

# مدل سازی ژئومکانیکی و انتخاب لایه کاندید شکست هیدرولیکی در یک مخزن فشرده در جنوب غربی ایران - مطالعه موردی

فرهاد عاصمی<sup>۱\*</sup>، افشین زهدی<sup>۲</sup> و محمد صبور ملکی<sup>۳</sup>

۱- گروه مهندسی عمران، ژئوتکنیک، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۲- دانشکده زمین شناسی، دانشگاه زنجان، ایران

۳- گروه مطالعات مخازن، پردیس توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۱/۱۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۱۱

## چکیده

در این تحقیق، به بررسی پتانسیل شکست هیدرولیکی در مخزن بنگستان یکی از میادین بزرگ، واقع در جنوب غرب ایران پرداخته شده است. مخزن از نوع مخازن فشرده بوده و شکاف‌های طبیعی نیز دارد. شکافزنی هیدرولیکی به‌عنوان یکی از استراتژی‌های توسعه این مخزن مطرح است. لذا لازم است به‌منظور ارزیابی عملیات شکست هیدرولیکی و اثر بخشی این روش در بهبود تولید مخزن، خواص ژئومکانیکی آن تعیین گردد. برای این منظور در این پژوهش در ابتدا مدل یک بعدی ژئومکانیکی مخزن ایجاد شد. برای مدل ژئومکانیکی از اطلاعات موجود برای چاه‌های میدان نفتی مورد مطالعه و روابط تجربی و ریاضی موجود استفاده گردید. با تعیین پارامترهای ژئومکانیکی مورد نیاز، در مرحله دوم تحقیق به‌منظور تعیین لایه کاندید برای عملیات شکست هیدرولیکی دارا بودن ۱- میزان تخلخل مناسب، ۲- تنش بر جای کم، ۳- میزان اشباع آب کم، ۴- مقاومت فشاری تک محوری کم و ۵- اختلاف زیاد میان تنش‌های افقی حداقل و حداکثر به‌عنوان معیار لایه کاندید تعیین گردید. براساس نتایج حاصله لایه ۳ مخزن به‌عنوان لایه هدف جهت انجام عملیات شکست هیدرولیکی پیشنهاد گردید.

**کلمات کلیدی:** شکست هیدرولیکی، مدل سازی ژئومکانیکی، انتخاب لایه کاندید، تنش برجا، مخزن فشرده

## مقدمه

شکستگی است. مخازن نفت و گاز با بهره‌وری پایین معمولاً نیاز به شکست هیدرولیکی جهت اقتصادی بودن دارند [۱-۲]. با اینکه بیش از ۷۰ سال از انجام موفق این عملیات می‌گذرد، با این حال شرکت‌های نفتی ایرانی گام‌های اولیه‌ای برای انجام این عملیات در میادین نفتی کشور برداشته‌اند. دو شرکت نفتی عملیات شکست هیدرولیکی را در یکی

شکافزنی هیدرولیکی عملیاتی فنی برای تحریک چاه و افزایش تولید چاه‌های نفت و گاز است. این فرآیند شامل تزریق سیالات مختلف به سازند با فشار کافی جهت شکست کششی سنگ و انتشار

\*مسئول مکاتبات  
آدرس الکترونیکی: farhad.asemi@khu.ac.ir  
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4771.3142)

در صورتی که به‌طور هیدرولیکی شکافزنی شوند، قادرند به‌صورت اقتصادی تولید کنند. در میداین داخل کشور چندین مطالعه جهت انتخاب چاه کاندید صورت گرفته است [۵]. شادی‌زاده و همکاران چهار چاه در مخزن بنگستان میدان اهواز را مورد بررسی قرار دادند تا لایه‌های کاندید برای عملیات شکست هیدرولیکی را در این چاه‌ها تعیین کنند. در این مطالعه، خواص مکانیکی سنگ، تخلخل، اشباع آب و مقدار تنش افقی حداقل به‌عنوان مهم‌ترین معیارها در نظر گرفته شد و لایه‌های C1 و C2 در سازند ایلام و لایه‌های E1 و E2 در سازند سروک به‌عنوان گزینه‌های مناسب برای انجام عملیات شکست هیدرولیکی معرفی شدند [۶]. مطالعه دیگری توسط حیدرآبادی و همکاران بر روی دو چاه در یکی از میداین خاورمیانه انجام شد تا چاه مناسب برای عملیات شکافزنی انتخاب شود. در این مطالعه تراوایی مخزن، ضریب پوسته، تاریخچه تولید چاه، حجم نفت و یا گاز درجا، اشباع هیدروکربور، فشار مخزن و محدودسازی شکاف به‌عنوان مهم‌ترین پارامترها برای انتخاب چاه کاندید معرفی شده است. همچنین، مدل‌هایی از چاه در حالت قبل از شکافزنی و بعد از شکافزنی ساخته شد که وضعیت بهبود نمودار عملکرد جریان و تغییرات بهره‌دهی چاه‌ها در اثر شکافزنی را نشان می‌دهند. این امر به فرآیند انتخاب کاندید کمک می‌کند، به این صورت که عملیاتی که بهره‌دهی چاه را به‌طور جزئی بهبود بخشد، پیشنهاد نشده است و چاه مورد نظر کاندید مناسبی برای انجام عملیات نیست. این معیارها در دو چاه که در سازند کربناته حفر شده‌اند مورد بررسی قرار گرفته‌اند و در نهایت چاه مناسب برای انجام عملیات تعیین شده است [۷]. اولین مرحله به‌منظور انجام عملیات شکست هیدرولیکی انتخاب بهترین لایه‌ها و چاه‌ها با دقت بالا براساس مجموعه‌ای از معیارها است. انتخاب لایه کاندید مناسب نقش محوری در دستیابی به هدف مورد نظر ایفا می‌کند.

از میداین بزرگ نفتی جنوب غربی ایران (میدان اهواز) تجربه کرده‌اند. اما متأسفانه پارامترهای طراحی، نتایج به‌دست آمده و علل ناموفق بودن این عملیات هنوز منتشر نشده است [۳]. به‌طور کلی، نبود اطلاعات و داده‌های مربوط به خواص مکانیکی سنگ، تنش‌های برجا و به‌ویژه عدم توجه به مطالعه انتخاب چاه و لایه کاندید از دلایل اصلی عدم موفقیت گسترده این عملیات در ایران است. با فن‌آوری موجود تنها می‌توان ۲۰ تا ۲۵٪ از نفت برجای اولیه مخازن شکافدار ایران را استخراج کرد که این مقدار ۱۰٪ از میانگین جهانی آن کمتر است. تخمین زده شده است که سالانه به‌دلیل افت فشار طبیعی مخزن چیزی در حدود ۲۰۰ تا ۲۵۰ هزار بشکه در روز نفت خام از دست می‌رود. در واقع، دبی تولید و شکاف‌های طبیعی موجود در اکثر مخازن کربناته ایران دلیل اصلی بی‌توجهی به این روش ازدیاد برداشت شده است. مطالعه تجربه شکست هیدرولیکی در دنیا نشان می‌دهد که موفقیت این عملیات به‌طور مستقیم به انتخاب چاه و لایه کاندید وابسته است و برای اینکه عملیات با موفقیت در ایران انجام شود باید مطالعات دقیق ژئومکانیکی، آزمایش‌های یکپارچگی چاه مانند آزمایش نشت، آزمایش ریزشکاف، آزمایش کالیبراسیون و... انجام شود [۴]. به‌منظور اجرای موفق عملیات شکافزنی هیدرولیکی، انتخاب اولین چاه و لایه کاندید از اهمیت خاصی برخوردار است. به‌طور کلی در صنعت نفت شناسایی بهترین چاه‌های کاندید برای عملیات‌های مختلف فرآیندی متداول است. در فرآیند انتخاب چاه کاندید برای شکست هیدرولیکی، هدف انتخاب یک یا گروهی از چاه‌ها و یا لایه‌ها برای عملیات است که بیشترین احتمال موفقیت را دارند. نتایج نشان داده است که اگر انتخاب چاه کاندید به‌خوبی انجام شود، افزایش تولید، مخصوصاً در چاه‌هایی که ضریب پوسته بالا و تراوایی کمی دارند، می‌تواند چشم‌گیر باشد. بیشتر مخازن کربناته دارای تراوایی کم هستند، بنابراین تنها

مشکل تولید آب زیاد می‌شود. به‌علاوه، باید توجه داشت که اختلاف بین تنش افقی بیشینه و کمینه نیز عاملی حیاتی است که حتی یک تفاوت کوچک بین این دو تنش برخی مشکلات را در کنترل جهت تنش ایجاد می‌کند. به‌عبارتی دیگر، اگر اختلاف بین این دو خیلی کم باشد، کنترل جهت ایجاد شکاف مشکل بوده و نمی‌توان در جهت دلخواه شکاف ایجاد کرد. باید توجه داشت که در طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی پس از تعیین لایه مناسب، نیاز به انتخاب سیال و مواد پرکننده<sup>۱</sup> مناسب با توجه به شرایط مخزن و به‌دست آوردن نرخ تزریق مناسب با توجه به رئولوژی سیال است. همچنین در لایه‌های با نفوذپذیری پایین (مخازن فشرده) شکستگی بایستی به گونه‌ای طراحی شود که حداکثر طول شکست به‌دست آید. عامل کنترل کننده طول شکست این است که شکستگی نباید از لایه مانع عبور کند. با کنترل هرزروی سیال در شکستگی‌های عمودی که توسط لایه مانع محدود می‌شود، شکستگی‌ها به‌صورت طولی گسترش می‌یابند. بنابراین طول شکستگی افزایش می‌یابد [۱۰]. با توجه به آنچه بیان شد، در این تحقیق به‌منظور تعیین لایه کاندید در مخزن بنگستان میدان مورد مطالعه، در ابتدا لازم است یک مدل ژئومکانیکی از مخزن نفتی مورد مطالعه ساخته شود و پارامترهای مؤثر بر انتخاب لایه کاندید و عملیات شکست هیدرولیکی تعیین گردد. مدل ژئومکانیکی یک نمایش عددی از وضعیت تنش‌های برجا و خواص مکانیکی لایه‌های زمین در یک چاه است. در ادامه با ارزیابی معیارهای موجود، لایه کاندید در مخزن مورد نظر تعیین گردید.

