https://jssr.ui.ac.ir/?lang=en
Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches
E-ISSN: 2423-8007
Vol. 42, Issue 1, No. 102, 2026, 29-54
Received: 27.05.2025 Accepted: 31.08.2025

Research Paper

# Petrophysical Zonation through Integration of Well-Logging and Core Data in Carbonate Reservoirs: A Case Study from the Dalan and Kangan Formations, Central Persian Gulf

**Vahid Tavakoli***
Professor, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran
vtavakoli@ut.ac.ir
**Saman Darvish Bastami**
MSc Student, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran
Saman.darvish.ba@ut.ac.ir

**Abstract**
The Permian–Triassic carbonates of the Kangan–Dalan formations in the central Persian Gulf represent one of the largest gas reservoirs in Iran and worldwide. Integrated petrophysical–core zonation, supported by multivariate cluster analysis, was applied to reduce reservoir heterogeneity and improve the understanding of reservoir properties. The results were compared with petrophysical logs, scanning electron microscopy, and pore-throat size distribution. Diagenetic processes were found to play a key role in reservoir quality. Fabric-destructive dolomitization in the upper K2 and lower K4 units generated micro-scale pathways connecting primary pores. Dissolution in the lower K2 and upper K4 units further enhanced pore connectivity, resulting in high permeability within these zones. In contrast, selective dolomitization and dissolution in K1 and K3 did not produce effective flow pathways. These processes led to the development of distinct reservoir zones, including high-porosity/low-permeability (Zone 2), high-permeability/low-porosity (Zone 3), and non-reservoir zones (Zones 4 and 5). Additionally, a thin interval with both high porosity and permeability (Zone 1) occurs as a transitional layer within the lower K4. Although diagenesis is the dominant control, primary depositional facies also influenced reservoir characteristics. All zones were successfully identified by the proposed algorithm.
**Keywords:** Diagenesis, Petrophysical Zonation, Clustering, Permian–Triassic, Dolomitization

## Introduction

Reservoir quality is one of the most critical parameters influencing the performance of hydrocarbon reservoirs, with pore-throat size distribution acting as a key controlling factor. This distribution is governed by both primary depositional attributes and secondary diagenetic processes (Tucker and Bathurst 1990; Cerepi et al. 2003; Baron et al. 2008). Diagenesis plays an especially significant role in carbonate reservoirs, where processes such as dolomitization, cementation, and dissolution can substantially alter porosity and permeability (Anselmetti and Eberli 1999). Studies have shown that reservoir zones with similar petrophysical behavior often reflect comparable diagenetic histories (Ehrenberg 2006).

In many cases, core data are limited, highlighting the need for well-log analysis as an alternative tool. Several log responses are sensitive to diagenetic alterations, making them useful for reservoir characterization when integrated with petrographic observations. Among these, sonic logs and derived velocity-deviation curves have proven effective in distinguishing pore types and depositional–diagenetic trends, thereby enhancing geological and petrophysical interpretations. Multivariate cluster analysis is among the most powerful approaches for reservoir zonation. While it has been widely applied for electrofacies classification in both clastic and carbonate settings (Gill et al. 1993; Ye and Rabiller 2000), its large-scale application for defining reservoir zones remains limited. Combining well-log responses with petrographic and petrophysical parameters provides a more robust basis for identifying reservoir units.

This study evaluates the application of multivariate cluster analysis for integrated petrophysical zonation in the Kangan and Dalan formations of the central Persian Gulf. The proposed workflow aims to establish a practical framework for accurate reservoir characterization by linking log responses, diagenetic features, and pore system evolution.

*Corresponding author
Tavakoli V. and Darvish Bastami S. (2026). Petrophysical Zonation through Integration of Well-Logging and Core Data in Carbonate Reservoirs: A Case Study from the Dalan and Kangan Formations, Central Persian Gulf. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 42(1): 29-54. https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

2423-8007 / © 2026 University of Isfahan
This is an open access article under the CC BY-NC-ND 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

## Materials and Methods

A key well with 420 m of continuous core from the Kangan and Dalan formations in the central Persian Gulf was selected. Core plugs were taken every 30 cm, cut at both ends, and had thin sections prepared. One-third of each section was stained with Alizarin Red-S (Dickson 1966) to distinguish calcite from dolomite. Thin sections were studied under a polarizing microscope to record depositional facies and diagenetic features. Twenty representative samples were selected for scanning electron microscopy (SEM) and pore-throat size distribution was determined by mercury injection up to 60,000 psi.

Core plugs were cleaned, dried, and analyzed for porosity (Boyle's law) and permeability (Darcy's law). Petrophysical data from neutron porosity, bulk density, photoelectric factor, and sonic logs were integrated with petrographic porosity estimates to assess the effects of dolomitization and dissolution. For data analysis, customized programming in MATLAB was applied instead of conventional software, providing flexibility in clustering, optimization, and algorithm testing. Hierarchical clustering was employed due to its ability to handle diverse datasets and dynamically determine the number of clusters (Xu and Tian 2015). To further constrain diagenetic effects, velocity-deviation logs were calculated by comparing measured and predicted compressional velocities. Positive deviations indicate cementation or compaction, while negative values reflect enhanced porosity from dissolution or fracturing.

This integrated workflow allowed for precise petrophysical zonation by linking log responses, petrographic features, and diagenetic alterations.

## Discussion of Results & Conclusions

The integrated zonation results reveal that intervals with similar porosity and permeability values can be effectively distinguished, reflecting the diverse impact of pore types on flow properties. Each identified zone shows a characteristic porosity–permeability distribution controlled by diagenetic processes. Zone 1 exhibits both high porosity and permeability, largely associated with touching-vug porosity (Lucia 1995) where dissolution, fracturing, and fabric-destructive dolomitization enhanced pore connectivity. This thin interval acts as a transitional layer between the upper dissolution-dominated K4 and the lower dolomitized K4. Zone 2 displays slightly lower porosity but still retains effective reservoir quality, corresponding mainly to the lower K2 and upper K4 where dissolution was the dominant diagenetic process. Zone 3 includes the largest number of samples, with moderate porosity but significantly enhanced permeability due to well-connected pore systems created by fabric-destructive dolomitization. In contrast, Zone 4, representing parts of K1 and K3, shows reduced reservoir quality as porosity is partly occluded by anhydrite cement, leading to low permeability despite moderate porosity values. Zone 5 is non-reservoir, characterized by very low porosity and permeability due to pervasive anhydrite cementation and loss of primary pores.

Velocity-deviation analysis confirms these patterns. Negative deviations in Zones 1 and 3 indicate dissolution-related microporosity and microfractures, producing higher-than-expected permeability. Zone 2 shows values close to zero with a slight negative trend, reflecting micropores with limited connectivity. In contrast, positive deviations in Zone 4 clearly point to cementation and compaction, while Zone 5 shows weakly negative trends but insufficient pore connectivity to sustain flow. Thus, negative deviations are reliable indicators of dissolution-enhanced reservoirs, whereas positive values reflect cementation-dominated intervals.

Mercury injection capillary pressure (MICP) analysis further supports these findings. Dolomitized samples with preserved primary porosity show relatively uniform pore-throat distributions and moderate permeability, while fabric-destructive dolomitization and dissolution create wider throat-size spectra and higher permeability (Zones 1–3). In contrast, limestone samples with moldic pores sealed by anhydrite exhibit poor pore connectivity and reduced flow potential (Zones 4–5). SEM observations confirm these relationships, showing dissolution-enhanced pore networks in productive zones versus anhydrite-filled throats in non-reservoir intervals.

Overall, the Permian–Triassic carbonates of the Kangan and Dalan formations exhibit a complex diagenetic history that strongly influences reservoir quality. Five reservoir zones were defined by hierarchical clustering of well-log data (NPHI, RHOB, Sonic, PEF) calibrated against petrographic and petrophysical observations. Among them, Zones 1–3 represent the productive units, with Zone 3 being the most significant due to widespread fabric-destructive dolomitization and pore connectivity. Zones 4 and 5, affected by anhydrite cementation, represent poor-quality or non-reservoir intervals. This integrated approach demonstrates that multivariate clustering, when combined with petrography, SEM, and MICP data, provides a robust framework for characterizing carbonate heterogeneity. The methodology is flexible, does not require prior training datasets, and can be applied to other fields. Importantly, zones with similar diagenetic histories and pore characteristics are shown to share comparable flow properties, offering a reliable basis for linking porosity, permeability, and reservoir performance.

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی
سال چهل و دوم، شماره پیاپی ۱۰۲، شماره اول ۱٤۰۵، ص ۲۹-٥٤
تاریخ وصول: ۱٤۰٤/۰۳/۰٦ تاریخ پذیرش: ۱٤۰٤/۰٦/۰۹

مقاله پژوهشی

# زون‌بندی پتروفیزیکی با تلفیق نگارهای چاه‌پیمایی و داده‌های مغزه در مخازن کربناته، مطالعهٔ موردی سازندهای دالان و کنگان در مرکز خلیج‌فارس

**وحید توکلی***، استاد، دانشکدهٔ زمین‌شناسی، دانشکدگان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران
vtavakoli@ut.ac.ir
**سامان درویش بسطامی**، کارشناسی ارشد، دانشکدهٔ زمین‌شناسی، دانشکدگان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران
saman.darvish.ba@ut.ac.ir

**چکیده**

کربنات‌های مخازن گازی بازهٔ زمانی پرمین - تریاس سازندهای کنگان - دالان در بخش مرکزی خلیج‌فارس، از مخازن بزرگ ایران و جهان‌اند. زون‌بندی ترکیبی پتروفیزیکی و مغزه، بسیاری از مشکلات پیچیدهٔ ناشی از ناهمگنی مخزن را حل می‌کند و درک بهتری از ویژگی‌های مخزنی را ارائه می‌دهد. در این مطالعه، با استفاده از تحلیل خوشه‌بندی چندمتغیره، زون‌بندی ترکیبی پتروفیزیکی و مغزه در چاه مطالعه‌شده انجام شد. نتایج با داده‌های پتروفیزیکی، تصاویر میکروسکوپ الکترونی روبشی و توزیع اندازهٔ گلوگاه‌های منفذی مقایسه شدند. نتایج نشان داد دولومیتی‌شدن بافت - تخریبی در بخش بالایی K2 و بخش پایینی K4 ، مسیرهای میکروسکوپی را برای اتصال تخلخل‌های اولیه، ایجاد کرده است. انحلال در بخش پایینی K2 و بخش بالایی K4 ، موجب ایجاد تخلخل‌های متصل و به این ترتیب، تراوایی بالا در این زون‌ها مشاهده می‌شود. در واحدهای K1 و K3 ، دولومیتی‌شدن و انحلال به‌صورت انتخابی در بافت رخ داده و مسیرهای جریان سیال ایجاد نشده‌اند. این تأثیرات دیاژنزی، به ایجاد زون‌هایی با تخلخل بالا - تراوایی پایین (زون ۲)، تراوایی بالا - تخلخل پایین (زون ۳) و زون‌های غیر مخزنی (زون‌های ٤ و ٥) منجر شده‌اند. یک زون خاص با تخلخل و تراوایی بالا (زون ۱) و ضخامت کم نیز، وجود دارد که زون انتقالی بین بخش پایینی تراوا و بخش بالایی متخلخل واحد K4 است. البته باید توجه داشت که بخشی از این خصوصیات، از رخساره‌های اولیه تأثیر پذیرفته است. تمامی این زون‌ها با الگوریتم جدید شناسایی شده‌اند.

**واژه‌های کلیدی:** دیاژنز، زون‌بندی پتروفیزیکی، خوشه‌بندی، پرمین-تریاس، دولومیتی‌شدن.

.

---

*نویسنده مسئول

توکلی، وحید و درویش بسطامی، سامان. (۱٤۰۵). زون‌بندی پتروفیزیکی با تلفیق نگارهای چاه‌پیمایی و داده‌های مغزه در مخازن کربناته، مطالعهٔ موردی سازندهای دالان و کنگان در مرکز خلیج‌فارس. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ٤۲(۱): ۲۹-٥٤. https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

2423-8007 / © 2026 University of Isfahan
This is an open access article under the CC BY-NC-ND 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

## مقدمه

کیفیت مخزنی یکی از مهم‌ترین ویژگی‌های تأثیرگذار بر عملکرد مخازن هیدروکربنی است و توزیع اندازهٔ گلوگاه منافذ، یکی از عوامل کنترل‌کنندهٔ اصلی، نقش کلیدی در آن دارد. این توزیع تحت تأثیر دو دسته عوامل اصلی ویژگی‌های اولیه و فرایندهای ثانویه (دیاژنز) قرار دارد (Tucker and Bathurst 1990; Cerepi et al. 2003; Stentoft et al. 2003; Baron et al. 2008). فرایندهای دیاژنزی خواص مخزن را به روش‌های مختلفی تغییر می‌دهند؛ به‌ویژه در مخازن کربناته، که حساسیت بالایی به تغییرات دیاژنزی دارند، اهمیت این فرایندها دوچندان است. پژوهش‌های متعدد نشان داده‌اند که زون‌های مخزنی با ویژگی‌ها و رفتارهای پتروفیزیکی مشابه، معمولاً نتیجهٔ تأثیر فرایندهای دیاژنزی مشابه‌اند ( Elias et al. 2004; Ehrenberg 2006; Abid and Hesse 2007; Campos Alvarez and Roser 2007)؛ از این رو، روش‌هایی که تأثیر دیاژنز را در کنار رفتار پتروفیزیکی سنگ، در ارزیابی و توصیف مخزن لحاظ کنند، فرآیند زون‌بندی مخازن را به‌طور چشمگیری بهبود می‌دهند.

در بسیاری از موارد، داده‌های مغزه از بیشتر چاه‌ها در دسترس نیست و این مسئله، محدودیت استفاده از داده‌های چاه‌پیمایی را به‌عنوان ابزار مفید و جایگزین، برجسته می‌کند. در میان پاسخ‌های ثبت‌شده‌ی نگارهای چاه‌پیمایی، بسیاری از آنها تحت تأثیر آثار دیاژنزی قرار دارند؛ برای مثال، سرعت موج صوتی در سنگ‌های کربناته، تحت تأثیر سنگ‌شناسی و فرایندهای دیاژنزی مانند سیمانی‌شدن و انحلال است (Anselmetti and Eberli 1999).این همبستگی میان داده‌های سرعت صوت، سنگ‌شناسی، کانی‌شناسی و فرایندهای دیاژنزی، امکان برقراری ارتباط را میان شاخص‌های رسوبی و دیاژنزی و تغییرات سرعت صوت، فراهم می‌کند. اگر دیگر نگارهای چاه‌پیمایی نیز به‌صورت مشابه تحلیل شوند، ترکیب این داده‌ها با الگوریتم‌های مناسب، زون‌بندی مخازن را با دقت بیشتری امکان‌پذیر می‌کند. در این میان، استفاده از نگار انحراف سرعت[1]، ابزار کارآمدی برای تشخیص نوع فضاهای منفذی و روندهای مرتبط با فرآیندهای رسوبی–دیاژنزی به شمار می‌رود و دقت تفسیرهای پتروفیزیکی و زمین‌شناسی را افزایش می‌دهد.

