



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

Peyman Azizi Shoshbulag¹ and Ali kakhodaie^{2*}

1. Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran

2. Earth Science Department, Faculty of Natural Science, University of Tabriz, Iran

kakhodaie_ali@tabrizu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5699.3528

Received: May 30, 2025

Modify Date: September 28, 2025

Accepted: September 29, 2025

Introduction

Accurate identification of hydrocarbon-containing locations is considered one of the most important exploration steps to reduce the cost and increase the efficiency of the extraction and exploitation process of subsurface oil and gas. Traditional methods are usually very time-consuming and, despite the high cost, have the lowest coverage [1]. The progress of geophysical methods, especially the estimation of geomechanical parameters such as Young's modulus, bulk modulus, and Poisson's ratio using seismic data, has not only reduced these problems but also reduced drilling risks by predicting the type and quality of lithology [2]. This method helps to investigate the subsurface layer containing oil and gas with greater accuracy and on a larger scale [3].

Materials and Methods

The oil field under study is located in the northwest of the Persian Gulf, about 27 km from the city of Daylam. The field was first discovered in 1960 through Well A. Its main reservoir is the Nahr Omar Formation of the Early Cretaceous period and has three major layers: compact shale and marl at the top, limestone in the middle, and porous sandstone with shale layers at the bottom [4]. The Hendijan–Bahregansar strike-slip

fault has a major impact on the shape, thickness, and mechanical properties of this reservoir [4]. The total thickness of this formation averages 194 m, and the sandstone layer reaches its maximum size of 69 m in Well A. Moreover, most of the oil and gas is located in the sections of shale and sandstone. In this study, 3D seismic data, detailed well logs (such as acoustic, density, and checkshot), and geological surveys of three major wells were used to build a geomechanical model and identify oil and gas-bearing areas. Moreover, the elastic properties of the rocks were obtained using the simultaneous seismic inversion method, which is based on linear relationships between parameters and using the Aki-Richards equations [2]. Furthermore, the correlation coefficient is around 0.99 which indicates the reliability of this method. In this method, parameters such as Poisson's ratio, Young's modulus, lambda-rho, and mu-rho were calculated to distinguish between the rock type (shale, sandstone, limestone) and the fluid type (water, oil, gas). This method helps us to better understand the subsurface layers, prevent unnecessary drilling, and have more accurate planning for exploration and production.

Results and Discussion

An extensive workflow was developed to identify and

evaluate hydrocarbon reservoirs from seismic data and geomechanical properties. First, an integrated attribute was calculated as the product of P-wave impedance, Vp/Vs ratio, Young's modulus, Poisson's ratio, and Mu-Rho. Moreover, lower values of this attribute indicated areas with greater hydrocarbon potential (Fig. 1).

The results were combined with reservoir thickness information to select the best drilling locations that provide a balance between hydrocarbon richness and storage capacity. Moreover, vertical analysis was then performed at the selected area using a set of scatter

plots to separate different fluid and lithology types from each other. Furthermore, these plots, which include: Young's modulus versus Poisson's ratio, P-impedance versus Vp/Vs, Mu-Rho versus Lambda-Rho, and Poisson's ratio versus Lambda-Rho successfully distinguished shale, limestone, gas-bearing limestone, and oil-bearing sandstone. Among them, Mu-Rho vs. Lambda-Rho and Poisson's ratio vs. Lambda-Rho plots provided the best discrimination between rock types and fluid content (as seen in Figs. 2-3). Finally, the parameters obtained from seismic were validated by comparing them with well log data.

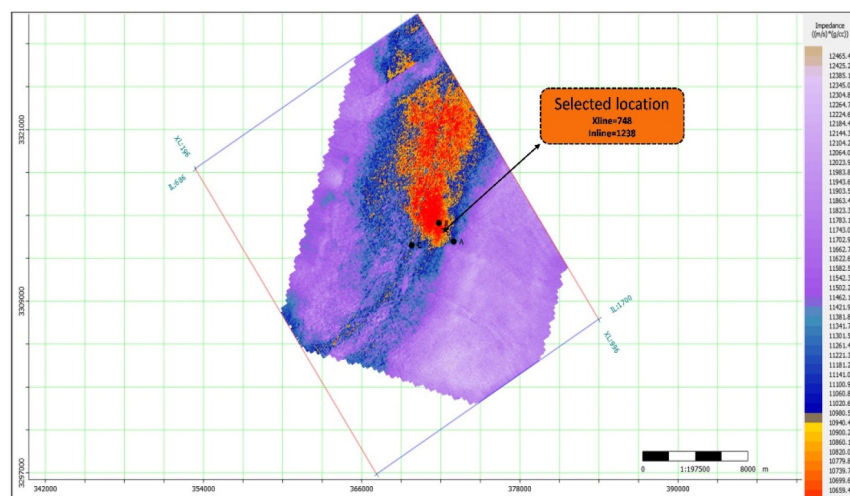


Fig. 1 The horizontal slice of the integrated attribute, derived from five geomechanical parameters, highlights a selected area with high hydrocarbon potential.

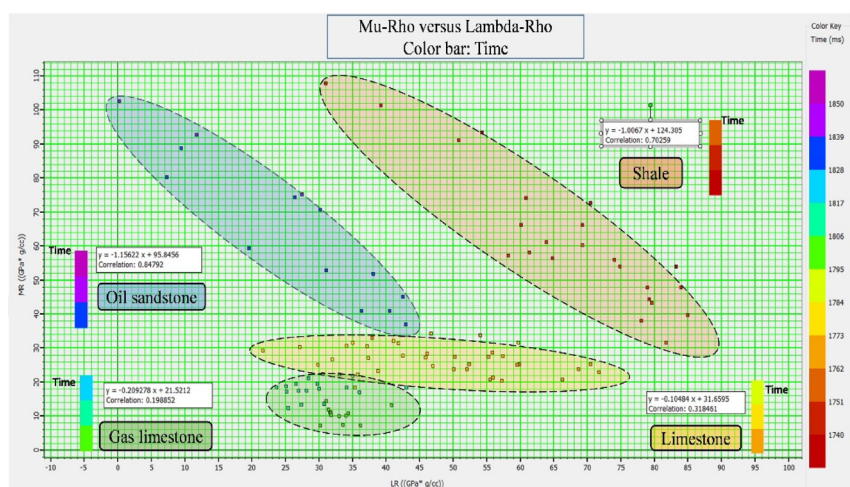


Fig. 2 illustrates the Mu-Rho versus Lambda-Rho plot for the selected location (Figure 1), demonstrating better lithological separation than previous cross-plots. Shale and oil sandstone are completely separated, while gas limestone displays a distinct trend from regular limestone. Unlike the previous cross-plots, where overlaps or similar trends were sometimes observed, this plot provides clearer lithological distinction.

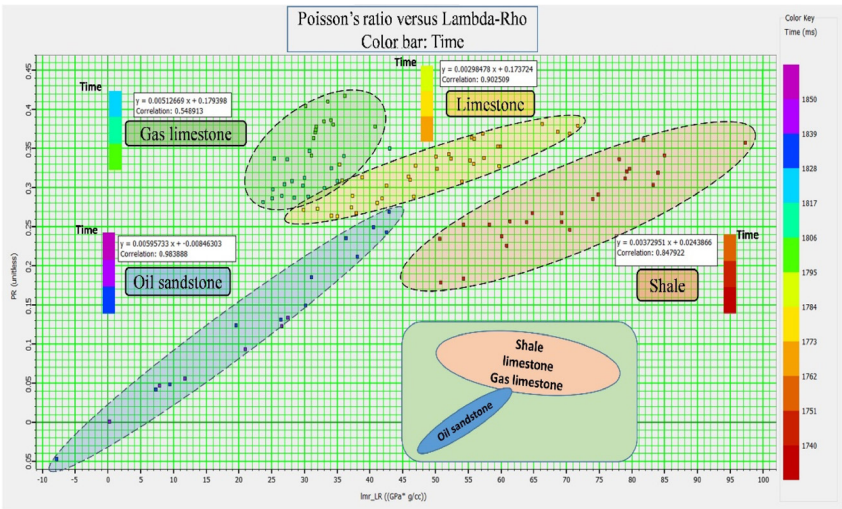


Fig. 3 displays a Poisson's ratio versus Lambda-Rho cross plot for the selected location (Fig. 1). This plot reveals a distinct pattern where the hydrocarbon-bearing zone, specifically the oil sandstone, stands out clearly. As the most important part of the reservoir, the oil zone is easily distinguishable within this plot.

