

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
مجری: هم‌اندیشان انرژی‌کیما ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
www.Reservoir.ir

## بررسی اثرات ژئومکانیکی ناشی از افزایش فشار منفذی بر اثر تزریق سیال (مطالعه موردی چند مخزن نفتی دنیا)

مسعود کریم نژاد<sup>۱</sup>، مصیب کمری<sup>۲</sup>، شاهین پرچه خواری<sup>۳</sup>

شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز  
masoud\_karimnezhad@yahoo.com

### چکیده:

تزریق سیالات مختلف به مخازن هیدروکربونی به منظور ازدیاد برداشت یا به منظور دفن زیرزمینی گازهای گلخانه‌ای همچون دی‌اکسیدکربن موجب افزایش فشار منفذی شده و به تبع آن تنش‌های موثر در مخزن محل تزریق سیال و نیز در پوش‌سنگ بالای آن کاهش یافته و لذا احتمال وقوع شکستگی در سنگ و در نتیجه عدم موفقیت پروژه کاهش می‌یابد. به منظور پیش‌بینی حداکثر فشار مجاز (حداکثر فشار قابل تحمل برای حفظ ایمنی پروژه تزریق و جلوگیری از وقوع گسیختگی در سنگ‌ها) بایستی از مدل‌سازی ژئومکانیکی مخزن و پوش‌سنگ بالای آن استفاده نمود. در این مقاله به بررسی و مقایسه فشار اولیه و مقدار افزایش فشار مخزن بر اثر تزریق سیال و تعیین حداکثر فشار قابل تحمل و نیز وقوع یا عدم وقوع گسیختگی در سازندها در قالب مطالعه موردی چند مخزن نفتی دنیا پرداخته شده است. مطالعات انجام شده با استفاده از مدل‌سازی ژئومکانیکی صورت گرفته‌اند. از نتایج این تحقیق می‌توان جهت انجام مدل‌سازی‌های ژئومکانیکی-مخزنی مشابه به منظور پیش‌بینی فشار آستانه تحمل در عملیات ذخیره‌سازی زیرزمینی دی‌اکسید در مخازن تخلیه شده داخل کشور و نیز در پروژه‌های ازدیاد برداشت استفاده نمود.

