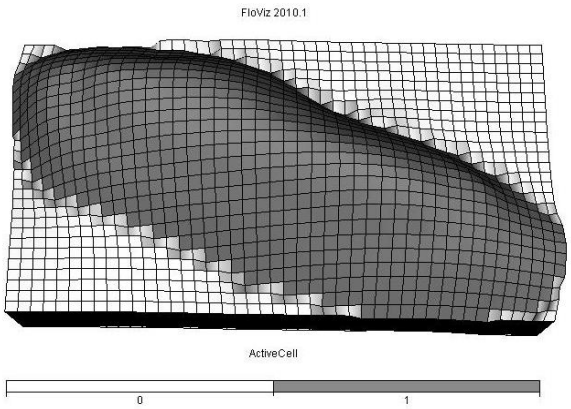
در این پژوهش شبیه‌سازی دفع گاز دی‌اکسیدکربن در آبده یک مخزن نفتی مورد مطالعه قرار می‌گیرد. ذخیره‌سازی دی اکسیدکربن در آبده‌ها برای طولانی مدت انجام می‌شود، لذا گاز تزریقی در حالت‌های مختلفی هم‌چون گاز آزاد، گاز به دام افتاده و گاز محلول در آب می‌تواند دفع گردد. هدف این تحقیق

مطالعه امکان‌سنجی تزریق و دفع دی‌اکسیدکربن در آبده مخازن نفتی می‌باشد. چالش‌هایی که در محاسبات مدل‌سازی تزریق کربن دی‌اکسیدکربن در آبده وجود دارند همانند واکنش های شیمیایی و فرآیندهای مکانیکی پیچیده نیاز به بررسی‌های مختلف دارد. دی‌اکسیدکربن تزریقی باعث تغییر فشار و کیفیت آب آبده می‌گردد و بخشی از آب آن‌را به طرف مخزن می‌راند. همچنین خطر نشت این‌گاز از مسیرهای پرتراوا مانند گسل‌ها و شکاف‌ها وجود دارد که خطرات محیط‌زیستی مانند آلوده‌سازی آب‌های زیرزمینی و یا تغییر اکوسیستم می‌گردد.

معرفی مدل شبیه سازی

شبیه سازی برای مطالعه پتانسیل ذخیره سازی دی‌اکسیدکربن در آبده یک مخزن نفتی توسط مدل شبیه سازی ترکیبی[1] با استفاده از نرم افزار اکلیپس ۳۰۰ [2] انجام شده است. ساختار زمین شناسی مورد مطالعه بخشی از سازند آسماری می‌باشد. سکتور مورد مطالعه از مخزن مورد نظر به طول تقریبی ۱۹/۲ کیلومتر و عرض تقریبی ۱۳ کیلومتر انتخاب شده و با ۱۲ لایه دارای ضخامت تقریبتی ۳۰۰ متر می باشد. این سکتور شامل چاه‌های تولیدی و تزریقی مختلف در سناریوهای متفاوت است و دارای آبده بسیار قوی می‌باشد.

در شکل ۲ شماتیک کلی مدل نشان داده شده است. بخش تیره رنگ، گرید بلاک های فعال مدل مخزن می باشد.



شکل ۲- شماتیک کلی مدل مخزن مورد مطالعه

Figure 2- General illustration of the studied reservoir

1- Compositional Simulator
2- Eclipse 300

جدول ۱- مشخصات مدل مخزن

Table 1- Reservoir model properties

مشخصه	مقدار
اندازه گریدها در جهت X	۴۲۷ متر
اندازه گریدها در جهت Y	۳۶۶ متر
اندازه گریدها در جهت Z	۱۳ متر
تعداد گریدها در جهت X	۴۴ عدد
تعداد گریدها در جهت Y	۲۷ عدد
تعداد گریدها در جهت Z	۲۴ عدد

