https://jssr.ui.ac.ir/?lang=en
Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches
e-ISSN: 2423-8007
Vol. 43, Issue 1, No. 106, 2027, 47-86
Received: 05.08.2026 Accepted: 21.09.2026

Research Paper

Petrophysical evaluation and permeability prediction in the reservoir of the Sarvak Formation using Lucia method in an oilfield of the Abadan Plain, SW Iran

Bahareh Khoshboresh-Masouleh
M. Sc. Student, Department of Soft Rock, Faculty of Geology, University of Tehran, Tehran, Iran
b.khoshboresh@ut.ac.ir
Hamzeh Mehrabi *
Associate Professor, Department of Soft Rock, Faculty of Geology, University of Tehran, Tehran, Iran
mehrabi.hamze@ut.ac.ir

Abstract
Permeability prediction in heterogeneous carbonate reservoirs presents a significant challenge due to variations in rock fabric and diagenetic alterations. This study evaluates the accuracy of rock-fabric-based methods against conventional approaches to characterize reservoir quality and reduce uncertainty in reservoir modeling. The Sarvak Formation in an Abadan Plain oilfield was analyzed using core descriptions, thin-section petrography, core porosity-permeability measurements, and wireline logs. Lucia's rock-fabric method was employed for permeability prediction and compared with Hydraulic Flow Unit (HFU) and Winland (R35) pore-throat size classification. Reservoir rock types (RRTs) were identified, and Lucia-predicted permeabilities were systematically compared with core-measured data. Five distinct RRTs were identified, exhibiting contrasting storage capacities and fluid flow behaviors. The comparison of predicted and measured permeabilities yielded eight intervals: four zones with good agreement (R^2=0.73) and four with poor agreement (R^2=0.26). High correlation was observed in intervals dominated by rock fabric and interparticle/intercrystalline pore networks. Conversely, heterogeneities such as dolomitization, recrystallization, fracturing, and isolated secondary porosity degraded prediction accuracy. The findings underscore that integrating sedimentological, petrographic, and petrophysical data provides a robust framework for characterizing reservoir heterogeneity and evaluating reservoir quality in the Sarvak Formation.
Keywords: Sarvak Formation; Lucia method; Hydraulic Flow Units; Rock fabric; Carbonate reservoir

Introduction

Carbonate reservoirs exhibit strong heterogeneity resulting from complex depositional and diagenetic processes, which complicates the prediction of petrophysical properties, particularly permeability (Ahr 2008; Tavakoli 2020; Maniscalco et al. 2022). Diagenetic processes such as dissolution, cementation, dolomitization, and fracturing modify pore volume and connectivity, resulting in complex relationships between porosity and permeability (Choquette and Pray 1970; Moore 2001; Lucia 2007). Therefore, approaches that incorporate rock fabric and pore-system characteristics are required for reliable permeability evaluation (Lucia 2007; Ahr 2008).

The Sarvak Formation is the most important reservoir unit of the Bangestan Group and a major carbonate reservoir in the Zagros Basin (Mehrabi 2023). Despite numerous studies of its geological and petrophysical characteristics, permeability prediction based on Lucia petrophysical classes and validation against measured reservoir data have not been investigated in the studied field. This study therefore evaluates permeability in the Sarvak Formation using the Lucia classification and compares predicted permeability with measured core data. The applicability of Lucia is further assessed through comparison with the Winland R35 and Hydraulic Flow Unit (HFU) approaches, with emphasis on their ability to characterize reservoir heterogeneity and flow behavior.

Materials & Methods

*Corresponding author
Khoshboresh-Masouleh B. and Mehrabi H. (2027). Petrophysical evaluation and permeability prediction in the reservoir of the Sarvak Formation using Lucia method in an oilfield of the Abadan Plain, SW Iran. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 43(1): 47-86. https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

2423-8007 / © 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.2026.150045.1335

