

بِسْمِ اللّٰهِ الرَّحْمٰنِ الرَّحِیْمِ



دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

گرایش مکانیک سنگ

پایان نامه کارشناسی ارشد

مطالعه آزمایشگاهی تأثیر نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال در روش

آزمایش شکست هیدرولیکی

نگارنده: ابوالفضل هفت آبادی

اساتید راهنما:

دکتر شکراله زارع

دکتر حمید سلطانیان

استاد مشاور:

مهندس یاسر پورمظاهری

بهمن ماه ۱۳۹۸

شماره: ۴۲۹۸، ۴۱۸۹
تاریخ: ۱۳/۱۳/۹۸

باسمه تعالی



مدیریت تحصیلات تکمیلی

فرم شماره (۳) صورت جلسه نهایی دفاع از پایان نامه دوره کارشناسی ارشد

با نام و یاد خداوند متعال، ارزیابی جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد آقای ابوالفضل هفت آبادی با شماره دانشجویی ۹۵۱۵۹۸۴ رشته مهندسی معدن گرایش مکانیک سنگ تحت عنوان مطالعه آزمایشگاهی تاثیر نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال در روش آزمایش شکست هیدرولیکی که در تاریخ ۱۳۹۸/۱۱/۰۷ با حضور هیات محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار گردید به شرح ذیل اعلام می گردد:

الف) درجه عالی: نمره ۱۹-۲۰ (ب) درجه خیلی خوب: نمره ۱۸/۹۹-۱۸
 ج) درجه خوب: نمره ۱۷/۹۹-۱۶ (د) درجه متوسط: نمره ۱۵/۹۹-۱۴
 ه) کمتر از ۱۴ غیر قابل قبول و نیاز به دفاع مجدد دارد
 نوع تحقیق: نظری عملی

امضاء	مرتبه علمی	نام و نام خانوادگی	عضو هیات داوران
	دانشیار	آقای دکتر شکراله زارع	۱- استاد راهنمای اول
—	استادیار	آقای دکتر حمید سلطانیان	۲- استاد راهنمای دوم
—	مربی	آقای مهندس یاسر پورمظاهری	۳- استاد مشاور
	استاد	آقای دکتر فرهنگ سرشکی	۴- نماینده تحصیلات تکمیلی
	استادیار	آقای دکتر مرتضی جوادی	۵- استاد ممتحن اول
	استادیار	آقای دکتر مجید نیکخواه	۶- استاد ممتحن دوم

نام و نام خانوادگی رئیس دانشکده: دکتر محمد عطایی

تاریخ و امضاء و مهر دانشکده:



تقدیم به:

پدر بزرگوارم، مادر مهربانم

برادران عزیزم، خواهران دوست داشتنی ام

خواهرزاده هایم مائده و مسین

و شهدای صنعت معدن و نفت کشورم ایران

سپاسگزاری

بر خود لازم می‌دانم از زحمات همه عزیزانی که یاری‌گر من در به سرانجام رساندن این پایان‌نامه بوده‌اند تشکر و قدردانی کنم.

از زحمات و کمک‌های استاد راهنمای اول آقای دکتر شکراله زارع که یاری رسان بنده بوده‌اند؛ کمال تشکر و قدردانی را دارم.

از صمیم قلب از راهنمایی‌ها و زحمات استاد بزرگوارم آقای دکتر سلطانیان که به عنوان استاد راهنمای دوم، فرصت مطالعاتی را در پژوهشگاه صنعت نفت و امکان استفاده از تجهیزات آزمایشگاهی را برای بنده فراهم کردند، تشکر ویژه دارم.

از صمیم قلب از راهنمایی‌ها و زحمات استادان گرانقدر آقای مهندس یاسر پورمظاهری مشاور اول، آقای مهندس علی حسنی، آقای مهندس قندهاری سپاسگزارم. بدون کمک و حمایت‌های بی دریغ ایشان، انجام این مهم ناممکن بود.

همچنین از راهنمایی‌های آقایان مهندس سید ایمان مرتضوی‌پور، مهندس هاتف یوسفیان، مهندس مهدی کریمی، آقای مهندس تاجیک تشکر می‌کنم.

بسیار ممنون و سپاسگزار دوست عزیزم مهندس سعید حسنی و مهندس داوود فاضلی، بابت کمک‌ها و همدلی‌های بی دریغ ایشان هستم.

از پدر بزرگوارم، مادر مهربانم، برادران عزیزم، خواهران دوست داشتنی‌ام و خواهرزاده‌هایم مائده و مبین که صبورانه و عاشقانه همه سختی‌ها را پا به پای من تحمل کردند؛ بسیار متشکرم.

بدون شک اگر حمایت‌ها، تشویق‌ها و همدلی‌های پدر و مادر عزیزم نبود، حتی برداشتن یک قدم از این مسیر پر فراز و نشیب برایم امکان‌پذیر نبود؛ همیشه قدردان عشق و زحمات ایشان هستم. از همسفران مهربان زندگیم، خواهران و برادران عزیزم، بسیار ممنون و سپاسگزارم.

تعهدنامه

اینجانب ابوالفضل هفت آبادی دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مکانیک سنگ دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه با موضوع مطالعه آزمایشگاهی تأثیر نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال در روش آزمایش شکست هیدرولیکی تحت راهنمایی دکتر شکراله زارع و دکتر حمید سلطانیان متعهد می شوم:

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام دانشگاه صنعتی شاهرود و یا **Shahrood University of Technology** به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که از موجود زنده (یا بافت های آن ها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است.

تاریخ:

امضاء دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات، مستخرج، کتاب، برنامه های رایانه ای، نرم افزارها و تجهیزات ساخته شده) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

چکیده

فرآیند افزایش تخلخل موثر به صورت مصنوعی در سازندهای با تخلخل پایین، سبب بالا رفتن جریان سیال و افزایش استخراج از منابع هیدروکربنی می‌شود. شکست هیدرولیکی به عنوان یک فرآیند آغاز و گسترش شکستگی‌ها در اثر تزریق سیال به درون قسمتی از چاه حفر شده در سازند، در این زمینه شناخته شده است. پارامترهای بسیاری بر روی آزمایش شکست هیدرولیکی تاثیرگذار هستند، که از میان آن‌ها می‌توان به مواردی همچون مقدار تنش‌های اعمالی، نرخ تزریق سیال، ویسکوزیته و فشار سیال و مقاومت کششی سنگ‌ها اشاره کرد. هدف این پژوهش بررسی تأثیر پارامترهایی چون ویسکوزیته، نرخ تزریق و فشار سیال تزریق شده در آزمایش شکست هیدرولیکی است. در این راستا، بر روی نمونه‌های تهیه شده از سنگ مخزن، نمونه‌های سیمانی، صحرایی رخنمون (آهک، توف، ماسه‌سنگ و گرانیت) تأثیر پارامترهای ذکر شده بررسی شد. پس از انجام مطالعات سنگ‌شناسی، تعیین پارامترهای پتروفیزیکی و مکانیک سنگی این نمونه‌ها، تعدادی آزمون شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌ها انجام شد. در این آزمایش‌ها، نمونه‌ها تحت شرایط تنش‌های محوری و جانبی مختلف قرار گرفته، سپس با تزریق سیال‌های مختلف (آب، روغن، بنتونیت، گوارگام و زانتان-گام) به درون گمانه حفر شده در مرکز نمونه، با نرخ تزریق‌های مختلف، فشار شکست هیدرولیکی اندازه‌گیری شد. نتایج بدست آمده نشان می‌دهد که با افزایش ویسکوزیته و نرخ تزریق سیال، فشار شکست و فشار سیال تزریق شده افزایش می‌یابد. با کاهش ویسکوزیته و ثابت بودن نرخ تزریق سیال، تعداد شکستگی‌ها افزایش پیدا می‌کند. در آزمایش شکست هیدرولیکی، مقاومت کششی نمونه‌ها محاسبه و با مقاومت کششی به دست آمده از روش برزلی مقایسه شد. نرخ تزریق و ویسکوزیته سیال عامل اصلی افزایش مقاومت کششی نمونه‌ها در روش شکست هیدرولیکی است. با افزایش تنش محصورکننده، نسبت فشار شکست به تنش‌های جانبی کاهش می‌یابد. نتایج به دست آمده با مطالعات سنگ‌شناسی، پتروفیزیکی و مکانیک سنگی نمونه‌ها همخوانی بسیار خوبی نیز دارد.

واژگان کلیدی: شکست هیدرولیکی، نرخ تزریق سیال، ویسکوزیته و فشار سیال، گوارگام، فشار شکست

لیست مقالات مستخرج از پایان نامه

"تحلیل پارامترهای مؤثر بر عملیات شکست هیدرولیکی با در نظر گرفتن خصوصیات مکانیکی

سنگ"، کنفرانس بین المللی عمران، معماری و مدیریت توسعه شهری در ایران، آذر ۱۳۹۷، دانشگاه تهران.

فهرست مطالب

فصل اول: کلیات

- ۱-۱- مقدمه ۲
- ۲-۱- مخازن نفت ایران ۳
- ۱-۲-۱- سنگ مخزن (ماسه‌سنگی) ۳
- ۲-۲-۱- سنگ مخزن (آهکی یا کربناته) ۳
- ۳-۱- روش‌های تحریک مخازن نفتی ۴
- ۴-۱- بیان مسئله ۵
- ۵-۱- ضرورت انجام تحقیق ۶
- ۶-۱- روش تحقیق ۷
- ۷-۱- ساختار پایان‌نامه ۸

فصل دوم: مبانی شکست هیدرولیکی

- ۱-۲- مقدمه ۱۲
- ۲-۲- مدل الاستیک ۱۴
- ۳-۲- مدل پوروالاستیک ۱۵
- ۴-۲- مکانیک شکست ۱۶
- ۵-۲- مکانیک شکست الاستیک خطی ۱۷
- ۶-۲- حالت‌های شکستگی ۱۷
- ۷-۲- شکست کششی ۱۸
- ۸-۲- سیالات مورد استفاده در فرآیند شکست هیدرولیکی ۱۹
- ۹-۲- پروپانت ۲۰

- ۲-۱۰- ویسکوزیته سیال..... ۲۱
- ۲-۱۱- هدر رفت سیال..... ۲۲
- ۲-۱۲- فشار ته گمانه..... ۲۲
- ۲-۱۳- فشار شکست..... ۲۳
- ۲-۱۴- جمع بندی..... ۲۴

فصل سوم: مروری بر مطالعات انجام شده

- ۳-۱- مقدمه..... ۲۶
- ۳-۲- مطالعات آزمایشگاهی..... ۲۷
- ۳-۲-۱- آزمایش بر روی نمونه‌های مکعبی..... ۲۷
- ۳-۲-۲- آزمایش بر روی نمونه‌های استوانه‌ای..... ۳۵
- ۳-۳- مطالعات مدل‌سازی..... ۴۷
- ۳-۴- جمع بندی..... ۵۱

فصل چهارم: شرح آزمایش‌ها

- ۴-۱- مقدمه..... ۵۴
- ۴-۲- آماده‌سازی نمونه‌ها..... ۵۵
- ۴-۲-۱- ساخت نمونه‌های سیمانی..... ۵۷
- ۴-۳- مراحل انجام مطالعه میکروسکوپی نمونه‌ها..... ۵۹
- ۴-۳-۱- نتایج بررسی و مطالعه نمونه‌های مخزنی (دستی و مقاطع میکروسکوپی)..... ۶۱
- ۴-۴- مطالعات (XRD)..... ۶۵
- ۴-۵- مطالعات خصوصیات فیزیکی و پتروفیزیکی نمونه‌ها..... ۶۶
- ۴-۶- سرعت امواج التراسونیک..... ۶۸

- ۶۹ ۴-۶-۱- آزمایش التراسونیک
- ۷۲ ۴-۷-۱- خصوصیات مکانیکی سنگ
- ۷۳ ۴-۷-۱- آزمایش مقاومت فشاری تک محوره
- ۷۵ ۴-۷-۲- آزمایش مقاومت فشاری سه محوره
- ۷۷ ۴-۷-۳- مقاومت کششی برزیلی
- ۷۸ ۴-۷-۴- ارزیابی چقرمگی شکست
- ۷۹ ۴-۷-۴-۱- تعیین چقرمگی نمونه‌های سنگ
- ۷۹ ۴-۷-۲- آماده‌سازی نمونه و تجهیزات آزمایشگاهی
- ۸۱ ۴-۷-۵- ارزیابی شاخص شکنندگی
- ۸۳ ۴-۷-۶- رابطه چقرمگی شکست و مقاومت کششی
- ۸۴ ۴-۷-۷- رابطه چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی
- ۸۶ ۴-۸- جمع‌بندی

فصل پنجم: آزمایش‌های شکست هیدرولیکی

- ۹۰ ۵-۱- مقدمه
- ۹۱ ۵-۲- آماده‌سازی نمونه‌ها برای آزمایش شکست هیدرولیکی
- ۹۳ ۵-۳- تجهیزات مورد نیاز برای آزمایش شکست هیدرولیکی
- ۹۳ ۵-۳-۱- سلول آزمایش (سل سه محوری)
- ۹۳ ۵-۳-۲- اعمال تنش‌های محوری و جانبی
- ۹۴ ۵-۳-۳- پمپ تزریق سیال
- ۹۶ ۵-۴- شرح آزمایش‌های شکست هیدرولیکی
- ۹۷ ۵-۵- تهیه و ساخت سیال‌های آزمایش
- ۹۹ ۵-۶- آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های آهکی

- ۱۰۰ تأثیر نرخ تزریق سیال گوارگام در نمونه‌های آهکی ۱-۶-۵
- ۱۰۳ تأثیر ویسکوزیته سیال در نمونه‌های آهکی ۲-۶-۵
- ۱۰۵ ارتباط بین فشار شکست با تنش جانبی در نمونه‌های آهک ۳-۶-۵
- ۱۰۷ آزمایش‌های شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های مخزنی ۷-۵
- ۱۰۸ ارزیابی نرخ تزریق با سیال‌های مختلف ۱-۷-۵
- ۱۰۸ تأثیر نرخ تزریق سیال (آب) ۱-۱-۷-۵
- ۱۱۰ تأثیر نرخ تزریق سیال (روغن) ۲-۱-۷-۵
- ۱۱۲ تأثیر نرخ تزریق سیال (گوارگام) ۳-۱-۷-۵
- ۱۱۴ ارزیابی نرخ تزریق در نمونه‌های مخزنی ۴-۱-۷-۵
- ۱۱۶ تأثیر تخلخل در فشار شکست نمونه‌های مخزنی ۲-۷-۵
- ۱۱۸ ارتباط بین فشار شکست با تنش جانبی در نمونه‌های مخزنی ۳-۷-۵
- ۱۲۰ تأثیر ویسکوزیته سیال پایه آبی و پایه نفتی در نمونه‌های مخزنی ۴-۷-۵
- ۱۲۱ آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های ماسه‌سنگ ۸-۵
- ۱۲۱ تأثیر نرخ تزریق سیال زانتان‌گام در نمونه‌های ماسه‌سنگ ۱-۸-۵
- ۱۲۳ تأثیر نرخ تزریق سیال (آب) در نمونه‌های ماسه‌سنگ ۲-۸-۵
- ۱۲۵ تأثیر ویسکوزیته سیال در نمونه‌های ماسه‌سنگ ۳-۸-۵
- ۱۲۹ آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های گرانیت ۹-۵
- ۱۳۰ تأثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های گرانیت ۱-۹-۵
- ۱۳۵ آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های توف ۱۰-۵
- ۱۳۵ تأثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های توف ۱-۱۰-۵
- ۱۳۷ تأثیر ویسکوزیته سیال در نمونه‌های توف ۲-۱۰-۵
- ۱۳۹ آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های سیمان ۱۱-۵
- ۱۳۹ تأثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های سیمانی ۱-۱۱-۵
- ۱۴۲ تأثیر ویسکوزیته سیال در نمونه‌های سیمان ۲-۱۱-۵

۱۴۴	۳-۱۱-۵- تاثیر فشار محصور کننده بر فشار شکست نمونه‌های سیمانی
۱۴۸	۱۲-۵- تاثیر فشار منفذی
۱۵۱	۱۳-۵- اثر مقیاس
۱۵۲	۱-۱۳-۵- استفاده از قوانین مقیاس گذاری در مورد شکست هیدرولیکی
۱۵۳	۱۴-۵- ارزیابی نهایی
۱۵۸	۱۵-۵- جمع بندی

فصل ششم: نتیجه گیری و پیشنهادها

۱۶۰	۱-۶- مقدمه
۱۶۰	۲-۶- نتیجه گیری
۱۶۱	۳-۶- پیشنهادها
۱۶۳	منابع

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱-۲: فشار درون چاه بیشتر از فشار شکست سازند ۱۲
- شکل ۲-۲: راستای اصلی انتشار شکستگی‌های در فرآیند شکست هیدرولیکی ۱۳
- شکل ۳-۲: حالت‌های مختلف شکستگی در سنگ ۱۸
- شکل ۴-۲: انواع گسیختگی‌های کششی در دیواره چاه ۱۸
- شکل ۵-۲: ترکیب سیال پایه آبی مورد استفاده در فرآیند شکست هیدرولیکی ۲۰
- شکل ۶-۲: پروپانت و خصوصیات آن‌ها ۲۱
- شکل ۷-۲: ارتباط میان فشار ته گمانه و نرخ تزریق سیال ۲۳
- شکل ۱-۳: ارتباط نرخ فشار سیال تزریق شده در گمانه و فشار شکست ۳۶
- شکل ۲-۳: فشار شکست به عنوان تابعی از فشار محصور کننده ۳۷
- شکل ۳-۳: دستگاه آزمایش شکست هیدرولیکی ۳۸
- شکل ۴-۳: شکستگی‌های ایجاد شده در اثر تزریق گاز نیتروژن در نمونه‌های ماسه‌سنگ ۴۰
- شکل ۵-۳: شبکه شکستگی‌های ایجاد شده در چهار نمونه با درصد کربن متفاوت ۴۱
- شکل ۶-۳: نمودار فشار تزریق سیال نسبت به زمان چهار نمونه با درصد کربن متفاوت ۴۱
- شکل ۷-۳: تغییرات فشار- زمان برای نرخ‌های مختلف تزریق ۴۲
- شکل ۸-۳: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نرخ‌های مختلف تزریق ۴۳
- شکل ۹-۳: نمونه با زاویه لایه‌بندی‌های مختلف برای آزمایش شکست هیدرولیکی ۴۴
- شکل ۱۰-۳: تغییرات فشار شکست در مقابل زاویه لایه‌بندی نمونه‌های شیل ۴۴
- شکل ۱۱-۳: تصاویر سی‌تی اسکن از سه نمونه آزمایش شده با سه سیال مختلف ۴۵
- شکل ۱۲-۳: نفوذ سه سیال دی‌اکسید کربن مایع، آب و روغن در نمونه‌های سیمانی ۴۵
- شکل ۱۳-۳: میانگین بازشدگی ایجاد شده در طول گمانه ۴۶
- شکل ۱۴-۳: فشار شکست در نرخ‌های فشار مختلف ۴۶

- شکل ۳-۱۵: نمودار فشار گمانه، حجم تزریق شده و حجم نفوذ کرده نسبت به زمان..... ۴۶
- شکل ۳-۱۶: مدل ساخته شده در نرم افزار آباکوس ۴۹
- شکل ۳-۱۷: تغییرات ارتفاع و بازشدگی شکستگی در نرخهای تزریق مختلف ۵۰
- شکل ۳-۱۸: تغییرات ارتفاع و فشار سیال شکست در اثر تزریق سیال ۵۰
- شکل ۳-۱۹: تغییرات بازشدگی شکستگی با فاصله گرفتن از چاه ۵۱
- شکل ۳-۲۰: تغییرات ارتفاع و فشار سیال شکست با در نظر گرفتن نشت سیال ۵۱
- شکل ۴-۱: مراحل انجام پژوهش ۵۴
- شکل ۴-۲: دستگاههای مغزه گیر و برش مغزه ۵۵
- شکل ۴-۳: بلوکهای سنگی صحرایی مغزه گرفته شده ۵۶
- شکل ۴-۴: نمونه مغزههای صحرایی تهیه شده برای انجام آزمایشهای مختلف ۵۶
- شکل ۴-۵: نمونه سنگ مخزن مغزه گرفته شده ۵۶
- شکل ۴-۶: نمونههای مخزنی تهیه شده برای انجام آزمایشهای مختلف ۵۶
- شکل ۴-۷: دستگاه همزن سیمان برای ساخت دوغاب ۵۷
- شکل ۴-۸: ترازوی گل برای اندازه گیری وزن دوغاب سیمان ۵۷
- شکل ۴-۹: قالبهای لاستیکی حاوی دوغاب در ابعاد مختلف ۵۸
- شکل ۴-۱۰: دستگاه عمل آوری نمونه در شرایط دما و فشار ۵۸
- شکل ۴-۱۱: نمونههای سیمان ساخته شده ۵۹
- شکل ۴-۱۲: تصویر مقاطع نازک نمونهها در زیر میکروسکوپ ۶۰
- شکل ۴-۱۳: تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی از نمونه اول ۶۴
- شکل ۴-۱۴: تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی از نمونه دوم ۶۴
- شکل ۴-۱۵: تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی از نمونه سوم ۶۴
- شکل ۴-۱۶: تصویری از دستگاه (XRD) استفاده شده در این پژوهش ۶۵

- شکل ۴-۱۷: اندازه‌گیری نفوذپذیری با استفاده از گاز خشک..... ۶۷
- شکل ۴-۱۸: دستگاه آزمایش التراسونیک..... ۶۹
- شکل ۴-۱۹: رابطه سرعت موج برشی و طولی (نمونه‌های صحرایی)..... ۷۱
- شکل ۴-۲۰: رابطه سرعت موج برشی و طولی (نمونه‌های مخزنی)..... ۷۲
- شکل ۴-۲۱: رابطه سرعت موج برشی و طولی (نمونه‌های مخزنی و صحرایی)..... ۷۲
- شکل ۴-۲۲: نمایی از دستگاه آزمایش تک محوره و نمونه تحت اعمال بار محوری..... ۷۴
- شکل ۴-۲۳: نمونه‌های مخزنی پس از آزمایش مقاومت فشاری تک محوره..... ۷۵
- شکل ۴-۲۴: نمودار تنش- کرنش در آزمایش مقاومت فشاری تک محوره..... ۷۵
- شکل ۴-۲۵: آماده‌سازی نمونه برای آزمایش مقاومت فشاری سه محوره..... ۷۶
- شکل ۴-۲۶: ترسیم دواير مور- کولمب..... ۷۶
- شکل ۴-۲۷: دستگاه بارگذاری نمونه و فک دربرگیرنده نمونه..... ۷۷
- شکل ۴-۲۸: شکست کششی نمونه‌های مختلف تحت آزمایش مقاومت کششی برزیلی..... ۷۷
- شکل ۴-۲۹: زون ناحیه شکست (FPZ)..... ۷۸
- شکل ۴-۳۰: هندسه و تنظیمات روش SNSCB..... ۷۹
- شکل ۴-۳۱: مراحل آماده‌سازی نمونه برای آزمایش چقرمگی در روش SNSCB..... ۸۰
- شکل ۴-۳۲: رابطه تجربی چقرمگی شکست و مقاومت کششی نمونه‌های صحرایی..... ۸۴
- شکل ۴-۳۳: رابطه تجربی بین چقرمگی شکست و مقاومت کششی نمونه‌های مخزنی..... ۸۴
- شکل ۴-۳۴: رابطه میان چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B_3) نمونه‌های مخزنی..... ۸۵
- شکل ۴-۳۵: رابطه چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B_3) نمونه‌های صحرایی..... ۸۶
- شکل ۵-۱: دریل ستونی مورد استفاده جهت ایجاد گمانه در نمونه..... ۹۱
- شکل ۵-۲: شماتیک نمونه آماده شده برای آزمایش شکست هیدرولیکی..... ۹۲
- شکل ۵-۳: نمونه‌ها بعد از ایجاد گمانه برای آزمایش شکست هیدرولیکی..... ۹۲

- شکل ۴-۵: پمپ تامین کننده فشار جانبی ۹۴
- شکل ۵-۵: پمپ تزریق سیال (سمت راست)، مخزن دارای سیال شکست (سمت چپ) ۹۵
- شکل ۶-۵: طرح کلی از تجهیزات آزمایش شکست هیدرولیکی ۹۵
- شکل ۷-۵: نمایش نمونه در بین دو پایه نازل دار ۹۶
- شکل ۸-۵: دستگاه میکسر سیال ۹۸
- شکل ۹-۵: دستگاه ویسکومتر جهت اندازه گیری خواص رئولوژی سیال ۹۸
- شکل ۱۰-۵: سیال زانتان گام و گوارگام با ویسکوزیته های مختلف ۹۹
- شکل ۱۱-۵: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ های مختلف تزریق در نمونه های آهک ۱۰۰
- شکل ۱۲-۵: تغییرات زمان شکست و حجم سیال در نرخ های تزریق در نمونه های آهک ۱۰۱
- شکل ۱۳-۵: تغییرات فشار شکست در نرخ های مختلف تزریق در نمونه های آهک ۱۰۲
- شکل ۱۴-۵: تصاویر سی تی اسکن نمونه های آهک ۱۰۳
- شکل ۱۵-۵: تغییرات فشار تزریق- زمان برای ویسکوزیته های مختلف در نمونه های آهک ۱۰۴
- شکل ۱۶-۵: تغییرات فشار شکست در برابر ویسکوزیته سیال تزریق در نمونه های آهک ۱۰۴
- شکل ۱۷-۵: تغییرات زمان شکست و حجم سیال مصرفی در برابر ویسکوزیته سیال ۱۰۵
- شکل ۱۸-۵: تغییرات فشار تزریق- زمان در تنش های جانبی مختلف در نمونه های آهک ۱۰۶
- شکل ۱۹-۵: تغییرات فشار شکست در تنش های جانبی مختلف نمونه های آهک ۱۰۶
- شکل ۲۰-۵: تغییرات زمان شکست و حجم سیال در تنش های جانبی مختلف ۱۰۷
- شکل ۲۱-۵: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ های مختلف تزریق در نمونه های مخزن ۱۰۹
- شکل ۲۲-۵: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ های مختلف تزریق در نمونه های مخزن ۱۰۹
- شکل ۲۳-۵: تغییرات حجم سیال مصرفی و زمان شکست در نرخ های تزریق نمونه مخزن ۱۱۰
- شکل ۲۴-۵: نمودار فشار تزریق- زمان در نرخ های مختلف تزریق در نمونه های مخزن ۱۱۱
- شکل ۲۵-۵: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ تزریق در نمونه های مخزنی ۱۱۱

- شکل ۵-۲۶: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نمونه‌های مخزنی ۱۱۲
- شکل ۵-۲۷: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ‌های مختلف تزریق ۱۱۳
- شکل ۵-۲۸: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ‌های مختلف تزریق ۱۱۳
- شکل ۵-۲۹: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نمونه‌های مخزنی ۱۱۴
- شکل ۵-۳۰: فشار شکست نمونه‌ها در نرخ‌های تزریق مختلف برای سیال‌های مختلف ۱۱۵
- شکل ۵-۳۱: حجم سیال تزریق شده در نرخ‌های تزریق مختلف برای سیال‌های مختلف ۱۱۶
- شکل ۵-۳۲: نمودار فشار تزریق- زمان در نمونه‌های مخزنی با تخلخل‌های مختلف ۱۱۷
- شکل ۵-۳۳: تغییرات فشار و زمان شکست در نمونه‌های مخزنی با تخلخل‌های مختلف ۱۱۷
- شکل ۵-۳۴: تغییرات حجم سیال در نمونه‌های مخزنی با تخلخل مختلف ۱۱۸
- شکل ۵-۳۵: تغییرات فشار- زمان در تنش‌های جانبی مختلف در نمونه‌های مخزنی ۱۱۹
- شکل ۵-۳۶: تغییرات فشار شکست در تنش‌های جانبی مختلف در نمونه‌های مخزنی ۱۱۹
- شکل ۵-۳۷: تغییرات فشار تزریق- زمان سیال‌های پایه آبی و نفتی در نمونه‌های مخزنی ۱۲۰
- شکل ۵-۳۸: تغییرات فشار تزریق، زمان سیال زانتان گام در نرخ‌های مختلف ۱۲۲
- شکل ۵-۳۹: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ‌های مختلف تزریق ۱۲۲
- شکل ۵-۴۰: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نرخ‌های مختلف تزریق ۱۲۳
- شکل ۵-۴۱: تغییرات زمان- فشار تزریق سیال (آب) در نمونه‌های ماسه‌سنگ ۱۲۴
- شکل ۵-۴۲: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ تزریق سیال (آب) ۱۲۴
- شکل ۵-۴۳: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در برابر نرخ‌های تزریق سیال (آب) ۱۲۵
- شکل ۵-۴۴: تغییرات فشار تزریق- زمان دو سیال (نرخ تزریق ۱ میلی‌لیتر در دقیقه) ۱۲۶
- شکل ۵-۴۵: تغییرات فشار تزریق- زمان دو سیال (نرخ تزریق ۲ میلی‌لیتر در دقیقه) ۱۲۶
- شکل ۵-۴۶: تغییرات فشار تزریق- زمان دو سیال (نرخ تزریق ۴ میلی‌لیتر در دقیقه) ۱۲۷
- شکل ۵-۴۷: تغییرات فشار تزریق- زمان دو سیال (نرخ تزریق ۸ میلی‌لیتر در دقیقه) ۱۲۷

- شکل ۵-۴۸: تغییرات فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف برای دو سیال ۱۲۸
- شکل ۵-۴۹: زمان شکست در نرخ‌های تزریق مختلف برای دو سیال با ویسکوزیته متفاوت ۱۲۸
- شکل ۵-۵۰: حجم سیال در نرخ‌های تزریق مختلف برای دو سیال با ویسکوزیته متفاوت ۱۲۹
- شکل ۵-۵۱: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ‌های مختلف تزریق در نمونه‌های گرانیت ۱۳۰
- شکل ۵-۵۲: تغییرات فشار شکست در نرخ‌های مختلف تزریق سیال در نمونه گرانیت ۱۳۱
- شکل ۵-۵۳: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نرخ‌های مختلف تزریق سیال ۱۳۱
- شکل ۵-۵۴: سیتی اسکن نمونه‌های گرانیت بعد از آزمایش ۱۳۲
- شکل ۵-۵۵: دیاگرام تنش‌های اعمال شده به نمونه در آزمایش شکست هیدرولیکی ۱۳۴
- شکل ۵-۵۶: نمونه‌های گرانیت بعد از آزمایش ۱۳۴
- شکل ۵-۵۷: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ‌های مختلف تزریق ۱۳۶
- شکل ۵-۵۸: تغییرات فشار شکست در نرخ‌های مختلف تزریق ۱۳۶
- شکل ۵-۵۹: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نرخ‌های مختلف تزریق ۱۳۷
- شکل ۵-۶۰: تغییرات فشار تزریق- زمان در ویسکوزیته‌های مختلف ۱۳۸
- شکل ۵-۶۱: تغییرات فشار شکست در ویسکوزیته‌های مختلف ۱۳۸
- شکل ۵-۶۲: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در ویسکوزیته‌های مختلف ۱۳۹
- شکل ۵-۶۳: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ‌های مختلف تزریق ۱۴۰
- شکل ۵-۶۴: تغییرات فشار شکست در نرخ‌های مختلف تزریق ۱۴۱
- شکل ۵-۶۵: تغییرات زمان شکست و حجم سیال در نرخ‌های مختلف تزریق ۱۴۱
- شکل ۵-۶۶: تغییرات فشار تزریق- زمان در ویسکوزیته‌های مختلف ۱۴۲
- شکل ۵-۶۷: تغییرات فشار شکست در ویسکوزیته‌های مختلف ۱۴۳
- شکل ۵-۶۸: تغییرات زمان شکست در ویسکوزیته‌های مختلف ۱۴۳
- شکل ۵-۶۹: تغییرات حجم سیال مصرفی در ویسکوزیته‌های مختلف ۱۴۴

- شکل ۷۰-۵: تغییرات فشار تزریق با زمان در فشارهای محصورکننده مختلف ۱۴۵
- شکل ۷۱-۵: سه مرحله فشار تزریق سیال در شکست هیدرولیکی نمونه سیمانی ۱۴۷
- شکل ۷۲-۵: تغییرات فشار شکست در برابر تنش‌های محصورکننده مختلف ۱۴۷
- شکل ۷۳-۵: الگوی شکستگی دو سیال در فشارهای جانبی مختلف ۱۴۸
- شکل ۷۴-۵: تغییرات فشار تزریق - زمان در فشارهای منفذی مختلف ۱۴۹
- شکل ۷۵-۵: تغییرات فشار شکست و زمان شکست در فشارهای منفذی مختلف ۱۵۰
- شکل ۷۶-۵: نقش فشار منافذ اولیه در هندسه و مکانیسم شکستگی‌ها ۱۵۰

فهرست جداول

- جدول ۴-۱: نتایج مطالعه مقاطع نازک نمونه‌های سنگی صحرایی ۶۱
- جدول ۴-۲: شرایط ابزار برای تجزیه و تحلیل XRD ۶۵
- جدول ۴-۳: نتایج مطالعات XRD نمونه‌های صحرایی ۶۶
- جدول ۴-۴: چگالی نمونه‌های مورد مطالعه ۶۶
- جدول ۴-۵: مقادیر تخلخل نمونه‌های صحرایی و سیمانی ۶۶
- جدول ۴-۶: مقادیر تخلخل نمونه‌های مخزنی ۶۷
- جدول ۴-۷: مقادیر نفوذپذیری نمونه‌های صحرایی و سیمانی ۶۸
- جدول ۴-۸: مقادیر نفوذپذیری نمونه‌های مخزنی ۶۸
- جدول ۴-۹: طبقه بندی سنگ‌ها بر مبنای سرعت موج طولی (P) ۶۹
- جدول ۴-۱۰: نتایج آزمایش التراسونیک برای نمونه سنگ‌های آهک ۶۹
- جدول ۴-۱۱: نتایج آزمایش التراسونیک برای نمونه سنگ‌های توف ۷۰
- جدول ۴-۱۲: نتایج آزمایش التراسونیک برای نمونه سنگ‌های ماسه‌سنگ ۷۰
- جدول ۴-۱۳: نتایج آزمایش التراسونیک برای نمونه سنگ‌های مخزنی ۷۱
- جدول ۴-۱۴: طبقه‌بندی سنگ‌ها بر مبنای مقاومت فشاری تک محوره ۷۳
- جدول ۴-۱۵: مشخصات هندسی نمونه‌ها و نتایج آزمایش‌های مقاومت فشاری تک محوره ۷۴
- جدول ۴-۱۶: مشخصات هندسی نمونه‌ها و نتایج آزمایش‌های مقاومت فشاری سه محوره ۷۶
- جدول ۴-۱۷: نتایج آزمایش مقاومت کششی برزیلی نمونه‌ها ۷۸
- جدول ۴-۱۸: مقدار چقرمگی نمونه‌های مختلف به روش (SNSCB) ۸۱
- جدول ۴-۱۹: مقادیر پارامتر شکنندگی برای نمونه‌های صحرایی و سیمان ۸۲
- جدول ۴-۲۰: مقادیر پارامتر شکنندگی برای نمونه‌های مخزنی ۸۲
- جدول ۴-۲۱: روابط و ضرایب همبستگی میان چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B_1) ۸۶

- جدول ۴-۲۲: روابط و ضرایب همبستگی میان چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B₂)..... ۸۶
- جدول ۴-۲۳: روابط و ضرایب همبستگی میان چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B₃)..... ۸۶
- جدول ۵-۱: نتایج آزمایش رئولوژیکی سیال‌های ساخته شده ۹۹
- جدول ۵-۲: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های آهک ۱۰۳
- جدول ۵-۳: نتایج بررسی تاثیر ویسکوزیته سیال تزریق شده در نمونه‌های آهک ۱۰۵
- جدول ۵-۴: نتایج بررسی فشار شکست در فشارهای جانبی مختلف در نمونه‌های آهک ۱۰۶
- جدول ۵-۵: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال (آب) در نمونه‌های مخزنی ۱۱۰
- جدول ۵-۶: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال (روغن) در نمونه‌های مخزنی ۱۱۲
- جدول ۵-۷: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال (گوارگام) در نمونه‌های مخزنی ۱۱۴
- جدول ۵-۸: نتایج بررسی تاثیر تخلخل در نمونه‌های مخزنی ۱۱۸
- جدول ۵-۹: نتایج بررسی تاثیر فشارهای جانبی مختلف در نمونه‌های مخزنی ۱۲۰
- جدول ۵-۱۰: بررسی تاثیر ویسکوزیته دو سیال پایه آبی و نفتی ۱۲۱
- جدول ۵-۱۱: نتایج مقادیر حجم سیال و زمان شکست دو سیال پایه آبی و نفتی ۱۲۱
- جدول ۵-۱۲: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های ماسه‌سنگ ۱۲۳
- جدول ۵-۱۳: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال (آب) در نمونه‌های ماسه‌سنگ ۱۲۵
- جدول ۵-۱۴: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های گرانیت ۱۳۱
- جدول ۵-۱۵: مقادیر تنشهای اعمالی، تعداد شکستگی‌ها و تنش موثر محاسبه شده ۱۳۴
- جدول ۵-۱۶: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال گوارگام در نمونه‌های توف ۱۳۷
- جدول ۵-۱۷: نتایج بررسی تاثیر سیال با ویسکوزیته‌های مختلف در نمونه‌های توف ۱۳۹
- جدول ۵-۱۸: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های سیمانی ۱۴۱
- جدول ۵-۱۹: نتایج بررسی تاثیر سیال با ویسکوزیته‌های مختلف در نمونه‌های سیمان ۱۴۴
- جدول ۵-۲۰: بررسی تاثیر فشار محصورکننده در نمونه‌های سیمان ۱۴۸

- جدول ۵-۲۱: بررسی تاثیر فشار منفذی اولیه در نمونه‌های آهک ۱۵۰
- جدول ۵-۲۲: محاسبه مقادیر پارامتر بدون بعد چقرمگی (K) ۱۵۴
- جدول ۵-۲۳: محاسبه مقادیر پارامترهای مختلف با استفاده از مدل هوبرت و ویلیس ۱۵۶
- جدول ۵-۲۴: محاسبه نسبت تنش جانبی به فشار شکست ۱۵۸

فصل اول

کلیات

۱-۱- مقدمه

روند رو به رشد صنایع مختلف، افزایش مصرف انرژی‌های فسیلی و همچنین قیمت قابل توجه نفت موجب گردیده است تا کشورهای دارای نفت، خواهان توسعه روش‌هایی باشند که بتوان حداکثر ذخایر هیدروکربنی موجود در مخزن را استخراج نمود. هیدروکربن موجود در مخزن با توجه به فشار بالای آن در مراحل اولیه، بدون پمپاژ قابل استخراج است، ولی با ادامه برداشت، فشار مخزن کاهش یافته و در نتیجه میزان هیدروکربن وارد شده به چاه نیز کاهش می‌یابد. از طرفی پایین بودن نفوذپذیری سنگ مخزن نیز محدودیتی طبیعی است که در جریان سیال وجود دارد، به این معنی که سیال نمی‌تواند به سرعت در داخل مخزن، به سمت چاه حرکت کند. به منظور تسهیل در امر استحصال استفاده از روش‌های تحریک مخزن می‌تواند مفید واقع شود. روش‌های مختلفی برای تحریک چاه^۱ وجود دارد که متداول‌ترین آنها شامل تزریق اسید و انواع حلال‌ها (روش شیمیایی)، انفجار در ته چاه، روش شکاف حرارتی و شکست هیدرولیکی هستند که برای افزایش نفوذپذیری در سازندهای کم تراوا استفاده می‌شوند [۱].

شکست هیدرولیکی از فرآیندهای مهم و پر کاربردی است که امروزه در اکثر نقاط دنیا برای بهره‌برداری از منابع هیدروکربنی مورد استفاده قرار می‌گیرد. به واسطه هزینه زیادی که صرف انجام آن می‌شود، قبل از انجام این فرآیند باید مطالعات کافی صورت پذیرد تا از شکست خوردن احتمالی در مرحله اجرای این عملیات، جلوگیری به عمل آید. از دیگر موارد استفاده فرآیند شکست هیدرولیکی می‌توان به اندازه‌گیری تنش‌های برجا، فعال‌سازی مجدد گسل‌ها در معدن‌کاری و افزایش نفوذپذیری در زمان تزریق پرده آب‌بند سدها اشاره کرد. با توجه به اهمیت موضوع مورد بررسی، این پژوهش تاکید زیادی بر شکست هیدرولیکی در مخازن نفت و گاز دارد. قرارگیری کشور ایران در رده کشورهای تولید کننده و صادر کننده نفت و همچنین میزان بازده بسیار پایین مخازن نفت (۲۴ درصد)، موجب گردیده است که با استفاده از روش شکست هیدرولیکی، میزان بیشتری از نفت و گاز

¹ Well stimulation

موجود در منافذ سنگ را استخراج کرد. در ادامه به طور مختصر در مورد ویژگی‌های مخازن نفت ایران بحث شده است [۲].

۲-۱- مخازن نفت ایران

جنس سنگ‌های مخزن مختلف است و هر یک دارای ویژگی‌های خاص خود است، همه این سنگ‌ها دارای تخلخل و نفوذپذیری هستند. دو نوع سنگ مخزن وجود دارد مخازن ماسه‌سنگی و کربناته که در ادامه هر یک شرح داده شده است.

۱-۲-۱- سنگ مخزن (ماسه‌سنگی)

این نوع سنگ بهترین سنگ مخزن است. اندازه ذرات آن در حد اندازه دانه‌های ماسه (یک هشتم تا یک شانزدهم اینچ) است. پراکندگی تخلخل در این نوع سنگ، تا حد زیادی همسان است و به همین دلیل رفتارهای منظمی از خود نشان می‌دهد. ماسه‌سنگ‌ها معمولاً دارای تخلخل بسیار بالایی هستند و برداشت از این نوع مخازن بسیار آسان است و درصد بیشتری از نفت این مخازن قابل بازیابی است. مشکل این مخازن آن است که همراه با نفت، ماسه نیز از چاه استخراج می‌شود و برداشت ماسه از این نوع مخازن زیاد است. مخازن اهواز، نوروز، فریدون، ابودر، فروزان و سروش از مخازن بزرگ ماسه‌سنگی هستند.

۱-۲-۲- سنگ مخزن (آهکی یا کربناته)

سنگ‌های آهکی نمونه دیگر سنگ‌های مخزن هستند. تخلخل این سنگ‌ها معمولاً پایین است و کمتر از تخلخل مخازن ماسه‌سنگی است. تخلخل این نوع سنگ‌ها بیشتر در اثر عوامل مختلفی مثل فشار (فشار شکستگی‌هایی را بوجود آورده است)، انحلال و غیره در سنگ ایجاد شده است. رفتار این نوع مخازن زیاد منظم نیست. شناخت رفتار مخازن آهکی بسیار مشکل است. صرفاً از لحاظ تعداد مخازن و بدون توجه به حجم منابع هیدروکربنی تقریباً ۹۰ درصد مخازن بزرگ ایران در سنگ‌های

کربناته و ۱۰ درصد مخازن در ماسه‌سنگ‌ها است. از مشهورترین مخازن بزرگ کربناته می‌توان میدان پارس جنوبی، آزادگان، آسماری، هفت گل، بی‌بی حکیمه و خانگیران را نام برد [۲].

۱-۳- روش‌های تحریک مخازن نفتی

دستیابی به نقاط مختلف مخازن نفت از طریق حفر چاه در مخزن موردنظر انجام می‌شود. پس از حفر چاه، نفت به وسیله جریان در محیط سنگی به طرف چاه حرکت نموده، سپس از طریق چاه به محیط بیرون منتقل می‌شود. جریان ورودی از مخزن به چاه، به ندرت مطابق دبی پیش‌بینی شده است، زیرا در اثر پایین بودن نفوذپذیری مخزن و یا صدمات وارد شده به مخزن محدودیتی در جریان سیال ایجاد شده، مجاری انتقال سیال از مخزن به چاه مسدود می‌شود. جهت رفع این مشکل و افزایش ارتباط چاه با مخزن معمولاً از روش‌های تحریک استفاده می‌شود. روش‌های تحریک مخزن شامل تزریق آب، تزریق گاز، اسیدکاری، روش‌های گرمایی، روش‌های شیمیایی، شکست هیدرولیکی و غیره هستند.

شکست هیدرولیکی یکی از تکنیک‌های تحریک مخازن است که برای افزایش بازدهی مخازن نفت مورد استفاده قرار می‌گیرد. پیشنهاد استفاده از این روش به سال ۱۹۳۰ بر می‌گردد، که در یکی از مخازن نفت آمریکا انجام شد. اما اولین بار در سال ۱۹۴۹ از این روش به صورت تجاری و با بهره‌برداری اقتصادی استفاده شد. در واقع می‌توان گفت که روش شکست هیدرولیکی یکی از ابزارهای اولیه مهندسی جهت بهبود استحصال نفت از مخازن است [۳]. با استفاده از این روش می‌توان بیش از ۷۰ درصد چاه‌های نفت و بیش از ۹۰ درصد چاه‌های گاز را پوشش داد. این روش به طور گسترده‌ای در طول پنج دهه اخیر مورد استفاده قرار گرفته و شامل تحریک چاه‌های تولید نفت با استفاده از تزریق سیال با فشاری بیشتر از تنش بر جای منطقه به محل مخصوصی از مخزن که توسط پکرها ایزوله شده است، انجام می‌شود. در فرآیند شکست هیدرولیکی، شکستگی ایجاد شده از درون چاه به طرف سازند (لایه‌های دارای نفت) است. اگر نرخ پمپاژ در سطحی بالاتر از نرخ هدر رفت سیال نگه داشته شود، شکستگی‌های ایجاد شده به انتشار خود ادامه می‌دهند. سیال تزریق شده به درون

شکستگی، دارای عاملی نگهدارنده (پروپانت^۱) با ترکیب ماسه است. برای جلوگیری از بسته شدن کامل شکستگی‌ها، مسیری با نفوذپذیری بالا ایجاد می‌کند و جریان هیدروکربن تولیدی از لایه‌های نفت‌دار به درون چاه را بهبود می‌بخشد. مهمترین مسئله در روش شکست هیدرولیکی، پیش‌بینی صحیح هندسه شکستگی به منظور طراحی ایمن و بهینه این فرآیند است. لازم به ذکر است که روش شکست هیدرولیکی در صنایع دیگر همانند استخراج انرژی زمین گرمایی، دفن زباله‌های اتمی در سازندهای کم عمق، مهندسی محیط زیست، پروژه‌های ژئوتکنیکی (تزریق دوغاب، آزمایش نفوذپذیری، تزریق چاه‌های عمیق و ساخت سدها)، اندازه‌گیری تنش‌های برجا، فعالیت‌های معدنی و مدلسازی پدیده‌های زمین‌شناسی بزرگ مقیاس، همانند نفوذ دایک‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد. پارامترهای همچون نرخ تزریق، ویسکوزیته سیال، فاصله محل تزریق از ناپیوستگی، زاویه برخورد و تنش برجا، بیشترین تاثیر را در میزان فعال‌سازی ناپیوستگی‌ها به عهده دارند [۴].

۱-۴- بیان مسئله

با گذشت بیش از ۱۰۰ سال از فرآیند استخراج نفت و گاز از منابع انرژی کشور، متأسفانه در حال حاضر شاهد هستیم که بسیاری از این مخازن به ویژه آن‌ها که دارای نفوذپذیری بالایی بوده‌اند، به تدریج رو به اتمام هستند. بنابراین گرایش به سمت مخازن با نفوذپذیری پایین بیشتر شده است، همچنین پس از استخراج طولانی مدت محصولات هیدروکربنی، فشار طبیعی مخزن کاهش می‌یابد، ترک‌های اولیه مسدود می‌شوند و تولید مخزن پایین می‌آید. از این رو برای بهره‌برداری بهینه و احیاء این مخازن، لازم است عملیات اضافی روی آن‌ها صورت گیرد. این عملیات شکست هیدرولیکی^۲ نام دارد [۲]. در این عملیات سیال با نرخ تزریقی نسبتاً بالا درون چاه پمپ می‌شود. عملیات پمپ کردن سیال تا جایی ادامه می‌یابد که فشار به حدی برسد که باعث ایجاد شکست در دیواره چاه و سپس گسترش شکست شود. لازم به ذکر است که مهمترین اثر سیال با فشار بالا، باز کردن شکاف، گسترش

^۱ Proppant

^۲ Hydraulic fracturing

شکاف و انتقال دادن پروپانت یا مواد ریز دانه با مقاومت بالا به درون شکاف است. بر طبق مطالعات پیشین پارامترهایی مانند: فشار جانبی، نوع سیال تزریق و هندسه مقطع تزریق، پارامترهای مقاومتی سنگ بکر، ناپیوستگی‌های بزرگ موجود در سنگ و تنش زمین بیشترین تأثیر را بر روی فشار شکست داشته‌اند. بنابراین برای ارزیابی عملیات شکست هیدرولیکی بررسی تأثیر این پارامترها به طور همزمان و نیز به صورت مجزا گام مؤثری خواهد بود. بدیهی است که هر چه عمق انجام این عملیات بیشتر شود، تنش‌ها نیز افزایش و فشار لازم برای شکست در دیواره چاه و گسترش آن بیشتر خواهد شد، بنابراین تجهیزات سرچاهی با توان بالاتری را می‌طلبند. در این تحقیق تأثیر ویسکوزیته، نرخ تزریق و فشار سیال در روش آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های تهیه شده از سنگ مخزن و نمونه‌های سیمانی یا مصنوعی، در مقیاس آزمایشگاهی مطالعه خواهد شد.

۱-۵- ضرورت انجام تحقیق

عملیات شکست هیدرولیکی با دو هدف اصلی تعیین تنش‌های برجا در اعماق زمین و تحریک چاه‌های نفتی برای تولید بیشتر نفت و گاز اجرا می‌شود. کشور ما ایران دومین دارنده ذخایر قطعی نفت و گاز جهان (۱۳۷/۶ میلیارد بشکه نفت و ۲۹/۶۱ تریلیون متر مکعب گاز) است [۲]. با توجه به مشترک بودن بعضی از میادین هیدروکربنی، لزوم برداشت و انتقال نفت خام از این میادین احساس می‌شود. با اجرای عملیات شکست هیدرولیکی در میادین نفتی مشترک می‌توان میزان تولید را افزایش داد و به مواردی چون خودکفایی کشور از فرآورده‌های نفتی، ذخیره سازی استراتژیک این ماده برای تولید بنزین و افزایش میزان صادرات دست یافت [۲]. بیش از چند دهه از عمر روش شکست هیدرولیکی می‌گذرد و در این سال‌ها مطالعات، آزمایش‌های میدانی و آزمایشگاهی متعددی بر روی این روش انجام شده است. حتی با توجه به گذشت بیش از چند دهه از عمر روش مذکور همچنان نکاتی مبهم در ارتباط با آن وجود دارد. به همین علت لزوم تحلیل و بررسی در این زمینه احساس می‌شود. برای تخمین مقادیر تنش‌های برجا ارزیابی و تأثیر نرخ تزریق سیال یک فاکتور کلیدی است. مهم‌ترین عامل شکست هیدرولیکی، فشار شکست است و همچنین از بین تمامی

ویژگی‌های گفته شده برای سیال شکست، مهمترین آن ویسکوزیته سیال است. بنابراین ایده بررسی تأثیر ویسکوزیته سیال، نرخ تزریق و فشار سیال در روش شکست هیدرولیکی می‌تواند در بالا رفتن اعتماد به نتایج و اندازه‌گیری‌های انجام شده در روش مذکور کمک نماید. لازم به ذکر است این بررسی و مطالعه بر روی نمونه‌های تهیه شده از سنگ مخزن و نمونه‌های سیمانی یا مصنوعی انجام خواهد شد.

۱-۶- روش تحقیق

مراحل تحقیق بصورت زیر است:

الف) مطالعات کتابخانه‌ای

در این بخش مطالعات و تحقیقات انجام شده مرتبط با این موضوع بررسی شده تا از تجربیات و یافته‌های آن‌ها استفاده شود. شناخت نقاط قوت و محدودیت‌های موجود در هر یک از این تحقیقات نیز بررسی خواهد شد.

ب) انجام آزمایش‌های آزمایشگاهی

پس از آماده‌سازی نمونه‌های مخزنی، صحرایی و سیمان، برنامه‌ها و تعداد آزمایش‌ها مشخص شد. تعداد ۱۸ نمونه مخزنی، ۱۵ نمونه آهکی، ۸ نمونه ماسه‌سنگ، ۵ نمونه گرانیت، ۵ نمونه توف و ۱۱ نمونه سیمانی برای آزمایش‌های شکست هیدرولیکی در نظر گرفته شد. نمونه‌های تهیه شده دارای طول و قطر به ترتیب ۸۰ و ۳۸ میلی‌متر هستند. آزمایش‌ها با توجه به اهداف تعیین شده یعنی بررسی تأثیر ویسکوزیته، نرخ تزریق و فشار سیال با استفاده از دستگاه تست سه محوره تحت عنوان آزمایش‌های شبیه‌سازی شکست هیدرولیکی در پژوهشگاه صنعت نفت انجام گردید. مهمترین قابلیت سیستم بکار برده شده امکان استفاده مغزه‌های گرفته شده از اعماق زمین است. دستگاه آزمایش در پژوهشگاه صنعت نفت طراحی و ساخته شده است، امکان تزریق سیال به وسیله پمپ از ۰/۱ تا ۸۰ میلی‌لیتر بر دقیقه وجود دارد. فشارهای جانبی اعمالی نیز می‌تواند تا ۷۰ مگاپاسکال مورد آزمایش قرار گیرد.

ج) ثبت داده‌ها و تحلیل نتایج

دستگاه آزمایش سه محوره مورد استفاده دارای خروجی‌هایی مربوط به فشار بوده که در حین انجام آزمایش ثبت می‌شود. همچنین سیال‌های آب، روغن، بنتونیت، گوارگام و زانتان‌گام با ویسکوزیته‌های مختلف (۱، ۳۰، ۴۰، ۵۰ و ۸۰ سانتی‌پواز) و نرخ‌های متفاوت تزریق (۱، ۲، ۳، ۴، ۵، ۶، ۸ و ۱۰ میلی‌لیتر در دقیقه) بر روی نمونه‌ها آزمایش می‌شوند. بنابراین در این مرحله دو هدف دنبال می‌شود که عبارتند از:

- ۱- انجام آزمایش‌ها برای ثبت میزان تأثیر ویسکوزیته، نرخ تزریق و فشار سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های تهیه شده از سنگ مخزن، نمونه‌های سیمانی و صحرایی (آهک، ماسه‌سنگ، توف و گرانیت).
- ۲- ثبت و تحلیل داده‌ها.

د) جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در مرحله آخر با استفاده از نتایج آزمون‌های آزمایشگاهی انجام شده قبلی و داده‌های حاصل از این تحقیق، بررسی‌ها و تحلیل‌های کمی و کیفی انجام گرفته و عوامل مؤثر بر آزمایش شکست هیدرولیکی بررسی می‌شود. با توجه به آن که هدف از این تحقیق بررسی تأثیر پارامترهای مختلف بر فرآیند شکست هیدرولیکی است، سعی می‌شود آزمایش‌ها به نحوی انجام شود تا میزان اثرگذاری پارامترهای مختلف بر روی فرآیند شکست هیدرولیکی به نحو مناسبی مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرد.

۷-۱- ساختار پایان‌نامه

در فصل اول کلیاتی از موضوع مورد تحقیق ارائه شده است. در ابتدا به بیان مقدمه‌ای در ارتباط فرآیند شکست هیدرولیکی و مسائل مورد بحث در این زمینه پرداخته شده، سپس در مورد مخازن نفت ایران شرح مختصری آورده شده است. در ادامه بحث به بررسی روش‌های تحریک مخازن نفتی

پرداخته و از میان آن‌ها روش شکست هیدرولیکی به تفصیل بیان گردیده است. پس از آن به بیان مسئله، ضرورت انجام تحقیق و در نهایت به بحث درباره روش انجام تحقیق بسنده شده است.

در فصل دوم ابتدا فرآیند شکست هیدرولیکی و کاربردهای آن مورد بررسی قرار گرفته است. پس از آن تئوری‌های مختلف شکست نام برده شده و به توضیح تفصیلی هر کدام پرداخته شده و به دنبال آن حالت‌های مختلف شکستگی بیان شده است. شروع شکست هیدرولیکی، انتشار شکستگی و سیالات مورد استفاده در روش شکست هیدرولیکی از مباحث مهم در این فصل به شمار می‌رود. از خصوصیات سیال‌ها که در فرآیند شکست هیدرولیکی بسیار مهم هستند همچون ویسکوزیته سیال، هدرفت سیال و سایر پارامترهای مهم در شکست هیدرولیکی سخن به میان آمده است. در نهایت به وضعیت تنش‌های برجا پرداخته شده است. در فصل سوم نیز مروری بر مطالعات انجام شده در روش شکست هیدرولیکی آورده شده است. در این فصل ابتدا به دسته‌بندی مطالعات آزمایشگاهی پرداخته شده است. سپس مطالعات آزمایشگاهی و مدلسازی نیز در زمینه نرخ تزریق و ویسکوزیته سیال تزریق شده به تفصیل مورد بررسی و پژوهش قرار گرفته است. در فصل چهارم با توجه به هدف این پژوهش که آزمایشگاهی است به شرح و توضیح، آماده‌سازی نمونه‌ها و آزمایش‌های انجام شده در مباحث مطالعات سنگ‌شناسی (آزمایش‌های میکروسکوپی و XRD)، خصوصیات فیزیکی، پتروفیزیکی و مکانیکی نمونه‌های صحرایی، سیمانی و مخزنی پرداخته می‌شود. در این رابطه از منابع و استانداردهای مختلفی جهت انجام آزمایش‌ها، به منظور تحت معیار بودن نتایج موردنظر استفاده شده است. در نهایت به ارزیابی پارامترهای چقرمگی و شکنندگی و ارائه روابط تجربی بین این پارامترها و مقاومت کششی به دست آمده از آزمایش برزیلی به عمل آمده است.

در فصل پنجم از آزمایش‌های شکست هیدرولیکی که از مهمترین آزمایش‌های این پژوهش هستند، سخن به میان آمده است. در راستای انجام این آزمایش‌ها ابتدا تجهیزات مورد استفاده، سپس به شرح نحوه آماده‌سازی نمونه‌ها و ساخت سیال‌های شکست (گوارگام و زانتان‌گام) پرداخته شد. در پایان با استفاده از سیال‌هایی چون آب، روغن، بنتونیت، گوارگام و زانتان‌گام بر روی نمونه‌های مخزنی،

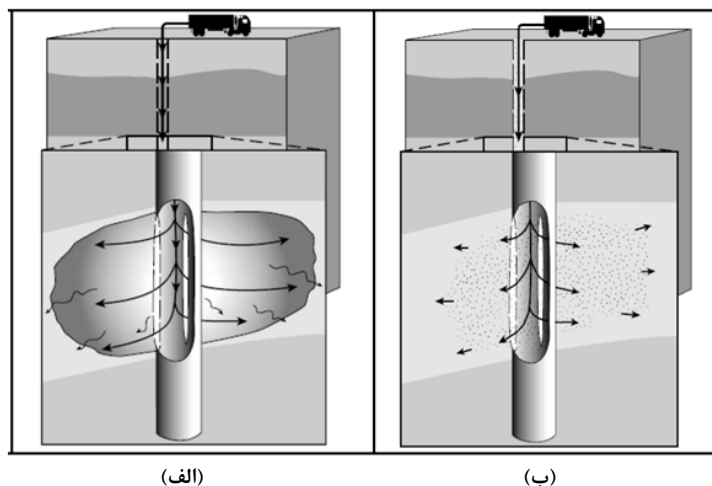
صحرائی (آهکی، ماسه‌سنگ، توف و گرانیت) و سیمانی آزمایش‌های شکست هیدرولیکی به منظور بررسی و ارزیابی پارامترهای نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال تزریق شده صورت گرفت. در فصل ششم به ارائه جمع‌بندی کلی از نتایج و یافته‌های به دست آمده از این پژوهش پرداخته می‌شود و به دنبال آن پیشنهادهایی جهت ادامه کار ارائه شده است. در پایان نیز فهرست مراجع مورد استفاده آورده شده است.

فصل دوم

مہانی شکست پیدر و لکی

۲-۱- مقدمه

شکست هیدرولیکی در مکانیک سنگ تحت عنوان عملیات تزریق سیال به درون قسمتی از چاه ایزوله شده، به منظور القای شکستگی‌های کششی تعریف شده است [۵]. در این عملیات فشار درون چاه به وسیله تزریق سیال افزایش می‌یابد، تا زمانی که فشار چاه بیشتر از فشار شکست^۱ سازند شود. در نهایت شکستگی‌هایی با نفوذپذیری بالا را در نزدیکی چاه حفر شده در سازند ایجاد می‌کند (شکل ۱-۲) قسمت (الف)). بعد از تشکیل شدن شکستگی‌ها، سیال همراه با پروپانت در چاه تزریق شده (شکل ۱-۲) قسمت (ب))، پروپانت در شکستگی‌ها قرار گرفته و مانع از بسته شدن کامل آن‌ها می‌شود. در نهایت سیال از شکستگی‌های موجود آمده به سمت چاه هدایت می‌شود.



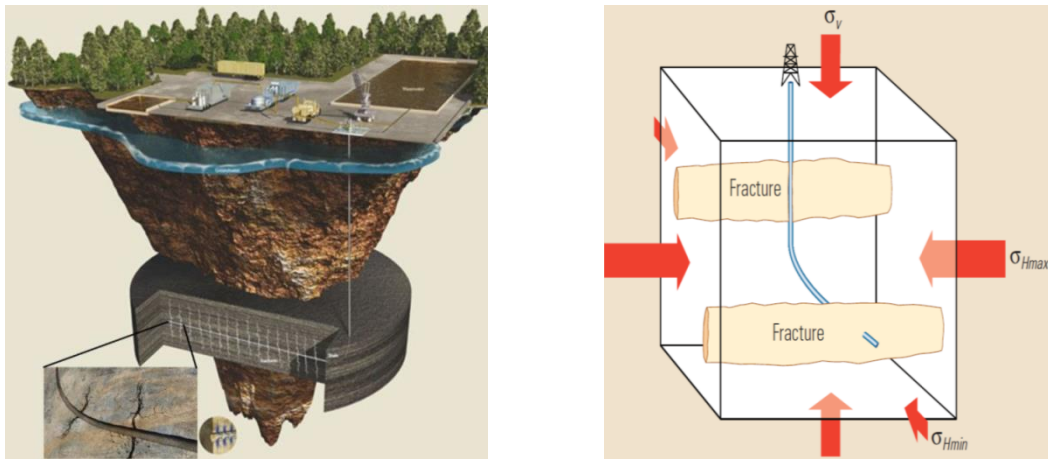
شکل ۱-۲: فشار درون چاه بیشتر از فشار شکست سازند با سطح مقطعی از انتشار شکستگی‌ها [۶].

اولین آزمایش شکست هیدرولیکی غیر اسیدی جهت تحریک مخزن در سال ۱۹۴۷ در کانزاس بر روی یک چاه، در حوزه نفتی هوگوتون^۲ برای مقایسه روش‌های جدید با تکنولوژی تحریک اسید موجود انجام گرفت. در حال حاضر شکست هیدرولیکی برای افزایش بهره‌وری چاه‌های نفت و گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد. این فرایند با سوراخ کردن لوله جداري و ایجاد حفره‌های انگشت مانند یا

¹ Breakdown pressure

² Hugoton

نقاط ضعیف در سازند شروع می‌شود. سپس یک سیال به نام پد^۱ (سیالی با ویسکوزیته کم) به درون چاه پمپ می‌شود. هنگامی که فشار سیال چاه فراتر از فشار گسیختگی رود، شکستگی از انتهای سوراخ ایجاد شده آغاز می‌شود و در سنگ مخزن رشد می‌کند. در مرحله بعد، سیال به همراه پروپانت تزریق می‌شود. این سیال، شکستگی ایجاد شده را گسترش داده و پروپانت را در طول ترک حمل می‌کند. در نهایت، سیال به یک مخلوط با ویسکوزیته پایین تبدیل شده و به خارج از چاه بر می‌گردد. این مسیر با نفوذپذیری بالا، اگرچه باریک است اما می‌تواند بسیار طولانی باشد. اندازه و راستای شکستگی‌ها و بزرگی میزان فشار مورد نیاز برای ایجاد آن، توسط تنش‌های برجا میدانی اعمال می‌شود. بزرگی جهت سه تنش اصلی میدانی توسط رژیم تکتونیکی منطقه، عمق، فشار منفذی و خصوصیات سنگ مشخص می‌شود. شکستگی‌های هیدرولیکی، شکستگی‌های کششی هستند که در راستای عمود بر کوچکترین تنش اصلی مینیمم رشد کرده و تمایل به باز شدن در راستای کمترین مقاومت را دارند (شکل ۲-۲) [۷].