### زمین‌شناسی و شرایط مخزن بنگستان میدان مورد مطالعه

کمربند چین‌خورده رورانده زاگرس در ایران بخشی از کمربند کوه‌زایی آلپ-همالیا است که در حاشیه

به‌طوری‌که هر گونه تلاش برای اجرای این عملیات بدون انجام مطالعات جامع در این زمینه با شکست مواجه می‌شود [۸].

هاشمی و همکاران بیان کردند که در مورد سنگ‌های کربناته دو خطر خاص وجود دارد؛ خطر اول ایجاد شکاف چندگانه به‌دلیل ناهمگنی طبیعی و وجود درزه و شکاف‌های طبیعی موجود در این سنگ‌ها است و دیگری احتمال وقوع پدیده انسداد شکاف به‌دلیل مدول یانگ بالای سازند است. به‌نظر می‌رسد که در مورد سنگ‌های کربناته ایران، لایه‌هایی که پتانسیل کافی برای تولید دارند و دور از سطح تماس آب - نفت هستند، گزینه‌های مناسبی باشند. همچنین به‌منظور جلوگیری از توسعه شکاف چندگانه، ضخامت لایه باید به‌خوبی انتخاب شود. علاوه‌بر این، محدودسازی شکاف که در اثر اختلاف تنش بین لایه هدف و لایه‌های بالایی و پایینی ایجاد می‌شود نیز باید در نظر گرفته شود [۹]. لازم به ذکر است که معمولاً برای تعیین سطح تماس نفت-آب (O.W.C) و محاسبه اشباع‌شدگی آب از چاه نگارهای مقاومت ویژه و تخلخل استفاده می‌شود. با توجه به ادبیات تحقیق، به‌منظور تعیین لایه مناسب جهت انجام عملیات شکست هیدرولیکی دو نوع لایه بایستی مورد بررسی قرار گیرد؛ (الف) لایه‌های هدف و (ب) لایه‌های مانع. هر یک از ویژگی‌های زیر را می‌توان در تعیین لایه هدف برای شکست هیدرولیکی مورد نظر قرار داد:

الف- میزان تخلخل مناسب

ب- تنش بر جای کم

ج- میزان اشباع آب کم

د- مقاومت فشاری تک محوره کم

ه- اختلاف میان تنش‌های افقی حداقل و حداکثر.

تغییر تنش بین لایه تولیدی و لایه مجاور نیز اهمیت دارد. همچنین، مشخصات لایه هدف و لایه‌های مانع (مجاور) نقشی حیاتی در انتخاب لایه دارند زیرا اگر لایه‌های مجاور ضعیف باشند، باعث انتشار شکستگی به آنها شده و احتمال ایجاد

1. Proppant

از آهک خالص (سازند گورپی، سروک و بخش‌های بالایی و میانی سازند ایلام)، دولومیت آهکی، آهک رسی و ماسه‌آهکی همراه با درصد خیلی جزئی شیل (قاعده سازند ایلام) تشکیل شده است. مخزن مورد مطالعه، یک مخزن فشرده‌ی نفتی با تراوایی بسیار پایین و از نوع مخازن شکافدار طبیعی است. جهت تقسیم‌بندی این مخزن، با توجه به یکنواخت بودن ترکیب سنگ‌شناسی، از خواص سنگ مخزن مانند تغییرات میزان تخلخل و نیز وجود یا عدم وجود هیدروکربور استفاده شده است. بر همین مبنا این مخزن به ۹ لایه تقسیم شده است. لایه ۱، دربرگیرنده سازند ایلام بوده و بقیه لایه‌ها در سازند سروک قرار دارند. در جدول ۱ اطلاعات پتروفیزیکی تخلخل و تراوایی هر یک از لایه‌های این مخزن ارائه شده است. در این تحقیق از داده‌های چاه‌نگار برای تعیین تخلخل و تراوایی لایه‌ها استفاده شده است.

#### لایه یک

ضخامت میانگین این لایه که شامل سازند ایلام است، حدود ۲۶/۶ m است. در این لایه، به‌دلیل کم بودن نسبت سنگ‌های مفید به کل سنگ‌ها، از لحاظ تولید هیدروکربور ضعیف به‌نظر می‌رسد.

#### لایه دو

این لایه که بالاترین بخش سازند سروک را تشکیل می‌دهد. میانگین ضخامت این لایه حدود ۵۷/۹ m است. با توجه به اطلاعات پتروفیزیکی این لایه از لحاظ تولید نفت، بعد از لایه ۳ در رتبه دوم گروه بنگستان قرار دارد.

#### لایه سه

میانگین ضخامت این لایه حدود ۳۳/۵ m است. این لایه بهترین لایه تولیدی مخزن بنگستان به‌حساب می‌آید. وجود قطعات فسیلی رودیست<sup>۱</sup> در این لایه باعث بالا رفتن تخلخل و کیفیت مخزنی شده است.

#### لایه چهار

ضخامت میانگین این لایه حدود ۱۰۷/۷ m است.

شمال خاوری صفحه عربی با راستای شمال باختری- جنوب خاوری از ترکیه تا تنگه هرمز به طول بیشتر از ۲۰۰۰ km گسترش یافته است این کمربند کوه‌زایی نتیجه برخورد بین صفحه قاره ای عربستان و بلوک ایران است [۱۱]. سه پدیده مهم ساختاری حدود فروافتادگی دزفول را تعیین می‌کنند. در شمال منطقه خمشی بالارود با جهت خاوری- باختری، در شمال خاوری، منطقه خمشی پیشانی کوهستان که راستایی شمال باختری- جنوب خاوری دارد و در خاور و جنوب خاوری یک منطقه پیچیده خمشی و گسلی با امتدادی شمالی- جنوبی منطقه خمشی گسلی کازرون قرار دارد [۱۲]. فرو افتادگی دزفول در جنوب باختری زاگرس بیشتر میدان‌های نفتی (تاق‌دیزی) ایران را در بر می‌گیرد. وضعیت لایه‌بندی در این تاق‌دیس‌ها دارای شکستگی‌های فراوان حاصل از چین‌خوردگی نئوژن زاگرس است که باعث افزایش کیفیت مخزن شده است. از کرتاسه تا میوسن در کمربند چین خورده زاگرس مخازن نفتی زیادی به‌ویژه در بخش فروافتادگی دزفول می‌توان تشخیص داد که اصلی‌ترین این مخازن شامل مخازن کربنات‌های الیگوسن- میوسن آسماری و آهک‌های کرتاسه میانی گروه بنگستان و ژوراسیک- کرتاسه گروه خامی هستند [۱۳]. میدان مورد مطالعه به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین و قدیمی‌ترین میداین نفتی و گازی ایران، نقش مهمی در تولید روزانه نفت و گاز دارد. این میدان در جنوب غربی ایران و نزدیکی شهرستان اهواز و در حاشیه‌ی شرقی فروافتادگی دزفول واقع شده و از آخرین تاق‌دیس‌های کشیده و نامتقارن کمربند چین‌خورده زاگرس محسوب می‌شود. نفت حاصله از این میدان مربوط به مخازن آسماری و بنگستان است. این میدان همچنین دارای پتانسیل تولید گاز از سازندهای کربناته گروه خامی است. افق مخزنی بنگستان به‌عنوان یکی از مخازن نامتعارف فشرده عمدتاً از سنگ‌های کربناته و به‌ویژه سنگ آهک تشکیل شده است. سنگ‌شناسی این مخزن عمدتاً

1. Rudišt Debris

جدول ۱ ضخامت، تخلخل، تراوایی و میزان اشباع آب متوسط هر لایه از مخزن

S <sub>w</sub>	متوسط ویژگی‌های شکستگی			تخلخل	متوسط ویژگی‌های ماتریکس		ضخامت (m)	لایه
	نفوذپذیری (K <sub>z</sub> ) (Unit: mD)	نفوذپذیری (K <sub>y</sub> ) (Unit: mD)	نفوذپذیری (K <sub>x</sub> ) (Unit: mD)		نفوذپذیری (K <sub>x</sub> =K <sub>y</sub> =K <sub>z</sub> ) (Unit: mD)	تخلخل		
۶۳/۶	۹۲/۶۱	۲۲۱/۹۶	۲۲۲/۳۵	۰/۰۰۱	۰/۲۱۷۸	۰/۰۵۷	۲۶/۶	۱
۳۷/۸	۹۳/۸۹	۲۱۸/۶۹	۲۱۹/۱۳		۰/۱۵۸	۰/۰۵۱۹	۵۷/۹	۲
۳۰/۶	۹۳/۷۹	۲۱۸/۶۹	۲۱۹/۲۷		۰/۱۲	۰/۰۴۷۵	۳۳/۵	۳
۴۵/۱	۹۳/۶	۲۱۷/۱۵	۲۱۸/۰۹		۰/۰۶۴۱	۰/۰۲۶۴	۱۰۷/۷	۴
۵۸/۴	۹۳/۱۳	۲۱۵/۶۳	۲۱۷/۴۸		۰/۰۵۸	۰/۰۲۲۵	۸۶/۳	۵
۴۷/۸	۹۳/۱۱	۲۱۵/۶۳	۲۱۷/۲		۰/۱	۰/۰۳۸۷	۶۶/۶	۶
۴۰/۲	۹۳/۰۷	۲۱۵/۵۳	۲۱۷/۴۳		۰/۱	۰/۰۴۰۲	۷۸/۳	۷
۲۷/۴	۹۳/۱۷	۲۱۶/۷۳	۲۱۸/۵۱		۰/۰۸۴	۰/۰۳۴۶	۱۰۲/۳	۸
۳۲/۴	۹۱/۹۴	۱۸۷/۴	۱۸۹/۰۶		۰/۰۶۵	۰/۰۲۵۸	۷۷/۶	۹

لایه در بین سایر لایه‌های این مخزن پایین‌ترین کیفیت مخزنی از لحاظ تولید نفت را دارا است. اطلاعات ضخامت، تراوایی و تخلخل برای هر یک از لایه‌ها در **جدول ۱** ارائه شده است.

