

# مدل سازی عددی اثر شکاف طبیعی در گسترش شکافت هیدرولیکی بر پایه روش ناحیه چسبنده

علیرضا صفرخانلو<sup>۱</sup>، علی نقی دهقان<sup>۲\*</sup> و سید جمال شیخ ذکریایی<sup>۳</sup>

۱- دانشکده نفت و مهندسی شیمی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۲- گروه مهندسی معدن، دانشکده فنی و مهندسی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۳- گروه زمین شناسی، دانشکده علوم و فناوری های همگرا، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۳/۲۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۸/۲۴

## چکیده

تولید نفت از مخازن هیدروکربوری در بسیاری از موارد به دلیل پایین بودن تراوایی و تخلخل ثانویه و یا کاهش تراوایی سازند به علت صدمات ناشی از حفاری، رسوبات آسفالتین یا دیگر مشکلات در حد قابل قبولی نبوده و این موارد موجب کاهش درصد بازیافت نفت از این مخازن می گردد که برای رفع این مشکل می توان از روش شکافت هیدرولیکی استفاده کرد. در این مطالعه، یک مدل جدید بر اساس روش ناحیه چسبنده (CZM) و با در نظر گرفتن آسیب های ناشی از تنش برای شبیه سازی اثر متقابل شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی به وسیله نرم افزار آباکوس (ABAQUS) ایجاد شده است. اثر اختلاف تنش افقی و زاویه برخورد در محل تقاطع بین شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی و همچنین تأثیر مقاومت سیمانی شکاف طبیعی بر هندسه گسترش شکافت هیدرولیکی مورد بررسی قرار گرفته است. شکافت هیدرولیکی ضمن شروع و گسترش و برخورد با شکاف طبیعی می تواند به داخل آن منحرف شده، با قطع کردن شکاف طبیعی از آن عبور نماید و یا ابتدا به داخل شکاف طبیعی منحرف شده و در ادامه از آن عبور نماید. هرچه زاویه برخورد و اختلاف تنش افقی بیشتر باشد، عبور شکاف هیدرولیکی از شکاف طبیعی به سهولت انجام می گیرد. افزایش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی منجر به تغییر رفتار شکافت هیدرولیکی از حالت انحرافی به قطع شدگی می گردد.

**کلمات کلیدی:** شکافت هیدرولیکی، شکاف طبیعی، زاویه برخورد، مقاومت سیمانی، مدل سازی عددی، روش ناحیه چسبنده CZM.

\*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی a.dehghan@srbiau.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:110.22078/pr.2023.5153.3283)

مقدمه

تغییر داده و این موضوع نیز باعث افزایش شاخص بهره‌وری و افزایش حداکثر تولید بر روی نمودار عملکرد مخزن می‌شود [۳].

شبیه‌سازی شکافت هیدرولیکی با مدل‌سازی انتشار تک‌شکافت هیدرولیکی بدون حضور شکاف‌های طبیعی (از پیش موجود) در سازند همگن آغاز شد [۴-۶]. در ادامه به دلیل افزایش موج توسعه مخازن نفتی، عملیات شکافت هیدرولیکی در ایجاد شبکه‌های شکستگی پیچیده متمرکز شده است. مکانیسم‌های حاکم بر اثر متقابل بین شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی نقش مهمی در ایجاد شبکه‌های شکستگی پیچیده دارند. نقطه برخورد بین شکافت هیدرولیکی با شکاف طبیعی از طریق هر دو روش آزمایشگاهی و تجربی مورد بررسی قرار گرفته است [۷-۱۵]. نتایج نشان داد که شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی در هنگام برخورد دارای سه رفتار متفاوت هستند: شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی عبور می‌کند، شکافت هیدرولیکی به داخل شکاف طبیعی منحرف می‌شود و شکافت هیدرولیکی به وسیله شکاف طبیعی متوقف می‌شود. در ادامه برای بررسی رفتار دو شکافت مدل‌های مختلفی مورد ارزیابی قرار گرفتند. دی پاتر و بوژلسیج بازشدگی شکاف طبیعی را در هنگام برهمکنش با شکافت هیدرولیکی در نرخ تزریق‌های متفاوت با استفاده از روش المان مجزا<sup>۱</sup> مدل‌سازی کردند. محیط سنگ در این مدل‌سازی به صورت دیسک‌هایی در نظر گرفته شده بود که تماس آن‌ها الاستیک بود. آن‌ها تراوایی سطوح تماس را کمتر از سطوح شکسته شده در نظر گرفتند. بنابراین در نرخ جریان پایین، تمام سیال به داخل شکاف طبیعی رفته و در حالی که نرخ جریان سیال بالا باشد، شکافت‌های هیدرولیکی جدیدی می‌توانند از شکاف طبیعی منشعب شده و گسترش یابند [۱۶]. جفری و جانگ یک مدل‌سازی دو بعدی به منظور

حجم زیادی از منابع نفت و گاز جهان در مخازن شکافت‌دار با نفوذپذیری کم قرار دارند. شکاف‌های طبیعی به شدت برای مخازن نفت و گاز نامتعارف همچون سازندهای شیلی حائز اهمیت هستند چرا که بدون این شکستگی‌ها، امکان بازیافت مواد هیدروکربوری از این مخازن غیرممکن است. به علت نفوذپذیری کم این نوع سازندها و ضریب هدایت هیدرولیکی کم شبکه شکاف طبیعی، روش‌های شبیه‌سازی مختلفی برای افزایش بازده تولید نفت و گاز در مخازن انجام می‌شود.

یکی از قدیمی‌ترین و متداول‌ترین روش‌های تحریک چاه در مخازن نفتی، روش اسیدکاری می‌باشد. اسیدکاری شامل یک فرآیند شیمیایی می‌باشد که اسید با فشار پایین به منظور پرهیز از ایجاد شکافت در سنگ مخزن، به درون چاه تزریق می‌گردد و با حل کردن رسوبات و جامدات گل، تراوایی مخزن افزایش می‌یابد [۱]. در مواردی که استفاده از این روش کارایی لازم را نداشته باشد، روش شکافت هیدرولیکی<sup>۱</sup> با توجه به شرایط مخزن و چاه توصیه می‌شود که یکی از مؤثرترین روش‌ها برای بازیابی گاز از مخازن با نفوذپذیری بسیار کم است که یک روش تحریک چاه است [۲]. در روش شکافت هیدرولیکی، سیال مناسب به همراه مواد افزودنی لازم به داخل چاه پمپ می‌شود و فشار هیدرولیکی در مخزن، به صورت مساوی در کلیه جهات اعمال می‌شود، حال اگر فشار تا اندازه‌ای افزایش یابد، که نیرویی که در اثر این سیال اعمال می‌شود، بزرگتر از نیرویی باشد که تمایل به نگه داشتن سنگ در کنار یکدیگر دارد، باعث می‌شود در سنگ مخزن شکاف‌هایی ایجاد گردد. بدیهی است که شکاف و ترک ایجاد شده تراوایی سنگ را افزایش خواهد داد و باعث افزایش استحصال نفت می‌شود. لازم به ذکر است که شکافت هیدرولیکی هندسه حرکت سیال را نیز به حالت جریان خطی

1. Hydraulic Fracturing

2. Distinct Element Method

بر عملیات شکاف‌زایی هیدرولیکی را مورد بررسی قرار دادند. در این مطالعه تأثیر نرخ تزریق سیال شکاف‌زایی، ویسکوزیته سیال شکاف‌زایی و اختلاف تنش افقی بر روی گسترش شکافت هیدرولیکی و برهمکنش آن با شکاف‌های از پیش موجود مورد مطالعه قرار گرفته است [۲۰].



شکل ۱ رفتار گسترش شکافت هیدرولیکی در نمونه آزمایشگاهی در شرایطی که شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی عبور کرده است (شیب  $90^\circ$ ، زاویه برخورد  $60^\circ$ ) [۱۹].

تان و همکاران یک مدل عددی برای شیل‌های همسانگرد لایه‌ای افقی با ناحیه گذار با استفاده از روش المان محدود توسعه یافته بر اساس مدل ناحیه چسبنده ایجاد کردند. نتایج عددی نشان داد که ناحیه گذار می‌تواند شکافت هیدرولیکی را به چرخش و تغییر مسیر در داخل و بین لایه‌ها وادار کند و به طور قابل توجهی درجه انحراف آن را از مسیر اصلی بهبود بخشد [۲۱].

یک شبکه پیچیده شکافت هیدرولیکی را مورد بررسی قرار دادند. یک مدل عددی حاوی تعداد زیادی المان‌های چسبنده فشار منفذی برای مدل‌سازی عبور و یا منشعب شدن شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی ارائه شده است. وقتی مقاومت سیمانی شکاف طبیعی کم است، نوک این ترک به راحتی اجازه ورود شکافت هیدرولیکی را به داخل خود می‌دهد و باعث ایجاد یک شبکه چند شاخه و پیچیده می‌شود

