

کاربرد پارامترهای ژئومکانیکی در شناسایی نواحی هیدروکربنی و تعیین لیتولوژی مخزن نهر عمر در یکی از میدانی نفتی جنوب ایران

پیمان عزیزی شوشپلاغ^۱، علی کدخدایی^۲*

۱- دانشگاه شهید بهشتی

۲- دانشکده علوم- دانشگاه تبریز

Kadkhodaie_ali@tabrizu.ac.ir

چکیده

پارامترهای ژئومکانیکی در صنعت نفت و گاز نقش کلیدی در ارزیابی خصوصیات سنگ مخزن، پیش‌بینی رفتار سازند در برابر حفاری و بهینه‌سازی تولید هیدروکربن ایفا می‌کنند. در این پژوهش، به منظور شناسایی بهترین ناحیه هیدروکربنی در یک میدان نفتی و تعیین لیتولوژی مخزن، از پارامترهای ژئومکانیکی استفاده شده است. در مرحله نخست، با بهره‌گیری از یک شاخص ترکیبی، مشکل از حاصل ضرب پارامترهای ژئومکانیکی و مقاومت صوتی که از وارون‌سازی لرزه‌ای پیش از برنابارش به دست آمدند، مناطق مستعد هیدروکربن شناسایی گردیدند. کاهش مقدار این شاخص ترکیبی، نشان‌دهنده افزایش احتمال حضور هیدروکربن در ناحیه مورد نظر است. در ادامه، با تهیه نقشه‌های ایزوکور در مناطق شناسایی شده، نواحی دارای بیشترین ضخامت به عنوان گزینه‌های بهینه برای اکتشاف، استخراج و تولید انتخاب گردیدند. پس از تعیین دقیق محل حفاری، لیتولوژی‌های مخزن شامل شیل، سنگ آهک، سنگ آهک دارای گاز و ماسه سنگ حاوی نفت - که پیش‌تر از طریق نمونه‌برداری خرده‌سنگ‌های حفاری شناسایی شده بودند - با استفاده از نمودارهای پراکندگی ژئومکانیکی مختلف مورد تجزیه و تحلیل و تفکیک قرار گرفتند. این نمودارها شامل مدول یانگ در برابر نسبت پواسون، Z_p در برابر V_p/V_s ، μ - ρ در برابر λ - ρ و نسبت پواسون در برابر λ - ρ هستند. هدف از این نمودارها، بررسی روند تغییرات لیتولوژی بر اساس داده‌های لرزه‌ای و فراهم آوردن امکان شناسایی و تفکیک دقیق لیتولوژی‌ها بدون نیاز به حفاری است. این رویکرد، به مطالعات آتی اجازه می‌دهد تا با بهره‌گیری از نمودارهای مشابه و روندهای همگن، فرآیند شناسایی لیتولوژی را بهبود بخشند. به منظور ارزیابی دقت روش، مقاومت صوتی تراکمی و مدول یانگ حاصل از داده‌های لرزه‌ای با مقادیر متناظر در داده‌های چاه مقایسه شد؛ تطابق ۹۰ درصدی مقاومت صوتی و بیش از ۸۰ درصدی مدول یانگ، دقت و قابلیت اطمینان این روش را در توصیف ویژگی‌های ژئومکانیکی مخزن به طور مؤثری تأیید می‌کند.

کلیدواژه‌ها: پارامترهای ژئومکانیکی؛ وارون‌سازی لرزه‌ای؛ شناسایی لیتولوژی؛ پتانسیل هیدروکربنی؛ نمودارهای پراکندگی

۱. مقدمه

اکتشاف و تولید هیدروکربن نقش محوری در چشم‌انداز جهانی انرژی دارند. شناسایی دقیق نواحی نفت و گاز در سازندهای هیدروکربنی برای بهره‌برداری بهینه و اقتصادی از مخازن ضروری است، اما روش‌های سنتی اغلب با محدودیت‌هایی مواجه‌اند که به افزایش هزینه و ریسک می‌انجامد. در نتیجه، بهره‌گیری از روش‌های ژئوفیزیکی پیشرفته با توانایی تلفیق داده‌ها و بهبود توصیف مخزن، ضرورتی فزاینده یافته است (Odoh & Nwokeabia, 2024).

پیشرفت‌های اخیر در تحلیل داده‌های لرزه‌ای و پارامترهای ژئومکانیکی حاصل از وارون‌سازی این داده‌ها، موجب بهبود چشمگیر در شناسایی نواحی هیدروکربنی، تفکیک لیتولوژی‌ها و ارائه بینش‌هایی ارزشمند در کل چرخه عمر میدان‌های نفتی از اکتشاف

تا تولید شده و به کاهش ریسک‌های عملیاتی کمک کرده است (Sena et al., 2011; Meneguim et al., 2019). پارامترهای ژئومکانیکی را می‌توان از طریق نمودارگیری چاهی و نمونه‌برداری مغزه‌ای به‌دست آورد (Dehghani et al., 2014). هرچند نمونه‌برداری مغزه‌ای اطلاعات بسیار دقیق و آزمایشگاهی از ویژگی‌های سنگ فراهم می‌آورد، اما این روش پرهزینه، زمان‌بر و محدود به عمق‌های در دسترس است. در مقابل، نمودارگیری چاهی امکان پایش آنی ویژگی‌های سنگ در حین حفاری را فراهم می‌آورد و به‌عنوان روشی کارآمدتر و مقرون‌به‌صرفه‌تر در جمع‌آوری داده‌ها شناخته می‌شود (Bu, 2016). این روش حتی در شرایطی که امکان اخذ مغزه وجود ندارد، امکان محاسبه دینامیکی پارامترهای الاستیک سنگ را فراهم می‌سازد (Mondol, 2015). با این حال، پارامترهای ژئومکانیکی به‌دست‌آمده از نمودارهای چاهی صرفاً محدود به اطراف چاه هستند، در حالی که استفاده از داده‌های لرزه‌ای، امکان محاسبه این پارامترها در گستره‌ای بسیار وسیع‌تر را فراهم می‌کند (Zhou et al., 2023). این قابلیت، به شکل چشمگیری هزینه‌ها و ریسک‌های عملیات حفاری را کاهش داده و درک جامع‌تری از شرایط زیرسطحی در بستر زمین‌شناسی وسیع‌تر فراهم می‌آورد (Esmaeilpour & Ispas, 2023). در این مقاله، یک روش بهبودیافته برای شناسایی ارزیابی نواحی حاوی هیدروکربن ارائه می‌شود که از رویکردی تلفیقی با بهره‌گیری از چندین پارامتر ژئومکانیکی استفاده می‌کند. در مقایسه با روش‌های سنتی مانند نمونه‌برداری مغزه‌ای که نیازمند حفاری، آزمایشگاه و صرف زمان و هزینه فراوان هستند، روش استفاده از وارون‌سازی لرزه‌ای در گستره وسیع‌تری اطلاعات قابل اتکا فراهم می‌کند. دقت این روش در این مطالعه به بیش از ۹۰٪ برای مقاومت صوتی و ۸۰٪ برای مدول یانگ رسیده، در حالی که هزینه و زمان مورد نیاز آن بسیار کمتر از مغزه‌گیری است. در ابتدا، نواحی جانبی دارای بیشترین پتانسیل تجمع هیدروکربن با تحلیل یک شاخص ترکیبی شامل پنج پارامتر صوتی و ژئومکانیکی کلیدی شناسایی می‌شوند. این شاخص ترکیبی، مبنایی برای تعیین مناطق مستعد هیدروکربن در محدوده مورد مطالعه خواهد بود. پس از این مرحله، ارزیابی عمودی نواحی شناسایی شده انجام خواهد شد که در آن تفکیک لیتولوژی‌های مختلف شامل شیل، سنگ‌آهک، ماسه‌سنگ، و نواحی حاوی نفت و گاز صورت می‌پذیرد. برای این منظور، از نمودارهای پراکندگی به‌منظور بررسی روابط و همبستگی میان پارامترهای ژئومکانیکی استفاده می‌شود. چهار نمودار پراکندگی به شرح زیر برای این تحلیل تولید خواهد شد:

۱. مدول یانگ در برابر نسبت پواسون، ۲. مقاومت صوتی تراکمی (Z_p) در برابر نسبت سرعت موج طولی به موج برشی (V_p/V_s), ۳. μ -Rho در برابر λ -Rho (LMR)، ۴. نسبت پواسون در برابر λ -Rho (LMR)، ۵. نسبت پواسون در برابر λ -Rho (LMR).
- از طریق بررسی این نمودارها، انتظار می‌رود بینش‌های عمیق‌تری نسبت به ویژگی‌های زیرسطحی به‌دست آید که به ارتقاء دقت در توصیف مخزن و تسهیل اکتشاف و تولید هیدروکربن به شیوه‌ای مؤثرتر و مقرون‌به‌صرفه‌تر منجر خواهد شد.

