

ارزیابی شاخص مکانیکی لایه‌های کاندید شکافت هیدرولیکی با استفاده از فیزیک سنگ

صبا خوشکلام^{۱*} و مرتضی آزادپور^۲

۱- گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

۲- کارشناس ژئومکانیک، مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۳/۰۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۷/۱۷

چکیده

ارزیابی خواص مکانیکی سنگ‌های مخزن معیار بسیار مهمی در تعیین نقاط مناسب برای اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی است. در این بین، مدول یانگ و نسبت پواسون دو پارامتر مکانیکی هستند که شکنندگی لایه‌های سنگ را کنترل می‌کنند. این دو پارامتر را می‌توان با انجام آزمایش بر روی نمونه‌های سنگ در شرایط مختلف آزمایشگاهی (روش استاتیک) و یا با استفاده از داده‌های لاگ صوتی و چگالی (روش دینامیک) محاسبه کرد. محاسبه مدول‌های کشسان دینامیک به داده‌های سرعت موج برشی نیاز دارد که علی‌رغم اهمیت زیاد، به دلیل محدودیت و هزینه بالای اندازه‌گیری، صرفاً در تعداد اندکی از چاه‌های میدان اندازه‌گیری می‌شود. در این مطالعه، با توجه به عدم وجود سرعت موج برشی در چاه مورد نظر ابتدا به کمک یک مدل فیزیک سنگ کرناتده مدول‌های بالک و برشی سنگ تخمین زده شده و سپس با محاسبه نسبت پواسون و مدول یانگ دینامیک و استفاده از رابطه آزمایشگاهی برای تبدیل این مدول‌ها به حالت استاتیک، شاخص شکنندگی تعیین و با در نظرگیری پارامترهای مخزنی مؤثر، لایه‌های کاندید برای انجام عملیات شکافت هیدرولیکی شناسایی و اولویت‌بندی شد.

کلمات کلیدی: فیزیک سنگ، شاخص شکنندگی، شکافت هیدرولیکی، لایه کاندید، مدول‌های کشسان.

مقدمه

شاخصی به انتخاب لایه کاندید بستگی دارد. به‌طور کلی هدف از انتخاب لایه کاندید انتخاب یک یا تعدادی از زون‌ها برای عملیات است که بیشترین احتمال موفقیت را دارند. بررسی‌ها نشان می‌دهد که اگر انتخاب لایه کاندید به خوبی انجام شود، می‌توان با شکافت هیدرولیکی از مخازن کرناتده دارای تراوایی کم به‌صورت اقتصادی تولید

از زیاد برداشت و بهبود ضریب باز یافت از مخازن با استفاده از عملیات شکافت هیدرولیکی^۱، یکی از مؤثرترین روش‌ها برای تولید بهینه می‌باشد. کلید موفقیت عملیات شکافت هیدرولیکی به‌طور

*مسئول مکاتبات

saba75khoshkalam@gmail.com

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5470.3436)

خوبی برای شناخت رفتار مکانیکی سنگ‌ها باشند. اولین گام برای تعیین خواص مکانیکی سنگ به روش دینامیکی لزوم وجود نمودار سرعت موج برشی^۲ در چاه‌های مورد مطالعه است تا مدول‌های کشسان سنگ تعیین شود. سرعت موج برشی به دلیل هزینه بالا و مشکلات فنی معمولاً در ۵٪ چاه‌ها اندازه‌گیری می‌شود و این یکی از مشکلات اصلی در مطالعات ژئومکانیکی است [۸]. به منظور تخمین سرعت موج برشی روابط تجربی متعددی با در نظر گرفتن فرضیاتی به منظور کاربردهای سطحی و عمیق پیشنهاد شده است. هر یک از این روابط دارای محدودیت‌هایی است به طوری که در مخازن هیدروکربوری وقتی با سیال و درز و شکاف‌های مخزن مواجه می‌شوند سبب بروز خطا در محاسبات می‌گردند. بنابراین جهت تخمین دقیق‌تر سرعت موج در دما و فشار مخزن، باید به خواص سنگ و سیال مخزن نیز توجه نمود و آنها را در تخمین لحاظ کرد. از طرف دیگر، تخمین فاکتورهای مؤثر دیگر در شاخص شکاف‌پذیری لایه نیز مستلزم در نظرگیری این خواص می‌باشد. با توجه به این مسئله استفاده از ابزار فیزیک‌سنگ می‌تواند روش مناسبی برای تعیین مستقیم خواص کشسان دینامیک در شرایط اشباع باشد.

مدل‌سازی فیزیک‌سنگ^۳ یک سری روابط تجربی را برای نشان دادن تأثیر خواص فیزیکی کانی‌ها و سیالات تحت شرایط مختلف محیطی (دما و فشار) بر خواص کشسان مؤثر در سنگ‌های رسوبی فراهم می‌کند؛ بنابراین این مدل‌ها برای پیش‌بینی مدول‌های کشسان در چاه‌ها با شرایط مخزنی متفاوت و بر اساس ترکیبات کانی‌شناسی، تخلخل، سیال و... عملی هستند. فیزیک‌سنگ قادر است با توجه به سرعت امواج لرزه‌ای تراکمی^۴ و برشی، مدول‌های کشسان سنگ را از روی نگارهای چاه

کرد. تعیین اولویت لایه‌های کاندید مستلزم شناسایی معیارهای ژئومکانیکی و مخزنی مؤثر با استفاده از داده‌های زمین‌شناسی و نگارهای پتروفیزیکی است [۱].

با توجه به مطالعات قبلی، روش جامع و یکسانی برای انتخاب کاندید وجود ندارد. به علاوه مطالعات گسترده‌ای در این زمینه در ایران صورت نگرفته است. با بررسی مطالعات قبلی انجام شده، مدول یانگ، نسبت پواسون، تنش افقی حداقل، اختلاف تنش‌های افقی در زون هدف، زاویه اصطکاک داخلی، محدودسازی شکاف، چگالی و جهت‌گیری درزه و شکاف‌های طبیعی سنگ، اشباع سیال و پتانسیل هیدروکربنی، میزان دوری از سطح تماس آب - نفت، تخلخل و نوع منافذ، تراوایی، فشار منفذی، لیتولوژی و ضخامت زون به عنوان مهم‌ترین و اثرگذارترین معیارهای ژئومکانیکی و مخزنی در انتخاب لایه‌های کاندید در نظر گرفته می‌شوند [۶-۲].

دانش ژئومکانیک در تصویرسازی روشن‌تر از رفتار مکانیکی سنگ مخزن نقش مهمی دارد و این رو می‌تواند شاخص‌های مکانیکی لایه کاندید را به خوبی ارزیابی کند. از مهم‌ترین خواص مکانیکی سنگ‌ها می‌توان به ویژگی‌های مقاومتی و تغییر شکل‌پذیری (خواص الاستیسیته یا کشسان) سنگ اشاره کرد. در این میان برآورد مدول‌های کشسان^۱، نقش پررنگی دارند و باید توجه کرد که آگاهی از آنها، نخستین اصل محاسبات ژئومکانیک است. دو روش مختلف برای تعیین خواص کشسان سنگ وجود دارد: روش استاتیک و روش دینامیک. روش استاتیک مدول کشسان را با استفاده از آنالیز نمونه سنگ در آزمایشگاه اندازه‌گیری می‌کند. روش دینامیک با ارسال امواج صوتی حاصل از ارتعاش (با ضربه) به درون سنگ و دریافت بازتاب آن در نقطه دیگر، می‌تواند مدول‌های کشسان سنگ را از روابط انتشار امواج صوتی در سنگ تعیین کند [۷]. از این رو مدول‌های کشسان دینامیک می‌توانند راهنمای

1. Elastic Modules

2. Shear Wave Velocity

3. Rock Physics Modeling (RPM)

4. Compressional Velocity

شامل اطلاعات چاه‌پیمایی یکی از چاه‌های مخزن بنگستان است که بر اساس روش فیزیک‌سنگ آزادپور و همکاران مدول‌های کشسان سنگ را در حالت اشباع تخمین می‌زند. در این روش مدل تعمیم‌یافته فیزیک‌سنگ شو و پین به‌عنوان یک مدل با تخریل چندگانه استفاده می‌شود. این روش با به‌کارگیری نسخه ساده‌تر از مدل گسمن^۱، از پیش‌بینی بهتری برای تعیین سرعت و مدول‌های کشسان سنگ بهره می‌برد [۸]. ما در این مطالعه، این مدل را روی مجموعه داده‌های کربناته خود برای مدول‌های بالک و برشی و در ادامه محاسبه مدول یانگ و نسبت پواسون در چاه مورد مطالعه اعمال کردیم و سپس به محاسبه شاخص شکنندگی^۲ و تحلیل خواص مخزنی لازم برای تعیین لایه مناسب جهت انجام شکافت هیدرولیکی پرداختیم.

زمین‌شناسی و موقعیت جغرافیایی منطقه

فروافتادگی دزفول^{۱۰} ناحیه‌ای نسبتاً کوچک با گستره‌ای بالغ بر ۶۰۰۰۰ km² واقع در جنوب غرب ایران بوده که عمده منابع نفتی کمربند چین‌خورده - رورانده زاگرس را در خود جای داده است [۹]. ناحیه مذکور توسط گسل‌های بالارود، پیشانی کوهستان و کازرون از نواحی مجاور مجزا شده و به‌وسیله گسل هنديجان - بهرگانسر به دو قسمت شمالی و جنوبی تقسیم شده است [۱۰]. میدان نفتی منصوری به‌عنوان ساختار مورد مطالعه در این پژوهش در فروافتادگی دزفول شمالی و مجاور با ناحیه دشت آبادان قرار گرفته است (شکل ۱).

