



بررسی تأثیر افزایش فشار منفذی ناشی از تزریق گاز بر پایداری گسل‌های نرمال یکی از میادین جنوب غرب ایران

مجید تقی‌پور^۱؛ محمد غفوری^{۲*}؛ غلامرضا لشکری‌پور^۲؛ ناصر حافظی‌مقدس^۲؛ عبدالله ملقب^۳

۱. دانشجوی دکتری؛ دانشکده‌ی علوم، دانشگاه فردوسی مشهد

۲. استاد تمام؛ دانشکده‌ی علوم، دانشگاه فردوسی مشهد

۳. کارشناس اداره زمین‌شناسی؛ شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

دریافت مقاله: ۱۳۹۷/۰۵/۱۴ پذیرش مقاله: ۱۳۹۷/۰۸/۲۳

شناسه دیجیتال (DOI): 10.22107/JPG.2019.143304.1065

چکیده

واژگان کلیدی

تزریق گاز، پایداری گسل، تحلیل ژئومکانیکی، تمایل لغزش، مخزن آسماری

یکی از مهم‌ترین مسائل مربوط به مخازن نفتی، افت فشار مخزن ناشی از برداشت هیدروکربن‌ها از آن‌ها است. به منظور حفظ میزان تولید یک چاه، انرژی از دست رفته مخزن باید به گونه‌ای جبران شود. یکی از روش‌های افزایش فشار مخزن تزریق گاز طبیعی است که در مخازن جنوب غرب ایران به طور عمده‌ای انجام می‌شود. از جمله مشکلات احتمالی مرتبط با تزریق گاز، ایجاد شکستگی‌های جدید و فعال شدن مجدد گسل‌های از پیش موجود می‌باشد. در این پژوهش با استفاده از روش تحلیلی تمایل لغزش اصلاح شده، امکان فعالیت مجدد چهار گسل موجود در منطقه بررسی و فشار منفذی بحرانی تزریق تخمین زده شده است. نتایج محاسبات تمایل لغزش نشان می‌دهند که تمامی گسل‌ها در شرایط تنش کنونی مخزن پایدار هستند و گسل $F2$ پایدارترین گسل پس از تزریق بوده که می‌تواند یک افزایش فشار منفذی تا ۵۷ مگاپاسکال را تا قبل از لغزش بر روی صفحه خود تحمل کند. نتایج تخمین پایداری شکستگی نشان می‌دهد که بیشترین میزان تغییرات تنش افقی لازم برای فعالیت مجدد نیز مرتبط با گسل $F2$ است که بیانگر پایداری بیشتر گسل‌های دارای امتداد شرقی-غربی نسبت به گسل‌های با امتداد شمال شرقی-جنوب غرب در میدان می‌باشد.

۱. پیش‌گفتار

لایه فاقد گسل خوردگی از ویژگی‌های ایده‌آل مخزن و پوش سنگ مورد نظر می‌باشند. همچنین در فرآیند تزریق، فشار تزریق حاصل از فشار روبه بالای اعمال شده توسط گاز تزریق شده (در اثر نیروهای شناوری) موجب آشفته‌گی میدان تنش در مخزن می‌گردد. تغییر در تنش و تغییرات فیزیکی و شیمیایی سنگ‌های سازند و پوش سنگ ناشی از عملکرد اسید ایجاد شده در اثر انحلال گاز در آب زیرزمینی، همچنین می‌تواند منجر به کاهش مقاومت و گسیختگی پوش سنگ گردد (Shukla et al., 2010). تزریق گاز فشار منفذی را در مخزن هدف افزایش می‌دهد. این عمل باعث کاهش تنش مؤثر شده که منجر به انبساط سنگ‌های مخزن و در نتیجه موجب تغییر شکل سنگ‌ها در روباره می‌گردد. میزان این تغییر شکل ژئومکانیکی توسط ویژگی‌های مواد مخزن و روباره و مقدار افزایش فشار ناشی از تزریق گاز کنترل می‌گردد. تغییر شکل روباره خود می‌تواند باعث ایجاد مشکل برای یکپارچگی مخزن شود. اگر شکستگی‌ها و گسل‌هایی ایجاد شده یا دوباره فعال شوند یک مسیر برای مهاجرت سیال،

تزریق سیالاتی نظیر گاز طبیعی یکی از روش‌های حفظ تولید نفت در میدان‌هایی است که دچار افت فشار شده‌اند. با تولید از مخازن هیدروکربنی، فشار منفذی کاهش یافته و هیدروکربن‌ها به طور تدریجی با سیالات سازندی جایگزین می‌گردند. تزریق گاز طبیعی در مخازن جنوب غرب ایران به علت در دسترس بودن گاز، سازگاری با مخزن و همچنین بازیافت گاز تزریق شده در مخزن، متداول‌ترین روش نگهداشت یا افزایش فشار مخزن است. تزریق گاز ضمن افزایش فشار مخزن می‌تواند باعث ثابت ماندن یا افزایش ضریب حجمی نفت مخزن گردد. این امر در نهایت منجر به افزایش بازیافت نهایی نفت مخزن خواهد شد (امیری و قاسمی‌نژاد، ۱۳۹۱).

تزریق گاز به درون یک مخزن زمین‌شناسی شامل تعدادی از موارد توأم شده‌ی سیال-دینامیکی و ژئومکانیکی است که در مقدار نهایی گازی که می‌تواند به‌طور ایمن تزریق گردد، مؤثر می‌باشند. برای یک طرح تزریق گاز، درجه آب‌بندی بالا، ظرفیت ذخیره بالا و

۱۳۸۸). پوش سنگ این میدان نفتی سازند گچساران با سن میوسن است که شامل هفت عضو می‌باشد. این سازند شامل انیدریت، سنگ‌آهک و شیل است. عضو شماره ۱ گچساران قدیمی‌ترین و عمیق‌ترین عضو این سازند بوده که پوش سنگ سازند آسمای است (James and Wynd, 1965).

ضخامت متوسط عضو شماره ۱ در میدان مورد مطالعه حدود ۴۰ متر می‌باشد. مرز پایینی سازند آسماری سازند پابده می‌باشد که یک سنگ منشأ با سن پالئوسن تا اتوسن است. طبق مطالعات صورت گرفته توسط تقی‌پور و همکارانش این میدان تحت رژیم تنش نرمال می‌باشد که در آن تنش عمودی معادل تنش اصلی حداکثر می‌باشد (Taghipour et al., 2018). صحت این امر با توجه به حضور گسل‌های نرمال که پوش سنگ را نیز قطع کرده‌اند تأیید می‌گردد. در این مطالعات با استفاده از چاه‌نگارهای تصویری، آزیموت تنش افقی حداکثر و حداقل (σ_{Hmax} و σ_{Hmin}) به ترتیب 52° و 142° تعیین گردیدند.