۲. زمین‌شناسی منطقه

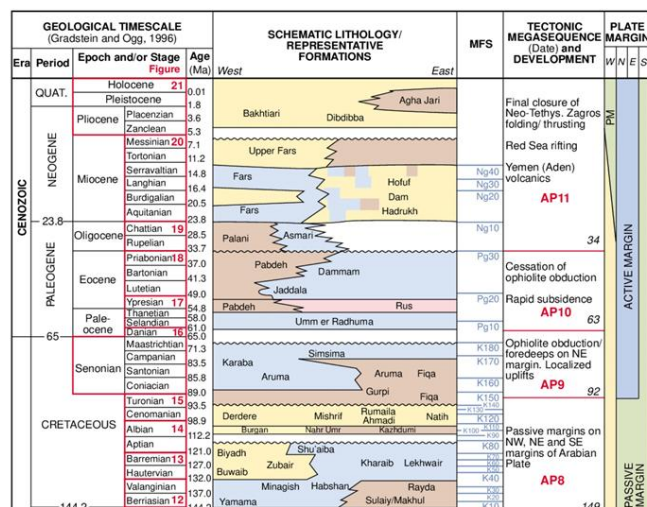
میدان نفتی مورد مطالعه در شمال غربی خلیج فارس در سال ۱۳۳۹ با حفاری اولین چاه (A) توسط شرکت SIRIP مورد اکتشاف قرار گرفت و پس از آن، بهره‌برداری تجاری آن توسط شرکت ملی نفت ایران (NIOC) تأیید شد (شکل ۱). مخزن مورد بررسی، تحت عنوان مخزن نهر عمر شناخته می‌شود که معادل سازند نهر عمر در بخش جنوبی خلیج فارس بوده و متعلق به دوره کرتاسه

پیشین است (شکل ۲) (Al-Garbawi & Al-Shahwan, 2019). گسل هندیجان-بهرگان سر که یک گسل امتدادلغز راست گرد است، با ایجاد تفاوت در ضخامت سازند و جهت گیری لایه ها، به عنوان مانعی ساختاری عمل کرده و باعث تراکم هیدروکربن ها در برخی نواحی شده است. این گسل موجب ایجاد دام های ساختاری موضعی و تغییر مسیر مهاجرت سیالات درون مخزن شده است که در بخش های جنوب شرقی میدان اثر آن در افزایش ضخامت ماسه سنگی مشهود است (Riahi et al., 2021). این فرایندها، بر رفتار ژئومکانیکی و توزیع تنش در درون میدان نیز تأثیر گذار بوده اند (Noufal, 2020).



شکل ۱. موقعیت ناحیه مطالعه در بخش شمال غربی حوضه خلیج فارس. موقعیت تقریبی با رنگ سبز مشخص شده است.

سازند نهر که عمیق ترین سطح تولیدی در این میدان محسوب می شود، از سه لایه مختلف تشکیل شده است. لایه بالایی شامل شیل فشرد و مارن است، لایه میانی از جنس سنگ آهک و لایه پایینی از ماسه سنگ متخلخل همراه با لایه های نازک شیل تشکیل شده است. تخلخل در بخش های بالایی سازند حدود ۵ درصد بوده و اشباع آب در برخی نقاط به ۴۰ درصد می رسد. هیدروکربن عمدتاً در بین لایه های شیل در نواحی بالایی سازند حضور دارد. در برخی بخش های ماسه سنگی، میزان اشباع هیدروکربن حدود ۲۰ درصد گزارش شده است. در این میدان، سه حلقه چاه حفاری شده است و میانگین ضخامت سازند نهر عمر حدود ۱۹۴ متر اندازه گیری شده است. در بخش های جنوبی و جنوب شرقی میدان، ضخامت واحد ماسه سنگی قاعده ای افزایش می یابد. بیشینه ضخامت این واحد در چاه A برابر با ۶۹ متر و کمینه آن ۱۴ متر گزارش شده است.

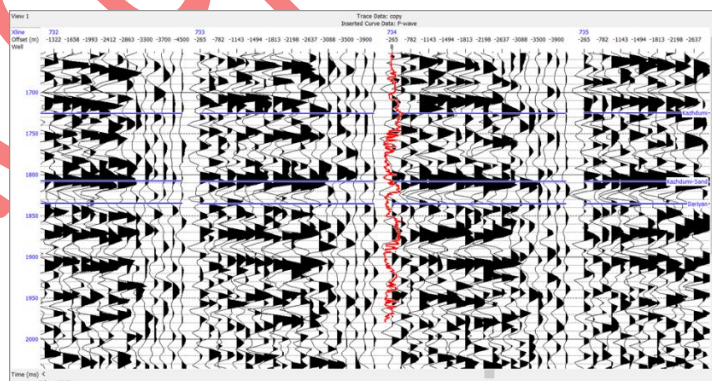


شکل ۲. ستون چینہ‌شناسی بخش شمال غربی حوضه خلیج فارس. ناحیه مطالعه در دوره زمین‌شناسی کرتاسه پیشین قرار دارد (Jaber & Shuker, 2014).

۳. داده‌ها و روش‌ها

۳.۱. داده‌ها

مجموعه داده مورد استفاده شامل لرزه‌های سه‌بعدی (شکل ۳)، سه حلقه چاه فعال و لاگ‌های مربوط به هر چاه از جمله لاگ‌های صوتی، چگالی و اطلاعات Checkshot است. این چاه‌ها به‌طور راهبردی و بر اساس موقعیت جغرافیایی و در دسترس بودن داده‌های جامع انتخاب شده‌اند تا امکان توصیف دقیق زیرسطحی و مدل‌سازی ژئومکانیکی فراهم شود. همچنین، گزارش زمین‌شناسی منطقه‌ای نیز در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته است تا درک بهتری از ساختار زمین‌شناسی منطقه حاصل شود.



شکل ۳: یک برش دوبعدی لرزه‌ای از خط Inline شماره ۱۲۳۱ را نشان می‌دهد که بخشی از مجموعه داده‌های لرزه‌ای سه‌بعدی شامل ۱۰۱۵ خط لرزه و ۸۰۱ خط متقاطع است. در این تصویر، مرز بالایی و پایینی لایه مخزنی—که به ترتیب به سازندهای کژدمی و داریان تعلق دارند—مشخص شده‌اند. همچنین، لاگ موج P مربوط به چاه «C» نیز در شکل قابل مشاهده است.

۳.۲. وارون سازی همزمان

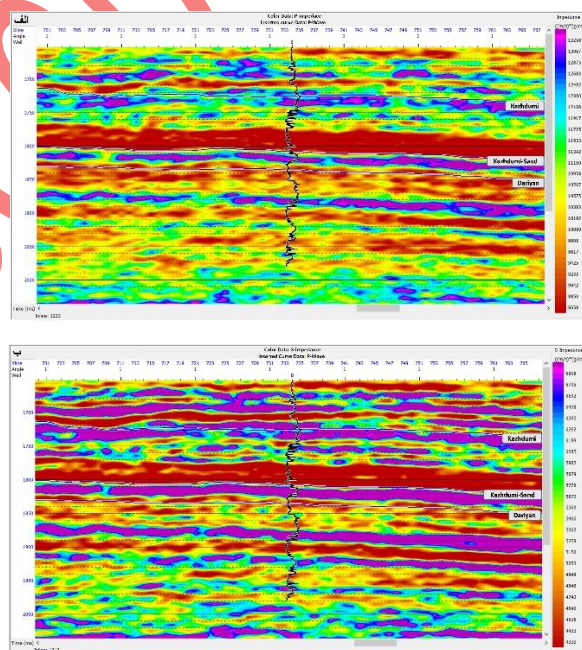
به منظور تخمین خواص الاستیک، از روش وارون سازی همزمان داده های لرزه ای استفاده شده است که در ادامه برای تفکیک لیتولوژی و سیال به کار می رود. در این روش، چندین پارامتر به طور همزمان و با استفاده از داده های لرزه ای پیش از برانبارش تخمین زده می شوند (Soldo 2009; Coulon et al. 2006). این روش مبتنی بر سه فرض کلیدی است:

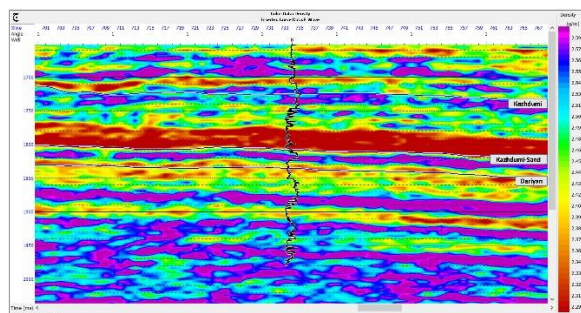
۱. فرض نخست این است که تقریب خطی برای ضرایب بازتاب صحیح است. در ریاضیات، تقریب خطی به معنی برآورد یک تابع کلی با استفاده از تابع خطی است.

۲. فرض دوم بیان می کند که بازتاب های PP و PS به عنوان تابعی از زاویه را می توان با استفاده از معادلات Aki-Richards استخراج کرد.

۳. فرض سوم بر وجود رابطه خطی بین مقاومت صوتی تراکمی، مقاومت صوتی برشی و چگالی تأکید دارد (Hampson et al., 2005).

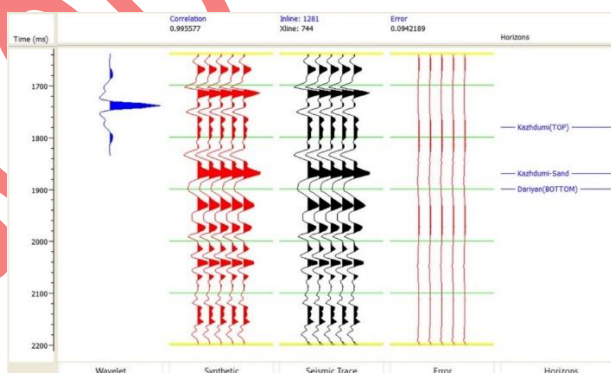
با در نظر گرفتن این فرضیات، مقاومت صوتی تراکمی، مقاومت صوتی برشی و چگالی (شکل ۴) از طریق به روزرسانی یک مدل اولیه احتمالاتی از مقاومت P تخمین زده می شوند (Veiire & Landrø, 2006). طی دهه های گذشته، تکنیک های مختلف وارون سازی به منظور تفسیر داده های بازتاب لرزه ای توسعه یافته اند که برخی از آنها مبتنی بر معادلات زوپریتس و نات (Knott و Zoeppritz) هستند و با بهبودهایی همراه بوده اند (Shuey, 1985). پیش از انجام فرآیند وارون سازی، تطابق بین رد لرزه ای و رد لرزه ای مصنوعی بررسی شد تا دقت روش تضمین شود. همان طور که در شکل ۵ مشاهده می شود، ضریب همبستگی برابر با ۰.۹۹ به دست آمد که نشان دهنده دقت بالای فرآیند وارون سازی است.