There was a 90% correlation for P impedance and 80% for Young's modulus, indicating the reliability of this method (Fig. 4). This procedure provides the reservoir

identification and hydrocarbon exploration process with higher accuracy, lower cost, and lower risk.

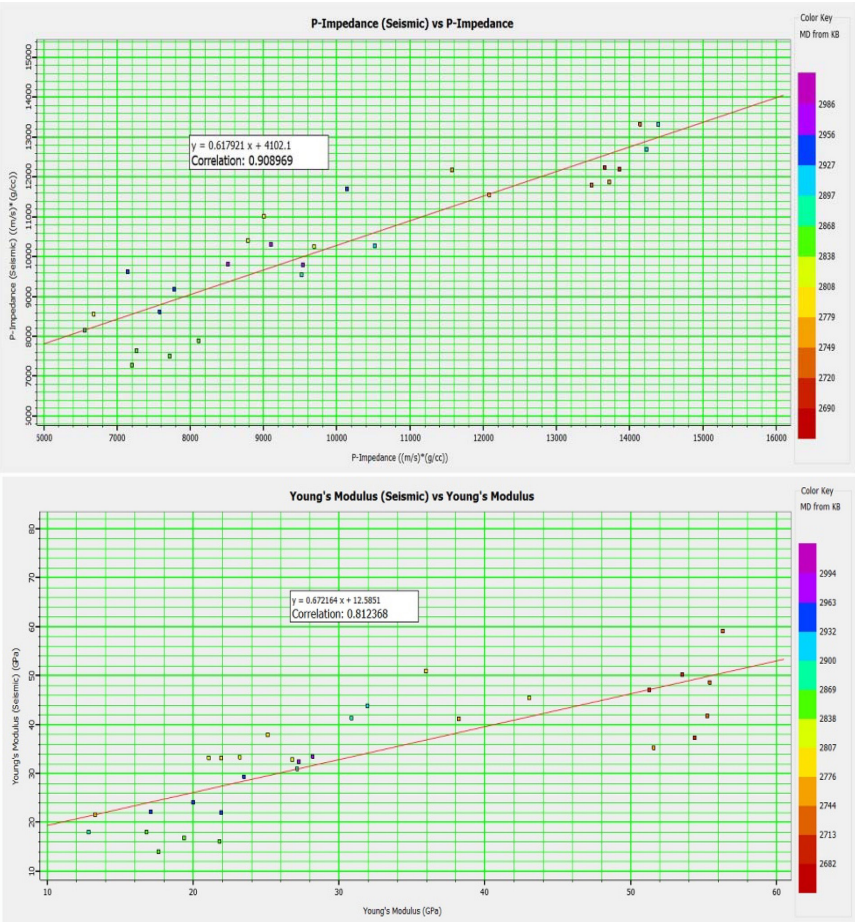


Fig. 4 Cross-plot comparing inverted P-wave impedance and Young's modulus with P-wave impedance and Young's modulus from Well B.

Conclusions

This study successfully identified areas with high hydrocarbon potential through 3D seismic data and integrated geomechanical attributes. The study used four scatter plots to separate four major lithologies and obtained consistent trends that can be used in other oilfields to reduce risks and make drilling decisions more accurate. Although all scatter plots were effective, some were more accurate based on the quality of the seismic data and inversion techniques. By converting the inversion results into geomechanical parameters, hydrocarbon potential and reservoir thickness, this study provided an economical and convenient method for reservoir characterization and drilling site selection.

References

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Sena, A., Castillo, G., Chesser, K., Voisey, S., Estrada, J., Carcuz, J., Carmona, E., & Schneider, R. V. (2011). Seismic reservoir characterization in resource shale plays: “sweet spot” discrimination and optimization of horizontal well placement. *SEG International Exposition and Annual Meeting, SEG-2011*.
6. 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*.

کاربرد پارامترهای ژئومکانیکی در شناسایی نواحی هیدروکربنی و تعیین لیتولوژی مخزن نهرعمر در یکی از میادین نفتی جنوب ایران

پیمان عزیزی شوشپلاغ^۱ و علی کدخدایی^{۲*}

۱- دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۲- گروه علوم زمین، دانشکده علوم، دانشگاه تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۳/۰۹ تاریخ تغییر: ۱۴۰۴/۰۷/۰۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۷/۰۷

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، به‌منظور 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، متشکل از حاصل ضرب پارامترهای ژئومکانیکی و مقاومت صوتی که از وارون‌سازی لرزه‌ای پیش از برانبارش به‌دست 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 به‌عنوان گزینه‌های بهینه برای اکتشاف، استخراج و تولید انتخاب گردیدند. پس از تعیین دقیق محل حفاری، لیتولوژی‌های مخزن شامل شیل، سنگ‌آهک، سنگ‌آهک دارای گاز و ماسه‌سنگ 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 -Rho و نسبت پواسون در برابر λ -Rho هستند. هدف از این نمودارها، بررسی دقیق 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. به‌منظور ارزیابی دقت روش، مقاومت صوتی تراکمی و مدول یانگ حاصل از داده‌های لرزه‌ای با مقادیر متناظر در داده‌های چاه مقایسه شد؛ مطابق ۹۰٪ مقاومت صوتی و بیش از ۸۰٪ مدول یانگ، دقت و قابلیت اطمینان این روش را در توصیف ویژگی‌های ژئومکانیکی مخزن به‌طور مؤثری تأیید می‌کند.

کلمات کلیدی: پارامترهای ژئومکانیکی؛ وارون‌سازی لرزه‌ای؛ شناسایی لیتولوژی؛ پتانسیل هیدروکربنی؛ نمودارهای پراکندگی.

*مسئول مکاتبات

Kadkhodaie_ali@tabrizu.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5699.3528)

مقدمه

اکتشاف و تولید هیدروکربن نقشی 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 [۱].

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. پارامترهای ژئومکانیکی را می‌توان از طریق نمودارگیری چاهی و نمونه‌برداری مغزه‌ای به‌دست آورد [۲]. 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 [۳]. این روش حتی در شرایطی که امکان اخذ مغزه وجود ندارد، امکان محاسبه دینامیکی پارامترهای الاستیک سنگ را فراهم می‌سازد [۴].

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 [۵]. 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 [۶]. در این مقاله، یک روش بهبودیافته برای شناسایی و 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 شناسایی‌شده 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).

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.

زمین‌شناسی منطقه

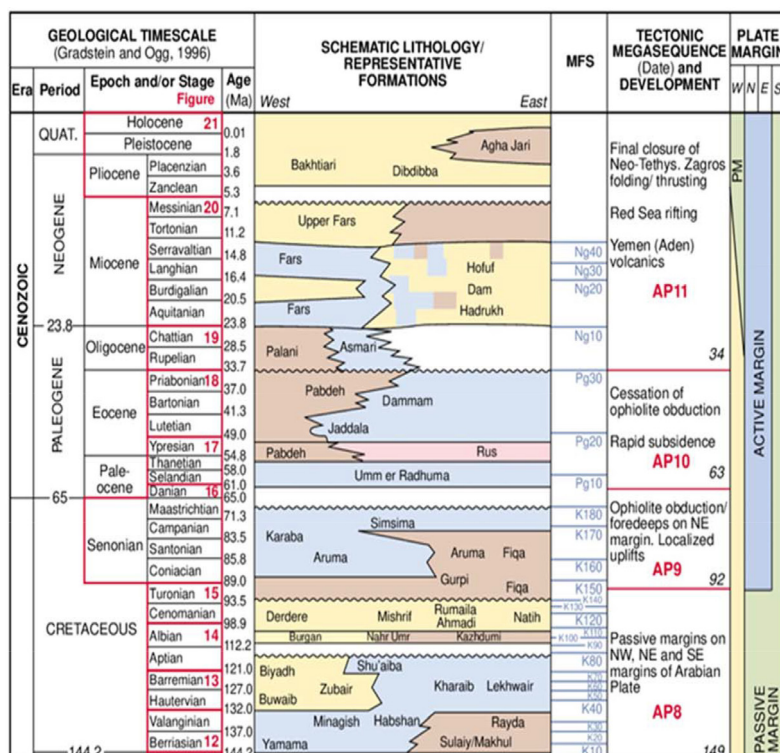
میدان نفتی مورد مطالعه در شمال غربی خلیج فارس در سال

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. [۸] این فرایندها، بر رفتار ژئومکانیکی و توزیع تنش در درون میدان نیز تأثیر گذار بوده اند [۹].