شکل ۲-۲: راستای اصلی انتشار شکستگی‌های در فرآیند شکست هیدرولیکی [۷].

برای بررسی و تحلیل فرآیند شکست هیدرولیکی سه تئوری عمده وجود دارد. تئوری کلاسیک الاستیسیته، روش پوروالاستیک و روش مکانیک شکست. بیشتر تحقیقات انجام شده در زمینه طراحی و تحلیل فرآیند شکست هیدرولیکی بر مبنای روش کلاسیک قدیمی، تئوری الاستیسیته است.

^۱ Pad

۲-۲- مدل الاستیک

هوبرت و ویلیس^۱ (۱۹۵۷) اولین مدل واقع بینانه از ارتباط بین متغیرهای آزمون شکست هیدرولیکی ثبت شده را، در حالت تنش‌های برجا ارائه دادند. در دیواره چاه تنش مماسی در دو نقطه همسو و عمود بر تنش افقی حداقل (σ_h)، اولین جایی خواهند بود که به معیار شکست یا معیار تنش حدی می‌رسند. بنابراین شکست هیدرولیکی در امتداد تنش افقی حداکثر شروع و گسترش خواهد یافت. با این مفروضات آنها توانستند یک راه حل الاستیک براساس رابطه (۲-۱) برای تعیین فشار شکست در زمان آغاز شکستگی و تنش‌های افقی اصلی (σ_H و σ_h) ارائه دهند. در شرایط وجود فشار منفذی (P_0) در عمق موردنظر، هیمسون^۲ قانون تنش مؤثر را به کار برد و پس از اصلاح رابطه (۲-۱)، رابطه (۲-۲) را ارائه کرد [۸].

$$P_b = 3\sigma_h - \sigma_H + \sigma_T \quad (۲-۱)$$

$$P'_b = 3\sigma_h - \sigma_H + \sigma_T - P_0 \quad (۲-۲)$$

در روابط (۲-۱) و (۲-۲)، σ_T مقاومت کششی سنگ، P_0 فشار منفذی در سنگ، σ_H و σ_h تنش‌های افقی اصلی حداقل و حداکثر و P_b فشار شکست است. هوبرت و ویلیس پیشنهاد دادند که مقدار تنش افقی حداقل برابر است با فشار مورد نیاز برای گسترش شکست هیدرولیکی یا مقدار فشار لازم برای باز نگه داشتن شکستگی‌ها، در صورتی که مقاومت کششی سنگ را صفر فرض کنیم. یکی از مشکلات اصلی در استفاده از رابطه (۲-۱) زمانی است که سیال تزریقی به داخل سنگ نفوذ کند و سبب اختلال در تنش اندازه‌گیری شده با افزایش فشار منفذی اطراف چاه شود. این عامل همچنین سبب کاهش مقاومت کششی می‌شود. زوباک^۳ و همکاران (۱۹۷۷) بیان داشته‌اند که اگر نمونه سنگ را نفوذناپذیر و فشار منفذی را صفر فرض کنیم. با توجه به این که در آزمایش‌های آزمایشگاهی فشار حداقل و حداکثر افقی برابر ($\sigma_H = \sigma_h = \sigma_3$) است، می‌توان مقاومت کششی سنگ را به آسانی از

^۱ Hubbert and Willis

^۲ Haimson

^۳ Zoback

طریق فشار شکست نمونه سنگ محاسبه کرد. در این صورت از رابطه (۳-۲) مقاومت کششی سنگ بدست می‌آید [۹].

$$\sigma_T = P_b - 2\sigma_3 \quad (۳-۲)$$

۳-۲- مدل پوروالاستیک^۱

یکی از فرضیات ساده که در مدل الاستیک در نظر گرفته شده این است، که سیال تزریقی برای ایجاد شکست، به داخل سنگ نفوذ نکند. در این وضعیت ممکن است در چاه‌های نفتی اندود شده با گل حفاری نفوذناپذیری درست باشد اما در چاه‌های باز و تمیز، که معمولاً برای اندازه‌گیری تنش‌های برجا استفاده می‌شوند، نادرست است. جریان شعاعی از سیال تزریقی به داخل خلل و فرج سنگ باعث ایجاد یک میدان تنش اضافی در اطراف چاه می‌شود. هیمسون^۲ و فایرهست^۳ (۱۹۶۷) از تئوری پوروالاستیک برای گنجاندن اثر نشت سیال تزریقی در توزیع تنش در اطراف چاه استفاده کردند و بر این اساس معیار شکست هیدرولیکی را از روابط (۴-۲)، (۵-۲) و (۶-۲) بدست آورده‌اند [۱۰].

$$P_b = \frac{\sigma_T + 3\sigma_h - \sigma_H - 2KP_0}{2(1-K)} \quad (۴-۲)$$

$$K = \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)} \quad (۵-۲)$$

$$\alpha = 1 - \frac{C_r}{C_b} \quad (۶-۲)$$

در روابط (۴-۲)، (۵-۲) و (۶-۲)، α ضریب بایوت، C_r مدول بالک سنگ خشک، C_b مدول بالک ماتریکس سنگ و ν ضریب پواسون، پارامتر وابسته به ضریب ثابت پوروالاستیک α است. مقدار K به طور معمول ۰/۲۵ و برای سنگ‌های با تخلخل موثر پایین، صفر است. این تئوری‌ها فرض می‌کنند که آغاز انتشار شکستگی‌ها زمانی اتفاق می‌افتد که تنش موثر محیطی بر روی سطح چاه به مقاومت کششی سنگ برسد.

¹ Poroelastic

² Haimson

³ Fairhurst

۴-۲- مکانیک شکست

مکانیک شکست به بررسی رشد ترک و مکانیزم شکست می‌پردازد، که مبنای آن اصطلاحات ایروین^۱ (۱۹۵۷) روی رشد ترک بر مبنای تئوری شکست گریفیث^۲ است. گریفیث نظریه خود را بر پایه مفروضاتی مشتمل بر این که مواد شکننده دارای ریز ترک‌های بیضوی و تمرکز تنش بالا در راس ترک هستند، ارائه داد. او بین طول ترک (c)، سطوح انرژی مرتبط به سطوح ترک‌های بدون کشش (2γ) و تنش اعمالی، رابطه (۷-۲) را ارائه کرد [۱۱].

$$\sigma^2 = (2E\gamma)(\pi c) \quad (7-2)$$

معیارهای مرسوم الاستیسیته و پوروالاستیک فرض می‌کنند که سنگ در شکست هیدرولیکی به صورت یک محیط پیوسته رفتار می‌کند. با این حال، حضور ترک‌های طبیعی در محدوده آزمایش ممکن است این فرض ساده را نقض کند. ابوسید^۳ و همکارانش (۱۹۷۸) رویکرد مکانیک شکست را برای معیار شکست هیدرولیکی با فرض، وجود شکستگی‌های با جهت‌یابی دلخواه در سنگ معرفی کردند. علاوه بر این فرض می‌شود که همیشه یک ترک دو بعدی متقارن با طول (c) در امتداد تنش اصلی حداکثر (σ_H) از دیواره چاه گسترش می‌یابد [۱۲]. رومل^۴ و وینتر^۵ (۱۹۸۳) نیز یک راه حل مکانیک شکستی را استخراج کردند که می‌تواند برای محاسبه σ_H مورد استفاده قرار گیرد. این معیار بر پایه انتشار ترک ناپایدار و با استفاده از مفهوم چقرمگی است. فشار شکست به دست آمده از طریق نمودار فشار-زمان معادل با رابطه (۸-۲) است [۱۳].

$$P_c = f \frac{K_{IC}}{\sqrt{r}} + (g \times \sigma_H) + (h \times \sigma_h) \quad (8-2)$$

¹ Irwin² Griffith³ Abou-sayed⁴ Rummel⁵ Winter

توابع بدون بعد (h و g, f) شدت تنش هستند که به عنوان طول ترک نرمالیزه شده (c/r) محاسبه می‌شوند و r شعاع چاه است. از نظر مقایسه با روش الاستیک، عبارت ($f \frac{K_{IC}}{\sqrt{r}}$) معادل با مقاومت کششی سنگ است.

۲-۵- مکانیک شکست الاستیک خطی

مکانیک شکست الاستیک خطی (LEFM) فرض می‌کند که مواد ایزوتروپ و الاستیک خطی هستند. ایزوتروپ و الاستیک خطی بدین معنی است که خصوصیات مواد هیچ‌گونه وابستگی به جهت ندارند. این مواد دارای دو ثابت الاستیک شامل مدول الاستیک (E) و نسبت پواسون (ν) است. همچنین فرض دیگر LEFM عبارت است از این که تنش‌های میدانی نزدیک راس ترک با در نظر گرفتن نظریه الاستیسیته قابل محاسبه بوده و این فرضیات فقط زمانی معتبر است که تغییر شکل غیر الاستیک کوچک‌تر از اندازه ترک باشد [۱۱].

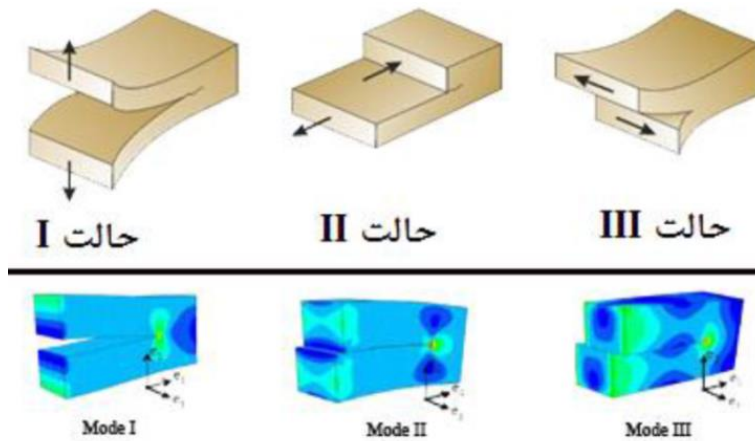
۲-۶- حالت‌های شکستگی

در چهارچوب مکانیک شکست الاستیک خطی، می‌توان تغییر شکل نوک ترک را به سه نوع اصلی تقسیم‌بندی کرد [۱۴]. این موارد شامل حالت I، II و III است (شکل (۲-۳)).

حالت I: در این حالت، سطوح ترک در یک جهت عمود به سطح صفحه ترک جدا می‌شوند. این حالت با عنوان بازشدگی کششی نیز خوانده می‌شود.

حالت II: در این حالت سطوح ترک به طور متقابل در جهت نرمال به لبه جلویی ترک است و در اصطلاح مود برشی یا لغزش درون صفحه‌ای نیز نامیده می‌شود.

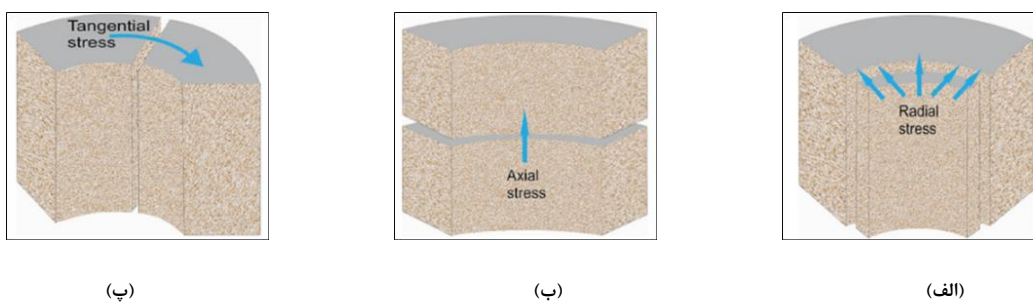
حالت III: این حالت گسیختگی یا خارج از صفحه، نامیده می‌شود. بدین معنی که سطوح ترک به موازات جلوی ترک برش می‌خورد. این تغییر شکل‌ها می‌توانند به صورت جداگانه یا ترکیبی از این حالت‌های مختلف باشد. در مواد شکننده، حالت I (شکست کششی) بسیار مرسوم و متداول است، به این دلیل که مواد شکننده در کشش ضعیف هستند.



شکل ۲-۳: حالت‌های مختلف شکستگی در سنگ [۱۴].

۷-۲- شکست کششی

شکست کششی زمانی رخ می‌دهد که تنش ناشی از سیال تزریقی از مقاومت کششی سازند تجاوز کند. وزن بالای سیال سبب شکست هیدرولیکی شده و فرار سیال به داخل سازند و تغییر شکل سازند را در پی دارد. معمولاً شکست کششی زمانی اتفاق می‌افتد که تنش موثر حداقل از مقاومت کششی سازند تجاوز کند. در بعضی موارد شکست کششی به دلیل نرخ زیاد تولید رخ می‌دهد که باعث اتساع ساختمان سازند و از دست رفتن مقاومت مکانیکی آن می‌شود [۱۵]. در اطراف دیواره چاه بسته به مقادیر تنش‌های القایی ایجاد شده سه نوع شکست هیدرولیکی مشاهده می‌شود (شکل (۲-۴)).



شکل ۲-۴: انواع گسیختگی‌های کششی در دیواره چاه [۱۶].

شکست کششی استوانه‌ای: در این نوع شکست تنش شعاعی القایی روی دیواره چاه برابر با مقاومت کششی سنگ می‌شود ($\sigma_r = -T_0$). شکست در نمونه سنگ به صورت شکل (۲-۴) حالت (الف) است.

شکست هیدرولیکی افقی: در این نوع شکست تنش قائم القایی روی دیواره چاه برابر با مقاومت کششی سنگ می‌شود ($\sigma_z = -T_0$). شکست در نمونه سنگ به صورت شکل (۲-۴) حالت (ب) خواهد بود.

شکست هیدرولیکی عمودی: در این نوع شکست تنش مماسی القایی روی دیواره چاه برابر با مقاومت کششی سنگ می‌شود ($\sigma_\theta = -T_0$). شکست در نمونه سنگ به صورت شکل (۲-۴) حالت (پ) است.

۲-۸- سیالات مورد استفاده در فرآیند شکست هیدرولیکی

جهت عملیات شکست هیدرولیکی، در حال حاضر سیالات زیادی موجود است. لذا به منظور انتخاب مناسب‌ترین سیال برای چاه با ویژگی‌های مخصوص به خود، باید مشخصات سیالات را به خوبی درک و از نحوه و چگونگی تغییرات آنها برای رسیدن به نتایج موردنظر اطلاعات کافی داشت. به دلیل این که مخازن از نظر عوامل مختلفی همچون دما، نفوذپذیری، ترکیب سنگ و فشار منفذی شبیه‌سازی می‌شوند بر همین مبنا سیالات مختلفی جهت برآورده کردن نیازهای مختلف فرآیند شکست هیدرولیکی به کار برده شده است. به طور کلی سیالات مورد نیاز جهت شکست هیدرولیکی باید دارای خواص زیر باشند [۷]:

۱. نرخ پایین نشت به داخل مخزن.

۲. قابلیت حمل پروپانت.

۳. افت اصطکاکی پایین در درون پمپ

۴. پایداری در برابر دمای بالا و نرخ پمپاژ بالا.

سیال‌های فرآیند شکست هیدرولیکی جهت فراهم کردن اهداف زیر به درون سازندهای زیرسطحی تزریق می‌شوند [۱۷، ۱۸، ۱۹]:

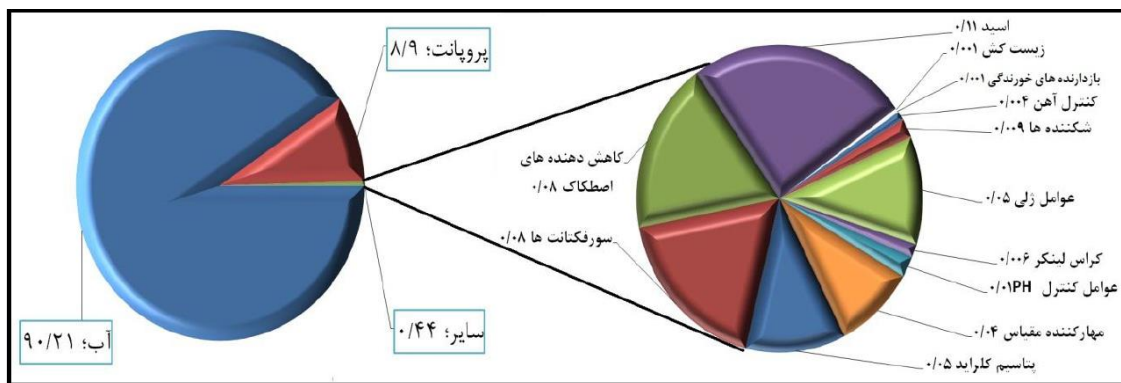
✓ ایجاد و گسترش مسیری با نفوذپذیری بالا از چاه به داخل سازند.

✓ قدرت حمل پروپانت به داخل شکستگی جهت ایجاد مسیری با هدایت بالا به منظور جریان و تولید سیال.

سیالات بر حسب نوع سیال پایه مورد استفاده به صورت ذیل تقسیم‌بندی می‌شوند [۱۸]:

۱. سیالات پایه آبی.
۲. سیالات پایه نفتی.
۳. سیالات پایه اسیدی.
۴. سیالات پایه الکلی.
۵. سیالات چند فاز.

سیال‌های مورد استفاده در فرآیند شکست هیدرولیکی دارای ترکیب و ماهیت متفاوتی نسبت به یکدیگر هستند و رایج‌ترین این ترکیبات سیال‌های پایه آبی هستند. بسته به عوامل مختلفی همچون جنس سازند، نفوذپذیری و غیره، سیال مناسب را انتخاب و به کار برده می‌شود [۱۹]. در شکل (۲-۵) ترکیب سیال پایه آبی رایج مورد استفاده در فرآیند شکست هیدرولیکی آورده شده است.



شکل ۲-۵: ترکیب سیال پایه آبی مورد استفاده در فرآیند شکست هیدرولیکی [۲۰].

۹-۲- پروپانت

پروپانت از نظر لغوی به معنای نگهدارنده است. ماده جامدی است که به صورت طبیعی یا مصنوعی ساخته می‌شود و با ورود به داخل شکستگی‌ها، بین دیواره‌های شکستگی‌ها قرار گرفته و علاوه بر

تثبیت در شکستگی‌های ایجاد شده با حفظ نفوذپذیری، عبور سیالات را ممکن می‌سازد. پروپانت‌ها دانه‌های کوچک سرامیکی کروی شکلی هستند که در روش شکست هیدرولیکی به منظور باز نگه داشتن راه ارتباطی، بین حفره‌های حاوی نفت یا گاز و بدنه چاه به کار می‌روند. [۲۱].

یکی از مهمترین مسائل در رفتار یک شکستگی برای یک چاه، پروپانت است. که به طور گسترده‌ای آن را به عنوان استحصال کننده نهایی تعریف می‌کنند. سیالات دارای گرانروی پایین مانند آب، نسبت به سیالات با گرانروی بالا، توانایی بسیار کمی در حمل پروپانت را دارا هستند. نوع، شکل و اندازه دانه‌های پروپانت بر اساس تنش‌های مخزن، دمای کف چاه، ترکیب سیالات و نفوذپذیری مخزن انتخاب می‌شود. در شکل (۲-۶) پروپانت و خصوصیات آن آورده شده است [۲۲].



شکل ۲-۶: پروپانت و خصوصیات آن‌ها [۲۱].

۲-۱۰- ویسکوزیته سیال^۱

ویسکوزیته سیال تزریق در فرآیند شکست هیدرولیکی تاثیر بسیار مهمی در ایجاد و گسترش شکستگی‌ها، انتقال پروپانت جهت جلوگیری از بسته شدن شکستگی‌ها، نوع گسیختگی ایجاد شده، نرخ تزریق، مدت زمان تزریق و غیره دارد. سیال با ویسکوزیته بالا فشار بیشتر و عرض شکستگی

¹ Fluid viscosity

بزرگتری را ایجاد می‌کند، زیرا جریان سیال به طرف راس شکستگی، در سیال با ویسکوزیته بالا کمتر از سیال با ویسکوزیته پایین است. ویسکوزیته بالای سیال، از جریان سیال به درون شکستگی‌های کم عرض جلوگیری می‌کند. اگر سیال با تاخیر به پشت راس شکستگی برسد، گسترش راس شکستگی توسط چسبندگی سنگ و تنش محصور کننده محدود می‌شود. ویسکوزیته پایین سیال تزریق شده، سبب افزایش ته‌نشینی پروپانت و منجر به قرارگیری نامطلوب پروپانت‌ها می‌شود. همچنین گرادیان فشار انتقالی محلی اگر با سیالی ویسکوز همراه شود، سبب تشکیل گسیختگی‌های کششی می‌شود، در حالی که گسیختگی‌های برشی، در اثر تزریق سیال با ویسکوزیته پایین ایجاد و گسترش می‌یابند [۴].

۲-۱۱- هدر رفت سیال^۱

یکی از پارامترهای مهم در فرآیند شکست هیدرولیکی، هدر رفت سیال است. این عامل علاوه بر تاثیرگذاری روی هندسه شکستگی، بر روی فشار شکست، رفتار انسداد^۲ و فشار ته‌گمانه^۳ در طی انتشار شکستگی تاثیر دارد. هدر رفت سیال در فرآیند شکست هیدرولیکی بخصوص در جایی که حجم هدر رفت سیال پمپ شده به درون سازند با حجم شکستگی‌های ایجاد شده قابل مقایسه باشد دارای تاثیر بسیار مهمی است. فرآیند هدر رفت توسط نرخ تزریق، ویسکوزیته سیال شکستگی و نفوذپذیری سنگ‌های مخزن در مطالعات آزمایشگاهی کنترل می‌شود، به طوری که اگر ویسکوزیته سیال بالا بوده و نفوذپذیری پایین باشد، می‌توان از میزان هدررفت چشم پوشی کرد [۲۳].

۲-۱۲- فشار ته‌گمانه

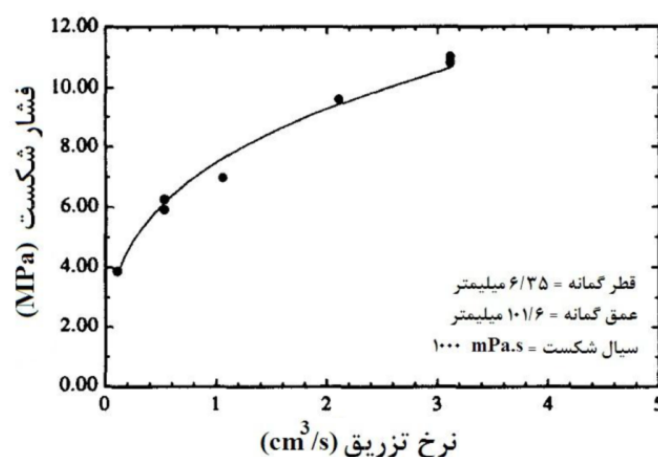
فشار ته‌گمانه برای نشان دادن تمام فشارهای مازادی که بر ته‌گمانه وارد می‌شود مورد استفاده قرار می‌گیرد. فشار ته‌گمانه عبارت است از متغیری که وابستگی شدیدی به انتشار شکستگی و هندسه شکستگی دارد. اندازه‌گیری فشار ته‌گمانه در شرایط عملیاتی را می‌توان به طور مستقیم، از

¹ Leak-off fluid

² Shut-in behavior

³ Bottomhole pressure

قسمتی که برای آزمایش انتخاب شده است به سادگی بدست آورد، زیرا قطر گمانه زیاد است. در شرایط آزمایشگاهی این شاخص را نمی توان به طور مستقیم به دست آورد زیرا قطر گمانه بسیار کم است. نرخ تزریق سیال یکی از عوامل موثر بر تغییرات فشار ته گمانه است. براساس کارهای گیو و همکارانش (۱۹۹۳) با افزایش نرخ تزریق، فشار ته گمانه افزایش می یابد. شکل (۲-۷) این را اثبات می کند [۲۴].



شکل ۲-۷: ارتباط میان فشار ته گمانه و نرخ تزریق سیال [۲۴].

۲-۱۳- فشار شکست^۱

یکی از پارامترهای مهم در فرآیند شکست هیدرولیکی فشار شکست است. فشار مورد نیاز برای غلبه بر مجموع تنش های وارد شده بر سنگ و مقاومت کششی سنگ جهت ایجاد شکستگی است. فشار توسط تزریق سیال به داخل گمانه ایجاد می شود. از عوامل موثر بر فشار شکست می توان به نرخ تزریق، ویسکوزیته سیال شکست، اندازه قطر گمانه، تنش های برجا و غیره اشاره کرد [۲۵]. آگاهی از تغییرات تنش ها و خصوصیات مکانیکی سنگ سازند، پارامترهای کلیدی در راستای گسترش شکستگی های حاصل از فرآیند شکست هیدرولیکی است. در نواحی که از نظر زمین شناسی پیچیده هستند، مانند نواحی گسل دار و یا چین خورده، جمع آوری اطلاعات مربوط به ساختار زمین شناسی باعث می شود که درک بهتری برای رسیدن به اهداف مورد نظر (ساخت مدل ژئومکانیکی

¹ Breakdown pressure

و طراحی عملیات شکست هیدرولیکی) به وجود آید. هنگامی که یک چاه حفر می‌شود، فشار هیدرولیکی ناشی از گل حفاری، جایگزین فشار قسمتی از زمین می‌شود که در اثر حفر چاه از بین رفته است. اما به دلیل یکپارچه بودن فشار گل در تمام جهات، گل حفاری نمی‌تواند دقیقاً این تعادل را برقرار سازد. بنابراین در سنگ اطراف چاه یا گسیختگی رخ می‌دهد و یا تحت کشش قرار می‌گیرد، که هر دو این عوامل نیز باعث اغتشاش مجدد در تنش آن محیط می‌شوند [۲۶، ۲۷، ۲۸].

۲-۱۴- جمع‌بندی

در این فصل به شرح مدل الاستیک و پوروالاستیک پرداخته شد. مبنای آزمایش شکست هیدرولیکی براساس مکانیک شکست است. بدین منظور در فصل حاضر، با توجه به اهمیت مبنای مکانیک شکست، ابتدا به شرح و تفصیل مدل‌های مختلف و بررسی نحوه گسیختگی جسم پرداخته شده است. در ادامه با معرفی انواع مختلف سیال‌های به کار رفته در فرآیند شکست هیدرولیکی، خصوصیات هر کدام از این سیال‌ها نیز شرح داده شده است. هدف از تدوین این فصل، ارائه مطالبی هر چند مختصر در فرآیند شکست هیدرولیکی همچون تعریف، کاربرد و اهمیت این فرآیند، نحوه انتشار شکستگی‌ها، پارامترهای موثر بر این فرآیند همچون، ویسکوزیته سیال تزریق شده و هدر رفت سیال‌های شکست و وضعیت تنش‌های برجا است.

فصل سوم

مروری بر مطالعات انجام شده

۳-۱- مقدمه

در عملیات شکست هیدرولیکی، پس از انتخاب نوع سیال شکست، سیال با نرخ جریان ثابت تزریق می‌شود تا این‌که مخزن به فشار شکست خود برسد و شکستگی ایجاد شود. با این حال، در برخی موارد، در ابتدا از نرخ جریان بالاتری برای دستیابی به فشار بالاتر استفاده می‌شود و سپس نرخ جریان به تدریج کاهش می‌یابد، پس از شکست سازند در نهایت یک شبکه شکستگی بدست می‌آید. در چنین مواردی، نرخ جریان با گذشت زمان به عنوان یک عملکرد مرحله‌ای تغییر می‌کند [۲۹].

براساس مطالعات و آزمایش‌های صورت گرفته توسط محققین مختلف، با موضوعات گوناگون همچون آغاز شکستگی، انتشار شکستگی، برهمکنش شکستگی‌ها با ناپیوستگی‌ها، تاثیر نرخ تزریق و ویسکوزیته سیال تزریق شده، اندازه‌گیری تنش‌های برجا، تعیین مقاومت کششی سنگ و غیره پیرامون فرآیند شکست هیدرولیکی انجام شده است. تقسیم‌بندی مطالعات بر سه دسته مختلف از مباحث کار شده صورت پذیرفته است.

دسته اول مطالعات

این دسته از مطالعات آزمایشگاهی به تفسیر شرایط بین شکستگی‌های ایجاد شده به روش شکست هیدرولیکی و شکستگی‌های از قبل موجود و اتصال آن‌ها می‌پردازد. این آزمایش‌ها معمولاً بر روی نمونه‌های بزرگ انجام می‌شود و بر روی این‌که یک شکستگی توسط صفحات ساختاری کنترل می‌شود یا نه، تمرکز دارد. فشار شکست یا دیگر جنبه‌های انتشار شکستگی را نیز دربر می‌گیرد و برای درک کردن شکستگی‌های موجود و مهار آن‌ها^۱ مفید است.

دسته دوم مطالعات

این دسته از مطالعات آزمایشگاهی، معمولاً بر روی نمونه‌های کوچک و عمدتاً بر جهت‌یابی شکستگی‌ها، به منظور محاسبه فشار شکست صورت می‌گیرد؛ همچنین بر پارامترهایی که بر روی

¹ Fracture containment

فشار شکست و جهت شکستگی‌ها تاثیر می‌گذارند، تمرکز بیشتری دارد. از جمله این پارامترها می‌توان به نرخ تزریق سیال، نوع سیال شکست، ابعاد گمانه تزریق، پکرهای مورد استفاده^۱ و غیره اشاره کرد.

دسته سوم مطالعات

در روش سوم از مدلسازی عددی به منظور ارزیابی بهتری از انتشار شکستگی‌ها در فرآیند شکست هیدرولیکی استفاده می‌شود. در واقع در این روش با انجام تعدادی آزمایش بر روی نمونه‌های مورد نظر (آزمایش بر روی نمونه‌های کوچک و بزرگ استوانه‌ای یا مکعبی انجام می‌شود) و با وارد کردن داده‌های حاصل از انجام آزمایش‌ها در نرم افزار، می‌توان شرایط مختلفی را بر مبنای روش حل عددی ارزیابی کرد. در ادامه تعدادی از مطالعات آزمایشگاهی انجام شده، توسط محققین مختلف به طور مختصر ارائه می‌شود.

۳-۲- مطالعات آزمایشگاهی

۳-۲-۱- آزمایش بر روی نمونه‌های مکعبی

بیوگلسدایک^۲ و همکارانش (۲۰۰۰) آزمایش‌های آزمایشگاهی مقیاس‌پذیر را برای بررسی تأثیر شکستگی‌های طبیعی در فرآیند شکست هیدرولیکی انجام دادند. این آزمایش‌ها نشان داد که نرخ جریان بالای سیال دارای حداقل تعامل با شکستگی‌های طبیعی است، در حالی که نرخ جریان کم سیال تعامل بهتری با شکستگی‌های موجود دارد. نتایج همچنین نشان داد که در نرخ جریان کم تزریق سیال، با استفاده از سیال ویسکوزیته پایین (ویسکوزیته و نرخ جریان در حدود نانومتر) اثر نشت سیال معنی‌دار بوده و نمی‌تواند به فشار شکست برسد. نشت سیال از طریق شکستگی‌های موجود اتفاق می‌افتد [۳۰]. ویجرس^۳ (۱۹۹۵) آزمایش‌هایی را برای بررسی تأثیر ویسکوزیته سیال و نرخ جریان شکستگی بر ویژگی‌های شکست هیدرولیکی انجام داد. نتایج نشان داد که نرخ جریان بالا

¹ Leak-off packer

² Beugelsdijk

³ Weijers

و تزریق سیال با ویسکوزیته‌های بالا، باعث ایجاد شکستگی براساس شرایط تنش اعمال شده می‌شود [۳۱].

ایتو^۱ و هایاشی^۲ (۱۹۹۱) آزمایش‌های خود را بر روی نمونه‌های مکعبی از آندزیت‌های Kofu و Honkomatsu جهت اندازه‌گیری تنش‌های تکتونیکی انجام دادند. در این مطالعات آن‌ها فرض کرده‌اند که انتشار شکستگی‌ها زمانی آغاز می‌شود که تنش کششی موثر حداکثر، به مقاومت کششی در نقطه‌ای درون سنگ می‌رسد و بر روی سطح گمانه متمرکز نیست. همچنین آن‌ها نمونه‌های خود را ایزوتروپ و فاقد هر گونه فشار منغذی فرض کرده‌اند. ابعاد نمونه‌ها (۳۰×۳۰×۳۰) سانتی‌متر مکعب و در حالت خشک مورد آزمایش قرار گرفته‌اند. آب را به عنوان سیال شکست انتخاب و با نرخ‌های ثابت ۲۰، ۲۵ و ۳۰ میلی‌لیتر بر دقیقه در گمانه‌هایی با قطر ۱۰، ۱۵ و ۳۰ میلی‌متر تزریق کرده‌اند. نتایج آن‌ها نشان داده است که فشار شکست با افزایش قطر گمانه، کاهش و با افزایش نرخ فشارگذاری گمانه، افزایش می‌یابد [۲۵].

ماتسونوگا^۳ و همکاران (۱۹۹۳) مکانیسم فرآیند شکست هیدرولیکی را با استفاده از آزمون‌های آزمایشگاهی و انتشار آوایی بررسی کرده‌اند. آن‌ها با تهیه نمونه‌های با ابعاد ۲۰ سانتی‌متر از رزین آکرلیک (به عنوان ماده نفوذناپذیر و همگن)، گرانیته ریزدانه و درشت دانه Inada و مرمر Akiyoshi مطالعات خود را انجام داده و از دو سیال پایه آبی و روغن با گرانیته برابر جهت مقایسه تاثیر سیال بر انتشار شکستگی استفاده شده است. نتایج نشان داد که استفاده از سیال روغن در آزمایش‌ها، فشار شکست بیشتری را نسبت به سیال پایه آبی ایجاد می‌کند. این افزایش در فشار شکست نمونه‌های گرانیته نمود بیشتری را نشان می‌دهد. استفاده از سیال پایه آبی سبب ایجاد شکستگی‌های برشی در نمونه‌های سنگی و ایجاد شکستگی کششی در نمونه آکرلیکی می‌شود. مطالعات آن‌ها بر روی مقاطع میکروسکوپی حاکی از این است که استفاده از روغن به عنوان سیال شکستگی نسبت به سیال دیگر

¹ Ito

² Hayashi

³ Matsunaga

بازشدگی بیشتری را در شکستگی‌های القا شده ایجاد می‌کند. در بلوک‌های گرانیته استفاده از سیال پایه آبی سبب نفوذ راحت‌تر این سیال به فضای بین دانه‌های تشکیل دهنده سنگ در اطراف گمانه و به دنبال آن سبب افزایش فشار منفذی، کاهش تنش‌های موثر و ایجاد ریزترک‌هایی قبل از ایجاد شکستگی‌ها می‌شود. مکانیسم ایجاد و گسترش شکستگی‌های هیدرولیکی تحت تاثیر نفوذپذیری، ویسکوزیته سیال و بافت سنگ قرار دارد، همچنین از انتشار آوایی جهت دستیابی به هندسه شکست هیدرولیکی استفاده شده است [۳۲].

گیو^۱ و همکاران (۱۹۹۳) مطالعات آزمایشگاهی خود را در جهت ارزیابی انتشار فرآیند شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های مکعبی گچی با ابعاد (۳۰۵×۳۰۵×۳۰۵) میلی‌متر مکعب و نمونه‌های دیگر با ابعاد (۳۰۵×۵۸۴×۶۱۰) میلی‌متر مکعب انجام داده‌اند. خصوصیات فیزیکی و مکانیکی نمونه‌ها، از جمله مقاومت کششی سنگ را تعیین کردند. مقاومت کششی نمونه‌ها بین ۰/۱ تا ۰/۳ مگاپاسکال متغیر بوده و در دو حالت خشک و اشباع نمونه‌ها را تحت تنش سه محوری قرار دادند. در مطالعات خود علاوه بر در نظر گرفتن تاثیر ابعاد، تاثیر فشار ته گمانه و ارتباط بین مدول مماسی با تنش جانبی را نیز مورد بررسی قرار داده‌اند. نتایج آن‌ها نشان داد که ابعاد نمونه‌ها بر روی فشار شکست تاثیری نداشته و در ابتدای تزریق سیال، فشار ته گمانه به سرعت در نمونه‌های با ابعاد (۳۰۵×۳۰۵×۳۰۵) میلی‌متر مکعب افزایش یافته است. فشار شکست ایجاد شده، دو نمونه بسیار به هم نزدیک بوده و اختلاف بسیار ناچیز میان آن‌ها، ناشی از اختلاف تنش‌های به کار برده شده است. همچنین مقایسه میان نتایج نشان می‌دهد که نمونه‌های کوچک ساخته شده جهت ارزیابی فشار شکست و نرخ تزریق مناسب‌تر از نمونه‌های بزرگ هستند [۲۴].

گیو و همکاران (۱۹۹۳) در مقاله دیگری که به عنوان قسمت دوم مطالعه قبلی ارائه شده است، تاثیر تنش‌های اصلی حداقل و نرخ تزریق را بر روی فرآیند شکست هیدرولیکی مورد بررسی قرار داده‌اند. سیال مورد استفاده جهت فرآیند شکست هیدرولیکی در آزمایش‌های آن‌ها روغن بوده است.

¹ Guo

اما نتایج حاکی از کافی نبودن ویسکوزیته سیال و هدررفت روغن به داخل سنگ است. تنش‌های برجا یکی از مهمترین متغیرهای تاثیرگذار بر فرآیند شکست هیدرولیکی بوده و علاوه بر تاثیر روی جهت آغاز شکستگی‌ها و انتشار آن‌ها، بر روی طول و عرض شکستگی‌ها نیز تاثیر می‌گذارند. آزمایش‌ها نشان داده است که نرخ انتشار شکستگی‌ها به طور آشکاری با افزایش تنش اصلی حداقل کاهش می‌یابد.

آن‌ها در آزمایش‌های خود تاثیر تنش‌های اصلی حداقل و تنش موثر حداقل را بر روی فشار شکست مورد بررسی قرار داده‌اند. براساس ضرایب رگرسیونی بدست آمده نتیجه گرفتند که فشار شکست بیشتر تحت تاثیر تنش اصلی حداقل و کمتر تحت تاثیر تنش روی دیواره چاه است. با ارزیابی مساحت نفوذ روغن متوجه شدند که قبل از شکست اصلی، جریان غالب سیال از نوع شعاعی بوده و بعد از نقطه شکست، جریان غالب سیال به صورت خطی ادامه داشته است. هدر رفت سیال از طریق شکستگی به داخل سنگ، حالت اصلی هدررفت بعد از نقطه شکست بوده و نقطه شکست، نقطه انتقالی بین دو حالت از جریان بوده است. همچنین مقاومت کششی محاسبه شده از فرآیند شکست هیدرولیکی ۳۴ برابر بزرگتر از مقاومت کششی بدست آمده از روش برزلی بوده است. بر این اساس قادر به پیش‌بینی فشار شکست از طریق مقاومت کششی و مقدار تنش بر روی دیواره گمانه نبوده‌اند. این محققین همچنین تاثیر نرخ تزریق سیال را بر روی فرآیند شکست هیدرولیکی بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان دهنده روند افزایشی فشار شکست و فشار ته گمانه با افزایش نرخ تزریق سیال است. علاوه بر آن نرخ پایین تزریق سیال باعث کاهش کارایی شکستگی‌ها و نشست سیال به درون سنگ می‌شود. بر خلاف آن نرخ بالای تزریق سیال سبب افزایش تولید شکستگی‌های، کارآمد و موثر شده و بیشتر سیال تزریقی جهت ایجاد شکستگی‌ها به کار می‌رود [۳۳].

کاساس^۱ (۲۰۰۵) نیز بیان داشته که تاثیر ناهمگنی (شکستگی طبیعی) روی توسعه شکست هیدرولیکی به طور گسترده‌ای وابسته به حالت تنش است. تنش پایین اغلب مانع از توسعه شکستگی می‌شود، به خصوص اگر ناپیوستگی‌ها و شکستگی‌ها باز باشند. اگر تنش‌های محصور کننده افزایش

¹ Casas

یابند، احتمال توسعه ترک‌ها در عرض ناپیوستگی‌ها بالا می‌رود. در این پژوهش از سیال با ویسکوزیته کم استفاده شده است. با نشت سیال در شکستگی‌های طبیعی سنگ امکان گسترش شکستگی‌ها وجود نداشته است. راه‌حل پیشنهاد شده استفاده از سیال با ویسکوزیته بالا است [۶].

لیچون^۱ و همکاران (۲۰۱۳) آزمایش‌هایی را بر روی انتشار فرآیند شکست هیدرولیکی در سنگ‌های آتشفشانی انجام داده و با استفاده از تکنولوژی سی‌تی اسکن صنعتی به بررسی سطحی و سه بعدی هندسه شکستگی‌ها پرداخته‌اند. آن‌ها در ابتدا توسط دستگاه سه محوری واقعی آزمایش‌های خود را بر روی سنگ‌های ریولیتی و توف‌های آتشفشانی انجام داده، سپس قبل و بعد از وقوع شکست هیدرولیکی در سنگ با استفاده از تصاویر سی‌تی اسکن میزان انتشار شکستگی‌ها را مطالعه کرده‌اند. مطالعات حاصل از تصاویر گرفته شده، قطع حفرات و ریز ترک‌های درون سنگ، توسط شکستگی‌های ایجاد شده را نشان داده است، اما انتشار شکستگی‌ها در مناطقی از سنگ که حفرات و منافذ طبیعی سنگ زیاد بوده صورت پذیرفته است. نتایج نشان داده است که ایجاد و انتشار شکستگی‌ها در سنگ‌های آتشفشانی به دلیل گرادیان فشار بالای شکستگی‌ها بسیار مشکل است [۳۴].

بهنیا (۱۳۹۱) در پژوهش خود تاثیر اندرکنش شکست هیدرولیکی با ناپیوستگی‌های موجود در محیط، نحوه گسترش، انحراف و توقف آن را به صورت تجربی و عددی مورد تجزیه و تحلیل قرار داده است. بدین منظور نمونه‌های مکعبی از جنس بتن انتخاب، که هر کدام نیز متشکل از ۹ قالب کوچک با نسبت ثابت آب به سیمان است. دستگاه مورد استفاده در این پژوهش سلول سه محوری واقعی بوده و نحوه گسترش شکست هیدرولیکی را با تغییر شرایط ناپیوستگی‌ها و خصوصیات مکانیکی بلوک‌ها مورد ارزیابی قرار داده است. نتایج حاصل از مطالعات تجربی و عددی نشان داده که با افزایش مقادیر پارامترهای مکانیکی ناپیوستگی‌ها و در نتیجه عدم لغزش و بازشدگی آن، شکستگی می‌تواند از ناپیوستگی عبور کند، در حالی که کاهش آن‌ها منجر به لغزش و بازشدگی ناپیوستگی، در نتیجه انحراف یا توقف شکست هیدرولیکی پدیده غالب است. تغییر خصوصیات مکانیکی لایه‌های مجاور نیز

¹ Lichun

بر میزان نفوذ شکست هیدرولیکی اثر می‌گذارد و می‌تواند رشد آن را به طور کامل متوقف نماید. مطالعات او نشان دهنده تاثیرگذار بودن لغزش و بازشدگی ناپیوستگی‌ها در گسترش شکستگی‌ها و همچنین تاثیر بسیار زیاد پارامترهای همچون نرخ تزریق، ویسکوزیته سیال، فاصله محل تزریق از ناپیوستگی، زاویه برخورد شکستگی‌های از قبل موجود، شکستگی‌های هیدرولیکی ایجاد شده و تنش‌های برجا در میزان فعال‌سازی ناپیوستگی‌ها است [۳۵].

دهقان و همکاران (۱۳۹۳) مطالعات خود را با استفاده از یک سیستم شکست هیدرولیکی سه محوره واقعی به منظور بررسی مکانیسم شروع و گسترش شکست هیدرولیکی در مخازن متخلخل و شکافدار طبیعی انجام داده‌اند. آن‌ها همچنین اثرات میدان تنش، فشار همه جانبه و شکستگی‌های طبیعی را روی شروع و گسترش فرآیند شکست هیدرولیکی مورد بررسی قرار دادند. سیال مورد استفاده در این تحقیق، سیالی با ویسکوزیته بالا و بلوک‌های مورد آزمایش نیز دارای ترکیبی از ماسه و سیمان بوده‌اند. برای شبیه‌سازی ترک‌های از قبل موجود، از کاغذهای معمولی استفاده شده است. آن‌ها از دو رژیم تنشی شامل رژیم تنش نرمال و تکتونیک در مطالعات خود بهره برده‌اند.

نتایج آزمایش‌ها حاکی از افزایش فشار شکست در سنگ به دلیل تمرکز تنش در اطراف چاه بوده است. البته وجود شکستگی‌های طبیعی در سنگ تمرکز تنش را از بین می‌برد و فشار شکست را کاهش می‌دهد. همچنین دو نوع برهمکنش میان شکست هیدرولیکی و شکستگی‌های طبیعی در مخازن شکافدار مشاهده کرده‌اند که عبارتند از، قطع شدگی و بازشدگی شکستگی‌های طبیعی در شرایط تنش نرمال، شکست هیدرولیکی شکستگی‌های از قبل موجود را قطع کرده و از آن عبور می‌کند. در شرایط تنش تکتونیک یا مخازن کم عمق، شکستگی‌های هیدرولیکی با بازشدن شکستگی‌های از قبل موجود به دام افتاده و قادر به عبور از آن‌ها نخواهد بود [۳۶].

هیمسون^۱ و فیرهرست^۲ (۱۹۶۹) شکست هیدرولیکی نمونه‌های نفوذپذیر متخلخل در شرایط متفاوت را آزمایش کرده و دریافتند که راستای شکست به وسیله تنش‌های تکتونیکی کنترل می‌شود. فشار شکست حاصل از نتایج آزمایشگاهی برای سنگ‌های نفوذناپذیر از مقادیر تئوری نتیجه شده، کمتر بود اما برای سنگ‌های نفوذپذیر، مقادیر فشار شکست آزمایشگاهی از مقادیر تئوری بیشتر بودند. به علاوه، با افزایش فشار پمپاژ سیال، فشار شکست بیشتر می‌شود [۳۷].

لاکرنر^۳ و بیرلی^۴ (۱۹۷۷) نمونه‌ها را با نرخ‌های متفاوت تزریق سیال و اختلاف تنش‌های متفاوت مورد آزمایش قرار دادند. آن‌ها نشان دادند که چطور مد شکست با اختلاف تنش و نرخ تزریق سیال در ارتباط است و نوع شکست (کششی یا برشی) بستگی به تنش‌های منطقه‌ای، نرخ تزریق و نفوذپذیری سنگ دارد. همچنین محاسبات آن‌ها نشان داد که نفوذپذیری سنگ به تنش مؤثر وابسته است [۳۸].

شیرازی (۱۳۹۶) با استفاده از دستگاه آزمایش سه محوره حقیقی ویسکوزیته سیال را در آزمایشگاه بررسی کرد. ایشان آزمایش‌های شکست هیدرولیکی را در نمونه‌های مرمیت، بتن با ابعاد (۳۰×۳۰×۳۰) سانتی‌متر مکعب، با استفاده از سیال‌های روغن با ویسکوزیته‌های مختلف انجام داد. نتایج به دست آمده نشان داد که با افزایش ویسکوزیته سیال، فشار شکست کاهش می‌یابد. [۳۹].

سونگ^۵ و همکارانش (۲۰۰۱) بررسی آزمایشگاهی تأثیر نرخ تزریق بر رفتار شکست هیدرولیکی یک سازند ماسه‌سنگی را مورد مطالعه قرار دادند. سه آزمایش شکست هیدرولیکی کنترل شده با استفاده از نرخ‌های تزریق متفاوت انجام شد. این آزمایش‌ها نشان داد که نرخ تزریق بالاتر، فشار شکست بیشتری ایجاد می‌کند [۴۰].

¹ Haimson

² Fairhurst

³ Lockner

⁴ Byerlee

⁵ Song

لومه^۱ و همکارانش (۲۰۰۲) آزمایش‌های شکست هیدرولیکی را در مقیاس آزمایشگاهی انجام دادند. سیال‌های با ویسکوزیته متفاوت و نرخ‌های تزریق متغیر به منظور مطالعه انتشار شکستگی و واکنش شکستگی استفاده کردند. آن‌ها دریافتند تغییرات فشار ثبت شده در مرحله شکست به جریان سیال و نرخ پمپ بستگی دارد [۴۱].

نتایج کار وارپینسکی و تیوفل^۲ (۱۹۸۷) نشان می‌دهد که قطع کردن شکستگی‌های از قبل موجود فقط در زمانی که اختلاف تنش‌ها و زوایه‌های برخورد شکستگی‌های موجود و شکستگی حاصل از فرآیند شکست هیدرولیکی بالا باشد، رخ می‌دهد. آن‌ها نشان دادند که تاثیر ناپیوستگی‌ها روی رشد شکست هیدرولیکی وابسته به فاکتورهایی چون نفوذپذیری درزه‌ها، ویژگی‌های اصطکاکی، تنش‌های برجا و ویسکوزیته سیال شکست است [۴۲].

اتهاوال^۳ و میسکی‌مینس^۴ (۲۰۰۸) تست‌های آزمایشگاهی شکست هیدرولیکی را بر روی بلوک‌هایی ناهمگن دارای لایه‌بندی ظریف و بلوک‌های همگن، انجام دادند. طراحی و مشاهدات آزمایشگاهی بر روی دو بلوک آماده شده با ابعاد (۱۱×۱۱×۱۵) اینچ مکعب لایه‌بندی شده و نمونه سیمانی همگن با ابعاد (۱۱×۱۱×۱۱) اینچ مکعب انجام شد. پس از بارگذاری بلوک‌ها، سیال زانتان‌گام با ویسکوزیته بالا به وسیله پمپ تزریق شده و شکست هیدرولیکی ایجاد می‌شود. در بلوک لایه‌بندی شده، شکست‌های شاخه‌ای و در نمونه سیمانی، شکست صفحه‌ای مشاهده شده است [۴۳].

شیمیزو^۵ آنالیز شکست هیدرولیکی در سنگ سخت را با در نظر گرفتن ویسکوزیته سیال و توزیع اندازه ذرات بررسی کرده است. برای همه نمونه‌ها، جهت شکست هیدرولیکی موازی با جهت ماکزیمم تنش اصلی فشار است. فشار شکست برای سیال با ویسکوزیته کم، پایین‌تر از مقدار آن برای سیال با ویسکوزیته بالا است. سیال با ویسکوزیته پایین می‌تواند به آسانی در شکستگی‌ها نفوذ کند [۴۴].

¹ Lhomme

² Warpinski and Teufel

³ Athavale

⁴ Miskimins

⁵ Shimizu

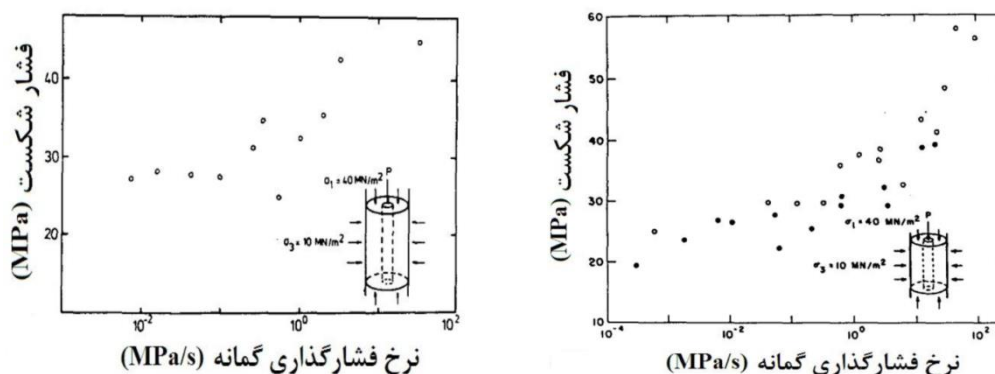
بنور^۱ و همکارانش (۲۰۱۴) آزمایش‌هایی را برای بررسی تأثیر ویسکوزیته سیال بر روی راستای گسترش شکستگی و حالت‌های شکست انجام دادند. آن‌ها سه نوع سیال آب، روغن و دی‌اکسید کربن مایع را انتخاب کردند. ذکر این نکته نیز لازم است که روغن دارای بیشترین ویسکوزیته و دی‌اکسید کربن مایع دارای کمترین ویسکوزیته هستند. نتایج این آزمایش‌ها نشان داد که راستای گسترش ترک، تحت تأثیر وضعیت تنش‌های برجا است. آزمایش انجام شده با روغن (ویسکوزیته بالا) منجر به القاء شکستگی حالت اول (Mode-I) شد. در حالی که در آزمایش‌های انجام شده با دو سیال دیگر، شکستگی حالت دوم (Mode-II) القاء شد. یکی دیگر از نتایجی که از این تحقیق به دست آمد، تأثیر ویسکوزیته سیال بر روی فشار شکست بود. در واقع این نتایج نشان دادند که با کاهش ویسکوزیته سیال، فشار شکست روند خاصی را طی نمی‌کند [۴۵].

۳-۲-۲- آزمایش بر روی نمونه‌های استوانه‌ای

زوباک و همکارانش (۱۹۷۷) آزمایش‌های خود را بر روی دو فاکتور موثر بر فرآیند شکست هیدرولیکی به منظور تعیین تنش‌های برجا انجام دادند. این دو فاکتور شامل ارتباط بین فشار شکست و نرخ فشارگذاری گمانه^۲ و تأثیر ترک‌های از قبل موجود بر روی جهت‌یابی شکستگی‌های ایجاد شده است. مطالعات آن‌ها بر روی ماسه‌سنگ‌های Ruhr و Weber و همچنین گابروهای جنوب آفریقا بوده است. با تهیه نمونه‌های استوانه‌ای، آزمایش‌های خود را با تزریق سیال با نرخ‌های متغیر انجام داده‌اند. نرخ فشارگذاری گمانه بین (۰/۰۱-۰/۰۰۱) مگاپاسکال بر ثانیه بوده است. نتایج نشان می‌دهد که فشار شکست هر دو نوع ماسه‌سنگ با افزایش نرخ فشارگذاری گمانه افزایش می‌یابد (شکل (۳-۱)).

¹ Bennour

² Rate of borehole pressurization



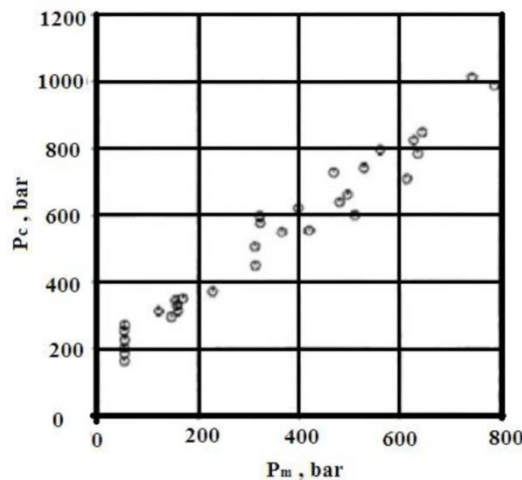
شکل ۳-۱: ارتباط نرخ فشار سیال تزریق شده در گمانه و فشار شکست (الف) ماسه سنگ Weber، (ب) ماسه سنگ Ruhr [۹].

آن‌ها به این نتیجه رسیدند که افزایش در فشار متناظر با فشار نقطه شکست، رشد ناپایدار شکستگی‌ها را در پی دارد. مطالعات آن‌ها دارای دو مفهوم اصلی برای فرآیند شکست هیدرولیکی در استفاده از آن برای بدست آوردن تنش‌های برجا بود. اول، هنگامی که فرآیند شکست همراه با استفاده از سیالی با گرانروی کم و نبود ترک‌های از قبل موجود در سنگ باشد، فشار شکست معادل با، فشار آغاز شکستگی‌های کششی است و به نرخ فشار سیال تزریق شده در گمانه هیچ‌گونه ارتباطی ندارد. دوم، استفاده از سیال با گرانروی بالا در فرآیند شکست هیدرولیکی حتی در صورت وجود ترک‌های از قبل موجود در سنگ، منجر به افزایش فشار شکست می‌شود. آن‌ها نیز اثر نرخ تزریق سیال را بر روی فشار شکست، مورد بررسی قرار دادند. نتایج نشان داد که فشار شکست با نرخ اعمال فشار در ارتباط است. در نرخ‌های پایین‌تر اعمال فشار، مشاهده می‌شود که فشار شکست کاهش می‌یابد که این منجر به فرض یک مقدار بسیار کم، برای مقاومت کششی می‌شود [۹].

رومل (۱۹۸۷) پارامترهای مقاومت کششی (σ_T) و ضریب شکستگی (K) را مورد ارزیابی قرار داده است. رومل با بیان رابطه (۱-۳)، به ارتباط میان این پارامترها، فشار شکست (P_c) و فشار محصورکننده (σ_h) پرداخته است. این آزمایش‌ها بر روی مغزه‌های کوچکی با قطر و طول به ترتیب ۳ و ۷/۶ سانتی‌متر و قطر گمانه ۲/۵ میلی‌متر انجام شده است. گرانروی سیال مورد استفاده در این پژوهش ۳۲ سانتی‌پواز بوده است [۵].

$$P_c = K \times \sigma_h + \sigma_T \quad (۱-۳)$$

در این پژوهش با ارتباط نتایج حاصل از فشار شکست ۳۲ آزمایش انجام شده بر روی نمونه‌های گرانیت در مقابل تنش جانبی اعمال شده، به بررسی مقاومت کششی و ضریب شکستگی، توسط ایجاد رابطه خطی و همچنین استفاده از ضرایب رگرسیونی پرداخته شد. ضریب شکستگی تحت تاثیر گرانروی و نرخ تزریق سیال قرار دارد و هر چه مقدار این پارامترها افزایش یابد، ضریب شکستگی نیز افزایش پیدا می‌کند. نتایج آن در شکل (۲-۳) قابل مشاهده است.



شکل ۲-۳: فشار شکست به عنوان تابعی از فشار محصور کننده [۵].

کیزاکی^۱ و همکارانش (۲۰۱۳) اثر آب منفذی بر انتشار شکست هیدرولیکی را بررسی کردند. انتشار شکستگی‌های میکروسکوپی در نمونه‌های اشباع شده با آب که سیال تزریق، دی اکسید کربن تحت فشار بود، با انتشار شکستگی در نمونه‌هایی که سیال تزریق آب بود، مشابهت داشتند [۴۶].

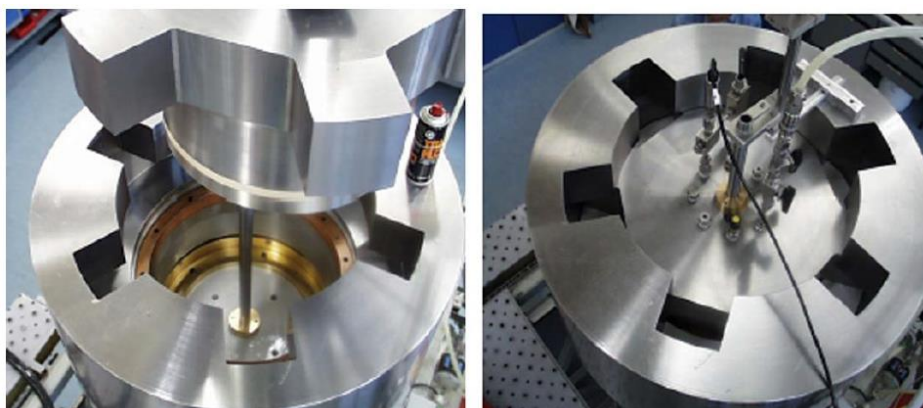
بهلولی^۲ و دی‌پاتر^۳ (۲۰۰۶) مطالعات آزمایشگاهی فرآیند شکست هیدرولیکی را بر روی نمونه سنگ‌های تحکیم نیافته که قطر و طول این نمونه‌ها به ترتیب ۴۰ و ۵۱ سانتی‌متر بود، انجام داده‌اند. محوریت این آزمایش‌ها، بر روی سازوکار آغاز و انتشار شکستگی با استفاده از سیال‌های مختلف تزریق (بنتونیت، روغن و سیال‌های ژلی همراه با پودر کوارتز) و در تنش‌های محصورکننده متفاوتی تمرکز

¹ Kizaki

² Bohloli

³ de Pater

داشته است. آن‌ها وابستگی شکستگی‌ها را به میزان تاثیر تنش‌های محصور کننده و نوع سیال تزریق شده، مورد بررسی قرار دادند. نتایج آن‌ها نشان دهنده تاثیر بسیار بالای تنش‌های محصور کننده و ویسکوزیته سیال بر روی رفتار شکستگی‌ها است. دامنه تنش‌های محصور کننده که بر روی نمونه‌ها اعمال شده از ۰/۵ تا ۲۰ مگاپاسکال بوده است. که در تنش‌های بالا نسبت فشار آغاز شکست به فشار محصور کننده حدود ۲ و در تنش‌های محصور کننده پایین، این نسبت نزدیک به ۱۰ بوده است. بر این اساس در گمانه‌های سطحی ایجاد شکستگی مشکل‌تر خواهد بود چون فشار تزریق باید بیشتر از ۱۰ برابر تنش محصور کننده شود [۴۷]. شکل (۳-۳) دستگاه آزمایش شکست هیدرولیکی استفاده شده در این تحقیق را نشان می‌دهد.



شکل ۳-۳: دستگاه آزمایش شکست هیدرولیکی [۳۵].

جباری^۱ (۲۰۱۲) با انجام مطالعات خود بر روی فرآیند شکست هیدرولیکی، تمرکز مطالعات خود را بر روی مقاومت کششی سنگ قرار داده و با جمع‌آوری نمونه‌های گنایس، مرمر، گرانیت و گرانولیت از سریلانکا به مقایسه تفاوت‌های مقاومت کششی به دست آمده از روش برزیلی و مطالعات آزمایشگاهی شکست هیدرولیکی پرداخته است. مقاومت کششی در روش شکست هیدرولیکی، از طریق نمودار فشار- زمان محاسبه شده است (از فشار لازم برای باز کردن مجدد شکستگی‌ها به دست آمده است). نتایج مطالعات او نشان دهنده بیشتر بودن مقاومت کششی به دست آمده از روش شکست هیدرولیکی

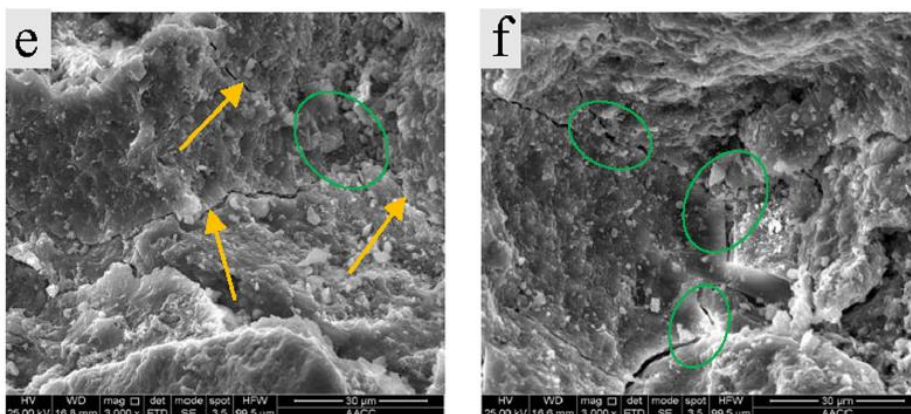
^۱ Jabbari

نسبت به مقاومت کششی به دست آمده از روش برزلی است. این اختلاف حدود ۲ تا ۴ برابر است [۴۸].

دی پاتر و همکارانش (۲۰۰۷) تأثیر رئولوژی سیال را در نمونه سنگ‌های نرم بررسی کردند. قطر و طول نمونه‌ها ۴۰ و ۵۰ سانتی‌متر بوده است. آن‌ها در سلول سه محوره به بررسی شکست هیدرولیکی پرداختند. برای این منظور از سه سیال نفت ویسکوز، دوغاب بنتونیت و ژل پیوند یافته استفاده کردند. نتایج تحقیقات ایشان نشان می‌دهد که رئولوژی سیال تأثیر زیادی بر شکست دارد، به طوری که هر چه ویسکوزیته سیال شکست بیشتر باشد، باعث افزایش فشار شکست می‌شود [۴۹].