بررسی برهمکنش میان شکافت هیدرولیکی و سطوح اصطکاکی با استفاده از ناپیوستگی جابه‌جایی انجام دادند. محیط همسانگرد، الاستیک و ناتراوا بوده و سیال نیوتونی و تراکم‌ناپذیر فرض شده است. با توجه به مدل‌سازی صورت گرفته تغییر جهت و تغییر مکان شکافت هیدرولیکی نسبت به راستای اولیه خود در هنگام خارج شدن از شکاف طبیعی به وجود می‌آید که سبب جابه‌جایی مسیر گسترش شکافت هیدرولیکی می‌شود [۱۷]. ژو و همکاران برای شبیه‌سازی اثر متقابل شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی یک مدل بر اساس روش ناحیه چسبنده<sup>۱</sup> با در نظر گرفتن آسیب‌های ناشی از نشت و تنش، به وسیله نرم‌افزار آباکوس ایجاد کردند. آن‌ها به بررسی تأثیر زاویه برخورد، اختلاف تنش افقی و مقاومت سیمانی شکاف طبیعی بر روی گسترش شکافت هیدرولیکی در هنگام برخورد با شکاف طبیعی پرداختند. هرچه مقاومت سیمانی شکاف طبیعی کاهش یابد، احتمال انحراف شکافت هیدرولیکی به داخل شکاف طبیعی با ثابت بودن دیگر پارامترها افزایش می‌یابد [۱۸]. دهقان و همکاران انواع مدل‌های عددی سه‌بعدی بر اساس آزمایش‌های شکافت هیدرولیکی برای شبیه‌سازی گسترش شکافت هیدرولیکی در برخورد آن با شکاف طبیعی (از قبل موجود) را ارائه دادند. از روش المان محدود توسعه یافته<sup>۲</sup> در نرم‌افزار آباکوس برای مدل‌سازی استفاده شده است. علاوه بر اختلاف تنش افقی، زوایای برخورد دو شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی و هندسه شکاف طبیعی، یافته کلیدی این تحقیق تأثیر قابل توجه نرخ آزادسازی انرژی بر رفتار گسترش شکافت هیدرولیکی است. شکل ۱ رفتار گسترش شکافت هیدرولیکی در نمونه آزمایشگاهی در شرایطی که شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی عبور می‌کند را نشان می‌دهد [۱۹]. ژنگ و همکاران یک مدل گسترش شکافت هیدرولیکی با در نظر گرفتن آسیب‌های ناشی از تنش، بر اساس روش المان گسسته محدود<sup>۳</sup> و با توجه به تأثیر شکاف‌های از پیش موجود در مخزن

1. Cohesive Zone Method

2. Extended Finite Element Method

3. Finite-Discrete Element Method

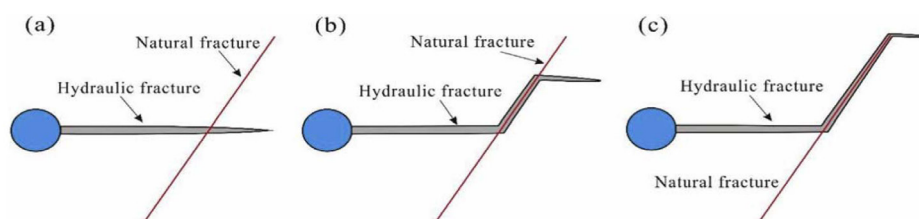
مختلف می‌تواند رخ بدهد: ۱- شکافت هیدرولیکی از شکافت طبیعی عبور می‌کند، ۲- شکافت هیدرولیکی به داخل شکافت طبیعی منحرف می‌شود و در ادامه از آن عبور می‌کند، ۳- شکافت هیدرولیکی به داخل شکافت طبیعی منحرف شده و از آن عبور نمی‌کند [۲۵].

عواملی مانند تنش‌های محوری و محصور کننده، اثر سیال، اثر زاویه برخورد شکافت‌ها، عملیات مشبک‌کاری، شکست‌های مصنوعی و پارامترهای ژئومکانیکی را می‌توان به عنوان مهم‌ترین عوامل مؤثر در این پدیده و نتایج حاصل از آن مطرح نمود. از آن جایی که انجام عملیات شکافت هیدرولیکی هزینه زیادی دارد و بسیار پیچیده است، می‌بایست قبل از اجرای این فرآیند مطالعات گسترده‌ای بر روی آن انجام شود و با توجه به عمق زیاد چاه‌های نفتی و عدم دسترسی مستقیم به این نقاط، مطالعه مستقیم بر روی آن‌ها و بررسی و تحلیل عوامل و پارامترهای ژئومکانیکی مؤثر در نحوه وقوع آن‌ها غیرممکن و یا بسیار مشکل و پرهزینه خواهد بود. مدل‌سازی عددی به علت انعطاف‌پذیری در انتخاب ناهمگنی مصالح، ناهمسانگردی، شرایط مرزی و رفتار مصالح غیرخطی از جایگاه ویژه‌ای در حل مسائل ژئومکانیک نفت برخوردار می‌باشد [۲۶].

در این راستا و با توجه به اهمیت روش‌های عددی و پیشرفت روزافزون نرم‌افزارها در این زمینه، استفاده از آن‌ها یک راه حل مناسب است. هدف از مطالعه حاضر، ارزیابی عملیات شکافت‌زایی هیدرولیکی در مخازن شکافت‌دار با استفاده از شبیه‌سازی عددی خواهد بود.

[۲۲]. سان و همکاران یک مدل برای پیش‌بینی رفتار شکافت هیدرولیکی در سراسر شکافت طبیعی سیمانی بر اساس شبیه‌سازی عددی و برآزش آماری<sup>۱</sup> ارائه دادند. روش ناحیه چسبنده برای شبیه‌سازی شروع و رشد ترک استفاده شده است و مدل ترکیبی از تغییر شکل سنگ و جریان سیال برای شبیه‌سازی رشد شکافت هیدرولیکی در حضور شکافت‌های طبیعی ایجاد شده است. بررسی عوامل مؤثر بر انتشار شکافت هیدرولیکی نشان می‌دهد که اختلاف تنش افقی، زاویه برخورد، مقاومت سیمانی شکافت طبیعی، سرعت تزریق و ویسکوزیته سیال عوامل تعیین‌کننده عبور یا عدم عبور شکافت هیدرولیکی از شکافت‌های طبیعی هستند [۲۳].

لیو و همکاران در این مطالعه، المان‌های چسبنده سراسر محیط را در روش ناحیه چسبنده قرار دادند تا ریخت‌شناسی گسترش شکافت هیدرولیکی را در یک شبکه شکافت طبیعی مورد بررسی قرار دهند. نتایج نشان داد وقتی اختلاف تنش افقی کم است، نوک شکافت هیدرولیکی تمایل ورود به شکافت طبیعی را دارد [۲۴]. ژانگ و همکاران یک مدل هیدروژئومکانیکال در کد جریان ذرات دو بعدی برای بررسی برهمکنش بین شکافت هیدرولیکی و شکافت‌های طبیعی ایجاد کردند و نتایج مدل‌سازی عددی را با استفاده از نتایج آزمایشگاهی اعتبارسنجی کردند. همچنین، عوامل مؤثر بر عملیات شکافت هیدرولیکی در حضور شکافت‌های طبیعی را مورد بررسی قرار دادند. همان‌طور که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، نتیجه‌گیری کردند که در هنگام برخورد شکافت هیدرولیکی و شکافت طبیعی سه سناریو



شکل ۲ طرح و نمای کلی از برخورد شکافت هیدرولیکی و شکافت طبیعی در زاویه  $70^\circ$  [۲۵].

تأقدیس این میدان، صفحه آبادان است که مرز شمالی آن کمر بند گسل زاگرس و مرز جنوبی آن خلیج فارس است. جهت کلی تأقدیس در این میدان شمال-جنوب است. میادین مهم نفتی این میدان جفیر، دارکوبین، امید و هنیجان است. به صورت کلی صفحه آبادان امتداد قسمت شمالی صفحه عربی است که ساختار آن با کویت، جنوب عراق، شمال خلیج فارس و شمال شرقی عربستان سعودی تطابق دارد. هیچ برآمدگی در تفسیر لرزه نگاری دو بعدی و سه بعدی تشخیص داده نشده است [۲۷].

نرم افزار مورد استفاده

نرم افزار آباکوس مجموعه ای بسیار توانمند از برنامه های مدل سازی، تحلیل و شبیه سازی است که بر پایه روش المان محدود<sup>۲</sup> شکل گرفته است و توانایی حل طیف گسترده ای از مسائل علمی و صنعتی شامل مسائل ساده و دارای تحلیل خطی تا مباحث پیچیده مدل سازی غیرخطی را دارا می باشد. در دهه گذشته روش های عددی زیادی برای مدل سازی خرابی در مواد توسعه پیدا کرده است. روش المان محدود روش هایی برای پیش بینی رفتار خرابی در مواد ارائه داده است که یکی از این روش ها استفاده از قانون چسبنده در المان محدود برای مدل سازی شروع و رشد ترک است. به این نکته باید توجه کرد که مدل ناحیه چسبنده شکست را یک روند تدریجی در نظر می گیرد به طوری که جداشدگی در مسیر نوک ترک یا ناحیه چسبنده که در مقابل جداشدگی مقاومت می کند، اتفاق می افتد [۲۸].

مدل سازی عددی

با استفاده از نرم افزار آباکوس، یک مدل دو بعدی با طول ۳۰ m و عرض ۲۰ m ساخته شده است. در این مدل، دو نوع زاویه برخورد بین شکافت هیدرولیکی و شکافت طبیعی در نظر گرفته شده است (۷۰° و ۹۰°) و شکافت هیدرولیکی از پایین صفحه و به صورت عمود به سمت بالا حرکت می کند.

علاوه بر آن در طول این مطالعه سعی خواهد شد تا با شناخت تمامی پارامترهای مؤثر بر عملیات شکافت زایی، برهمکنش شکافت هیدرولیکی و شکافت های طبیعی مورد بررسی قرار گیرد. در واقع یک شبیه سازی دقیق که در برگیرنده پارامترهای مؤثر در عملیات شکافت زایی هیدرولیکی است، ارائه خواهد شد. در این مطالعه به بررسی تأثیر اختلاف تنش افقی در دو حالت ۰ MPa و ۵ MPa، زاویه برخورد شکافت هیدرولیکی و شکافت طبیعی در دو حالت ۹۰° و ۷۰° و مقاومت سیمانی شکافت طبیعی در دو حالت مقاومت متوسط و ضعیف بر عملیات شکافت زایی هیدرولیکی در حضور شکافت طبیعی بر پایه مدل ناحیه چسبنده به وسیله نرم افزار آباکوس (ABAQUS) پرداخته می شود. در ادامه دو مدل ۹۰° و ۷۰° با هم مقایسه می شوند و در آخر تأثیر این سه پارامتر (زاویه برخورد، تنش تفاضلی و مقاومت سیمانی شکافت طبیعی) بر رفتار شکافت هیدرولیکی در حضور شکافت طبیعی مورد بحث قرار می گیرد.

