



Research Paper

Petroleum Research

Petroleum Research, 2026(February-March), Vol. 35, No. 145, 1-2

DOI: 10.22078/pr.2025.5752.3559

Permeability Modeling Based on Stoneley Waves with Emphasis on the Impact of Geological and Petrophysical Heterogeneities in the Dalan and Kangan Formations

Samaneh Safavi and Vahid Tavakoli*

School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

vtavakoli@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5752.3559

Received: July 17, 2025

Modify Date: December 11, 2025

Accepted: December 14, 2025

Introduction

Carbonate reservoirs in the Persian Gulf region exhibit significant heterogeneity in pore systems and rock fabrics [1-4]. Accurate estimation of permeability in such reservoirs is critical for reservoir characterization, production forecasting, and enhanced oil recovery projects. Moreover, direct methods such as core analysis are limited to few wells, thus continuous well log-based techniques are of great interest. Among these, Stoneley wave analysis provides valuable information on formation permeability, especially when integrated with petrophysical rock typing approaches [5-7]. This study aims to develop a reliable methodology for permeability prediction in the Upper Dalan and Kangan formations by combining Stoneley-based permeability estimation with petrophysical rock classification.

Materials and Methods

Dipole Sonic Imager Tool (DSI) data were used to record Stoneley waves across the reservoir intervals. Conventional well logs and 403 m of core (1,575 samples) were analyzed to provide ground truth permeability measurements. Stoneley slowness values were converted to permeability using established theoretical relationships. To account for geological heterogeneities, rock typing was performed using Flow Zone Indicator (FZI), Winland's R35, Lucia's classification, and porosity-permeability threshold

methods. Moreover, multiminerall analysis using Geolog software was also carried out to quantify mineralogical compositions. The correlation between Stoneley-derived permeability and core data was evaluated across different rock types.

Results and Discussion

The comparison between Stoneley-derived permeability and laboratory core data revealed a moderate correlation when all data were considered globally. However, after subdividing the dataset into rock types, the correlation improved significantly. Among the tested approaches, the FZI method provided the highest correlation, with R^2 values up to 0.96 in some flow units. In addition, this indicates that geological heterogeneity strongly influences permeability prediction and must be incorporated into the workflow. The results are consistent with previous studies [8-11] that emphasized the importance of integrating Stoneley wave analysis with additional classification or clustering techniques to improve permeability estimation accuracy.

Conclusions

This study demonstrates that combining Stoneley wave analysis with petrophysical rock typing provides a robust approach for permeability estimation in heterogeneous carbonate reservoirs. The methodology significantly improves the match between Stoneley-derived and core permeability compared to global

correlations. The proposed workflow can be applied to uncored wells and extended across the reservoir to enhance reservoir models and support field development strategies.

References

1. Saadat, K., Rahimpour-Bonab, H., Tavakoli, V., & Gholinezhad, J. (2024). Experimental investigation and prediction of saturation exponent in carbonate rocks: The significance of rock–fluid properties. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 14, 149–163. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01714-2>.
2. Hosseinzadeh, M., & Tavakoli, V. (2024). Analyzing the impact of geological features on reservoir heterogeneity using heterogeneity logs: A case study of Permian reservoirs in the Persian Gulf. *Geoenergy Science and Engineering*, 237, 212810. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212810>.
3. Soleimani, A., & Tavakoli, V. (2024). Deep dive into the factors influencing acoustic velocity in the Dalan–Kangan formations, the central Persian Gulf. *Geoenergy Science and Engineering*, 235, 212739. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212739>.
4. Hezarkhani, Y., & Tavakoli, V. (2025). Heterogeneity dynamics: Influencing rock type responses to overburden pressure, Permian–Triassic of the Persian Gulf. *Petroleum Science and Technology*, 43(21), 2982–3001. <https://doi.org/10.1080/10916466.2024.2410372>.
5. Rostami A, Kordavani A, Parchekhari S, Hemmati-Sarapardeh A, Helalizadeh A. New insights into permeability determination by coupling Stoneley wave propagation and conventional petrophysical logs in carbonate oil reservoirs. *Sci Rep.* 2022;12:11618. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-15869-1>.
6. Khayer K. Permeability estimation from Stoneley waves in carbonate reservoirs. *Turkiye Jeoloji Bulteni.* 2022;35(1):59–74. <https://doi.org/10.25288/tjb.974505>.
7. Brie A, Endo T, Johnson DL, Pampuri F. Quantitative formation permeability evaluation from Stoneley waves. In: *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*; 1998 Sep; New Orleans, USA. SPE; 1998. doi:10.2118/49131-MS
8. Amraei H, Falahat R. Improved ST-FZI method for permeability estimation to include the impact of porosity type and lithology. *J Petrol Explor Prod Technol.* 2021;11:109–115. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01061-6>.
9. Ezati M, Khosravi N, Rezvani M, Asadi H. Application of DSI log in geomechanical and petrophysical evaluation of carbonate reservoirs (case study: a gas field in southern Iran). *Iranian Petroleum Exploration and Production Engineering Journal.* 2019;11(4):11–22. [in Persian]
10. Tavakoli V, Rahimpour-Bonab H, Sahab-Peyman-Doust M. Importance of Winland equation coefficients in carbonate reservoir formations (case study: Kangan and Dalan Formations, Central Persian Gulf). *Petroleum Research.* 2018;28(97):1–14. [in Persian]
11. Davoodi, S., Asadolahi Shad, S., & Tavakoli, V. (2024). A fresh look at the Lucia classification using mud- and grain-dominated reservoirs of the Persian Gulf. *Geoenergy Science and Engineering*, 232, 212437. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212437>.

مدل‌سازی تراوایی براساس موج استونلی با تأکید بر اثر ناهمگنی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی در سازندهای دالان و کنگان

سمانه صفوی و وحید توکلی*

دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۴/۲۶ تاریخ تغییر: ۱۴۰۴/۰۹/۲۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۹/۲۳

چکیده

ناهمگنی‌های مخازن کربناته از عوامل اصلی پیچیدگی در ارزیابی دقیق ویژگی‌های مخزنی، به‌ویژه تراوایی به‌شمار می‌آیند. از آن‌جاکه روش‌های مستقیم تخمین تراوایی مانند مغزه‌گیری در تمامی جاه‌ها قابل اجرا نیستند، بهره‌گیری از داده‌های چاه‌نگاری پیوسته روشی مؤثر برای برآورد تراوایی محسوب می‌شود. امواج استونلی ثبت شده توسط ابزار نگار صوتی دوقطبی، قابلیت بالایی در تخمین غیرمستقیم تراوایی دارند. در این مطالعه از این قابلیت برای برآورد تراوایی سازندهای دالان بالایی و کنگان در بخش مرکزی خلیج فارس استفاده شده است. رابطه‌ای مبتنی بر کندشدگی امواج استونلی برای محاسبه تراوایی به‌کار گرفته شد و سپس تأثیر پارامترهای زمین‌شناسی و پتروفیزیکی بر دقت آن مورد بررسی قرار گرفت. داده‌های پژوهش شامل نگارهای متداول چاه‌نگاری، نگارهای صوتی دوقطبی و اطلاعات حاصل از ۴۰۳ m مغزه (۱۵۷۵ نمونه) است که آزمایش‌های پتروفیزیکی و مطالعات پتروگرافی (تحلیل محیط رسوبی، رخساره، نوع تخلخل و فرآیندهای دیانزنی) بر روی آنها انجام شد. حجم کانی‌ها نیز با آنالیز مولتی‌مین در نرم‌افزار ژئولاگ محاسبه شد. پس از محاسبه تراوایی از شاخص استونلی، گونه‌بندی سنگ‌ها براساس ویژگی‌های زمین‌شناسی و روش‌های پتروفیزیکی شامل شاخص زون جریانی، وینلند و لوسیا، و نیز آستانه‌گذاری تخلخل و تراوایی انجام گرفت. نتایج نشان دادند که دسته‌بندی داده‌ها براساس ویژگی‌های پتروفیزیکی، به‌ویژه روش شاخص زون جریانی، همبستگی به‌مراتب بهتری بین تراوایی محاسبه‌شده و تراوایی مغزه ایجاد می‌کند، به‌طوری‌که در گونه‌های تعیین شده توسط این روش، ضریب تعیین تا ۰/۹۶ مشاهده شد. این یافته نشان‌دهنده کارایی بالای ترکیب موج استونلی با گونه‌بندی پتروفیزیکی در پیش‌بینی تراوایی در مخازن کربناته ناهمگن است.

کلمات کلیدی: تراوایی، نگار صوتی دوقطبی (لاگ DSI)، امواج استونلی، ناهمگنی کربناته، گونه‌بندی سنگی

مقدمه

مخزنی سنگ و برنامه‌ریزی تولید در مخازن هیدروکربنی است. با وجود اهمیت بالای آن، اندازه‌گیری مستقیم تراوایی با روش‌هایی مانند آزمایش مغزه، مستلزم صرف زمان و هزینه بالا

تراوایی یکی از مؤلفه‌های کلیدی در ارزیابی کیفیت

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی

vtavakoli@ut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5752.3559)

رفتار هیدرودینامیکی مشابه را دارند، ضروری است. در نتیجه، در مطالعه حاضر، با تمرکز بر سازندهای کربناته دالان بالایی و کنگان، سعی شده است که گونه‌بندی سنگی با استفاده از روش‌های مختلف انجام گیرد و میزان همبستگی تراوایی محاسبه شده در هر دسته با تراوایی واقعی مغزه مورد ارزیابی قرار گیرد. بر همین اساس، هدف نهایی این مطالعه، ارائه روشی مؤثر برای طبقه‌بندی دقیق سنگ‌ها به‌منظور تخمین تراوایی با بهره‌گیری از داده‌های نگار صوتی دوقطبی است. چنین رویکردی گامی مؤثر در بهبود ارزیابی مخازن ناهمگن ایران، به‌ویژه در میادین خلیج فارس خواهد بود. نوآوری این پژوهش در آن است که با ادغام داده‌های موج استونلی با گونه‌بندی‌های پتروفیزیکی، به‌ویژه شاخص زون جریانی، توانسته است دقت تخمین تراوایی را نسبت به روش‌هایی که هر یک از این رویکردها را به‌طور مستقل به‌کار می‌گیرند، به‌طور چشم‌گیری افزایش دهد.

