

مقاله پژوهشی

بررسی پارامترهای ژئومکانیکی آبخوان در فرآیند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز طبیعی

سعید محمدی زاده^۱، حامد نامدار^۲، آرزو جعفری^{۳*}، کامران گشتاسبی گوهر ریزی^۴

۱. دانشجوی کارشناسی ارشد؛ دانشکده مهندسی شیمی، گروه مهندسی نفت، دانشگاه تربیت مدرس

۲. دانشجوی دکتری؛ دانشکده مهندسی شیمی، گروه مهندسی نفت، دانشگاه تربیت مدرس

۳. دانشیار؛ دانشکده مهندسی شیمی، گروه مهندسی نفت، دانشگاه تربیت مدرس

۴. دانشیار؛ دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه تربیت مدرس

دریافت مقاله: ۱۳۹۸/۰۹/۱۸ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۱/۱۸

شناسه دیجیتال (DOI): 10.22107/JPG.2022.211250.1114

چکیده

ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز طبیعی در بیشتر نقاط دنیا به منظور ایجاد تعادل بین عرضه و تقاضای گاز طبیعی، به‌طور عمده به سه روش ذخیره‌سازی در مخازن نفت و گاز تخلیه شده، ذخیره‌سازی در سفره‌های آب زیرزمینی (آبخوان‌ها) و ذخیره‌سازی در گنبدیهای نمکی انجام می‌شود. در این میان، ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز طبیعی در آبخوان‌ها به دلیل نزدیکی به شهرهای بزرگ و بازارهای مصرف، از اهمیت بسزایی نسبت به دیگر روش‌ها برخوردار است. تاکنون ذخیره‌سازی گاز طبیعی در آبخوان‌ها از جنبه‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفته، اما از نقطه نظر ژئومکانیکی تاکنون مطالعه‌ای در این زمینه صورت گرفته است. لذا در این پژوهش به منظور بررسی پارامترهای ژئومکانیکی اثرگذار بر روی فرآیند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز طبیعی در یک آبخوان، به شبیه‌سازی فرآیند با استفاده از نرم‌افزار المان محدود آباکوس پرداخته شده و پارامترهای ژئومکانیکی مؤثر بر این فرآیند مورد مطالعه قرار گرفته است. بدین منظور در ابتدا تأثیر تزریق و تولید گاز بر فشار منفذی و جابجایی قائم مخزن در زمان‌ها و مکان‌های مختلف پس از پایان تزریق و در انتهای تولید بررسی شد. در ادامه آنالیز حساسیت نسبت به پارامترهای ورودی مدل انجام شد. نتایج نشان داد که نسبت تنش‌های افقی به تنش قائم اولیه بیشترین تأثیر را در بالا بردن احتمال گسیختگی کششی دارد. همچنین مقدار دبی تزریقی و تولیدی بیشترین تأثیر را بر افزایش احتمال گسیختگی برشی دارد و پس از آن، نسبت تنش‌های افقی به تنش قائم اولیه بیشترین تأثیر را بر روی احتمال گسیختگی برشی دارد. در مورد جابجایی قائم مخزن در درجه اول دبی تزریقی و تولیدی بیشترین تأثیر را داشته و پس از آن مدول یانگ مخزن در رتبه بعدی قرار می‌گیرد. بیشترین میزان جابجایی پس از تزریق در محل تزریق در حدود ۸ میلی‌متر و پس از پایان تولید در محل تولید در حدود ۱۲ میلی‌متر می‌باشد. علاوه بر این بیشترین میزان افزایش فشار منفذی، در اطراف چاه تزریقی و یک سال پس از شروع تزریق می‌باشد که میزان این افزایش فشار نسبت به فشار اولیه آبخوان برابر با ۵۳۴ کیلو پاسکال است. بیشترین میزان افت فشار در پایان دوره تولید در محل چاه تولیدی و به میزان ۲۷۲۷ کیلو پاسکال نسبت به فشار اولیه آبخوان می‌باشد.

واژگان کلیدی

ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز، آبخوان، مدل ژئومکانیکی، روش المان محدود، جابجایی قائم

۱. مقدمه

تاکنون مطالعات بسیاری در زمینه ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز در آبخوان‌ها صورت گرفته است. از جمله شرکت *Gas De France* در سال ۱۹۷۹ در جهت کاهش هزینه‌های تبدیل آبخوان *SAINT-CLAIR-SUR-EPTE* به مخزن ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز، اقدام به جایگزینی ۲۰ درصد از

ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز طبیعی به‌عنوان یکی از اصلی‌ترین روش‌های ایجاد تعادل در بازار مصرف گاز، به سه روش عمده ذخیره‌سازی در مخازن تخلیه‌شده نفت و گاز، آبخوان‌ها و گنبدیهای نمکی انجام می‌شود.

* تهران، تقاطع بزرگراه جلال آل احمد و شهید چمران، پل نصر، دانشگاه تربیت مدرس، دانشکده مهندسی شیمی، گروه مهندسی نفت، صندوق پستی: ۱۱۱-۱۴۱۱۵، رایانامه: ajafari@modares.ac.ir

بیشتر بودن فشار شبیه سازی شده نسبت به فشار اندازه گیری شده و تطابق تاریخچه فشار در ذخیره سازی زیرزمینی گاز پرداختند (Egermann et al., 2010). توسعه و همکاران (۲۰۱۸) در یک مطالعه آزمایشگاهی به بررسی اثرات متقابل گاز-آب-سنگ و پارامترهای اصلی اثرگذار در طول ذخیره سازی زیرزمینی گاز در یک آبخوان با تروایی پایین پرداختند. (Tooseh et al., 2018). جعفری و همکاران (۲۰۱۹) به شبیه سازی ذخیره سازی زیرزمینی گاز در یک مغزه به کمک نرم افزار شبیه ساز اکلیپس ۳۰۰ پرداختند (Jafari et al., 2019).

همان طور که مشاهده می شود، تاکنون فرایند ذخیره سازی زیرزمینی گاز در آبخوان ها از جنبه های مختلف مورد مطالعه قرار گرفته است اما از نقطه نظر ژئومکانیکی مطالعه ای در این ارتباط صورت نگرفته است. به طور کلی ژئومکانیک به عنوان علم بررسی رفتار سنگ با توجه به شرایط اعماق زمین از جمله وضعیت تنش ها و فشار منفذی، نقش مهم و فزاینده ای در بررسی ها ایفا می کند. پارامترهای ژئومکانیکی از مهم ترین مسائل مطرح در ارتباط با فرایند تزریق و تولید گاز حین ذخیره سازی زیرزمینی گاز می باشند که به منظور بررسی موفقیت آمیز بودن، باید به طور کامل مورد مطالعه قرار گیرند. از جمله مهم ترین مسائل مرتبط با ذخیره سازی گاز در مخازن زیرزمینی، برآورد بیشینه فشار ایمن تزریق است چرا که افزایش فشار تزریق گاز بیش از آن منجر به شکست پوش سنگ و صدمات جبران ناپذیر به مخزن مورد نظر می شود. به کمک اصول ژئومکانیک می توان به برآوردی از مقادیر فشار ایمن در طول فرایند ذخیره سازی گاز دست یافت (Hawkes et al., 2004; Teletzke & Lu, 2013).

هدف اصلی مطالعه ژئومکانیکی، ساخت و ایجاد مدل مکانیکی زمین می باشد. مدل مکانیکی زمین، بیانی عددی از حالت تنش و ویژگی های مکانیکی سنگ برای یک مقطع چینه ای خاص در یک میدان و یا حوضه است. در حالت ساده یک مدل مکانیکی زمین شامل نیمرخ های عمقی از پارامترهای الاستیک و یا الاستوپلاستیک^۱، مقاومت سنگ و

گاز پایه با گاز خنثی نمود (Laille et al., 1988). همچنین لیون و نادسن (۱۹۸۷) نیز به بررسی جایگزینی بخشی از گاز پایه با گاز خنثی در فرایند ذخیره سازی زیرزمینی گاز در آبخوان Tonder در کشور دانمارک پرداختند (Labaune & Knudsen, 1987). ویور و مورگان (۱۹۸۸) به بررسی موفق آمیز استفاده از رزین به منظور کنترل تولید سنگ و تثبیت آن در چاه های آبخوان Hillsboro در ایالت ایلینویز آمریکا پرداختند (Weaver & Morgan, 1988). دی موگن و جیوز (۱۹۸۹) به بررسی بلند مدت اختلاط ناشی از جایگزینی بخشی از گاز پایه با گاز خنثی در آبخوان ذخیره سازی گاز SAINT-CLAIR-SUR-EPTE پرداختند (De Moegen & Gioude, 1989). کتز و رابرت (۱۹۹۰) به بررسی پارامترهایی که در انتخاب و توسعه آبخوان ها به عنوان تسهیلات ذخیره سازی زیرزمینی گاز مؤثر می باشند، پرداختند (Katz & Robert, 1990). پر سوف و همکاران (۱۹۹۰) در یک مطالعه آزمایشگاهی و شبیه سازی به بررسی استفاده از فوم های آبی به منظور بهبود بازیافت پایین آبخوان های ذخیره سازی گاز به دلیل مشکلات ناشی از مهاجرت گاز و مخروطی شدن آب پرداختند (Persoff et al., 1990). سونیر و همکاران (۱۹۹۳) توسط مدل حجم کنترل المان محدود^۲ به بررسی ذخیره سازی زیرزمینی گاز در یک آبخوان بزرگ پرداختند (Sonier et al., 1993). اسمیت و جیکچ (۱۹۹۳) در یک مطالعه آزمایشگاهی به بررسی امکان استفاده از فوم در جهت جلوگیری از مخروطی شدن آب طی فرایند تولید گاز از یک آبخوان ذخیره سازی گاز پرداختند (Smith & Jikich, 1993). زایتون و همکاران (۲۰۰۷) در یک مطالعه آزمایشگاهی و شبیه سازی به بررسی کاربرد تکنولوژی جدید میکرو ژل در یک چاه با تکمیل حفره باز^۳ با لاینر^۴ به منظور جلوگیری از تولید آب در یک آبخوان ذخیره سازی گاز پرداختند (Zaitoun et al., 2007). استروسکی و اولکر (۲۰۰۸) به بررسی ریسک فرار گاز در آبخوان های ذخیره سازی گاز پرداختند (Ostrowski & Uelker, 2008). اگرمن و همکاران (۲۰۱۰) به بررسی علت

¹ Control-Volume Finite-Element Model

² Open Hole Completion

³ Liner

⁴ Elastoplastic

حاصل حین فرایند ذخیره سازی گاز در آبخوان ها پرداخته شده است. بدین منظور از روش المان محدود سه بعدی و نرم افزار آباکوس جهت بررسی پارامترهای موثر در تحلیل ذخیره سازی زیرزمینی گاز، چگونگی تغییر پارامترهای اصلی مخزن و همچنین بررسی پایداری مکانیک سنگی در جهت امکان سنجی نشت و خروج گاز استفاده شده است. همچنین به منظور ارزیابی دقت و صحت نتایج مدل تولید شده، نتایج شبیه سازی عددی با نتایج حل تحلیلی مقایسه شده است.