جدول ۲- خصوصیات کلی سازند

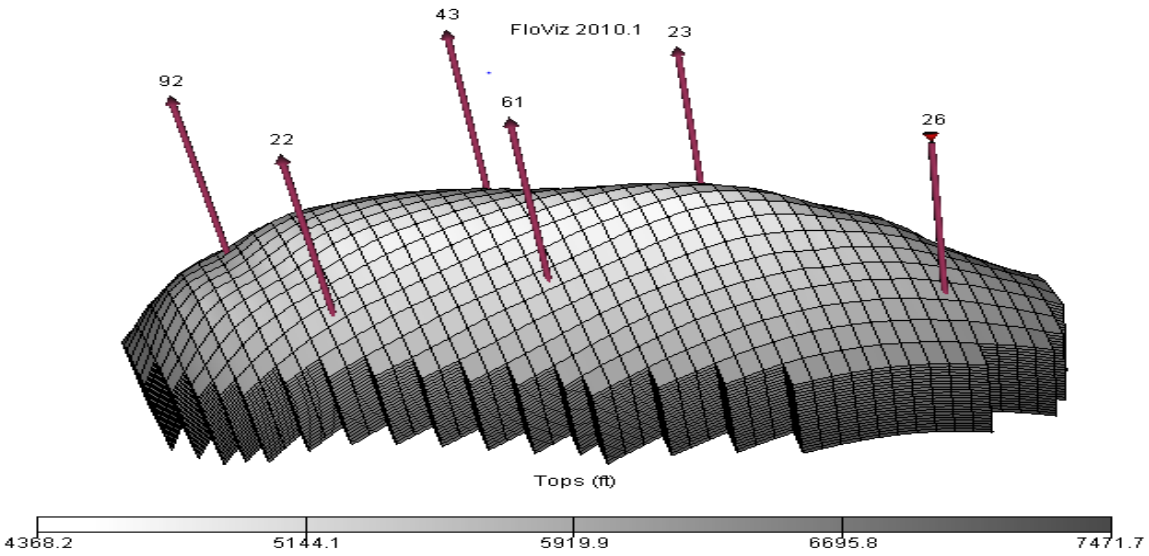
Table 2- General characteristics of the formation

ویژگی	مقدار
تخلخل متوسط	۱۲ درصد
تراوایی افقی	۲۴ میلی دارسی
تراوایی عمودی	۴,۵ میلی دارسی
سطح تماس آب-نفت	۱۹۰۰ متر
عمق مبنا	۱۳۵۴ متر
فشار در عمق مبنا	۲۱۹ بار

از میان پارامتر های متعدد تاثیر گذار بر ذخیره سازی در این مطالعه با توجه به ساختار مدل و پارامتر های تحت کنترل، تعداد چاه ها، فاصله‌ی چاه ها، ایجاد چاه افقی و تزریق تناوبی بررسی شده است. هدف کلی از این مطالعه دفع میزان (۳e+۱۱ مترمکعب استاندارد) از گاز دی‌اکسیدکربن به‌مدت ۳۰ سال می‌باشد. مخزن مورد مطالعه که مشخصات آن در جدول ۱ آورده شده به یک آبده با مدل فتکویج در عمق ۱۹۲۰ متری و فشار ۳۴۵ بار درون بخش مخزنی متصل می باشد. مدل مورد مطالعه سکتوری از سازند آسماری است که مشخصات کلی آن در جدول ۲ بیان شد.

شبیه سازی به روش ترکیبی و مدل سیال توسط معادله حالت ساو – ردلیش – کوانگ[3] بهبود یافته تهیه شده است. در شکل ۳ مدل مورد استفاده در این تحقیق و موقعیت چاه‌های فعلی در قسمت مورد مطالعه آورده شده است.

3- Soave-Redlich-Kwang (SRK)



شکل ۳- مدل مخزن و موقعیت چاه های آن

Figure 3. Reservoir model and location of its wells

نفوذ آبده به مخزن و نحوه اتصال آن به مخزن در شکل ۳ نشان داده شده است. آبده مخزن با مدل فتکویچ در عمق ۱۹۲۰ متری شبیه سازی شده است. فشار آبده در عمق مبنا ۳۴۵ بار است و حجم اولیه آب درون آبده برابر ۶×۱۰^{۱۲} بشکه می‌باشد. مدل سیال مخزن شامل ۱۷ جزء می‌باشد. دمای مخزن ۸۸ درجه سلسیوس می باشد.

پارامترهای مورد مطالعه

در این مطالعه همان‌طورکه ذکر شد پارمترهای تحت کنترل مانند نحوه تزریق، ایجاد چاه افقی و تعداد چاه ها بر روی سکتور مخزنی موردمطالعه قرار گرفت و برای هر یک از این پارامتر ها برای دست یافتن به هدف مورد نظر یعنی ذخیره‌سازی $۲/۸\times۱۰^{۸}$ متر مکعب استاندارد گاز دی اکسیدکربن طی حداکثر زمان ۳۰ سال بسته به شرایط مدل هایی ساخته شد. مدل های ایجاد برای هر یک از پارامتر های مورد مطالعه به شرح زیر است:

شرایط تولیدی و تزریقی چاه ها

جهت حصول اطمینان از عدم صدمه دیدگی سازند در اثر تزریق گاز مورد نظر، حداکثر فشار تزریقی در چاه های تولیدی، برابر با فشار شکست سازند یعنی ۵۵۲ بار در نظر گرفته شده‌است. بنابراین تا زمانی که فشار ته چاهی چاه‌های تولیدی پایین‌تر از این مقدار باشند می‌توانند با توجه به پتانسیل تزریق چاه عمل تزریق صورت بگیرد و زمانی که فشار ته چاهی به این حد برسد میزان نرخ گاز تزریقی به‌طور تدریجی کم می‌شود تا بتواند همواره فشار ته چاهی را با توجه به محدودیتی که تعریف شده کنترل نماید. سناریوهای شبیه‌سازی به شرح زیر می باشد:

- تزریق دی اکسیدکربن توسط چاه عمودی
- تزریق دی اکسیدکربن توسط چاه افقی
- تزریق دوره ای
- بررسی افزایش فاصله مابین چاه ها

سناریوی اول - تزریق توسط چاه عمودی

در این سناریو به منظور انجام آنالیز حساسیت چهار حالت متفاوت مقایسه شده است که در این چهار حالت تعداد چاه ها به‌ترتیب برابر با ۱، ۲، ۴ و ۶ چاه تزریقی می باشد و به ترتیب با نام های حالت ۱، حالت ۲، حالت ۳ و حالت ۴ نام گذاری شده اند. موقعیت چاه های تزریقی بر اساس ساختار پتروفیزیکی سازند و همچنین وضعیت آبده انتخاب شده است. تمامی این چاه های تزریقی در آبده تکمیل شده و تزریق‌گازدی‌اکسیدکربن تنها در آبده انجام می شود.

سناریوی دوم – تزریق توسط چاه افقی

در این سناریو به منظور افزایش پتانسیل تزریق دی اکسیدکربن از چاه های افقی استفاده گردیده است. اگر چه حفاری چاه‌های افقی مستلزم هزینه های بالاتری است لیکن در مطالعات شبیه سازی راهی برای اثبات این قضیه است که ایجاد چنین چاه هایی می تواند توان تولیدی یا تزریقی را به‌شدت افزایش دهد.
در این سناریو جهت بررسی این موضوع دو حالت در نظر گرفته شده است که از لحاظ تعداد چاه ها متفاوت می باشند.

سناریوی سوم – تزریق دوره ای

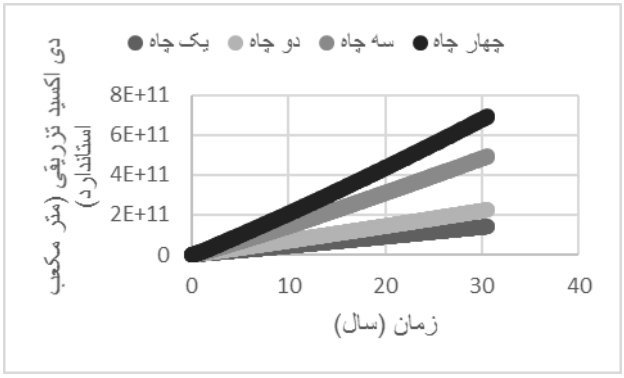
با توجه به پتانسیل تزریق موارد ذکر شده در حالت مبنا و هدف از پیش تعیین شده و همچنین رفتار دبی تزریقی نحوه ی تزریق چاه ها به‌صورت دوره ای تعریف شد. در این حالت یک روش مورد مطالعه قرار گرفت. مطالعه شامل یک چاه تزریقی می باشد. نحوه تزریق به‌این‌صورت است که مدت زمان کل ۳۰ سال به ۶ قسمت مساوی تقسیم شده است و هر چاه در بازه‌ی زمانی ۵ ساله باز و بسته می شود. این زمان بسته شدن در واقع به آبده این مهلت را می دهد که از لحاظ غلظت دی اکسیدکربن و فشار به حالت تعادل رسیده و برای دوره‌ی بعدی تزریق بتواند پتانسیل بیش‌تری در بدام انداختن دی‌اکسیدکربن داشته باشد.

سناریوی چهارم – فاصله چاه ها

در اینجا با توجه به نتایج شبیه سازی های انجام شده فرض برآن بود که در این سکتور مخزنی افزایش فاصله چاه ها می تواند ما را در دست یابی به هدف مورد نظر یاری دهد. برای این منظور با در نظر گرفتن شرایط اولیه مخزن و سطح مشترک آب و نفت چهار چاه عمودی طوری در مخزن تعریف شده اند که حتی امکان بیش‌ترین فاصله را با هم داشته باشند. دلیل این انتخاب این‌است‌که با تزریق گاز به‌طور تدریجی افزایش‌فشار در آبده دیده می شود و این افزایش فشار موجب کم شدن پتانسیل تزریقی چاه ها می شود و زمانی که فاصله چاه ها به اندازه کافی زیاد باشند میزان تاثیر چاه‌ها از یکدیگر کم‌تر شده و در نتیجه می‌توان گاز بیش‌تری را با توجه به شرایط کنترل چاه‌ها تزریق نمود. از طرفی می‌توان نتایج این قسمت را با نتایج حالت ۳ از روش مبنا که در آنجا نیز تعداد چاه ها برابر ۴ ولی با فاصله‌ی کم‌تر می‌باشند مقایسه کرد.