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی

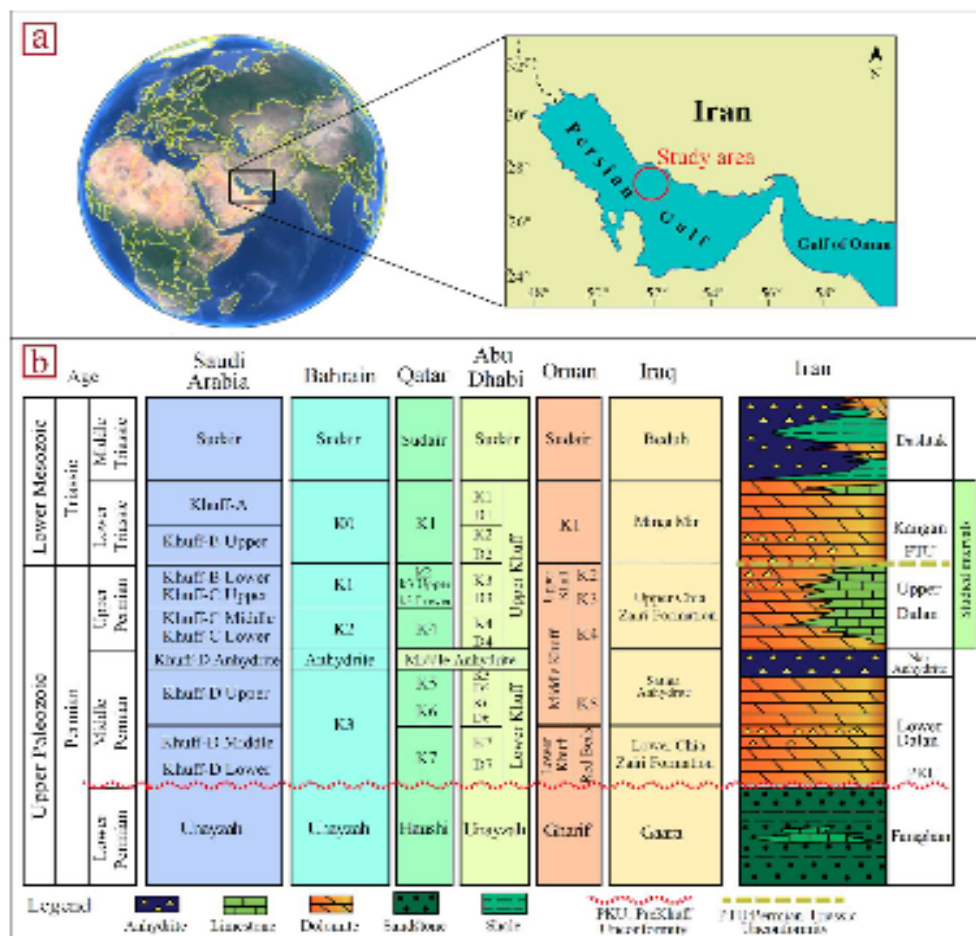
داده‌های این مطالعه مربوط به یکی از چاه‌های حفاری‌شده در بخش مرکزی خلیج فارس است (شکل ۱). این منطقه بخشی از زون چین‌خورده زاگرس محسوب می‌شود که در جنوب غرب ایران قرار دارد. این زون دارای واحدهای مخزنی گسترده با ظرفیت بالای ذخیره و تولید گاز طبیعی است [۸]. پس از دوره پرمین میانی، ناحیه ایران مرکزی از بلوک اصلی جدا شده و به‌سوی شمال حرکت کرده است، در نتیجه اقیانوس نئوتتیس در بخش‌های شرقی صفحه‌ی عربی گسترش یافته است. از آن زمان، رسوب‌گذاری دریایی در حوضه خلیج فارس ادامه یافته و تا دوره ترشیری تداوم داشته است [۹].

است و در بسیاری از چاه‌ها عملی نمی‌شود. این محدودیت‌ها پژوهشگران را بر آن داشته است تا از روش‌های غیرمستقیم، از جمله تحلیل داده‌های چاه‌نگاری استفاده کنند [۱]. یکی از روش‌های نوین در این زمینه، استفاده از امواج استونلی ثبت‌شده توسط ابزارهای صوتی دوقطبی است [۲]. براساس نظریه‌ی محیط‌های متخلخل بیوت [۳]، کندشدگی امواج استونلی^۱ متأثر از ویژگی‌های جریانی و ساختار منافذ سنگ بوده و می‌تواند به‌طور معناداری با تراوایی سازند مرتبط باشد. در سال‌های اخیر، مطالعات متعددی به بررسی رابطه میان ویژگی‌های موج استونلی و تراوایی پرداخته‌اند. برای نمونه، رستگاریا و کدخدایی [۴] از سرعت موج استونلی برای تخمین تراوایی با استفاده از روش شبکه‌ی عصبی در مخازن کربناته بهره‌گرفتند و همبستگی قابل‌قبولی با داده‌های مغزه به‌دست آوردند. در ادامه، محسن عزتی و همکاران [۵] در پژوهش خود اهمیت ترکیب داده‌های نگار صوتی دوقطبی با اطلاعات مغزه را در بهبود مدل‌سازی سنگ مخزن و تعیین ویژگی‌های ریزساختاری سنگ تأیید کرده‌اند. همچنین امرایی و فلاح [۶] بهبودهایی در روش تخمین تراوایی با کمک شاخص زون جریانی ارائه دادند که حساسیت بیشتری نسبت به تغییرات رخساره‌ای و ویژگی‌های پتروفیزیکی نشان می‌داد و این روش توانست با در نظر گرفتن تنوع تخلخل و سنگ‌شناسی، عملکرد قابل‌توجهی در تخمین تراوایی ارائه دهد. شادکام و قاسم‌العسگری [۷] با استفاده از روش مجموع مربع خطا^۲ تلاش کرده‌اند تا نواحی با رفتار هیدرودینامیکی مشابه را شناسایی کرده و تراوایی هر ناحیه را با دقت بیشتری تخمین بزنند. با وجود این پیشرفت‌ها، در بسیاری از پژوهش‌ها ارتباط میان امواج استونلی، ناهمگنی‌های مخزن و روش‌های مختلف گونه‌بندی سنگی^۳، به‌ویژه در مخازن گازی پیچیده، به‌طور جامع بررسی نشده است. با توجه به ناهمگنی موجود در مخازن به‌خصوص کربناته، استفاده از مدل‌هایی که توانایی شناسایی نواحی با

1. Stoneley Waves Slowness

2. SSE

3. Rock Typing



شکل ۱ موقعیت جغرافیایی و ستون چینه‌شناسی سازندهای دالان بالایی و کنگان که براساس داده‌های [۱۲ و ۱۳] بازطراحی شده است.

Fig 1 Geographic location and stratigraphic column of the Upper Dalan and Kangan formations, redesigned based on data from [12, 13].

بالایی سازند دالان و سازند کنگان به چهار واحد مخزنی موسوم به K1، K2، K3 و K4 تقسیم شده‌اند [۱۱] که هر کدام ویژگی‌های سنگ‌شناسی، چینه‌شناسی و پتروفیزیکی متفاوتی دارند و در تحلیل‌های مخزنی به‌صورت مجزا ارزیابی می‌شوند. این دو بخش، هدف اصلی این مطالعه را تشکیل می‌دهند.

مواد و روش‌ها

ابزارهای مورد استفاده و نوع داده‌ها

در این مطالعه از ابزار چاه‌نگاری صوتی دوقطبی^۱ برای برداشت داده‌های صوتی، به‌ویژه موج استونلی، استفاده شده است.

در این میان، با گرم‌تر و خشک‌تر شدن تدریجی اقلیم در پرمین میانی تا پسین، شرایط محیطی به‌سوی تشکیل یک سکوی کربناته-تبخیری وسیع پیش رفته که زمینه‌ساز رسوب‌گذاری توالی ضخیمی از سنگ‌های کربناته و تبخیری شده است. این توالی در قالب سازندهای دالان و کنگان شکل گرفته است. سازند دالان با سن پرمین بالایی و ضخامت حدود ۷۰۰ m، ترکیبی از سنگ آهک، دولومیت، آهک دولومیتی و انیدریت است و بخش بالایی آن به‌عنوان واحد مخزنی، اهمیت ویژه‌ای در ناحیه زاگرس دارد (شکل ۱) [۱۰]. سازند کنگان نیز با ضخامت ۲۰۰ m و سن تریاس زیرین تا میانی، شامل سنگ آهک دولومیتی، آهک رسی، انیدریت و شیل است و در بالای سازند دالان قرار دارد. بخش

1. DSI: Dipole Sonic Image

گل برحسب $RHOB, g/mL$ چگالی حجمی کل برحسب g/mL (برابر با مقادیر نگار چگالی) و dt_f کندشدگی ظاهری پالایه گل برحسب $\mu s/ft$ است. براساس رابطه ۱، با رسم نمودار $dtst^2$ در برابر $dtsh^2/RHOB$ برای یک زون ناتراوا، شیب خط به دست آمده نشان دهنده ی مقدار ρ_f و عرض از مبدأ برابر با dt_f^2 است. در این مطالعه یک زون انیدریتی با ضخامت حدود یک متر در عمق $2908 m$ به عنوان لایه ناتراوا در نظر گرفته شد که معیارهای شناسایی این زون کمترین کندشدگی موج استونلی و حداکثر حجم این کانی در این عمق بود. با مقایسه ی کندشدگی واقعی موج استونلی با کندشدگی محاسبه شده در زون ناتراوا، شاخص تراوایی تعریف می شود (رابطه ۲):

$$K_{ist} = dtst / \sqrt{[(\rho_f dtsh^2 / RHOB)] + dtf^2} \quad (2)$$

در این رابطه K_{ist} شاخص تراوایی استونلی (بدون بعد)، $dtst$ کندشدگی موج استونلی برحسب $\mu s/ft$ (برابر با مقادیر نگار استونلی در هر عمق)، $dtsh$ کندشدگی موج برشی برحسب $RHOB, \mu s/ft$ چگالی حجمی کل برحسب g/mL ، ρ_f چگالی ظاهری پالایه گل برحسب g/mL و dt_f کندشدگی ظاهری پالایه گل برحسب $\mu s/ft$ است. در زون ناتراوا با نزدیک شدن K_{ist} به سمت یک، پارامتر FZI_{st} (که برای تعیین زون های همگن جریان سیالات در مخازن استفاده می شود) به سمت صفر میل می کند و هردو پارامتر در تراوایی های بسیار بالا، به سمت بی نهایت میل می کنند. از این رو می توان رابطه بین آنان را به دست آورد (رابطه ۳):

$$FZI_{st} = IMF(K_{ist} - 1) \quad (3)$$

پارامتر IMF فاکتور شاخص تطابق^۴ است و این گونه به دست می آید (رابطه ۴):

$$IMF_{total} = \sum (IMF_i V_i) \quad (4)$$

در این رابطه V_i حجم هر کانی موجود در سازند برحسب v/v است.

این ابزار شامل دو فرستنده و هشت گیرنده با آرایش خطی است و قابلیت ثبت امواج فشاری، برشی و استونلی را در حالت های مختلف دارد [۱۴]. حالت ۳ این ابزار که ویژه انتشار امواج استونلی است، به دلیل حساسیت بالای آن نسبت به تراوایی سازند، در این پژوهش مورد استفاده قرار گرفت. داده های مورد استفاده در این پژوهش شامل مجموعه ای از نگارهای چاه نگاری معمول، از جمله گاما، تخلخل نوترون، چگالی، مقاومت الکتریکی و قطرسنج (کالیپر) و نیز نگارهای صوتی دوقطبی شامل فشاری، برشی و استونلی است. همچنین اطلاعات مربوط به $403 m$ مغزه، شامل نتایج حاصل از مطالعات پتروگرافی و آزمایش های مغزه بر روی 1575 نمونه، مورد بررسی قرار گرفت. مطالعات پتروگرافی بر روی مقاطع نازک، در بردارنده تحلیل محیط رسوب گذاری، تعیین رخساره ها، نوع تخلخل و فرآیندهای دیاژنزی است. به علاوه، آزمایش های مغزه شامل اندازه گیری تخلخل، تراوایی و چگالی دانه^۱ نمونه ها است که برای تحلیل پتروفیزیکی دقیق تر به کار رفته اند. محاسبه حجم کانی های موجود در سازند در عمق های مختلف چاه، در نرم افزار ژئولاگ^۲ و با استفاده از آنالیز مولتی مین^۳ انجام شده است.