محاسبه نماید. شو و وایت یک رویکرد ترکیبی برای پیش‌بینی سرعت امواج لرزه‌ای با استفاده از محیط مؤثر دیفرانسیلی^۱ (DEM) پیشنهاد کردند. در حالی که یورستاد و همکاران از DEM و مدل تقریب خودسازگار^۲ (SCA) برای پیش‌بینی سرعت امواج لرزه‌ای در ماسه‌سنگ‌ها استفاده کردند. علاوه بر این وانگ استفاده از چگالی حجمی و مدول سیال منفذی یک سنگ اشباع را برای پیش‌بینی سرعت امواج تراکمی و برشی پیشنهاد داد. لی یک گام به جلو برداشت و روشی را با معرفی پارامتر یکپارچه کردن سنگ خشک برای پیش‌بینی سرعت تعمیم داد. علاوه بر این شو و پین بر روی مخازن کربناته تمرکز کردند. آن‌ها مدل شو و وایت را برای پذیرش انواع مختلف منافذ برای مدل‌سازی سرعت امواج تراکمی و برشی در مخازن کربناته گسترش دادند. ژانگ و همکاران تلاش‌های خود را برای پیش‌بینی سرعت امواج لرزه‌ای در کربناته‌ها ادامه دادند و یک فرمول تجربی را بر اساس مدل بهبودیافته شو و وایت ایجاد کردند. لیو و سان عمدتاً بر روی مخازن ماسه‌سنگی تمرکز کردند. آن‌ها مدلی به نام کاستر - توکسوز تفاضلی^۳ (DKT) برای مشخص کردن انواع منافذ در سنگ مخزن‌های آواری برای پیش‌بینی سرعت امواج لرزه‌ای پیشنهاد کردند. علاوه بر این گو و لی روش SCA فرکانس بالا را که فضاهای منفذی جدا شده را توصیف می‌کند و روش SCA فرکانس پایین را که فضاهای منفذی متصل را توصیف می‌کند برای پیش‌بینی سرعت مقایسه کردند [۸].

این مطالعه با استفاده از فیزیک‌سنگ و الگوریتم‌های یادگیری ماشین در یک میدان کربناته در جنوب غربی ایران، با بهینه‌سازی تخمین سرعت‌های تراکمی و برشی، مدول‌های کشسان بالک^۴ و برشی^۵ سنگ را در شرایط اشباع تخمین می‌زند و در ادامه مدول یانگ^۶ و نسبت پواسون^۷ را برای شناسایی لایه کاندید محاسبه می‌کند. مجموعه داده‌ها

1. Differential Effective Medium (DEM)

2. Self-Consistent Approximation (SCA)

3. Differential Kušter-Toksoz (DKT)

4. Machine Learning

5. Bulk Modulus

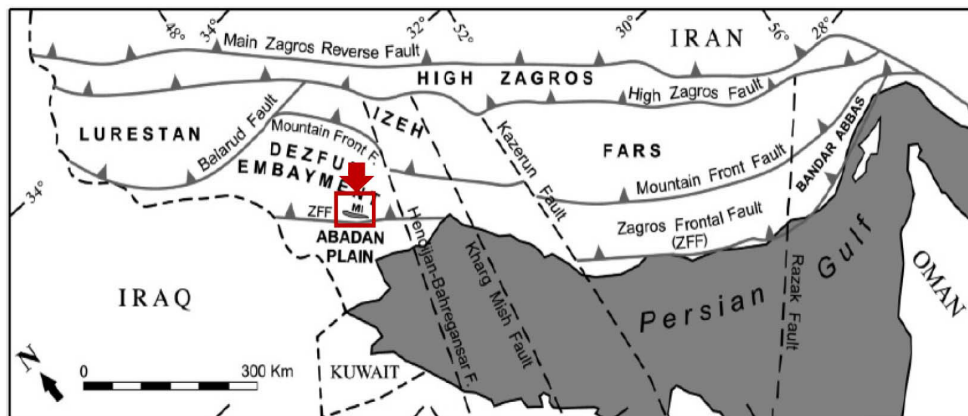
6. Shear Modulus

7. Young's Modulus

8. Poisson's Ratio

9. Gassmann Model

10. Brittleness Index (BI)



شکل ۱ موقعیت میدان نفتی منصوری [۱۱].

محل برش الگو و فارس ساحلی، رخساره‌های کم عمق این سازند گسترش دارد. درحالی‌که در ناحیه لریستان می‌توان رخساره‌های عمیق سازند سروک را دید. سازند ایلام به دو رخساره عمیق و کم عمق دیده می‌شود. رخساره‌های کم عمق سازند ایلام در نواحی فارس و خوزستان گسترش دارند که شامل سنگ‌آهک‌های دانه‌درشت به سن سانتونین تا کامپانین است [۱۳]. از آلپین تا کامپانین، یک چرخه رسوبی از سازندهای کژدمی، سروک، سورگاه و ایلام را می‌توان در زاگرس شناسایی کرد. به مجموعه سازندهای ایلام و سروک گروه بنگستان نام داده شده است که نام آن از کوه بنگستان در شمال بهبهان گرفته شده است [۱۳].

سازندهای مخزنی ایلام و سروک که معمولاً از آهک‌های رسی تشکیل شده‌اند، مشخصه بارز آنها ناهمگن بودن آنهاست. با توجه به تراوایی و تخلخل کم این مخازن، انجام شکافت هیدرولیکی در این مخازن جهت تولید بهینه از آنها ضروری است. بدین منظور ارزیابی پارامترهای مکانیکی مؤثر برای شناسایی لایه مناسب برای عملیات شکافت هیدرولیکی از اهمیت خاصی برخوردار است.

عوامل متعددی در رفتار مکانیکی توده‌های سنگی تأثیر دارند که این پارامترها بر اساس نوع و ماهیتشان شامل ۱- مشخصات توده سنگ و سنگ

این میدان در فاصله تقریبی ۴۵ کیلومتری جنوب‌شرقی شهرستان اهواز واقع شده و در محدوده طول جغرافیایی $48^{\circ} 41' 41''$ تا $48^{\circ} 41' 06''$ و عرض جغرافیایی $31^{\circ} 16' 16''$ تا $31^{\circ} 16' 04''$ قرار دارد. میدان نفتی منصوری در افق بنگستان دارای حدود 43 Km طول و $5 \text{ تا } 6 \text{ Km}$ عرض بوده و به تبعیت از روند زاگرس در راستای شمال‌غرب - جنوب‌شرق گسترش یافته است.

از لحاظ ساختمانی، این میدان به‌عنوان تاقدیسی کشیده با دامنه‌های ملایم و کم شیب در نظر گرفته شده که برخلاف میادین هیدروکربنی حوضه رسوبی زاگرس، شیب یال شمالی آن (0° تا 12°) بیش از یال جنوبی (0° تا 8°) است. میدان نفتی منصوری در سطح دارای رخنمون نبوده و بر اساس نقشه‌های هم‌تراز زیرزمینی^۱ و مقاطع لرزه‌ای، هیچ‌گونه آثاری از گسل خوردگی و یا به‌هم‌خوردگی تکتونیک در آن مشاهده نمی‌شود [۱۱]. این میدان شامل سه مخزن نفتی آسماری، بنگستان و خامی می‌باشد که در این مطالعه به بررسی مخزن بنگستان که دو سازند ایلام و سروک به‌عنوان سنگ مخزن هستند پرداخته می‌شود. سازند سروک قسمتی از سنگ‌های آهکی کرتاسه میانی است که به نام‌های سنگ‌آهک رودیست‌دار، سنگ‌آهک هیپوریت‌دار و یا سنگ‌آهک بنگستان نامیده شده است [۱۲]. سازند سروک دو رخساره متفاوت دارد. در

1. Underground Contour (UGC) Map

و تئوری‌ها باعث پیشرفت علوم زمین و فناوری‌های اکتشاف میدان‌های نفت و گاز شده است [۱۸]. اوست و همکاران مدل‌های فیزیک‌سنجی را به سه دسته کلی مدل‌های نظری، تجربی و مفهومی^۲ تقسیم‌بندی کردند. با این حال نگاه دقیق‌تر به مدل‌های فیزیک‌سنجی به بهبود این طبقه‌بندی منجر شد؛ طبقه‌بندی بر اساس مراحل ساخت مدل‌های فیزیک‌سنجی تغییر کرد و مدل‌ها به چهار گروه مدل‌های سیال منفذی، مدل‌های تجربی و مفهومی، مدل‌های نظری و مدل‌های ترکیبی تقسیم شد [۱۸].

به‌طور کلی می‌توان گفت که سنگ مخزن از سه بخش عمده کانی‌های سنگ، حفرات و سیالات داخل این حفرات تشکیل شده است. برای هر کدام از این بخش‌ها از روابط فیزیک‌سنجی متعددی استفاده می‌شود سپس این روابط با یکدیگر ترکیب می‌شوند تا مدل سنگ مخزن مورد نظر ساخته شود [۱۹]. در ادامه روابط ریاضی مدل‌های استفاده شده و نحوه استفاده از این مدل‌سازی‌ها بیان خواهد شد.

