

Original Research Paper

Quantitative assessment of heterogeneity based on the Lorenz Coefficient and integrated analysis of petrophysical, microfacies, and diagenetic data of the Dariyan Formation, Central Persian Gulf

Mahnaz Hosseinzadeh¹, Vahid Tavakoli*¹, and Nooshafarin Haghight²

¹ School of Geology, College of Sciences, University of Tehran, Tehran, Iran

² Geological Survey and Mineral Exploration of Iran, Shiraz, Iran

ARTICLE INFO

Article history:

Received: 2025 August 15

Accepted: 2026 May 10

Available online: 2026 June 22

Keywords:

Heterogeneity

Lorenz coefficient

Dariyan Formation

Petrophysics

Carbonate reservoirs

ABSTRACT

Heterogeneity in carbonate reservoirs is one of the key factors controlling reservoir quality and fluid flow. In this study, the heterogeneity of the Dariyan Formation in the Persian Gulf was evaluated using the Lorenz coefficient in combination with an integrated analysis of petrophysical and geological data. The study was conducted based on data from one well, incorporating quantitative interpretation of petrophysical logs, including gamma ray, bulk density, neutron porosity, sonic, and deep resistivity logs. In addition, 1093 thin sections from core samples were petrographically analyzed at the well scale to identify depositional facies, textures, microfacies characteristics, pore types, and dominant diagenetic processes. To quantitatively assess reservoir heterogeneity, the Lorenz coefficient was applied as a statistical index within depth intervals of 2 m. Lithological, textural, and facies-related heterogeneity in several intervals, shows a clear relationship with diagenetic trends. Increased heterogeneity is associated with reduction in average porosity and permeability, whereas diagenetic processes such as cementation and stylolitization locally reduce petrophysical heterogeneity. The findings provide a more detailed quantitative insight into intra-reservoir heterogeneity in the Dariyan Formation and highlight the applicability of the Lorenz coefficient for characterizing heterogeneity in carbonate reservoirs, with implications for improved reservoir modeling and production strategy optimization.

1. Introduction

Heterogeneity in carbonate reservoirs significantly affects porosity, permeability, and fluid flow, and thus plays a central role in hydrocarbon exploration, evaluation, and production. Variations in lithology, texture, microfacies, pore types, diagenetic features, and

structural or depositional factors contribute to this heterogeneity, acting across scales from microscopic to reservoir level (Lucia, 1999; Akbarzadeh et al., 2025).


Extensive studies in Iran over the past two decades have integrated


* Corresponding author: Vahid Tavakoli; E-mail: vtavakoli@ut.ac.ir

Citation:

Hosseinzadeh, M., Tavakoli, V., and Haghight, N., 2026. Quantitative assessment of heterogeneity based on the Lorenz Coefficient and integrated analysis of petrophysical, microfacies, and diagenetic data of the Dariyan Formation, Central Persian Gulf. *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 36(2), 140, 27-48. <https://doi.org/10.22071/gsj.2026.541451.2221>.

E-ISSN: 2645-4963; Copyright©2021 G.S. Journal & the authors. All rights reserved.

 doi: 10.22071/gsj.2026.541451.2221

 dor: 20.1001.1.10237429.1405.36.2.2.2



This is an open access article under the by-nc/4.0/ License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

petrophysical, lithological, and facies data to assess heterogeneity in carbonate formations such as Dalan, Kangan, Sarvak, and Ilam. These studies highlighted the importance of microfacies, pore types, and diagenetic processes in controlling reservoir quality (Aghli et al., 2020; Saadat et al., 2024; Mehdipour et al., 2025). However, most assessments remain qualitative or limited to general zonal descriptions, with less attention to quantitative indices for systematic, depth-wise heterogeneity analysis.

To address this gap, this study applies an integrated quantitative approach using petrophysical well-log data, lithological observations, and facies analysis, combined with the Lorenz coefficient to quantify heterogeneity at regular depth intervals. The study aims to explore the relationships between petrophysical heterogeneity, porosity and permeability variations, microfacies, depositional subenvironments, and diagenetic processes, thereby providing a more robust understanding of reservoir behavior.

This approach is innovative in combining high-resolution quantitative petrophysical analysis with detailed lithological and facies characterization. Findings are expected to enhance geological reservoir modeling, improve prediction of heterogeneity distribution, and support optimized hydrocarbon development strategies in carbonate reservoirs of the Persian Gulf.

2. Research methodology

This study evaluates geological heterogeneity in the Dariyan Formation, central Persian Gulf, using an integrated approach combining well-log and lithological data. Data were obtained from a single exploration well, including gamma-ray (GR), bulk density (RHOB), neutron porosity (NPHI), sonic velocity, and deep resistivity logs. A total of 268 m of core was recovered, from which 1,093 thin sections were prepared for detailed petrographic and diagenetic analysis at approximately 25 cm intervals.

Petrographic analysis involved microfacies characterization, identification of diagenetic processes, and classification of pore types. Microfacies were classified according to Dunham (1962), and pore types: including intergranular, intragranular, moldic, and diagenetic pores were categorized following Lucia (1995). Sedimentary subenvironments were interpreted based on fossil content, texture, and structural features. Observed lithological and textural properties were quantified as percentages for each thin section to correlate petrographic and petrophysical characteristics. Quantitative heterogeneity was assessed using the Lorenz coefficient (L), which measures the deviation of cumulative parameter distributions from a perfectly uniform distribution. Petrophysical well-log data were processed at 2 m depth intervals, and Lorenz curves were calculated for GR, NPHI, RHOB, sonic, and resistivity logs. Core-derived porosity and permeability values were used to independently assess petrophysical heterogeneity,

while GR logs provided additional insight into lithological and clay content variations.

Data processing and scaling were performed using GeoLog v7, and statistical analyses and Lorenz curve plotting were conducted in Microsoft Excel. The integrated analysis of well-log, core petrophysical, and microscopic data enabled simultaneous evaluation of depositional and diagenetic effects on reservoir heterogeneity.

3. Results and Discussions

The study of the Dariyan Formation in the Persian Gulf Basin underscores the pivotal role of microfacies and diagenetic processes in controlling reservoir heterogeneity and quality. Detailed thin-section analyses of core samples allowed the identification of nine distinct microfacies (MF1–MF9), corresponding to a range of depositional sub-environments, including tidal flats, lagoons, carbonate shoals, and restricted to open marine ramp settings. Each microfacies exhibits characteristic textures, skeletal content, and diagenetic features, which collectively influence reservoir properties.

MF1–MF4, predominantly associated with tidal-flat and lagoonal environments, are characterized by micritic textures, low skeletal abundance, laminated fabrics, and early marine cementation. These features lead to moderate to high heterogeneity, limited intergranular porosity, and reduced connectivity of pore networks. In particular, extensive micritization observed in these low-energy settings transforms primary grains and fills intergranular space, further diminishing effective porosity.

MF5–MF6, representing shoal and elevated carbonate sub-environments, contain higher skeletal debris and planktonic fragments. Early marine cementation in these units helps preserve intergranular pore networks, while minor micritization and occasional bioturbation create moderate heterogeneity. These characteristics result in improved reservoir quality relative to lagoonal microfacies, with better porosity preservation and enhanced fluid flow pathways.

MF7–MF9, corresponding to restricted and open marine ramp settings, are dominated by skeletal-rich wackestones and floatstones. Variable cementation and minor dissolution generate localized heterogeneity; however, the overall porosity remains relatively consistent in several intervals. Bioturbation and stylolitization are commonly observed in deeper intervals, affecting pore connectivity and contributing to vertical heterogeneity within these open marine facies.

Diagenetic processes, including micritization, cementation, minor dolomitization, bioturbation, and mechanical compaction, exert a dominant control on reservoir properties. Micritization in low-energy lagoonal settings is particularly widespread,

transforming grains and reducing porosity, while early marine cementation in shoal environments helps preserve intergranular pore networks. Burial diagenesis involving chemical compaction, dissolution, and stylolization further modifies pore structure, increasing heterogeneity in deeper intervals.

Petrophysical log analyses, incorporating gamma-ray, density, sonic, and neutron logs, reveal strong correlations between heterogeneity, microfacies distribution, pore types, and diagenetic alterations. Low heterogeneity intervals correspond to wackestone-dominated textures with effective intergranular porosity, often within open marine-restricted microfacies (MF7). Conversely, high heterogeneity is observed in micritic, laminated tidal-flat microfacies (MF1–MF2), characterized by increased clay content, fracture-dominated pores, and reduced effective porosity. Correlation of petrophysical data with detailed sedimentological and microfacies analysis allows robust interpretation of porosity distribution and reservoir connectivity.

Overall, this study demonstrates that an integrated approach combining detailed microfacies characterization, diagenetic history, and petrophysical log interpretation provides a comprehensive framework for evaluating heterogeneity in carbonate reservoirs. Such a methodology enables improved prediction of reservoir quality, porosity distribution, and hydrocarbon potential, highlighting the importance of understanding both depositional and diagenetic controls in carbonate systems such as the Dariyan Formation.

4. Conclusion

This study examines reservoir heterogeneity in the Dariyan Formation by integrating well-log data, microfacies analysis, and the Lorenz coefficient to identify its controlling factors. Heterogeneity was found to be systematic, governed by the interaction of depositional and diagenetic processes rather than random distribution. Lithological variations, particularly clay content in limestones and degrees of dolomitization, significantly influence petrophysical heterogeneity by creating discontinuities in porosity and permeability. Grain-supported facies, such as wackestone and packstone, exhibit lower heterogeneity and higher effective porosity, whereas mud-supported and fossiliferous mudstone facies show higher heterogeneity due to pore occlusion and diagenetic effects.

Depositional subenvironments also play a key role: lagoonal and proximal carbonate ramp settings display the highest heterogeneity due to facies diversity and diagenetic overprint, while restricted open-marine subenvironments show more uniform deposition and lower heterogeneity. Overall, effective porosity, pore type and connectivity, microfacies, depositional environment, and diagenetic history are the primary controls on reservoir heterogeneity. Despite limitations related to finite well-log coverage and uncertainties in pore characterization, the integrated methodology provides a robust framework for assessing reservoir quality and supports future three-dimensional modeling and flow studies.

ارزیابی کمی ناهمگونی بر اساس ضریب لورنز و تحلیل ترکیبی داده‌های پتروفیزیکی، ریزرخساره‌ای و دیاژنزی سازند داریان، مرکز خلیج فارس

مهناز حسین‌زاده^۱، وحید توکلی^{۱*} و نوش آفرین حقیقت^۲^۱ دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران^۲ سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، شیراز، ایران

چکیده

ناهمگونی زمین‌شناسی مخازن کربناته یکی از عوامل اصلی کنترل‌کننده کیفیت مخزن و رفتار جریان سیال است. در این پژوهش، ناهمگونی سازند داریان در مرکز خلیج فارس با استفاده از ضریب لورنز و تحلیل ترکیبی داده‌های پتروفیزیکی و زمین‌شناسی در سازند داریان مورد ارزیابی کمی قرار گرفت. داده‌ها شامل تحلیل نگاره‌های پتروفیزیکی گاما، چگالی ظاهری، تخلخل نوترون، صوتی و مقاومت ژرف از یک چاه بود. به منظور بررسی ویژگی‌های زمین‌شناسی، ۱۰۹۳ مقطع نازک در مقیاس چاه به صورت میکروسکوپی مطالعه شد تا ریزرخساره‌ها، بافت‌ها، انواع منافذ و فرایندهای دیاژنزی شناسایی و کمی‌سازی شوند. برای محاسبه ناهمگونی، ضریب لورنز به عنوان شاخص آماری در بازه‌های ژرفی ۲ متر به کار گرفته شد. مقادیر ضریب لورنز نشان‌دهنده بیشترین مقادیر ناهمگونی با افزایش فراوانی ریزرخساره‌های گل‌پشتیان، حضور کانی‌های رسی و کاهش تخلخل موثر همراه است، درحالی‌که کمترین ناهمگونی در رخساره‌های دانه‌پشتیان و زیرمحیط‌های پراثری مشاهده می‌شود. فرایندهای دیاژنزی، به ویژه سیمانی شدن یکنواخت و توسعه استیلولیت‌ها، موجب کاهش ناهمگونی پتروفیزیکی شده‌اند. همچنین با افزایش مقدار ضریب لورنز، کاهش معناداری در میانگین تخلخل و نفوذپذیری مشاهده شد که تاثیر مستقیم ناهمگونی بر کیفیت مخزنی سازند داریان را نشان می‌دهد. نتایج این پژوهش می‌تواند در بهبود مدل‌سازی ناهمگونی مخازن کربناته و افزایش دقت پیش‌بینی عملکرد مخزن مورد استفاده قرار گیرد.

اطلاعات مقاله

تاریخچه مقاله:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۵/۲۴

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۲/۲۰

تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۰۴/۰۱

کلیدواژه‌ها:

ناهمگونی

ضریب لورنز

سازند داریان

پتروفیزیک

مخازن کربناته

۱- پیش‌نوشتار

بوده و به بررسی نقش ریزرخساره‌ها، انواع منافذ و فرایندهای دیاژنزی در کنترل کیفیت مخزن پرداخته‌اند (اسعدی و همکاران، ۱۳۹۴؛ عطایی و همکاران، ۱۴۰۱؛ Aghli et al., 2020; Saadat et al., 2024; Mehdiipour et al., 2025; Yarmohammadi et al., 2025; Fakhar et al., 2025). نتایج این مطالعات نشان می‌دهند که ترکیب داده‌های پتروفیزیکی و سنگ‌نگاری ابزاری موثر برای تفسیر رفتار مخزنی و شناسایی پهنه‌هایی با ناهمگونی متفاوت است. با این حال، در بخش شایان‌توجهی از این پژوهش‌ها، ناهمگونی بیشتر به صورت کیفی یا در قالب پهنه‌بندی‌های کلی بررسی شده و استفاده از شاخص‌های آماری کمی برای تحلیل پیوسته تغییرات ناهمگونی در مقیاس‌های ژرفایی منظم کمتر مورد توجه قرار گرفته است. از این رو، کمی‌سازی ناهمگونی به عنوان راهکاری کلیدی در تحلیل مخازن

درک ناهمگونی در مخازن کربناته، نقش بنیادی در اکتشاف، ارزیابی و بهره‌برداری از منابع هیدروکربنی دارد. ناهمگونی می‌تواند از تفاوت در سنگ‌شناسی، بافت، ریزرخساره‌ها، نوع منافذ، ویژگی‌های دیاژنزی و تغییرات زمین‌ساختی و رسوبی ناشی شود. این عوامل در مقیاس‌های مختلف از میکروسکوپی تا مخزنی، سبب تغییر در تخلخل، نفوذپذیری و در نتیجه رفتار سیالات درون مخزن می‌شوند (Lucia, 1999; Ziegler, 2001; Martyushev et al., 2023; Akbarzadeh et al., 2025). در دو دهه اخیر، مطالعات گسترده‌ای در ایران با تمرکز بر تلفیق داده‌های پتروفیزیکی، سنگ‌نگاری و تحلیل رخساره‌ای برای ارزیابی میزان ناهمگونی در سازندهای کربناته انجام شده است. بخش شایان‌توجهی از این پژوهش‌ها بر سازندهایی مانند دالان، کنگان، سروک و ایلام متمرکز

* نویسنده مسئول: وحید توکلی؛ E-mail: vtavakoli@ut.ac.ir

ماخذنگاری:

حسین‌زاده، م.، توکلی، و.، حقیقت، ن.، ۱۴۰۵، ارزیابی کمی ناهمگونی بر اساس ضریب لورنز و تحلیل ترکیبی داده‌های پتروفیزیکی، ریزرخساره‌ای و دیاژنزی سازند داریان، مرکز خلیج فارس. فصلنامه علمی علوم زمین، ۳۶(۲)، ۱۴۰-۲۷. <https://doi.org/10.22071/gsj.2026.541451.2221>

doi: 10.22071/gsj.2026.541451.2221



doi: 20.1001.1.10237429.1405.36.2.2

حقوق معنوی مقاله برای فصلنامه علوم زمین و نویسندگان مقاله محفوظ است.

This is an open access article under the by-nc/4.0/ License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

چاه‌نگاری پتروفیزیکی شامل گاما، چگالی ظاهری، سرعت صوت، تخلخل نوترون و مقاومت، اطلاعات سنگ‌نگاری حاصل از مقاطع نازک و تحلیل رخساره‌ای به صورت هم‌زمان استفاده شده و شاخص ضریب لورنز برای ارزیابی تغییرات ناهمگونی در فواصل ژرفایی منظم به کار رفته است. تمرکز این مطالعه بر بررسی ارتباط میان تغییرات ناهمگونی پتروفیزیکی با رخساره‌ها، بافت‌ها و فرایندهای دیاژنزی در سازند داریان و تبیین نقش آن‌ها در کنترل کیفیت مخزن است.