مدل سازی تراوایی بر پایه امواج استونلی

امواج استونلی در فرکانس های پایین، هنگام عبور از زون های تراوای سازند با سیال داخل منافذ برهم کنش دارند و دچار افت دامنه یا کندشدگی (میرایی) می شوند. این پدیده مبنای تخمین تراوایی در روش غیرمستقیم است [۱۵-۱۷]. در زون های ناتراوا، کندشدگی موج استونلی به صورت زیر است (رابطه ۱):

$$dtst^2 = [\rho_f dtsh^2 / RHOB] + dtf^2 \quad (1)$$

که در آن dt_{st} کندشدگی موج استونلی برحسب $\mu s/ft$ (برابر با مقادیر نگار صوتی استونلی در زون ناتراوا)، $dtsh$ کندشدگی موج برشی برحسب $\mu s/ft$ (برابر با مقادیر نگار صوتی برشی)، ρ_f چگالی ظاهری پالایه

1. Grain Density
2. Geolog
3. Multimin Analysis
4. Index Matching Factor

گسترده‌ای دارد [۱۹ و ۲۰]. در این روش، سنگ‌ها براساس اندازه دانه و نوع تخلخل به کلاس‌های پتروفیزیکی تقسیم‌بندی می‌شوند و رابطه کلی به صورت لگاریتمی بیان می‌گردد:

(۷)

$$\text{Log}(K) = (A - B \text{Log}(\text{class})) + (C - D \text{Log}(\text{class})) \text{Log}(\phi_p)$$

که در آن A، B، C و D ضرایب تجربی وابسته به نوع بافت، K تراوایی مغزه برحسب mD، Φ_{ip} تخلخل بین‌دانه‌ای به صورت درصد و class رده پتروفیزیکی بافت سنگ است. در روش شاخص زون جریانی (روابط ۸ و ۹) سنگ‌ها از نظر توانایی عبور سیال تقسیم‌بندی می‌شوند [۲۱]:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{K / \phi_e} \quad (۸)$$

$$FZI = RQI / (\phi_e / (1 - \phi_e)) \quad (۹)$$

که در آن‌ها RQI شاخص کیفیت مخزنی^۵، K تراوایی برحسب mD، Φ_e تخلخل مفید به صورت درصد است. در هر روش، پس از دسته‌بندی داده‌ها، ضریب تعیین^۶ بین تراوایی محاسبه‌شده و تراوایی مغزه برای هر گونه سنگی محاسبه و دقت هر روش سنجیده شد.

نتایج

در این مطالعه، پس از محاسبه‌ی تراوایی با روش مبتنی بر موج استونلی، برای ارزیابی دقت مدل از دو نمودار تحلیلی استفاده شد. نمودار اول، روند تغییرات تراوایی مغزه و تراوایی محاسبه‌شده در عمق چاه را نشان می‌دهد (شکل ۲). در برخی بخش‌های عمق، به‌ویژه در نمونه‌هایی با شاخص زون جریانی بالا، انطباق قابل قبولی میان دو مقدار مشاهده می‌شود. در مقابل، در اعماق کمتر و به‌ویژه در سنگ‌های ناتراوا، اختلاف بین تراوایی مغزه و تراوایی محاسبه‌شده بیشتر است.

در این مطالعه حجم‌کانی‌های مختلف شامل انیدریت، دولومیت و کلسیت در کل عمق چاه با استفاده از آنالیز مولتی‌مین در نرم‌افزار ژئولاگ به‌دست آمد که این امر با وارد کردن لاگ‌های معمول مثل چگالی و نوترون و اطلاعات مربوط به چاه انجام شد. پارامتر IMFi نسبت‌کنندگی کانی خالص موردنظر به‌کنندگی مرجع استاندارد برای یک نمونه شناخته شده است که در این مطالعه با توجه به فراوانی، کانی کلسیت به‌عنوان مرجع در نظر گرفته شد. این شاخص بدون واحد است. در نهایت تراوایی سازند از رابطه زیر محاسبه می‌شود (رابطه ۵):

$$K = 1014 FZI_{st}^2 [\phi_e / (1 - \phi_e)]^2 \quad (۵)$$

که در آن K تراوایی برحسب میلی‌داریسی (mD)، Φ_e تخلخل مفید به صورت درصد (در این مطالعه از تخلخل مغزه استفاده شد) و FZI_{st} شاخص زون جریانی می‌باشد.

تعیین گونه‌های سنگی

بعد از اعمال روابط فوق در تمام عمق‌های چاه و محاسبه‌ی تراوایی، گونه‌بندی سنگ‌ها از نظر زمین‌شناسی با در نظر گرفتن پارامترهای سنگ‌شناسی و رخساره و همچنین از نظر پتروفیزیکی با روش‌های لوسیا^۱، وینلند^۲ و شاخص زون جریانی^۳ و نیز براساس آستانه‌گذاری^۴ پارامترهای تخلخل و تراوایی انجام شد. در هر یک از این روش‌ها، هرگونه‌ی سنگی از نظر یک ویژگی خاص با گونه‌های دیگر متمایز است. هدف روش وینلند ارتباط دادن پارامترهای تخلخل و تراوایی با قطر گلوگاه حفرات، برای جریان سیال در مخزن است (رابطه ۶) [۱۸]:

$$\text{Log}(R_{35}) = 0.732 + 0.588 \text{Log}(K) - 0.864 \text{Log}(\phi) \quad (۶)$$

که در آن R_{35} قطر گلوگاه حفرات برحسب μm ، K تراوایی مغزه برحسب mD، Φ تخلخل مغزه به صورت درصد می‌باشد. روش لوسیا نیز برای تحلیل ارتباط تخلخل و تراوایی با بافت سنگ توسعه یافته رابطه ۷ و به‌ویژه در سازندهای کربناته به‌دلیل تنوع بافتی و وجود تخلخل‌های غیرمفید کاربرد

1. Lucia

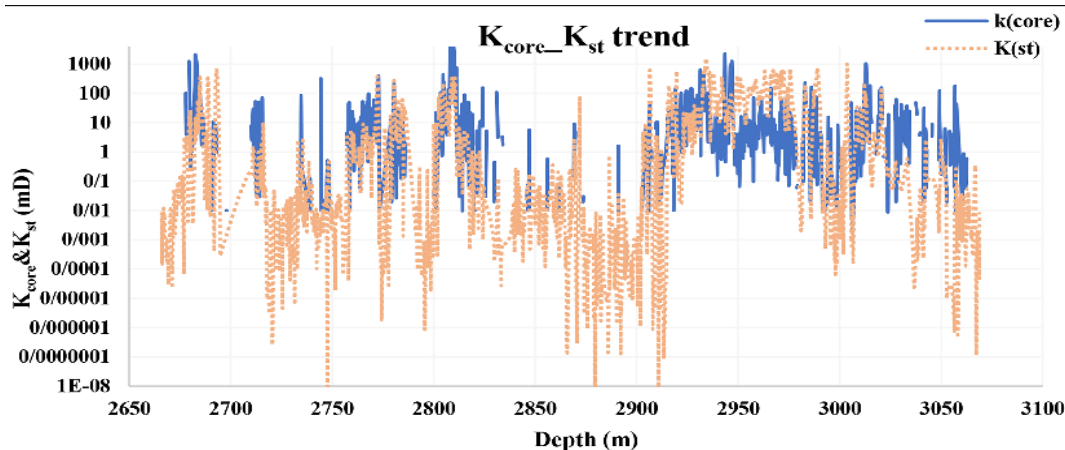
2. Winland

3. FZI: Flow Zone Indicator

4. Cut-off

5. Reservoir Quality Index

6. R²: Coefficient of Determination



شکل ۲ نمودار تغییرات عمقی تراوایی مغزه (K_{core}) و تراوایی محاسبه شده بر پایه امواج استونلی (K_{st}) در چاه مورد مطالعه به منظور ارزیابی میزان تطابق روند تغییرات دو پارامتر در طول ستون چاه.

Fig. 2 Depth plot of core permeability (K_{core}) and Stoneley wave-derived permeability (K_{st}) in the studied well to evaluate the consistency of the trend of variations of the two parameters along the wellbore.

شده است. همچنین ۱۲ نوع رخساره شناسایی شد که عبارت‌اند از انیدریت، مادستون اغلب به همراه تبخیری‌ها، باندستون استروماتولیتی، باندستون ترومبولیتی، مادستون فسیل‌دار، وکستون پلوئیدی اینتراکلاستی بایوکلستی، پکستون آنکوئیدی پلوئیدی، پکستون ائیدی بایوکلستی، گرینستون پلوئیدی ائیدی بایوکلستی، گرینستون بایوکلستی اینتراکلاستی ائیدی، پکستون اینتراکلاستی بایوکلستی ائیدی و کربنات بلوری. در جدول ۲ ضرایب تعیین مربوط به این رخساره‌ها قابل مشاهده است. با توجه به این داده‌ها، در گونه‌هایی با رخساره‌ی انیدریتی، مقدار تراوایی محاسبه شده به طور متوسط کمتر از ۰/۰۰۵ mD بوده، در حالی که برخی رخساره‌های آهکی با تخلخل بالا، مقادیر تراوایی محاسبه‌شده بالاتری داشته‌اند.

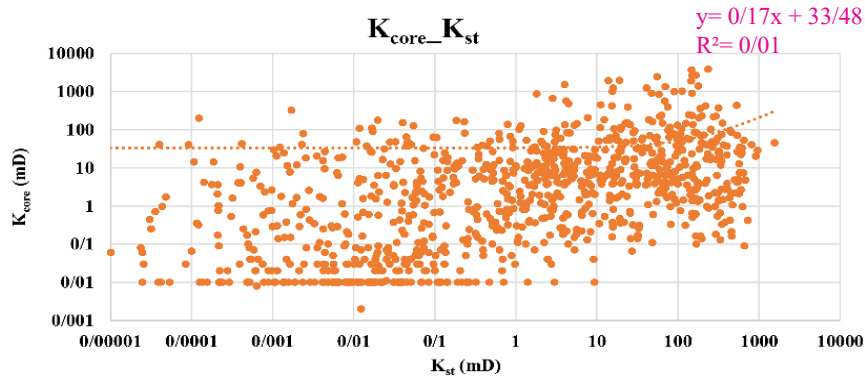
روش‌های پتروفیزیکی

روش شاخص زون جریان

در این روش، مقدار شاخص زون جریانی برای هر نمونه محاسبه شد. بر این اساس، نمونه‌ها در بازه‌های شاخص زون جریانی شامل ۰-۰/۱، ۰/۱-۰/۲، ۰/۲-۰/۵، ۰/۵-۱، ۱-۲، ۲-۵، ۵-۱۰، ۱۰-۲۰ و بیش از ۲۰ دسته‌بندی شدند (جدول ۳).

نمودار دوم، پراکندگی تراوایی مغزه در برابر تراوایی محاسبه‌شده را نشان می‌دهد (شکل ۳). همان‌طور که مشاهده می‌شود، همبستگی کلی بین میان دو پارامتر ضعیف است (۰/۰۱) و داده‌ها پراکندگی قابل توجهی به‌ویژه در زون‌های با تراوایی پایین نشان می‌دهند. با این حال، در نمونه‌هایی که دارای ویژگی‌های پتروفیزیکی مطلوب‌تر هستند (برای مثال تخلخل مفید بیشتر)، تطابق نسبی بهتری میان تراوایی مغزه و تراوایی محاسبه‌شده مشاهده می‌شود. در ادامه، گونه‌های سنگی با استفاده از روش‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفتند و برای هرروش، تراوایی محاسبه شده و تراوایی مغزه در عمق‌های مختلف با یکدیگر مقایسه شد. گونه‌بندی زمین‌شناسی براساس سنگ‌شناسی و رخساره‌های رسوبی

این روش‌ها برخلاف روش‌های پتروفیزیکی، بیشتر به ویژگی‌های توصیفی سنگ‌شناسی، بافت، رخساره و محیط رسوبی تکیه دارند. از دیدگاه زمین‌شناسی، در این پژوهش ۵ نوع سنگ‌شناسی غالب شناسایی شد که شامل انیدریت، دولومیت، آهک دولومیتی، آهک و دولومیت آهکی می‌گردد. در جدول ۱ ضرایب تعیین مربوط به این ۵ نوع سنگ‌شناسی با مقایسه تراوایی حاصل از مغزه و تراوایی محاسبه‌شده، آورده



شکل ۳ نمودار پراکنش تراوایی مغزه (K_{core}) در برابر تراوایی محاسبه شده بر پایه امواج استونلی (K_{st}) با مقیاس لگاریتمی در هر دو محور، به همراه رابطه خط و مقدار ضریب تعیین (R^2).