روش کار

میدان مورد مطالعه

میدان نفتی جنوب غربی ایران که شامل قسمت های عظیم مخزنی نیز هست برای اولین بار در سال ۱۹۹۹ کشف شد، تا امروز ۱۱۵ چاه در این میدان حفاری شده که تاکنون بیشترین عمق حفاری شده در این میدان ۵۳۴۰ m در سازند نیزاران بوده است. چهار لایه تولیدی شامل سروک، کژدمی، گدوان و فهلیان است که طبق نقشه UGC، لایه مخزنی سروک حدود ۴۵ km تا ۶۰ km است، پهنای آن حدود ۱۷ km و مساحت آن ناحیه حدود ۲۹۰۰ km<sup>۲</sup> است. میزان نفت موجود در مخزن این میدان بیش از ۳۳<sup>۹</sup> bbl و میزان نفت قابل استحصال در این میدان حدود ۵<sup>۹</sup> bbl است.

میدان جنوب غربی در لایه عربی و محور طولی تأقدیس قرار دارد و جهت آن شمال به جنوب است.

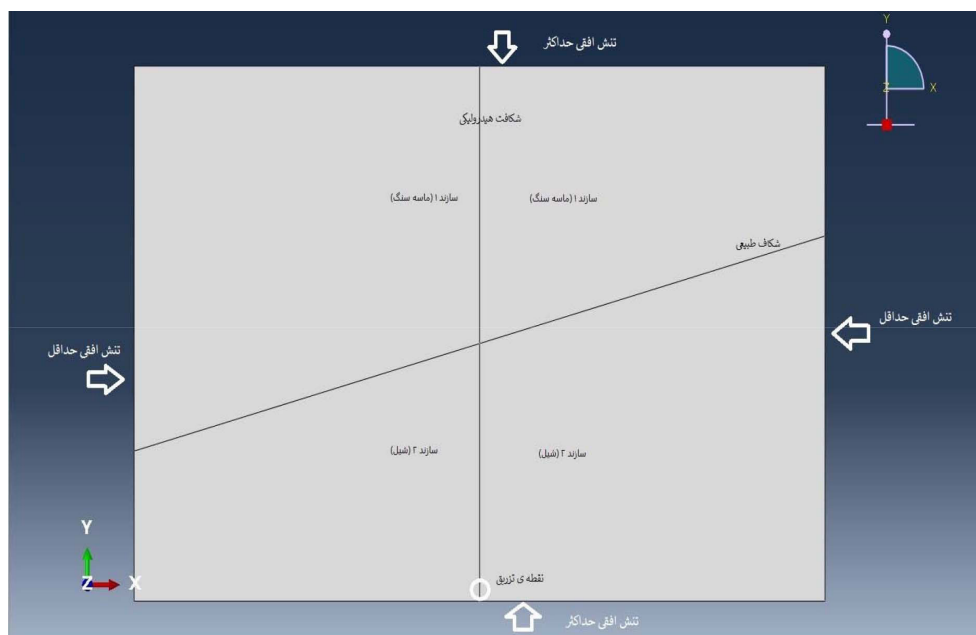
1. Finite Element Method

2. Finite Element Method

حفره به صورت المان‌های عمودی در نظر گرفته شده است. شایان ذکر است که قیود جابجایی در جهت محور  $X$  و  $Y$  در مرزهای مدل نیز تعریف می‌شود. همان‌طور که در شکل ۳ نشان داده شده است، شکافت هیدرولیکی با زاویه  $70^\circ$  با شکافت طبیعی برخورد می‌کند.

داده‌های ورودی مورد استفاده در مدل سازی عددی، در جدول ۱ ارائه شده است [۲۹]. شکافت طبیعی مرز بین ماسه سنگ و شیل فرض می‌شود. داده‌ها از چهار دسته تشکیل شده است، دو مقدار از هر متغیر برای خواص سنگ وجود دارد که به ترتیب به سازندهای اول و دوم اطلاق می‌شود. سازند شماره ۱ از جنس ماسه سنگ و سازند شماره ۲ از جنس شیل می‌باشد. به طور مشابه، پارامترهای داده شده به عنوان ویژگی‌های ناحیه چسبنده به طور جداگانه به شکافت هیدرولیکی و شکافت طبیعی داده شده است. به منظور تفسیر اثرات تغییرات متغیرها بر نتایج شبیه‌سازی، مقادیر با نشان ممیز از هم جدا می‌شوند. پارامترهای ناحیه چسبنده شکافت طبیعی با توجه به سختی آن‌ها به متوسط و ضعیف تقسیم می‌شوند.

شکافت طبیعی مدل را به دو قسمت تقسیم می‌کند و دو خواص مکانیکی متفاوت به این قسمت‌ها داده می‌شود. نقطه تزریق در اولین المان شکافت هیدرولیکی قرار داده شده و سیال نیوتونی غیرقابل تراکم با دبی مشخص تزریق می‌شود. بنابراین شکافت به صورت هیدرولیکی و به وسیله فشار سیال گسترش می‌یابد. در قسمت تعیین نوع المان، المان‌های ناحیه چسبنده شش گره که دارای سه درجه آزادی در جهت محور  $X$  و  $Y$  و فشار آب حفره ای است، انتخاب شده‌اند که قابلیت تزریق سیال در این المان‌ها وجود دارد (COH2D4P). المان قسمت‌های مختلف سنگ نیز به صورت چهار گره جابه‌جایی همراه با در نظر گرفتن فشار منفذی می‌باشد (CPE4P). شکل المان‌ها چهار گوش در نظر گرفته شده و از روش Structure برای مش‌زنی قسمت‌های مختلف سنگ و از روش Sweep برای مش‌زنی المان‌های چسبنده، برای افزایش دقت شبیه‌سازی استفاده شده است. تنش افقی حداقل از دو طرف جسم عمود بر مسیر رشد ترک و در جهت محور  $X$  اعمال می‌شود. تنش افقی حداکثر عمود بر محور  $X$  و موازی با مسیر رشد ترک اعمال می‌شود و همین‌طور فشار سیال درون



شکل ۳ برخورد شکافت هیدرولیکی و شکافت طبیعی در زاویه  $70^\circ$ .

جدول ۱ پارامترهای مورد استفاده برای مدل سازی عددی [۲۸].

ردیف	دسته بندی	متغیر	مقدار	واحد
۱	خواص سنگ	مدول یانگ	(سازند ۱) ۲۲ (سازند ۲) ۲۰/۵	GPa
		نسبت پوآسون	(سازند ۱) ۰/۲ (سازند ۲) ۰/۱۹	-
		تراوایی	(سازند ۱) ۰/۰۵ (سازند ۲) ۰/۰۳	mD
		نسبت پوکی	(سازند ۱) ۰/۰۲ (سازند ۲) ۰/۰۳	-
۲	خواص المان چسبیده	تنش اسمی نرمال	(شکافت هیدرولیکی) ۶ (شکافت طبیعی) ۱/۵ / ۱	MPa
		تنش اسمی برشی در جهت محور X	(شکافت هیدرولیکی) ۶ (شکافت طبیعی) ۱/۵ / ۱	MPa
		تنش اسمی برشی در جهت محور Y	(شکافت هیدرولیکی) ۶ (شکافت طبیعی) ۱/۵ / ۱	MPa
		انرژی شکست نرمال	(شکافت هیدرولیکی) ۲۰۰۰ (شکافت طبیعی) ۱۳۰۰ / ۱۱۰۰	J/m <sup>2</sup>
		انرژی شکست برشی در جهت محور X	(شکافت هیدرولیکی) ۲۰۰۰ (شکافت طبیعی) ۱۳۰۰ / ۱۱۰۰	J/m <sup>2</sup>
		انرژی شکست برشی در جهت محور Y	(شکافت هیدرولیکی) ۲۰۰۰ (شکافت طبیعی) ۱۳۰۰ / ۱۱۰۰	J/m <sup>2</sup>
		ضریب نشت سیال در دو سطح شکاف	۵×۱۰-۱۰	m/(Pa. s)
۳	تنش	تنش افقی حداکثر	۸۰/۸۵	MPa
		تنش افقی حداقل	۸۰ / ۸۰	MPa
۴	پارامترهای تزریق	ویسکوزیته سیال	۴	mPa.s
		دبی سیال	۰/۰۰۱	m <sup>3</sup> /s
۵	شرایط اولیه	فشار منفذی	۴۰	MPa
		نسبت پوکی	۰/۰۲	-

نتایج

مقاومت سیمانی شکاف طبیعی به تأثیر این سه عامل پرداخته شده است.