روش تحلیل خوشه‌بندی چندمتغیره، یکی از دقیق‌ترین و مؤثرترین ابزارها برای زون‌بندی مخازن هیدروکربنی به شمار می‌رود. این روش که قابلیت کاربرد در سنگ‌های آواری و کربناته را دارد، عمدتاً برای تعیین رخساره‌های الکتریکی، به کار گرفته شده است (Gill et al. 1993; Ye and Rabiller 2000; Hussain et al. 2025; Meng et al. 2025). با این حال، به کاربرد آن در مقیاس بزرگ‌تر برای تعیین زون‌های مخزنی، کمتر توجه شده است. ترکیب مناسب نگارهای چاه‌پیمایی با الگوریتم‌های پیشرفته و داده‌های مغزه، اطمینان، دقت و اثربخشی این روش را افزایش می‌دهد. اولین مطالعات در زمینهٔ زون‌بندی پتروفیزیکی با استفاده از روش‌های خوشه‌بندی، به دههٔ ۱۹۸۰ میلادی بازمی‌گردد؛ ازجمله این مطالعات به تحقیق Descalzi et al. (1988) اشاره می‌شود. آنها در تحقیقی، روشی را برای بهبود توصیف مخزن با استفاده از تحلیل خوشه‌ای داده‌های لاگ و مغزه ارائه دادند. نتایج نشان داد که ادغام داده‌های کیفی (سنگ‌شناسی) و کمی (پتروفیزیکی) ازطریق یک الگوریتم برنامه‌ریزی خطی، دقت تفسیر کمی لاگ‌ها را افزایش می‌دهد. این روش، قابلیت تطبیق با انواع داده‌های لاگ و شرایط محلی را دارد و با ایجاد یک پایگاه دادهٔ یکپارچه، امکان توصیف دقیق‌تر ساختار داخلی مخزن را فراهم می‌کند. این رویکرد به‌ویژه در مخازن با سنگ‌شناسی پیچیده، نتایج مطمئن‌تری را ارائه می‌دهد. Dumay and Fournier (1988) در مطالعهٔ خود، روش دومرحله‌ای را برای شناسایی خودکار رخساره‌های لرزه‌ای توسعه دادند: در مرحلهٔ اول، از تحلیل‌های چندمتغیره شامل تکنیک‌های خوشه‌بندی و تحلیل عاملی برای انتخاب پارامترهای متمایزکننده استفاده شد و در مرحلهٔ دوم، این

[1] Velocity Deviation Log

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

پارامترها برای طبقه‌بندی ردیف‌های لرزه‌ای ناشناخته به کار گرفته شدند. یافته‌های پژوهش نیز نشان داد که این روش، از دقت و سرعت بالایی برخوردار و قادر به استخراج مؤثر اطلاعات زمین‌شناسی از داده‌های لرزه‌ای است. در سال‌های اخیر، مطالعات زیادی در رابطه با طبقه‌بندی گروه‌های سنگی مخازن و تعیین رخسارهٔ الکتریکی انجام شده است؛ به‌طور مثال، در مطالعهٔ Ali et al. (2023)، از روش‌های یادگیری ماشین بدون نظارت مانند نقشه‌های خودسازمانده[1] و تحلیل خوشه‌ای، برای شناسایی رخساره‌های سنگ‌شناسی در میدان گازی کادانوازی استفاده شد. این روش‌ها ترکیب سنگ‌شناسی (عمدتاً ماسه‌سنگ، شیل و کربنات) را شناسایی و چهار گروه مخزن را با ویژگی‌های پتروفیزیکی متمایز، طبقه‌بندی کردند. نتایج مطالعه نشان داد که مخازن ماسه‌ای، مخازن عالی و مخازن شیلی، مخازن ضعیف درجه‌بندی شدند. این روش با استفاده از تکنیک‌های یادگیری ماشین بدون نظارت مانند SOM و تحلیل خوشه‌ای، راه‌حل کم‌هزینه و سیستماتیکی را برای شناسایی رخساره‌ها ارائه داد و امکان گسترش آن به چاه‌های فاقد مغزه را فراهم کرد. مطالعات مشابه دیگری نیز، برای طبقه‌بندی رخساره‌های سنگی و الکتریکی انجام شده است (El Sharawy and Gaafar 2016; Wang et al. 2019; Abdideh and Ameri 2020; Abbas et al. 2024). این مطالعات را در داخل کشور، Kiani et al. (2021) در بخش بالایی سازند سروک و در یکی از میدان‌های نفتی دشت آبادان، با استفاده از داده‌های پتروگرافی و پتروفیزیکی انجام داد. رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی مانند انحلال و شکستگی، عوامل اصلی بهبود کیفیت مخزن شناسایی شدند؛ در حالی که تراکم و دولومیتی‌شدن، کیفیت مخزن را کاهش دادند. با استفاده از روش‌هایی مانند شاخص وزن جریانی[2] و ابزار اصلاح‌شده بر مبنای چینه‌شناسی[3]، هفت واحد جریانی، شناسایی شدند. همچنین از تحلیل خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی برای تعیین رخساره‌های الکتریکی[4] استفاده شد و به تقسیم‌بندی مخزن و تفسیر کیفیت آن کمک کرد. این روش‌ها نشان دادند که رخساره‌های دانه‌پشتیبان و فرآیندهای دیاژنزی افزایش‌دهنده، مناطق مخزنی مطلوبی را تشکیل می‌دهند. در مطالعهٔ Bagheri and Rahimi Bahar (2015)، از روش خوشه‌سازی MRGC[5] برای زون‌بندی مخزنی سازند فهلان در یکی از میدان‌های جنوب غرب ایران استفاده شد. در بخش اول، خصوصیات مخزنی مانند تخلخل مؤثر[6] و اشباع آب مؤثر[7] محاسبه و مناطق تولیدی[8] با استفاده از حد برش‌های مشخص، تعیین شدند و در بخش دوم، رخساره‌های مخزنی و غیر مخزنی با روش خوشه‌سازی MRGC شناسایی و میانگین پارامترهای پتروفیزیکی در این رخساره‌ها، مقایسه شدند. نتایج نشان داد که تطابق بالایی بین رخساره‌های مخزنی و مناطق تولیدی وجود دارد و این روش، قسمت‌های اصلی مخزنی را با دقت بالا مشخص می‌کند. این مطالعه نشان داد که روش خوشه‌سازی MRGC، ابزاری مؤثری در زون‌بندی مخزن و شناسایی مناطق تولیدی است. مطالعات مشابهی را (Salehi et al. (2015); Alipour Shahsavari et al. (2017); Mousavi et al. (2023) برای زون‌بندی مخازن هیدروکروبوری، به کمک روش‌های خوشه‌بندی انجام داده‌اند. این مطالعات نشان می‌دهند که روش‌های خوشه‌بندی، ابزارهای قدرتمندی در تحلیل و تفسیر داده‌های مخزن، به‌ویژه در مخازن با سنگ‌شناسی پیچیده‌اند و کاربرد گسترده‌ای دارند.

یکی از چالش‌های اصلی در زون‌بندی مخازن کربناته، پیچیدگی ارتباط میان دیاژنز و ویژگی‌های پتروفیزیکی سنگ است. اگرچه تحلیل خوشه‌بندی چندمتغیره برای تعیین رخساره‌های الکتریکی به‌طور گسترده به کار گرفته شده است،به استفاده از آن در مقیاس بزرگ‌تر برای تعیین زون‌های مخزنی، که نیازمند ترکیب دقیق پاسخ‌های نگارهای

[1] Self Organizing Maps / SOM
[2] Flow Zone Indicator: FZI
[3] Stratigraphic modified Lorenz Plot: SMLP
[4] Electrical Facies
[5] Multi-resolution Graph-based Clustering
[6] Effective Porosity / PHIE
[7] Effective Water Saturation / SWE
[8] Pay Zone

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

چاه‌پیمایی با ویژگی‌های پتروگرافی و رفتار پتروفیزیکی سنگ است، کمتر توجه شده است. در این مقاله، کاربرد روش تحلیل خوشه‌بندی برای زون‌بندی پتروفیزیکی بررسی شده است. این رویکرد بر مبنای داده‌های چاه‌پیمایی و مطالعات پتروگرافی طراحی می‌شود و هدف اصلی آن، ارائهٔ یک روش کارآمد برای توصیف و زون‌بندی دقیق‌تر مخازن هیدروکربنی است. مطالعهٔ موردی بر سازندهای کنگان و دالان انجام و از یک طرح زون‌بندی نوآورانه برای ارزیابی این روش بهره گرفته شده است. این زون‌ها، که تاریخچهٔ رخساره‌ای، دیاژنزی و ویژگی‌های تخلخل مشابهی دارند، به‌طور بالقوه در تعیین واحدهای جریانی مخزن نقش کلیدی دارند.

## مواد و روش‌ها

یک چاه کلیدی با ۴۲۰ متر مغزهٔ پیوسته از سازندهای کنگان و دالان در بخش مرکزی خلیج‌فارس، برای این مطالعه انتخاب شد. از مغزه‌ها، هر ۳۰ سانتی‌متر یک پلاگ تهیه شد. همهٔ پلاگ‌ها از هر دو طرف برش داده شدند و یکی از برش‌های هر پلاگ، برای تهیهٔ مقاطع نازک به کار رفت. یک‌سوم از هر مقطع نازک با آلیزارین رد-اس رنگ‌آمیزی شد (Dickson 1966) تا کلسیت از دولومیت تفکیک شود. همهٔ مقاطع نازک با میکروسکوپ پلاریزان مطالعه شدند و ویژگی‌های اولیه (رخساره) و ثانویه (دیاژنز) ثبت شد. تعداد ۲۰ نمونه براساس تغییرات رخساره‌ای، دیاژنزی و داده‌های تخلخل-تراوایی برای آنالیز و عکس‌برداری میکروسکوپ الکترونی انتخاب شدند.

پلاگ‌های گرفته‌شده، تمیز و خشک و سپس برای اندازه‌گیری تخلخل و تراوایی در شرایط محیطی استفاده شدند. مقادیر تخلخل با استفاده از قانون بویل به دست آمد. قانون دارسی برای اندازه‌گیری مقادیر تراوایی در جریان پایدار خطی، به کار گرفته شد. توزیع اندازهٔ گلوگاه منفذی بر نمونه‌های انتخابی، مشابه نمونه‌های میکروسکوپ الکترونی با تزریق جیوه تا فشار ۶۰,۰۰۰ psi تعیین شد.

در این مطالعه، به‌جای استفاده از نرم‌افزارهای پتروفیزیکی مرسوم، که بیشتر الگوریتم‌های محدودی را برای تحلیل و زون‌بندی ارائه می‌دهند، از برنامه‌نویسی در محیط متلب[1] استفاده شده است. این انتخاب به‌دلیل انعطاف‌پذیری بالا و دسترسی به طیف گسترده‌ای از الگوریتم‌های تحلیل داده و خوشه‌بندی، انجام شده است. با استفاده از متلب، امکان بهینه‌سازی روش‌های زون‌بندی، آزمایش الگوریتم‌های پیشرفته و سفارشی‌سازی فرایندها براساس نیازهای خاص این مطالعه فراهم شده است. این رویکرد علاوه بر افزایش دقت و قابلیت اطمینان نتایج، فرصتی را برای توسعهٔ روش‌های جدید و کاربردی در زون‌بندی مخازن هیدروکربنی، ایجاد می‌کند. این ویژگی، به‌ویژه در تحلیل داده‌های چاه‌پیمایی و ترکیب آنها با داده‌های پتروگرافی و دیاژنزی، مزیت کلیدی در مقایسه با روش‌های متداول محسوب می‌شود. الگوریتم به کار رفته برای خوشه‌بندی داده‌ها، خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی[2] بوده است. فرایند استاندارد خوشه‌سازی شامل چهار مرحلهٔ استخراج و انتخاب ویژگی‌ها، طراحی الگوریتم خوشه‌بندی، ارزیابی نتایج و تفسیر نتایج می‌شود (Xu and Tian 2015). از مزایای این روش، به قابلیت اجرا بر انواع داده‌ها، مدیریت آسان داده‌های مشابه، سادگی مفهومی و امکان انتخاب پویای تعداد خوشه‌ها از سوی کاربر اشاره می‌شود (Kaushik and Mathur 2014; Gupta et al. 2021). این ویژگی‌ها باعث می‌شود خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی، یک روش انعطاف‌پذیر و کاربردی در تحلیل داده‌های پیچیده به کار رود. داده‌های استفاده‌شده شامل نگارهای تخلخل نوترون[3]، چگالی کل[4]، شاخص فتوالکتریک[5] و صوتی[6] می‌شود. علاوه بر این موارد، از داده‌های مربوط به تخلخل مقطع نازک و درصد سنگ‌شناسی‌ها نیز استفاده شد تا تأثیر هم‌زمان انحلال و

[1] MATLAB
[2] Hierarchical clustering
[3] NPHI
[4] RHOB
[5] Photoelectric Factor
[6] DT

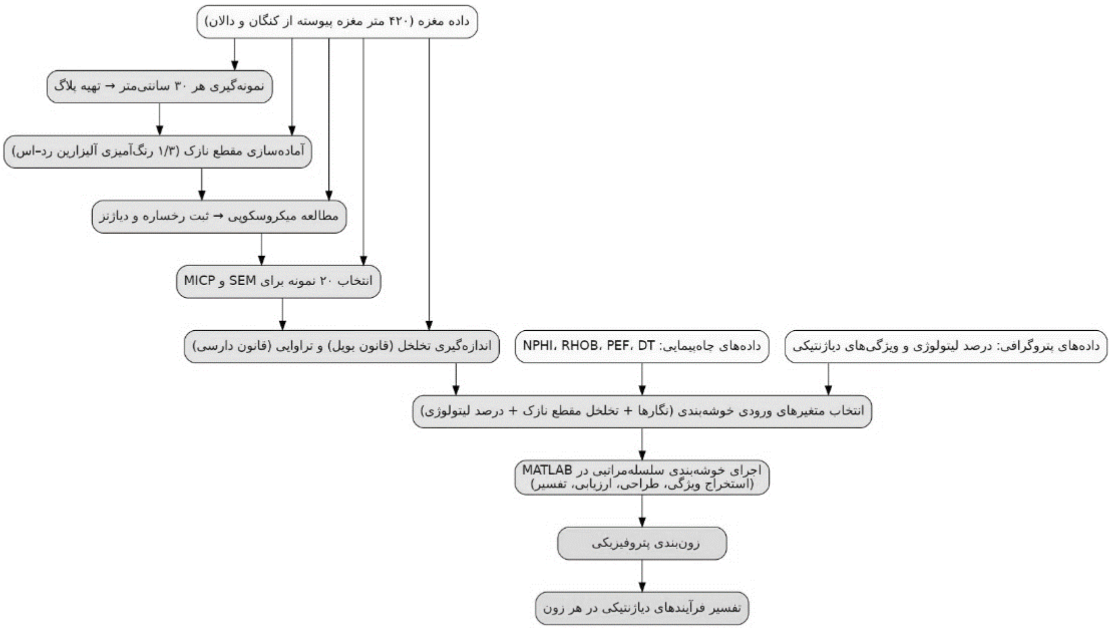
https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

دولومیتی‌شدن در تعیین نهایی زون‌ها تأثیرگذار باشد. نگارها نیز بر همین اساس، انتخاب شدند. نگار شاخص فتوالکتریک نشان‌دهندهٔ تأثیر سنگ‌شناسی بدون توجه به تخلخل است؛ در حالی که نگار چگالی کل، تحت تأثیر هم‌زمان مقدار تخلخل و فرآیند دولومیتی‌شدن و تشکیل سیمان‌های انیدریتی است. نگار صوتی تنها تخلخل‌های اولیه را نشان می‌دهد و درنتیجه ترکیب این چهار نگار همراه با تخلخل کل و تخلخل مشاهده‌شدنی از مقاطع نازک، زون‌بندی دیاژنزی، یعنی تأثیر هم‌زمان انحلال و دولومیتی‌شدن را نشان می‌دهد. این دو فرآیند، اصلی‌ترین محصولات دیاژنزی در این سازندها هستند.