The study was conducted using data from Well A in the Abadan Plain, including 265 m of core, 907 thin sections, 690 porosity–permeability measurements, and well-log data (GR, PEF, DT, RHOB, NPHI and Resistivity) from a depth interval of 2707.4–2975.9 m. Core porosity and permeability were measured using helium gas and air, respectively, with permeability corrected for the Klinkenberg effect. Petrographic analyses were performed to characterize rock texture, pore types, and major diagenetic processes using the Dunham (1962), Embry and Klovan (1971), and Flügel (2010) classifications. Core porosity–permeability data were statistically analyzed, and the Winland R35 method was applied to characterize pore-throat size and reservoir quality (Pittman 1992). Hydraulic Flow Units (HFUs) were identified using the Reservoir Quality Index (RQI), normalized porosity (ϕz), and Flow Zone Indicator (FZI) (Amaefule et al. 1993). Lucia petrophysical classes were determined from petrographic observations. The Rock Fabric Number (RFN) was calculated using the relationship proposed by Lucia (Equation 5), based on petrophysical data obtained from well-log interpretation, including effective porosity (PHIE) and effective water saturation (SWE). The Lucia global transform (Equation 8) was subsequently applied to generate a continuous permeability log along the well, and predicted permeability was compared with measured core permeability to evaluate the accuracy and applicability of the method.

Discussion of Results & Conclusions

The results demonstrate that reservoir quality and permeability in the Sarvak Formation are controlled by the combined effects of rock fabric, pore-system characteristics, and diagenetic processes. Petrographic observations showed that mud-supported textures, particularly wackestones, dominate the studied interval, while vuggy/cavity and fracture pores constitute the most common pore types. Diagenetic processes, including dissolution, dolomitization, cementation, micritization, compaction, recrystallization, and fracturing, have variably modified the primary pore system and contributed to the pronounced vertical heterogeneity of the reservoir. Core data further showed wide ranges of porosity and permeability, with a weak relationship between porosity and logarithmic permeability (R^2 = 0.0079), confirming that porosity alone is insufficient to explain permeability variations.

The Winland R35 analysis identified seven pore-size classes, with PSC 3 and PSC 4 being dominant and together accounting for 54.5% of the samples. The higher-quality classes (PSC 5–7) were associated with larger pore throats and higher permeability, RQI, FZI, and R35 values, whereas PSC 1–2 were mainly characterized by microporosity and restricted fluid flow. Similarly, nine HFUs were identified, with HFU 3 being the most abundant (34.4%). The distribution of PSCs and HFUs indicates substantial heterogeneity in pore-throat characteristics and flow behavior. Lucia classification identified Class 3 as the dominant class (65.5%), followed by Sub-Class 3 (19.4%), whereas Class 1 and Sub-Class 1 were limited. Comparison among the three approaches showed a generally consistent distinction between higher- and lower-quality reservoir intervals, while highlighting their complementary roles: Lucia classification characterizes rock fabric, Winland R35 reflects pore-throat size, and HFUs describe hydraulic flow behavior. The results also showed that high effective porosity or RFN does not necessarily correspond to higher permeability, as demonstrated by RT5, which had higher effective porosity and RFN but lower permeability than RT3 and RT4. This confirms the importance of pore connectivity and pore-throat characteristics in controlling fluid flow.

Permeability prediction using the Lucia global transform showed variable performance along the well. In zones 1, 3, 5, and 7, the predicted and core permeability values showed a correlation coefficient of 0.73, mainly where pore systems remained relatively fabric-controlled and diagenetic alteration was limited. In contrast, zones 2, 4, 6, and 8 showed a lower correlation coefficient of 0.26, associated with stronger facies and diagenetic heterogeneity, secondary vuggy and fracture porosity, and extensive cementation, dolomitization, and recrystallization. These results indicate that the applicability of the Lucia global transform is strongly dependent on the degree to which the pore system retains a predictable relationship with rock fabric. Overall, Lucia provides a useful approach for initial permeability estimation in carbonate intervals with predominantly fabric-controlled pore systems; however, in highly heterogeneous intervals, integrating rock-fabric classification with pore-throat characteristics, hydraulic flow units, petrographic observations, and core data can provide a more reliable assessment of reservoir quality and permeability.