### پیش‌بینی مدل ژئومکانیکی یک بعدی

اولین و بهترین روش افزایش بهره‌روی در مخازن غیرمتعارف با نفوذپذیری پایین شکست هیدرولیکی است. موفقیت پروژه‌های شکست هیدرولیکی به‌شدت به مدل ژئومکانیکی مخزن بستگی دارد [۱۸]. یک مدل جامع ژئومکانیکی مخزن شامل وضعیت تنش و فشار منفذ به‌صورت تابعی از عمق، خصوصیات سنگ از جمله پارامترهای مرتبط با تغییر شکل سنگ شامل مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ مانند مقاومت فشاری تک محوری، مقاومت کششی و زاویه اصطکاک داخلی سنگ است. دستیابی به چنین اطلاعات کاملی همیشه آسان نیست. لذا ساخت مدل ژئومکانیکی مخازن همواره با عدم قطعیت همراه است.

این لایه مطابق اطلاعات پتروفیزیکی در **جدول ۱**، از تخلخل پایینی برخوردار است.

### لایه پنج

ضخامت این لایه به‌طور متوسط  $86/3$  m است. متوسط تخلخل کل این لایه نسبت به سایر لایه‌ها در پایین‌ترین حد قرار دارد. این لایه از توان تولید نفت بسیار پایینی برخوردار است و در مقایسه با سایر لایه‌ها بعد از لایه ۹ ضعیف‌ترین لایه تولیدی مخزن بنگستان است.

### لایه شش

ضخامت میانگین این لایه حدود  $66/6$  m است.

### لایه هفت

ضخامت این لایه حدود  $78/3$  m است. اطلاعات پتروفیزیکی تخلخل و تراوایی این لایه در **جدول ۱** ارائه شده است. میزان تخلخل این لایه عدد پایینی برای یک لایه خوب به حساب می‌آید.

### لایه هشت

ضخامت میانگین این لایه حدود  $102/3$  m است. این لایه از لحاظ توان تولید نفت به‌عنوان لایه تولیدی نسبتاً خوب محسوب می‌شود.

### لایه نه

ضخامت این لایه به‌طور متوسط  $77/6$  m است. این

1. Thermography

لایه‌های مخزن پارامترهای دیگر تخمین زده شدند. از آنجایی که تعیین سرعت موج برشی و فشاری در به‌دست آوردن دید روشن‌تر از مخزن و در نتیجه اتخاذ تصمیم‌های درست در فازهای مختلف اکتشاف و تولید نقش کلیدی دارد، اندازه‌گیری این پارامترها در مخزن می‌تواند کمک قابل توجهی به مطالعات ژئومکانیکی نماید [۲۰-۲۱]. با این حال استفاده از روابط تجربی در این خصوص می‌تواند راه‌گشا باشد. در جدول ۲ پارامترهای مقاومت فشاری تک محوری، زاویه اصطکاک داخلی، سرعت عبور موج فشاری و برشی، چسبندگی و مدول الاستیسیته در میدان مورد مطالعه ارائه شده است.

**تعیین جهت و مقدار تنش‌های برجا**

محاسبه فشار منفذی در مخزن مورد مطالعه

از آنجایی که گرادیان فشار منفذی در سازندهای هیدروکربنی در حدود ۰/۳۵ psi/ft است.

بر این اساس لازم است داده‌های مورد نیاز از اطلاعات موجود تخمین زده شوند تا شرایط شبیه‌سازی به شرایط واقعی مخزن نزدیک باشد. از آنجایی که مشخصات لایه‌ای که قرار است عملیات شکست هیدرولیکی در آن انجام شود، در موفقیت‌آمیز بودن عملیات نقش مستقیم دارد، با استفاده از اطلاعات موجود و نتایج به‌دست آمده از این بخش سعی خواهد شد، لایه یا لایه‌های مناسب برای عملیات شکست هیدرولیکی انتخاب شود.

**تخمین خواص ژئومکانیکی مخزن مورد مطالعه**

در میدان مورد مطالعه با تکیه بر نتایج موجود و با استفاده از روابط تجربی پارامترهای مهم در تعیین لایه کاندید جهت انجام عملیات شکست هیدرولیکی تعیین شد. در تعیین این پارامترها با توجه به داده‌های چاه‌نگارهای تخلخل و چگالی از

جدول ۲ تخمین پارامترهای ژئومکانیکی در مخزن مورد مطالعه

E (GPa)	C (MPa)	$V_s$ (km/s)	$V_p$ (km/s)	زاویه اصطکاک داخلی (°)	UCS	تخلخل	
$E = 10.67V_p - 18.71$	$C = \frac{5(V_p - 1)}{\sqrt{V_p}}$	$V_s (km/s) = \frac{V_p}{1.9}$	$\sigma_v = 31.5V_p - 63.7$	$49.03 - 12.6\phi$	$143.8\exp(-6.95\phi)$	$\phi$	
[۱۶]	[۱۹]	[۱۷]	[۱۶]	[۱۵]	[۱۴]	-	مرجع لایه
۳۵/۶۴	۹/۰۷	۲/۶۸۱	۵/۰۹۴	۴۸/۳	۹۶/۷۶	۰/۰۵۷	۱
۳۶/۸۳	۹/۲۲	۲/۷۳۹	۵/۲۰۵	۴۸/۳۸	۱۰۰/۲۶	۰/۰۵۱۹	۲
۳۷/۸۸	۹/۳۴	۲/۷۹۱	۵/۳۰۴	۴۸/۴۳	۱۰۳/۳۷	۰/۰۴۷۵	۳
۴۳/۴۱	۹/۹۹	۳/۰۶۴	۵/۸۲۲	۴۸/۷	۱۱۹/۶۹	۰/۰۲۶۴	۴
۴۴/۵۳	۱۰/۱۲	۳/۱۱۹	۵/۹۲۶	۴۸/۷۵	۱۲۲/۹۸	۰/۰۲۲۵	۵
۴۰/۰۹	۹/۶۱	۲/۹۰۰	۵/۵۱۱	۴۸/۵۴	۱۰۹/۸۹	۰/۰۳۸۷	۶
۳۹/۷۰	۹/۵۶	۲/۸۸۱	۵/۴۷۵	۴۸/۵۲	۱۰۸/۷۵	۰/۰۴۰۲	۷
۴۱/۱۷	۹/۷۳	۲/۹۵۳	۵/۶۱۲	۴۸/۵۹	۱۱۳/۰۶	۰/۰۳۴۶	۸
۴۳/۵۸	۱۰/۰۱	۳/۰۷۳	۵/۸۳۸	۴۸/۷۰	۱۲۰/۱۹	۰/۰۲۵۸	۹

\* در جدول فوق  $\phi$  تخلخل،  $V_p$  (سرعت موج فشاری)،  $V_s$  (سرعت موج برشی)،  $c$  چسبندگی و  $E$  مدول الاستیسیته است.

تنش اصلی حداقل  $S_{hmin}$  مورد استفاده قرار گرفت [۲۳].

$$S_{hmin} = \left( \frac{v}{1-v} \right) (S_v - P_p) + P_p \quad (1)$$

محاسبه تنش افقی حداکثر

با توجه به رابطه اکونومیدس و نولته و آگاهی از مقادیر تنش برجای افقی حداقل و فشار منفذی، تنش فشاری حداکثر برای مخزن مورد مطالعه تعیین گردید (رابطه ۲) [۲۴].

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_p + 0.1(S_{hmin} - P_p) \quad (2)$$

در جدول ۳ مقادیر تنش‌های برجای تعیین شده در مخزن مورد مطالعه ارائه شده است.

تحلیل میدان تنش

پروفیل تنش و میزان اختلاف تنش‌های برجا در لایه‌های مختلف کاربرد بسیار مهمی در تعیین نحوه انتشار و هندسه شکستگی‌های ایجاد شده طی یک فرآیند شکافت هیدرولیکی دارد. با توجه به نتایج به‌دست آمده از تخمین مقادیر تنش‌های برجا در میدان مورد مطالعه، تنش بزرگتر برابر تنش روباره، تنش میانی برابر تنش افقی حداکثر و تنش کوچکتر برابر تنش افقی حداقل است.

میزان فشار منفذی لایه‌های دربرگیرنده محاسبه گردید.

محاسبه تنش روباره یا تنش قائم

در مخازنی که معمولاً در اعماق زیادی قرار دارند، معمولاً تنش اصلی حداکثر، تنش روباره است. برای محاسبه تنش روباره می‌توان از داده‌های چاه‌نگار چگالی استفاده کرد. در صورت فقدان این اطلاعات، مقدار چگالی را در طول عمق می‌توان توسط خرده‌های حفاری و یا ستون سنگ‌شناسی تخمین زد. همچنین، می‌توان از روابط تجربی ارائه شده در این زمینه استفاده کرد. در این پژوهش، از مقادیر میانگین چگالی برای هر لایه مطابق داده‌های چاه‌نگار چگالی استفاده شد.

محاسبه تنش افقی حداقل

در میدان مورد مطالعه، به‌دلیل اینکه آزمایش‌های شکست هیدرولیکی انجام نشده است، مقدار تنش اصلی حداقل با استفاده از روابط پوروالاستیک محاسبه گردید [۲۲]. معروف‌ترین رابطه پوروالاستیک برای تخمین تنش برجای افقی حداقل، رابطه ایتون (رابطه ۱) است که در این پژوهش برای تخمین

جدول ۳ مقادیر تنش‌های برجای تعیین شده در مخزن مورد مطالعه

$S_{Hmax}$ (MPa)	$S_{hmin}$ (MPa)	$S_v$ (MPa)	فشار آب حفره‌ای (MPa)	دانشیه	مرجع لایه
$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_p + 0.1(S_{hmin} - P_p)$	$S_{hmin} = \left( \frac{v}{1-v} \right) (S_v - P_p) + P_p$	$S_v = \int_0^z \rho(z) dz$		$\rho_b$	
[۱۹]	[۱۹]	-	-	-	
۱۷/۹۵	۱۶/۸۹	۵۷/۱۳	۱۶/۳۹	۲/۶۲	۱
۲۲/۰۸	۱۸/۵۱	۵۸/۶۳	۱۶/۸۱	۲/۶۳	۲
۱۹/۲۵	۱۷/۷۷	۵۹/۴۹	۱۷/۰۶	۲/۶۴	۳
۲۳/۵۵	۱۹/۶۹	۶۲/۳۵	۱۷/۸۵	۲/۷۰	۴
۲۱/۰۴	۱۹/۳۱	۶۴/۶۵	۱۸/۴۹	۲/۷۲	۵
۲۶/۳۲	۲۱/۳۵	۶۶/۳۹	۱۸/۹۸	۲/۶۷	۶
۲۶/۶۷	۲۱/۸۵	۶۸/۴۴	۱۹/۵۵	۲/۶۶	۷
۲۹/۶۹	۲۳/۳۳	۷۱/۱۳	۲۰/۳۱	۲/۶۸	۸
۲۳/۹۲	۲۱/۸۶	۷۳/۱۹	۲۰/۸۸	۲/۷۲	۹

تنش‌های برجا از نقشه تنش‌های جهان استفاده کرد. لازم به ذکر است که میزان خطا و اشتباه در جهت‌های  $SH_{max}$  به‌دست آمده از سازوکار کانونی زمین‌لرزه در مناطق تصادم قاره‌ای، از جمله جنوب و جنوب غربی ایران حداقل است. بررسی مکانیزم کانونی زمین‌لرزه در پروژه WSM (نقشه جهانی تنش) نشان می‌دهد که جهت تنش افقی حداکثر در میدان مورد مطالعه عمدتاً در جهت NE-SW قرار دارد (شکل ۳).