<sup>۱</sup> کارشناسی ارشد مهندسی نفت

<sup>۲</sup> کارشناسی ارشد مهندسی نفت

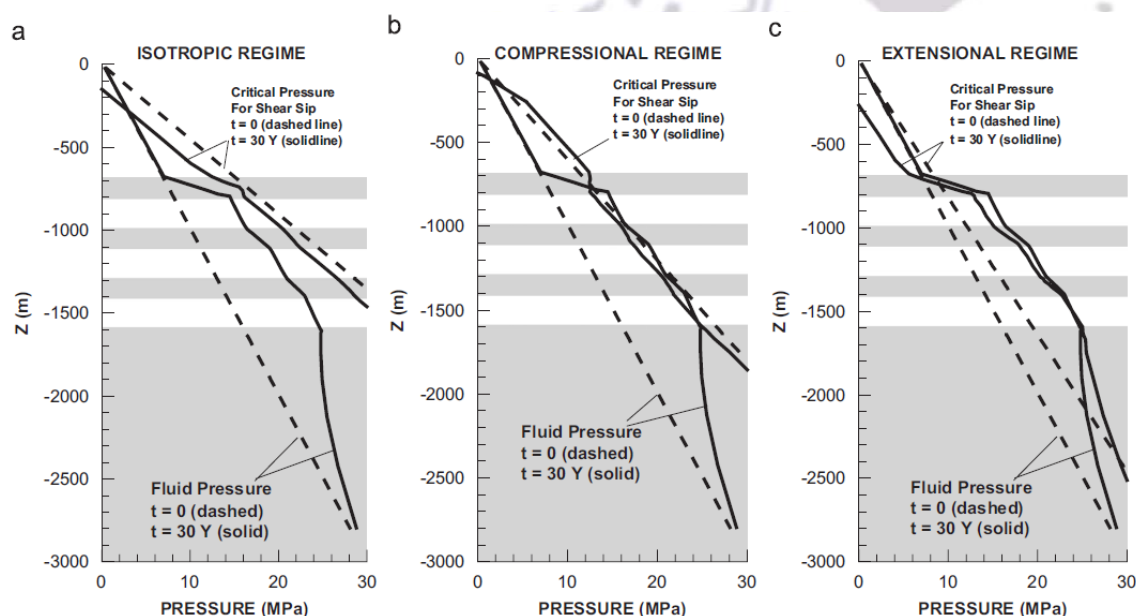
<sup>۳</sup> کارشناسی ارشد مهندسی نفت

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir

## ۱- مقدمه

راتکوئیست و همکاران [۱] در سال ۲۰۰۸ میلادی با استفاده از شبیه‌سازی مخزن-ژئومکانیکی به بررسی احتمال وقوع گسیختگی کششی و برشی بر اثر تزریق  $\text{CO}_2$  به سازند اوتسیرا در میدان گازی اسلیپنر در دریای شمال به مدت ۳۰ سال پرداختند. تزریق در عمق ۱۶۰۰ متری ( $Z = -1600\text{m}$ ) انجام شده است.

شکل ۱ فشار اولیه (در لحظه شروع تزریق) و فشار نهایی سیال را همراه با فشار آستانه تحمل محاسبه شده که بالاتر از آن موجب شکست برشی می‌شود برای سه رژیم تنش مختلف (رژیم تنش همسانگرد، فشاری، و کششی) نشان می‌دهد. خط‌چین‌ها مربوط به لحظه شروع تزریق و خطوط توپر مربوط به پایان دوره ۳۰ ساله تزریق  $\text{CO}_2$  هستند:

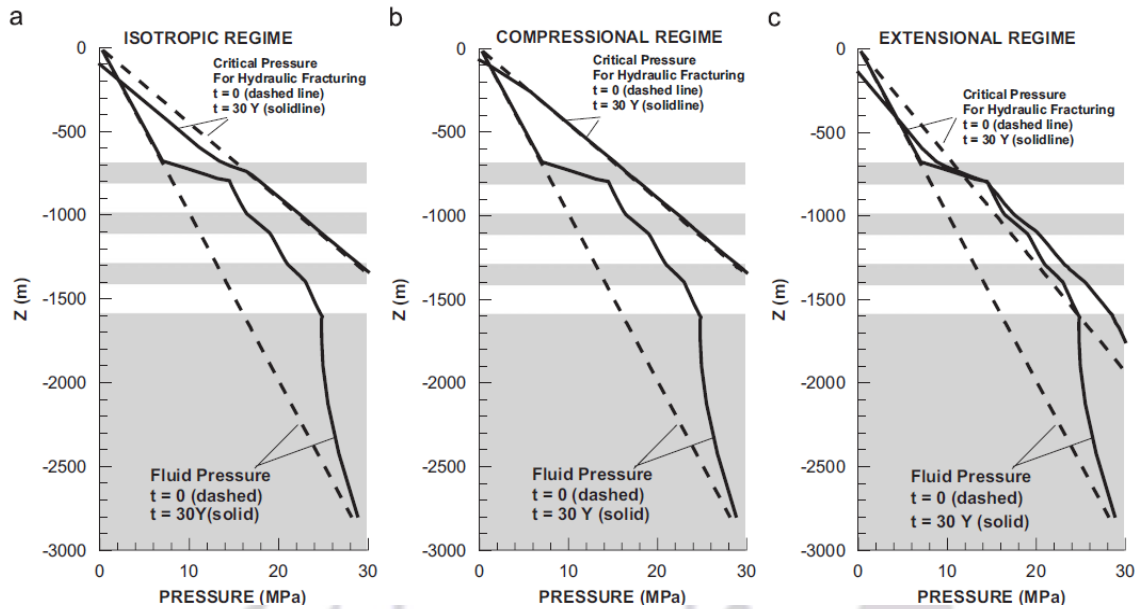


شکل ۱: پروفایل قائم (در  $X=0$ ) فشار سیال و فشار بحرانی سیال برای گسیختگی برشی (لغزش) در امتداد شکاف‌های موجود در شرایط اولیه (خطوط منقطع) و پس از ۳۰ سال تزریق (خطوط توپر) [۱].