به‌منظور شناسایی روندهای مرتبط با ویژگی‌های منفذی و فرآیندهای کنترل‌کنندهٔ کیفیت مخزن، «نگار انحراف سرعت» محاسبه شد. این نگار اختلاف بین سرعت موج فشاری اندازه‌گیری‌شده[1] در چاه‌پیمایی و سرعت موج فشاری پیش‌بینی‌شده براساس روابط پتروفیزیکی است. ابتدا داده‌های لاگ صوتی (برحسب میکروثانیه بر فوت) به سرعت موج فشاری واقعی (برحسب فوت بر ثانیه) تبدیل شدند؛سپس با استفاده از قانون زمان متوسط ویلی[2] و فرض چگالی ماتریس آهکی-دولومیتی (۲٫۶۸ $g/cm^3$) و چگالی سیال آب شور (۱٫۱ $g/cm^3$)، میزان تخلخل صوتی محاسبه شد. بر این اساس، سرعت موج فشاری پیش‌بینی‌شده[3] با در نظر گرفتن ترکیب ماتریس و سیال محاسبه شد. درنهایت، با کم‌کردن سرعت پیش‌بینی‌شده از سرعت اندازه‌گیری‌شده، مقدار نگار انحراف سرعت در هر عمق، به دست آمد. مقادیر مثبت نگار انحراف سرعت، بیانگر سرعت بالاتر از مقدار پیش‌بینی‌شده (که ناشی از سیمانی‌شدن یا فشردگی بیشتر است) و مقادیر منفی آن بیانگر سرعت کمتر (که بیشتر با افزایش تخلخل ناشی از انحلال یا شکستگی مرتبط است) هستند. این نگار، ابزاری برای تفکیک روندهای مرتبط با ویژگی‌های منفذی و دیاژنتیکی در کنار دیگر داده‌های پتروفیزیکی و پتروگرافی به کار رفت. نمودار جریانی[4] این مطالعه در شکل ۱ مشاهده می‌شود.

[1] Vp_measured
[2] Wyllie time-average equation
[3] Vp_predicted
[4] Flowchart

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314




**شکل ۱- نمودار جریانی فرآیندهای انجام‌شده در این مطالعه و روابط بین آنان**

**Fig 1- Flowchart of the processes carried out in this study and their interrelationships**

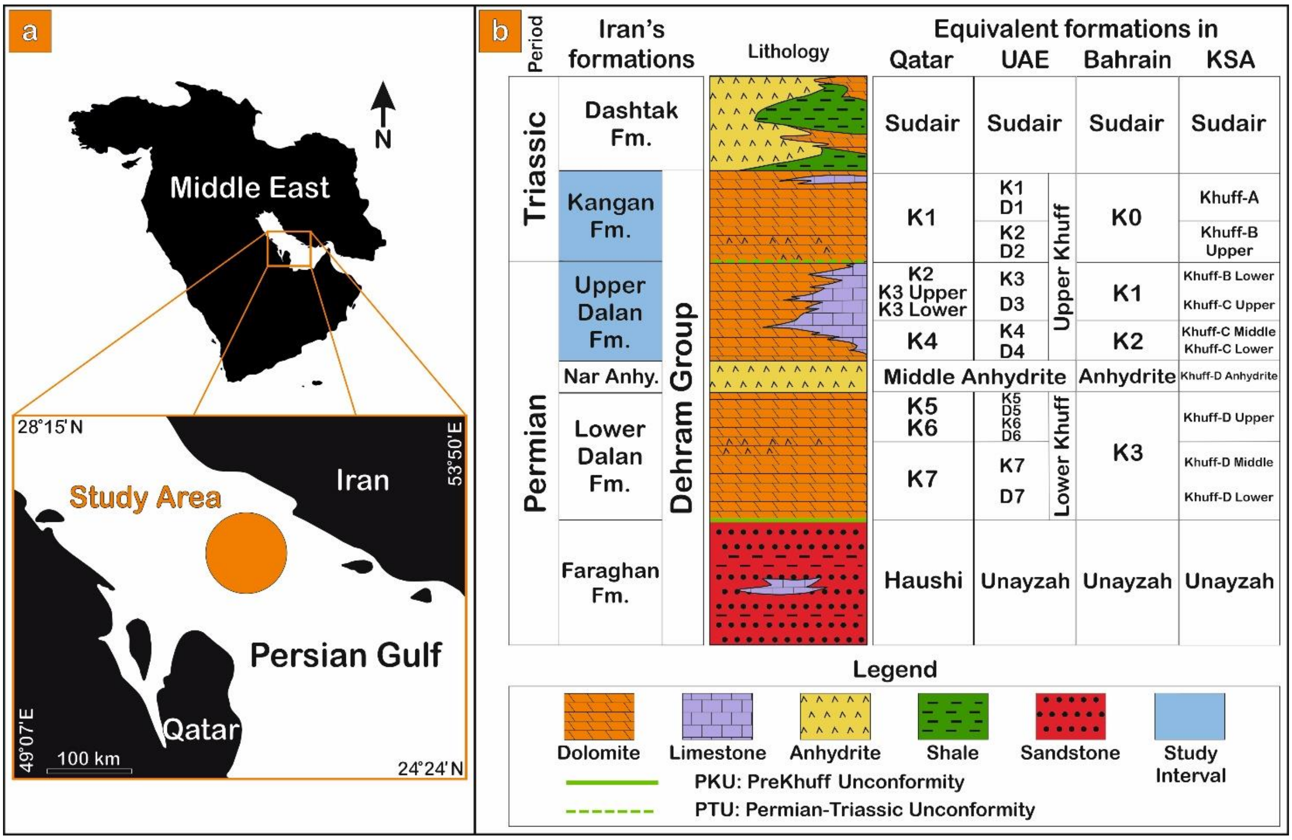
## زمین‌شناسی منطقه

در دورهٔ پرمین تا تریاس، منطقهٔ مرکزی خلیج‌فارس بخشی از حاشیهٔ آرام[1] جنوبی قارهٔ اوراسیا و در امتداد حاشیهٔ شمالی صفحهٔ عربی بوده است. در این دوره، حوضهٔ رسوبی زاگرس تحت تأثیر یک رژیم کششی قرار داشت که به تشکیل سکانس‌های ضخیم کربناته–تبخیری در بستر یک سکوی وسیع و کم‌شیب دریایی منجر شد (Berberian and King 1981) (شکل ۱). در زمان پرمین پسین و به‌ویژه در مرز پرمین–تریاس، در این منطقه رسوبات کربناته و انیدریتی گسترش یافته است که شرایط تبخیری حاکم بر حوضه، نشان‌دهندهٔ محیطی نسبتاً بسته و گرم است. این محیط‌ها نتیجهٔ پایداری زمین‌ساختی نسبی در آن زمان است. پیش از پرمین، حوضهٔ دهرم در نتیجهٔ فرونشست پیوسته در امتداد حاشیهٔ شمالی گندوانا شکل گرفت. در ادامه و در زمان پرمین پسین، فازهای ضعیفی از فعالیت‌های زمین‌ساختی با ایجاد تغییرات ریخت‌شناسی اندک، بر الگوی رسوب‌گذاری تأثیر گذاشتند؛ اما تحول عمدهٔ زمین‌ساختی این حوضه پس از کرتاسه و به‌ویژه در سنوزوئیک و در پی برخورد صفحهٔ عربی با اوراسیا رخ داد (Stampfli and Borel 2002).

ازنظر چینه‌شناسی، سازندهای دالان و کنگان متعلق به گروه دهرم‌اند که در دورهٔ پرمین پسین تا تریاس پیشین نهشته شده‌اند (شکل ۲). سازند دالان عمدتاً شامل دولومیت، آهک و مقادیر متغیری از انیدریت است و در بخش فوقانی خود، به‌صورت هم‌شیب به سازند کنگان می‌رسد. سازند کنگان نیز بیشتر از سنگ‌های کربناته تشکیل می‌شود و در برخی بخش‌ها دارای بین‌لایه‌های نازک انیدریتی است. این دو سازند با ویژگی‌های پتروفیزیکی، سنگ‌شناسی و تغییرات رخساره‌ای درخور توجه، اهمیت بالایی در مطالعات مخزنی دارند و مخازن اصلی گازی را در خلیج‌فارس تشکیل می‌دهند (James and Wynd 1965; Sharland et al. 2001).

[1] Passive Margin

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314




**شکل ۲- موقعیت جغرافیایی (a) و چینه‌شناسی (b) سازندهای مطالعه‌شده سنگ‌شناسی کلی نیز نمایش داده شده است** (با تغییرات از Kaveh-Ahangar et al. 2023).

**Fig 2- Geographic location (a) and stratigraphy (b) of the studied formations. The general lithology is also shown** (modified from Kaveh-Ahangar et al. 2023).

### رخساره‌های پهنه‌های جذر و مدی و سدهای زیرآبی و محیط رسوبی

**انیدریت لایه‌ای تا توده‌ای:** انیدریت لایه‌ای تا توده‌ای، با فراوانی بیش از ۸۰درصد انیدریت به‌صورت بلورهای شعاعی موازی و نیمه‌موازی، لایه‌های موجی و بلورهای هم بعد، به‌صورت میان لایه‌هایی با دولومادستون دارای نودول‌ها و بلورهای پراکندهٔ انیدریت، تشکیل شده است. این انیدریت‌ها، نهشته‌های سبخای بالای جزرومدی تا شورابه‌های ساحلی و بسیار شور لاگون در محیط‌های گرم و خشک‌اند. به‌طور کلی این رخساره به‌صورت متناوب و همراه با رخساره‌های مادستونی، دولومادستونی و استروماتولیتی بخش‌های بالای پهنهٔ بین جزرومدی و گاهی در کنار لاگون دیده می‌شود. این رخساره، لایه‌های کم‌ضخامتی دارد و بیشترین ضخامت لایه‌های انیدریتی در این توالی‌ها میانگین ۰٫۵ متر است (شکل ۳).

**باندستون استروماتولیتی:** از تناوب لایه‌های روشن و تیره‌رنگ مسطح و موجی ساخته می‌شود و دارای قالب‌های تبخیری، نودول‌های انیدریتی، زیست‌آشفتگی، فابریک‌های فنسترال و ترک‌های گلی است. این رخساره بیشتر به‌صورت فرش‌های میکروبی، پهنهٔ بین جزرومدی را می‌پوشاند و در بعضی جاها به‌صورت میان‌لایه با رخساره‌های گلی بین جزرومدی و ماسه‌های جزرومدی، تشکیل و ازطریق سابخاها و سطوح فرسایشی پوشیده می‌شوند؛ سپس دولومیتی می‌شوند و در آن انیدریت‌های همزمان یا بعد از رسوب‌گذاری دیده می‌شود. استروماتولیت‌ها عمدتاً در آب‌های کم‌عمق حاشیهٔ حوضه‌های دریایی و دریاچه‌های آب شور مشاهده می‌شوند (شکل ۳).

**مادستون تا دولومادستون انیدریت‌دار:** در این رخساره، بلورهای ریز تا متوسط دولومیت دیده می‌شود و در بخش‌هایی هم نودول‌های انیدریت (شکل ۳) و ژیپس با بافت

شعاعی و نمدی، به چشم می‌خورد. توسعهٔ نودول‌های انیدریت و قالب‌های تبخیری گاهی به‌حدی می‌رسد که تشکیل بافت قفسهٔ مرغی را در بخش سابخایی می‌دهد. در این رخساره، هیچ‌گونه آثاری از قطعات اسکلتی دیده نمی‌شود؛ اما گاهی ساخت لایه‌بندی، زیست‌آشفتگی و ترک‌های گلی وجود دارد. بلورهای پراکندهٔ انیدریت، وجودنداشتن فسیل و دولومیت‌های ریزبلور را دلیل بر نهشت آن در محیط کم‌انرژی با شوری زیاد، در اقلیم گرم و خشک بخش‌های پهنهٔ جذر و مدی می‌دانند (Flügel 2010).

**رخسارهٔ لاگون شامل وکستون تا پکستون بایوکلستی:**

این رخساره در یک محیط نیمه‌بسته با انرژی آرام تا متوسط، در لاگون دریای باز نهشته شده است. به‌دلیل ارتباط نسبی آن با دریای باز، تنوع زیستی آن به نسبت رخساره‌های لاگون محدودشده بیشتر است. رخسارهٔ وکستون تا پکستون بایوکلستی دارای آلوکم‌های پلوئید، انکوئید جلبک سبز، مقداری فرامنیفر، گاستروپود و فرامنیفر بنتیک در اندازه‌های کوچک تا بزرگ، ازجمله میلیولید است (شکل ۳). فعالیت میکروبی، آلوکم‌ها را به‌شدت تحت‌تأثیر قرار داده است؛ به‌طوری که بیشتر دانه‌ها به‌طور کامل میکرایتی شده‌اند که این حاکی از تأثیر زون نوری در این محیط است. جورشدگی در این رخساره، متوسط تا پایین است. آثار زیست‌آشفتگی به‌صورت باروینگ عمودی و مورب در این رخساره، دیده می‌شود. محیط تشکیل این رخساره، لاگون است.