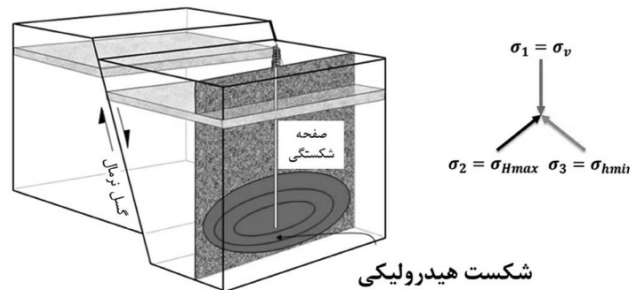
- تفسیر نمودارهای تصویری (OBMI-UBI): منظور اصلی از به‌کارگیری این نمودارهای تصویری تشخیص شکستگی‌های طبیعی و اندازه‌گیری شیب‌های ساختمانی و دیگر پدیده‌های زمین‌شناسی موجود در مخزن بنگستان است. براساس مشاهدات تفسیرهای زمین‌شناسی و پتروفیزیکی از این نمودارها از عمق ۱۹۳۶/۴ تا ۲۴۵۷ m سازند سروک در میدان مورد مطالعه به‌طور خلاصه به شرح زیر است:

براساس مقادیر تنش‌های برجا به‌دست آمده در میدان مورد مطالعه رژیم تنش گسلش نرمال ( $S_v < S_H < S_h$ ) است. در این رژیم تنشی، شکست هیدرولیکی عمودی و موازی با تنش افقی حداکثر اتفاق می‌افتد (شکل ۱).

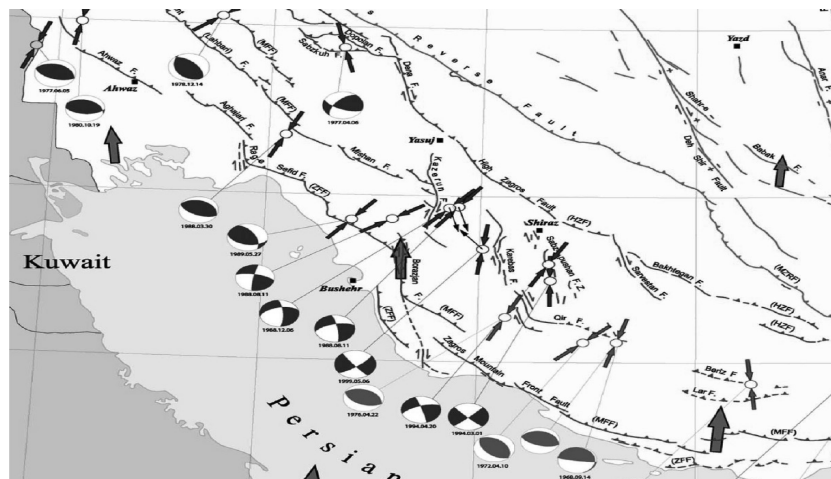
**تعیین جهت تنش‌های برجا در میدان مورد مطالعه**

- نقشه‌های زمین‌شناسی (نقشه گسلش): جهت تنش اصلی حداکثر هم جهت با شیب گسل معکوس است، بنابراین با توجه به گسل‌های معکوس موجود و جهت شیب آنها که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، می‌توان نتیجه گرفت که در مناطق جنوب غرب و جنوب ایران به‌ترتیب جهت تنش اصلی حداکثر در جهت شمال شرق و شمال است.

- تعیین جهت تنش‌های برجا در مخزن مورد مطالعه با استفاده از نقشه تنش‌های جهان: در میدان مورد مطالعه نیز می‌توان برای تعیین جهت

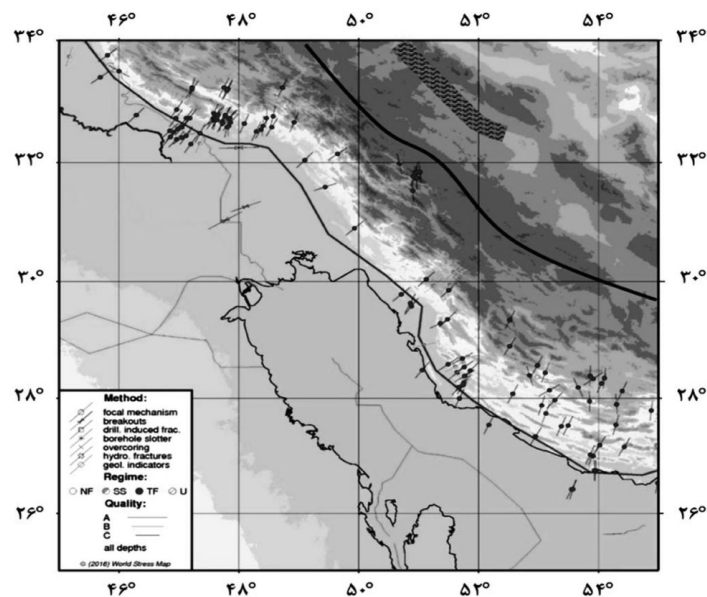


شکل ۱ سازوکار شکست هیدرولیکی در رژیم تنش گسلش نرمال.



شکل ۲ گسل‌های معکوس موجود و جهت شیب آنها در مناطق جنوب و جنوب غربی ایران [۲۵].





شکل ۳ جهت‌یابی حداکثر تنش افقی در ایران از نقشه جهانی پایگاه داده تنش [۲۶].

عمود بر امتداد لایه‌بندی بوده و اکثر شکستگی‌ها متعلق به این دسته می‌باشند.

- با توجه به داده‌های مربوط به ریزش دیواره<sup>۴</sup> و شکستگی‌های القایی<sup>۵</sup> جهت کمترین تنش افقی وارد بر حفره چاه در امتداد NW-SE و جهت بیشترین تنش افقی در امتداد NE-SW است که با امتداد کلی چین‌خوردگی‌های زاگرس مطابقت دارد (شکل‌های ۶ و ۷). در این چاه یک گسل احتمالی (در عمق ۲۴۱۰ m) مشخص گردید که برای تأیید نیاز به شواهد تکمیلی دارد. قابل ذکر است در حد فاصل گسلش حداکثر مقدار هرزروی گل گزارش شده است. در جدول ۴ اطلاعات مربوط به شکستگی‌های باز حاصل از تفسیر نمودارهای تصویری OBMI-UBI یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه خلاصه شده است. در شکل ۸ پدیده ریزش دیواره چاه بر روی نمودارهای گل سرخی و استریونت در چاه شماره ۱۴۶ میدان نفتی بی بی حکیمه مخزن سروک نشان داده شده است.

- میانگین شیب لایه‌بندی در کل چاه ۹ درجه در جهت S33W است. غالب لایه‌ها دارای امتداد N57W-S57E می‌باشند.

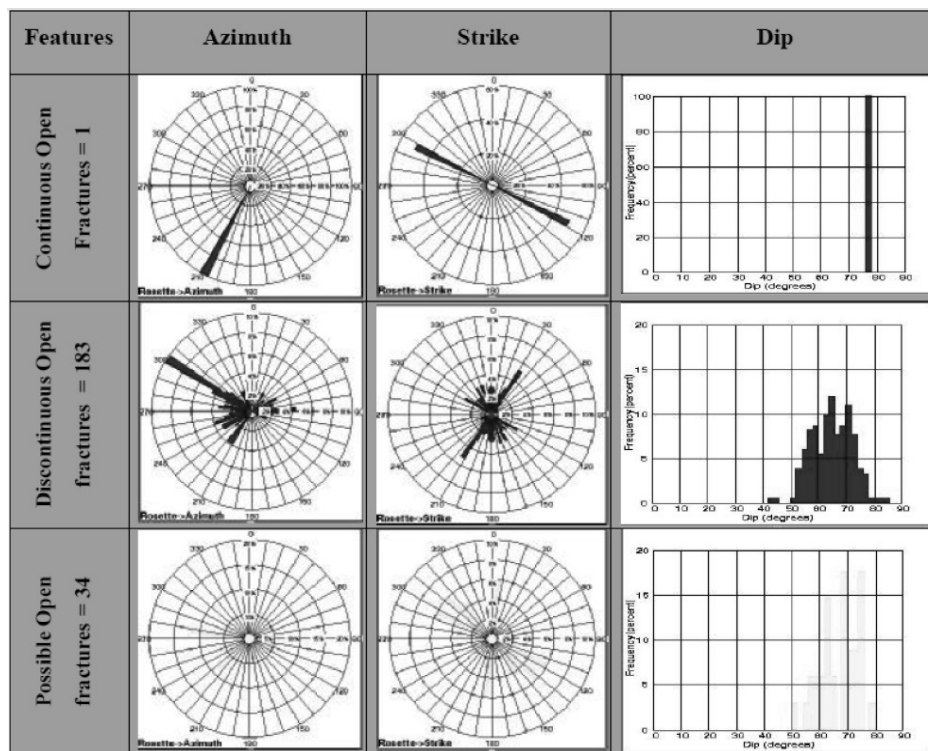
- در کل ضخامت حفاری شده سازند آهکی سروک ۲۱۸ شکستگی باز مشاهده می‌شوند. شیب غالب شکستگی‌ها بین ۵۲ تا ۷۸° است که اکثراً در جهت N58W و امتداد N32E-S32W می‌باشند.