به عنوان مثال طبق شکل ۱ مخزن از عمق ۱۴۰۰ تا ۱۶۰۰ متری بر اثر تزریق  $\text{CO}_2$  دچار شکست برشی می‌شود.

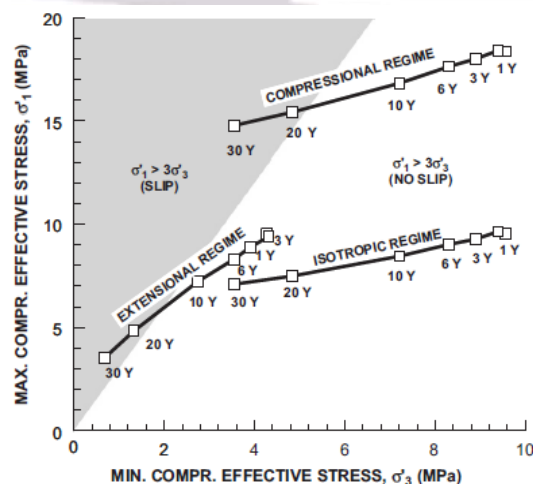
شکل ۲ فشار اولیه (در لحظه شروع تزریق) و فشار نهایی سیال را همراه با فشار آستانه تحمل محاسبه شده که بالاتر از آن موجب شکست کششی می‌شود برای سه رژیم تنش مختلف نشان می‌دهد. خط‌چین‌ها مربوط به لحظه شروع تزریق و خطوط توپر مربوط به پایان دوره ۳۰ ساله تزریق  $\text{CO}_2$  هستند:

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم‌اندیشان انرژی‌کیما ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir



شکل ۲: پروفایل قائم (در  $X=0$ ) فشار سیال و فشار بحرانی سیال برای گسیختگی کششی (شکاف هیدرولیکی) در امتداد شکاف‌های موجود در شرایط اولیه (خطوط منقطع) و پس از ۳۰ سال تزریق (خطوط توپر) [۱].

طبق نتایج این شبیه‌سازی در صورتی که رژیم تنش منطقه کششی یا فشاری باشد پوش سنگ در محل تماس با مخزن (عمق ۸۰۰ متری) پس از ۱۵ تا ۲۰ سال تزریق دچار شکستگی خواهد شد:



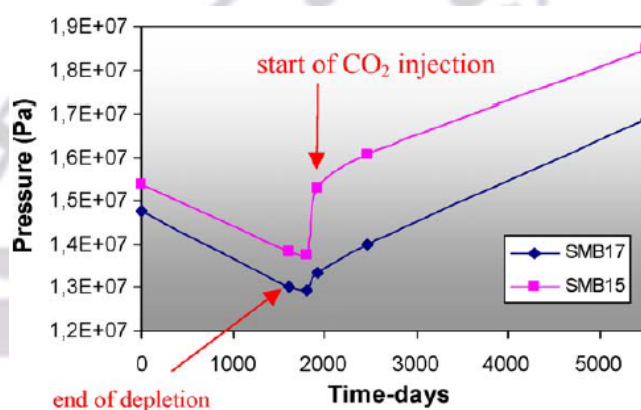
شکل ۳: مسیر تنش اصلی موثر در پوش سنگ در سطح تماس مخزن و پوش سنگ عمق ۸۰۰ متری [۱].

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم‌اندیشان انرژی‌کیما ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir

ویدال-جیلبرت و همکاران [۲] در سال ۲۰۰۹ میلادی با استفاده از مدل‌سازی مخزن-ژئومکانیکی سه‌بعدی به بررسی رفتار ژئومکانیکی سیستم مخزن-پوش‌سنگ بر اثر تولید از مخزن (به مدت حدوداً ۵ سال) و سپس تزریق CO<sub>2</sub> به آن (به مدت حدوداً ۱۰ سال) پرداختند.

سازند محل ذخیره نفت و تزریق CO<sub>2</sub> مورد مطالعه سازند داگر می‌باشد که واقع در میدان نفتی (SMB) Saint- Martin de Bosseay در حوزه پاریس است. فشار اولیه مخزن 14.5 MPa بوده است.