شکل ۴: شامل مقاطع لرزه ای از مقاومت صوتی تراکمی Z_p (۶، الف)، مقاومت صوتی برشی Z_s (۶، ب)، و چگالی (۶، ج) است که از طریق وارون سازی کامل داده های لرزه ای سبب بعدی به دست آمده اند. در این شکل، خط لرزه ای شماره ۱۶۰۰ به عنوان نمونه ای شاخص از نتایج حاصل از فرآیند وارون سازی اعمال شده بر کل حجم داده های لرزه ای نمایش داده شده است.

یکی از عوامل کلیدی در افزایش دقت فرآیند وارون سازی لرزه ای، انتخاب صحیح موجک لرزه ای است، زیرا موجک به عنوان نمایه ای از پاسخ سیستم برداشت داده ها به انرژی ورودی، نقش مستقیمی در انطباق نتایج مدل سازی با داده های واقعی دارد. در این مطالعه، برای افزایش دقت وارون سازی، چندین موجک از داده های لرزه ای استخراج شد. این استخراج به صورت آماری و بر اساس میانگین گیری از چندین ردلرزه در حوالی چاه ها انجام گرفت تا اثر نویز و تغییرات محلی کاهش یابد. پس از تحلیل های طیفی و مقایسه تطابق بین داده های مصنوعی و واقعی، موجکی انتخاب شد که بیشترین همبستگی را با ردلرزه ها داشت. استفاده از این موجک اختصاصی موجب افزایش دقت در فرآیند وارون سازی و استخراج قابل اعتمادتر پارامترهای الاستیک مانند مقاومت صوتی، مدول یانگ و چگالی شد.



شکل ۵: نشان دهنده همبستگی بسیار بالای ۰/۹۰ بین ردلرزه های واقعی و مصنوعی است که با خطای بسیار ناچیز (۰/۰۹۴۲۱۸۹) همراه بوده است. موجک مورد استفاده در فرآیند وارون سازی در سمت چپ تصویر نمایش داده شده، و در سمت راست، تطابق دقیق سطوح لرزه ای در هر دو ردلرزه به وضوح مشاهده می شود.

۳.۳. پارامترهای ژئومکانیکی

نسبت پواسون (ν) بیانگر رابطه‌ی بین کرنش جانبی و کرنش محوری در بارگذاری یکنواخت است (Jiang & Park, 2014) و در تشخیص نوع سنگ و سیال بسیار مؤثر است. شیل‌ها معمولاً نسبت پواسون پایین‌تری دارند، در حالی که ماسه‌سنگ‌ها مقادیر بالاتری را نشان می‌دهند. همچنین، سنگ‌های اشباع از گاز نسبت به آب یا نفت، ν کمتری دارند (Xie et al., 2011). نسبت پواسون (ν) را می‌توان با استفاده از مقاومت موج P (Z_p) و مقاومت موج S (Z_s) از طریق رابطه زیر محاسبه کرد:

$$\nu = (Z_p^2 - 2Z_s^2) / (2Z_p^2 - 2Z_s^2) \quad (1)$$

مدول یانگ (E) یکی از ویژگی‌های اساسی مواد الاستیک است که سختی یا مقاومت آن‌ها را در برابر تغییر شکل کششی یا فشاری نشان می‌دهد و به صورت نسبت تنش به کرنش در ناحیه الاستیک تعریف می‌شود. مدول یانگ در شناسایی محتوای سیالات مفید است، زیرا وجود سیالاتی مانند گاز یا آب می‌تواند سختی سنگ‌ها را تغییر دهد (Sharma & Chopra, 2012). معادله‌ای که برای برآورد این پارامتر تنها با استفاده از مقاومت صوتی به کار می‌رود، به شرح زیر است:

$$E \times \rho = Z_s^2 \times ((3Z_p^2 - 4Z_s^2) / (Z_p^2 - Z_s^2)) \quad (2)$$

لامبدا-رو ($\lambda\rho$) (سعی بر آن شد در قسمت‌های مختلف مقاله از نماد یا معادل فارسی پارامتر استفاده شود) حاصل ضرب اولین پارامتر لامه (λ) در چگالی (ρ) است که مقاومت سنگ در برابر فشار تحت تنش را، به‌ویژه در حضور سیالات، نشان می‌دهد (Katahara, 2001). این پارامتر برای تمایز بین سنگ‌های متراکم (مثل شیل) و سنگ‌های متخلخل (مثل ماسه‌سنگ) مفید است. $\lambda\rho$ را می‌توان با استفاده از رابطه زیر محاسبه کرد:

$$\lambda\rho \text{ or } LR = Z_p^2 - 2 \left(Z_p^2 / (V_p / V_s)^2 \right) \quad (3)$$

پارامتر مو-رو ($\mu\rho$)، (سعی بر آن شد در قسمت‌های مختلف مقاله از نماد یا معادل فارسی پارامتر استفاده شود) از حاصل ضرب مدول برشی (μ) در چگالی (ρ) به دست می‌آید. به دلیل اینکه این پارامتر نسبت به نوع سیال حساس نیست شاخص خوبی برای تعیین لیتولوژی مستقل از محتوای به حساب می‌آید (Kaczmarczyk-Kuszpit, 2021). $\mu\rho$ را می‌توان مستقیماً از مقاومت موج S با استفاده از رابطه زیر محاسبه کرد:

$$\mu\rho \text{ or } MR = Z_s^2 \quad (4)$$

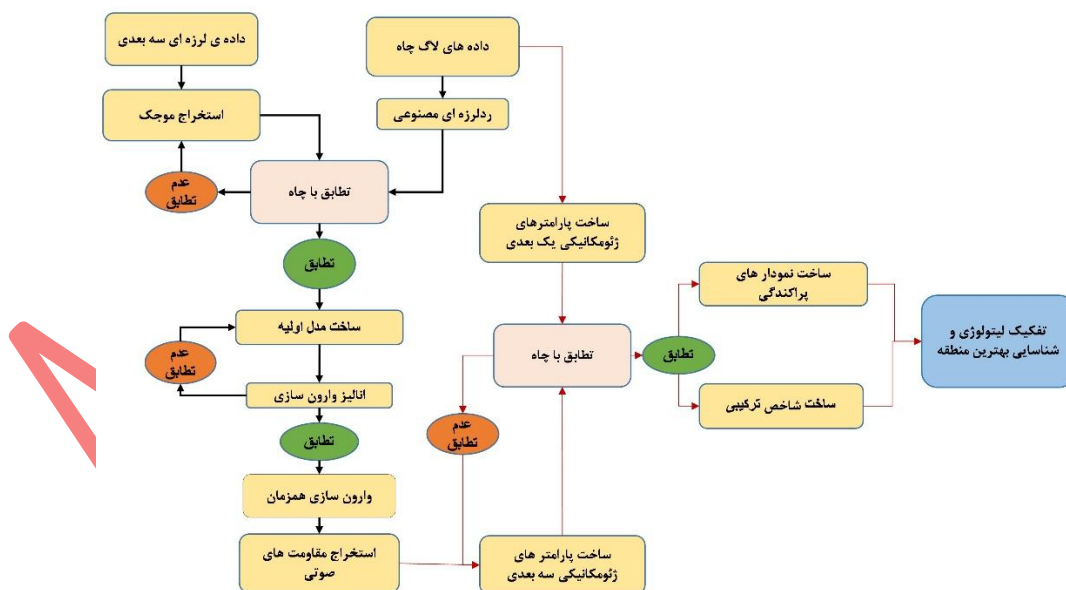
۴. بحث و نتیجه‌گیری

۴.۱. جریان کار تحلیل مخزن با استفاده از پارامترهای ژئومکانیکی

در این مطالعه، یک روش ارزیابی دو مرحله‌ای برای شناسایی و ارزیابی مؤثر پتانسیل هیدروکربنی و موقعیت‌های مخزنی از طریق بهره‌گیری از پارامترهای ژئومکانیکی توسعه یافت. در ابتدا، پارامترهایی صوتی و ژئومکانیکی در امتداد افق مخزنی تخمین زده شده و در یک شاخص مشترک ترکیب شدند. در مرحله اول، این ویژگی با ضخامت مخزن مقایسه و موازنه شد تا نواحی با پتانسیل هیدروکربنی شناسایی شوند. در مرحله دوم، این نواحی با پتانسیل بالا با استفاده از پنج نمودار پراکندگی مورد تحلیل بیشتر قرار گرفتند تا زون‌های شیل، سنگ آهک، سنگ آهک حاوی گاز و ماسه‌سنگ حاوی نفت تفکیک شوند. این جریان کار که توسط داده‌های جدول ۱ و شکل ۶ پشتیبانی می‌شود، رویکردی نظام‌مند برای توصیف قابل اطمینان مخزن ارائه می‌دهد.

جدول ۱. ویژگی‌های ژئومکانیکی در انواع مختلف سنگ و سیال را نشان می‌دهد که به تشخیص لیتولوژی و نوع سیال در مخزن کمک می‌کنند.