مدل‌سازی فیزیک‌سنگ

فیزیک‌سنگ ابزار مؤثری برای مطالعات مخزن با طراحواره‌های توصیفی کیفی یا کمی می‌باشد. فرض بر این است که سنگ مخزن حاوی دانه‌ها (کانی‌ها) و فضاهای منفذی پر از سیال است؛ بنابراین برای پیش‌بینی پارامترهای کشسان سنگ اشباع باید خواص کشسانی این فازها و نحوه ترکیب آن‌ها مدل‌سازی شود. با این حال مدل‌سازی فیزیک‌سنگ برای سنگ‌های کربناته به دلیل ناهمگنی و هندسه منافذ بسیار متغیر، چالش برانگیزتر است [۸]. هندسه منافذ سنگ‌های کربناته به‌صورت ترکیبی از انواع مختلف منافذ (ترک‌ها، منافذ بین‌ذره‌ای و منافذ سخت) یا میانباره است که ثابت شده تأثیر زیادی بر روی خواص کشسان

بکر (نوع سنگ‌ها، ساخت، شکستگی‌ها، ویژگی‌های فیزیکی (تخلخل، چگالی، سرعت امواج لرزه‌ای)، ویژگی‌های مکانیکی (ثابت‌های الاستیک، مقاومت))^۲ - وضعیت تنش‌های درجا (بزرگی و جهت) می‌باشد [۱۴]. مخزن بنگستان در این میدان بر اساس تناوب لایه‌های عمدتاً متخلخل و متراکم به ۹ زون تقسیم‌بندی شده است که زون‌های ۱ تا ۳ در سازند ایلام و بقیه شامل سازند سروک هستند که در بین آن‌ها زون ۲ سازند ایلام و زون‌های ۴، ۶ و ۸ سازند سروک، زون‌های مخزنی محسوب می‌شوند [۱۵]. زون‌های مخزنی ۲، ۴ و ۶ با توجه به اختلاف بهره‌دهی آن‌ها، به زیر زون‌های کوچک‌تری تقسیم‌بندی شده‌اند. زون ۸ نیز به دلیل واقع شدن در زیر سطح تماس نفت - آب به‌عنوان زون آبده شناخته می‌شود [۱۴]. شکستگی‌ها یکی از عوامل مهم در ایجاد خصوصیات مخزنی در برخی زون‌های سازند ایلام و سروک در میدان منصوری هستند اما شکستگی‌ها در کل میدان توسعه ندارند و بیشتر به حالت موئین هستند. بسته بودن شکستگی‌ها و یا پر شدگی نیز از عوامل کاهش‌دهنده تأثیر شکستگی‌ها در افزایش خصوصیات مخزنی این دو سازند هستند [۱۴].

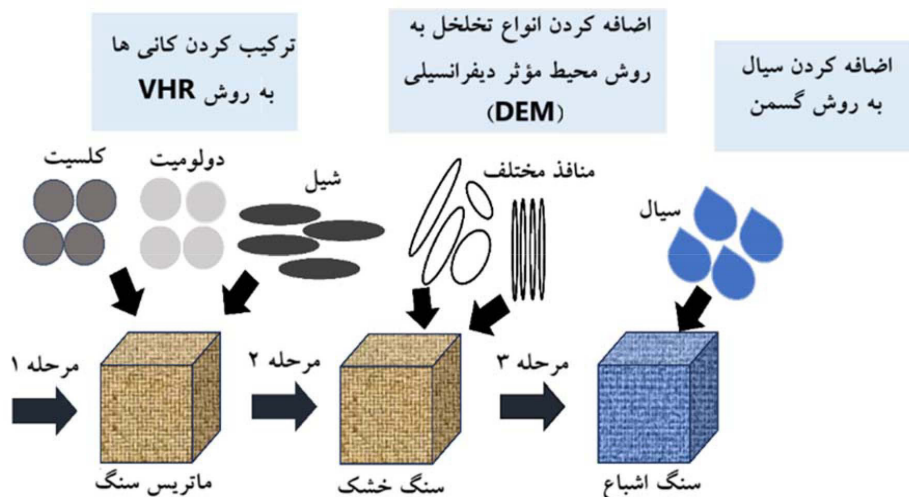
روش کار

فیزیک‌سنگ بیانگر ارتباط بین خصوصیات کشسان^۱ (سرعت‌های تراکمی و برشی، چگالی و پارامترهای وابسته از جمله مدول بالک، مدول برشی، مدول یانگ) و خصوصیات ذاتی سنگ (مقدار تخلخل، سیستم تخلخل از جمله شکاف، لیتولوژی یا تغییرات کانی، اثرات محیطی دما و فشار و غیره) است. در دهه‌های گذشته مطالعات زیادی در ارتباط با خواص فیزیکی سنگ‌ها، کانی‌ها و ارتباط آن‌ها با مهندسی مخازن هیدروکربنی و ژئوفیزیک اکتشافی صورت گرفته که منجر به ارائه فرضیه‌های مختلف در این زمینه و ایجاد انگیزه پژوهشی برای مطالعات آتی شده است [۱۷]. برخی از نتایج این مطالعات

1. Elastic Properties
2. Heuristic Models

کانی‌های موجود با استفاده از برخی مدل‌های میانگین‌گیری مانند وویت - رئوس - هیل^۵ (معادله ۲) است که در گروه مدل‌های مرزی^۶ طبقه‌بندی می‌شود. مرحله بعد با مدل‌سازی اسکلت سنگ خشک با استفاده از تئوری محیط مؤثر دیفرانسیلی (DEM) (معادله ۳) ادامه می‌یابد. این مدل‌ها با فراهم‌سازی امکان حضور انواع مختلف حفرات با نسبت ابعاد مختلف، از کارایی بیشتری در تخمین خواص کشسان سنگ‌های کربناته برخوردار هستند. در مدل محیط مؤثر دیفرانسیلی (DEM) مواد تشکیل‌دهنده سنگ به بازه‌های بی‌نهایت کوچک تقسیم می‌شود. به عبارت دیگر بازه‌های کوچکی از میانبار به فاز ماتریکس یا ماده میزبان اضافه می‌شود [۲۵]. آخرین مرحله، اشباع منافذ سنگ خشک با مدول مؤثر سیال با استفاده از روابط جانشین سیال (معادله ۴) برای محاسبه خواص سنگ اشباع است [۸]. این روابط ضریب بالک یک محیط متخلخل اشباع از سیال را با استفاده از ضرایب بالک ماتریکس سنگ، چارچوب سنگ و سیال منفذی محاسبه می‌کنند.

و تضعیف امواج لرزه‌ای دارد [۲۰-۲۲]؛ بنابراین مدل‌های بر پایه میانبار^۱ مانند محیط مؤثر دیفرانسیلی یا تقریب خودسازگار معمولاً برای گنجاندن اثرات مختلف هندسه منافذ در مدل‌سازی فیزیک‌سنگ کربنات‌ها توصیه می‌شوند. این مدل‌ها سنگ را به‌عنوان یک ماتریکس کشسان با برخی منافذ بیضی شکل ایده آل که با نسبت‌های ابعادی^۲ آن‌ها تعریف می‌شوند، فرض می‌کنند. یک طرح‌واره رایج برای استفاده عملی از مدل بر پایه میانبار برای سنگ‌های کربناته توسط شو و پین ارائه شده است (شکل ۲). چنین روشی می‌تواند با مدل‌سازی سیالات منفذی با استفاده از روابط تجربی موجود (مانند روابط بتزل و ونگ^۳) [۲۳] در شرایط مخزن (دما، فشار، API نفت و شوری آب) شروع شود. سپس برای محاسبه مدول مؤثر، سیالات موجود در مخزن با توجه به مدل‌هایی همچون وود^۴ [۲۴] (معادله ۱)، ترکیب می‌شوند. این مدل‌ها زمانی استفاده می‌شوند که سیالات داخل مخزن به‌صورت همگن و یکپارچه در کنار یکدیگر قرار داشته باشند. گام بعدی محاسبه مدول مؤثر



شکل ۲ طرح‌واره رایج مدل فیزیک‌سنگ شو - پین [۲۵].

1. Inclusion-based Model
2. Aspect Ratios
3. Batzle & Wang
4. Wood
5. Voigt-Ruess-Hill (VRH)
6. Bound Models

اشباع، مدول بالک سنگ خشک، مدول بالک سیال، مدول بالک کانی، تخلخل و ضریب بایوت است. μ_{sat} و μ_{dry} به ترتیب مدول برشی حالت اشباع و چارچوب سنگ هستند. ΔK_{dry} مقدار افزایش مدول اشباع به دلیل اشباع سنگ خشک است و C ضریب نمایی معادله ساده-سازی شده گسمن است [۸].

شاخص شکنندگی

پارامترهای مورد بررسی در انتخاب لایه کاندید شامل میدان تنش‌های برجا در اطراف چاه، شبکه ترک‌های طبیعی سازند، عمق، ضخامت و هندسه لایه‌ها، نفوذپذیری سنگ‌ها، شکنندگی لایه‌ها و ... می‌باشد.

طبق جدول ۱، در معادله اول K_{fl} مدول بالک سیال منفذی، f_i درصد هر سیال و K_i مدول بالک سیالات موجود در مخزن است. در معادله دوم، M_V و M_R مدول مؤثر کشسان، f_i درصد هر سیال و M_i مدول کشسانی می‌باشد. در معادله سوم K^* و μ^* مدول بالک و برشی مؤثر کل، K_2 و μ_2 مدول بالک و برشی میانباره اضافه شونده (فاز دوم) و γ نسبت حجمی فاز دوم است. در شرایط اضافه کردن سیال یا فضای خالی به عنوان فاز دوم، γ معادل همان تخلخل است. (K^*) و (μ^*) مدول بالک و برشی فاز میزبان بخش γ است. اصطلاحات $p^{(2)}$ و $Q^{(2)}$ فاکتورهای هندسی برای محیط دوم (میانبار) هستند. در معادله چهارم K_{sat} ، K_{dry} ، K_f ، K_m و ϕ به ترتیب مدول بالک سنگ

جدول ۱ روابط ریاضی مدل‌های فیزیک سنگ.