بحث و نتیجه گیری

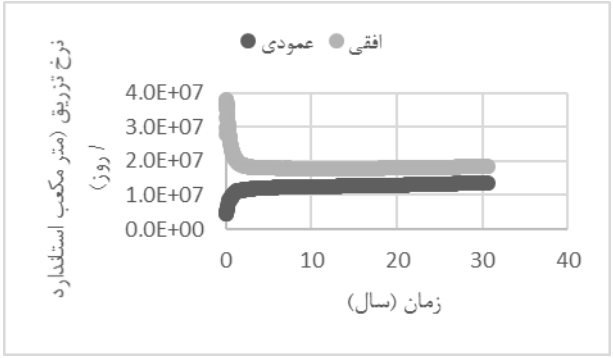
در سناریوی اول که تزریق دی اکسیدکربن در آبده توسط چاه های عمود است تزریق گاز موجب افزایش فشار آبده و در نتیجه تقویت آن می‌شود. شکل ۴ بیان‌گر دبی تزریقی بر حسب زمان در هر یک از ۴ مورد شبیه سازی شده می باشد.
افزایش تعداد چاه‌های تزریقی، نرخ تزریق بالا رفته و حجم دی‌اکسیدکربن تزریق شده در آبده افزایش می‌یابد. شکل ۵ بیان‌گر میزان‌دی‌اکسیدکربن کل تزریقی بر حسب زمان برای هریک از ۴ مورد شبیه‌سازی شده می‌باشد.
با افزایش تعداد چاه‌های تزریقی، نرخ تزریق بالا رفته و حجم دی‌اکسیدکربن تزریق شده در آبده افزایش می‌یابد. شکل ۵ بیان‌گر میزان‌دی‌اکسیدکربن کل تزریقی بر حسب زمان برای هریک از ۴ مورد شبیه‌سازی شده می‌باشد.



شکل ۴- نمودار نرخ تزریق در سناریوی تزریق توسط چاه های عمودی

Figure 4. Injection rate plot in vertical injection wells scenario

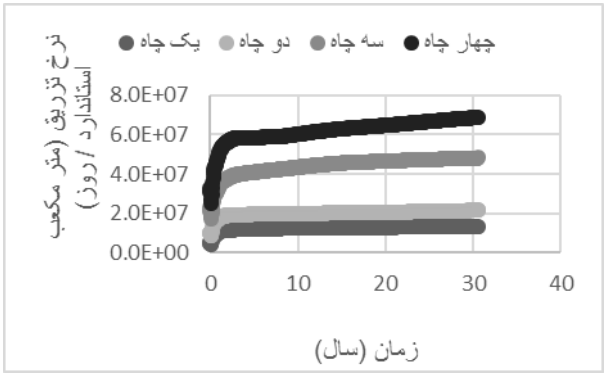
در این بخش نتایج سناریوی تزریق دی اکسیدکربن با چاه افقی بیان می گردد. یکی از راه های افزایش پتانسیل تولید و تزریق در مخازن و سازندهای زمین شناسی تبدیل چاه های عمودی به افقی می‌باشد. در این مطالعه دو حالت چاه افقی در مدل مخزن مورد نظر جهت تزریق گازدی اکسیدکربن در آب انتخاب گردید. در حالت اول که فقط یک چاه افقی دارد میزان گاز تزریقی به مقدار حجم هدف ما نمی‌رسد. بنابراین نیاز به حفر چاه‌های بیش‌تری است که در حالت دو، تزریق دی اکسیدکربن با دو چاه افقی بررسی می شود. با توجه به شکل ۶ دبی تزریقی



شکل ۶- نرخ دبی تزریق با یک چاه افقی و مقایسه با حالت عمودی

Figure 6- Comparing Horizontal and vertical Injection rate

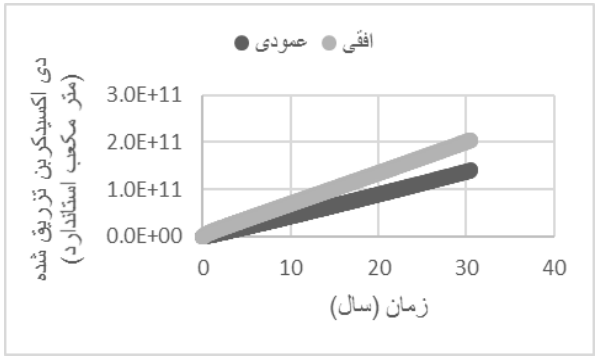
حالت دوم شامل دو چاه تزریقی افقی در آبده مخزن برای تزریق گاز دی اکسیدکربن شبیه سازی شده است. همان‌طور که مشخص است ایجاد دو چاه افقی برای تزریق میزان گاز