هوپو^۱ و همکارانش (۲۰۱۸) برای درک بهتر اثر توزیع فشار منافذ بر رفتار شکستگی سنگ‌های مخزنی، آزمایش شکست هیدرولیکی را در نمونه‌های ماسه‌سنگی استوانه‌ای، با طول و قطر ۱۰۰ و ۵۴ میلی‌متر انجام دادند. گاز نیتروژن در گمانه‌ای که در مرکز نمونه‌ها به قطر ۱۰ میلی‌متر و طول ۶۰ میلی‌متر ایجاد شده بود، تزریق شد. آزمایش‌ها در دو نرخ فشار ۰/۲ و ۰/۰۷۵ مگاپاسکال بر ثانیه انجام شد. سپس فشار شکست و مورفولوژی شکستگی‌ها مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که فشار شکست با افزایش نرخ فشار گاز تزریق شده افزایش می‌یابد. نرخ فشار ۰/۲ مگاپاسکال بر ثانیه نیز شبکه شکستگی‌های پیچیده در نمونه‌های ماسه‌سنگ ایجاد می‌کند. تعداد شکستگی‌های ایجاد شده بسیار زیاد است، گاز به دلیل ویسکوزیته کم (ویسکوزیته گاز نیتروژن کمتر از ویسکوزیته آب است) می‌تواند به آسانی وارد منافذ سنگ شود. فشار منافذ در اثر تزریق گاز افزایش می‌یابد و در نهایت به شکست سنگ منجر شود [۵۰]. شکل (۳-۴) شبکه شکستگی‌های ایجاد شده در نرخ فشار ۰/۲ مگاپاسکال را نشان می‌دهد.

¹ Hou



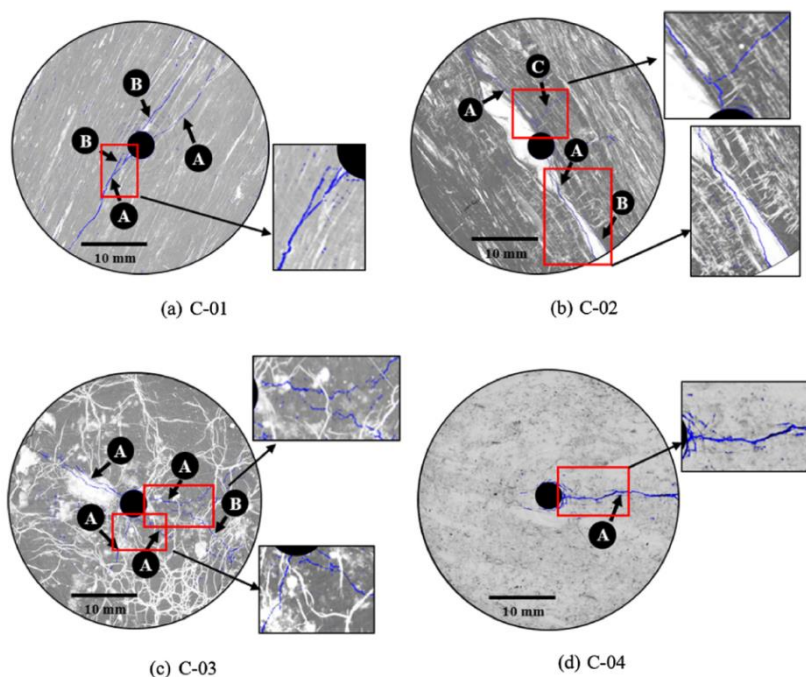
شکل ۳-۴: شکستگی‌های ایجاد شده در اثر تزریق گاز نیتروژن در نمونه‌های ماسه‌سنگ [۵۰].

سمپات^۱ و همکاران (۲۰۱۹) به مطالعه و بررسی تغییرات ویژگی‌های شکست هیدرولیکی مبتنی بر تزریق دی اکسید کربن مایع در نمونه‌های زغال سنگ با ترکیبات مختلف پرداختند. دستگاه بارگذاری سه محوری فشار قوی برای انجام آزمایش‌های شکست هیدرولیکی، بر روی نمونه‌های زغال سنگ با طول و قطر ۷۶ و ۳۸ میلی‌متر با شبیه‌سازی شرایط مخزن توسعه یافت. چهار نوع زغال سنگ برای مطالعه انتخاب شدند، تمام نمونه‌ها تحت شرایط یکسان (فشار محوری و فشار جانبی به ترتیب ۸ و ۶ مگاپاسکال اعمال شده، نرخ تزریق سیال نیز ۹۰ میلی‌لیتر بر دقیقه است). با دی اکسید کربن مایع به عنوان سیال شکست، مورد آزمایش قرار گرفتند [۵۱].

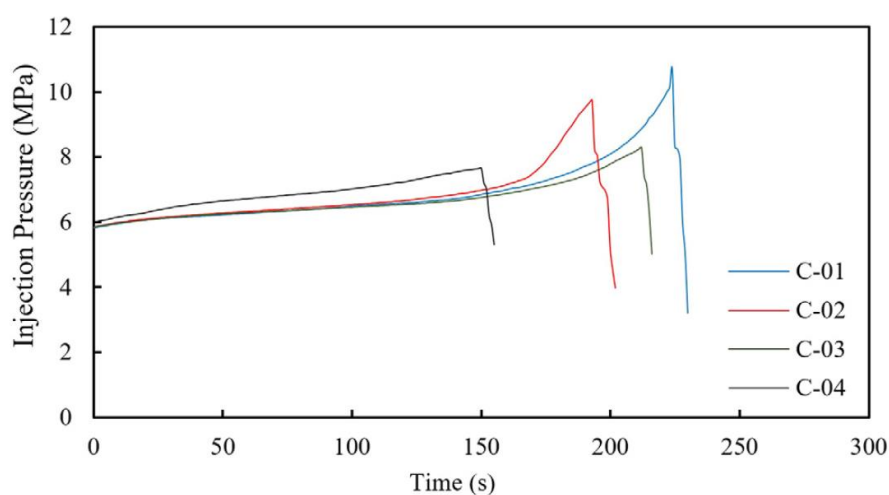
در این مطالعه از آزمایش انتشار آوایی (AE) استفاده شد. تجزیه و تحلیل میکرو سی تی اسکن نمونه‌ها برای ارزیابی و مقایسه مکانیسم‌های شروع شکستگی و انتشار آن نیز انجام شد. نتایج نشان می‌دهد که دی اکسید کربن به دلیل ویسکوزیته کم این پتانسیل را دارد که از طریق ترک‌های اصلی و شبکه منافذ طبیعی به هم پیوسته جریان یابد، ترک‌های ثانویه را به صورت موازی و عمود بر ترک‌های اولیه ایجاد کند. شکل (۳-۵) شبکه شکستگی‌های ایجاد شده در اثر تزریق دی اکسید کربن مایع را نشان می‌دهد. نمونه a دارای بیشترین و نمونه c دارای کمترین مقدار کربن است. در نمونه c بیشترین تعداد شکستگی ایجاد شده است. مقاومت نمونه a بیشتر از نمونه c است. به همین دلیل فشار شکست نمونه a بیشتر از فشار شکست نمونه c است. به طور کلی نمونه‌های زغال سنگ مقاومت

¹ Sampath

پایینی دارند. فشار شکست نمونه با مقاومت بالا ۱۰/۷۱ و نمونه با مقاومت پایین ۷/۶۵ مگاپاسکال شده است [۵۱]. شکل (۳-۶) نمودار فشار تزریق سیال نسبت به زمان چهار نمونه با درصد کربن متفاوت را نشان می‌دهد.

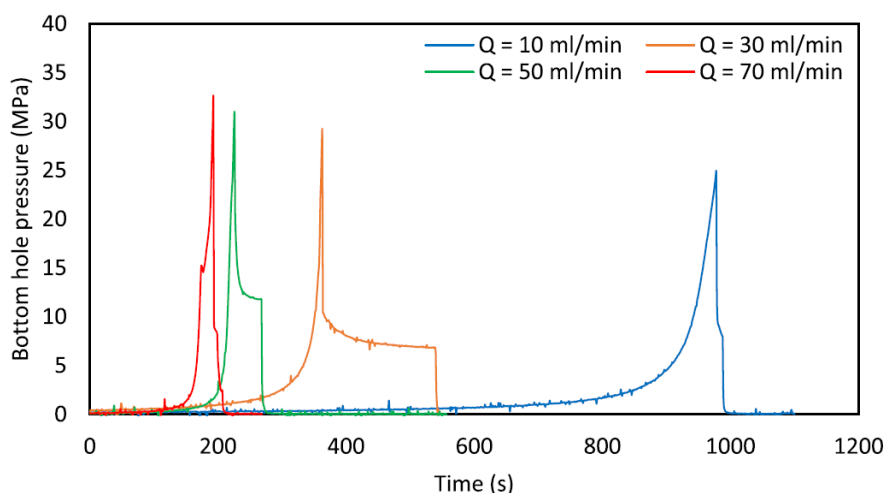


شکل ۳-۵: شبکه شکستگی‌های ایجاد شده در چهار نمونه با درصد کربن متفاوت [۵۱].



شکل ۳-۶: نمودار فشار تزریق سیال نسبت به زمان چهار نمونه با درصد کربن متفاوت [۵۱].

رنجیت^۱ و همکاران (۲۰۱۸) یک سری آزمایش شکست هیدرولیکی جامع، برای بررسی تأثیر نرخ تزریق در ایجاد شکستگی‌ها با سیال مبتنی بر کف، بر روی نمونه‌های شیل انجام دادند. نمونه‌های شیل دارای شکستگی‌های طبیعی بودند، بنابراین قبل از آزمایش، مورد ارزیابی و میکروسی تی اسکن قرار گرفتند. نمونه‌های سنگی مورد استفاده دارای طول و قطر ۱۰۰ و ۵۰ میلی‌متر بودند، گمانه‌ای در مرکز نمونه به قطر ۴ و طول ۵۰ میلی‌متر برای تزریق سیال ایجاد شد. سیال (کف) با ویسکوزیته ۰/۰۶ پاسکال ثانیه، با نرخ‌های تزریق ۱۰، ۳۰، ۵۰ و ۷۰ میلی‌لیتر بر دقیقه در نمونه‌ها تزریق شد. نتایج نشان می‌دهد، هنگامی که نرخ تزریق سیال از ۱۰ به ۷۰ میلی‌لیتر بر دقیقه افزایش می‌یابد، حجم سیال مصرفی حدود ۴۰ درصد افزایش پیدا می‌کند. همچنین نرخ تزریق بالا (۷۰ میلی‌لیتر بر دقیقه) منجر به فشار شکست بیشتر نسبت به نرخ تزریق پایین (۱۰ میلی‌لیتر بر دقیقه) می‌شود [۵۲]. در شکل (۷-۳) نمودارهای فشار ته‌گمانه (فشار سیال) نسبت به زمان در چهار نرخ تزریق ۱۰، ۳۰، ۵۰ و ۷۰ میلی‌لیتر بر دقیقه آورده شده است.



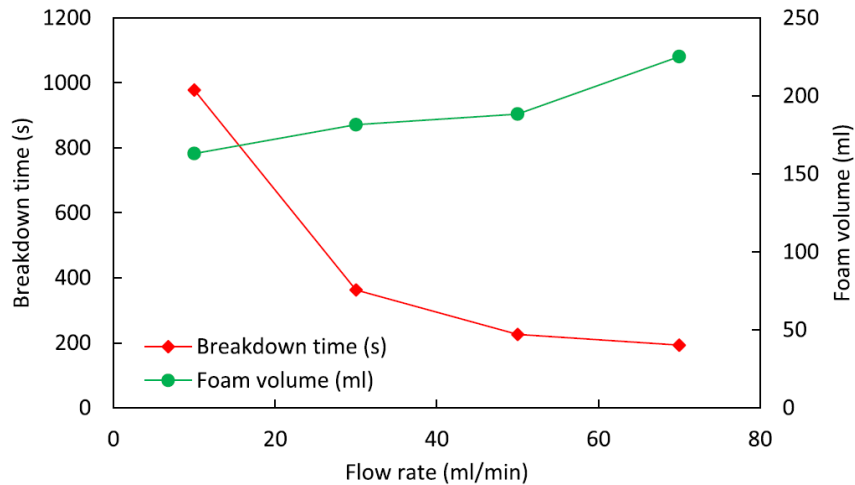
شکل ۷-۳: تغییرات فشار - زمان برای نرخ‌های مختلف تزریق [۵۲].

در این مطالعه آزمایش انتشار آوایی مورد بررسی قرار گرفته و نتایج نشان می‌دهد که انتشار انرژی جمععی با افزایش نرخ تزریق، کاهش می‌یابد. با این حال، انتشار انرژی جمععی با نرخ جریان رابطه

¹ Ranjith

² foam

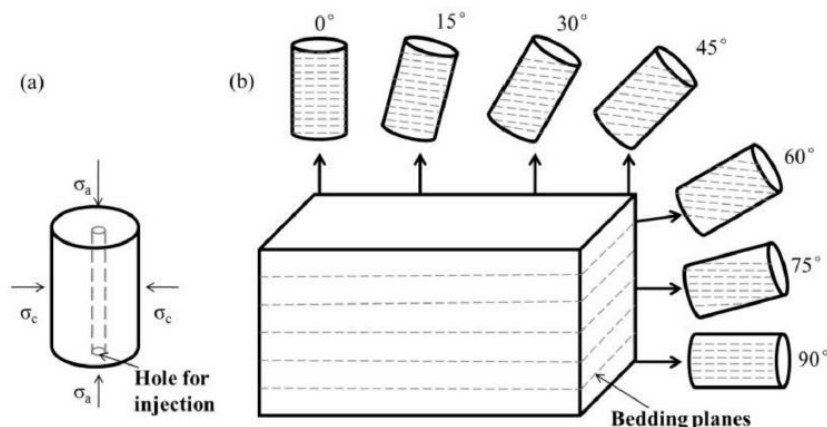
غیرخطی دارد. همچنین انتشار انرژی تجمعی و فشار شکست با یکدیگر رابطه عکس دارند. با افزایش نرخ تزریق زمان رسیدن به فشار شکست نیز کاهش می‌یابد. شکل (۳-۸) تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نرخ‌های مختلف تزریق را نشان می‌دهد.



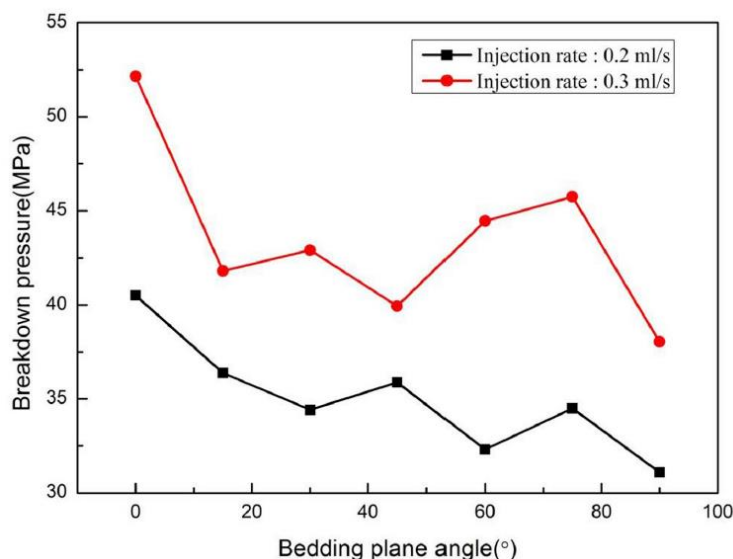
شکل ۳-۸: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نرخ‌های مختلف تزریق [۵۲].

ژانگ^۱ و همکاران (۲۰۱۹) آزمایش‌های شکست هیدرولیکی را برای بررسی شکستگی نمونه‌های شیل، با طول و قطر ۱۰۰ و ۵۰ میلی‌متر، با استفاده از سیال دی اکسید کربن با نرخ‌های تزریق ۰/۲ و ۰/۳ میلی‌لیتر بر ثانیه انجام دادند. طول و قطر گمانه ایجاد شده برای تزریق سیال در وسط نمونه‌ها به ترتیب ۸ و ۱۰۰ میلی‌متر بود. شکل (۳-۹) نمونه‌های تهیه شده برای آزمایش شکست هیدرولیکی را نشان می‌دهد. فشار محصورکننده ۲۰ مگاپاسکال و تنش‌های محوری ۲۵، ۳۰ و ۳۵ مگاپاسکال به ترتیب روی نمونه‌ها اعمال شد. آن‌ها تاثیر فشار شکست و گسترش شکستگی‌ها را در لایه‌بندی با زاویه‌های صفر، ۱۵، ۳۰، ۴۵، ۶۰، ۷۵ و ۹۰ درجه نسبت به افق مورد بررسی قرار دادند. نتایج نشان داد که با افزایش نرخ تزریق فشار شکست افزایش می‌یابد در صورتی که زاویه لایه‌بندی نمونه‌ها نسبت به افق زیاد شود. در هر دو نرخ تزریق (۰/۲ و ۰/۳ میلی‌لیتر بر ثانیه) فشار شکست با افزایش زاویه (افزایش زاویه نسبت به افق) لایه‌بندی نمونه‌ها کاهش می‌یابد [۵۳]. شکل (۳-۱۰) تغییرات فشار شکست در مقابل زاویه لایه‌بندی نمونه‌های شیل را نشان می‌دهد.

¹ Zhang



شکل ۳-۹: نمونه با زاویه لایه‌بندی‌های مختلف برای آزمایش شکست هیدرولیکی [۵۳].

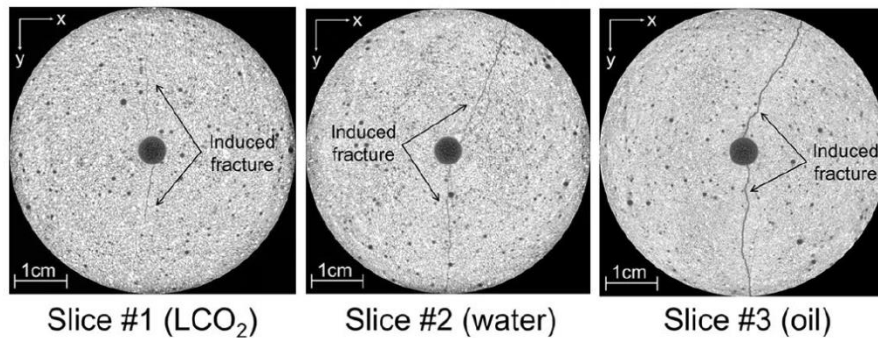


شکل ۳-۱۰: تغییرات فشار شکست در مقابل زاویه لایه‌بندی نمونه‌های شیل [۵۳].

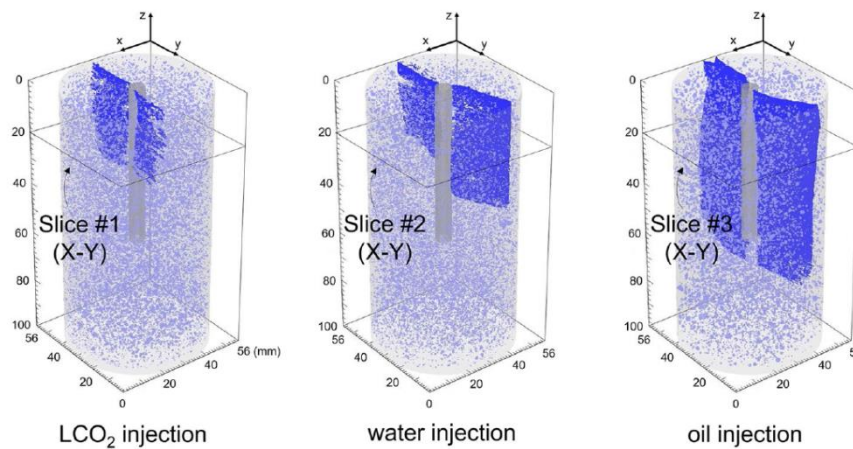
ها^۱ و همکارانش (۲۰۱۸) با استفاده از سه سیال دی اکسید کربن مایع، آب و روغن به مطالعه تأثیر نفوذ سیال بر فشار شکست و رفتار ترک پرداختند. آن‌ها آزمایش‌های شکست هیدرولیکی را بر روی نمونه‌های سیمانی همگن، که طول و قطر آن‌ها به ترتیب ۱۰۰ و ۵۶ میلی‌متر بود، انجام دادند. در مرکز نمونه‌ها گمانه‌ای، با طول و قطر ۶۰ و ۵ میلی‌متر برای تزریق سیال ایجاد کردند. در آزمایش‌های انجام شده، میزان حجم سیال‌های نفوذ کرده به داخل نمونه‌ها اندازه‌گیری شد. زمان و فشار شروع

^۱ Ha

شکستگی‌ها توسط آزمایش انتشار آوایی (AE) حین آزمایش شکست هیدرولیکی نیز اندازه‌گیری شد. نمونه‌های آزمایش شده با سه سیال بعد از آزمایش نیز سی تی اسکن شدند. شکل (۳-۱۱) تصاویر سی تی اسکن گرفته شده از سه نمونه آزمایش شده با سه سیال مختلف را نشان می‌دهد. نتایج بیانگر آن است که با افزایش ویسکوزیته، بازشدگی شکستگی ایجاد شده افزایش می‌یابد. سیال با ویسکوزیته بیشتر (روغن) بیشترین عمق نفوذ در نمونه را داشته است (شکل (۳-۱۲) و شکل (۳-۱۳)) [۵۴].



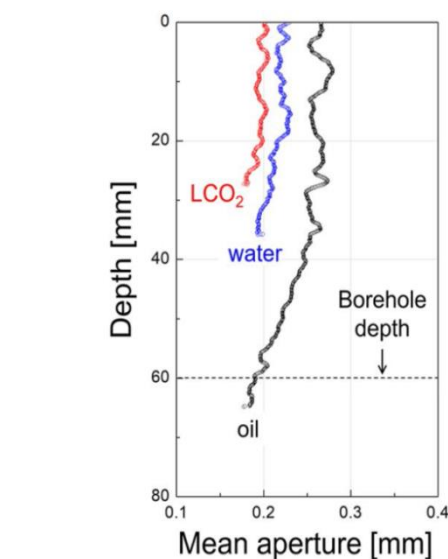
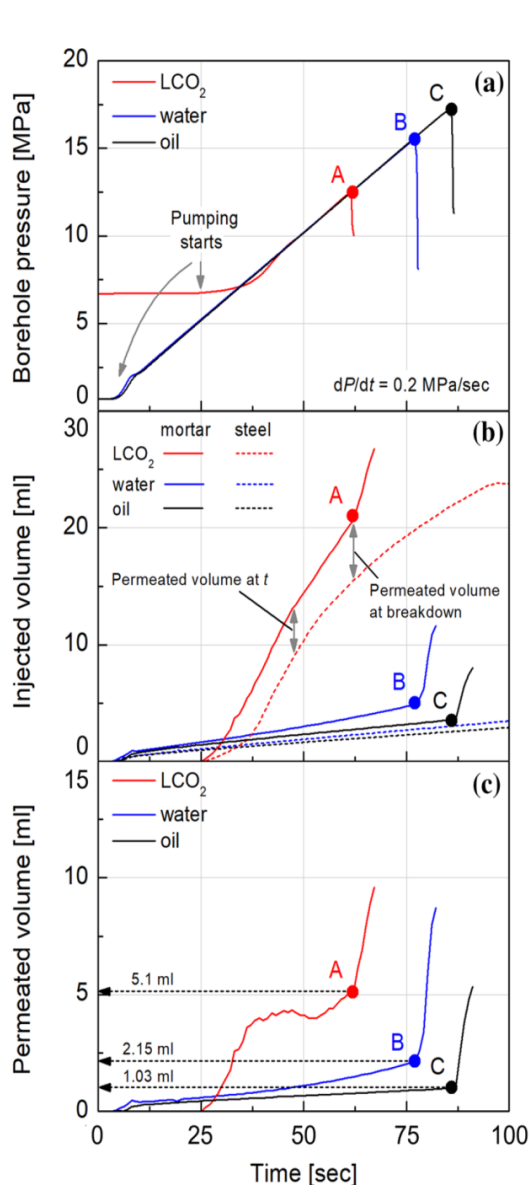
شکل ۳-۱۱: تصاویر سی تی اسکن از سه نمونه آزمایش شده با سه سیال مختلف [۵۴].



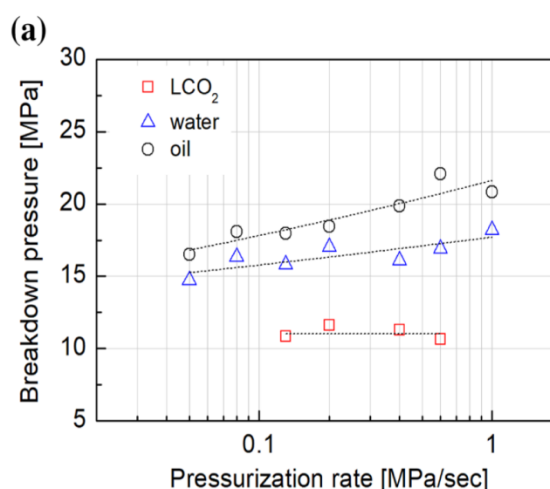
شکل ۳-۱۲: نفوذ سه سیال دی اکسید کربن مایع، آب و روغن در نمونه‌های سیمانی [۵۴].

شکل (۳-۱۴) فشار شکست در نرخ‌های فشار مختلف را نشان می‌دهد. با افزایش ویسکوزیته سیال فشار شکست نیز افزایش می‌یابد (شکل (۳-۱۵) قسمت a). تزریق دی اکسید کربن مایع مقادیر فشار شکست و فشار شروع شکست را، نسبت به دو سیال آب و روغن کاهش می‌دهد. علاوه بر این، در نمونه‌هایی که دی اکسید کربن مایع تزریق شده، سیال به دلیل ویسکوزیته کم (۰/۰۶۳ سانتی‌پواز) در منافذ سنگ به میزان قابل توجهی نفوذ کرده است. بیشترین حجم سیال تزریق شده و حجم سیال

نفوذ کرده در نمونه توسط سیال دی اکسید کربن انجام شده است (شکل (۳-۱۵) قسمت b). می‌توان این‌گونه تفسیر کرد که دی اکسید کربن مایع برای رسیدن به فشار شکست به انرژی تزریق بیشتری نیاز دارد. در این مطالعه به بررسی عددی نیز پرداخته شده است. ترکیب نتایج تجربی و عددی بر نقش نفوذ سیال با ویسکوزیته پایین (شکل (۳-۱۵) قسمت c)، در کاهش فشار شکست و شکستگی‌های ایجاد شده دلالت دارد [۵۴].



شکل ۳-۱۳: میانگین بازشدگی ایجاد شده در طول گمانه [۵۴].



شکل ۳-۱۴: فشار شکست در نرخ‌های فشار مختلف [۵۴].

شکل ۳-۱۵: نمودار فشار گمانه، حجم تزریق شده و حجم نفوذ کرده نسبت به زمان [۵۴].

۳-۳- مطالعات مدل‌سازی

با انجام عملیات شکست هیدرولیکی می‌توان هدایت سیال درون مخزن به چاه را افزایش داد. شکست هیدرولیکی در صورت اجرای صحیح می‌تواند جز کم هزینه‌ترین تکنیک‌های افزایش تولید حداکثری از مخازن باشد. جلوگیری و کاهش حفر چاه‌های جدید با استفاده از این تکنیک با افزایش دامنه تاثیر چاه‌های پیشین، از دیگر کاربردهای این روش در صنعت نفت است [۵۵].

روش‌های عددی مختلفی مانند روش تفاضل‌های محدود^۱، روش اجزای محدود^۲، روش اجزا محدود توسعه یافته^۳، روش اجزا منفصل^۴، روش جابه‌جایی مجزا^۵. برای مدل‌سازی شکست هیدرولیکی وجود دارد. هدف همه روش‌های ارائه شده، تعیین هندسه شکستگی‌های بوجود آمده ناشی از فرآیند شکست هیدرولیکی است [۵۶]. شناخت عوامل اثرگذار در هندسه شکستگی‌ها و عوامل موثر در میزان بهره‌وری مخزن، مهمترین پارامترها در این فرآیند محسوب می‌شوند. در همین راستا فیشر^۶ و همکاران (۲۰۰۴) به بررسی اثر طول ترک‌ها بر میزان بهره‌وری مخزن پرداختند [۵۷]. چن^۷ و همکاران (۲۰۰۹) با مدل‌سازی شکست هیدرولیکی با روش اجزا محدود به بررسی اثر طول ناحیه چسبنده، مقاومت کششی سنگ مخزن و لزجت سیال پرداختند [۵۸]. یائو^۸ و همکاران (۲۰۱۰) به مطالعه اثر سختی شکست و مدول الاستیسیته سنگ، نرخ تزریق، ضریب نشست و لزجت سیال با استفاده از FEM با کمک نرم افزار آباکوس پرداختند [۵۹]. محمدنژاد و خوئی (۲۰۱۳) به مطالعه اثر نفوذپذیری مطلق، دبی تزریق و لزجت سیال پرداخته‌اند [۶۰]. شین^۹ (۲۰۱۳) با ارائه یک مدل عددی به بررسی اثر مدول الاستیسیته، فاصله سوراخ‌ها، تعداد سوراخ‌ها در هر مرحله مشبک‌کاری، دبی سیال ورودی و مدل رئولوژیک سیال ورودی پرداخت [۶۱]. حمیدی و مرتضوی (۲۰۱۴) به مطالعه اثر

¹ Finite Differences Method

² Finite Element Method

³ Extended Finite Element Method

⁴ Discrete Element Method

⁵ Displacement Discontinuity Method

⁶ Fisher

⁷ Chen

⁸ Yao

⁹ Shin

نسبت تنش‌های حداکثر به حداقل افقی در گسل‌های لغزشی، نرمال و معکوس، اثر زاویه اصطکاک سنگ، اثر مدول الاستیسیته، چسبندگی درزه و لزجت سیال در ترک با استفاده از روش DDM و با کمک نرم افزار UDEC پرداخته‌اند [۶۲]. مهرگینی و همکاران (۲۰۱۷) با استفاده از FEM به مطالعه اثر مدول الاستیسیته، ضریب پواسون، ضریب بزرگنمایی تنش^۱، چسبندگی، زاویه اصطکاک و مقاومت کششی سنگ پرداخته‌اند [۶۳]. فنگ و گری^۲ (۲۰۱۷) به مطالعه اثر زاویه مشبک‌کاری و با نرخ تزریق‌های مختلف به بررسی طول شکستگی پرداخته‌اند [۶۴]. کریر و گرانت^۳ (۲۰۱۲) با استفاده از FEM و با استفاده از مدل CZM به مقایسه جواب‌ها در حالات حدی سختی غالب، لزجت غالب، نشت غالب و ذخیره غالب پرداختند [۶۵].

جیل^۴ و همکاران (۲۰۱۱) مطالعات عددی را برای بررسی تأثیر پارامترهای عملیاتی از جمله نرخ جریان تزریق و ویسکوزیته سیال شکستگی در فرآیند شکست هیدرولیکی در سنگ‌های مخزن با شکستگی‌های طبیعی انجام دادند. نتایج نشان داد که بین میزان جریان تزریق و تعداد شکستگی‌های کششی ناشی از تزریق سیال ارتباط مستقیمی وجود دارد. آن‌ها مشاهده کردند که افزایش نرخ جریان تزریق باعث شکست کششی در مدل ارائه شده می‌شود. این امر در درجه اول به دلیل افزایش نرخ جریان، یعنی فشارهای تزریق بالاتر و ایجاد شکستگی‌های کششی بود. همچنین نرخ جریان تزریق پایین باعث شکست برشی در مقایسه با میزان جریان تزریق بالا می‌شود [۶۶]. در مطالعه دیگری ناجل^۵ و همکاران (۲۰۱۱)، کرسه^۶ و همکاران (۲۰۱۳) نیز به این نتایج دست یافتند [۶۷، ۶۸]. حداد و سپهرنوری (۲۰۱۴) به مطالعه اثر نرخ تزریق، لزجت سیال، ضریب نشت، مدول الاستیسیته و ضریب پواسون با استفاده از روش اجزای محدود و با تکنیک مدل ناحیه چسبنده^۷، در نرم افزار آباکوس

¹ *Stress Intensity Factor*

² *Feng and Gray*

³ *Carrier and Granet*

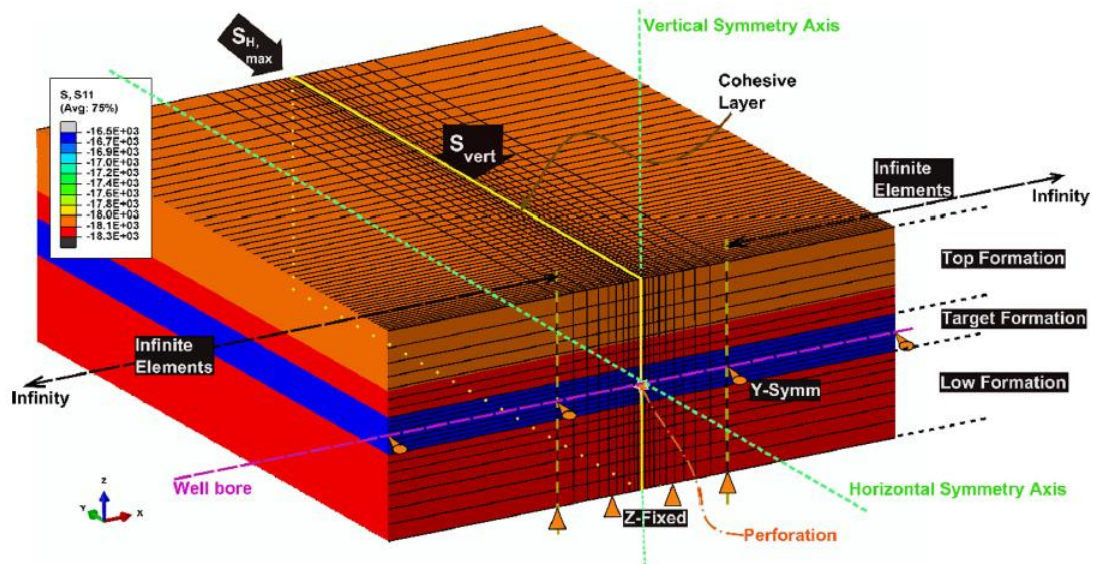
⁴ *Gil*

⁵ *Nagel*

⁶ *Kresse*

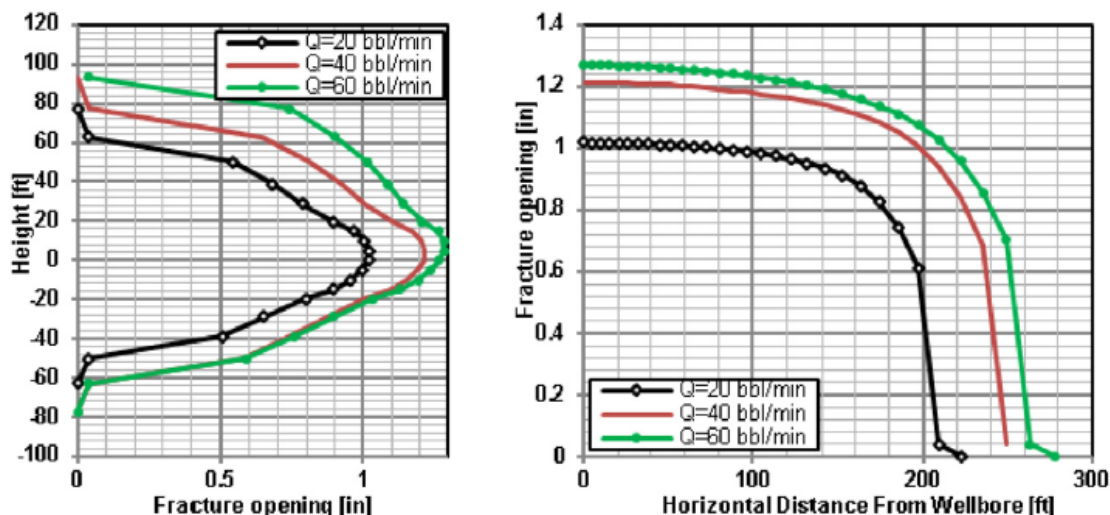
⁷ *Cohesive Zone method*

پرداخته‌اند. شکل (۳-۱۶) مدل ساخته شده در نرم‌افزار آباکوس را نشان می‌دهد. این مدل دارای ابعاد (۴۴۸×۶۸۹×۱۹۷) فوت مکعب بوده و از سه لایه (دو لایه در برگیرنده لایه نفتی و لایه نفتی) تشکیل شده است [۶۹].



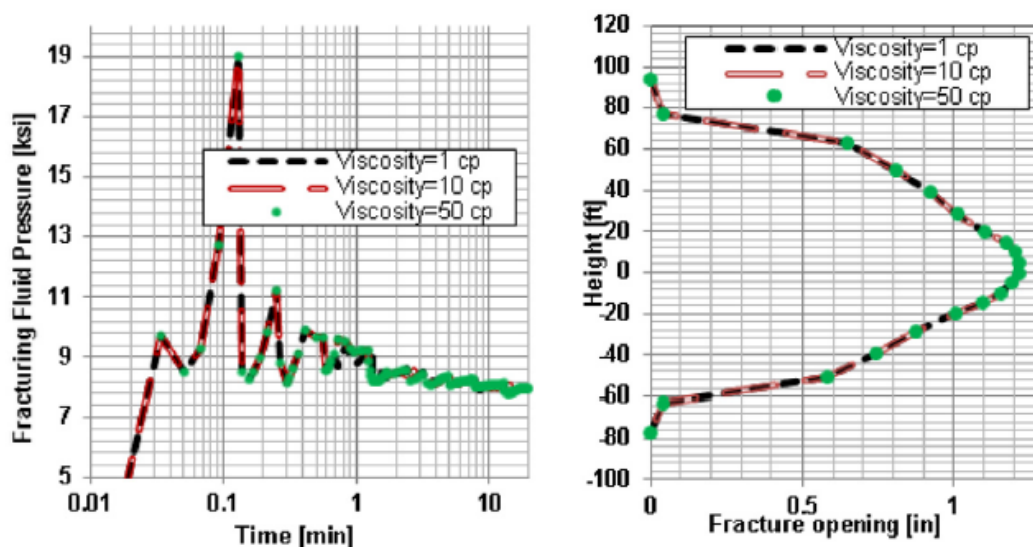
شکل ۳-۱۶: مدل ساخته شده در نرم‌افزار آباکوس [۶۹].

آن‌ها نرخ تزریق ۲۰، ۴۰ و ۶۰ بشکه در دقیقه را مورد بررسی قرار دادند. با افزایش نرخ تزریق سیال بازشدگی شکستگی و ارتفاع شکست افزایش پیدا کرده است. شکل (۳-۱۷) تغییرات بازشدگی نسبت به ارتفاع شکست و تغییرات فاصله افقی از چاه نسبت به بازشدگی شکستگی را نشان می‌دهد. هر چقدر که نرخ تزریق سیال بیشتر می‌شود طول شکستگی نیز افزایش می‌یابد. با افزایش نرخ تزریق از ۲۰ به ۶۰ بشکه در دقیقه، بازشدگی شکستگی از ۱ به ۱/۲۶ اینچ افزایش پیدا کرده است؛ همچنین طول شکستگی از ۲۲۲ به ۲۸۰ فوت تغییر می‌کند. ارتفاع شکست با افزایش نرخ تزریق سیال از ۲۰ به ۶۰ بشکه در دقیقه بسیار بیشتر (حدود ۴۰ فوت) از ۴۰ به ۶۰ بشکه است.



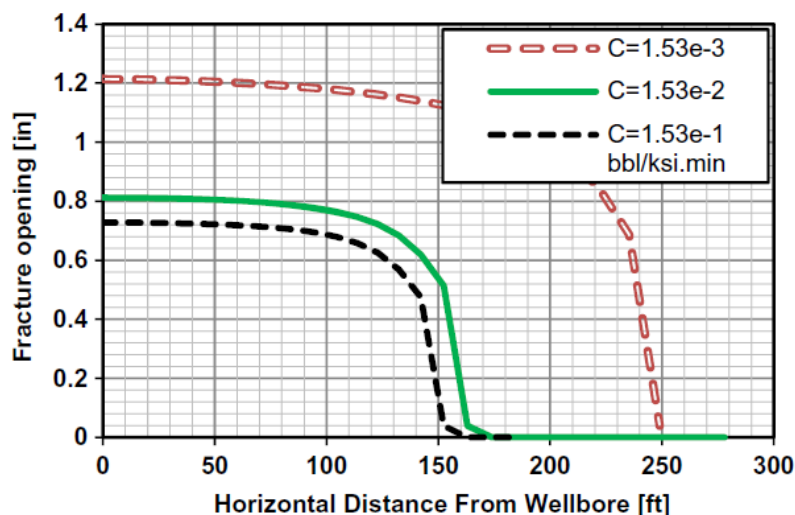
شکل ۳-۱۷: تغییرات ارتفاع و بازشدگی شکستگی در نرخ‌های تزریق مختلف [۶۹].

همچنین تاثیر سیال تزریق با ویسکوزیته‌های ۱، ۱۰ و ۵۰ سانتی‌پواز مورد ارزیابی قرار گرفت. با افزایش ویسکوزیته سیال بازشدگی شکستگی و ارتفاع شکست تغییر چندانی ندارد. تغییرات بازشدگی شکستگی نسبت به ارتفاع شکست و تغییرات فشار سیال شکست در برابر زمان در شکل (۳-۱۸) نشان داده شده است.

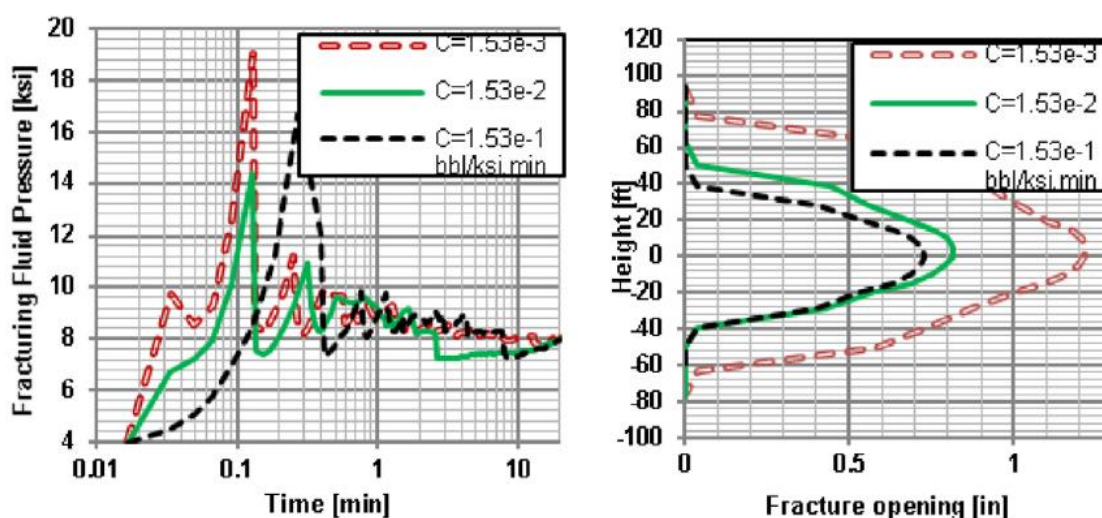


شکل ۳-۱۸: تغییرات ارتفاع و فشار سیال شکست در اثر تزریق سیال با ویسکوزیته‌های مختلف [۶۹].

هر چقدر که ویسکوزیته سیال بیشتر شود، نشت یا هدرروی سیال کاهش می‌یابد. همان‌طور که در شکل (۳-۱۹) مشاهده می‌شود با کاهش ضریب نشت سیال بازشدگی و طول شکستگی افزایش پیدا می‌کند.



شکل ۳-۱۹: تغییرات بازشدگی شکستگی با فاصله گرفتن از چاه با در نظر گرفتن ضریب نشت سیال [۶۹]. همچنین با کاهش ضریب نشت سیال، بازشدگی، ارتفاع شکست و فشار سیال شکست افزایش پیدا می کند (شکل (۳-۲۰)). باید به این نکته توجه کرد که در این مدل شکستگی ها وارد نشده است.



شکل ۳-۲۰: تغییرات ارتفاع و فشار سیال شکست با در نظر گرفتن ضریب نشت سیال [۶۹].

۳-۴- جمع بندی

بسیاری از محققان تأثیر میزان جریان تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال را در فرآیند شکست هیدرولیکی، به صورت تجربی و عددی بررسی کرده اند. در همه این مشاهدات تجربی و عددی تأیید شده است که نرخ جریان تزریق، می تواند به عنوان یک پارامتر کنترل کننده، برای به دست آوردن شبکه شکستگی های بهتر و به منظور دستیابی به حداکثر تولید از منابع هیدروکربوری استفاده شود.

در اکثر مطالعات، محققان از آب یا آب با برخی مواد افزودنی به عنوان سیال شکستگی استفاده کرده‌اند. در برخی موارد، فقط به ویسکوزیته سیالات و نه، به نوع سیال توجه شده است. محققان استفاده از آب را برای مقاصد شکستگی مورد بررسی قرار داده‌اند، آن‌ها سیالات مبتنی بر کف را به عنوان یک سیال شکستگی بهتر از سیال شکستگی معمولی (آب)، معرفی کرده‌اند. به دلیل ماهیت دو فاز سیالات مبتنی بر کف، ممکن است تأثیر نرخ جریان در شکست هیدرولیکی را با سایر سیالات تک فاز متفاوت کند. با توجه به مطالعات ذکر شده در زمینه مدلسازی عددی شکست هیدرولیکی، اثر پارامترهای مختلف روی این فرآیند مطالعه شده است. پارامترهای نرخ تزریق سیال و ویسکوزیته سیال با استفاده از روش عددی اجزای محدود و لایه چسبنده در نرم‌افزار آباکوس، نیز مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفته است.

فصل چهارم

شرح آزمایش‌ها

۴-۱- مقدمه

هدف از ارائه این فصل شرح آزمایش‌های انجام شده، براساس استانداردهای موجود جهانی و در راستای دستیابی به اهداف پایان‌نامه است. در ابتدا نحوه آماده‌سازی نمونه‌ها توضیح داده شد، سپس به مطالعات سنگ‌شناسی، خصوصیات فیزیکی و مکانیک سنگی نمونه‌ها پرداخته خواهد شد. به طور کلی سعی شده است، برنامه آزمایش‌ها تا حد ممکن جامع و در عین حال مختصر و مفید ارائه شود. شکل (۴-۱) مراحل انجام پژوهش را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۱: مراحل انجام پژوهش

۴-۲- آماده‌سازی نمونه‌ها

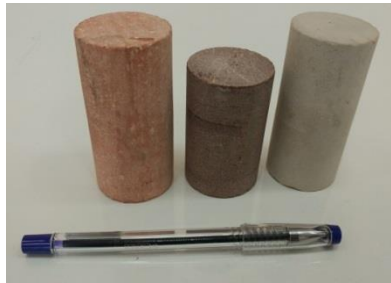
برای تحقق اهداف این پژوهش از نمونه‌های صحرایی (آهک، ماسه‌سنگ، گرانیت، توف)، مخزنی و سیمانی استفاده شده است. گام اول برای انجام آزمایش‌ها تهیه مغزه از بلوک‌های سنگی صحرایی است. بدین منظور با استفاده از دستگاه مغزه‌گیر، موجود در دانشگاه صنعتی شاهرود نمونه مغزه‌های سنگی تهیه، سپس به وسیله دستگاه برش مغزه نمونه‌هایی متناسب برای هر آزمایش تهیه شد. شکل (۲-۴) دستگاه‌های مغزه‌گیر و برش مغزه، شکل (۳-۴) بلوک‌های سنگی صحرایی مغزه گرفته شده و شکل (۴-۴) نمونه مغزه‌های سنگی صحرایی تهیه شده را نشان می‌دهد. در طراحی عملیات شکست هیدرولیکی، داشتن اطلاعات کافی از لایه نفتی (لایه هدف) و لایه‌های در برگیرنده (لایه بالایی و پایینی) لایه نفتی دارای اهمیت است. بنابراین در زمان حفاری چاه‌های نفت و گاز باید از لایه‌های بالا و پایین قسمت تولید کننده نیز نمونه‌گیری (مغزه‌گیری) شود. شکل‌های (۴-۵) و (۴-۶) نیز نمونه سنگ مخزنی مغزه گرفته شده و نمونه‌های مخزنی تهیه شده برای انجام آزمایش‌های مختلف را نشان می‌دهد. در ادامه به طرز ساخت نمونه‌های سیمانی اشاره شده است.



شکل ۴-۲: دستگاه‌های مغزه‌گیر و برش مغزه



شکل ۴-۳: بلوک‌های سنگی صحرایی مغزه گرفته شده (از راست به چپ ماسه‌سنگ، آهک و توف)



شکل ۴-۴: نمونه مغزه‌های صحرایی تهیه شده برای انجام آزمایش‌های مختلف



شکل ۴-۵: نمونه سنگ مخزن مغزه گرفته شده



شکل ۴-۶: نمونه‌های مخزنی تهیه شده برای انجام آزمایش‌های مختلف

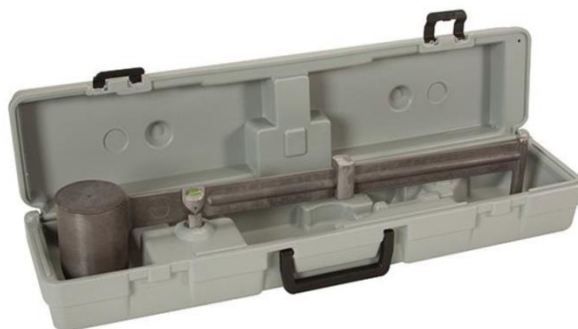
۴-۲-۱- ساخت نمونه‌های سیمانی

برای ساخت نمونه‌های سیمانی مقدار ۱۰۰۰ میلی‌لیتر آب (آب مقطر) و ۴۳۲ گرم سیمان، نیاز است. پس از تهیه آب و سیمان، برای ساخت دوغاب سیمان از همزن برقی استفاده شده است. این دستگاه زمان‌سنج دارد و زمان مخلوط کردن آن به طور اتوماتیک کنترل می‌شود، دارای دو سرعت ۴۰۰۰ و ۱۲۰۰۰ دور در دقیقه است (شکل (۴-۷)).



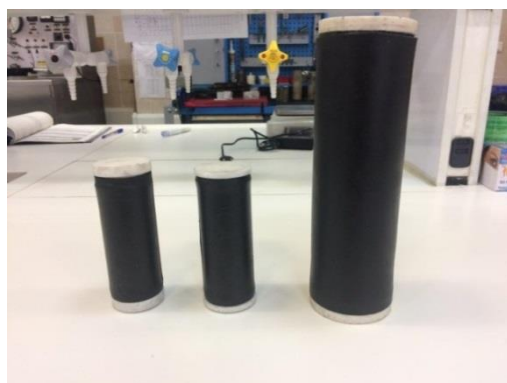
شکل ۴-۷: دستگاه همزن سیمان برای ساخت دوغاب

در ابتدا آب را در داخل همزن ریخته و سرعت ۴۰۰۰ دور در دقیقه اعمال می‌شود. در مدت ۱۵ ثانیه سیمان را به آب اضافه کرده و دور دستگاه به ۱۲۰۰۰ دور بر دقیقه تغییر داده می‌شود. پس از ۳۵ تا ۴۰ ثانیه همزن برقی را خاموش کرده و دوغاب سیمان را برداشته و برای اندازه‌گیری وزن دوغاب سیمان از ترازوی گل استفاده می‌شود. وزن مخصوص دوغاب سیمان را بر حسب پوند بر فوت مکعب (pcf) یا پوند بر گالن (ppg) می‌توان به دست آورد. باید دقت داشت که ترازو کالیبره باشد. شکل (۴-۸) ترازوی اندازه‌گیری وزن دوغاب سیمان را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۸: ترازوی گل برای اندازه‌گیری وزن دوغاب سیمان

با استفاده از این ترازو، وزن دوغاب سیمان ساخته شده ۱۲۰ پوند بر فوت مکعب اندازه‌گیری شد. جهت ساخت نمونه، دوغاب سیمان را در داخل قالب‌های لاستیکی ریخته (شکل ۴-۹) سپس آن‌ها را در داخل دستگاه عمل‌آوری نمونه (شکل ۴-۱۰) قرار می‌دهیم. دوغاب سیمان در محفظه دستگاه از تمام جهات تحت فشار آب قرار گرفته و مطابق با روش استاندارد انجمن نفت آمریکا، دما با نرخ معین و مطابق با شرایط واقعی چاه به آب احاطه‌کننده قالب‌های لاستیکی، حاوی دوغاب اعمال می‌شود. به علت بسته بودن سیستم متعاقب آن فشار نیز به تدریج افزایش می‌یابد.



شکل ۴-۹: قالب‌های لاستیکی حاوی دوغاب در ابعاد مختلف



شکل ۴-۱۰: دستگاه عمل‌آوری نمونه در شرایط دما و فشار

پس از آن که دما و فشار محفظه به مقدار ثابت موردنظر (دمای ۵۰ درجه سانتی‌گراد و فشار ۳۰۰۰ پوند بر اینچ مربع) رسید، نمونه‌ها به مدت ۲۴ ساعت در این شرایط باقی مانده تا به سنگ سیمان تبدیل شوند. پس از بیرون آوردن قالب‌های لاستیکی از دستگاه، نمونه‌های سیمان را از داخل قالب در

آورده و برای مسطح کردن دو سر نمونه، نمونه‌ها به بخش تراشکاری انتقال داده می‌شوند. شکل (۴-۱۱) نمونه‌های سیمان ساخته شده را نشان می‌دهد.



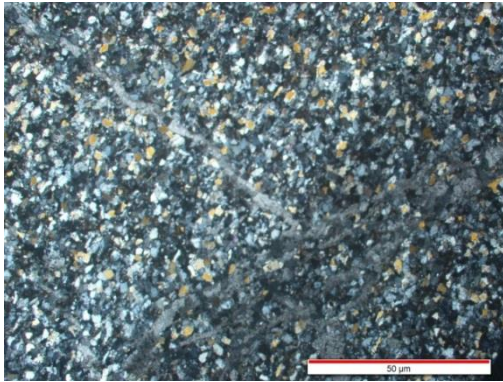
شکل ۴-۱۱: نمونه‌های سیمان ساخته شده

پس از تهیه نمونه‌های سنگی باید مطالعات سنگ‌شناسی بر روی آن‌ها انجام شود، تا ماهیت آن‌ها مشخص شود و بتوان از نتایج این مطالعات در تجزیه و تحلیل آزمایش‌های دیگر استفاده کرد. در ادامه به مطالعات سنگ‌شناسی نمونه‌های صحرایی و مخزنی پرداخته شده است.

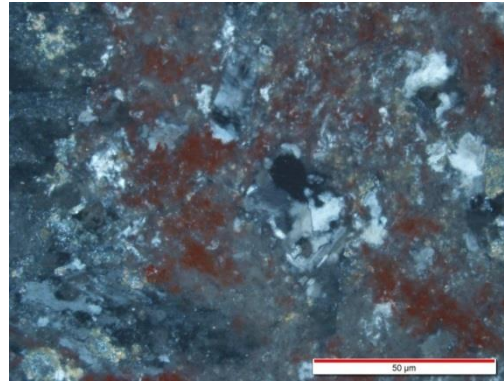
۴-۳- مراحل انجام مطالعه میکروسکوپی نمونه‌ها

الف) آماده‌سازی مقاطع نازک از سنگ: در بخش قبل مراحل تهیه مقطع نازک گفته شد. در آزمایشگاه نیز بهتر است بیش از یک مقطع میکروسکوپی (حداقل سه تا) از هر سنگ تهیه و مطالعه شود.

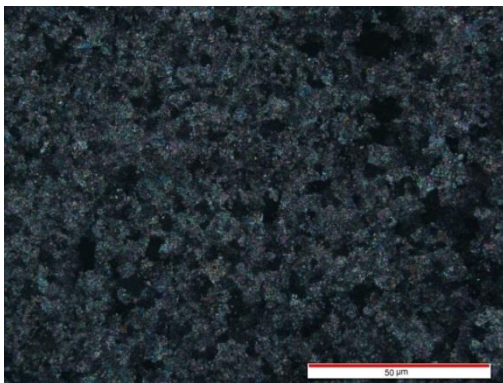
ب) مطالعه مقاطع نازک: مطالعه کانی‌های موجود در یک مقطع نازک میکروسکوپی فقط باید توسط شخصی که تجربه کافی در این زمینه را دارد صورت گیرد، در حالی که تحلیل مودال را هر کسی می‌تواند تحت نظر یک متخصص سنگ‌شناسی انجام دهد. برای مطالعه کانی‌های موجود در یک مقطع میکروسکوپی روش‌های مختلفی وجود دارد. با این روش‌ها می‌توان نوع زمین‌شناسی سنگ را مشخص نمود. [۷۰]. برای مطالعه میکروسکوپی نمونه‌های صحرایی، از هر نمونه سنگ تعداد سه مقطع نازک تهیه شد. برای مطالعه از میکروسکوپ دانشکده علوم زمین دانشگاه صنعتی شاهرود استفاده شد. شکل (۴-۱۲) تصویر مقاطع نازک در زیر میکروسکوپ را نشان می‌دهد.



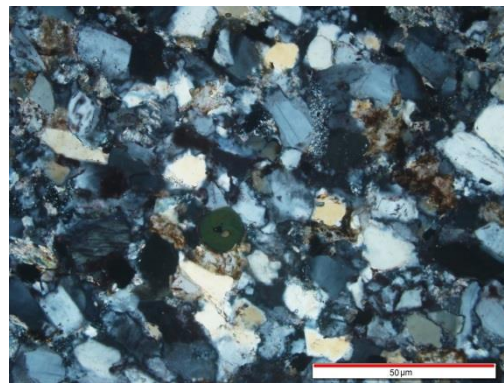
ماسه سنگ



توف



آهک



گرانیت

شکل ۴-۱۲: تصویر مقاطع نازک نمونه‌ها در زیر میکروسکوپ (مقیاس ۵۰ میکرومتر)

همان‌طور که در شکل (۴-۱۲) مشاهده می‌شود، نمونه سنگ گرانیت از دانه‌بندی درشت‌تری نسبت به دیگر نمونه‌ها برخوردار است. در نمونه توف کانی‌های کوارتز در زمینه سنگ پراکنده شده‌اند. زمینه سنگ از کانی‌های پلاژیوکلاز تشکیل شده که دارای بافتی (خمیری) متراکم است. کانی کوارتز در سه نمونه گرانیت، توف و ماسه‌سنگ مشاهده می‌شود. دانه‌های کوارتز در نمونه گرانیت بزرگتر از نمونه توف و ماسه‌سنگ است؛ همچنین دانه‌های کوارتز در نمونه توف بزرگتر از نمونه ماسه‌سنگ است. بیشترین و کمترین فراوانی کانی کوارتز به ترتیب در نمونه گرانیت و توف است، بنابراین از لحاظ مقاومت می‌تواند بسیار تاثیر گذار باشد. نمونه سنگ آهک نسبت به سه نمونه دیگر همگن‌تر بوده و تخلخل در این نمونه سنگ از نوع حفره‌ای است. در نمونه ماسه‌سنگ درزه‌ها و شکستگی‌هایی در نمونه موجود بوده که تعدادی توسط سیمان کلسیت و سریسیت پر شده است. این درزه‌ها و شکستگی‌های پر شده در مقاومت سنگ اثر می‌گذارد و عامل ضعف سنگ محسوب می‌شود. پس از مطالعه مقاطع نازک چهار نمونه سنگ، نتایج به دست آمده در جدول (۴-۱) نیز آورده شده است.

جدول ۴-۱: نتایج مطالعه مقاطع نازک نمونه‌های سنگی صحرایی

۱) نتایج مقطع نازک شماره یک
کانی‌های اصلی: کوارتز، آلکانی فلدسپار (ارتوز) و پلاژیوکلاز است.
کانی‌های ثانویه: سرپسیت و کلسیت به صورت رگه‌ای، شکستگی‌ها را پر کرده است.
کانی‌ها به صورت فراوانی از زیاد به کم: کوارتز (بی شکل)، ارتوز (خود شکل یا نیمه شکل دار)، پلاژیوکلاز (نیمه شکل دار) و میکروکلاز
نمونه دارای بافت دانه ریز و در حد دانه شکر، اندازه کانی‌ها کوچکتر از یک میلی‌متر
سیمان لابه‌لای دانه‌های کوارتز به صورت آهکی است، فضای خالی کم و بیشتر فشردگی دارد.
کوارتز به صورت ریز دانه و فاقد شکل در زمینه پراکنده شده است.
نام سنگ: ماسه سنگ (سنگ رسوبی)
۲) نتایج مقطع نازک شماره دو
کانی‌های اصلی: پلاژیوکلاز (بی شکل)، کوارتز
کانی‌های فرعی: کلریت، اکسید آهن
دانه‌های کلریت حفره‌های سنگ را پر کرده‌اند.
زمینه سنگ کانی‌های پلاژیوکلاز است، دارای بافتی (خمیری) متراکم هستند. کانی‌های کوارتز در زمینه سنگ پراکنده شده‌اند.
نمونه دگرسان شده است.
نام سنگ: توف سیلیسی (سنگ آذرآواری)
۳) نتایج مقطع نازک شماره سه
کانی‌های کلسیت دانه‌ای در کنار یکدیگر قرار دارند. دانه‌ها بی‌شکل و اندازه دانه‌ها کوچکتر از ۲۰۰ میکرون است. ابعاد کلسیت در حد نانومتر، نحوه تماس دانه‌ها با زاویه ۱۲۰ درجه (پلی گونال) است
نام سنگ: مرمریت، آهک بلورین یا آهک کریستاله
۴) نتایج مقطع نازک شماره چهار
کانی‌های اصلی: کوارتز، فلدسپارها (خود شکل تا نیمه شکل دار)، بیوتیت
کانی‌های فرعی: زیرکن، آپاتیت، مسکوویت
ابعاد دانه‌ها: کوچکتر از ۱/۳ میلی‌متر
نام سنگ: گرانیت (سنگ آذرین)

۴-۳-۱- نتایج بررسی و مطالعه نمونه‌های مخزنی (دستی و مقاطع میکروسکوپی)

ویژگی‌های مهندسی و خواص ژئومکانیکی سنگ‌ها، کاملاً متأثر از ویژگی‌های پتروگرافی آن‌ها هستند، به طوری که بدون دانستن خصوصیات پتروگرافی سنگ‌ها نمی‌توان درک درستی از رفتار مهندسی آن‌ها داشت. جهت داشتن ارزیابی درست از این خصوصیات، باید از شرایط زمین‌شناسی و محیط تشکیل سنگ، اطلاعات مناسبی در اختیار باشد. در پتروگرافی سنگ‌ها موارد متعددی همچون جنس کانی‌های اصلی و فرعی، زمینه سنگ، درصد فراوانی اجزا تشکیل دهنده، تخلخل و حفرات سنگ، تغییرات ثانویه سنگ و غیره مورد بررسی قرار می‌گیرد [۷۰]. به همین منظور با تهیه مقاطع نازک از سه نمونه سنگ مخزنی خصوصیات پتروگرافی آن‌ها به شرح زیر مطالعه شده است.

نتایج مطالعه نمونه اول:

از نظر ماکروسکوپی بافت سنگ کاملاً متبلور بوده و مقادیر زیادی تخلخل از نوع حفره‌ای^۱ در سطح نمونه مشاهده می‌شود. در نمونه دستی قسمتی از سنگ با اسید به راحتی می‌جوشد و بعضی از قسمت‌ها سخت‌تر می‌جوشد. احتمالاً سنگ آهکی است که دولومیتی شدن را متحمل شده است. رنگ سنگ خاکستری تیره است و آثار کمی از فسیل‌های نامعلوم به همراه شکستگی‌هایی که با کلسیت درزه‌ها را پر کرده است، قابل شناسایی است.