در این تحقیق چهار گسل نرمال موجود در قسمت جنوب غرب میدان مورد بررسی قرار گرفتند که برای سهولت $F1$ ، $F2$ ، $F3$ و $F4$ نام‌گذاری شده‌اند. از آنجایی که هیچ‌گونه اطلاعاتی در خصوص چسبندگی (C) و ضریب اصطکاک (μ) صفحات گسل موجود نمی‌باشد، این مقادیر به ترتیب صفر و $0/6$ فرض شده‌اند. ویژگی‌های ساختاری این گسل‌ها در جدول ۱ و وضعیت قرارگیری آن‌ها نسبت به تنش‌های اصلی در شکل ۱ مشاهده می‌شود. لازم به ذکر است که در این پژوهش از اطلاعات ۱۳ چاه به منظور محاسبه تنش‌های برجا و ویژگی‌های الاستیک کل میدان استفاده شده است که چهار حلقه از این چاه‌ها دقیقاً بر روی گسل‌ها مورد مطالعه حفر شده‌اند. موقعیت این چاه‌ها نسبت به گسل‌ها در مدل ساخته شده توسط نرم افزار *Petrel* در شکل ۲ نشان داده شده است.

جدول ۱. ویژگی‌های ساختاری گسل‌های مورد مطالعه

گسل	شیب (درجه)	جهت شیب (درجه)	امتداد (درجه)
$F1$	۵۲	۳۱۹	۲۲۹
$F2$	۸۰	۸	۲۷۸
$F3$	۵۹	۱۳۰	۴۰
$F4$	۴۴	۱۴۱	۵۱

ماورای آبخوان هدف فراهم می‌آورد. بنابراین به‌منظور تضمین ایمنی ذخیره‌سازی، متصدیان محل تزریق بایستی قادر باشند تا نشان دهند که تغییر شکل ژئومکانیکی به آن بزرگی نباشد که بتواند پوش سنگ را تخریب کند (Verdon, 2012).

تعیین حداکثر فشار قابل تحمل در گسل‌هایی که به صورت تله نفتی عمل می‌کنند، یک قسمت یکپارچه در پروژه‌ها می‌باشد تا ذخیره ایمن گاز را تأمین کند، زیرا فعال شدن مجدد گسل‌ها یکی از دلایل مهمی است که می‌تواند منجر به تخریب پوش سنگ گردد (Streit and Hillis, 2004; Richey, 2013). ظرفیت آب‌بندی اولیه گسل‌ها ممکن است توسط فعالیت مجدد آن‌ها از بین برود (Wiprut and Zoback, 2002; Gartrell et al., 2006; Langhi et al., 2010; Nicholson and Wesson, 1990; Guha, 2000; Cornet, 2012; Evans et al., 2012; Keranen et al., 2013; McGarr et al., 2015).

هدف از این پژوهش بررسی پایداری گسل‌های یکی از میداین جنوب غرب ایران در اثر افزایش فشار منفذی ناشی از تزریق گاز می‌باشد. بدین منظور ابتدا با استفاده از داده‌های ژئومکانیکی ارائه شده توسط شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ویژگی‌های مکانیکی سنگ مخزن (مدول یانگ، نسبت پواسون، مقاومت فشاری تک‌محوری، چسبندگی، زاویه اصطکاک داخلی و فشار منفذی) محاسبه شدند. در مرحله بعد با استفاده از روش‌های تحلیلی احتمال لغزش گسل در اثر تزریق گاز توسط فاکتور تمایل لغزش و پایداری گسیختگی بررسی گردید.

۲. ویژگی‌های زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی مورد مطالعه در قسمت ایرانی کمربند چین‌خورده-تراستی زاگرس قرار دارد، کمربندی که از گسل آناطولی در شرق ترکیه تا گسل میناب نزدیک منطقه مکران در جنوب شرق ایران گسترش یافته است. این کمربند چین‌خورده-تراستی بخشی از یک حوضه پیش‌بوم فعال می‌باشد که در ترشیاری پایانی در اثر برخورد بین پلیت‌های ایران و عربستان آغاز گردید (Stocklin, 1974; Berberian and King, 1981). از لحاظ ساختاری این میدان یک تاق‌دیس دارای پلانژ دوگانه با ابعاد ۶۵ کیلومتر طول و ۸-۴ کیلومتر عرض بوده که در فروافتادگی دزفول واقع شده است. این میدان یکی از مهم‌ترین میداین تولیدکننده نفت در افق‌های کربناته الیگوسن - میوسن زیرین (سازند آسماری) و کربنات‌های کرتاسه میانی (سازند سروک) محسوب می‌شود. سازند آسماری شامل آهک‌های کرم تا خاکستری رنگ، سنگ‌آهک دولومیتی و دولومیت می‌باشد و ضخامت آن در برش نمونه ۳۱۴ متر است (درویش‌زاده،

بررسی تأثیر افزایش فشار منفذی ناشی از تزریق گاز بر پایداری گسل‌های نرمال یکی از میادین جنوب غرب ایران

یکی از مخازن ایران می‌باشد، محاسبه شده است. طبق مطالعات پیشین بر روی این میدان توسط (Taghipour et al., 2018)، این رابطه تخمین خوبی از فشار منفذی مخزن ارائه می‌دهد.

$$E_s = 0.7 \times E_d \quad (1)$$

$$v_s = v_d \quad (2)$$

$$UCS = 2.27E_s + 4.7 \quad (3)$$

$$C = \frac{UCS}{2 \tan \theta} \quad (4)$$

$$\phi = 26.5 - 37.4(1 - NPHI - V_{sh}) + 62.1(1 - NPHI - V_{sh})^2 \quad (5)$$

$$P_{pg} = S_g - (S_g - P_{ng}) \left(\frac{50 + (185 - 50)e^{-0.00137z}}{\Delta t} \right)^{\wedge} \quad (6)$$