$\frac{1}{K_{fl}} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{K_i}$	(۱) وود (۱۹۵۵)
$M_V = \sum_{i=1}^N f_i M_i$ $\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i}$ $M_{VRH} = \frac{M_V + M_R}{2}$	(۲) وویت (۱۹۱۰) رئوس (۱۹۲۹) وویت - رئوس - هیل (۱۹۵۲)
$(1-y) \frac{d}{dy} [K^*(y)] = (K_2 - K^*) P^{(2)}(y)$ $(1-y) \frac{d}{dy} [K^*(y)] = (\mu_2 - \mu^*) Q^{(2)}(y)$	(۳) معادله محیط مؤثر دیفرانسیلی
$K_{Sat} = K_{dry} + \Delta K_{dry}$ $\Delta K_{dry} = \frac{K_m [1 - \frac{K_{dry}}{K_m}]}{1 - \phi - \frac{K_{dry}}{K_m} + \phi \frac{K_m}{K_f}} = \frac{\beta^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{\beta - \phi}{K_m}}$ $\mu_{Sat} = \mu_{dry}$	(۴) معادله گسمن (۱۹۵۱)
$\Delta K_{dry} \approx \phi^C K_f$	شکل ساده شده گسمن [۷]

می‌شود.

نسبت پواسون و مدول یانگ دینامیک با استفاده از فرمول‌های زیر از مدول‌های کشسان بالک و برشی حاصل از مدل‌سازی فیزیک سنگ محاسبه می‌شوند:

$$E_{dynamic} = \frac{9k\mu}{3k + \mu} \quad (5)$$

$$V_{dynamic} = \frac{3k - 2\mu}{2(3k + \mu)} \quad (6)$$

که E مدول یانگ بر حسب گیگاپاسکال، ν نسبت پواسون، k مدول بالک و μ مدول برشی می‌باشد. در ادامه لازم است با استفاده از یک رابطه تجربی از نتایج آزمایش‌های مکانیک سنگ نمونه‌های منطقه مورد مطالعه، مدول یانگ دینامیک را به حالت استاتیک آن تبدیل کرد. رابطه γ بر اساس ۳۰ نمونه آزمایشگاهی در چاه مرجع مورد مطالعه بدست آمده که دارای دقت ضریب همبستگی $R^2=89$ و $RMSE=5.26$ است.

$$E_{Stat} = 1.254 \times E_{dyn} - 23.665 \quad (7)$$

مقادیر نسبت پواسون دینامیک و استاتیک با توجه به لیتولوژی سازند مورد مطالعه که عمدتاً کلسیت می‌باشد تقریباً یکسان در نظر گرفته می‌شود. ریکمن و همکاران رابطه زیر را برای ارزیابی شکنندگی ارائه کردند:

$$BI = \frac{E_{brittleness} + v_{brittleness}}{2} \quad (8)$$

که در آن $E_{brittleness}$ و $v_{brittleness}$ به ترتیب نسبت پواسون و مدول یانگ استاتیک نرمالایز شده هستند که پس از کنترل داده‌های پرت (بر اساس توزیع نرمال و شناسایی نقاط خارج از ناحیه سه انحراف استاندارد از میانگین انجام شده است)، از روابط زیر به دست می‌آیند:

$$E_{brittleness} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \quad (9)$$

پارامتری که در این کار برای انتخاب لایه کاندید در نظر گرفته می‌شود دارای استاندارد خاصی نبوده و با توجه به شرایط خاص و به صورت محلی تعریف می‌شود. در سال‌های اخیر برای انتخاب لایه‌ها و چاه‌های مناسب برای عملیات شکافت هیدرولیکی از شاخص شکنندگی استفاده می‌شود. این پارامتر برای سنگ‌های نرم کاربرد ندارد. در این بخش به توضیح مختصری در رابطه با شاخص شکنندگی پرداخته می‌شود.

طبق تعریف شکنندگی، توانایی یک ماده برای مقاومت دائم (یا غیر کشسان) در مقابل تغییر شکل است. زمانی که یک ماده تحت بارگذاری از مرحله کشسان به مرحله پلاستیک می‌رود، ماده یا در معرض شکست قرار می‌گیرد یا اتساع^۱ در آن رخ می‌دهد. از طرف دیگر سختی^۲، در واقع نشان‌دهنده تنش لازم برای ایجاد کرنش مشخصی در جسم می‌باشد که از تانژانت زاویه شیب نمودار تنش - کرنش قابل محاسبه است. به عنوان مثال مدول یانگ معیاری از سختی یک ماده کشسان (ماده‌ای که در مرحله کشسان قرار دارد) است. در مورد شکست شکننده^۳ دوره تغییر شکل پلاستیک کوتاه است و چنانچه دوره تغییر شکل طولانی باشد ماده تحت شکست شکل‌پذیر^۴ قرار می‌گیرد. در واقع اختلاف بین مواد شکننده و شکل‌پذیر مدت زمانی است که این مواد توانایی مقاومت در برابر تغییر شکل قائم را دارند [۲۶]. همان‌طور که ملاحظه می‌شود شکنندگی یکی از مهم‌ترین خواص مکانیکی سنگ است که در اکثر گزارش‌های پتروفیزیکی به آن اشاره می‌شود. با این حال به دلیل عدم وجود یک رابطه جهانی و جامع برای شکنندگی، روش‌های مختلفی برای ارزیابی آن ارائه شده است. ریکمن و همکاران و گریزر و بری شاخص شکنندگی را بر اساس ترکیب مدول یانگ و نسبت پواسون تعریف کردند [۲۷ و ۲۸]. مدول یانگ نسبت تنش به کرنش و نسبت پواسون به عنوان نسبت منفی کرنش (عرضی) به محوری (طولی) تعریف

1. Dilation
2. Stiffness
3. Brittle Failure
4. Ductile Failure

فیزیک سنگ بر پایه میانباره سیال استفاده شد. در مدل‌های میانباره، تعیین صحیح مدل تخلخل (درصد حجمی نوع منافذ) بسیار مهم است و تأثیر زیادی در دقت پیش‌بینی دارد. در این مطالعه برای تخمین مدول‌های بالک و برشی، از مدل فیزیک‌سنگی که توسط آزادپور و همکاران ارائه شده است استفاده کردیم (شکل ۳).

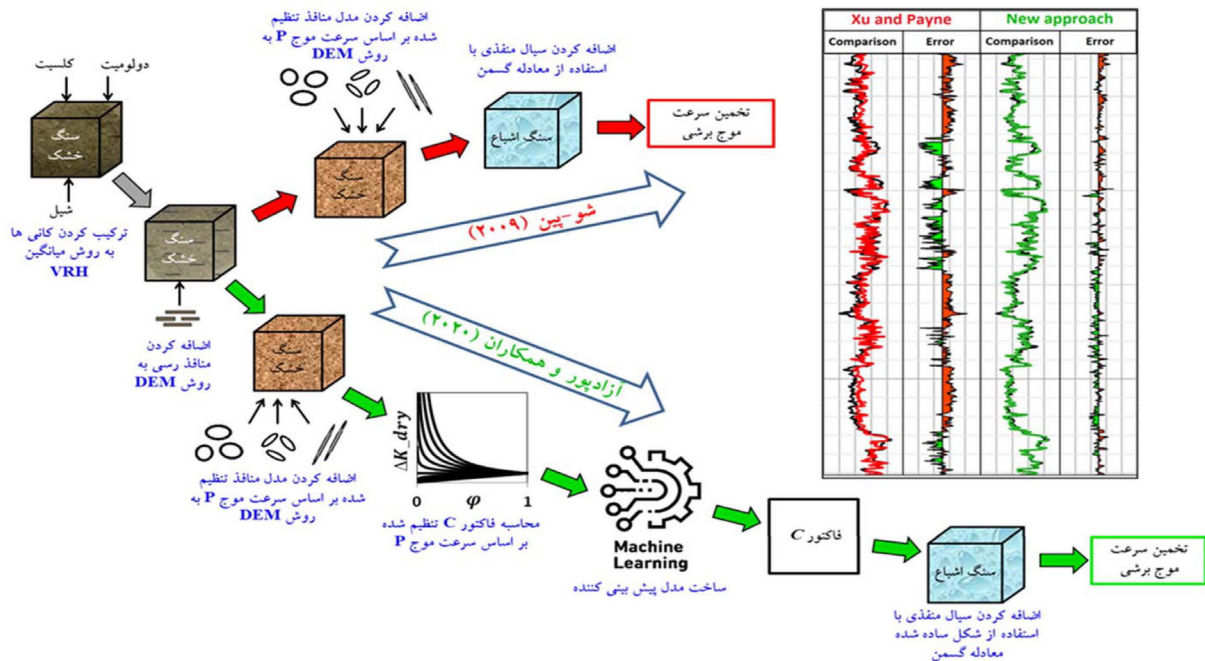
مدل مربوطه ترکیبی از روش فیزیک‌سنگ و الگوریتم‌های یادگیری ماشین است و عملکرد بهتری نسبت به مدل معروف میانباره فیزیک‌سنگ شو - پین در تعیین سرعت موج برشی مخازن کربناته دارد. در روش شو - پین (مسیر بالا در شکل ۳) کالیبره کردن مدل تخلخل صرفاً بر اساس سرعت موج تراکمی صورت گرفته و از این رو قابلیت تخمین دقیق سرعت موج برشی و دیگر مدول‌ها را نداشته و با مقداری خطا همراه است. آزادپور و همکاران با ارائه یک رویکرد جدید نتایج مدل‌سازی‌های فیزیک‌سنگی را بهبود بخشیدند.

$$U_{brittleness} = \frac{U_{max} - U}{U_{max} - U_{min}} \quad (9)$$

زیرنویس‌های min و max نشان دهنده مقادیر کمترین و بیشترین پارامتر مربوطه می‌باشد. این رابطه نشان می‌دهد که سازندهای با مدول یانگ بالاتر و نسبت پواسون کمتر، شکنندگی بیشتری دارند [۲۸]؛ اما رابطه عکس بین مدول یانگ و نسبت پواسون ممکن است در مورد موارد خاصی مناسب باشد و ممکن است چنین رابطه‌ای مستقیم باشد، بنابراین تعمیم چنین روابطی به هر نوع سازندی می‌تواند اشتباه باشد [۲۶].