۲. تشریح مدل ژئومکانیکی

ایجاد یک مدل پوروالاستیک^۶ منطبق بر واقعیت مسئله و اجرای کامل فرآیند شبیه سازی تزریق و تولید گاز طبیعی در آبخوان از اهداف اصلی این تحقیق می باشد. شبیه سازی این فرآیند شامل گام های ژئواستاتیک، تزریق سیال به درون مخزن و تولید آن خواهد بود. به طور کلی اطلاعات مورد نیاز برای انجام شبیه سازی ژئومکانیکی ذخیره سازی گاز طبیعی به شرح ذیل می باشد:

- چگالی، ویسکوزیته و تراکم پذیری سیالات موجود در مخزن
- تخلخل، تراوایی، مدول یانگ، ضریب پواسون، چگالی سنگ، زاویه اصطکاک داخلی، چسبندگی، مقاومت کششی و فشاری و ضریب بایوت مربوط به لایه های مخزن
- وضعیت اولیه تنش ها، شرایط اولیه و شرایط مرزی برای بررسی پاسخ ژئومکانیکی مخزن به تزریق و ذخیره سازی گاز و تاثیرات ژئومکانیکی آن بر یکپارچگی پوش سنگ از مدل سازی سه بعدی با استفاده از نرم افزار مبتنی بر روش المان محدود آباکوس نسخه ۶/۱۴ استفاده شده است. در این روش، مدل های پیچیده ابتدا به اجزای کوچک تر قابل حل، تقسیم شده و سپس با ترکیب نتایج به دست آمده از حل هر جزء با یکدیگر، پاسخ کل مدل در هر نقطه به دست می آید. کلیه مراحل شبیه سازی و مطالعه به اختصار به صورت ذیل می باشد:

۱. ایجاد هندسه

۲. تخصیص خواص به اجزا

تنش های زمین مربوط به مقطع چینه شناسی محلی است. اکثر مشکلات تأثیرگذار در پایداری مخزن در ارتباط با رفتار و رژیم تنش منطقه مورد مطالعه است، بنابراین ساخت یک مدل ژئومکانیکی جهت تحلیل مسائل و مشکلات، مهم و اجتناب ناپذیر می باشد (Teletzke & Lu, 2013; Tillner et al., 2014)

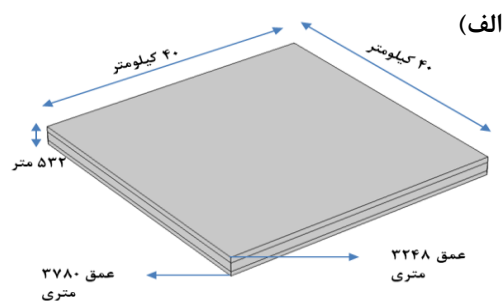
در حین و پس از تزریق گاز هر عاملی که باعث فرار و یا نشت گاز تزریقی شود، مهمترین مشکل در یک فرآیند تزریق خواهد بود. در واقع نشت گاز می تواند از طریق مسیرهای نشتی موجود، نظیر شکستگی هایی که از ابتدا در پوش سنگ وجود داشته اند و یا از طریق مسیرهای نشتی القایی که در اثر تزریق به وجود می آیند، نظیر فعالیت مجدد گسل ها و گسترش شکستگی ها در پوش سنگ و یا ایجاد مسیرهای انحلالی در آن صورت پذیرد. دو نگاه عمده در رابطه با تأثیرات و مشکلات مرتبط با فرآیند تزریق گاز وجود دارد. در دسته اول، این مشکلات به صورت تأثیرات وابسته به زمان (در دو بازه زمانی کوتاه و بلند مدت) در نظر گرفته شده اند. در دسته دوم مکانیزم این تأثیرات (مانند تأثیرات مکانیکی و شیمیایی) مد نظر قرار می گیرد. یکی از مهمترین مشکلات مکانیکی کوتاه مدت ایجاد برش سازند در اثر افزایش فشار تزریقی است. اگرچه شکست برشی در برخی مسائل مرتبط با افزایش بهره برداری و تولید از مخازن می تواند مفید باشد اما در مواردی که ذخیره سازی گاز مطرح است هر گونه شکستی از این دست می تواند منجر به ایجاد مسیرهای نشت سیال گردد (Teletzke & Lu, 2013; Martinez et al., 2013; Tillner et al., 2014).

اگرچه تاکنون مطالعاتی در ارتباط با به دام اندازی^۵ و مهار گاز دی اکسید کربن در زیرزمین از نقطه نظر ژئومکانیکی صورت گرفته است اما در این مطالعات صرفاً اثر تزریق گاز به زیر زمین مورد مطالعه قرار گرفته است، در حالی که در فرآیند ذخیره سازی زیر زمینی گاز طبیعی، علاوه بر تزریق گاز به زیرزمین، تولید از آن نیز مدنظر می باشد و باید اثرات ژئومکانیکی ناشی از آن نیز مورد بررسی قرار گیرد. لذا در این مطالعه از این نقطه نظر به بررسی اثرات ژئومکانیکی تزریق و تولید گاز شامل تغییرات فشار منفذی، تنش ها و جابجایی های

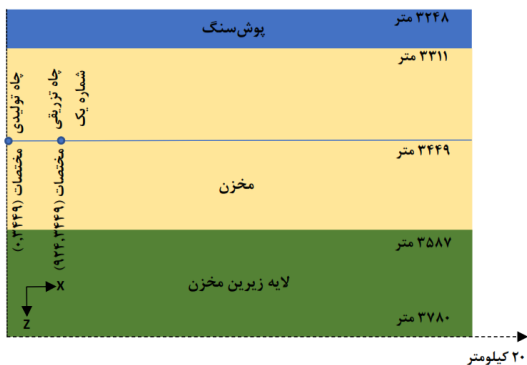
⁵ Capturing

⁶ Poroelastic Model

تزریق گاز به این مخزن با استفاده از دو چاه تزریقی نقطه‌ای به مختصات (۹۲۴۰،۳۴۴۹) به ترتیب در سه جهت x ، y و z ، به عنوان چاه شماره یک و مختصات (۹۲۴۰،۳۴۴۹) به عنوان چاه شماره دو، به مدت ۱ سال با دبی تزریق ۱ مگا تن در سال و تولید گاز از یک چاه نقطه‌ای به مختصات (۰،۰،۳۴۴۹) با دبی تولید ۰/۱ مگا تن در سال به مدت ده سال صورت می‌گیرد.



(ب)



شکل ۱. الف) هندسه آبخوان مورد مطالعه، ب) برش عرضی از مرکز مدل در جهت X و Z

۲.۲ تخصیص خواص به اجزا و مراحل حل مسئله

خواص مکانیک سنگی استفاده شده برای شبیه‌سازی که در جدول ۱ ذکر شده‌اند، بر اساس اطلاعات موجود در مقاله کریم‌نژاد و همکاران (Karimnezhad et al., 2014) بر اساس داده‌های چاه‌پیمایی میدان و همچنین تست‌های آزمایشگاهی، ارائه شده توسط شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب ایران می‌باشند. در شبیه‌سازی انجام شده، مخزن در ابتدا به صورت اشباع از آب (با مدول بالک ۲ گیگاپاسکال)

۳. تعریف مراحل حل و مشخصات هر مرحله
۴. اعمال شرایط مرزی، شرایط اولیه و بارگذاری
۵. شبکه بندی هندسه
۶. بررسی استقلال نتایج عددی از اندازه شبکه
۷. راستی‌آزمایی به وسیله مدل رادنیکی^۷
۸. استخراج نتایج بر اساس تئوری الاستیک منفذی بایوت^۸

۱.۲ مشخصات هندسه مدل

مخزن مورد بررسی در این تحقیق جهت ذخیره‌سازی زیر-زمینی گاز طبیعی، مخزن آسماری و از جنس کربناته است که تخلخل نسبتاً بالایی دارد. پوش‌سنگ این مخزن، سازند گچساران می‌باشد. با توجه به کمبود اطلاعات برای آبخوان مورد نظر، از اطلاعات موجود توسط کریم‌نژاد و همکاران (Karimnezhad et al., 2014) استفاده شده است.

جهت این مطالعه یک سیستم فرضی آبخوان افقی شامل پوش‌سنگ و لایه زیرین مورد استفاده قرار گرفته است. با توجه به مرجع *Martinez et al., 2013* و *Vilarrasa et al., 2011* سیستم به صورت مکعب مستطیل و با ابعاد جانبی ۴۰ کیلومتر در ۴۰ کیلومتر در نظر گرفته شده است؛ بنابراین مرز بیرونی بر روی رفتار مکانیکی مدل اثرگذار نخواهد بود. توالی لایه‌ها، ضخامت و دیگر مشخصات آن‌ها بر اساس اطلاعات کریم‌نژاد و همکاران (Karimnezhad et al., 2014) انتخاب شده است. بر این اساس ارتفاع مدل ۵۳۲ متر در نظر گرفته شده و عمق مدل شبیه‌سازی شده از ۳۲۴۸ تا ۳۷۸۰ متر می‌باشد (شکل ۱ - الف). ضخامت مخزن و پوش‌سنگ به ترتیب ۲۷۶ متر و ۶۳ متر است و عمق نقاط تزریق و تولید گاز در مخزن هر دو به صورت یکسان ۳۴۴۹ متر می‌باشد. تزریق گاز از طریق دو چاه تزریقی که در دو طرف چاه تولیدی و به فاصله ۹۲۴ متری از آن واقع شده‌اند، انجام می‌شود (شکل ۱ - ب و شکل ۲ - الف). چاه تولیدی در مرکز مدل و در عمق ۳۴۴۹ متری می‌باشد (شکل ۱ - ب و شکل ۲ - ب). این فواصل مرزی دور از نواحی تزریق موجب می‌شود که اثرات مرزی، خارج از نواحی مورد نظر (نواحی اطراف چاه‌های تزریقی) رخ دهند و لذا مرزها تأثیری بر نتایج نداشته باشند.