- تقسیم‌بندی کل شکستگی‌ها براساس ارتباط امتدادشان نسبت به امتداد لایه‌بندی و الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین، در سه دسته شکستگی قابل مشاهده است. اگرچه تعداد دیگری شکستگی با امتدادهای پراکنده و متفرقه نیز دیده می‌شوند. دسته اول شکستگی‌ها با امتداد کلی N57W-S57E، دارای امتدادی تقریباً برابر با امتداد لایه‌بندی هستند و از نوع شکستگی‌های امتدادی یا طولی<sup>۱</sup> می‌باشند، تعداد کم.

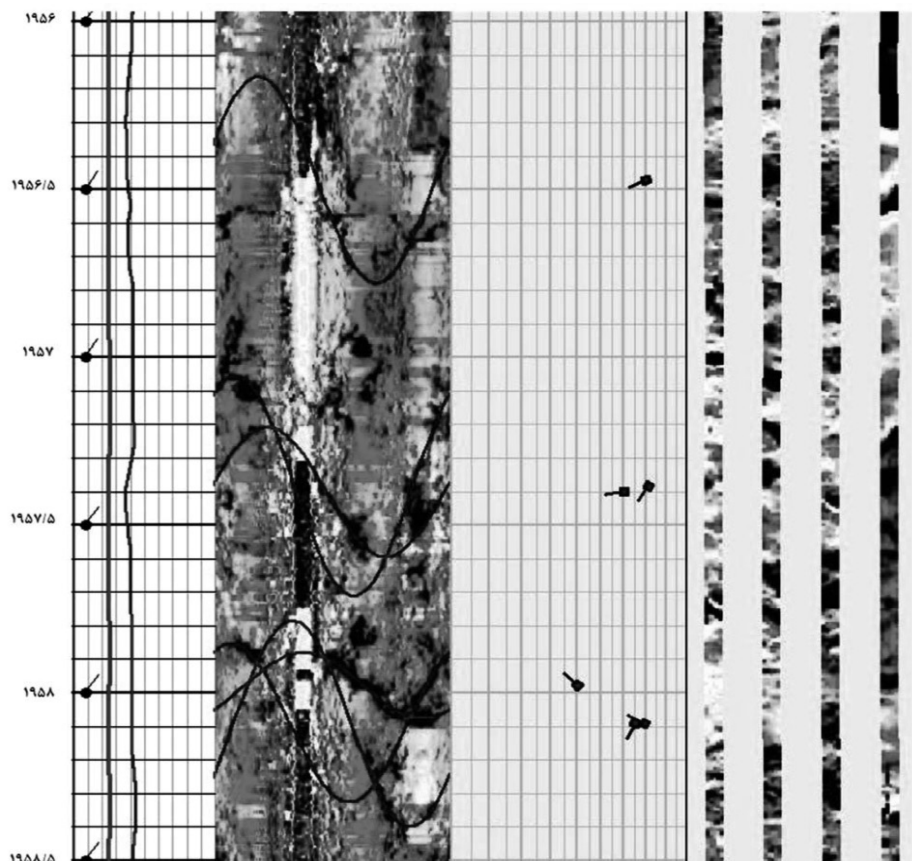
دسته دوم شکستگی‌ها با امتداد N20W-S20E نسبت به امتداد لایه‌بندی به صورت مورب قرار گرفته‌اند و از جمله شکستگی‌های مورب<sup>۲</sup> محسوب می‌گردند، تعداد بسیار کم (شکل‌های ۴ و ۵).

دسته سوم با امتداد N32E-S32W جزء شکستگی‌های عرضی<sup>۳</sup> می‌باشند که امتداد آنها

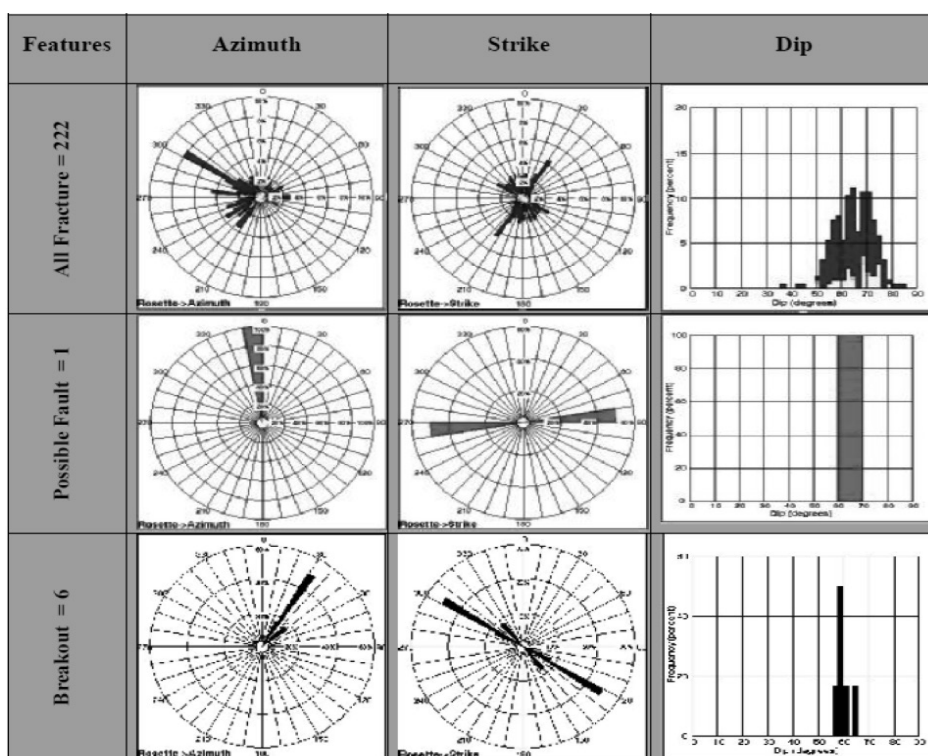
1. Longitudinal  
2. Oblique  
3. Transversal  
4. Borehole Breakout  
5. Induced Fractures



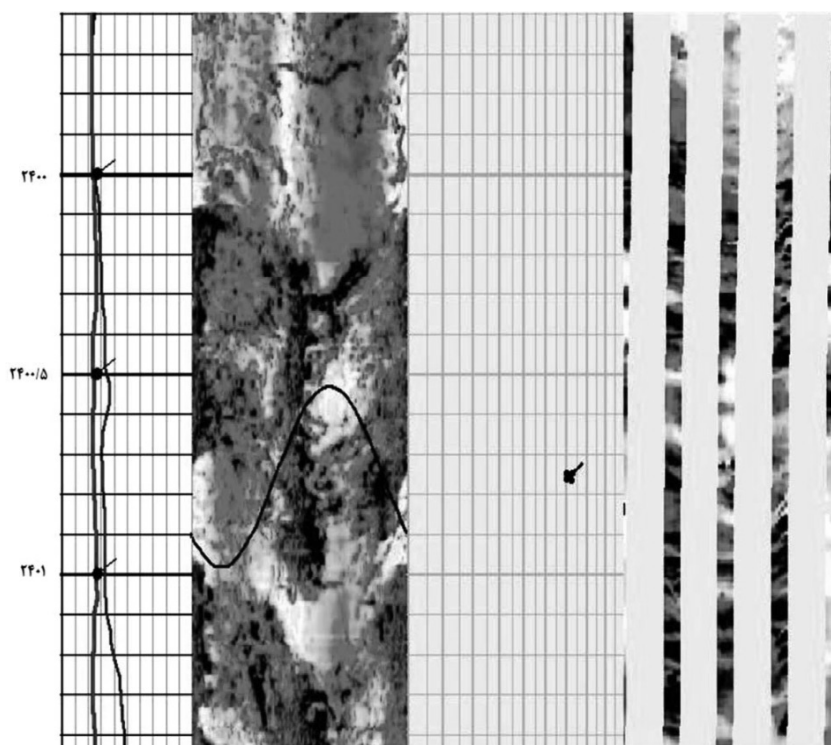
شکل ۴ اطلاعات مربوط به تعداد، شیب، جهت و امتداد انواع شکستگی‌های باز در فاصله نمودارگیری شده در یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه در مخزن سروک.



شکل ۵ نمونه‌ای از انواع شکستگی‌های باز بر روی نمودار تصویری UBI.



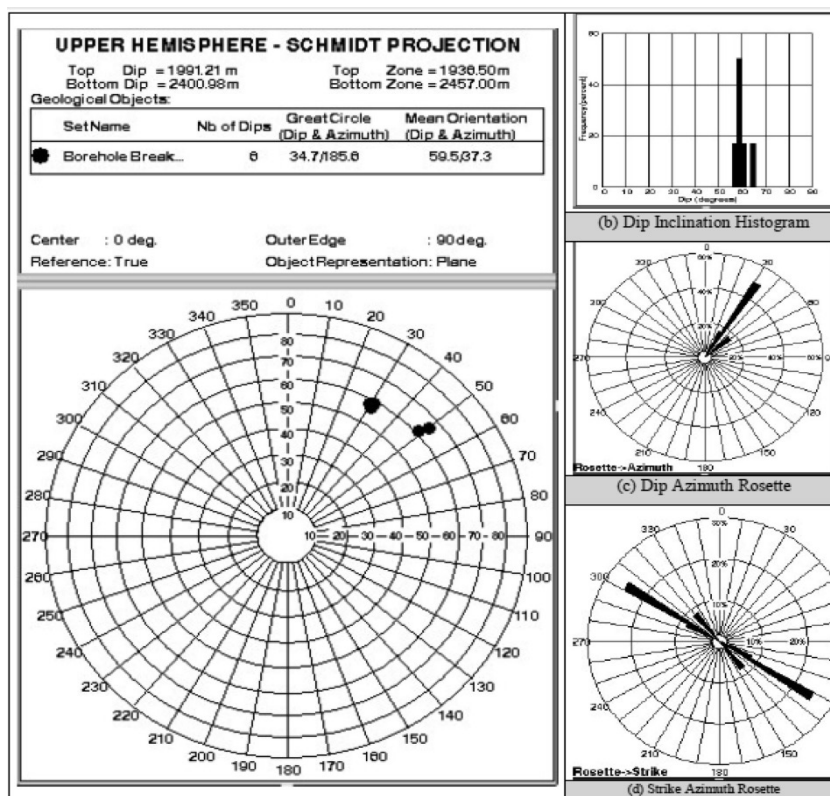
شکل ۶ اطلاعات مربوط به تعداد، شیب، جهت و امتداد انواع شکستگی‌ها، گسل و شکستگی‌های حاصل از کمترین تنش (ریزش دیواره چاه) در فاصله نمودارگیری شده در یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه در مخزن سروک.