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی
سال چهل و سوم، شماره پیاپی ۱۰۶، شماره اول ۱۴۰۶، ص۴۷-۸۶
تاریخ وصول: ۱۴۰۵/۰۵/۱۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۶/۳۰

مقاله پژوهشی

ارزیابی پتروفیزیکی و پیش‌بینی تراوایی در سازند مخزنی سروک با استفاده از روش لوسیا در یکی از میادین دشت آبادان، جنوب غرب ایران

بهاره خوش‌برش ماسوله، کارشناسی ارشد گروه سافت راک، دانشکدهٔ زمین‌شناسی، دانشکدگان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران
b.khoshboresh@ut.ac.ir
حمزه مهرابی[*]، دانشیار گروه سافت راک، دانشکدهٔ زمین‌شناسی، دانشکدگان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران
mehrabi.hamze@ut.ac.ir

چکیده

پیش‌بینی دقیق تراوایی در مخازن کربناتهٔ ناهمگن به‌دلیل تغییرات فابریک سنگ و تأثیر فرآیندهای دیاژنزی، همواره یکی از مهم‌ترین چالش‌های مطالعات پتروفیزیکی به شمار می‌رود؛ از این رو، ارزیابی دقت روش‌های مبتنی بر فابریک سنگ و مقایسهٔ آنها با دیگر روش‌های متداول، نقش مهمی در شناخت کیفیت مخزن و کاهش عدم قطعیت در مدل‌سازی مخزنی دارد. در این پژوهش، سازند سروک در یکی از میدان‌های نفتی جنوب غرب ایران (واقع در ناحیهٔ دشت آبادان) با استفاده از اطلاعات مغزه، مقاطع نازک میکروسکوپی، داده‌های تخلخل- تراوایی و لاگ‌های چاه‌پیمایی، بررسی شده است. به‌منظور ارزیابی کیفیت مخزنی و پیش‌بینی تراوایی، روش لوسیا بر پایهٔ فابریک سنگ به کار گرفته و نتایج حاصل از آن با نتایج روش‌های مبتنی بر واحدهای جریانی هیدرولیکی و کلاس‌های اندازهٔ حفرات (وینلند) مقایسه شده است. همچنین، گونه‌های سنگی مخزنی تعیین و تراوایی‌های پیش‌بینی‌شده از روش لوسیا، با تراوایی‌های اندازه‌گیری‌شده از مغزه، مقایسه شده‌اند. نتایج به شناسایی پنج گونه‌سنگی مخزنی با ویژگی‌های متفاوت ازنظر کیفیت مخزنی و رفتار جریان سیال منجر شد. مقایسهٔ تراوایی پیش‌بینی‌شده و اندازه‌گیری‌شده، هشت زون شامل چهار زون با تطابق مناسب (ضریب همبستگی ۰.۷۳) و چهار زون با تطابق ضعیف (ضریب همبستگی ۰.۲۶) را مشخص کرد. بیشترین میزان انطباق در زون‌هایی مشاهده شد که رفتار جریان سیال عمدتاً تحت کنترل فابریک سنگ و تخلخل‌های بین‌ذره‌ای و بین‌بلوری بود؛ در حالی که ناهمگنی‌های ناشی از دولومیتی‌شدن، تبلور مجدد، شکستگی و توسعهٔ تخلخل‌های ثانویهٔ غیر مرتبط، موجب کاهش دقت پیش‌بینی در دیگر زون‌ها شده است. به‌طور کلی، نتایج این پژوهش نشان داد که تلفیق روش‌های رسوب‌شناسی، پتروگرافی و پتروفیزیکی، چارچوب کارآمدی را برای شناخت ناهمگنی و ارزیابی کیفیت مخزنی در سازند سروک در میدان مطالعه‌شده فراهم می‌آورد.

واژگان کلیدی: سازند سروک، روش لوسیا، واحدهای جریانی هیدرولیکی، فابریک سنگ، مخزن کربناته.

[*]نویسنده مسئول

خوش‌برش ماسوله، بهاره و مهرابی، حمزه. (۱۴۰۶). ارزیابی پتروفیزیکی و پیش‌بینی تراوایی در سازند مخزنی سروک با استفاده از روش لوسیا در یکی از میادین دشت آبادان، جنوب غرب ایران. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۴۳(۱): ۴۷-۸۶. https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

2423-8007 / © 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.2026.150045.1335