شکل ۴ تغییرات فشار منفذی در محل دو چاه تزریقی SMB15 و SMB17 در مخزن را طی دوره ۵ ساله تولید و سپس دوره ۱۰ ساله تزریق CO<sub>2</sub> نشان می‌دهد:

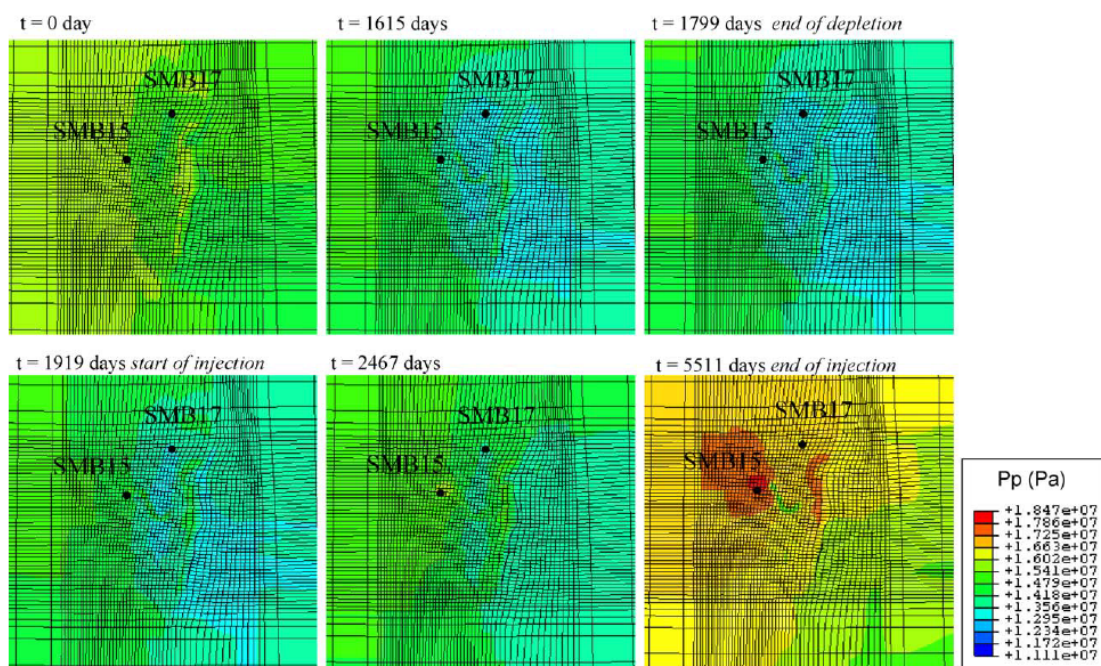


شکل ۴: تغییرات فشار منفذی در چاه‌های تزریقی در مخزن [۲].

همچنین شکل ۵ تغییرات فشار منفذی را در قسمت بالای مخزن طی دوره ۱۵ ساله (تولید و سپس تزریق) نشان می‌دهد:

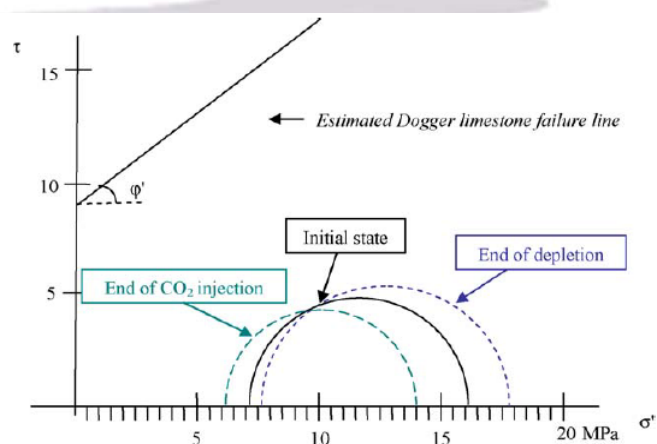
دهد:

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم‌اندیشان انرژی‌کیما ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir



شکل ۵: تغییرات فشار منفذی (پاسکال) در بالای مخزن در طول تولید و تزریق CO<sub>2</sub> [۲].