در روابط فوق E_s و E_d به ترتیب مدول یانگ استاتیک و دینامیک بر حسب GPa ، v_s و v_d به ترتیب نسبت پواسون استاتیک و دینامیک، UCS مقاومت تراکمی تک‌محوری بر حسب MPa ، C چسبندگی بر حسب MPa ، ϕ زاویه اصطکاک داخلی بر حسب درجه، $NPHI$ چاه‌نگار تخلخل نوترون و V_{sh} حجم شیل می‌باشد. برای محاسبه V_{sh} و زاویه θ به ترتیب از روابط (Asquith et al., 2004) و (Jaeger et al., 2009) مطابق زیر استفاده می‌شود:

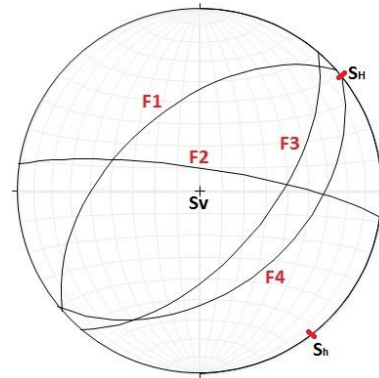
$$V_{sh} = \frac{(GR_{log} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \quad (7)$$

$$\theta = 45 + \frac{\phi}{2} \quad (8)$$

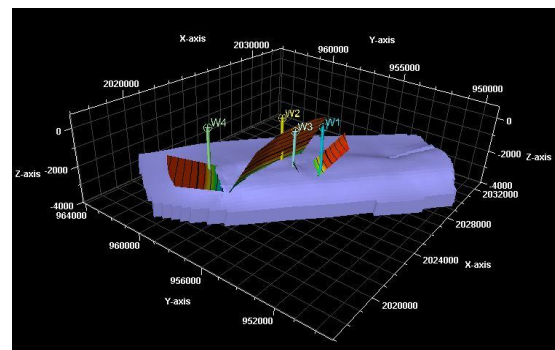
در رابطه فشار منفذی، P_{pg} گرادیان فشار سازند، P_{ng} گرادیان فشار هیدروستاتیک که مقدار $10^{-2} \times 1.049 \text{ MPa/m}$ (یا psi/ft) 0.464 برای مخازن ایران پیشنهاد شده است. Δt زمان عبور موج است که از چاه‌نگار به دست می‌آید، z عمق مورد نظر و x ثابت نمایی است که در مطالعات (Azadpour et al., 2015) مقدار 0.15 برای آن تعیین شده است. S_g گرادیان فشار روباره است که توسط رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$S_g = 0.433 \times \rho_b \quad (9)$$

که در آن ρ_b چگالی توده‌ای سنگ می‌باشد.



شکل ۱. تصویر استریونوت صفحات گسل‌ها و جهت‌گیری تنش‌های برجا



شکل ۲. موقعیت برخی از چاه‌های میدان نسبت به گسل‌های مورد مطالعه

۳. ویژگی‌های مکانیکی سنگ مخزن

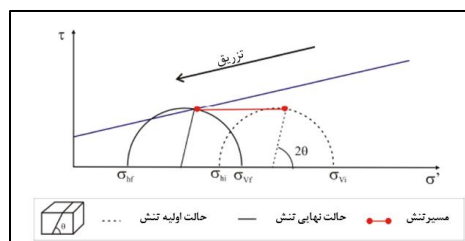
ارزیابی رفتار مکانیکی بر جای سنگ نیازمند داده‌های ورودی مناسب نظیر حالت تنش و فشار منفذی در عمق مورد نظر، مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی و ... است. منابع داده‌ای اصلی در این موارد شامل مغزه‌ها و داده‌های ثبت شده در میدان (شامل اندازه‌گیری‌های حین حفاری، چاه‌نگارها، داده‌های لرزه‌ای و آزمایش‌های مختلف چاه) می‌باشد.

در این پژوهش برای محاسبه ویژگی‌های مکانیکی نظیر مدول یانگ (E)، نسبت پواسون (ν) و مقاومت تراکمی تک‌محوری (UCS) از روابط به دست آمده در آزمایشگاه شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب استفاده گردیده است. همچنین زاویه اصطکاک داخلی (ϕ) و چسبندگی (C) نیز به ترتیب توسط روابط (Jaeger et al., 2009) و (Plumb, 1994) محاسبه شده‌اند. فشار منفذی در میدان با استفاده از رابطه ارائه شده توسط (Azadpour et al., 2015) که شکل تغییر یافته رابطه (Eaton, 1975) برای

۴. فعالیت مجدد گسل

فعالیت مجدد گسل یا بازشدگی گسل‌ها و شکستگی‌های از پیش موجود، ممکن است هنگامی رخ دهد که تنش برشی حداکثر که بر روی گسل عمل می‌کند، از مقاومت برشی صفحه‌ی گسل تجاوز کند (Hawkes et al., 2005). در این حالت لغزشی در سطح گسل اتفاق می‌افتد که باعث ایجاد یک مسیر نشست می‌شود. این امر خود باعث تولید یا افزایش تراوایی شکستگی می‌گردد. بر اساس جهت‌گیری گسل‌های موجود و تغییر در فشار منفذی، تزریق گاز ممکن است باعث القای تنش‌های برشی بزرگی بر روی پوش سنگ بالای مخزن گردد.

زمانی که شبکه‌های به هم پیوسته‌ای از شکستگی‌های باز تولید می‌شوند، می‌توانند به همراه سطوح ناصاف گسلی، مسیرهای فرار سیال غنی از گاز را از یک مخزن فراهم آورند. به همین دلیل چاه تزریق بایستی تا جای ممکن به دور از گسل‌ها قرار گیرد تا احتمال فعالیت مجدد گسل‌های نزدیک چاه تزریق به حداقل برسد. خطر نشست گاز از طریق شکستگی‌ها، تا مادامی‌که فشار مخزن پس از تزریق از فشار اولیه مخزن تجاوز نکند، پایین می‌باشد (Zhang et al., 2006). تمایل لغزش یک گسل به میزان زیادی به فشار منفذی وابسته می‌باشد. در این حالت تزریق گاز با افزایش تنش مؤثر موجب کاهش تنش نرمال شده و لغزش رخ می‌دهد. شکل ۳ به صورت شماتیک نشان دهنده‌ی این پدیده با استفاده از دایره موهر می‌باشد.