مقدمه

مخازن کربناته به‌دلیل برهم‌کنش پیچیدهٔ فرآیندهای رسوبی، دیاژنزی و تکتونیکی، ناهمگنی شدیدی نشان می‌دهند که پیش‌بینی ویژگی‌های پتروفیزیکی، به‌ویژه تراوایی، را با چالش‌های جدی مواجه می‌کند (Ahr 2008; Tavakoli 2020; Maniscalco et al. 2022). با توجه به اینکه ویژگی‌های بافتی اولیه (مانند اندازه، جورشدگی دانه‌ها و فابریک سنگ)، ظرفیت ذخیره و هدایت سیال را کنترل می‌کنند، فرآیندهای دیاژنزی نظیر انحلال، سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن و شکستگی، با تغییر حجم و ارتباط حفرات، ساختار اولیهٔ سنگ را متحول می‌کنند (Choquette and Pray 1970; Moore 2001; Lucia 2007)؛ درنتیجه، رابطهٔ میان تخلخل و تراوایی، حالتی پیچیده و غیرخطی به خود می‌گیرد و ارزیابی‌های پتروفیزیکی متداول، به‌تنهایی قادر به توصیف رفتار واقعی مخزن نیست (Lucia 2007; Vincent et al. 2007; Davoodi et al. 2024). با توجه به نقش کلیدی تراوایی در دینامیک جریان و توسعهٔ میدان‌ها (Tiab and Donaldson 2015)، به‌کارگیری رویکردهای تلفیقی، که هم‌زمان مشخصات رسوبی، فابریک سنگ و تحولات دیاژنزی را لحاظ کنند، به‌جهت بهبود دقت مدل‌سازی و پیش‌بینی تراوایی، امری ضروری است.

سازند سروک، مهم‌ترین واحد مخزنی گروه بنگستان شناخته می‌شود و پس از سازند آسماری، دومین مخزن کربناته با اهمیت در حوضهٔ زاگرس به شمار می‌رود (Mehrabi 2023). این سازند در بسیاری از میدان‌های نفتی واقع در دشت آبادان، نقش کلیدی در فعالیت‌های اکتشاف و تولید هیدروکربن دارد (Abdollahie Fard et al. 2006). مطالعات متعددی دربارهٔ ویژگی‌های زمین‌شناسی، پتروفیزیکی، مخزنی، ژئوشیمیایی و تعیین گونه‌سنگی در سازند سروک انجام شده است (Kadkhodaie 2018; Nabikhani et al. 2012; Mehrabi 2023; Jahangard et al. 2025)؛ اما تاکنون پژوهشی دربارهٔ این مخزن در میدان مطالعه‌شده ارائه نشده است که پیش‌بینی تراوایی را بر مبنای کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا انجام داده و اعتبار نتایج آن را با استفاده از داده‌های واقعی مخزن بررسی کرده باشد. بر این اساس، مطالعهٔ حاضر با هدف رفع این خلأ پژوهشی، تراوایی سازند سروک را در یکی از میدان‌های دشت آبادان، بر پایهٔ کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا ارزیابی و نتایج حاصل را با داده‌های واقعی مخزن مقایسه می‌کند.

روش‌های متداول برآورد تراوایی بر پایهٔ داده‌های چاه‌پیمایی—نظیر روابط رگرسیونی خطی ساده (Log k–ϕ) و مدل‌های تجربی تخلخل–اشباع آب مانند مدل تیمور (Timur 1968) و کاتس (Coates and Dumanoir 1973)، عمدتاً برای مخازن آواری با سیستم حفرات بین‌دانه‌ای توسعه یافته‌اند؛ از این رو، به دلیل ناتوانی در تفکیک فابریک سنگ، اندازهٔ گلوگاه حفرات و اثر حفرات ثانویه (مانند حفرات قالبی، حفره‌ای و شکستگی‌ها)، در پیش‌بینی دقیق تراوایی مخازن پیچیدهٔ کربناته با محدودیت جدی مواجه‌اند. این محدودیت در مخازن کربناته، که ناهمگنی شدیدی دارند، سبب می‌شود سنگ‌هایی با تخلخل مشابه، رفتار تراوایی کاملاً متفاوتی را از خود نشان دهند و درنتیجه، دقت پیش‌بینی تراوایی کاهش یابد؛ از این رو، استفاده از روش‌هایی برآورد واقع‌بینانه‌تری را از تراوایی ارائه می‌دهد که علاوه بر داده‌های پتروفیزیکی، ویژگی‌های بافتی و دیاژنزی سنگ را نیز در ارزیابی کیفیت مخزن لحاظ می‌کنند (Lucia 1995 2007; Ahr 2008). در این پژوهش، از روش لوسیا به‌عنوان چارچوب اصلی ارزیابی تراوایی استفاده شده است. این روش بر این اصل استوار است که تراوایی تنها تابع تخلخل نیست، بلکه به‌طور چشمگیری تحت تأثیر فابریک سنگ، نوع تخلخل و هندسهٔ سیستم حفرات قرار دارد. لوسیا با طبقه‌بندی سنگ‌های کربناته براساس ویژگی‌های بافتی و سیستم تخلخل، امکان برقراری روابط دقیق‌تر را میان تخلخل و تراوایی فراهم کرد و مفهوم شمارهٔ فابریک سنگ (RFN) را مبنایی برای پیش‌بینی تراوایی ارائه داد (Lucia 1983 1995; Jennings and Lucia 2003). با توجه به اینکه این روش بر ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی سنگ استوار است، مدل لوسیا علاوه بر پیش‌بینی تراوایی، در تعیین گونه‌سنگی، زون‌بندی مخزنی و مدل‌سازی مخازن کربناته نیز، کاربرد گسترده‌ای دارد. با وجود کارایی بالای