مطالعات میکروسکوپی نشان دادند که صد در صد سنگ از کربنات تشکیل شده است. سنگ اولیه یک سنگ آهک میکرایتی کربنات کلسیم (CaCO_3) بوده است و در اثر دولومیتی شدن به صورت پراکنده سنگ تحت تاثیر این فرآیند قرار گرفته است. حدود ۱۰ تا ۴۰ درصد سنگ دولومیتی شده است و بلورهای دولومیت دارای شکل هندسی و خود شکل هستند. بیشتر انحلال‌های صورت گرفته در بخش دولومیتی حادث شده است. تخلخل‌ها از نوع حفره‌ای بوده و اجزای اصلی شامل خرده‌های اسکلتی و اینتراکلاست است. درزه‌ها و شکستگی‌هایی در نمونه موجود بوده و تعدادی توسط سیمان کلسیتی پر شده است (شکل (۴-۱۳)). از دیگر تشکیل دهنده‌ها می‌توان به حضور بلورهای اتومورف پیریت و دانه‌های تخریبی کوارتز اشاره کرد که کمتر از یک درصد سنگ را شامل می‌شود. بخش‌های که دانه ریز است احتمالاً با رنگ آمیزی مشخص خواهد شد که آیا دولومیتی شده است یا خیر، ولی میزان کمی از دولومیتی شدن را متحمل شده است زیرا در نمونه دستی با ریختن اسید می‌جوشد. پس می‌توان دریافت دو بافت دانه درشت (بلورهای اتومورف دولومیت) و متن دانه ریز دو ترکیب متفاوت دارند. براساس مطالعات صورت گرفته نام سنگ در نمونه دستی، سنگ آهک دولومیتی تشخیص داده شده و براساس طبقه‌بندی فولک و دانه‌ها در رده بایومیکرایت دولومیتی شده^۲ قرار می‌گیرد.

^۱ Vugy^۲ Dolomitized bioclast wackstone

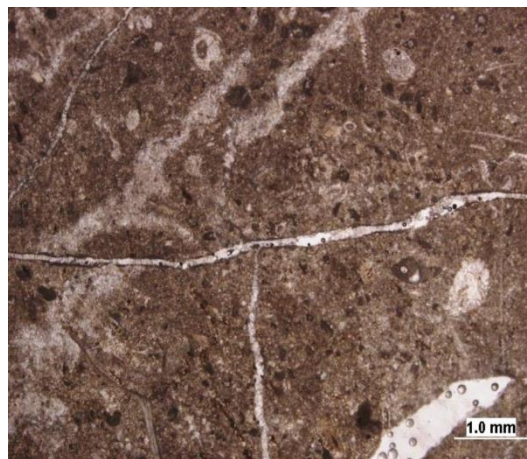
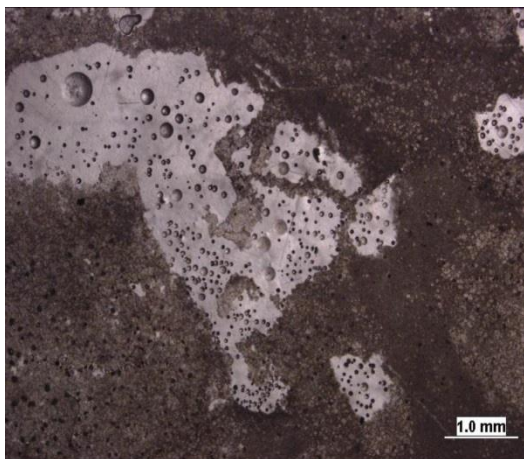
نتایج مطالعه نمونه دوم:

بیش از ۹۷ درصد متن اصلی سنگ را کربنات کلسیم (میکرایت) از نوع کلسیت تشکیل می‌دهد. فسیل‌های موجود عمدتاً از نوع پلاژیک بوده و دارای سن سنومانین است. مقادیر کمتری دانه‌های پیریت اتوژنیک (در جزا) به صورت پراکنده در فرم دانه تمشکی در متن پراکنده است. که اکثراً در اثر آلتراسیون به اکسید آهن و گوتیت تبدیل شده است. نمونه فاقد تخلخل و فضای خالی است و شکستگی در حد بسیار کم دیده می‌شود که معمولاً با سیمان کلسیتی پر شده است. در واقع بافت سنگ همگن و متراکم است (شکل (۴-۱۴)). از نظر ماکروسکوپی نمونه در ظاهر بسیار متراکم است و با هیدروکلریک اسید به راحتی می‌جوشد (سنگ آهک) و آثار شکستگی در سنگ دیده نمی‌شود. آثار کمی از اکسیدهای آهن و خرده‌های فسیل به صورت پراکنده در سطح نمونه مشاهده می‌شود. براساس مطالعات صورت گرفته نام سنگ در نمونه دستی، سنگ آهکی با آثار فسیل تشخیص داده شده و مطابق با طبقه‌بندی فولک و دانهام در رده بایومیکرایت/ وکستون بایو کلاستی قرار می‌گیرد.

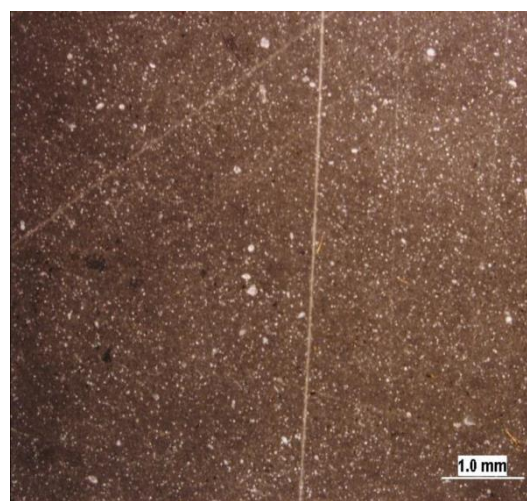
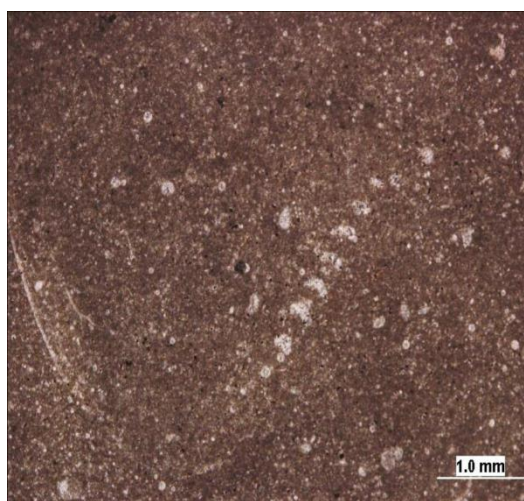
نتایج مطالعه نمونه سوم:

از نظر میکروسکوپی اجزای اصلی سنگ کربناته بوده و آلوکم‌های سنگ شامل خرده‌های اسکلتی (فرامینفرا) از نوع مولوسکا است. از دیگر اجزا می‌توان به خرده‌های جلبکی (انکوئید) نیز اشاره کرد. مقادیر کمی اینتراکلاست همراه با تخلخل زیادی در متن سنگ مشاهده می‌شود. عمده این تخلخل‌ها از نوع حفره‌ای و نیز درون ذره‌ای^۱ هستند. بافت سنگ همگن نیست و تخلخل قالبی در نمونه‌های فسیل حل شده قابل رویت است (شکل (۴-۱۵)). از نظر ماکروسکوپی بافت سنگ در نمونه دستی همگن نیست و در سطح سنگ منافذی بسیار کوچک و ریز به فرم حفره‌ای مشاهده می‌شود. براساس مطالعات صورت گرفته نام سنگ در نمونه دستی، سنگ آهکی با آثار فسیل تشخیص داده شده و براساس طبقه‌بندی فولک و دانهام در رده بایو کلاستی وکستون/ بایومیکرایت قرار می‌گیرد.

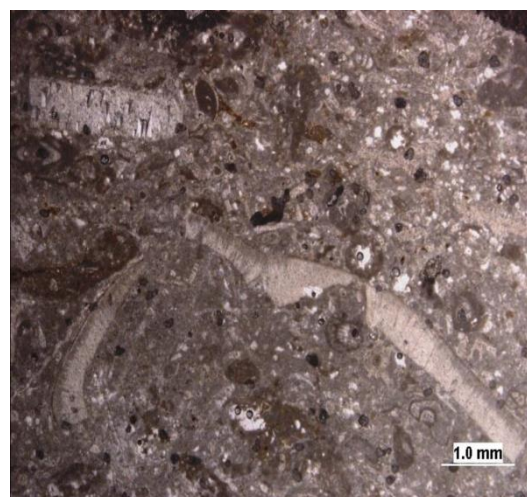
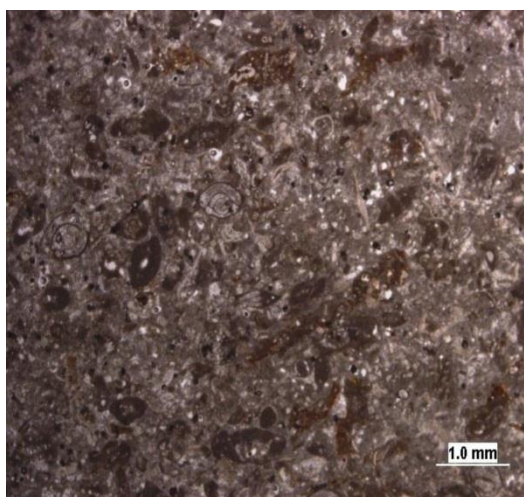
¹ Intragranular porosity



شکل ۴-۱۳: تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی از نمونه اول (مقیاس یک میلی‌متر)



شکل ۴-۱۴: تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی از نمونه دوم (مقیاس یک میلی‌متر)



شکل ۴-۱۵: تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی از نمونه سوم (مقیاس یک میلی‌متر)

۴-۴ - مطالعات (XRD)^۱

با آنالیز XRD، کانی‌شناسی بخش‌های کوچک (کوچکتر از دو میکرون) را می‌توان با سرعت و دقت بالایی تعیین کرد [۷۱]. تجزیه و تحلیل پراش پرتو ایکس (XRD) برای شناسایی کانی‌شناسی نمونه‌های انتخابی انجام شد. دستگاه (XRD) استفاده شده در این پژوهش، در شکل (۴-۱۶) نشان داده شده است.



شکل ۴-۱۶: تصویری از دستگاه (XRD) استفاده شده در این پژوهش

همچنین، شرایط ابزار انتخابی نیز برای تجزیه و تحلیل XRD در جدول (۴-۲) و نتایج مطالعات XRD برای نمونه‌های صحرائی در جدول (۴-۳) آورده شده است.

جدول ۴-۲: شرایط ابزار برای تجزیه و تحلیل XRD

Description	Parameter
Radiation	Cu K α 1.5406
Generator	40 kV 0.7 mA
Angular Range	5°-65° 2 θ
Time/Step	1s
Step Size	0.02° 2 θ
Divergence Slit	0.5mm
Anti-Scatter Slit	0.5°
Slit Type	Fixed
Rotation Speed	120 rpm
Measurement Temperature	25 °C

¹ X-ray Diffraction

جدول ۴-۳: نتایج مطالعات XRD نمونه‌های صحرایی

نمونه	درصد ترکیب شیمیایی تشکیل دهنده سنگ
آهک	۹۸ درصد دولومیت و ۲ درصد کانی‌های دیگر
گرانیت	۵۱ درصد کوارتز، ۱۰ درصد پتاسیم فلدسپار، ۱۸ درصد پلاژیوکلاز فلدسپار، ۲۰ درصد بیوتیت و یک درصد کانی‌های دیگر
توف	۲۹ درصد کوارتز، ۵۴ درصد سانیدین، ۱۴ درصد کلریت، و ۳ درصد کانی‌های دیگر
ماسه‌سنگ	۴۰ درصد کوارتز، ۱۰ درصد بیوتیت، ۱۵ درصد ایلیت، ۳۳ درصد ارتوکلاز، ۲ درصد کلسیت

۴-۵- مطالعات خصوصیات فیزیکی و پتروفیزیکی نمونه‌ها

از مهمترین خصوصیات فیزیکی و پتروفیزیکی مورد استفاده براساس استاندارد ASTM -08 D5446 و ISRM جهت ارزیابی سنگ‌ها می‌توان به چگالی، تخلخل و نفوذپذیری اشاره داشت [۷۲]. در ادامه به طور مختصر این خصوصیات شرح داده شده است. چگالی نمونه‌های صحرایی، مخزنی و سیمانی محاسبه شده و در جدول (۴-۴) آورده شده است.

جدول ۴-۴: چگالی نمونه‌های مورد مطالعه

نمونه	چگالی (گرم بر سانتی‌متر مربع)	نمونه	چگالی (گرم بر سانتی‌متر مربع)
آهک	۲/۷۰	تیپ یک	۲/۷۲
ماسه‌سنگ	۲/۵۶	تیپ دو	۲/۳۲
توف	۲/۲۴	تیپ سه	۲/۰۷
گرانیت	۲/۶۳	تیپ چهار	۲/۲۱
سیمان	۱/۸۸-۱/۹۱	تیپ پنج	۲/۴۷
		تیپ شش	۲/۷۰

تخلخل عبارت است از نسبت حجم فضاهای خالی به حجم کل سنگ و معمولاً با حرف لاتین ϕ و بر حسب درصد بیان می‌شود. مقادیر تخلخل نمونه‌های صحرایی و سیمانی در جدول (۴-۵) و نمونه‌های مخزنی در جدول (۴-۶) آورده شده است.

جدول ۴-۵: مقادیر تخلخل نمونه‌های صحرایی و سیمانی

نمونه	تخلخل (درصد)
آهک	۴/۲۱
ماسه‌سنگ	۲/۰۵
توف	۱۱/۸۱
گرانیت	۰/۸
سیمان	۱۳/۵

جدول ۴-۶: مقادیر تخلخل نمونه‌های مخزنی

شماره نمونه	تخلخل (درصد)	شماره نمونه	تخلخل (درصد)	شماره نمونه	تخلخل (درصد)
۱-۱۱	۱/۱۸	۳-۱۴	۳۱/۹۸	۵-۵	۲۵/۹۸
۱-۱۳	۱/۷۰	۳-۲۴	۳۱/۰۴	۵-۲۰	۲۴/۶۳
۱-۱۵	۴/۰۱	۳-۲۶	۳۳/۸۱	۵-۲۶	۱۸/۳۶
۲-۸	۷/۰۳	۴-۱۰	۳۰/۹۷	۶-۷	۷/۱۵
۲-۱۱	۱۱/۹۸	۴-۲۱	۲۲/۳۶	۶-۹	۸/۰۴
۲-۱۴	۱۹/۹۶	۴-۲۲	۲۲/۲۸	۶-۱۲	۶/۸۴

مقدار نفوذپذیری سازند از مهم‌ترین دلایل انتخاب شکست هیدرولیکی است. پیش‌بینی اثر تحریک چاه در بسیاری از مواقع با استفاده از مقدار نفوذپذیری انجام می‌شود. [۷۳]. چاه‌های با نفوذپذیری ۱۰ میلی داری و بالاتر کاندیدای مناسبی برای اسید زنی هستند، در حالی که مخازن نفتی با نفوذپذیری ۱ تا ۵۰ میلی داری نیاز به بررسی بیشتری دارند، تا به عنوان کاندیدای مناسب برای عملیات تحریک سازی انتخاب شوند. در مخازن گازی نیز نفوذپذیری کمتر از ۰/۱ میلی داری مطلوب‌ترین گزینه برای شکست هیدرولیکی به حساب می‌آیند [۷۴]. برای تعیین نفوذپذیری از گاز خشک به عنوان یک سیال استاندارد استفاده می‌شود. زیرا این گاز کمترین واکنش را با سنگ‌ها دارد و به راحتی قابل استفاده است. شکل (۴-۱۷) اندازه‌گیری نفوذپذیری با استفاده از گاز خشک را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۱۷: اندازه‌گیری نفوذپذیری با استفاده از گاز خشک

پس از اندازه‌گیری نفوذپذیری نمونه‌های صحرایی و سیمانی نتایج در جدول (۴-۷)، همچنین نفوذپذیری نمونه‌های مخزنی در جدول (۴-۸) نیز آورده شده است.

جدول ۴-۷: مقادیر نفوذپذیری نمونه‌های صحرایی و سیمانی

نمونه	نفوذپذیری قائم (μd)	نفوذپذیری افقی (μd)
آهک	۱	۲/۵
ماسه‌سنگ	۹	۱۲
توف	۷۳	۲۱۵
گرانیت	۰/۱	۴
سیمان	۱۰	-

جدول ۴-۸: مقادیر نفوذپذیری نمونه‌های مخزنی

شماره نمونه	نفوذپذیری (md)	شماره نمونه	نفوذپذیری (md)	شماره نمونه	نفوذپذیری (md)
۱-۱۱	۰/۰۲	۳-۱۴	۴/۳	۵-۵	۷/۶۵
۱-۱۳	۰/۰۱	۳-۲۴	۵/۱۲	۵-۲۰	۳/۴۶
۱-۱۵	۰/۰۴	۳-۲۶	۳/۸	۵-۲۶	۱/۳۱
۲-۸	۰/۱۱	۴-۱۰	۳/۳۶	۶-۷	۰/۰۴۶
۲-۱۱	۰/۵۲	۴-۲۱	۳/۴۲	۶-۹	۰/۰۲۶
۲-۱۴	۰/۹۵	۴-۲۲	۳/۲۷	۶-۱۲	۰/۰۴۹

۴-۶- سرعت امواج التراسونیک

به منظور دستیابی به مقاومت سنگ بکر و میزان ترک‌دار بودن آن، آزمایش انتشار سرعت امواج التراسونیک بر روی نمونه‌های سنگی بر مبنای استاندارد ASTM D2845 انجام می‌گیرد. سرعت امواج التراسونیک متشکل از دو نوع موج طولی (P) و موج عرضی (S) بوده که رایج‌ترین آن‌ها موج طولی است. سرعت امواج اندازه‌گیری شده نشان دهنده میزان تراکم ذرات و نحوه ارتباط آن‌ها است و همچنین وابستگی زیادی به میزان تخلخل و درزه دار بودن سنگ، ترکیب کانی شناسی، بافت، اندازه دانه‌ها، دانسیته، ناهمسانگردی، درجه اشباع و درجه حرارت دارد [۷۰]. آنون^۱ (۱۹۷۹) تقسیم‌بندی را بر مبنای سرعت موج طولی جهت توصیف سرعت موج در سنگ‌ها براساس جدول (۴-۹) ارائه کرد.

^۱ Anon

جدول ۴-۹: طبقه بندی سنگ‌ها بر مبنای سرعت موج طولی (P) [۷۵].

سرعت موج (کیلومتر بر ثانیه)	کمتر از ۲/۵	۲/۵-۳/۵	۳/۵-۴	۴-۵	بیشتر از ۵
توصیف	خیلی پایین	پایین	متوسط	بالا	خیلی بالا

۴-۶-۱- آزمایش التراسونیک

هدف از انجام این آزمایش، محاسبه اندازه سرعت امواج فشاری و برشی در طول نمونه سنگ است. تا با استفاده از این مقادیر و جایگذاری آن‌ها در روابط تحلیلی موجود، تعدادی از پارامترهای مورد نیاز در طراحی‌ها مانند مدول یانگ دینامیکی، مدول بالک دینامیکی، ضریب پواسون دینامیکی، پارامتر لامه و مدول برشی را بدست آورد. شکل (۴-۱۸) دستگاه مربوط به آزمایش‌های التراسونیک را نشان می‌دهد. در جدول‌های (۴-۱۰) تا (۴-۱۳) داده‌های مربوط به آزمایش‌های التراسونیک نمونه‌های آهک، توف، ماسه‌سنگ و مخزنی آورده شده است.



شکل ۴-۱۸: دستگاه آزمایش التراسونیک

جدول ۴-۱۰: نتایج آزمایش التراسونیک برای نمونه سنگ‌های آهک

شماره نمونه	قطر (mm)	ارتفاع (mm)	V_s (m/s)	V_p (m/s)	E (GPa)	G (GPa)	نسبت پواسون	K (GPa)	λ (GPa)
MH-۱	۳۸/۷۱	۷۹/۹۶	۲۹۳۱	۵۰۵۴	۵۸	۲۳	۰/۲۵	۳۸	۲۳
MH-۲	۳۸/۷۲	۸۰/۰۱	۳۱۴۸	۵۳۵۹	۶۷	۲۷	۰/۲۴	۴۲	۲۴
MH-۳	۳۸/۷۶	۸۰/۰۴	۳۰۷۶	۵۳۲۵	۶۴	۲۵	۰/۲۵	۴۲	۲۵
MH-۴	۳۸/۷۰	۷۹/۹۵	۳۱۲۵	۵۱۶۸	۶۴	۲۷	۰/۲۱	۳۷	۱۹
MH-۵	۳۸/۷۰	۸۰/۰۸	۳۱۳۴	۵۵۸۰	۶۸	۲۷	۰/۲۷	۴۹	۳۱
MH-۶	۳۸/۷۴	۷۹/۸۸	۳۰۶۳	۵۲۶۷	۶۳	۲۵	۰/۲۴	۴۱	۲۴
MH-۷	۳۸/۷۰	۸۰/۰۵	۳۰۵۰	۵۳۱۹	۶۳	۲۵	۰/۲۶	۴۳	۲۶
MH-۸	۳۸/۸۳	۷۹/۸۸	۳۰۹۸	۵۳۰۱	۶۴	۲۶	۰/۲۴	۴۱	۲۴
MH-۹	۳۸/۷۵	۷۹/۹۷	۳۱۰۱	۵۴۱۳	۶۶	۲۶	۰/۲۶	۴۵	۲۷
MH-۱۰	۳۸/۷۰	۷۹/۹۹	۳۱۶۸	۵۳۱۵	۶۷	۲۷	۰/۲۲	۴۱	۲۲

۲۲	۲۸	۰/۲۴	۲۴	۶۰	۵۱۱۷	۳۰۰۰	۷۹/۰۵	۳۸/۷۱	MH-۱۱
۳۷	۵۵	۰/۲۴	۲۶	۶۸	۵۷۷۵	۳۱۳۰	۷۹/۹۸	۳۸/۸۹	MH-۱۲
۲۹	۴۷	۰/۲۶	۲۷	۶۹	۵۵۸۸	۳۱۹۹	۸۰/۳۰	۳۸/۱۰	MH-۱۳
۲۸	۴۶	۰/۲۶	۲۷	۶۸	۵۵۴۲	۳۱۷۵	۷۹/۹۰	۳۸/۳۰	MH-۱۴
۲۶	۴۳	۰/۲۶	۲۵	۶۲	۵۳۰۰	۳۰۲۸	۷۹/۹۳	۳۸/۴۵	MH-۱۵
۲۵	۴۳	۰/۲۴	۲۷	۶۶	۵۳۵۶	۳۱۲۲	۸۰/۱۳	۳۸/۰۴	MH-۱۶
۲۶	۴۳	۰/۲۵	۲۵	۶۳	۵۳۲۸	۳۰۵۷	۸۰/۱۹	۳۸/۵۳	MH-۱۷
۲۵	۴۲	۰/۲۴	۲۶	۶۵	۵۳۳۹	۳۱۱۶	۷۹/۹۸	۳۸/۱۲	MH-۱۸
۲۵	۴۲	۰/۲۴	۲۶	۶۴	۵۳۲۸	۳۰۹۷	۸۰/۰۳	۳۸/۳۵	MH-۱۹
۲۲	۴۰	۰/۲۳	۲۷	۶۶	۵۳۱۷	۳۱۶۳	۸۰/۰۲	۳۸/۱۷	MH-۲۰
۲۳	۴۲	۰/۲۳	۲۷	۶۷	۵۳۶۳	۳۱۶۷	۸۰/۲۹	۳۸/۲۶	MH-۲۱
۲۴	۴۲	۰/۲۳	۲۷	۶۷	۵۳۶۱	۳۱۶۱	۸۰/۰۹	۳۸/۵۶	MH-۲۲
۲۲	۴۰	۰/۲۳	۲۶	۶۵	۵۲۹۳	۳۱۳۶	۷۹/۹۷	۳۸/۴۸	MH-۲۳
۲۵	۴۱	۰/۲۵	۲۵	۶۳	۵۲۵۳	۳۰۴۸	۷۹/۸۵	۳۸/۰۹	MH-۲۴
۲۱	۳۹	۰/۲۳	۲۶	۶۴	۵۲۲۳	۳۱۰۸	۸۰/۱۲	۳۸/۲۸	MH-۲۵
۲۴	۴۰	۰/۲۵	۲۴	۵۹	۵۱۴۸	۲۹۵۸	۸۰/۱۰	۳۸/۱۹	MH-۲۶
۲۴	۴۰	۰/۲۵	۲۴	۶۱	۵۲۲۲	۳۰۲۱	۸۰/۲۶	۳۸/۳۸	MH-۲۷

جدول ۴-۱۱: نتایج آزمایش آلتراسونیک برای نمونه سنگ‌های توف

شماره نمونه	قطر (mm)	ارتفاع (mm)	V_s (m/s)	V_p (m/s)	E (GPa)	G (GPa)	نسبت پواسون	K (GPa)	λ (GPa)
TH-۱	۳۸/۶۶	۸۱/۱۰	۲۵۹۷	۴۶۱۲	۳۸	۱۵	۰/۲۷	۲۷	۱۷
TH-۲	۳۸/۷۴	۸۰/۰۸	۲۵۸۲	۴۵۷۳	۳۷	۱۵	۰/۲۷	۲۶	۱۷
TH-۳	۳۸/۷۴	۷۹/۹۶	۲۵۹۸	۴۶۲۸	۳۸	۱۵	۰/۲۷	۲۷	۱۷
TH-۴	۳۸/۷۰	۷۹/۹۵	۲۳۷۵	۴۱۵۳	۲۹	۱۲	۰/۲۶	۲۰	۱۲
TH-۵	۳۸/۶۴	۷۹/۹۹	۲۳۵۴	۴۰۸۸	۲۸	۱۱	۰/۲۵	۱۹	۱۱
TH-۶	۳۸/۶۵	۸۰/۰۴	۲۵۹۷	۴۶۱۶	۳۸	۱۵	۰/۲۷	۲۷	۱۷
TH-۷	۳۸/۷۳	۸۰/۱۴	۲۵۸۰	۴۵۷۸	۳۷	۱۵	۰/۲۷	۲۷	۱۷
TH-۸	۳۸/۶۲	۸۰/۱۸	۲۳۰۰	۴۰۰۷	۲۹	۱۱	۰/۲۵	۲۰	۱۲

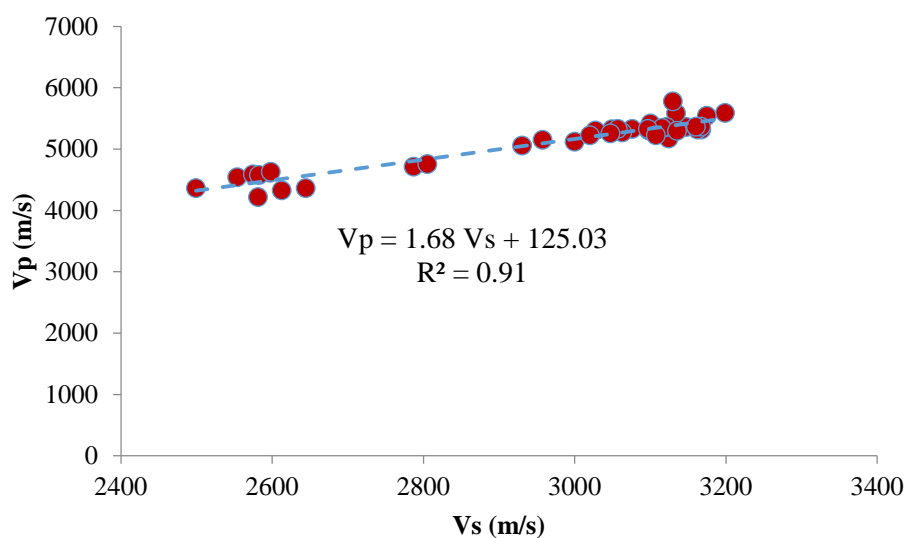
جدول ۴-۱۲: نتایج آزمایش آلتراسونیک برای نمونه سنگ‌های ماسه‌سنگ

شماره نمونه	قطر (mm)	ارتفاع (mm)	V_s (m/s)	V_p (m/s)	E (GPa)	G (GPa)	نسبت پواسون	K (GPa)	λ (GPa)
SH-۱	۳۸/۶۶	۸۰/۱۲	۲۷۸۷	۴۷۱۲	۴۹	۱۹	۰/۲۳	۳۰	۱۷
SH-۲	۳۸/۷۰	۸۰/۰۷	۲۵۵۴	۴۵۳۶	۴۲	۱۶	۰/۲۷	۳۰	۱۹
SH-۳	۳۸/۶۴	۸۰/۰۳	۲۶۴۴	۴۳۵۹	۴۳	۱۸	۰/۲۱	۲۵	۱۳
SH-۴	۳۸/۶۲	۷۹/۹۲	۲۶۱۲	۴۳۲۶	۴۲	۱۷	۰/۲۱	۲۴	۱۳
SH-۵	۳۸/۶۶	۷۹/۹۴	۲۵۷۴	۴۵۸۳	۴۳	۱۷	۰/۲۷	۳۱	۱۹
SH-۶	۳۸/۵۶	۸۰/۱۰	۲۸۰۵	۴۷۵۱	۴۹	۲۰	۰/۲۳	۳۱	۱۷
SH-۷	۳۸/۶۷	۸۰/۰۳	۲۵۸۱	۴۲۱۲	۴۱	۱۷	۰/۲۰	۲۲	۱۱
SH-۸	۳۸/۶۳	۷۹/۹۸	۲۴۹۹	۴۳۶۱	۴۰	۱۶	۰/۲۶	۲۷	۱۶

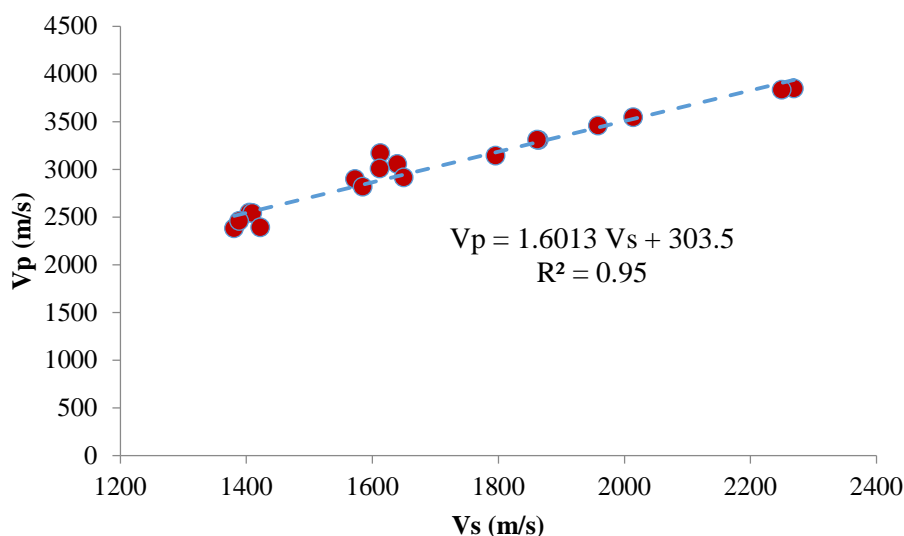
جدول ۴-۱۳: نتایج آزمایش آلتراسونیک برای نمونه سنگ‌های مخزنی

شماره نمونه	قطر (mm)	ارتفاع (mm)	V_s (m/s)	V_p (m/s)	E (GPa)	G (GPa)	نسبت پواسون	K (GPa)	λ (GPa)
۱-۱۱	۳۸/۰۰	۸۰/۱۰	۲۰۱۴	۳۵۴۵	۲۸	۱۱	۰/۲۶	۲۰	۱
۱-۱۳	۳۸/۰۲	۸۰/۰۶	۱۹۵۸	۳۴۵۵	۲۶	۱۰	۰/۲۶	۱۸	۱۲
۱-۱۵	۳۸/۰۰	۸۰/۰۸	۲۲۶۹	۳۸۴۷	۲۳	۱۳	۰/۲۳	۲۰	۱۲
۲-۸	۳۷/۹۸	۸۰/۰۹	۱۷۹۵	۳۱۴۲	۱۹	۷	۰/۲۶	۱۳	۸
۲-۱۱	۳۸/۰۳	۸۰/۰۲	۱۶۱۳	۳۱۶۸	۱۵	۶	۰/۳۳	۱۵	۱۱
۲-۱۴	۳۸/۰۴	۸۰/۰۴	۱۶۳۹	۳۰۵۳	۱۵	۶	۰/۳۰	۱۳	۹
۳-۱۴	۳۸/۰۲	۸۰/۰۹	۱۶۱۲	۳۰۰۷	۱۶	۶	۰/۲۵	۱۳	۷
۳-۲۴	۳۸/۰۱	۸۰/۰۳	۱۴۰۵	۲۵۴۴	۹	۴	۰/۲۸	۷	۵
۳-۲۶	۳۸/۰۲	۸۰/۰۸	۱۴۱۰	۲۵۴۰	۱۴	۵	۰/۲۳	۱۱	۵
۴-۱۰	۳۷/۸۳	۸۰/۰۱	۱۳۸۰	۲۳۸۱	۸	۳	۰/۲۵	۶	۳
۴-۲۱	۳۷/۹۳	۸۰/۰۳	۱۴۲۲	۲۳۹۱	۱۰	۴	۰/۲۳	۶	۳
۴-۲۲	۳۷/۹۳	۸۰/۰۶	۱۳۸۸	۲۴۵۷	۱۰	۴	۰/۲۷	۷	۴
۵-۵	۳۸/۰۸	۸۰/۰۶	۱۶۵۰	۲۹۱۵	۱۴	۵	۰/۲۶	۱۰	۶
۵-۲۰	۳۸/۰۴	۸۰/۰۱	۲۲۵۰	۳۸۳۴	۱۳	۱۳	۰/۲۳	۲۱	۱۲
۵-۲۶	۳۷/۹۳	۸۰/۰۴	۱۸۶۴	۳۳۰۶	۲۴	۹	۰/۲۷	۱۷	۱۱
۶-۷	۳۷/۹۶	۸۰/۰۴	۱۵۷۳	۲۸۹۶	۱۷	۶	۰/۲۹	۱۳	۹
۶-۹	۳۷/۹۸	۸۰/۰۷	۱۵۸۵	۲۸۱۷	۱۷	۷	۰/۲۶	۱۲	۸
۶-۱۲	۳۸/۰۵	۸۰/۰۵	۱۸۶۲	۳۳۰۹	۲۳	۹	۰/۲۶	۱۷	۱۱

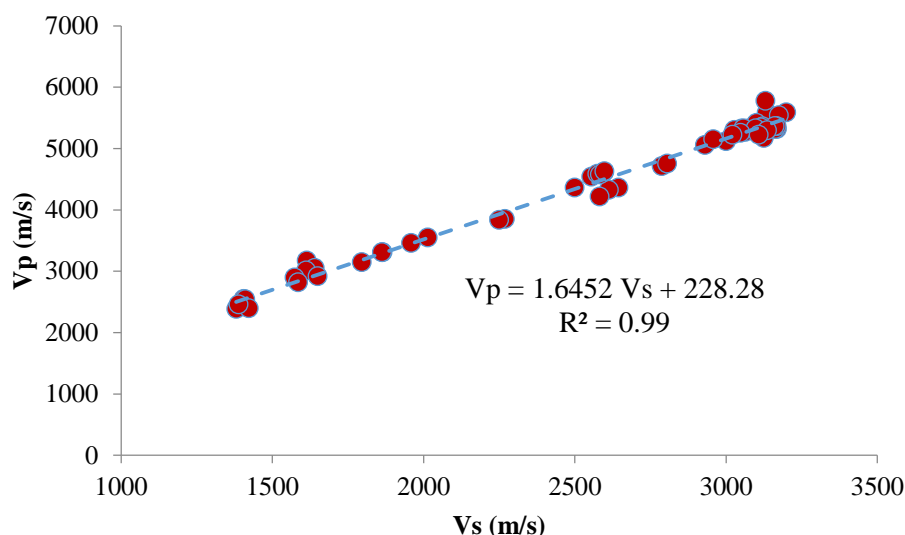
در شکل‌های (۴-۱۹) تا (۴-۲۱) رگرسیون خطی بین سرعت امواج طولی و عرضی نمونه‌های صحرایی، نمونه‌های مخزنی و نمونه‌های صحرایی-مخزنی آورده شده است.



شکل ۴-۱۹: رابطه سرعت موج برشی و طولی (نمونه‌های صحرایی)



شکل ۴-۲۰: رابطه سرعت موج برشی و طولی (نمونه‌های مخزنی)



شکل ۴-۲۱: رابطه سرعت موج برشی و طولی (نمونه‌های مخزنی و صحرایی)

۴-۷- خصوصیات مکانیکی سنگ

به منظور بررسی رفتار تحلیلی و همچنین مدلسازی عددی، نیاز به اندازه‌گیری پارامترهای مکانیکی سنگی احساس می‌شود. در همین راستا با همکاری گروه پژوهش حفاری و تکمیل چاه پژوهشگاه صنعت نفت، اقدام به انجام یک سری تست‌های ژئومکانیک، بر روی نمونه‌های مخزنی، نمونه‌های سیمانی (مصنوعی) و نمونه‌های صحرایی (آهک، ماسه‌سنگ، توف و گرانیت) شد. در این دسته آزمایش‌ها، تعداد ۴۳ نمونه مغزه سنگی مورد آزمایش‌های مقاومت فشاری تک محوره و سه

محوره قرار گرفتند. در ادامه آزمایش‌های تک محوره و سه محوره، آزمایش‌های مقاومت کششی و چقرمگی توضیح داده شده است.

۴-۷-۱- آزمایش مقاومت فشاری تک محوره

مقاومت فشاره تک محوره به عنوان ظرفیت پایداری سنگ در برابر نیروی فشاری وارده در حالت محوری تعریف می‌شود. رایج‌ترین روش آزمایشگاهی برای مطالعه مکانیکی سنگ، مقاومت فشاری تک محوره است که معمولا مقاومت فشاری تک محوره سنگ را به عنوان تنش نهایی سنگ در نظر می‌گیرند. اولین تقسیم‌بندی مناسب براساس شاخص مقاومت فشاری تک محوره را، آقایان دیر و میلر^۱ (۱۹۶۶) ارائه کرده‌اند (جدول (۴-۱۴)).

جدول ۴-۱۴: طبقه‌بندی سنگ‌ها بر مبنای مقاومت فشاری تک محوره [۷۶]

رده	مقاومت فشاری تک محوری (MPa)	توصیف
A	بزرگ‌تر از ۲۲۴	مقاومت خیلی بالا
B	۱۱۲-۲۲۴	مقاومت بالا
C	۵۶-۱۱۲	مقاومت متوسط
D	۲۸-۵۶	مقاومت پایین
E	کمتر از ۲۸	مقاومت خیلی پایین

آزمایش مقاومت فشاری تک محوره با هدف طبقه‌بندی و تعیین مشخصه‌های رفتاری نمونه‌ها انجام می‌شود. شکل (۴-۲۲) قسمت (الف) دستگاه آزمایش تک محوره، قسمت (ب) نیز نمونه تحت بارگذاری را نشان می‌دهد.

¹ Deere and Miller



شکل ۴-۲۲: نمایی از دستگاه آزمایش تک محوره و نمونه تحت اعمال بار محوری

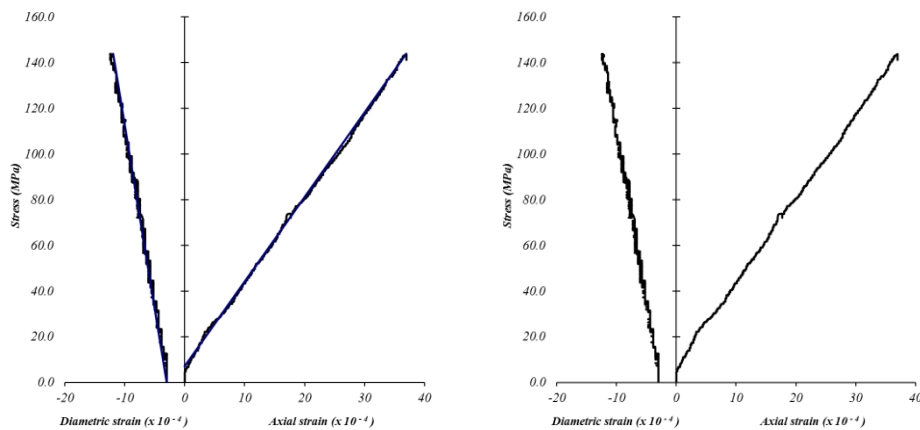
در جدول (۴-۱۵) مشخصات هندسی و نتایج آزمایش‌های مقاومت فشاری تک محوره آورده شده است. شکل (۴-۲۳) نمونه‌های مخزنی پس از آزمایش مقاومت فشاری تک محوره را نشان می‌دهد. در شکل (۴-۲۴) نمودار تنش - کرنش جهت محاسبه مدول یانگ و ضریب پواسون استفاده شده است.

جدول ۴-۱۵: مشخصات هندسی نمونه‌ها و نتایج آزمایش‌های مقاومت فشاری تک محوره

نسبت پواسون	مدول الاستیک (گیگاپاسکال)	مقاومت فشاری تک محوره (مگاپاسکال)	قطر / ارتفاع	ارتفاع (میلیمتر)	قطر (میلیمتر)	نمونه
۰/۲۳	۳۷	۱۴۴	۲/۱۰	۸۰	۳۸	آهکی
۰/۲۹	۲۴	۷۴	۲/۱۰	۸۰	۳۸	ماسه‌سنگ
۰/۱	۱۲	۳۸	۲/۱۰	۸۰	۳۸	توف
۰/۲۲	۱۸/۲	۱۴۹/۵	۲/۱۳	۸۱	۳۸	گرانیت
۰/۲۹	۲۷/۵	۷۳/۵	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ یک
۰/۳	۱۰/۵	۲۵	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ دو
۰/۳۱	۱۳/۵	۳۶	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ سه
۰/۳۴	۴	۱۵	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ چهار
۰/۲۴	۴/۳	۱۴	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ پنج
۰/۲۲	۱۱	۷۶	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ شش
۰/۲۸	۶/۴	۳۲	۲/۱۰	۸۰	۳۸	سیمان



شکل ۴-۲۳: نمونه‌های مخزنی پس از آزمایش مقاومت فشاری تک محوره



شکل ۴-۲۴: نمودار تنش- کرنش در آزمایش مقاومت فشاری تک محوره

۴-۷-۲- آزمایش مقاومت فشاری سه محوره

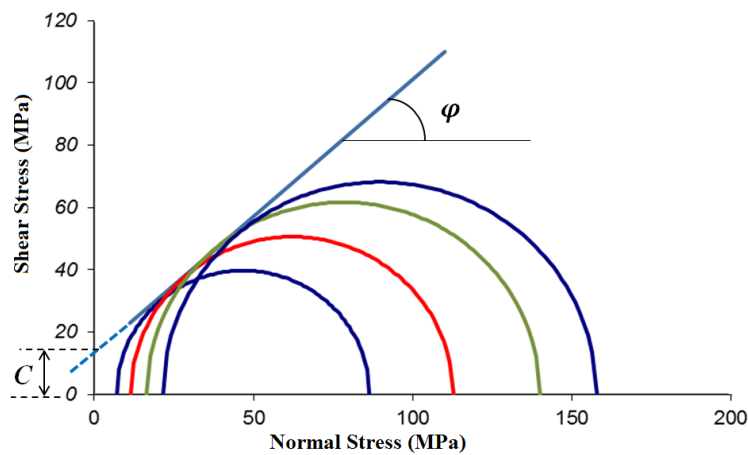
آزمایش مقاومت فشاری سه محوره برای شبیه‌سازی شرایط تنش تحت شرایطی که سنگ در آن قرار گرفته است، به کار می‌رود. با انجام این آزمایش تحت مقادیر مختلف تنش جانبی، پوش گسیختگی نمونه سنگ ترسیم و براساس آن پارامترهای مقاومتی (نظیر چسبندگی و زاویه اصطکاک داخلی) تعیین می‌شود [۷۰]. شکل (۴-۲۵) آماده‌سازی نمونه برای آزمایش مقاومت فشاری سه محوره را نشان می‌دهد. در جدول (۴-۱۶) نیز مشخصات هندسی نمونه‌ها و نتایج حاصل از آزمایش مقاومت فشاری سه محوره آورده شده است. شکل (۴-۲۶) نیز ترسیم دوایر مور- کولمب و پوش گسیختگی نمونه سنگ را برای تعیین پارامترهای مقاومتی نشان می‌دهد.



شکل ۴-۲۵: آماده‌سازی نمونه برای آزمایش مقاومت فشاری سه محوره

جدول ۴-۱۶: مشخصات هندسی نمونه‌ها و نتایج آزمایش‌های مقاومت فشاری سه محوره

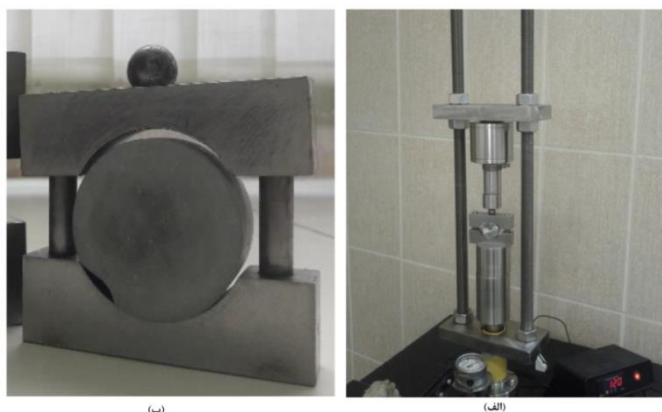
زاویه اصطکاک داخلی (درجه)	چسبندگی (مگاپاسکال)	قطر / ارتفاع	ارتفاع (میلیمتر)	قطر (میلیمتر)	نمونه	
۴۹	۷/۵۱	۲/۱۰	۸۰	۳۸	آهک	
۵۶	۲/۹۴	۲/۱۰	۸۰	۳۸	ماسه سنگ	
۴۱	۱۳/۳۲	۲/۱۰	۸۰	۳۸	توف	
۴۷/۹	۸	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ یک	نمونه‌های مخزنی
۱۶/۶	۱/۲۵	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ دو	
۳۸	۲/۲	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ سه	
۲۹/۶	۱/۳۱	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ چهار	
۲۳	۱/۷۵	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ پنج	
۵۱	۵/۵۲	۲/۱۰	۸۰	۳۸	تیپ شش	
۳۱	۱۷	۲/۱۰	۸۰	۳۸	سیمان	



شکل ۴-۲۶: ترسیم دواير مور- کولمب با استفاده از نتایج آزمایش مقاومت فشاری سه محوره

۴-۷-۳- مقاومت کششی برزیلی

سنگ‌ها به طور معمول دارای مقاومت کششی پایینی هستند و دلیل اصلی این حالت دانه‌بندی سنگ و وجود ترک‌های ریز موجود به خاطر تردی سنگ است. شکل (۴-۲۷) دستگاه بارگذاری جهت تعیین مقاومت کششی نمونه و فک دستگاه برای قرارگیری نمونه‌هایی با قطر ۳۸ میلی‌متر را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۲۷: (الف) دستگاه بارگذاری نمونه، (ب) فک دربرگیرنده نمونه

در شکل (۴-۲۸) قسمت (الف) نمونه مخزنی، (ب) نمونه توف، (پ) نمونه ماسه سنگ، (ت) نمونه سیمان، (ث) نمونه گرانیت و (ج) نمونه آهکی، بین دو فک به صورت قطری قرار گرفته‌اند. در نهایت با اعمال بار و ایجاد ترک کششی گسیخته شده‌اند. در جدول (۴-۱۷) نتایج آزمایش مقاومت کششی برزیلی نمونه‌های سنگی (مخزنی و صحرایی) و نمونه سیمان آورده شده است.



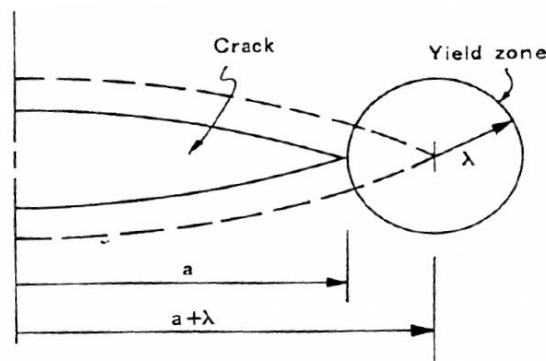
شکل ۴-۲۸: شکست کششی نمونه‌های مختلف تحت آزمایش مقاومت کششی برزیلی

جدول ۴-۱۷: نتایج آزمایش مقاومت کششی برزلی نمونه‌ها

مقاومت کششی (مگاپاسکال)	قطر / ارتفاع	ارتفاع (میلیمتر)	قطر (میلیمتر)	نمونه
۱۵/۱	۰/۵۳	۲۰	۳۸	آهکی
۱۳/۱	۰/۵۳	۲۰	۳۸	ماسه‌سنگ
۱۱/۳	۰/۵۳	۲۰	۳۸	توف
۱۱/۷	۰/۵۳	۲۰	۳۸	گرانیت
۱۷/۵	۰/۵۳	۲۰	۳۸	تیپ یک
۴/۲	۰/۵۳	۲۰	۳۸	تیپ دو
۲/۴	۰/۵۳	۲۰	۳۸	تیپ سه
۳/۷	۰/۵۳	۲۰	۳۸	تیپ چهار
۳/۲	۰/۵۳	۲۰	۳۸	تیپ پنج
۶/۵	۰/۵۳	۲۰	۳۸	تیپ شش
۲/۷	۰/۵۳	۲۰	۳۸	سیمان

۴-۷-۴- ارزیابی چقرمگی شکست

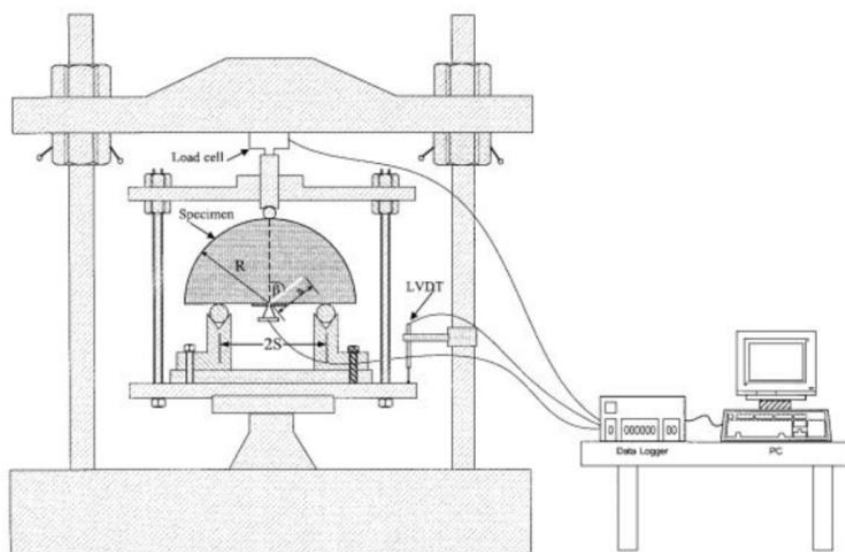
چقرمگی شکست یا استحکام ماده در مقابل شکست به میزان توانایی ماده جهت تحمل بارهای وارده در حضور یک ترک اطلاق می‌شود. در آزمایشگاه، چقرمگی شکست سنگ‌هایی که بطور مصنوعی ترک‌دار شده‌اند و تحت بارگذاری قرار می‌گیرند، اندازه‌گیری می‌شود. بارگذاری روی نمونه‌ها موجب تمرکز یافتن تنش در اطراف نوک ترک می‌شود. بر اثر تمرکز تنش زیاد، ریز ترک‌ها توسعه یافته و مواد سنگی در جلوی نوک ترک بطور موضعی تسلیم می‌شوند و منجر به شکل‌گیری ناحیه‌ای از ترک‌های ریز موسوم به زون فرآیند شکست می‌شوند. شکل این ناحیه تسلیم هنوز ناشناخته است و بصورت ساده شده دایره‌ای با شعاع λ در نظر گرفته می‌شود (شکل ۴-۲۹) [۷۷].



شکل ۴-۲۹: زون ناحیه شکست (FPZ) [۷۷].

۴-۷-۴-۱- تعیین چقرمگی نمونه‌های سنگ

استفاده از نمونه نیم دیسکی با ترک لبه‌ای تحت خمش سه نقطه‌ای (SNSCB)^۱ روشی است که توسط لیم^۲ و همکارانش در سال ۱۹۹۴ برای تعیین چقرمگی معرفی شد [۷۸]. در این روش از یک نیم دیسک برزیلی استفاده می‌شود که، شکاف مستقیمی در لبه آن ایجاد شده است و تحت بارگذاری خمشی سه نقطه‌ای قرار می‌گیرد (شکل (۴-۳۰)).



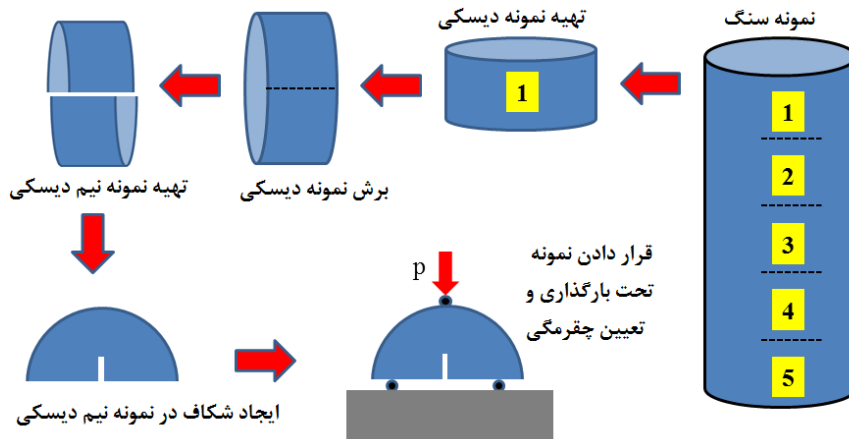
شکل ۴-۳۰: هندسه و تنظیمات روش SNSCB [۷۷].

۴-۷-۴-۲- آماده‌سازی نمونه و تجهیزات آزمایشگاهی

پس از تهیه دیسک‌ها از نمونه‌های صحرایی، مخزنی و سیمانی (مانند آماده‌سازی نمونه‌های روش برزیلی)، برای اطمینان از یکسان بودن ضخامت نمونه‌ها، از پولیش استفاده شده است. دیسک‌های سنگی در امتداد قطر به دو قسمت مساوی تقسیم می‌شوند. با استفاده از یک اره سیمی، شکافی با راستا و طول مورد نیاز در وسط نیم دیسک ایجاد می‌شود (شکل (۴-۳۱)).

¹ Straight-Notched Semi-Circular specimen under three-point Bend

² Lim



شکل ۴-۳۱: مراحل آماده‌سازی نمونه برای آزمایش چقرمگی در روش SNSCB

برای بارگذاری نمونه نیز مطابق شکل (۴-۳۰) از ماشین بارگذاری با قابلیت کنترل جابجایی استفاده می‌شود. بار اعمالی و جابجایی‌های متناظر و همچنین در صورت نیاز بازشدگی ترک را می‌توان بدست آورد. رابطه‌های (۴-۱) تا (۴-۵) را برای تعیین K_{IC} در روش SNSCB توسعه داده‌اند [۷۸].

$$K_{IC} = Y' \frac{P_{max} \sqrt{\pi a}}{2RB} \quad (۴-۱)$$

$$Y' = -1.297 + 9.516 \left(\frac{S}{2R} \right) - \left[0.47 + 16.457 \left(\frac{S}{2R} \right) \right] \beta + \left[1.071 + 34.401 \left(\frac{S}{2R} \right) \right] \beta^2 \quad (۴-۲)$$

$$\beta = \frac{a}{R}, \quad (D = 2R), \quad (B = 0.4 D) \quad (۴-۳)$$

$$0.4 \leq \frac{a}{R} \leq 0.6 \quad (۴-۴)$$

$$0.5 \leq \frac{S}{2R} \leq 0.8 \quad (۴-۵)$$

در روابط (۴-۱) تا (۴-۵):

Y' ضریب شدت تنش، R شعاع نمونه، D قطر نمونه، B ضخامت نمونه، P_{max} بار فشاری وارد بر نمونه است. شرایط بارگذاری مود (I) را نیز می‌توان با مقادیر Y' متناظر با $(\beta=0)$ ایجاد کرد [۷۸]. ضخامت، قطر، فاصله بین دو تکیه‌گاه، عرض و طول شکاف نمونه‌های استفاده شده برای آزمایش چقرمگی به ترتیب برابر با $۱۵/۲$ ، ۳۸ ، ۱۹ ، $۱/۵$ و $۷/۶$ میلی‌متر است. در نهایت با استفاده از رابطه (۴-۱) چقرمگی شکست محاسبه می‌شود. در جدول (۴-۱۸) مقادیر چقرمگی نمونه‌های مختلف آورده شده است.

جدول ۴-۱۸: مقدار چقرمگی نمونه‌های مختلف به روش (SNSCB)

چقرمگی (MPa.√m)	تعداد آزمایش	نمونه مخزنی	چقرمگی (MPa.√m)	تعداد آزمایش	نمونه سنگ
۳/۹۰	۱۰	تیپ یک	۲/۰۴	۱۰	آهک
۱/۵۷	۱۰	تیپ دوم	۱/۶۵	۱۰	ماسه‌سنگ
۰/۹۱	۱۰	تیپ سوم	۱/۱۵	۱۰	توف
۱/۰۳	۱۰	تیپ چهارم	۱/۲۰	۱۰	گرانیت
۱/۰۷	۱۰	تیپ پنجم	۰/۳۱	۱۵	سیمان
۲/۵۷	۱۰	تیپ ششم			

۴-۷-۵- ارزیابی شاخص شکنندگی

با توجه به این که سنگ‌های با شکنندگی بالا از نظر ایجاد و گسترش شکستگی، دارای قابلیت بیشتری نسبت به سنگ‌های نرم هستند، جهت اجرای فرآیند شکست هیدرولیکی یکی از پارامترهای موثر بر ارزیابی اولیه اجرای آن، ارزیابی شاخص شکنندگی سنگ‌ها است. سنگ‌های آهکی با توجه به روش‌های مختلف ارائه شده برای ارزیابی شاخص شکنندگی در رده سنگ‌های با شکنندگی متوسط قرار می‌گیرند. اما بیشتر مخازن هیدروکربنی و پروژه‌های بزرگ درون و بر روی این سنگ‌ها اجرا می‌شوند. بدین منظور اهمیت ارزیابی این پارامتر در اجرای هدفمند کردن آزمایش شکست هیدرولیکی نقش بسزایی را دارا است [۷۹].

به منظور ارزیابی مبنی بر تشخیص میزان شکنندگی نمونه‌های مورد مطالعه در این پژوهش، از میانگین نتایج آزمایش‌های مقاومت فشاری تک محوره، مقاومت کششی برزیلی و همچنین مشاهدات صورت گرفته در روند گسترش شکستگی‌ها، در نمونه‌های آزمایشی استفاده شده است. یکی از روش‌های ارزیابی شکنندگی سنگ‌ها استفاده از روابط (۴-۶) و (۴-۷) است، که توسط هوکا و داس^۱ (۱۹۷۴) و کهرمان^۲ (۲۰۰۲)، رابطه (۴-۸) نیز توسط آلتینداغ^۳ (۲۰۰۲) ارائه شده است [۸۰].

$$B_1 = \frac{\sigma_c}{\sigma_t} \quad (۴-۶)$$

^۱ Hucka and Das

^۲ kahraman

^۳ Altindag

$$B_2 = \frac{\sigma_c - \sigma_t}{\sigma_c + \sigma_t} \quad (7-4)$$

$$B_3 = (\sigma_c \times \sigma_t) / 2 \quad (8-4)$$

در جدول (۴-۱۹) و (۴-۲۰) مقادیر پارامتر شکنندگی برای نمونه‌های صحرایی و سیمانی و نمونه‌های مخزنی آورده شده است.

جدول ۴-۱۹: مقادیر پارامتر شکنندگی برای نمونه‌های صحرایی و سیمان

شکنندگی (B ₃)	شکنندگی (B ₂)	شکنندگی (B ₁)	مقاومت کششی برزیلی (مگاپاسکال)	مقاومت تک محوره (مگاپاسکال)	نوع سنگ
۱۰۸۷/۲۰	۰/۸۱	۹/۵۴	۱۵/۱	۱۴۴	آهک
۴۸۴/۷۰	۰/۷۰	۵/۶۵	۱۳/۱	۷۴	ماسه‌سنگ
۲۱۴/۷۰	۰/۵۴	۳/۳۶	۱۱/۳	۳۸	توف
۸۷۴/۵۸	۰/۸۵	۱۲/۷۸	۱۱/۷	۱۴۹/۵	گرانیت
۵۹/۲۰	۰/۷۹	۸/۶۵	۳/۷	۳۲	سیمان

جدول ۴-۲۰: مقادیر پارامتر شکنندگی برای نمونه‌های مخزنی

شکنندگی (B ₃)	شکنندگی (B ₂)	شکنندگی (B ₁)	مقاومت کششی برزیلی (مگاپاسکال)	مقاومت تک محوره (مگاپاسکال)	نمونه مخزن
۶۴۳/۱۳	۰/۶۲	۴/۲۰	۱۷/۵	۷۳/۵	تیپ یک
۵۲/۵۰	۰/۷۱	۵/۹۵	۴/۲	۲۵	تیپ دوم
۴۳/۲۰	۰/۸۸	۱۵	۲/۴	۳۶	تیپ سوم
۲۷/۷۵	۰/۶۰	۴/۰۵	۳/۷	۱۵	تیپ چهارم
۲۲/۴۰	۰/۶۳	۴/۳۸	۳/۲	۱۴	تیپ پنجم
۲۴۷	۰/۸۴	۱۱/۷۰	۶/۵	۷۶	تیپ ششم

براساس نتایج به دست آمده جدول (۴-۱۹) پارامتر شکنندگی (B₁) و (B₂) محاسبه شده برای نمونه توف، نشان می‌دهد که این نمونه دارای کمترین مقدار شکنندگی است. اما پارامتر شکنندگی (B₃) کمترین مقدار را به سیمان اختصاص داده است. نمونه توف در برابر نمونه سیمان شکنندگی بیشتری دارد، این رفتار را می‌توان از آزمایش مقاومت فشاری تک محوری و مقاومت کششی برزیلی تشخیص داد. در این آزمایش‌ها نمونه توف به حالت انفجاری تخلیه انرژی می‌کرد. بنابراین شاخص سوم شکنندگی مقادیری قابل لمس‌تر ارائه می‌دهد. شاخص شکنندگی اول و دوم مقادیری نزدیک به

هم دارند. اما در شاخص سوم مقادیر پراکنده می‌شوند. شاخص اول برای نمونه‌های صحرایی و سیمانی مقادیری بین ۳ تا ۱۳، شاخص دوم مقادیری بین ۰/۶ تا ۰/۹ و شاخص سوم مقادیری در بازه ۵۰ تا ۱۱۰۰ به دست می‌دهد. برای نمونه‌های مخزنی نیز به همین صورت است. شاخص سوم شکنندگی مقادیری نزدیک به واقعیت ارائه می‌کند.