نتایج کار

همان‌طور که بیان شد محاسبه شاخص شکنندگی برای تعیین لایه‌های کاندید جهت انجام عملیات شکافت هیدرولیکی نیازمند مدول‌های یانگ و نسبت پواسون سنگ می‌باشد که به دلیل عدم وجود سرعت موج برشی در چاه مورد مطالعه، از مدل

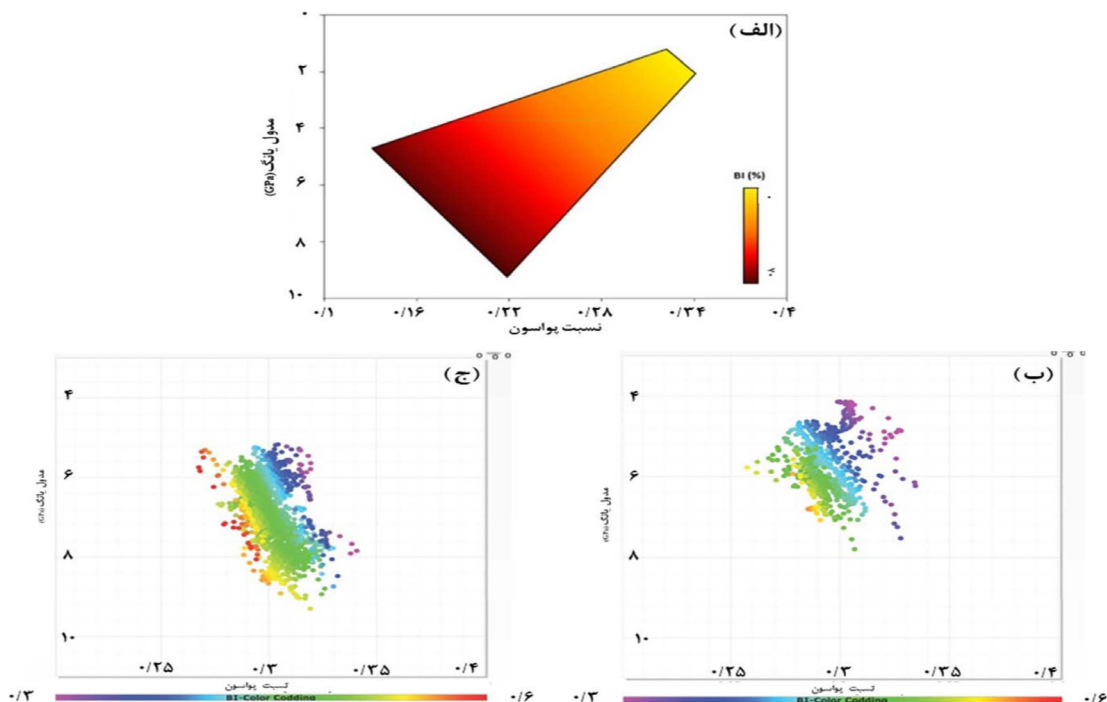


شکل ۳ طرح‌واره مدل فیزیک‌سنگ اصلاح شده شو - پین به همراه نتایج پیش‌بینی [۷] از سمت چپ: ستون ۱ سرعت موج S اندازه‌گیری شده (سیاه) و تخمین زده شده توسط مدل شو - پین (قرمز)؛ ستون ۲ خطای نسبی سرعت موج S به دست آمده از مدل شو - پین. ستون ۳ سرعت موج S اندازه‌گیری شده (سیاه) و تخمین زده شده با روش آزادپور و همکاران [۲] (سبز). ستون ۴ خطای نسبی سرعت موج S محاسبه شده از روش آزادپور و همکاران [۲].

است. در ادامه کار، با توجه به رابطه بیان شده بین مدول یانگ استاتیک و نسبت پواسون با شاخص شکنندگی، مقادیر مدول یانگ استاتیک و نسبت پواسون محاسبه شده توسط روابط ۹ و ۱۰ بین مقادیر ۱-۰ نرمالیزه شدند. در نهایت بر اساس رابطه ۸، شاخص شکنندگی از میانگین گیری $E_{brittleness}$ و $v_{brittleness}$ محاسبه شد.

در برخی زون‌های سازند ایلام و سروک شکستگی‌ها یکی از عوامل مهم در ایجاد خصوصیات مخزنی بوده و پتانسیل بالایی را برای اجرای موفقیت‌آمیز عملیات شکافت هیدرولیکی و افزایش تولید دارند؛ بنابراین مدول یانگ و نسبت پواسون با هم ترکیب می‌شوند تا انعکاسی از مقاومت سنگ در مقابل تنش (نسبت پواسون) و گسترش شکستگی (مدول یانگ) در آن باشند. با توجه به شکل (۴-۴) الف) لایه‌های شکننده باید نسبت پواسون پایین و مدول یانگ بالا داشته باشند. در شکل (۴-۴) ب) و (۴-۴) ج) تغییرات مدول یانگ در مقابل نسبت پواسون در سازندهای نشان داده شده است.

بر این اساس یک ضریب نمایی C برای کنترل اثرات شکل منافذ و در ادامه ساده‌سازی مرحله جانمایی سیال گسمن در روش شو - پین ارائه کردند که در قالب طرح‌واره‌ای جدید برای مدل‌سازی فیزیک‌سنگی استفاده شد (مسیر پایین در شکل ۳). پارامتر C یک رفتار غیر خطی دارد که به دست آوردن آن توسط مدل‌های موجود را دشوار می‌کند. روش‌های یادگیری ماشینی ابزار مناسبی برای تعیین آن در تخلخل‌های مختلف به نظر می‌رسند [۸]. در این مطالعه مدل ارائه شده بر اساس چاه مرجع تهیه و اعتبارسنجی شده است و سپس بر روی اطلاعات چاه مورد مطالعه ما (چاه B) که شامل نمودارهای فول ست چاه‌پیمایی به همراه ارزیابی پتروفیزیکی می‌باشد، اعمال شده است. بعد از تخمین مدول‌های بالک و برشی سنگ اشباع، نسبت پواسون و مدول یانگ دینامیک توسط معادلات ۵ و ۶ محاسبه شدند. سپس مدول یانگ استاتیک که برای محاسبه شاخص شکنندگی مد نظر است با توجه به رابطه ۷ به دست آمده

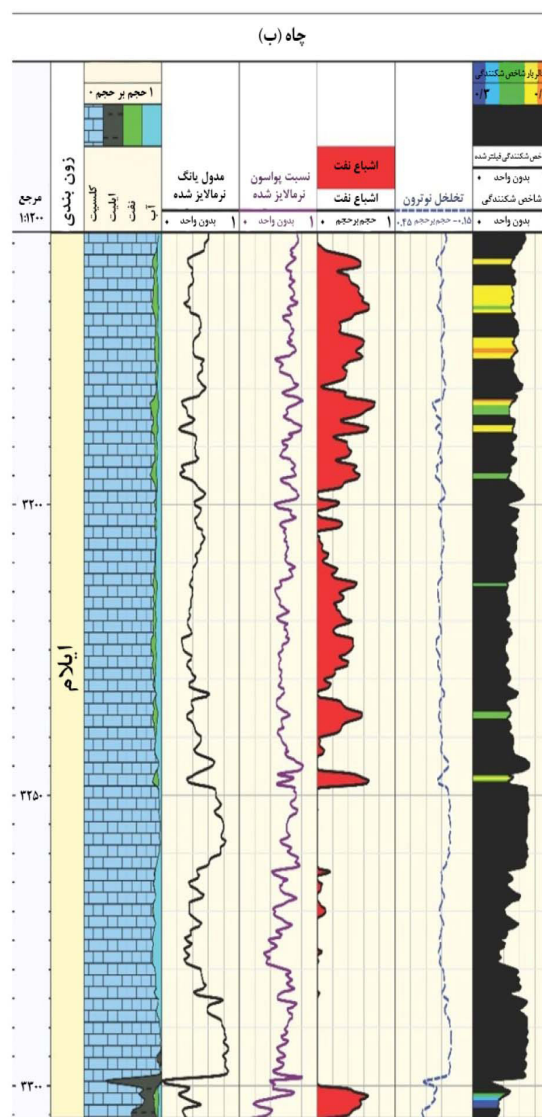
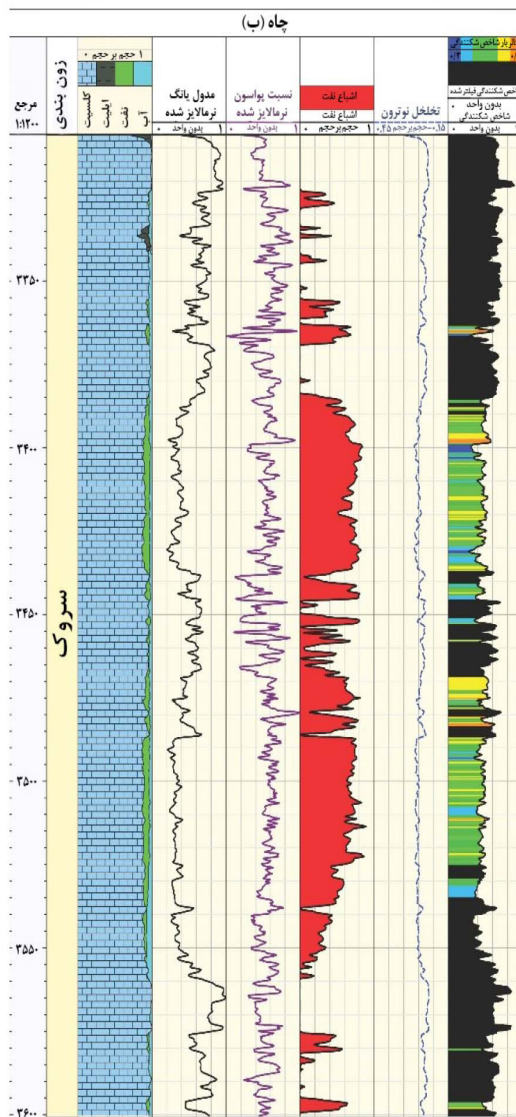