شکل ۶ تغییرات دایره موهر بر اثر تولید و سپس تزریق سیال به مخزن مورد نظر را نشان می‌دهد. طبق این شکل مخزن دچار هیچ‌گونه شکستگی نمی‌شود زیرا دایره موهر به منحنی شکست برخورد نکرده است:



شکل ۶: مسیر تنش موثر در طول تولید از مخزن و تزریق CO<sub>2</sub> به مخزن در محل چاه SMB17 (نمودار موهر-کلمب) [۲].

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم‌اندیشان انرژی‌کیما ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir

در این سناریو مخزن پس از رسیدن به فشار حداکثری همچنان پایدار خواهد ماند.

طبق نتایج این تحقیق در صورتی که ثابت پوروالاستیک مخزن ( $\beta$ ) برابر با ۰/۵۷ باشد، میزان افزایش فشار منفذی لازم برای فعال شدن گسل موجود در منطقه (وقوع ناپایداری) برابر با  $\Delta P=13$  MPa است.

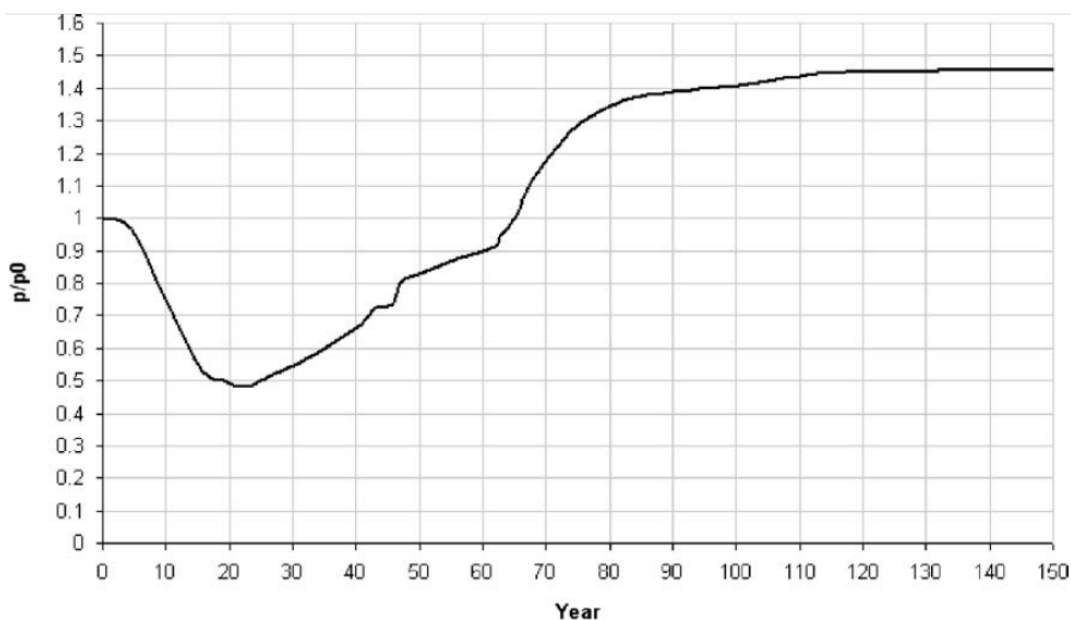
\* ثابت پوروالاستیک مخزن عبارت است از نسبت تغییرات تنش اصلی افقی حداقل به تغییرات فشار منفذی مخزن:

$$\beta = \frac{\Delta \sigma_h}{\Delta p} = b \left( \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \quad (1)$$

فروناتو و همکاران [۳] در سال ۲۰۱۰ میلادی به شبیه‌سازی عملیات تزریق CO<sub>2</sub> (به منظور ذخیره‌سازی) به یک میدان گازی تخلیه شده در حوزه رسوبی پو (Po) در ایتالیا از طریق سه چاه تزریقی پرداختند. هدف آن‌ها بررسی اثرات ژئومکانیکی تزریق CO<sub>2</sub> بود. فشار اولیه 17 MPa بوده است. بیشترین میزان افت فشار حدود 9 MPa بوده که پس از آن یک افزایش بازیافت (Recovery) در حدود 6 MPa در این میدان انجام شده است. عمق متوسط سازند مورد نظر ۱۵۰۰ متر زیر سطح دریا بوده و ضخامت آن بین ۹۰ تا ۱۲۰ متر می‌باشد. در این شبیه‌سازی، تزریق از سال ۲۰۱۲ میلادی شروع شده و با دبی تزریقی انجام می‌شود که فشار منفذی نهایی تا سال ۲۱۰۰ میلادی به بیش از ۴۰ درصد بالاتر از فشار منفذی اولیه برسد.