لیتولوژی / متغیر	P impedance ((m/s) * (g/cc))	Vp/Vs	Young's Modulus N/m ²	Poisson Ratio unit less	Mu-Rho GPa*g/cc	Lambda-Rho GPa*g/cc
شیل	بسیار بالا	پایین	بسیار بالا	پایین	بالا	بسیار بالا
سنگ آهک	پایین	بالا	پایین	بالا	پایین	پایین
سنگ آهک گازدار	بسیار پایین	بسیار بالا	بسیار پایین	بسیار بالا	بسیار پایین	بالا
ماسه سنگ نفتی	بالا	بسیار پایین	بالا	بسیار پایین	بالا	بسیار پایین

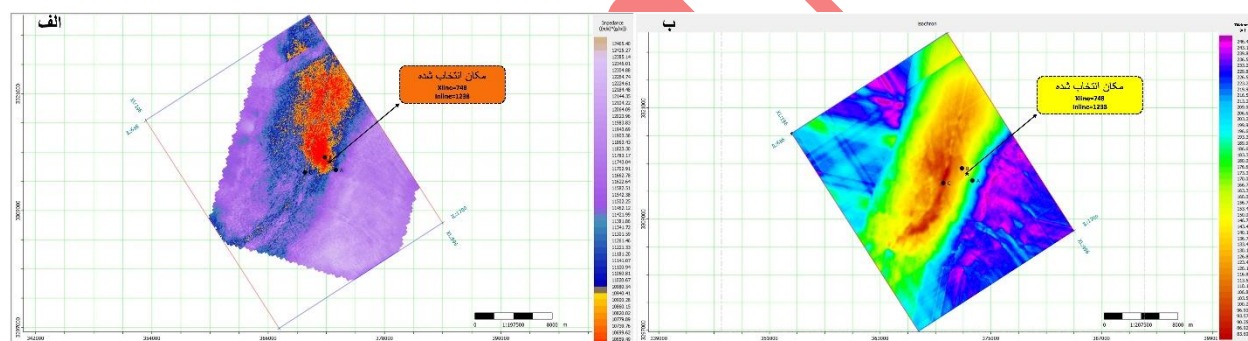


شکل ۶: مراحل یک فرایند ارزیابی دو مرحله‌ای را نمایش می‌دهد. در گام نخست، وارون‌سازی همزمان جهت استخراج مقاومت‌های صوتی و چگالی انجام می‌شود. این نتایج به‌عنوان ورودی برای محاسبه ویژگی‌های ژئومکانیکی به کار می‌روند. سپس، بر پایه پارامترهای ژئومکانیکی به‌دست‌آمده، پنج نمودار پراکندگی و یک نقشه ایزومپ تهیه شده که در ادامه برای تحلیل جامع

ویژگی‌های زمین‌شناسی و نوع سیال موجود در مخزن مورد استفاده قرار گرفته‌اند.

۴.۲. بهینه‌سازی انتخاب مخازن هیدروکربنی از طریق تحلیل ژئومکانیکی و ضخامت

در مرحله ابتدایی این مطالعه، یک "شاخص مشترک" با ضرب پنج پارامتر ژئومکانیکی و صوتی (شاخص مشترک $V_p/V_s \times Z_p =$ در امتداد لایه مخزنی ساخته شد. این ویژگی به صورت برش افقی ترسیم شده و نواحی با مقادیر کمتر را که نشان‌دهنده زون‌های غنی از هیدروکربن هستند، مشخص می‌کند (مطابق با شکل ۷، A). این روش، تقسیم‌بندی سریع مخزن را ممکن ساخته، خطاهای وابسته به پارامترهای مجزا را کاهش می‌دهد و با افزایش تضاد مقادیر، وضوح تحلیل را افزایش می‌دهد (Taras & Riahi, 2023). به طور هم‌زمان، ضخامت مخزن از طریق اختلاف بین عمق افق‌های بالایی و پایینی آن محاسبه و به صورت نقشه افقی ترسیم شد (تصویر ۷، B). بهترین مکان در مخزن سپس با متعادل‌سازی کمترین مقادیر شاخص مشترک و بیشترین ضخامت تعیین گردید، با درک این نکته که این دو عامل ممکن است هم‌زمان در یک نقطه دارای مطلوبترین مقدار نباشند، برای تحلیل‌های بعدی مشخص شد (شکل ۷). این روش با ادغام ویژگی‌های ژئومکانیکی و ابعاد فیزیکی مخزن، به طور مؤثری نواحی مطلوب هیدروکربنی را شناسایی می‌کند.



شکل ۷: (الف) برش افقی از شاخص ترکیبی که از پنج پارامتر ژئومکانیکی مشتق شده، ناحیه‌ای منتخب با پتانسیل بالای هیدروکربنی را برجسته می‌سازد. (ب) نقشه‌ای ضخامت افقی لایه‌ی مخزن را ارائه می‌دهد.

۴.۳. ارزیابی عمودی مخزن با استفاده از تحلیل نمودار متقاطع خواص الاستیک

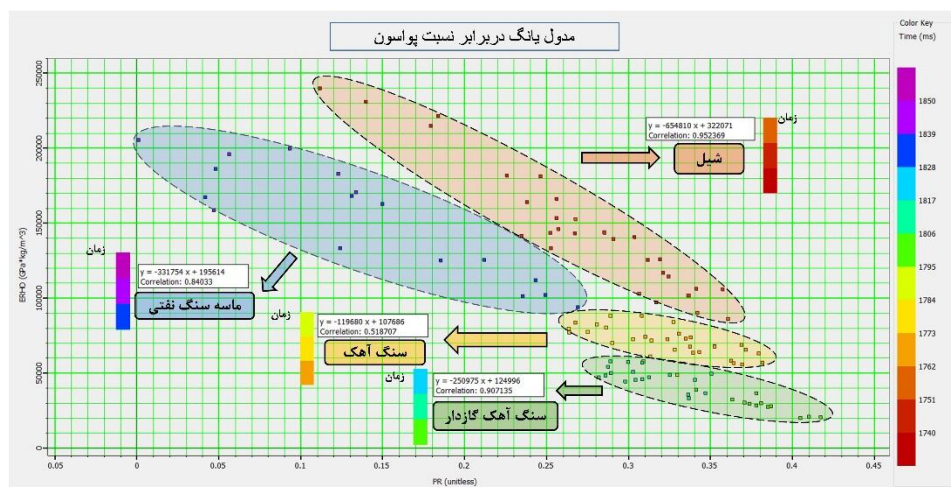
در مرحله دوم این مطالعه، موقعیت بهینه مخزن که در مرحله اول شناسایی شده بود (تصاویر ۷)، به صورت عمودی و با استفاده از نمودارهای پراکندگی برای ارزیابی خواص الاستیک و تمایز چهار زون مجزا با سه لیتولوژی مختلف شامل: شیل، سنگ آهک، سنگ آهک گازی و ماسه‌سنگ نفتی، مورد تحلیل قرار گرفت. نمودارهای پراکندگی که تمامی خواص سنگ را ترسیم می‌کنند، ابزاری مؤثر برای ارزیابی لیتولوژی و شناسایی سیالات مخزنی هستند و خوشه‌هایی مجزا برای انواع مختلف سنگ‌ها و سیالات تشکیل می‌دهند (Castagna & Swan, 1997). پارامترهای کلیدی ژئومکانیکی حاصل از وارون‌سازی داده‌های لرزه‌ای در نمودار

های پراکندگی ترسیم شده‌اند تا ویژگی‌های لیتولوژی‌ها و سیالات درون حفره‌های در پهنه‌ی وسیع و پیوسته‌ای مورد مطالعه قرار گیرد (Roy et al., 2012).

۴.۳.۱. مدول یانگ در برابر نسبت پواسون (رابطه‌ی بین پارامترهای ژئومکانیکی و رفتار سنگ‌ها در تمام بخش‌ها تا حد امکان برای نمودارهای پراکندگی با جزئیات بیشتری تحلیل شد)