شکل ۵- تزریق تجمعی بر حسب سال برای تزریق با چاه های عمودی

Figure 5. Cumulative injection rate VS. year with the vertical injection wells

این چاه و مقایسه آن با دبی تزریقی چاه عمودی متوجه رفتار متفاوتی خواهیم شد. در چاه افقی دبی از یک مقدار بیشینه شروع به کاهش نموده و در یک مقدار مشخص ثابت شده است که نشان دهنده این می‌باشد که در موارد تزریق گاز دی اکسیدکربن درون این مدل خاص می‌توان با دبی ثابت و با استفاده از چاه افقی عمل تزریق در شرایط ایمن را انجام داد. شکل ۶ بیان‌گر مقایسه دبی تزریقی دی اکسیدکربن برحسب زمان در حالت تزریق با یک چاه افقی و مقایسه با حالت یک چاه عمودی می باشد.

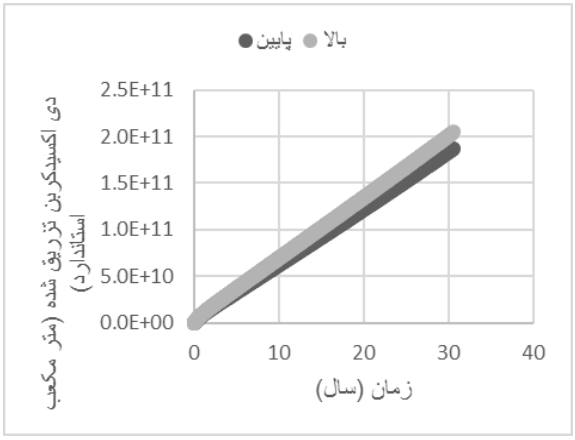


شکل ۷- تزریق تجمعی با یک چاه افقی و مقایسه تزریق با چاه عمودی

Figure7. Comparing Cumulative injection rate of a horizontal well and vertical injection rate

مورد نظر کافی می باشد و می توان بجای ۴ چاه عمودی از دو چاه افقی استفاده نمود. در سناریوی چاه عمودی، چاه در تمام بخش آبده مشبک‌کاری شده است اما در سناریوی چاه افقی

مشبک‌کاری چاه در بخش بالای آبده و بخش پایین انجام گردیده است تا تاثیر محل مشبک‌ها بررسی گردد.



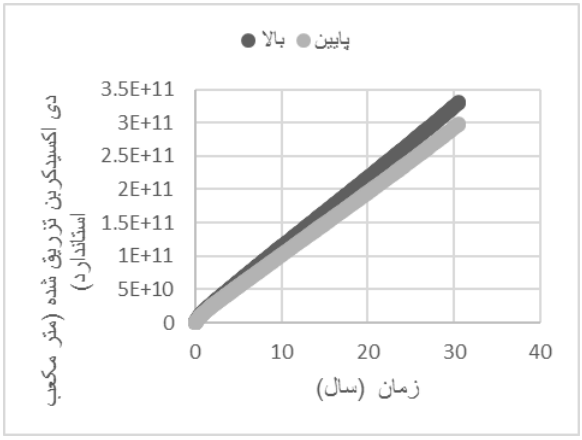
شکل ۸- تزریق در حالات مختلف تکمیل چاه با یک چاه تزریقی

Figure 8- Injection in different well completion cases with one injection well

شکل ۸ نمودار خاکستری برای تکمیل چاه در بخش بالایی آبده و نمودار مشکی برای تکمیل چاه در بخش زیرین آبده است که مشاهده می‌شود کل مقدار دی‌اکسیدکربن ذخیره‌شده در حالت تکمیل چاه (مشبک‌کاری) در لایه‌های فوقانی آبده بیش‌تر می‌باشد. اختلاف ارتفاع درراستای محور (Z) برای مشبک کاری حدود ۱۶۴ فوت است که تأثیر آن بر مقدار ذخیره‌سازی کاملاً مشخص می‌باشد.

شکل ۹ نمودار مشکی جهت مشاهده مقدار تزریق گاز دی‌اکسیدکربن توسط چاه تکمیل شده در بخش بالایی آبده و نمودار خاکستری برای مقدار تزریقی با تکمیل چاه در بخش زیرین آبده است که مشاهده می‌شود کل مقدار دی‌اکسیدکربن ذخیره شده در حالت تکمیل چاه (مشبک‌کاری) در لایه‌های فوقانی آبده بیش‌تر می‌باشد.