بر این اساس، اهداف اصلی این پژوهش به صورت زیر تعریف می‌شوند:

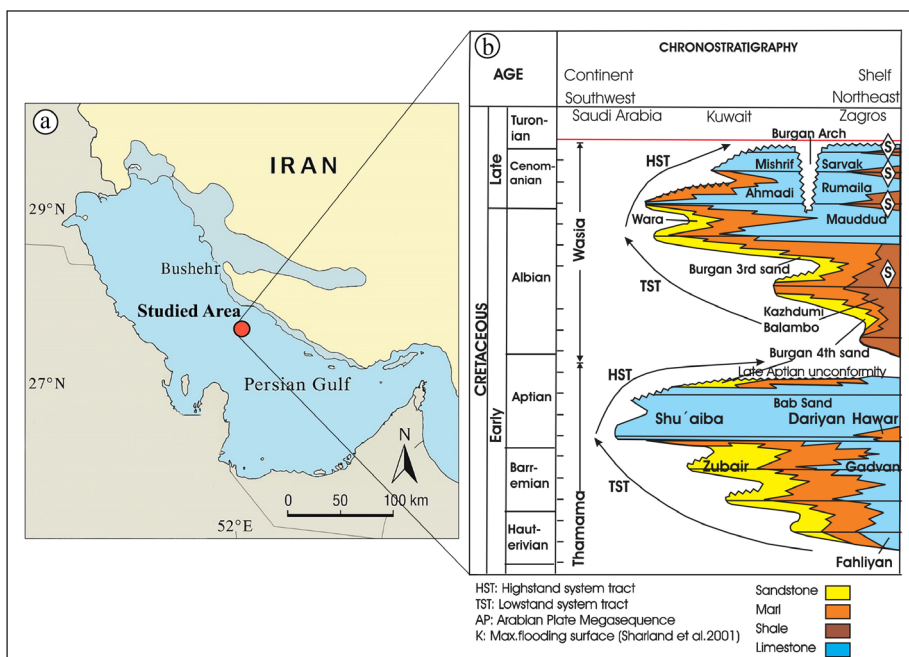
- ۱- ارزیابی کمی ناهمگونی زمین‌شناسی سازند داریان با استفاده از ضریب لورنز و داده‌های چاه‌نگاری پتروفیزیکی در فواصل عمقی منظم.
- ۲- بررسی ارتباط میان ناهمگونی پتروفیزیکی با تغییرات تخلخل، نفوذپذیری، ویژگی‌های سنگ‌نگاری، ریزرخساره‌ها، زیرمحیط‌های رسوبی و فرایندهای دیاژنزی موثر در مقیاس چاه.
- ۳- تبیین پیامدهای ناهمگونی زمین‌شناسی بر کیفیت مخزن و رفتار مخزنی سازند داریان در مرکز خلیج فارس.

نتایج این پژوهش می‌تواند درک دقیق‌تری از توزیع ناهمگونی درون‌مخزنی فراهم کرده و در بهبود مدل‌سازی زمین‌شناسی مخزنی و بهینه‌سازی راهبردهای توسعه و تولید در مخازن کربناته خلیج فارس نقش موثری ایفا کند.

گستره مورد مطالعه در بخش مرکزی خلیج فارس و در محدوده پهنه چین‌خورده-رانده زاگرس جنوبی قرار دارد (شکل ۱). این ناحیه بخشی از کمربند رسوبی-ساختاری زاگرس به‌شمار می‌رود که در نتیجه فرایندهای کششی مرتبط با گشایش تیسس‌جان در ژوراسیک و متعاقب آن، فرونشست تدریجی و پایدار حوضه در کرتاسه پیشین، به یک حاشیه قاره‌ای غیرفعال تبدیل شده است. در این چهارچوب زمین‌ساختی، رسوب‌گذاری سازند داریان به‌طور عمده در یک سکوی (رمپ) کربناته کم‌ژرفا انجام شده است. از نظر ساختاری، منطقه تحت تاثیر چین‌های ملایم با روند کلی شمال‌باختر-جنوب‌خاور و گسل‌های پی‌سنگی فعال‌شده مجدد قرار دارد که این ساختارها نقش مهمی در کنترل ستیرا، توزیع رخساره‌ها و تغییرات درون‌مخزنی ایفا می‌کنند (Sharland et al., 2001; Ziegler, 2001).

مطرح شده است. روش‌های متفاوتی تاکنون برای این منظور به کار رفته است. نابوی (Nabawy, 2021) به مقایسه شاخص‌های مختلف ناهمگونی شامل لورنز، دیکستر-پارسونز و ضریب تغییرات پرداخت و نشان داده است که انتخاب شاخص مناسب، بستگی به هدف و مقیاس مطالعه دارد. تدینی و همکاران (Tadayoni et al., 2020)، ترکیب داده‌های پتروفیزیکی و چاه‌نگاری‌های تصویری را برای تحلیل ناهمگونی ساختاری در سنگ‌های کربناته مورد استفاده قرار گرفته دادند. غلامی‌زاده و همکاران (Gholamzadeh et al., 2026) به بررسی ناهمگونی فضایی تخلخل و تراوایی در سازند سروک با سن آلین-تورونین در ناحیه ساحلی فارس، جنوب ایران می‌پردازند. در این پژوهش، تغییرات مکانی این پارامترهای پتروفیزیکی با استفاده از داده‌های مخزنی تحلیل شده و الگوی پراکنش آن‌ها در مقیاس‌های مختلف مورد ارزیابی قرار گرفته است. همچنین، تحلیل‌هایی از نقش فرایندهای دیاژنزی در تغییر کیفیت مخزن و ناهمگونی، توسط پژوهشگرانی مانند ارنبرگ و والدرهاوک (Ehrenberg and Walderhaug, 2015) و وستفال و مونه‌که (Westphal and Munnecke, 2003) ارائه شده‌اند. در زمینه تفسیر نگارهای پتروفیزیکی، اکبر و همکاران (Akbar et al., 1995) به چالش‌های مربوط به تحلیل سنگ‌های کربناته اشاره کرده‌اند که اغلب از ساختار پیچیده منافذ ناشی می‌شود. در میان روش‌های عددی، ضریب لورنز (Lorenz Coefficient) به‌عنوان شاخصی آماری برای سنجش تمرکز داده‌ها، در توصیف ناهمگونی پتروفیزیکی جایگاه ویژه‌ای دارد (Caers, 2005). این شاخص، ابتدا در اقتصاد برای تحلیل نابرابری درآمد طراحی شد، اما بعدها در مطالعات مهندسی مخزن، زمین‌شناسی نفت و پتروفیزیک نیز به کار گرفته شد (Fitch et al., 2013). این ضریب، آهنگ تغییرات مقادیری مانند تخلخل یا نفوذپذیری را نشان می‌دهد (حسین‌زاده و توکلی، ۱۴۰۱) و از این‌رو، در تحلیل همگن یا ناهمگن بودن یک واحد زمین‌شناسی بسیار مفید است. حسین‌زاده و توکلی (Hosseinzadeh and Tavakoli, 2024) با استفاده از ضریب لورنز و لاگ‌های پتروفیزیکی، تغییرات ناهمگونی تخلخل و نفوذپذیری را بررسی کردند، هرچند تلفیق گسترده‌ای با داده‌های سنگ‌نگاری صورت نگرفته است.

در این پژوهش، ناهمگونی زمین‌شناسی سازند داریان در مرکز خلیج فارس با رویکردی تلفیقی و کمی مورد بررسی قرار گرفته است. در این راستا، از داده‌های



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه، (a) چینه‌شناسی سازند داریان در ایران و کشورهای همجوار، (b) موقعیت چینه‌شناسی از شارلند (Sharland et al., 2001).

Figure 1. Geographical location of the study area, a) and stratigraphy of the Dariyan Formation in Iran and neighboring countries, b) Stratigraphic framework after Sharland et al. (2001).

درصد تجمعی پارامتر مورد بررسی است. در حالتی که داده‌ها کاملاً یکنواخت و همگن باشند، منحنی لورنز منطبق بر خط ۴۵ درجه (خط برابری کامل) قرار می‌گیرد. انحراف این منحنی از خط برابری کامل بیانگر میزان ناهمگونی داده‌ها است. ضریب لورنز (L) بین صفر و یک تغییر می‌کند، به گونه‌ای که مقادیر نزدیک به صفر نشان‌دهنده همگنی بالا و مقادیر نزدیک به یک بیانگر ناهمگونی شدید داده‌ها هستند. این شاخص یک ابزار کمی و ساده برای مقایسه ناهمگونی در داده‌های مختلف به‌شمار می‌رود. به این منظور، داده‌های پیوسته چاه‌نگاری شامل گاما، تخلخل نوترون، چگالی ظاهری، سرعت صوت و مقاومت در فواصل ژرفایی ۲ متری دسته‌بندی شدند. سپس با استفاده از این داده‌ها، نمودارهای تجمعی ترسیم و فاصله منحنی لورنز از خط توزیع یکنواخت محاسبه شد تا مقدار ضریب لورنز برای هر بازه ژرفایی به‌دست آید. مقادیر به‌دست آمده، نمایانگر میزان ناهمگونی هر چاه‌نگار (گاما، تخلخل نوترون، چگالی ظاهری، سرعت صوت، مقاومت) در فواصل ژرفایی مختلف هستند. پردازش و هم‌مقیاس‌سازی داده‌های چاه‌نگاری و مغزه با استفاده از ژئولاگ نسخه ۷ انجام گرفت و محاسبات آماری ضریب لورنز و ترسیم منحنی‌ها و نگاره‌های مربوطه در محیط اکسل انجام شد. نتایج حاصل از مطالعات پتروگرافی (شامل سنگ‌شناسی، بافت، ریزرخساره، نوع تخلخل، میزان سیمانی شدن و حضور استیلولیت‌ها) و آزمایشات پتروفیزیکی مغزه (شامل تخلخل و تراوایی) با ضرایب لورنز نگاره‌های پتروفیزیکی چاه در فواصل ۲ متری ذکر شده، مقایسه گردید. از میانگین ویژگی‌های تخلخل و نفوذپذیری در بازه‌های عددی ناهمگونی برای بررسی مقدار ناهمگونی پتروفیزیکی آن‌ها مستقل از داده‌های چاه‌نگاری، استفاده شد. افزون بر تخلخل و نفوذپذیری، از نگار پرتو گاما به‌عنوان شاخصی غیرمستقیم برای بررسی تغییرات سنگ‌شناسی، میزان مواد رسی و تفکیک واحدهای رسوبی در تحلیل ناهمگونی استفاده شد. تلفیق نتایج حاصل از داده‌های چاه‌نگاری، پتروفیزیکی (تخلخل و نفوذپذیری مغزه) و تحلیل‌های میکروسکوپی، بستری مناسب برای ارزیابی همزمان اثر فرایندهای رسوبی و دیاژنزی بر ناهمگونی درون مخزن فراهم کرد. جدول ۱ داده‌ها و روش‌های به کار رفته در این مطالعه را نشان می‌دهد.

۳- داده‌ها و اطلاعات

۳-۱- ریزرخساره‌ها

بررسی‌های پیشین بر روی سازند داریان در نواحی مختلف حوضه خلیج فارس، اهمیت ترکیب رخصاره‌ای و فرایندهای دیاژنزی در تفسیر ویژگی‌های مخزنی این سازند را نشان داده‌اند (Alsharhan and Nairn, 1997; Sharland et al., 2001). با اتکا به این مطالعات و بر اساس برش‌های نازک حاصل از مغزه‌های چاه، ریزرخساره‌های موجود در چاه مورد مطالعه شناسایی و تفسیر شده‌اند.

گروه ریزرخساره‌های زیر محیط پهنه کسندی: ریزرخساره گل سنگ کربناته، گل سنگ کربناته فسیل‌دار (Mudstone, fossiliferous mudstone: MF1)، در بخش بالایی عضو هوار و در داریان بالایی دیده می‌شود و دارای ستبرایی از چند سانتی‌متر تا ۲ متر است. سنگ‌شناسی این ریزرخساره آهکی-رسی و از گل آهکی تشکیل شده است. بافت گل سنگ و میزان کم دانه‌های کربناته فسیلی مربوط به محیط آرام و کم انرژی است. به دلیل وجود رسوبات آواری دانه‌ریز و منافذ روزه‌ای در برخی نمونه‌ها، نبود فسیل‌های دریایی و همراهی با ریزرخساره‌های زیر محیط لاگون، زیر محیط تشکیل آن‌ها به زیر محیط پهنه کسندی نسبت داده می‌شود (Wilson, 1975; Lokier and Al Junaibi, 2016 (شکل ۲- a). از نظر دیاژنتیکی، این ریزرخساره‌ها عمدتاً تحت تأثیر میکریتی شدن شدید، سیمانی شدن زود هنگام و به‌طور محدود دولومیتی شدن اولیه قرار گرفته‌اند که موجب کاهش تخلخل موثر و افزایش ناهمگونی مخزنی شده است. وجود این ریزرخساره در سازند داریان را نادری خوجین و همکاران (Naderi-Khujin et al., 2020) نیز گزارش کرده‌اند که ویژگی‌های مشابهی دارد.

سازند داریان با سن بارمین پسین تا آپتین پیشین، یکی از واحدهای مهم مخزنی کرتاسه پیشین در خلیج فارس و زاگرس جنوبی به‌شمار می‌رود. این سازند اگرچه بیشتر به‌عنوان یک سازند کربناته شناخته می‌شود، اما در مقیاس حوضه زاگرس ترکیبی از سنگ‌های کربناته، مارن‌دار و در برخی نواحی همراه با میان‌لایه‌های آواری ریزدانه را شامل می‌شود. نهشته‌های سازند داریان در محیط‌های دریایی کم‌ژرفا و تحت شرایط آب‌وهوایی گرم نهشته شده و نمایانگر یک سکوی کربناته گسترده هستند (Sharland et al., 2001; Connell and Laugier, 2021; Shabani et al., 2022). این سازند به‌طور غیررسمی به ۳ بخش پایینی، میانی (هوار) و بالایی تقسیم می‌شود که تفاوت‌هایی در ترکیب سنگ‌شناسی و میزان مواد رسی دارند (Naderi-Khujin et al., 2016a). سازند داریان به‌صورت هم‌شیب بر روی سازند گدوان با سن نئوکومین-بارمین قرار گرفته و سازند کژدمی با سن آپتین-پسین-آلبین به‌صورت فرسایشی یا تدریجی بر روی آن نهشته شده است (Naderi-Khujin et al., 2020). این ویژگی‌های چینه‌شناسی و زمین‌ساختی، سازند داریان را به یکی از اهداف کلیدی مطالعات مخزنی و توسعه هیدروکربنی در خلیج فارس تبدیل کرده است (Al-Ghamdi and Pope, 2014).

۲- روش پژوهش

در این پژوهش، به‌منظور ارزیابی ناهمگونی زمین‌شناسی سازند داریان در خلیج فارس، از تلفیق داده‌های چاه‌نگاری و اطلاعات حاصل از مطالعات سنگ‌نگاری استفاده شد. داده‌های مورد بررسی مربوط به یک حلقه چاه حفاری شده در محدوده مورد مطالعه بوده و شامل نگاره‌های گاما (GR)، چگالی ظاهری (RHOB)، تخلخل نوترون (NPHI)، صوتی (Sonic) و مقاومت ویژه ژرف (Deep Resistivity) است. افزون بر این، حدود ۲۶۸ متر مغزه از این چاه برداشت شد که به‌منظور بررسی دقیق ویژگی‌های سنگ‌شناسی و دیاژنزی، از آن‌ها ۱۰۹۳ مقطع نازک تهیه و مورد مطالعه میکروسکوپی قرار گرفت (تقریباً هر ۲۵ سانتی‌متر یک نمونه).

در گام نخست، مطالعات سنگ‌نگاری انجام شده در این پژوهش شامل تحلیل ریزرخساره‌ای، بررسی فرایندهای دیاژنزی و طبقه‌بندی انواع منافذ است. این مطالعات بر روی مقاطع نازک حاصل از مغزه و با استفاده از میکروسکوپ نوری انجام شد. ریزرخساره‌ها بر اساس طبقه‌بندی دانهام (Dunham, 1962) طبقه‌بندی شدند و رده‌بندی انواع تخلخل شناسایی شده در مقاطع نازک بر اساس طبقه‌بندی لوسیا (Lucia, 1995) انجام شد. در این چارچوب، انواع تخلخل با توجه به ماهیت بافت سنگ و نحوه ارتباط منافذ شامل تخلخل‌های بین‌دانه‌ای، درون‌دانه‌ای، قالبی و تخلخل‌های ناشی از فرایندهای دیاژنزی شناسایی و تفکیک شدند. این رده‌بندی به‌منظور برقراری ارتباط موثر میان ویژگی‌های سنگ‌نگاری، چاه‌نگاری و پارامترهای پتروفیزیکی مورد استفاده قرار گرفت. بر این اساس، تفسیر کیفیت مخزنی و رده‌بندی مخزنی واحدهای کربناته سازند داریان نیز در چهارچوب مدل مخزنی لوسیا انجام شد که ارتباط میان نوع بافت، سیستم تخلخل و رفتار پتروفیزیکی مخزن را تبیین می‌کند (Lucia, 1995; 1999). شناسایی ریزرخساره‌ها بر پایه ساختار بافت، ترکیب قطعات زیستی، نوع سیمان و زمینه‌سنگ انجام شد. محیط‌های رسوبی نیز بر اساس ویژگی‌های فسیلی، نوع بافت و شواهد ساختاری تفسیر شدند. ویژگی‌های زمین‌شناسی مشاهده شده در مقاطع نازک شمارش و سپس درصد گرفته شد. ویژگی‌های مورد مطالعه در این پژوهش شامل سنگ‌شناسی، بافت، رخصاره، زیر محیط، نوع حفرات، میزان سیمانی شدن و میزان استیلولیتی شدن در نظر گرفته شد.

برای بررسی کمی ناهمگونی مخزن (Het)، از روش آماری ضریب لورنز استفاده شد. این روش بر پایه ترسیم منحنی لورنز و محاسبه دو برابر مساحت بین این منحنی و خط برابری کامل استوار است. ابتدا داده‌های مورد نظر به ترتیب صعودی مرتب شدند و سپس مقادیر تجمعی نسبی آن‌ها نسبت به کل محاسبه گردید. در نمودار لورنز، محور افقی نشان‌دهنده درصد تجمعی داده‌ها و محور عمودی بیانگر

جدول ۱- ویژگی های چاه، تعداد نمونه ها و روش های به کار رفته در این مطالعه.

Table 1. Well characteristics, number of samples, and methods used in this study.