در این مطالعه، مخازن هیدروکربنی با ویژگی‌های شکننده با نسبت پواسون و مدول یانگ پایین شناسایی می‌شوند. برای تحلیل این موضوع، یک نمودار پراکندگی (تصویر ۸) ساخته شد که این پارامترها را برای مکان انتخاب‌شده از مرحله اول (تصاویر ۷) نمایش می‌دهد. در این نمودار، داده‌ها به چهار زون مجزا تقسیم شده‌اند که با سه نوع لیتولوژی مطابقت دارند: ماسه‌سنگ نفتی، سنگ آهک، سنگ آهک گازی و شیل. شیل که با رنگ نارنجی-قرمز مشخص شده است، در کم عمق‌ترین بخش سازند قرار دارد و با مدول یانگ بالا و نسبت پواسون متوسط مشخص می‌شود. مقدار بالای مدول یانگ نشان دهنده‌ی سختی الاستیک بالا و مقاومت کشسان زیاد است. در حالی که نسبت پواسون متوسط بیانگر رفتاری ترکیبی از چقرمگی و شکنندگی است. این ویژگی‌ها شیل را به یک یلایه پوششی ایده‌آل تبدیل می‌کند که از فرار هیدروکربن‌ها از لایه‌های زیرین جلوگیری می‌کند. ضریب همبستگی بسیار بالا نیز به انسجام و اعتبار بالای داده‌ها در این زون اشاره دارد. سنگ آهک که با رنگ زرد-قهوه‌ای نشان داده شده، در عمق میانی قرار دارد و با مدول یانگ متوسط و نسبت پواسون بالا مشخص شده است. این مقادیر نشان می‌دهد که سنگ آهک سختی متوسطی دارد — کمتر از شیل ولی بیشتر از سنگ آهک گازدار — و رفتاری چقرمه از خود نشان می‌دهد. نسبت پواسون بالا معمولاً به سنگ‌هایی با قابلیت تغییر شکل بدون شکست آنی مربوط است که در محیط‌های اشباع از آب رایج است. ضریب همبستگی پایین‌تر در این زون ممکن است ناشی از ناهمگنی بیشتر در ترکیب یا اشباع‌بودن سنگ باشد. سنگ آهک گازی که با رنگ سبز-آبی مشخص شده، نیز در بخش میانی عمق قرار دارد اما با ویژگی‌های متفاوت، از جمله پایین‌ترین مدول یانگ و بالاترین نسبت پواسون. مقدار پایین مدول یانگ نشان دهنده ساختار متخلخل و انعطاف‌پذیر سنگ است که برای ذخیره گاز مناسب می‌باشد. همچنین نسبت پواسون بالا می‌تواند بیانگر اثر گاز در افزایش چقرمگی باشد، زیرا گاز به‌عنوان عامل جذب تنش عمل می‌کند. این رفتار ژئومکانیکی آن را به مخزنی ایده‌آل برای گاز طبیعی تبدیل می‌کند. ضریب همبستگی بالا نیز مؤید رابطه پایدار بین پارامترهای مورد بررسی است. ماسه‌سنگ نفتی که با رنگ آبی تیره-بنفش نشان داده شده، در عمق‌های پایین‌تر دیده می‌شود و ویژگی بارز آن دامنه گسترده مدول یانگ همراه با پایین‌ترین نسبت پواسون است. نسبت پواسون پایین مشخصه‌ای از رفتار شکننده و تخلخل بالا است که برای تولید نفت بسیار مطلوب است. این سنگ‌ها به راحتی دچار شکست طبیعی می‌شوند که باعث افزایش تراوایی و سهولت استخراج نفت می‌شود. با توجه به ضریب همبستگی نسبتاً بالا، می‌توان به پایایی رفتار فیزیکی در این زون اعتماد کرد. نوار رنگی در شکل ۸ عمق را (۱۷۳۰ تا ۱۹۶۰ میلی‌ثانیه) نشان می‌دهد که شیل در کم عمق‌ترین لایه‌ها (۱۷۳۰-۱۷۶۲ میلی‌ثانیه) قرار دارد، در حالی که سنگ آهک و سنگ آهک گازی

در عمق‌های میانی (۱۷۶۲–۱۸۲۸ میلی‌ثانیه) دیده می‌شوند و ماسه‌سنگ نفتی در عمق‌های بیشتر (۱۸۲۸–۱۹۶۰ میلی‌ثانیه) قرار دارد.



شکل ۸: نمودار پراکندگی مدول یانگ در برابر نسبت پواسون را نشان می‌دهد برای ناحیه‌ی انتخاب شده نشان می‌دهد.

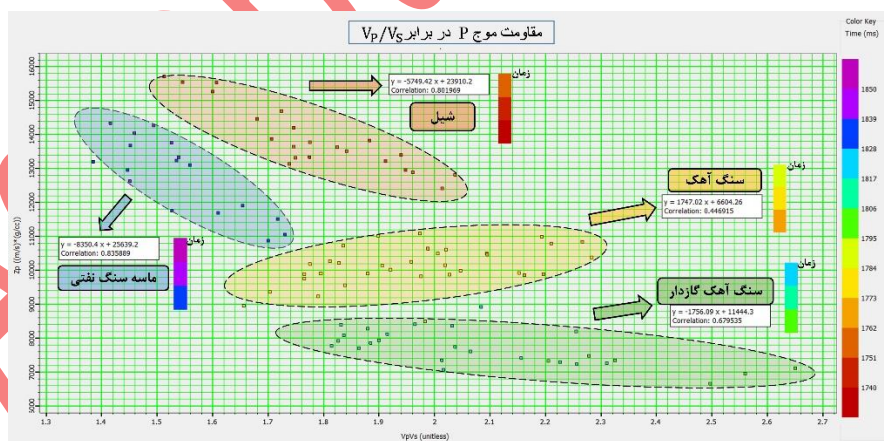
این لایه‌بندی با ساختار مورد انتظار یک مخزن هیدروکربنی مطابقت دارد، جایی که لایه‌های غیرقابل نفوذ شیل به عنوان پوششی بر روی سنگ‌های مخزن متخلخل عمل کرده و مانع از فرار هیدروکربن‌ها می‌شوند. تمایز واضح بین خوشه‌ها، قابلیت اعتماد داده‌های لرزه‌ای در طبقه‌بندی لیتولوژی را تأیید می‌کند. جزئیات بیشتر برای روش‌شناسی و مشخصات ژئومکانیکی در جدول ۲ ارائه شده‌اند.

جدول ۲: مشخصات ژئومکانیکی مطابق با اطلاعات ارائه‌شده در شکل ۸.

لیتولوژی	رنگ نقاط	ERho GPa*kg/ m ³	PR Unit less	معادله‌ی همبستگی	ضریب همبستگی
شیل	قرمز-نارنجی	۲۵۰۰۰۰-۸۵۰۰۰	۰.۳۶-۰.۱۱	$Y = -654810 \cdot X + 322071$	۰.۹۵
سنگ آهک	قهوه‌ای-زرد	۸۷۰۰۰-۵۵۰۰۰	۰.۳۸-۰.۲۶	$Y = -119680 \cdot X + 107686$	۰.۵۱
سنگ آهک گازدار	سبز-آبی	۵۷۰۰۰-۱۹۰۰۰	۰.۴۱-۰.۲۸	$Y = -250975 \cdot X + 124996$	۰.۹
ماسه سنگ نفتی	آبی تیره - بنفش	۲۰۵۵۰۰-۹۰۰۰۰	۰.۲۶-۰.۰۱	$Y = -331754 \cdot X + 195614$	۰.۸۴

۴.۳.۲. مقاومت صوتی تراکمی P در برابر نسبت V_p/V_s

نمودار پراکندگی مقاومت صوتی تراکمی در برابر نسبت V_p/V_s دامنه‌های مشخصی از پاسخ‌های لیتولوژیکی را نشان می‌دهد (شکل ۹). شیل دارای مقاومت صوتی بالا و نسبت V_p/V_s متوسط است. مقاومت صوتی بالا نشان دهنده ی سختی بالای ماتریس سنگ و فشردگی زیاد دانه ها است، که معمولاً در سنگ های ریزدانه، متراکم و غیر متخلخل مثل شیل مشاهده می شود. نسبت متوسط V_p/V_s نیز نشان دهنده ی رفتار مکانیکی متعادل است که نه کاملاً شکننده و نه کاملاً چقرمه است. ضریب همبستگی بالا و شیب منفی تند معادله همبستگی نشان می‌دهد که با افزایش نسبت V_p/V_s کاهش قابل توجهی در مقاومت صوتی تراکمی رخ می‌دهد که بیانگر کنترل غالب سنگ و سیال بر رفتار صوتی است. سنگ آهک دارای مقاومت صوتی نسبتاً پایین‌تر و نسبت V_p/V_s بالاتر است. نسبت بالای V_p/V_s معمولاً بیانگر چقرمگی بیشتر در سنگ های کربناته است. کاهش مقاومت صوتی نسبت به شیل، نشان دهنده ی کاهش سختی و افزایش فشردگی پذیری سنگ می باشد. شیب مثبت ضعیف در این زون، بر ناهمگنی لیتولوژیکی و تاثیر متغیر سیالات در پاسخ لرزه ای تاکید دارد. این نوع سنگ ها ممکن است در شرایط خاص به عنوان سنگ مخزن عمل کنند ولی عملکرد آن ها به شدت به میزان شکستگی ها و نوع سیال وابسته است. سنگ آهک گازدار با کمترین مقاومت صوتی و بالاترین نسبت V_p/V_s نشان دهنده وجود تخلخل های قابل توجه همراه با گاز است که موجب افت چشمگیر سرعت موج برشی و در نتیجه افزایش این نسبت می‌شود. شیب منفی متوسط و ضریب همبستگی میانه (۰.۶۸) در این زون تأکید می‌کند که رفتار این سنگ‌ها تحت تأثیر ترکیب سنگی و سیال قرار دارد اما همچنان روند مشخصی دارد، به‌ویژه در شرایط گازدار که کاهش مقاومت صوتی کاملاً مشهود است و ظرفیت ذخیره‌سازی گاز بالا می‌باشد. ماسه‌سنگ نفتی که با رنگ آبی تیره-بنفش نمایش داده شده، دارای مقاومت صوتی بالا و پایین‌ترین نسبت V_p/V_s است که ساختاری شکننده با تخلخل مؤثر را نشان می‌دهد، ویژگی‌هایی که آن را به یک سنگ مخزن ایده‌آل برای نفت تبدیل می‌کند. شیب منفی تند و ضریب همبستگی بالا نیز بر رفتار قابل پیش‌بینی صوتی و همگونی فیزیکی در این زون تأکید دارد.



شکل ۹: نمودار پراکندگی مقاومت صوتی تراکمی در برابر (V_p/V_s) را برای ناحیه انتخاب شده نمایش می‌دهد.

در مجموع، تحلیل معادلات همبستگی شکل ۹ نشان می‌دهد که شیل و ماسه‌سنگ نفتی دارای ارتباط قوی و شیب منفی تند هستند که بر تأثیر کنترل شده سیال/سنگ و ثبات پاسخ ژئوفیزیکی دلالت دارد، در حالی که سنگ آهک و سنگ آهک گازدار به دلیل تأثیر بیشتر متغیرهای سیالی و بافتی، دارای روندهای ضعیف‌تر یا متغیرتر هستند؛ به‌طوری‌که در سنگ آهک حتی

شیب مثبت نیز مشاهده می‌شود که نشان‌دهنده وابستگی بیشتر به شرایط خاص لیتولوژیکی و اشباع‌بودگی است. جدول ۳ ویژگی‌های ژئومکانیکی استخراج‌شده از داده‌های شکل ۹ را ارائه می‌دهد.