شکل ۴ الف) نمودار مدول یانگ در مقابل نسبت پواسون و تغییرات آنها در رابطه با شاخص شکنندگی [۷] ب و ج) تغییرات مدول یانگ در مقابل نسبت پواسون به ترتیب در سازندهای ایلام و سروک.

همان‌طور که مشخص است لایه‌هایی با شاخص شکنندگی بالاتر (رنگ‌های گرم) دارای مدول یانگ بالا و نسبت پواسون کم هستند در حالی که لایه‌هایی با شاخص شکنندگی کمتر (رنگ‌های سرد) دارای مدول یانگ کمتر و نسبت پواسون بیشتری می‌باشند.

همان‌طور که بیان شد در سنگ مخزن پارامترهای مخزنی مختلفی مانند تخلخل، تراوایی، اشباع‌شدگی نفت و ... بر روی انتخاب محل مناسب تأثیر می‌گذارند؛ بنابراین لازم است علاوه بر در نظر گرفتن

شاخص شکنندگی از دیدگاه ژئومکانیکی، خصوصیات مخزنی را نیز بررسی کرد که با در نظر گرفتن این عوامل در نهایت می‌توان بهترین محل را برای انجام عملیات شکافت هیدرولیکی مشخص کرد. برای انجام این کار با توجه به سوابق مطالعات گذشته شاخص‌های مخزنی اشباع نفت و تخلخل به صورت محلی و نسبی تعیین می‌شوند [۳-۵] که بر این اساس در این مطالعه، ما اشباع نفت بالای ۵۰٪ و مقدار تخلخل بالای ۵٪ را شناسایی و فیلتر مربوطه را بر روی مدول‌های کیشان اعمال کردیم (شکل ۵).



شکل ۵ نمایش لاگ‌ها و پارامترهای محاسبه شده در سازندهای ایلام و سروک چاه B. از سمت چپ: لیتولوژی، مدول یانگ نرمالایز شده، نسبت پواسون نرمالایز شده، اشباع نفت (حجم بر حجم)، تخلخل نوترون (حجم بر حجم)، شاخص شکنندگی محاسبه شده و شناسایی بهترین نواحی (نواحی رنگی) برای انجام عملیات شکافت هیدرولیکی بر روی آن (ستون‌های آخر). نواحی مشکی رنگ در ستون‌های آخر بیانگر خصوصیات مخزنی فاقد کیفیت لازم برای شکافت هیدرولیکی می‌باشد.

داده‌های سرعت موج تراکمی، برشی و چگالی است بنابراین به دلیل عدم وجود سرعت موج برشی در چاه مورد مطالعه ابتدا بر اساس مدل فیزیک سنگ از پیش تعیین شده توسط آزادپور و همکاران مدول‌های بالک و برشی در چاه مورد مطالعه تخمین زده شد، سپس مدول‌های یانگ و نسبت پواسون سنگ بر اساس روابط ارائه شده محاسبه شدند. در ادامه شاخص شکنندگی به عنوان یکی از مهم‌ترین معیارهای ژئومکانیکی انتخاب لایه کاندید تعیین شد. نتایج این بخش از مطالعه نشان داد با بکارگیری مدل‌های فیزیک سنگ کرناته مانند مدل تعمیم یافته فیزیک سنگ شو - پین [۸]، می‌توان خواص کشسان سنگ در چاه‌های فاقد اطلاعات موج برشی را با دقت بالایی تعیین کرد که اهمیت کاربردی بالایی دارد. در انتها، با محاسبه پارامتر ژئومکانیکی شاخص شکنندگی و در نظرگیری ویژگی‌های مخزنی تخلخل و اشباع نفت بر روی مدول‌های کشسان، بهترین محل برای انجام عملیات شکافت هیدرولیکی جهت افزایش تولید شناسایی و اولویت‌بندی شد.

همان‌گونه که در شکل ۵ مشاهده می‌شود، مدول‌های کشسان مورد نظر بر اساس روابط ارائه شده که پیش‌تر توضیح داده شد در سازندهای مورد مطالعه محاسبه و در نهایت شاخص شکنندگی (ستون آخر) به صورت رنگ‌بندی شده نمایش داده شده‌اند. از دیدگاه مخزنی و ژئومکانیکی بخش‌های مشکی در دو سازند ایلام و سروک از نظر تخلخل، اشباع نفت و شکنندگی در محدوده قابل قبول نبوده و برای انجام عملیات مناسب نیستند در حالیکه بخش‌های رنگی دارای تخلخل بالای ۰.۵٪، اشباع نفت بالای ۵۰٪ می‌باشند. در این ناحیه‌ها مدول یانگ بالا و نسبت پواسون کم، به صورت نسبی نقاط مناسبی را برای عملیات شکافت هیدرولیکی نشان می‌دهند.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه از مدل‌سازی فیزیک سنگ برای شناسایی خواص کشسان و کمک به تعیین لایه کاندید برای عملیات شکافت هیدرولیکی در مخزن بنگستان میدان نفتی منصوری استفاده شد. با توجه به اینکه محاسبه مدول‌های کشسان نیازمند

مراجع

- [۱]. تیموری، م. (۱۳۹۶). تأثیر پارامترهای ژئومکانیکی بر انرژی ویژه مکانیکی خردایش سنگ در حفاری چاه‌های نفت یکی از میداين جنوب غرب ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی شاهرود.
- [۲]. عاصمی، ف، زهدی، ا. و صبورملکی، م. (۱۴۰۱). مدل‌سازی ژئومکانیکی و انتخاب لایه کاندید شکست هیدرولیکی در یک مخزن فشرده در جنوب غربی ایران - مطالعه موردی. پژوهش نفت، ۳۲(۱۴۰۱-۶)، ۹۲-۱۰۷. doi: 10.22078/pr.2022.4771.3142
- [3]. Hashemi A., Shadizadeh S. R. and 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.
- [4]. Heydarabadi F.R., Moghadasi J. and 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 July to 7 August 2010, Paper SPE 136988.
- [5]. Shadizadeh S.R. Habibnia B.A. and Syllabee R. (2009). Investigation and selection of suitable layers in bangestan reservoir for hydraulic fracturing operation, Scintia Iranica, Transactions C: Chemistry and Chemical Engineering, 16: 2, 149-160.
- [6]. 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. doi: 10.22078/jpst.2020.4054.1646
- [7]. Labani, M. M., and Rezaee, R. (2015). The importance of geochemical parameters and shale composition on rock mechanical properties of gas shale reservoirs: A case study from the Kockatea Shale and Carynginia Formation from the Perth Basin, Western Australia. Rock Mechanics and Rock Engineering, 48, 1249-1257.
- [8]. Azadpour, M., Saberi, M. R., Javaherian, A., and Shabani, M. (2020). Rock physics model-based prediction