⁷ Rudnicki

⁸ Biot's Poroeasticity Theory

فشارهای منفذی اولیه و نیز وزن لایه‌های بالاسری و شتاب گرانش زمین تعریف می‌شوند.

۲) مرحله ژئواستاتیک برای بررسی این مساله که آیا تنش‌های اولیه با بارگذاری‌ها و شرایط مرزی تعریف شده در تعادل هستند یا خیر، تعریف می‌شود. مدت زمان این مرحله به طور پیش فرض صفر در نظر گرفته می‌شود. زیرا در واقع جزء مراحل اصلی حل مساله نیست و فقط برای بررسی تعادل بین تنش‌های اولیه و بارگذاری‌ها و شرایط مرزی قبل از شروع حل مساله است.

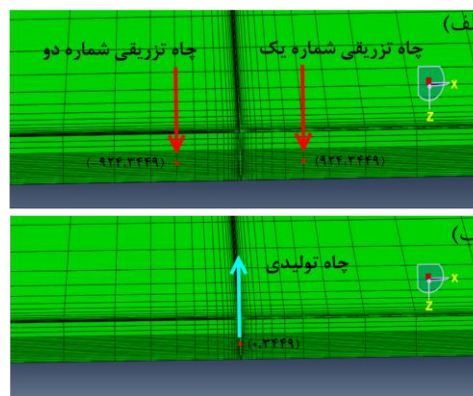
۳) مرحله اصلی حل مساله از لحظه شروع تزریق گاز آغاز می‌شود. در این مرحله تغییرات فشار منفذی، تنش‌ها، جابجایی‌ها و گسیختگی‌ها بر اثر تزریق گاز به مدت یک سال و تولید آن به مدت ده سال شبیه‌سازی شده است. این نوع مرحله در آباکوس مخصوص حل مسائل ژئومکانیکی و محیط‌های متخلخل است.

۳.۲ اعمال شرایط مرزی، شرایط اولیه و بارگذاری

بار معادل لایه‌های بالاسری پوش‌سنگ که برابر با MPa ۸۳/۱ است، بر سطح بالای مدل (سطح بالایی پوش‌سنگ) اعمال شد. این بار برابر با حاصل ضرب چگالی متوسط لایه‌های بالاسری 2608 kg/m^3 در شتاب گرانش زمین N/kg ۹/۸۱ در ضخامت قائم لایه‌های بالاسری m ۳۲۴۸ است. شتاب گرانش زمین به صورت نیروی گرانشی برابر با N/kg ۹/۸۱- لحاظ شده تا با توجه به چگالی سنگ‌های هر لایه، بار ناشی از وزن آن لایه محاسبه شده و بر لایه‌های پایین آن اعمال شود. در آباکوس برای آنکه بار ناشی از وزن هر لایه به سمت پایین بر لایه‌های زیر آن اعمال شود، شتاب گرانش زمین باید با علامت منفی وارد شود.

فرض شده است که جهت‌های سه تنش اصلی، افقی یا قائم است و هر تنش عمود بر راستای دو تنش دیگر است و رژیم تنش امتداد لغز است. در رژیم امتداد لغز، تنش اصلی حداقل معادل با تنش افقی حداقل (σ_H) و عمود بر دو تنش قائم و تنش افقی حداکثر است. در این مطالعه نسبت تنش افقی حداقل اولیه به تنش قائم به صورت $\sigma_H/\sigma_v = 0.96$ بوده و نسبت تنش افقی حداکثر اولیه به تنش قائم به صورت $\sigma_H/\sigma_v = 1.08$ می‌باشد. بنابراین بر خلاف برخی از مطالعات قبلی (Vidal-Gilbert et al., 2009; Shukla et

تعریف شده است. همچنین به منظور حداکثرسازی اثر کوپلینگ پدیده‌های هیدرولیکی بر روی پاسخ مکانیکی، ضریب بایوت پوش سنگ یک فرض شده است (Rohmer & Seyedi, 2010).



شکل ۲. مکان قرارگیری چاه‌ها بر روی صفحه $y=0$ (الف) محل قرار گیری چاه‌های تزریقی ۱ و ۲، (ب) محل قرار گیری چاه تولیدی

جدول ۱. خواص اجزا سیستم (Karimnezhad et al., 2014)

ضخامت (m)	۶۳	۲۷۶	۱۹۳
مدول یانگ (GPa)	۲۶/۷	۲۷/۲	۱۳/۵
ضریب پواسون	۰/۳۲	۰/۳۵	۰/۳۴
ضریب بایوت	۱	۱	۱
چگالی سنگ (kg/m^3)	۲۷۰۲	۲۵۴۷	۲۴۲۲
تخلخل	۰/۰۱	۰/۱۳	۰/۱۴
تراوایی (m^2)	10^{-19}	$10^{-15} \times 20.5$	10^{-17}
زاویه اصطکاک داخلی (درجه)	۴۴	۳۸	۲۷
چسبندگی (MPa)	۲۳/۹	۲۷/۹	۱۲/۹
مقاومت فشاری تک محوره (MPa)	۱۱۲/۶	۱۱۴/۴	۴۲/۱
مقاومت کششی (MPa)	۱۱/۳	۱۱/۴	۴/۲

مراحل حل مساله به صوت زیر است:

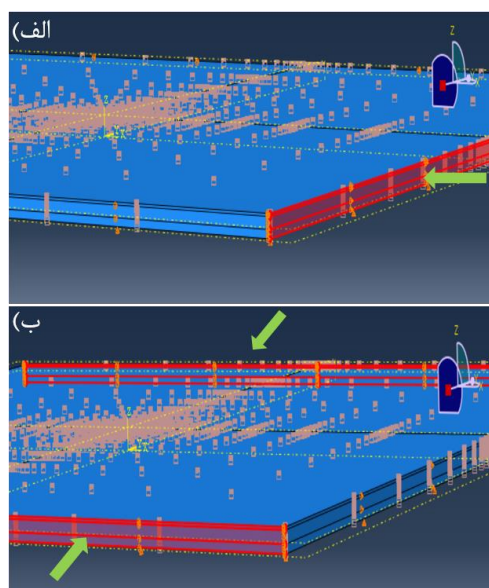
۱) در مرحله اول شرایط اولیه مدل مانند تنش‌های اولیه و

۴.۲ شبکه بندی هندسه

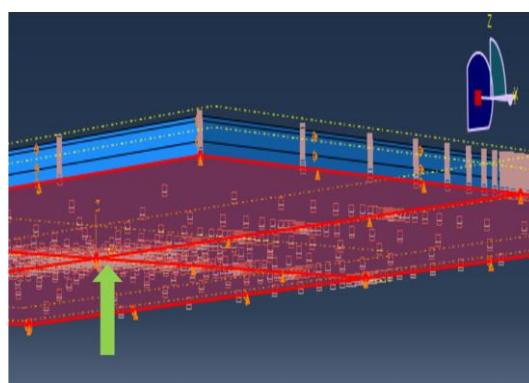
به منظور بررسی همزمان تنش و فشار منفذی در لایه‌ها المان‌هایی از گروه سیال منفذی-استرس^۹ اختصاص داده شد. نوع المان اختصاص داده شده $C3D8P$ است که یک المان ۸ گره‌ای مخصوص مدل‌های سه‌بعدی با ۷ درجه آزادی در هر گره می‌باشد؛ یعنی هر گره قابلیت حرکت در هر سه جهت x ، y و z ، دوران در هر سه جهت و نیز تغییر فشار منفذی را دارد. شکل المان‌های اختصاص داده شده، شش وجهی است که دقیق‌ترین جواب‌ها را در شبیه‌سازی سه‌بعدی ارائه می‌دهد. با توجه به نوع المان‌های انتخاب شده از روش حل آباکوس استاندارد استفاده شده است. همچنین از آنجا که نتایج حل عددی در نزدیکی چاه‌های تزریقی و تولیدی از اهمیت و حساسیت بیشتری برخوردار است، لذا شبکه بندی در این ناحیه باید ریزتر باشد. به همین منظور از الگوریتم محور میانی^{۱۰} در شبکه بندی استفاده شده است تا با نزدیک شدن به چاه تزریقی در هر ارتفاع، اندازه شبکه‌ها به صورت شعاعی کوچک‌تر شود و نهایتاً در ناحیه تزریق و تولید فاصله گره‌ها به کمتر از یک سانتی‌متر برسد. با این کار نتایج دقیق‌تری حاصل شده و تغییرات با جزئیات بیشتری قابل رویت می‌باشد. تعداد کل المان‌های ایجاد شده ۷۹۲۰۰ می‌باشد. در شکل ۵ هندسه مدل پس از شبکه‌بندی نشان داده شده است. نکته قابل توجه در شبکه‌بندی هندسه این است که افزایش تعداد شبکه‌ها سبب افزایش دقت مدل می‌شود اما چنانچه تعداد شبکه‌ها بیشتر از حد خاصی شود، دیگر تأثیر چندانی بر دقت مدل نخواهد داشت و از طرفی زمان اجرای برنامه افزایش خواهد یافت. لذا تعداد شبکه‌ها بایستی به گونه‌ای انتخاب شود که هم جواب‌های حاصل از حل مسئله دارای دقت کافی باشد و هم اینکه مدت زمان اجرای برنامه خیلی طولانی نباشد.

برای بررسی اثر ریزتر شدن شبکه بندی بر نتایج و خروجی مدل، یک مش بندی ریزتر مطابق شکل ۶ نیز انجام شد. در این حالت تعداد المان‌ها به ۳۱۶۸۰۰ عدد، معادل با چهار برابر المان‌های حالت شبکه بندی اولیه افزایش یافت

$(al., 2011; Teatini et al., 2014)$ که فرض ساده کننده تنش‌های افقی همسان را در نظر گرفته بودند، مدل در نظر گرفته شده در این مطالعه می‌تواند اثرات ژئومکانیکی ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز را در صورتی که تنش‌های افقی اصلی همسان نباشند، بررسی نماید. مرزهای جانبی در جهت‌های افقی x و y مقید شده‌اند (شکل ۳). همچنین کف مدل در جهت قائم نیز مقید شده است (شکل ۴).