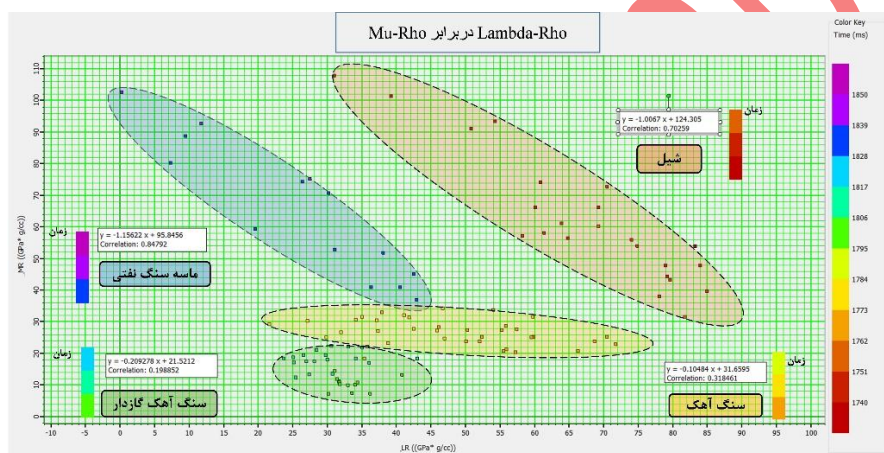
جدول ۳: مشخصات ژئومکانیکی مطابق با داده‌های نمایش داده‌شده در شکل ۹.

سنگ شناسی	رنگ نقطه‌ها	Z_p ((m/s)*(g/cc))	V_p/V_s Unit less	معادله همبستگی	ضریب همبستگی
شیل	قرمز-نارنجی	۱۲۴۰۰-۱۵۷۰۰	۱/۵۱-۲/۰۳	$Y = -5749/42 X + 23910/2$	۰/۸۰
سنگ آهک	قهوه‌ای-زرد	۹۰۰۰-۱۱۰۰۰	۱/۶۵-۲/۲۸	$Y = 1747/028 X + 6604/26$	۰/۴۵
سنگ آهک گازدار	سبز-آبی	۶۷۰۰-۸۵۰۰	۱/۸۱-۲/۶۴	$Y = -1756/09 X + 11444/3$	۰/۶۸
ماسه سنگ نفتی	آبی تیره- بنفش	۱۰۸۰۰-۱۴۴۰۰	۱/۳۸-۱/۷۷	$Y = -8350/4 X + 25639/2$	۰/۸۳

۴.۳.۳. مو-رو در برابر لامبدا-رو (LMR)

در این مطالعه، نمودار پراکندگی مو-رو در برابر لامبدا-رو (LMR) به عنوان ابزاری کارآمد برای تحلیل هم‌زمان ویژگی‌های لیتولوژیکی و رفتار سیالات در سنگ‌های مخزنی مورد استفاده قرار گرفت. این نمودار بر پایه پارامترهای پتروفیزیکی طراحی شده و با بهره‌گیری از پایداری مو-رو نسبت به تغییرات سیال و حساسیت بالای لامبدا-رو به حضور سیالات، نسبت به روش‌های سنتی مانند نسبت V_p/V_s در برابر مقاومت موج P، توان تفکیک‌پذیری دقیق‌تری را فراهم می‌سازد. تحلیل داده‌های ارائه‌شده در شکل ۱۰ نشان می‌دهد که لیتولوژی‌های مختلف در فضای LMR رفتارهای کاملاً متمایزی از خود نشان می‌دهند. شیل‌ها به دلیل دارا بودن مقادیر بالای هر دو پارامتر، نمایانگر سنگ‌هایی با تراکم و سختی بالا هستند که در آن‌ها مو-رو، با وجود حساسیت لامبدا-رو به سیال، نسبت به تغییرات سیال پایدار باقی مانده و این پایداری منجر به واکنش‌پذیری کمتر این لیتولوژی نسبت به نوسانات اشباع می‌شود. ضریب همبستگی نسبتاً بالا و منفی در شیل‌ها حاکی از رابطه معکوس مشخص میان مقاومت برشی و اثر سیال است که عمدتاً در سنگ‌های رسی با تخلخل کم و میزان بالای مواد جامد دیده می‌شود. در مقابل، سنگ آهک‌ها دارای مقادیر پایین‌تر و دامنه محدودتری از مو-رو و لامبدا-رو هستند که این امر نشان‌دهنده انعطاف‌پذیری بیشتر ساختاری و تأثیرپذیری کمتر از تغییرات سیال می‌باشد. با این حال، همبستگی ضعیف‌تر در این دسته از سنگ‌ها به دلیل ناهمگنی‌های لیتولوژیکی نظیر تفاوت در تخلخل یا بلورینگی می‌تواند منجر به کاهش یکنواختی رابطه بین پارامترها شود. سنگ

آهک‌های گازدار به‌وضوح از سایر آهک‌ها متمایز شده و کاهش چشمگیر در مقدار مو-رو ناشی از حضور گاز باعث جابه‌جایی آن‌ها به ناحیه‌ای مستقل در فضای نمودار شده است، هرچند همبستگی ضعیف‌تر این دسته نشان می‌دهد که واکنش‌پذیری مو-رو نسبت به تغییر فاز سیال از مایع به گاز بسیار بالاست اما ارتباط میان سختی و تراکم در این حالت کمتر تابع قانون‌مندی خطی است؛ و ماسه‌سنگ‌های نفتی با مقادیر نسبتاً بالای مو-رو نسبت به سنگ آهک‌ها، اما در ترکیب با مقادیر بسیار پایین و متغیر لامبدا-رو، نشان‌دهنده ساختاری با مقاومت برشی قابل توجه و در عین حال حساسیت بالا به اشباع سیال هستند. گستره وسیع لامبدا-رو در این لیتولوژی، حاکی از وجود تخلخل بالا و تغییرات گسترده در اشباع هیدروکربنی است که باعث می‌شود این سنگ‌ها در فضای LMR با شیب همبستگی منفی بسیار قوی مشخصاً از سایر لیتولوژی‌ها متمایز شوند. این رفتار نشان‌دهنده اثرپذیری چشمگیر ویژگی‌های دینامیکی سنگ از تغییرات سیال، به‌ویژه در نواحی ترد و نفوذپذیر است که نقش مهمی در تحلیل کیفیت مخزن و پیش‌بینی رفتار تولید دارند.



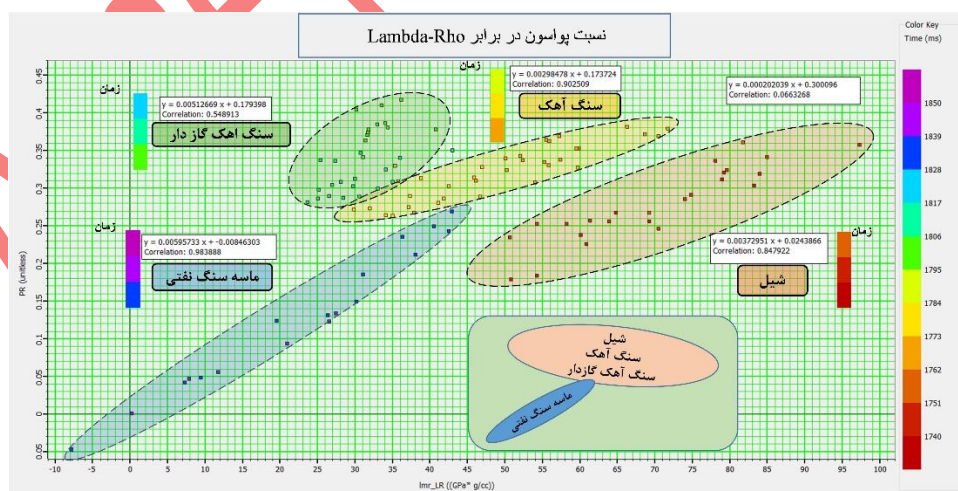
شکل ۱۰: نمودار پراکندگی مو-رو در برابر لامبدا-رو را برای ناحیه انتخاب‌شده نمایش می‌دهد.

جدول ۴: مشخصات ژئومکانیکی مطابق با داده‌های نمایش داده‌شده در شکل ۱۰.