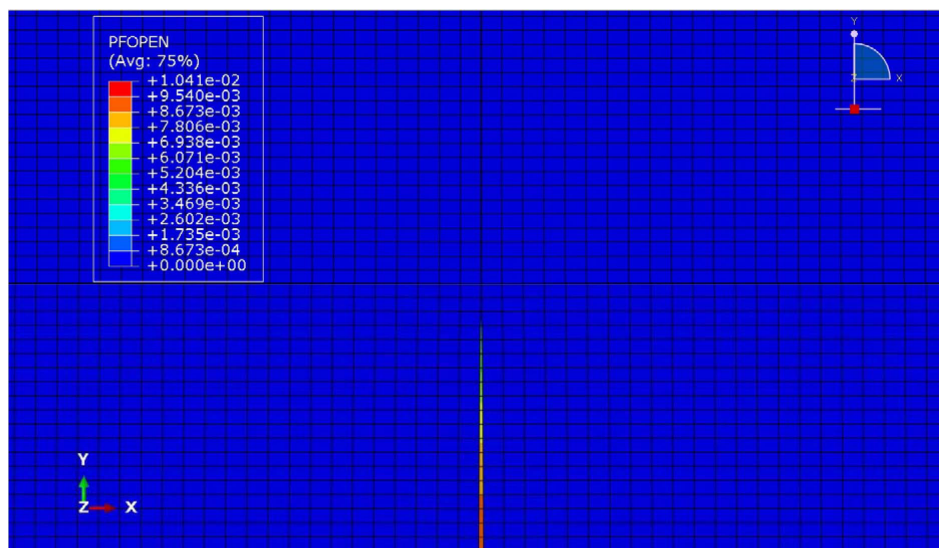
اثر تنش افقی و مقاومت سیمانی شکاف طبیعی در مدل با زاویه برخورد ۹۰°

در این مدل دو شکاف با زاویه ۹۰° به صورت عمود با هم برخورد می کنند که به بررسی رفتار شکافت هیدرولیکی در اختلاف تنش های افقی ۰ MPa و ۵ MPa در هنگام برخورد با شکاف طبیعی پرداخته شده است. مدت زمان تزریق ۲۰ s است ولی تعداد گام های مسئله در مرحله دوم حل

عوامل مختلفی در عبور یا انحراف شکافت هیدرولیکی به داخل شکاف طبیعی نقش دارند که در این مطالعه به بررسی تأثیر سه عامل مهم پرداخته شده است. مقاومت سیمانی شکاف طبیعی، اختلاف تنش افقی و زاویه برخورد دو شکاف عواملی هستند که تغییر در آنها باعث تغییرات مشهودی در رفتار شکافت هیدرولیکی در هنگام برخورد با شکاف طبیعی می شود. بدین منظور در هر دو مدل ۹۰° و ۷۰° با ثابت نگه داشتن همه متغیرها و تغییر دادن اختلاف تنش افقی و در مرحله بعدی تغییر

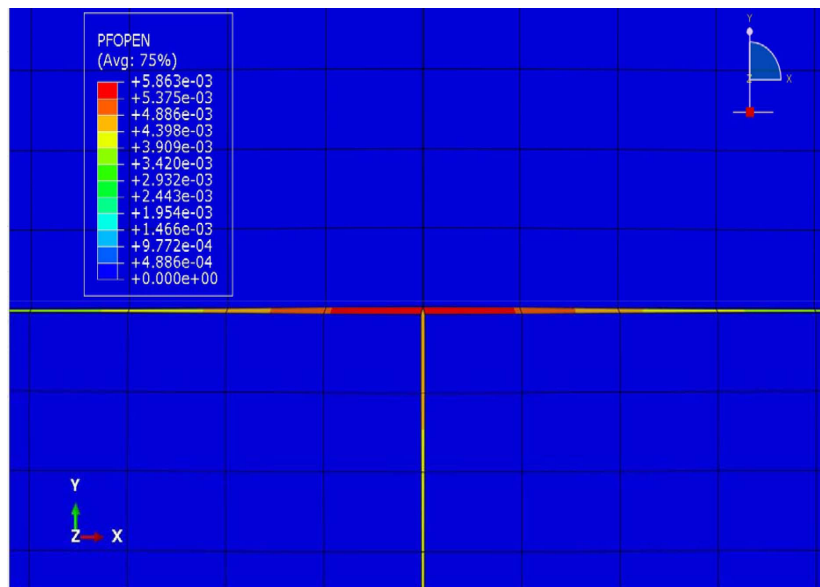
شکاف و رنگ آبی پررنگ کمترین مقدار آن است. به طور مثال در **شکل ۵** بیشترین میزان بازشدگی شکاف  $5/863 \text{ mm}$  و کمترین مقدار آن  $0 \text{ mm}$  می‌باشد. در ادامه به بررسی تأثیر مقاومت سیمانی شکاف طبیعی بر گسترش شکافت هیدرولیکی پرداخته شده است. همه شرایط **جدول ۱** و اختلاف تنش افقی که در بخش قبلی مورد بررسی قرار گرفته، یکسان است، با این تفاوت که مقاومت سیمانی شکاف طبیعی کاهش یافته است. تنش اسمی نرمال و برشی شکاف طبیعی از  $1/5 \text{ MPa}$  به  $1 \text{ MPa}$  کاهش یافته و انرژی شکست آن در جهت نرمال و برشی از  $1300 \text{ J/m}^2$  به  $1100 \text{ J/m}^2$  کاهش یافته است. همان‌طور که در **شکل ۶** مشاهده می‌شود، شکافت هیدرولیکی مجدداً به داخل شکاف طبیعی منحرف شده و باعث اتساع شکاف طبیعی شده است، با این تفاوت که در این بخش شکاف طبیعی اتساع بیشتری پیدا کرده و طول آن نیز افزایش یافته است. دلیل این پدیده این است که مقاومت سیمانی شکاف طبیعی کاهش یافته اما سرعت پمپاژ سیال و شار سیال ثابت است، بنابراین تمایل گسترش شکافت هیدرولیکی در طول شکاف طبیعی (بازشدگی و انحراف) بیشتر از عبور کردن از شکاف طبیعی است (قطع شدگی).

بسیار کوچک می‌باشد که دقت نرم‌افزار را به شدت بالا می‌برد. همین‌طور در ادامه به بررسی رفتار شکافت هیدرولیکی در هر دو حالت، زمانی که مقاومت سیمانی شکاف طبیعی تغییر می‌کند، پرداخته شده است. در این حالت ابتدا به بررسی رفتار دو شکاف زمانی که اختلاف تنش افقی حداکثر و تنش افقی حداقل در مدل  $0 \text{ MPa}$  باشد، پرداخته شده است. همان‌طور که در **شکل ۴** مشاهده می‌شود، تزریق از پایین‌ترین المان انجام شده و شکافت هیدرولیکی موازی با تنش افقی حداکثر و عمود بر شکاف طبیعی شروع به حرکت کرده و به شکاف طبیعی نزدیک شده است. در ادامه با افزایش تزریق سیال، همان‌طور که در **شکل ۵** مشاهده می‌گردد، شکافت هیدرولیکی به طور کامل وارد شکاف طبیعی شده و باعث اتساع آن شده است، به طوری که شکافت هیدرولیکی توان عبور از شکاف طبیعی و ادامه دادن به مسیر خود را ندارد. علت آن می‌تواند ناشی از صفر بودن اختلاف تنش افقی باشد، زیرا فشار سیال داخل شکافت هیدرولیکی بیشتر از تنش مؤثر نرمال در شکاف طبیعی است و از این رو به راحتی وارد شکاف طبیعی شده است. میزان بازشدگی شکاف فشار منفذی (PFOPEN) در هر شکل نشان داده شده است، رنگ قرمز پررنگ بیشترین میزان بازشدگی

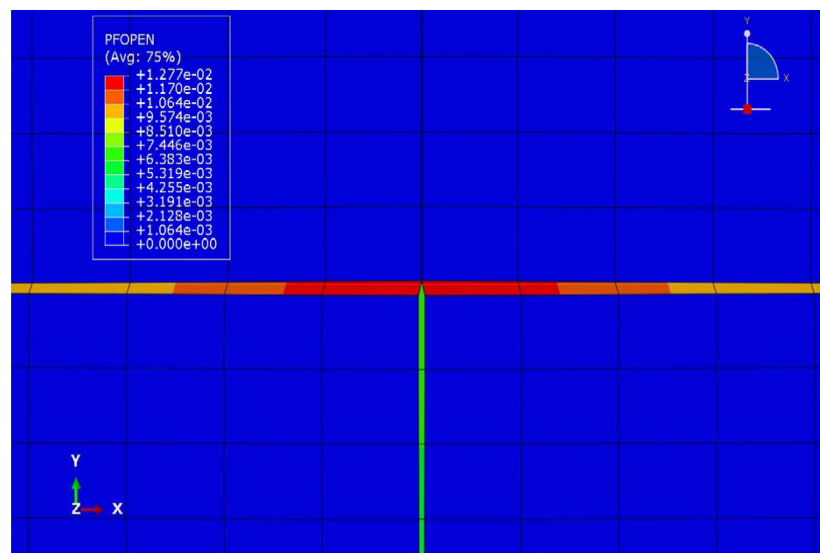


**شکل ۴** گسترش شکافت هیدرولیکی به سمت شکاف طبیعی در زاویه  $90^\circ$  و اختلاف تنش افقی  $0 \text{ MPa}$





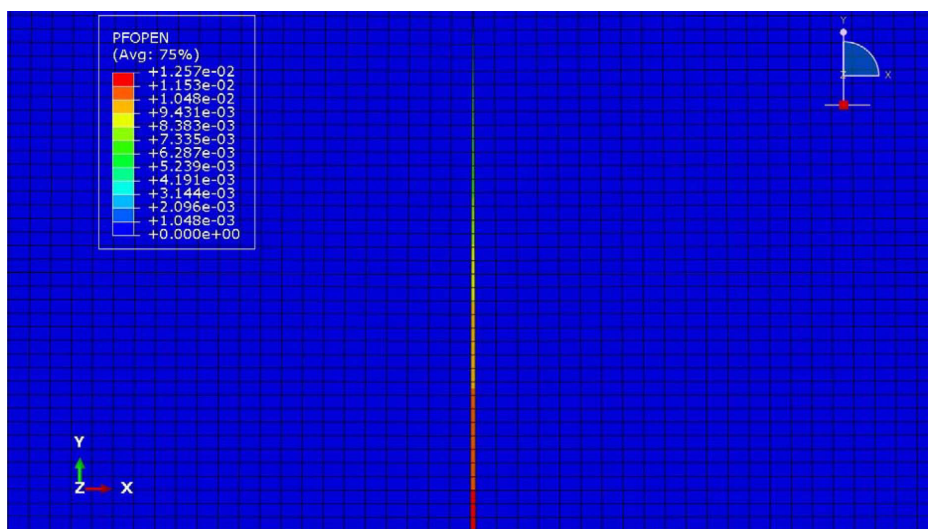
شکل ۵ برهمکنش میان شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی در زاویه برخورد  $90^\circ$  (اختلاف تنش افقی MPa ۰)



شکل ۶ برهمکنش شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی با کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی در زاویه برخورد  $90^\circ$  (اختلاف تنش افقی MPa ۰).