گروه رخساره‌های سدهای زیرآبی، دارای گرینستون ائیدی و عمدتاً شامل اائیدهای هم‌مرکز است. مقدار کمی خرده‌های بایوکلست، آنکوئید، پلوئید نیز، در این رخساره وجود دارد. جورشدگی، گردشدگی و دانه‌بندی و گسترش زیاد سیمان دریایی هم‌ضخامت[1] و تیغه‌ای[2] تشکیل شده است که نشان‌دهندهٔ حاکمیت امواج و جریان‌های پرانرژی و پمپاژ زیاد آب در مجاورت حاشیه‌رو به دریای پلاتفرم کربناتهٔ کم‌عمق است و پشته‌های زیرآبی سدی را تشکیل می‌دهد. ضخامت این رخساره در بعضی مناطق، به ٦ متر هم می‌رسد. انواعی از گرینستون‌های اائیدی تا مخلوط گرینستون پلوئیدی اائیدی یا مخلوط گرینستون‌های بایوکلستی اائیدی و گرینستون اینتراکلستی، در بخش‌های مرکزی شول معمول‌اند (شکل ۳). نبود میکرایت، آثار فرسایشی در دانه‌های سازنده، جورشدگی، گردشدگی همراه با ساخت‌های رسوبی مانندلایه‌بندی مورب مسطح یا تراف در مقیاس بزرگ تا کوچک دوجهتی، لایه‌بندی مورب، دانه‌بندی تدریجی و لایه‌بندی، انرژی مداوم و بالا را در زمان تشکیل این رخساره، تأیید می‌کند. میکرایتی‌شدن ازطریق موجودات میکروبی، یک پدیدهٔ رایج در دورهٔ آرامش محیط است که گسترش زیادی داشته و به‌صورت پوشش میکرایتی تا میکرایتی‌شدن کامل اوئیدها عمل کرده است. در بسیاری از موارد میکرایتی‌شدن همراه از بین بردن بافت اولیه، شکل ظاهری و غالب دانه را حفظ کرده است. شورابه‌های دولومیت‌ساز، دانه‌های اوئید را به‌طور انتخابی دولومیتی کرده‌اند. این پدیده بیشتر در دولوگرینستون‌های اائیدی دیده می‌شود و بخش‌های میکرایت کلسیتی، باقی مانده‌اند. گسترش سیمان دریایی هم‌ضخامت در این رخساره، از تراکم دانه‌ها جلوگیری می‌کند و از عوامل مهم توسعهٔ تخلخل بین دانه‌ای در گرینستون‌هاست. گرینستون‌های اوئیدی در کمربند رخساره‌ای پشته‌های زیر آبی، به‌ویژه در بخش مرکزی شول (دانه‌متوسط) تا بخش رو به دریای آن (اائیدهای دانه‌درشت) تشکیل شده است. این رخساره در واحد K4، از گسترش بسیار خوبی برخوردار و معادل کمربند رخساره‌ای ٦ ویلسون و ۳ باکستون و پدلی مربوط به بخش خارجی رمپ داخلی است.

**گرینستون بایوکلستی (سمت ساحل):** این رخساره با بافت گرینستونی، عمدتاً شامل بایوکلاست‌ها، فرامنیفرها، نرمتنان، گاستروپود، جلبک سبز، بریوزوئر، براکیوپودها و خرده‌های اکینودرم است (شکل ۳). در این رخساره به مقدار کم اینتراکلست و پلوئید نیز، به چشم می‌خورد. در این رخساره، جورشدگی متوسط است و در بخش مرکزی تا رو به ساحل، سدهای زیر آبی تشکیل می‌شود. در بخش رو به لاگون شول‌های سدی[3]، رخساره‌هایی با انرژی متوسط تشکیل می‌شوند که خصوصیات حد واسطی از دو رخسارهٔ گرینستون

[1] Isopach rim cement
[2] Bladed
[3] Leeward shoal

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

سدی و رخسارهٔ کم‌انرژی لاگونی را نشان می‌دهند. اختلاط رخساره‌های دانه‌پشتیبان سدی با لاگونی، به‌دلیل کاهش انرژی امواج در برخورد با شول‌های سدی انجام و در بسیاری موارد حالت تدریجی تبدیل رخسار گرینستونی شول به وکستونی لاگون را در مقیاس میکروسکوپی نیز، به‌خوبی دیده می‌شود. میکرایتی‌شدن گسترش زیادی دارد و بیشتر دانه‌ها یا به‌طور کامل میکرایتی می‌شوند و یا دارای پوشش میکرایتی‌اند. دولومیتی‌شدن در اثر مدل دولومیتی‌شدن برگشتی، به میزان متفاوت رخ داده است؛ به‌طوری که دانه‌های اوئیدی به‌صورت انتخاب‌کنندهٔ فابریک و یا تخریب‌کنندهٔ فابریک دولومیتی شده‌اند. آثار آشفتگی‌های زیستی نیز کم و بیش دیده می‌شود. این رخساره در تناوب با رخساره‌های لاگونی و شول‌های اوئیدی تشکیل می‌شود و معادل کمربند شمارهٔ ۳ باکستون و پدلی در بخش رو به ساحل پشته‌های زیرآبی اوئیدی، در محیط رمپ درونی است.

**گریستون بایوکلستی (به‌سمت دریا):** این رخساره حاوی آلوکم‌های دانه‌درشت، فرامنیفرها، نرم‌تنان، جلبک سبز، بریوزوئر، اکینودرم، براکیوپودها، اینتراکلست و پلوئید است. وجود اینتراکلست‌های گردشده در کنار اائیدهای هم‌مرکز، زمینهٔ بدون گل، توسعهٔ سیمان‌های دریایی نسل اول و کاهش میزان پلوئیدها (شکل ۳)، نشان‌دهندهٔ تشکیل این رخساره در محیط پرانرژی بخش مرکزی تا رو به دریای سدهای زیرآبی است. بلوغ بافتی بالا و توسعهٔ سیمان‌های اولیهٔ دریایی به‌ویژه سیمان حاشیه‌ای تیغه‌ای، مبین رسوب‌گذاری آن در شرایط کاملاً پرانرژی با گردش زیاد آب، در حاشیهٔ رو به دریای شول‌های سدی[1] با نرخ رسوب‌گذاری بالاست. آثار فعالیت‌ها میکروبی و میکرایتی‌شدن در دوره‌های آرامش، توسعه یافته است. این رخساره در واحد K4 به‌طور متناوب همراه با شول‌های اوئیدی، پلوئید اوئید گرینستون‌های پشت سدی و در برخی موارد، با رخساره‌های گل‌پشتیبان تا پکستونی رمپ میانی دیده می‌شود. محیط رسوبی معادل کمربند رخساره‌ای شمارهٔ ۳ باکستون و پدلی در بخش خارجی رمپ داخلی تا ابتدای رمپ میانی است.

**گرینستون اینتراکلستی:** در این رخسارهٔ دانه‌درشت با بافت گرینستونی، آلوکم اصلی اینتراکلست است که اائید و بایوکلست‌هایی نظیر جلبک سبز و گاستروپود نیز در آن یافت می‌شود. در مطالعات میکروسکوپی شامل یک گرینستون تا پکستون اینتراکلاستی درشت‌دانه با جورشدگی ضعیف تا متوسط است که از آلوکم‌های متنوعی از قبیل اینتراکلاست‌ها، لیتوکلاست‌های زاویه‌دار و گرد با پوشش‌های جلبکی، انکوئیدهای دانه‌درشت، اوئید، پلوئید، دانه‌های پوشش‌دار اوئید مانند، بایوکلاست‌هایی نظیر قطعات دوکفه‌ای، قطعات گلی آواری[2] و قطعات تبخیری آواری تشکیل شده است (شکل ۳) و ضخامتی کمی دارد. این رخساره معمولاً به‌صورت قطعات نهشته‌شده در قاعدهٔ سکانس‌های ریزشونده به‌سمت بالای گرینستون‌های اوئیدی، پلوئیدی و انکوئیدی گسترش می‌یابد و نشان‌دهندهٔ سطوح پیش‌رونده یا وقایع طوفانی یا به عبارت دیگر، نهشته‌های لاگ حاصل از پیشروی آب دریا[3] هستند. این رخساره‌ها در اثر پیشروی سطح آب دریا و برخورد امواج با انرژی زیاد به بخش بالایی محیط بین جزرومدی تا بخش کم‌عمق زیر جزرومدی، تشکیل می‌شوند و باعث کنده‌شدن و حمل دوبارهٔ رسوبات بستر قدیمی با نرخ رسوب‌گذاری بالا می‌شوند. محل تشکیل این رخساره، قسمت به‌سمت دریای سدهای زیرآبی است.

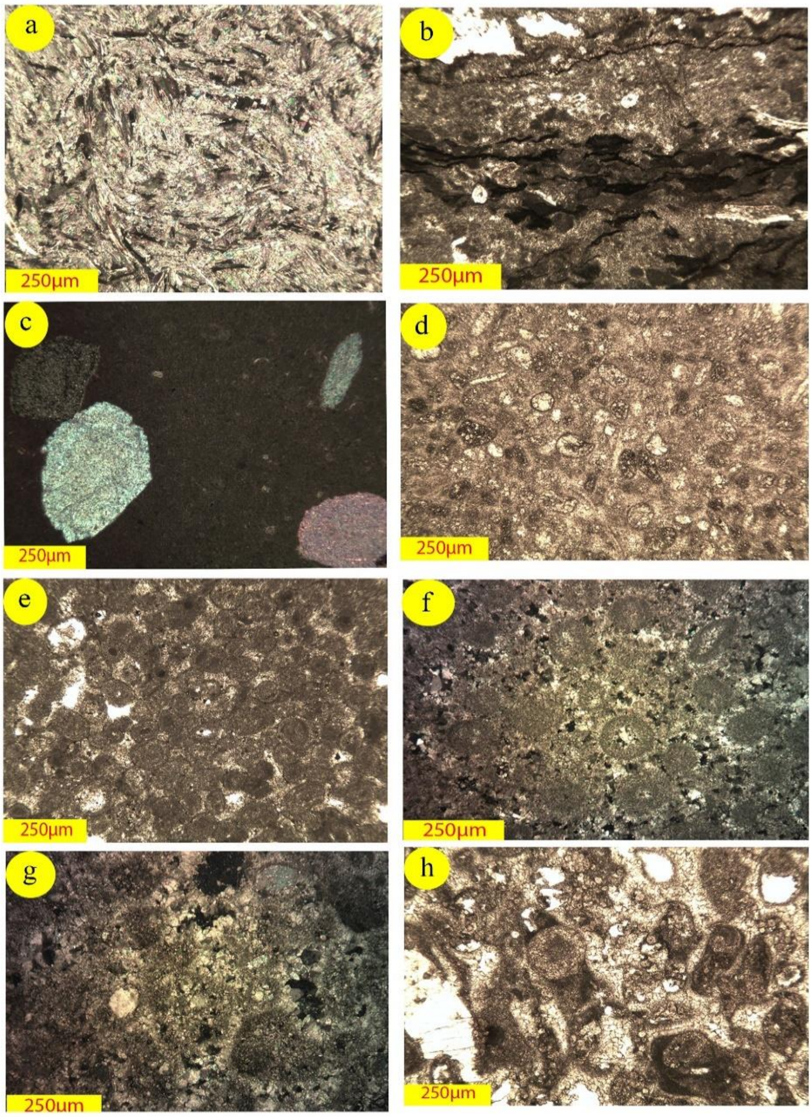
---

[1] Seaward barrier shoal

[2] Mud clast

[3] Transgressive lag deposit

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314




شکل ۳- رخساره‌های مشاهده‌شده در سازندهای کنگان و دالان در چاه مطالعه‌شده

رخساره‌ها به ترتیب شامل انیدریت لایه‌ای تا توده‌ای، باندستون استروماتولیتی، مادستون تا دولومادستون انیدریت‌دار، وکستون تا پکستون بایوکلستی، گرینستون اائیدی، گرینستون بایوکلستی (سمت ساحل)، گریستون بایوکلستی (به‌سمت دریا)، گرینستون اینتراکلستی‌اند. تصاویر a، c، f و g در XPL و بقیهٔ تصاویر در PPL گرفته شده است.

**Fig 3- Observed facies in the Kangan and Dalan formations in the studied well. The facies include, in order: layered to massive anhydrite, stromatolitic boundstone, anhydrite-bearing mudstone to dolomudstone, bioclastic wackestone to packstone, oolitic grainstone, bioclastic grainstone (shoreward), bioclastic grainstone (seaward), and intraclastic grainstone. Images a, c, f, and g are taken under XPL, while the remaining images are taken under PPL.**

## تأثیر فرایندهای دیاژنزی دریایی و جوی

براساس مطالعات میکروسکوپی انجام‌شده بر سازندهای کنگان و دالان در چاه مطالعه‌شده، فرایندهای دیاژنزی این سازندها به شرح زیر است.

در دیاژنز دریایی، رسوبات پس از رسوب‌گذاری در معرض سیالات دریایی قرار می‌گیرند. فرایندهای دیاژنز دریایی مشاهده‌شده در سازندهای کنگان و دالان، به‌طور کلی شامل سیمانی‌شدن دریایی، میکرایتی‌شدن، سیمان انیدریت و

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

دولومیتی‌شدن اولیه است. دیاژنز دریایی زمانی اتفاق می‌افتد که تمامی حفرات به‌وسیلهٔ سیال (فقط آب دریا) پرشده باشد. فرایندهای دیاژنز دریایی در سازندهای مطالعه‌شده، شامل سیمان‌های دریایی، گسترش سیمان‌های تبخیری، آشفتگی زیستی و میکرایتی‌شدن‌اند.

محیط پرانرژی شول از کانون‌های اصلی و فعال سیمانی‌شدن دریایی در محیط‌های رمپ کربناته است (Tucker and Wright 1990; Moore 2001) از انواع سیمان‌های مربوط به دیاژنز دریایی مشاهده‌شده در مخزن مطالعه‌شده، به سیمان هم‌ضخامت و تیغه‌ای اشاره می‌شود (شکل ٤). سیمان هم‌ضخامت بیشتر در ریزرخساره‌های گل‌پشتیبان و به میزان کمتر در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان، در توالی مربوطه مشاهده می‌شود، نقش مهمی در حفظ آلوکم‌ها در مقابل تراکم دارند و تخلخل و تراوایی اولیه را حفظ کرده‌اند (Tavakoli et al. 2011) سیمان‌های تیغه‌ای، غیر هم‌بعدند و به دور دانه‌های اسکلتی و غیر اسکلتی رشد کرده‌اند. این نوع سیمان در چاه مطالعه‌شده، فراوانی کمتری نسبت‌به دیگر سیمان‌ها دارد و بیشتر در ریزرخساره‌های گرینستونی موجود در واحد مخزنی K1 مشاهده می‌شود.

میکرایتی‌شدن در بسیاری از نمونه‌های مطالعه‌شده مشاهده می‌شود. با توجه به اینکه میکرایتی‌شدن در ناحیهٔ نوری رخ می‌دهد (Tucker and Wright 1990)، نشان‌دهندهٔ عمق کم آب در زمان دیاژنز دریایی برای این سازندهاست. میکرایتی‌شدن کامل دانه‌های آراگونیتی، به کاهش پتانسیل انحلال آنها و کاهش کیفیت مخزنی منجر شده است (Enayati-Bidgoli and Rahimpour-Bonab 2016) (شکل ٤).

آشفتگی زیستی بیشتر در محیط فریاتیک دریایی و در اثر فعالیت موجودات بر رسوبات، شکل می‌گیرد. در سازندهای مطالعه‌شده، فرآیند آشفتگی زیستی بیشتر در ریزرخساره‌های وکستون و پکستونی محیط لاگون و مادستون‌های بخش‌های کم‌عمق دریای باز دیده می‌شود.