Feature	Details
Studied well	Central Persian Gulf
Studied formation	Dariyan Formation
Depth intervals	Lower Member: 25 m Hawar Member: 30 m Upper Member: 55 m
Number of samples	Drilled cores: 268 m Microscopic thin sections from core samples: 1093
Laboratory methods	Petrophysical logs: gamma ray, density, sonic, neutron porosity, and deep resistivity Microscopic analysis: thin sections for studying lithology, texture, facies, and diagenetic processes based on visual estimation Statistical analysis: use of the Lorenz coefficient to evaluate heterogeneity for every 2 m of well-log data

آهکی به صورت همزمان و همراهی با ریزرخساره های زیرمحیط مجاور برآمدگی (برجستگی) کربناته اشاره به زیرمحیط رو به خشکی برآمدگی (برجستگی) کربناته این ریزرخساره دارد (Embry and Klovan, 1971; Tucker and Wright, 1990) (شکل ۲- e). این ریزرخساره به طور عمده تحت تاثیر سیمانی شدن دریایی اولیه و حفظ بخشی از تخلخل بین دانه ای قرار گرفته و در نتیجه، کیفیت مخزنی بهتر و ناهمگونی کمتری نسبت به ریزرخساره های گل پشیمان نشان می دهد (Lucia, 1999).

– گروه ریزرخساره های زیرمحیط برآمدگی (برجستگی) کربناته: ریزرخساره بایوکلست، پلویید پکستون (MF6) در بخش هایی از عضو داریان پایینی و داریان بالایی با سبزی کم و با سنگ شناسی سنگ آهک دیده می شود. مقدار میکرایت کم و دانه پشیمان بودن بافت نشان دهنده انرژی بالای زیرمحیط است. همچنین وجود سیمان فراوان دریایی و همراهی با سایر ریزرخساره ها نشان می دهد که این ریزرخساره مربوط به زیرمحیط برآمدگی (برجستگی) کربناته است (Wright and Burchette, 1996) (شکل ۲- f).

– گروه ریزرخساره های زیرمحیط دریای باز محدود: ریزرخساره بایوکلست و کستون (MF7) در عضو داریان بالایی دیده می شود و سنگ شناسی این ریزرخساره سنگ آهک است. حضور دانه های اسکلتی زیرمحیط دریای باز مانند رودیست و اکتینودرم در این ریزرخساره و مشاهده ریزرخساره مربوط به زیرمحیط دریایی در مجاورت آن، بافت گل پشیمان و مقدار کانی رسی اندک مربوط به زیرمحیط دریای باز محدود است (شکل ۲- g). دیاژنز این ریزرخساره به طور عمده شامل تراکم شیمیایی خفیف، تشکیل استیلولیت های پراکنده و سیمانی شدن محدود است که سبب حفظ نسبی تخلخل و کاهش ناهمگونی مخزنی شده است (Ehrenberg and Walderhaug, 2015). ریزرخساره بایوکلست فلوئستون (MF8)، براساس طبقه بندی بافت امبری و کلوان (Embry and Klovan, 1971) نام گذاری شده است که اصلاح شده از طبقه بندی بافت دانهام (Dunham, 1962) است. ریزرخساره بایوکلست فلوئستون در بخش هایی از عضو داریان بالایی مشاهده می شود. وجود قطعات درشت موجودات ریف ساز مانند رودیست ها با رویداد بی اکسیژنی (Oceanic Anoxic Event) دوره کرتاسه همزمان است که در حاشیه ورقه عربی در سکوی کم ژرفای کربناته در زمان آپتین آغازی گسترش داشته است (Rameil et al., 2010). وجود بافت گل پشیمان و قطعات بزرگ بایوکلستی رودیست نشان دهنده زیرمحیط دریای باز محدود است (شکل ۲- h). در این ریزرخساره، فرایندهای دیاژنتیکی

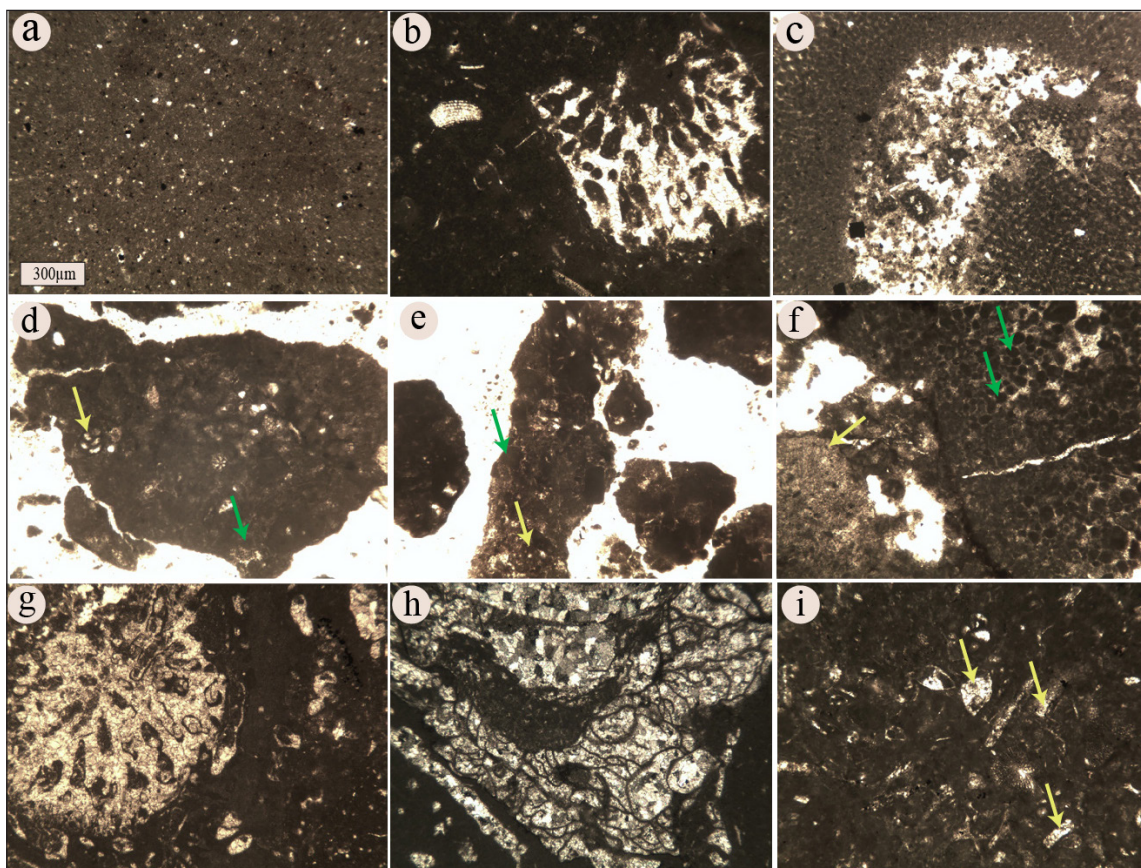
– گروه ریزرخساره های زیرمحیط لاگون: ریزرخساره بایوکلست و کستون (MF2) بیشتر بخش های عضو داریان پایینی و هوار را تشکیل می دهد. تقریباً ۷۰ درصد ضخامت مورد مطالعه از این ریزرخساره تشکیل شده است. سنگ شناسی این ریزرخساره آهکی است و کانی دولومیت به صورت اندک و پراکنده دیده می شود. وجود بافت گل پشیمان و کستون نشان دهنده زیرمحیط آرام و کم انرژی و روزن داران کفزی مانند میلیولید، دانه های پلویید و رسوبات آواری نشان دهنده زیرمحیط نزدیک به خشکی است. وجود کانی های تیره (پیریت) نشان دهنده شرایط احیایی و در نتیجه، نهشته شدن رسوبات در زیرمحیط لاگون است (Burchette and Wright, 1992; Flügel, 2010) (شکل ۲- b). این ریزرخساره از نظر دیاژنتیکی با فرایندهایی مانند میکریته شدن گسترده، سیمانی شدن موضعی و انحلال محدود دانه ها مشخص می شود که مطابق با محیط لاگونی کم انرژی، موجب ناهمگونی متوسط تا بالای ویژگی های مخزنی شده است (Lucia, 1999). ریزرخساره اریبتولینا و کستون (MF3) در عضو داریان پایینی و هوار دیده می شود و سنگ شناسی آهکی تا آهک رس دار دارد. بافت گل پشیمان نشان دهنده کم بودن انرژی زیرمحیط و نبود ذرات فسیلی دریایی، تیره بودن مقاطع نازک به دلیل حضور کانی های رسی مربوط به زیرمحیط نزدیک به خشکی و زیرمحیط لاگون است (Alsharhan and Kendall, 1986, 2003) (شکل ۲- c). حضور کانی های رسی و بافت گل پشیمان در این ریزرخساره، همراه با میکریته شدن و انحلال محدود، نشان دهنده دیاژنز چیره دریایی تا جوی کم ژرفا است که کیفیت مخزنی را کاهش داده است (Alsharhan and Kendall, 1986) ریزرخساره پلویید، بایوکلست و کستون (MF4) در عضو داریان پایینی دیده می شود و از نظر سنگ شناسی از سنگ آهک تشکیل شده است. بافت گل پشیمان و کستون، حضور پلوییدها، روزن داران کفزی و همراهی این ریزرخساره با ریزرخساره های مجاور، اشاره به زیرمحیط آرام و کم انرژی لاگون دارد (شکل ۲- d) (Zhang et al., 2016; Sun et al., 2021). فرایندهای دیاژنتیکی چیره در این ریزرخساره شامل میکریته شدن دانه ها و سیمانی شدن هم محور دریایی است که در مجموع موجب تخلخل کم تا متوسط و ناهمگونی نسبتاً بالا شده اند (Lucia, 1995).

– گروه ریزرخساره های زیرمحیط رو به خشکی برآمدگی (برجستگی) کربناته: ریزرخساره پلویید، بایوکلست و کستون تا پکستون (MF5) در عضو داریان پایینی و هوار مشاهده می شود. سبزی این ریزرخساره با سنگ شناسی سنگ آهک از چند سانتی متر تا ۲ متر در سازند داریان دیده می شود. حضور روزن داران کفزی، خرده های دوکفه ای، ذرات اینتراکلست کمتر از ۵ درصد، میکرایت و سیمان

سنگ آهک است. همراهی این ریزرخساره با سایر ریزرخساره‌های انتهای سکوی (رمپ) داخلی، حضور روزن‌دارن کفزی انتهای سکوی داخلی و روزن‌داران پلانکتونیک مناطق ژرف، گل زیاد و زیست‌آوارهای مشتق از ریف، زیرمحیط دریای باز در ابتدای سکوی میانی را تایید می‌کند (Flügel, 2010; Pomar and Hallock, 2008). این ریزرخساره در مراحل دیاژنزی دفنی تحت تاثیر تراکم شیمیایی، استیلولیتی شدن و سیمانی شدن کلسیتی قرار گرفته که موجب کاهش تخلخل موثر و افزایش ناهمگونی در مقیاس چاهی شده است (Moore, 2001).

شامل سیمانی شدن بلوکی، تراکم شیمیایی و تشکیل استیلولیت‌ها بوده که موجب کاهش پیوستگی تخلخل و افزایش ناهمگونی موضعی شده است (Rameil et al., 2010).

گروه ریزرخساره‌های زیرمحیط دریای باز: ریزرخساره گل سنگ کربناته - بایوکلست و کستون (Muds tone-Bioclast wackes tone: MF9) در عضو داریان بالایی دیده می‌شود. ستبرای تشکیل دهنده آن بین چند سانتی‌متر تا ۳ متر و با سنگ‌شناسی



شکل ۲- تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی از ۹ ریزرخساره سازند داریان. تصاویر از چپ به راست به ترتیب از MF1 تا MF9 مربوط به ریزرخساره گل سنگ کربناته تا گل سنگ کربناته فسیل‌دار (a) همراه با فرایند دیاژنزی نوشکلی، ریزرخساره بایوکلست و کستون؛ (b) همراه با فرایند دیاژنزی نوشکلی و سیمانی شدن کلسیتی، ریزرخساره اربیتولینا و کستون؛ (c) همراه با فرایند دیاژنزی نوشکلی و سیمانی شدن کلسیتی، ریزرخساره پلوئید، بایوکلست و کستون؛ (d) همراه با فرایند دیاژنزی نوشکلی و سیمانی شدن کلسیتی، ریزرخساره پلوئید، بایوکلست و کستون؛ (e) همراه با فرایند دیاژنزی نوشکلی و انحلال، ریزرخساره بایوکلست، پلوئید پکستون؛ (f) همراه با فرایند دیاژنزی نوشکلی و شکستگی، ریزرخساره بایوکلست و کستون؛ (g) همراه با فرایند دیاژنزی نوشکلی و سیمانی شدن کلسیتی، ریزرخساره بایوکلست فلوئتستون؛ (h) همراه با فرایند دیاژنزی سیمانی شدن کلسیتی و ریزرخساره گل سنگ کربناته تا بایوکلست و کستون؛ (i) همراه با فرایند دیاژنزی نوشکلی و سیمانی شدن کلسیتی. پلوئیدها با پیکان سبز و بایوکلست‌ها با پیکان زرد رنگ مشخص شده‌اند. تمامی تصاویر در نور طبیعی تهیه شده است. مقیاس برای همه شکل‌ها یکسان و مطابق تصویر a می‌باشد.

Figure 2. Photomicrographs of thin sections illustrating nine microfacies of the Dariyan Formation. From left to right, images correspond to MF1 to MF9, including: carbonate mudstone to fossiliferous carbonate mudstone a) associated with neomorphism; bioclast wackestone; b) affected by neomorphism and calcite cementation; Orbitolina wackestone; c) with neomorphism and calcite cementation; peloid-bioclast wackestone; d) showing neomorphism and calcite cementation; peloid-bioclast wackestone to packstone; e) affected by neomorphism and dissolution; bioclast-peloid packstone; f) associated with neomorphism and fracturing; bioclast wackestone; g) with neomorphism and calcite cementation; bioclast floatstone; h) affected by calcite cementation; and carbonate mudstone to bioclast wackestone; i) showing neomorphism and calcite cementation. Peloids are indicated by green arrows and bioclasts by yellow arrows. All images were taken under plane-polarized light. The scale is identical for all images and corresponds to that shown in image (a).

۳-۲- فرایندهای دیاژنزی

بخش پایینی عضو داریان بالایی مشاهده می‌شود و با تغییر ساخت اولیه رسوبات، به صورت لایه‌بندی تیره و روشن در مقاطع نازک نمود یافته است (Flügel, 2010; Hollis, 2011).

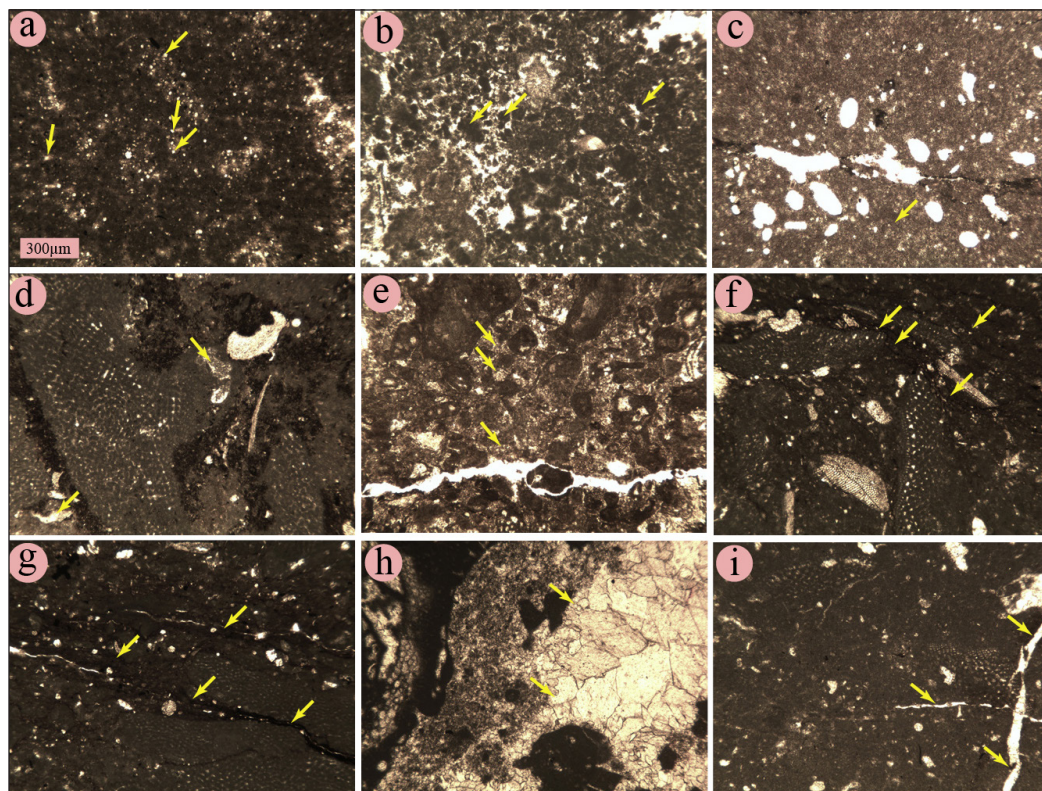
در مرحله دیاژنز جوی، انحلال یکی از مهم‌ترین فرایندهاست که با ایجاد منافذ قالبی و حفره‌ای، موجب افزایش تخلخل اولیه در سازند داریان شده است (Lucia, 1999; Ehrenberg and Walderhaug, 2015; Naderi-Khujin et al., 2016a). منافذ در مراحل بعدی دیاژنز دفنی با سیمان کلسیتی بلوکی، درشت‌بلور و شفاف پر شده‌اند. همچنین، نوشکلی افزایشی با تبدیل میکرایت به میکرواسپار و افزایش اندازه بلورها، در بسیاری از نمونه‌ها مشاهده شده است. این فرایند که ناشی از پایداری نسبی کانی‌ها و شرایط شیمیایی خاص محیط جوی است، تاثیر مهمی بر ویژگی‌های بافتی سنگ داشته است (Worden and Burley, 2003).