Fig 3. Cross plot of core permeability (K_{core}) versus Stoneley wave-derived permeability (K_{st}) on a logarithmic scale for both axes, along with the regression line equation and coefficient of determination (R^2).

Table 1. Coefficients of determination (R^2) between calculated permeability and core permeability for the geological method based on dominant lithology.

جدول ۱ ضرایب تعیین مربوط به روش زمین شناسی براساس سنگ شناسی غالب بین تراوایی محاسبه شده و تراوایی مغزه.

RT5	RT4	RT3	RT2	RT1	Lithology
0.00	0.02	0.03	0.02	0.00	R^2

Table 2. Coefficients of determination between calculated permeability and core permeability for the geological method based on sedimentary facies.

جدول ۲ ضرایب تعیین مربوط به روش زمین شناسی براساس رخساره های رسوبی بین تراوایی محاسبه شده و تراوایی مغزه.

RT12	RT11	RT10	RT9	RT8	RT7	RT6	RT5	RT4	RT3	RT2	RT1	Sedimentary facies
0.09	0.01	0.00	0.01	0.01	0.07	0.04	0.32	0.43	0.05	0.05	0.00	R^2

Table 3. Coefficients of determination between calculated permeability and core permeability for the FZI method.

جدول ۳ ضرایب تعیین مربوط به روش FZI بین تراوایی محاسبه شده و تراوایی مغزه.

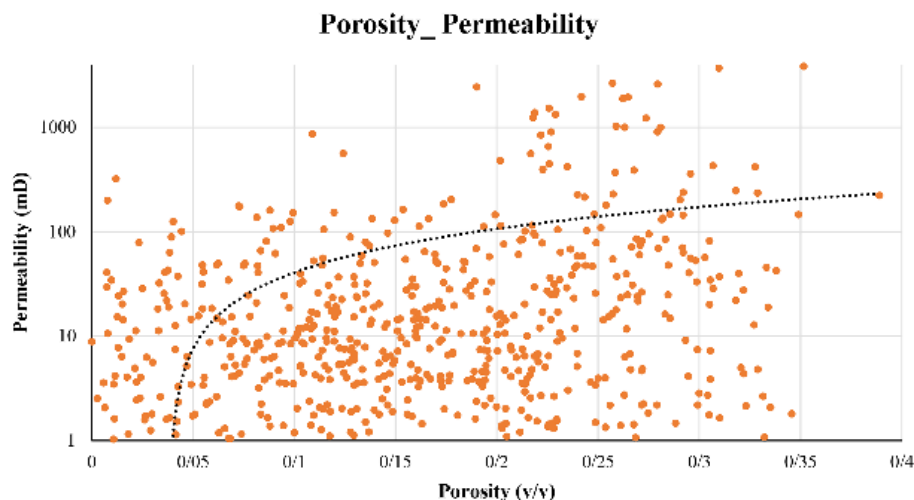
RT9	RT8	RT7	RT6	RT5	RT4	RT3	RT2	RT1	Rock type
0.66	0.96	0.69	0.27	0.27	0.55	0.40	0.59	0.64	R^2

زون های دارای تخلخل متوسط نشان داد. در این روش همبستگی خوبی بین تراوایی محاسبه شده و تراوایی مغزه به ویژه در گونه های دارای تخلخل متوسط تا بالا مشاهده شد.

روش وینلند

براساس روابط لگاریتمی بین تراوایی، تخلخل و قطر گلوگاه حفرات (R_{35})، گونه های سنگی بر مبنای بازه های مقادیر R_{35} به صورت کمتر از ۰٫۲، ۰٫۲-۰٫۵، ۰٫۵-۱٫۰، ۱٫۰-۲٫۰، ۲٫۰-۵٫۰، ۵٫۰-۱۰٫۰، ۱۰٫۰-۲۰٫۰ و بیش از ۲۰ μm تقسیم بندی شدند (جدول ۴).

شکل ۴ نمودار تخلخل در برابر تراوایی را برای کل سازندهای مورد مطالعه نشان می دهد، پراکنندگی بالای داده ها نشان دهنده ضعف همبستگی مستقیم (ضریب تعیین ۰/۰۷) بین تخلخل و تراوایی در این سازندها است. در بخش قابل توجهی از نمونه ها، به ویژه در نمونه هایی با تراوایی پایین، مقدار شاخص زون جریانی برابر با صفر به دست آمد که نشان دهنده جریان پذیری بسیار پایین آن بخش از سازند است. این روش توانایی تفکیک زون های کم تراوا از تراوا را با دقت قابل قبول به ویژه در



شکل ۴ نمودار پراکنش تخلخل در برابر تراوایی مغزه برای کل سازندهای مورد مطالعه، با مقیاس لگاریتمی در محور تراوایی، همراه با رابطه خط و مقدار ضریب تعیین (R^2).

Fig 4. Cross plot of porosity versus core permeability for all studied formations, with logarithmic scale on the permeability axis, along with the regression line equation and coefficient of determination (R^2).

Table 4. Coefficients of determination between calculated permeability and core permeability for the Winland method.

جدول ۴ ضرایب تعیین مربوط به روش وینلند بین تراوایی محاسبه شده و تراوایی مغزه.

RT8	RT7	RT6	RT4	RT4	RT3	RT2	RT1	Rock type
0.68	0.26	0.57	0.16	0.42	0.41	0.58	0.37	R^2

پایین بود که می‌تواند ناشی از اثرات ناهمگنی محلی یا شکستگی باشد. بدین جهت، عملکرد این روش زمانی مطلوب است که طبقه‌بندی بافتی دقیقی از سنگ انجام شود. استفاده‌ی صرف از تخلخل و تراوایی ممکن است به طبقه‌بندی نادرست به‌ویژه در زون‌هایی که بافت حفره‌ای پیچیده یا تخلخل غیرمفید دارند، منجر شود.

روش‌های مبتنی بر آستانه‌گذاری براساس تخلخل و تراوایی

با توجه به ناهمگنی شدید در توزیع تخلخل و تراوایی و نیز نقش متفاوت نواحی کم‌تخلخل و ناتراوا در مقایسه با بخش‌های متخلخل و تراوا در نتایج مدل‌سازی، گونه‌های سنگی در این روش تنها براساس مقدار تخلخل یا تراوایی دسته‌بندی شدند. این تقسیم‌بندی مبتنی بر آستانه‌گذاری است و پیچیدگی محاسباتی کمی دارد. همچنین آستانه‌های استفاده‌شده براساس ویژگی‌های داده‌های این مطالعه تنظیم شده است.

تحلیل داده‌ها نشان داد که در برخی نمونه‌ها با تراوایی مغزه پایین، مقدار تراوایی محاسبه شده از رابطه‌ی وینلند به‌طور قابل‌توجهی بیشتر از مقدار تراوایی مغزه است، که لزوم اصلاح مدل برای آن نواحی را تأیید می‌کند. به‌طور کلی، این روش توانست مرزبندی مناسبی از نظر شعاع مؤثر جریان سیال انجام دهد، ولی در برخی نمونه‌ها مقادیر محاسبه‌شده با مقادیر مغزه تفاوت قابل‌توجهی نشان دادند.

روش لوسیا

در این روش، سنگ‌ها با استفاده از روابط لگاریتمی میان تخلخل مفید و تراوایی براساس کلاس‌های عددی دسته‌بندی می‌شوند. در مطالعه حاضر، گونه‌ها با توجه به مقادیر کلاس‌های عددی ۰/۵، ۱، ۱/۵، ۲، ۲/۵، ۳، ۴ و ۵ تقسیم‌بندی شدند. جدول ۵ مربوط به ضرایب تعیین این گونه‌ها است. برخی از نمونه‌ها در کلاس‌های دارای تراوایی بالا طبقه‌بندی شدند، درحالی‌که مقدار محاسبه‌شده تراوایی بسیار

Table 5. Coefficients of determination between calculated permeability and core permeability for the Lucia method.

جدول ۵ ضرایب تعیین مربوط به روش لوسیا بین تراوایی محاسبه شده و تراوایی مغزه.

RT8	RT7	RT6	RT5	RT4	RT3	RT2	RT1	Rock type
0.01	0.33	0.13	0.40	0.37	0.51	0.14	0.04	R ²

جریانی قرار دارد. به همین دلیل، طبقه‌بندی صرفاً بر پایه آستانه‌گذاری تخلخل یا تراوایی نیز در تفکیک گونه‌های سنگی برای پیش‌بینی تراوایی ناکارآمد بود، چرا که این روش، با ساده‌سازی بیش از حد سیستم سنگ-سیال، از درک عمیق رفتار جریان در معماری متخلخل سنگ ناتوان است. در واقع، استفاده از یک مرز عددی ثابت، بدون توجه به زمینه زمین‌شناسی و خصوصیات ساختاری فضای حفره‌ای، نمی‌تواند تفاوت‌های واقعی در توان جریانی سنگ‌ها را بازتاب دهد. با وجود این محدودیت، اثر فرآیندهای دیاژنتیکی (مانند دولومیتی‌شدن و انحلال) به‌طور غیرمستقیم از طریق پارامترهای ورودی مدل استونلی وارد محاسبات شده است. دیاژنز با تغییر نوع تخلخل، اندازه و پیوستگی گلوگاه‌ها و ترکیب کانی‌شناسی، موجب تغییر در پارامترهایی مانند تخلخل مفید، مقدار فاکتور شاخص تطابق و همچنین شاخص زون جریانی می‌شود. این پارامترها در مدل استونلی نقش کلیدی دارند و باعث می‌شوند بخشی از تأثیرات دیاژنز در رفتار هیدرودینامیکی سنگ بازتاب یابد. نتایج این مطالعه نشان داد که با اعمال گونه‌بندی پتروفیزیکی، همبستگی مدل استونلی در سنگ‌های تحت تأثیر شدید دیاژنز به‌طور قابل توجهی افزایش می‌یابد. در نواحی با تراوایی بسیار کم، پراکندگی بین تراوایی محاسبه‌شده و تراوایی مغزه به‌طور محسوسی افزایش می‌یابد. علت این موضوع، کاهش حساسیت موج استونلی در زون‌هایی است که دامنه موج بیشتر در دیواره‌ی چاه و گل حفاری مستهلک شده و برهم‌کنش آن با سیال موجود در حفرات به حداقل می‌رسد. بنابراین، استفاده از مدل استونلی در این نواحی باید با احتیاط انجام شود.