- of shear wave velocity utilizing machine learning technique for a carbonate reservoir, southwest Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107864. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107864.
- [9]. Bordenave, M. L., and Hegre, J. A. (2010). Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. Geological Society, London, Special Publications, 330 (1): 291-353.
- [10]. Sherkati, S., and Letouzey, J. (2004). Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 21 (5): 535-554.
- [۱۱]. مرادی، م.، موسوی حرمی، س. ر. و صادقی، ق. (۱۳۹۴). تهیه مدل ژئواستاتیک مخزن آسماری میدان نفتی منصوری با استفاده از نرم افزار RMS. *مجله پژوهش نفت*، ۲۵: ۱۸۵-۱۷۳. doi: 10.22078/pr.2015.558
- [۱۲]. قنواتی، ک. و حق پرست، ق. (۱۳۸۶). مطالعه جامع مخزن بنگستان میدان منصوری - فاز تعیین مشخصات مخزن، گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، شماره ۶۰۳۵.
- [۱۳]. امانی پور، ح. (۱۳۹۱). تعیین مدل ژئومکانیکی لایه مخزنی بنگستان میدان نفتی منصوری، پایان نامه دکتری، دانشگاه فردوسی مشهد.
- [14]. James, G. A., & Wynd, J. G. (1965). Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG bulletin*, 49 (12), 2182-2245.
- [۱۵]. آقانباتی، س. ع. (۱۳۸۹). زمین شناسی ایران، انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، تهران.
- [16]. Haynes, S. J., and McQuillan, H. (1974). Evolution of the Zagros suture zone, southern Iran. *Geological Society of America Bulletin*, 85 (5), 739-744.
- [۱۷]. آزادپور، م. (۱۴۰۰). مطالعه فیزیک سنگی اثر فشار و تخلخل بر سرعت امواج لرزه‌ای در یکی از مخازن کربناته ایران، پایان نامه دکتری، دانشگاه صنعتی امیر کبیر.
- [18]. Avseth, P., and Lehocki, I. (2015). Quantitative interpretation of rock stiffness and hydrocarbon softening from seismic inversion data using rock physics templates. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015* (pp. 585-589). Society of Exploration Geophysicists.
- [19]. Saberi, M. R. (2017). A closer look at rock physics models and their assisted interpretation in seismic exploration. *Iranian Journal of Geophysics*, 10 (5), 71-84.
- [۲۰]. خادم العموم، ب.، جواهریان، ع. و صابری، م. ر. (۱۳۹۸). ادغام وارون سازی داده های لرزه ای و روابط فیزیک سنگی برای تحلیل و تعیین توزیع انواع شیل در یکی از میادین خلیج فارس، *مجله ژئوفیزیک ایران*، ۳۱-۵۵. ISSN: ۲۵۸۸-۴۸۲۴
- [21]. Wang, Z., Hirsche, W. K., and Sedgwick, G. (1991). Seismic velocities in carbonate rocks. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 30 (02).
- [22]. Eberli, G. P., Baechle, G. T., Anselmetti, F. S., and Incze, M. L. (2003). Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. *The Leading Edge*, 22 (7): 654-660.
- [23]. Batzle, M., and Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57 (11), 1396-1408.
- [24]. Wood, A. B., and Lindsay, R. B. (1956). *A textbook of sound*.
- [25]. Seifi, H., Tokhmechi, B., and Moradzadeh, A. (2020). Improved estimation of shear-wave velocity by ordered weighted averaging of rock physics models in a carbonate reservoir. *Natural Resources Research*, 29, 2599-2617.
- [26]. Bai, M. (2016). Why are brittleness and fracability not equivalent in designing hydraulic fracturing in tight shale gas reservoirs. *Petroleum*, 2 (1), 1-19.
- [27]. Grieser, B., and Bray, J. (2007). Identification of production potential in unconventional reservoirs. In *SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium/Production and Operations Symposium* (pp. SPE-106623). SPE.
- [28]. Rickman, R., Mullen, M., Petre, E., Grieser, B., and Kundert, D. (2008). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-115258). SPE.



Evaluation of the Mechanical Index of Hydraulic Fracturing Candidate Layers Using Rock Physics

Saba Khoshkalam^{1*} and Morteza Azadpour²

1. Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran

2. Geomechanics expert, National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran

saba75khoshkalam@gmail.com

DOI:10.22078/pr.2024.5470.3436

Received: May 21, 2024

Accepted: October 8, 2024

Introduction

Hydraulic fracturing is one of the most effective methods for optimal production. It increases extraction and improves the reservoir recovery rate. The key to hydraulic fracturing's success depends significantly on selecting the candidate layer. In general, candidate layer selection aims to select one or several zones for operations with the highest probability of success. Investigations show that if the candidate layer is selected well, hydraulic fracturing makes it economically possible to produce carbonate reservoirs with low permeability. The knowledge of geomechanics plays a vital role in the more precise visualization of the mechanical behavior of the reservoir rock. One of the rocks' most critical mechanical properties is the rock's resistance and deformation properties (elastic properties). In the meantime, the estimation of elastic moduli has a prominent role, and it should be noted that knowing them is the first principle of geomechanical calculations. There are two different methods to determine the elastic properties of rock: The static method and the dynamic method. The static method measures the elastic modulus using rock sample analysis in the laboratory. The dynamic method can determine the elastic moduli of the rock by sending the sonic waves resulting from the vibration (with impact) into the rock and receiving its reflection at another point [1]. The first step in determining the mechanical properties of rock using a dynamic method is to have a shear wave velocity log in the studied wells to determine the rock's elastic moduli.

Due to the high cost and technical problems, shear wave velocity is usually measured in 5% of the wells [2]. According to this issue, using rock physics tools can be a suitable method to determine dynamic elastic properties in saturated conditions directly. This study, using rock physics and machine learning algorithms in a carbonate field in the southwest of Iran, by optimizing the estimation of compressive and shear velocities, estimates the bulk and shear modulus of rock in saturated conditions and then, it calculates Young's modulus and Poisson's ratio to identify the candidate layer. The data set includes the well logs information of one of the wells of the Bangestan reservoir, which estimates the elastic moduli of the rock in the saturated state based on the rock physics method of Azadpour et al. (2020) (Fig. 1). By using a simpler version of Gassmann's model (1955), this method benefits from a better prediction for determining the velocity and elastic moduli of the rock. In this study, we applied this model to our carbonate data set for bulk and shear moduli and then calculated Young's modulus and Poisson's ratio in the studied well. Then, we calculated the brittleness index and analyzed the reservoir properties necessary to determine the appropriate layer for hydraulic fracturing.

Materials and Methods

Rock physics expresses the relationship between the elastic and inherent properties of rock. Avseth et al. (2005) divided rock physics models into three general categories: theoretical, empirical, and heuristic [3].

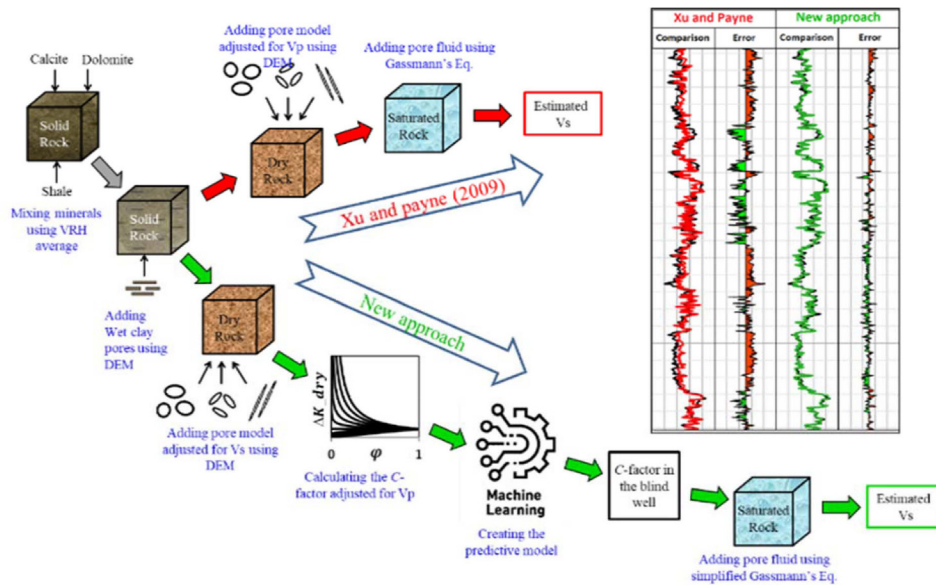


Fig. 1 Workflow of the rock physics model used in the study [2]

However, the classification was changed based on the stages of building physical rock models, and the models were divided into four groups: pore fluid models, empirical and heuristic models, theoretical models, and hybrid models [4]. Reservoir rock consists of three main parts: rock minerals, pores, and fluids inside these pores. Several physics-rock relationships are used for each of these parts, and then these relationships are combined to build the desired reservoir rock model. Due to the lack of shear wave velocity in the studied well, we first used the rock physics model of Azadpour et al. (2020) to estimate the bulk and shear moduli in saturated conditions. Then, Poisson's ratio and dynamic Young's modulus were calculated according to the provided relationships, and by considering a laboratory relationship to convert these moduli to a static state, the brittleness index was determined. Finally, candidate layers for hydraulic fracturing operations were identified and prioritized considering the effective reservoir parameters.

Results and Discussion

Brittleness index calculation determining candidate layers for hydraulic fracturing requires Young's modulus and Poisson's ratio [5,6]. Due to the lack of shear wave velocity in the studied well logs, we first used the rock physics model presented by Azadpour et al. (2020) to estimate the bulk and shear moduli. This model was prepared and validated based on the reference well, and then it was applied to the data of our studied well (well B), including the complete set of well logs and petrophysical evaluation. In the continuation of the work, Poisson's ratio and dynamic Young's modulus were calculated. Then, the static Young's modulus was obtained to calculate the brittleness index. According to the relationship between static Young's modulus and Poisson's ratio with brittleness index, the values of static Young's modulus and Poisson's ratio were

normalized. Finally, the brittleness index was calculated by averaging $E_{brittleness}$ and $\nu_{brittleness}$.