انحلال در توالی مطالعه‌شده، یکی از مهم‌ترین فرایندهای دیاژنزی است که در بیشتر ریزرخساره‌ها مشاهده می‌شود. انحلال در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان به‌صورت تخلخل قالبی (شکل ٤) و درون‌دانه‌ای و در ریزرخساره‌های گل‌پشتیبان، به‌صورت تخلخل‌های حفره‌ای کوچک و به میزان کمتر قالبی ایجاد شده است؛ در نتیجهٔ افزایش انحلال، تقریباً در همهٔ ریزرخساره‌ها، تخلخل‌های واگی نیز مشاهده می‌شود. انحلال در سازندهای مدنظر، در طول دیاژنز جوی اتفاق افتاده است؛ ولی تا محیط دیاژنز تدفینی ادامه پیدا کرده است (Abdolmaleki et al. 2016).

از فرآیندهای دیاژنزی جوی، نوشکلی در سرتاسر توالی مطالعه‌شده، مشاهده می‌شود. در این فرآیند، میکرایت‌ها به میکرواسپار تا اسپارایت تبدیل شده‌اند. نوشکلی در بیشتر موارد در سازندهای مطالعه‌شده، افزایشی است.

دیاژنز تدفینی بر اثر تدفین رسوبات، در اعماق رخ می‌دهد. از مهم‌ترین محصولات دیاژنز تدفینی، به تراکم، شکستگی و سیمانی‌شدن اشاره می‌شود. هرچند آثار دیاژنز تدفینی در سازندهای مطالعه‌شده کمتر دیده می‌شود، اما در کاهش کیفیت مخزنی نقش داشته است.

تراکم به دو صورت مکانیکی و شیمیایی در توالی مطالعه‌شده رخ داده است. تراکم مکانیکی باعث شکستگی آلوکم‌ها، ایجاد مرزهای محدب- مقعر و نیز خردشدن اائیدها شده است. فشرده‌شدن آلوکم‌ها و تشکیل مرزهای محدب- مقعر در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان لاگون و شول مشاهده می‌شود (شکل ٤). وجود سیمان‌های دوردانه در اطراف آلوکم‌ها در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان، از تراکم بیش از حد آنها جلوگیری می‌کند. با افزایش عمق، تراکم شیمیایی ایجاد و آثار این نوع تراکم به‌صورت رگچه‌های انحلالی و استیلولیتی‌شدن مشاهده می‌شود. استیلولیت‌ها از جریان مایعات جلوگیری می‌کنند (Mehrabi et al. 2016)؛ ولی در بعضی مواقع استیلولیت‌ها، مسیرهایی برای عبور سیالات بوده‌اند؛ به طوری که در امتداد استیلولیت‌ها، مواد هیدروکربوری مشاهده می‌شود. در مخزن مطالعه‌شده، فابریک فشرده در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان، رگچه‌های انحلالی بیشتر در ریزرخساره‌های گل‌پشتیبان و استیلولیتی‌شدن تقریباً در تمامی ریزرخساره‌ها دیده می‌شود.

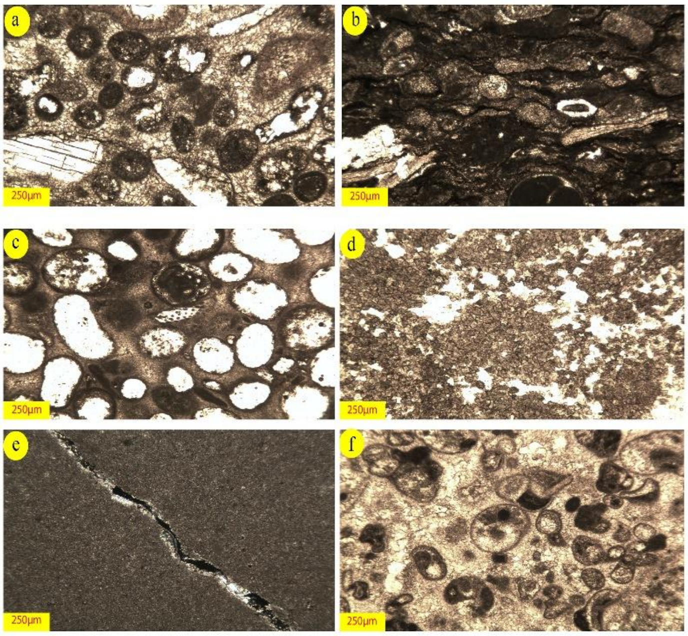
سیمان‌های کلسیتی پرمنیزیم و یا کم منیزیم (سیمان کلسیتی بلوکی) در محیط‌های جوی و تدفینی، امکان تشکیل دارند (Tucker and Wright 1990). این نوع سیمان در صورتی

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

که پرکنندۀ استیلولیت‌ها و شکستگی‌ها باشد، کاهش کیفیت مخزنی را در پی خواهد داشت. در توالی مطالعه‌شده، این نوع سیمان بیشتر در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان و به میزان کمتر، گل‌پشتیبان دیده می‌شود.

بیشتر شکستگی‌های موجود در سازند کنگان با سیمان پر شده است. شکستگی، فرآیند دیاژنزی عمده‌ای در این سازندها (دالان و کنگان) نیست. در صورتی که ریزشکستگی‌ها در ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبانی انجام شود که تخلخل قالبی دارند، باعث ارتباط تخلخل‌ها با یکدیگر می‌شود و اگر در ریزرخساره‌های مادستون و دولومادستونی ایجاد شوند، تراوایی آنها را افزایش و کیفیت مخزنی را بهبود می‌بخشند (شکل ٤). توالی مطالعه‌شده دارای ریزشکستگی‌هایی است که بیشتر آنها با کلسیت و انیدریت پر شده‌اند. تخلخل‌های شکستگی تقریباً در تمامی ریزرخساره‌ها، با نسبت‌های متفاوت مشاهده می‌شوند.

فرآیند دیاژنزی اصلی در توالی بررسی‌شدۀ دولومیتی‌شدن است که تقریباً بیش از ۸۰٪ ریزرخساره‌ها را تحت تأثیر قرار می‌دهد و شدت آن در ریزرخساره‌های مختلف، متفاوت است و نقش مهمی در کنترل کیفیت مخزنی دارد. مطالعات پیشین نشان می‌دهد که دولومیتی‌شدن در رسوبات گل‌پشتیبان و دانه‌پشتیبان (شکل ٤)، کیفیت مخزنی را افزایش می‌دهد (Warren 2000; Lucia 2007). بر مبنای مطالعات سنگ‌نگاری، ٤ نوع دولومیت شامل دولومیکرایت، دولومیت‌های مسطح، دولومیت‌های درشت بلور و ساکروزیک در این توالی شناسایی شده است. با بررسی داده‌های تخلخل و تراوایی در انواع مختلف دولومیت‌ها، در بیشتر دولومیت‌ها میزان تراوایی به‌طور مستقیم به تخلخل کل بستگی ندارد و بیشتر به ارتباط حفره‌ها ازطریق حفره‌های گلوگاهی وابسته است که خود ناشی از افزایش اندازۀ بلورهای دولومیت است.



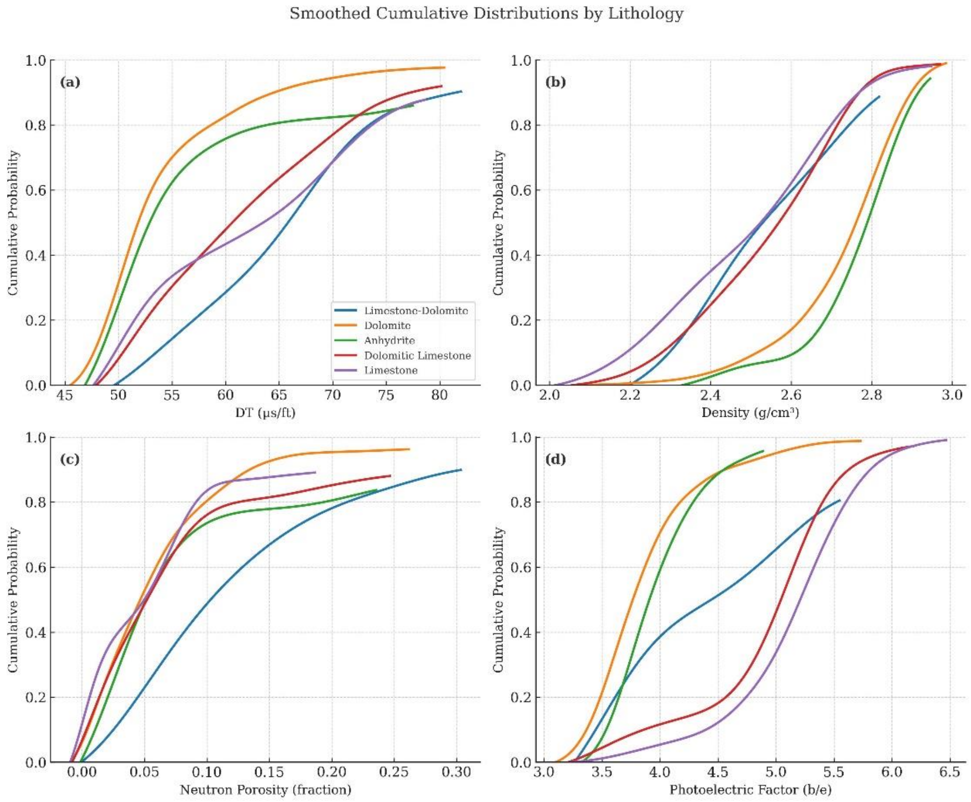
**شکل ٤- فرآیندهای دیاژنزی اصلی در سازندهای مطالعه‌شده به ترتیب از a تا f شامل سیمانی‌شدن، تراکم، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی و میکرایتی‌شدن**

**Fig 4- Main diagenetic processes in the studied formations. From a to f: cementation, compaction, dissolution, dolomitization, fracturing, and micritization**

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

## زون‌بندی پتروفیزیکی- مغزه

نگارهای چاه‌پیمایی به انواع مختلف ویژگی‌های سنگ مخزن حساس‌اند و بنابراین، ترکیب‌های خاصی از این نگارها همراه با یک الگوریتم معتبر، دقت، قابلیت اطمینان و اثربخشی روش را به‌طور درخور توجهی افزایش می‌دهد. اگرچه برخی مطالعات نشان داده‌اند که محتوای کربنات بر سرعت صوت تأثیر می‌گذارد (Jankowsky 1970)، بسیاری از پژوهش‌ها بر نقش دیگر عوامل مانند سیمانی‌شدن، بافت‌های رسوبی و آثار دیاژنزی تأکید کرده‌اند (Anselmetti and Eberli 1999; Wallace et al. 2002). به‌طور کلی، یک همبستگی معکوس بین تخلخل و سرعت وجود دارد؛ اما ممکن است انحرافات درخور توجهی برای انواع خاصی از منافذ رخ دهد؛ برای مثال، با وجود تخلخل یکسان، انواع منافذ ایجادکنندهٔ چارچوب، مانند منافذ قالبی یا درون‌فسیلی، مقادیر سرعت بالاتری را نشان می‌دهند (Anselmetti and Eberli 1999). این روابط در سازندهای مطالعه‌شده با استفاده از نمودارهای احتمال نرمال نشان داده می‌شود. نمودار احتمال نرمال، نمودار مفیدی برای ارزیابی این موضوع است که آیا داده‌ها از یک توزیع نرمال پیروی می‌کنند یا خیر. مقیاس محور قائم، احتمال‌ها را نشان می‌دهد و از صفر تا یک متغیر است. فاصلهٔ بین نقاط روی محور قائم با فاصلهٔ بین صدک‌های یک توزیع نرمال مطابقت دارد. در نزدیکی میانه (احتمال = ۰.۵)، صدک‌ها به یکدیگر نزدیک‌ترند و به‌طور متقارن از میانه دور می‌شوند. اگر همهٔ نقاط داده نزدیک به خط قرار گیرند، فرض نرمال‌بودن داده‌ها منطقی است؛ اما اگر توزیع داده‌ها نرمال نباشد، ممکن است نقاط از یک منحنی پیروی کنند (Heo et al. 2008) (شکل ۵). در این مطالعه، با توجه به اینکه نیاز بود تا مقدار انحراف از توزیع نرمال در سنگ‌شناسی‌های مختلف مشخص شود، دربارهٔ هر نگار چاه‌پیمایی، نمودار احتمالی تجمعی در هر سنگ‌شناسی رسم شد (شکل ۵).




شکل ۵- توزیع احتمالی نرمال‌شدهٔ نگارهای مطالعه‌شده ناهمگنی در داده‌ها، در همهٔ نگارها مشخص است.

**Fig 5- Normalized probability distribution of the studied logs. Heterogeneity in the data is evident across all logs.**

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

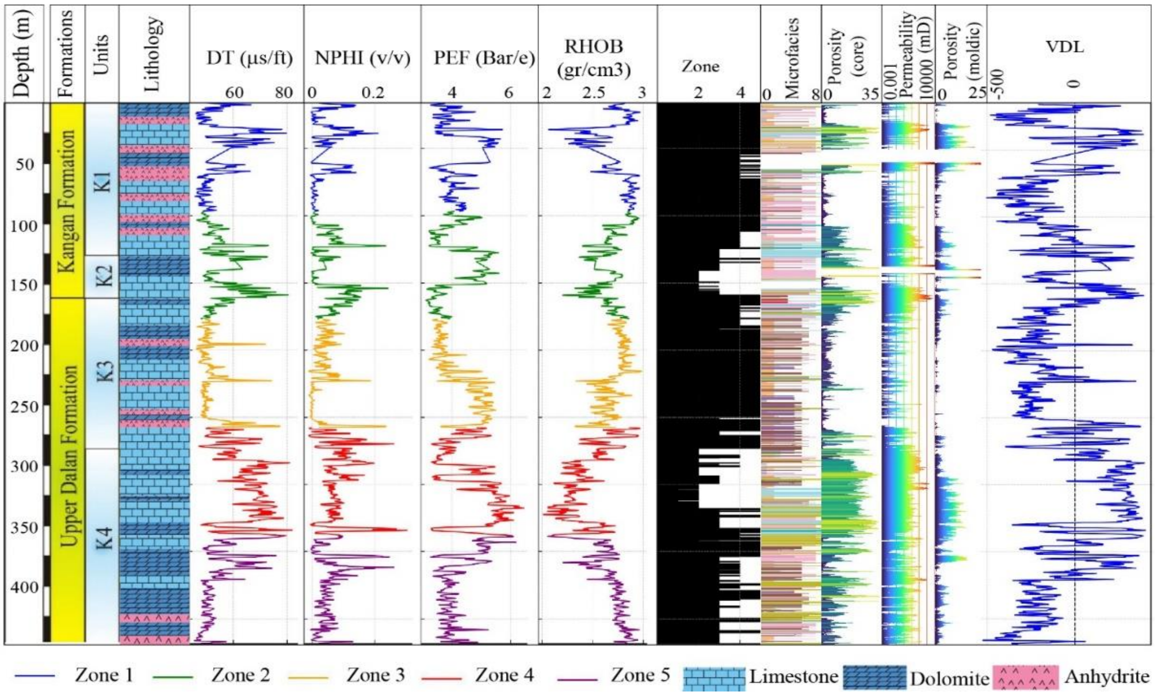
همان‌طور که انتظار می‌رود، توزیع داده‌های نگارها در شکل ۵ نرمال نیست. همان‌طور که قبلاً ذکر شد، توزیع سرعت صوت، به‌شدت تحت تأثیر فرایندهای دیاژنزی قرار دارد. در این شکل مشخص است که دیگر نگارها تقریباً همان روند را دنبال می‌کنند. با توجه به اینکه این نگارها با هم تغییر می‌کنند، گروه‌بندی دقیق و صحیح آنها به تمایز واحدهای مشابه منجر خواهد شد.