برای تخلخل، نمونه‌ها در بازه‌های زیر دسته‌بندی شدند: ۵-۰، ۵-۱۰، ۱۰-۱۵، ۱۵-۲۰، ۲۰-۲۵، ۲۵-۳۰ و بیش از ۳۰٪ (۷ گونه سنگی). برای تراوایی، بازه‌ها به‌صورت زیر در نظر گرفته شدند: ۰-۰٫۱، ۰٫۱-۰٫۱۰، ۰٫۱-۰٫۱۵، ۰٫۱۵-۰٫۲۰، ۰٫۲۰-۰٫۲۵، ۰٫۲۵-۰٫۳۰، ۰٫۳۰-۰٫۳۵، ۰٫۳۵-۰٫۴۰، ۰٫۴۰-۰٫۴۵، ۰٫۴۵-۰٫۵۰، ۰٫۵۰-۰٫۵۵، ۰٫۵۵-۰٫۶۰، ۰٫۶۰-۰٫۶۵، ۰٫۶۵-۰٫۷۰، ۰٫۷۰-۰٫۷۵، ۰٫۷۵-۰٫۸۰، ۰٫۸۰-۰٫۸۵، ۰٫۸۵-۰٫۹۰، ۰٫۹۰-۰٫۹۵، ۰٫۹۵-۱٫۰۰، ۱٫۰۰-۱٫۰۵، ۱٫۰۵-۱٫۱۰، ۱٫۱۰-۱٫۱۵، ۱٫۱۵-۱٫۲۰، ۱٫۲۰-۱٫۲۵، ۱٫۲۵-۱٫۳۰، ۱٫۳۰-۱٫۳۵، ۱٫۳۵-۱٫۴۰، ۱٫۴۰-۱٫۴۵، ۱٫۴۵-۱٫۵۰، ۱٫۵۰-۱٫۵۵، ۱٫۵۵-۱٫۶۰، ۱٫۶۰-۱٫۶۵، ۱٫۶۵-۱٫۷۰، ۱٫۷۰-۱٫۷۵، ۱٫۷۵-۱٫۸۰، ۱٫۸۰-۱٫۸۵، ۱٫۸۵-۱٫۹۰، ۱٫۹۰-۱٫۹۵، ۱٫۹۵-۲٫۰۰، ۲٫۰۰-۲٫۰۵، ۲٫۰۵-۲٫۱۰، ۲٫۱۰-۲٫۱۵، ۲٫۱۵-۲٫۲۰، ۲٫۲۰-۲٫۲۵، ۲٫۲۵-۲٫۳۰، ۲٫۳۰-۲٫۳۵، ۲٫۳۵-۲٫۴۰، ۲٫۴۰-۲٫۴۵، ۲٫۴۵-۲٫۵۰، ۲٫۵۰-۲٫۵۵، ۲٫۵۵-۲٫۶۰، ۲٫۶۰-۲٫۶۵، ۲٫۶۵-۲٫۷۰، ۲٫۷۰-۲٫۷۵، ۲٫۷۵-۲٫۸۰، ۲٫۸۰-۲٫۸۵، ۲٫۸۵-۲٫۹۰، ۲٫۹۰-۲٫۹۵، ۲٫۹۵-۳٫۰۰، ۳٫۰۰-۳٫۰۵، ۳٫۰۵-۳٫۱۰، ۳٫۱۰-۳٫۱۵، ۳٫۱۵-۳٫۲۰، ۳٫۲۰-۳٫۲۵، ۳٫۲۵-۳٫۳۰، ۳٫۳۰-۳٫۳۵، ۳٫۳۵-۳٫۴۰، ۳٫۴۰-۳٫۴۵، ۳٫۴۵-۳٫۵۰، ۳٫۵۰-۳٫۵۵، ۳٫۵۵-۳٫۶۰، ۳٫۶۰-۳٫۶۵، ۳٫۶۵-۳٫۷۰، ۳٫۷۰-۳٫۷۵، ۳٫۷۵-۳٫۸۰، ۳٫۸۰-۳٫۸۵، ۳٫۸۵-۳٫۹۰، ۳٫۹۰-۳٫۹۵، ۳٫۹۵-۴٫۰۰، ۴٫۰۰-۴٫۰۵، ۴٫۰۵-۴٫۱۰، ۴٫۱۰-۴٫۱۵، ۴٫۱۵-۴٫۲۰، ۴٫۲۰-۴٫۲۵، ۴٫۲۵-۴٫۳۰، ۴٫۳۰-۴٫۳۵، ۴٫۳۵-۴٫۴۰، ۴٫۴۰-۴٫۴۵، ۴٫۴۵-۴٫۵۰، ۴٫۵۰-۴٫۵۵، ۴٫۵۵-۴٫۶۰، ۴٫۶۰-۴٫۶۵، ۴٫۶۵-۴٫۷۰، ۴٫۷۰-۴٫۷۵، ۴٫۷۵-۴٫۸۰، ۴٫۸۰-۴٫۸۵، ۴٫۸۵-۴٫۹۰، ۴٫۹۰-۴٫۹۵، ۴٫۹۵-۵٫۰۰، ۵٫۰۰-۵٫۰۵، ۵٫۰۵-۵٫۱۰، ۵٫۱۰-۵٫۱۵، ۵٫۱۵-۵٫۲۰، ۵٫۲۰-۵٫۲۵، ۵٫۲۵-۵٫۳۰، ۵٫۳۰-۵٫۳۵، ۵٫۳۵-۵٫۴۰، ۵٫۴۰-۵٫۴۵، ۵٫۴۵-۵٫۵۰، ۵٫۵۰-۵٫۵۵، ۵٫۵۵-۵٫۶۰، ۵٫۶۰-۵٫۶۵، ۵٫۶۵-۵٫۷۰، ۵٫۷۰-۵٫۷۵، ۵٫۷۵-۵٫۸۰، ۵٫۸۰-۵٫۸۵، ۵٫۸۵-۵٫۹۰، ۵٫۹۰-۵٫۹۵، ۵٫۹۵-۶٫۰۰، ۶٫۰۰-۶٫۰۵، ۶٫۰۵-۶٫۱۰، ۶٫۱۰-۶٫۱۵، ۶٫۱۵-۶٫۲۰، ۶٫۲۰-۶٫۲۵، ۶٫۲۵-۶٫۳۰، ۶٫۳۰-۶٫۳۵، ۶٫۳۵-۶٫۴۰، ۶٫۴۰-۶٫۴۵، ۶٫۴۵-۶٫۵۰، ۶٫۵۰-۶٫۵۵، ۶٫۵۵-۶٫۶۰، ۶٫۶۰-۶٫۶۵، ۶٫۶۵-۶٫۷۰، ۶٫۷۰-۶٫۷۵، ۶٫۷۵-۶٫۸۰، ۶٫۸۰-۶٫۸۵، ۶٫۸۵-۶٫۹۰، ۶٫۹۰-۶٫۹۵، ۶٫۹۵-۷٫۰۰، ۷٫۰۰-۷٫۰۵، ۷٫۰۵-۷٫۱۰، ۷٫۱۰-۷٫۱۵، ۷٫۱۵-۷٫۲۰، ۷٫۲۰-۷٫۲۵، ۷٫۲۵-۷٫۳۰، ۷٫۳۰-۷٫۳۵، ۷٫۳۵-۷٫۴۰، ۷٫۴۰-۷٫۴۵، ۷٫۴۵-۷٫۵۰، ۷٫۵۰-۷٫۵۵، ۷٫۵۵-۷٫۶۰، ۷٫۶۰-۷٫۶۵، ۷٫۶۵-۷٫۷۰، ۷٫۷۰-۷٫۷۵، ۷٫۷۵-۷٫۸۰، ۷٫۸۰-۷٫۸۵، ۷٫۸۵-۷٫۹۰، ۷٫۹۰-۷٫۹۵، ۷٫۹۵-۸٫۰۰، ۸٫۰۰-۸٫۰۵، ۸٫۰۵-۸٫۱۰، ۸٫۱۰-۸٫۱۵، ۸٫۱۵-۸٫۲۰، ۸٫۲۰-۸٫۲۵، ۸٫۲۵-۸٫۳۰، ۸٫۳۰-۸٫۳۵، ۸٫۳۵-۸٫۴۰، ۸٫۴۰-۸٫۴۵، ۸٫۴۵-۸٫۵۰، ۸٫۵۰-۸٫۵۵، ۸٫۵۵-۸٫۶۰، ۸٫۶۰-۸٫۶۵، ۸٫۶۵-۸٫۷۰، ۸٫۷۰-۸٫۷۵، ۸٫۷۵-۸٫۸۰، ۸٫۸۰-۸٫۸۵، ۸٫۸۵-۸٫۹۰، ۸٫۹۰-۸٫۹۵، ۸٫۹۵-۹٫۰۰، ۹٫۰۰-۹٫۰۵، ۹٫۰۵-۹٫۱۰، ۹٫۱۰-۹٫۱۵، ۹٫۱۵-۹٫۲۰، ۹٫۲۰-۹٫۲۵، ۹٫۲۵-۹٫۳۰، ۹٫۳۰-۹٫۳۵، ۹٫۳۵-۹٫۴۰، ۹٫۴۰-۹٫۴۵، ۹٫۴۵-۹٫۵۰، ۹٫۵۰-۹٫۵۵، ۹٫۵۵-۹٫۶۰، ۹٫۶۰-۹٫۶۵، ۹٫۶۵-۹٫۷۰، ۹٫۷۰-۹٫۷۵، ۹٫۷۵-۹٫۸۰، ۹٫۸۰-۹٫۸۵، ۹٫۸۵-۹٫۹۰، ۹٫۹۰-۹٫۹۵، ۹٫۹۵-۱۰٫۰۰، ۱۰٫۰۰-۱۰٫۰۵، ۱۰٫۰۵-۱۰٫۱۰، ۱۰٫۱۰-۱۰٫۱۵، ۱۰٫۱۵-۱۰٫۲۰، ۱۰٫۲۰-۱۰٫۲۵، ۱۰٫۲۵-۱۰٫۳۰، ۱۰٫۳۰-۱۰٫۳۵، ۱۰٫۳۵-۱۰٫۴۰، ۱۰٫۴۰-۱۰٫۴۵، ۱۰٫۴۵-۱۰٫۵۰، ۱۰٫۵۰-۱۰٫۵۵، ۱۰٫۵۵-۱۰٫۶۰، ۱۰٫۶۰-۱۰٫۶۵، ۱۰٫۶۵-۱۰٫۷۰، ۱۰٫۷۰-۱۰٫۷۵، ۱۰٫۷۵-۱۰٫۸۰، ۱۰٫۸۰-۱۰٫۸۵، ۱۰٫۸۵-۱۰٫۹۰، ۱۰٫۹۰-۱۰٫۹۵، ۱۰٫۹۵-۱۱٫۰۰، ۱۱٫۰۰-۱۱٫۰۵، ۱۱٫۰۵-۱۱٫۱۰، ۱۱٫۱۰-۱۱٫۱۵، ۱۱٫۱۵-۱۱٫۲۰، ۱۱٫۲۰-۱۱٫۲۵، ۱۱٫۲۵-۱۱٫۳۰، ۱۱٫۳۰-۱۱٫۳۵، ۱۱٫۳۵-۱۱٫۴۰، ۱۱٫۴۰-۱۱٫۴۵، ۱۱٫۴۵-۱۱٫۵۰، ۱۱٫۵۰-۱۱٫۵۵، ۱۱٫۵۵-۱۱٫۶۰، ۱۱٫۶۰-۱۱٫۶۵، ۱۱٫۶۵-۱۱٫۷۰، ۱۱٫۷۰-۱۱٫۷۵، ۱۱٫۷۵-۱۱٫۸۰، ۱۱٫۸۰-۱۱٫۸۵، ۱۱٫۸۵-۱۱٫۹۰، ۱۱٫۹۰-۱۱٫۹۵، ۱۱٫۹۵-۱۲٫۰۰، ۱۲٫۰۰-۱۲٫۰۵، ۱۲٫۰۵-۱۲٫۱۰، ۱۲٫۱۰-۱۲٫۱۵، ۱۲٫۱۵-۱۲٫۲۰، ۱۲٫۲۰-۱۲٫۲۵، ۱۲٫۲۵-۱۲٫۳۰، ۱۲٫۳۰-۱۲٫۳۵، ۱۲٫۳۵-۱۲٫۴۰، ۱۲٫۴۰-۱۲٫۴۵، ۱۲٫۴۵-۱۲٫۵۰، ۱۲٫۵۰-۱۲٫۵۵، ۱۲٫۵۵-۱۲٫۶۰، ۱۲٫۶۰-۱۲٫۶۵، ۱۲٫۶۵-۱۲٫۷۰، ۱۲٫۷۰-۱۲٫۷۵، ۱۲٫۷۵-۱۲٫۸۰، ۱۲٫۸۰-۱۲٫۸۵، ۱۲٫۸۵-۱۲٫۹۰، ۱۲٫۹۰-۱۲٫۹۵، ۱۲٫۹۵-۱۳٫۰۰، ۱۳٫۰۰-۱۳٫۰۵، ۱۳٫۰۵-۱۳٫۱۰، ۱۳٫۱۰-۱۳٫۱۵، ۱۳٫۱۵-۱۳٫۲۰، ۱۳٫۲۰-۱۳٫۲۵، ۱۳٫۲۵-۱۳٫۳۰، ۱۳٫۳۰-۱۳٫۳۵، ۱۳٫۳۵-۱۳٫۴۰، ۱۳٫۴۰-۱۳٫۴۵، ۱۳٫۴۵-۱۳٫۵۰، ۱۳٫۵۰-۱۳٫۵۵، ۱۳٫۵۵-۱۳٫۶۰، ۱۳٫۶۰-۱۳٫۶۵، ۱۳٫۶۵-۱۳٫۷۰، ۱۳٫۷۰-۱۳٫۷۵، ۱۳٫۷۵-۱۳٫۸۰، ۱۳٫۸۰-۱۳٫۸۵، ۱۳٫۸۵-۱۳٫۹۰، ۱۳٫۹۰-۱۳٫۹۵، ۱۳٫۹۵-۱۴٫۰۰، ۱۴٫۰۰-۱۴٫۰۵، ۱۴٫۰۵-۱۴٫۱۰، ۱۴٫۱۰-۱۴٫۱۵، ۱۴٫۱۵-۱۴٫۲۰، ۱۴٫۲۰-۱۴٫۲۵، ۱۴٫۲۵-۱۴٫۳۰، ۱۴٫۳۰-۱۴٫۳۵، ۱۴٫۳۵-۱۴٫۴۰، ۱۴٫۴۰-۱۴٫۴۵، ۱۴٫۴۵-۱۴٫۵۰، ۱۴٫۵۰-۱۴٫۵۵، ۱۴٫۵۵-۱۴٫۶۰، ۱۴٫۶۰-۱۴٫۶۵، ۱۴٫۶۵-۱۴٫۷۰، ۱۴٫۷۰-۱۴٫۷۵، ۱۴٫۷۵-۱۴٫۸۰، ۱۴٫۸۰-۱۴٫۸۵