در مرحله دفنی، تراکم فیزیکی و شیمیایی از مهم‌ترین فرایندهای دیاژنزی بوده‌اند. تراکم فیزیکی در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان بیشتر مشاهده می‌شود و در مواردی که سیمان اطراف دانه‌ها وجود داشته، مانع از فشردگی شده است. تراکم شیمیایی نیز با انحلال دانه‌ها و تشکیل استیلولیت‌ها و رگچه‌های انحلالی همراه بوده است (Westphal and Munnecke, 2003; Ehrenberg and Walderhaug, 2015; Haghghi and Sahraeyan, 2014).

در مجموع، این فرایندهای دیاژنزی با تاثیرگذاری بر بافت سنگ، نوع و توزیع منافذ، نقش موثری در کنترل کیفیت مخزنی سازند داریان داشته‌اند (شکل ۳).

رسوبات سازند داریان تحت تاثیر مجموعه‌ای از فرایندهای دیاژنزی در محیط‌های مختلف دریایی، جوی و دفنی قرار گرفته‌اند. این فرایندها با تغییر در بافت، نوع و میزان تخلخل، کیفیت مخزنی سنگ را به‌طور شایان توجهی تحت تاثیر قرار داده‌اند. مطالعات پیشین نیز ۳ محیط دیاژنز یاد شده را برای این سازند معرفی کرده‌اند (van Buchem et al., 2010; Haghghi and Sahraeyan, 2014).

در محیط دریایی کم‌انرژی، میکرایتی شدن، سیمانی شدن هم‌محور، زیست‌آشفته‌گی و به‌طور محدود دولومیتی شدن مشاهده شده‌اند. میکرایتی شدن که از فرایندهای شاخص در محیط‌های کم‌انرژی است، در تمام توالی سازند، به‌ویژه در زیر محیط لاگون شایع است و گاه به تبدیل کامل دانه به میکرایت انجامیده است (Tucker and Wright, 1990; Al-Aasm, 2003). دولومیت‌های اولیه به صورت پراکنده و محدود، به‌طور عمده در بخش‌هایی از عضو هوار و داریان پایینی دیده می‌شوند که به دیاژنز دریایی نسبت داده می‌شوند و تاثیر چندانی بر کیفیت مخزنی نداشته‌اند (Haghghi and Sahraeyan, 2014). سیمان دریایی نیز به مقدار اندک در اطراف برخی دانه‌ها به‌ویژه قطعات اکتینودرم در ریزرخساره‌های لاگون مشاهده شده است. با توجه به نوع تشکیل بلورها، این سیمان به دیاژنز دریایی نسبت داده می‌شود (کاووسی، ۱۳۸۸) اگرچه در سایر مطالعات نیز به محیط‌های دفنی و جوی نسبت داده شده است (Kaufman et al., 1988; Moore, 2001; Flügel, 2010). زیست‌آشفته‌گی نیز به‌عنوان یکی از فرایندهای دیاژنزی دریایی، به‌ویژه در



شکل ۳- فرایندهای دیاژنزی مشاهده شده در داریان به ترتیب از a تا i) دولومیتی شدن، میکرایتی شدن، زیست‌آشفته‌گی، انحلال، نوشکلی، تراکم فیزیکی، تراکم شیمیایی (استیلولیت)، سیمان (بلوکی) و شکستگی. تمام تصاویر در نور طبیعی تهیه شده است. مقیاس برای همه شکل‌ها یکسان است. موارد اشاره شده، با پیکان نشان داده شده است.

Figure 3. Diagenetic processes observed in the Dariyan Formation from a to i) dolomitization, micritization, bioturbation, dissolution, aggrading neomorphism, mechanical compaction, chemical compaction (stylolite), cement (blocky), and fracturing. All images are taken under plane-polarized light. The scale is the same for all images. The diagenetic features are indicated by arrows.

۴- بحث

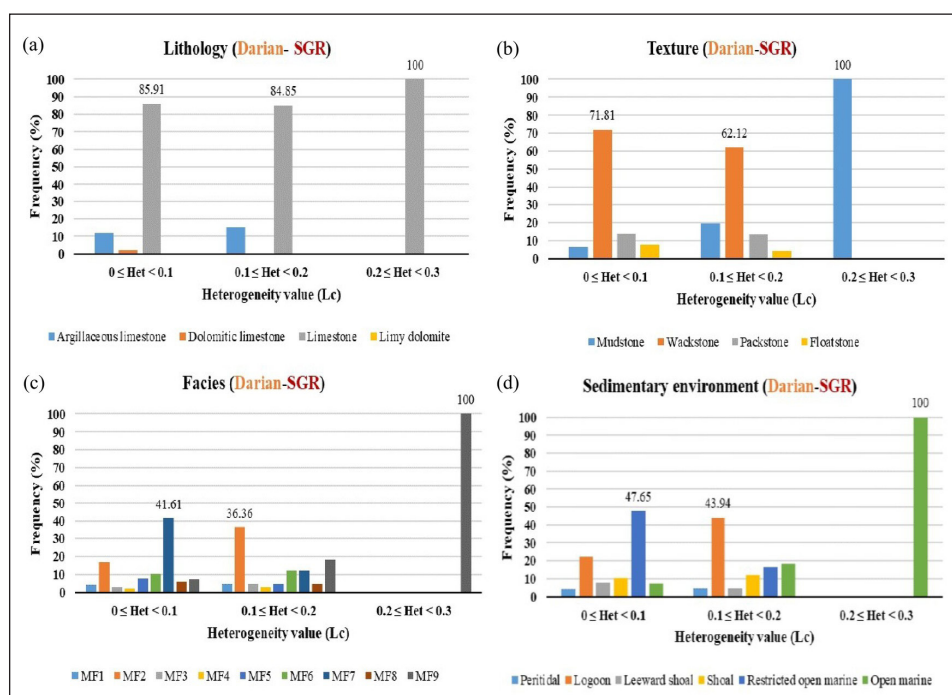
۴-۱- ویژگی‌های پتروفیزیکی براساس نگار ناهمگونی پرتو گاما

مطابق شکل ۴، تحلیل شاخص ناهمگونی پرتو گاما نشان می‌دهد که تغییرات ناهمگونی در سازند داریان به‌طور مستقیم تحت تاثیر تغییرات سنگ‌شناسی، بافت رسوبی، ریزرخساره‌ها، نوع منافذ و فرایندهای دیاژنزی قرار دارد. پرتو گاما به‌عنوان شاخصی حساس به میزان کانی‌های رسی و تغییرات سنگ‌شناسی، امکان تفکیک بازه‌های همگن و ناهمگن را در توالی‌های کربناته فراهم می‌کند و در مطالعات مخازن کربناته ناهمگن به‌طور گسترده مورد استفاده قرار گرفته است (Lucia, 1999; Ahr, 2008; Yarmohammadi et al., 2025). در نمودار فراوانی سنگ‌شناسی در بازه عددی ناهمگونی پایین ($0.1 < \text{Het} \leq 0.2$)، تنوع سنگ‌شناسی شامل آهک، آهک‌دولومیتی، دولومیت‌آهکی و آهک رس‌دار مشاهده می‌شود. در این بازه، تنوع بافتی نیز بالا بوده و بافت‌های گل‌سنگ، وکستون، پکستون و فلوستون حضور دارند. بافت وکستون با فراوانی ۷۱/۸۱ درصد، چیره‌ترین بافت در این محدوده ناهمگونی است. چیرگی بافت‌های دانه‌پشتیبان با تخلخل موثر بالاتر، موجب افزایش یکنواختی پتروفیزیکی و در نتیجه کاهش مقدار ناهمگونی شده است؛ موضوعی که با مدل مخزنی لوسیا و مطالعات اخیر مخازن کربناته هم‌خوانی دارد (Lucia, 1999; Pranter et al., 2006; Ehrenberg et al., 2016). از نظر ریزرخساره‌ای، در این بازه عددی، ریزرخساره MF7 (بایوکست وکستون) با فراوانی ۴۱/۶۱ درصد بیشترین سهم را دارد و زیرمحیط دریای باز محدود با فراوانی ۴۷/۶۵ درصد چیره است. حضور این ریزرخساره‌ها که معمولاً با تخلخل موثر بالاتر و پیوستگی مناسب‌تر منافذ همراه هستند، نقش مهمی در کاهش ناهمگونی ایفا می‌کند. در این محدوده، انواع منافذ از جمله منافذ بین‌دانه‌ای، قالبی و شکستگی مشاهده می‌شود که شکستگی‌ها با فراوانی ۷۸/۶۵ درصد بیشترین سهم را دارند. افزایش نرخ سیمانی شدن هم‌سترا در این بازه، موجب یکنواختی بیشتر ویژگی‌های پتروفیزیکی شده و به کاهش ناهمگونی

کمک کرده است. استیلولیتی شدن در نمونه‌های با ناهمگونی کمتر مشاهده می‌شود. تخلخل بالای ۲۲/۴۶ درصد و نفوذپذیری ۱/۸ میلی‌داری در بازه عددی ناهمگونی کمتر مشاهده می‌شود که در تطابق با بافت‌های گل‌پشتیبان، معمولاً نشان‌دهنده شرایط آرام‌تر و پایدارتری در حین رسوب‌گذاری در دیاژنز هستند (Machel, 2005; Flügel, 2010; Ehrenberg and Walderhaug, 2015).

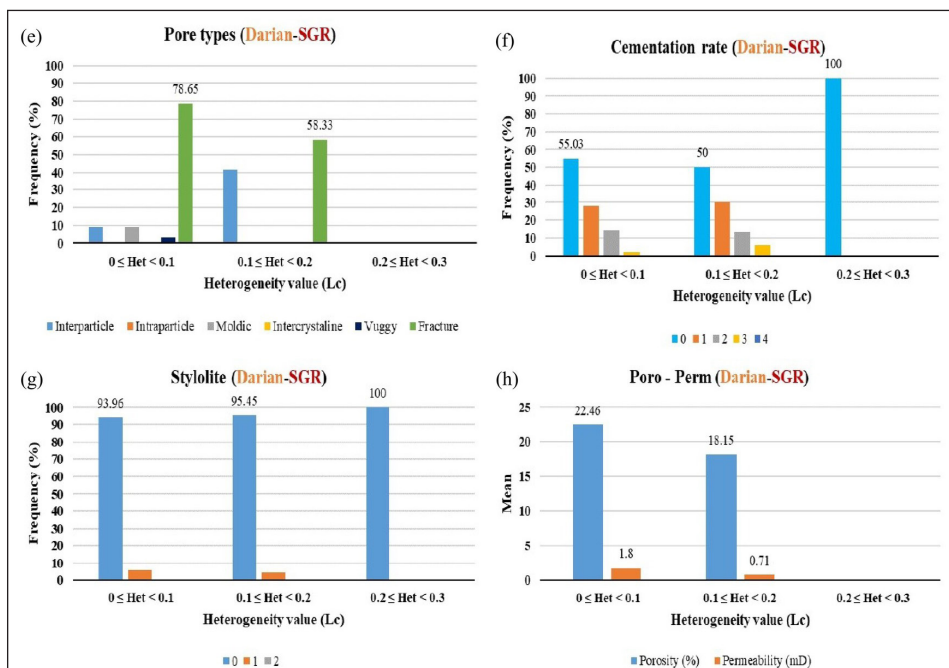
در مقابل، در بازه عددی ناهمگونی بالاتر ($0.3 < \text{Het} \leq 0.4$)، تنها سنگ‌شناسی مشاهده‌شده سنگ‌آهک است و بافت چیره گل‌سنگ می‌باشد. در این بازه، ریزرخساره MF9 با فراوانی ۱۰۰ درصد مشاهده شده و زیرمحیط دریای باز به‌طور کامل چیره است. افزایش سهم بافت‌های گل‌پشتیبان با تخلخل موثر کمتر، همراه با کاهش تنوع رخساره‌ای و نبود منافذ موثر قابل تشخیص، به افزایش ناهمگونی انجامیده است. همچنین نمونه‌های زیرمحیط لاگون با فراوانی ۴۳/۹۴ درصد پس از زیرمحیط دریای بار بیشترین ناهمگونی در بازه ($0.2 < \text{Het} \leq 0.3$)، را نشان می‌دهد. در این بازه، هیچ‌گونه تخلخل، سیمانی شدن یا استیلولیتی شدن شایان توجهی ثبت نشده و داده‌ای برای اندازه‌گیری تخلخل و نفوذپذیری در بالاترین مقادیر ناهمگونی در دسترس نبوده است و از این رو، در نمودار مقادیری درج نشده است (شکل ۴).

نتایج حاصل از نگار ناهمگونی پرتو گاما نشان می‌دهد که افزایش ناهمگونی در سازند داریان با افزایش سهم بافت‌های گل‌پشتیبان، حضور کانی‌های رسی، کاهش تخلخل موثر و کاهش پیوستگی سیستم منافذ همراه است. این الگو با نتایج مطالعات پیشین در مخازن کربناته ناهمگن هم‌خوانی دارد و نشان می‌دهد که پرتو گاما، در کنار سایر نگارهای پتروفیزیکی، ابزار مناسبی برای تفسیر ناهمگونی و کیفیت مخزنی در سازندهای کربناته به‌شمار می‌رود (Ahr, 2008; Corbett et al., 2012; Yarmohammadi et al., 2020).



شکل ۴- نمودار ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی براساس شاخص ناهمگونی پرتو گاما سازند داریان.

Figure 4. Geological and petrophysical properties chart based on the gamma ray heterogeneity index of the Dariyan Formation.



ادامه شکل ۴- نمودار ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی براساس شاخص ناهمگونی پرتو گاما سازند داریان.

Continued from Figure 4. Geological and petrophysical properties chart based on the gamma ray heterogeneity index of the Dariyan Formation.

موجب کاهش ناهمگونی می‌شود. این روند به‌خوبی نشان‌دهنده کنترل شرایط انرژی محیط رسوبی بر توزیع تخلخل، چگالی و در نهایت ناهمگونی پتروفیزیکی است (Tucker and Wright, 1990; Ehrenberg et al., 2016).

از نظر نوع منافذ، در بازه ناهمگونی پایین، تنوع حفرات بیشتر بوده و منافذ بین‌دانه‌ای، قالبی و شکستگی به‌صورت هم‌زمان مشاهده می‌شوند. با این حال، شکستگی با فراوانی ۹۲/۷۶ درصد چیره است. حضور شکستگی‌های باز در کنار تخلخل‌های اولیه می‌تواند موجب یکنواخت‌تر شدن پاسخ نگار چگالی و کاهش ناهمگونی شود، در حالی که در بازه‌های ناهمگونی بالاتر، چیرگی شکستگی‌های بسته و کاهش سایر انواع منافذ، ناهمگونی را افزایش می‌دهد (Aguilera, 2004; Corbett et al., 2012). بررسی فرایندهای دیاژنزی نشان می‌دهد که بیشترین نرخ سیمانی شدن در بازه ناهمگونی کمتر مشاهده می‌شود که این امر سبب کاهش تغییرپذیری موضعی تخلخل و افزایش یکنواختی چگالی سنگ شده است. استیلولیتی شدن با فراوانی کم (حدود ۰۱/۶ درصد) تنها در بازه ناهمگونی پایین دیده می‌شود. در مجموع، افزایش شدت دیاژنز انسدادی در بازه‌های ناهمگونی بالاتر، موجب کاهش میانگین تخلخل و نفوذپذیری شده است، روندی که با رفتار عمومی مخازن کربناته ناهمگن مطابقت دارد (Machel, 2005; Ehrenberg and Walderhaug, 2015).

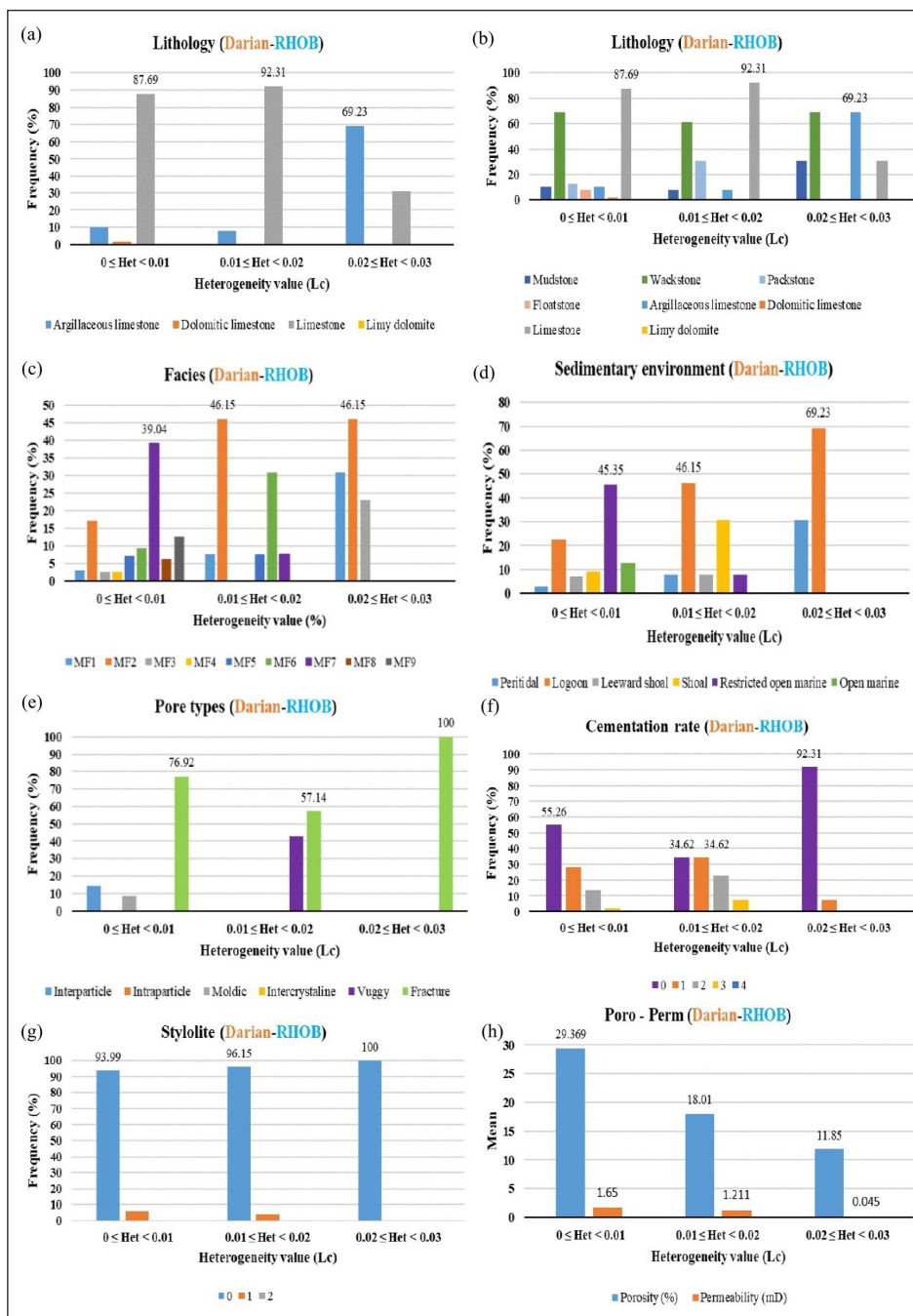
در بازه عددی ناهمگونی بالاتر (۰/۳ < Het < ۰/۰۲)، سنگ آهک‌رس‌دار با فراوانی ۲۳/۶۹ درصد فراوان‌ترین ترکیب سنگ‌شناسی است و افزایش سهم بافت گل‌سنگ (۷۷/۳۰ درصد) نسبت به بازه‌های کم‌ناهمگونی کاملاً آشکار است. در این بازه، ریزرخساره‌های MF1 و MF2 چیره بوده و تنها نوع منفذ مشاهده شده، شکستگی است. کاهش شدید تخلخل موثر و نبود استیلولیت، بیانگر کیفیت مخزنی ضعیف‌تر و ناهمگونی بالاتر در این بخش از سازند داریان است (Lucia, 1999; Corbett et al., 2012).