گروه‌های مشابه نگارها با استفاده از چندین تکنیک ریاضی تشخیص داده می‌شوند. همهٔ این تکنیک‌ها از مفهوم فاصله برای گروه‌بندی داده‌ها استفاده می‌کنند. نقاطی که کمترین فاصله را دارند، در یک گروه قرار می‌گیرند؛ در حالی که نقاط دورتر در گروه‌های مختلف قرار می‌گیرند. تحلیل خوشه‌بندی چندمتغیره، یکی از دقیق‌ترین و مؤثرترین روش‌ها برای گروه‌بندی خودکار نگارهای چاه‌پیمایی است. این روش روی انواع مختلف سنگ‌ها اعمال شده (Gill et al. 1993; Tavakoli 2016; Faiz et al. 2007) و نتایج خوبی را ارائه کرده است. با توجه به نتیجهٔ مدنظر، ترکیب مناسب نگارها و الگوریتم مناسب انتخاب می‌شود. با ترکیب‌های مختلف نگارها و سطح برش مناسب، زون‌های مناسب تشخیص داده می‌شوند. در این روش، هر پارامتر زمین‌شناسی که از مطالعات مستقیم سنگ‌ها (مانند مغزه‌ها و مقاطع نازک) به دست آمده باشد، به چاه‌هایی با زون‌های مقایسه‌شدنی مرتبط می‌شود. طبقه‌بندی داده‌های نگار با استفاده از تحلیل خوشه‌بندی انجام شد و امکان گروه‌بندی نمونه‌ها را فراهم کرد. روابط بین نمونه‌ها براساس داده‌های چندمتغیره، ازطریق تحلیل خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی (با استفاده از معیار فاصلهٔ بلوک شهری) تعیین شد. فرایندهای دیاژنزی در سنگ‌شناسی‌های مختلف، انواع تخلخل و حجم کلی آنها را تغییر می‌دهند؛ بنابراین، ترکیب سنگ‌شناسی، تخلخل و نگار سرعت صوت در چنین روشی، به ایجاد زون‌بندی پتروفیزیکی منجر می‌شود.

در اینجا نگارهای صوتی، تخلخل نوترون[1]، چگالی و فاکتور فتوالکتریک برای ساخت این زون‌بندی ترکیب شده‌اند. همچنین تخلخل مشاهده‌شدنی از مقاطع نازک و درصد سنگ‌شناسی نیز به کار رفت. نگارهای استفاده‌شده و زون‌های حاصل در شکل ٦ نشان داده شده‌اند. نگار سنگ‌شناسی نیز در این شکل ارائه شده است.

[1] Neutron Porosity (Hydrogen Index) / NPHI

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314




**شکل ٦- ستون سنگ‌شناسی، نگارها و زون‌های تعیین‌شده در سازندهای مطالعه‌شده در این مطالعه از سطح برش برای تعیین زون‌ها استفاده نشده و هر نمونه تنها به یک زون نسبت داده شده است.**

**Fig 3- Lithological column, well logs, and identified diagenetic zones in the studied formations. No cutoff criteria were applied in this study; each sample is exclusively assigned to a single zone.**

## تحلیل رفتار لاگ‌ها در زون‌های مخزنی

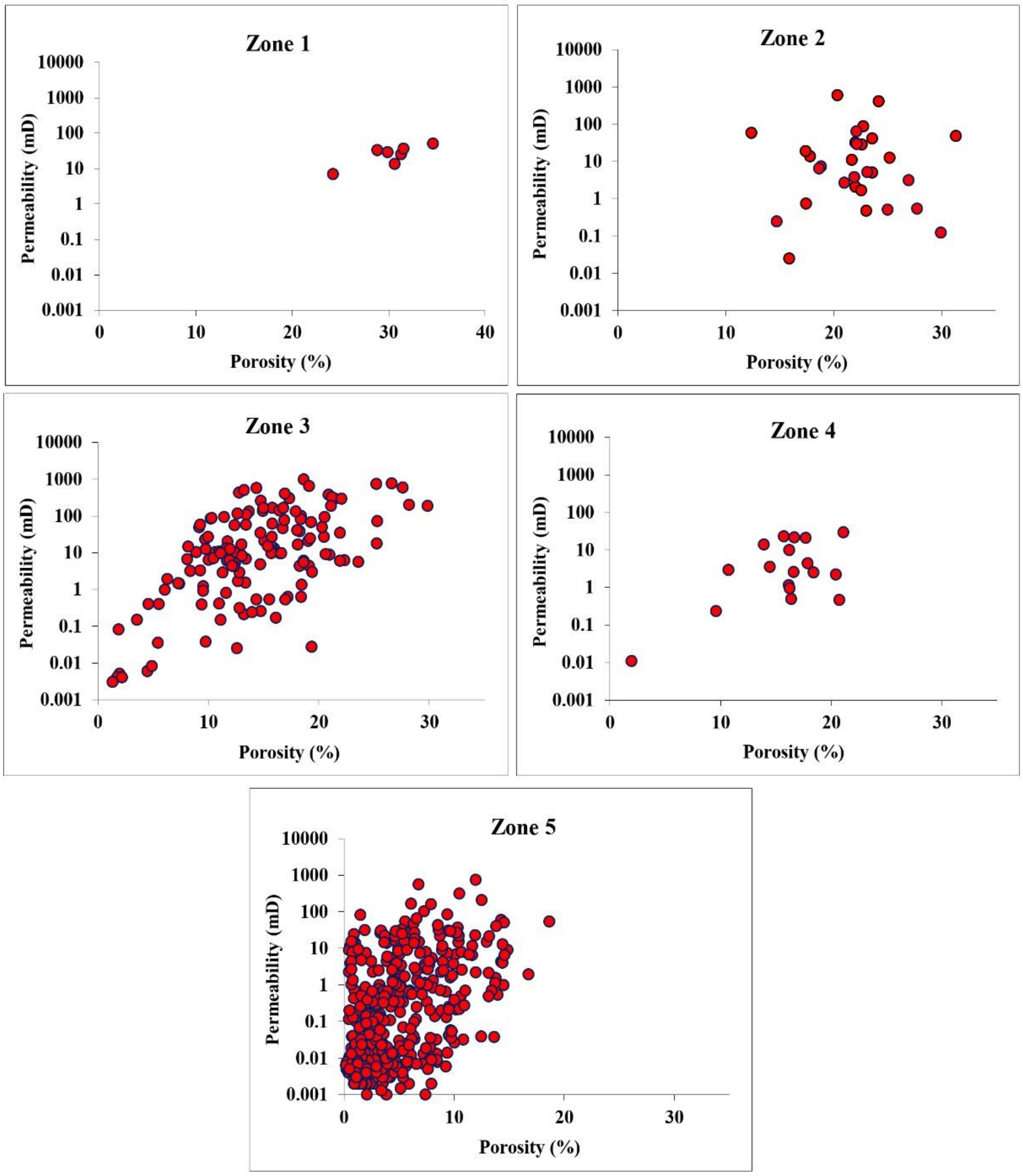
بررسی داده‌های چاه‌پیمایی در پنج زون تعریف‌شده نشان می‌دهد که هر زون، الگوی تغییرات مشخصی در مقادیر لاگ‌ها دارد که نشان‌دهندهٔ تفاوت‌های پتروفیزیکی و تا حدودی دیاژنزی بین زون‌هاست. نگار صوتی در زون‌های ۱، ۲، ۳ و ۵، میانگین نسبتاً پایین‌تری (حدود ٥١ تا ٥٥ µs/ft) دارد که نشان‌دهندهٔ سرعت بالاتر موج فشاری و درنتیجه تراکم بیشتر سنگ است. در مقابل، زون ٤ دارای بیشترین میانگین (حدود ٦٤ µs/ft) و بیانگر سرعت کمتر و فشردگی کمتر است. تخلخل نوترون در بیشتر زون‌ها مقدار پایین و پراکندگی محدودی دارد، هرچند زون ٤ با میانگین بالاتر (٠٫٠٧٨) و بیشترین دامنهٔ تغییرات، نسبت‌به دیگر زون‌ها متمایز و ناشی از ناهمگنی بالای آن است. شاخص فتوالکتریک عمدتاً بین ۳٫۱ تا ٥٫٧ g/cm³ تغییر می‌کند و در زون ٤، میانگین بالاتری (٤٫٧٢) دارد که به‌دلیل سیمانی‌شدن در این زون است. چگالی کلی در زون ٤ به‌طور محسوسی، کمتر از دیگر زون‌هاست (میانگین ٢٫٤٢ g/cm³ در مقابل حدود ٢٫٧ g/cm³ برای دیگر زون‌ها) که این کاهش بیانگر سنگ‌شناسی آهک است. به‌طور کلی، داده‌ها نشان می‌دهند که زون ٤ نسبت‌به دیگر زون‌ها رفتار متمایزی در تمامی نگارها دارد.

## بحث

### توزیع تخلخل-تراوایی در زون‌ها

فواصل با مقادیر و انواع تخلخل و تراوایی مشابه با این روش، از یکدیگر تفکیک می‌شود. با توجه به اینکه انواع مختلف تخلخل، آثار متفاوتی بر تراوایی دارند، زون‌های تعریف‌شده دارای مدل خاصی از توزیع تخلخل-تراوایی خواهند بود. شکل ۷، این توزیع را در زون‌های مختلف براساس داده‌های مغزه نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، هر زون توزیع ویژه‌ای از

تخلخل-تراوایی دارد. جدول ۱ پارامترهای آماری اصلی تخلخل و تراوایی مغزه را در این زون‌ها خلاصه می‌کند. زون‌ها براساس کاهش تخلخل مرتب شده‌اند.




شکل ۷- توزیع تخلخل و تراوایی در زون‌های تعیین‌شده داده‌ها جدایش پذیرفتنی را نشان می‌دهند. به‌دلیل تراکم داده‌ها، در برخی نقاط هم‌پوشانی ظاهری بین زون‌های مختلف دیده می‌شود. در این مطالعه، از سطح برش برای تعیین زون‌ها استفاده نشده و هر نمونه تنها به یک زون نسبت داده شده است.

**Fig 7- Distribution of porosity and permeability within the identified zones. The data exhibit a reasonable separation. Due to data density, apparent overlaps between different zones are observed at certain depths. No cutoff criteria were applied in this study; each sample is exclusively assigned to a single zone.**

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

**جدول ۱- شاخص‌های آماری زون‌های مشخص‌شده در این مطالعه**

**Table 1 – Statistical indicators of the identified zones in this study.**

| | | بیشینه | کمینه | میانگین |
|---|---|---|---|---|
| زون ۱ | تخلخل (٪) | ٣٤.٦٠ | ٢٤.٢٤ | ٣٠.١٤ |
| | تراوایی (میلی‌دارسی) | ٥٠.٩٩ | ٧.٠٠ | ٢٨.٢١ |
| زون ۲ | تخلخل (٪) | ٣٢.٣٤ | ١٤.٦١ | ٢٣.٥٣ |
| | تراوایی (میلی‌دارسی) | ٦١٠.٢١ | ٠.٠١ | ٢٤.١٢ |
| زون ۳ | تخلخل (٪) | ٣١.٨١ | ١.٩٥ | ١٧.٦٠ |
| | تراوایی (میلی‌دارسی) | ١١١٨.٨٢ | ٠.٠١ | ٥٢.٣١ |
| زون ٤ | تخلخل (٪) | ٢٣.٨٦ | ١.٣٣ | ١٤.٢٣ |
| | تراوایی (میلی‌دارسی) | ٥٢.٣٤ | ١.٢٢ | ٣.٢٨ |
| زون ٥ | تخلخل (٪) | ١٨.٦٥ | ٠.٠٠ | ٣.٥٦ |
| | تراوایی (میلی‌دارسی) | ٩٦٨.٢١ | ٠.٠٠ | ٤.٢١ |

زون ۱، تخلخل و تراوایی بالایی دارد. این زون شامل تخلخل‌های «لمس‌کننده» (Lucia 1995) است که حفرات خالی را در بدنهٔ سنگ به هم متصل می‌کنند. تخلخل‌های اولیه یا ثانویه ازطریق فرایندهای انحلال، شکستگی، دولومیتی‌شدن تخریبی بافت و تخلخل حفره‌ای به هم متصل شده‌اند. هنگامی که منافذ اولیه حضور دارند، دولومیتی‌شدن انتخابی بافتی تأثیری بر نوع و حجم تخلخل ندارد. همان‌طور که در شکل ٦ مشاهده می‌شود، این زون منطقهٔ انتقالی بین واحد K4 بالایی را که تحت تأثیر انحلال است و واحد K4 پایینی را نشان می‌دهد که دولومیتی‌شده است. تخلخل در زون ۲ کاهش می‌یابد؛ اما این کاهش به‌اندازه‌ای نیست که کیفیت مخزن را به‌طور درخور توجهی کاهش دهد. این زون عمدتاً با بخش‌های اصلی K2 پایینی و K4 بالایی مطابقت دارند و هر دو دارای انحلالی به‌عنوان یک اثر دیاژنزی اولیه‌اند. تخلخل در این زون مؤثر است و سیال را به‌راحتی منتقل می‌کند. درواقع، این زون به‌دلیل حجم کمتر تخلخل از زون ۱ جدا شده است؛ اما فرایندهای دیاژنزی مشابهی دارد. زون ۳ تعداد نمونه‌های بیشتری را شامل می‌شود. اگرچه این زون طیف وسیعی از داده‌ها را پوشش می‌دهد، بخش عمدهٔ داده‌ها تخلخل نسبتاً متوسط و تراوایی بالایی دارند (جدول ۱). زون ۳ در بخش بالایی K2 و بیشتر بخش‌های K4، به‌ویژه در بخش پایینی این واحد حضور دارد. تخلخل در این زون نسبت‌به زون قبلی کاهش یافته است؛ اما تراوایی به‌طور مؤثری افزایش یافته است؛ این به‌دلیل این واقعیت است که بیشتر منافذ در این زون به هم متصل‌اند. این زون دارای دولومیتی‌شدن تخریبی بافت است که تخلخل‌های اولیه را به هم متصل کرده است. زون ٤، بخش پایینی واحد K1 و برخی از بخش‌های واحد K3 را پوشش می‌دهد. این زون دارای تخلخل و تراوایی کمتری است (جدول ۱). کیفیت مخزن در این زون، کاهش می‌یابد. این امر به‌دلیل وجودنداشتن هرگونه اتصال‌دهنده بین منافذ قالبی یا وجود مسدودشدن گلوگاه‌های منافذ با انیدریت است. میانگین تخلخل این زون (١٤٫٢٣٪) هنوز برای یک مخزن خوب کافی است؛ اما تراوایی به‌طور مؤثری کاهش یافته است. همان‌طور که گفته شد، سیمانی‌شدن انیدریتی، فرآیند دیاژنزی اصلی است که بخش‌های اصلی واحدهای K1 و همچنین K3 را تحت تأثیر قرار داده است. این زون نمایندهٔ خوبی از سنگ‌هایی است که دارای تخلخل اولیه‌اند و ازطریق سیمان انیدریت ثانویه مسدود شده‌اند. نوع اصلی تخلخل در این زون، حفرات اولیه‌اند که اتصال آنها در مراحل اولیهٔ دیاژنز مسدود شده است. انواع اصلی تخلخل‌ها در این زون، شامل تخلخل بین‌ذراتی و درون‌ذراتی و فنستری‌اند. میانگین تخلخل و تراوایی زون ٥، این زون را به یک زون غیر مخزنی تبدیل کرده است. این زون بیشتر بخش‌های واحدهای K1 و K3 را پوشش می‌دهد. به نظر

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

می‌رسد که سنگ‌ها در این زون، تخلخل اولیه نداشته‌اند و یا تخلخل آنها در طی مراحل بعدی دیاژنز از بین رفته است. سیمانی‌شدن انیدریتی که تخلخل‌ها را پر و گلوگاه‌های منافذ را مسدود کرده است، دلیل اصلی کیفیت پایین مخزن در این زون خواهد بود. این زون به‌دلیل حجم کمتر تخلخل، از زون ٤ جدا شده است.