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

روش لوسیا در تلفیق فابریک سنگ با ویژگی‌های پتروفیزیکی، این رویکرد در مواجهه با سیستم‌های حفره‌ای پیچیده، با محدودیت‌هایی روبه‌رو است (Davoodi et al. 2024). روابط لوسیا به‌طور کلی بر تخلخل بین‌دانه‌ای (فابریک ماتریکس) و حفرات مجزا (Separate Vugs) متمرکز است و در محیط‌هایی کارایی پایینی دارد که جریان سیال عمدتاً با تخلخل‌های غیر وابسته به فابریک (Non-Fabric Selective)ـــ نظیر شبکه‌های متصل حفره‌ای (Touching Vugs)، شکستگی‌های تکتونیکی و کانال‌های انحلالی گسترده‌ـــ کنترل می‌شود؛ زیرا این ساختارها بدون افزایش درخور توجه تخلخل، تراوایی را به‌شدت افزایش می‌دهند و به تخمین کم‌برآورد (Underestimation) تراوایی به‌وسیلهٔ مدل لوسیا منجر می‌شوند (Jamalian and Tavakoli 2025).

اگرچه طبقه‌بندی پتروفیزیکی لوسیا اساساً بر ارتباط میان تخلخل بین‌دانه‌ای، اندازهٔ دانه‌ها و تراوایی استوار است، به‌کارگیری آن در توالی‌های پیچیدهٔ کربناته معیار ارزشمندی را برای ارزیابی میزان کنترل بافت سنگی بر جریان سیال فراهم می‌کند (Tavakoli and Jamalian 2018). در سازند سروک، افق‌های مخزنی مجموعه‌ای از تخلخل‌های اولیه (بین‌دانه‌ای و درون‌دانه‌ای) و ثانویه (حفره‌ای، قالبی، شکستگی و بین‌بلوری) را در بر می‌گیرند. استفاده از روابط لوسیا در این پژوهش، با هدف سنجش ساختاریافته کارایی و محدودیت‌های مدل‌های تراوایی مبتنی بر تخلخل بین‌دانه‌ای، در چنین محیط ناهمگنی انجام شده است. تلفیق کلاس‌های بافت سنگی لوسیا با پتروگرافی مقاطع نازک و داده‌های پتروفیزیکی مغزه، امکان ارزیابی کمّی نحوهٔ تأثیرگذاری سیستم‌های حفرات ثانویه (به‌ویژه حفرات مجزا در مقایسه با شبکه‌های متصل حفره‌ای/شکستگی) را بر میزان تراوایی میسر می‌کند.

علاوه بر روش لوسیا، از روش‌های مکملی مانند وینلند و واحدهای جریانی هیدرولیکی (HFU) نیز، برای ارزیابی کیفیت مخزن و پیش‌بینی رفتار جریان سیال در چاه مطالعه‌شده، استفاده شده است. روش وینلند بر این اساس توسعه یافته است که شعاع گلوگاه حفره‌ای متناظر با ۳۵درصد اشباع تجمعی جیوه (R35)، شاخص مناسبی برای توصیف ظرفیت جریان سیال در سنگ محسوب می‌شود (Pittman 1992)؛ در حالی که روش HFU بر پایهٔ شاخص کیفیت مخزن (RQI) و شاخص زون جریان (FZI)، سنگ‌ها را به واحدهایی با رفتار هیدرولیکی مشابه تقسیم‌بندی می‌کند (Amaefule et al. 1993).