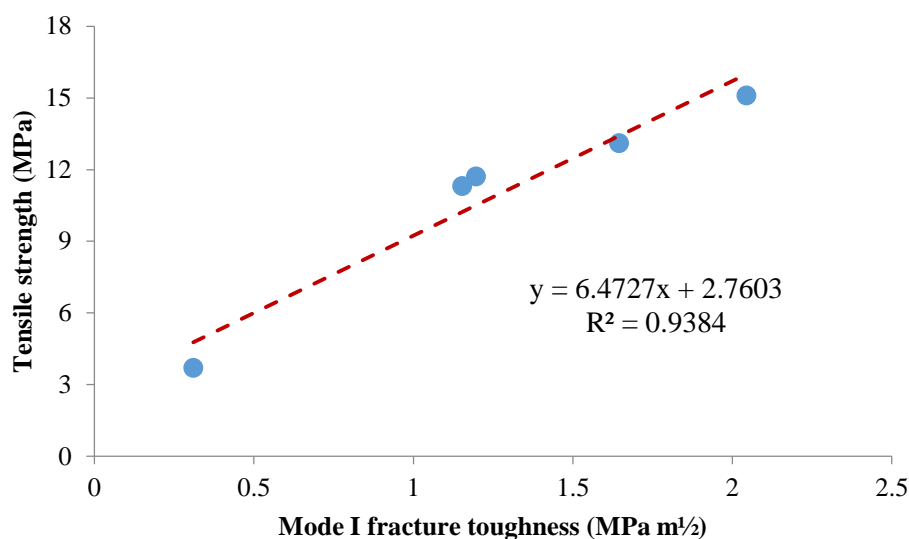
۴-۷-۶- رابطه چقرمگی شکست و مقاومت کششی

با توجه به این که تعیین چقرمگی شکست مود یک بوسیله انجام آزمایش، وقت‌گیر و پرهزینه بوده است. محققین در گذشته به ارائه روابط تجربی برای ارزیابی چقرمگی شکست پرداخته‌اند. گونزالس^۱ [۸۱] و بهاگت^۲ و همکارانش [۸۲] به صورت آزمایشگاهی متوجه شدند که چقرمگی شکست مود یک با مقاومت کششی ارتباط دارد. وتیکر^۳ و همکارانش [۷۹] نیز روابطی بین چقرمگی شکست مود یک و مقاومت کششی، ارائه کرده‌اند. ژانگ و همکارانش [۸۳] نیز یک رابطه تجربی بین چقرمگی شکست مود یک و مقاومت کششی که از طریق آزمایش برزیلی به دست آمده است ارائه کرده‌اند. در این پژوهش با استفاده از مقادیر مقاومت کششی به دست آمده از آزمایش برزیلی و همچنین؛ مقادیر به دست آمده از آزمایش خمش سه نقطه‌ای برای پارامتر چقرمگی، رابطه تجربی بین مقاومت کششی و چقرمگی برای نمونه‌های صحرایی، مخزنی و سیمانی ارائه گردید. با افزایش چقرمگی شکست (مود یک) مقاومت کششی نیز افزایش می‌یابد. شکل‌های (۴-۳۲) و (۴-۳۳) رابطه تجربی بین چقرمگی شکست و مقاومت کششی نمونه‌ها را نشان می‌دهد.

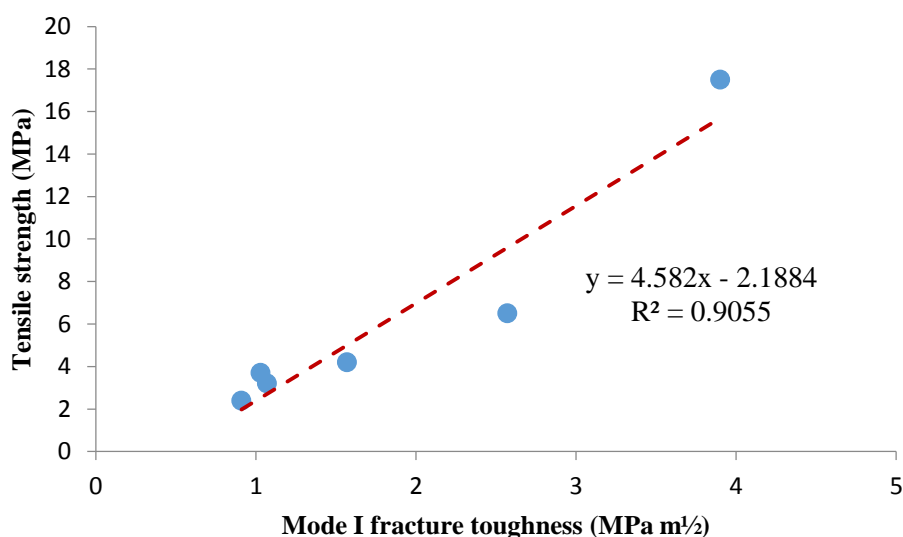
¹ Gunslus

² Bhagat

³ Whittaker



شکل ۴-۳۲: رابطه تجربی چقرمگی شکست و مقاومت کششی نمونه‌های صحرایی



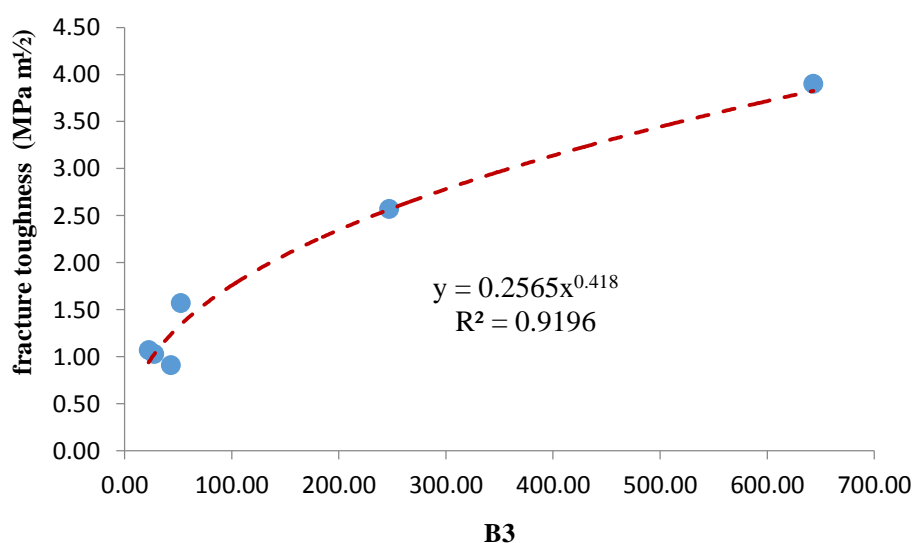
شکل ۴-۳۳: رابطه تجربی بین چقرمگی شکست و مقاومت کششی نمونه‌های مخزنی

۴-۷-۷- رابطه چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی

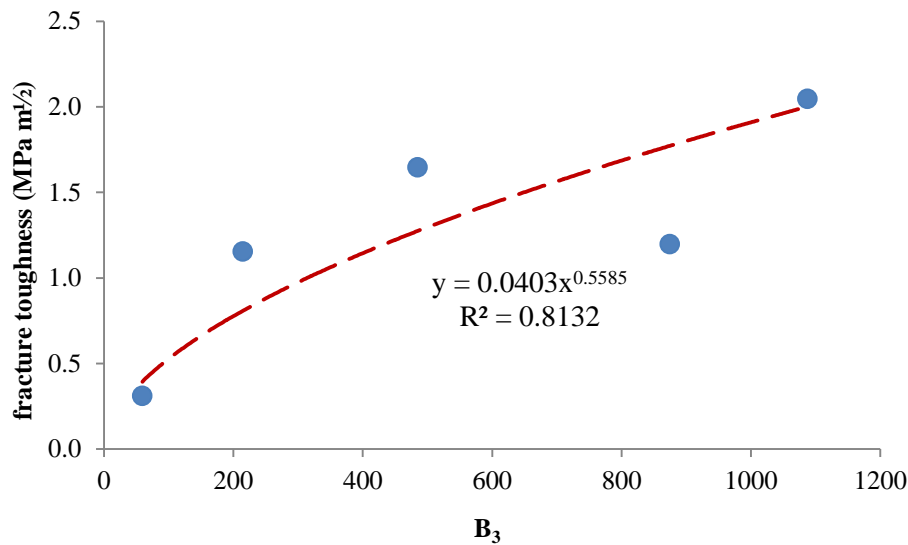
در خصوص تخمین چقرمگی شکست مود یک با استفاده از شاخص شکنندگی تحقیقاتی توسط کهرمان و آلتینداچ انجام شده است [۸۰]. شکنندگی به عنوان یکی از خواص سنگ‌هایی که بدون تغییر شکل قابل ملاحظه‌ای می‌شکنند تعریف می‌شود. برای شکنندگی مفهوم و روش اندازه‌گیری استاندارد شده‌ای وجود ندارد [۸۴]. برای شاخص شکنندگی تاکنون ۲۲ رابطه ارائه شده، که در ۹

گروه طبقه‌بندی شده‌اند. براساس مقاومت فشاری تک محوره، تغییر شکل، انرژی شکست، سختی، آزمایش نفوذ، آزمایش بار نقطه‌ای، ترکیب کانی‌شناسی، زاویه اصطکاک داخلی و اندازه ذرات حاصل از آزمایش ضربه تقسیم‌بندی کرده‌اند [۸۵]. از جمله روش‌های اندازه‌گیری شکنندگی سنگ، می‌توان به روش آزمون نفوذ پانچ اشاره کرد که مقدار دقیق شکنندگی سنگ را به طور مستقیم تعیین می‌کند، ولی روشی بسیار گران قیمت و هزینه‌بر است [۸۶].

در این پژوهش ابتدا مقادیر شکنندگی با استفاده از روابط (۴-۶)، (۴-۷) و (۴-۸) محاسبه و پس از رگرسیون توانی ارتباط میان چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی بدست آمد. با مقایسه ضریب همبستگی روابط (R^2) در نهایت بهترین رابطه به عنوان رابطه میان چقرمگی شکست مود یک و شاخص شکنندگی انتخاب می‌شود. شکل‌های (۴-۳۴) و (۴-۳۵) رابطه میان چقرمگی شکست مود یک و شاخص شکنندگی (B_3) را نشان می‌دهند. در جدول‌های (۴-۲۱)، (۴-۲۲) و (۴-۲۳) تمام روابط و ضرایب همبستگی میان چقرمگی شکست (مود یک) و شاخص‌های شکنندگی (B_1 ، B_2 و B_3) آورده شده است. نمونه‌های مخزنی بالاترین ضریب همبستگی را دارند، در نتیجه به عنوان رابطه مناسب برای تخمین چقرمگی شکست (مود یک) پیشنهاد می‌شود که از رابطه تجربی شکل (۴-۳۴) برای نمونه‌های مخزنی و از رابطه تجربی شکل (۴-۳۵) برای نمونه‌های صحرایی استفاده کرد.



شکل ۴-۳۴: رابطه میان چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B_3) نمونه‌های مخزنی



شکل ۴-۳۵: رابطه چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B₃) نمونه‌های صحرایی

جدول ۴-۲۱: روابط و ضرایب همبستگی میان چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B₁)

نمونه‌ها	ضریب همبستگی	رابطه میان چقرمگی و شکنندگی
صحرایی	R ² = 0.0087	$y = 1.3964x^{-0.132}$
مخزنی	R ² = 0.1774	$y = 3.1965x^{-0.454}$

جدول ۴-۲۲: روابط و ضرایب همبستگی میان چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B₂)

نمونه‌ها	ضریب همبستگی	رابطه میان چقرمگی و شکنندگی
صحرایی	R ² = 0.0116	$y = 0.9387x^{-0.433}$
مخزنی	R ² = 0.1616	$y = 0.7936x^{-1.541}$

جدول ۴-۲۳: روابط و ضرایب همبستگی میان چقرمگی شکست و شاخص شکنندگی (B₃)

نمونه‌ها	ضریب همبستگی	رابطه میان چقرمگی و شکنندگی
صحرایی	R ² = 0.8132	$y = 0.0403x^{0.5585}$
مخزنی	R ² = 0.9196	$y = 0.2565x^{0.4176}$

۴-۸ - جمع‌بندی

در ابتدا در این فصل به آماده‌سازی نمونه‌ها (مخزنی و صحرایی)، ساخت نمونه‌های سیمانی پرداخته شد. مطالعات سنگ‌شناسی نمونه‌های صحرایی و مخزنی به صورت ماکروسکوپی و میکروسکوپی به منظور تعیین نوع سنگ (درصد کانی‌های تشکیل دهنده سنگ) و تعیین خصوصیات فیزیکی و پتروفیزیکی (چگالی، تخلخل و نفوذپذیری) انجام شد. همچنین سرعت امواج طولی و

عرضی توسط آزمایش التراسونیک و اندازه‌گیری پارامترهای مکانیکی سنگ نمونه‌های صحرایی، مخزنی و سیمانی نیز انجام شد. آزمایش‌های انتخابی به منظور ارزیابی و تعیین مقاومت کششی نمونه‌ها توسط آزمایش برزیلی، آزمایش مقاومت فشاری تک محوره نیز به منظور تعیین پارامترهای الاستیک (مدول یانگ و نسبت پواسون)، تعیین پارامترهای مقاومتی (چسبندگی و زاویه اصطکاک داخلی) توسط آزمایش سه محوره بود. در ادامه به ارزیابی پارامتر چقرمگی، اهمیت تعیین این پارامتر و عوامل تاثیرگذار بر چقرمگی پرداخته شد. میزان شکنندگی نمونه‌های مورد استفاده نیز توسط روابط ارائه شده محاسبه شد؛ همچنین به ارائه روابط تجربی بین چقرمگی و مقاومت کششی، چقرمگی و پارامتر شکنندگی سنگ پرداخته شد.

فصل پنجم

آزمایش‌های شکست پدیدرولیکی

۵-۱- مقدمه

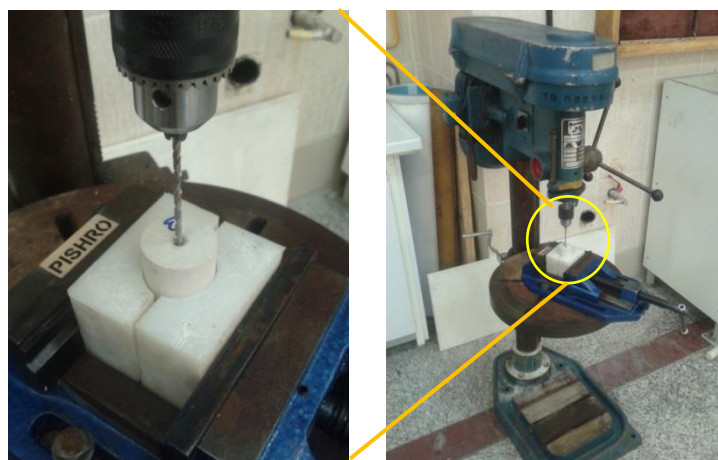
در طول فرآیند شکست هیدرولیکی، پارامترهایی مانند نوع سیال شکست و نرخ تزریق سیال را می‌توان برای رسیدن به یک شبکه شکستگی، برای به حداکثر رساندن تولید از یک مخزن انتخاب شده تغییر داد [۸۷]. افزایش نفوذپذیری یک سنگ مخزن می‌تواند با مکانیسم‌های مختلف به دست آید. وانگ^۱ و همکاران چهار مکانیسم اولیه که می‌تواند نفوذپذیری را افزایش دهد، معرفی می‌کنند. این موارد عبارتند از: الف) باز شدن شکستگی‌های طبیعی موجود به دلیل کاهش تنش موثر، ب) باز شدن شکستگی‌های طبیعی موجود به دلیل برش، ج) گسترش شکستگی‌های طبیعی موجود و شبکه شکستگی‌های مرتبط به هم، د) شروع و انتشار شکستگی‌های جدید در نتیجه فشار هیدرولیکی در اثر تزریق سیال. در طراحی تحریک مخزن، تمام چهار مکانیسم گفته شده باید برای رسیدن به فرآیند شکست هیدرولیکی، ارزیابی شوند. این امر می‌تواند با تغییر ویسکوزیته سیال شکست و نرخ جریان سیال تزریق شده به چاه موردنظر، تحقق یابد [۸۸].

در این فصل به بررسی و مطالعه آزمایشگاهی نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال تزریق شده در روش آزمایشگاهی شکست هیدرولیکی پرداخته می‌شود. برای تحقق این امر از نمونه‌های مخزنی، صحرایی (نمونه‌های آهک، ماسه‌سنگ، توف و گرانیت) و سیمانی، استفاده می‌شود. سیال‌های آب، روغن، بنتونیت، گوارگام و زانتان‌گام به عنوان سیال شکست در نمونه‌ها تزریق شده است. در پایان فشار و زمان شکست، حجم سیال تزریق شده و هندسه شکستگی‌های ایجاد شده در نمونه‌ها مورد بررسی قرار گرفته است. در ابتدا به نحوه آماده‌سازی نمونه‌ها، تجهیزات مورد نیاز برای آزمایش و در ادامه به تشریح آزمایش‌های انجام شده پرداخته خواهد شد.

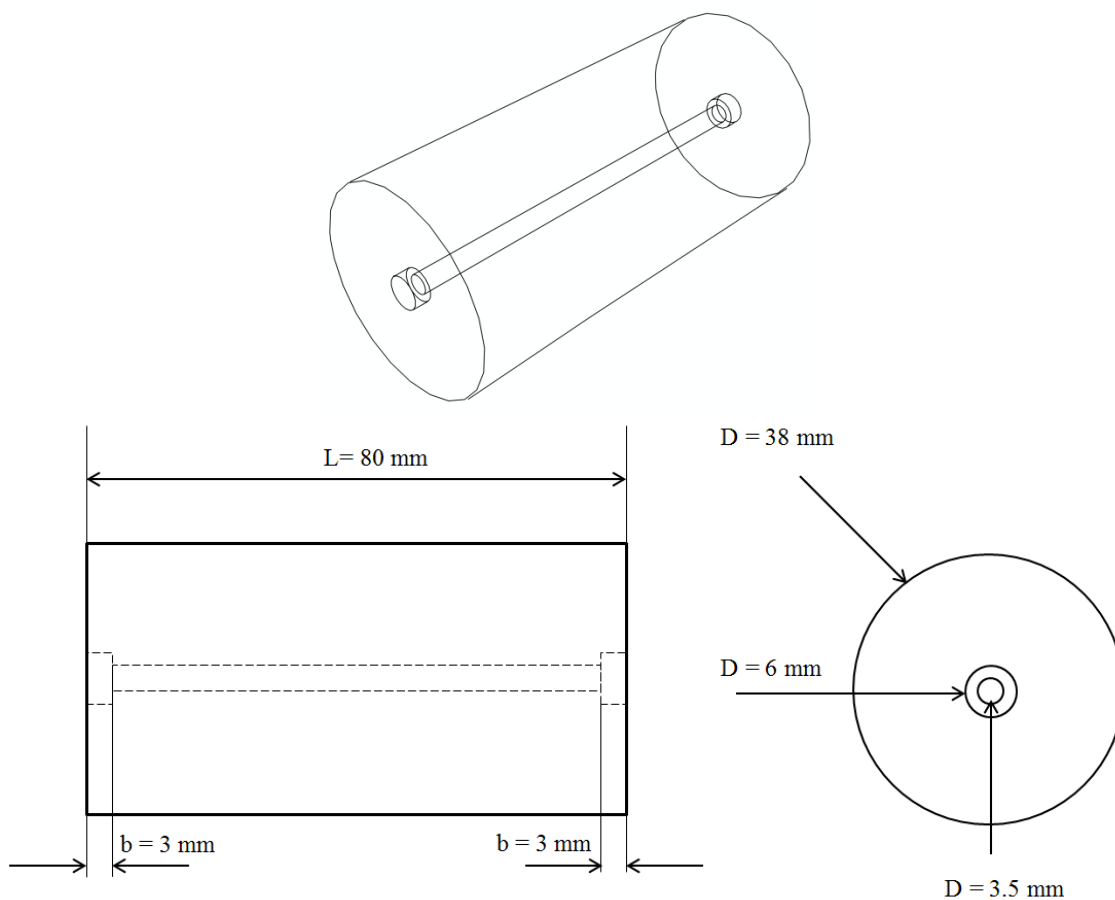
¹ Wang

۵-۲- آماده‌سازی نمونه‌ها برای آزمایش شکست هیدرولیکی

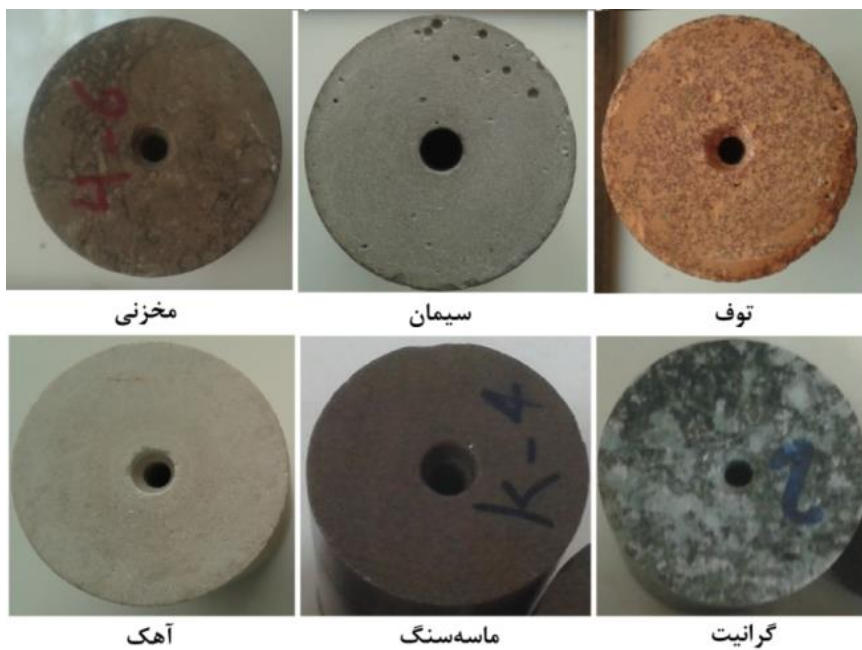
پس از مغزه‌گیری از نمونه‌های مخزنی، بلوک‌های سنگی صحرایی و نمونه‌های سیمانی ساخته شده که در فصل چهارم توضیح داده شد. تعداد ۱۸ نمونه مخزنی، ۱۵ نمونه آهکی، ۸ نمونه ماسه‌سنگ، ۵ نمونه گرانیت، ۵ نمونه توف و ۱۱ نمونه سیمانی برای آزمایش‌های شکست هیدرولیکی در نظر گرفته شد. نمونه‌های تهیه شده دارای طول و قطر برابر به ترتیب ۸۰ و ۳۸ میلی‌متر هستند. با توجه به آزمایش‌های تک محوره انجام شده بروی نمونه سنگ توف، دلیل انتخاب این نمونه برای آزمایش‌های شکست هیدرولیکی سنگی با مقاومت پایین بوده است. در اینجا ذکر این نکته حائز اهمیت است که انتخاب نمونه‌های گرانیت برای آزمایش شکست هیدرولیکی، استفاده از نتایج آن برای منابع زمین گرمایی است. بنابراین فقط پارامتر نرخ تزریق سیال (آب) در این نمونه‌ها مورد ارزیابی قرار گرفته است. برای انجام آزمایش شکست هیدرولیکی باید در نمونه‌های تهیه شده، گمانه‌ای جهت تزریق سیال ایجاد کرد. در همین راستا از دریل ستونی ثابتی که در شکل (۵-۱) نشان داده شده است استفاده شد. با توجه به ابعاد نمونه‌ها و این که قطر گمانه حفر شده نباید از ۱۰ درصد قطر نمونه بزرگتر باشد [۱۸۹]. گمانه‌ای به قطر ۳/۵ میلی‌متر به صورت قائم و با دقت بالایی در وسط نمونه‌های مورد نظر ایجاد شد. شکل (۵-۲) شماتیک نمونه‌های تهیه شده برای آزمایش شکست هیدرولیکی، شکل (۵-۳) نمونه‌های صحرایی، سیمانی و مخزنی بعد از ایجاد گمانه را نشان می‌دهد.



شکل ۵-۱: دریل ستونی مورد استفاده جهت ایجاد گمانه در نمونه



شکل ۵-۲: شماتیک نمونه آماده شده برای آزمایش شکست هیدرولیکی



شکل ۵-۳: نمونه‌ها بعد از ایجاد گمانه برای آزمایش شکست هیدرولیکی

۵-۳- تجهیزات مورد نیاز برای آزمایش شکست هیدرولیکی

تجهیزات و وسایل مورد استفاده برای این تحقیق از چهار بخش، شامل سلول آزمایش، جک اعمال کننده تنش محوری و جانبی و پمپ اعمال کننده فشار برای تزریق سیال تشکیل شده است. در ادامه به توضیح هر بخش پرداخته می‌شود.

۵-۳-۱- سلول آزمایش (سل سه محوری)

در این پژوهش سلول آزمایش مورد استفاده دارای بدنه‌ای از جنس استیل بوده و توانایی تحمل فشارهای داخلی بیش از ۷۵ مگاپاسکال را دارا است. نمونه‌های سنگی استوانه‌ای توسط پوشش نفوذناپذیری (غشاء لاستیکی با ضخامت ۴، قطر ۳۸ و طول ۱۰۰ میلی‌متر با نسبت طول به قطر ۲/۶۳) مانع از تماس نمونه با سیال داخل سلول می‌شود. قرارگیری این پوشش به گونه‌ای است که فشارهای محوری و جانبی بدون هیچ گونه مقاومت خارجی به نمونه وارد شده و نمونه قادر به تغییر شکل خواهد بود. داخل سلول به طور کامل با روغن پر شده و قبل از آزمایش عمل هواگیری انجام می‌شود. سلول از طریق یک ورودی به پمپ شکل (۴-۵) تامین کننده فشار جانبی و از طریق ورودی‌های دیگر به پایه‌های نازل‌دار، جهت تزریق سیال به درون نمونه متصل گشته است. برای انجام آزمایش، پس از قراردادن نمونه در داخل سلول، سلول آزمایش در داخل چهارچوبی صلب قرار می‌گیرد. در ادامه اعمال تنش‌های محوری و جانبی تشریح شده است.

۵-۳-۲- اعمال تنش‌های محوری و جانبی

تنش محوری توسط یک جک که ظرفیت بارگذاری آن ۱۲۰۰ کیلونیوتن است اعمال می‌شود. این جک با فشار روغن پشتیبانی می‌شود. تنش جانبی نیز توسط پمپ دستی ENERPAC اعمال می‌شود (شکل (۴-۵)). تنش جانبی در طی آزمایش توسط فشار روغن ایجاد شده توسط پمپ، بر پوشش لاستیکی و به تبع آن بر نمونه سنگ وارد می‌شود. ماکزیمم فشاری که این پمپ می‌تواند اعمال کند، ۱۰۰۰۰ پوند بر اینچ مربع معادل ۶۹ مگاپاسکال است. شایان ذکر است که محفظه پمپ قبل از

آزمایش پر از روغن شده و عمل هواگیری انجام می‌شود. در حین انجام آزمایش فشار جانبی از طریق کنترل فشار روغن هیدرولیک درون سلول توسط سنسور فشار و گیج‌های قرار گرفته در مسیر کنترل خواهد شد.



شکل ۵-۴: پمپ تامین کننده فشار جانبی

۵-۳-۳- پمپ تزریق سیال^۱

پمپ دو پیستونه وظیفه تزریق سیال را بر عهده دارد و سیال را بی‌وقفه و با نرخ ثابت (مقدار تعیین شده در صفحه کنترل) پمپ می‌کند. روغن هیدرولیک را به درون مخزنی^۲ پمپ می‌کند که توسط یک پیستون از سیال اصلی تزریقی، به درون نمونه سنگ جدا می‌شود. نرخ جریان پمپ می‌تواند از ۰/۰۱ تا ۸۰ میلی‌لیتر در دقیقه متغیر باشد. گام‌های نرخ جریان برابر ۰/۰۱ میلی‌لیتر در دقیقه است. پمپ از طریق پنل مخصوص خود و یا از طریق سیستم دریافت و کنترل داده، نصب شده بر روی رایانه کنترل می‌شود. ماکزیمم فشار کاری پمپ برابر با ۱۱۰۰۰ پوند بر اینچ مربع (۷۶ مگاپاسکال) است. تمامی شیرهای این پمپ تزریق، توسط گاز با فشار حدود ۷ کیلو پاسکال باز و بسته می‌شوند. هدایت این گاز پر فشار به مسیر صحیح در شیر، توسط نرم‌افزار دستگاه صورت می‌گیرد. فشار سیال شکست توسط پمپ تزریق سیال اندازه‌گیری و ثبت می‌شود. شکل (۵-۵) پمپ تزریق سیال و مخزن دارای سیال شکست را نشان می‌دهد. ظرفیت مخزن سیال شکست ۶۰۰ میلی‌لیتر است.

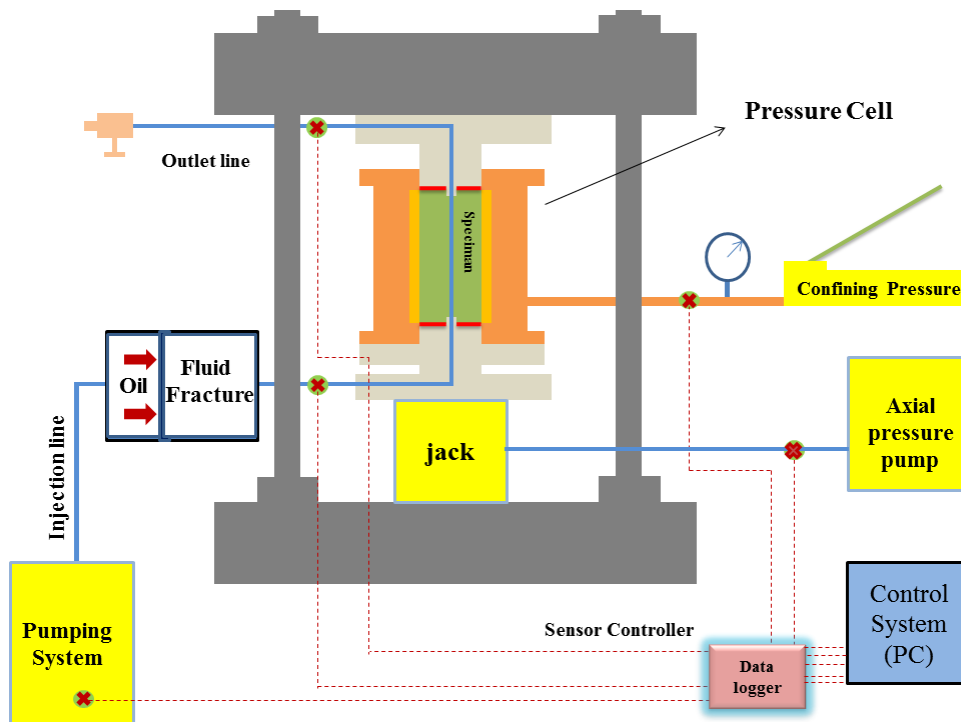
^۱ Fluid Injection Pump

^۲ accumulator



شکل ۵-۵: پمپ تزریق سیال (سمت راست)، مخزن دارای سیال شکست (سمت چپ)

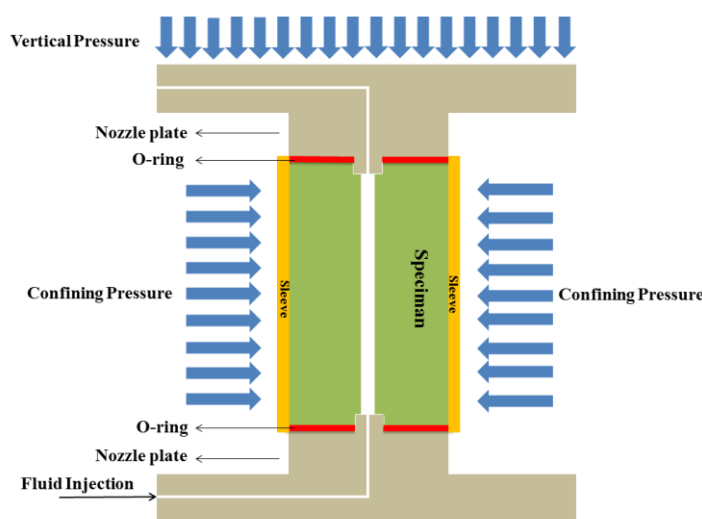
طرح کلی کنار هم قرارگیری دستگاه‌ها به منظور انجام آزمایش شکست هیدرولیکی در شکل (۵-۶) نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل (۵-۶) مشاهده می‌شود، در تمام ورودی‌های سیال (اعم از روغن هیدرولیک تزریق شده به جک اعمال کننده تنش محوری، سلول آزمایش و یا سیال شکست تزریق شده به داخل نمونه سنگ) سنسورهای فشار قرار داده شده است. بنابراین تمام اطلاعات توسط سیستم دیتالاگر به سیستم کنترل اصلی منتقل می‌شود و اطلاعات به صورت یک فایل اکسل در سیستم ذخیره خواهد شد.



شکل ۵-۶: طرح کلی از تجهیزات آزمایش شکست هیدرولیکی

۴-۵- شرح آزمایش‌های شکست هیدرولیکی

بعد از آماده شدن نمونه برای آزمایش شکست هیدرولیکی، بین نمونه و پایه‌های دارای نازل از واشرهای لاستیکی^۱ برای آب‌بندی کامل نمونه، استفاده می‌شود. تا از نظر نشت نکردن سیال اطمینان بیشتری حاصل شود. نازل پایه‌های بالایی و پایینی دارای قطر ۵ و طول ۳ میلی‌متر هستند. شکل (۵-۷) قرار گرفتن نمونه را در بین دو پایه نازل‌دار تحت تنش‌های جانبی و محوری و تزریق سیال نشان داده است. نازل‌ها در مجموع به اندازه ۶ میلی‌متر به داخل نمونه سنگ وارد می‌شوند. نمونه با نازل‌ها در تماس نبوده و به صورت قائم بر روی پایه قرار می‌گیرد.



شکل ۵-۷: نمایش نمونه در بین دو پایه نازل‌دار

بعد از قرارگیری نمونه در سلول آزمایش، به منظور اعمال شرایط مختلف درون زمین، در ابتدا تنش‌های جانبی و محوری به نمونه مطابق با برنامه آزمایش وارد می‌شود. پس از آن سیال با نرخ ثابت، از طریق پایه نازل‌دار پایینی در طول آزمایش به درون نمونه تزریق خواهد شد. در اینجا ذکر این نکته مهم است که سیال از پایه نازل‌دار پایینی وارد نمونه شده و از طریق پایه نازل‌دار بالایی خارج می‌شود. در انتهای مسیر شیری قرار دارد که پس از عمل هواگیری مسیر، شیر بسته می‌شود. بنابراین فشار سیال داخل گمانه افزایش می‌یابد، پس از غلبه بر تنش جانبی و مقاومت کششی نمونه

^۱ O-ring

سنگ، شکست هیدرولیکی اتفاق می‌افتد. در تمام آزمایش‌ها روند کار به همین صورت است و فقط سیال تزریق، نرخ تزریق و تنش‌های جانبی اعمال شده بر نمونه تغییر پیدا می‌کند. فشار سیال تزریق شده، در ورودی و خروجی نمونه توسط سنسورهای فشارسنج نیز اندازه‌گیری می‌شود. شایان ذکر است که قبل از انجام آزمایش‌ها نمونه‌ها با آب اشباع شده‌اند. در ادامه به منظور بررسی تاثیر پارامترهای نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال به تهیه و ساخت سیال‌های استفاده شده پرداخته خواهد شد.

۵-۵- تهیه و ساخت سیال‌های آزمایش

موارد مهمی وجود دارد که در هنگام انتخاب سیال مناسب برای عملیات شکست هیدرولیکی باید مورد توجه قرار گیرد. استفاده از سیالی که سازگار با سنگ و سیال موجود در سازند باشد، به دلیل وارد شدن کمترین آسیب به مخزن، توانایی کافی سیال برای انتقال پروپانت، گرانونی سیال به گونه‌ای باشد که پس از عملیات به راحتی کاهش یابد و تمیز شود، ملاحظات مالی و بحث اقتصادی بودن سیال از جمله مواردی هستند که در هنگام انتخاب سیال باید مدنظر قرار گیرند. در این پژوهش برای ساخت سیال با ویسکوزیته‌های مختلف از صمغ طبیعی گوارگام^۱ و زانتان‌گام^۲ با درصد‌های وزنی-حجمی مختلف استفاده شده است. صنعت نفت از گوارگام به عنوان پلیمر، عامل ژل کننده یا ویسکوز کننده سیال شکست هیدرولیکی استفاده می‌کند. کاربرد اصلی زانتان‌گام نیز غلظت دهنده یا افزایش دهنده ویسکوزیته است. در صنایع حفاری چاه نفت نیز برای تنظیم رئولوژی سیال کاربرد دارد و به همراه بنتونیت در گل حفاری پایه آبی می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد. باعث به سهولت رانده شدن قطعات کنده شده توسط دستگاه حفاری می‌شود.

برای تهیه سیال، آب مقطر به همراه مقداری پودر (گوارگام یا زانتان‌گام) نیاز است. در ابتدا ۳۵۰ میلی‌لیتر آب را در ظرف فلزی (کاپ) ریخته و در داخل دستگاه میکسر (شکل (۵-۸)) گذاشته و

¹ Guargum

² Xanthangum

سرعت ۹۵۰۰ دور در دقیقه اعمال می‌شود. در مدت ۱۵ ثانیه مقدار ۳/۵ گرم پودر را به آب اضافه کرده و مدت زمان ۲۰ دقیقه اجازه مخلوط داده می‌شود.



شکل ۵-۸: دستگاه میکسر سیال

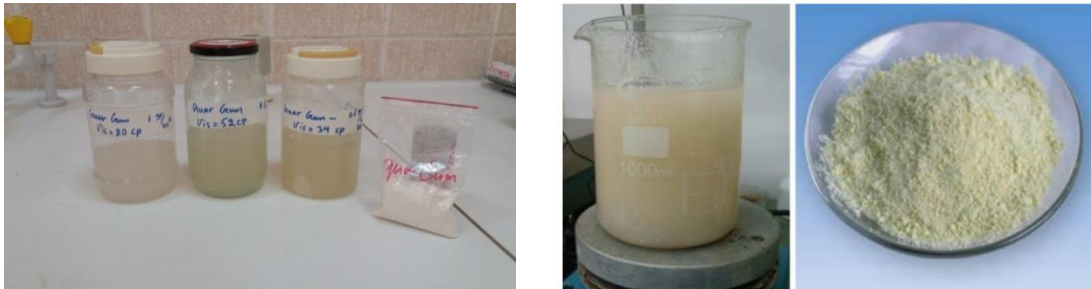
پس از ۲۰ دقیقه دستگاه میکسر را خاموش کرده، سیال را برداشته و برای اندازه‌گیری ویسکوزیته سیال مطابق با استاندارد انجمن مهندسی نفت، از یک دستگاه ویسکومتر (شکل ۵-۹)) استفاده می‌شود. در جدول (۵-۱) مقادیر مورد استفاده پودر گوار و زانتان و نتایج آزمایش رئولوژیکی سیال‌ها آورده شده است. شکل (۵-۱۰) نیز سیال زانتان گام و گوارگام با ویسکوزیته‌های مختلف را نشان می‌دهد.



شکل ۵-۹: دستگاه ویسکومتر جهت اندازه‌گیری خواص رئولوژی سیال

جدول ۵-۱: نتایج آزمایش رئولوژیکی سیال‌های ساخته شده

نمونه	حجم آب (ml)	وزن پودر (gr)	درصد وزنی - حجمی	ویسکوزیته (CP)
گوارگام	۳۵۰	۲	۰/۶	۳۴
	۳۵۰	۲/۷۵	۰/۸	۵۲
	۳۵۰	۳/۵	۱	۸۰
	۳۵۰	۵	۱/۴	۱۴۰
زانتان‌گام	۳۵۰	۳/۵	۱	۴۰



شکل ۵-۱: سیال زانتان‌گام (سمت راست)، سیال گوارگام با ویسکوزیته‌های مختلف (سمت چپ)

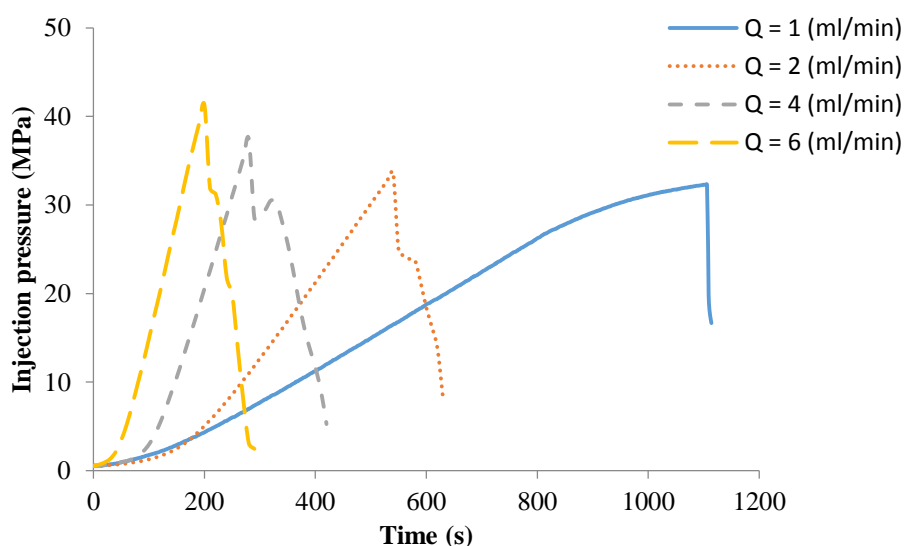
سهولت استفاده از گوارگام در صنایع نفت، به علت پخش و هیدراته شدن سریع آن در آب‌های سرد و گرم، و همچنین استفاده از آن جهت به دست آوردن سیال با ویسکوزیته‌های مناسب است. در ادامه به بررسی آزمایش‌های شکست هیدرولیکی با استفاده از سیال‌های تهیه شده، بر روی نمونه‌های آهک، مخزن، ماسه‌سنگ، گرانیت، توف و سیمان پرداخته خواهد شد.

۵-۶- آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های آهکی

بیش از ۶۵ درصد مخازن نفت خاورمیانه در سنگ‌های کربناته یا آهکی هستند. بزرگترین مخازن نفت ایران نیز در این سنگ‌ها تشکیل شده، بنابراین اهمیت شناخت رفتار این سنگ‌ها مهم است. قبل از عملیات شکست هیدرولیکی، باید مطالعات آزمایشگاهی انجام شود. در این پژوهش آزمایش‌های شکست هیدرولیکی با استفاده از دستگاه تست سه محوره موجود در آزمایشگاه مکانیک سنگ گروه حفاری و تکمیل چاه پژوهشگاه صنعت نفت انجام شد. به منظور بررسی تأثیر نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال در روش شکست هیدرولیکی آزمایش‌هایی طراحی شد. در ادامه به بررسی پارامترهای ذکر شده در آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های آهکی، پرداخته می‌شود.

۵-۶-۱- تأثیر نرخ تزریق سیال گوارگام در نمونه‌های آهکی

به منظور تعیین تأثیر نرخ تزریق سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های آهکی با استفاده از نرخ تزریق‌های مختلف (۱، ۲، ۴ و ۶ میلی‌لیتر در دقیقه) آزمایش شدند. تمام پارامترها به جز نرخ تزریق سیال در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۱۰ و ۳۵ مگاپاسکال اعمال شد، سیال شکست نیز گوارگام با ویسکوزیته ۸۰ سانتی‌پواز در کل آزمایش‌ها تزریق شد. شکل (۵-۱۱) تغییرات فشار تزریق نسبت به زمان، برای چهار نرخ تزریق انتخاب شده را نشان می‌دهد. نرخ تزریق تأثیر قابل توجهی بر فشار شکست نمونه‌های آهکی دارد.

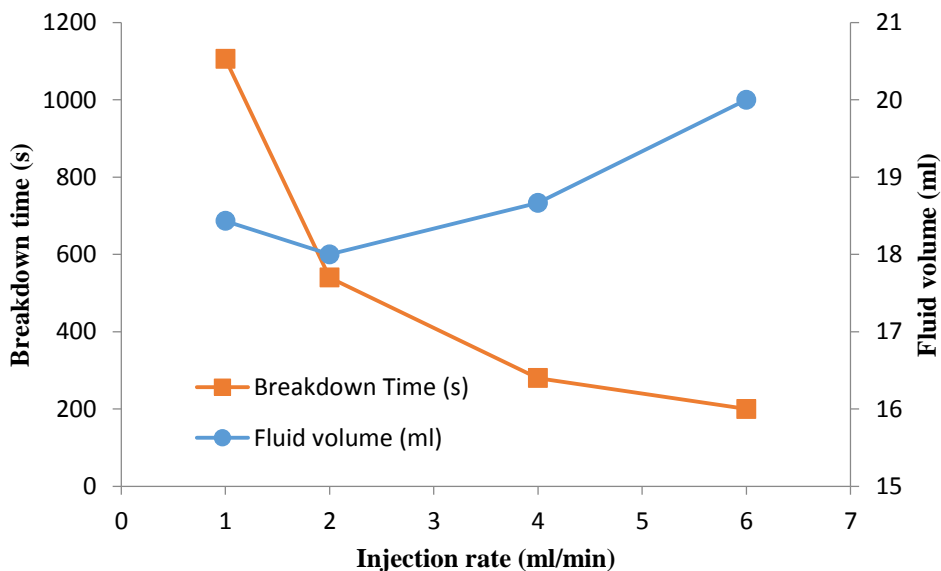


شکل ۵-۱۱: تغییرات فشار تزریق - زمان در نرخ‌های مختلف تزریق در نمونه‌های آهک

مطابق شکل (۵-۱۱) زمان لازم برای دستیابی به فشار شکست با کاهش مقدار نرخ تزریق، افزایش می‌یابد. نرخ ایجاد فشار در نمونه‌ها متناسب با نرخ تزریق سیال است. با افزایش نرخ تزریق سیال، فشار شکست نمونه‌ها افزایش می‌یابد. اندازه فشار ایجاد شده به دو فاکتور بستگی دارد: (۱) ساختار منافذ سنگ، (۲) مدت زمانی که فشار اعمال می‌شود.

فاکتور اول برای هر چهار آزمایش انجام شده مشابه است، چراکه یک نوع سنگ برای آزمایش‌ها استفاده شده است. با این حال، فاکتور دوم مدت زمان فشار وارده به دیواره چاه شبیه‌سازی شده، به

طور قابل توجهی تحت تأثیر نرخ تزریق سیال قرار می‌گیرد. بنابراین، در نرخ تزریق کمتر (۱ میلی‌لیتر در دقیقه)، منطقه تحت فشار به دلیل نفوذ سیال به منافذ، بسیار بیشتر است. در نتیجه فشار شکست نمونه، پایین‌تر است. برعکس، در نرخ تزریق بالاتر (۶ میلی‌لیتر در دقیقه)، منطقه تحت فشار نسبت به نرخ تزریق کمتر (۱ میلی‌لیتر در دقیقه)، کوچکتر است. در نرخ تزریق بالاتر سیال فرصت نفوذ به درون سنگ را ندارد. در نتیجه فشار شکست بیشتری ایجاد می‌کند. علاوه بر این، به منظور ارزیابی میزان مصرف سیال در هنگام شکست و زمان لازم برای دستیابی به فشار شکست در شکل (۵-۱۲) نمودار حجم سیال و زمان شکست در برابر نرخ تزریق سیال ترسیم شده است.

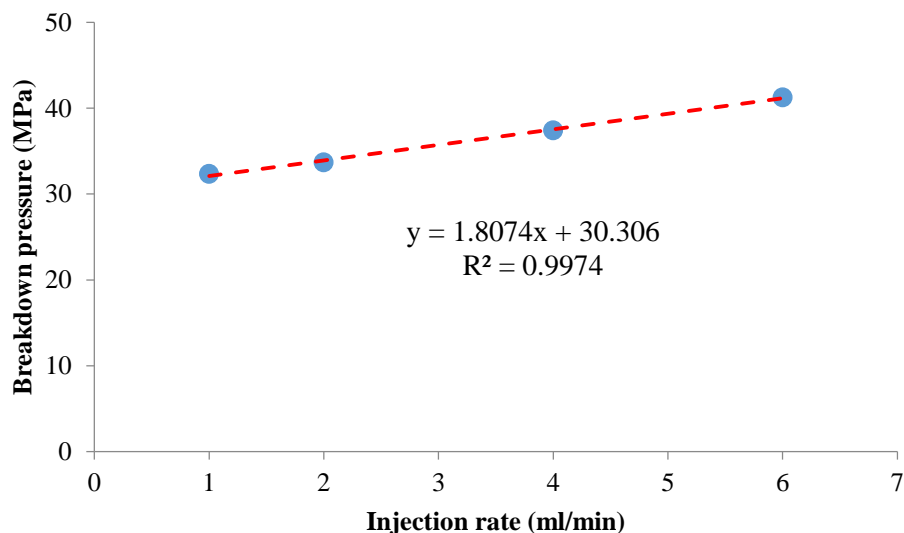


شکل ۵-۱۲: تغییرات زمان شکست و حجم سیال در نرخ‌های تزریق در نمونه‌های آهک

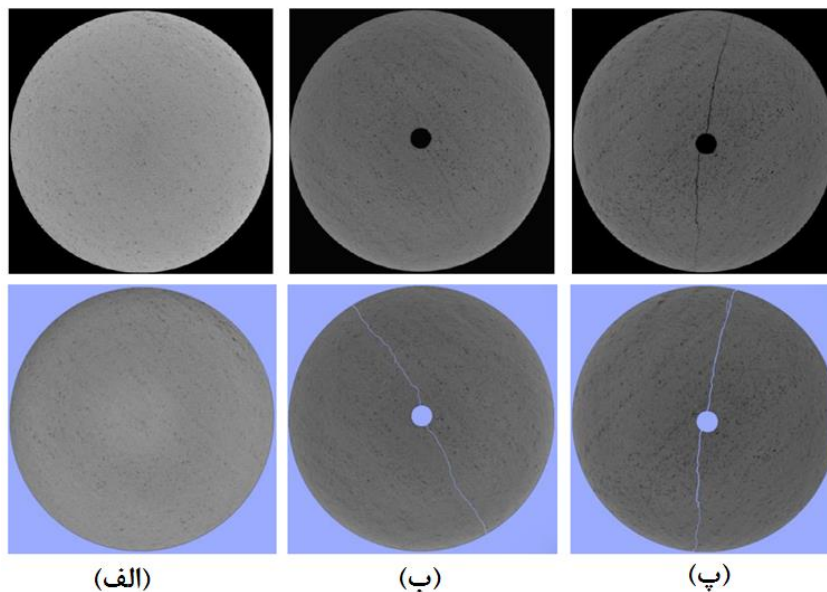
همان‌طور که در شکل (۵-۱۲) مشاهده می‌شود و قبلاً نیز توضیح داده شد، زمان دستیابی به فشار شکست با نرخ تزریق سیال رابطه عکس دارد. به عنوان مثال، هنگامی که نرخ تزریق از ۱ به ۶ میلی‌لیتر در دقیقه افزایش می‌یابد، مدت زمان شکست حدود ۸۲ درصد کاهش می‌یابد. این امر عمدتاً به دلیل افزایش فشار بیشتر در نتیجه نرخ تزریق بالاتر است. براساس زمان شکست و نرخ تزریق، می‌توان میزان مصرف سیال برای فرآیند شکست هیدرولیکی را نیز محاسبه کرد. با افزایش نرخ تزریق، زمان شکست کاهش می‌یابد، اما حجم سیال تزریقی افزایش پیدا می‌کند. این مشاهدات حاکی از آن است که در این مطالعه زمان شکست و حجم سیال با یکدیگر رابطه‌ای عکس دارند. در حقیقت،

هنگامی که نرخ تزریق سیال از ۱ به ۶ میلی لیتر در دقیقه افزایش می‌یابد، حجم سیال مصرفی حدود ۱۰ درصد افزایش پیدا می‌کند.

نرخ تزریق بالاتر منجر به فشار شکست بیشتر و همچنین مصرف بیشتر سیال می‌شود. هر دو پارامتر به طور قابل توجهی بر جنبه‌های هزینه‌ای عملیات شکست هیدرولیکی تأثیر می‌گذارند. برای دستیابی به نرخ تزریق بالاتر در شرایط عملیات، به پمپ‌های صنعتی احتیاج است که باز هم هزینه بیشتری را برای تحریک مخزن اضافه می‌کند. با این حال، مطابق شکل (۵-۱۲)، هنگامی که نرخ تزریق سیال از ۱ به ۶ میلی لیتر بر دقیقه افزایش می‌یابد، نرخ فشار افزایش یافته و زمان رسیدن به شکست حدود ۹۰۶ ثانیه کاهش پیدا می‌کند. شکل (۵-۱۳) تغییرات فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف سیال در نمونه‌های آهکی را نشان می‌دهد. نتایج بیانگر آن است که با افزایش نرخ تزریق، بازشدگی شکستگی ایجاد شده افزایش می‌یابد. شکل (۵-۱۴) نمونه‌های سی تی اسکن شده قبل از آزمایش و بعد از آزمایش در نرخ‌های تزریق ۱ و ۶ میلی لیتر بر دقیقه را نشان داده است. مقدار بازشدگی شکستگی‌ها در نرخ‌های تزریق مختلف ۱ و ۶ میلی لیتر در دقیقه به ترتیب ۰/۲ و ۱/۳۲ میلی متر اندازه‌گیری شد. در جدول (۵-۲) نیز طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۱۳: تغییرات فشار شکست در نرخ‌های مختلف تزریق در نمونه‌های آهک



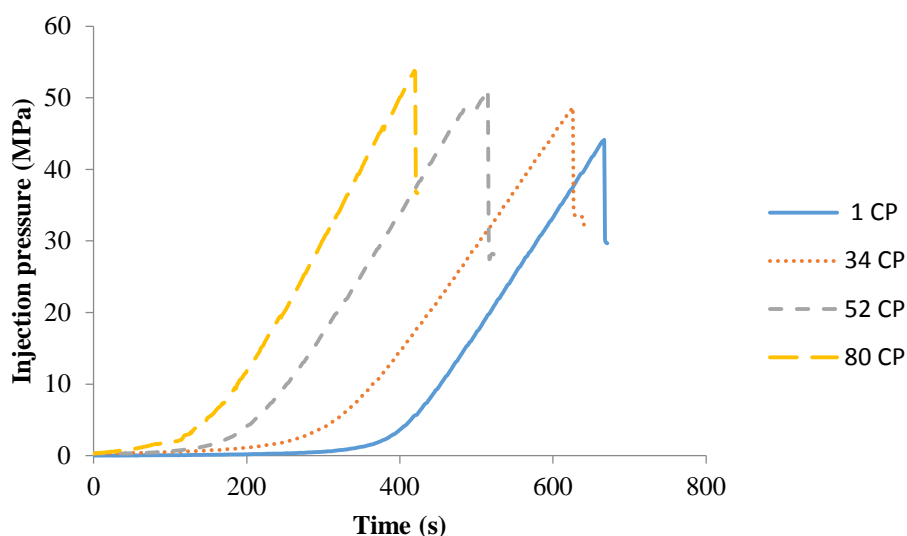
شکل ۵-۱۴: تصاویر سی تی اسکن نمونه‌های آهک (الف) نمونه سالم، (ب) نمونه‌های آزمایش شده، (ب) نرخ تزریق ۱ میلی‌لیتر در دقیقه، (پ) نرخ تزریق ۶ میلی‌لیتر در دقیقه

جدول ۵-۲: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های آهک

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۱	MH-۱	۱۰	۳۵	۱	گوارگام	۸۰	۳۲/۳۴
۲	MH-۲	۱۰	۳۵	۲	گوارگام	۸۰	۳۳/۶۹
۳	MH-۳	۱۰	۳۵	۴	گوارگام	۸۰	۳۷/۴۳
۴	MH-۴	۱۰	۳۵	۶	گوارگام	۸۰	۴۱/۲۶

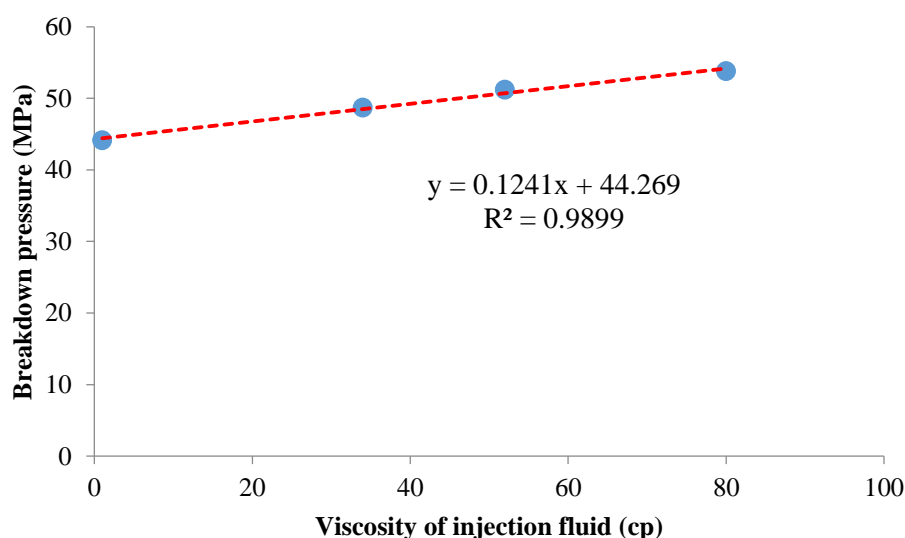
۵-۶-۲- تاثیر ویسکوزیته سیال در نمونه‌های آهکی

به منظور تعیین تأثیر ویسکوزیته سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، آب با ویسکوزیته یک سانتی‌پواز و سیال گوارگام با ویسکوزیته‌های ۳۴، ۵۲ و ۸۰ سانتی‌پواز در نمونه‌های آهکی تزریق شدند. در این آزمایش‌ها تمام پارامترها به جز ویسکوزیته سیال ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۱۰ و ۳۵ مگاپاسکال اعمال شد. سیال با نرخ تزریق ۴ میلی‌لیتر بر دقیقه در کل آزمایش‌ها تزریق می‌شود. شکل (۵-۱۵) تغییرات فشار تزریق سیال نسبت به زمان تزریق، برای ویسکوزیته‌های مختلف سیال را نشان می‌دهد.

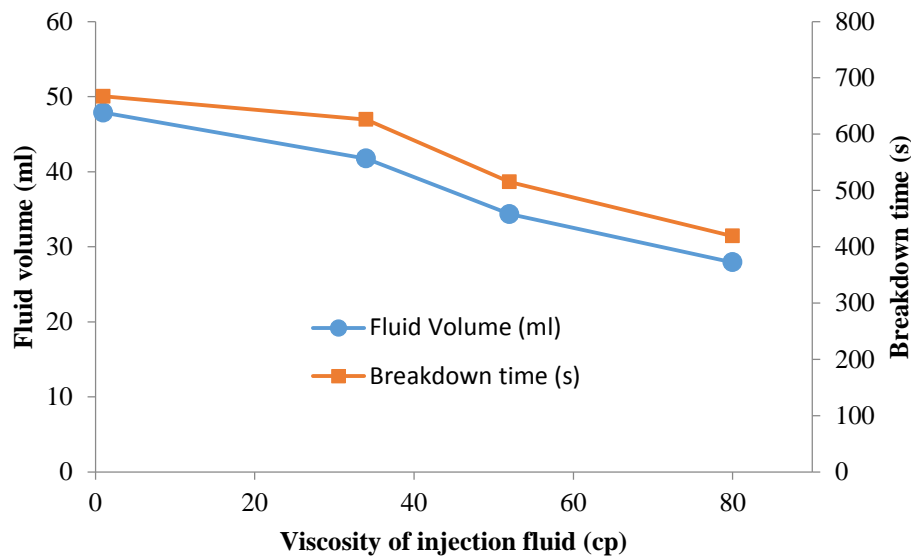


شکل ۵-۱۵: تغییرات فشار تزریق- زمان برای ویسکوزیته‌های مختلف در نمونه‌های آهک

مطابق شکل (۵-۱۵) با افزایش ویسکوزیته سیال، فشار سیال تزریق شده افزایش می‌یابد. با افزایش ویسکوزیته سیال، فشار شکست افزایش، زمان شکست و حجم سیال تزریق شده نیز کاهش می‌یابد. همان‌طور که در شکل (۵-۱۵) مشاهده می‌شود؛ سیال (آب) کمترین ویسکوزیته را داشته بنابراین تا ثانیه ۲۱۹ فشار سیال تقریباً ثابت بوده و از آن به بعد سیال فشار گرفته است. شکل (۵-۱۶) تغییرات فشار شکست، شکل (۵-۱۷) تغییرات زمان شکست و حجم سیال مصرفی در برابر ویسکوزیته سیال تزریق شده را نشان می‌دهد. در جدول (۵-۳) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۱۶: تغییرات فشار شکست در برابر ویسکوزیته سیال تزریق در نمونه‌های آهک



شکل ۵-۱۷: تغییرات زمان شکست و حجم سیال مصرفی در برابر ویسکوزیته سیال در نمونه‌های آهک

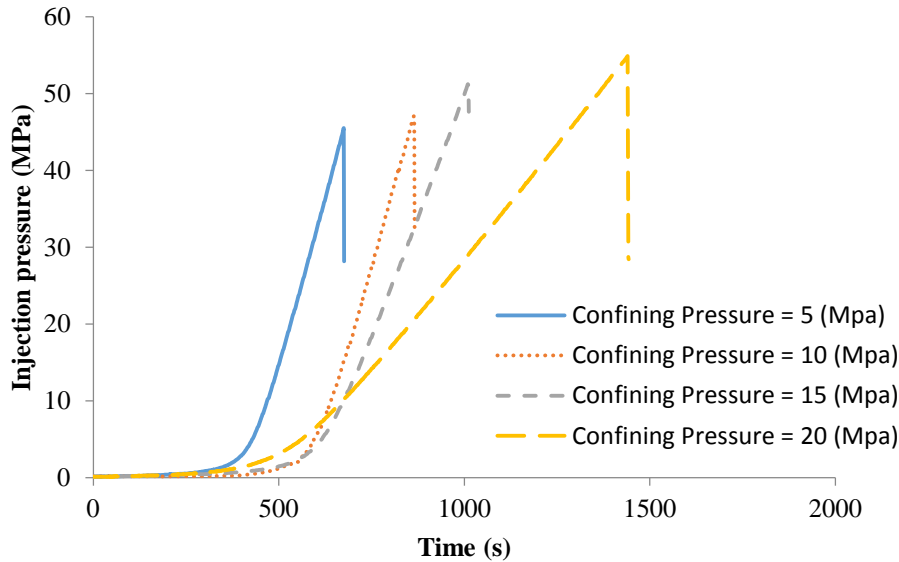
جدول ۵-۳: نتایج بررسی تاثیر ویسکوزیته سیال تزریق شده در نمونه‌های آهک

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۵	MH-۵	۱۰	۳۵	۴	آب	۱	۴۴/۱۳
۶	MH-۶	۱۰	۳۵	۴	گوارگام	۳۴	۴۸/۷
۷	MH-۷	۱۰	۳۵	۴	گوارگام	۵۲	۵۱/۲
۸	MH-۸	۱۰	۳۵	۴	گوارگام	۸۰	۵۳/۸

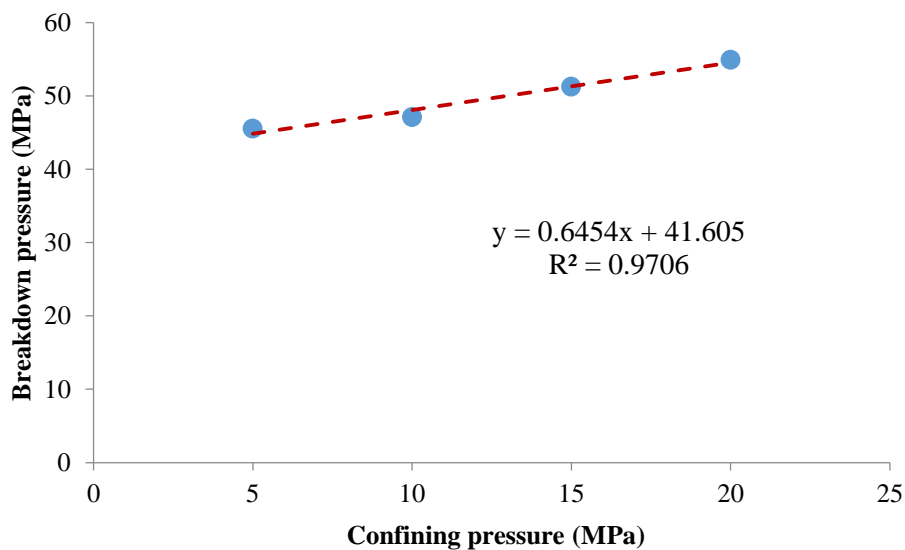
۵-۶-۳- ارتباط بین فشار شکست با تنش جانبی در نمونه‌های آهک

با توجه به اهمیت تنش‌های برجا در ارزیابی و پیش‌بینی روند ایجاد و گسترش شکستگی‌ها و اهمیت بالای پیش‌بینی تنش‌ها توسط فشار شکست، نمونه‌های آهکی در تنش‌های جانبی مختلف ۵، ۱۰، ۱۵ و ۲۰ مگاپاسکال، تحت فشار محوری یکسان ۳۵ مگاپاسکال مورد آزمایش قرار گرفتند. سیال گوارگام با ویسکوزیته ۸۰ سانتی‌پواز و نرخ تزریق ثابت ۲ میلی‌لیتر بر دقیقه، به عنوان سیال شکست استفاده شد. نمودار فشار تزریق-زمان در تنش‌های جانبی مختلف در شکل (۵-۱۸) آورده شده است. شکل (۵-۱۹) رابطه میان تنش‌های جانبی و فشار شکست را نشان می‌دهد. با افزایش فشار جانبی، فشار شکست افزایش می‌یابد. افزایش فشار تزریق قابل توجه است و به دلیل نفوذپذیری کم (۰/۰۰۱ میلی داری) نمونه‌های آهک رخ داده است، نرخ تزریق (۲ میلی‌لیتر در دقیقه) بسیار بیشتر از سرعت

نفوذ سیال از طریق ماتریکس و منافذ موجود در نمونه‌های آهکی است. بنابراین فشار سیال افزایش می‌یابد تا فشار شکست ایجاد شود. جدول (۴-۵) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۱۸: تغییرات فشار تزریق- زمان در تنش‌های جانبی مختلف در نمونه‌های آهک

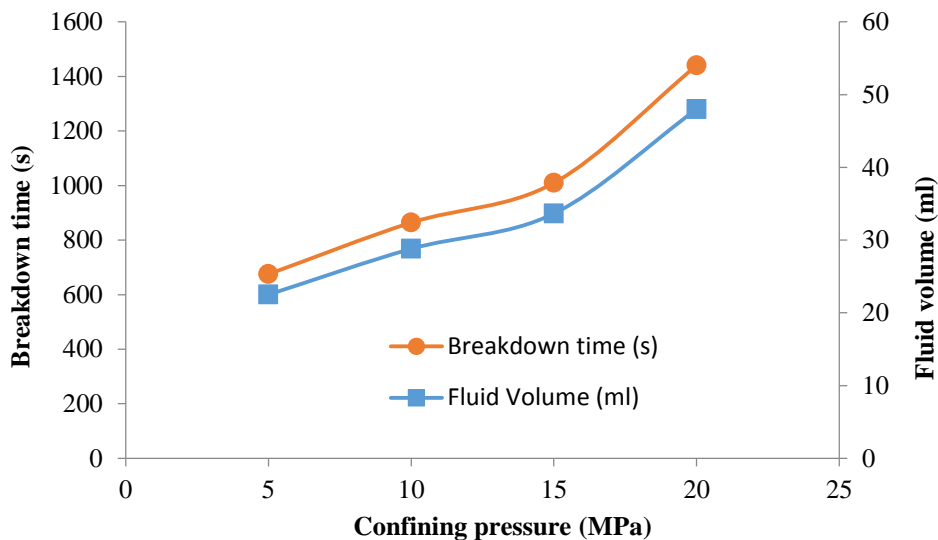


شکل ۵-۱۹: تغییرات فشار شکست در تنش‌های جانبی مختلف نمونه‌های آهک

جدول ۴-۵: نتایج بررسی فشار شکست در فشارهای جانبی مختلف در نمونه‌های آهک

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۹	MH-۹	۵	۳۵	۲	گوارگام	۸۰	۴۵/۵۱
۱۰	MH-۱۰	۱۰	۳۵	۲	گوارگام	۸۰	۴۷/۰۷
۱۱	MH-۱۱	۱۵	۳۵	۲	گوارگام	۸۰	۵۱/۲۳
۱۲	MH-۱۲	۲۰	۳۵	۲	گوارگام	۸۰	۵۴/۸۸

برای رسیدن به فشار شکست باید به مجموع تنش جانبی و مقاومت کششی نمونه سنگ غلبه کرد. در این آزمایش‌ها که نمونه سنگ‌های مورد آزمایش قرار گرفته یکسان بوده، بنابراین مقاومت کششی نمونه‌ها برابر است. با افزایش تنش جانبی نیز مدت زمان تزریق سیال افزایش پیدا می‌کند، تا زمانی که در نمونه شکست اتفاق افتد. با افزایش زمان تزریق به طبع حجم سیال تزریق شده نیز افزایش می‌یابد. شکل (۵-۲۰) تغییرات زمان شکست و حجم سیال در تنش‌های جانبی مختلف را نشان می‌دهد.