بررسی تغییرات نگار انحراف سرعت در زون‌های مختلف، نشان می‌دهد که رفتار این شاخص در واحدهای کنگان و دالان ناهمگن بوده و تحت تأثیر فرآیندهای متفاوتی قرار گرفته است. در زون ۱، مقادیر عمدتاً منفی است که بیانگر فرآیندهای انحلال و ایجاد ریزشبکه‌های منفذی یا شکستگی‌های ریز است. چنین شرایطی، تراوایی بالاتر از انتظاری را در مقایسه با میزان تخلخل ایجاد می‌کند. در زون ۲ مقادیر نزدیک به صفر، ولی با گرایش منفی مشاهده می‌شود که حاکی از وجود تخلخل‌های میکروسکوپی غیر متصل یا انحلال پراکنده است؛ بنابراین اگرچه تخلخل درخور توجه است، به‌دلیل ضعف در پیوستگی منافذ، تراوایی افزایش چشمگیری را نشان نمی‌دهد. در زون ۳، انحراف‌های منفی قوی و پیوسته ثبت شده است که نشان‌دهندۀ انحلال مؤثر و توسعۀ تخلخل‌های متصل و یا شکستگی‌های باز است؛ این وضعیت بیانگر کیفیت مخزنی مطلوب با تراوایی بالا، حتی در صورت تخلخل متوسط است. در مقابل، زون ٤ تنها بخشی است که غلبۀ مقادیر مثبت نگار انحراف سرعت در آن دیده می‌شود و این امر به‌وضوح نشانگر سیمانی‌شدن است؛ بنابراین تخلخل مخزنی در این زون، ضعیف‌تر است. درنهایت، زون ۵ مشابه زون ۱، رفتار منفی نشان می‌دهد و ناشی از تداوم آثار ایجاد ریزحفرات است، هرچند در بسیاری از موارد به‌دلیل ناپیوستگی مناسب منافذ، تراوایی پایین‌تر خواهد بود. تحلیل این نگار نشان داد که زون‌های با مقادیر منفی پایدار، بیانگر اثرگذاری غالب فرآیندهای انحلال و توسعۀ تخلخل‌های مؤثرند؛ در حالی که زون‌های مثبت‌تر تحت کنترل سیمانی‌شدن و تراکم قرار گرفته‌اند. این رویکرد ضمن آشکارکردن تفاوت‌های درون‌زون‌ها، امکان تبیین بهتر کیفیت مخزنی و تفکیک واحدهای با قابلیت تولیدی مطلوب را از واحدهای غیر مخزنی فراهم می‌آورد.

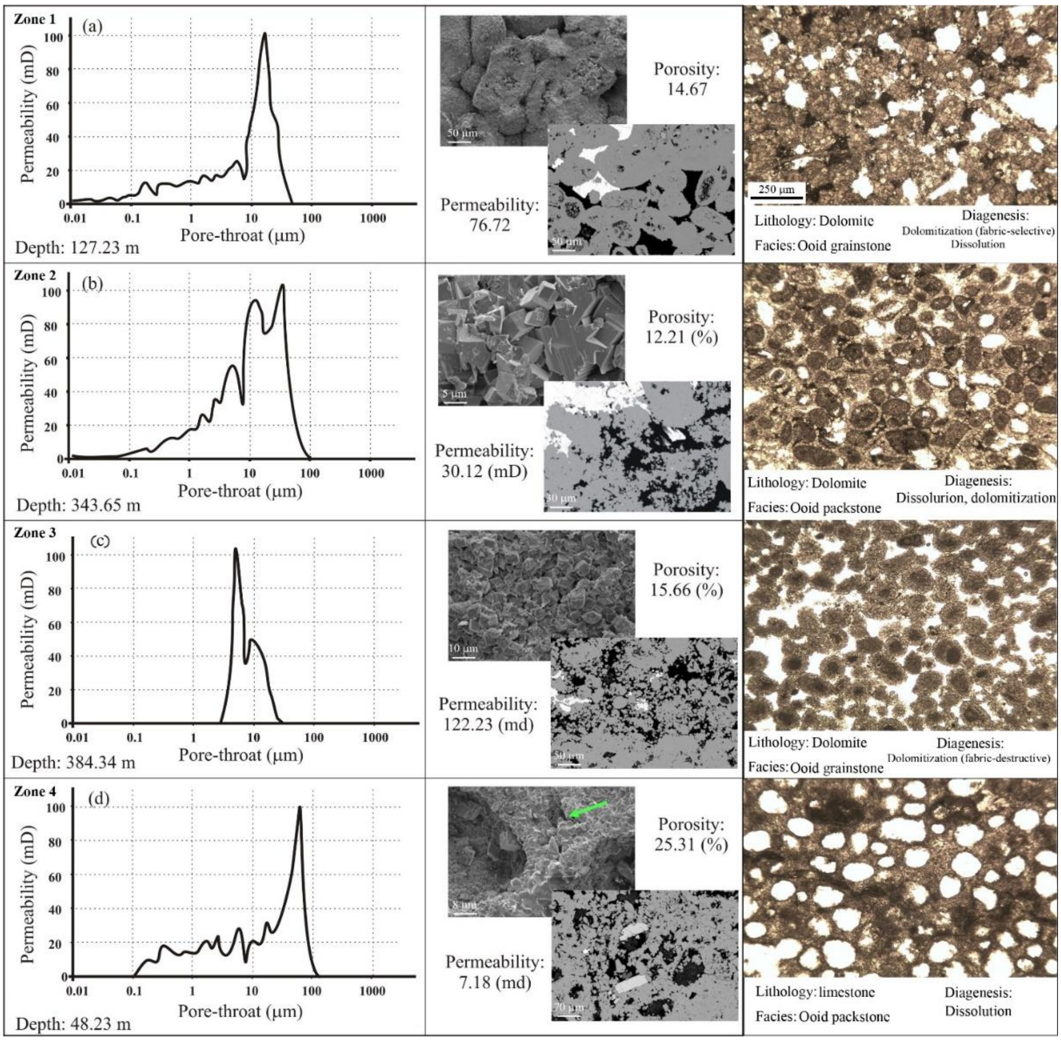
## توزیع اندازۀ گلوگاه منافذ و نتایج میکروسکوپ الکترونی روبشی

تزریق جیوه، یک ابزار پتروفیزیکی سه‌بعدی شناخته‌شده برای مشخص‌کردن محیط‌های متخلخل است. منحنی‌های فشار موئینگی تزریق و برداشت جیوه، که به گلوگاه منافذ تبدیل شده‌اند، برای تعیین رفتار زون‌های مختلف استفاده شدند. با توجه به اینکه خواص مخزنی مانند تخلخل و تراوایی تحت تأثیر اندازه و چیدمان منافذ و گلوگاه‌ها قرار دارند (Mccreesh et al. 1991)، روش تزریق جیوه به‌طور گسترده‌ای برای مشخص‌کردن توزیع اندازۀ منافذ و رفتار مخزنی در محیط‌های متخلخل استفاده می‌شود (Swanson 1981; Katz 1986; Pittman 1992).

شکل ۸ نتایج توزیع اندازۀ گلوگاه منافذ[1] به دست آمده از چهار آزمایش تزریق جیوه را در زون‌های مخزنی نشان می‌دهد. این منحنی‌ها ازنظر شکل به‌طور درخور توجهی متفاوت‌اند که نشان‌دهندۀ تنوع گستردۀ نمونه‌ها ازنظر توزیع اندازۀ گلوگاه منافذ است. تصاویر میکروسکوپ الکترونی روبشی ثانویه[2]، پراکنده برگشتی[3] و نمونه‌های مقاطع نازک به‌همراه داده‌های تخلخل و تراوایی در کنار منحنی‌ها ارائه شده‌اند.

[1] Pore-throat size distribution
[2] Secondary
[3] Backscatter

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314




**شکل ۸- توزیع اندازهٔ گلوگاه‌های حفرات در زون‌های تعیین شده تصاویر میکروسکوپ الکترونی روبشی ثانویه، پراکنده برگشتی و مقاطع نازک مشاهده می‌شود. مقیاس برای همهٔ تصاویر مقطع نازک یکسان است.**

**Fig 8- Pore-throat size distribution within the identified zones. Secondary and backscattered scanning electron microscope (SEM) images are presented. The scale is the same for all thin section photos.**

نمونهٔ ۱ (شکل a۸)، دولومیتی با سیستم منفذ اولیه را نشان می‌دهد. در این نمونه، دولومیتی‌شدن انتخابی بافتی، تأثیر زیادی بر کیفیت مخزن نداشته است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، نوسان عمده‌ای در توزیع قطر گلوگاه‌ها وجود ندارد و به این دلیل است که دولومیتی‌شدن انتخابی، تأثیر عمده‌ای بر مقادیر تخلخل و تراوایی نداشته است. در نمونهٔ ۲ (شکل b۸)، شبکهٔ منفذی با حضور منافذ اولیه و ثانویه مشخص و به‌صورت موضعی با انیدریت پر شده است. منافذ با اندازه‌های مختلفی وجود دارند و ریزتخلخل عمدتاً در دانه‌های نیمه‌حل‌شده شکل گرفته است. تراوایی به مسیرهای پیوستهٔ موجود در نمونه مرتبط است. دولومیتی‌شدن تخریبی بافت و همچنین انحلال کیفیت مخزنی نمونه را بهبود داده‌اند. نمونه‌های (a) و (b) نمایندگان خوبی از زون‌های ۱ و ۲ تعیین‌شده براساس تحلیل نگارند. نمونهٔ ۳ (شکل c۸)، منافذ بین‌بلوری و ریزحفره دارد. اندازهٔ میانگین قطر گلوگاه‌ها پایین است؛ اما کارایی در مناطق کمتر سیمانی‌شده بالاست. این ساختار پیچیده که با اثر ترکیبی دولومیتی‌شدن تخریب‌کنندهٔ بافت و انحلال ایجاد شده است، کیفیت مخزنی را در این زون بهبود داده است. تخلخل این نمونه متوسط تا بالاست؛ اما تراوایی به‌طور مؤثری بالاست (۱۲۲٫۲۳ میلی‌دارسی). این

نمونه نمایندۀ خوبی از زون ۳ و از تحلیل خوشه‌ای نگارها به دست آمده است. ریزحفره‌ها و همچنین نوع انحلال به‌وسیلۀ دولومیتی‌شدن تخریب‌کنندۀ بافت به هم متصل شده‌اند. نمونۀ ٤ (شکل d۸) از سنگ‌آهک با قالب‌ها و واگ‌های بسیار بزرگ، محصور در ماتریس متراکم تشکیل شده است. تخلخل اولیۀ باقی‌مانده حضور دارد (پیکان). مسیرهای تراوایی به‌دلیل حضور ریزتخلخل‌های حاصل دولومیتی‌شدن، که اتصال قالب‌ها را ممکن می‌کنند، ایجاد شده‌اند (به تصویر پراکندۀ برگشتی توجه کنید). نتیجۀ چنین شبکه‌ای این است که تخلخل بالا و تراوایی کم تا متوسط وجود دارد. این نمونه نمایندۀ خوبی از انحلال انتخابی بافت در میدان مطالعه‌شده است که فاقد دولومیتی‌شدن تخریب‌کنندۀ بافت است و به سهم خود نمایندۀ زون ٤ است. مسدودشدن گلوگاه منافذ با انیدریت نیز، همین اثر را خواهد داشت

## نتیجه

کربنات‌های پرمین - تریاس در میدان مطالعه‌شده، دارای تاریخچۀ دیاژنزی پیچیده‌ای‌اند که شامل فرایندهای دریایی، جوی و دفنی است. تغییرات مختلف رخساره‌ای و دیاژنز گسترده، ناهمگونی پیچیده‌ای را درون این فاصله‌ها ایجاد و ارزیابی ویژگی‌های مخزنی آنها را دشوار می‌کند. در این پژوهش، از تحلیل خوشه‌ای برای تعیین واحدهای پتروفیزیکی ناشی از دیاژنز، براساس انواع و حجم تخلخل استفاده شده است. به‌منظور ایجاد روابط کمی بین نوع و یا حجم تخلخل و ویژگی‌های مخزنی، فضای منفذی نمونه‌ها با داده‌های پتروگرافی، میکروسکوپ الکترونی و داده‌های آزمایش تزریق جیوه، بررسی شد.

واحدهای K2 و K4 بهترین مخازن در سازندهای مطالعه‌شده‌اند و دارای بالاترین میانگین تخلخل و تراوایی‌اند. با توجه به اینکه دیاژنز، ویژگی‌هایی نظیر سنگ‌شناسی و تخلخل را تغییر می‌دهد، ترکیب مناسب نگارها باید به ایجاد زون‌ها منجر شود. در اینجا، خوشه‌بندی داده‌های نگار (NPHI، RHOB[1]، Sonic و PEF) به شناسایی زون‌های مختلف منجر شد. براساس این الگوریتم، پنج زون شناسایی شده است. این زون‌ها به‌دلیل انواع و حجم تخلخل متفاوت، کیفیت مخزنی متفاوتی دارند؛ در حالی که دولومیتی‌شدن، ویژگی‌های مخزنی را در واحدهای بالای K2 و پایین K4 بهبود داده است، قسمت پایینی K2 و بالایی K4 بیشتر تحت تأثیر انحلال قرار گرفته‌اند. دولومیتی‌شدن تخریبی بافت در بالای K2 و پایین K4، مسیرهای میکرو را برای اتصال تخلخل‌های اولیه ایجاد کرده است. انحلال در قسمت پایین K2 و بالای K4، به ایجاد تخلخل‌های متصل منجر شده و بنابراین تراوایی بالایی را فراهم کرده است. در واحدهای K1 و K3، دولومیتی‌شدن و انحلال انتخابی بافت‌اند و بنابراین کانالی برای جریان سیال وجود ندارد. این تأثیرات دیاژنزی به ایجاد زون‌هایی با تخلخل بالا-تراوایی پایین (زون ۲)، تراوایی بالا-تخلخل پایین (زون ۳) و زون غیر مخزنی (زون ۵) منجر شده‌اند. همچنین، زون ویژه‌ای با تخلخل و تراوایی بالا (زون ۱) وجود دارد که تعداد نقاط، نمونۀ کمی دارد و این زون منطقۀ انتقالی بین بخش پایین K4 با تراوایی بالا و بخش بالای K4 با تخلخل بالاست.