، ۱۴٫۸۵-۱۴٫۹۰، ۱۴٫۹۰-۱۴٫۹۵، ۱۴٫۹۵-۱۵٫۰۰، ۱۵٫۰۰-۱۵٫۰۵، ۱۵٫۰۵-۱۵٫۱۰، ۱۵٫۱۰-۱۵٫۱۵، ۱۵٫۱۵-۱۵٫۲۰، ۱۵٫۲۰-۱۵٫۲۵، ۱۵٫۲۵-۱۵٫۳۰، ۱۵٫۳۰-۱۵٫۳۵، ۱۵٫۳۵-۱۵٫۴۰، ۱۵٫۴۰-۱۵٫۴۵، ۱۵٫۴۵-۱۵٫۵۰، ۱۵٫۵۰-۱۵٫۵۵، ۱۵٫۵۵-۱۵٫۶۰، ۱۵٫۶۰-۱۵٫۶۵، ۱۵٫۶۵-۱۵٫۷۰، ۱۵٫۷۰-۱۵٫۷۵، ۱۵٫۷۵-۱۵٫۸۰، ۱۵٫۸۰-۱۵٫۸۵، ۱۵٫۸۵-۱۵٫۹۰، ۱۵٫۹۰-۱۵٫۹۵، ۱۵٫۹۵-۱۶٫۰۰، ۱۶٫۰۰-۱۶٫۰۵، ۱۶٫۰۵-۱۶٫۱۰، ۱۶٫۱۰-۱۶٫۱۵، ۱۶٫۱۵-۱۶٫۲۰، ۱۶٫۲۰-۱۶٫۲۵، ۱۶٫۲۵-۱۶٫۳۰، ۱۶٫۳۰-۱۶٫۳۵، ۱۶٫۳۵-۱۶٫۴۰، ۱۶٫۴۰-۱۶٫۴۵، ۱۶٫۴۵-۱۶٫۵۰، ۱۶٫۵۰-۱۶٫۵۵، ۱۶٫۵۵-۱۶٫۶۰، ۱۶٫۶۰-۱۶٫۶۵، ۱۶٫۶۵-۱۶٫۷۰، ۱۶٫۷۰-۱۶٫۷۵، ۱۶٫۷۵-۱۶٫۸۰، ۱۶٫۸۰-۱۶٫۸۵، ۱۶٫۸۵-۱۶٫۹۰، ۱۶٫۹۰-۱۶٫۹۵، ۱۶٫۹۵-۱۷٫۰۰، ۱۷٫۰۰-۱۷٫۰۵، ۱۷٫۰۵-۱۷٫۱۰، ۱۷٫۱۰-۱۷٫۱۵، ۱۷٫۱۵-۱۷٫۲۰، ۱۷٫۲۰-۱۷٫۲۵، ۱۷٫۲۵-۱۷٫۳۰، ۱۷٫۳۰-۱۷٫۳۵، ۱۷٫۳۵-۱۷٫۴۰، ۱۷٫۴۰-۱۷٫۴۵، ۱۷٫۴۵-۱۷٫۵۰، ۱۷٫۵۰-۱۷٫۵۵، ۱۷٫۵۵-۱۷٫۶۰، ۱۷٫۶۰-۱۷٫۶۵، ۱۷٫۶۵-۱۷٫۷۰، ۱۷٫۷۰-۱۷٫۷۵، ۱۷٫۷۵-۱۷٫۸۰، ۱۷٫۸۰-۱۷٫۸۵، ۱۷٫۸۵-۱۷٫۹۰، ۱۷٫۹۰-۱۷٫۹۵، ۱۷٫۹۵-۱۸٫۰۰، ۱۸٫۰۰-۱۸٫۰۵، ۱۸٫۰۵-۱۸٫۱۰، ۱۸٫۱۰-۱۸٫۱۵، ۱۸٫۱۵-۱۸٫۲۰، ۱۸٫۲۰-۱۸٫۲۵، ۱۸٫۲۵-۱۸٫۳۰، ۱۸٫۳۰-۱۸٫۳۵، ۱۸٫۳۵-۱۸٫۴۰، ۱۸٫۴۰-۱۸٫۴۵، ۱۸٫۴۵-۱۸٫۵۰، ۱۸٫۵۰-۱۸٫۵۵، ۱۸٫۵۵-۱۸٫۶۰، ۱۸٫۶۰-۱۸٫۶۵، ۱۸٫۶۵-۱۸٫۷۰، ۱۸٫۷۰-۱۸٫۷۵، ۱۸٫۷۵-۱۸٫۸۰، ۱۸٫۸۰-۱۸٫۸۵، ۱۸٫۸۵-۱۸٫۹۰، ۱۸٫۹۰-۱۸٫۹۵، ۱۸٫۹۵-۱۹٫۰۰، ۱۹٫۰۰-۱۹٫۰۵، ۱۹٫۰۵-۱۹٫۱۰، ۱۹٫۱۰-۱۹٫۱۵، ۱۹٫۱۵-۱۹٫۲۰، ۱۹٫۲۰-۱۹٫۲۵، ۱۹٫۲۵-۱۹٫۳۰، ۱۹٫۳۰-۱۹٫۳۵، ۱۹٫۳۵-۱۹٫۴۰، ۱۹٫۴۰-۱۹٫۴۵، ۱۹٫۴۵-۱۹٫۵۰، ۱۹٫۵۰-۱۹٫۵۵، ۱۹٫۵۵-۱۹٫۶۰، ۱۹٫۶۰-۱۹٫۶۵، ۱۹٫۶۵-۱۹٫۷۰، ۱۹٫۷۰-۱۹٫۷۵، ۱۹٫۷۵-۱۹٫۸۰، ۱۹٫۸۰-۱۹٫۸۵، ۱۹٫۸۵-۱۹٫۹۰، ۱۹٫۹۰-۱۹٫۹۵، ۱۹٫۹۵-۲۰٫۰۰، ۲۰٫۰۰-۲۰٫۰۵، ۲۰٫۰۵-۲۰٫۱۰، ۲۰٫۱۰-۲۰٫۱۵، ۲۰٫۱۵-۲۰٫۲۰، ۲۰٫۲۰-۲۰٫۲۵، ۲۰٫۲۵-۲۰٫۳۰، ۲۰٫۳۰-۲۰٫۳۵، ۲۰٫۳۵-۲۰٫۴۰، ۲۰٫۴۰-۲۰٫۴۵، ۲۰٫۴۵-۲۰٫۵۰، ۲۰٫۵۰-۲۰٫۵۵، ۲۰٫۵۵-۲۰٫۶۰، ۲۰٫۶۰-۲۰٫۶۵، ۲۰٫۶۵-۲۰٫۷۰، ۲۰٫۷۰-۲۰٫۷۵، ۲۰٫۷۵-۲۰٫۸۰، ۲۰٫۸۰-۲۰٫۸۵، ۲۰٫۸۵-۲۰٫۹۰، ۲۰٫۹۰-۲۰٫۹۵، ۲۰٫۹۵-۲۱٫۰۰، ۲۱٫۰۰-۲۱٫۰۵، ۲۱٫۰۵-۲۱٫۱۰، ۲۱٫۱۰-۲۱٫۱۵، ۲۱٫۱۵-۲۱٫۲۰، ۲۱٫۲۰-۲۱٫۲۵، ۲۱٫۲۵-۲۱٫۳۰، ۲۱٫۳۰-۲۱٫۳۵، ۲۱٫۳۵-۲۱٫۴۰، ۲۱٫۴۰-۲۱٫۴۵، ۲۱٫۴۵-۲۱٫۵۰، ۲۱٫۵۰-۲۱٫۵۵، ۲۱٫۵۵-۲۱٫۶۰، ۲۱٫۶۰-۲۱٫۶۵، ۲۱٫۶۵-۲۱٫۷۰، ۲۱٫۷۰-۲۱٫۷۵، ۲۱٫۷۵-۲۱٫۸۰، ۲۱٫۸۰-۲۱٫۸۵، ۲۱٫۸۵-۲۱٫۹۰، ۲۱٫۹۰-۲۱٫۹۵، ۲۱٫۹۵-۲۲٫۰۰، ۲۲٫۰۰-۲۲٫۰۵، ۲۲٫۰۵-۲۲٫۱۰، ۲۲٫۱۰-۲۲٫۱۵، ۲۲٫۱۵-۲۲٫۲۰، ۲۲٫۲۰-۲۲٫۲۵، ۲۲٫۲۵-۲۲٫۳۰، ۲۲٫۳۰-۲۲٫۳۵، ۲۲٫۳۵-۲۲٫۴۰، ۲۲٫۴۰-۲۲٫۴۵، ۲۲٫۴۵-۲۲٫۵۰، ۲۲٫۵۰-۲۲٫۵۵، ۲۲٫۵۵-۲۲٫۶۰، ۲۲٫۶۰-۲۲٫۶۵، ۲۲٫۶۵-۲۲٫۷۰، ۲۲٫۷۰-۲۲٫۷۵، ۲۲٫۷۵-۲۲٫۸۰، ۲۲٫۸۰-۲۲٫۸۵، ۲۲٫۸۵-۲۲٫۹۰، ۲۲٫۹۰-۲۲٫۹۵، ۲۲٫۹۵-۲۳٫۰۰، ۲۳٫۰۰-۲۳٫۰۵، ۲۳٫۰۵-۲۳٫۱۰، ۲۳٫۱۰-۲۳٫۱۵، ۲۳٫۱۵-۲۳٫۲۰، ۲۳٫۲۰-۲۳٫۲۵، ۲۳٫۲۵-۲۳٫۳۰، ۲۳٫۳۰-۲۳٫۳۵، ۲۳٫۳۵-۲۳٫۴۰، ۲۳٫۴۰-۲۳٫۴۵، ۲۳٫۴۵-۲۳٫۵۰، ۲۳٫۵۰-۲۳٫۵۵، ۲۳٫۵۵-۲۳٫۶۰، ۲۳٫۶۰-۲۳٫۶۵، ۲۳٫۶۵-۲۳٫۷۰، ۲۳٫۷۰-۲۳٫۷۵، ۲۳٫۷۵-۲۳٫۸۰، ۲۳٫۸۰-۲۳٫۸۵، ۲۳٫۸۵-۲۳٫۹۰، ۲۳٫۹۰-۲۳٫۹۵، ۲۳٫۹۵-۲۴٫۰۰، ۲۴٫۰۰-۲۴٫۰۵، ۲۴٫۰۵-۲۴٫۱۰، ۲۴٫۱۰-۲۴٫۱۵، ۲۴٫۱۵-۲۴٫۲۰، ۲۴٫۲۰-۲۴٫۲۵، ۲۴٫۲۵-۲۴٫۳۰، ۲۴٫۳۰-۲۴٫۳۵، ۲۴٫۳۵-۲۴٫۴۰، ۲۴٫۴۰-۲۴٫۴۵، ۲۴٫۴۵-۲۴٫۵۰، ۲۴٫۵۰-۲۴٫۵۵، ۲۴٫۵۵-۲۴٫۶۰، ۲۴٫۶۰-۲۴٫۶۵، ۲۴٫۶۵-۲۴٫۷۰، ۲۴٫۷۰-۲۴٫۷۵، ۲۴٫۷۵-۲۴٫۸۰، ۲۴٫۸۰-۲۴٫۸۵، ۲۴٫۸۵-۲۴٫۹۰، ۲۴٫۹۰-۲۴٫۹۵، ۲۴٫۹۵-۲۵٫۰۰، ۲۵٫۰۰-۲۵٫۰۵، ۲۵٫۰۵-۲۵٫۱۰، ۲۵٫۱۰-۲۵٫۱۵، ۲۵٫۱۵-۲۵٫۲۰، ۲۵٫۲۰-۲۵٫۲۵، ۲۵٫۲۵-۲۵٫۳۰، ۲۵٫۳۰-۲۵٫۳۵، ۲۵٫۳۵-۲۵٫۴۰، ۲۵٫۴۰-۲۵٫۴۵، ۲۵٫۴۵-۲۵٫۵۰، ۲۵٫۵۰-۲۵٫۵۵، ۲۵٫۵۵-۲۵٫۶۰، ۲۵٫۶۰-۲۵٫۶۵، ۲۵٫۶۵-۲۵٫۷۰، ۲۵٫۷۰-۲۵٫۷۵، ۲۵٫۷۵-۲۵٫۸۰، ۲۵٫۸۰-۲۵٫۸۵، ۲۵٫۸۵-۲۵٫۹۰، ۲۵٫۹۰-۲۵٫۹۵، ۲۵٫۹۵-۲۶٫۰۰، ۲۶٫۰۰-۲۶٫۰۵، ۲۶٫۰۵-۲۶٫۱۰، ۲۶٫۱۰-۲۶٫۱۵، ۲۶٫۱۵-۲۶٫۲۰، ۲۶٫۲۰-۲۶٫۲۵، ۲۶٫۲۵-۲۶٫۳۰، ۲۶٫۳۰-۲۶٫۳۵، ۲۶٫۳۵-۲۶٫۴۰، ۲۶٫۴۰-۲۶٫۴۵، ۲۶٫۴۵-۲۶٫۵۰، ۲۶٫۵۰-۲۶٫۵۵، ۲۶٫۵۵-۲۶٫۶۰، ۲۶٫۶۰-۲۶٫۶۵، ۲۶٫۶۵-۲۶٫۷۰، ۲۶٫۷۰-۲۶٫۷۵، ۲۶٫۷۵-۲۶٫۸۰، ۲۶٫۸۰-۲۶٫۸۵، ۲۶٫۸۵-۲۶٫۹۰، ۲۶٫۹۰-۲۶٫۹۵، ۲۶٫۹۵-۲۷٫۰۰، ۲۷٫۰۰-۲۷٫۰۵، ۲۷٫۰۵-۲۷٫۱۰، ۲۷٫۱۰-۲۷٫۱۵، ۲۷٫۱۵-۲۷٫۲۰، ۲۷٫۲۰-۲۷٫۲۵، ۲۷٫۲۵-۲۷٫۳۰، ۲۷٫۳۰-۲۷٫۳۵، ۲۷٫۳۵-۲۷٫۴۰، ۲۷٫۴۰-۲۷٫۴۵، ۲۷٫۴۵-۲۷٫۵۰، ۲۷٫۵۰-۲۷٫۵۵، ۲۷٫۵۵-۲۷٫۶۰، ۲۷٫۶۰-۲۷٫۶۵، ۲۷٫۶۵-۲۷٫۷۰، ۲۷٫۷۰-۲۷٫۷۵، ۲۷٫۷۵-۲۷٫۸۰، ۲۷٫۸۰-۲۷٫۸۵، ۲۷٫۸۵-۲۷٫۹۰، ۲۷٫۹۰-۲۷٫۹۵، ۲۷٫۹۵-۲۸٫۰۰، ۲۸٫۰۰-۲۸٫۰۵، ۲۸٫۰۵-۲۸٫۱۰، ۲۸٫۱۰-۲۸٫۱۵، ۲۸٫۱۵-۲۸٫۲۰، ۲۸٫۲۰-۲۸٫۲۵، ۲۸٫۲۵-۲۸٫۳۰، ۲۸٫۳۰-۲۸٫۳۵، ۲۸٫۳۵-۲۸٫۴۰، ۲۸٫۴۰-۲۸٫۴۵، ۲۸٫۴۵-۲۸٫۵۰، ۲۸٫۵۰-۲۸٫۵۵، ۲۸٫۵۵-۲۸٫۶۰، ۲۸٫۶۰-۲۸٫۶۵، ۲۸٫۶۵-۲۸٫۷۰، ۲۸٫۷۰-۲۸٫۷۵، ۲۸٫۷۵-۲