شکل ۳. مقید بودن مرزهای جانبی در جهت های افقی x (الف) و y (ب)



شکل ۴. مقید بودن کف مدل در جهت قائم

⁹ Pore Fluid-Stress

¹⁰ Medial Axis

(2014)

$$\tau = c + (\sigma_n - \alpha P_p) \tan \phi \quad (3)$$

که در اینجا τ تنش برشی بحرانی برای وقوع گسیختگی برشی، c چسبندگی سنگ، ϕ زاویه اصطکاک داخلی سنگ، σ_n تنش نرمال، α ضریب باقوت و P_p فشار منفذی در صفحه شکست است. با ترکیب سه رابطه فوق، فشار منفذی لازم برای وقوع گسیختگی برشی از رابطه (۴) به دست می آید (Rohmer & Seyedi, 2010; Karimnezhad et al., 2014).

$$P_p = \frac{1}{\alpha} \left[\frac{C}{\tan \phi} + \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\theta - \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2 \tan \phi} \sin 2\theta \right] \quad (4)$$

گسیختگی کششی معمولاً عمود بر جهت تنش اصلی حداقل رخ می دهد. معیار گسیختگی کششی موهر-کلمب طبق رابطه (۵) تعریف می شود:

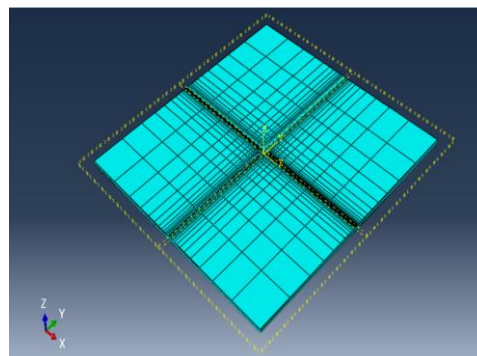
$$\sigma'_3 = \sigma_3 - P_p = -T_0 \quad (5)$$

که σ'_3 تنش اصلی موثر حداقل و T_0 مقاومت کششی سنگ است. گسیختگی کششی معمولاً زمانی رخ می دهد که حداقل تنش اصلی موثر منفی شود و در همان حال بزرگی مطلق آن از مقاومت کششی ماتریکس سنگ تجاوز کند. بنابراین کاهش تنش اصلی موثر حداقل بر اثر افزایش فشار منفذی موجب افزایش تمایل به گسیختگی کششی می شود (Rohmer & Seyedi, 2010; Karimnezhad et al., 2014).

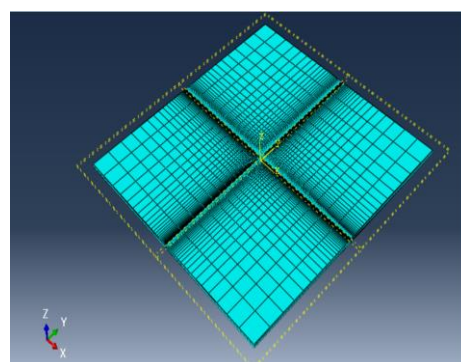
۳. نتایج و بحث

در ادامه در سه بخش به بررسی نتایج پرداخته خواهد شد:

۱. نتایج عدم وابستگی به اندازه شبکه
۲. مقایسه نتایج حل عددی و نتایج حل تحلیلی به وسیله مدل رادنیکی
۳. نتایج حاصل از شبیه سازی ذخیره سازی گاز طبیعی در آبخوان و آنالیز حساسیت نسبت به پارامترهای ورودی مدل



شکل ۵. شبکه بندی اولیه



شکل ۶. شبکه بندی ثانویه با المان های ریز تر (تعداد المان ها چهار برابر شبکه بندی اولیه می باشد)

۵.۲ معیارهای گسیختگی و شکست

هنگامی که تنش برشی اعمال شده بیشتر از مقاومت برشی سنگ شود، گسیختگی برشی رخ می دهد. افزایش فشار سیال منفذی بر اثر تزریق گاز موجب کاهش تنش مؤثر و افزایش تمایل به گسیختگی برشی می شود. گسیختگی برشی در پوش سنگ می تواند موجب ایجاد مسیری برای نشت گاز شود. مقدار تنش برشی τ و تنش نرمال σ_n اعمال شده بر صفحه گسیختگی طبق روابط (۱) و (۲) تعریف می شوند (Rohmer & Seyedi, 2010; Karimnezhad et al., 2014).

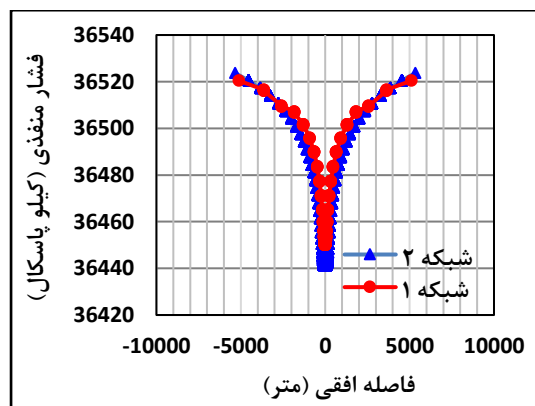
$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\theta \quad (1)$$

$$\sigma_n = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\theta \quad (2)$$

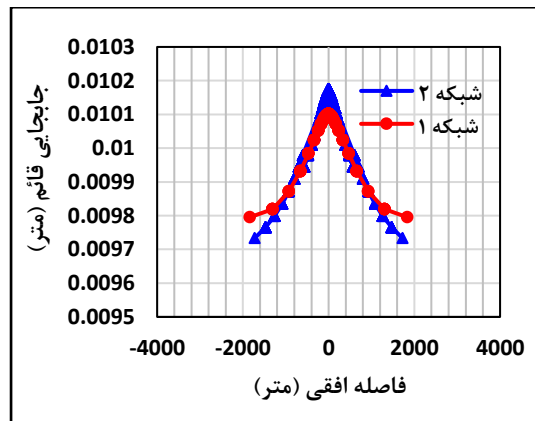
که σ_1 تنش اصلی حداکثر، σ_3 تنش اصلی حداقل و θ زاویه بین صفحه گسیختگی و تنش اصلی حداقل است. معیار گسیختگی برشی موهر-کلمب طبق رابطه (۳) تعریف می شود (Rohmer & Seyedi, 2010; Karimnezhad et al.,)

۱.۳ عدم وابستگی نتایج به اندازه شبکه

اثر ریزتر شدن شبکه بندی مدل، بر روی تغییرات فشار منفذی و جابجایی قائم در مرز مخزن و پوش سنگ به ترتیب در شکل ۷ و ۸ نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود ریزتر شدن شبکه بندی تاثیر زیادی بر نتایج و خروجی مدل نداشته و لذا از همان شبکه بندی اولیه در شکل ۵ در ادامه استفاده شده است. لازم به توضیح است زمان حل در حالت شبکه بندی ثانویه تقریباً دو برابر حالت اولیه بوده و خطای نسبی کمتر از یک درصد است.



شکل ۷. تغییرات فشار منفذی در مرز مخزن و پوش سنگ و تاثیر شبکه بندی ریزتر



شکل ۸. تغییرات جابجایی قائم در مرز مخزن و پوش سنگ و تاثیر شبکه بندی ریزتر

۲.۳ مقایسه نتایج عددی و حل تحلیلی

به کمک معادلات رادنیکی (Rudnicki, 1986) و فرضیات ساده کننده لازم جهت حل تحلیلی در شرایط همگن و الاستیک خطی، نتایج با حل عددی مقایسه شد. رادنیکی (۱۹۸۶) با حل معادله انتشار برای حالت تزریق پیوسته سیال به یک نقطه در یک محیط پوروالاستیک همگن نامتناهی معادلات ۶ و ۷ را به ترتیب جهت محاسبه فشار سیال منفذی و تنش به دست آورد:

$$P(x, t) = \frac{q}{\rho_0 c} \frac{1}{4\pi r} \left[\frac{(\lambda_u - \lambda)(\lambda + 2\mu)}{\zeta^2(\lambda_u + 2\mu)} \right] \operatorname{erfc}\left(\frac{1}{2}\xi\right) \quad (6)$$

و

$$\sigma_{ij} = -\frac{q}{\rho_0 c} \frac{(\lambda_u - \lambda)\mu}{4\pi r \zeta(\lambda_u + 2\mu)} \left\{ \delta_{ij} \left[\operatorname{erfc}\left(\frac{1}{2}\xi\right) - 2\xi^{-2}g(\xi) \right] + (x_i x_j / r^2) \left[\operatorname{erfc}\left(\frac{1}{2}\xi\right) + 6\xi^{-2}g(\xi) \right] \right\} \quad (7)$$

که λ و μ به ترتیب اولین و دومین پارامتر لامه^{۱۱} تحت شرایط زهکشی، λ_u اولین پارامتر لامه تحت شرایط زهکشی نشده، ρ_0 چگالی سیال، δ_{ij} دلتای کرونیکر^{۱۲}، q دبی جرمی جریان و $\frac{q}{\rho_0}$ حجم سیال تزریقی بر واحد زمان می باشد. همچنین r و ξ به ترتیب برابر با $r = (x_k x_k)^{1/2}$ و $\xi = r/(ct)^{1/2}$ می باشند. c ضریب انتشار^{۱۳} می باشد که به صورت زیر تعریف می شود:

$$c = k(\lambda_u - \lambda)(\lambda + 2\mu) / \zeta^2(\lambda_u + 2\mu) \quad (8)$$

و تابع $g(\xi)$ به صورت زیر تعریف می شود:

$$g(\xi) = (2\pi^{1/2})^{-1} \int_0^\xi s^2 \exp\left(-\frac{1}{4}s^2\right) ds = \operatorname{erf}\left(\frac{1}{2}\xi\right) - \pi^{-1/2} \xi \exp\left(-\frac{1}{4}\xi^2\right) \quad (9)$$

همچنین $\operatorname{erf}(z)$ تابع خطا می باشد و به صورت تعریف می شود:

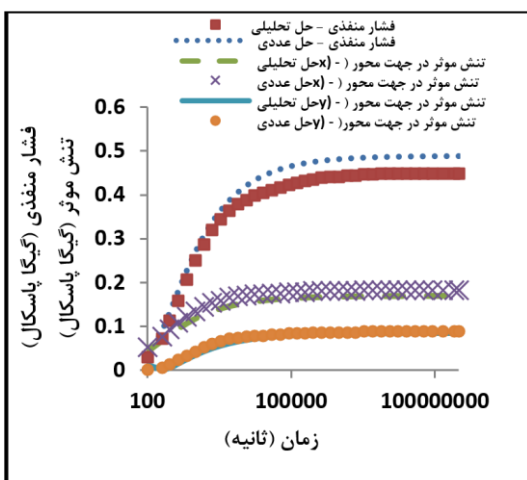
¹¹ Lamé Parameter

¹² Kronecker Delta

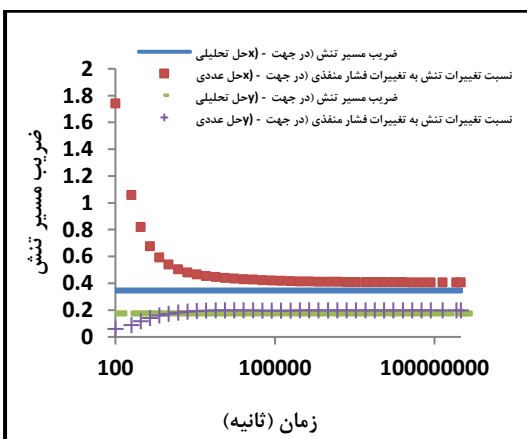
¹³ Diffusivity

$$erf(z) = 2\pi^{-1/2} \int_0^z e^{-t^2} dt \quad (10)$$

ضریب مسیر تنش‌های افقی (ν) - نسبت بین تغییرات تنش افقی ($\Delta\sigma$) به فشار منفذی (Δp_f) - که بر حسب لگاریتم زمان در فاصله ۴۳ متری از محل تزریق در دو حالت تحلیلی و عددی در شکل ۱۱ رسم شده است نشان می‌دهد که خروجی مدل ساخته شده با گذشت زمان‌های ابتدایی انطباق کاملاً مناسبی با حل تحلیلی دارد. خطای نسبی متوسط برای مسیر تنش در جهت x ، ۱۷ و در جهت y ، ۱۲ درصد است.

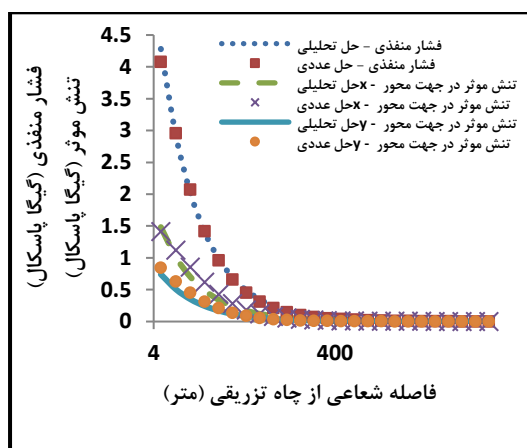


شکل ۱۰. نمودار نیمه لگاریتمی مقایسه حل تحلیلی و عددی فشار منفذی و تنش موثر در جهت x و y بر حسب زمان در فاصله ۴۳ متری از محل تزریق



شکل ۱۱. نمودار نیمه لگاریتمی مقایسه مسیر تنش‌های افقی در دو حالت عددی و تحلیلی بر حسب زمان در فاصله ۴۳ متری از محل تزریق

جهت اعتبارسنجی در این مرحله فقط یک چاه تزریقی در مرکز مدل در عمق ۳۴۴۹ متری در نظر گرفته شد و برای مدت ۱۰ سال توسط آن به آبخوان گاز تزریق گردید. این مقایسه برای فشار منفذی، تنش موثر در دو جهت x و y بر حسب لگاریتم زمان و مکان بررسی شده است. همچنین مسیر تنش‌های افقی در دو حالت عددی و تحلیلی مقایسه شده است. تغییرات فشار منفذی و تنش موثر در جهت x و y بر حسب لگاریتم فاصله از محل تزریق در دو حالت تحلیلی و عددی در شکل ۹ رسم شده است که نشان می‌دهد خروجی مدل ساخته شده انطباق مناسبی با حل تحلیلی دارد. خطای نسبی متوسط در این نمودار برای پارامترهای فشار منفذی، تنش موثر در جهت x و تنش موثر در جهت y به ترتیب ۹، ۱۶ و ۲۰ درصد است.



شکل ۹. نمودار نیمه لگاریتمی مقایسه حل تحلیلی و عددی فشار منفذی و تنش موثر در جهت x و y بر حسب فاصله افقی از چاه تزریقی در مدت ۱۰ سال

تغییرات فشار منفذی و تنش موثر در جهت x و y بر حسب لگاریتم زمان در فاصله ۴۳ متری از محل تزریق در دو حالت تحلیلی و عددی در شکل ۱۰ رسم شده است که نشان می‌دهد خروجی مدل ساخته شده انطباق مناسبی با حل تحلیلی دارد. خطای نسبی متوسط در این نمودار برای پارامترهای فشار منفذی، تنش موثر در جهت x و تنش موثر در جهت y به ترتیب ۹، ۱۶ و ۲۰ درصد است.

فشار ایجاد شده در مخزن، ناشی از تزریق و تولید کاهش یافته و تغییرات فشاری ایجاد شده، مخزن را کمتر تحت تاثیر قرار می دهد. همچنین شکل ۱۳ و ۱۴ به ترتیب روند تغییرات فشار منفذی را بر حسب زمان در محل تولید و محل تزریق نشان می دهد. همانطور که در شکل ۱۳ دیده می شود در ابتدا با رسیدن موج افزایش فشار ناشی از تزریق گاز در چاه های تزریقی به چاه تولیدی، فشار تا انتهای سال اول روند افزایشی دارد اما در ادامه با باز شدن چاه تولیدی و بسته شدن چاه های تزریقی در ابتدا فشار در چاه تولیدی به منظور تامین اختلاف فشار مورد نیاز جهت تولید با دبی ثابت افت شدیدی پیدا می کند. در ادامه با رسیدن مخزن به شرایط شبه پایدار جهت حفظ تولید با دبی ثابت، فشار در دهانه چاه به صورت خطی کاهش پیدا می کند. با توجه به شکل ۱۳ بیشترین افت فشار منفذی در اطراف چاه تولیدی و در انتهای بازه ۱۰ سلله تولید رخ می دهد که مقدار این کاهش فشار نسبت به فشار اولیه (۳۶۲۱۰ کیلوپاسکال) برابر با ۲۷۲۷ کیلو پاسکال است.

همچنین همان گونه که از شکل ۱۴ پیداست، بیشترین میزان افزایش فشار منفذی در اطراف چاه تزریقی و یک سال پس از شروع تزریق می باشد که میزان این افزایش فشار نسبت به فشار اولیه (۳۶۲۱۰ کیلوپاسکال) برابر با ۵۳۴ کیلوپاسکال است. از آنجایی که چاه تزریقی در فاصله ۹۲۴ متری چاه تولیدی می باشد لذا پس از یک سال تزریق، با باز شدن چاه تولیدی، اثر افت فشار ایجاد شده در چاه تولیدی ناشی از تولید با تأخیر در چاه تزریقی با شدت کمتری دیده می شود؛ زیرا با فاصله از چاه تولیدی شدت افت فشار کاهش می یابد.

۴.۳ جابجایی قائم مخزن

بر اثر تزریق گاز فشار منفذی افزایش یافته و لذا مخزن منبسط می شود. این امر باعث می شود سطح تماس مخزن و پوش سنگ و دیگر لایه ها در اثر تزریق به سمت بالا جابجا شود. همچنین در اثر تولید با کاهش فشار منفذی لایه ها نشست پیدا کرده و به سمت پایین جابجا می شوند. میزان جابجایی قائم در x و y به ترتیب 0 و 0 و در محدوده ارتفاع مخزن (عمق ۳۳۱۱ تا ۳۵۸۷ متری) پس از پایان دوره یک ساله تزریق و همچنین پس از دوره ده ساله تولید در شکل ۱۵ نشان داده شده است. پس از پایان دوره یک ساله تزریق

ضریب مسیر تنش به وسیله فچیر و همکاران (Fjaer et al. 2008) به صورت روابط (۱۱) و (۱۲) تعریف شده است:

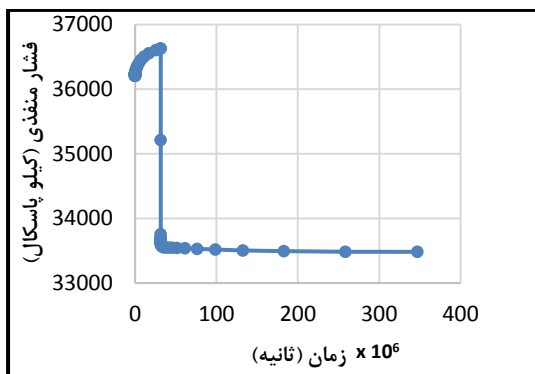
$$\gamma_H = \frac{\Delta\sigma_H}{\Delta p_f} = \frac{1}{2} \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \quad (11)$$

$$\gamma_h = \frac{\Delta\sigma_h}{\Delta p_f} = \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \quad (12)$$

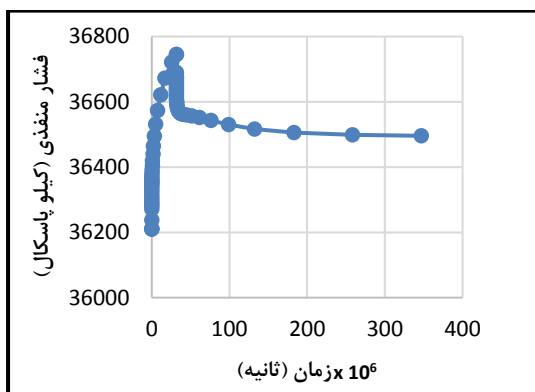
که γ_H و γ_h به ترتیب ضریب مسیر تنش افقی در جهت x و y ، σ_H و σ_h به ترتیب تنش افقی در جهت x و y ، p_f فشار منفذی؛ α ضریب بایوت و ν ضریب پواسون می باشد. باید توجه نمود که راه حل تحلیلی (معادلات رادنیکی) برای فضای نامتناهی همگن معتبر می باشد در حالی که مدل عددی شبیه سازی شده یک فضای متناهی و با مرزهای مقید می باشد. انحراف به وجود آمده بین نتایج تحلیلی و عددی عمدتاً در زمان های تزریق بالا و در فواصل طولانی از نقطه منبع که متناهی بودن مدل و مرز اثر گذار می باشند رخ می دهد. پس از مدت زمانی از تزریق، موج فشار به مرزها می رسد و از آنجایی که مرزهای مقید در مدل شبیه سازی شده به کار برده شده است سیال نمی تواند بیشتر در مرز منتشر شود. این باعث تجمع سیال در مرزها شده و فشار منفذی بیش از حد پیش بینی شده توسط راه حل تحلیلی افزایش می یابد. هر چه زمان تزریق طولانی تر باشد، این تاثیر قوی تر شده و اختلاف بین مقادیر تحلیلی و عددی افزایش می یابد که به وضوح در شکل ۱۰ به عنوان مثال دیده می شود.