شکل ۷ نمایش نمونه‌ای از شکستگی‌های حاصل از کمترین تنش افقی (ریزش دیواره چاه) وارد بر حفره چاه بر روی تصویر نمودار UBI در یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه در مخزن سروک.

جدول ۴ اطلاعات مربوط به شکستگی های باز حاصل از تفسیر نمودارهای تصویری OBMI-UBI یکی از چاه های میدان مورد مطالعه.

نوع شکستگی اصلی	دسته	دسته شکستگی	میانگین امتداد غالب	محدوده شیب	زاویه شیب غالب	زاویه آزیموت غالب/میانگین
شکستگی های باز	۱	طولی	N55W-S55E	۵۲-۸۰	۶۸	S35W
	۲	مورب	شمالی جنوبی	۴۵-۷۵	۶۳	شرقی
	۳	عرضی	N35E-S55W	۵۳-۸۰	۶۵	N55W

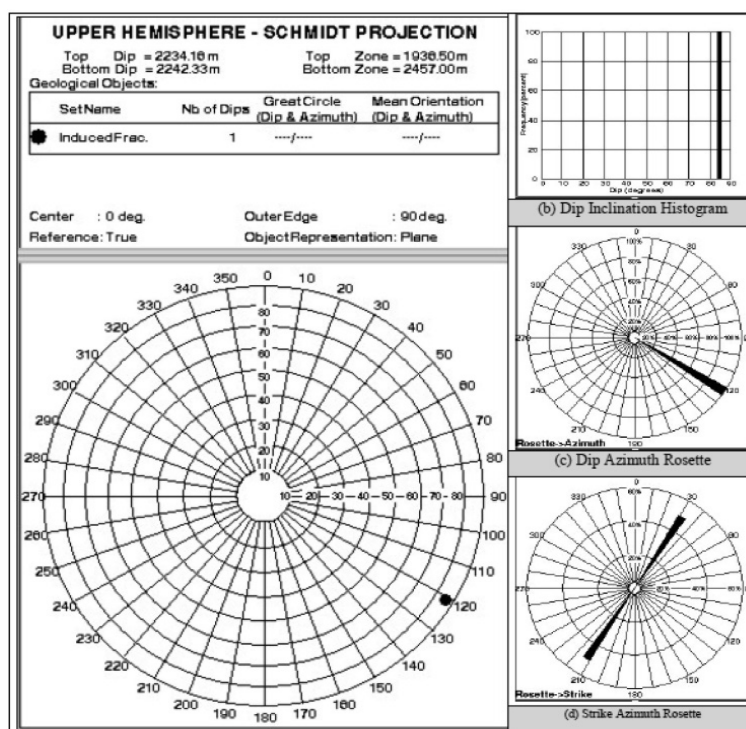


شکل ۸ نمایش پدیده ریزش دیواره چاه بر روی نمودارهای گل سرخی و استریونت در یکی از چاه های میدان مورد مطالعه در مخزن سروک.

### انتخاب لایه مناسب جهت انجام عملیات شکست هیدرولیکی

فاز ابتدایی در هر عملیات شکست هیدرولیکی (HF) انتخاب بهترین لایه ها و چاه ها براساس مجموعه ای از معیارها است. انتخاب لایه کاندید برای HF نقش اساسی در دستیابی به هدف مورد نظر دارد، به طوری که هر گونه تلاش برای اجرای این روش بدون انجام مطالعات جامع در این زمینه با شکست مواجه می شود.

همان طور که مشخص است ریزش دیواره چاه با جهت امتداد چین خوردگی های زاگرس (جهت کمترین تنش افقی) مطابقت دارد. همچنین در شکل ۹ تصویری از پدیده شکستگی القایی بر روی نمودارهای گل سرخی، هیستوگرام و استریونت در یکی از چاه های میدان نفتی مورد مطالعه مخزن سروک ارائه شده است. مطابق با این شکل مشخص است شکستگی القایی تقریباً با جهت امتداد چین خوردگی های زاگرس (جهت بیشترین تنش افقی) مطابقت دارد.



شکل ۹ نمایش پدیده شکستگی القایی بر روی نمودارهای گل سرخی، هیستوگرام و استریونگ در یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه در مخزن سروک

در اولین مطالعاتی در گام نخست بایستی با استفاده از داده‌های موجود مدل ژئومکانیکی مخزن ساخته شده و با استفاده از معیارهای مورد پذیرش شرایط هر یک از لایه‌ها ارزیابی شود. بر این اساس در این تحقیق با در نظر گرفتن ۵ معیار شامل (۱) میزان تخلخل مناسب، (۲) تنش برجای کم، (۳) میزان اشباع آب کم، (۴) مقاومت فشاری تک محوره کم و (۵) اختلاف میان تنش افقی حداقل و حداکثر کمتر، پارامترهای مؤثر بر تعیین لایه کاندید شکست هیدرولیکی مطابق **جدول ۵** به دست آمده است. در این جدول مقاومت فشاری تک محوری (UCS) با تکیه بر رابطه تجربی ارائه شده توسط زوباک به دست آمده است. باید توجه داشت که مقادیر کمتر UCS برای انجام عملیات شکست هیدرولیکی مطلوب‌تر است [۲۷]. این موضوع به ایجاد راحت‌تر شکستگی در مناطق با UCS کمتر مرتبط است. در این تحقیق اختلاف قابل توجهی بین مقاومت فشاری تک محوری لایه‌ها وجود ندارد. هر چند با تکیه بر این معیار لایه‌های ۱ تا ۳ به جهت کمترین مقدار مقاومت فشاری

در اولویت انتخاب لایه کاندید قرار دارند. مطابق نتایج به دست آمده، در لایه‌های شماره ۲، ۳ و ۸ کمترین میزان اشباع آب وجود دارد. از طرفی از بین لایه‌های کاندید (لایه‌های ۲، ۳ و ۸) مشخص است که لایه شماره ۲ و ۸ به دلیل بالاتر بودن اختلاف تنش افقی حداقل و حداکثر نمی‌تواند گزینه مناسبی باشد. لذا براساس معیار تعریف شده، لایه شماره ۳ به دلیل دارا بودن تخلخل بیشتر، اختلاف تنش افقی حداقل و حداکثر کمتر، مقاومت فشاری کمتر، تنش برجای به‌عنوان لایه دارای پتانسیل عملیات شکست هیدرولیکی انتخاب می‌گردد. نتایج ارائه شده در **جدول ۵** نشان می‌دهند که لایه‌های مجاور لایه شماره ۳ نیز با توجه به مشخصات ژئومکانیکی می‌توانند لایه مانع مناسبی جهت جلوگیری از انتشار شکستگی در آنها شده و مانع از تولید آب گردند. شایان ذکر است که چنانچه لایه‌های مجاور لایه منتخب ضعیف باشند، باعث انتشار شکستگی به آنها شده و احتمال ایجاد مشکل تولید آب زیاد می‌شود.

جدول ۵ پارامترهای موثر در تعیین لایه کاندید شکست هیدرولیکی

لایه	ضخامت (m)	تخلخل	$S_v$ (MPa)	$S_{Hmax}$ (MPa)	$S_{Hmin}$ (MPa)	$S_{Hmax} - S_{Hmin}$	UCS (MPa)	$S_w$	کیفیت	خوب
۱	۲۶/۶	۰/۰۵۷	۵۷/۱۳	۱۶/۸۹	۱۷/۹۵	۱/۰۶	۹۶/۷۶	۶۳/۶	ضعیف	خوب
۲	۵۷/۹	۰/۰۵۱۹	۵۸/۶۳	۱۸/۵۱	۲۲/۰۸	۳/۵۷	۱۰۰/۲۶	۳۷/۸	خوب	خوب
۳	۳۳/۵	۰/۰۴۷۵	۵۹/۴۹	۱۷/۷۷	۱۹/۲۵	۱/۴۹	۱۰۳/۳۷	۳۰/۶	خوب	قابل قبول
۴	۱۰۷/۷	۰/۰۲۶۴	۶۲/۳۵	۱۹/۶۹	۲۳/۵۵	۳/۸۶	۱۱۹/۶۹	۴۵/۱	ضعیف	قابل قبول
۵	۸۶/۳	۰/۰۲۲۵	۶۴/۶۵	۱۹/۳۱	۲۱/۰۴	۱/۷۳	۱۲۲/۹۸	۵۸/۴	بسیار ضعیف	پایین
۶	۶۶/۶	۰/۰۳۸۷	۶۶/۳۹	۲۱/۳۵	۲۶/۳۲	۴/۹۸	۱۰۹/۸۹	۴۷/۸	قابل قبول	پایین
۷	۷۸/۳	۰/۰۴۰۲	۶۸/۴۴	۲۱/۸۵	۲۶/۶۷	۴/۸۲	۱۰۸/۷۵	۴۰/۲	بسیار ضعیف	بسیار ضعیف
۸	۱۰۲/۳	۰/۰۳۴۶	۷۱/۱۳	۲۳/۳۳	۲۹/۶۹	۶/۳۴	۱۱۳/۰۶	۲۷/۴	قابل قبول	بسیار ضعیف
۹	۷۷/۶	۰/۰۲۵۸	۷۳/۱۹	۲۱/۸۶	۲۳/۹۲	۲/۰۶	۱۲۰/۱۹	۳۲/۴	بسیار ضعیف	بسیار ضعیف
									ضعیف	

مدل، ابتدا با استفاده از نتایج تخلخل لایه‌های مختلف و با کمک روابط تجربی و ریاضی موجود خواص مکانیکی و فیزیکی سنگ همچون مدول یانگ، مقاومت فشاری تک محوری، سرعت موج فشاری و برشی، دانسیته و... تعیین شد. در ادامه، فشار منفذی سنگ با استفاده از رابطه ایتون، تنش برجای عمودی با کمک رابطه ریاضی موجود و نتایج دانسیته متوسط تعیین شده برای هر یک از لایه‌ها، تنش افقی حداقل و حداکثر با استفاده از روابط پوروالاستیک و... تعیین گردید. همچنین با تکیه بر مقادیر تنش‌های برجای به دست آمده رژیم تنش برای فاصله عمقی مورد مطالعه، رژیم تنش نرمال شناخته شد. در انتها براساس نتایج حاصله لایه ۳ مخزن بنگستان میدان مورد مطالعه به عنوان لایه هدف جهت عملیات شکست هیدرولیکی تعیین شد.