با توجه به ضرورت بهبود پیش‌بینی خواص دینامیکی در مخازن کربناتهٔ ناهمگن، اهداف کلیدی این پژوهش عبارت‌اند از:

تلفیق مشاهدات پتروگرافی و لاگ‌های پتروفیزیکی برای دسته‌بندی کلاس‌های فابریک سنگ لوسیا و ارزیابی ابعاد گلوگاه حفرات در سازند سروک؛ ۲. پیش‌بینی تراوایی در امتداد چاه با بهره‌گیری از روابط تجربی لوسیا و سنجش میزان انطباق و خطای آن در مقایسه با داده‌های اندازه‌گیری‌شدهٔ مغزه؛ ۳. شناسایی واحدهای جریانی هیدرولیکی (HFUs) و انجام یک تحلیل مقایسه‌ای جامع میان رویکردهای لوسیا، وینلند (R_{35}) و شاخص زون جریان (FZI) به‌منظور تعیین بهینه‌ترین الگو، در توصیف ناهمگنی مخزن.

زمین‌شناسی منطقه و چینه‌شناسی

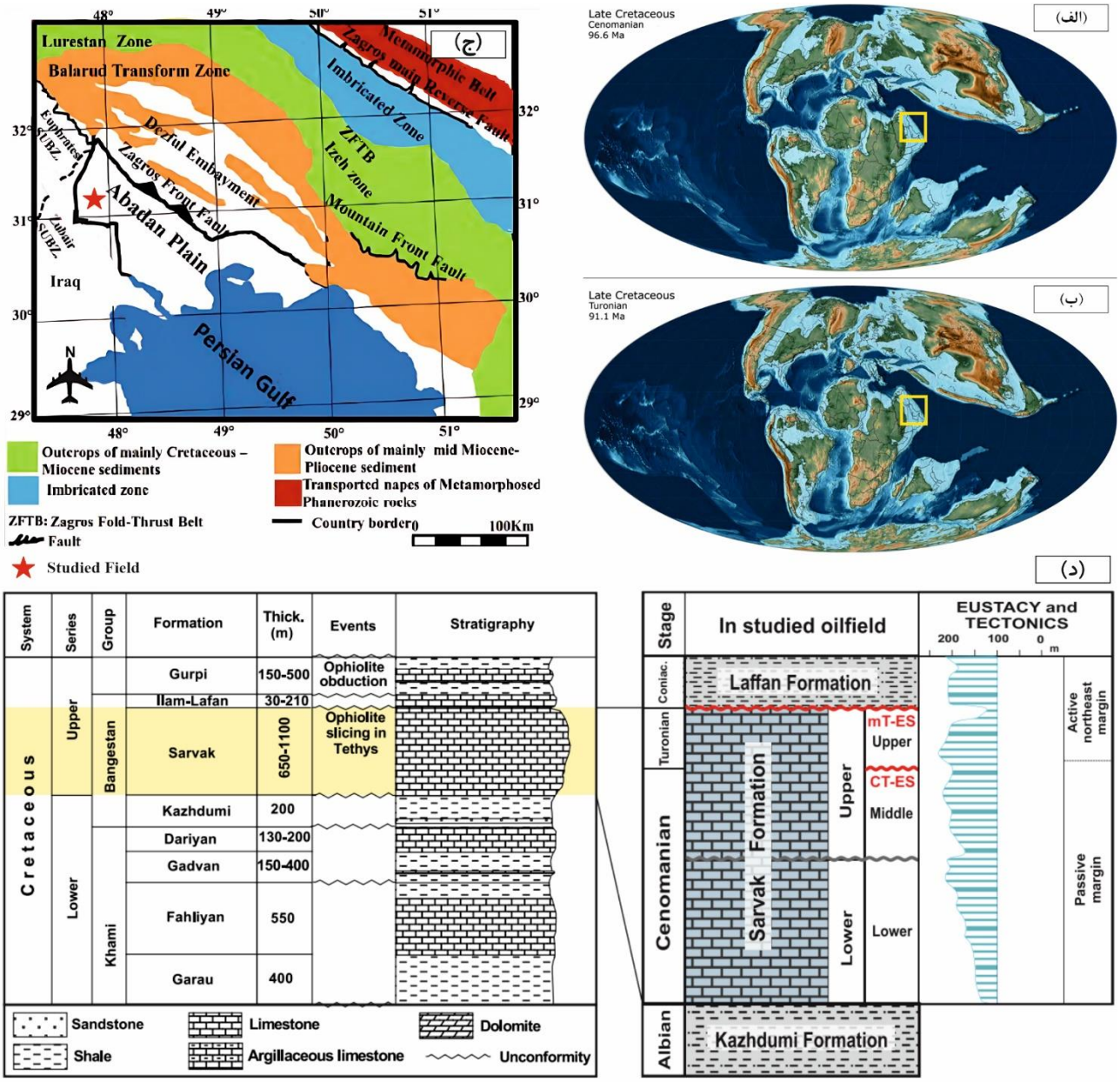
در حوضهٔ زاگرس، سازند سروک یکی از مهم‌ترین مخازن هیدروکربوری شناخته می‌شود که افق های مخزنی آن در نتیجهٔ برون‌زدگی‌های ناحیه‌ای، فرآیندهای انحلال و کارستی‌شدن ناشی از تحولات تکتونیکی اواخر کرتاسه توسعه یافته و حجم درخور توجهی از هیدروکربن را در خود جای داده‌اند (Aqrawi et al. 2010; Alavi 2007; Rahimpour-Bonab et al. 2012a; Mehrabi et al. 2023a). منطقهٔ مطالعه‌شده در جنوب غرب ایران، جنوب شرق عراق و بخش غربی فراساحل کویت واقع شده است و یک حوضهٔ پیش‌بوم (Foreland basin) در جنوب غرب کمربند چین‌خورده- رلندهٔ زاگرس، در حاشیهٔ بیرونی جبههٔ دگرشکلی زاگرس و مجاورت حوضهٔ خلیج‌فارس- بین‌النهرین قرار دارد (Alavi 2007; Saura et al. 2015). در شکل (۱)، نقشهٔ زمین‌شناسی دشت آبادان نمایش