شکل ۵-۲۰: تغییرات زمان شکست و حجم سیال در تنش‌های جانبی مختلف نمونه‌های آهک

۵-۷- آزمایش‌های شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های مخزنی

به دلیل ماهیت پیچیده فرآیند شکست هیدرولیکی، وجه مشترک تمامی مطالعات آن است که، قبل از انجام مطالعات دقیق و گسترده میدانی و تخمین دقیق خواص مکانیکی سنگ، وضعیت تنش‌های برجا، طراحی سیالات شکست، نرخ تزریق و ویسکوزیته سیال و بررسی دیگر جنبه‌های مختلف آن، به منظور داشتن دانش کامل و کافی از پارامترهای ورودی نیاز است که مطالعات آزمایشگاهی نیز انجام شود. مطالعات آزمایشگاهی می‌تواند به درک عمیق فیزیک مسئله کمک کند. بنابراین امکان بررسی هر یک از پارامترها را به طور جداگانه در حالت برهمکنش و تحت شرایط کنترل شده فراهم می‌سازد. هر چند که در انجام مطالعات آزمایشگاهی نیز محدودیت‌هایی وجود دارد.

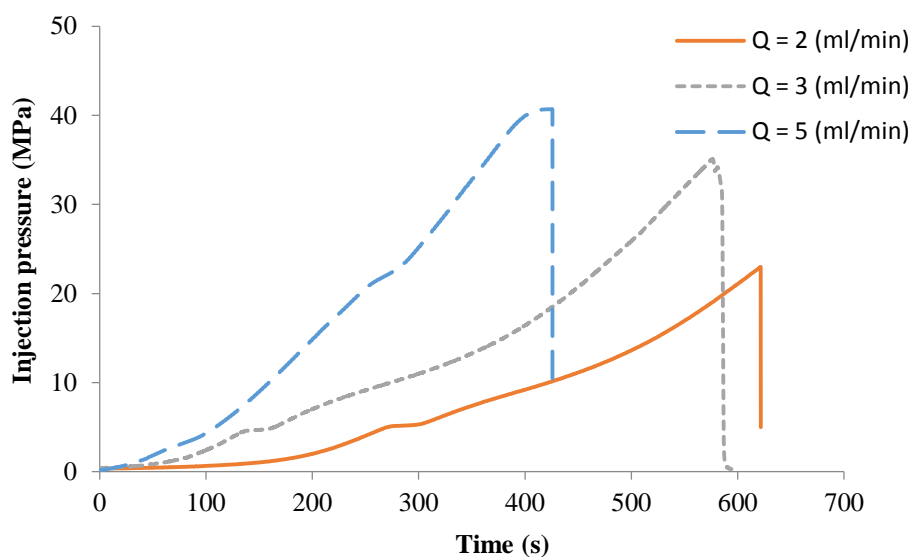
به منظور شبیه‌سازی عملیات شکست هیدرولیکی در آزمایشگاه، حضور سه مولفه تنش مستقل، مشابه حالت میدان، باید نمونه سنگ مکعبی در دستگاه طراحی شده مخصوصی که تنش سه محوره واقعی یا سلول چند محوره نامیده می‌شود، مورد آزمایش قرار گیرد. علاوه بر این، بزرگ‌ترین اندازه نمونه مکعبی که می‌توان از یک نمونه مغزه مخزنی بدست آورد، بیش از ۵۰ میلیمتر نخواهد بود، که ممکن است برای مشاهده انتشار شکستگی القایی و جمع آوری اطلاعات لازم، به اندازه کافی بزرگ نباشد. در بسیاری از مطالعات از نمونه‌های مصنوعی و یا نمونه‌های بدست آمده از رخنمون برای انجام آزمایش‌های شکست هیدرولیکی استفاده شده است. انجام یک مطالعه دقیق آزمایشگاهی مستلزم صرف وقت و هزینه‌های بسیار زیادی است. در این پژوهش از نمونه‌های مخزنی (استوانه‌ای یا سیلندری) که قطر و ارتفاع این نمونه‌ها به ترتیب ۳۸ و ۸۰ میلیمتر است، برای آزمایش شکست هیدرولیکی استفاده شده است. در ادامه به بررسی تاثیر پارامترهای نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال بر روی نمونه‌های مخزنی خواهیم پرداخت.

۵-۷-۱- ارزیابی نرخ تزریق با سیال‌های مختلف

برای بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال از سه سیال آب، روغن و گوارگام استفاده شده است. فشار شکست، حجم سیال تزریق شده و زمان شکست مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

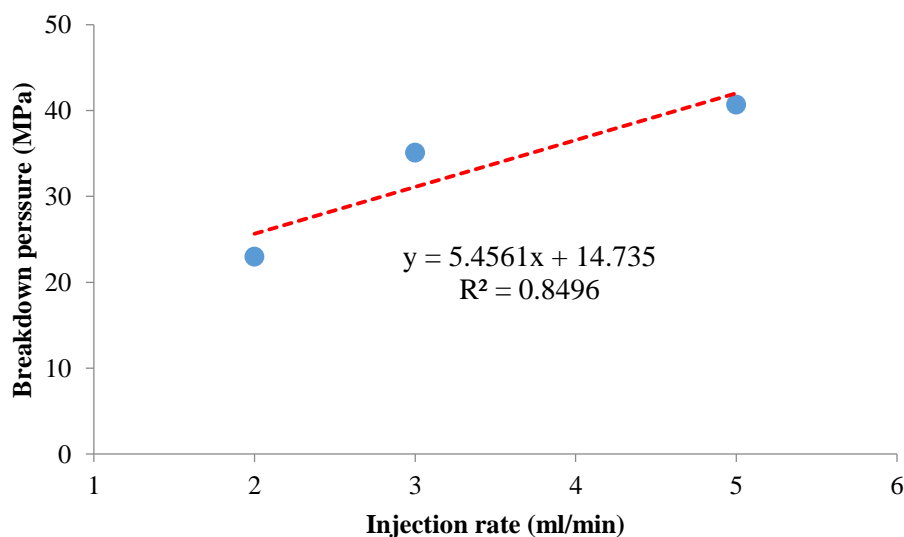
۵-۷-۱-۱- تأثیر نرخ تزریق سیال (آب)

برای بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های مخزنی با استفاده از نرخ تزریق‌های مختلف (۲، ۳ و ۵ میلی‌لیتر در دقیقه) مورد آزمایش قرار گرفتند. تمام پارامترها به جز نرخ تزریق سیال در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۵ و ۱۰ مگاپاسکال اعمال شده است. آب نیز به عنوان سیال شکست با ویسکوزیته یک سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق می‌شود. شکل (۵-۲۱) تغییرات فشار تزریق نسبت به زمان، برای سه نرخ تزریق انتخاب شده را نشان می‌دهد.

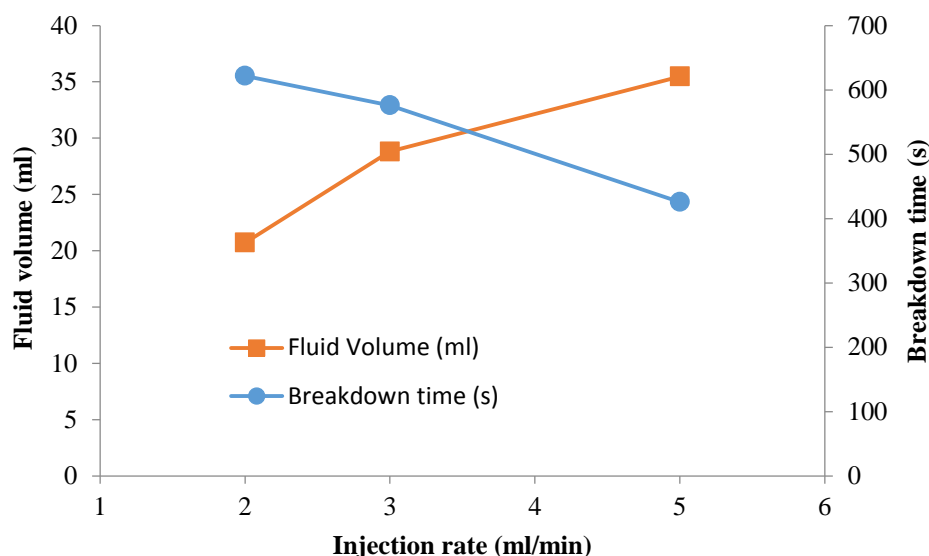


شکل ۵-۲۱: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ‌های مختلف تزریق در نمونه‌های مخزن

تغییرات فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف در شکل (۵-۲۲) نشان داده شده است. با افزایش نرخ تزریق فشار شکست افزایش می‌یابد. همچنان بین نرخ تزریق و فشار شکست رابطه‌ای خطی برقرار است. با افزایش نرخ تزریق زمان شکست کاهش و حجم سیال افزایش می‌یابد (شکل (۵-۲۳)). در جدول (۵-۵) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۲۲: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ‌های مختلف تزریق در نمونه‌های مخزن



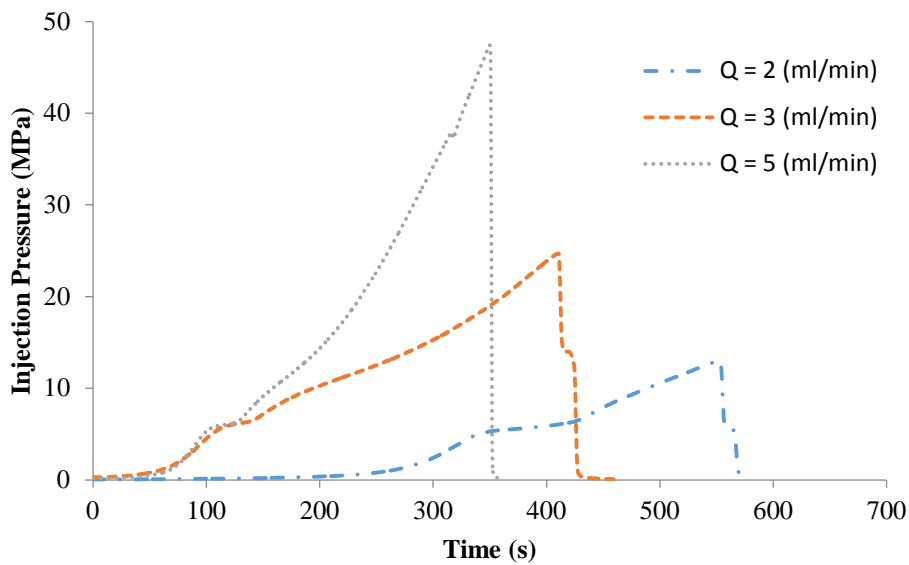
شکل ۵-۲۳: تغییرات حجم سیال مصرفی و زمان شکست در نرخ‌های تزریق نمونه مخزن

جدول ۵-۵: نتایج بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال (آب) در نمونه‌های مخزنی

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۱۳	۱-۱۱	۵	۱۰	۲	آب	۱	۲۳/۰۱
۱۴	۱-۱۳	۵	۱۰	۳	آب	۱	۳۵/۰۸
۱۵	۱-۱۵	۵	۱۰	۵	آب	۱	۴۰/۶۹

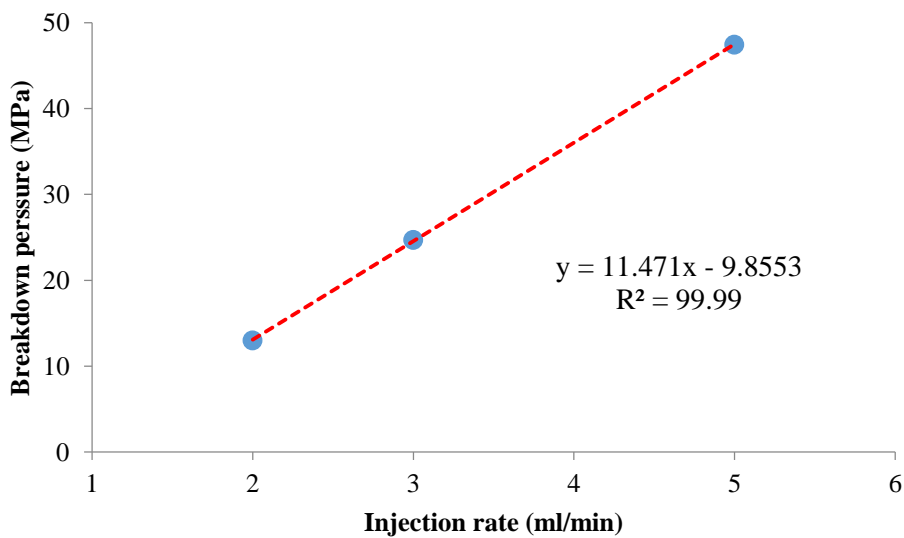
۵-۷-۱-۲- تأثیر نرخ تزریق سیال (روغن)

برای بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های مخزنی با استفاده از نرخ تزریق‌های مختلف (۲، ۳ و ۵ میلی‌لیتر در دقیقه) مورد آزمایش قرار گرفتند. تمام پارامترها به جز نرخ تزریق سیال در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۵ و ۱۰ مگاپاسکال اعمال شده است. روغن نیز به عنوان سیال شکست با ویسکوزیته ۵۰ سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق شد. شکل (۵-۲۴) تغییرات فشار تزریق نسبت به زمان، برای سه نرخ تزریق انتخاب شده را نشان می‌دهد.

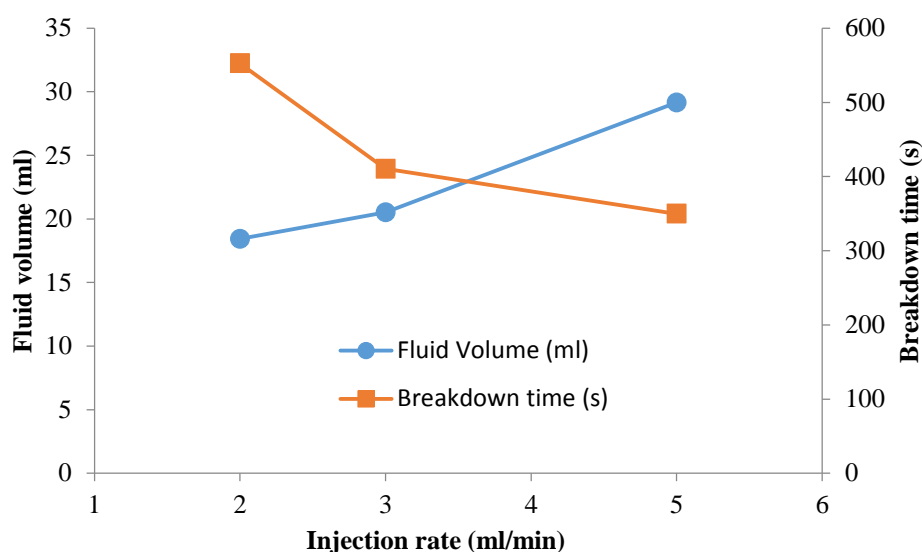


شکل ۵-۲۴: نمودار فشار تزریق - زمان در نرخ‌های مختلف تزریق در نمونه‌های مخزن

تغییرات فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف در شکل (۵-۲۵) نشان داده شده است. با افزایش نرخ تزریق فشار شکست افزایش می‌یابد. همچنان بین نرخ تزریق و فشار شکست رابطه‌ای خطی برقرار است. با افزایش نرخ تزریق زمان شکست کاهش و حجم سیال افزایش می‌یابد (شکل (۵-۲۶)). در جدول (۵-۶) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۲۵: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ تزریق در نمونه‌های مخزنی



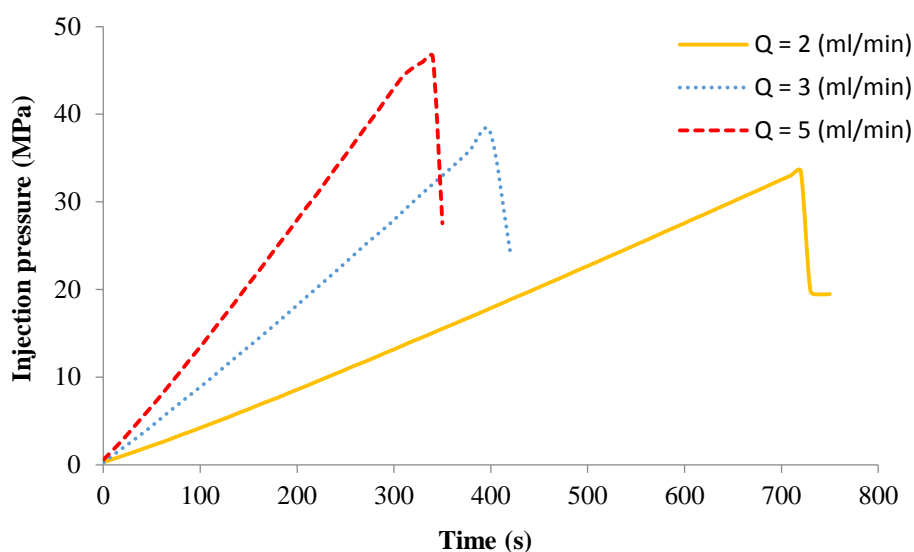
شکل ۵-۲۶: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نمونه‌های مخزنی

جدول ۵-۶: نتایج بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال (روغن) در نمونه‌های مخزنی

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۱۶	۴-۱۰	۵	۱۰	۲	روغن	۵۰	۱۳/۰۱
۱۷	۴-۲۱	۵	۱۰	۳	روغن	۵۰	۲۴/۷۰
۱۸	۴-۲۲	۵	۱۰	۵	روغن	۵۰	۴۷/۴۵

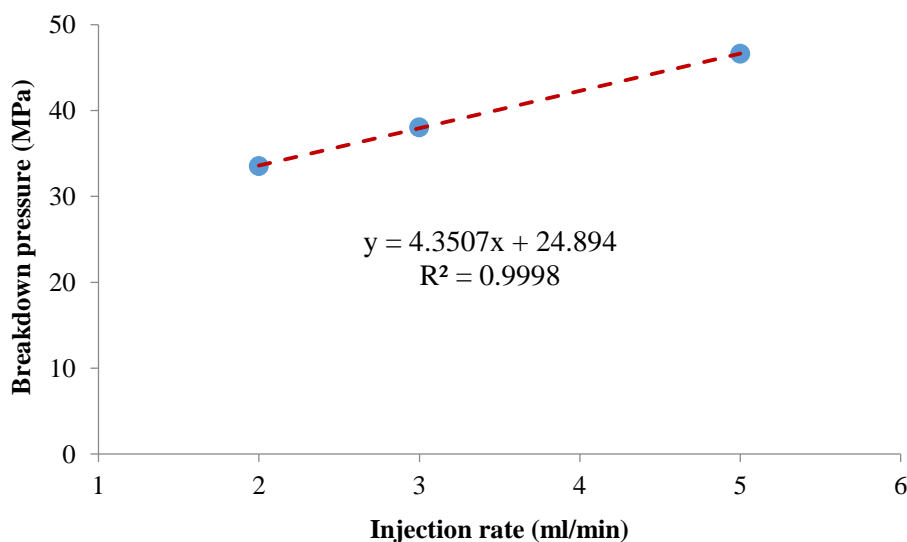
۵-۷-۱-۳- تأثیر نرخ تزریق سیال (گوارگام)

برای بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های مخزنی با استفاده از نرخ تزریق‌های مختلف (۲، ۳ و ۵ میلی‌لیتر در دقیقه) مورد آزمایش قرار گرفتند. تمام پارامترها به جز نرخ تزریق سیال در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۵ و ۱۰ مگاپاسکال اعمال شده است. سیال گوارگام با ویسکوزیته ۱۴۰ سانتی‌پواز نیز به عنوان سیال شکست در نمونه‌ها تزریق شد. شکل (۵-۲۷) تغییرات فشار تزریق نسبت به زمان، برای سه نرخ تزریق انتخاب شده را نشان می‌دهد.

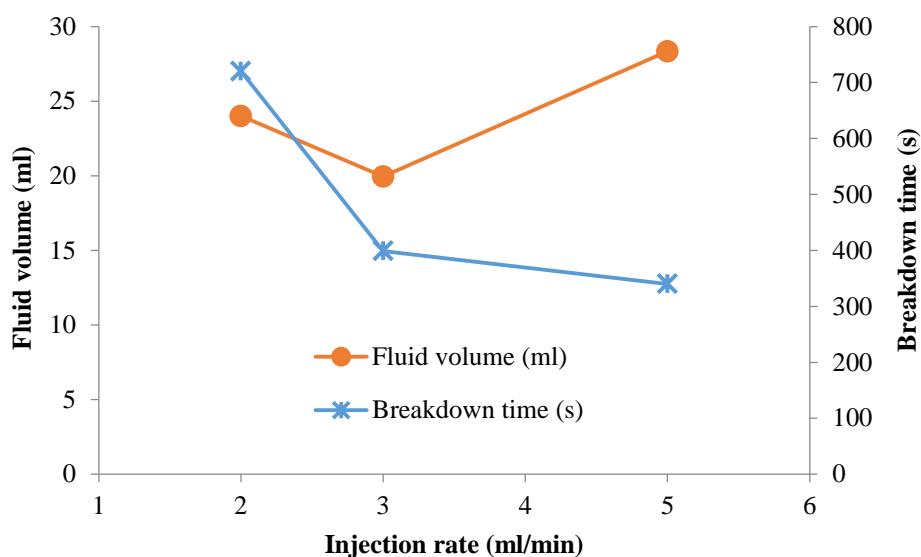


شکل ۵-۲۷: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ‌های مختلف تزریق

تغییرات فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف در شکل (۵-۲۸) نشان داده شده است. با افزایش نرخ تزریق فشار شکست افزایش می‌یابد. همچنان بین نرخ تزریق و فشار شکست رابطه‌ای خطی برقرار است. با افزایش نرخ تزریق زمان شکست کاهش و حجم سیال افزایش می‌یابد (شکل (۵-۲۹)). در جدول (۵-۷) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۲۸: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ‌های مختلف تزریق



شکل ۵-۲۹: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نمونه‌های مخزنی

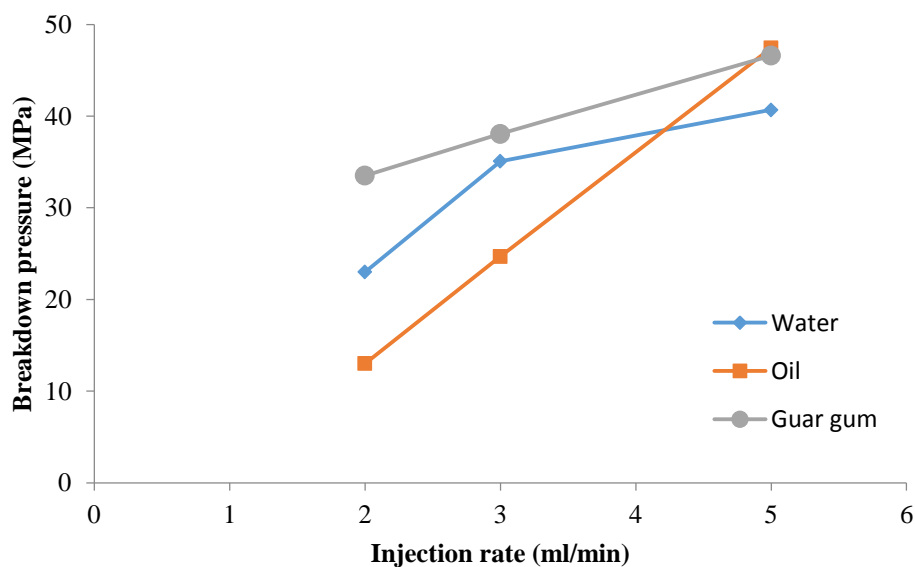
جدول ۵-۷: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال (گوارگام) در نمونه‌های مخزنی

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۱۹	۶-۹	۵	۱۰	۲	گوارگام	۱۴۰	۲۳/۵۲
۲۰	۶-۱۲	۵	۱۰	۳	گوارگام	۱۴۰	۳۸/۰۶
۲۱	۶-۷	۵	۱۰	۵	گوارگام	۱۴۰	۴۶/۶۱

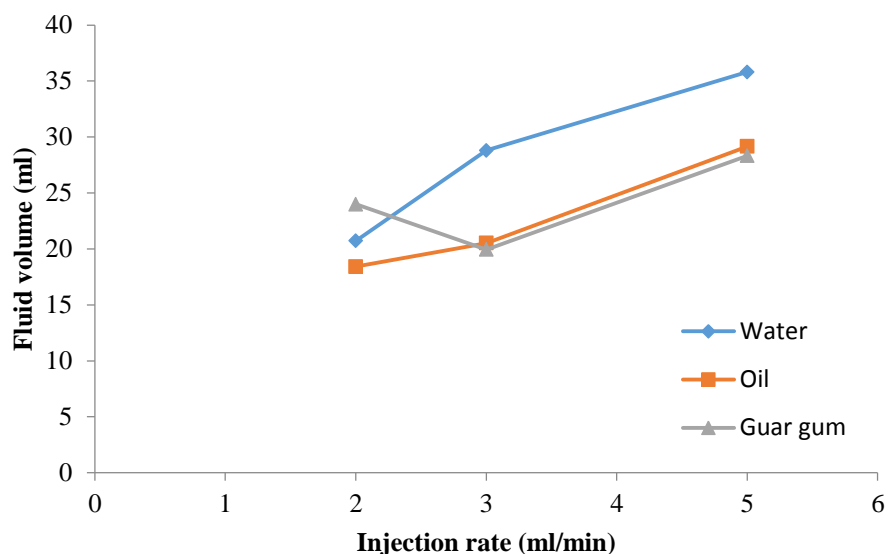
۵-۷-۱-۴- ارزیابی نرخ تزریق در نمونه‌های مخزنی

نمونه‌های مخزنی با سیال‌های آب، روغن و گوارگام به ترتیب با ویسکوزیته‌های ۱، ۵۰ و ۱۴۰ سانتی‌پواز، با نرخ‌های تزریق یکسان ۲، ۳ و ۵ میلی‌لیتر در دقیقه مورد آزمایش قرار گرفتند. افزایش فشار تزریق قابل توجه است و به دلیل نفوذپذیری کم نمونه‌های مخزنی ایجاد شده است. با توجه به این که سرعت نفوذ سیال از طریق ماتریکس و منافذ موجود در نمونه، بسیار کمتر از نرخ‌های تزریق سیال در نمونه‌ها است، بنابراین فشار سیال افزایش یافته و به طبع آن نیز فشار شکست افزایش پیدا می‌کند. شکل (۵-۳۰) فشارهای شکست نمونه‌ها را در سه نرخ تزریق ۲، ۳ و ۵ میلی‌لیتر در دقیقه، برای سیال‌های آب، روغن و گوارگام نشان می‌دهد. سیال گوارگام بیشترین فشار شکست را ایجاد کرده است. فقط فشار شکست سیال روغن در نرخ تزریق ۵ میلی‌لیتر در دقیقه، ۰/۸۴ مگاپاسکال بیشتر از فشار شکست سیال گوارگام است. باید توجه داشت که زمان تزریق سیال روغن بیشتر از

سیال گوارگام است. در آزمایش‌های انجام شده، درحالی‌که نرخ تزریق سیال ۱/۵ برابر شده (نرخ تزریق از ۲ به ۳ میلی‌لیتر در دقیقه افزایش پیدا کرده) فشار شکست با استفاده از سیال‌های آب، روغن و گوارگام به ترتیب ۱/۵۲، ۱/۹۰ و ۱/۱۳ برابر افزایش داشته است. شکل (۵-۳۱) حجم سیال تزریق شده را در سه نرخ تزریق ۲، ۳ و ۵ میلی‌لیتر در دقیقه، برای سیال‌های آب، روغن و گوارگام نشان می‌دهد. نتایج نشان می‌دهد که کمترین و بیشترین حجم سیال تزریق شده در نرخ تزریق‌های ۳ و ۵ میلی‌لیتر در دقیقه، مربوط به سیال گوارگام و آب است. دلیل این افزایش حجم استفاده شده از آب را می‌توان این‌گونه تفسیر کرد، آب دارای کمترین ویسکوزیته است و به آسانی می‌تواند در منافذ سنگ نفوذ کند. در حالی‌که ویسکوزیته سیال گوارگام، ۱۴۰ برابر آب است. کمترین اختلاف حجم سیال تزریق شده نیز (از نرخ تزریق ۲ به ۳ میلی‌لیتر در دقیقه) مربوط به نمونه‌هایی است که با روغن آزمایش شده‌اند. نمونه‌هایی که با سیال روغن مورد آزمایش قرار گرفتند، پارامترهای مقاومت فشاری تک محوره، مقاومت کششی و چسبندگی آن‌ها به مراتب کمتر، از نمونه‌هایی است که با سیال‌های آب و گوارگام آزمایش شده‌اند. اما نفوذپذیری و تخلخل این نمونه‌ها بیشتر است. نفوذ روغن نیز به دلیل نفوذپذیری بیشتر این نمونه‌ها است. بنابراین فشار شکست نمونه‌هایی که در آن‌ها روغن تزریق شده است، در نرخ‌های تزریق ۲ و ۳ میلی‌لیتر در دقیقه کمتر از فشار شکست دیگر نمونه‌ها است.



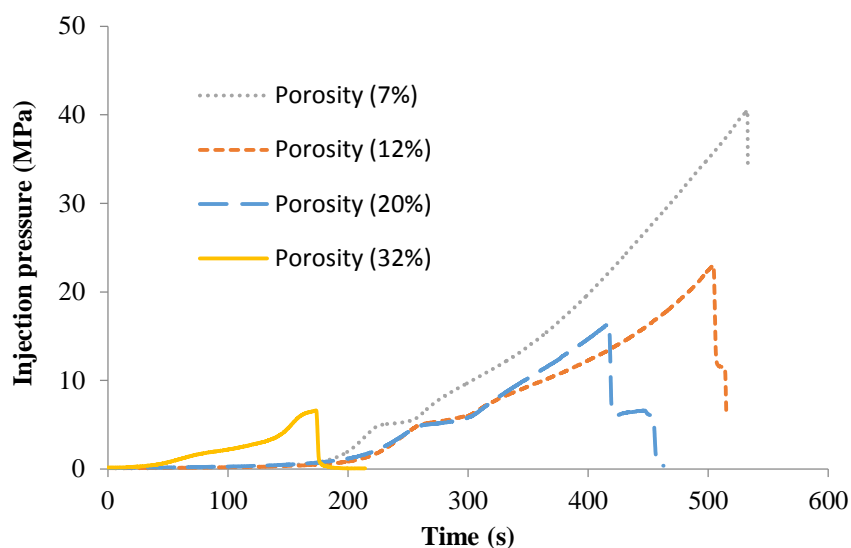
شکل ۵-۳۰: فشار شکست نمونه‌ها در نرخ‌های تزریق مختلف برای سیال‌های مختلف



شکل ۵-۳۱: حجم سیال تزریق شده در نرخ‌های تزریق مختلف برای سیال‌های مختلف

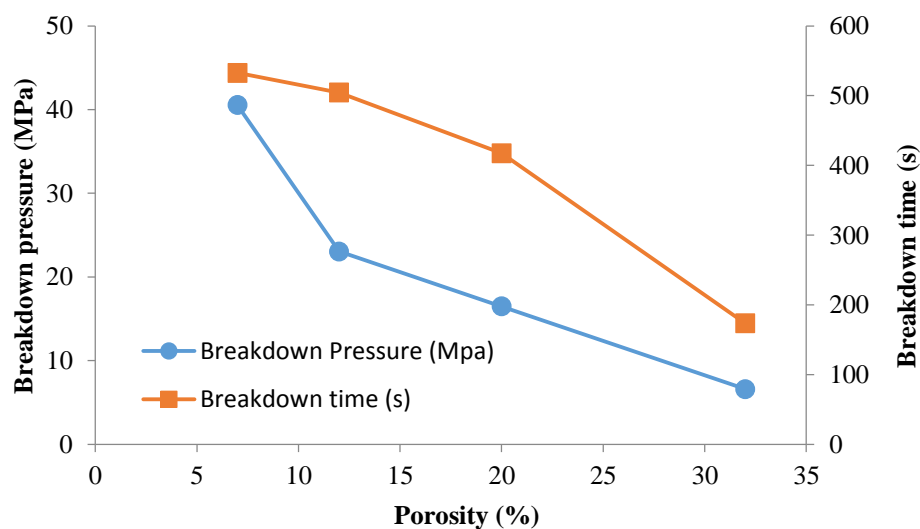
۵-۷-۲- تأثیر تخلخل در فشار شکست نمونه‌های مخزنی

برای بررسی تأثیر تخلخل در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های مخزنی با تخلخل‌های ۷، ۱۲، ۲۰ و ۳۲ درصد مورد آزمایش قرار گرفتند. تمام پارامترها در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۵ و ۱۰ مگاپاسکال اعمال گردید. روغن نیز به عنوان سیال شکست با ویسکوزیته ۸۵ سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق شده است. قبل از انجام این آزمایش، بر روی نمونه‌های صحرایی با تخلخل‌های بالا، آزمایش‌هایی انجام و سیال (آب) در نمونه‌ها تزریق شد. به دلیل ویسکوزیته پایین، آب از منافذ سنگ نشت می‌کند بنابراین، شکست در بعضی از نمونه‌ها ایجاد نمی‌شد؛ اما در برخی از نمونه‌ها شکست رخ داده است، به همین دلیل برای انجام این آزمایش (ارزیابی تخلخل) بر روی نمونه‌های مخزنی از روغن با ویسکوزیته بالا استفاده شد. شکل (۵-۳۲) تغییرات فشار تزریق نسبت به زمان، برای چهار نمونه با درصد تخلخل‌های مختلف را نشان می‌دهد. با افزایش تخلخل، مقاومت سنگ کاهش پیدا می‌کند. همان‌طور که در شکل (۵-۳۲) مشاهده می‌شود با افزایش تخلخل مدت زمان شکست کاهش می‌یابد.

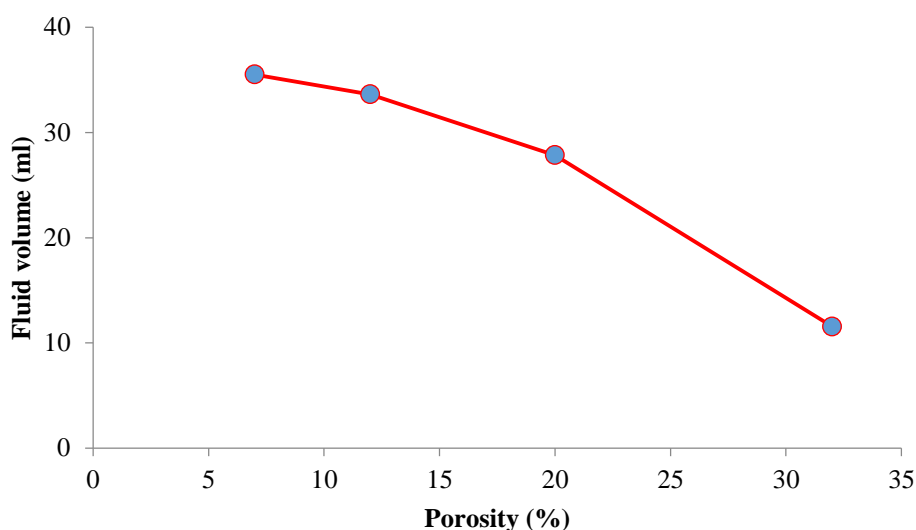


شکل ۵-۳۲: نمودار فشار تزریق- زمان در نمونه‌های مخزنی با تخلخل‌های مختلف

شکل (۵-۳۳) تغییرات فشار و زمان شکست در نمونه‌های مخزنی با درصد تخلخل‌های مختلف را نشان می‌دهد. با افزایش درصد تخلخل فشار و زمان شکست کاهش پیدا می‌کنند. با افزایش تخلخل نیز حجم سیال کاهش می‌یابد (شکل (۵-۳۴)). در جدول (۵-۸) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۳۳: تغییرات فشار و زمان شکست در نمونه‌های مخزنی با تخلخل‌های مختلف



شکل ۵-۳۴: تغییرات حجم سیال در نمونه‌های مخزنی با تخلخل مختلف

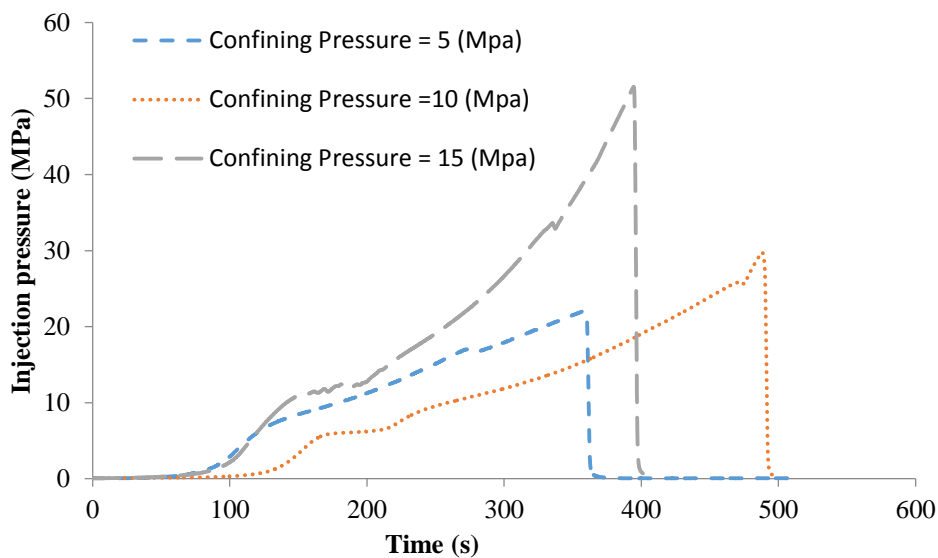
جدول ۵-۸: نتایج بررسی تاثیر تخلخل در نمونه‌های مخزنی

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	تخلخل (درصد)	فشار شکست (MPa)
۲۲	۲-۸	۵	۱۰	۴	روغن	۸۵	۷	۴۰/۵۵
۲۳	۲-۱۱	۵	۱۰	۴	روغن	۸۵	۱۲	۲۳/۰۳
۲۴	۲-۱۴	۵	۱۰	۴	روغن	۸۵	۲۰	۱۶/۴۷
۲۵	۳-۱۴	۵	۱۰	۴	روغن	۸۵	۳۲	۶/۶۰

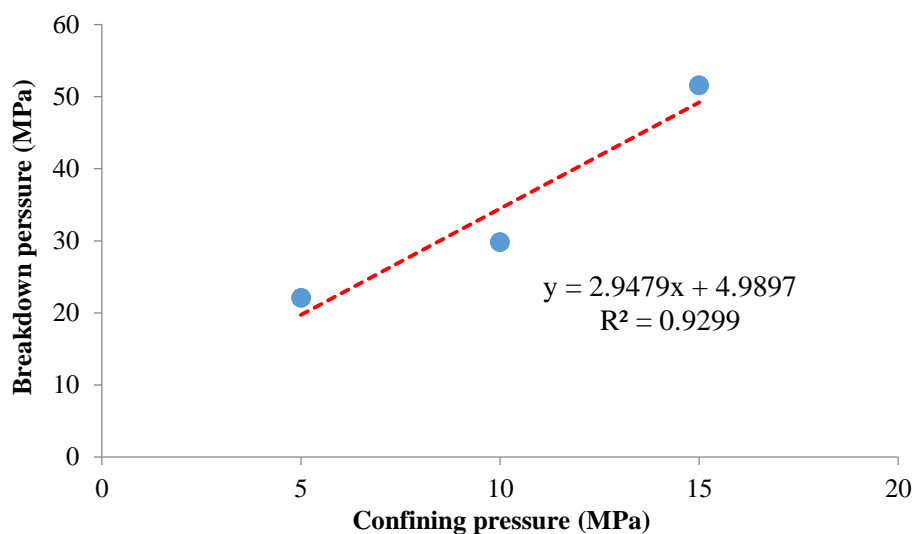
۵-۷-۳- ارتباط بین فشار شکست با تنش جانبی در نمونه‌های مخزنی

از جمله پارامترهای مؤثر و کنترل کننده در ایجاد و گسترش شکستگی، می‌توان به تنش‌های جانبی (فشارهای محصورکننده) در سنگ اشاره کرد. تنش جانبی هر چه بیشتر باشد تغییر شکل پلاستیکی افزایش می‌یابد و سنگ در فشارهای بالاتر شکسته می‌شود. برای بررسی ارتباط فشار شکست با تنش‌های جانبی بر روی سه نمونه سنگ مخزنی آزمایش شکست هیدرولیکی انجام شد. در این آزمایش‌ها تنش‌های جانبی ۵، ۱۰ و ۱۵ مگاپاسکال و تنش محوری ۲۰ مگاپاسکال اعمال گردید. سیال بنتونیت با ویسکوزیته ۴۰ سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق شد. شکل (۵-۳۵) تغییرات فشار تزریق-زمان در تنش‌های جانبی مختلف در نمونه‌های مخزنی را نشان می‌دهد. ذرات موجود در سیال بنتونیت شکستگی‌ها و خلل و فرج سنگ را مسدود کرده و با افزایش تنش‌های جانبی نیز، فشار سیال باید به مجموع مقاومت کششی سنگ و تنش جانبی غلبه کند تا در نهایت شکست در سنگ اتفاق

افتد. ویسکوزیته (۴۰ سانتی‌پواز) و نرخ تزریق سیال (۴ میلی‌لیتر در دقیقه) هر دو باعث افزایش فشار سیال می‌شوند. نکته دیگر این است که نفوذپذیری نمونه‌ها با سیال گازی اندازه‌گیری شده است. سیال (بنتونیت) نمی‌تواند زیاد به داخل نمونه نفوذ کند؛ بنابراین نشت یا هدروری آن بسیار ناچیز بوده و فشار سیال با گذشت زمان افزایش پیدا می‌کند. همان‌طور که در شکل (۵-۳۶) مشاهده می‌شود بین تنش‌های جانبی با فشار شکست رابطه‌ای خطی برقرار است. با افزایش تنش‌های جانبی، فشار شکست نیز افزایش می‌یابد. در جدول (۵-۹) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۳۵: تغییرات فشار- زمان در تنش‌های جانبی مختلف در نمونه‌های مخزنی



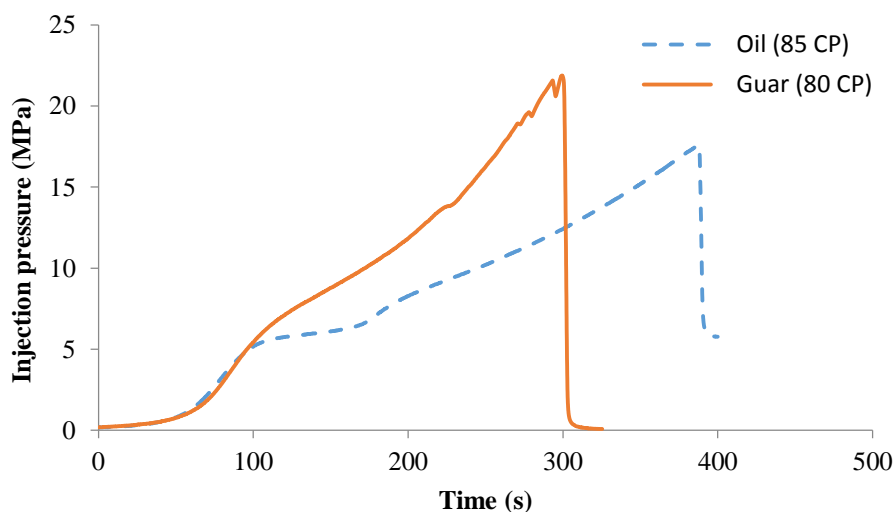
شکل ۵-۳۶: تغییرات فشار شکست در تنش‌های جانبی مختلف در نمونه‌های مخزنی

جدول ۵-۹: نتایج بررسی تاثیر فشارهای جانبی مختلف در نمونه‌های مخزنی

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۲۶	۳-۲۴	۵	۲۰	۴	بنتونیت	۴۰	۲۲/۰۶
۲۷	۵-۲۰	۱۰	۲۰	۴	بنتونیت	۴۰	۲۹/۸۰
۲۸	۵-۲۶	۱۵	۲۰	۴	بنتونیت	۴۰	۵۱/۵۴

۵-۷-۴- تاثیر ویسکوزیته سیال پایه آبی و پایه نفتی در نمونه‌های مخزنی

به منظور تعیین تأثیر ویسکوزیته سیال پایه آبی (گوارگام) و پایه نفتی (روغن) به ترتیب با ویسکوزیته‌های ۸۰ و ۸۵ سانتی‌پواز در آزمایش شکست هیدرولیکی، در نمونه‌های مخزنی با نرخ تزریق ۴ میلی‌لیتر بر دقیقه تزریق شدند. برای هر دو آزمایش، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۵ و ۱۵ مگاپاسکال اعمال شد. در این آزمایش‌ها تمام پارامترها به جز ویسکوزیته سیال ثابت نگه داشته شده است. شکل (۵-۳۷) تغییرات فشار تزریق سیال نسبت به زمان تزریق، برای ویسکوزیته‌های ۸۰ و ۸۵ سانتی‌پواز را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل (۵-۳۷) مشاهده می‌شود فشار تزریق در هر دو آزمایش تا ۱۰۰ ثانیه اول تزریق سیال با هم برابر است. بعد از زمان (۱۰۰ ثانیه) فشار تزریق سیال گوارگام بیشتر از فشار تزریق سیال روغن می‌شود. در زمان‌های ۲۶۶، ۲۷۳ و ۲۸۸ ثانیه افت فشار در تزریق سیال گوارگام رخ داده است به احتمال زیاد شکستگی ایجاد شده باشد در نهایت در زمان ۲۹۹/۵ ثانیه شکستگی کامل اتفاق افتاده است.



شکل ۵-۳۷: تغییرات فشار تزریق- زمان سیال‌های پایه آبی و نفتی در نمونه‌های مخزنی

در جدول (۵-۱۰) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است. تخلخل در نمونه‌ای که روغن تزریق شده، بیشتر است از نمونه‌ای که سیال گوارگام تزریق شده است. نتایج نشان می‌دهد که حجم سیال مصرفی برای سیال گوارگام کمتر از روغن است. روغن در نمونه سنگ نفوذ کرده بنابراین حجم بیشتری مصرف شده است. در جدول (۵-۱۱) حجم سیال و زمان شکست دو سیال پایه آبی و نفتی نیز آورده شده است.

جدول ۵-۱۰: بررسی تاثیر ویسکوزیته دو سیال پایه آبی و نفتی

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۲۹	۳-۲۶	۵	۱۵	۴	روغن	۸۵	۱۷/۶۱
۳۰	۵-۵	۵	۱۵	۴	گوارگام	۸۰	۲۱/۸۸

جدول ۵-۱۱: نتایج مقادیر حجم سیال و زمان شکست دو سیال پایه آبی و نفتی

شماره آزمایش	زمان شکست (s)	حجم سیال (ml)	تخلخل (%)
۲۹	۳۸۸	۲۵/۸۶	۳۳/۸۱
۳۰	۲۹۹/۵	۱۹/۹۷	۲۵/۹۸

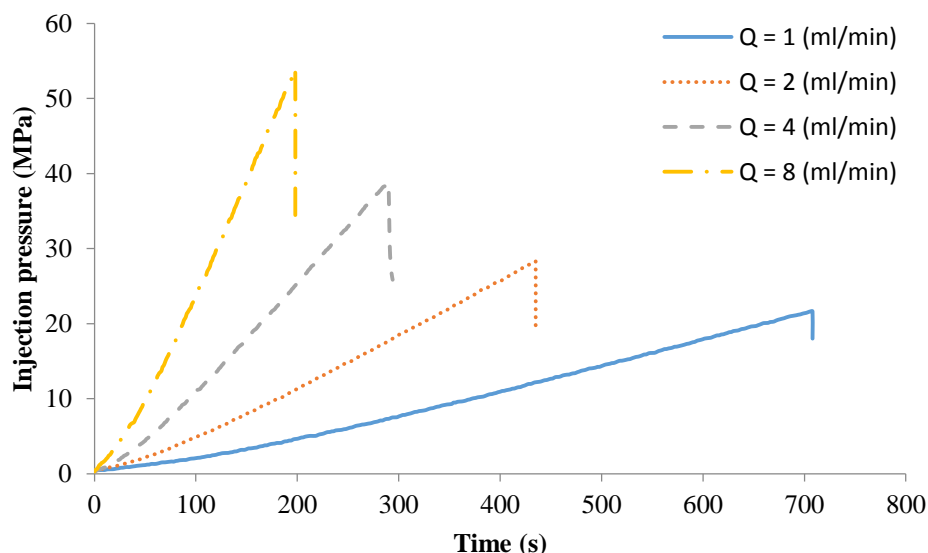
۵-۸- آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های ماسه‌سنگ

یکی از مهمترین انواع مخازن نفت و گاز دنیا، مخازن ماسه‌سنگی است. کیفیت سنگ‌های مخازن ماسه‌سنگی به تخلخل و تراوایی آن‌ها بستگی دارد. عملیات شکست هیدرولیکی در این مخازن نیز انجام شده است. در ادامه تاثیر پارامترهای نرخ تزریق و ویسکوزیته سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های ماسه‌سنگی، مورد ارزیابی قرار گرفته است.

۵-۸-۱- تأثیر نرخ تزریق سیال زانتان‌گام در نمونه‌های ماسه‌سنگ

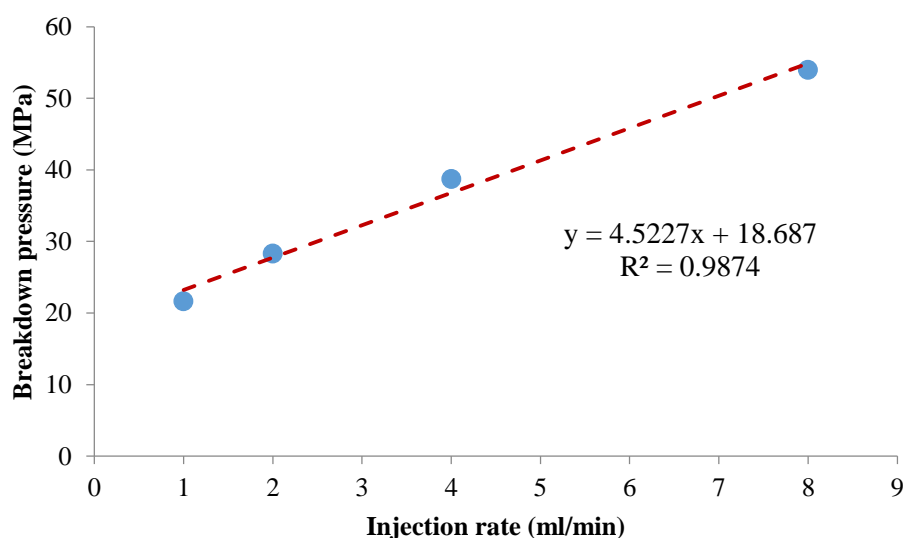
برای بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های ماسه‌سنگی با استفاده از نرخ تزریق‌های مختلف (۱، ۲، ۴ و ۸ میلی‌لیتر در دقیقه) مورد آزمایش قرار گرفتند. تمام پارامترها به جز نرخ تزریق سیال در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۱۰ و ۳۵ مگاپاسکال اعمال شده است. سیال زانتان‌گام نیز

به عنوان سیال شکست با ویسکوزیته ۴۰ سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق شد. شکل (۳۸-۵) تغییرات فشار تزریق نسبت به زمان، برای چهار نرخ تزریق انتخاب شده را نشان می‌دهد.

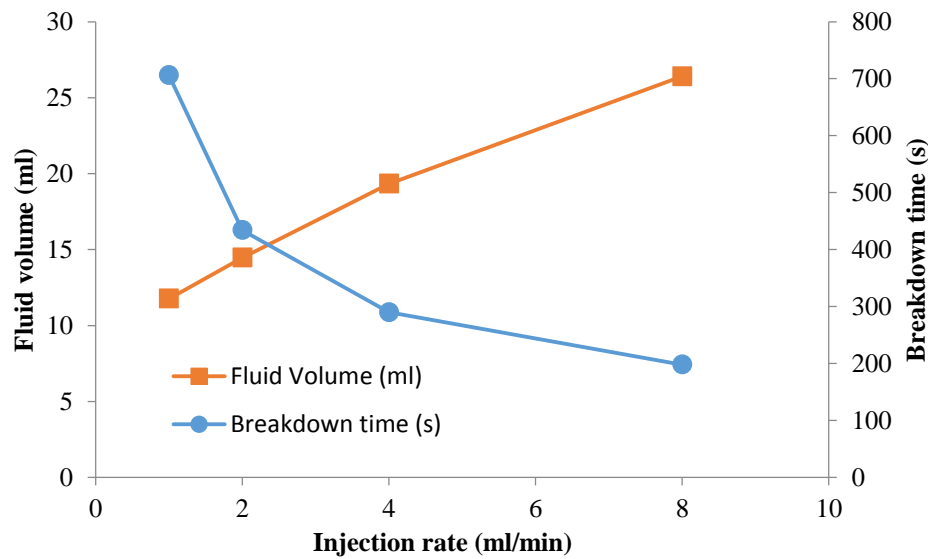


شکل ۳۸-۵: تغییرات فشار تزریق، زمان سیال زانتان‌گام در نرخ‌های مختلف

تغییرات فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف در شکل (۳۹-۵) نشان داده شده است. با افزایش نرخ تزریق فشار شکست افزایش می‌یابد. بین نرخ تزریق سیال و فشار شکست رابطه خطی وجود دارد. با افزایش نرخ تزریق زمان شکست کاهش و حجم سیال افزایش می‌یابد (شکل (۴۰-۵)). در جدول (۱۲-۵) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۳۹-۵: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ‌های مختلف تزریق



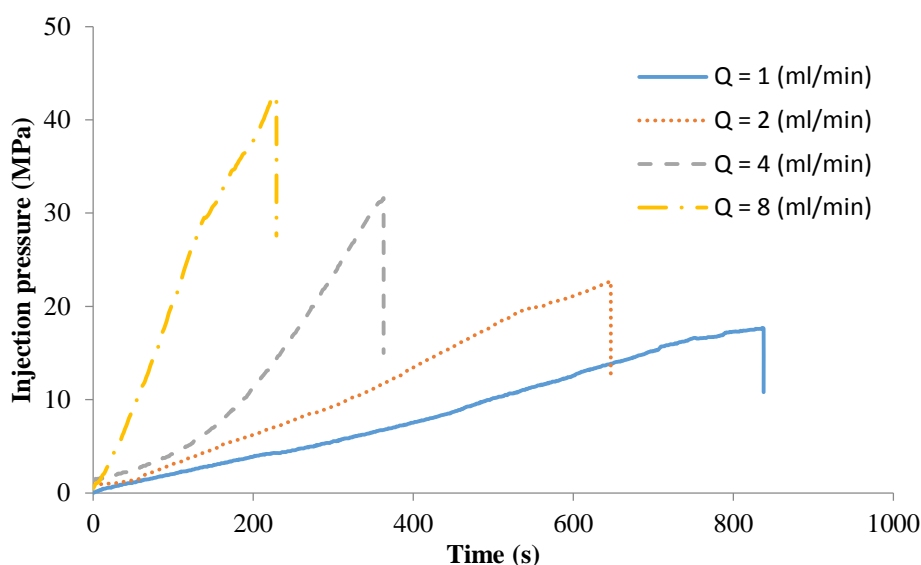
شکل ۵-۴: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نرخ‌های مختلف تزریق

جدول ۵-۱۲: نتایج بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های ماسه‌سنگ

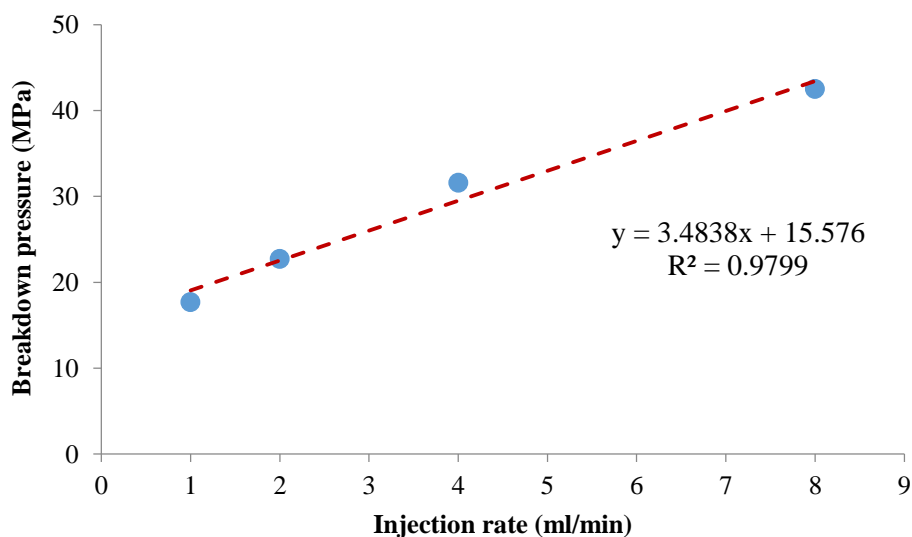
شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۳۱	SH-۱	۱۰	۳۵	۱	زانتان گام	۴۰	۲۱/۶۲
۳۲	SH-۲	۱۰	۳۵	۲	زانتان گام	۴۰	۲۸/۲۸
۳۳	SH-۳	۱۰	۳۵	۴	زانتان گام	۴۰	۳۷/۷۴
۳۴	SH-۴	۱۰	۳۵	۸	زانتان گام	۴۰	۵۳/۹۵

۵-۸-۲- تأثیر نرخ تزریق سیال (آب) در نمونه‌های ماسه‌سنگ

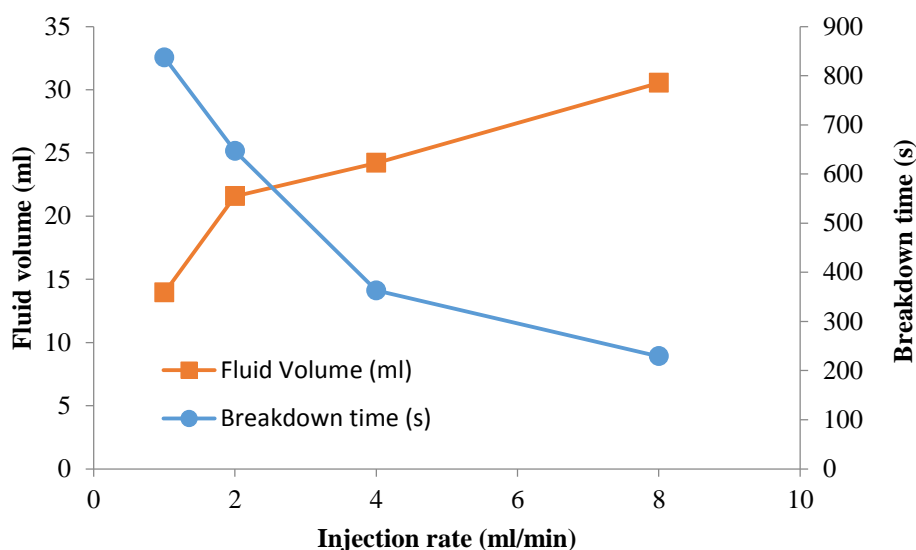
برای بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های ماسه‌سنگی با استفاده از نرخ تزریق‌های مختلف (۱، ۲، ۴ و ۸ میلی‌لیتر در دقیقه) مورد آزمایش قرار گرفتند. تمام پارامترها به جز نرخ تزریق سیال در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۱۰ و ۳۵ مگاپاسکال اعمال شده است. آب نیز به عنوان سیال شکست با ویسکوزیته یک سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق شد. شکل (۵-۴) تغییرات فشار تزریق نسبت به زمان، برای چهار نرخ تزریق انتخاب شده را نشان می‌دهد.