۱۳۳۹ با حفاری اولین چاه (A) توسط شرکت SIRIP مورد اکتشاف قرار گرفت و پس از آن، بهره برداری تجاری آن توسط شرکت ملی نفت ایران (NIOC) تأیید شد (شکل ۱). مخزن مورد بررسی، تحت عنوان مخزن نهر عمر شناخته می شود که معادل سازند نهر عمر در بخش جنوبی خلیج فارس بوده و متعلق به دوره کرتاسه پیشین است (شکل ۲) [۷]. گسل هنديجان-بهرگان سر که یک گسل امتداد لغز راست گرد است، با ایجاد تفاوت در ضخامت سازند و



شکل ۱ موقعیت ناحیه مطالعه (که با رنگ سبز مشخص شده است) در بخش شمال غربی حوضه خلیج فارس.
Fig. 1 Location of the study area (highlighted in green) in the northwestern part of the Persian Gulf basin.



شکل ۲ ستون چینه شناسی بخش شمال غربی حوضه خلیج فارس. [۱۰].
Fig. 2 Stratigraphic column of the northwestern part of the Persian Gulf basin.

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.

وارون‌سازی همزمان

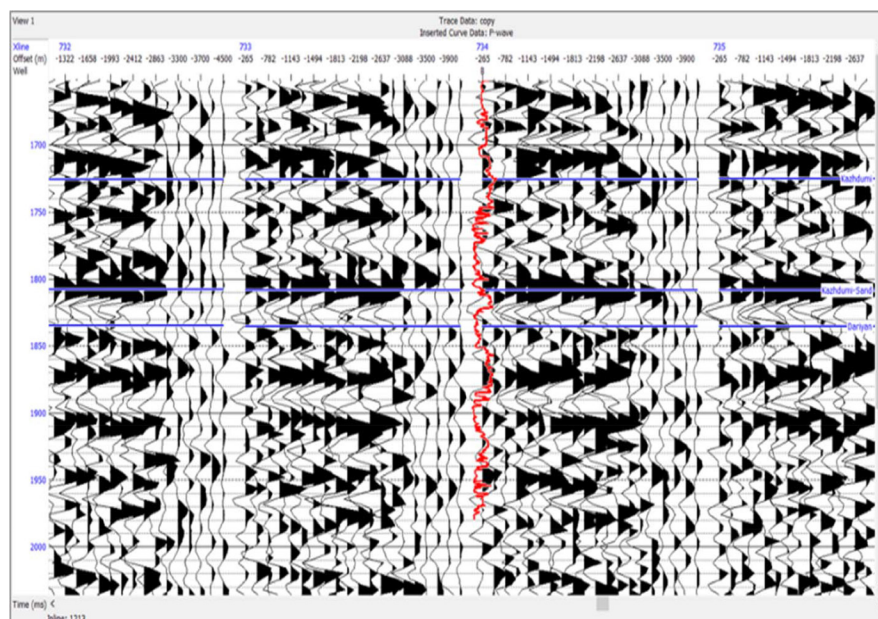
به‌منظور تخمین خواص الاستیک، از روش وارون‌سازی همزمان داده‌های لرزه‌ای استفاده شده است که در ادامه برای تفکیک لیتولوژی و سیال به کار می‌رود. در این روش، چندین پارامتر به‌طور همزمان و با استفاده از داده‌های لرزه‌ای پیش از برآیند تخمین زده می‌شوند [۱۱] این روش مبتنی بر سه فرض کلیدی است:

سازند نهر عمر که عمیق‌ترین سطح تولیدی در این میدان محسوب می‌شود، از سه لایه مختلف تشکیل شده است. لایه بالایی شامل شیل فشرده و مارن است، لایه میانی از جنس سنگ‌آهک و لایه پایینی از ماسه سنگ متخلخل همراه با لایه‌های نازک شیل تشکیل شده است. تخلخل در بخش‌های بالایی سازند حدود ۵٪ بوده و اشباع آب در برخی نقاط به ۴۰٪ می‌رسد. هیدروکربن عمدتاً در بین لایه‌های شیل در نواحی بالایی سازند حضور دارد. در برخی بخش‌های ماسه‌سنگی، میزان اشباع هیدروکربن حدود ۲۰٪ گزارش شده است. در این میدان، سه حلقه چاه حفاری شده است و میانگین ضخامت سازند نهر عمر حدود ۱۹۴ m اندازه‌گیری شده است. در بخش‌های جنوبی و جنوب‌شرقی میدان، ضخامت واحد ماسه‌سنگی قاعده‌ای افزایش می‌یابد. بیشینه ضخامت این واحد در چاه A برابر با ۶۹ m و کمینه آن ۱۴ m گزارش شده است.

داده‌ها و روش‌ها

داده‌ها

مجموعه داده مورد استفاده شامل داده‌های لرزه‌ای



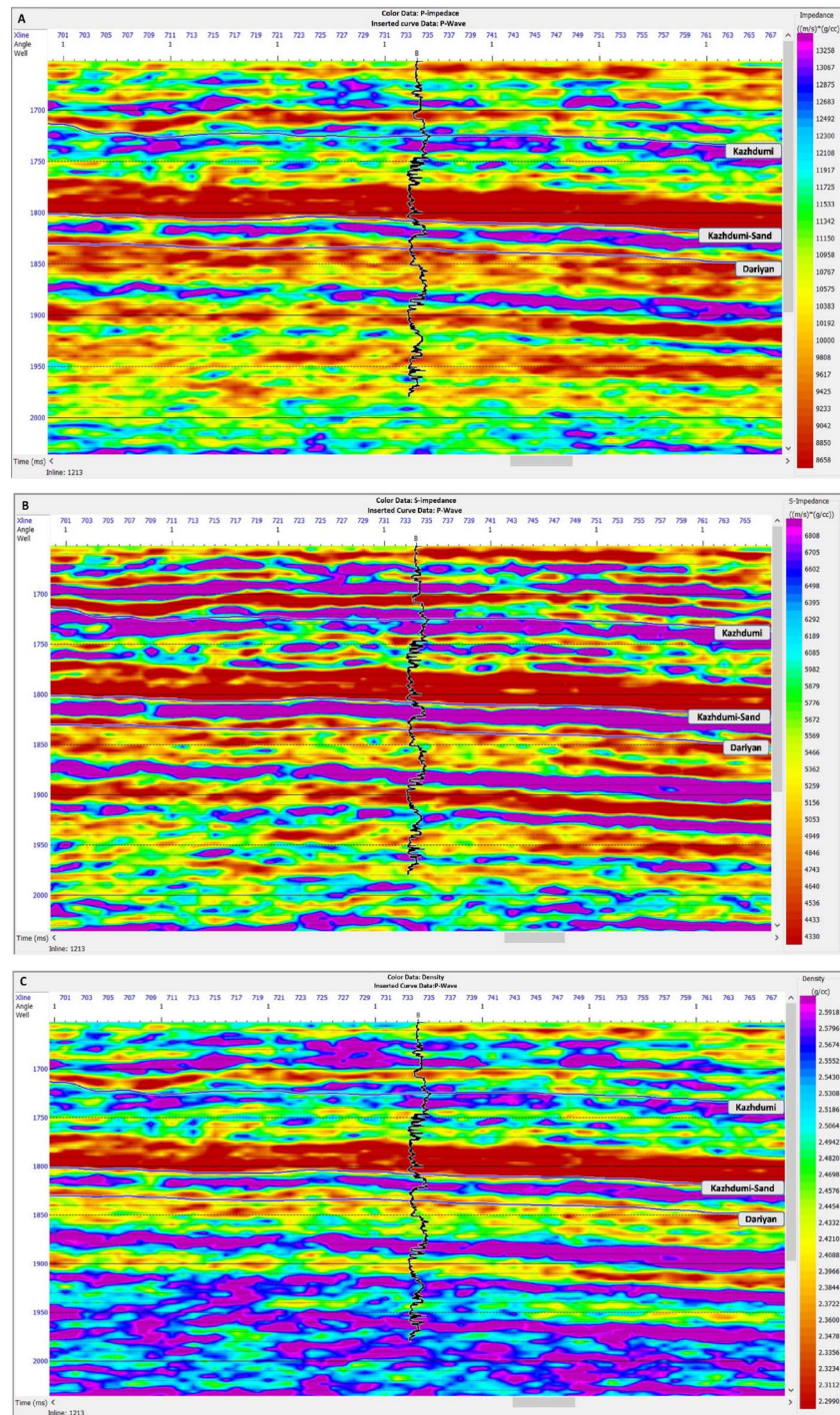
شکل ۳ برش لرزه‌ای دوبعدی از خط این‌لاین ۱۲۳۱ از مجموعه داده‌های لرزه‌ای سه‌بعدی، شامل مرز بالایی و پایینی لایه مخزنی