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

داده شده است. این حوضه ازنظر ساختاری با روند غالب شمالی- جنوبی، در مقایسه با روند شمال غربی- جنوب شرقی زاگرس، ویژگی‌های متمایزی دارد و به‌دلیل وجود ساختارهای با روندهای مختلف، یک زون گذار میان رژیم‌های تکتونیکی کششی و فشاری شناخته می‌شود. همچنین روند فشردگی شمال شرقی- جنوب غربی بیانگر رژیم فشاری کنونی منطقه است (Rajabi et al. 2010). از دیدگاه زمین‌ساختی، حوضهٔ دشت آبادان بخشی از پلتفرم عربی و صفحهٔ ایران محسوب می‌شود و ضمن اشتراک برخی ویژگی‌ها با پلتفرم عربی، سه روند ساختاری اصلی شمال شرقی- جنوب غربی، شمالی- جنوبی و شمال غربی- جنوب شرقی در آن تشخیص‌دادنی است (Alavi 2007; Abdollahie Fard et al. 2006; Sattarzadeh et al. 1999).

در اواخر دورهٔ کرتاسه، حاشیهٔ شمال شرقی صفحهٔ عربی، ازجمله زاگرس، دستخوش تغییرات عمده در ساختار تکتونیکی شد (Alavi 2007). در این زمان، با بسته‌شدن اقیانوس نئوتتیس، رژیم تکتونیکی کششی پیشین به یک رژیم فشاری تغییر یافت (Moghadam et al. 2020)؛ درنتیجه، به‌دنبال فعال‌شدن مجدد گسل‌های پی‌سنگ و یا جنبش‌های نمکی، محیط‌های رسوبی بسیار متنوعی شکل گرفتند که بیانگر فعالیت‌های تکتونیکی هم‌زمان با رسوب‌گذاری بودند (Mehrabi et al. 2015; Bagherpour et al. 2021). این فعالیت‌های تکتونیکی، موجب بالاآمدگی پلتفرم‌های کربناته و ایجاد سطوح رخنمون منطقه‌ای در مرز سنومانین- تورونین (CT) و همچنین در تورونین میانی (mT) شدند (Rahimpour-Bonab et al. 2012a; Mehrabi et al. 2023a). سازند سروک، تحت تأثیر یک ناپیوستگی ناحیه‌ای متعلق به سنومانین میانی، به دو بخش بالایی و پایینی تقسیم می‌شود. در ادامه، بخش بالایی این سازند نیز، به‌دلیل وجود یک سطح فرسایشی منطقه‌ای در مرز سنومانین- تورونین (CT-ES)، به دو بخش مجزا تفکیک شده است. افزون بر این در حوضهٔ زاگرس، مرز بالایی سازند سروک با یک سطح ناپیوستگی فرسایشی مربوط به تورونین میانی (mT-ES) مشخص می‌شود (شکل ۱- ج) (Mehrabi et al. 2023a). سازند سروک بالایی در دشت آبادان، به سن سنومانین تا تورونین میانی است. در بازهٔ زمانی سنومانین تا تورونین، دشت آبادان در عرض‌های جغرافیایی حدود ۰ تا ۷ درجهٔ شمالی خط استوا قرار داشت و در اقلیم گرم و مرطوب استوایی بود (شکل ۱- ب). در این