شکل ۵-۴۱: تغییرات زمان - فشار تزریق سیال (آب) در نمونه‌های ماسه‌سنگ در نرخ‌های تزریق مختلف
 شکل (۵-۴۲) تغییرات فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف را نشان می‌دهد. با افزایش نرخ تزریق فشار شکست افزایش می‌یابد. بین نرخ تزریق سیال و فشار شکست رابطه خطی برقرار است. با افزایش نرخ تزریق زمان شکست کاهش و حجم سیال افزایش پیدا می‌کند (شکل (۵-۴۳)). در جدول (۵-۱۳) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۴۲: تغییرات فشار شکست در برابر نرخ تزریق سیال (آب)



شکل ۵-۴۳: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در برابر نرخ‌های تزریق سیال (آب)

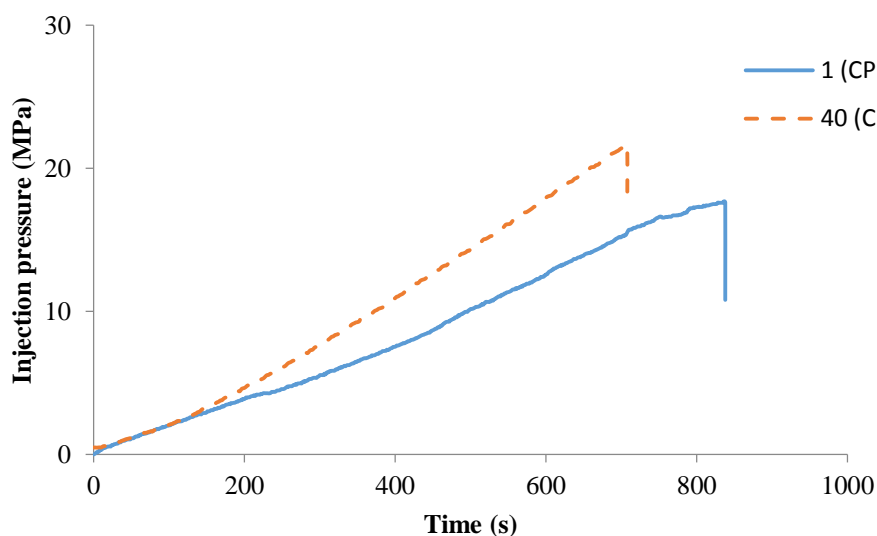
جدول ۵-۱۳: نتایج بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال (آب) در نمونه‌های ماسه‌سنگ

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۳۵	SH-۵	۱۰	۳۵	۱	آب	۱	۱۷/۷۰
۳۶	SH-۶	۱۰	۳۵	۲	آب	۱	۲۲/۷۳
۳۷	SH-۷	۱۰	۳۵	۴	آب	۱	۳۱/۶۱
۳۸	SH-۸	۱۰	۳۵	۸	آب	۱	۴۲/۵۲

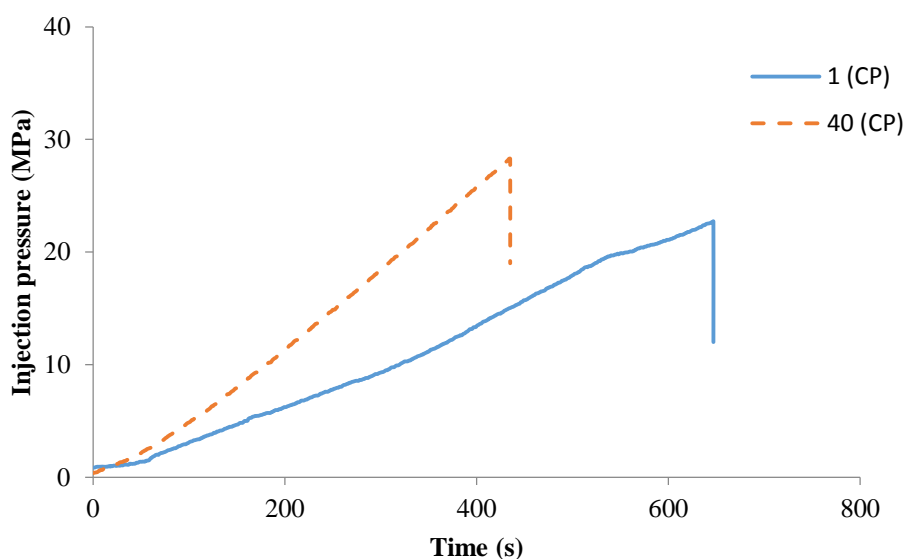
۵-۸-۳- تأثیر ویسکوزیته سیال در نمونه‌های ماسه‌سنگ

به منظور تعیین تأثیر ویسکوزیته سیال پایه آبی (زانتان گام) و آب به ترتیب با ویسکوزیته ۴۰ و ۱ سانتی‌پواز در آزمایش شکست هیدرولیکی، در نمونه‌های ماسه‌سنگی با نرخ تزریق‌های مختلف (۱، ۲، ۴ و ۸ میلی‌لیتر در دقیقه) تزریق شدند. برای تمام آزمایش‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۱۰ و ۳۵ مگاپاسکال اعمال شد. در این آزمایش‌ها تمام پارامترها به جز ویسکوزیته سیال ثابت نگه داشته شده است. شکل‌های (۴۴-۵)، (۴۵-۵)، (۴۶-۵) و (۴۷-۵) تغییرات فشار تزریق سیال نسبت به زمان تزریق، برای ویسکوزیته‌های ۴۰ و ۱ سانتی‌پواز در نرخ‌های تزریق ۱، ۲، ۴ و ۸ میلی‌لیتر در دقیقه را نشان می‌دهند. در این شکل‌ها با افزایش ویسکوزیته سیال فشار سیال تزریق شده افزایش می‌یابد. شکل (۴۸-۵) فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف برای دو سیال (آب و زانتان گام) با ویسکوزیته‌های متفاوت را نشان داده است. با افزایش ویسکوزیته سیال فشار شکست نیز افزایش پیدا

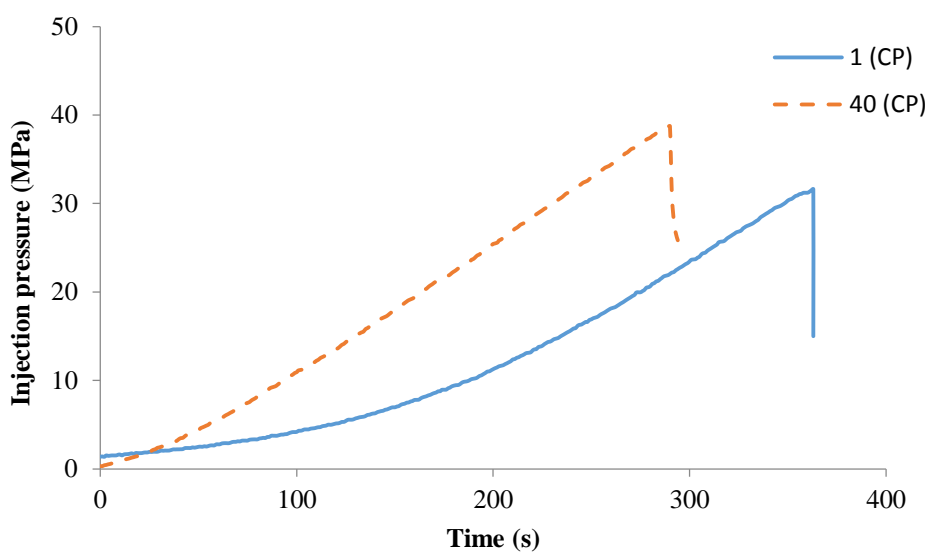
می‌کند. شکل (۵-۴۹) زمان شکست در نرخ‌های تزریق مختلف برای دو سیال با ویسکوزیته‌های متفاوت را نشان می‌دهد. سیال (آب) دارای ویسکوزیته پایین است و به راحتی می‌تواند در منافذ سنگ نفوذ کند (نشت کند). بنابراین به زمان بیشتری برای افزایش فشار نیاز دارد تا بر مجموع تنش جانبی و مقاومت کششی سنگ غلبه کرده و به فشار شکست برسد. با افزایش زمان بدیهی است که حجم بیشتری از سیال نیاز است (شکل (۵-۵۰)).



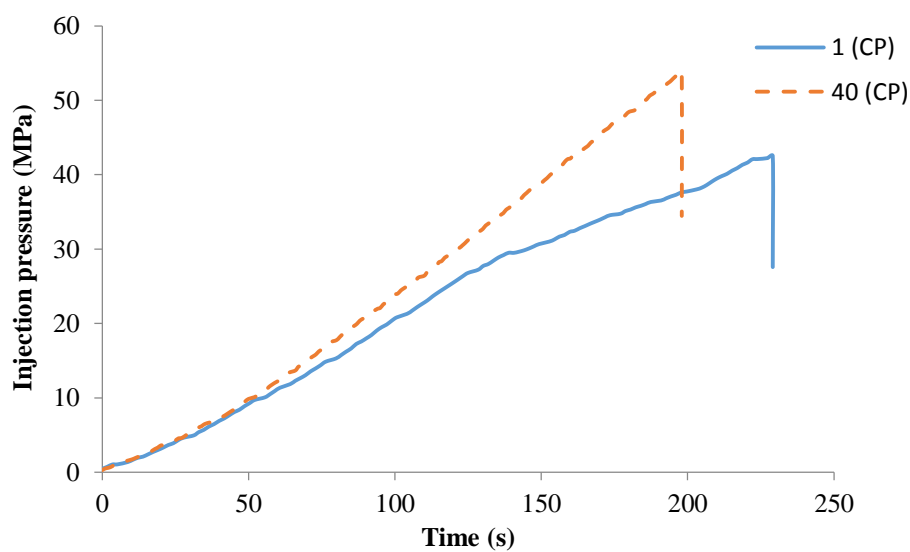
شکل ۵-۴۴: تغییرات فشار تزریق - زمان دو سیال (نرخ تزریق ۱ میلی لیتر در دقیقه)



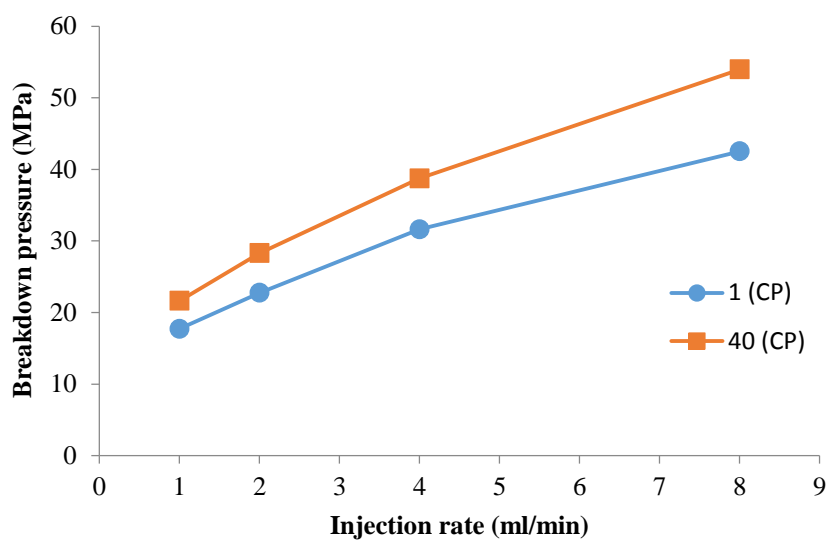
شکل ۵-۴۵: تغییرات فشار تزریق - زمان دو سیال (نرخ تزریق ۲ میلی لیتر در دقیقه)



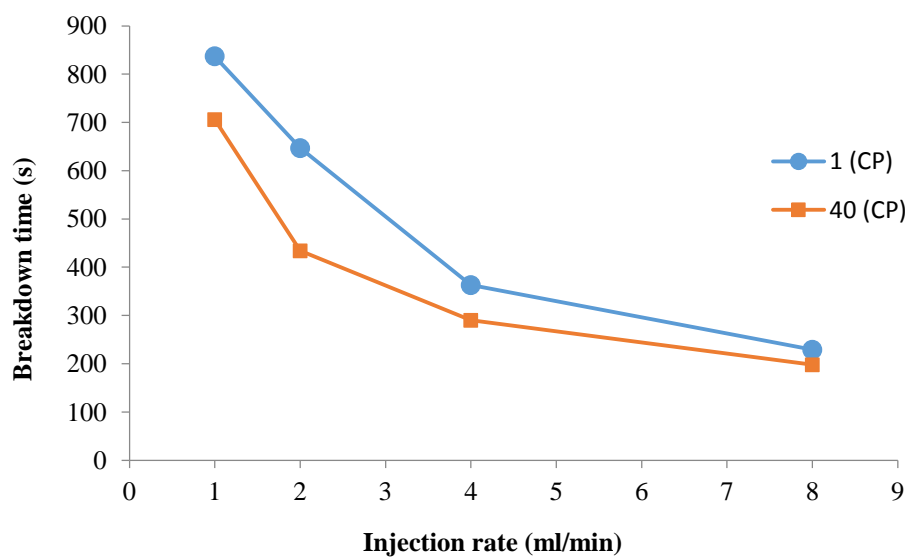
شکل ۴۶-۵: تغییرات فشار تزریق - زمان دو سیال (نرخ تزریق ۴ میلی لیتر در دقیقه)



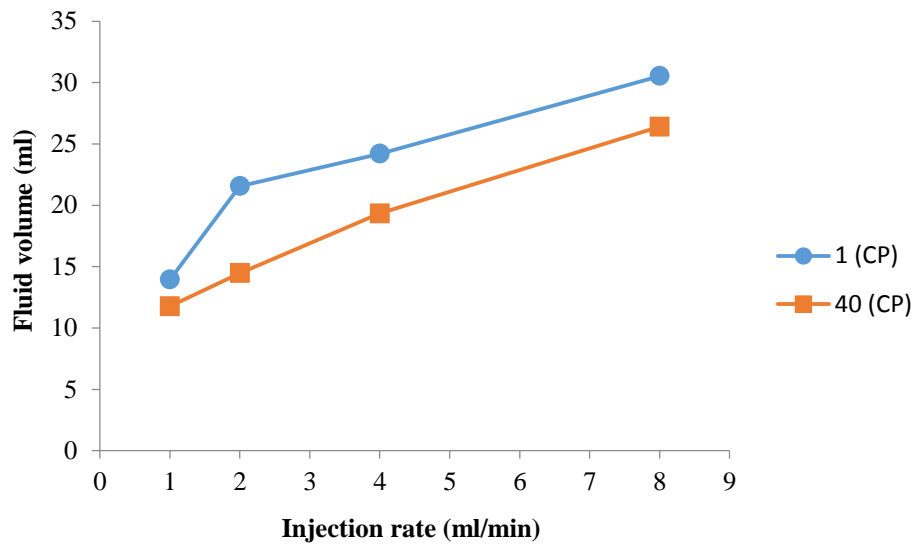
شکل ۴۷-۵: تغییرات فشار تزریق - زمان دو سیال (نرخ تزریق ۸ میلی لیتر در دقیقه)



شکل ۴۸-۵: تغییرات فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف برای دو سیال با ویسکوزیته متفاوت



شکل ۴۹-۵: زمان شکست در نرخ‌های تزریق مختلف برای دو سیال با ویسکوزیته متفاوت



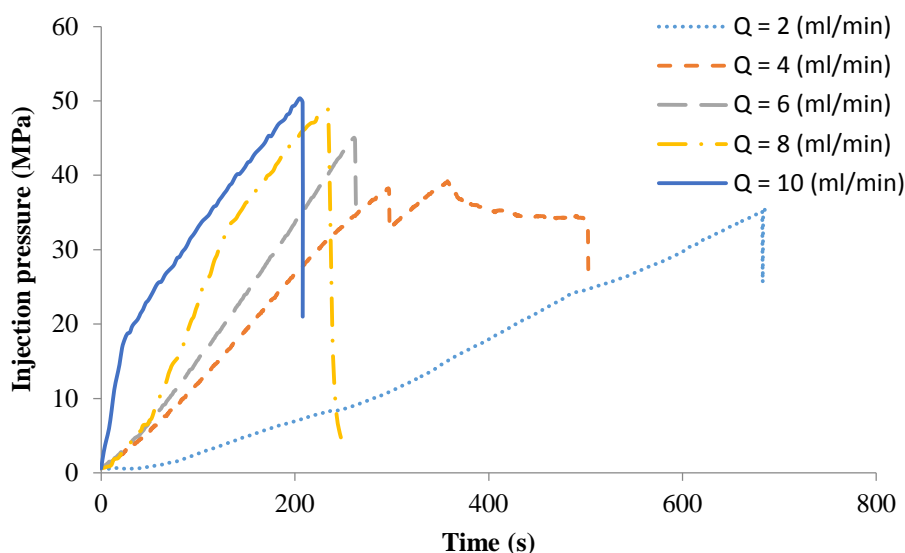
شکل ۵-۵: حجم سیال در نرخ‌های تزریق مختلف برای دو سیال با ویسکوزیته متفاوت

۵-۹- آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های گرانیت

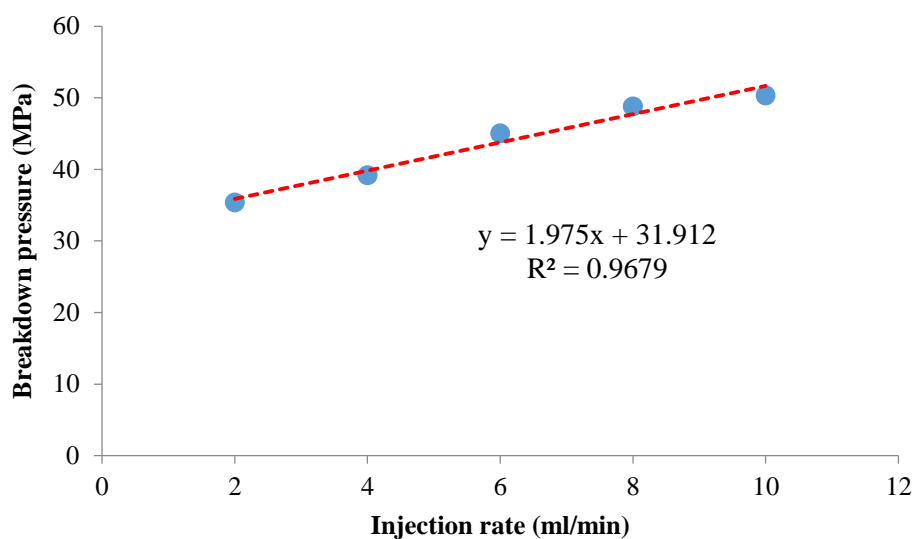
به طور معمول، در حدود ۹۰ درصد نفت دنیا در مخازن ماسه‌سنگی و کربناته یافت می‌شوند. تعدادی از مخازن هم هستند که مخازن غیرمعمول نامیده می‌شوند. هر سنگی می‌تواند سنگ مخزن باشد، به شرطی که تخلخل و تراوایی داشته باشد. مخازن غیرمعمول شامل گرانیت، شیل و سایر سنگ‌های آذرین و دگرگونی است که به صورت معمول نمی‌توانند سنگ مخزن باشند. معمولاً تخلخلی که در این نوع مخازن یافت می‌شود، در اثر شکستگی به وجود آمده است. میدان نفتی Augila در لیبی شامل یک پی‌سنگ گرانیتی هوازده به همراه کربنات‌های ریفی و ماسه‌سنگ است. تولید نفت از کربنات‌ها و ماسه‌سنگ‌ها و به همان نسبت، از گرانیت است. یکی از چاه‌ها بدون این‌که مخازن ماسه‌سنگی یا کربناته را قطع کند از پوشش سنگ عبور کرده و به گرانیت رسیده است. این چاه بیش از چهل هزار بشکه نفت در روز تولید کرده است. تخلخل در گرانیت ناشی از شکستگی و انحلال بوده است. در این گرانیت دانه‌های فلدسپات ناپایدار شسته شده و گرانیت بیشتر شامل دانه‌های کوارتز است. مخازنی مانند این مثال به ندرت پیدا می‌شوند. در ادامه به بررسی پارامتر نرخ تزریق سیال بر روی نمونه‌های گرانیت، در آزمایش شکست هیدرولیکی پرداخته خواهد شد.

۵-۹-۱- تأثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های گرانیت

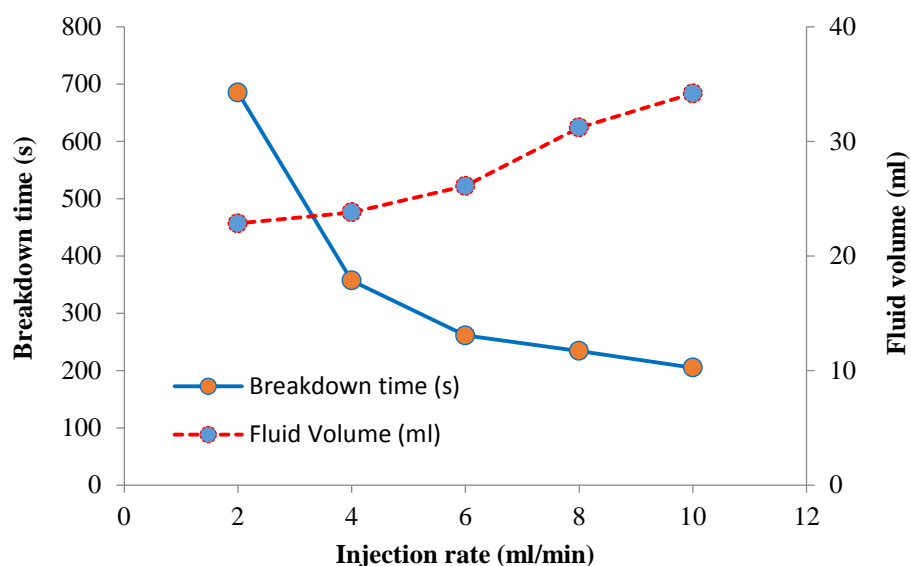
برای بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های گرانیت با استفاده از نرخ تزریق‌های مختلف (۲، ۴، ۶، ۸ و ۱۰ میلی‌لیتر در دقیقه) مورد آزمایش قرار گرفتند. تمام پارامترها به جز نرخ تزریق سیال در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۲۰ و ۳۵ مگاپاسکال اعمال شده است. آب نیز به عنوان سیال شکست با ویسکوزیته یک سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق شد. شکل (۵-۵۱) تغییرات فشار تزریق سیال شکست با ویسکوزیته یک سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق شد. نسبت به زمان، برای پنج نرخ تزریق انتخاب شده را نشان می‌دهد. تغییرات فشار شکست در نرخ‌های تزریق مختلف در شکل (۵-۵۲) نشان داده شده است. با افزایش نرخ تزریق فشار شکست افزایش می‌یابد. بین نرخ تزریق و فشار شکست رابطه خطی برقرار است. با افزایش نرخ تزریق زمان شکست کاهش و حجم سیال افزایش می‌یابد (شکل (۵-۵۳)). در جدول (۵-۱۴) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۵۱: تغییرات فشار تزریق - زمان در نرخ‌های مختلف تزریق سیال در نمونه‌های گرانیت



شکل ۵-۵۲: تغییرات فشار شکست در نرخ‌های مختلف تزریق سیال در نمونه گرانیت

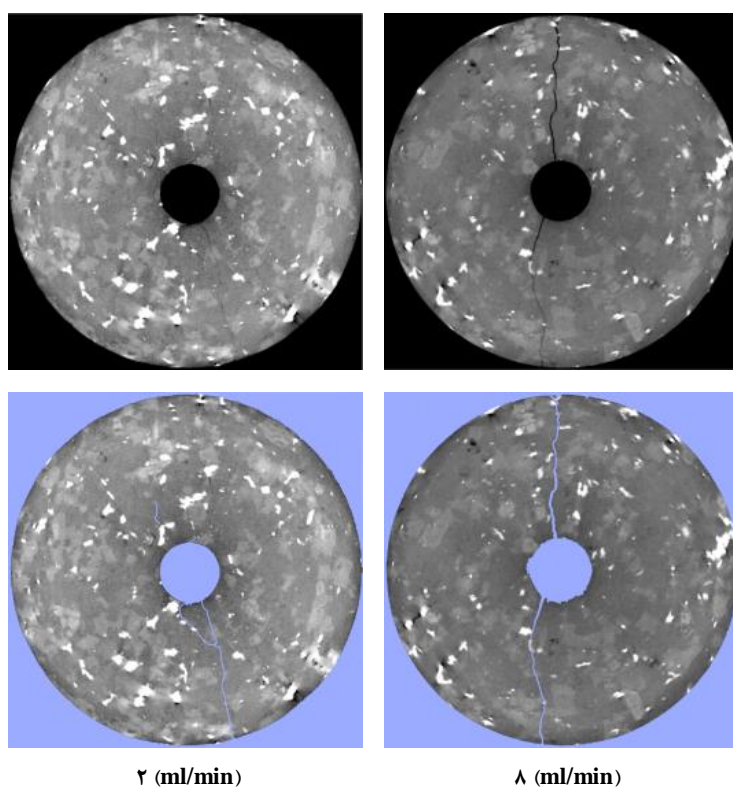


شکل ۵-۵۳: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نرخ‌های مختلف تزریق سیال

جدول ۵-۱۴: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های گرانیت

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۳۹	GH-۱	۲۰	۳۵	۲	آب	۱	۳۵/۴۰
۴۰	GH-۲	۲۰	۳۵	۴	آب	۱	۳۹/۲۰
۴۱	GH-۳	۲۰	۳۵	۶	آب	۱	۴۵/۰۶
۴۲	GH-۴	۲۰	۳۵	۸	آب	۱	۴۸/۸۰
۴۳	GH-۵	۲۰	۳۵	۱۰	اب	۱	۵۰/۳۵

الگوهای شکستگی نمونه‌های گرانیت در نرخ‌های تزریق مختلف (۲ و ۸ میلی‌لیتر در دقیقه) براساس تصاویر سی‌تی اسکن گرفته شده، بعد از آزمایش شکست هیدرولیکی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفتند. طبق الگوهای شکستگی، در نرخ تزریق کمتر از ۶ میلی‌لیتر بر دقیقه، شکستگی شعاعی است (شکستگی در یک طرف نمونه ایجاد شده است). و در نرخ‌های تزریق بیشتر از ۶ میلی‌لیتر بر دقیقه شکستگی قطری ایجاد شده است (شکستگی در دو طرف نمونه ایجاد شده). شکل (۵-۵۴) الگوهای شکستگی نمونه‌هایی که در نرخ‌های تزریق ۲ و ۸ میلی‌لیتر بر دقیقه آزمایش شده‌اند را نشان می‌دهد.



شکل ۵-۵۴: سی‌تی اسکن نمونه‌های گرانیت بعد از آزمایش

دلیل وجود الگوهای مختلف شکست در نرخ‌های تزریق مختلف را می‌توان با استفاده از مفهوم تنش مؤثر توضیح داد. تنش مؤثر (σ_{eff}) اختلاف تنش اعمالی (σ_c) و فشار سیال منفذی (σ_p) (همان فشار سیال داخل گمانه است) است. رابطه (۵-۱) بیانگر این ارتباط است. شکل (۵-۵۵) تنش‌های اعمال شده به نمونه در آزمایش شکست هیدرولیکی را نشان می‌دهد. مطابق شکل (۵-۵۵)، نیروی خالص مؤثر (رابطه (۵-۲)) در سطح گمانه، در خلاف جهت تنش جانبی اعمال شده است و همیشه متناسب

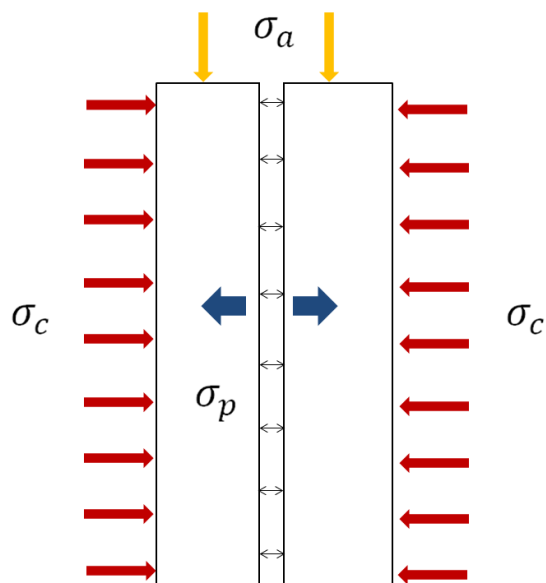
با تنش مؤثر (رابطه (۳-۵)) است. سطح گمانه در طول فرآیند شکست هیدرولیکی ثابت است. بنابراین، نیروی خالص وارد شده به سطح گمانه در نرخ‌های تزریق بالا (در نرخ‌های تزریق بالا فشار سیال افزایش می‌یابد)، بیشتر می‌شود. این بدان معناست که نیروی بیشتر و انرژی بالاتر می‌تواند باعث ایجاد شکستگی‌های زیادی شود.

$$\sigma_{eff} = \sigma_c - \sigma_p \quad (۱-۵)$$

$$F = A \times \sigma_{eff} \quad (۲-۵)$$

$$F \propto \sigma_{eff} \quad (۳-۵)$$

مطابق شکل (۵-۵۱)، فشارهای شکست در نرخ‌های تزریق ۲ و ۱۰ میلی‌لیتر بر دقیقه به ترتیب حدود ۳۵/۴۰ و ۵۰/۳۵ مگاپاسکال، در فشار محصورکننده ۲۰ مگاپاسکال است. تنش مؤثر مربوطه نیز به ترتیب در حدود ۱۵/۴۰ و ۳۰/۳۵ مگاپاسکال است. تنش مؤثر افزایش پیدا کرده، سطح گمانه (A) در آزمایش‌ها نیز ثابت است. بنابراین نیروی بیشتری در نرخ تزریق ۱۰ میلی‌لیتر بر دقیقه نسبت به نرخ تزریق ۲ میلی‌لیتر بر دقیقه، ایجاد می‌شود. این نیرو می‌تواند باعث شکستگی قطری کامل از طریق گمانه شود. شکل (۵-۵۶) نمونه‌های گرانیته بعد از آزمایش را نشان می‌دهد. با افزایش نرخ تزریق تعداد شکستگی‌ها افزایش می‌یابد، نمونه‌ای که با نرخ تزریق ۱۰ میلی‌لیتر بر دقیقه آزمایش شده دارای بیشترین شکستگی است. از آنجا که شکستگی همیشه عمود بر راستای تنش حداقل ایجاد می‌شود، در اینجا شکستگی در امتداد صفحه عمودی رخ می‌دهد. در جدول (۵-۱۵) مقادیر تنش‌های اعمالی، فشارهای شکست، تعداد شکستگی‌ها و تنش مؤثر محاسبه شده، برای نرخ‌های تزریق مختلف آورده شده است.



شکل ۵-۵۵: دیاگرام تنش‌های اعمال شده به نمونه در آزمایش شکست هیدرولیکی



شکل ۵-۵۶: نمونه‌های گرانیت بعد از آزمایش (سمت چپ نمونه آزمایش شده با نرخ ۱۰ میلی لیتر در دقیقه، سمت راست چهار نمونه آزمایش شده با نرخ‌های مختلف تزریق)

جدول ۵-۱۵: مقادیر تنش‌های اعمالی، تعداد شکستگی‌ها و تنش موثر محاسبه شده

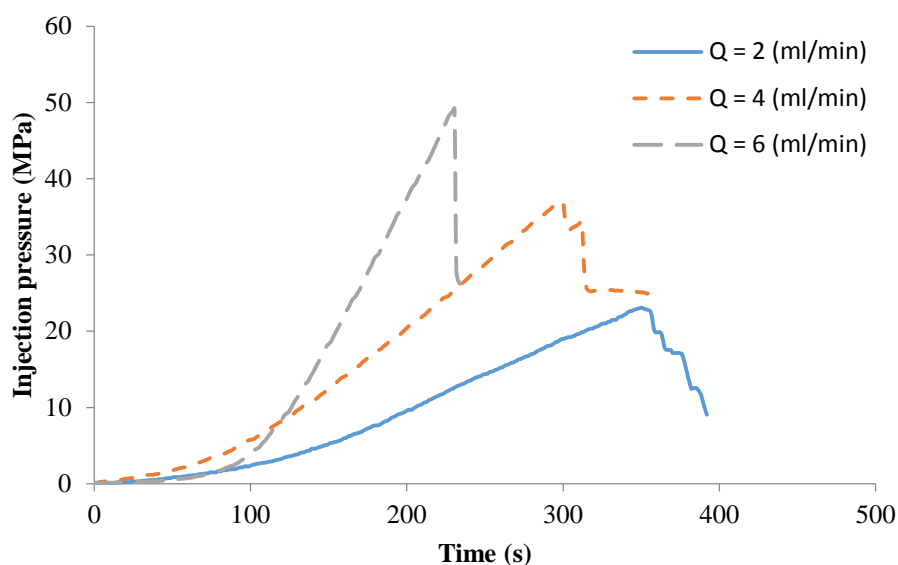
شماره آزمایش	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	تعداد شکستگی	فشار شکست (MPa)	تنش موثر (MPa)
۳۹	۲۰	۳۵	۲	۱	۳۵/۴۰	۱۵/۴۰
۴۰	۲۰	۳۵	۴	۱	۳۹/۲۰	۱۹/۲۰
۴۱	۲۰	۳۵	۶	۲	۴۵/۰۶	۲۵/۰۶
۴۲	۲۰	۳۵	۸	۲	۴۸/۸۰	۲۸/۸۰
۴۳	۲۰	۳۵	۱۰	۳	۵۰/۳۵	۳۰/۳۵

۵-۱۰- آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های توف

مطالعات آزمایشگاهی شکست هیدرولیکی زیادی تاکنون، بر روی نمونه سنگ‌های تحکیم نیافته توسط محققان مختلف انجام شده است. محوریت این آزمایش‌ها، بر روی سازوکار آغاز و انتشار شکستگی با استفاده از سیال‌های تزریق مختلف صورت گرفته است. در این پژوهش سنگ توف دارای مقاومت فشاری تک محوره پایین و در عین حال مقاومت کششی و چسبندگی بالایی است. بنابراین آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی این نمونه سنگ می‌تواند انجام شود، تا تاثیر پارامترهای نرخ تزریق و ویسکوزیته سیال تزریق شده، مشخص شود. در ادامه تاثیر پارامترهای ذکر شده بر روی نمونه سنگ‌های توف تشریح شده است.

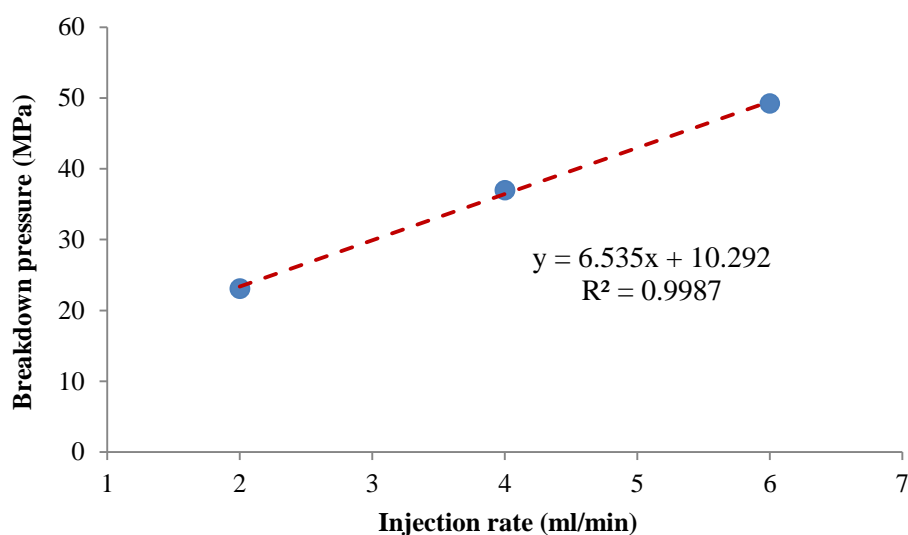
۵-۱۰-۱- تاثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های توف

برای بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های توف با استفاده از نرخ تزریق‌های مختلف (۲، ۴ و ۶ میلی‌لیتر در دقیقه) مورد آزمایش قرار گرفتند. تمام پارامترها به جز نرخ تزریق سیال در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۱۰ و ۲۰ مگاپاسکال اعمال شده است. سیال گوارگام نیز به عنوان سیال شکست با ویسکوزیته ۸۰ سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق شد. شکل (۵-۵۷) تغییرات فشار تزریق نسبت به زمان، برای سه نرخ تزریق انتخاب شده را نشان می‌دهد.

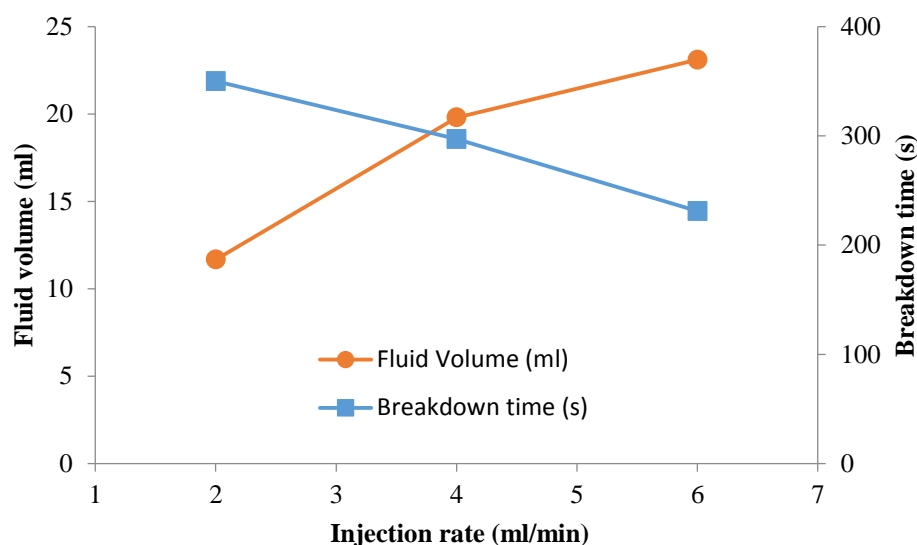


شکل ۵-۵۷: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ‌های مختلف تزریق

همان‌طور که در شکل (۵-۵۷) مشاهده می‌شود، با افزایش نرخ تزریق، فشار سیال تزریق شده افزایش یافته است. شکل (۵-۵۸) تغییرات فشار شکست در نرخ‌های مختلف تزریق در نمونه‌های توف را نشان می‌دهد. با افزایش نرخ تزریق فشار شکست افزایش می‌یابد. رابطه خطی بین نرخ تزریق و فشار شکست برقرار است. با افزایش نرخ تزریق زمان شکست کاهش و حجم مصرفی سیال افزایش می‌یابد (شکل (۵-۵۹)). در جدول (۵-۱۶) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۵۸: تغییرات فشار شکست در نرخ‌های مختلف تزریق



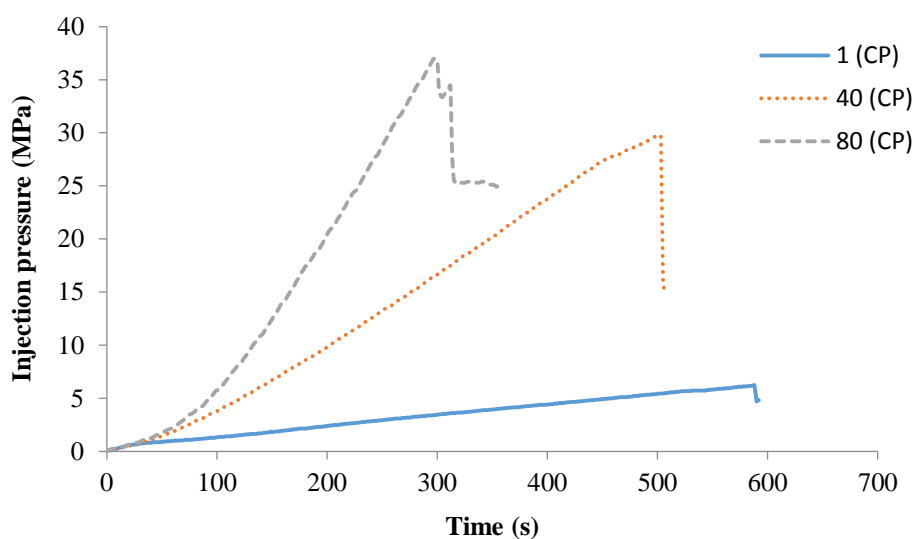
شکل ۵-۵۹: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در نرخ‌های مختلف تزریق

جدول ۵-۱۶: نتایج بررسی تأثیر نرخ تزریق سیال گوارگام در نمونه‌های توف

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۴۴	TH-۱	۱۰	۲۰	۲	گوارگام	۸۰	۲۳/۰۹
۴۵	TH-۲	۱۰	۲۰	۴	گوارگام	۸۰	۳۶/۹۷
۴۶	TH-۳	۱۰	۲۰	۶	گوارگام	۸۰	۴۹/۲۳

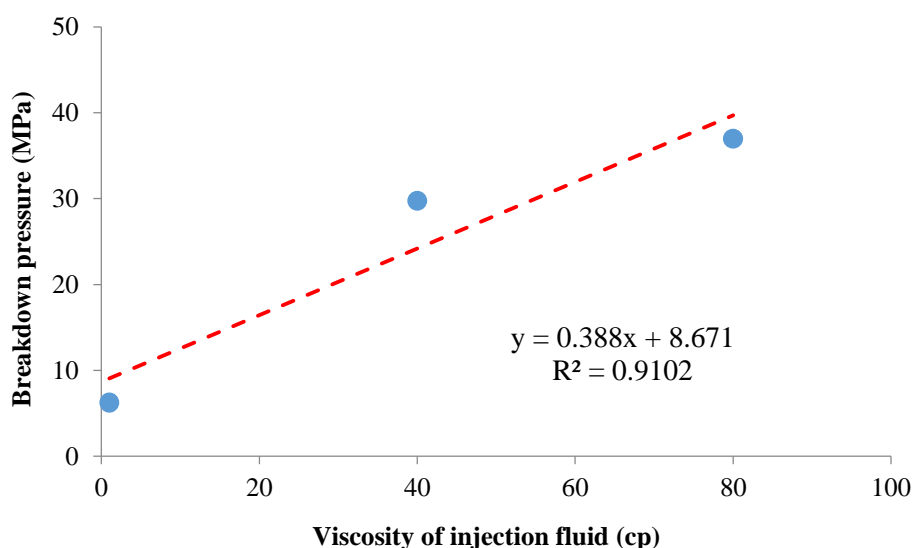
۵-۱۰-۲- تأثیر ویسکوزیته سیال در نمونه‌های توف

به منظور تعیین تأثیر ویسکوزیته آب و سیال‌های پایه آبی زانتان‌گام و گوارگام به ترتیب با ویسکوزیته‌های ۱، ۴۰ و ۸۰ سانتی‌پواز در آزمایش شکست هیدرولیکی، در نمونه‌های توف با نرخ تزریق ۴ میلی‌لیتر بر دقیقه تزریق شدند. برای هر سه آزمایش، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۱۰ و ۲۰ مگاپاسکال اعمال شد. در این آزمایش‌ها تمام پارامترها به جز ویسکوزیته سیال ثابت نگه داشته شده است. شکل (۵-۶۰) تغییرات فشار تزریق سیال نسبت به زمان تزریق، برای ویسکوزیته‌های مختلف را نشان می‌دهد.

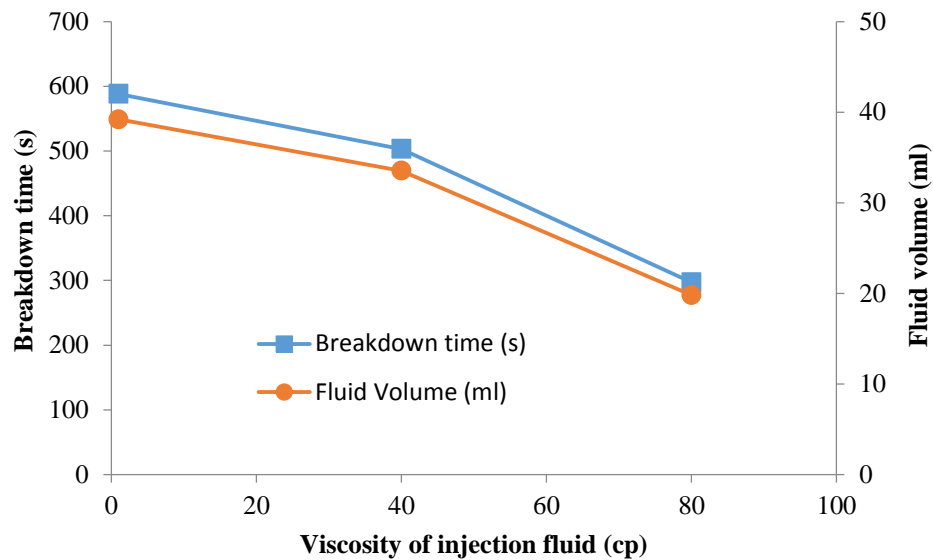


شکل ۵-۶: تغییرات فشار تزریق - زمان در ویسکوزیته‌های مختلف

مطابق شکل (۵-۶) با افزایش ویسکوزیته سیال، فشار سیال تزریق شده افزایش می‌یابد. با افزایش ویسکوزیته سیال، فشار شکست افزایش، زمان شکست و حجم سیال تزریق شده نیز افزایش می‌یابد. شکل (۵-۶) تغییرات فشار شکست در ویسکوزیته‌های مختلف، شکل (۵-۶) تغییرات زمان شکست و حجم سیال مصرفی در برابر ویسکوزیته سیال‌های تزریق شده در نمونه‌های توف را نشان می‌دهد. در جدول (۵-۱۷) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۶: تغییرات فشار شکست در ویسکوزیته‌های مختلف



شکل ۵-۶۲: تغییرات حجم سیال و زمان شکست در ویسکوزیته‌های مختلف

جدول ۵-۱۷: نتایج بررسی تاثیر سیال با ویسکوزیته‌های مختلف در نمونه‌های توف

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۴۵	TH-۲	۱۰	۲۰	۴	گوارگام	۸۰	۳۶/۹۷
۴۷	TH-۴	۱۰	۲۰	۴	زانتان گام	۴۰	۲۹/۷۵
۴۸	TH-۵	۱۰	۲۰	۴	آب	۱	۶/۲۴

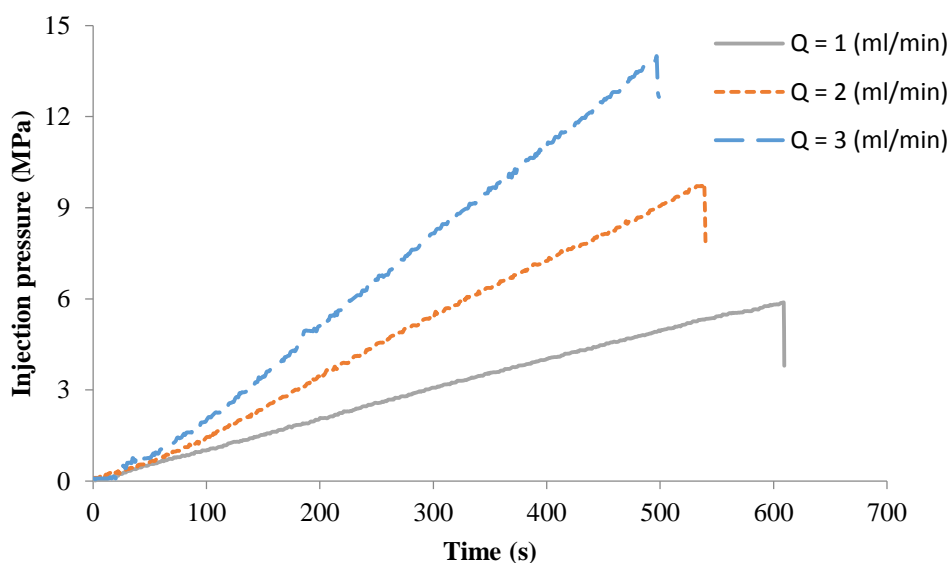
۵-۱۱- آزمایش شکست هیدرولیکی بر روی نمونه‌های سیمان

مساله انتخاب نمونه سنگ، به خصوص نمونه سنگ طبیعی جهت ارزیابی و دستیابی به مقایسه‌ای مناسب و ارتباط صحیح نتایج آزمایشگاهی با شرایط عملیاتی همواره چالش برانگیز بوده است. شکستگی و پرشدگی درزه معمولا در سنگ‌های طبیعی وجود دارد. به همین دلیل برای داشتن ارزیابی مناسب از نمونه‌های سیمانی (مصنوعی) نیز استفاده شد. نمونه‌های سیمانی همگن و یکنواخت هستند. در ادامه به بررسی تاثیر پارامترهای نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی در نمونه‌های سیمانی پرداخته شده است.

۵-۱۱-۱- تاثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های سیمانی

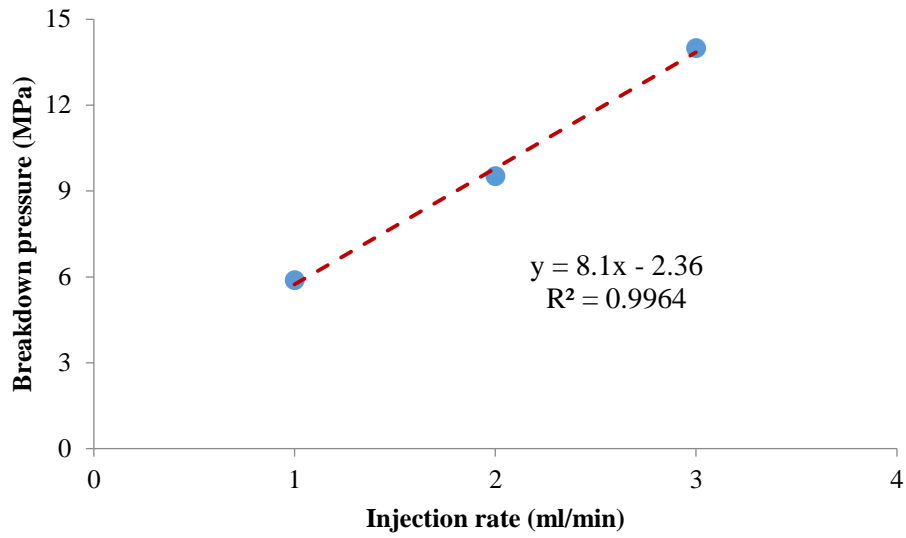
برای بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، نمونه‌های سیمانی با استفاده از نرخ تزریق‌های مختلف (۱، ۲ و ۳ میلی‌لیتر در دقیقه) مورد آزمایش قرار گرفتند. تمام پارامترها به

جز نرخ تزریق سیال در طول آزمایش‌ها ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۴ و ۱۴ مگاپاسکال اعمال شده است. آب نیز به عنوان سیال شکست با ویسکوزیته یک سانتی‌پواز در نمونه‌ها تزریق شد. شکل (۵-۶۳) تغییرات فشار تزریق نسبت به زمان، برای سه نرخ تزریق انتخاب شده را نشان می‌دهد.

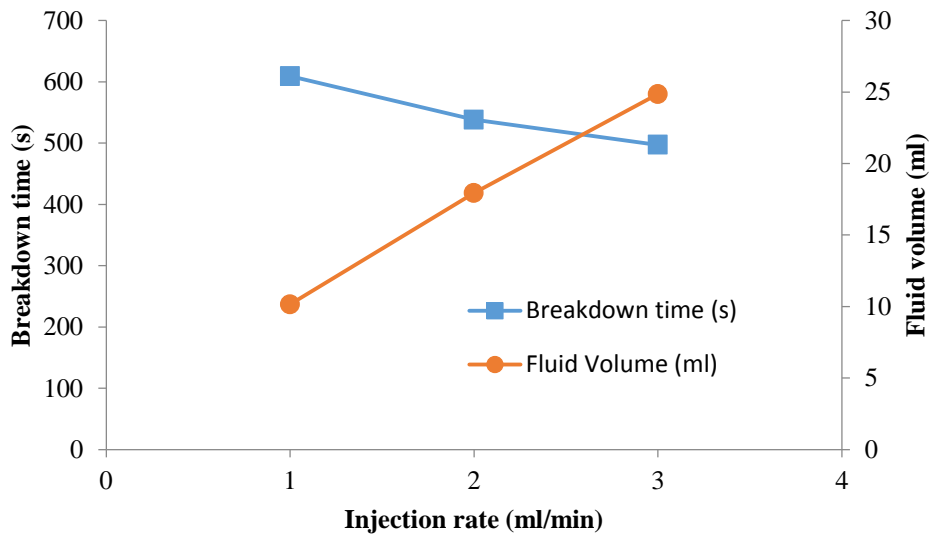


شکل ۵-۶۳: تغییرات فشار تزریق- زمان در نرخ‌های مختلف تزریق

در شکل (۵-۶۳) با افزایش نرخ تزریق، فشار سیال تزریق شده افزایش یافته است. شکل (۵-۶۴) تغییرات فشار شکست در نرخ‌های مختلف تزریق در نمونه‌های سیمان را نشان می‌دهد. با افزایش نرخ تزریق فشار شکست افزایش می‌یابد. رابطه خطی بین نرخ تزریق و فشار شکست برقرار است. با افزایش نرخ تزریق زمان شکست کاهش و حجم سیال افزایش می‌یابد (شکل ۵-۶۵). در جدول (۵-۱۸) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۶۴: تغییرات فشار شکست در نرخ‌های مختلف تزریق



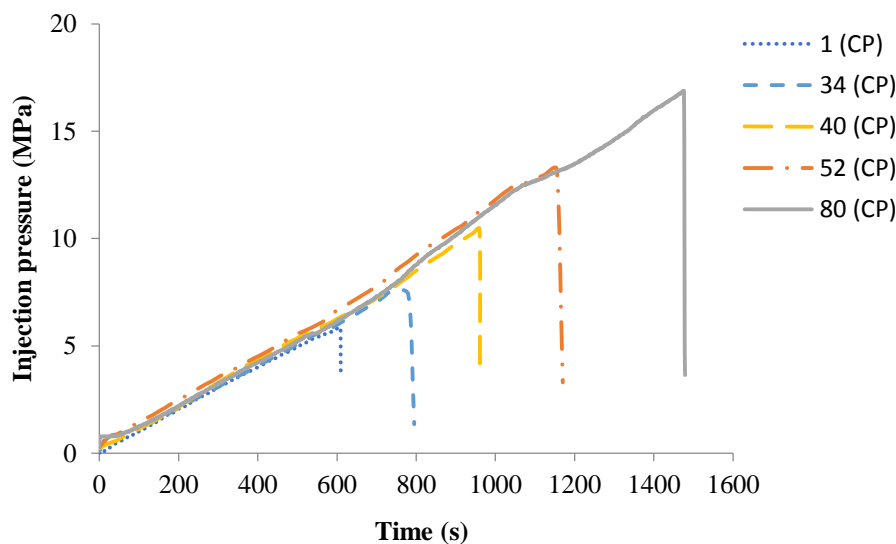
شکل ۵-۶۵: تغییرات زمان شکست و حجم سیال در نرخ‌های مختلف تزریق

جدول ۵-۱۸: نتایج بررسی تاثیر نرخ تزریق سیال در نمونه‌های سیمانی

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۴۹	C1	۴	۱۴	۳	آب	۱	۱۳/۹۸
۵۰	C2	۴	۱۴	۲	آب	۱	۹/۵۱
۵۱	C3	۴	۱۴	۱	آب	۱	۵/۸۸

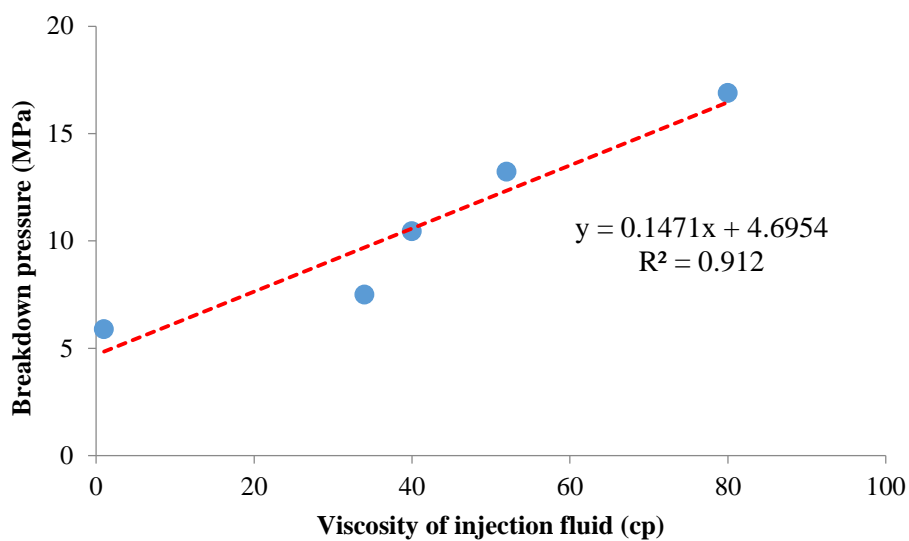
۵-۱۱-۲- تأثیر ویسکوزیته سیال در نمونه‌های سیمان

به منظور تعیین تأثیر ویسکوزیته سیال در آزمایش شکست هیدرولیکی، آب و سیال زانتان گام با ویسکوزیته‌های ۱ و ۴۰ سانتی‌پواز، سیال گوارگام با ویسکوزیته‌های ۳۴، ۵۲ و ۸۰ سانتی‌پواز در نمونه‌های سیمانی تزریق شدند. در این آزمایش‌ها تمام پارامترها به جز ویسکوزیته سیال ثابت نگه داشته شده است. بنابراین، برای همه نمونه‌ها، تنش جانبی و محوری به ترتیب ۴ و ۱۴ مگاپاسکال اعمال شد. سیال با نرخ تزریق ۱ میلی‌لیتر بر دقیقه در کل آزمایش‌ها تزریق گردید. شکل (۵-۶۶) تغییرات فشار تزریق سیال نسبت به زمان تزریق، برای سیال‌های با ویسکوزیته‌های مختلف را نشان می‌دهد.

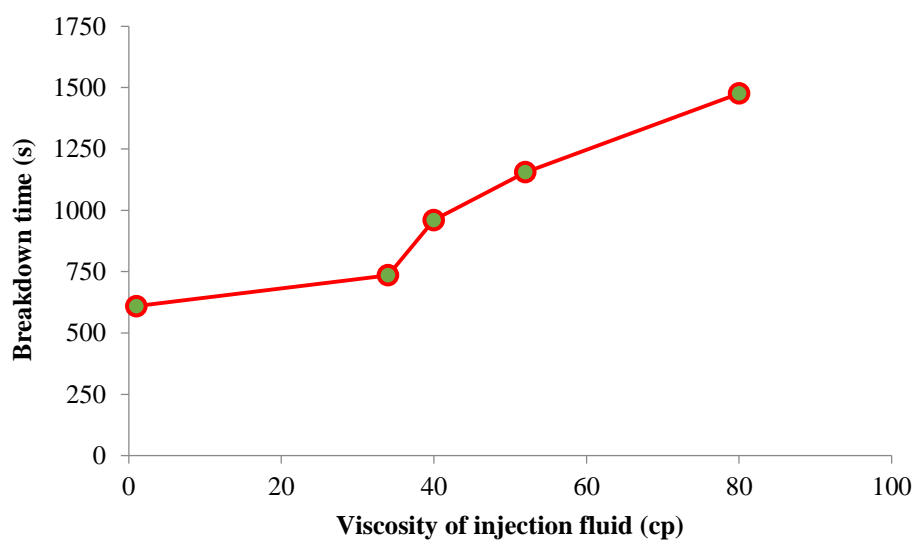


شکل ۵-۶۶: تغییرات فشار تزریق - زمان در ویسکوزیته‌های مختلف

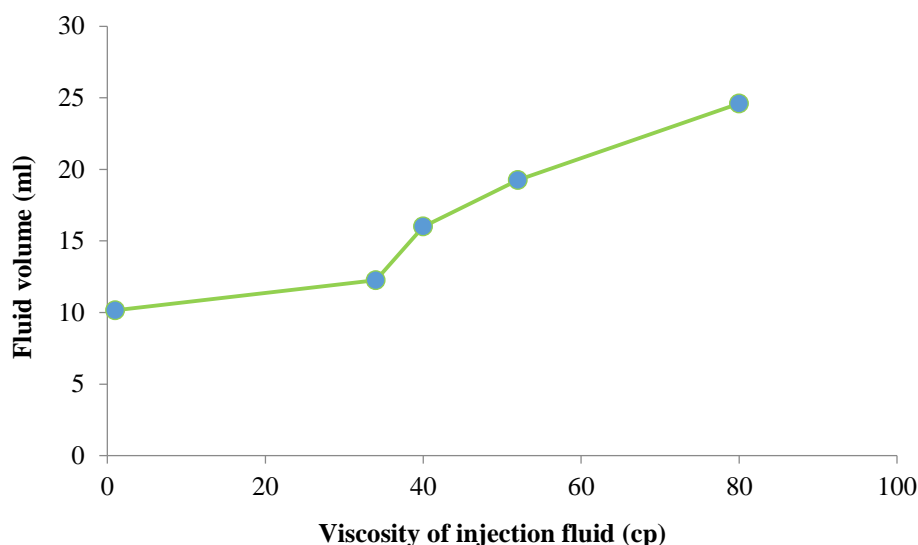
مطابق شکل (۵-۶۶) با افزایش ویسکوزیته سیال، فشار سیال تزریق شده افزایش می‌یابد. با افزایش ویسکوزیته سیال، فشار شکست افزایش، زمان شکست و حجم سیال تزریق شده نیز افزایش می‌یابد. شکل (۵-۶۷) تغییرات فشار شکست در ویسکوزیته‌های مختلف، شکل (۵-۶۸) تغییرات زمان شکست و شکل (۵-۶۹) حجم سیال مصرفی در برابر ویسکوزیته سیال‌های تزریق شده در نمونه‌های سیمان را نشان می‌دهد. در جدول (۵-۱۹) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۶۷: تغییرات فشار شکست در ویسکوزیته‌های مختلف



شکل ۵-۶۸: تغییرات زمان شکست در ویسکوزیته‌های مختلف



شکل ۵-۶۹: تغییرات حجم سیال مصرفی در ویسکوزیته‌های مختلف

جدول ۵-۱۹: نتایج بررسی تاثیر سیال با ویسکوزیته‌های مختلف در نمونه‌های سیمان

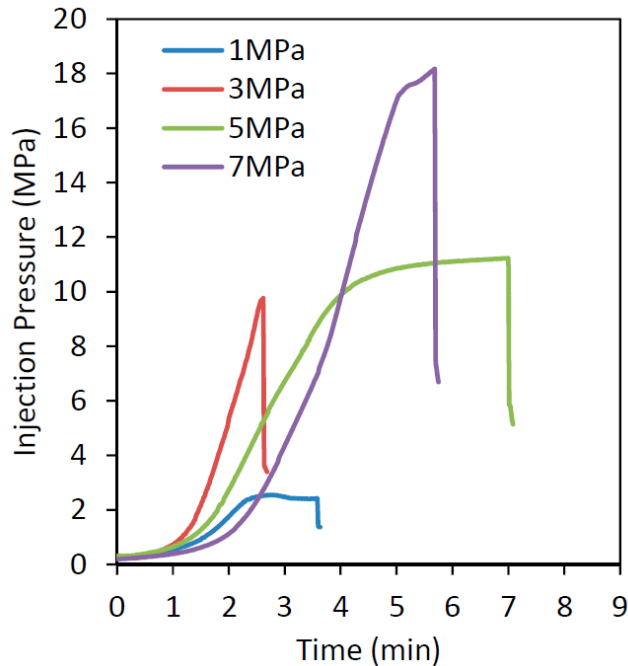
شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۵۱	C۳	۴	۱۴	۱	آب	۱	۵/۸۸
۵۲	C۴	۴	۱۴	۱	گوارگام	۳۴	۷/۵
۵۳	C۵	۴	۱۴	۱	زاننان‌گام	۴۰	۱۰/۴۴
۵۴	C۶	۴	۱۴	۱	گوارگام	۵۲	۱۳/۲۳
۵۵	C۷	۴	۱۴	۱	گوارگام	۸۰	۱۶/۸۹

۵-۱۱-۳- تاثیر فشار محصور کننده بر فشار شکست نمونه‌های سیمانی

نمونه‌های سیمانی تحت تنش‌های جانبی مختلف ۱، ۳، ۵ و ۷ مگاپاسکال، تحت فشار محوری یکسان ۱۴ مگاپاسکال مورد آزمایش قرار گرفتند. آب و سیال گوارگام با ویسکوزیته ۵۲ نیز به عنوان سیال‌های شکست با نرخ ثابت ۵ میلی‌لیتر در دقیقه، در نمونه‌ها تزریق شدند. در نمونه‌هایی که آب سیال شکست بود، تنش‌های جانبی ۱ و ۵ مگاپاسکال و در نمونه‌هایی که سیال گوارگام تزریق شد، تنش‌های جانبی ۳ و ۷ مگاپاسکال اعمال شده است. مطابق شکل (۵-۷۰)، فشار تزریق به طور کلی با گذشت زمان افزایش می‌یابد، تا این‌که به فشار شکست نمونه برسد.