سنگ شناسی	رنگ نقطه ها	LR GPa*(g/ cc)	MR GPa*(g/ cc)	معادله همبستگی	ضریب همبستگی
شیل	قرمز-نارنجی	۳۱-۸۵	۳۱-۱۰۷	$Y = - 1/0.067 X + 124/305$	۰/۷۰
سنگ آهک	قهوه ای-زرد	۲۰-۷۲	۲۰-۳۴	$Y = - 0/1044 X + 31/6595$	۰/۳۱
سنگ آهک گازدار	سبز-آبی	۲۳-۴۲	۶-۲۳	$Y = - 0/208278 X + 21/5212$	۰/۱۹
ماسه سنگ نفتی	آبی تیره- بنفش	۰/۲۶-۴۰	۳۷-۱۰۲	$Y = - 1/15622 X + 95/8456$	۰/۸۴

۴.۳.۴. نسبت پواسون در برابر لامبدا-رو

در میان نمودارهای پراکندگی ارائه شده (شکل های ۸ تا ۱۰)، پارامترهای لامبدا-رو و نسبت پواسون به عنوان مؤثرترین ویژگی ها در تفکیک لیتولوژی های نظیر شیل، سنگ آهک، سنگ آهک گازدار و ماسه سنگ نفتی شناسایی شده اند. لامبدا-رو نمایانگر مقاومت سنگ در برابر تراکم است که تحت تأثیر نوع سیال تغییر می کند؛ به گونه ای که گاز موجب کاهش این مقاومت و افزایش تراکم پذیری (به ویژه در سنگ آهک گازدار) و نفت یا آب موجب افزایش آن در سنگ هایی چون ماسه سنگ نفتی می شود. نسبت پواسون نیز میزان تغییر شکل جانبی سنگ را در برابر فشار محوری نشان داده و در تمایز سنگ های سخت و نرم و همچنین شناسایی تأثیر سیالات نقش مهمی ایفا می کند. در مقایسه با این دو پارامتر، سایر ویژگی های لرزه ای کارایی کمتری در جداسازی لیتولوژی و تشخیص نواحی سیالی از خود نشان داده اند. نسبت V_p/V_s نمی تواند تأثیر لیتولوژی و سیال را به طور مجزا تفکیک کند، مدول یانگ به تغییرات ناشی از سیال واکنش کافی نشان نمی دهد، مقاومت موج P با ترکیب چند ویژگی فیزیکی نمی تواند اثر سیالات را به طور مجزا منعکس کند، و مو-رو که صرفاً بر ویژگی های برشی تمرکز دارد، تأثیر سیالات را نادیده می گیرد. به همین منظور، نمودار پراکندگی جدیدی بر پایه ترکیب دو پارامتر کلیدی لامبدا-رو (محور افقی) و نسبت پواسون (محور عمودی) طراحی شد. این نمودار توانست خوشه بندی دقیقی از لیتولوژی های مختلف ارائه دهد، به ویژه ماسه سنگ نفتی که به دلیل ویژگی های متمایز ناشی از محتوای نفت، به وضوح از سایر سنگ ها جدا شده است. این تمایز به مقاومت متوسط این لیتولوژی در برابر تراکم و کشیدگی جانبی ناشی از وجود نفت نسبت داده می شود که آن را از سنگ آهک گازدار با تراکم پذیری بالا، سنگ آهک سخت و طبیعت نرم و تغییر شکل پذیر شیل متمایز می سازد. این ویژگی های متضاد، باعث شکل گیری خوشه ای کاملاً مشخص برای ماسه سنگ نفتی در نمودار پراکندگی شده اند (شکل ۱۱).



شکل ۱۱: نمودار پراکندگی نسبت پواسون در برابر لامبدا-رو را برای ناحیه منتخب نشان می دهد.

نمودار پراکندگ نسبت پواسون در برابر لامبدا-رو همچنین همبستگی‌های قوی‌تری نسبت به نمودارهای دیگری مانند مدول یانگ در برابر نسبت پواسون یا مقاومت موج P در برابر نسبت V_p/V_s نشان می‌دهد. این موضوع بر اثربخشی این نمودار در شناسایی پایدار انواع سنگ و نواحی حاوی سیال، به‌ویژه در مناطق نفت‌دار، تأکید دارد و موجب ارتقای تحلیل‌های مخزنی می‌شود. جدول ۵ ویژگی‌های ژئومکانیکی استخراج‌شده از داده‌های ارائه‌شده در شکل ۱۱ را نشان می‌دهد.

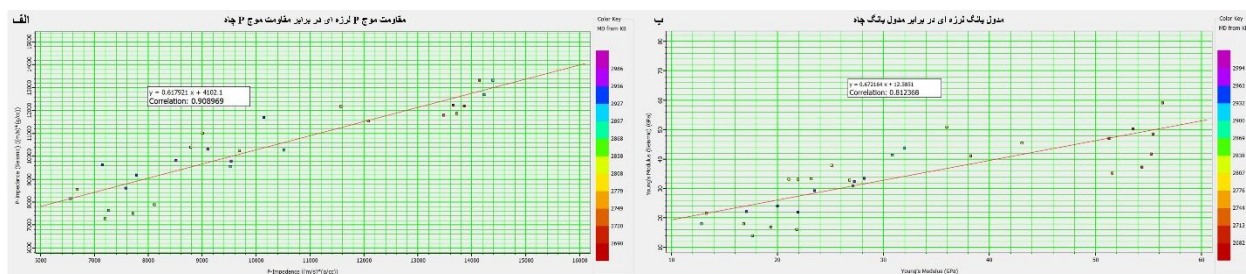
جدول ۵: ویژگی‌های ژئومکانیکی مطابق با داده‌های نمایش داده‌شده در شکل ۱۱.

لیتولوژی	رنگ	LR GPa* μ /cc	Poisson's ratio Unit less	معادله ی همبستگی	ضریب همبستگی
شیل	آبی-بنفش	۳۱-۸۵	۰/۱۱-۰/۳۶	$Y = ۰/۰۰۳۷۲۹۵۱ X + ۰/۲۴۳۸۶۶۰$	۰/۸۵
سنگ آهک	قهوه ای-زرد	۲۰-۷۲	۰/۲۶-۰/۳۸	$Y = ۰/۰۰۲۹۸۴۷۸ X + ۰/۱۷۳۷۲۴$	۰/۹
سنگ آهک گازدار	قرمز-نارنجی	۲۳-۴۲	۰/۲۸-۰/۴۱	$Y = ۰/۰۰۵۱۲۶۶۹ X + ۰/۱۷۹۳۹۸$	۰/۵۵
ماسه سنگ نفتی	سبز-آبی	۰/۲۶-۴۶	۰/۰۱-۰/۲۶	$Y = ۰/۰۰۵۹۵۷۳۳ X + -۰/۰۰۸۴۶۳$	۰/۹۸

۴.۴. اعتبارسنجی

به‌منظور ارزیابی دقت نتایج، مقاومت موج P حاصل از وارون‌سازی هم‌زمان در قالب نمودار پراکندگی با لاگ‌های مقاومت موج P ثبت شده در چاه‌ها مقایسه شد. انتخاب این پارامتر به‌عنوان معیار اعتبارسنجی، به دلیل نقش بنیادین آن در استخراج سایر پارامترهای پتروفیزیکی و ژئومکانیکی، منطقی ارزیابی می‌شود. مطابق با نتایج ارائه‌شده در شکل ۱۶، ضریب همبستگی بین داده‌های استخراج‌شده و مقادیر لاگ چاه برابر با ۰/۹۰۵۴۹۱ به‌دست آمده است، که دلالت بر دقت بالای مدل‌سازی دارد. برای ارزیابی عمیق‌تر، یکی از پارامترهای کلیدی ژئومکانیکی یعنی مدول یانگ، نیز با استفاده از داده‌های لرزه‌ای برآورد و با لاگ‌های مربوط به چاه‌ها مقایسه شد. این پارامتر به دلیل اهمیت آن در توصیف رفتار مکانیکی سنگ و ارتباط نزدیک با خواص الاستیک مخزن، به‌عنوان شاخص مکمل در فرآیند ارزیابی انتخاب گردید. نتایج حاصل، مطابق با شکل ۱۷، نشان‌دهنده همبستگی عددی ۰/۸۱۲۳۶۸ هستند. با در نظر گرفتن خطاهای ذاتی موجود در هر دو روش اندازه‌گیری، همبستگی در حدود ۸۱٪ قابل قبول و رضایت‌بخش ارزیابی می‌شود. در مقایسه با مقاومت موج P که ضریب همبستگی حدود ۹۰٪ دارد، کاهش حدود ۱۰ درصدی در همبستگی مدول یانگ قابل انتظار است و همچنان دقت قابل توجهی را نشان می‌دهد. (هر چند در این مطالعه اطلاعات مغزه در دسترس نبود، ولی صحت‌سنجی از طریق لاگ‌های چاه انجام شد. با فرض عدم وجود اطلاعات آزمایشگاهی مستقیم، انطباق

بالای نتایج لرزه‌ای با لاگ‌ها می‌تواند به عنوان ارزیابی غیرمستقیم و معتبر محسوب شود ولی برای مطالعات آتی، ترکیب داده‌های thin section یا آزمایشات چاه‌آزمایی در صورت وجود، توصیه می‌شود.



شکل ۱۲: نمودار مقایسه‌ای بین مقاومت صوتی تراکمی (الف) و مدول ینگ (ب) حاصل از وارون‌سازی لرزه‌ای و مقادیر ثبت‌شده در لاگ چاه «B» را نمایش می‌دهد، که برای ارزیابی دقت وارون‌سازی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

با این حال، با وجود دقت قابل توجه فرآیند وارون‌سازی و تطابق مطلوب نتایج با داده‌های چاه، این روش همچنان با محدودیت‌هایی همراه است که باید به صورت شفاف و علمی مورد توجه قرار گیرد. وابستگی شدید به کیفیت داده‌های لرزه‌ای، حساسیت بالا به انتخاب صحیح موجک، و عدم قطعیت در پارامترهای اولیه مدل از جمله مهم‌ترین منابع خطا در این فرآیند هستند. اگرچه در این مطالعه، استفاده از چندین موجک و مقایسه تطبیقی با داده‌های چاه تا حدی به کاهش خطا کمک کرده است، اما ماهیت معکوس و غیرقطعی این روش، موجب باقی ماندن بخشی از عدم قطعیت‌ها می‌شود.

برای بهبود عملکرد وارون‌سازی در مطالعات آتی، بهره‌گیری از داده‌های تکمیلی مانند VSP، لاگ‌های دینامیکی، و آزمایش‌های چاه‌آزمایی پیشنهاد می‌شود. همچنین استفاده از روش‌های پیشرفته‌تری همچون وارون‌سازی موج کامل (FWI) و الگوریتم‌های یادگیری ماشین می‌تواند به استخراج دقیق‌تر ویژگی‌های زمین‌شناسی کمک کند و اثر خطاهای مدل‌سازی را به میزان چشمگیری کاهش دهد.