۳.۳ تغییرات فشار منفذی

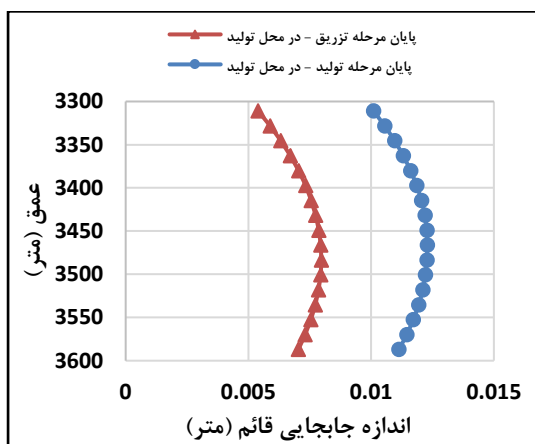
تزریق گاز موجب افزایش فشار منفذی می شود. شکل ۱۲ تغییرات فشار منفذی در مرز مخزن و پوش سنگ (عمق ۳۳۱۱ متری) را در پایان مراحل تزریق و تولید نشان می دهد. بیشترین میزان افزایش فشار منفذی در اثر تزریق در نقطه تزریق و بیشترین میزان افت فشار منفذی ناشی از تولید در نقطه تولید مشاهده می شود. همان طور که در شکل ۱۲ نشان داده شده است و قابل انتظار می باشد، در هنگام تزریق بیشترین فشار منفذی در مکان دو چاه تزریقی و در هنگام تولید کمترین فشار منفذی در مکان چاه تولیدی ایجاد می شود. با فاصله از چاه های تزریق و تولید، اثر موج



شکل ۱۳. تغییرات فشار منفذی بر حسب زمان در نقطه تولید در پایان مرحله تولید

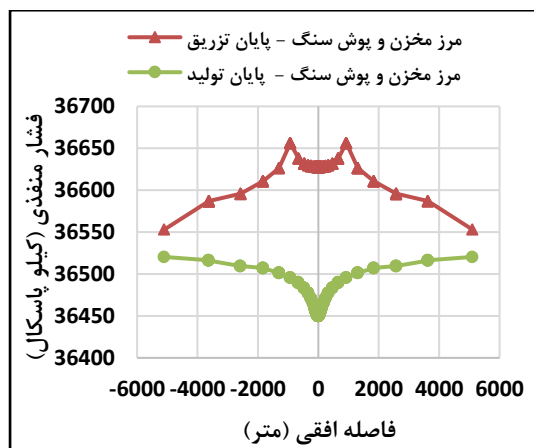


شکل ۱۴. تغییرات فشار منفذی بر حسب زمان در نقطه تزریق در پایان مرحله تولید



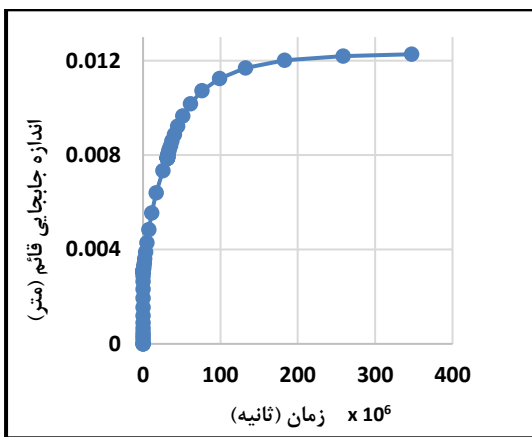
شکل ۱۵. میزان جابجایی قائم در محدوده مخزن بر حسب عمق در محل x و y چاه تولیدی (x و y به ترتیب ۰ و ۰) و در پایان مراحل تزریق و تولید

در چاه تزریقی (۳۴۴۹، ۹۲۴۰، ۳۴۴۹) بیشترین میزان جابجایی در محدوده عمق ۳۴۸۹ متری و در حدود ۸ میلی متر و پس از پایان دوره ده ساله تولید از چاه تولیدی (۳۴۴۹، ۰، ۰) بیشترین میزان جابجایی در محدوده عمق ۳۴۶۶ متری و در حدود ۱۲/۳ میلی متر می باشد. لازم به ذکر است که جابجایی قائم در شکل ۱۵ به صورت قدرمطلق بیان شده و در مرحله تولید به صورت نشست و به سمت پایین می باشد در حالی که در مرحله تزریق جابجایی قائم به سمت بالا می باشد. از آنجایی که چاه تزریقی و تولیدی هر دو در عمق ۳۴۴۹ متری قرار دارند لذا تغییرات فشار منفذی در اطراف این عمق بیشتر خواهد بود در نتیجه با نزدیک شدن به این محدوده، جابجایی قائم افزایش می یابد. از طرفی لایه بالایی و زیرین مخزن، همانندی سدی در مقابل جابجایی قائم عمل کرده و جلوی جابجایی بیشتر را می گیرد به همین دلیل با نزدیک شدن به بالا و کف مخزن میزان جابجایی کاهش می یابد.

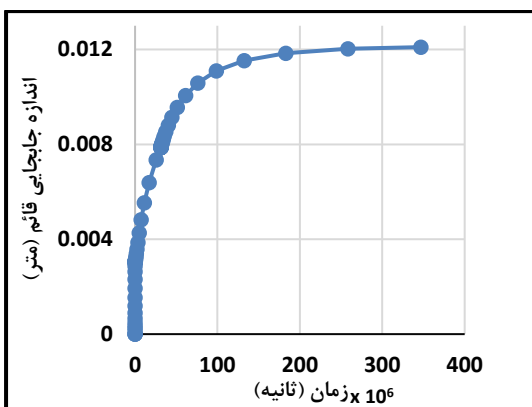


شکل ۱۶. تغییرات فشار منفذی در مرز مخزن و پوش سنگ را در پایان مراحل تزریق و تولید

روند تغییرات فشار منفذی است که همانطور که در شکل ۱۳ و ۱۴ دیده می‌شود، در زمان‌های اولیه هر دوره تغییرات فشار بیشتر است. در پایان دوره تزریق میزان جابجایی در محل چاه تزریقی بیشتر از محل چاه تولیدی می‌باشد؛ زیرا در پایان دوره یک ساله تزریق موج افزایش فشار در اثر تزریق در فواصل دورتر و با اثر کمتری به چاه تولیدی می‌رسد، در حالی‌که در پایان دوره تولید میزان جابجایی در محل چاه تولیدی بیشتر از محل چاه‌های تزریقی است. همچنین میزان جابجایی در پایان دوره تولید بیشتر از میزان جابجایی در سال تولید (در محل چاه تولیدی بیشتر از میزان جابجایی در پایان دوره تزریق می‌باشد).

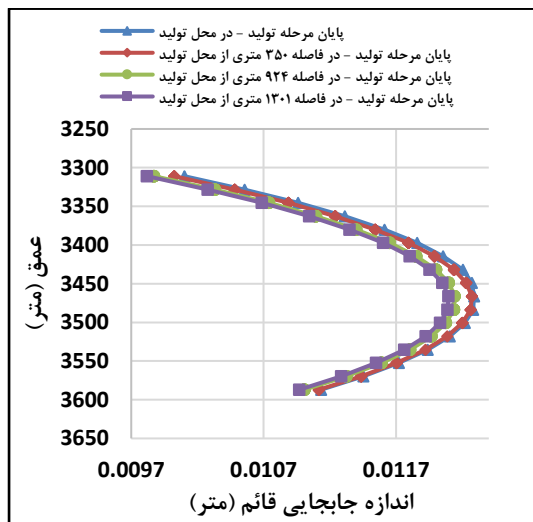


شکل ۱۷. میزان جابجایی قائم بر حسب زمان در محل چاه تولیدی (مختصات ۰،۰،۳۴۴۹)



شکل ۱۸. میزان جابجایی قائم بر حسب زمان در محل نقطه تزریق (مختصات ۰،۰،۳۴۴۹، ۰،۰،۹۲۴)

در شکل ۱۶ تغییرات جابجایی قائم در محدوده ارتفاع مخزن در فواصل مختلف در راستای x از محل چاه تولیدی (x و y) به ترتیب ۰ و ۰) و در پایان دوره ده ساله تولید رسم شده است. مشاهده می‌شود که در تمامی فواصل بررسی شده در راستای x بیشترین جابجایی قائم تقریباً در عمق ۳۴۶۶ متری (در نزدیکی عمقی که چاه تولیدی در آن قرار دارد) رخ می‌دهد. با دور شدن از چاه تولیدی (مختصات ۰،۰،۳۴۴۹) در راستای x از آنجایی که اثر موج کاهش فشار در اثر تولید کاهش می‌یابد و فشار منفذی بیشتر می‌باشد، لذا نشست مخزن کمتر است. در نتیجه با توجه به اینکه بیشترین افت فشار در محدوده چاه تولیدی (مختصات ۰،۰،۳۴۴۹) رخ می‌دهد بیشترین نشست و جابجایی را در این محدوده شاهد خواهیم داشت.



شکل ۱۶. میزان جابجایی قائم در فواصل افقی مختلف (در جهت x) از چاه تولیدی در محدوده عمق مخزن (عمق ۳۴۴۹ متری تا عمق ۳۵۸۷ متری) در پایان مرحله تولید

شکل ۱۷ و ۱۸ تغییرات جابجایی قائم بر حسب زمان را به ترتیب در مکان چاه تولیدی (۰،۰،۳۴۴۹) و در مکان یکی از چاه‌های تزریقی (۰،۰،۹۲۴) نشان می‌دهد. با گذشت زمان در دوره تزریق به علت افزایش فشار بیشتر و در دوره تولید به علت افت فشار بیشتر، جابجایی قائم بیشتر خواهد شد. در هر دو دوره تزریق و تولید بیشترین نرخ جابجایی قائم مربوط به زمان‌های اولیه هر دوره است و پس از آن جابجایی قائم با نرخ کمتری افزایش می‌یابد. علت این رفتار،

نتایج منظور از محل تزریق، چاه شماره ۱ می باشد. اثر آنالیز حساسیت پارامترها بر روی پنج پاسخ زیر مورد بررسی قرار گرفته است:

۱. تنش موثر حداقل
۲. نسبت تنش برشی به تنش متوسط موثر
۳. جایجایی قائم مخزن
۴. ضریب پوکی
۵. معیار موهر - کلمب

۱.۵.۳ تنش موثر حداقل

در جدول ۳ اثر هر کدام از پارامترها بر تنش موثر حداقل که معیاری از وقوع گسیختگی کششی است، نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می شود، نسبت تنش افقی اولیه به تنش قائم بیشترین اثر را بر افزایش احتمال گسیختگی کششی دارد.