کلی با افزایش زاویه برخورد، حداکثر بار فشاری و سختی شکاف افزایش می‌یابد و پتانسیل عبور شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی بیشتر می‌شود. با ثابت نگه داشتن همه پارامترهای جدول ۱ و در شرایط اختلاف تنش افقی MPa ۵ به بررسی تأثیر کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی در گسترش شکافت هیدرولیکی پرداخته شده است. تنش اسمی نرمال و برشی و انرژی شکست شکاف طبیعی در جهت نرمال و برشی همانند حالت MPa ۰ کاهش یافته است.

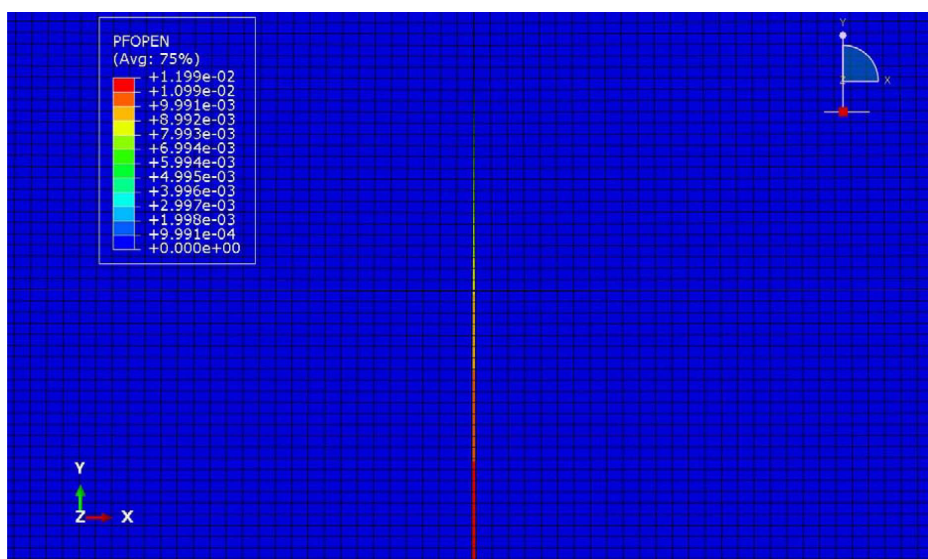
در ادامه اختلاف تنش افقی از MPa ۰ به MPa ۵ با ثابت نگه داشتن همه پارامترهای دیگر، افزایش داده شد. ابتدا تزریق از اولین المان انجام شده و شکافت هیدرولیکی به سمت شکاف طبیعی به وسیله جریان سیال حرکت می‌کند. همان‌طور که در شکل ۷ مشاهده می‌شود، شکافت هیدرولیکی به طور کامل از شکاف طبیعی عبور کرده است. علت عبور شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی در این حالت، بالا بودن زاویه برخورد ( $90^\circ$ ) با شکاف طبیعی و اختلاف تنش افقی MPa ۵ است. در حالت



شکل ۷. شکاف نهایی برهمکنش شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی در زاویه  $90^\circ$  و اختلاف تنش افقی ۵ MPa.

قطع شدگی به مسیر خود ادامه می‌دهد. تفاوت این مدل با مدل قبلی (زاویه  $90^\circ$  و اختلاف تنش  $0$  MPa) بازشدگی کمتر شکافت هیدرولیکی می‌باشد.

همان‌طور که در شکل ۸ مشاهده می‌شود، زمانیکه شکافت هیدرولیکی به شکاف طبیعی می‌رسد، ابتدا به مقدار بسیار کمی به داخل آن منحرف می‌شود و سپس با افزایش فشار در نقطه برخورد، به صورت



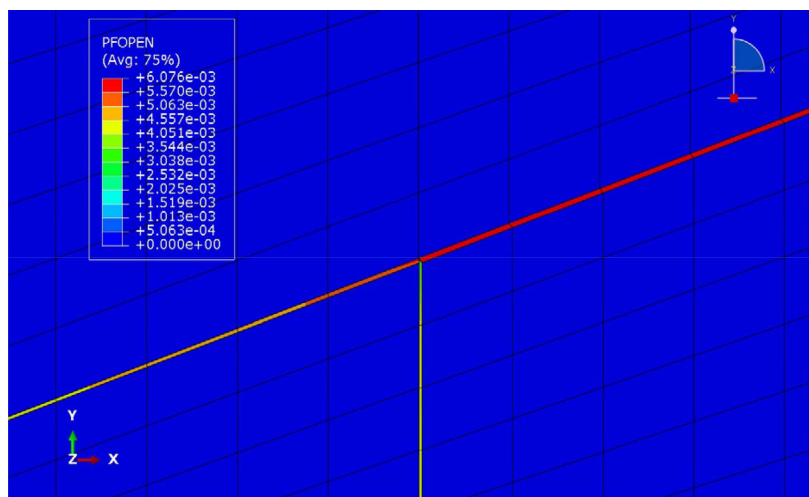
شکل ۸. برهمکنش شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی با کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی در زاویه برخورد  $90^\circ$  (اختلاف تنش افقی ۵ MPa).

این زاویه برخورد، اختلاف تنش‌های افقی  $0$  MPa و  $5$  MPa مورد مطالعه قرار گرفته است. همین‌طور در ادامه به بررسی رفتار شکافت هیدرولیکی در هر دو حالت، زمانیکه مقاومت سیمانی شکاف طبیعی تغییر می‌کند، پرداخته می‌شود. ابتدا با ثابت بودن همه پارامترها حالتی که اختلاف

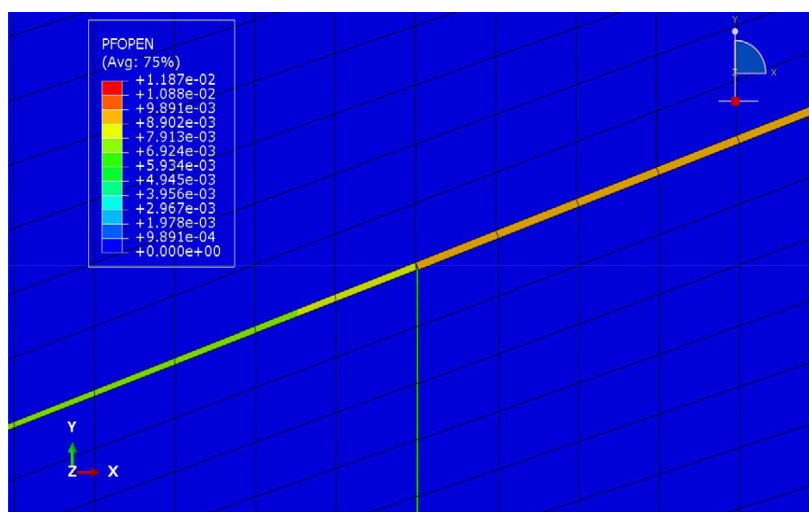
اثر تنش افقی و مقاومت سیمانی شکاف طبیعی در مدل با زاویه برخورد  $70^\circ$  در این حالت به برخورد شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی در حالتی که زاویه بین آن‌ها  $70^\circ$  باشد، پرداخته شده است. مدت زمان تزریق سیال  $20$  s می‌باشد. برای بررسی تأثیر اختلاف تنش افقی در

در ادامه با کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی (با در نظر گرفتن مقادیر تنش اسمی و انرژی شکست در حالت ضعیف) زمانی که اختلاف تنش افقی ۰ MPa و همه پارامترهای دیگر **جدول ۱** ثابت باشند، به تأثیر مقاومت سیمانی شکاف طبیعی بر گسترش شکاف هیدرولیکی پرداخته شده است. همان طور که در **شکل ۱۰** مشاهده می‌شود، با کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی، شکاف هیدرولیکی همانند مدل با زاویه برخورد  $90^\circ$  به داخل آن منحرف می‌شود. هرچه مقاومت شکاف طبیعی کاهش می‌یابد، طول و عرض شکاف هیدرولیکی کاهش یافته و طول و عرض شکاف طبیعی افزایش می‌یابد.

تنش افقی در مدل ۰ MPa باشد، رفتار گسترش شکاف هیدرولیکی مورد بررسی قرار گرفته است. تزریق از اولین المان آغاز می‌شود و شکاف هیدرولیکی به سمت شکاف طبیعی حرکت می‌کند و همان طور که در **شکل ۹** مشاهده می‌شود، شکاف هیدرولیکی وارد شکاف طبیعی شده و با اتساع و تعریض شکاف طبیعی در امتداد آن گسترش یافته است. به عبارتی با کاهش زاویه برخورد و صفر بودن تنش تفاضلی افقی، ضمن افزایش برهمکنش میان شکاف هیدرولیکی و شکاف طبیعی، فشار سیال داخل شکاف هیدرولیکی بیشتر از تنش مؤثر نرمال در شکاف طبیعی بوده و شکاف طبیعی اجازه عبور به شکاف هیدرولیکی را نمی‌دهد.