شکل ۳. نمودار موهر-کولمب برای فعالیت مجدد گسل ناشی از تزریق گاز (Nacht et al., 2010)

۱.۴ روش‌های ارزیابی فعالیت مجدد گسل

لغزش و فعالیت مجدد گسل اولین بار به عنوان یک عامل جریان سیال در مناطق گسل‌خورده توسط (Sibson, 1990) تشخیص داده شد و اصولاً توسط معیار گسیختگی موهر-کولمب بررسی می‌شود. به طور کلی سه روش عمده موجود در خصوص مطالعه فعالیت مجدد گسل‌ها عبارتند از: روش تحلیلی، نیمه‌تحلیلی و عددی. از متداول‌ترین روش‌های تحلیلی مورد استفاده می‌توان به روش دایره موهر (دوبعدی و سه‌بعدی) و فاکتور تمایل لغزش اشاره کرد.

۱.۱.۴ فاکتور تمایل لغزش

تمایل لغزش امکان ارزیابی خطر نسبی لغزش گسل را در تانسور تنش امروزی و به طور وسیعی در ارزیابی خطر زلزله مورد استفاده قرار می‌گیرد (Kulikowski et al., 2016). (Hawkes et al., 2005) رابطه‌ای را معرفی کردند که نشان می‌دهد خطر لغزش گسل تابعی از بزرگی‌های تنش برجا، فشار منفذی روی صفحه گسل، جهت‌گیری گسل و زاویه اصطکاک گسل می‌باشد:

$$(10)$$

$$T_{sm} = \frac{(\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\delta}{[(\sigma_1 + \sigma_3) + (\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\delta - 2P_p] \tan \phi_{fault}}$$

این رابطه تنها برای حالتی است که تغییرات فشار منفذی روی صفحه گسل رخ می‌دهد. در این رابطه σ_1 و σ_3 به ترتیب تنش اصلی حداکثر و حداقل (برحسب Pa)، δ در رژیم گسلش نرمال زاویه شیب گسل نسبت به خط افق (برحسب رادیان) می‌باشد. ϕ_{fault} نیز زاویه اصطکاک گسل (برحسب رادیان) و P_p فشار منفذی روی صفحه گسل (برحسب Pa) می‌باشد. در شرایطی که $T_{sm} \geq 1$ باشد، انتظار فعالیت مجدد گسل می‌رود.

طبق مطالعات (Hawkes et al., 2005) در یک رژیم تنش نرمال، گسل‌هایی که روند تقریباً موازی با تنش اصلی متوسط ($\sigma_2 = \sigma_{Hmax}$) و زاویه‌ی شیب نزدیک به ۶۰ درجه دارند، احتمال لغزش بیشتری خواهند داشت. این محققین همچنین روابطی را معرفی کردند که تغییرات فشار منفذی در محدوده وسیع‌تری از مخزن رخ می‌دهد. روابط ارائه شده در این حالت برای رژیم تنش نرمال به صورت زیر می‌باشد:

$$(11)$$

$$T_{sm} = \frac{Const_1 + \Delta p_{fm} B \sin 2\delta}{Const_2 + \Delta p_{fm} \tan \phi_{fault} [2 - B(1 + \cos 2\delta)]}$$

$$Const_1 = (\sigma_v - \sigma_{hmin}) \sin 2\delta \quad (12)$$

$$(13)$$

$$Const_2 = [(\sigma_v + \sigma_{hmin}) + (\sigma_v - \sigma_{hmin}) \cos 2\delta - 2p_{fm}] \tan \phi_{fault}$$

در روابط بالا Δp_{fm} تغییرات فشار سازند، B ثابت پاسخ تخلیه مخزن (معمولاً در محدود ۰/۵ تا ۰/۸) و p_{fm} فشار منفذی سازند می‌باشد. طبق این رابطه کاملاً مشهود است که تمایل لغزش با تخلیه مخزن

بررسی تأثیر افزایش فشار منفذی ناشی از تزریق گاز بر پایداری گسل‌های نرمال یکی از میادین جنوب غرب ایران

افزایش می‌یابد هنگامی که شرایط زیر برقرار شود:

$$\tan\varphi_{fault} < \frac{B\sin 2\delta}{2 - B(1 + \cos 2\delta)} \quad (14)$$

زده شود. در دایره موهر، این افزایش فشار منفذی عبارت است از اختلاف بین تنش نرمال مؤثر عمل‌کننده بر روی یک قطعه گسل و تنش نرمال مؤثر مورد نیاز برای القای گسیختگی روی این قطعه (شکل ۳) (Streit and Hillis, 2004). فشار منفذی بحرانی همچنین می‌تواند توسط رابطه تمایل لغزش اصلاح‌شده نیز محاسبه گردد. در این حالت با در نظر گرفتن $T_{sm} = I$ (شرایط تعادل حدی) فشار منفذی بحرانی به دست می‌آید:

$$(15)$$

$$P_{cr} = \frac{[(\sigma_1 + \sigma_3) + (\sigma_1 - \sigma_3 \cos 2\delta) \tan\varphi_{fault}] - (\sigma_1 - \sigma_3 \sin 2\delta)}{2 \tan\varphi_{fault}}$$

اختلاف فشار منفذی بحرانی لازم برای فعالیت مجدد گسل نیز از رابطه زیر محاسبه می‌گردد:

$$(16)$$

$$\Delta p_{fmc} = \frac{Const_2 - Const_1}{B \sin(2\delta) - 2 \tan(\varphi_{fault}) + B \tan(\varphi_{fault}) + B \cos(2\delta) \tan(\varphi_{fault})}$$

در روابط فوق P_{cr} فشار منفذی بحرانی و Δp_{fmc} تغییرات فشار منفذی بحرانی (برحسب Pa) می‌باشد.

۳.۱.۴ فاکتور پایداری گسیختگی

تحلیل پایداری گسیختگی به منظور نشان دادن افزایش نسبی فشار منفذی لازم برای شروع فعالیت مجدد گسل به کار می‌رود. افزایش در فشار منفذی (ΔP_p) دایره موهر را به سمت چپ حرکت می‌دهد تا زمانی که نقطه معرف صفحه گسل پوش گسیختگی را قطع نماید. (Hung and Wu, 2012) نشان دادند که تکنولوژی‌های تزریق سیالات (مانند شکست هیدرولیکی، مجزا سازی کربن دی‌اکسید، ذخیره سازی گاز طبیعی و غیره) تحرک کافی را برای واکنش دادن با صفحات گسل‌های مجاور و تأثیر بر پتانسیل فعالیت مجدد دارند که این امر به وسیله‌ی افزایش مؤثر بزرگی تنش افقی رخ می‌دهد. پایداری گسیختگی (S_f) توسط رابطه زیر محاسبه می‌گردد:

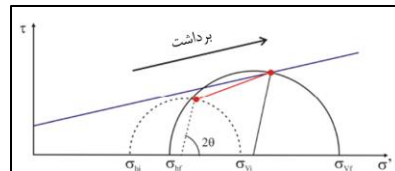
$$\Delta\sigma_{Hor} = \alpha \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) \Delta P_p \quad (17)$$

در این رابطه $\sigma_{\Delta Hor}$ تغییرات تنش افقی، α ضریب بیوت، ν نسبت پواسون و ΔP_p افزایش فشار منفذی می‌باشد (Hung and Wu, 2012). واضح است که تغییری در فشار منفذی منجر به افزایشی در تنش افقی می‌شود.