جدول ۳. آنالیز حساسیت برای احتمال وقوع گسیختگی کششی

پارامتر متغییر	حالت اولیه	حالت ثانویه	درصد تغییر نسبی	میزان اثرگذاری
مدول یانگ	۴۵/۷۴۴	۴۵/۷۲۹	-۰/۰۳	ناچیز
ضریب پواسون	۴۵/۷۴۴	۴۵/۷۳۳	-۰/۰۲	ناچیز
نسبت تنش افقی به تنش قائم اولیه	۴۵/۷۴۴	۱۵/۲۹۲	-۶۶/۵	بسیار زیاد
دبی تزریق و تولید	۴۵/۷۴۴	۴۶/۳۸۳	۱/۴	ناچیز

۲.۵.۳ نسبت تنش برشی به تنش متوسط موثر

در جدول ۴ اثر هر کدام از پارامترها بر نسبت تنش برشی به تنش متوسط موثر که معیاری از احتمال وقوع گسیختگی برشی است مشاهده می شود

۵.۳ آنالیز حساسیت نسبت به پارامترهای ورودی مدل جهت آنالیز حساسیت از روش "یک فاکتور در هر زمان"^{۱۴} (Campolongo et al., 2000) برای ارزیابی اثر هر پارامتر بر یکپارچگی پوش سنگ و تغییر پاسخ های مورد نظر، استفاده گردید. این روش شامل تغییر هر پارامتر ورودی به طور جداگانه و اندازه گیری تأثیر آن بر روی خروجی است. جهت بررسی اثر هر پارامتر مقادیر پایین و بالای آن پارامتر را در نظر گرفته و اثر تغییر آن را در حالی که سایر پارامترهای ورودی ثابت هستند مورد بررسی قرار می گیرد. پارامترهای مورد بررسی عبارتند از مدول یانگ، ضریب پواسون، نسبت تنش افقی به تنش قائم اولیه، دبی تزریق و تولید. جدول ۲ مقادیر پایین و بالای فرض شده برای هر پارامتر ورودی را نشان می دهد. مقادیر اولیه با توجه به مقاله (Karimnezhad et al., 2014) و مقادیر ثانویه با توجه به مقادیر بیان شده در مراجع (Fjaer, 2008; Vidal-Gilbert et al., 2009; Shi & Durucan, 2009; Rohmer & Seyed, 2010; Shukla et al., 2011; Vilarrasa et al. 2011; Goodarzi, 2013; Teatini et al., 2014) انتخاب شده اند. منظور از حالت اولیه، شرایط اصلی شبیه سازی می باشد که مشخصات آن در جدول ۲ بیان شده است.

جدول ۲. پارامترهای مورد استفاده در بررسی نتایج در دو حالت اولیه و ثانویه

پارامتر	حالت اولیه	حالت ثانویه
مدول یانگ GPa	۲۷/۲	۱۰
ضریب پواسون	۰/۳۵	۰/۲
نسبت تنش افقی به تنش قائم اولیه	$K_h = ۰/۹۶$	$K_h = ۰/۱۶$
دبی تزریق	$Q_{inj} = ۱$	$Q_{inj} = ۱۰$
دبی تولید	$Q_{prod} = ۰/۱$	$Q_{prod} = ۱$
	$Mt/year$	$Mt/year$

بررسی ها در مرز مخزن و پوش سنگ و در زمان انتهای شبیه سازی یعنی پایان تولید انجام شده است. در تمامی

¹⁴ One Factor at A Time

۴.۵.۳ ضریب پوکی

در جدول ۶ اثر هرکدام از پارامترها بر ضریب پوکی که معیاری از افزایش تخلخل می باشد، مشاهده می شود. تقریباً تغییر محسوسی در ضریب پوکی مشاهده نمی شود، فقط می توان گفت کاهش مدول یانگ موجب اندکی افزایش ضریب پوکی می شود.

جدول ۶. آنالیز حساسیت برای ضریب پوکی

پارامتر متغییر	حالت اولیه	حالت ثانویه	درصد تغییر نسبی	میزان اثرگذاری
مدول یانگ	۰/۱۵۱	۰/۱۵۲۵	۱/۰۵	کم
ضریب پواسون	۰/۱۵۱	۰/۱۵۱۸	۰/۶	ناچیز
نسبت تنش	۰/۱۵۱	۰/۱۵۰۷	-۰/۱۳	ناچیز
افقی به تنش قائم اولیه	۰/۱۵۱	۰/۱۵۰۹	۰/۰۱	ناچیز
دبی تزریق و تولید	۰/۱۵۱	۰/۱۵۰۹	۰/۰۱	ناچیز

۵.۵.۳ معیار موهر - کلمب

با اعمال مراحل تزریق و تولید به علت تغییر در فشار منفذی و کاهش تنش مؤثر، دایره موهر به سمت چپ جابجا شده و به پوش شکست مقداری نزدیک می شود اما همچنان دچار گسیختگی نمی گردد. شکل ۱۹ نمودار موهر تغییرات تنش در سطح تماس مخزن و پوش سنگ را نشان می دهد که پس از مراحل تزریق و تولید به پوش شکست نمی رسد. لذا پوش سنگ سالم باقی خواهد ماند. به بیان دیگر در دبی های مفروض پوش سنگ یکپارچه باقی خواهد ماند. لازم به ذکر است در شکل ۱۹ چسبندگی برابر با ۲۳ مگاپاسکال و زاویه اصطکاک داخلی برابر با ۴۴ درجه می باشد.

جدول ۴. آنالیز حساسیت برای احتمال وقوع گسیختگی برشی

پارامتر متغییر	حالت اولیه	حالت ثانویه	درصد تغییر نسبی	میزان اثرگذاری
مدول یانگ	۰/۰۲۴۸	۰/۰۴۲۴	۷۰	کم
ضریب پواسون	۰/۰۲۴۸	۰/۰۳۹۹	۶۰	کم
نسبت تنش	۰/۰۲۴۸	۰/۰۷۰۵	۱۸۵	متوسط
افقی به تنش قائم اولیه	۰/۰۲۴۸	۰/۲۱۷۹	۷۷۷	بسیار زیاد
دبی تزریق و تولید	۰/۰۲۴۸	۰/۲۱۷۹	۷۷۷	بسیار زیاد

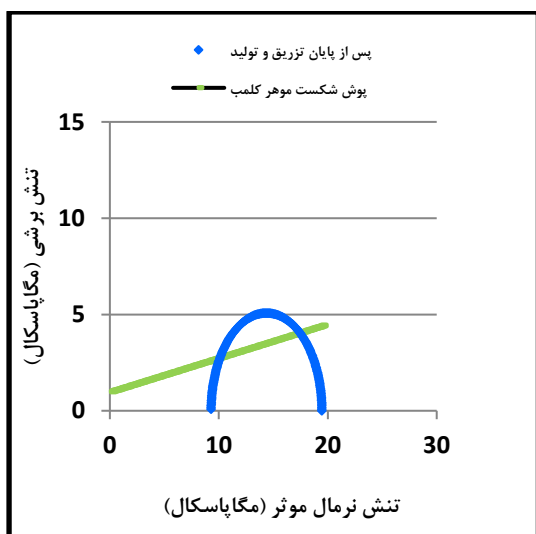
دبی تزریق و تولید بیشترین اثر را بر افزایش احتمال گسیختگی برشی دارد. پس از آن نسبت تنش افقی اولیه به تنش قائم از این نظر حائز اهمیت است.

۳.۵.۳ جابجایی قائم مخزن

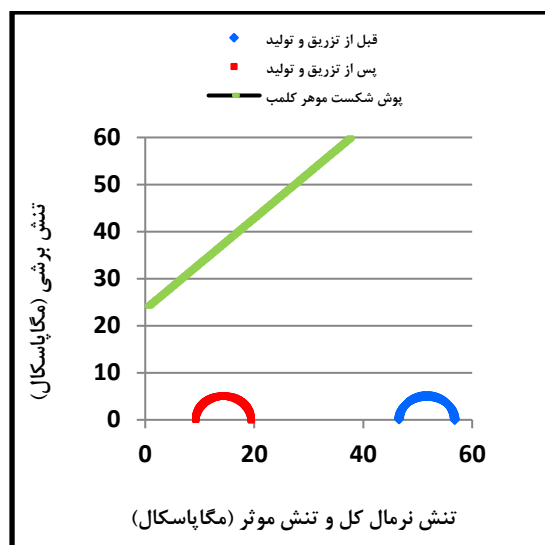
در جدول ۵ اثر هرکدام از پارامترها بر جابجایی قائم مخزن مشاهده می شود. همانطور که دیده می شود، دبی تزریق و تولید بیشترین اثر را بر افزایش جابجایی قائم مخزن دارد. پس از آن مدول یانگ از این نظر حائز اهمیت است.