تولید گاز از اوایل دهه ۱۹۵۰ میلادی آغاز شد و به مدت ۲۲ سال ادامه داشت که در پایان این ۲۲ سال فشار منفذی به حدوداً نصف (50 %) فشار منفذی اولیه کاهش یافت (به 8 MPa رسید). تولید در اوایل دهه ۱۹۷۰ میلادی متوقف شد. پس از آن با ورود جریان طبیعی از آبدۀ اطراف به داخل مخزن فشار افزایش یافت. شروع تزریق CO<sub>2</sub> در شبیه‌سازی از سال ۲۰۱۲ میلادی (۶۲ سال پس از شروع تولید اولیه) قرار داده شده است که در این زمان فشار منفذی ۹۰ درصد فشار اولیه است. از این سال به مدت ۲۸ سال (از سال ۶۲ تا سال ۹۰ شبیه‌سازی) تزریق با دبی ثابت 500000 Sm<sup>3</sup>/day انجام می‌شود و سپس به مدت ۳۰ سال (از سال ۹۰ تا سال ۱۲۰ شبیه‌سازی) دبی تزریق به تدریج کاهش می‌یابد تا اینکه فشار مخزن به بیش از ۴۰ درصد بالاتر از فشار اولیه‌اش برسد، آنگاه تزریق متوقف می‌شود (از سال ۱۲۰ تا ۱۵۰ شبیه‌سازی) تغییر فشار قابل توجهی وجود ندارد. در شکل ۷ تغییرات فشار مخزن (نسبت فشار مخزن در هر زمان به فشار اولیه مخزن) رسم شده است:

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم‌اندیشان انرژی‌کیما ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir



شکل ۷: نسبت فشار منفذی متوسط به فشار منفذی اولیه در مخزن (فشار اولیه مخزن ۱۷ MPa بوده است) [۳].

در این تحقیق احتمال وقوع شکست برشی در مخزن یا پوش‌سنگ با ضریب ایمنی زیر بیان شده است:

$$\chi = 1 - \frac{\tau_m}{\underbrace{c \cos \phi + (\sigma_1 + \sigma_3) \sin \phi / 2}_{\tau_m^*}} = 1 - \frac{\tau_m}{\tau_m^*} \quad (2)$$

که  $\tau_m$  بزرگترین تنش برشی موجود،  $\tau_m^*$  حداکثر تنش برشی مجاز، و  $\chi$  ضریب ایمنی گسیختگی برشی در سنگ است. هر چه  $\chi$  عدد کوچکتری باشد احتمال وقوع گسیختگی برشی بیشتر است. وقتی این ضریب صفر شود گسیختگی برشی رخ می‌دهد.

همچنین احتمال وقوع شکست کششی در مخزن یا پوش‌سنگ با ضریب ایمنی زیر بیان شده است:

$$\psi = \frac{\sigma_3}{\sigma_{3,0}} \quad (3)$$

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم‌اندیشان انرژی‌ی کیمیا ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir

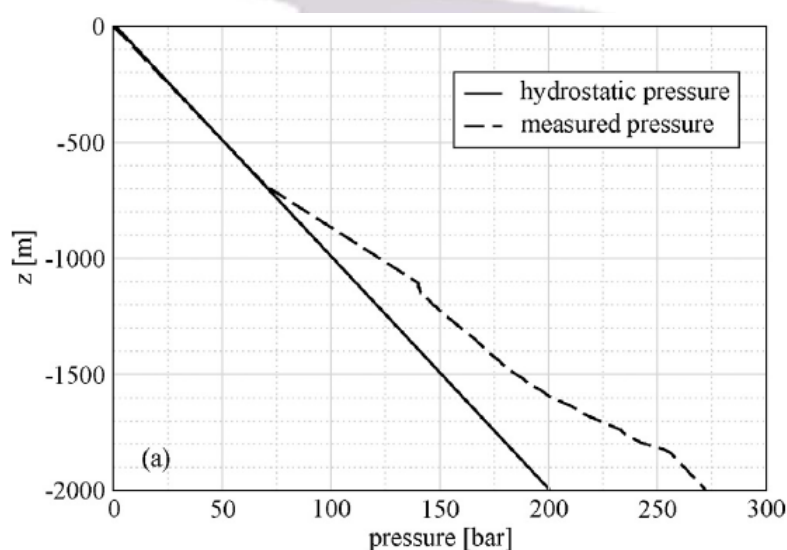
که  $\sigma_3$  تنش اصلی حداقل موجود،  $\sigma_{3,0}$  تنش اصلی حداقل اولیه، و  $\psi$  ضریب ایمنی گسیختگی کششی است. وقتی این ضریب صفر شود سنگ دچار شکست کششی می‌شود.

طبق نتایج این شبیه‌سازی که در جدول زیر نشان داده شده است شرایط وقوع گسیختگی کششی (با توجه به مقادیر  $\psi$ ) نه در مخزن و نه در پوش سنگ برقرار نخواهد شد. اما گسیختگی برشی در مخزن رخ می‌دهد:

جدول ۱: ضرایب ایمنی در پوش سنگ و مخزن [۳].

Formation	Safety factor $\chi$			Safety factor $\psi$		
	Year 62	Year 120	Year 150	Year 62	Year 120	Year 150
Caprock	0.26	0.26	0.26	0.98	0.98	0.98
Reservoir	0.23	0.00	-0.02	0.88	0.43	0.33

تیتینی و همکاران [۴] در سال ۲۰۱۴ میلادی با استفاده از مدل‌سازی سه بعدی ژئومکانیکی به بررسی امکان وقوع شکستگی در مخزن و پوش سنگ طی عملیات تزریق  $\text{CO}_2$  به یک مخزن با عمق تقریبی ۲۰۰۰ متر واقع در حوزه رسوبی آدریاتیک شمالی پرداختند. هدف این پروژه تزریق، ذخیره‌سازی زیرزمینی  $\text{CO}_2$  به منظور دفن دائمی آن بوده است و نه ازدیاد برداشت نفت. سازند مورد نظر در اعماقی در بازه ۱۱۰۰ تا ۲۵۰۰ متر زیر سطح دریا قرار دارد. شکل ۸ نشان می‌دهد که فشار اولیه مخزن (سازند محل تزریق) بیشتر از فشار هیدرواستاتیک بوده است:

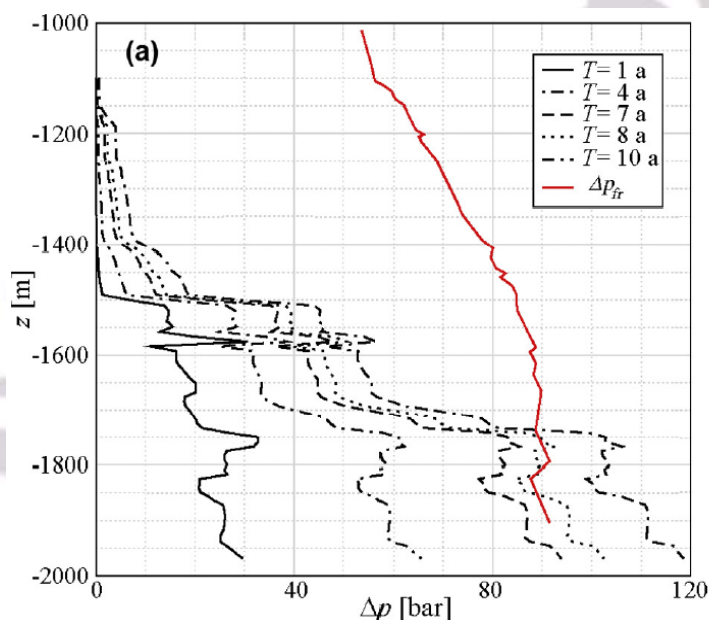




مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ابران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir

شکل ۸: فشار هیدرواستاتیک و فشار سیال بر حسب عمق اندازه‌گیری شده در چاه شماره ۱ [۴].