۵. نتایج و بحث

به منظور محاسبه ویژگی‌های مکانیکی سنگ مخزن، از روابط معرفی شده استفاده گردید که نتایج آن برای سنگ‌های مجاور هر یک از گسل‌ها در جدول ۲ خلاصه شده است.

برداشت هیدروکربن از مخازن تنها زمانی منجر به افزایش تمایل لغزش می‌گردد که شرایط ویژه‌ای به وجود آیند. به ویژه این که زاویه‌های اصطکاک گسل‌ها بایستی نسبتاً کم بوده و عامل پاسخ تخلیه (پارامتر B) بایستی نسبتاً زیاد باشد. گسل‌های با شیب کم تا متوسط (حدود ۱۰ تا ۶۰ درجه) افزایشی در تمایل لغزش گسل را تجربه خواهند کرد. برای تمام شرایط دیگر در رژیم تنش نرمال، تمایل لغزش با افزایش فشار متوسط مخزن (برای مثال طی تزریق گاز) افزایش می‌یابد. در این موارد، در حوضه‌های دارای گسل‌های نرمال که رژیم تنش امروزی نیز نرمال است، تحلیل‌های ژئومکانیکی لازم است تا مشخص شود خطر حداکثر فعالیت مجدد گسل در صورت تخلیه مخزن رخ می‌دهد، یا پس از تزریق که فشار متوسط مخزن افزایش می‌یابد (Hawkes et al., 2005). شکل ۴ به صورت شماتیک فعالیت مجدد گسل طی برداشت را نشان می‌دهد. در این حالت طی برداشت هیدروکربن، تنش افقی σ_h کاهش می‌یابد و بدین ترتیب اختلاف بین σ_h و σ_v افزایش می‌یابد. در نتیجه برخلاف افزایشی که در تنش مؤثر ایجاد می‌گردد، گسل می‌تواند دچار فعالیت مجدد شود. لازم به ذکر است که در این حالت فرض شده که فشار منفذی تأثیری بر تنش عمودی σ_v نخواهد گذاشت و تنها تنش افقی با تغییرات فشار منفذی تغییر می‌کند.



شکل ۴. نمودار موهر-کولمب برای فعالیت مجدد گسل طی برداشت هیدروکربن (دایره موهر نقطه چین دار حالت اولیه است) (Nacht et al., 2010)

به‌طور کلی، در رژیم تنش نرمال طی تولید (برداشت)، نواحی در محدوده و نزدیک بال‌های جانبی مخزن تمایل به فعالیت مجدد دارند، درحالی‌که طی تزریق سنگ‌های قرارگرفته در بالا و پایین تمایل به فعالیت مجدد دارند (Soltanzadeh and Hawkes, 2009).

۲.۱.۴ تخمین فشار منفذی بحرانی

با محاسبه‌ی افزایش فشار منفذی مورد نیاز برای القای گسیختگی بر روی گسل‌ها، حداکثر فشار تزریق قابل تحمل می‌تواند تخمین

دیگر گسل $F2$ ، پایدارترین گسل میدان می‌باشد، زیرا دارای کمترین تمایل لغزش و تمایل لغزش اصلاح شده بوده و می‌تواند یک افزایش فشار منفذی تا ۵۷ مگاپاسکال را قبل از لغزش بر روی صفحه خود تحمل کند. تغییرات فشار منفذی بحرانی (Δp_{fmc}) محاسبه شده در جدول ۳ دارای علامت منفی است که این علامت منفی نشان دهنده‌ی این است که فشار منفذی اولیه مخزن بایستی کاهش یابد و این کاهش در اثر برداشت از مخزن حاصل می‌گردد. به عبارت دیگر محاسبات این قسمت، برداشت از مخزن تحت رژیم تنش نرمال را عامل ناپایداری گسل‌ها می‌داند و نه تزریق گاز. شاید این‌گونه برداشت شود که نتایج حاصل از فشار منفذی بحرانی محاسبه شده توسط عامل تمایل لغزش اصلاح شده (برای حالت افزایش فشار منفذی روی صفحه گسل) که تزریق را موجب ناپایداری گسل می‌دانند، با تغییرات فشار منفذی بحرانی (برای حالتی که تغییرات فشار منفذی و تنش‌ها در محدوده وسیع‌تری از مخزن رخ می‌دهند) متناقض هم باشند.

این امر را این‌گونه می‌توان توجیه کرد که در محاسبات حالت اول (تغییرات فشار منفذی روی صفحه گسل) با افزایش فشار منفذی تمایل لغزش گسل افزایش می‌یابد، زیرا فرض شده است که تمامی دیگر پارامترهای مرتبط بدون تغییر می‌مانند (برای مثال هیچ‌گونه نشست فشار سیال به درون ماتریکس سنگ‌های بکر اطراف وجود ندارد). همچنین در این حالت محاسبات برای تمامی رژیم‌های گسلش یکسان است و تفاوتی نمی‌کند که تزریق در رژیم تنش نرمال، امتداد لغز یا معکوس باشد. در حالت دوم (تغییرات فشار منفذی در محدوده وسیع‌تری از مخزن)، تغییرات فشار منفذی باعث تغییر در بزرگی تنش‌های برجا می‌گردند. بزرگی این تغییرات تنش عموماً متناسب با بزرگی تغییر فشار است اما این رابطه همچنین تحت تأثیر عواملی نظیر ضخامت، گسترش جانبی، شکل مخزن، ویژگی‌های مکانیکی مخزن و سازندهای محدود کننده آن و در نهایت حضور، جهت‌گیری و مقاومت گسل‌هایی که مخزن را محدود یا قطع می‌کند نیز قرار می‌گیرند. این تغییرات خود را در عامل پاسخ تخلیه مخزن نشان می‌دهند. در این حالت پیشنهاد شده که برداشت هیدروکربن از مخزن تنها زمانی منجر به افزایش تمایل لغزش می‌گردد که شرایط ویژه‌ای به وجود آیند. به ویژه این که زاویه‌های اصطکاک گسل‌ها بایستی نسبتاً کم بوده و عامل پاسخ تخلیه (پارامتر B) بایستی نسبتاً زیاد باشد. بایستی توجه گردد که نتایج دقیق‌تر در حالت دوم نیازمند آگاهی دقیق از تاریخچه برداشت، فشار منفذی مخزن بکر و تغییرات آن با زمان و مقدار دقیق پارامتر B برای مخزن می‌باشد. در نهایت در این قسمت نیز گسل $F3$ برخلاف گسل $F2$ با برداشت کمتری از مخزن دچار لغزش می‌شود. به منظور محاسبه فاکتور پایداری هر کدام از گسل‌ها از رابطه ۱۷ استفاده گردید که نتایج آن به صورت جدول ۴ خلاصه شده است.