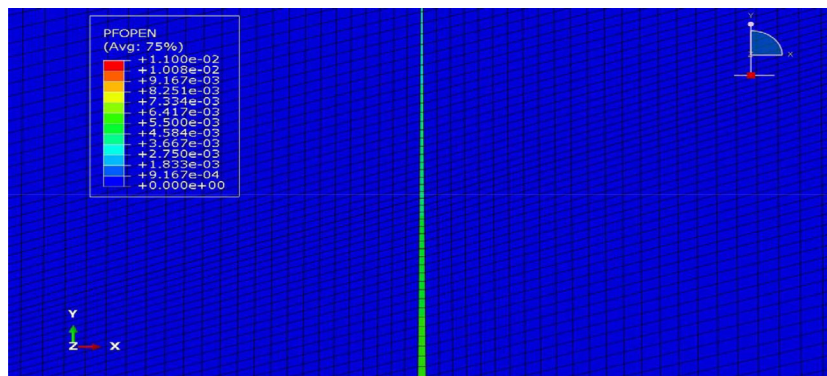
شکل ۹ برهمکنش شکاف هیدرولیکی و شکاف طبیعی در زاویه برخورد  $70^\circ$  (اختلاف تنش افقی ۰ MPa)



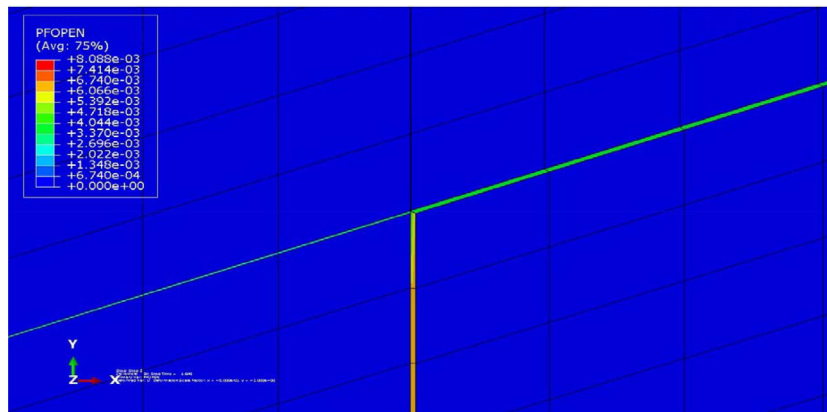
شکل ۱۰ برهمکنش شکاف هیدرولیکی و شکاف طبیعی با کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی در زاویه برخورد  $70^\circ$  (اختلاف تنش افقی ۰ MPa)

شکاف طبیعی پرداخته شده است. همان طور که در (شکل ۱۲، الف) مشاهده می شود، زمانی که شکافت هیدرولیکی به شکاف طبیعی می رسد، ابتدا به طور کامل در آن منحرف شده و باعث فعال سازی آن شده است و سپس با ادامه تزریق سیال همان طور که در (شکل ۱۲، ب) مشاهده می گردد، شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی عبور می کند. به عبارت دیگر در این حالت شکافت هیدرولیکی هم باعث فعال سازی شکاف طبیعی شده و هم از آن عبور کرده است.

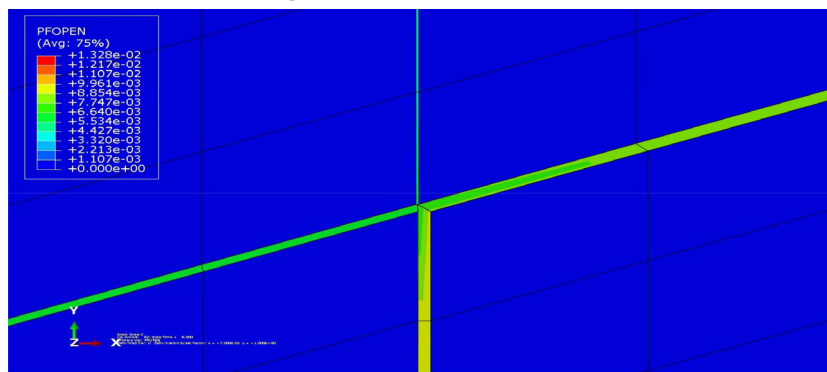
در شرایطی که اختلاف تنش افقی ۵ MPa باشد و دیگر پارامترهای جدول ۱ ثابت باشند، ابتدا تزریق از اولین المان آغاز می شود و زمانی که شکافت هیدرولیکی به شکاف طبیعی می رسد بدون اینکه شکاف طبیعی فعال شود به طور کامل از آن عبور می کند (شکل ۱۱). همانند مدل های قبلی با کاهش انرژی شکست و تنش اسمی و نیز اعمال اختلاف تنش افقی ۵ MPa و با ثابت نگه داشتن پارامترهای دیگر جدول ۱ به بررسی تأثیر مقاومت سیمانی



شکل ۱۱ برهمکنش شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی در زاویه برخورد  $70^\circ$  (اختلاف تنش افقی ۵ MPa)



شکل ۱۲، الف) برخورد شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی و انحراف آن به داخل شکاف طبیعی با کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی در زاویه برخورد  $70^\circ$  (اختلاف تنش افقی ۵ MPa).



شکل ۱۲، ب) شکاف نهایی برهمکنش شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی با کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی در زاویه برخورد  $70^\circ$  (اختلاف تنش افقی ۵ MPa)

مقایسه مدل‌های برخورد ۹۰° و ۷۰°

می‌یابد و باز شدن شکاف طبیعی دشوار می‌شود. در حالت کلی با افزایش زاویه برخورد، حداکثر بار فشاری و سختی شکاف افزایش می‌یابد و پتانسیل عبور شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی بیشتر می‌شود.

تنش تفاضلی پارامتر اساسی در طراحی شکافت هیدرولیکی است، تنش تفاضلی، شروع و گسترش شکافت هیدرولیکی را کنترل می‌کند. همان‌طور که در نتایج مشاهده می‌شود، زمانی که تنش تفاضلی از ۰ MPa به ۵ MPa افزایش می‌یابد، شکافت هیدرولیکی مایل به عبور از شکاف طبیعی است و بدون فعال‌سازی از شکاف طبیعی عبور می‌کند که با نتایج ژو و همکاران [۳۰] تطابق دارد. وقتی تنش تفاضلی ۰ MPa است، شکافت هیدرولیکی به داخل شکاف طبیعی منحرف شده و توان عبور از آن را ندارد و باعث فعال شدن دو بال شکاف طبیعی می‌شود. با ثابت بودن همه‌ی پارامترها و با افزایش تنش تفاضلی و زاویه برخورد دو شکاف، عبور شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی و عدم فعال‌سازی آن محتمل است. مقاومت سیمانی شکاف طبیعی پارامتر دیگری است که در رفتار شکافت هیدرولیکی تأثیرگذار است. زمانی که این مقاومت کاهش می‌یابد (از حالت متوسط به ضعیف) قبل از رسیدن نوک شکافت هیدرولیکی به شکاف طبیعی، شکاف طبیعی آسیب می‌بیند، با ادامه دادن تزریق سیال، سیال به فضای متخلخل نشت می‌کند، در نتیجه فشار منفذی نزدیک به شکافت هیدرولیکی افزایش می‌یابد، به طور کلی هنگامی که تنش کششی وارد بر دو وجه شکاف طبیعی ناشی از افزایش فشار منفذی بزرگتر از مقاومت سیمانی این شکاف و کمتر از مقاومت کششی سنگ می‌شود، آسیب شکاف طبیعی شروع می‌شود.

نتیجه‌گیری

مهم‌ترین نتایج حاصل از این تحقیق به شرح ذیل می‌باشد:

در دو مدل زاویه برخورد ۹۰° و ۷۰° به بررسی تأثیر اختلاف تنش‌های افقی ۰ MPa و ۵ MPa و تأثیر کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی بر گسترش شکافت هیدرولیکی در هنگام برخورد با شکاف طبیعی پرداخته شد. همان‌طور که از نتایج مشخص است در دو زاویه برخورد ۹۰° و ۷۰°، اختلاف تنش افقی کمتر از ۵ MPa منجر به انحراف شکافت هیدرولیکی به داخل شکاف طبیعی و عدم عبور آن از شکاف طبیعی گردید، با این تفاوت که میزان فعال‌سازی شکاف طبیعی در زاویه ۷۰° بیشتر از زاویه ۹۰° است و تغییر مقاومت سیمانی شکاف طبیعی تأثیر قابل توجهی در گسترش شکافت هیدرولیکی ندارد. در حالت اختلاف تنش افقی ۵ MPa، شکافت هیدرولیکی در زوایای ۹۰° و ۷۰° منجر به قطع کردن کامل شکاف طبیعی شد در صورتی که با کاهش مقاومت سیمانی شکاف طبیعی، ابتدا انحراف بسیار کم شکافت هیدرولیکی به داخل شکاف طبیعی و در ادامه عبور شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی مشاهده گردید، اما در زاویه برخورد ۷۰°، شکافت هیدرولیکی به طور کامل به داخل شکاف طبیعی منحرف شده است و بعد از فعال‌سازی آن از شکاف طبیعی عبور می‌کند.

بحث و نتایج

زاویه برخورد شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی تأثیر بسیار زیادی در گسترش شکافت هیدرولیکی دارد. همان‌طور که از نتایج مشخص است با کاهش زاویه برخورد شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی، شکافت هیدرولیکی مایل به انحراف به داخل شکاف طبیعی است و هرچه این زاویه افزایش یابد، احتمال عبور شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی بیشتر می‌شود و شکافت هیدرولیکی با عبور از شکاف طبیعی در راستای تنش افقی حداکثر حرکت می‌کند. با افزایش این زاویه فشار سیالی که باعث باز شدن شکاف طبیعی می‌شود کاهش

حداکثر بار فشاری و سختی شکاف طبیعی افزایش می‌یابد، در نتیجه احتمال عبور شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی بیشتر می‌شود.

۴- زمانی که زاویه برخورد  $70^\circ$  است با افزایش اختلاف تنش افقی به  $5 \text{ MPa}$ ، شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی عبور می‌کند، اما اگر مقاومت سیمانی شکاف طبیعی کاهش یابد، شکافت هیدرولیکی به داخل شکاف طبیعی منحرف می‌شود و با ادامه پمپاژ سیال از آن عبور می‌کند. زمانی که زاویه برخورد  $90^\circ$  است با افزایش اختلاف تنش افقی به  $5 \text{ MPa}$  و کاهش مقاوت سیمانی شکاف طبیعی، شکافت هیدرولیکی بدون فعال‌سازی شکاف طبیعی از آن عبور می‌کند.