۴-۲- ویژگی‌های پتروفیزیکی بر اساس نگار ناهمگونی چگالی ظاهری

بررسی شاخص ناهمگونی چگالی ظاهری (شکل ۵) نشان می‌دهد که تغییرات ناهمگونی چگالی در سازند داریان ارتباط مستقیمی با ویژگی‌های سنگ‌شناسی، بافتی، ریزرخساره‌ای، نوع منافذ و فرایندهای دیاژنزی دارد. در بازه عددی ناهمگونی پایین (۰/۱ < Het < ۰)، تنوع سنگ‌شناسی نسبتاً بالا بوده و انواع سنگ آهک، آهک‌دولومیتی و آهک‌رس‌دار مشاهده می‌شود که در این میان، سنگ آهک با فراوانی ۸۷/۶۹ درصد فراوان‌ترین ترکیب سنگ‌شناسی است. چنین تنوعی در مقادیر پایین ناهمگونی نشان‌دهنده یکنواختی نسبی توزیع چگالی و کنترل مناسب تخلخل موثر بر پاسخ نگار چگالی ظاهری است (Lucia, 1999; Ehrenberg et al., 2016).

از نظر بافت رسوبی، با وجود کاهش تنوع با افزایش ناهمگونی، در هر ۳ بازه عددی ناهمگونی، بافت و کستون فراوان‌ترین نوع بافت به‌شمار می‌رود. حضور چیره و کستون‌ها در بازه‌های ناهمگونی کمتر، بیانگر نقش بافت‌های دانه‌پشتیبان تا نیمه‌گل‌پشتیبان در ایجاد تخلخل موثر و کاهش ناهمگونی پتروفیزیکی است؛ پدیده‌ای که در مطالعات مخازن کربناته کم‌زرفرانیز گزارش شده است (Lucia, 1999; Ahr, 2008).

از دیدگاه ریزرخساره‌ای، در بازه ناهمگونی پایین، تنوع ریزرخساره‌ها بالا بوده و ریزرخساره MF7 (بایوکست و کستون) با فراوانی ۰۴/۳۹ درصد بیشترین سهم را دارد. با افزایش مقدار ناهمگونی، سهم ریزرخساره‌های MF1 و MF2 افزایش می‌یابد که عمدتاً به زیرمحیط‌های لاگون و پهنه‌کشندی تعلق دارند. این تغییر ریزرخساره‌ای بیانگر افزایش سهم محیط‌های کم‌انرژی و گل‌پشتیبان است که معمولاً با افزایش ناهمگونی چگالی و کاهش کیفیت مخزنی همراه هستند (Flügel, 2010). تحلیل زیرمحیط‌های رسوبی نشان می‌دهد که افزایش فراوانی نمونه‌های مربوط به زیرمحیط‌های لاگون و پهنه‌کشندی با افزایش ناهمگونی چگالی ظاهری همبستگی دارد، در حالی که افزایش سهم زیرمحیط دریای باز محدود



شکل ۵- نمودار ویژگی های زمین شناسی و پتروفیزیکی بر اساس شاخص ناهمگونی چگالی ظاهری سازند داریان.

Figure 5. Geological and petrophysical properties chart of the Dariyan Formation based on bulk density heterogeneity index.

و کستون فراوان ترین نوع بافت مشاهده شده است. در بازه ناهمگونی کم، تنوع بیشتری از انواع بافت ها دیده می شود که نشان دهنده شرایط رسوبی پایدارتر و توزیع یکنواخت تر ویژگی های پتروفیزیکی است. در مقابل، در ناهمگونی های بالا، افزایش فراوانی بافت گل سنگ بیانگر افزایش ماتریکس ریزدانه، کاهش پیوستگی منافذ و افزایش ناهمگونی تخلخل نوترون است (Lucia, 1999; Al Haddad and Mancini, 2013).

از دیدگاه ریزرخساره ای، بیشترین تنوع ریزرخساره ها در بازه ناهمگونی کم مشاهده می شود. در این بازه، ریزرخساره MF7 (بایو کلت و کستون) برتری دارد که معمولاً با محیط های دریای باز محدود، تخلخل موثر بالاتر و رفتار مخزنی یکنواخت تر

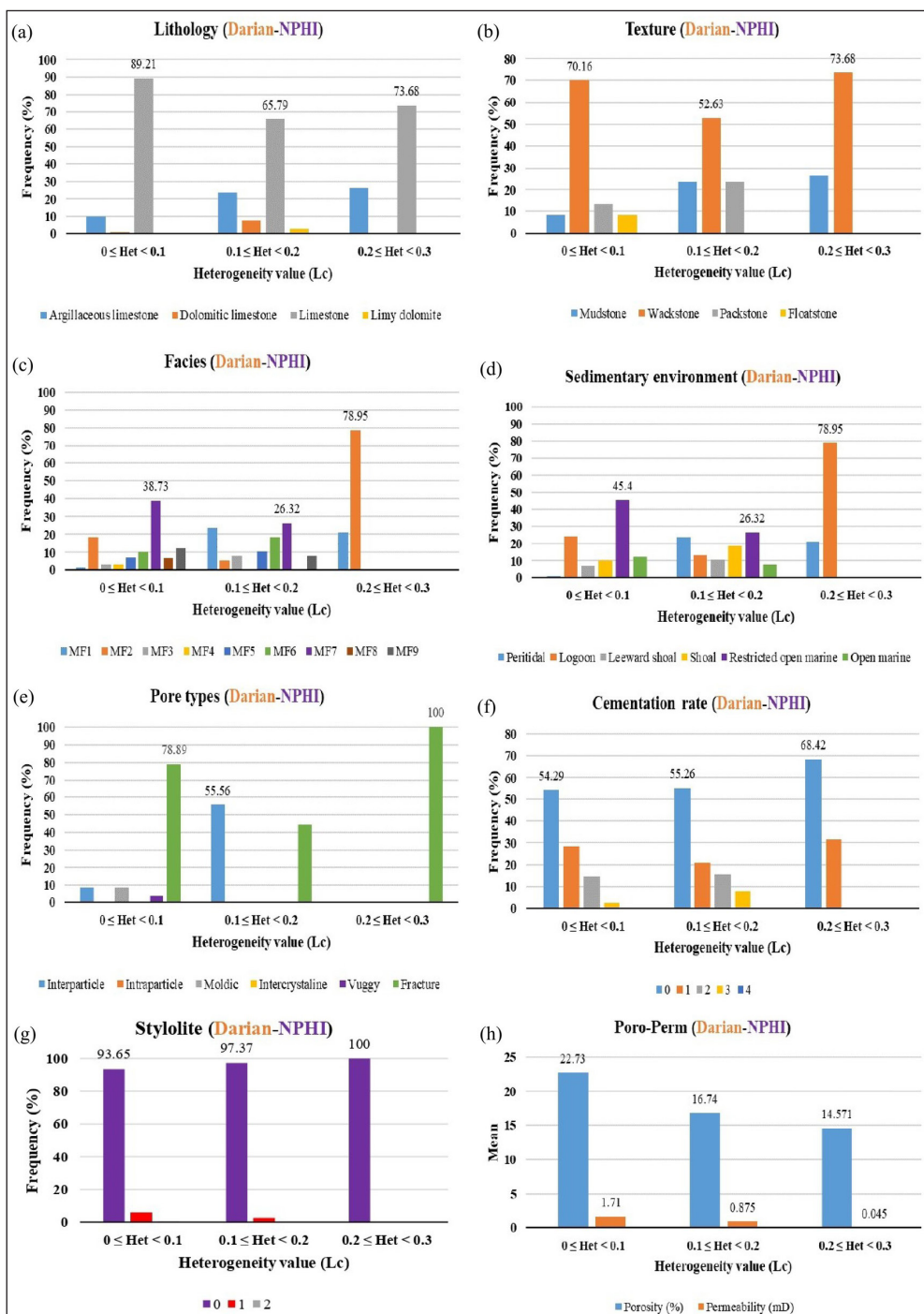
۳-۴- ویژگی های پتروفیزیکی بر اساس نگار ناهمگونی تخلخل نوترون

نمودارهای شکل ۶ نشان می دهد که با افزایش مقدار ناهمگونی تخلخل نوترون، تغییرات معناداری در ویژگی های سنگ شناسی، بافتی، ریزرخساره ای، محیط رسوبی و فرایندهای دیاژنزی سازند داریان مشاهده می شود. در مقادیر بالای ناهمگونی، سنگ آهک های رس دار فراوانی بیشتری نشان می دهند که بیانگر افزایش مولفه های رسی و ناهمگونی سنگ شناسی است. این عامل تأثیر مستقیم بر پاسخ لاگ نوترون و افزایش پراکندگی داده های پتروفیزیکی دارد (Rider, 1996; Ellis and Singer, 2007).

از نظر بافت رسوبی، در تمامی بازه های ناهمگونی ($0 \leq Het < 0.4$)، بافت

مقدار ناهمگونی، چیرگی تخلخل شکستگی با فراوانی ۱۰۰ درصد نشان‌دهنده حذف یا انسداد منافذ اولیه در اثر فرایندهای دیاژنزی است (Machel, 2005). از دیدگاه دیاژنزی، بیشترین نرخ سیمانی‌شدن و توسعه استیلولیت‌ها در ناهمگونی‌های کم مشاهده می‌شود که با دیاژنر انسدادی گسترده و کاهش تدریجی تخلخل مؤثر مرتبط است. با افزایش ناهمگونی، این فرایندها کاهش یافته و به صورت پراکنده ظاهر می‌شوند که نشان‌دهنده کنترل موضعی دیاژنر و افزایش ناهمگونی پتروفیزیکی است (Ehrenberg et al., 2016; Corbett et al., 2012). در مجموع، افزایش ناهمگونی تخلخل نوترون با کاهش میانگین تخلخل و نفوذپذیری همراه بوده و افت کیفیت مخزنی سازند داریان را نشان می‌دهد.

همراه است. با افزایش ناهمگونی، کاهش این ریزرخساره و غلبه ریزرخساره MF2 نشان‌دهنده تغییر به محیط‌های کم‌انرژی لاگونی و افزایش ناهمگونی پتروفیزیکی است (Flügel, 2010; Aghli et al., 2020). تحلیل محیط رسوبی نیز این روند را تایید می‌کند؛ به گونه‌ای که در ناهمگونی‌های کم، زیر محیط دریای باز محدود چیره بوده، در حالی که در ناهمگونی‌های بالا، نمونه‌های لاگونی بیشترین فراوانی را دارند. این تغییر محیطی، نقش مهمی در کنترل ناهمگونی تخلخل نوترون و کیفیت مخزنی ایفا می‌کند (Schlager, 2005; Ehrenberg et al., 2016). از نظر نوع منافذ، در ناهمگونی‌های کم، حضور هم‌زمان تخلخل‌های بین‌دانه‌ای، قالبی و شکستگی بیانگر تکامل مناسب سیستم منفذی است. در مقابل، در بیشترین



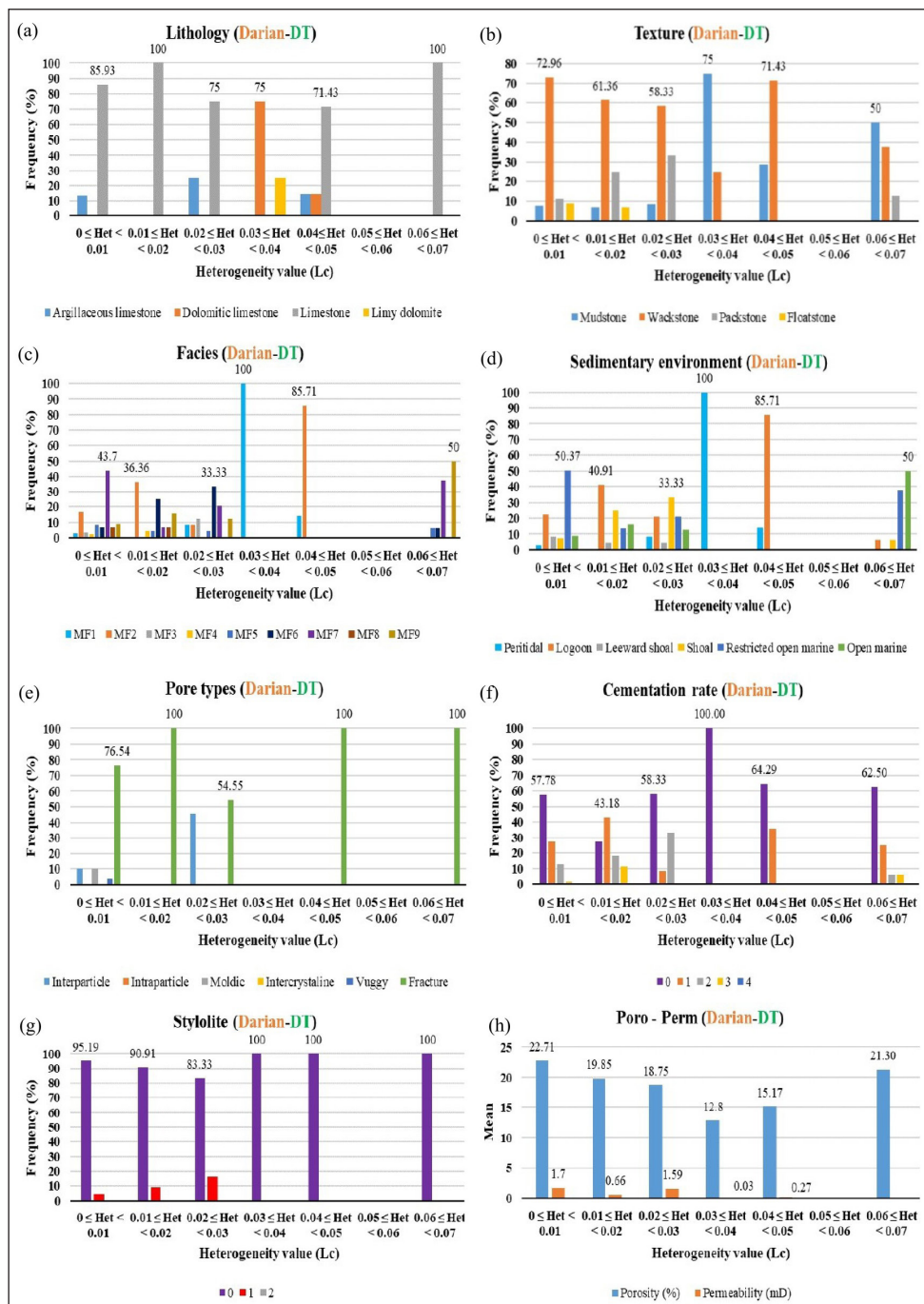
شکل ۶- نمودار ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی براساس شاخص ناهمگونی تخلخل نوترون سازند داریان.

Figure 6. Geological and petrophysical properties chart of the Dariyan Formation based on neutron porosity heterogeneity index.

نسبی سرعت صوتی و ساختار سنگ در این بازه است. در اغلب بازه‌های عددی ناهمگونی، سنگ آهک فراوان‌ترین نوع سنگ‌شناسی به‌شمار می‌رود، با این حال، در بازه $(0.04 < Het < 0.03)$ ، آهک دولومیتی با فراوانی ۷۵ درصد چیره بوده که می‌تواند نشان‌دهنده تاثیر دولومیتی شدن موضعی بر تغییرات سرعت صوتی و افزایش ناهمگونی پتروفیزیکی باشد (Lucia, 1999; Machel, 2005).