جدول ۲. مقدار متوسط ویژگی‌های مکانیکی سنگ مخزن

ویژگی	$F1$	$F2$	$F3$	$F4$
عمق (m)	۲۶۹۵	۲۷۲۵	۲۵۳۵	۲۷۵۳
E_s (GPa)	۲۷/۷	۴۲/۴	۴۴/۸	۴۳/۹
ν_s	۰/۲۸	۰/۳۰	۰/۲۶	۰/۲۷
σ_v (MPa)	۶۶/۸	۷۰/۶	۶۵/۵	۷۰/۹
σ_{Hmax} (MPa)	۵۸/۵	۶۷/۲	۵۴/۹	۶۱/۷
σ_{Hmin} (MPa)	۵۱/۲	۶۰/۲	۴۷/۵	۵۳/۸
UCS (MPa)	۶۷/۶	۱۰۱/۱	۱۰۶/۵	۱۰۴/۴
C (MPa)	۱۷/۲	۱۹/۶	۲۱/۸	۲۲/۷
ϕ (°)	۳۶/۰	۴۷/۴	۴۵/۳	۴۲/۹
P_p (MPa)	۱۹/۱	۲۲/۰	۱۹/۸	۲۲/۰
α	۱	۱	۱	۱

در مرحله بعد با استفاده از رابطه ۱۰ میزان تمایل لغزش گسل‌ها برای حالتی که فشار منفذی تنها بر روی صفحه گسل تغییر می‌کند محاسبه گردید. در مرحله بعد، فشار منفذی بحرانی توسط رابطه ۱۵ به دست آمد. مقدار تغییرات فشار منفذی بحرانی (Δp_{fmc}) توسط رابطه ۱۶ با فرض ثابت پاسخ تخلیه مخزن معادل $B=0.5$ محاسبه گردید. نتایج این بخش در جدول ۳ ارائه شده است.

جدول ۳. مقادیر تمایل لغزش اصلاح شده به همراه فشار منفذی بحرانی هر کدام از گسل‌ها

گسل	T_{sm}	P_{cr} (MPa)	Δp_{fmc} (MPa)
$F1$	۰/۳۳	۴۴/۵۲	-۶۲/۱۹
$F2$	۰/۱۰۸	۵۷/۵۸	-۴۲/۲۱
$F3$	۰/۴۱	۳۹/۰۳	-۳۷/۸۲
$F4$	۰/۳۵	۴۸/۴۵	-۸۰/۹۲

طبق نتایج ارائه شده در جدول ۳ همگی گسل‌ها در شرایط تنش و فشار منفذی کنونی میدان، دارای تمایل لغزش اصلاح شده کمتر از یک بوده که نشان دهنده‌ی پایداری آن‌ها می‌باشد. بر اساس یافته‌های (Hawkes et al., 2005)، در یک رژیم تنش نرمال گسل‌هایی که دارای امتدادی تقریباً موازی با تنش بر جای اصلی متوسط ($\sigma_2 = \sigma_{Hmax}$) هستند و زاویه شیبی نزدیک به 60° دارند، دچار لغزش خواهند شد. در منطقه مورد مطالعه گسل‌های $F3$ ، $F1$ و $F4$ دارای امتدادی تقریباً موازی با جهت σ_{Hmax} می‌باشند، اما تنها شیب گسل $F3$ برابر با 59° است (شکل ۱ و جدول ۱). همچنین نتایج به دست آمده نشان می‌دهند که احتمال فعالیت مجدد گسل $F3$ بیشتر است. علت این امر این است که مقدار تمایل لغزش این گسل بیشتر از سایر گسل‌ها بوده و از طرفی میزان فشار منفذی بحرانی لازم نیز برای لغزش این گسل کمتر می‌باشد. از طرف

بررسی تأثیر افزایش فشار منفذی ناشی از تزریق گاز بر پایداری گسل‌های نرمال یکی از میادین جنوب غرب ایران

برداشت کمتری از مخزن دچار لغزش می‌شود. نتایج دقیق‌تر در این حالت نیازمند آگاهی دقیق از تاریخچه برداشت، فشار منفذی مخزن بکر و تغییرات آن با زمان و مقدار دقیق پارامتر B برای مخزن می‌باشد.

۷. سپاس‌گزاری

بدین‌وسیله از شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب به دلیل در اختیار گذاری داده‌ها و اجازه انتشار آن‌ها قدردانی می‌شود.