هنگامی‌که گاز دی‌اکسیدکربن وارد آبخوان در نزدیکی قسمت غیر قابل نفوذ بالایی می‌شود، به احتمال زیاد به مهاجرت در قسمت‌های با شیب بالا برای مسافت‌های طولانی ادامه می‌دهد و در نتیجه ممکن است نهایتاً راه خروج را پیدا کند. در مقابل، زمانی‌که در نیمه پایین آبخوان تزریق می‌شود، جریان گرانش



شکل ۹- تزریق مابین حالات مختلف تکمیل چاه با دو چاه تزریقی

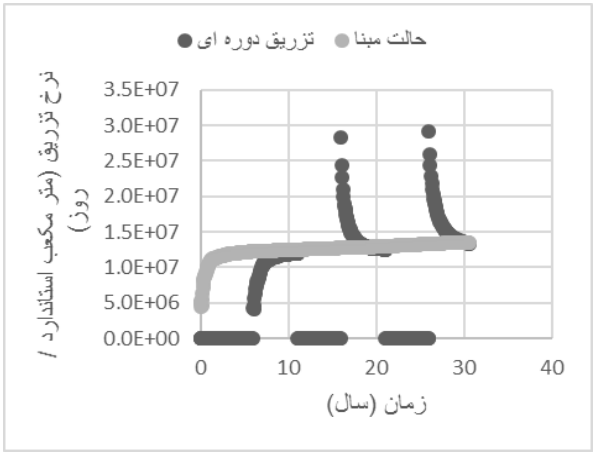
Figure 9. Injection between different cases of well completion with two injection wells

محور، قبل از اینکه گاز بتواند به بالای آبخوان مهاجرت کند، به طور پیوسته مقدار گاز همراه را کاهش می‌دهد.

در سناریوی سوم تنها یک چاه تزریقی عمودی جهت ذخیره سازی دی اکسید کربن دارد. همان‌طورکه از شکل ۱۰ مشخص می‌باشد، بعد از تزریق دوره اول و بسته شدن چاه و بعد از آن، دبی در دوره تزریق به شدت افزایش پیدا کرده است که این پدیده به علت کاهش یافتن فشارمخزن در دوره بسته شدن چاه و هم چنین فراهم شدن زمان مناسب و کافی برای توزیع عرضی گاز دی‌اکسیدکربن تزریق شده در آبده می‌باشد. طبق مشاهدات دبی تزریقی نهایی نزدیک به دبی تزریقی نهایی در حالت پیوسته می باشد. شکل ۱۰ نشان دهنده‌ی دبی تزریقی کل می‌باشد که با حالت مبنا از تزریق پیوسته دی اکسید کربن با یک چاه مقایسه شده است. شکل ۱۱ بیان‌گر میزان کل تزریقی گاز بر حسب زمان در این مورد می باشد.

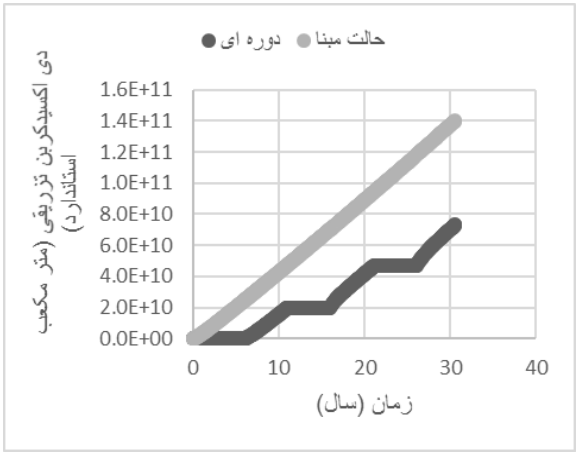
در بخش آخر که سناریوی چهارم است هدف اصلی بررسی تأثیر فاکتور فاصله بین چاه ها بر پتانسیل تزریق می‌باشد. دلیل این انتخاب تعدادچاه‌ها و همچنین امکان رسیدن به هدف مورد نظر است. با انتخاب این مورد بر اساس موقعیت سکتور مورد

نظر و همچنین وضعیت آبده فاصله چاه ها به‌گونه ای انتخاب شد که بیش‌ترین فاصله مورد قبول را با هم داشته باشند.



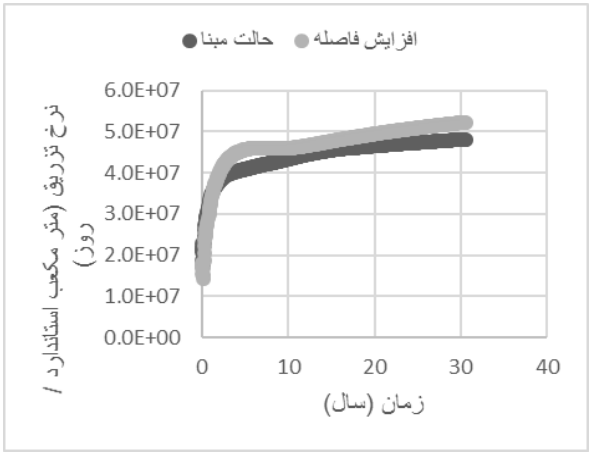
شکل ۱۰- مقایسه دبی تزریقی کل با یک چاه تزریقی