۱- مدل‌سازی عددی با استفاده از نرم‌افزار المان محدود ABAQUS و بر پایه مدل ناحیه چسبنده (CZM) برای یک نمونه مخزن، به منظور مطالعه و بررسی رفتار شکافت هیدرولیکی در حضور شکاف طبیعی با تغییر سه پارمتر زاویه برخورد، اختلاف تنش افقی و مقاومت سیمانی شکاف طبیعی انجام شد.

۲- زمانی که اختلاف تنش افقی  $0 \text{ MPa}$  باشد، در زوایای برخورد  $90^\circ$  و  $70^\circ$ ، شکافت هیدرولیکی به داخل شکاف طبیعی منحرف می‌شود.

۳- با افزایش زاویه برخورد بین شکافت هیدرولیکی و شکاف طبیعی به  $90^\circ$ ، شکافت هیدرولیکی از شکاف طبیعی عبور می‌کند. با افزایش زاویه برخورد،

مراجع

- [1]. Koshelev, V., & Ghassemi, A. (2003). Hydraulic fracture propagation near a natural discontinuity, In Proceedings of the 28th workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford, California: Stanford University.
- [2]. Bungler, A. P., Zhang, X., & Jeffrey, R. G. (2012). Parameters affecting the interaction among closely spaced hydraulic fractures, SPE Journal, 17(01), 292-306, doi.org/10.2118/140426-PA.
- [3]. Valkó, P., & Economides, M. J. (1995). Hydraulic fracture mechanics, 28, 206, Chichester: Wiley.
- [4]. Geertsma, J., & De Klerk, F. (1969). A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures, Journal of Petroleum Technology, 21(12), 1571-1581, doi.org/10.2118/2458-PA.
- [5]. Green, A. E., & Sneddon, I. N. (1950, January). The distribution of stress in the neighbourhood of a flat elliptical crack in an elastic solid, In Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society, 46.(1), 159-163, Cambridge University Press, doi.org/10.1017/S0305004100025585.
- [6]. Perkins, T. K., & Kern, L. R. (1961). Widths of hydraulic fractures, Journal of Petroleum Technology, 13(09), 937-949.
- [7]. Bahorich, B., Olson, J. E., & Holder, J. (2012). Examining the effect of Cemented Natural Fractures on Hydraulic Fracture Propagation in Hydrostone Block Experiments, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro, doi.org/10.2118/160197-MS.
- [8]. Zhou, J., Chen, M., Jin, Y., & Zhang, G. Q. (2008). Analysis of fracture propagation behavior and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 45(7), 1143-1152, doi.org/10.1016/j.ijrmms.2008.01.001.
- [۹]. دهقان، ع. ن.، گشتاسبی، ک.، آهنگری، ک.، جین، ی. و میسکیمینس، ج.، "مکانیسم شروع و گسترش شکست با استفاده از یک سیستم آزمایش شکافت هیدرولیکی سه محوره بر روی نمونه‌هایی از بلوک‌های سیمانی"، پژوهش نفت، شماره ۲-۸۵، زمستان ۹۴، doi: 10.22078/pr.2016.607.
- [۱۰]. دهقان، ع. ن. و خدایی، م.، "مطالعه آزمایشگاهی تاثیر شکاف از پیش موجود بر گسترش شکافت هیدرولیکی تحت تنش‌های سه محوری واقعی"، پژوهش نفت، شماره ۹۵، مهر و آبان ۹۶، doi:10.22078/pr.2017.2239.2039.
- [۱۱]. دهقان ع ن، "مطالعه آزمایشگاهی اثر سیمان شدگی شکاف طبیعی بر گسترش شکافت هیدرولیکی در مخازن نفت و گاز نامتعارف" پژوهش نفت، شماره ۱۰۵، خرداد و تیر ۹۸، doi: 10.22078/pr.2018.3353.2539.
- [12]. Dehghan, A. N. (2020). An experimental investigation into the influence of pre-existing natural fracture on the behavior and length of propagating hydraulic fracture, Engineering Fracture Mechanics, 240, 107330, doi.org/10.1016/j.engfractmech.2020.107330.

- [13]. Dehghan, A. N., Goshtasbi, K., Ahangari, K., & Jin, Y. (2015). Experimental investigation of hydraulic fracture propagation in fractured blocks. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 74, 887-895.
- [14]. Dehghan, A. N., Goshtasbi, K., Ahangari, K., & Jin, Y. (2015). The effect of natural fracture dip and strike on hydraulic fracture propagation. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 75, 210-215, doi.org/10.1016/j.ijrmms.2015.02.001.
- [15]. Dehghan, A. N., Goshtasbi, K., Ahangari, K., & Jin, Y. (2016). Mechanism of fracture initiation and propagation using a tri-axial hydraulic fracturing test system in naturally fractured reservoirs, *European Journal of Environmental and Civil Engineering*, 20(5), 560-585, doi.org/10.1080/19648189.2015.1056384.
- [16]. De Pater, C. J., & Beugelsdijk, L. J. L. (2005). Experiments and numerical simulation of hydraulic fracturing in naturally fractured rock, In *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, ARMA-05, ARMA.
- [17]. Jeffrey, R. G., Zhang, X., & Thiercelin, M. J. (2009). Hydraulic fracture offsetting in naturally fractures reservoirs: quantifying a long-recognized process, In *SPE hydraulic fracturing technology conference*, OnePetro, .
- [18]. Guo, J., Zhao, X., Zhu, H., Zhang, X., & Pan, R. (2015). Numerical simulation of interaction of hydraulic fracture and natural fracture based on the cohesive zone finite element method, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 25, 180-188, doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.008.
- [19]. Dehghan, A. N., Goshtasbi, K., Ahangari, K., Jin, Y., & Bahmani, A. (2017). 3D numerical modeling of the propagation of hydraulic fracture at its intersection with natural (pre-existing) fracture, *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 50, 367-386.
- [20]. Zheng, H., Pu, C., & Sun, C. (2020). Numerical investigation on the hydraulic fracture propagation based on combined finite-discrete element method, *Journal of Structural Geology*, 130, 103926, doi.org/10.1016/j.jsg.2019.103926.
- [21]. Tan, P., Jin, Y., & Pang, H. (2021). Hydraulic fracture vertical propagation behavior in transversely isotropic layered shale formation with transition zone using XFEM-based CZM method, *Engineering Fracture Mechanics*, 248, 107707, doi.org/10.1016/j.engfracmech.2021.107707.
- [22]. Zou, J., Jiao, Y. Y., Tan, F., Lv, J., & Zhang, Q. (2021). Complex hydraulic-fracture-network propagation in a naturally fractured reservoir, *Computers and Geotechnics*, 135, 104165, doi.org/10.1016/j.compgeo.2021.104165.
- [23]. Sun, T., Zeng, Q., & Xing, H. (2022). A quantitative model to predict hydraulic fracture propagating across cemented natural fracture, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109595, doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109595.
- [24]. Liu, Y., Hu, Y., & Kang, Y. (2022). The propagation of hydraulic fractures in a natural fracture network: A numerical study and its implications, *Applied Sciences*, 12(9), 4738, doi.org/10.3390/app12094738.
- [25]. Zhang, L., Zhou, J., Braun, A., & Han, Z. (2018). Sensitivity analysis on the interaction between hydraulic and natural fractures based on an explicitly coupled hydro-geomechanical model in PFC2D, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 167, 638-653, doi.org/10.1016/j.petrol.2018.04.046.
- [26]. Salahi, A., Dehghan, A. N., Sheikhzakariaee, S. J., & Davarpanah, A. (2021). Sand production control mechanisms during oil well production and construction, *Petroleum Research*, 6(4), 361-367, doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.02.005.
- [۲۷]. عبدالهی فرد، ایرج، علوی، سیداحمد، و مختاری، محمد. (۱۳۸۵). چهارچوب ساختاری دشت آبادان (جنوب غربی ایران) و شمال خلیج فارس بر اساس داده های ژئوفیزیکی. *مجله علوم دانشگاه تهران*، ۳۳(۳) (بخش زمین شناسی ۲)، ۱۲۰-۱۰۷.
- [28]. Kregting, R. (2005). Cohesive zone models: towards a robust implementation of irreversible behavior. *Philips Applied Technologies*, 193, 3035-3056.
- [۲۹]. گزارش های منتشر نشده شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.
- [30]. Zou, Y., Zhang, S., Ma, X., Zhou, T., & Zeng, B. (2016). Numerical investigation of hydraulic fracture network propagation in naturally fractured shale formations. *Journal of Structural Geology*, 84, 1-13, doi.org/10.1016/j.jsg.2016.01.004.



# Numerical Simulation of the Effect of Natural Fracture in Hydraulic Fracture Propagation Based on the Cohesive Zone Model

Alireza Safarkhanloo<sup>1</sup>, Ali Naghi Dehghan<sup>2\*</sup> and Seyed Jamal Sheikh Zakariaei<sup>3</sup>

1. Faculty of Chemical Engineering and Petroleum, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran
2. Department of Mining Engineering, Faculty of Engineering, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran
3. Department of Geology, Faculty of Converging Sciences and Technologies, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

a.dehghan@srbiau.ac.ir

DOI:110.22078/pr.2023.5153.3283

Received: July/17/2023

Accepted: November/15/2023

## Introduction

The most effective way to recover the gas from ultra-low permeability reservoirs is hydraulic fracturing, which is a widely applied stimulation technique (1). The simulation of hydraulic fracturing began with the modeling of single-planar fracture propagation in homogeneous formation (2-4). Because of the rising tide of shale gas development in the last decades, hydraulic fracturing has focused on the creation of complex fracture networks. The governing mechanisms of interaction between hydraulic fractures (HF) and natural fractures (NF) play a critical role in creating complex fracture networks. Hydraulic fracture intersection with natural fracture was investigated through both laboratory and mine-back experimental approaches.(5-6). The results showed that there were three categories of intersection between hydraulic and natural fractures: HF crossed NF, HF deflected into NF, and HF arrested by NF.