۸. سیاهه‌ی نمادها

جدول ۵. سیاهه‌ی نمادها		
نماد	واحد	شرح
σ	MPa	تنش
C	MPa	چسبندگی
μ	-	ضریب چسبندگی استاتیک
Tsm	-	فاکتور تمایل لغزش اصلاح شده
ρ_b	gr/cm ³	چگالی
ν_d	-	نسبت پواسون دینامیکی
ν_s	-	نسبت پواسون استاتیکی
E_d	GPa	مدول یانگ دینامیکی
E_s	GPa	مدول یانگ استاتیکی
σ_V	MPa	تنش عمودی
σ_{Hmax}	MPa	تنش افقی حداکثر
σ_{Hmin}	MPa	تنش افقی حداقل
z	m	عمق
P_p	MPa	فشار منفذی
α	-	ضریب بیوت
P_{pg}	MPa/m	گرادیان فشار سازند
P_{ng}	MPa/m	گرادیان فشار هیدروستاتیک
Δ_t	s	زمان عبور موج
x	-	ضریب ثابت نمایی
S_g	MPa/m	گرادیان فشار روباره
P_{cr}	MPa	فشار منفذی بحرانی
ΔP_{fmc}	MPa	تغییرات فشار منفذی بحرانی
S_f	MPa	فاکتور پایداری گسیختگی
ΔP_p	MPa	افزایش فشار منفذی
B	-	ثابت پاسخ تخلیه مخزن
$\sigma_{\Delta Hor}$	MPa	تغییرات تنش افقی
φ	Rad-Deg	زاویه اصطکاک
δ	Rad	شیب گسل
$NPHI$	-	چاه‌نگار تخلخل نوترون
Vsh	-	حجم شیل

جدول ۴. مقادیر پایداری گسیختگی محاسبه شده برای هر گسل

گسل	S_f (MPa)
F1	۱۵۳
F2	۱۹۸
F3	۱۲۲
F4	۱۶۳

همان‌گونه که در جدول ۴ مشاهده می‌گردد، بیشترین میزان تغییرات تنش افقی لازم برای فعالیت مجدد مرتبط با گسل F2 می‌باشد که نشان دهنده‌ی پایداری بیشتر این گسل در برابر فعالیت مجدد است. همچنین کمترین مقدار آن برای گسل F3 می‌باشد. با توجه به شکل ۱ و نتایج این قسمت می‌توان نتیجه‌گیری کرد که گسل‌هایی که دارای امتداد شرقی-غربی تقریباً مشابه با گسل F2 باشند، پایداری بیشتری نسبت به گسل‌های با امتداد شمال شرق-جنوب غرب خواهند داشت، زیرا به تغییرات تنش افقی بیشتری برای فعال شدن آن‌ها نیاز خواهد بود.

۶. نتیجه‌گیری

در این پژوهش با استفاده از روش‌های تحلیلی اقدام به بررسی وضعیت پایداری چهار گسل موجود در مخزن آسماری یکی از میادین جنوب غرب ایران شده است. برای این منظور با استفاده از فاکتور تمایل لغزش اصلاح شده پایداری گسل‌های موجود در رژیم تنش کنونی بررسی و فشار منفذی لازم برای لغزش هر یک از گسل‌ها تخمین زده شد. همچنین از فاکتور پایداری گسیختگی به منظور تعیین تغییرات تنش افقی لازم برای لغزش گسل‌ها در فشار منفذی بحرانی مخزن استفاده گردید و امکان فعال شدن آن‌ها نسبت به جهت‌گیری تنش‌های اصلی میدان مشخص شد. نتایج پارامتر تمایل لغزش محاسبه شده برای گسل‌ها نشان داد که بیشترین تمایل لغزش برای گسل F3 می‌باشد. در مرحله بعد میزان حداکثر فشار تزریق قابل تحمل توسط رابطه موجود تعیین گردید. در این مرحله مشخص گردید که گسل F2، پایدارترین گسل میدان بوده و می‌تواند یک افزایش فشار منفذی تا ۵۷ مگاپاسکال را قبل از لغزش بر روی صفحه خود تحمل کند.

این نتایج با نتایج حاصل از فاکتور پایداری گسیختگی نیز سازگار می‌باشد زیرا گسل F2 به یک افزایش تنش‌های افقی تا حدود ۲۰ مگاپاسکال برای فعالیت مجدد نیاز دارد. این امر نشان می‌دهد که گسل‌های با امتداد شرقی-غربی دارای بیشترین پایداری در میدان هستند. محاسبه این پارامتر به ویژه در موارد گسل‌های شناسایی نشده و انجام فعالیت‌های شکست هیدرولیکی حائز اهمیت خواهد بود، زیرا یک دید کلی از وضعیت پایداری ناپیوستگی‌ها با توجه به امتداد آن‌ها به دست می‌دهد. در حالت تغییرات وسیع فشار منفذی در مخزن مشخص شد که گسل F3 برخلاف گسل F2 با

۹. مراجع

- Asquith, G., Krygowski, D., Gibson, C. (2004). Basic Well Log Analysis 16. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, OK.
- Azadpour, M., Shad Manaman, N., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Sedghipour, M.R. (2015). Pore pressure prediction and modeling using well-logging data in one of the gas fields in south of Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 128, pp. 15-23.
- Berberian, M., King, G.C.P. (1981). Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. *Canadian Journal of Earth Sciences*, Vol. 18, pp. 210-265.
- Cornet, F.H. (2012). The relationship between seismic and aseismic motions induced by forced fluid injections. *Hydrogeology Journal*, Vol. 20, pp. 1463-1466.
- Eaton, B.A. (1975). The equation for geopressure prediction from well logs. Society of Petroleum Engineers of AIME. Paper SPE 5544.
- Evans, K.F., Zappone, A., Kraft, T., Deichmann, N., Moia, F. (2012). A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO₂ reservoirs in Europe. *Geothermics*, Vol. 41, pp. 30-54.
- Gartrell, A., Bailey, W.R., Brincat, M. (2006). A new model for assessing trap integrity and oil preservation risks associated with postrift fault reactivation in the Timor Sea. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Vol. 90, pp. 1921-1944.
- Guha, S.K. (2000). *Induced Earthquakes*. Springer, Berlin.
- Hawkes, C.D., McLellan, P.J., Bachu, S. (2005). Geomechanical factors affecting geological storage of CO₂ in depleted oil and gas reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 44 (10), pp. 52-61.
- Hung, J.H., Wu, J.C. (2012). In-situ stress and fault reactivation associated with LNG injection in the Tiechanshan gas field, fold-thrust belt of Western Taiwan. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 86, pp. 37-48.
- Jaeger, J.C., Cook, N.G.W., Zimmerman, R. (2009). *Fundamentals of Rock Mechanics*. John Wiley & Sons.
- James, G.A., Wynd, J.G. (1965). Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Vol. 49, pp. 2182-2245.
- Keranen, K.M., Savage, H.M., Abers, G.A., Cochran, E.S. (2013). Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence. *Geology*, Vol. 41, pp. 699-702.
- Kulikowski, D., Amrouch, K., Cooke, D. (2016). Geomechanical modelling of fault reactivation in the Cooper Basin, Australia. *Australian Journal of Earth Sciences*, Vol. 63(3), pp 295-314.
- Langhi, L., Zhang, Y., Gartrell, A., Underschultz, J., Dewhurst, D. (2010). Evaluating hydrocarbon trap integrity during fault reactivation using geomechanical three-dimensional modeling: An example from the Timor Sea, Australia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Vol. 94, pp. 567-591.
- McGarr, A., Bekins, B. et al. (2015). Coping with earthquakes induced by fluid injection. *Science*, Vol. 347, pp. 830-831.
- Nacht, P.K., de Oliveira, M.F.F., Roehl, D.M., Costa, A.M. (2010). Investigation of geological fault reactivation and opening. *de Mecanica Computacional*, Vol. pp 8687-8697.
- Nicholson, C., Wesson, R.L. (1990). *Earthquake Hazard Associated with Deep Well Injection*. United

بررسی تأثیر افزایش فشار منفذی ناشی از تزریق گاز بر پایداری گسل‌های نرمال یکی از میادین جنوب غرب ایران

States Geological Survey Bulletin, 1951.