شکل ۹ میزان افزایش فشار منفذی در محل چاه تزریقی در اعمال مختلف در زمان‌های مختلف پس از شروع تزریق (۱ و ۴ و ۷ و ۸ و ۱۰ سال) حاصل از نتایج شبیه‌سازی انجام شده را همراه با حداکثر افزایش فشار قابل تحمل (مقدار افزایش فشاری که بیش از آن منجر به شکست می‌شود،  $\Delta P_{fr}$ ) نشان می‌دهد. طبق نتایج این تحقیق تزریق به این مخزن با دبی مورد نظر تا ۷ سال ایمن خواهد بود اما پس از ۷ سال مخزن در برخی نقاط دچار شکستگی خواهد شد:



شکل ۹: مقایسه بین مقدار افزایش فشار منجر به شکست سنگ‌ها اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده در یک چاه تزریقی پس از زمان‌های مختلف تزریق  $CO_2$  که از مدل دینامیکی سیال به دست آمده است [۴].

همچنین طبق نتایج این مدل‌سازی حداکثر مقدار افزایش فشار منفذی مجاز به منظور جلوگیری از شکست پوش سنگ (حفظ یکپارچگی پوش سنگ) تقریباً برابر با  $\Delta P = 95 \text{ bar}$  است.

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ابران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir

## ۲- نتیجه‌گیری

در این مقاله به بررسی و مقایسه فشار اولیه و مقدار افزایش فشار مخزن بر اثر تزریق سیال و تعیین حداکثر فشار قابل تحمل و نیز وقوع یا عدم وقوع گسیختگی در سازندها در قالب مطالعه موردی چند مخزن نفتی دنیا پرداخته شد. مطالعات انجام شده با استفاده از مدلسازی ژئومکانیکی صورت گرفته‌اند. تزریق سیال به مخزن موجب افزایش فشار مخزن و لذا بالا رفتن احتمال وقوع گسیختگی برشی (و فعال شدن گسل‌های موجود در منطقه) و نیز بالا رفتن احتمال وقوع گسیختگی کششی (و ایجاد شکاف هیدرولیکی) خواهد شد که امنیت پروژه تزریق را به خطر می‌اندازد. لذا پیش از اجرای عملیات تزریق سیال به مخزن بایستی با استفاده از مدلسازی ژئومکانیکی-مخزن اثرات ژئومکانیکی ناشی از افزایش فشار مخزن را پیش‌بینی کرده و حداکثر فشار مجاز تزریق را محاسبه کرد. از نتایج این تحقیق می‌توان جهت انجام مدلسازی‌های ژئومکانیکی-مخزنی مشابه به منظور پیش‌بینی فشار آستانه تحمل در عملیات ذخیره‌سازی زیرزمینی دی‌اکسید در مخازن تخلیه شده داخل کشور و نیز در پروژه‌های ازدیاد برداشت از مخازن داخل کشور استفاده نمود.

## مراجع:

- [1] Rutqvist, J., Birkholzer, J.T, and Tsang, C.-F.; 2008, "Coupled reservoir-geomechanical analysis of the potential for tensile and shear failure associated with CO<sub>2</sub> injection in multilayered reservoir-caprock systems", International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, Vol. 45, Pages 132-143.
- [2] Vidal-Gilbert, S., Nauroy, J. F., and Brosse, E.; 2009, "3D geomechanical modelling for CO<sub>2</sub> geologic storage in the Dogger carbonates of the Paris Basin", International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 3, Pages 288-299.
- [3] Ferronato, M., Gambolati, G., Janna, C., and Teatini, P.; 2010, "Geomechanical issues of anthropogenic CO<sub>2</sub> sequestration in exploited gas fields", Energy Conversion and Management, Volume 51, Pages 1918-1928.
- [4] Teatini, P., Castelletto, N., and Gambolati, G.; 2014, "3D geomechanical modeling for CO<sub>2</sub> geological storage in faulted formations. A case study in an offshore northern Adriatic reservoir, Italy", International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 22, Pages 63-76.