## Materials and Methods

### Introduction of the Region and Geology of the Studied Field

The southwestern oil field of Iran, which includes huge parts of the reservoirs, was discovered in 1999. Until now, 115 wells have been drilled in this field, and the deepest drilled depth in this field is 5340 meters in the Nizaran Formation. The four production layers include Saruk, Kozhdami, Gadvan and Fahlian. According to

the UGC map, the reservoir layer of Saruk is about 45 to 60 km, and the area of this region is about 900 square km. The amount of oil in the reservoir of this field is more than 33 billion barrels and the amount of oil that can be recovered in this field is about 5 billion barrels.

### Software

ABAQUS software is a very powerful set of modeling, analysis and simulation programs based on the Finite Element Method (FEM) and this software capable to solve a wide range of scientific and industrial problems, including simple problems with linear analysis to complex problems. In the last decade, many methods have been developed to model failure in materials. The finite element method provides methods for predicting failure behavior in materials, and one of these methods uses the cohesive law in the finite element to model crack initiation and propagation. It should be noted that the cohesive zone model considers failure as a process that occurs along the crack tip or the cohesive zone that resists detachment.

### Model Description

In ABAQUS The two-dimensional model was made with a length of 30 meters and a width of 20 meters. In the model, two types of intersection angles between hydraulic fracture and natural fracture were considered. The natural fracture was divided the model into two parts and two different properties were assigned to these parts. The injection point was placed



on the first hydraulic fracture element and the incompressible Newtonian fluid was injected at a constant pumping rate. hence, the hydraulic fracture was initiated and propagated hydraulically by the fluid pressure. The model was discretized into a domain CPE4P elements (4-node bilinear displacement and pore pressure elements). The hydraulic fracture and natural fracture were defined by COH2D4P elements (6-node displacement and pore pressure 2-D cohesive elements). The shape of the elements is considered quadrangular and the Structure technique is used for meshing different parts of the rock and the Sweep technique is used for meshing the cohesive elements to increase the accuracy of the simulation. minimum Horizontal stress was applied from both sides of the model, perpendicular to the crack growth path. The maximum horizontal stress was applied perpendicular to the X axis and parallel to the crack growth path. It is worth noting that X-displacement and Y-displacement constraints were predefined on the model's boundaries. As shown in Fig. 1, the hydraulic fracture intersects with the natural fracture at an angle of  $70^\circ$ .

The input data used in the computation are summarized in Table 1. The data consists of four categories. There are two values of each variable for rock properties representing the Part I and Part II formations, respectively. Similarly, the parameters given as cohesive zone properties are classified separately into the hydraulic fracture and natural fracture. For the purpose of interpreting the effects of variable changes on the simulation results, the changing values are divided by the slashes. The cohesive parameters of the

natural fracture are defined as medium and weak grade according to their magnitudes.

### Results and Discussion

Various factors play a role in the cross or deflect of hydraulic fracture into the natural fracture, and in this study, we investigate the effect of three important factors. natural fracture cementing strength, differential stress and approaching angel are the factors that play significant role in the hydraulic fracturing operation.

In two models of  $70^\circ$  and  $90^\circ$ , we investigate the differential stresses of 0 and 5 MPa and the effect of the natural fracture cementing strength on the propagation of hydraulic fracture when encountering the natural fracture. As it is clear from the results, at  $90^\circ$  and  $70^\circ$ , If the differential stress is less than 5 MPa, it is obvious that the hydraulic fracture deflects into the natural fracture, but the activation rate of the natural fracture in the  $70^\circ$  is more than the  $90^\circ$ . Moreover, the change of the natural fracture cementin strength does not have a significant effect on the hydraulic fracture propagation. When the differential stress is 5 MPa, hydraulic fracture completely crosses the natural fracture in both angles, but with the decrease in the natural fracture cementing strength, hydraulic fracture has slight diversion into natural fracture. At the end of the pumping stage, the hydraulic fracture finally crosses the natural fracture, but in the model of  $70^\circ$ , hydraulic fracture completely deflects into the natural fracture. When fluid injection continues, hydraulic fracture crosses from natural fracture.

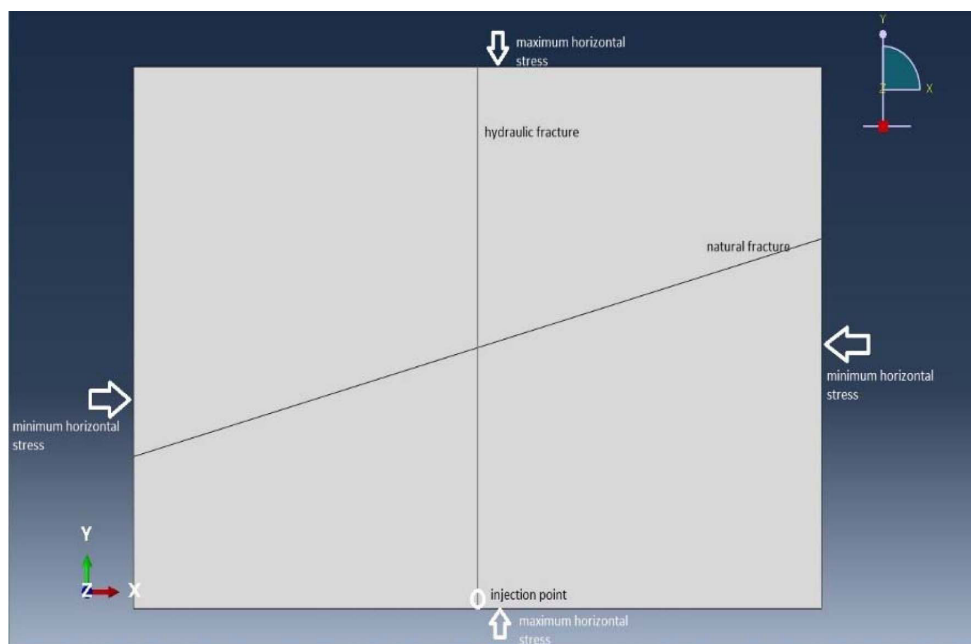


Fig. 1 Schematic of the fracture propagation processes at the  $70^\circ$  approaching angle model.

**Table 1** Software input parameters.

numbers	Categories	Variables	Values	unit
1	Rock properties	Young's modulus	(Part I) 22 (Part II) 20/5	GPa
		Poisson's ratio	(Part I) 0/2 (Part II) 0/19	-
		Permeability	(Part I) 0/05 (Part II) 0/03	mD
		Void ration	(Part I) 0/02 (Part II) 0/03	-
2	Cohesive zone properties	Normal nominal stress	(hydraulic fracture) 6 (natural fracture) 1/1/5	MPa
		1st shear nominal stress	(hydraulic fracture) 6 (natural fracture) 1/1/5	MPa
		2nd shear nominal stress	(hydraulic fracture) 6 (natural fracture) 1/1/5	MPa
		Normal fracture energy	(hydraulic fracture) 2000 (natural fracture) 1100 / 1300	J/m <sup>2</sup>
		1st shear fracture energy	(hydraulic fracture) 2000 (natural fracture) 1100 / 1300	J/m <sup>2</sup>
		2nd shear fracture energy	(hydraulic fracture) 2000 (natural fracture) 1100 / 1300	J/m <sup>2</sup>
		fluid leak-off coefficient	10-10×5	m/(Pa. s)
3	In-situ stress	Maximal horizontal stress	85/80	MPa
		Minimal horizontal stress	80/ 80	MPa
4	Pumping parameters	Fluid viscosity	4	mPa·s
		Injection rate	0/001	m <sup>3</sup> /s
5	Initial conditions	Pore pressure	40	MPa
		Void ratio	0/02	-

## Conclusion

The most important results of this research are as follows:

- 1- Numerical modeling was done using ABAQUS finite element software for a reservoir sample, in order to study and investigate the behavior of hydraulic fracturing operation in the presence of natural fracture.
- 2- When the differential stress is zero MPa, at 90° and 70° approaching angles, the hydraulic fracture deflects into the natural fracture.
- 3- By increasing the approaching angle between the hydraulic fracture and natural fracture to 90°, hydraulic fracture crosses the natural fracture. with higher approaching angle, the compressive load and the toughness of the natural fracture are increased, so that the hydraulic fracture has an increasing tendency to cross the natural fracture.
- 4- When the approaching angle is 70°, with the increase of the differential stress to 5 MPa, the hydraulic fracture crosses the natural fracture, but if cement strength of the natural fracture decreases, hydraulic fracture deflects into the natural fracture and it crosses the natural fracture as pumping continues. When the

approaching angle is 90°, with the increase of the differential stress to 5 MPa and reducing the cement strength of the natural fracture, hydraulic fracture crosses the natural fracture without activating it.

## References

1. Bungler, A. P., Zhang, X., & Jeffrey, R. G. (2012). Parameters affecting the interaction among closely spaced hydraulic fractures, *Spe Journal*, 17(01), 292-306, doi.org/10.2118/140426-PA.
2. Geertsma, J., & De Klerk, F. (1969). A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures, *Journal of petroleum technology*, 21(12), 1571-1581, doi.org/10.2118/2458-PA.
3. Green, A. E., & Sneddon, I. N. (1950, January). The distribution of stress in the neighbourhood of a flat elliptical crack in an elastic solid, In *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*, 46,(1),. 159-163, Cambridge University Press, doi.org/10.1017/S0305004100025585.
4. Perkins, T. K., & Kern, L. R. (1961). Widths of hydraulic fractures. *Journal of petroleum*

- technology, 13(09), 937-949.
5. Beugelsdijk, L. J. L., De Pater, C. J., & Sato, K. (2000). Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured medium. In SPE Asia Pacific conference on integrated modelling for asset management. OnePetro, doi.org/10.2118/59419-MS.
  6. Zou, Y., Zhang, S., Ma, X., Zhou, T., & Zeng, B. (2016). Numerical investigation of hydraulic fracture network propagation in naturally fractured shale formations. *Journal of Structural Geology*, 84, 1-13, doi.org/10.1016/j.jsg.2016.01.004.