- Plumb, R. (1994). Influence of composition and texture on the failure properties of clastic rocks. *Rock Mechanics in Petroleum Engineering*, 29-31 August, Delft, Netherlands.
- Richey, D.J. (2013). Fault seal analysis for CO₂ storage: Fault zone architecture, fault permeability, and fluid migration pathways in exposed analogs in southeastern Utah. Ph.D. Thesis, Utah State University.
- Shukla, R., Ranjith, P., Haque, A., Choi, X. (2010). A review of studies on CO₂ sequestration and caprock integrity, *Fuel*, Vol. 89, pp. 2651-2664.
- Sibson, R.H. (1990). Faulting and fluid flow. In: Nerbitt, B.E. (Ed.) *Short Course on Fluids in Tectonically Active Regions of the Continental Crust*. Mineralogical Association of Canada Handbook, Vol. 18, pp. 93-132.
- Soltanzadeh, H., Hawkes, C.D. (2009). Assessing fault reactivation tendency within and surrounding porous reservoirs during fluid production or injection. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, Vol. 46, pp. 1-7.
- Stocklin, J. (1974). Possible ancient continental margin in Iran. In: Burk, C.A., Drake, C.L. (Eds.), *Geology of Continental Margins*, Springer-Verlag, pp. 873-887.
- Streit, J.E., Hillis, R.R. (2004). Estimating fault stability and sustainable fluid pressures for underground storage of CO₂ in porous rock. *Energy*, Vol. 29, pp. 1445-1456.
- Taghipour, M., Ghafoori, M., Lashkaripour, G.R., Hafezi Moghaddas, N., Molaghab, A. (2018). Estimation of the current stress field and fault reactivation analysis in Asmari reservoir, SW Iran, *Petroleum Science* (in press).
- Verdon, J.P. (2012). Microseismic monitoring and geomechanical modeling of CO₂ storage in subsurface reservoirs. Doctoral Thesis accepted by University of Bristol, United Kingdom, Springer Theses.
- Wiprut, D., Zoback, M.D. (2002). Fault reactivation, leakage potential, and hydrocarbon column heights in the northern North Sea. In: Koestler, A.G., Hunsdale, R. (Eds.). *Hydrocarbon Seal Quantification*, Norwegian Petroleum Society Conference, Stavanger, Norway, 16-18 October 2000. Norwegian Petroleum Society (NPF). Special Publications, Vol. 11, 2002. pp. 203-219.
- Zhang, M.X., Lee, X.L., Javadi, A.A. (2006). Behavior and fracture mechanism of brittle rock with pre-existing parallel cracks. *Key Engineering Materials*, pp. 1055-1058.
- امیری، م؛ قاسمی‌نژاد، ع؛ (۱۳۹۱)، بررسی آثار تزریق گاز بر نحوه تولید و عملکرد مخازن یکی از میادین جنوب غرب ایران، ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۸۹، صفحات ۶۴-۶۱
- درویش‌زاده، ع؛ (۱۳۸۸). *زمین‌شناسی ایران: چینه‌شناسی، تکتونیک، دگرگونی و ماگماتیسزم*، چاپ سوم، تهران: موسسه انتشارات امیرکبیر.

Investigating the effect of pore pressure increase due to gas injection on the stability of normal faults in one of the SW Iranian oil fields

M. Taghipour¹; M. Ghafouri^{*2}; G.R. Lashkaripour²; N. Hafezi Moghaddas²; A. Molaghab³

1. Ph.D. Student; Faculty of Science, Ferdowsi University of Mashhad

2. Professor; Faculty of Science, Ferdowsi University of Mashhad

3. M.Sc. in Engineering Geology; National Iranian South Oil Company (NISOC)

Received: 2018-08-05; Accepted: 2018-11-14

Keywords

Gas injection
Fault stability
Geomechanical analysis
Slip tendency
Asmari reservoir

Final English Extended Abstract

Decreasing reservoir pressure caused by hydrocarbon exploitation is one of the major problems related to oil reservoirs. In order to maintain the current production rate the lost energy should be compensated. Gas injection is a common method for increasing reservoir pressure and is mainly used in SW Iranian oil fields. Reactivation of pre-existing faults is one of the potential risks related to gas injection. In this study, using the analytical method of modified slip tendency, the reactivation possibility of four faults in an SW Iranian oil field has been investigated, and the critical pore pressure is estimated. Results suggest that all the faults are stable in the current stress field, and F2 is the most stable fault that can undergo a maximum pore pressure of 57 MPa before reactivation. Results of fracture stability analysis show that the highest increase in horizontal stress needed for reactivation is for F2. This means that faults with an east-west strike are more stable than the faults with a north east-south west strike in the field.

Summary

In this study, the stability state of the four faults in an SW Iranian oil field was verified. Results showed that the most stable fault in the field is F2 and the faults with an east-west strike are more stable in the field.

Introduction

When the maximum shear stress exceeds the shear strength of the fault zone, a slip occurs on the fault surface that creates a potential leakage path. So, one of the most important parts of any investigation for a potential gas injection site is checking the risk of fault reactivation. This can be done using analytical or numerical methods.

Methodology and Approaches

In this article, the modified slip tendency parameter (T_{sm}) was used to investigate the slip tendency of the faults. Also, by using fracture stability analysis (S_f) the stable strike of the faults was identified.

Results and Conclusions

According to the results, the most stable fault in the field is F2 and can support a maximum pore pressure of 57 MPa. It was also shown that the faults with an east-west strike are more stable in the field.