Table 6. Coefficients of determination between calculated permeability and core permeability for the porosity-based classification method.

جدول ۶ ضرایب تعیین مربوط به روش دسته‌بندی براساس تخلخل بین تراوایی محاسبه شده و تراوایی مغزه.

RT7	RT6	RT5	RT4	RT3	RT2	RT1	Rock type
0.04	0.09	0.02	0.01	0.00	0.00	0.02	R ²

Table 7. Coefficients of determination between calculated permeability and core permeability for the permeability-based classification method.

جدول ۷ ضرایب تعیین مربوط به روش دسته‌بندی براساس تراوایی بین تراوایی محاسبه شده و تراوایی مغزه.

RT11	RT10	RT9	RT8	RT7	RT6	RT5	RT4	RT3	RT2	RT1	Rock type
0.00	0.01	0.01	0.00	0.02	0.00	0.00	0.05	0.00	0.04	0.00	R ²

مستقیم ندارند، اما به دلیل تکیه بر داده‌های اندازه‌گیری شده در مقیاس جریان سیال، بازتاب واقع‌بینانه‌تری از ناهمگنی هیدرولیکی سنگ برای پیش‌بینی تراوایی ارائه می‌کنند. در مجموع می‌توان نتیجه گرفت که ترکیب روش‌های پتروفیزیکی با تحلیل نگارهای صوتی، به‌ویژه با بهره‌گیری از امواج استونلی، رویکردی مؤثر برای مدل‌سازی دقیق‌تر تراوایی در مخازن کربناته ناهمگن فراهم می‌کند. نتایج این پژوهش را می‌توان در چارچوب مطالعات مشابه تحلیل کرد. به‌عنوان نمونه، رستمی و همکاران [۲۲] با ترکیب داده‌های امواج استونلی، لاگ‌های پتروفیزیکی متداول و مدل‌های هوش مصنوعی، بهبود قابل توجهی در دقت تخمین تراوایی در مخازن کربناته گزارش کردند. یافته‌های آن مطالعه نشان داد که مدل‌های ترکیبی می‌توانند ناهمگنی‌های پیچیده‌ی مخزنی را به‌طور مؤثرتری بازتاب دهند. در مقایسه، رویکرد حاضر، اگرچه بر روش‌های مبتنی بر هوش مصنوعی تکیه ندارد، اما استفاده از چندین روش گونه‌بندی سنگی توانسته است همبستگی بالایی میان تراوایی محاسبه‌شده و تراوایی مغزه به‌دست آورد و در نتیجه چارچوبی قابل اعتماد برای تحلیل ناهمگنی‌ها ارائه کند. همچنین، سلیمانی و همکاران [۲۳] گزارش کردند که به‌کارگیری رخساره‌های الکتریکی در کنار داده‌های امواج استونلی، نقش مؤثری در تبیین کیفیت مخزن داشته و به تفکیک واحدهای مخزنی کمک کرده است.

و تفسیر آن بدون بهره‌گیری از داده‌های مغزه یا روش‌های پتروفیزیکی کمکی ممکن است به برداشت‌های نادرست منجر شود. علاوه‌براین، تمرکز تحلیل بر داده‌های یک چاه، به‌عنوان یکی از محدودیت‌های مطالعه، می‌تواند بر میزان اطمینان نتایج اثر بگذارد.