Figure 10- Comparing total injection rate with one injection well



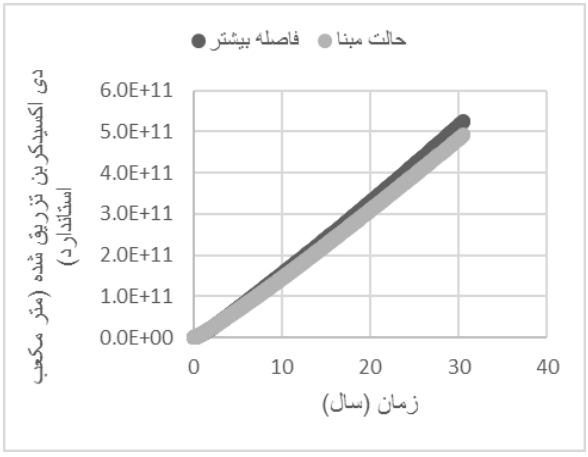
شکل ۱۱- میزان کل تزریقی گاز بر حسب زمان

Figure 11- Amount of total gas injection VS. time



شکل ۱۲- دبی تزریقی کل گاز در مقایسه با حالت ۳ در مبنا

Figure 12. Total gas injection rate in comparison Injection rate with case3



شکل ۱۳- میزان کل گاز تزریقی در مقایسه با حالت ۳ در مبنا

Figure 13.Total amount of injected gas in comparison with case 3

همان‌طورکه از شکل ۱۲ مشخص می‌باشد، با افزایش فاصله چاه ها تغییر محسوسی در دبی تزریقی ایجاد نمی شود. شکل ۱۳ بیانگر میزان کل گاز تزریقی به سکتور مورد نظر می باشد و با توجه به شکل با افزایش فاصله چاه ها در این مورد میزان کل گاز تزریقی تنها ۶ درصد افزایش پیدا کرده است.

نتایج حاصل از روش های مختلف تزریق جهت ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن برای مقایسه در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۳- مقدار دی اکسید کربن تزریقی در چهار حالت

Table 3. Amount of injected co2 for 4 cases

	مقدار دی اکسیدکربن تزریق شده (SM3) در ۳۰ سال							
حالات مختلف	یک چاه		دو چاه		چهار چاه		شش چاه	
حالت مبنا	۱/۴e+۱۱		۲/۳e+۱۱		۴/۹e+۱۱		۶/۹e+۱۱	
تزریق افقی	۲e+۱۱		۳/۳e+۱۱		-		-	
تزریق تناوبی	۷/۳e+۱۰		-		-		-	
فاصله چاه ها	-		-		۵/۳e+۱۱		-	

نتیجه گیری نهایی

در این تحقیق شبیه سازی تزریق و ذخیره سازی میزان مشخصی از گاز دی اکسیدکربن طی زمان محدودی به آبده یکی از مخازن نفتی موردبررسی قرار گرفت. برای این منظور، سکتور مدل مخزنی از سازند آسماری که شامل آبده می‌باشد انتخاب و شبیه سازی ها به روش ترکیبی توسط شبیه ساز تجاری اکلیپس ۳۰۰ انجام گردید. باتوجه به بررسی و شبیه سازی انجام شده نتایج زیر قابل استنتاج می‌باشد:

۱) برای ذخیره سازی دی اکسیدکربن در آبده مخازن با توجه به ساختار مخزن و همچنین هدف مورد نظر ابتدا باید موقعیت مناسب چاه ها انتخاب گردد. انتخاب بهینه موقعیت چاه ها در رسیدن به هدف مورد نظر بسیار تاثیر گذار است.

۲) برای مطالعه شبیه سازی پارامتر های زیادی به عنوان ورودی نرم افزار معرفی می گردند برای مثال در این مورد یکی از این پارامترها میزان انحلال گاز دی اکسیدکربن در آب می باشد. قبل از انجام شبیه سازی ها، ابتدا باید این عدم قطعیت ها را تا حد امکان پایین‌آورد.

۳) طبق نتایج حاصل از شبیه سازی، ایجاد دو چاه افقی (۳/۳e+۱۱ مترمکعب استاندارد) نسبت به دو چاه عمودی (۲/۳e+۱۱ مترمکعب استاندارد) می تواند تا حد زیادی پتانسیل تزریق را افزایش دهد. در این مورد با ایجاد دو چاه افقی می‌توان به هدف از پیش تعیین‌شده‌رسید و افزایش چاه در حالت افقی به‌دلیل هزینه های بالای این مدل حفاری مقرون بصرفه نمی‌باشد.

۴) تکمیل چاه نقش مهمی در تصمیم گیری سرنوشت گاز دی اکسید کربن پس از تزریق ایفا می کند. با توجه به نتایج، تکمیل درقسمت فوقانی دارای بازده بیشتر بوده اما بدلیل امکان نشت گاز به بخش فوقانی مخزن و با توجه به اهمیت ماندگاری گاز در مخزن تکمیل در قسمت تحتانی پیشنهاد می شود.