افزایش فشار تزریق قابل توجه است و به دلیل نفوذپذیری کم (۱۰ میکرو دارسی) نمونه‌های سیمان رخ داده است، نرخ تزریق (۵ میلی‌لیتر در دقیقه) بسیار بیشتر از سرعت نفوذ سیال از طریق

ماتریکس و منافذ موجود در نمونه‌های سیمانی است. بنابراین فشار سیال افزایش می‌یابد تا فشار شکست ایجاد شود.



شکل ۵-۷: تغییرات فشار تزریق با زمان در فشارهای محصورکننده مختلف

با توجه به شکل (۵-۷)، شیب نمودارهای فشار تزریق- زمان که آب تزریق شده کمتر از، شیب نمودارهای فشار تزریق- زمان که سیال گوارگام تزریق شده است. فشار تزریق در نمونه‌هایی که در آن آب تزریق شده در یک بازه زمانی تغییر زیادی نکرده، در صورتی که پمپ با نرخ ثابت ۵ میلی‌لیتر بر دقیقه سیال را تزریق می‌کند. این دلیل نیز می‌تواند اثبات کند که آب در نمونه نفوذ کرده است. معیار هوبرت و ویلیس نفوذ سیال در نمونه را در نظر نگرفته است. دلیل برابر بودن فشار شکست در روش آزمایشگاهی و معیار هوبرت و ویلیس استفاده از سیال گوارگام با ویسکوزیته ۵۲ سانتی‌پواز در آزمایش است. سیال گوارگام در نمونه نفوذ نکرده است. مطابق با شکل (۵-۷) در نمونه‌هایی که سیال گوارگام تزریق شده بعد از گذشت مدت زمان کوتاهی فشار تزریق افزایش یافته و فشار شکست ایجاد شده است.

شکل (۵-۷)، سه منطقه اصلی در ایجاد فشار تزریق را بدون توجه به فشارهای جانبی نشان می‌دهد. در مرحله اول سیال منافذ نزدیک گمانه را پر می‌کند. با این حال، در مرحله دوم بیشتر منافذ مجاور

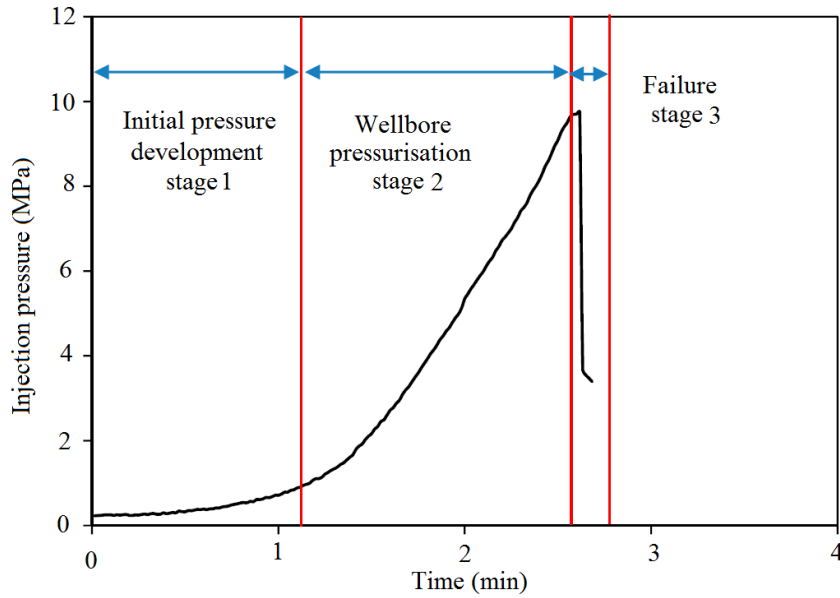
گمانه پر و اشباع شده‌اند. بنابراین، سیال تزریق شده نمی‌تواند به راحتی وارد منافذ شود و فشار افزایش پیدا می‌کند. در مرحله سوم، شکست در نمونه رخ داده و یک افت فشار ناگهانی ایجاد می‌شود، زیرا سیال وارد شکستگی شده و مسیر برای جریان سیال باز شده است.

شکل (۵-۷۲) تأثیر تنش‌های محصورکننده در فشار شکست نمونه‌های سیمان را نشان می‌دهد، که مطابق آن فشار شکست نمونه‌های سیمان تقریباً به صورت خطی با افزایش فشار محصورکننده افزایش می‌یابد. مطابق شکل (۵-۷۲)، هنگامی که سیال شکست آب بوده فشار محصورکننده از ۱ به ۵ مگاپاسکال افزایش می‌یابد، در حالی که فشار شکست از ۲/۵ به ۱۱/۱۸ مگاپاسکال افزایش پیدا می‌کند (فشار محصورکننده ۵ برابر و فشار شکست نیز ۴/۴۷ برابر شده است). هنگامی که فشار محصورکننده از ۳ به ۷ مگاپاسکال افزایش می‌یابد، فشار شکست از ۹/۸۵ به ۱۸/۲ مگاپاسکال افزایش پیدا می‌کند (فشار محصورکننده ۲/۳۳ برابر و فشار شکست نیز ۱/۸۵ برابر شده است) سپس برای هر آزمایش با استفاده از رابطه (۵-۴)، ارائه شده توسط هوبرت و ویلیس فشار شکست نیز محاسبه شد. در رابطه (۵-۴)، P_c فشار شکست، σ_c فشار محصورکننده و σ_T مقاومت کششی نمونه است.

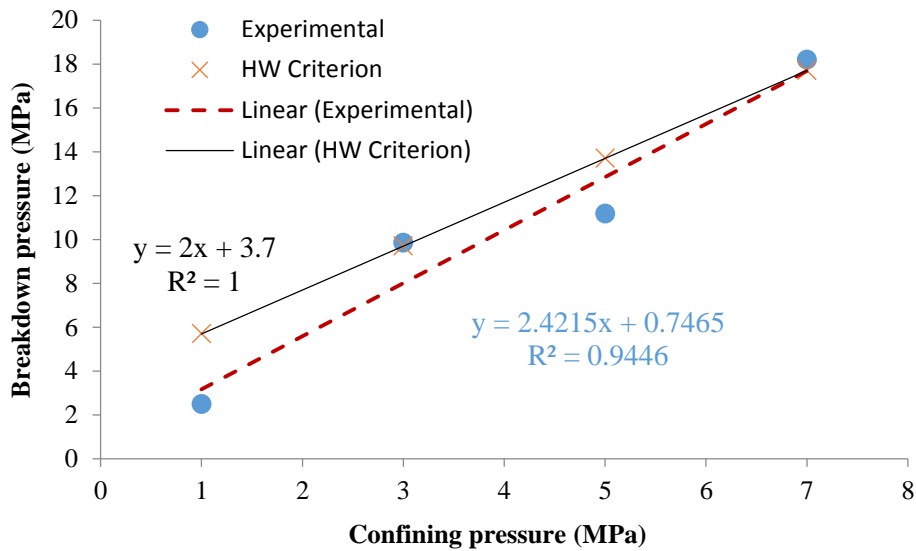
$$P_c = 2\sigma_c + \sigma_T \quad (۵-۴)$$

مقاومت کششی نمونه‌های سیمانی ۳/۷ مگاپاسکال است. نتایج در شکل (۵-۷۲) نشان داده شده است. مطابق شکل (۵-۷۲)، مقادیر فشار شکست تجربی در فشارهای محصورکننده ۱ و ۵ مگاپاسکال بسیار کمتر از مقادیر محاسبه شده با استفاده از معیار هوبرت و ویلیس است. اما در فشارهای محصورکننده ۳ و ۷ مگاپاسکال فشار شکست به دست آمده از روش آزمایشگاهی و معیار هوبرت و ویلیس تقریباً برابر هستند. دلیل برابر و پایین بودن مقدار فشار شکست محاسبه شده، توسط معیار هوبرت و ویلیس و به دست آمده از روش آزمایشگاهی را می‌توان این‌گونه بیان کرد که، سیال گوارگام به دلیل ویسکوزیته بالا در نمونه نفوذ نکرده، اما آب دارای ویسکوزیته پایین‌تر (۵۲ برابر کمتر) از سیال گوارگام است و می‌تواند به راحتی در نمونه نفوذ کند. فشار شکست پایین به دلیل نفوذ سیال در نمونه سنگ سیمان است. با این حال، به نظر می‌رسد رابطه خطی بین فشار شکست و فشار

محصولکننده برای نتایج آزمایش و معیار هوبرت و ویلیس یکسان است. در جدول (۵-۲۰) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



شکل ۵-۷۱: سه مرحله فشار تزریق سیال در شکست هیدرولیکی نمونه سیمانی



شکل ۵-۷۲: تغییرات فشار شکست در برابر تنش‌های محصولکننده مختلف

جدول ۵-۲۰: بررسی تاثیر فشار محصورکننده در نمونه‌های سیمان

شماره آزمایش	شماره نمونه	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۵۶	C۸	۱	۱۴	۵	آب	۱	۲/۵
۵۷	C۹	۳	۱۴	۵	گوارگام	۵۲	۹/۸۵
۵۸	C۱۰	۵	۱۴	۵	آب	۱	۱۱/۱۸
۵۹	C۱۱	۷	۱۴	۵	گوارگام	۵۲	۱۸/۲

اثر فشارهای محصورکننده در الگوی شکستگی براساس تصاویر گرفته شده بعد از شکستگی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. در نمونه‌هایی که آب و سیال گوارگام تزریق شده دو شکستگی اصلی مشاهده شد. زاویه بین دو شکستگی زمانی که سیال تزریق آب و گوارگام بود، به ترتیب ۱۸۰ و کمتر از ۱۸۰ درجه است. شکل (۵-۷۳) الگوی شکستگی با استفاده از آب و گوارگام در فشارهای جانبی ۱ و ۳ مگاپاسکال، در نمونه‌های سیمان را نشان می‌دهد.

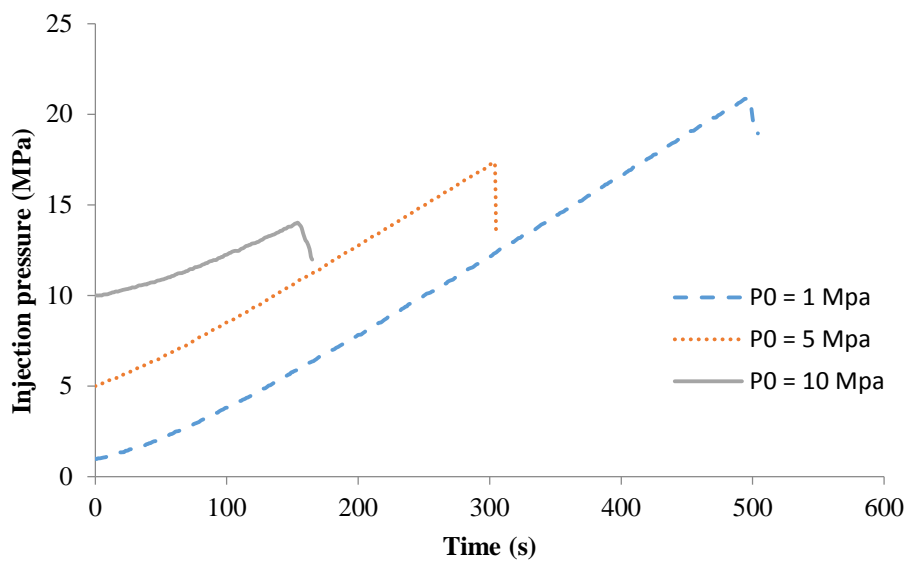


شکل ۵-۷۳: الگوی شکستگی دو سیال در فشارهای جانبی مختلف

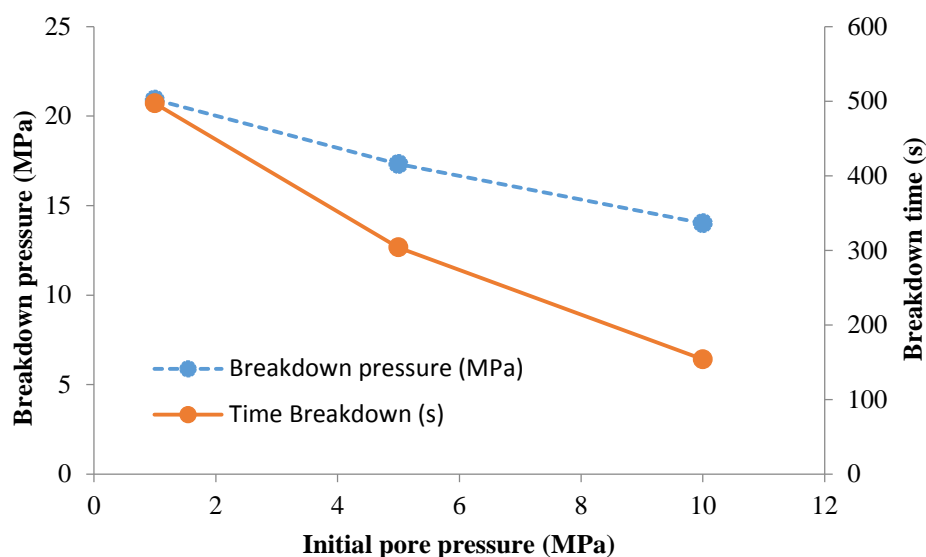
۵-۱۲- تاثیر فشار منفذی

برای بررسی تاثیر فشار منفذی اولیه (P_0) از نمونه‌های آهکی اشباع استفاده شده است. برای انجام این آزمایش‌ها تنش‌های جانبی و محوری به ترتیب ۷ و ۲۵ مگاپاسکال اعمال شد. سیال (آب) با نرخ ثابت ۰/۰۱ میلی‌لیتر بر دقیقه در نمونه‌ها تزریق شد، پس از این که فشار سیال به فشار موردنظر (۱)

مگاپاسکال) رسید. پمپ به حالت فشار ثابت (۱ مگاپاسکال) در آمده است و به مدت ۲۴ ساعت این حالت ادامه می‌یابد. در صورت کم شدن فشار داخل گمانه در اثر نشت، سیال تزریق (نرخ تزریق متغیر) می‌شود و به محض رسیدن فشار سیال به فشار ثابت در نظر گرفته شده، تزریق سیال قطع می‌شود. پس از گذشت مدت زمان ذکر شده، پمپ به حالت نرخ تزریق ثابت در آمده و با نرخ ثابت ۴ میلی‌لیتر بر دقیقه سیال تزریق می‌شود، تا زمانی که در نمونه شکست هیدرولیکی اتفاق افتد. به همین ترتیب فشارهای منفذی اولیه مختلف ۵ و ۱۰ مگاپاسکال مورد بررسی قرار گرفت. در شکل (۵-۷۴) مشاهده می‌شود که نمودارهای فشار تزریق- زمان تقریباً موازی با یکدیگر هستند. با گذشت زمان، فشار تزریق بطور خطی افزایش می‌یابد. همان‌طور که در شکل (۵-۷۵) ارائه شده است، افزایش فشار منفذی اولیه باعث کاهش فشار شکست و همچنین کاهش زمان شکست می‌شود.



شکل ۵-۷۴: تغییرات فشار تزریق- زمان در فشارهای منفذی مختلف



شکل ۵-۷۵: تغییرات فشار شکست و زمان شکست در فشارهای منفذی مختلف

همان‌طور که در شکل (۵-۷۶) نشان داده شده است، در فشارهای منفذی ۱، ۵ و ۱۰ مگاپاسکال به ترتیب دو شکستگی اصلی و یک شکستگی فرعی، سه شکستگی اصلی و دو شکستگی اصلی ایجاد شده است. بنابراین، فشار منفذی اولیه نقش مهمی در هندسه و مکانیسم شکستگی‌های ایجاد شده دارد. در جدول (۵-۲۱) طرح کلی آزمایش‌ها و نتایج آن‌ها آورده شده است.



الف) فشار منفذی ۱ مگاپاسکال

ب) فشار منفذی ۵ مگاپاسکال

پ) فشار منفذی ۱۰ مگاپاسکال

شکل ۵-۷۶: نقش فشار منافذ اولیه در هندسه و مکانیسم شکستگی‌ها

جدول ۵-۲۱: بررسی تاثیر فشار منفذی اولیه در نمونه‌های آهک

شماره آزمایش	فشار جانبی (MPa)	فشار محوری (MPa)	فشار منفذی (MPa)	نرخ تزریق (ml/min)	سیال شکست	ویسکوزیته سیال (CP)	فشار شکست (MPa)
۶۰	۷	۲۵	۱	۴	آب	۱	۲۰/۹۱
۶۱	۷	۲۵	۵	۴	آب	۱	۱۷/۳۲
۶۲	۷	۲۵	۱۰	۴	آب	۱	۱۴/۰۱

۵-۱۳- اثر مقیاس

هنگام شبیه‌سازی شکست هیدرولیکی در آزمایشگاه، به منظور داشتن درک صحیحی از شروع و انتشار شکستگی‌ها در مقیاس واقعی میدان، استفاده از قوانین مقیاس^۱ بسیار مهم است [۹۰]. از اعداد بدون بعد برای به مقیاس بردن برخی از پارامترهای میدان مانند قطر چاه، سرعت جریان و گرانروی سیال به مقیاس آزمایشگاه استفاده می‌شود. واضح است که استفاده از سیالی با گرانروی بسیار کم و با نرخ پمپاژ بالا که در مقیاس میدان مورد استفاده قرار می‌گیرد؛ باعث از بین رفتن نمونه سنگ در آزمایشگاه در کسری از ثانیه شده و مانع انجام آزمایش و ثبت هرگونه اطلاعاتی خواهد شد. بنابراین باید سیالی با گرانروی بسیار بیشتر و نرخ پمپاژ بسیار پایین‌تر از مقیاس میدانی، در نمونه سنگ آزمایشگاهی تزریق شود، تا قادر به شبیه‌سازی صحیح رفتار شکست سنگ در مقیاس آزمایشگاه شد. برعکس این حالت نیز صدق می‌کند؛ یعنی استفاده از نتایج شبیه‌سازی در مقیاس آزمایشگاه برای طراحی عملیات شکست هیدرولیکی در مقیاس میدان و همچنین انجام شبیه‌سازی‌های عددی، که در این حالت نیز باید از قوانین مقیاس برای بزرگ‌تر کردن پارامترها استفاده کرد. این مسئله زمانی پیچیده‌تر می‌شود که وابستگی زمانی انتشار شکست نیز در محاسبات مدنظر گرفته شود. پس از پیدایش اولین شکستگی‌های القایی در اطراف چاه؛ در ابتدای مرحله انتشار شکست، وابستگی بیشتری نسبت به خواص مکانیک سنگ وجود دارد (که به عنوان رژیم چقرمگی - غالب شناخته می‌شود). اما به زودی این حالت تغییر کرده و توسط گرانروی (ویسکوزیته) سیال شکست (تحت عنوان رژیم گرانروی - غالب) برای قسمت بیشتر زمان انتشار - قبل از آن‌که دوباره به حالت چقرمگی غالب در مراحل پایانی انتشار برسد، کنترل می‌شود. با اضافه کردن پتانسیل احتمال نشت سیال شکست، حالت‌های مختلفی از رژیم‌های انتشار که در عمل به رژیم‌های چقرمگی یا

¹ *Scaling laws*

گرانروی غالب وابسته هستند، و یا نشت و ذخیره‌سازی سیال شکست درون صفحات شکستگی‌ها، ممکن است ایجاد گردد [۹۱].

۵-۱۳-۱- استفاده از قوانین مقیاس‌گذاری در مورد شکست هیدرولیکی

به طور کلی، سنگ‌های مخزن در عمق ۳ تا ۷ کیلومتری واقع شده‌اند. با این حال، همان‌طور که در بخش‌های قبلی ذکر شد، آزمایش‌های شکست در فشار محصور کننده ۱۰ مگاپاسکال انجام شد که به طور تقریبی عمق ۴۰۰ متری شبیه‌سازی می‌شود. به منظور شبیه‌سازی عمق ۷ کیلومتری، میزان فشار تزریق لازم در حدود ۱۷۵ مگاپاسکال است که بسیار بالاتر از قابلیت‌های دستگاه است. بنابراین، در این مطالعه فشارهای محصور کننده کم به منظور انجام شکست هیدرولیکی در شرایط آزمایشگاهی انتخاب شده و برای تنظیم نرخ تزریق و ویسکوزیته سیال از قوانین مقیاس استفاده شده است. به عنوان مثال در شرایط عملیات برای انجام شکست هیدرولیکی به نرخ جریانی در حدود ۱۵ متر مکعب بر دقیقه نیاز است. با این حال، دستیابی به این نرخ جریان در شرایط آزمایشگاهی غیر عملی است. بنابراین، روش کلی استفاده از میزان نرخ تزریق کم در آزمایش‌های شکست هیدرولیکی است. این مقیاس از نرخ جریان تزریقی و زمان شکست و همچنین مشخصات شکستگی‌ها تأثیر می‌پذیرد. علاوه بر این، با در نظر گرفتن اندازه چاه تزریق که ۲۰ سانتی‌متر در عملیات است می‌توان فرض کرد که مدل ۵۷ برابر کوچکتر از شرایط واقعی است. بونگر^۱ و همکاران (۲۰۰۵) دو فرآیند اصلی شکست هیدرولیکی را توصیف می‌کنند: (۱) کاهش ویسکوزیته سیال (۲) نشت سیال شکست. هنگامی که زمان شکست کوتاه باشد، شکستگی با ویسکوزیته مشخص می‌شود، در حالی که وقتی زمان شکستگی قابل توجه است، مشخصات شکستگی با نشت کردن کنترل می‌شود. علاوه بر این، شکستگی در مقیاس عملیاتی، می‌تواند تحت تأثیر چسبندگی نیز باشد. همچنین یک پارامتر چقرمگی بدون بعد (K) (رابطه (۵-۵)) را برای شناسایی پارامتر غالب برای توسعه شکستگی‌ها پیشنهاد می‌کند [۹۰، ۹۲].

¹ Bungler

$$K = K' \left(\frac{t^2}{\mu'^5 Q'^3 E'^{13}} \right)^{1/18} \quad (5-5)$$

در رابطه (5-5)، t زمان آزمایش، Q' نرخ سیال تزریق شده و مقادیر پارامترهای μ' ، E' و K' به ترتیب با استفاده از رابطه‌های (5-6) تا (5-8) قابل محاسبه هستند.

$$\mu' = 12 \mu \quad (5-6)$$

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \quad (5-7)$$

$$K' = 4 \left(\frac{2}{\pi} \right)^{1/2} K_{IC} \quad (5-8)$$

μ ویسکوزیته سیال شکستگی، E مدول یانگ سنگ، ν نسبت پواسون و K_{IC} چقرمگی شکستگی است. لازم به ذکر است که تمام معادلات فوق فقط برای سنگ‌های با نفوذپذیری خیلی کم (نفوذپذیری آن قدر کم باشد که بتوان فرض کرد که سنگ نفوذناپذیر است) صادق است [90].

5-14- ارزیابی نهایی

براساس رابطه (5-5) پارامتر چقرمگی بدون بعد می‌تواند برای تمامی آزمایش‌های انجام شده، محاسبه شود. هنگامی که پارامتر بدون بعد چقرمگی بیشتر یا مساوی 4 است، گسترش شکستگی تحت تاثیر چقرمگی است [92]. بنابراین، در مطالعه حاضر پارامتر بدون بعد چقرمگی محاسبه شد تا مشخص شود که در کدام آزمایش‌ها شکستگی تحت تاثیر چقرمگی است. در جدول (5-22) مقادیر محاسبه شده پارامتر بدون بعد چقرمگی آورده شده است. نتایج نشان می‌دهد که در تمام آزمایش‌های انجام شده شکستگی تحت پارامتر چقرمگی گسترش یافته است. فقط مقدار پارامتر چقرمگی بدون بعد در آزمایش‌های شماره 25 و 29 کمتر از 4 است، با بررسی این آزمایش‌ها مشخص شد که نفوذپذیری نمونه‌ها 3/8 و 4/3 میلی داری است. روغن با ویسکوزیته 85 سانتی‌پواز به عنوان سیال شکست در این نمونه‌ها تزریق شده است، سیال روغن در این نمونه‌ها نفوذ کرده است. چقرمگی این نمونه‌ها 0/91 بوده که در نمونه‌های مخزنی کمترین مقدار چقرمگی است. بنابراین شکستگی در این

نمونه‌ها تحت تاثیر چقرمگی نبوده است. دلیل شکست می‌تواند مقاومت کششی پایین (۲/۴) مگاپاسکال) و یا تخلخل زیاد باشد. تخلخل این نمونه‌ها ۳۲ تا ۳۴ درصد است، تخلخل بالا باعث کاهش مقاومت سنگ در برابر تنش‌های جانبی و محوری می‌شود.

جدول ۵-۲۲: محاسبه مقادیر پارامتر بدون بعد چقرمگی (K)

N.T	t (s)	E (GPa)	ν	μ (cp)	KIC (MPa. \sqrt{m})	Q (ml/min)	K	(K \geq 4)= 1 (K<4)= 0
1	1106	37	0.23	80	2.04	1	6.36	1
2	540	37	0.23	80	2.04	2	5.23	1
3	280	37	0.23	80	2.04	4	4.33	1
4	200	37	0.23	80	2.04	6	4.90	1
5	666	37	0.23	1	2.04	4	16.12	1
6	626	37	0.23	34	2.04	4	6.01	1
7	515	37	0.23	52	2.04	4	5.23	1
8	419	37	0.23	80	2.04	4	4.53	1
9	675	37	0.23	80	2.04	2	5.36	1
10	864	37	0.23	80	2.04	2	5.51	1
11	1009.5	37	0.23	80	2.04	2	5.61	1
12	1440	37	0.23	80	2.04	2	5.83	1
13	621.7	27.5	0.29	1	3.9	2	41.51	1
14	576	27.5	0.29	1	3.9	3	38.47	1
15	425.78	27.5	0.29	1	3.9	5	34.16	1
16	552.6	4	0.34	50	1.03	2	14.32	1
17	410.4	4	0.34	50	1.03	3	12.95	1
18	349.84	4	0.34	50	1.03	5	11.68	1
19	720	11	0.22	140	2.57	2	14.04	1
20	399	11	0.22	140	2.57	3	12.29	1
21	340	11	0.22	140	2.57	5	11.09	1
22	532.56	10.5	0.3	85	1.57	4	8.50	1
23	504.35	10.5	0.3	85	1.57	4	8.45	1
24	417.5	10.5	0.3	85	1.57	4	8.27	1
25	173.35	13.5	0.31	85	0.91	4	3.61	0
26	358.25	13.5	0.31	40	0.91	4	4.82	1
27	488.1	4.3	0.24	40	1.07	4	13.82	1
28	394.4	4.3	0.24	40	1.07	4	13.50	1
29	388	13.5	0.31	85	0.91	4	3.95	0
30	299.5	4.3	0.24	80	1.07	4	10.80	1
31	706	24	0.29	40	1.65	1	7.92	1
32	434	24	0.29	40	1.65	2	6.68	1
33	290	24	0.29	40	1.65	4	5.69	1
34	198	24	0.29	40	1.65	8	4.86	1
35	837	24	0.29	1	1.65	1	22.48	1

36	647	24	0.29	1	1.65	2	19.46	1
37	363	24	0.29	1	1.65	4	16.26	1
38	229	24	0.29	1	1.65	8	13.76	1
39	685	18.2	0.22	1	1.2	2	17.88	1
40	357	18.2	0.22	1	1.2	4	14.82	1
41	261	18.2	0.22	1	1.2	6	13.38	1
42	234	18.2	0.22	1	1.2	8	12.60	1
43	205	18.2	0.22	1	1.2	10	11.96	1
44	350	12	0.1	80	1.15	2	6.55	1
45	297	12	0.1	80	1.15	4	5.73	1
46	231	12	0.1	80	1.15	6	5.20	1
47	503	12	0.1	40	1.15	4	7.36	1
48	588	12	0.1	1	1.15	4	20.87	1
49	609	6.4	0.28	1	0.31	3	8.86	1
50	538	6.4	0.28	1	0.31	2	9.35	1
51	497	6.4	0.28	1	0.31	1	10.40	1
52	735	6.4	0.28	34	0.31	1	4.08	1
53	960	6.4	0.28	40	0.31	1	4.02	1
54	1155	6.4	0.28	52	0.31	1	4.81	1
55	1476	6.4	0.28	80	0.31	1	5.47	1
56	210	6.4	0.28	1	0.31	5	7.23	1
57	156	6.4	0.28	52	0.31	5	6.33	1
58	422	6.4	0.28	1	0.31	5	7.81	1
59	348	6.4	0.28	52	0.31	5	4.55	1
60	497	37	0.23	1	2.04	4	15.60	1
61	304	37	0.23	1	2.04	4	14.77	1
62	154	37	0.23	1	2.04	4	13.70	1

پارامترهای فشار شکست، ضریب شکستگی و مقاومت کششی به ترتیب از روابط (۵-۹)، (۵-۱۰) و (۵-۱۱) محاسبه شده است، نتایج آن‌ها در جدول (۵-۲۳) آورده شده است. نتایج نشان می‌دهد که ضریب شکستگی (K) تحت تاثیر ویسکوزیته و نرخ تزریق سیال قرار دارد و هر چه مقدار این پارامترها افزایش می‌یابد، ضریب شکستگی نیز افزایش پیدا می‌کند. در نرخ‌های تزریق پایین، مقاومت کششی به دست آمده کمتر از مقدار واقعی مقاومت کششی اندازه‌گیری شده از آزمایش بزرگ‌مقیاسی است. دلیل مقاومت کششی پایین در نرخ تزریق کم، نفوذ سیال به درون سنگ است. برعکس در نرخ تزریق بالا، مقاومت کششی محاسبه شده بیشتر از مقدار واقعی آن است. با افزایش نرخ تزریق سیال، فشار

شکست اندازه‌گیری شده از آزمایش شکست هیدرولیکی افزایش می‌یابد. اما فشار شکست محاسبه شده از مدل ثابت است.

$$P_c = 2 \times \sigma_h + \sigma_T \quad (۹-۵)$$

$$K = \frac{P_c - \sigma_T}{\sigma_h} \quad (۱۰-۵)$$

$$\sigma_T = P_c - 2\sigma_h \quad (۱۱-۵)$$

جدول ۵-۲۳: محاسبه مقادیر پارامترهای مختلف با استفاده از مدل هوبرت و ویلیس

شماره آزمایش	فشار شکست آزمایشگاهی (مگاپاسکال)	تنش جانبی (مگاپاسکال)	مقاومت کششی برزیلی (مگاپاسکال)	فشار شکست مدل (مگاپاسکال)	ضریب شکستگی	Q (ml/min)	مقاومت کششی مدل (مگاپاسکال)
1	32.34	10	15.1	35.1	1.72	1	12.34
2	33.69	10	15.1	35.1	1.86	2	13.69
3	37.43	10	15.1	35.1	2.23	4	17.43
4	41.26	10	15.1	35.1	2.62	6	21.26
5	44.13	10	15.1	35.1	2.90	4	24.13
6	48.7	10	15.1	35.1	3.36	4	28.70
7	51.2	10	15.1	35.1	3.61	4	31.20
8	53.8	10	15.1	35.1	3.87	4	33.80
9	45.51	5	15.1	25.1	6.08	2	35.51
10	47.07	10	15.1	35.1	3.20	2	27.07
11	51.23	15	15.1	45.1	2.41	2	21.23
12	54.88	20	15.1	55.1	1.99	2	14.88
13	23.01	5	17.5	27.5	1.10	2	13.01
14	35.08	5	17.5	27.5	3.52	3	25.08
15	40.69	5	17.5	27.5	4.64	5	30.69
16	13.01	5	3.7	13.7	1.86	2	3.01
17	24.7	5	3.7	13.7	4.20	3	14.70
18	47.45	5	3.7	13.7	8.75	5	37.45
19	33.52	5	6.5	16.5	5.40	2	23.52
20	38.06	5	6.5	16.5	6.31	3	28.06
21	46.61	5	6.5	16.5	8.02	5	36.61
22	40.55	5	4.2	14.2	7.27	4	30.55
23	23.03	5	4.2	14.2	3.77	4	13.03
24	16.47	5	4.2	14.2	2.45	4	6.47
25	6.6	5	2.4	12.4	0.84	4	3.40
26	22.06	5	2.4	12.4	3.93	4	12.06
27	29.8	10	3.2	23.2	2.66	4	9.80

28	51.54	15	3.2	33.2	3.22	4	21.54
29	17.61	5	2.4	12.4	3.04	4	7.61
30	21.88	5	3.2	13.2	3.74	4	11.88
31	21.62	10	13.1	33.1	0.85	1	1.62
32	28.28	10	13.1	33.1	1.52	2	8.28
33	37.74	10	13.1	33.1	2.46	4	17.74
34	53.95	10	13.1	33.1	4.09	8	33.95
35	17.7	10	13.1	33.1	0.46	1	2.30
36	22.73	10	13.1	33.1	0.96	2	2.73
37	31.61	10	13.1	33.1	1.85	4	11.61
38	42.52	10	13.1	33.1	2.94	8	22.52
39	35.4	20	11.7	51.7	1.19	2	4.60
40	39.2	20	11.7	51.7	1.38	4	0.80
41	45.06	20	11.7	51.7	1.67	6	5.06
42	48.8	20	11.7	51.7	1.86	8	8.80
43	50.35	20	11.7	51.7	1.93	10	10.35
44	23.09	10	11.3	31.3	1.18	2	3.09
45	36.97	10	11.3	31.3	2.57	4	16.97
46	49.23	10	11.3	31.3	3.79	6	29.23
47	29.75	10	11.3	31.3	1.85	4	9.75
48	6.24	10	11.3	31.3	0.51	4	13.76
49	13.98	4	3.7	11.7	2.57	3	5.98
50	9.51	4	3.7	11.7	1.45	2	1.51
51	5.88	4	3.7	11.7	0.55	1	2.12
52	7.5	4	3.7	11.7	0.95	1	0.50
53	10.44	4	3.7	11.7	1.69	1	2.44
54	13.23	4	3.7	11.7	2.38	1	5.23
55	16.89	4	3.7	11.7	3.30	1	8.89
56	2.5	1	3.7	5.7	1.20	5	0.50
57	9.85	3	3.7	9.7	2.05	5	3.85
58	11.18	5	3.7	13.7	1.50	5	1.18
59	18.2	7	3.7	17.7	2.07	5	4.20
60	20.91	7	15.1	28.1	0.97	4	7.91
61	17.32	7	15.1	24.1	1.03	4	8.32
62	14.01	7	15.1	19.1	1.27	4	10.01

با افزایش تنش محصورکننده، نسبت فشار شکست به تنش‌های جانبی کاهش می‌یابد. نتایج در جدول

(۲۴-۵) آورده شده است. در آزمایش‌های ۹، ۱۰، ۱۱ و ۱۲ با توجه به جدول (۵-۲۴) نتایج نشان

می‌دهد که در تنش‌های بالا نسبت فشار آغاز شکست به فشار محصورکننده حدود $2/74$ و در تنش‌های محصور کننده پایین، این نسبت نزدیک به $9/10$ بوده است. بر این اساس در گمانه‌های سطحی ایجاد شکستگی مشکل‌تر خواهد بود.

جدول ۵-۲۴: محاسبه نسبت تنش جانبی به فشار شکست

شماره آزمایش	فشار شکست (مگاپاسکال)	تنش‌های جانبی (مگاپاسکال)	نسبت فشار شکست به تنش‌های جانبی
۹	۴۵/۵۱	۵	۹/۱۰
۱۰	۴۷/۰۷	۱۰	۴/۷۱
۱۱	۵۱/۲۳	۱۵	۳/۴۲
۱۲	۵۴/۸۸	۲۰	۲/۷۴
۲۶	۲۲/۰۶	۵	۴/۴۱
۲۷	۲۹/۸۰	۱۰	۲/۹۸
۲۸	۵۱/۵۴	۱۵	۳/۴۳
۵۶	۲/۵	۱	۲/۵
۵۷	۹/۸۵	۳	۳/۲۹
۵۸	۱۱/۱۸	۵	۲/۲۳
۵۹	۱۸/۲۰	۷	۲/۶۰

۵-۱۵- جمع‌بندی

در ابتدای این فصل به آماده‌سازی نمونه‌ها برای انجام آزمایش شکست هیدرولیکی پرداخته شده است. دستگاه‌ها و وسایل آزمایش (سلول آزمایش، جک اعمال کننده فشار محوری و جانبی و پمپ تزریق سیال) معرفی و قابلیت‌های هر کدام نیز توضیح داده شد. سپس ساخت سیال‌های پایه آبی گوارگام و زانتان‌گام با ویسکوزیته‌های مختلف تشریح شد. در پایان به بررسی پارامترهای نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال تزریق شده در نمونه‌های صحرایی (آهک، ماسه‌سنگ، توف و گرانیت)، مخزنی و سیمانی، با سیال‌های مختلف (آب، روغن، بنتونیت، گوارگام و زانتان‌گام) پرداخته شد. در آزمایش‌های شکست هیدرولیکی به بررسی تاثیر تخلخل، تنش‌های جانبی مختلف و فشار منفذی بر فشار و زمان شکست و حجم سیال مصرفی نیز اشاره شده است. سپس اثر مقیاس و قوانین مقیاس در مورد شکست هیدرولیکی در آزمایشگاه و عملیات تشریح و بیان شد.

فصل هشتم

نتیجہ گیری و پیشہ داری

آسیب در حین حفاری چاه و تراوایی پایین سازند مخزن، می‌تواند تولید از مخزن را در فازهای مختلف برداشت به طور چشم‌گیری تحت تأثیر قرار دهد. تکنیک‌های تحریک‌سازی از قبیل عملیات شکست هیدرولیکی می‌تواند به افزایش تولید نفت و گاز از مخزن کمک کند. بنابراین لازم است که اثر پارامترهای مختلف بر روی فرآیند شکست هیدرولیکی را قبل از عملیات میدانی مورد بررسی قرار داد. در این پژوهش یک سری آزمایش شکست هیدرولیکی برای بررسی تأثیر پارامترهای نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال در روش آزمایشگاهی شکست هیدرولیکی با سیال‌های آب، روغن، بنتونیت، زانتان‌گام و گوارگام، بر روی نمونه‌های مخزنی، صحرایی (آهک، ماسه‌سنگ، توف و گرانیت) و سیمانی انجام شد. در ادامه نتایج گرفته شده ارائه می‌شود.

۶-۲- نتیجه‌گیری

نتایج گرفته شده از این پژوهش عبارتند از:

- ❖ با افزایش پارامتر شکنندگی، چقرمگی شکست افزایش پیدا می‌کند؛ همچنین با افزایش چقرمگی شکست (مود یک) مقاومت کششی نیز افزایش می‌یابد.
- ❖ با افزایش تخلخل، فشار شکست کاهش می‌یابد.
- ❖ با افزایش نرخ تزریق و ویسکوزیته سیال، فشار شکست افزایش پیدا می‌کند. هر کدام از این دو پارامتر می‌تواند باعث ایجاد شکست شود. از عوامل موثر بر فشار شکست می‌توان به نرخ تزریق، ویسکوزیته سیال شکست و تنش‌های جانبی اشاره کرد
- ❖ با افزایش نرخ تزریق و ویسکوزیته سیال، فشار سیال تزریق شده افزایش، زمان شکست کاهش و حجم سیال مصرفی نیز افزایش می‌یابد.
- ❖ در نرخ تزریق پایین، تزریق همیشه منجر به جریان سیال در منافذ و شکستگی‌های طبیعی سنگ می‌شود. اما در نرخ تزریق بالا، شکستگی‌های جدید می‌تواند ایجاد و گسترش پیدا کند.
- ❖ با افزایش تنش محصورکننده، نسبت فشار شکست به تنش‌های جانبی کاهش می‌یابد.

- ❖ فشار سیال منفذی باعث کاهش مقاومت سنگ می‌شود، زیرا عکس تنش همه جانبه عمل می‌کند و در شکسته شدن سنگ نقش مهمی را ایفا می‌کنند. با افزایش فشار منفذی اولیه فشار شکست و حجم سیال تزریق شده کاهش می‌یابد.
- ❖ ضریب شکستگی با افزایش نرخ تزریق سیال و ویسکوزیته سیال تزریق، افزایش می‌یابد.
- ❖ در نرخ‌های تزریق پایین سیال، مقاومت کششی به دست آمده از مدل هوبرت و ویلیس، کمتر از مقدار واقعی مقاومت کششی اندازه‌گیری شده از آزمایش بزریلی است. دلیل آن نشت و نفوذ سیال در سنگ است.

۳-۶- پیشنهادها

در این پژوهش تمام نمونه‌های مخزنی قبل از آزمایش شکست هیدرولیکی به وسیله آب اشباع شده‌اند. برای بررسی بهتر فشار شکست، نرخ تزریق، ویسکوزیته و فشار سیال و شبیه‌سازی بهتر مخزن پیشنهاد می‌شود که نمونه‌ها با سیال برجای مخزن (نفت) اشباع شده و آزمایش‌ها انجام شود.

انجام مطالعات آزمایشگاهی تحت شرایط محیطی کنترل شده، برای مشاهده اثر پارامترهای مختلف انجام می‌شود. بنابراین نمی‌توان برخی از پارامترها را بررسی کرد. انجام شبیه‌سازی‌های عددی (دو و سه بعدی) برای تحلیل حساسیت پارامترهای مختلف در هر دو مقیاس آزمایشگاهی و میدانی راه‌حل مناسبی است.

در هنگام آزمایش شکست هیدرولیکی به منظور دستیابی به فشار و زمان شروع شکست و نحوه انتشار شکستگی‌ها استفاده از آزمایش انتشار آوایی توصیه می‌شود. بررسی شباهت‌ها و تفاوت‌های میان روش شکست هیدرولیکی و انتشار آوایی یکی دیگر از موارد مطالعه است.

جریان سیال در نمونه‌های سالم (قبل از آزمایش شکست هیدرولیکی) و نمونه‌های شکسته شده (بعد از آزمایش شکست هیدرولیکی) با سیالات مختلف را مطالعه و بررسی کرد. با استفاده از قانون داری برآورد نفوذپذیری سنگ سالم و شکسته شده را در نرخ‌های مختلف تزریق سیال و فشارهای محصورکننده مختلف ارزیابی کرد.

در این پژوهش چقرمگی شکست مود اول برای نمونه‌ها با استفاده از روش نیم دیسکی با ترک لبه‌ای تحت خمش سه نقطه‌ای (SNSCB) اندازه‌گیری شد. می‌توان چقرمگی مود اول، مود ترکیبی اول و دوم و مود ترکیبی اول و سوم را نیز، به وسیله روش‌های استاندارد پیشنهاد شده توسط انجمن بین‌المللی مکانیک سنگ (روش دیسک برزیلی با ترک مرکزی شورن (CCNBD)، روش استوانه‌ای با ترک لبه‌ای مستقیم تحت خمش سه نقطه‌ای (SECRBB)) اندازه‌گیری کرد. در نهایت با داده‌های به دست آمده از روش نیم دیسکی با ترک لبه‌ای تحت خمش سه نقطه‌ای مقایسه کرد.

- [1] Youn, D. J. (2016). Hydro-mechanical coupled simulation of hydraulic fracturing using the extended finite element method (XFEM). Colorado School of Mines.
- [۲] ع. پاک، ۱۳۹۳. طرح جامع بررسی روش تحریک با ایجاد شکافت هیدرولیکی در مخازن نفتی و گازی کشور جهت افزایش تولید، گزارش نهایی فاز اول: بررسی ظرفیت‌های داخلی جهت طراحی و اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی در داخل کشور (ایران).
- [3] Smith, M. B., & Shlyapobersky, J. W. (2000). Basics of hydraulic fracturing. *Reservoir stimulation*, 5(1), 5.
- [4] Nolte, K. G., & Economides, M. J. (Eds.). (2000). *Reservoir stimulation*. Chichester, NY: John Wiley & Sons.
- [5] Rummel, F. (1987). Fracture mechanics approach to hydraulic fracturing stress measurements. *Fracture mechanics of rock*, 217.
- [6] Casas Theoktisto, L. A. (2005). Large scale hydraulic fracturing test on a rock with artificial discontinuities (Doctoral dissertation, Colorado School of Mines. Arthur Lakes Library).
- [7] Montgomery, C. T., & Smith, M. B. (2010). Hydraulic fracturing: history of an enduring technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62(12), 26-40.
- [8] Biot, M. A., & Willis, D. G. (1957). The elastic coefficients of the theory of consolidation. *J. appl. Mech*, 24, 594-601.
- [9] Zoback, M. D., Rummel, F., Jung, R., & Raleigh, C. B. (1977, March). Laboratory hydraulic fracturing experiments in intact and pre-fractured rock. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* (Vol. 14, No. 2, pp. 49-58). Pergamon.
- [10] Haimson, B., & Fairhurst, C. (1967). Initiation and extension of hydraulic fractures in rocks. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 7(03), 310-318.
- [11] Ceriolo, L., & Di Tommaso, A. (1998). Fracture mechanics of brittle materials: a historical point of view. In *2nd Symposium in Civil Engineering*, Budapest.

- [12] Abou-Sayed, A. S., Brechtel, C. E., & Clifton, R. J. (1978). In situ stress determination by hydrofracturing: a fracture mechanics approach. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 83(B6), 2851-2862.
- [13] Rummel, F., & Winter, R. B. (1983). Fracture mechanics as applied to hydraulic fracturing stress measurements. *EPR. Earthquake prediction research*, 2(1), 33-45.
- [14] Philipp, S. L., Afşar, F., & Gudmundsson, A. (2013). Effects of mechanical layering on hydrofracture emplacement and fluid transport in reservoirs. *Frontiers in Earth Science*, 1, 4.
- [15] Gupta, D., & Zaman, M. (1999). Stability of boreholes in a geologic medium including the effects of anisotropy. *Applied Mathematics and Mechanics*, 20(8), 837.
- [16] Pašić, B., Gaurina Međimurec, N., & Matanović, D. (2007). Wellbore instability: causes and consequences. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, 19(1), 87-98.
- [17] Kelly, P. A., Gabrysch, A. D., & Horner, D. N. (2007). U.S. Patent No. 7,195,065. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
- [18] Harris, P. C. (1985). Dynamic fluid loss characteristics of foam fracturing fluids. *Journal of Petroleum Technology*, 37(10), 1-847.
- [19] Kiel, O. M. (1971). Process of Hydraulic Fracturing with Viscous Oil -in - Water Emulsion. U.S. Patent No. 3,552,494. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
- [20] Saba, T. (2013). Evaluating claims of groundwater contamination from hydraulic fracturing. *Oil & Gas Journal*, 111(7), 80-80.
- [۲۱] طاهری شکیب، ج.، جلالی فر، ح.، نعمت اللهی، م.ص.، ۱۳۸۹، بررسی مکانیزم عملیات شکاف هیدرولیکی در مخازن نفتی و ارائه راهکارهای مناسب جهت اصلاح و افزایش بازدهی آن، اولین همایش ملی توسعه تکنولوژی در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی، ۱۲ صفحه.
- [22] Mader, D. (1989). Hydraulic proppant fracturing and gravel packing (Vol. 26). Elsevier Science, 1238 p.
- [23] Lenoach, B. (1995). The crack tip solution for hydraulic fracturing in a permeable solid. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 43(7), 1025-1043.

- [24] Guo, F., Morgenstern, N. R., & Scott, J. D. (1993, June). An experimental investigation into hydraulic fracture propagation—Part 1. Experimental facilities. In *International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts* (Vol. 30, No. 3, pp. 177-188). Pergamon.
- [25] Ito, T., & Hayashi, K. (1991, July). Physical background to the breakdown pressure in hydraulic fracturing tectonic stress measurements. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* (Vol. 28, No. 4, pp. 285-293). Pergamon.
- [26] Afsari, M., Ghafoori, M., Roostaeian, M., Haghshenas, A., Ataei, A., & Masoudi, R. (2009, January). Mechanical earth model (MEM): An effective tool for borehole stability analysis and managed pressure drilling (case study). In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- [27] Holland, M., Brudy, M., Van Der Zee, W., Perumalla, S., & Finkbeiner, T. (2010, January). Value of 3D Geomechanical Modeling in Field Development-A New Approach Using Geostatistics. In *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [28] Archer, S., & Rasouli, V. (2012). A log based analysis to estimate mechanical properties and in-situ stresses in a shale gas well in North Perth Basin. *WIT Transactions on Engineering Sciences*, 81, 163-174.
- [29] Jin, X., Shah, S. N., Roegiers, J. C., & Hou, B. (2013, September). Breakdown pressure determination-a fracture mechanics approach. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [30] Beugelsdijk, L. J. L., De Pater, C. J., & Sato, K. (2000, January). Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured medium. In *SPE Asia Pacific conference on integrated modelling for asset management*. Society of Petroleum Engineers.
- [31] Weijers, L. (1995). The near-wellbore geometry of hydraulic fractures initiated from horizontal and deviated wells.
- [32] Matsunaga, I., Kobayashi, H., Sasaki, S., & Ishida, T. (1993, June). Studying hydraulic fracturing mechanism by laboratory experiments with acoustic emission monitoring. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and*

Geomechanics Abstracts (Vol. 30, No. 7, pp. 909-912). Oxford; New York: Pergamon Press, 1974-c1996.

[33] Guo, F., Morgenstern, N. R., & Scott, J. D. (1993, June). An experimental investigation into hydraulic fracture propagation—Part 2. Single well tests. In International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts (Vol. 30, No. 3, pp. 189-202). Pergamon.

[34] Lichun, J., Mian, C., Liangtian, S., Zhiyu, S., Zhang, W., Qianqian, Z., ... & Yan, J. (2013). Experimental study on propagation of hydraulic fracture in volcanic rocks using industrial CT technology. Petroleum Exploration and Development, 40(3), 405-408.

[۳۵] بهنیا، م.، ۱۳۹۱، گسترش شکست هیدرولیکی در سازندهای لایه‌ای، رساله دکتری رشته مهندسی معدن گرایش مکانیک سنگ، دانشگاه تربیت مدرس، ایران، ۲۷۲ صفحه.

[۳۶] دهقان، ع.ن.، گشتاسبی، ک.، آهنگری، ک.، جین، ی.، میسکیمینس، ج.، ۱۳۹۳، مطالعه آزمایشگاهی شکافت هیدرولیکی در مخازن هیدروکربوری، پنجمین کنفرانس مکانیک سنگ ایران، دانشگاه تربیت مدرس، ۱۷ صفحه.

[37] Haimson, B., & Fairhurst, C. (1969). Hydraulic fracturing in porous-permeable materials. Journal of Petroleum Technology, 21(07), 811-817.

[38] Lockner, D., & Byerlee, J. D. (1977). Hydrofracture in Weber sandstone at high confining pressure and differential stress. Journal of Geophysical research, 82(14), 2018-2026.

[۳۹] شیرازی، ح.، ۱۳۹۶، مدلسازی آزمایشگاهی فرآیند شکست هیدرلیکی در شرایط تنش سه محوره واقعی، رساله دکتری رشته مهندسی معدن گرایش استخراج، دانشگاه صنعتی شاهرود، ایران، ۱۵۵ صفحه.

[40] Song, I., Suh, M., Won, K. S., & Haimson, B. (2001). A laboratory study of hydraulic fracturing breakdown pressure in tablerock sandstone. Geosciences Journal, 5(3), 263-271.

- [41] Lhomme, T. P., De Pater, C. J., & Helfferich, P. H. (2002, January). Experimental study of hydraulic fracture initiation in Colton sandstone. In SPE/ISRM Rock Mechanics Conference. Society of Petroleum Engineers.
- [42] Warpinski, N. R., & Teufel, L. W. (1987). Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation (includes associated papers 17011 and 17074). *Journal of Petroleum Technology*, 39(02), 209-220.
- [43] Athavale, A. S., & Miskimins, J. L. (2008, January). Laboratory hydraulic fracturing tests on small homogeneous and laminated blocks. In The 42nd US Rock Mechanics Symposium (USRMS). American Rock Mechanics Association.
- [44] Shimizu, H., Murata, S., & Ishida, T. (2011). The distinct element analysis for hydraulic fracturing in hard rock considering fluid viscosity and particle size distribution. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 48(5), 712-727.
- [45] Bennour, Z., Ishida, T., Nagaya, Y., Nara, Y., Chen, Y., Chen, Q., & Nagano, Y. (2014, August). Fracture development and mechanism in shale cores by viscous oil, water and L-CO₂ injection. In 48th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association.
- [46] Kizaki Akihisa, Tanaka Hiroharu and Sakaguchi Kiyotoshi. (2013). Effects of Pore Water on Hydraulic Fracture Propagation using Super Critical Carbon Dioxide as Fracturing Fluid. 6th Int. Symp. On In-Situ Rock Stress, Sendai, Japan, 20-22.
- [47] Bohloli, B., & De Pater, C. J. (2006). Experimental study on hydraulic fracturing of soft rocks: Influence of fluid rheology and confining stress. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 53(1-2), 1-12.
- [48] Jabbari, A., 2012. Determination and investigation of hydraulic tensile strength of rocks using laboratory hydraulic fracturing test (Case study: Uma Oya multipurpose developments project-Srilanka), Science and research branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran, 141 p.
- [49] de Pater, C. J., Dong, Y., & Bohloli, B. (2007, January). Experimental study of hydraulic fracturing in sand as a function of stress and fluid rheology. In SPE hydraulic fracturing technology conference. Society of Petroleum Engineers.

- [50] Hou, P., Gao, F., Gao, Y., Yang, Y., & Cai, C. (2018). Changes in breakdown pressure and fracture morphology of sandstone induced by nitrogen gas fracturing with different pore pressure distributions. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 109, 84-90.
- [51] Sampath, K. H. S. M., Perera, M. S. A., Elsworth, D., Ranjith, P. G., Matthai, S. K., Rathnaweera, T., & Zhang, G. (2019). Effect of coal maturity on CO₂-based hydraulic fracturing process in coal seam gas reservoirs. *Fuel*, 236, 179-189.
- [52] Ranjith, P. G., Wanniarachchi, W. A. M., Perera, M. S. A., & Rathnaweera, T. D. (2018). Investigation of the effect of foam flow rate on foam-based hydraulic fracturing of shale reservoir rocks with natural fractures: An experimental study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169, 518-531.
- [53] Zhang, Y., He, J., Li, X., & Lin, C. (2019). Experimental study on the supercritical CO₂ fracturing of shale considering anisotropic effects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, 932-940.
- [54] Ha, S. J., Choo, J., & Yun, T. S. (2018). Liquid CO₂ Fracturing: Effect of Fluid Permeation on the Breakdown Pressure and Cracking Behavior. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 51(11), 3407-3420.
- [55] Valko, P., & Economides, M. J. (1995). *Hydraulic fracture mechanics* (Vol. 28, p. 206). Chichester: Wiley.
- [56] Song, J. H., Areias, P. M., & Belytschko, T. (2006). A method for dynamic crack and shear band propagation with phantom nodes. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 67(6), 868-893.
- [57] Fisher, M. K., Heinze, J. R., Harris, C. D., Davidson, B. M., Wright, C. A., & Dunn, K. P. (2004, January). Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett shale using microseismic fracture mapping. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [58] Chen, Z., Bungler, A. P., Zhang, X., & Jeffrey, R. G. (2009). Cohesive zone finite element-based modeling of hydraulic fractures. *Acta Mechanica Solida Sinica*, 22(5), 443-452.
- [59] Yao, Y., Gosavi, S. V., Searles, K. H., & Ellison, T. K. (2010, January). Cohesive fracture mechanics based analysis to model ductile rock fracture. In *44th US Rock*

Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium. American Rock Mechanics Association.

- [60] Mohammadnejad, T., & Khoei, A. R. (2013). An extended finite element method for hydraulic fracture propagation in deformable porous media with the cohesive crack model. *Finite Elements in Analysis and Design*, 73, 77-95.
- [61] Shin, D. H. (2013). Simultaneous propagation of multiple fractures in a horizontal well. Ph.D.thesis, University of Texas at Austin.
- [62] Hamidi, F., & Mortazavi, A. (2014). A new three dimensional approach to numerically model hydraulic fracturing process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 124, 451-467.
- [63] Mehrgini, B., Memarian, H., Dusseault, M. B., Sheikhmali, R., Eshraghi, H., Ghavidel, A., & Badsar, A. (2017, August). Hydraulic fracture geometry and geomechanical characteristics of carbonate reservoir rock. In 51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association.
- [64] Feng, Y., & Gray, K. E. (2017, August). Modeling near-wellbore hydraulic fracture complexity using coupled pore pressure extended finite element method. In 51st US rock mechanics/geomechanics symposium. American Rock Mechanics Association.
- [65] Carrier, B., & Granet, S. (2012). Numerical modeling of hydraulic fracture problem in permeable medium using cohesive zone model. *Engineering fracture mechanics*, 79, 312-328.
- [66] Gil, I., Nagel, N., Sanchez-Nagel, M., & Damjanac, B. (2011, January). The effect of operational parameters on hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs-getting control of the fracture optimization process. In 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association.
- [67] Nagel, N. B., Gil, I., Sanchez-Nagel, M., & Damjanac, B. (2011, January). Simulating hydraulic fracturing in real fractured rocks-overcjavascript: Item () oming the limits of pseudo3D models. In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.

- [68] Kresse, O., Weng, X., Gu, H., & Wu, R. (2013). Numerical modeling of hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations. *Rock mechanics and rock engineering*, 46(3), 555-568.
- [69] Haddad, M., & Sepehrnoori, K. (2014, August). Simulation of multiple-stage fracturing in quasibrittle shale formations using pore pressure cohesive zone model. In *Unconventional Resources Technology Conference*, Denver, Colorado, 25-27 August 2014 (pp. 1777-1792). Society of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers.
- [۷۰] فهمی‌فر، ا.، سروش، ح.، (۱۳۸۹)، آزمایش‌های مکانیک سنگ، مبانی نظری و استانداردها، جلد دوم، انتشارات دانشگاه صنعتی امیر کبیر.
- [۷۱] رضایی، م.، (۱۳۹۴)، زمین‌شناسی نفت، جلد دوم، انتشارات علوی.
- [72] Tamrakar, N. K., Yokota, S., & Shrestha, S. D. (2007). Relationships among mechanical, physical and petrographic properties of Siwalik sandstones, Central Nepal Sub-Himalayas. *Engineering Geology*, 90(3-4), 105-123.
- [73] Hwang, Y. S. (2011). Candidate Well Selection for the Test of Degradable Biopolymer as Fracturing Fluid (Doctoral dissertation, Texas A&M University).
- [74] Roshanai Heydarabadi, F., Moghadasi, J., & Safian, G. A. (2010, January). Hydraulic Fracturing in Iran-Lessons from Four Case Histories. In *SPE Production and Operations Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [75] Anon, O. H. (1979). Classification of rocks and soils for engineering geological mapping. Part 1: rock and soil materials. *Bull Int Assoc Eng Geol*, 19, 355-371.
- [76] Deere, D. U., & Miller, R. P. (1966). Engineering classification and index properties for intact rock. *Illinois Univ At Urbana Dept Of Civil Engineering*.
- [77] Khan, K., & Al-Shayea, N. A. (2000). Effect of specimen geometry and testing method on mixed mode I-II fracture toughness of a limestone rock from Saudi Arabia. *Rock mechanics and rock engineering*, 33(3), 179-206.
- [78] Ulusay, R. (Ed.). (2014). *The ISRM suggested methods for rock characterization, testing and monitoring: 2007-2014*. Springer.

- [79] Whittaker, B. N., Singh, R. N., & Sun, G. (1992). *Rock fracture mechanics: principles, design, and applications* (Vol. 570). Amsterdam: Elsevier.
- [80] Kahraman, S., & Altindag, R. (2004). “A brittleness index to estimate fracture toughness”. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2(41), 343-348.
- [81] Gunsallus, K. T., & Kulhawy, F. H. (1984, October). “A comparative evaluation of rock strength measures”. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* (Vol. 21, No. 5, pp. 233-248). Pergamon.
- [82] Bhagat, R. B. (1985). “Mode I fracture toughness of coal”. *International Journal of Mining Engineering*, 3(3), 229-236.
- [83] Zhang, Z. X. (2002). “An empirical relation between mode I fracture toughness and the tensile strength of rock”. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 39(3), 401-406.
- [84] Ko, T. Y., Kim, T. K., Son, Y., & Jeon, S. (2016). “Effect of geomechanical properties on Cerchar Abrasivity Index (CAI) and its application to TBM tunnelling”. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 57, 99-111.
- [85] Meng, F., Zhou, H., Zhang, C., Xu, R., & Lu, J. (2015). “Evaluation methodology of brittleness of rock based on post-peak stress–strain curves”. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 48(5), 1787-1805.
- [86] Yagiz, S. (2009). “Assessment of brittleness using rock strength and density with punch penetration test”. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 24(1), 66-74.
- [87] Wanniarachchi, W. A. M., Ranjith, P. G., Perera, M. S. A., Lashin, A., Al Arifi, N., & Li, J. C. (2015). Current opinions on foam-based hydro-fracturing in deep geological reservoirs. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 1(3-4), 121-134.
- [88] Wang, Y., Li, X., & Tang, C. A. (2016). Effect of injection rate on hydraulic fracturing in naturally fractured shale formations: a numerical study. *Environmental Earth Sciences*, 75(11), 935.

- [89] Haimson, B. C. (1989). Standard test method for determination of the in-situ stress in rock using the hydraulic fracturing method. *Annual Book of ASTM Standards*, 4, 851-856.
- [90] Detournay, E. (2004). Propagation regimes of fluid-driven fractures in impermeable rocks. *International Journal of Geomechanics*, 4(1), 35-45.
- [91] Peirce, A., & Detournay, E. (2008). An implicit level set method for modeling hydraulically driven fractures. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 197(33-40), 2858-2885.
- [92] Bunger, A. P., Jeffrey, R. G., & Detournay, E. (2005, January). Application of scaling laws to laboratory-scale hydraulic fractures. In *Alaska Rocks 2005, The 40th US Symposium on Rock Mechanics (USRMS)*. American Rock Mechanics Association.

Abstract

The process of artificially increasing porosity in low porosity formations increases the flow of fluid and increases the extraction of hydrocarbon resources. Hydraulic fracturing is known as a process of initiation and expansion of fractures due to fluid injection into a part of the well drilled in the formation. Many parameters affect the hydraulic fracturing test, such as the amount of stress applied, the rate of fluid injection, the viscosity, fluid pressure, and the tensile strength of the rocks. The purpose of this study was to investigate the effects of parameters such as viscosity, injection rate and fluid pressure on the hydraulic fracturing test. In this regard, the effect of the mentioned parameters on the samples of reservoir rock, cement, Sample of outcrops (limestone, tuff, sandstone and granite samples) was investigated. After lithological studies and determination of petrophysical parameters and rock mechanics of these samples, many hydraulic fracture tests were performed on the samples. In these experiments, the specimens were subjected to different axial and lateral stress conditions and then by injecting various fluids (water, oil, bentonite, guar gum, and xanthan gum) into the borehole drilled in the center of the specimen, at different injection rates, the hydraulic fracture pressure was obtained. The results show that with increasing viscosity and fluid injection rate, fracture pressure and injected fluid pressure also increase. As the viscosity decreases and fluid injection rates increase, the number of fractures increases. In the hydraulic fracture test, the tensile strength of the specimens was calculated and compared with the tensile strength obtained by the Brazilian method. Injection rate and fluid viscosity are the main factors in increasing the tensile strength of specimens in the hydraulic fracturing method. As the confining stress increases, the fracture strain-to-lateral stress ratio decreases. The results are also in good agreement with the lithological, petrophysical and rock mechanics studies of the samples.

Keywords: hydraulic fracturing, fluid injection rate, viscosity, and fluid pressure, guar gum, fracture pressure



Shahrood University of Technology
Faculty of Mining, Petroleum & Geophysics Engineering

MSc Thesis in Rock Mechanics Engineering

**Experimental study of the effect of injection rate, viscosity
and fluid pressure in hydraulic fracturing testing**

By: Abolfazl Haftabadi

Supervisor:

Dr. Shokrollah Zare

Dr. Hamid Soltanian

Advisor:

Yaser Pourmazaheri

January 2020