جدول ۵. آنالیز حساسیت برای جابجایی قائم مخزن

پارامتر متغییر	حالت اولیه	حالت ثانویه	درصد تغییر نسبی	میزان اثرگذاری
مدول یانگ	۰/۰۱۰۱	۰/۰۱۱۹	۱۸	کم
ضریب پواسون	۰/۰۱۰۱	۰/۰۱۰۵	۵	کم
نسبت تنش	۰/۰۱۰۱	۰/۰۱۰۲	۲	ناچیز
افقی به تنش قائم اولیه	۰/۰۱۰۱	۰/۰۱۸۰	۷۸/۴	بسیار زیاد
دبی تزریق و تولید	۰/۰۱۰۱	۰/۰۱۸۰	۷۸/۴	بسیار زیاد



شکل ۲۰. تحلیل حساسیت نسبت به چسبندگی و زاویه اصطکاک



شکل ۱۹. نمودار موهر تغییرات تنش در سطح تماس مخزن و پوش سنگ

۴. نتیجه گیری

در این پژوهش به منظور ارزیابی پارامترهای ژئومکانیکی اثرگذار بر روی فرآیند ذخیره سازی زیرزمینی گاز طبیعی در یک آبخوان، به شبیه سازی فرآیند پرداخته شد و پارامترهای ژئومکانیکی موثر بر این فرآیند مورد مطالعه قرار گرفت. همچنین آنالیز حساسیت نسبت به پارامترهای ورودی به مدل صورت گرفت. نتایج حاصل شده از این پژوهش به شرح ذیل می باشند:

- با گذشت زمان با تزریق گاز فشار منفذی در نقاط مختلف افزایش می یابد. بیشترین میزان افزایش فشار منفذی در پایان دوره تزریق گاز و در محل چاه های تزریقی می باشد. همچنین با آغاز تولید، فشار منفذی در نقاط مختلف شروع به کاهش نموده و بیشترین کاهش فشار منفذی در انتهای دوره تولید و در محل چاه تولیدی رخ می دهد.
- در سطح تماس مخزن و پوش سنگ بیشترین میزان تغییرات فشار منفذی و تنش های موثر در محدوده محل تزریق و تولید می باشد. لذا این ناحیه ها حساس ترین ناحیه در تحلیل یکپارچگی پوش سنگ در ذخیره سازی گاز می باشد.
- میزان جابجایی قائم در پایان دوره تولید بیشتر از پایان دوره تزریق می باشد. در پایان دوره تزریق بیشترین جابجایی در محل چاه تزریقی و در پایان

در حقیقت به علت عرض از مبدا بالای خط شکست پوش سنگ (به دلیل چسبندگی نسبتا بالای آن) و همچنین شیب بالای این خط (به دلیل میزان نسبتا بالای زاویه اصطکاک داخلی زیاد) انتظار می رود دایره موهر هیچگاه خط شکست پوش سنگ را قطع نکند مگر اینکه پوش سنگ دارای مقادیر بسیار پایین چسبندگی و زاویه اصطکاک داخلی باشد که البته مقادیر مذکور برای پوش سنگ دور از انتظار می باشند. به عنوان مثال در شکل ۲۰ در صورتی که چسبندگی برابر با ۱ مگاپاسکال و زاویه اصطکاک داخلی برابر با ۱۰ درجه در مقایسه با شکل ۱۹ باشد، در این حالت پوش سنگ دچار گسیختگی برشی خواهد شد. در رابطه با گسیختگی کششی همانطور که در شکل ۱۹ دیده می شود، بر اساس دایره های موهر حداقل تنش اصلی موثر همیشه یک مقدار مثبت دارد. برای تنش موثر اولیه $46/6$ مگاپاسکال پس از ۱۱ سال تزریق و تولید، حداقل تنش اصلی موثر به $9/3$ مگاپاسکال می رسد؛ بنابراین، با توجه به معادله (۵)، گسیختگی کششی در پوش سنگ در شرایط مورد بررسی در این مطالعه رخ نمی دهد. اگرچه، همانطور که در شکل ۱۹ مشاهده می شود، در صورت استفاده از نرخ های تزریق و تولید بالاتر، حداقل تنش اصلی پتانسیل منفی شدن را دارد.

- دوره تولید بیشترین جابجایی در محل چاه تولیدی می باشد.
- با افزایش عمق به دلیل افزایش فشار منفذی میزان جابجایی قائم افزایش می یابد اما با نزدیک شدن به لایه زیرین مخزن از میزان جابجایی کاسته می شود.
- روند افزایش فشار منفذی در ابتدای تزریق و روند کاهش فشار منفذی در ابتدای تولید بیشتر است. به همین دلیل تغییرات جابجایی قائم در زمان‌های ابتدایی در هر کدام از مراحل تزریق و تولید بیشتر می باشد.
- نسبت تنش‌های افقی به تنش قائم اولیه بیشترین تاثیر را در بالابردن احتمال گسیختگی کششی دارد. همچنین مقدار دبی تزریق و تولید بیشترین تاثیر را بر افزایش احتمال گسیختگی برشی دارد و پس آن نسبت تنش‌های افقی به تنش قائم اولیه از این نظر در رتبه دوم قرار می گیرد.
- در مورد جابجایی قائم مخزن، در درجه اول دبی تزریق و تولید بیشترین تاثیر را داشته و پس از آن مدول یانگ مخزن در رتبه بعدی قرار می گیرد.

۵. مراجع

- Campolongo F., Kleijnen J., Andres T. (2000) Screening methods in Sensitivity Analysis, in Sensitivity Analysis, Saltelli A., Chan K., Scott M. (eds), John Wiley and Sons Publishers.
- De Moegen, H., & Giouse, H. (1989). Long-Term Study of Cushion Gas Replacement by Inert Gas. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Egermann, P., Schaaf, T., & Bréfort, B. (2010). A Modified Hysteresis Relative Permeability Including a Gas Remobilization Threshold For Better Production Forecasts of Gas Storages. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M. & Risnes, R. (2008). Petroleum Related Rock Mechanics, second ed. Elsevier Science, Hungary
- Goodarzi, S. (2013). Geomechanical aspects of CO₂ storage under fracturing and thermal conditions, in PhD Thesis., University of Calgary: Alberta.
- Jafari, A., Sadirli, P., Gharibshahi, R., Kazemi Tooseh, E., Samivand, M., Teymouri, A. (2019). A Numerical Investigation into the Effect of Controllable Parameters on the Natural Gas Storage in a Weak Reservoir-type Aquifer. *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*
- Hawkes, C. D., McLellan, P.J and Zimmer, U. (2004). Geomechanical Factors Affecting Geological Storage of CO₂ in Depleted Oil and Gas Reservoir: Risks and Mechanisms. American Rock Mechanics Association.
- Karimnezhad, M., Jalalifar, H., & Kamari, M. (2014). Investigation of caprock integrity for CO₂ sequestration in an oil reservoir using a numerical method. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 1127–1137.
- Katz, D. L. and Robert, L. L. (1990) *Natural Gas Engineering: Production and Storage*, McGraw-Hill, New York, USA.
- Labaune, F., & Knudsen, J. E. (1987). Inert Gas in Tonder Aquifer Storage: A Complete Preliminary Computer Study. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, F., & Knudsen, J. E. (1987). Inert Gas in Tonder Aquifer Storage: A Complete Preliminary Computer Study. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Laille, J. P., Molinard, J. E., & Wents, A. (1988). Inert Gas Injection as Part of the Cushion of the Underground Storage of Saint-Clair-Sur-Epte, France. SPE Gas Technology Symposium.
- Martinez, M. J., Newell, P., Bishop, J. E., & Turner, D. Z. (2013). Coupled multiphase flow and geomechanics model for analysis of joint reactivation during CO₂ sequestration operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 17, 148–160.
- Ostrowski, L. P., & Uelker, B. (2008). Minimizing Risk of Gas Escape in Gas Storage and Sequestration by In-Situ Measurement of Gas Threshold Pressure and Optimized Completion Solutions. Europec/EAGE Conference and Exhibition.
- Persoff, P., Pruess, K., Benson, S. M., Wu, Y. S., Radke, C. J., Witherspoon, P. A., & Shikari, Y. A. (1990). Aqueous Foams for Control of Gas Migration and Water Coning in Aquifer Gas Storage. *Energy Sources*, 12(4), 479–497.
- Rohmer, J., & Seyed, D. M. (2010). Coupled Large Scale Hydromechanical Modelling for Caprock Failure Risk Assessment of CO₂ Storage in Deep Saline Aquifers. *Oil & Gas Science and Technology – Revue de l'Institut Français Du Pétrole*, 65(3), 503–517.
- Rudnicki, J. W. (1986). Fluid mass sources and point forces in linear elastic diffusive solids. *Mechanics of Materials*, 5(4), 383–393
- Shi, J.-Q., & Durucan, S. (2009). A coupled reservoir-geomechanical simulation study of CO₂ storage in a

- nearly depleted natural gas reservoir. *Energy Procedia*, 1(1), 3039–3046.
- Shukla, R., Ranjith, P. G., Choi, S. K., & Haque, A. (2011). Study of Caprock Integrity in Geosequestration of Carbon Dioxide. *International Journal of Geomechanics*, 11(4), 294–301.
- Smith, D. H., & Jikich, S. A. (1993). *Foams and Surfactants for Improved Underground Storage of Natural Gas by Blockage of Water Coning*. Society of Petroleum Engineers.
- Sonier, F., Lehuen, P., & Nabil, R. (1993). *Full-Field Gas Storage Simulation Using a Control-Volume Finite-Element Model*. Society of Petroleum Engineers.
- Teatini, P., Castelletto, N., & Gambolati, G. (2014). 3D geomechanical modeling for CO₂ geological storage in faulted formations. A case study in an offshore northern Adriatic reservoir, Italy. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 22, 63–76
- Teletzke, G. F., & Lu, P. (2013). Guidelines for Reservoir Modeling of Geologic CO₂ Storage. *Energy Procedia*, 37, 3936–3944.
- Tillner, E., Shi, J.-Q., Bacci, G., Nielsen, C. M., Frykman, P., Dalhoff, F., & Kempka, T. (2014). Coupled Dynamic Flow and Geomechanical Simulations for an Integrated Assessment of CO₂ Storage Impacts in a Saline Aquifer. *Energy Procedia*, 63, 2879–2893.
- Tooseh, K. E., Jafari, A., & Teymouri, A. (2018). Gas–water–rock interactions and factors affecting gas storage capacity during natural gas storage in a low permeability aquifer. *Petroleum Exploration and Development*, 45(6), 1123–1128.
- Vidal-Gilbert, S., Nauroy, J.-F., & Brosse, E. (2009). 3D geomechanical modelling for CO₂ geologic storage in the Dogger carbonates of the Paris Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(3), 288–299.
- Vilarrasa, V., Olivella, S., & Carrera, J. (2011). Geomechanical stability of the caprock during CO₂ sequestration in deep saline aquifers. *Energy Procedia*, 4, 5306–5313.
- Weaver, J. D., & Morgan, J. A. (1988). *Furan Resin Process Replaces Workovers in Gas Storage Reservoirs*. SPE Gas Technology Symposium.
- Zaitoun, A., Tabary, R., Rousseau, D., Pichery, T. R., Nouyoux, S., Mallo, P., & Braun, O. (2007). Using Microgels to Shut Off Water in a Gas Storage Well. *International Symposium on Oilfield Chemistry*.