(به ترتیب سازندهای کژدومی و داریان) و لاگ موج P چاه «C».

Fig. 3 Two-dimensional seismic section from Inline 1231 of the 3D seismic dataset, showing the top and base of the reservoir interval (Kazhdumi and Dariyan formations, respectively) and the P-wave log from Well C.

فرض سوم بر وجود رابطه خطی بین مقاومت صوتی تراکمی، مقاومت صوتی برشی و چگالی تأکید دارد [۱۲]. با در نظر گرفتن این فرضیات، مقاومت صوتی تراکمی، مقاومت صوتی برشی و چگالی (شکل ۴) از طریق به‌روزرسانی یک مدل اولیه احتمالاتی از مقاومت P تخمین زده می‌شوند [۱۳].

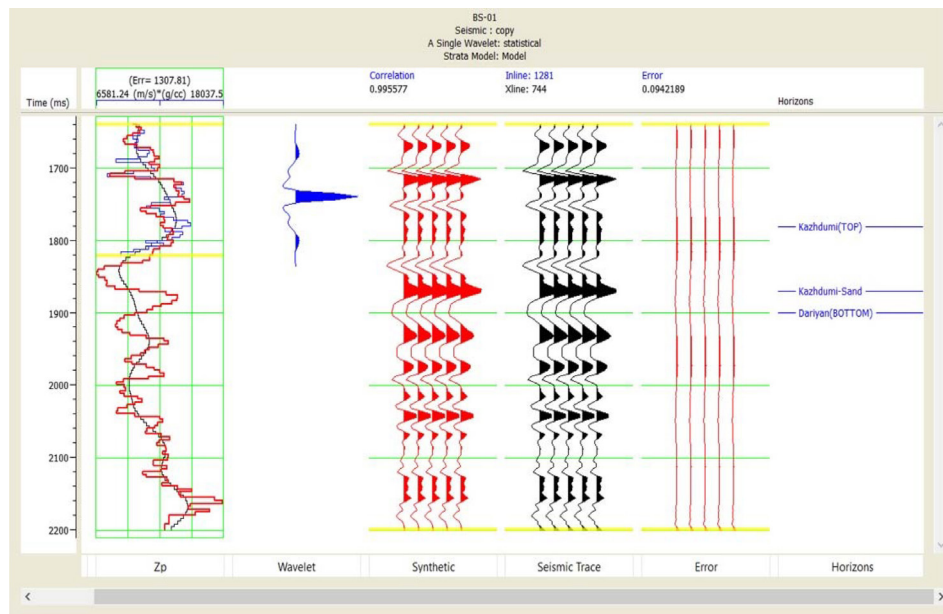
فرض نخست این است که تقریب خطی برای ضرایب بازتاب صحیح است. در ریاضیات، تقریب خطی به معنی برآورد یک تابع کلی با استفاده از تابع خطی است. فرض دوم بیان می‌کند که بازتاب‌های PP و PS به‌عنوان تابعی از زاویه را می‌توان با استفاده از معادلات Aki-Richards استخراج کرد.



شکل ۴ مقاطع لرزه‌ای مقاومت صوتی تراکمی (Z_p)، مقاومت صوتی برشی (Z_s) و چگالی حاصل از وارون‌سازی کامل داده‌های لرزه‌ای سه‌بعدی.
Fig. 4 Seismic sections of P-wave acoustic impedance (Z_p), S-wave acoustic impedance (Z_s), and density derived from full inversion of the 3D seismic data.

تطابق بین ردلرزه‌ای و رد لرزه ای مصنوعی بررسی شد تا دقت روش تضمین شود. همان‌طور که در **شکل ۵** مشاهده می‌شود، ضریب همبستگی برابر با ۰/۹۹ به دست آمد که نشان‌دهنده دقت بالای فرآیند وارون‌سازی است.

طی دهه‌های گذشته، تکنیک‌های مختلف وارون‌سازی به‌منظور تفسیر داده‌های بازتاب لرزه‌ای توسعه یافته‌اند که برخی از آن‌ها مبتنی بر معادلات زوپریتس^۱ و نات^۲ هستند و با بهبودهایی همراه بوده‌اند [۱۴]. پیش از انجام فرآیند وارون‌سازی،



شکل ۵ مقایسه ردلرزه‌های واقعی و مصنوعی و موجک مورد استفاده در فرآیند وارون‌سازی.
Fig. 5 Comparison of real and synthetic seismic traces and the wavelet used in the inversion process.

تعریف می‌شود. مدول یانگ در شناسایی محتوای سیالات مفید است، زیرا وجود سیالاتی مانند گاز یا آب می‌تواند سختی سنگ‌ها را تغییر دهد [۱۷]. معادله‌ای که برای برآورد این پارامتر تنها با استفاده از مقاومت صوتی به کار می‌رود، به شرح زیر است:

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

$\lambda\rho$ حاصل ضرب اولین پارامتر λ در چگالی ρ است که مقاومت سنگ در برابر فشار تحت تنش را، به‌ویژه در حضور سیالات، نشان می‌دهد [۱۸]. 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:

پارامترهای ژئومکانیکی

نسبت پواسون (ν) بیانگر رابطه‌ی بین کرنش جانبی و کرنش محوری در بارگذاری یکنواخت است [۱۵] 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 [۱۶]. نسبت پواسون (ν) را می‌توان با استفاده از مقاومت موج $(Z_p)P$ و مقاومت موج $(Z_s)S$ از طریق رابطه زیر محاسبه کرد:

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

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 به‌صورت نسبت تنش به کرنش در ناحیه الاستیک

موقعیت‌های مخزنی از طریق بهره‌گیری از پارامترهای ژئومکانیکی توسعه یافت. در ابتدا، پارامترهای 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.

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

پارامتر μp 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 [۱۹]. μp را می‌توان مستقیماً از مقاومت موج S با استفاده از رابطه زیر محاسبه کرد:

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

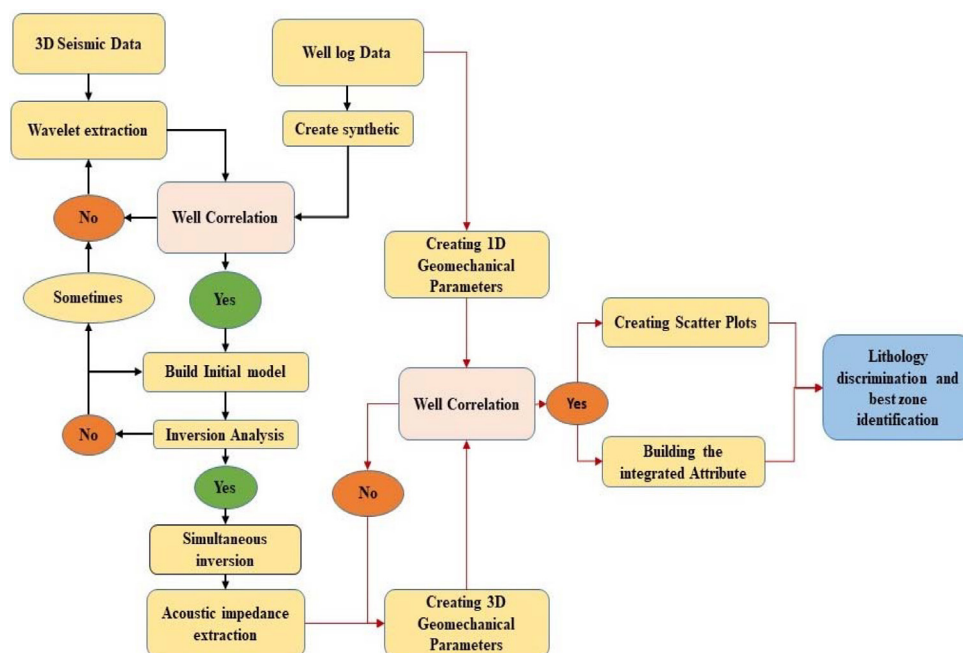
بحث و نتایج

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

جدول ۱ ویژگی‌های ژئومکانیکی در انواع مختلف سنگ و سیال را نشان می‌دهد.
Table 1 shows the geomechanical properties of different types of rocks and fluids.