۴-۴ ویژگی‌های پتروفیزیکی بر اساس نگار ناهمگونی صوتی

بررسی نگار ناهمگونی صوتی در سازند داریان (شکل ۷) نشان می‌دهد که تغییرات ناهمگونی به‌طور معناداری با ویژگی‌های سنگ‌شناسی، بافتی، ریزرخساره‌ای، محیط رسوبی و فرایندهای دیانزنی مرتبط است. در کمترین مقدار ناهمگونی، تقریباً تمامی انواع سنگ‌شناسی به‌جز دولومیت آهکی مشاهده می‌شود که بیانگر یکنواختی



شکل ۷- نمودار ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی بر اساس شاخص ناهمگونی صوتی سازند داریان.

Figure 7. Geological and petrophysical properties chart of the Dariyan Formation based on sonic velocity heterogeneity index.

ویژگی‌های فیزیکی سنگ است. با افزایش مقدار ناهمگونی، سهم بافت گل‌سنگ افزایش یافته و در بیشترین ناهمگونی با فراوانی ۵۰ درصد چیره می‌شود. این روند

از نظر بافت رسوبی، در کمترین بازه ناهمگونی، هر ۴ نوع بافت مشاهده می‌شود که این تنوع بافتی نشان‌دهنده شرایط رسوبی پایدارتر و توزیع یکنواخت‌تر

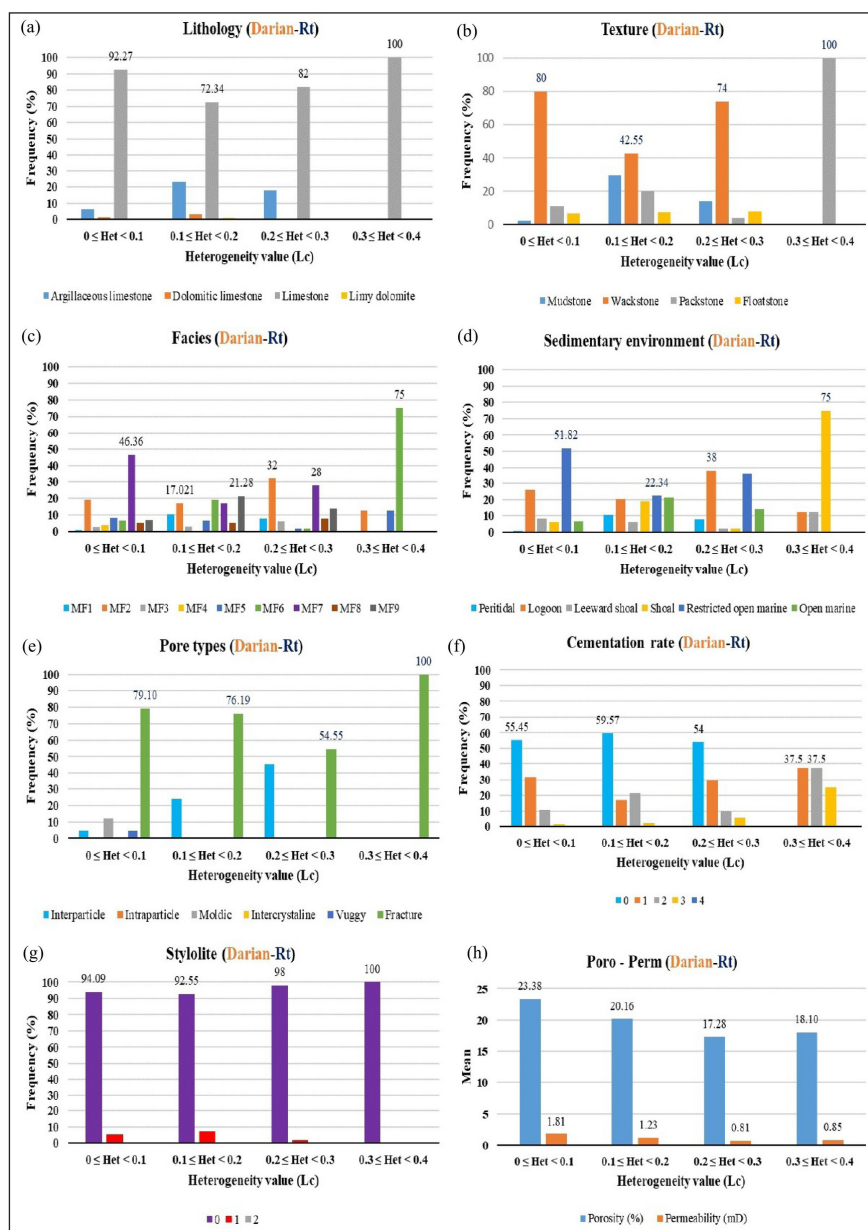
بررسی ویژگی‌های دیاژنزی نشان می‌دهد که در ناهمگونی‌های کم، انواع منافذ قابل مشاهده بوده و فرایند سیمانی شدن در اغلب بازه‌های عددی ناهمگونی (به جز $0.04 < \text{Het} \leq 0.03$) توسعه یافته است. همچنین استیلولیتی شدن در ناهمگونی کم با فراوانی ۴/۸۱ درصد مشاهده می‌شود که می‌تواند موجب افزایش فشردگی، تغییر سرعت صوتی و در نهایت کنترل ناهمگونی شود. به‌طور کلی، با افزایش مقدار ناهمگونی، میانگین تخلخل و نفوذپذیری کاهش یافته و در بیشترین ناهمگونی، مقدار میانگین تخلخل به حدود ۲۱/۳۰ درصد می‌رسد که نشان‌دهنده افت کیفیت مخزنی در این بازه است (Ehrenberg et al., 2016; Corbett et al., 2012).

۴-۵- ویژگی‌های پتروفیزیکی براساس نگار ناهمگونی مقاومت ژرف

تحلیل نگار ناهمگونی مقاومت ژرف در سازند داریان (شکل ۸) نشان می‌دهد که تغییرات ناهمگونی مقاومت الکتریکی به‌طور مستقیم با ویژگی‌های سنگ‌شناسی، بافتی، ریزرخساره‌ای و فرایندهای دیاژنزی مرتبط است. در بازه‌های ناهمگونی کم و همچنین در بیشترین مقدار ناهمگونی، تنها سنگ آهک مشاهده می‌شود و در تمامی بازه‌های عددی، سنگ آهک فراوان‌ترین نوع سنگ‌شناسی در سازند داریان است. این موضوع بیانگر چیره بودن ترکیب کربناته و نقش ساختار بافتی و دیاژنزی، بیش از تغییرات سنگ‌شناسی، در کنترل پاسخ مقاومت ژرف می‌باشد (Lucia, 1999; Rider, 1996).

بیانگر افزایش ماتریکس ریزدانه، کاهش تخلخل موثر و افزایش زمان سیر موج صوتی در سنگ‌های گل‌پشتیبان است. در مقابل، حضور بافت فلوئتستون در مقادیر کم ناهمگونی، با بافت‌های دانه‌پشتیبان و پاسخ صوتی یکنواخت‌تر همخوانی دارد (Rider, 1996; Al Haddad and Mancini, 2013).

تحلیل ریزرخساره‌ای نشان می‌دهد که در ناهمگونی‌های کم، ریزرخساره MF7 (بایوکلس و کستون) با فراوانی ۷/۴۳ درصد چیره است که معمولاً به محیط‌های دریای باز محدود و کیفیت مخزنی مناسب‌تر نسبت داده می‌شود. با افزایش ناهمگونی، ریزرخساره MF1 افزایش یافته و در بازه $0.04 < \text{Het} \leq 0.03$ تنها ریزرخساره مشاهده شده بوده و به‌طور کامل به زیرمحیط پهنه کشندی تعلق دارد. این تغییر نشان‌دهنده تاثیر شرایط کم‌انرژی، افزایش اجزای ریزدانه و ناهمگونی بیشتر در خواص صوتی سنگ است. در بیشترین مقدار ناهمگونی، حضور ریزرخساره MF9 با فراوانی ۵۰ درصد بیانگر محیط‌های رسوبی محدودتر و ناهمگونی‌تر است (Flügel, 2010; Aghli et al., 2020). از دیدگاه محیط رسوبی، در بازه ناهمگونی کم، زیرمحیط دریای باز محدود با فراوانی ۳۷/۵۰ درصد چیره است، در حالی که در ناهمگونی بالا، نمونه‌های مربوط به دریای باز با فراوانی ۵۰ درصد مشاهده می‌شوند. این تغییرات محیطی می‌تواند سبب افزایش پراکندگی سرعت صوتی و در نتیجه افزایش ناهمگونی نگار صوتی شود (Schlager, 2005; Ehrenberg et al., 2016).



شکل ۸- نمودار ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی براساس ناهمگونی شاخص مقاومت ژرف سازند داریان.
Figure 8. Geological and petrophysical properties chart of the Dariyan Formation based on bulk density heterogeneity index.

در نگار مقاومت ژرف بیشترین نرخ سیمانی شدن در ناهمگونی بالا مشاهده می شود که می تواند موجب انسداد منافذ اولیه، کاهش پیوستگی تخلخل و افزایش ناهمگونی پاسخ مقاومت گردد. همچنین با افزایش مقدار ناهمگونی، میزان استیلولیتی شدن کاهش یافته و در بیشترین ناهمگونی $0/4 < Het \leq 0/3$ هیچ استیلولیتی مشاهده نمی شود. به طور کلی، با افزایش مقدار ناهمگونی مقاومت ژرف، میانگین تخلخل و نفوذپذیری کاهش یافته که بیانگر افت کیفیت مخزنی در این بازه ها است (Ehrenberg et al., 2016; Machel, 2005).

۴-۶- تحلیل ناهمگونی ویژگی های زمین شناسی و پتروفیزیکی سازند داریان

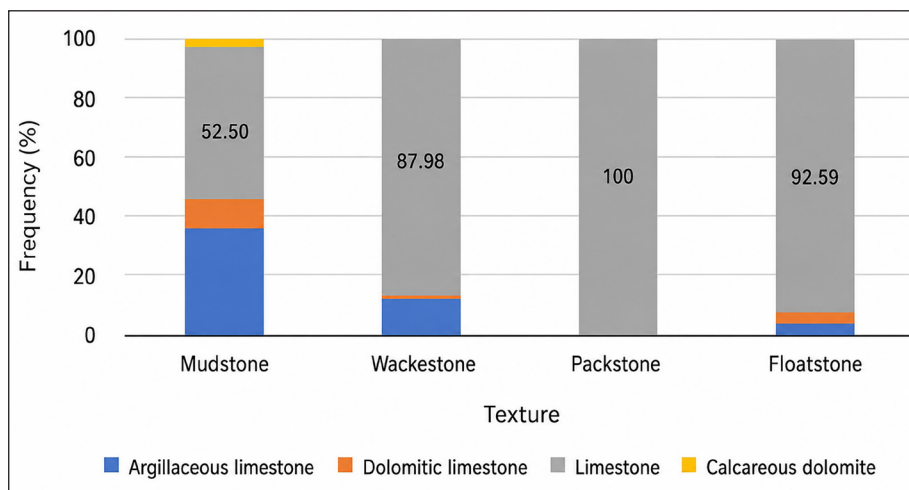
تحلیل و بررسی ناهمگونی سنگ شناسی، بافت، ریزرخساره ها، زیرمحیط رسوبی، انواع منافذ، تخلخل و نفوذپذیری و فرایندهای دیاژنزی برای سازند داریان برای مقادیر کمینه و بیشینه ناهمگونی در بازه ها نتایج کلی زیر را به دست می دهد.

سنگ شناسی: کانی رسی موجب افزایش ناهمگونی در سنگ شناسی آهک می شود. بنابراین حضور رس در آهک تغییرات و مقدار ناهمگونی را افزایش می دهد. نوع و میزان دولومیتی شدن موجب فرارگیری دولومیت با فراوانی زیاد در مقادیر کم و بیشینه ناهمگونی می شود. مطالعات پیشین نیز این مطلب را تایید می کند (Tavakoli, 2020). سنگ آهک بیشتر در رخساره با بافت پکستون دیده می شود (شکل ۹). در این بافت در سازند داریان منافذ بین دانه ای و شکستگی دیده می شود. بنابراین تغییرات و ناهمگونی زیاد در منافذ این نوع بافت موجب می شود که سنگ آهک با بیشینه ناهمگونی در سنگ شناسی دیده شود.

از نظر بافت رسوبی، در بیشتر بازه های عددی ناهمگونی، بافت و کستون فراوان ترین نوع بافت مشاهده شده است که نشان دهنده چیرگی بافت های گل پشیمان در این سازند می باشد. با این حال، در بیشترین مقدار ناهمگونی، بافت پکستون با فراوانی ۱۰۰ درصد دیده می شود که می تواند بیانگر تمرکز موضعی بافت های دانه پشیمان با توزیع نامنظم تخلخل و سیالات درون منافذ و در نتیجه افزایش ناهمگونی مقاومت الکتریکی باشد (Al Haddad and Mancini, 2013; Ehrenberg et al., 2016).

تحلیل ریزرخساره ها نشان می دهد که در بازه ناهمگونی کم، ریزرخساره MF7 با فراوانی ۴۶/۳۶ درصد چیره بوده که معمولاً به محیط های دریای باز محدود و کیفیت مخزنی مناسب تر نسبت داده می شود. در مقابل، در ناهمگونی بالا، ریزرخساره MF6 با فراوانی ۷۵ درصد فراوان ترین ریزرخساره مشاهده شده است. کاهش تنوع ریزرخساره ها با افزایش ناهمگونی، نشان دهنده چیره شدن واحدهای رسوبی خاص با توزیع نامتجانس ویژگی های پتروفیزیکی است که به طور مستقیم بر پاسخ نگار مقاومت ژرف اثر می گذارد (Flügel, 2010; Aghli et al., 2020). از نظر محیط رسوبی، زیرمحیط دریای باز محدود در ناهمگونی کم با فراوانی ۵۱/۸۲ درصد چیره است، در حالی که بیشترین مقدار ناهمگونی به زیرمحیط برآمدگی (برجستگی) کربناته با فراوانی ۷۵ درصد تعلق دارد. این تغییر محیطی می تواند سبب افزایش پیچیدگی هندسی منافذ، تغییر در اشباع سیالات و در نتیجه افزایش ناهمگونی مقاومت الکتریکی شود (Schlager, 2005; Corbett et al., 2012).

بررسی ویژگی های دیاژنزی نشان می دهد که در ناهمگونی های کم، انواع مختلف منافذ مشاهده می شود، در حالی که در ناهمگونی بالا تنها تخلخل حاصل از شکستگی با فراوانی ۱۰۰ درصد دیده می شود. برخلاف سایر نگارهای بررسی شده،



شکل ۹- توزیع سنگ شناسی آهک در انواع بافت در سازند داریان.

Figure 9. Distribution of limestone lithology across different textures in the Dariyan Formation.

ناهمگونی بافت ها است. در بافت گل سنگ که بیشترین ناهمگونی دیده می شود، تخلخل بسیار کمی دیده می شود. بنابراین انرژی محیط دلیل ایجاد درجات مختلف ناهمگونی در محیط رسوبی و تخلخل مهم ترین عامل تعیین مقدار ناهمگونی است.

ریزرخساره ها: ناهمگونی ریزرخساره ها به دلیل ناهمگونی و تغییر شرایط محیطی صورت می گیرد. مطابق مطالعات سنگ نگاری، ستون رخساره ها در سازند داریان، ریزرخساره ها در ستبراهای زیاد از توالی مورد مطالعه ثابت هستند. ریزرخساره های

بافت: بافت های مختلف در محیط رسوبی با تغییر انرژی محیط از زیاد به کم به ترتیب از بافت گریستون به گل سنگ تغییر می کند. بافت نهایی یک سنگ کربناته توسط هر دو عامل رسوب گذاری اولیه و فرایندهای دیاژنزی بعدی کنترل می شود. بافت و کستون در کمترین مقدار ناهمگونی و گل سنگ در محدوده بیشترین ناهمگونی در بسیاری از انواع نگارهای ناهمگونی دیده می شود (شکل های ۴-۸). نمونه های و کستون و پکستون دارای تخلخل و نفوذپذیری بالاتری هستند و در کمترین مقدار ناهمگونی دیده می شوند. بنابراین تخلخل مفید عاملی مهم در مقدار

این وضعیت اغلب با ریزرخساره‌های دارای بافت بازتر (و کستون-پکستون) و شدت کمتر فرایندهای انسدادی همراه است. در مقابل، در بازه‌های ناهمگونی بالا، کاهش محسوس تخلخل مشاهده می‌شود. این کاهش به‌طور عمده ناشی از افزایش شدت سیمانی شدن، توسعه استیلولیت‌ها و فشردگی دیاژنزی است که موجب انسداد یا قطع پیوستگی منافذ شده و ناهمگونی مخزن را تشدید کرده است (Schlager, 2005; Ehrenberg et al., 2016).

نفوذپذیری نیز روندی مشابه تخلخل نشان می‌دهد، با این تفاوت که حساسیت آن به ناهمگونی بیشتر است. در ناهمگونی‌های پایین، نفوذپذیری نسبتاً بالا و پایدار است که نشان‌دهنده پیوستگی مناسب منافذ و مسیرهای جریان سیال است. با افزایش ناهمگونی، نفوذپذیری به‌طور شایان توجهی کاهش یافته و در برخی بازه‌ها حتی با وجود تخلخل متوسط، نفوذپذیری پایین مشاهده می‌شود. این پدیده بیانگر نقش چیره عوامل دیاژنزی انسدادی و گسست شبکه منفذی است. در ناهمگونی‌های بالا، نفوذپذیری عمدتاً توسط شکستگی‌ها کنترل می‌شود و این موضوع سبب افزایش ناهمگونی در مقیاس مخزن شده است؛ به گونه‌ای که جریان سیال به مسیرهای محدود و ناهمگون وابسته می‌شود (Lucia et al., 2003).

نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که ناهمگونی مخزن در سازند داریان، بر پایه تحلیل ضریب لورنز، حاصل برهم کنش پیچیده عوامل رسوبی و دیاژنزی در مقیاس ریزرخساره‌ای تا مخزنی است. تغییرات سنگ‌شناسی، نوع بافت و ریزرخساره، زیرمحیط‌های رسوبی و نوع منافذ، از طریق کنترل توزیع، پیوستگی و سازمان‌یافتگی شبکه تخلخل و نفوذپذیری، نقش تعیین‌کننده‌ای در شدت ناهمگونی پتروفیزیکی ایفا می‌کنند. ناهمگونی پایین با تنوع منفذی بالاتر، شبکه منافذ پیوسته‌تر و مقادیر بیشتر تخلخل و نفوذپذیری همراه است، در حالی که ناهمگونی بالا با کاهش تخلخل و نفوذپذیری، چیرگی فرایندهای دیاژنزی انسدادی، حضور بافت‌های گل‌پشتیان، کانی‌های رسی و توسعه منافذ حفره‌ای و شکستگی‌های ناپیوسته مشخص می‌شود و معمولاً با مقادیر بالاتر ضریب لورنز و افت کیفیت مخزنی همبستگی دارد. بر این اساس، اگرچه ریزرخساره‌ها و محیط‌های رسوبی کنترل اولیه بر کیفیت مخزنی را اعمال کرده‌اند، شدت و نوع فرایندهای دیاژنزی عامل اصلی تشدید یا تعدیل ناهمگونی در این سازند به‌شمار می‌رود. بنابراین، تخلخل و نفوذپذیری نه‌تنها پارامترهایی مستقل نیستند، بلکه باید در چارچوب ناهمگونی مخزن و در ارتباط با ویژگی‌های ریزرخساره‌ای و تاریخچه دیاژنزی تفسیر شوند. از این رو، تلفیق تحلیل ریزرخساره‌ای با داده‌های چاه‌نگاری و شاخص آماری ضریب لورنز، چارچوبی کارآمد و یکپارچه برای ارزیابی و پیش‌بینی ناهمگونی در مخازن کربناته‌ای نظیر سازند داریان فراهم می‌سازد.

اگرچه در این مطالعه واحدهای جریان مخزن (Flow Units) به‌صورت مستقل و کلاسیک تعریف نشده‌اند، نتایج حاصل از تحلیل ناهمگونی با استفاده از ضریب لورنز، چارچوبی مناسب برای تفسیر رفتار جریان مخزن فراهم می‌کند. تغییرات ضریب لورنز که بازتاب‌دهنده میزان ناهمگونی توزیع تخلخل و نفوذپذیری در طول سازند است، به‌طور غیرمستقیم بیانگر وجود بازه‌هایی با کیفیت جریان متفاوت در مخزن کربناته داریان می‌باشد. در این چارچوب، بازه‌های ناهمگونی کمتر (ضریب لورنز پایین‌تر) می‌توانند نشان‌دهنده نواحی با پیوستگی بهتر شبکه منافذ و کیفیت مخزنی بالاتر باشند، در حالی که مقادیر بالاتر ناهمگونی معرف نواحی با رفتار جریان ضعیف‌تر و ناپیوسته‌تر هستند. از این رو، نتایج این پژوهش می‌تواند به‌عنوان مبنایی مفهومی برای شناسایی و تفکیک واحدهای جریان در مطالعات تکمیلی مخزن مورد استفاده قرار گیرد.

تغییرات قائم نمودارهای چاه‌نگاری، ریزرخساره‌ها، محیط‌های رسوبی، تخلخل، تراوایی، نرخ سیمانی شدن و نوع تخلخل‌ها در چاه مورد مطالعه جهت مقایسه در شکل ۱۰ ارائه شده است.

گل سنگ و گل سنگ فسیل دار دارای بیشینه ناهمگونی هستند. همچنین در کربناته‌ها برخلاف آنچه که در سنگ‌های آواری دیده می‌شود، میزان تخلخل بیشتر با کاهش جورشدگی افزایش پیدا می‌کند (Lucia, 1999). بنابراین تنوع ریزرخساره‌ها در مقادیر کم ناهمگونی موجب افزایش تخلخل و کاهش مقدار ناهمگونی شده است (شکل‌های ۴-۸).

۴-۷- نقش زیرمحیط‌های رسوبی در کنترل ناهمگونی مخزن سازند داریان

محیط رسوبی تعیین‌کننده توزیع رخساره‌ها و رخساره‌ها تعیین‌کننده فرایندهای دیاژنزی هستند. فرایندها در دیاژنزی اولیه از ویژگی‌های رخساره پیروی می‌کنند. مطالعه سنگ‌نگاری وجود ۹ نوع ریزرخساره مربوط به ۶ زیرمحیط یا کمر بند رخساره‌ای را در سازند داریان نشان می‌دهد. زیرمحیط‌های رسوبی از کم‌رطرف‌ترین به ژرف‌ترین بخش به ترتیب شامل زیرمحیط پهنه کشندی، لاگون، رو به خشکی برآمدگی (برجستگی) کربناته، برآمدگی (برجستگی) کربناته، دریای باز محدود و دریای باز هستند. ویژگی‌های ریزرخساره‌ها، تنوع کم آن‌ها و عدم وجود نهشته‌های توریدیتی، گل فراوان و زیست‌آوارهای مشتق از ریف و بزرگ‌تر از ۲ میلی‌متر نشان می‌دهد که محیط رسوبی یک سکوی داخلی و ابتدای سکوی میانی است. همچنین مطالعات پیشین محیط سکوی میانی را تایید می‌کند.

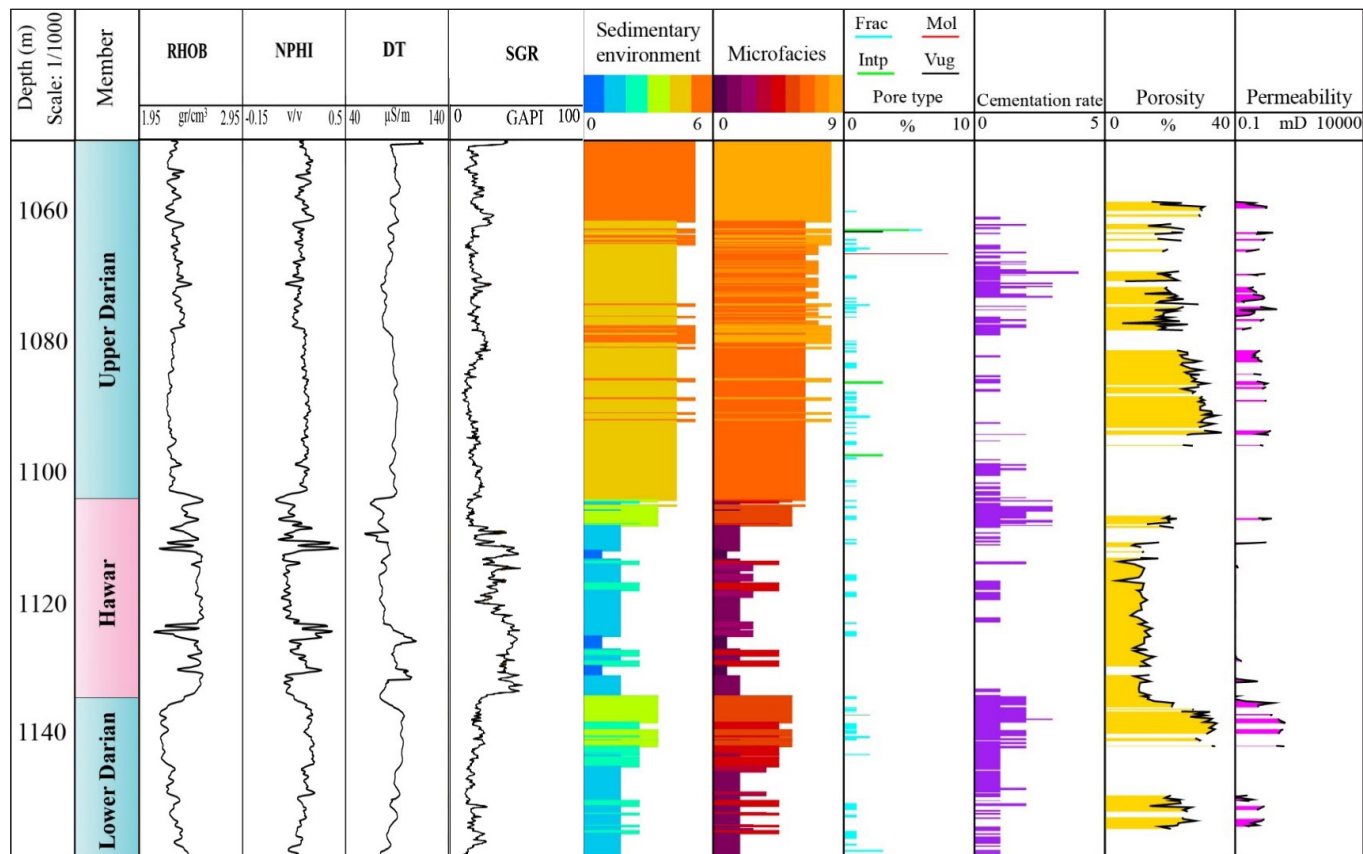
زیرمحیط‌های رسوبی شناسایی شده در سازند داریان نقش مستقیمی در کنترل الگوی ناهمگونی مخزن دارند. زیرمحیط‌هایی مانند لاگون و بخش رو به خشکی برآمدگی (برجستگی) کربناته که با انرژی پایین، رسوب گذاری ریزدانه و تاثیرپذیری شدید از فرایندهای دیاژنزی همراه هستند، بیشترین میزان ناهمگونی را نشان می‌دهند. در مقابل، زیرمحیط دریای باز محدود که با انرژی متوسط، رسوب گذاری یکنواخت‌تر و توسعه تخلخل موثر همراه است، مقادیر کمتری از ناهمگونی را ثبت می‌کند. این تفاوت‌ها بازتابی از تغییرات انرژی محیط، نوع رخساره، توزیع منافذ و شدت فرایندهای دیاژنزی بوده و با الگوهای گزارش شده برای سکوه‌های کربناته کرتاسه زیرین در خلیج فارس هم‌خوانی دارد (Al Haddad and Mancini, 2013; Naderi- Khujin et al., 2016a, b; Ehrenberg et al., 2016; Aghli et al., 2020).

۴-۸- منافذ، تخلخل و نفوذپذیری و ارتباط آن‌ها با ناهمگونی مخزن

تخلخل و نفوذپذیری از مهم‌ترین پارامترهای کنترل‌کننده کیفیت مخزنی در سازندهای کربناته به‌شمار می‌روند و توزیع و تغییرات آن‌ها به‌طور مستقیم تحت تاثیر ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و فرایندهای دیاژنزی قرار دارد (Lucia, 2016; Ehrenberg et al., 1995). در سازند داریان، بررسی داده‌های پتروفیزیکی استخراج شده از نگاره‌های چاه‌نگاری نشان می‌دهد که تغییرات تخلخل و نفوذپذیری ارتباط نزدیکی با مقادیر ناهمگونی محاسبه شده برای نگاره‌های مختلف دارد.

در مقادیر پایین ناهمگونی، تنوع بالایی از انواع منافذ شامل منافذ بین‌دانه‌ای، درون‌دانه‌ای، قالبی و انحلالی مشاهده می‌شود. این تنوع منفذی عمدتاً در ریزرخساره‌های و کستونی و پکستونی توسعه یافته در زیرمحیط‌های لاگون و دریای باز محدود دیده می‌شود. وجود چنین تنوعی سبب افزایش پیوستگی شبکه منفذی و در نتیجه افزایش تخلخل موثر و نفوذپذیری شده است.

در مقابل، در مقادیر بالای ناهمگونی، تنوع منافذ به‌شدت کاهش یافته و غالباً منافذ شکستگی به‌عنوان نوع چیره منفذ مشاهده می‌شوند. این وضعیت نشان‌دهنده تاثیر شدید فرایندهای دیاژنزی انسدادی، سیمانی شدن و فشردگی مکانیکی و شیمیایی بر تخریب منافذ اولیه است (Al Haddad and Mancini, 2013; Aghli et al., 2020). نتایج نشان می‌دهند که با افزایش مقدار ناهمگونی در نگاره‌های مختلف، مقدار تخلخل به‌طور کلی روند کاهشی دارد. در بازه‌های ناهمگونی کم، میانگین تخلخل بالا بوده و توزیع یکنواخت‌تری دارد که بیانگر توسعه بهتر منافذ اولیه و ثانویه است.



شکل ۱۰- توزیع شاخص‌های مطالعه شده در سازند داریان. نگارهای پتروفیزیکی همراه با شاخص‌های زمین‌شناسی قابل مشاهده و مقایسه است.

Figure 10. Distribution of the studied indices within the Dariyan Formation. The petrophysical logs are displayed alongside the geological indicators, allowing direct observation and comparison.

۵- نتیجه‌گیری

بررسی زیرمحیط‌های رسوبی نشان داد که محیط‌های لاگون و بخش رو به خشکی برآمدگی‌های کربناته، به دلیل تنوع رخساره‌ای، رسوب‌گذاری ریزدانه و تاثیرپذیری شدید از دیاژنز، بیشترین ناهمگونی را در سازند داریان ثبت می‌کنند. در مقابل، زیرمحیط دریای باز محدود که با رسوب‌گذاری یکنواخت‌تر و توسعه بهتر تخلخل موثر همراه است، مقادیر کمتری از ناهمگونی را نشان می‌دهد. این الگو بیانگر نقش کلیدی محیط رسوبی در کنترل اولیه کیفیت مخزنی و شدت ناهمگونی است. نتایج تحلیل منافذ، تخلخل و نفوذپذیری نشان می‌دهد که با افزایش ناهمگونی، تخلخل و نفوذپذیری به طور کلی روندی کاهشی دارند. در مقادیر پایین ناهمگونی، تنوع بالای منافذ اولیه و ثانویه و پیوستگی مناسب شبکه منفذی موجب افزایش کیفیت مخزنی شده است، در حالی که در مقادیر بالای ناهمگونی، پیچیدگی فرایندهای دیاژنزی انسدادی، کاهش تنوع منافذ و کنترل شکستگی‌ها بر جریان سیال، به افت محسوس کیفیت مخزن انجامیده است.

در مجموع، این مطالعه نشان می‌دهد که تخلخل موثر، نوع و پیوستگی منافذ، ریزرخساره‌ها، زیرمحیط‌های رسوبی و تاریخچه دیاژنزی، عوامل اصلی کنترل‌کننده ناهمگونی در سازند داریان هستند. استفاده هم‌زمان از داده‌های چاه‌نگاری، تحلیل ریزرخساره‌ای و شاخص آماری ضریب لورنز، چهارچوبی کارآمد برای درک و تفسیر ناهمگونی در مخازن کربناته‌ای مانند سازند داریان فراهم می‌سازد و می‌تواند مبنایی مناسب برای ارزیابی کیفیت مخزنی و مطالعات تکمیلی رفتار جریانی مخزن در آینده باشد.

در این پژوهش، ناهمگونی مخزن در سازند داریان با هدف تبیین عوامل کنترل‌کننده آن، بر اساس تلفیق داده‌های چاه‌نگاری، تحلیل‌های ریزرخساره‌ای و به کارگیری شاخص آماری ضریب لورنز مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان می‌دهد که ناهمگونی مخزنی در سازند داریان پدیده‌ای سامانه‌مند (سیستماتیک) و وابسته به برهم کنش عوامل رسوبی و دیاژنزی است و به صورت تصادفی در مخزن توزیع نشده است.

تحلیل نگارهای چاه‌نگاری مختلف (پرتو گاما، چگالی ظاهری، تخلخل نوترون، صوتی و مقاومت ژرف) در کنار داده‌های سنگ‌نگاری نشان داد که تغییرات سنگ‌شناسی، به ویژه حضور کانی‌های رسی در سنگ‌های آهکی و درجات مختلف دولومیتی‌شدن، نقش مهمی در افزایش ناهمگونی پتروفیزیکی از طریق ایجاد ناپیوستگی در توزیع تخلخل و نفوذپذیری ایفا می‌کنند. بیشترین مقادیر ناهمگونی در بازه‌هایی مشاهده شد که با تغییر زیرمحیط‌های رسوبی، مرزهای رخساره‌ای و شدت بالاتر فرایندهای دیاژنزی همراه هستند.

از دیدگاه بافتی و ریزرخساره‌ای، ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان مانند وکستون و پکستون، به دلیل توسعه شبکه منافذ پیوسته‌تر و تخلخل موثر بالاتر، با مقادیر کمتر ضریب لورنز و ناهمگونی پایین‌تر همراه بوده‌اند. در مقابل، ریزرخساره‌های گل‌پشتیبان و گل سنگ فسیل‌دار که در شرایط انرژی پایین ته‌نشست یافته‌اند، بیشترین ناهمگونی را نشان می‌دهند؛ امری که با کاهش تخلخل موثر و تشدید اثر فرایندهای دیاژنزی انسدادی مرتبط است.

تفکیک سهم نسبی عوامل رسوبی و دیاژنزی در مقیاس‌های مختلف نباشد و نتایج آن وابسته به کیفیت داده‌های تخلخل و نفوذپذیری ورودی باشد. همچنین، دقت ابزارهای چاه‌نگاری و عدم قطعیت‌های مرتبط با تفسیر سنگ‌نگاری و تعیین نوع و پیوستگی منافذ می‌تواند بر برآورد شدت ناهمگونی تاثیر بگذارد. در نهایت، به دلیل پیچیدگی ذاتی مخازن کربناته، تعمیم نتایج این مطالعه به کل گستره سازند داریان یا سایر میادین مشابه، مستلزم انجام مطالعات تکمیلی شامل داده‌های مغزه، آزمون‌های جریان‌یابی دینامیکی و مدل‌سازی سه‌بعدی مخزن خواهد بود.