۵) یکی از راه های افزایش دبی تزریقی، تزریق دوره ای می باشد. در این مطالعه تزریق دوره ای باعث افزایش دبی تزریقی طی دوره‌های تزریق می شد اما در مقدار ذخیره سازی نهایی نتایج کمتری مشاهده شد (۷/۳e+۱۰ متر مکعب استاندارد).

۶) به‌طور کلی با استفاده از دو چاه افقی و یا ایجاد۴ چاه عمودی می توان به هدف مورد نظر که مقدار (۳e+۱۱ مترمکعب استاندارد) از ذخیره سازی دی‌اکسیدکربن در بازه زمانی ۳۰ ساله می‌باشد دست یافت.

۷) ماندگاری دی اکسیدکربن تزریقی در آبده و همچنین انحلال پذیری بالای این گاز در آب درون سازند آبده مخازن که تحت شرایط فشاری و دمایی مناسبی هستند یکی از بهترین گزینه ها برای دفع و ذخیره سازی دی اکسیدکربن می باشد.

Reference

1. Cakici M. D., Co-optimization of oil recovery and carbon dioxide storage, Graduate Thesis, Stanfor University, pp. 1-2 and 51-52, 2003.
2. IPCC Special Report, Carbon dioxide capture and storage, Cambridge University Press, New York, pp. 19, 197-202 and 208, 2005.
3. Gupta A., Capacity and constraints for carbon dioxide sequestration in aquifers and depleted oil/gas reservoirs in carbonate environment, SPE 135595, 2010.
4. Energy Management Group, Hydrocarbon balance sheet of the country, 2008, International Institute for Energy Studies, p. 511, 2009. (In Persian)
5. Trends in global CO2 emissions: 2016 Report, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Http://www.pbl.nl/en/publications/trends-in-global-co2-emissions-2016-report.
6. Gunter, W.D., Bachu, S., Law, D.H.-S., Marwaha, V., Drysdale, D.L., MacDonald, D.E., and McCann, T.J., Technical and economic feasibility of CO2 disposal in aquifers within the Alberta sedimentary basin, Canada Energy Conversion & Management, 37:1135–1142, 1996.
7. Han, W.S. and McPherson, B.J., Optimizing geologic CO2 sequestration by injection in deep saline formations below oil reservoirs. Energy Conversion and Management, 50(10): 2570-2582. 2009.
8. Bachu, S. et al., CO2 storage capacity estimation: Methodology and gaps. International Journal of Greenhouse Gas Control, 1(4): 430-443, 2007.
9. Bachu, S., Sequestration of CO2 in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. Energy Conversion & Management, 41: 953-970, 2000.
10. S.L. Bryant, S. Lakshminarasimhan, G.A.Pope, Buoyancy Dominated Multiphase Flow and Its Impact on Geological Sequestration of CO2.SPE 99938, the 2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 22–26 April 2006.
11. Ülker, E.B., Alkan, H., Pusch, G.: Implications of the phase-solubility behaviour on the performance predictions of the CO2 trapping in depleted gas reservoirs and aquifers. In: SPE 107189-MS SPE/EAGE Annual Conference & Exhibition, UK, 11–14 June 2007.
12. Kumar, A., R. Ozah, M. Noh, G. A. Pope, S. Bryant, K. Sepehrnoori and L. W. Lake. "Reservoir Simulation of CO2 Storage in Deep Saline Aquifers," SPE 89343 presented at SPE/DOE 14th Symp. Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, 17-21 Apr. 2004.
13. Pruess, K., Xu, T., Apps, J., and Garcia, J., "Numerical Modeling of Aquifer Disposal of CO2," SPE Journal, SPE 83695, pp 49-60, March 2003.
14. Bachu, S., Gunter, W. D., and Perkins, E. H., "Aquifer Disposal of CO2: Hydrodynamic and Mineral Trapping," Energy Conversion and Management, Vol 35, pp 269–279, 1994.
15. Jamshidi S. et al, "Simultaneous Optimization of Gas Extraction and Carbon Dioxide Storage in Natural Gas Reservoirs", Journal of Oil

Research, No. 82, pp. 191-200, November 2013. (In Persian)

16. Yee Soong, Bret H. Howard, Sheila W. Hedges, Igor Haljasmaa, Robert P. Warzinski, Gino Irdi,Thomas R. McLendon, “CO2 Sequestration in Saline Formation” Aerosol and Air Quality Research, Vol 14: pp 522–532, 2014.
17. Seyyed Mostafa Jafari Rad et al., Simulation of natural displacement in acid extraction process into the aquifer, Oil Research Journal, June 2012. (In Persian)