#### تشکر و قدرانی

نگارندگان از پردیس بالادستی پژوهشگاه صنعت نفت برای ارائه اطلاعات و داده‌های مورد نیاز تحقیق حاضر تشکر می‌نمایند.

با توجه به نتایج مشخص است که لایه ۲ و ۴ به دلیل دارا بودن اختلاف تنش افقی حداقل و حداکثر بالاتر از لایه هدف و تنش افقی حداقل و حداکثر بالاتر نسبت به لایه هدف می‌توانند نقش لایه مانع را به خوبی ایفا نمایند. بر این اساس، لایه ۳ به عنوان لایه کاندید برای عملیات شکست هیدرولیکی در نظر گرفته شد. همچنین در **جدول ۵** مطابق گزارش شرکت مناطق نفت خیز جنوب کیفیت مخزنی هر یک از لایه‌ها ارائه شده است. مطابق این گزارش لایه‌های ۲ و ۳ دارای کیفیت مخزنی خوب، لایه‌های ۶ و ۸ دارای کیفیت مخزنی قابل قبول، لایه‌های ۱ و ۴ دارای کیفیت مخزنی پایین و لایه‌های ۵، ۷ و ۹ دارای کیفیت مخزنی بسیار ضعیف است. مطابق با این گزارش لایه منتخب جهت عملیات شکست هیدرولیکی از کیفیت مخزنی خوبی نیز برخوردار است.

#### نتیجه گیری

در این تحقیق، به منظور تعیین داده‌های مورد نیاز برای انتخاب لایه مناسب جهت عملیات شکست هیدرولیکی، مدل ژئومکانیکی مناسبی با استفاده از داده‌های موجود ساخته شد. به منظور ایجاد این

## مراجع

- [1]. Ezati M, Azizzadeh M, Riahi M A, Fattahpour V, Honarmand J (2020) A new workflow to quantitative 3D screening of suitable zones for hydraulic fracturing, *Arabian Journal of Geosciences*, 13, 18: 1-12.
- [2]. Dehghan A N, Goshtasbi K, Ahangari K, Jin Y, Miskimins J (2016) Mechanism of fracture initiation and propagation using a tri-axial hydraulic fracture test system on the cement blocks, *Journal of Petroleum Research*, 25, 85-2: 180-189.
- [3]. Shahbazi K, Abdideh M, Hadipoor M (2017) Modelling hydraulic fracturing process in one of the Iranian southwest oil reservoirs, *Applied Earth Science*, 126, 3: 108-117.
- [4]. Alipour M, Bohluli B (2010) Geomechanic in petroleum engineering. application: application, Hydraulic fracturing and Geomechanical Modeling, *NIOC Journal of Exploration and Production*, 86: 27-29.
- [5]. Zoveidavianpoor M, Samsuri A, Shadizadeh S R (2012) Development of a fuzzy system model for candidate-well selection for hydraulic fracturing in carbonate reservoir, *SPE oil and gas India conference and exhibition*, Mumbai, India.
- [6]. Shadizadeh S R, Habibnia B A, Syllabee R (2009) Investigation and selection of suitable layers in bang-estan reservoir for hydraulic fracturing operation, *Scientia Iranica, Transaction C, Chemistry, Chemical Engineering*, 16, 2: 149.
- [7]. Heydarabadi F R, Moghadasi J, Ashena R (2010) Criteria for selecting a candidate well for hydraulic fracturing, the 34th Annual SPE International Conference and Exhibition Held in Tinapa, Calabar, Nigeria, 31, Paper SPE 136988.
- [8]. Amiri H, Ramezanzadeh A, Chamanzad M, Parhizgar M (2021) Recognizing the best intervals for hydraulic fracturing using a new fracability index, *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 1-9.
- [9]. Hashemi A, Shadizadeh S R, Ziveidavianpoor M (2012) A local computerized multi-screening of vas amount of data to select hydraulic fracturing candidates in iranian carbonate oil fields, *International Journal of Computer Application*, 39, 8: 37-45.
- [10]. Mousavi B, Yazdjerdi K, Abdideh M, Tabatabaei H (2020) The effect of sufficient barrier layers on hydraulic fracturing design efficiency in one of the Iranian South hydrocarbon reservoirs, *Iranian Journal of Earth Sciences*, 12, 1: 42-53.
- [11]. Berberian M, King G C P (1981) Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran, *Canadian Journal of Earth Sciences*, 18: 210-265.
- [12]. Berberian M (1995) Master Blind thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics, *Tectonophysics* 241: 193-224.
- [13]. Beydoun Z R, Hughes Clarke M W, Stonely R (1992) Petroleum in the Zagros Basin: a late Tertiary Forland Basin overprinted on to the outer edge of a vast hydrocarbon-rich Paleozoic-Mesozoic Passive-margin shelf, in Macqueen, R. W., and Leckie, D. A., editors, *Foreland basins and fold belts: American Association of Petroleum Geologist Memoir* 55: P.309-339.
- [14]. Zoback M D (2007) *Reservoir geomechanics*, New York, USA: Cambridge University Press, 449.
- [15]. Ameen M S, Smart B G D, Somerville J M, Hammilton S, Naji N A (2009) Predicting rock mechanical properties of carbonates from wireline logs (A case study: Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia), *Marine and Petroleum Geology* 26: 430-444.
- [16]. Yasar E, Erdogan Y (2004) Correlating sound velocity with the density, compressive strength and Young's modulus of carbonate rocks, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 41: 871-875.
- [17]. Pickett G R (1963) Acoustic character logs and their applications in formation evaluation, *Journal of Petroleum Technology*, 15, 06: 659-667.
- [18]. Ektefa G, Shahbazi K (2020) Hydraulic fracturing process in tight base shale of asmari formation in Ahwaz Oilfield, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 10, 2: 49-55.
- [19]. Lal M (1999) Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength, *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela*, SPE 54356.
- [20]. Lakirouhani A, Asemi F, Zohdi A (2018) Relationship between grain size and physical properties of dolomites in order to geomechanics study of dolomite reservoirs, *Journal of Petroleum Research*, 28, 1-97: 150-161.
- [21]. Lakirouhani A, Asemi F, Zohdi A, Medzvieckas J, Kliukas R (2020) Physical parameters, tensile and compressive strength of dolomite rock samples: influence of grain size, *Journal of Civil Engineering and Management*, 26, 8: 789-799.
- [22]. 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, 1st International Conference on Petroleum and Mineral Resources, Kurdistan, Iraq: University of Koya.

- [23]. Eaton B.A (1969) Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. Journal of Petroleum Technology, 21, 10: 1353-1360, doi.org/10.2118/2163-PA.
- [24]. Economides M J, Nolte K G (2000) Reservoir stimulation. Chichester, England: John Wiley and Sons.
- [25]. Hessami K, Jamali F, Tabassi H (2003) Map of major active faults of Iran, International Institute of Earthquake Engineering and Seismology, 8, 1, 1: 1-11.
- [26]. Heidbach O, Barth A, Müller B, Reinecker J, Stephansson O, Tingay M, Zang A (2016) WSM quality ranking scheme, database description and analysis guidelines for stress indicator.
- [27]. Darvish H, Nouri-Taleghani M, Shokrollahi A, Tatar A (2015) Geo-mechanical modeling and selection of suitable layer for hydraulic fracturing operation in an oil reservoir (south west of Iran), Journal of African Earth Sciences, 111: 409-420, doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2015.08.001.





## Petroleum Research

Petroleum Research, 2023(February-March), Vol. 32, No. 127, 18-21

DOI: 10.22078/pr.2020.4018.2829

# Prediction of Geomechanical Modeling and Selection of Hydraulic Fracturing Candidate Layer in a Tight Reservoir in SW Iran: A Case Study

Farhad Asemi<sup>1\*</sup>, Afshin Zohdi<sup>2</sup> and Mohammad Saboormaleki<sup>3</sup>

1. Department of Civil Engineering, School of Engineering, Kharazmi University, Tehran, Iran

2. Department of Geology, University of Zanjan, Zanjan, Iran

3. Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

farhad.asemi@khu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4771.3142

Received: April/14/2022

Accepted: November/27/2022

## Introduction

The hydraulic fracturing procedure (HF) is a method of stimulating an oil or gas well and enhancing well recovery. During this process, various fluids are injected into the formation under sufficient pressure for tensile fracture of the rock and fracture propagation. Hydraulic fracturing is usually required for low-productivity oil and gas reservoirs in order to be economically viable. Although it has been more than 70 years since this operation was successfully carried out, Iranian oil companies have taken initial steps to carry out this operation in the country's oil fields. There have been hydraulic fracturing operations performed by two oil companies at one of the largest oil fields in southwest Iran (Ahwaz field). As of yet, the design parameters and the results obtained, as well as the reasons for this operation's failure, have not been published. In general, this operation has been widely unsuccessful in Iran due to a lack of data on the mechanical properties of rock, and in situ stresses, and particularly due to inadequate attention being given to selecting candidates for wells and layers.

In order to perform hydraulic fracturing operations, the first step is to select the most suitable layers and wells using a set of criteria. As a result, it is unlikely that this operation will be successful without conducting comprehensive studies in this field [1].

The research literature indicates that two types of

layers should be investigated for hydraulic fracturing operations: target layers and barrier layers. In order to determine the appropriate target layer for hydraulic fracturing, one can consider the following characteristics:

- A. appropriate porosity,
- B. low in situ stress,
- C. low water saturation,
- D. low uniaxial compressive strength, and
- E. high difference between the minimum and maximum horizontal stresses

Accordingly, it is necessary to first create a geomechanical model of the studied oil reservoir and determine the parameters influencing the selection of the candidate layer in the Bengestan reservoir of the studied field. The geomechanical model is a numerical description of the in situ stress state and the mechanical properties of the earth layers in a well. Then, the candidate layer was selected in the desired reservoir by evaluating the existing criteria.