Lambda-Rho ((GPa*g/ cm ³)	M u - R h o (GPa*g/ cm ³)	Poisson Ratio (unit less)	Young's Modulus (N/m ²)	V p / V s (unit less)	P impedance ((m/s)* (g/ cm ³))	Lithology / Fluid Type
Very high	High	Low	Very high	Low	Very high	Shale
Low	Low	High	Low	High	Low	Limestone
High	Very low	Very high	Very low	Very high	Very low	Gas- limestone
Very low	High	Very low	High	Very low	High	Oil- sandstone

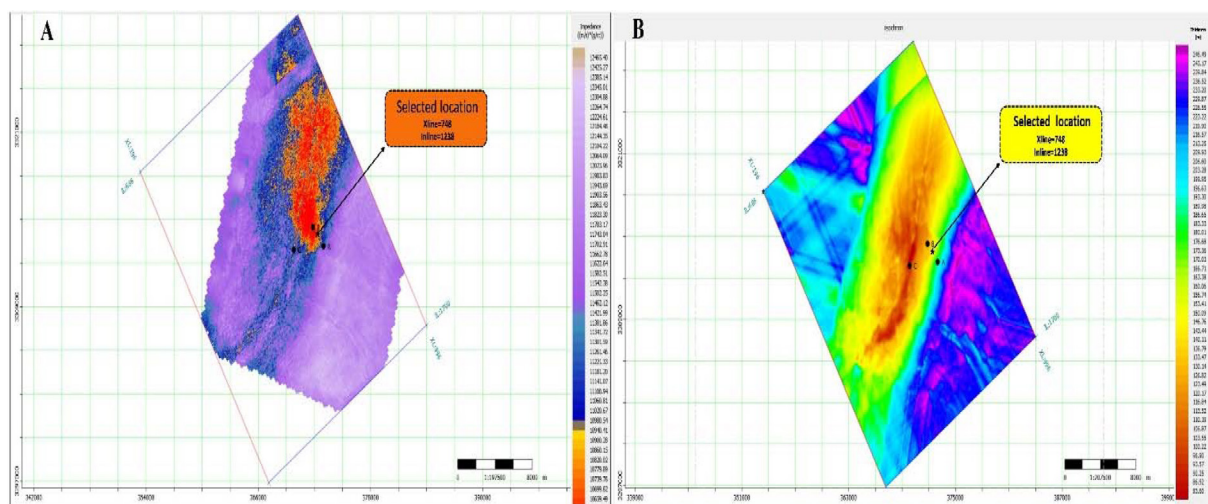


شکل ۶ مراحل یک فرایند ارزیابی دو مرحله‌ای
Fig. 6 Stages of a two-stage evaluation process.

می‌دهد [۲۰]. به طور هم‌زمان، ضخامت مخزن از طریق اختلاف بین عمق افق‌های بالایی و پایینی آن محاسبه و به صورت نقشه افقی ترسیم شد (شکل ۷B). 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، به‌طور مؤثری نواحی مطلوب هیدروکربنی را شناسایی می‌کند.

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 $= Z_p \times V_p/V_s \times E \times v \times \mu p$) 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 ۷A). 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



شکل ۷ (a) برش افقی شاخص ترکیبی ژئومکانیکی (پنج پارامتر) - ناحیه با پتانسیل بالای هیدروکربنی (b) نقشه ایزومپ ضخامت لایه مخزن

Fig. 7 (a) Horizontal slice of geomechanical composite index (five parameters) – high hydrocarbon potential zone (b) Isopach map of reservoir thickness.

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 [۲۱]. پارامترهای کلیدی ژئومکانیکی حاصل از وارون‌سازی داده‌های لرزه‌ای در نمودارهای پراکندگی ترسیم شده‌اند تا ویژگی‌های لیتولوژی‌ها و سیالات درون حفره‌های در پهنه وسیع و پیوسته ای مورد مطالعه قرار گیرد [۲۲].

ارزیابی عمودی مخزن با استفاده از تحلیل نمودار مقاطع خواص الاستیک

در مرحله دوم این مطالعه، موقعیت بهینه مخزن که در مرحله اول شناسایی شده بود (شکل‌های 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

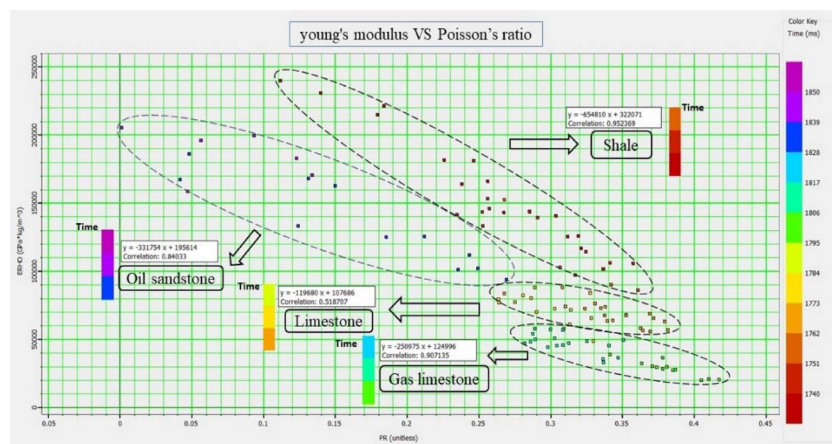
مدول یانگ در برابر نسبت پواسون

در این مطالعه، مخازن هیدروکربنی با ویژگی‌های شکننده با نسبت پواسون و مدول یانگ پایین شناسایی می‌شوند. برای تحلیل این موضوع، یک نمودار پراکندگی (شکل ۸) ساخته شد که این پارامترها را برای مکان انتخاب‌شده از مرحله اول (شکل‌های 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 دهنده 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 نشان‌دهنده ساختار متخلخل و انعطاف‌پذیر سنگ است که برای