زون‌های به دست آمده با نتایج حاصل از بررسی مقاطع نازک، میکروسکوپ الکترونی و تزریق جیوه مقایسه شدند. این سیستم طبقه‌بندی، ویژگی‌های رسوب‌شناختی و دیاژنزی و ویژگی‌های مرتبط با جریان سیال در سنگ‌ها را بهتر تلفیق می‌کند. بر این اساس برای هر زون، تخلخل و تراوایی اندازه‌گیری‌شده در نمونه‌های مغزه در مقابل یکدیگر رسم شدند. بررسی توزیع این عوامل در زون‌های مختلف و پارامترهای آماری، نشان می‌دهد که این زون‌ها ازنظر انواع و حجم تخلخل به‌طور مؤثری از یکدیگر جدا شده‌اند. توانایی کامپیوترهای شخصی برای اجرای این روش ریاضی، این امکان را به کاربران می‌دهد تا نتایج را در زمان و هزینۀ معقولی به دست آورند. استفاده از فرمول‌های ریاضی آماری، خطاهای احتمالی را به حداقل می‌رسانند. مزیت اصلی این

[1] Formation bulk density

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314

تکنیک این است که به مجموعه داده‌های آموزشی پیش از اجرا نیازی ندارد. این روش به‌راحتی به دیگر میدان‌های با ویژگی‌های مختلف گسترش می‌یابد؛ زیرا نیازی به آموزش برنامه وجود ندارد. برخلاف روش‌های هوش مصنوعی، مانند شبکهٔ عصبی یا منطق فازی، خروجی‌های اولیهٔ موجود برای اجرای این روش ضروری نیستند. زون‌هایی با تاریخچهٔ دیاژنزی مشابه، انواع و مقادیر تخلخل مشابه، دارای ویژگی‌های مشابه در جریان سیال‌اند. زون‌های تعیین‌شده برای ایجاد رابطهٔ دقیق‌تر بین تخلخل و تراوایی استفاده می‌شوند.

## References


Abbas M. A. Al-Mudhafar W. J. Anees A. and Wood D. A. 2024. Integrating petrophysical data into efficient iterative cluster analysis for electrofacies identification in clastic reservoirs. Energy Geoscience, 5(4): 100341. https://doi.org/10.1016/J.ENGEOS.2024.100341

Abdideh M. and Ameri A. 2020. Cluster analysis of petrophysical and geological parameters for separating the electrofacies of a gas carbonate reservoir sequence. Natural Resources Research, 29(3): 1843–1856. https://doi.org/10.1007/s11053-019-09533-1

Abdolmaleki J. Tavakoli V. and Asadi-Eskandar A. 2016. Sedimentological and diagenetic controls on reservoir properties in the Permian–Triassic successions of Western Persian Gulf, southern Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering, 141: 90–113. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.020

Abid I. and Hesse R. 2007. Illitizing fluids as precursors of hydrocarbon migration along transfer and boundary faults of the Jeanne d'Arc Basin offshore Newfoundland, Canada. Marine and Petroleum Geology, 24(4): 237–245. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2006.02.008

Ali N. Chen J. Fu X. Hussain W. Ali M. Iqbal S M. Anees A. Hussain M. Rashid M. and Thanh H V. 2023. Classification of reservoir quality using unsupervised machine learning and cluster analysis: Example from Kadanwari gas field, SE Pakistan. Geosystems and Geoenvironment, 2(1): 100123. https://doi.org/10.1016/J.GEOGEO.2022.100123

Alipour Shahsavari M. Memarian H. Tokhmchi B. and Sadigh S. 2017. Reservoir rock type identification using gustafson kessel algorithm and LOLIMOT Estimator. Journal of Petroleum Research, 26(95–5): 184–196. https://doi.org/10.22078/pr.2017.687

Anselmetti F. S. and Eberli G P. 1999. The velocity-deviation log: A tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs. AAPG Bulletin, 83(3): 450–466. https://doi.org/10.1306/00AA9BCE-1730-11D7-8645000102C1865D

Bagheri H. and Rahimi Bahar A. A. 2015. Using log clustering to zone Fahliyan Limestone Formation reservoir in one of Iran southwest reservoirs. Journal of Petroleum Research, 25(82): 45–55. https://doi.org/10.22078/pr.2015.515

Baron M. Parnell J. Mark D. Carr A. Przyjalgowski M. and Feely M. 2008. Evolution of hydrocarbon migration style in a fractured reservoir deduced from fluid inclusion data, Clair Field, west of Shetland, UK. Marine and Petroleum Geology, 25(2): 153–172. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.05.010

Berberian M. and King G. C. P. 1981. Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. Canadian Journal of Earth Sciences, 18(2): 210–265. https://doi.org/10.1139/e81-019

Campos Alvarez N. O. and Roser B. P. 2007. Geochemistry of black shales from the Lower Cretaceous Paja Formation, Eastern Cordillera, Colombia: Source weathering, provenance, and tectonic setting. Journal of South American Earth Sciences, 23(4): 271–289. https://doi.org/10.1016/J.JSAMES.2007.02.003

Cerepi A. Barde J. P. and Labat N. 2003. High-resolution characterization and integrated study of a reservoir formation: the danian carbonate platform in the Aquitaine Basin (France). Marine and Petroleum Geology, 20(10): 1161–1183. https://doi.org/10.1016/J.MARPETGEO.2003.09.005

Descalzi C. Riognoni A. and Cigni M. 1988. Synergetic log and core data treatment through cluster analysis: A methodology to improve reservoir description. Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE, 913-920 17637. https://doi.org/10.2118/17637-MS

Dickson J. A. D. 1966. Carbonate identification and genesis as revealed by staining. Journal of Sedimentary Research, 36(2): 491–505. https://doi.org/10.1306/74D714F6-2B21-11D7-8648000102C1865D

Dumay J. and Fournier F. 1988. Multivariate statistical analyses applied to seismic facies recognition. Geophysics, 53(9): 1151–1159. https://doi.org/10.1190/1.1442554

Ehrenberg S. N. 2006. Porosity destruction in carbonate platforms. Journal of Petroleum Geology, 29(1): 41–52. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2006.00041.x

El Sharawy M. S. and Gaafar G. R. 2016. Reservoir zonation based on statistical analyses: A case study of the Nubian Sandstone, Gulf of Suez, Egypt. Journal of African Earth Sciences, 124: 199–210. https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2016.09.021

Elias A. R. D. De Ros L. F. Mizusaki A. M. P. and Anjos S. M. C. 2004. Diagenetic patterns in eolian/coastal sabkha reservoirs of the Solimões Basin, Northern Brazil. Sedimentary Geology, 169(3–4): 191–217.

of Triassic Kangan Formation in the central Persian Gulf, an integrated approach. Journal of African Earth Sciences, 197, art. no. 104764. https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2022.104764
Kiani A. Saberi M. H. Nejad B. Z. Mehmandosti E. A. and Rahmani N. 2021. Reservoir zonation based on petrographic and petrophysical data (Case study: Upper part of Sarvak Formation in an oilfield in Abadan Plain, SW Iran). Journal of Analytical and Numerical Methods in Mining Engineering, 11(28): 51–69. https://doi.org/10.22034/ANM.2021.2130
Lucia F. J. 1995. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. AAPG Bulletin, 79(9): 1275–1300. https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D
Lucia F. J. 2007. Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach. Springer Science & Business Media. Springer, 336p. https://doi.org/10.1007/978-3-540-72742-2
Mccreesh C. A. Ehrlich R. and Crabtree S. J. 1991. Petrography and reservoir physics II: Relating thin section porosity to capillary pressure, the association between pore types and throat size. AAPG Bulletin, 75(10): 1563–1578. https://doi.org/10.1306/0C9B2993-1710-11D7-8645000102C1865D
Mehrabi H. Mansouri M. Rahimpour-Bonab H. Tavakoli V. and Hassanzadeh M. 2016. Chemical compaction features as potential barriers in the Permian-Triassic reservoirs of Southern Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering, 145: 95–113. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.03.020
Meng K. He S. Bao H. Meng X. Zhao T. Cao B. Luo X. Johnson L. and Yu H. 2025. Identification of shale lithofacies by well logs based on clustering algorithms. Acta Geophysica, 104760. https://doi.org/10.1007/s11600-024-01523-z
Moore C. H. 2001. Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevie, 392p.
Mousavi S. A. Salehi M. A. Vaziri-Moghaddam H. Shabafrooz R. and Ghanavati K. 2023. Reservoir quality evaluation of the Asmari Formation by integrating diagenesis and different rock typing methods in Mansurabad Oilfield. Journal of Petroleum Research, 33(1402–5): 63–80. https://doi.org/10.22078/pr.2023.5146.3285
Pittman E. D. 1992. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. AAPG Bulletin, 76(2): 191–198. https://doi.org/10.1306/BDFF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D
Salehi M. A. Kazem Shiroudi S. Moussavi Harami S. R. Ghafouri M. and Lashkari Pour G. 2015. Integrated petrophysical rock typing approaches for the Upper Surmeh Formation in an oil field in the central Persian Gulf. Journal of Petroleum https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2004.06.001
Enayati-Bidgoli A. H. and Rahimpour-Bonab H. 2016. A geological based reservoir zonation scheme in a sequence stratigraphic framework: A case study from the Permo–Triassic gas reservoirs, Offshore Iran. Marine and Petroleum Geology, 73(36–58). https://doi.org/10.1016/J.MARPETGEO.2016.02.016
Faiz M. Saghafi A. Sherwood N. and Wang I. 2007. The influence of petrological properties and burial history on coal seam methane reservoir characterisation, Sydney Basin, Australia. International Journal of Coal Geology, 70(1): 193–208. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.02.012
Flügel E. 2010. Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application. Springer Science & Business Media, 976 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-03796-2
Gill D. Shomrony A. and Fligelman H. 1993. Numerical zonation of log suites and logfacies recognition by multivariate clustering. AAPG Bulletin, 77(10): 1781–1791. https://doi.org/10.1306/BDFF8F38-1718-11D7-8645000102C1865D
Gupta A. Sharma H. and Akhtar A. 2021. A Comparative analysis of K-means and hierarchical clustering. EPRA International Journal of Multidisciplinary Research (IJMR), 7(8): 1. https://doi.org/10.36713/epra2013.
Heo J-H. Kho Y W. Shin H. Kim S. and Kim T. 2008. Regression equations of probability plot correlation coefficient test statistics from several probability distributions. Journal of Hydrology, 355(1): 1–15. https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2008.01.027
Hussain S. Cui L. Hussain W. Ali N. and Gao Y. 2025. Integrating geophysical logs for reservoir assessment of Paleocene reservoir, Manzalai Gas Field, Kohat Basin, Pakistan. Carbonates and Evaporites, 40(73). https://doi.org/10.1007/s13146-025-01107-y
James G. A. and Wynd J. G. 1965. Stratigraphic Nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area. AAPG Bulletin, 49(12): 2182–2245. https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D
Jankowsky W. 1970. Empirical investigation of some factors affecting elastic wave velocities in carbonate rocks: Geophysical Prospecting, 18(1): 103–118. https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1970.tb02098.x
Katz A. J. 1986. Quantitative prediction of permeability in porous rock. Physical Review B, 34(11): 8179–8181. https://doi.org/10.1103/PhysRevB.34.8179
Kaushik M. and Mathur B. 2014. Comparative study of K-means and hierarchical clustering techniques. International Journal of Software and Hardware Research in Engineering, 2: 93–98.
Kaveh-Ahangar S. Nozaem R. and Tavakoli V. 2023. The effects of planar structures on reservoir quality

Diagenesis. Oxford, Blackwell Scientific Publications, 482p. https://doi.org/10.1017/S001675680001846X

Tucker M. E. and Wright V. P. 1990. Carbonate Sedimentology. John Wiley & Sons, 482p. https://doi.org/10.1002/9781444314175

Wallace M. W. Holdgate G. R. Daniels J. Gallagher S. J. and Smith A. 2002. Sonic velocity, submarine canyons, and burial diagenesis in Oligocene-Holocene cool-water carbonates, Gippsland Basin, Southeast Australia. AAPG Bulletin, 86(9): 1593–1607. https://doi.org/10.1306/61EEDD14-173E-11D7-8645000102C1865D

Wang R. Wang Z. Osumanu A. Zhang G. Li B. and Lu Y. 2019. Grid density overlapping hierarchical algorithm for clustering of carbonate reservoir rock types: A case from Mishrif Formation of west Qurna-1 oilfield, Iraq. Journal of Petroleum Science and Engineering, 182: 106209. https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2019.106209

Warren J. 2000. Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations: Earth-Science Reviews, 52(1): 1–81. https://doi.org/10.1016/S0012-8252(00)00022-2

Xu D. and Tian Y. 2015. A comprehensive survey of clustering algorithms: Annals of Data Science, 2(2): 165–193. https://doi.org/10.1007/s40745-015-0040-1

Ye S.-J. and Rabiller P. 2000. A new tool for electro-facies analysis: Multi-resolution graph-based clustering. SPWLA 41st Annual Logging Symposium, Dallas, Texas, USA, June 4–7. https://doi.org/10.2118

Research, 25(84): 72–87. https://doi.org/10.22078/pr.2015.550

Sharland P. Archer R. Casey D. Davies R. Hall S. H. Heward A. Horbury A. and Simmons M. 2001. Arabian Plate Sequence Stratigraphy (GeoArabia Special Publication 2). Gulf Petrolink, 371p.

Stampfli G. M. and Borel G. D. 2002. A plate tectonic model for the Paleozoic and Mesozoic constrained by dynamic plate boundaries and restored synthetic oceanic isochrons. Earth and Planetary Science Letters, 196(1): 17–33. https://doi.org/10.1016/S0012-821X(01)00588-X

Stentoft N. Lapinskas P. and Musteikis P. 2003. Diagenesis of Silurian reefal carbonates, Kudirka oilfield, Lithuania. Journal of Petroleum Geology, 26(4): 381–402. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2003.tb00035.x

Swanson R. G. 1981. Sample Examination Manual. American Association of Petroleum Geologists, 118p.

Tavakoli V. Rahimpour-Bonab H. and Esrafili-Dizaji B. 2011. Diagenetic controlled reservoir quality of South Pars gas field, an integrated approach. Comptes Rendus Geoscience, 343(1): 55–71. https://doi.org/10.1016/J.CRTE.2010.10.004

Tavakoli V. 2016. Ocean chemistry revealed by mineralogical and geochemical evidence at the Permian–Triassic mass extinction, offshore the Persian Gulf, Iran. Acta Geologica Sinica (English Edition), 90(5): 1852–1864. https://doi.org/10.1111/1755-6724.12821

Tucker M. E. and Bathurst R. G. C. 1990. Carbonate

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145401.1314