## Geology Settings and Bangestan Reservoir Conditions in the Studied Field

The studied field is one of Iran's largest and oldest oil and gas fields, and it is vital to the country's ongoing oil and gas production. It is located in one of the last elongated and asymmetric anticlines of the Zagros folded belt. This field is located on the eastern edge

of the Dezful embayment in the southwest of Iran, close to the city of Ahvaz. Oil is extracted from the Asmari and Bangeštan reservoirs in this field. Additionally, this field has the potential to produce gas from the carbonate formations of the Khami group. As one of the tight unconventional reservoirs, Bangeštan’s reservoir horizon is composed primarily of carbonate rocks, particularly limestone. There is a natural fracture in the studied reservoir with a very low permeability. The characteristics of the reservoir rock, such as variations in porosity and the presence or absence of hydrocarbons, have been utilized to classify this reservoir according to the uniformity of the lithological composition. Accordingly, there are nine layers in this reservoir. Layer 1 includes the Ilam Formation and the rest of the layers are located in the Sarvak Formation.

**Materials and Methods**

**One-dimensional Geomechanical Model Prediction**

The state of stress and pore pressure as a function of depth, as well as rock deformation-related parameters, such as elastic modulus, and rock strength parameters, such as uniaxial compressive strength, tensile strength, and internal friction angle, are included in a comprehensive geomechanical model of the reservoir. It is not always simple to find such comprehensive data. Therefore, geomechanical modeling of a reservoir is always associated with uncertainty. Thereby, it is

important to estimate the necessary data from the information that is already accessible to make the simulation conditions as accurate as the conditions of the actual reservoir. Thereby, it is important to estimate the necessary data from the information that is already accessible to make the simulation conditions as accurate as the conditions of the actual reservoir. We will attempt to choose the appropriate layer or layers for hydraulic fracturing operations using the available data and the results from this section because the characteristics of the layer in which the operation is to be performed directly affect the success of the operation.

**Results and Discussion**

**Estimating the Geomechanical Properties of the Studied Reservoir**

Utilizing experimental relationships and current results, the key variables in selecting the appropriate layer for hydraulic fracturing operations in the studied field were determined. Table 1 presents the characteristics of the studied field. These characteristics include uniaxial compressive strength, internal friction angle, and pressure and shear wave velocity, cohesion, and modulus of elasticity.

**Determining the Direction and Value of In Situ Stresses**

Table 2 presents the values of the in situ stresses determined in the investigated reservoir.

**Table 1** Estimating the geomechanical parameters in the studied reservoir.

	Porosity	UCS (MPa)	internal friction angle (°)	V <sub>p</sub> (Km/s)	V <sub>s</sub> (Km/s)	C (MPa)	E (GPa)
	$\phi$	$143.8 \exp(-6.95 \phi)$	$49.03-12.6 \phi$	$\sigma_v = 31.5 V_p - 63.7$	$V_s(Km/s) = V_p / 1.9$	$C = \frac{5(V_p - 1)}{\sqrt{V_p}}$	$E = 10.67 V_p - 18.71$
Ref		[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]
Layer							
1	0.057	96.76	48.3	5.094	2.681	9.07	35.64
2	0.0519	100.26	48.38	5.205	2.739	9.22	36.83
3	0.0475	103.37	48.43	5.304	2.791	9.34	37.88
4	0.0264	119.69	48.7	5.822	3.064	9.99	43.41
5	0.0225	122.98	48.75	5.926	3.119	10.12	44.53
6	0.0387	109.89	48.54	5.511	2.900	9.61	40.09
7	0.0402	108.75	48.52	5.475	2.881	9.56	39.70
8	0.0346	113.06	48.59	5.612	2.953	9.73	41.17
9	0.0258	120.19	48.70	5.838	3.073	10.01	43.58

\* In the Table above,  $\phi$ ,  $V_p$ ,  $V_s$ ,  $c$ , and  $E$  are porosity, pressure wave velocity, shear wave velocity, cohesion, and modulus of elasticity, respectively.

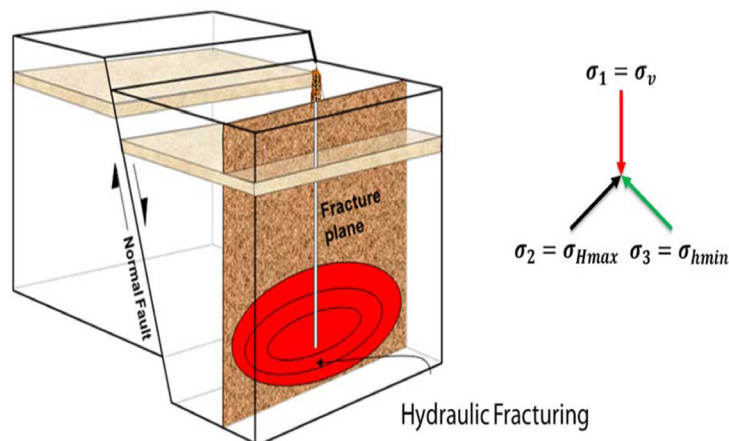
**Table 2** The values of in situ stress determined in the studied reservoir.

Ref Layer	Density	Pore Pressure (MPa)	$S_v$ (MPa)	$S_{hmin}$ (MPa)	$S_{Hmax}$ (MPa)
	$\rho_s$		$S_v = \int_0^z \rho(z) dz$	$S_{hmin} = \left(\frac{g}{1-g}\right)(S_v - P_p) + P_p$	$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_p + 0.1(S_{hmin} - P_p)$
	-	-	-	[6]	[7]
1	2.62	16.39	57.13	16.89	17.95
2	2.63	16.81	58.63	18.51	22.08
3	2.64	17.06	59.49	17.77	19.25
4	2.70	17.85	62.35	19.69	23.55
5	2.72	18.49	64.65	19.31	21.04
6	2.67	18.98	66.39	21.35	26.32
7	2.66	19.55	68.44	21.85	26.67
8	2.68	20.31	71.13	23.33	29.69
9	2.71	20.88	73.19	21.86	23.92

**Stress Field Analysis**

Based on the results of the estimation of the in situ stresses in the studied field, the maximum stress corresponds to the overburden stress, the medium stress corresponds to the maximum horizontal stress, and the

smaller stress corresponds to the minimum horizontal stress. There is a normal fault stress regime in the study area based on in situ stresses. As a result of this stress regime, hydraulic fracture occurs vertically and parallel to the maximum horizontal stress (Figure 1).



**Fig. 1** The hydraulic fracture mechanism in a normal fault stress regime.

**Selecting the Candidate Layer for Hydraulic Fracturing**

The factors to be considered in selecting the appropriate layer for hydraulic fracturing are summarized in Table 3. Based on the results, layers 3 and 8 were the least saturated with water. Upon comparison of these two layers, it can be seen that layer 3 has a greater porosity than layer 8, and it has a lower compressive strength,

and in situ stress, it has a smaller difference between the minimum and maximum horizontal stresses. The layers adjacent to layer number 3, depending on the geomechanical characteristics, may be suitable as a barrier layer to prevent fracture propagation as well as water production. As a result, this layer was considered to be an appropriate layer for hydraulic fracturing.

**Table 3** Effective parameters in selecting the candidate layer for hydraulic fracturing

layer	Thickness(m)	Porosity	$S_v$ (MPa)	$S_{hmin}$ (MPa)	$S_{Hmax}$ (MPa)	$S_{Hmax} - S_{hmin}$	UCS (MPa)	$S_w$	Quality	Good
1	26.6	0.057	57.13	16.89	17.95	1.06	96.76	63.6	Weak	Good
2	57.9	0.0519	58.63	18.51	22.08	3.57	100.26	37.8	Good	Good
3	33.5	0.0475	59.49	17.77	19.25	1.49	103.37	30.6	Good	Acceptable
4	107.7	0.0264	62.35	19.69	23.55	3.86	119.69	45.1	Weak	Acceptable
5	86.3	0.0225	64.65	19.31	21.04	1.73	122.98	58.4	Very weak	Weak
6	66.6	0.0387	66.39	21.35	26.32	4.98	109.89	47.8	Acceptable	Weak
7	78.3	0.0402	68.44	21.85	26.67	4.82	108.75	40.2	Very weak	Very weak
8	102.3	0.0346	71.13	23.33	29.69	6.34	113.06	27.4	Acceptable	Very weak
9	77.6	0.0258	73.19	21.86	23.92	2.06	120.19	32.4	Very weak	Very weak
										Very weak

**Conclusions**

In this study, to determine the data necessary to select the appropriate layer for hydraulic fracturing operations, a geomechanical model was developed using the available data. This model's mechanical and physical properties, Young's modulus, uniaxial compressive strength, compressive and shear wave velocity, density, etc., were calculated by using the porosity results of different layers and with the help of existing experimental and mathematical relationships. Then, the pore pressure of the rock was determined based on Eaton's relationship and the vertical stress was calculated using the average density of each layer. In addition, the minimum and maximum horizontal stresses were calculated using poroelastic relationships. In addition, the normal stress regime for the studied depth was derived from the values of in situ stresses obtained. Finally, the 3rd layer of the Bangeštan reservoir, in the studied field, was selected as the target layer for hydraulic fracturing.

**References**

1. Amiri H, Ramezanzadeh A, Chamanzad M, Parhizgar M (2021) Recognizing the best intervals for hydraulic fracturing using a new fracability index, *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11, 8: 3193-3201, doi.org/10.1007/s13202-021-01173-7.
2. Beydoun Z R, Hughes Clarke M W, Stonely R (1992) *Petroleum in the Zagros Basin: a late Tertiary Forland Basin overprinted on to the outer*

edge of a vast hydrocarbon-rich Paleozoic-Mesozoic Passive-margin shelf, in Macqueen RW, Leckie DA, editors, *Foreland basins and fold belts: American Association of Petroleum Geologists Memoir 55: 309-339.*

3. Zoback MD (2007) *Reservoir geomechanics*. New York, USA: Cambridge University Press, 449.
4. Ameen MS, Smart BGD, Somerville JM, Hamilton S, Naji NA (2009) Predicting rock mechanical properties of carbonates from wireline logs (A case study: Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia). *Marine and Petroleum Geology* 26, 4: 430-444, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.01.017.
5. Yasar E, Erdogan Y (2004) Correlating sound velocity with the density, compressive strength and Young's modulus of carbonate rocks, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 41: 871-875, doi.org/10.1016/j.ijrmms.2004.01.012.
6. Pickett G R (1963) Acoustic character logs and their applications in formation evaluation, *Journal of Petroleum technology*, 15, 06: 659-667, doi.org/10.2118/452-PA.
7. Lal M (1999) Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela. SPE 54356, doi.org/10.2118/54356-MS.