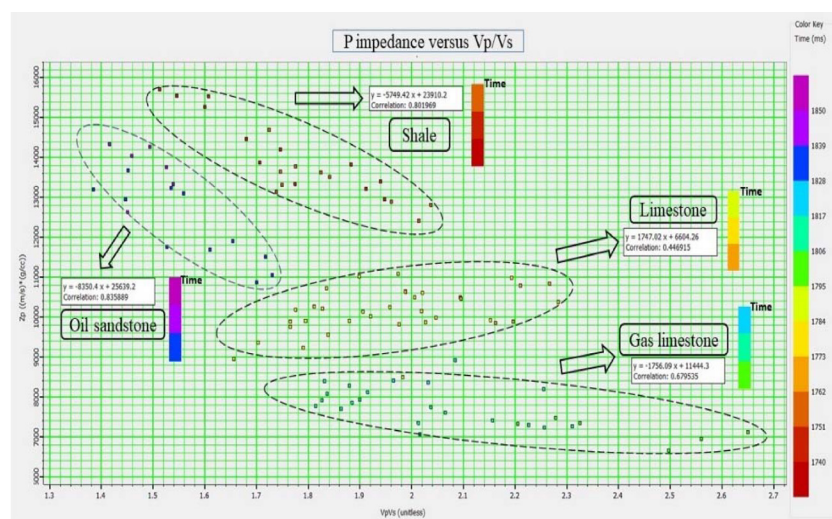
ذخیره گاز مناسب می‌باشد. همچنین نسبت پواسون بالا می‌تواند بیانگر اثر گاز در افزایش چقرمگی باشد، زیرا گاز به‌عنوان عامل جذب تنش عمل می‌کند. این رفتار ژئومکانیکی آن را به مخزنی ایده‌آل برای گاز طبیعی تبدیل می‌کند. ضریب همبستگی بالا نیز مؤید رابطه پایدار بین پارامترهای مورد بررسی است. ماسه‌سنگ نفتی که با 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 (ms) ۱۷۳۰-۱۹۶۰ نشان می‌دهد که شیل در کم عمق‌ترین لایه‌ها (ms) ۱۷۳۰-۱۷۶۲ قرار دارد، در حالی که سنگ آهک و سنگ آهک گازی در عمق‌های میانی (ms) ۱۷۶۲-۱۸۲۸ دیده می‌شوند و ماسه‌سنگ نفتی در عمق‌های بیشتر (ms) ۱۸۲۸-۱۹۶۰ قرار دارد.

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 نشان‌دهنده سختی بالای ماتریس سنگ و فشردگی زیاد دانه‌ها است، که معمولاً در سنگ‌های ریزدانه، متراکم و غیر متخلخل مثل شیل مشاهد می‌شود. نسبت متوسط V_p/V_s نیز نشان‌دهنده 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 وسیال بر رفتار صوتی است.



شکل ۸ نمودار پراکندگی مدول یانگ ($\text{GPa} \cdot \text{kg/m}^3$) در برابر نسبت پواسون (Unitless) برای ناحیه ی انتخاب شده.
Fig. 8 Scatter plot of Young's modulus ($\text{GPa} \cdot \text{kg/m}^3$) versus Poisson's ratio (Unitless) for the selected area.



شکل ۹ نمودار پراکندگی مقاومت صوتی تراکمی ($(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cm}^3)$) در برابر (Vp/Vs) (Unitless) برای ناحیه انتخاب شده.
Fig. 9 Compressive acoustic impedance ($(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cm}^3)$) versus Vp/Vs (Unitless) scatter plot for the selected area.

موجب افت چشمگیر سرعت موج برشی و در نتیجه افزایش این نسبت می شود. شیب منفی متوسط و ضریب همبستگی میانه ($0/68$) در این زون تأکید می کند که رفتار این سنگ ها تحت تأثیر ترکیب سنگی و سیال قرار دارد اما همچنان روند مشخصی دارد، به ویژه در شرایط گازدار که کاهش مقاومت صوتی کاملاً مشهود است و ظرفیت ذخیره سازی گاز بالا می باشد. ماسه سنگ نفتی که با رنگ آبی تیره-بنفش نمایش داده شده، دارای مقاومت صوتی بالا و پایین ترین نسبت Vp/Vs است که ساختاری شکننده با تخلخل مؤثر را نشان می دهد، ویژگی هایی که آن را به یک سنگ مخزن ایده آل برای نفت تبدیل می کنند. شیب منفی تند و ضریب

سنگ آهک دارای مقاومت صوتی نسبتاً پایین تر و نسبت Vp/Vs بالاتر است. نسبت بالای Vp/Vs معمولاً بیانگر چقرمگی بیشتر در سنگ های کربناته است. کاهش مقاومت صوتی نسبت به شیل، نشان دهنده کاهش سختی و افزایش فشردگی پذیری سنگ می باشد. شیب مثبت ضعیف در این زون، بر ناهمگنی لیتولوژیکی و تأثیر متغیر سیالات در پاسخ لرزه ای تأکید دارد. این نوع سنگ ها ممکن است در شرایط خاص به عنوان سنگ مخزن عمل کنند ولی عملکرد آنها به شدت به میزان شکستگی ها و نوع سیال وابسته است. سنگ آهک گازدار با کمترین مقاومت صوتی و بالاترین نسبت Vp/Vs نشان دهنده وجود تخلخل های قابل توجه همراه با گاز است که

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.

همبستگی بالا نیز بر رفتار قابل پیش‌بینی صوتی و همگونی فیزیکی در این زون تأکید دارد.

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 کنترل‌شده سیال/سنگ و ثبات پاسخ ژئوفیزیکی دلالت دارد، در حالی که سنگ آهک و سنگ آهک

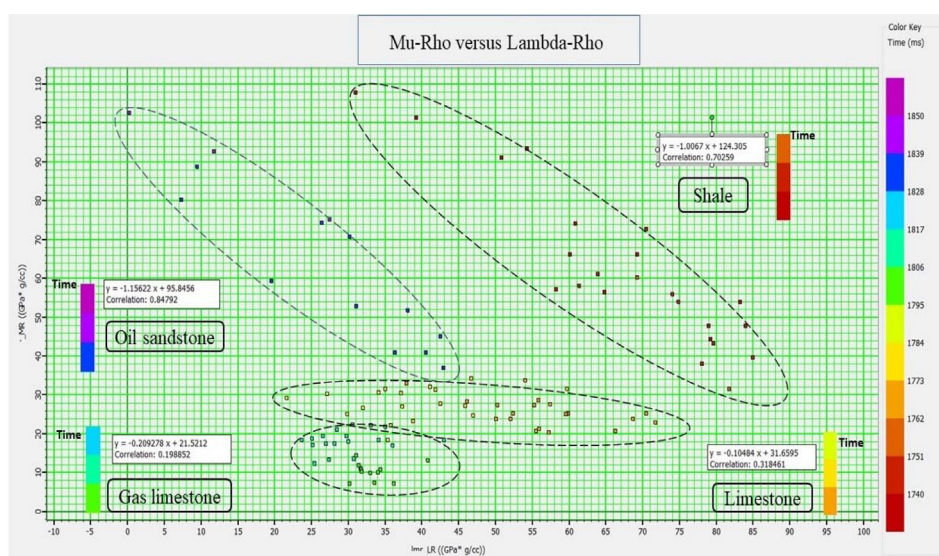
جدول ۳ مشخصات ژئومکانیکی مطابق با داده‌های نمایش‌داده‌شده در شکل ۹.
Table 3 Geomechanical properties corresponding to the data shown in Fig. 9.

Correlation Coefficient	Correlation Equation	(Unitless)	((m/s)*(g/cm ³))	Point Color	Lithology
0.80	$Y = -42.5749x + 2.23910$	1.51–2.03	15700–12400	Red–Orange	Shale
0.45	$Y = 1.74728x + 2.6604$	1.65–2.28	9000–11000	Brown–Yellow	Limestone
0.68	$Y = -1756.09x + 3.11444$	1.64–2.81	6700–8500	Green–Blue	Gas- limestone
0.83	$Y = -4.8350x + 2.25639$	1.38–1.77	10800–14400	Dark Blue–Purple	Oil- sandstone

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.

مو-رو در برابر لامبدا-رو (LMR)

در این مطالعه، نمودار پراکندگی مو-رو در برابر لامبدا-رو (LMR) به‌عنوان 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



شکل ۱۰ نمودار پراکندگی مو-رو ($GPa \cdot g/cm^3$) در برابر لامبدا-رو ($GPa \cdot g/cm^3$) برای ناحیه انتخاب‌شده.
Fig. 10 Scatter plot of Mu-Rho ($GPa \cdot g/cm^3$) versus Lambda-Rho ($GPa \cdot g/cm^3$) for the selected area.

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. همچنین، **جدول ۴** ویژگی‌های ژئومکانیکی با توجه به داده‌های ارائه شده در **شکل ۱۰** را نشان می‌دهد.