۵. نتیجه‌گیری

در این پژوهش، با بهره‌گیری از داده‌های لرزه‌ای سه‌بعدی و تحلیل تلفیقی پارامترهای ژئومکانیکی، نواحی با بیشترین پتانسیل هیدروکربنی در میدان مورد مطالعه شناسایی شدند. به منظور تفکیک چهار نوع لیتولوژی، ۴ نمودار پراکندگی بر پایه داده‌های مشتق‌شده از تحلیل‌های لرزه‌ای مورد استفاده قرار گرفت. هدف اصلی مطالعه، شناسایی الگوهای لیتولوژیکی از نمودارهای ژئومکانیکی بود تا در آینده بتوان با استفاده از روندهای مشابه و بدون نیاز به حفاری، نوع سنگ مخزن را در سایر میادین شناسایی کرد. رویکردی که می‌تواند منجر به کاهش چشمگیر هزینه‌ها و ریسک‌های عملیاتی شود (توضیح اینکه تمام بخش ۴.۳ به شناسایی الگوهای لیتولوژیکی در نمودارهای ژئومکانیکی می‌پردازد). اگرچه تمام نمودارهای مورد استفاده، نتایج قابل قبولی ارائه دادند، برخی از آن‌ها دقت و قابلیت اطمینان بیشتری از خود نشان دادند. کیفیت داده‌های لرزه‌ای و دقت فرآیند وارون‌سازی تأثیر مستقیم و مهمی بر اعتبار نتایج دارند. در راستای بهبود فرآیند وارون‌سازی، از موجکی استفاده شد که بیشترین انطباق را با داده‌ها داشت و در وارون‌سازی پیش از برانبارش (Pre-stack Inversion) داده‌های سه‌بعدی به کار گرفته شد. پس از وارون‌سازی،

پارامترهای ژئومکانیکی با استفاده از روابط تجربی به دست آمده از لاگ‌های چاه محاسبه شدند. در این میان، ضخامت مخزن نیز به عنوان یکی از عوامل کلیدی در انتخاب موقعیت بهینه حفاری در نظر گرفته شد. در حالت ایده آل، محل حفاری باید دارای هر دو ویژگی ضخامت قابل توجه و پتانسیل بالای حضور هیدروکربن باشد؛ اما در بسیاری از موارد، این دو معیار به صورت همزمان در یک نقطه دیده نمی‌شوند. از این رو، لازم است در تصمیم‌گیری نهایی، نوعی موازنه و بهینه‌سازی میان این عوامل برقرار شود. اگرچه در این مطالعه دسترسی به داده‌های آزمایشگاهی و مغزه‌ای جهت کالیبراسیون مستقیم نتایج وجود نداشت، ولی اعتبارسنجی با داده‌های چاه همبستگی قابل قبولی (بیش از ۸۰٪) نشان داد. با این حال، برای افزایش دقت و کاهش عدم قطعیت‌ها، توصیه می‌شود در مطالعات آتی از داده‌های مغزه، آزمایش‌های مکانیکی سنگ و داده‌های چاه‌آزمایی به منظور کالیبراسیون و صحت‌سنجی بیشتر مدل‌ها استفاده شود.

۶. منابع

- Al-Garbawi, Z. H. A., & Al-Shahwan, M. F. (2019). Petrophysical evaluation for the reservoir units of Nahr-Umr formation in the luhais oil field south of Iraq. *The Iraqi Geological Journal*, 83–100.
- Bu, A. (2016). Correlating Core Analysis and Well Logging: The Stezyca Oil and Gas Field. *Oil & Gas Research*, 2(2), 518–2472.
- Castagna, J. P., & Swan, H. W. (1997). Principles of AVO crossplotting. *The Leading Edge*, 16(4), 337–344.
- Coulon, J. P., Lafet, Y., Deschizeaux, B., Doyen, P. M., & Duboz, P. (2006). Stratigraphic elastic inversion for seismic lithology discrimination in a turbiditic reservoir. *SEG International Exposition and Annual Meeting*, SEG-2006.
- Dehghani, M. H., Shadizadeh, S. R., & Roozbehani, B. (2014). Geomechanical modeling using well logs: A case study of an iranian heterogeneous carbonate reservoir. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 36(14), 1555–1570.
- Esmailpour, S., & Ispas, I. (2023). 3D In-Situ Stress Characterization Using Seismic Inversion and Downhole Measurements. *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, ARMA-2023.
- Hampson, D. P., Russell, B. H., & Bankhead, B. (2005). Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2005* (pp. 1633–1637). Society of Exploration Geophysicists.
- Jaber, A. K., & Shuker, M. T. (2014). Multiple linear regression approach for the permeability calculation from well logs: A case study in Nahr Umr formation-Subba oil field, Iraq. *International Journal of Science and Research (IJSR)*, 3(6), 1408–1415.
- Jiang, J.-W., & Park, H. S. (2014). Negative poisson's ratio in single-layer black phosphorus. *Nature Communications*, 5(1), 4727.
- Kaczmarczyk-Kuszpit, W. (2021). Reservoir characterization based on the Lambda-Mu-Rho method—case study. *Nafta-Gaz*, 77(10), 625–632.
- Katahara, K. W. (2001). Lamé's parameter as a pore-fluid indicator: a rock-physics perspective. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2001* (pp. 326–328). Society of Exploration Geophysicists.
- Mondol, N. H. (2015). Well logging: principles, applications and uncertainties. In *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics* (pp. 385–425). Springer.
- Noufal, A. (2020). Geomechanical Evidences for Conjugate Slip and Block Rotation Along the Strike. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, D021S043R003.

- Odoh, B. I., & Nwokeabia, C. N. (2024). Synergy in the Subsurface: Revolutionizing Reservoir Characterization through Integrated Geophysics and Rock Physics. *International Journal of Research and Innovation in Applied Science*, 9(8), 756–764.
- Riahi, Z. T., Sarkarinejad, K., Faghih, A., Soleimany, B., & Payrovian, G. R. (2021). Impact of inversion tectonics on the spatial distribution of hydrocarbon traps in the NW Persian Gulf and the southern Dezful Embayment, SW Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 134, 105364.
- Roy, A., Dowell, B. L., & Marfurt, K. J. (2012). Characterizing a Mississippian Tripolitic Chert reservoir using 3D unsupervised seismic facies analysis and well logs: An example from Osage County, Oklahoma. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012* (pp. 1–5). Society of Exploration Geophysicists.
- Sharma, R. K., & Chopra, S. (2012). New attribute for determination of lithology and brittleness. *SEG International Exposition and Annual Meeting*, SEG-2012.
- Shuey, R. T. (1985). A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 50(4), 609–614.
- Taras, Y., & Riahi, M. A. (2023). Geomechanical assessments of a sandstone reservoir using 3D pre-stack seismic and wellbore data. *Journal of African Earth Sciences*, 200, 104847.
- Veire, H. H., & Landrø, M. (2006). Simultaneous inversion of PP and PS seismic data. *Geophysics*, 71(3), R1–R10.
- Xie, R. C., Zhou, W., Yang, Z. B., Shan, Y. M., Zhou, Q. M., & Zhang, S. J. (2011). Testing characteristics and log interpretation of rock's poisson ratio under simulating formation condition. *Well Logging Technol*, 35, 218–223.
- Zhou, B., Zhang, X., Zhao, L., Zhou, B., Chen, L., & Lu, Y. (2023). Pre-drilling prediction of 3D geomechanical parameters based on seismic data: A case study of Tarim Oilfield. *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, ARMA-2023.

Application of Geomechanical Parameters in Identifying Hydrocarbon Zones and Determining the Lithology of the Nahr-umr Reservoir in One of the Southern Oilfields of Iran

Abstract

Geomechanical parameters play a key role in the oil and gas industry by assisting in the evaluation of reservoir rock properties, predicting formation behavior during drilling, and optimizing hydrocarbon production. In this study, geomechanical parameters were used to identify the most favorable hydrocarbon zones in an oilfield and to determine reservoir lithology. In the first stage, hydrocarbon-prone areas were identified using an integrated attribute defined as the product of geomechanical parameters and acoustic impedance, obtained from pre-stack seismic inversion. A decrease in the value of this composite attribute indicates a higher probability of hydrocarbon presence in the area. Subsequently, isochore maps were generated for the identified areas, and zones with the greatest thickness were selected as optimal targets for exploration, extraction, and production. After determining the precise drilling locations, the reservoir lithologies—including shale, limestone, gas-bearing limestone, and oil-bearing sandstone, which had been previously identified from drilling cuttings—were analyzed and differentiated using various geomechanical scatter plots. These plots included Young's modulus versus Poisson's ratio, Z_p versus V_p/V_s , μ -Rho versus λ -Rho, and Poisson's ratio versus λ -Rho. The purpose of these plots was to accurately examine lithological variations based on seismic data and to enable reliable identification and classification of lithologies without the need for drilling. This approach provides a framework for future studies to enhance lithological identification by employing

similar plots and consistent geomechanical trends. To assess the accuracy of the method, the compressional impedance and Young's modulus derived from seismic data were compared with corresponding well log values. A 90% match in acoustic impedance and over 80% agreement in Young's modulus confirm the method's accuracy and reliability in characterizing the geomechanical properties of the reservoir.

Keywords: Geomechanical parameters; seismic inversion; lithology identification; hydrocarbon potential; scatter plots

Accepted Paper