In some zones of Ilam-Sarvak Formation, fractures are one of the important factors in creating reservoir characteristics and have a high potential for the successful implementation of hydraulic fracturing operations and increasing production. According to Fig. (2-a), brittle layers should have a low Poisson ratio and a high Young's modulus. Fig. (2-b) and (2-c) shows the changes in Young's modulus versus Poisson's ratio in Ilam-Sarvak formations. As it is known, layers with higher brittleness index (warm colors) have high Young's modulus and low Poisson's ratio, while layers with lower brittleness index (cold colors) have lower Young's modulus and higher Poisson's ratio. Considering that in reservoir rock, various petrophysical parameters affect the selection of the appropriate location, in addition to considering the brittleness index from a geomechanical point of view, it is necessary to examine properties such as porosity and oil saturation from a reservoir point of view. Moreover, to do this, according to the records of past studies, the oil saturation and porosity reservoir indicators are determined locally and relatively [7-9], based on this, in this study, we have oil saturation above 50% and high porosity. We identified 5% and applied the corresponding filter on the elastic moduli (Fig. 3). According to the Fig. (3-a) and (3-b), the desired elastic moduli in the studied formations are calculated and finally the fragility index (last columns) is displayed in color. From the reservoir and geomechanical point of view, the black sections in the Ilam and Sarvak formations are not within acceptable limits in terms of porosity, oil saturation and brittleness and are not suitable for operations, while the colored sections have porosity above 5% and oil saturation above 50%. In these areas, high Young's modulus and low Poisson's ratio show relatively suitable points for hydraulic fracturing operations.

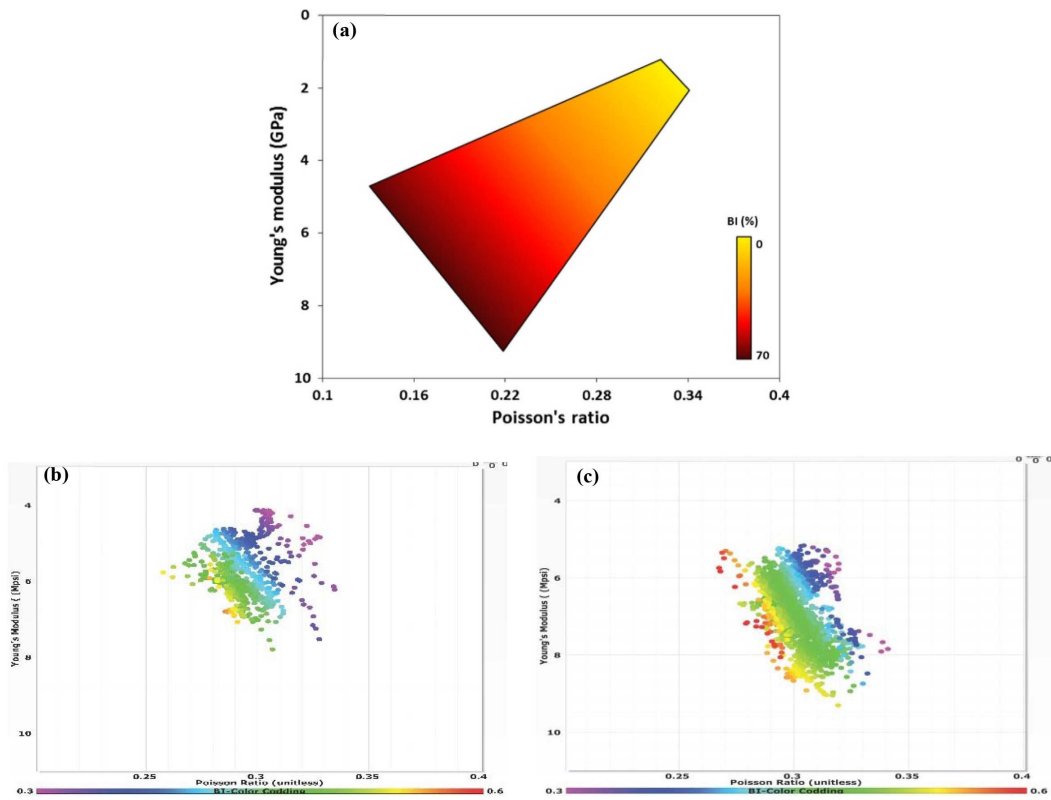


Fig. 2 The diagram of Young’s modulus versus Poisson’s ratio and their changes in relation to the brittleness index (a) [1] and Changes of Young’s modulus versus Poisson’s ratio in the Ilam-Sarvak Formations respectively (b and c).

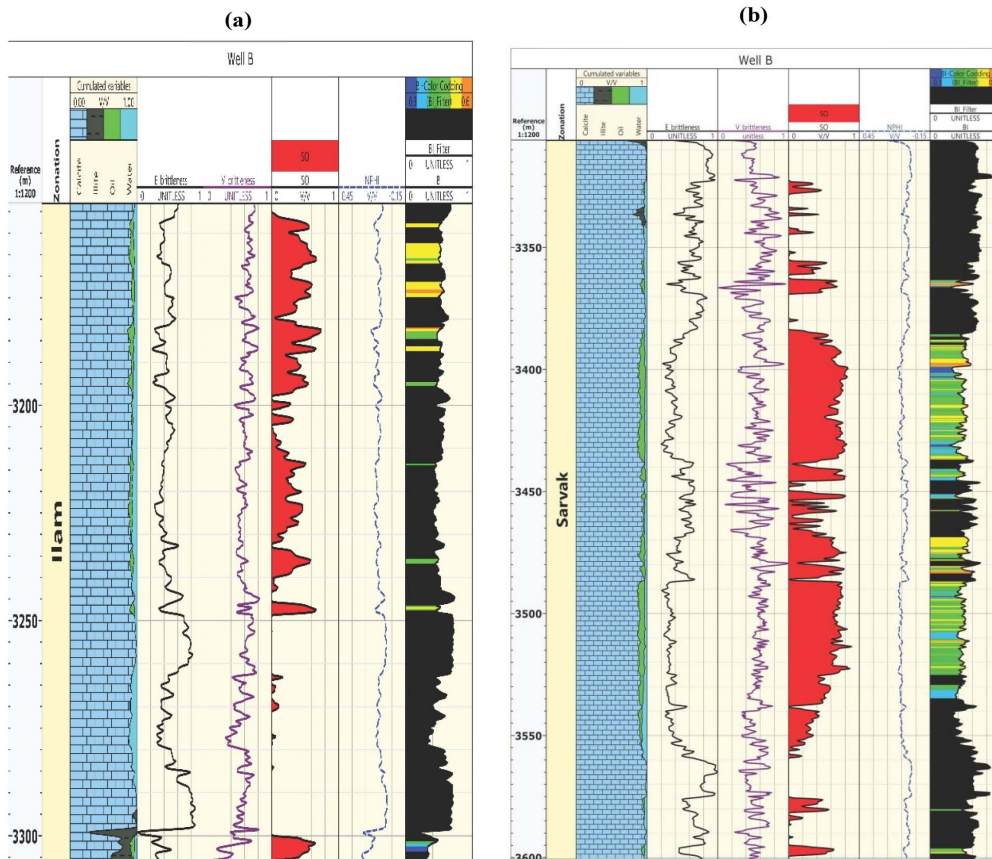


Fig. 3 Shows the calculated brittleness index and identification of the best areas (colored areas) for hydraulic fracturing operations On it (last columns) in Ilam (a) and Sarvak (b) formations, respectively.

Conclusions

In this study, rock physics modeling was used to identify the elastic properties and determine the candidate layer for hydraulic fracturing operations in the Bangeštan reservoir of the Mansouri oilfield. Calculating elastic moduli requires compressional, shear, and density wave velocity data. Therefore, due to the lack of shear wave velocity in the studied well, firstly, based on the rock physics model predetermined by Azadpour et al. (2020), bulk and shear moduli were estimated in the studied well; then, Young's modulus and Poisson's ratio were calculated based on the given relationships. In addition, the results of this study showed that by using carbonate rock physics models such as the generalized Xu-Payne rock physics model (Azadpour et al., 2020), it is possible to determine the elastic properties of rock in wells without shear wave information with high accuracy, which is of great importance. Also, by obtaining rock elastic moduli, calculating geomechanical parameters such as brittleness index, and considering petrophysical tracks such as porosity and oil saturation on elastic moduli, the best place for hydraulic fracturing operations to increase production was identified and prioritized.

References

1. Labani, M. M., and Rezaee, R. (2015). The importance of geochemical parameters and shale composition on rock mechanical properties of gas shale reservoirs: A case study from the Kockatea Shale and Carynginia Formation from the Perth Basin, Western Australia. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 48, 1249-1257, doi.org/10.1007/s00603-014-0617-6.
2. Azadpour, M., Saberi, M. R., Javaherian, A., and Shabani, M. (2020). Rock physics model-based prediction of shear wave velocity utilizing machine learning technique for a carbonate reservoir, southwest Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107864, doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107864.
3. Avseth, P., and Lehoccki, I. (2015). Quantitative interpretation of rock stiffness and hydrocarbon softening from seismic inversion data using rock physics templates. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015* (pp. 585-589). Society of Exploration Geophysicists, doi.org/10.1190/segam2015-5839092.1.
4. Saberi, M. R. (2017). A closer look at rock physics models and their assisted interpretation in seismic exploration. *Iranian Journal of Geophysics*, 10 (5), 71-84.
5. Grieser, B., and Bray, J. (2007). Identification of production potential in unconventional reservoirs. In *SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium/ Production and Operations Symposium* (pp. SPE-106623). SPE, doi.org/10.2118/106623-MS.
6. Rickman, R., Mullen, M., Petre, E., Grieser, B., and Kundert, D. (2008). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-115258). SPE, doi.org/10.2118/115258-MS.
7. Hashemi A., Shadizadeh S. R. and 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.
8. Heydarabadi F.R., Moghadasi J. and 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 July to 7 August 2010, Paper SPE 136988, doi.org/10.2118/136988-MS.
9. Shadizadeh S.R. Habibnia B.A. and Syllabee R. (2009) Investigation and Selection of Suitable Layers in Bangeštan Reservoir for Hydraulic Fracturing Operation, *Scientia Iranica, Transactions C: Chemistry and Chemical Engineering*, 16: 2, 149-160.