نسبت پواسون در برابر لامبدا-رو

در میان نمودارهای پراکندگی ارائه‌شده (**شکل‌های ۸ تا ۱۰**)، پارامترهای لامبدا-رو و نسبت پواسون به‌عنوان مؤثرترین ویژگی‌ها در تفکیک لیتولوژی‌هایی نظیر شیل، سنگ‌آهک، سنگ‌آهک گازدار و ماسه‌سنگ نفتی شناسایی شده‌اند. لامبدا-رو نمایانگر مقاومت سنگ در برابر تراکم است که تحت تأثیر نوع سیال تغییر می‌کند؛ به‌گونه‌ای که گاز موجب کاهش این مقاومت و افزایش تراکم‌پذیری (به‌ویژه در سنگ‌آهک گازدار) و نفت یا آب موجب افزایش آن در سنگ‌هایی چون ماسه‌سنگ نفتی می‌شود.

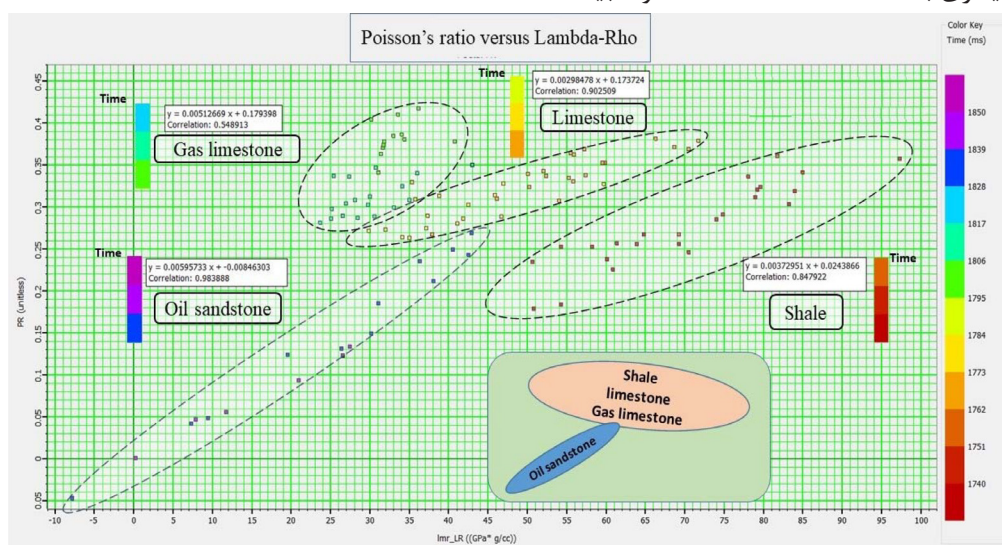
شیل‌ها به‌دلیل دارا بودن مقادیر بالای هر دو پارامتر، نمایانگر سنگ‌هایی با تراکم و سختی بالا هستند که در آن‌ها مو-رو، با وجود حساسیت لامبدا-رو به سیال، نسبت به تغییرات سیال پایدار باقی مانده و این پایداری منجر به واکنش‌پذیری کمتر این لیتولوژی نسبت به نوسانات اشباع می‌شود. ضریب همبستگی نسبتاً بالا و منفی 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 به‌دلیل 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

شکل ۴ مشخصات ژئومکانیکی مطابق با داده‌های نمایش داده‌شده در **شکل ۱۰**.
Table 4 Geomechanical properties corresponding to the data presented in **Fig. 10**.

Correlation Coefficient	Correlation Equation	MR (GPa·g/cm ³)	LR (GPa·g/cm ³)	Point Color	Lithology
0.70	$Y = -1.0067x + 124.305$	31–107	85–31	Red–Orange	Shale
0.70	$Y = -0.10484x + 31.6595$	20–34	20–72	Brown–Yellow	Limestone
0.19	$Y = -0.209278x + 21.5212$	6–23	23–42	Green–Blue	Gas- limestone
0.84	$Y = -1.5622x + 95.8456$	0.26–40.102	26–102	Dark Blue–Purple	Oil- sandstone

اعتبارسنجی

نسبت پواسون نیز میزان تغییر شکل جانبی سنگ را در برابر فشار محوری نشان داده و در تمایز سنگ‌های سخت و نرم و همچنین شناسایی تأثیر سیالات نقش مهمی ایفا می‌کند. در مقایسه با این دو پارامتر، سایر ویژگی‌های لرزه‌ای کارایی کمتری در جداسازی لیتولوژی و تشخیص نواحی سیالی از خود نشان داده‌اند. نسبت V_p/V_s نمی‌تواند تأثیر لیتولوژی و سیال را به‌طور مجزا تفکیک کند، مدول یانگ به تغییرات ناشی از سیال واکنش کافی نشان نمی‌دهد، مقاومت موج P با ترکیب چند ویژگی فیزیکی نمی‌تواند اثر سیالات را به‌طور مجزا منعکس کند، و مو-رو که صرفاً بر ویژگی‌های برشی تمرکز دارد، تأثیر سیالات را نادیده می‌گیرد. 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 خوشه‌بندی دقیقی از لیتولوژی‌های مختلف ارائه دهد، به‌ویژه ماسه‌سنگ نفتی که به دلیل ویژگی‌های متمایز ناشی از محتوای نفت، به‌وضوح از سایر سنگ‌ها جدا شده است. این تمایز به مقاومت متوسط این لیتولوژی در برابر تراکم و کشیدگی جانبی ناشی از وجود نفت نسبت داده می‌شود که آن را از سنگ‌آهک گازدار با تراکم‌پذیری بالا، سنگ‌آهک سخت و طبیعت



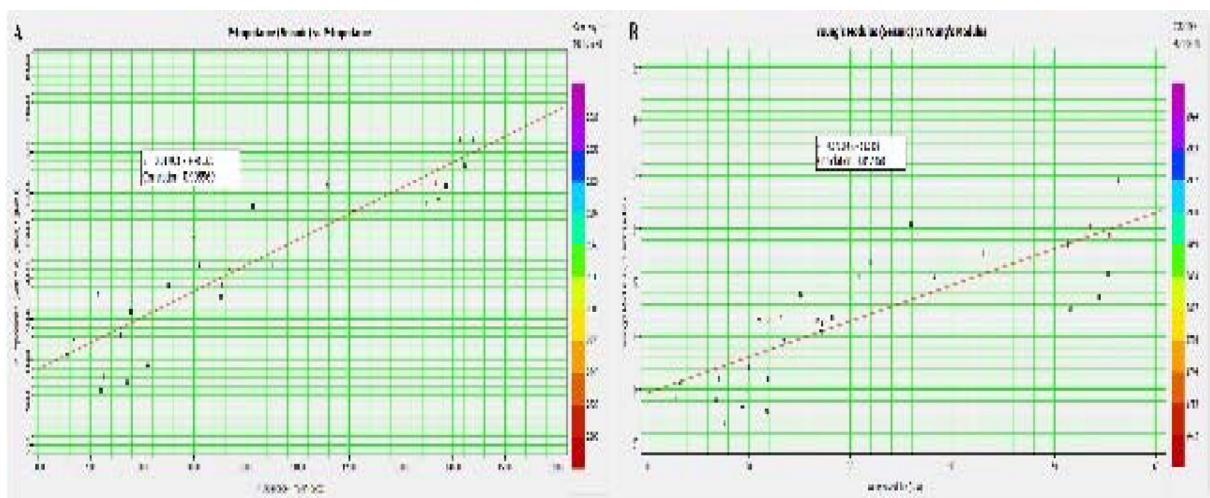
شکل ۱۱ نمودار پراکندگی نسبت پواسون (Unitless) در برابر لامبدا-رو ($\text{GPa} \cdot \text{g} / \text{cm}^3$) برای ناحیه منتخب.

جدول ۵ ویژگی‌های ژئومکانیکی مطابق با داده‌های نمایش داده‌شده در شکل ۱۱.
Table 5 Geomechanical properties corresponding to the data presented in Fig. 11.

Correlation Coefficient		Correlation Coefficient	(Poisson's Ratio (Unitless	LR (GPa·g/cm ³	Color	Lithology
0.85		$Y = 0.00372951x + 0.243866$	0.36–0.11	85–31	Blue–Purple	Shale
0.90		$Y = 0.00298478x + 0.173724$	0.38–0.26	72–20	Brown–Yellow	Limestone
0.55		$Y = 0.00512669x + 0.179398$	0.41–0.28	42–23	Red–Orange	Gas- limestone
0.98		$Y = 0.00595733x - 0.008463$	0.26–0.01	46–26	Green–Blue	Oil- sandstone

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٪ 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 به‌عنوان ارزیابی غیرمستقیم و معتبر محسوب شود ولی برای مطالعات آتی، ترکیب داده‌های thin section یا آزمایشات چاه‌آزمایی در صورت وجود، توصیه می‌شود.