در مقابل، مدل‌های پتروفیزیکی چندمتغیره مانند شاخص زون جریانی، وینلند، و لوسیا، همبستگی معناداری با تراوایی مغزه نشان دادند. این مدل‌ها با ترکیب چند پارامتر کلیدی مانند تخلخل مؤثر، بافت سنگ، و اندازه مؤثر گلوگاه‌های تخلخل، نمایی دقیق‌تر از ساختار فضای متخلخل ارائه می‌دهند. به‌عنوان نمونه، شاخص زون جریانی با نرمال‌سازی پارامترهای تخلخل و نسبت سطح به حجم، قادر است سنگ‌ها را براساس قابلیت انتقال سیال طبقه‌بندی کند. در گونه‌هایی با شاخص زون جریانی بالا و تخلخل متوسط، این همبستگی چشمگیر بود، چرا که چنین سنگ‌هایی غالباً دارای ساختار پیوسته با گلوگاه‌های باز و هندسه ساده‌تر هستند و در نتیجه مقاومت کمتری در برابر جریان نشان می‌دهند. از منظر زمین‌شناسی، نتایج نشان می‌دهد که طبقه‌بندی‌هایی که تنها بر پایه ویژگی‌های اولیه سنگ (مانند رخساره یا نوع سنگ‌شناسی) انجام می‌شوند، قادر نیستند تأثیر فرآیندهای دیاژنزی و تغییرات ریزمقیاس در بافت و ارتباط حفره‌ها را در نظر بگیرند. در مقابل، رویکردهای پتروفیزیکی، اگرچه ماهیت زمین‌شناختی

چاه ارائه کند، اما به دلیل ناهمگنی قابل توجه در سازندهای کربناته‌ی مطالعه‌شده، ضریب تعیین کلی میان تراوایی محاسبه‌شده و تراوایی مغزه در کل چاه و بدون مدیریت ناهمگنی، مقدار پایینی (۰/۰۱) داشت. با اعمال گونه‌بندی و تفکیک داده‌ها به محدوده‌های کوچک‌تر، مقدار ضریب تعیین بهبود قابل توجهی یافت. از میان روش‌های مختلف تعیین گونه‌های سنگی شامل روش‌های زمین‌شناسی، پتروفیزیکی و آستانه‌گذاری، روش‌های پتروفیزیکی شاخص زون جریانی، وینلند و لوسیا عملکرد بهتری داشتند. از میان این روش‌ها، شاخص زون جریانی دقیق‌ترین نتایج را نشان داد، به طوری که در یکی از گونه‌های سنگی خاص، مقدار ضریب تعیین به ۰/۹۶ رسید. دلیل موفقیت این روش را می‌توان در ارتباط مستقیم آن با فیزیک جریان سیال، انعطاف‌پذیری در مواجهه با ناهمگنی، استفاده از شاخص کیفیت مخزن و کاهش تأثیر تخلخل‌های غیرمفید دانست. بنابراین، استفاده از روش گونه‌بندی شاخص زون جریانی در کنار داده‌های نگار صوتی دوقطبی، به‌ویژه امواج استونلی، می‌تواند چارچوبی قابل اعتماد برای تخمین تراوایی در مخازن کربناته‌ی پیچیده فراهم کند.

مقایسه نتایج آن پژوهش با مطالعه حاضر نشان می‌دهد که درحالی‌که مطالعه آنان بر ارتباط میان تراوایی و رخساره‌های الکتریکی تأکید داشت، پژوهش کنونی کارایی روش‌های پتروفیزیکی را در توضیح رفتار هیدرودینامیکی سنگ‌ها نشان داده است. به بیان دیگر، هر دو رویکرد بر اهمیت ترکیب داده‌های استونلی با سایر روش‌ها تأکید می‌کنند، با این تفاوت که، تمرکز پژوهش حاضر بر روش‌های پتروفیزیکی و تمرکز مطالعه سلیمانی و همکاران بر رخساره‌های الکتریکی بوده است. در مجموع، پژوهش حاضر با بهره‌گیری از روش‌های مختلف طبقه‌بندی سنگ، رویکردی متفاوت و دقیق در تحلیل ناهمگنی‌های مخازن کربناته ارائه می‌کند. با توجه به ناهمگنی بالای سازندهای مورد مطالعه [۳۰-۲۴]، تعیین گونه‌های سنگی توانست نتایج را نسبت به مطالعات قبلی بهبود بخشد. بهبود تعیین گونه‌های سنگی در مطالعات پیشین نیز مورد توجه قرار گرفته بود [۳۱-۳۲].

نتیجه‌گیری

استفاده از روش مبتنی بر کندشدگی امواج استونلی توانست یک نگار پیوسته از تراوایی در امتداد عمق

مراجع

- [1]. Khayer, K. (2022). Permeability estimation from Stoneley waves in Carbonate reservoirs. *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 35(1), 59-74. <https://doi.org/10.25288/tjb.974505>.
- [2]. Brie, A., Endo, T., Johnson, DL, & Pampuri, F. (1998). Quantitative formation permeability evaluation from Stoneley waves. In: *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum engineers, New Orleans, LA.
- [3]. Biot, M. A. (1956). Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid. I. Low-frequency range. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 28(2), 168–178. <https://doi.org/10.1121/1.1908239>.
- [4]. Fan, H., Liu, P., Zhao, H., Li, Y., Wang, K., Feng, Z., Zhang, M., & Wu, H. (2025). Characteristics of horizontal wellbore Stoneley and S-wave responses to faults in unconventional shale reservoirs. *Geophysics*, 90(5), D111–D124. <https://doi.org/10.1190/GEO2024-0223.1>.
- [5]. Ezzati, M., Khosravi, N., Rezvani, M., & Asadi, H. (2019). Application of DSI log in geomechanical and petrophysical evaluation of carbonate reservoirs (Case study: One of the gas fields in southern Iran). *Iranian Petroleum Exploration and Production Journal (IPEJ)*, 11(4), 11-22. <https://doi.org/10.22078/pr.2019.3552.2625>
- [6]. Amraei, H., & Falahat, R. (2021). Improved ST-FZI method for permeability estimation to include the impact of porosity type and lithology. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, 109–115. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01061-6>.
- [7]. Shadkam, M., & Ghasem-Al-Askari, M. (2014). Permeability estimation in a carbonate reservoir using the sum of squares error (SSE) method. *National Conference on Geology and Exploration of Resources*, Shiraz, 373713.
- [8]. Motiei, M. (2017). *Geology of Iran*. Payame Noor University Press, Tehran.
- [9]. Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S. H., Heward, A. P., Horbury, A., & Simmons, M. D. (2013). Arabian plate sequence stratigraphy, *GeoArabia*, *Journal the Middle East Petroleum Geosciences*, 18.4. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0901199>.
- [10]. Aghanabati, A. (2014). *Stratigraphy of Iran*. Geological Survey of Iran, Tehran.
- [11]. Tavakkoli, V., Rahimpour Bonab, H., & Sahab Peighambaroust, M. (2018). Investigating the importance of calculating Winland equation coefficients in carbonate reservoir formations (Case study: Kangan and Dalan formations, central Persian Gulf). *Petroleum Research*, 28(97-1), 4-14.
- [12]. Hosseinzadeh, M., & Tavakkoli, V. (2022). Effect of geological parameters on horizontal to vertical permeability ratio in carbonate reservoirs of Kangan and Upper Dalan formations. *Petroleum Research*, 32(123), 69-81.
- [13]. Rahimpour Bonab H., Asadi-Eskandar A., Sonei R. (2009). Controls of Permian-Triassic boundary over reservoir characteristics of South Pars Gas Field, Persian Gulf, *Geological Journal*, 44, 341-364. <https://doi.org/10.1002/gj.1148>.
- [14]. Brie, A., Endo, T., Hoyle, D., Littmann, B., Marsala, A., Meunier, G., & Sinha, B. K. (1998). New directions in sonic logging. *Oilfield Review*, 10 (1), 40–55.
- [15]. Al-Adani, N., & Barati, A. (2003). New hydraulic unit permeability approach with DSI. *SPWLA 9th Formation Evaluation Symposium of Japan*, 25-26.
- [16]. Winkler, K. W., Liu, H.-L., & Johnson, D. L. (1989). Permeability and borehole Stoneley waves: Comparison between experiment and theory. *Geophysics*, 54(1), 66–75. <https://doi.org/10.1190/1.1442578>.
- [17]. Wu, X., & Yin, H. (2010). Method for determining reservoir permeability from borehole Stoneley-wave attenuation using Biot's poroelastic theory. *US Patent No. 7,830,744*.
- [18]. Winland, H. D. (1972). Oil accumulation in response to pore size changes, Weyburn Field, Saskatchewan. *Amoco Production Company Report No. F72-G-25*, 20 p. (unpublished).
- [19]. Lucia, F. J. (1983). Petrophysical parameters estimated from visual description of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space. *Journal of Petroleum Technology*, 35(3), 629–637. <https://doi.org/10.2118/10073-PA>.
- [20]. Lucia, F. J. (1999). *Carbonate Reservoir Characterization*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg (226 pp.).
- [21]. Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). Enhanced reservoir description using core and log data to identify hydraulic flow units and predict permeability in uncored intervals/wells. 68th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston Texas, Oct. 3–6: Society of Petroleum Engineers paper, 26436.
- [22]. Soleimani, B., Moradi, M., & Ghabeishavi, A. (2018). Stoneley wave predicted permeability and electrofacies correlation in the Bangestan reservoir, Mansouri oilfield, SW Iran. *Geofisica Internacional*, 57(2), 93–103.
- [23]. Rostami, A., Kordavani, A., Parchekhari, S., Hemmati-Sarapardeh, A., & Helalizadeh, A. (2022). New insights into permeability determination by coupling Stoneley wave propagation and conventional petrophysical logs in carbonate oil reservoirs. *Scientific Reports*, 12, 11618. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-15869-1>.
- [24]. Nafisi, F., & Tavakoli, V. (2023). The role of textural parameters of industrial core CT scan images in detecting the petrophysical characteristics of carbonate reservoirs, Permian Dalan Formation, the central Persian Gulf. *Geoenergy Science and Engineering*, 230, 212277. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212277>.
- [25]. Davoodi, S., Asadolahi Shad, S., & Tavakoli, V. (2024). A fresh look at the Lucia classification using mud- and grain-dominated reservoirs of the Persian Gulf. *Geoenergy Science and Engineering*, 232, 212437. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212437>.
- [26]. Jamalain, A., & Tavakoli, V. (2022). Heterogeneity evaluation of pore types based on dipole shear sonic imager logs by means of statistical parameters, the central Persian Gulf. *Geophysical Prospecting*, 70(9), 1565–1579. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.13262>.

- [27]. Saadat, K., Rahimpour-Bonab, H., Tavakoli, V., & Gholinezhad, J. (2024). Experimental investigation and prediction of saturation exponent in carbonate rocks: The significance of rock–fluid properties. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 14, 149–163. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01714-2>.
- [28]. Hosseinzadeh, M., & Tavakoli, V. (2024). Analyzing the impact of geological features on reservoir heterogeneity using heterogeneity logs: A case study of Permian reservoirs in the Persian Gulf. *Geoenergy Science and Engineering*, 237, 212810. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212810>.
- [29]. Soleimani, A., & Tavakoli, V. (2024). Deep dive into the factors influencing acoustic velocity in the Dalan–Kangan formations, the central Persian Gulf. *Geoenergy Science and Engineering*, 235, 212739. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212739>.
- [30]. Hezarkhani, Y., & Tavakoli, V. (2025). Heterogeneity dynamics: Influencing rock type responses to overburden pressure, Permian–Triassic of the Persian Gulf. *Petroleum Science and Technology*, 43(21), 2982–3001. <https://doi.org/10.1080/10916466.2024.2410372>.
- [31]. Ndip, E., Batembe, J. V. II, & Josephine, K. M. (2024). Formation evaluation and reservoir quality assessment of the AN-field offshore Douala/Kribi Campo Basin, Cameroon. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 14(3). <https://doi.org/10.22078/jpst.2025.5506.1944>.
- [32]. Rostamtabar, M., Khanehbad, M., Mahmoudy Gharaie, M. H., Mahboubi, A., & Hajian-Barzi, M. (2024). Diagenetic processes imprint on reservoir quality and hydraulic flow units of the Lower Cretaceous strata (Fahliyan Formation), Izeh and Dezful zones, Zagros Basin, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 14(1), 42-56. <https://doi.org/10.22078/jpst.2024.5392.1931>.