با این حال، نتایج این پژوهش با برخی محدودیت‌ها همراه است که باید در تفسیر و تعمیم آن‌ها مدنظر قرار گیرد. نخست، تحلیل ناهمگونی بر پایه داده‌های محدود چاه‌نگاری و نمونه‌های در دسترس انجام شده است و توزیع فضایی داده‌ها ممکن است نماینده کامل تغییرات جانبی و سه‌بعدی مخزن نباشد. از این رو، ناهمگونی‌های موضعی یا تغییرات رخساره‌ای در مقیاس بین‌چاهی احتمالاً به‌طور کامل در مدل تحلیلی منعکس نشده‌اند. دوم، ضریب لورنز به‌عنوان یک شاخص آماری، اگرچه ابزار موثری برای کمی‌سازی ناهمگونی است، اما ممکن است به‌تنهایی قادر به

کتابنگاری

- اسعدی، ع.، هنرمند، ج.، رحمانی، ع. و ریسی، ع. ر.، ۱۳۹۴، شناسایی و تفسیر رخساره‌های رسوبی و دیاژنزی از طریق مفهوم رخساره لاگ‌ها، مطالعه موردی از مخزن سروک در یکی از میادین بزرگ نفتی جنوب غرب ایران. دوفصلنامه رسوب شناسی کاربردی، (۳۶)، ۱۰۳-۱۱۹.
- حسین‌زاده، م. و توکلی، و.، ۱۴۰۱، بررسی ناهمگونی تخلخل و نفوذپذیری سازند داریان با استفاده از نگاره‌های ناهمگونی در یکی از میادین خلیج فارس. پژوهش نفت، ۱۳۲، ۱۹-۳.
- عطایی، ر.، مهرابی، ح. و توکلی، و.، ۱۴۰۱، تحلیل کمی ناهمگونی‌های مخزنی سازند سروک در یکی از میادین نفتی دشت آبادان، جنوب غرب ایران. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب شناسی، ۳۸(۲)، ۵۵-۸۲.
- کاووسی، م. ع.، ۱۳۸۸، محیط‌های رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند مزدوران (ژوراسیک بالایی) در حوضه رسوبی که‌داغ. رساله دکتری، دانشکده علوم، دانشگاه تربیت معلم، ۱۶۷ ص.

References

- Aghli, G., Moussavi-Harami, R., and Mohammadian, R., 2020. Reservoir heterogeneity and fracture parameter determination using electrical image logs and petrophysical data (a case study, carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). *Petroleum Science*, 17(1), 51-69. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00413-0>.
- Aguilera, R., 2004. Integration of geology, petrophysics, and reservoir engineering for characterization of carbonate reservoirs through Pickett plots. *AAPG bulletin*, 88(4), 433-446. <https://doi.org/10.1306/12010303071>.
- Ahr, W.M., 2008. *Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks*, Wiley. <https://doi.org/10.1002/9780470370650>.
- Akbar, M., Petricola, M., Watfa, M., Badri, M., Charara, M., Boyd, A., and Roestenburg, J., 1995. Classic interpretation problems: evaluating carbonates, *Oilfield Review*, 7(1), 38-57.
- Akbarzadeh, S., Davoodi, S., and Tavakoli, V., 2026. Optimizing sequence stratigraphy for heterogeneity management: A multi-scale approach in the Permian–Triassic reservoirs of the Persian Gulf, *Carbonates Evaporites*, 41(1), art. no. 2. <https://doi.org/10.1007/s13146-025-01202-0>.
- Akbarzadeh, S., Davoodi, S., Hosseinzadeh, S., and Tavakoli, V., 2025. Integrated sedimentological and petrophysical analyses for improved reservoir characterization in the sequence stratigraphy framework, Fahliyan Formation, southwest Iran, *J. Afr. Earth Sci.*, 229, art. no. 105699. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2025.105699>.
- Al Haddad, S., and Mancini, E. A., 2013. Reservoir characterization, modeling, and evaluation of Upper Jurassic Smackover microbial carbonate and associated facies in Little Cedar Creek field, southwest Alabama, eastern Gulf coastal plain of the United States. *AAPG bulletin*, 97(11), 2059-2083. <https://doi.org/10.1306/07081312187>.
- Al-Aasm, I. S., 2003. Origin and characterization of hydrothermal dolomite in the Western Canada Sedimentary Basin, *J. Geochem. Explor.*, 78–79, 9–15. [https://doi.org/10.1016/S0375-6742\(03\)00089-X](https://doi.org/10.1016/S0375-6742(03)00089-X).
- Al-Ghamdi, A., and Pope, M. C., 2014. Tectonic influence on carbonate platforms in the Arabian Gulf region, *J. Petrol. Sci. and Eng.*
- Alsharhan, A. S., and Kendall, C. G., 1986. Precambrian to Jurassic rocks of Arabia: Regional geology and hydrocarbon habitat, *AAPG Bull.*, 70(8), 977–1002. <https://doi.org/10.1306/94886650-1704-11D7-8645000102C1865D>.
- Alsharhan, A. S., and Nairn, A. E. M., 1997. *Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East*, Elsevier Science, Amsterdam, 843 p.
- Alsharhan, A.S., and Kendall, C.G.St.C., 2003. Holocene coastal carbonates and evaporites of the southern Arabian Gulf and their ancient analogues, *Earth-Sci. Rev.*, 61(3–4), 191–243. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(02\)00110-1](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(02)00110-1).
- Asadi, A., Honarmand, J., Rahmani, A., and Raeisi, A.R., 2015. Identification and interpretation of sedimentary and diagenetic facies using the concept of log facies: A case study from the Sarvak reservoir in a major oil field, southwest Iran, *Appl. Sedimentol.*, 3(6), 103–119. (In Persian).
- Attaei, R., Mehrabi, H., and Tavakoli, V., 2022. Quantitative analysis of reservoir heterogeneities in the Sarvak Formation in an oil field of the Abadan Plain, southwest Iran. *Stratigraphy and Sedimentology Research*, 38(2), 55–82. (In Persian).

- Burchette, T. P., and Wright, V. P., 1992. Carbonate ramp depositional systems, *Sediment. Geol.*, 79(1-4), 3-57. [https://doi.org/10.1016/0037-0738\(92\)90003-A](https://doi.org/10.1016/0037-0738(92)90003-A).
- Caers, J., 2005. *Petroleum Geostatistics*, Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/9781555631062>.
- Connell, S. D., and Laugier, F. J., 2021. Facies and depositional environments in Cretaceous carbonate platforms, *J. Petrol. Sci. Eng.*
- Corbett, P.W.M., Geiger, S., Borges, L., Garayev, M., and Valdez, C., 2012. The third porosity system: Understanding the role of hidden pore systems in well-test interpretation in carbonates, *Petrol. Geosci.*, 18, 73-81. <https://doi.org/10.1144/1354-079311-010>.
- Dunham, R. J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in: *Classification of carbonate rocks*, AAPG Mem. 1, 108-121.
- Ehrenberg, S. N., and Walderhaug, O., 2015. Preferential calcite cementation of macropores in microporous limestones, *J. Sediment. Res.*, 85(7), 780-793. <https://doi.org/10.2110/jsr.2015.52>.
- Ehrenberg, S.N., Morad, S., Yaxin, L., and Chen, R., 2016. Stylolites and porosity in a Lower Cretaceous limestone reservoir, onshore Abu Dhabi, UAE, *J. Sediment. Res.*, 86(10), 1228-1247. <https://doi.org/10.2110/jsr.2016.68>.
- Ellis, D. V., and Singer, J. M., 2007. *Well logging for earth scientists* (Vol. 692). Dordrecht: Springer. <https://doi.org/10.1007/978-1-4020-4602-5>
- Embry, A. F., and Klovan, J. E., 1971. A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, Northwest Territories, *Bull. Can. Petrol. Geol.*, 19(4), 730-781. <https://doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730>.
- Fakhar, M., Rezaee, P., and Karimian Torghabeh, A., 2025. Comprehensive analysis of reservoir quality using microfacies and sedimentary environment characterization: Insights from core and petrophysical data in Early Triassic gas reservoirs of the world's largest gas field, *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 15(7), 119. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-02023-6>.
- Fitch, P., Davies, S., Lovell, M., and Pritchard, T., 2013. Reservoir quality and reservoir heterogeneity: petrophysical application of the Lorenz coefficient. *Petrophysics*, 54(05), 465-474.
- Flügel, E., 2010. *Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application* (2nd ed.), Springer-Verlag, Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-03796-2>.
- GholamiZadeh, P., Adabi, M.H., and Sadeghi, A., 2026. Spatial heterogeneity of porosity and permeability in the Albian-Turonian Sarvak Formation, Coastal Fars, south of Iran, *J. Afr. Earth Sci.*, 236, art. no. 105992. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2025.105992>.
- Haghighi, A. S., and Sahraeyan, M., 2014. Facies analysis and diagenetic features of the Aptian Dariyan Formation in Zagros Fold Thrust Belt, SW Iran, *J. Afr. Earth Sci.*, 100, 598-613. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2014.08.009>.
- Hollis, C., 2011. Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate, *Petrol. Geosci.*, 17(3), 223-241. <https://doi.org/10.1144/1354-079310-032>.
- Hosseinzadeh, M., and Tavakoli, V., 2022. *Investigation of porosity and permeability heterogeneity of the Dariyan Formation using heterogeneity logs in one of the Persian Gulf fields*, *Petrol. Res.*, 132, 3-19. (In Persian).
- Hosseinzadeh, M., and 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, art. no. 212810. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212810>.
- Kaufman, A. J., Tucker, M. E., and Harris, P. M., 1988. Early diagenetic processes in carbonate sediments and their impact on pore structures, In: Tucker, M. E. (Ed.), *Carbonate diagenesis*, Blackwell, 45-72.
- Kavoosi, M. A., 2009. *Sedimentary environments and sequence stratigraphy of the Mozduran Formation (Upper Jurassic) in the Kopet-Dagh sedimentary basin*. Ph.D. thesis, Faculty of Science, Tarbiat Moallem University, 167. (In Persian).
- Lokier, S. W., and Al Junaibi, M., 2016. The petrographic description of carbonate facies: are we all speaking the same language?, *Sedimentology*, 63(7), 1843-1885. <https://doi.org/10.1111/sed.12293>.
- Lucia, F. J., 1995. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization, *AAPG Bull.*, 79(9), 1275-1300. <https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D>.
- Lucia, F. J., 1999. *Carbonate reservoir characterization: An integrated approach*, Springer-Verlag, Berlin. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-03985-4>.
- Lucia, F.J., Kerans, C., and Jennings, J.W., Jr., 2003. Carbonate reservoir characterization, *J. Petrol. Technol.*, 55(6), 70-72. <https://doi.org/10.2118/82071-JPT>.
- Machel, H. G., 2005. Investigations of burial diagenesis in carbonate hydrocarbon reservoir rocks. *Geoscience Canada*, 32(3), 103-128. <https://journals.lib.unb.ca/index.php/GC/article/view/2707>.
- Martyushev, D.A., Chalova, P.O., Davoodi, S., and Ashraf, U., 2023. Evaluation of facies heterogeneity in reef carbonate reservoirs: A case study from the oil field, Perm Krai, Central-Eastern Russia. *Geoenergy Science and Engineering*, 227, 211814. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211814>.

- Mehdipour, V., Rabbani, A.R., and Kadkhodaie, A., 2025. A practical approach to derive heterogeneity index using an integrated petrophysical data analysis, *Sci. Rep.*, 15(1), art. no. 7526. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-91468-0>.
- Mehrabi, M., Fatemi Aghda, S.M., Sarkheil, H., Teshnehlal, M., Salehi, E., Kamrani, K., and Yamini, A., 2025. A systematic review to identify carbonate rock exploration paradigms and examine current and future research directions: A case study at one of the southwest oil fields of Iran, *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 15(2), 34. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01899-0>.
- Moore, C. H., 2001. *Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework*, Elsevier.
- Nabawy, B. S., 2021. Quantitative comparison of heterogeneity indices in carbonate reservoirs, *Petrol. Sci. Technol.*, 39(10), 1256–1268.
- Naderi-Khujin, M., Seyrafian, A., Vaziri-Moghaddam, H., and Tavakoli, V., 2016a. A record of global change: OAE 1a in Dariyan shallow-water platform carbonates, southern Tethys, Persian Gulf, Iran, *Facies*, 62(4), art. no. 25. <https://doi.org/10.1007/s10347-016-0476-6>.
- Naderi-Khujin, M., Seyrafian, A., Vaziri-Moghaddam, H., and Tavakoli, V., 2016b. Characterization of the late Aptian top-Dariyan unconformity surface offshore SW Iran: A multi-proxy approach, *J. Petrol. Geol.*, 39(3), 269–286. <https://doi.org/10.1111/jpg.12646>.
- Naderi-Khujin, M., Tavakoli, V., Seyrafian, A., and Vaziri-Moghaddam, H., 2020. How a mud-dominated ramp changed to a carbonate-clastic oil reservoir: Sea-level fluctuations in Cretaceous of the central Persian Gulf, *Mar. Petrol. Geol.*, 116, art. no. 104301. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104301>.
- Pomar, L., and Hallock, P., 2008. Carbonate factories: A conundrum in sedimentary geology, *Earth-Sci. Rev.*, 87(3–4), 134–169. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2007.12.002>.
- Pranter, M.J., Reza, Z.A., and Budd, D.A., 2006. Reservoir-scale characterization and multiphase fluid-flow modelling of lateral petrophysical heterogeneity within dolomite facies of the Madison Formation, Sheep Canyon and Lysite Mountain, Wyoming, USA. *Pet. Geosci.*, 12(1), 29–40. <https://doi.org/10.1144/1354-079305-660>.
- Rameil, N., Immenhauser, A., Warrlich, G., Hillgärtner, H., and Droste, H.J., 2010. Morphological patterns of Aptian Lithocodium–Bacinnella geobodies: relation to environment and scale, *Sedimentology*, 57(3), 883–911. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2009.01124.x>.
- Rider, M., 1996. *The geological interpretation of well logs*; 2.
- Saadat, K., Rahimpour-Bonab, H., Tavakoli, V., and Gholinezhad, J., 2024. Experimental investigation and prediction of saturation exponent in carbonate rocks: The significance of rock-fluid properties, *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 14, 149–163. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01714-2>.
- Schlager, W., 2005. Carbonate sedimentology and sequence stratigraphy (No. 8). SEPM Soc for Sed Geology. <https://doi.org/10.2110/csp.05.08>.
- Shabani, F., Amini, A., Tavakoli, V., Honarmand, J., and Gong, C., 2022. 3D forward stratigraphic modeling of the Albian succession in a part of the northeastern margin of the Arabian Plate and its implications for exploration of subtle traps, *Mar. Petrol. Geol.*, 145, art. no. 105880. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105880>.
- Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., and Simmons, M. D., 2001. *Arabian Plate Sequence Stratigraphy*, GeoArabia.
- Sun, J., Chi, P., Golsanami, N., Yan, W., Cui, L., Wu, W., Jiang, L., and Dong, H., 2021. A novel saturation calculation model of fractured-vuggy carbonate reservoir via multiscale pore networks: A case study from Sichuan Basin, China, *Journal of Geophysics and Engineering*, 18(1), 85–97. <https://doi.org/10.1093/jge/gxaa071>.
- Tadayoni, M., Khalilbeyg, M., and Bin Junin, R., 2020. A new approach to heterogeneity analysis in a highly complex carbonate reservoir by using borehole image and conventional log data, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 2613–2629. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00930-4>.
- Tavakoli, V., 2020. Microscopic heterogeneity, in: *Carbonate Reservoir Heterogeneity: Overcoming the Challenges*, Elsevier, 17–51. https://doi.org/10.1007/978-3-030-34773-4_2.
- Tucker, M. E., and Wright, V. P., 1990. *Carbonate Sedimentology*, Blackwell Science. <https://doi.org/10.1002/9781444314175>.
- van Buchem, F.S.P., Al-Husseini, M.I., Maurer, F., Droste, H.J., and Yose, L.A., 2010. Sequence-stratigraphic synthesis of the Barremian–Aptian of the eastern Arabian Plate and implications for the petroleum habitat, in: van Buchem, F.S.P., Al-Husseini, M.I., Maurer, F., and Droste, H.J. (Eds.), *Barremian–Aptian Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Eastern Arabian Plate*, GeoArabia Special Publication 4, Gulf PetroLink, Bahrain, v. 1, 9–48.
- Westphal, H., and Munnecke, A., 2003. A textural classification system for carbonate rocks based on depositional textures and diagenetic overprint, *Sediment. Geol.*, 161(1–2), 127–142.
- Wilson, J. L., 1975. *Carbonate Facies in Geologic History*, Springer-Verlag.
- Worden, R. H., and Burley, S. D., 2003. Sandstone diagenesis: the evolution of sand to stone, in *Sandstone Diagenesis: Recent and Ancient* (Special Publication 4 of the IAS), eds. Worden and Morad, Blackwell Publ., 3–44. <https://doi.org/10.1002/9781444304459.ch>.
- Wright, V.P. and Burchette, T.P., 1996. Shallow Water Carbonate Environments, in: Reading, H.G. (ed.), *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy* (3rd ed.), Blackwell Science, Oxford, 325– 394.
- Yarmohammadi, S., Javaherian, A., Sharifi, M., Saberi, M.R., and Basir, H.M., 2025. Investigating the vertical and lateral heterogeneity in an

- Iranian carbonate reservoir using advanced petrophysical logs, petrographic data and image processing techniques, *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 15(9), 141. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-02057-w>.
- Zhang, T., Ma, X., Liu, C., Zhao, W., and Sun, H., 2016. Quantitative analysis of reservoir heterogeneity using Lorenz coefficient and its application in low-permeability sandstone reservoirs, *J. Petrol. Sci. Eng.*, 145, 341–351.
- Ziegler, M.A., 2001. Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences, *GeoArabia*, 6(3), 445–504. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0603445>.