مطابق با نتایج ارائه‌شده در شکل ۱۲، 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 پارمترهای کلیدی ژئومکانیکی یعنی مدول یانگ، نیز با استفاده از داده‌های لرزه‌ای برآورد و با لاگ‌های مربوط به چاه‌ها مقایسه شد. این پارمتر به‌دلیل 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 ۱۲، نشان‌دهنده همبستگی عددی ۰/۸۱۲۳۶۸ هستند. با در نظر گرفتن خطاهای ذاتی موجود در هر دو روش



شکل ۱۲ مقایسه مقاومت صوتی تراکمی (A) و مدول یانگ (B) از وارون‌سازی لرزه‌ای و لاگ چاه B.
Fig. 12 Comparison of acoustic impedance (A) and Young's modulus (B) from seismic inversion and well log data of Well B.

با این حال، با وجود دقت قابل توجه فرآیند وارون سازی و تطابق مطلوب نتایج با داده های چاه، این روش همچنان با محدودیت هایی همراه است که باید به صورت شفاف و علمی مورد توجه قرار گیرد. وابستگی شدید به کیفیت داده های لرزه ای، حساسیت بالا به انتخاب صحیح موجک، و عدم قطعیت در پارامترهای اولیه مدل از جمله مهم ترین منابع خطا در این فرآیند هستند. اگرچه در این مطالعه، استفاده از چندین موجک و مقایسه تطبیقی با داده های چاه تا حدی به کاهش خطا کمک کرده است، اما ماهیت معکوس و غیرقطعی این روش، موجب باقی ماندن بخشی از عدم قطعیت ها می شود.

برای بهبود عملکرد وارون سازی در مطالعات آتی، بهره گیری از داده های تکمیلی مانند VSP، لاگ های دینامیکی و آزمایش های چاه آزمایی پیشنهاد می شود. همچنین استفاده از روش های پیشرفته تر همچون وارون سازی موج کامل (FWI) و الگوریتم های یادگیری ماشین می تواند به استخراج دقیق تر ویژگی های زمین شناسی کمک کند و اثر خطاهای مدل سازی را به میزان چشمگیری کاهش دهد.

نتیجه گیری

در این پژوهش، با بهره گیری از داده های لرزه ای سه بعدی 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 داده های مشتق شده از تحلیل های لرزه ای 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 می تواند منجر به کاهش چشمگیر هزینه ها و ریسک های عملیاتی شود (توضیح اینکه تمام بخش ۴/۳ به شناسایی الگوهای لیتولوژیکی در نمودار های ژئومکانیکی می پردازد). اگرچه تمام نمودارهای مورد استفاده، نتایج قابل قبولی ارائه دادند، برخی از آن ها دقت و قابلیت اطمینان بیشتری از خود نشان دادند. کیفیت داده های لرزه ای و دقت فرآیند وارون سازی تأثیر مستقیم و مهمی بر اعتبار نتایج دارند. در راستای بهبود فرآیند وارون سازی، از موجکی استفاده شد که بیشترین انطباق را با داده ها داشت و در وارون سازی پیش از بر انبارش (Pre-stack Inversion) داده های سه بعدی به کار گرفته شد. پس از وارون سازی، پارامترهای ژئومکانیکی با استفاده از روابط تجربی به دست آمده از لاگ های 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 نمی شوند. از این رو، لازم است در تصمیم گیری نهایی، نوعی موازنه و بهینه سازی میان این عوامل برقرار شود. اگرچه در این مطالعه دسترسی به داده های آزمایشگاهی و مغزه ای جهت کالیبراسیون مستقیم نتایج وجود نداشت، ولی اعتبارسنجی با داده های چاه همبستگی قابل قبولی (بیش از ۸۰٪) نشان داد. با این حال، برای افزایش دقت و کاهش عدم قطعیت ها، توصیه می شود در مطالعات آتی از داده های مغزه، آزمایش های مکانیکی سنگ و داده های چاه آزمایی به منظور کالیبراسیون و صحت سنجی بیشتر مدل ها استفاده شود.

مراجع

- [1]. 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. doi.org/10.51584/IJRIAS.2024.908068.
- [2]. 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. doi.org/10.1080/15567036.2010.545808.
- [3]. Ardo, B. U. (2016). Correlating Core Analysis and Well Logging: The Stezyca Oil and Gas Field. *Oil & Gas Research*, 2(2), 2472-0518.
- [4]. Mondol, N. H. (2025). Well logging: principles, applications and uncertainties. In *Petroleum geoscience: From sedimentary environments to rock physics* (pp. 385-425). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- [5]. Zhou, B., Zhang, X., Zhao, L., Zhou, B., Chen, L., & Lu, Y. (2023, June). Pre-drilling prediction of 3D geomechanical parameters based on seismic data: A case study of Tarim Oilfield. In *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium* (pp. ARMA-2023). ARMA. doi.org/10.56952/ARMA-2023-0138.
- [6]. Esmaeilpour, S., & Ispas, I. (2023, June). 3D in-situ stress characterization using seismic inversion and downhole measurements. In *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium* (pp. ARMA-2023). ARMA. doi.org/10.56952/ARMA-2023-0182.
- [7]. Al-Garbawi, Z. H., & 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.
- [8]. 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. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105364.
- [9]. Noufal, A. (2020, November). Geomechanical Evidences for Conjugate Slip and Block Rotation Along the Strike. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference* (p. D021S043R003). SPE. doi.org/10.2118/203463-MS.
- [10]. 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. ISSN (Online): 2319-7064.
- [11]. Coulon, J. P., Lafet, Y., Deschizeaux, B., Doyen, P. M., & Duboz, P. (2006). Stratigraphic elastic inversion for seismic lithology discrimination in a turbiditic reservoir. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts* 25, (1): 2092-2096. Society of Exploration Geophysicists. doi.org/10.1190/1.2369949.
- [12]. Hampson, D. P., Russell, B. H., & Bankhead, B. (2005). Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. In *SEG International Exposition and Annual Meeting*.
- [13]. Veire, H. H., & Landrø, M. (2006). Simultaneous inversion of PP and PS seismic data. *Geophysics*, 71(3), R1-R10. doi.org/10.1190/1.2194533.
- [14]. Shuey, R. T. (1985). A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 50(4), 609-614. doi.org/10.1190/1.1441936.
- [15]. Jiang, J. W., & Park, H. S. (2014). Negative poisson's ratio in single-layer black phosphorus. *Nature communications*, 5(1), 4727.
- [16]. Xie R. C., Zhou W., Yang Z. B., Shan Y. M., Zhou Q. M., and Zhang S. J. (2011). Testing characteristics and log interpretation of rock's poisson ratio under simulating formation condition, *Well Logging Technol*, 35, 218-223.
- [17]. Sharma, R. K., & Chopra*, S. (2012, September). New attribute for determination of lithology and brittleness. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 31(1): 1-5. Society of Exploration Geophysicists. doi.org/10.1190/segam2012-1389.1.
- [18]. Katahara, K. W. (2001, September). Lamé's Parameter As a Pore-fluid Indicator: a Rock-physics Perspective. In *SEG International Exposition and Annual Meeting* (pp. SEG-2001). SEG.
- [19]. Kaczmarczyk-Kuszpit, W. (2021). Reservoir characterization based on the Lambda-Mu-Rho method-case study. *Nafta-Gaz*, 77(10), 625-632. doi: 10.18668/NG.2021.10.01.
- [20]. 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. doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2023.104847.
- [21]. Castagna, J. P., & Swan, H. W. (1997). Principles of AVO crossplotting. *The leading edge*, 16(4), 337-344. doi.org/10.1190/1.1437626.
- [22]. Roy, A., Dowell, B. L., & Marfurt, K. J. (2012, September). 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*, 31 (1): 1-5. Society of Exploration Geophysicists. doi.org/10.1190/segam2012-1365.1.