زمان، بیشتر حوضهٔ زاگرس از سوی پلتفرم‌های کربناتهٔ کم‌عمق از نوع رمپ، همراه با چندین حوضهٔ درون‌شلفی پوشیده شده بود و در این محیط‌ها، کربنات‌های نریتیک تا پلاژیک سازند سروک با ضخامت‌های متفاوت و پراکندگی جانبی متنوع رخساره‌ها نهشته شدند (Sharland et al. 2001; Bagherpour et al. 2021; Mehrabi et al. 2023a).

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شکل ۱- (الف و ب) نقشه‌های جغرافیای قدیم جهان در کرتاسهٔ پسین، دورهٔ سنومانین و تورنین (Scotese 2014)؛ (ج) نقشهٔ زمین‌شناسی و موقعیت میدان مطالعه‌شدهٔ واقع در دشت آبادان در حوضهٔ زاگرس و جنوب غرب ایران، برگرفته از (Abdollahie Fard et al. 2006)؛ (د) ستون چینه‌شناسی سنومانین- تورونین در سازند سروک، برگرفته از (Rahimpour Bonab et al. 2013)

Fig 1- (a,b) Paleogeographic maps of the world during the Late Cretaceous, Cenomanian and Turonian stages (Scotese 2014)**; (c) Geological map showing the location of the studied field in the Abadan Plain in the Zagros Basin, southwest Iran, derived from** (Abdollahie Fard et al. 2006)**; (c) Cenomanian–Turonian stratigraphic column of the Sarvak Formation, derived from** (Rahimpour Bonab et al. 2013)**.**

ترکیب سنگ‌شناسی سازند سروک در دشت آبادان و بخش عمدهٔ زاگرس عمدتاً آهکی، مارنی و برخی میان لایه‌های شیلی است (Mehrabi et al. 2023b). این سازند در یک مرز مشخص، بر سازند کژدمی قرار می‌گیرد و به‌طور ناپیوسته با یکی از سازندهای ایلام، سورگاه، لافان یا گورپی پوشیده می‌شود (Mehrabi 2023). سازند لافان در دشت آبادان،

به‌صورت یک لایهٔ آهک آرژیلی- شیلی نازک، سازند سروک را از سازند ایلام جدا می‌کند. سازند سروک با سازندهای میشریف، احمدی و رومیلا در عربستان سعودی، سازند ناتیح در عمان، سازند دردر در جنوب شرقی ترکیه و سازند میشریف در عراق، معادل است (Alsharhan et al. 2014).

داده‌ها و روش تحقیق

داده‌های مطالعه

در این پژوهش، از اطلاعات موجود برای یک چاه (چاه A) در دشت آبادان استفاده شده است (شکل ۱-الف). بازهٔ عمقی نمونه‌برداری بین ۲۷۰۷/٤ تا ۲۹۷۵/۹۳ متر است. اطلاعات استفاده‌شده شامل مغزه‌های حفاری (۲٦۵ متر)، مقاطع نازک میکروسکوپی (۹۰۷ عدد)، داده‌های تخلخل-تراوایی (٦۹۰ عدد) و همچنین لاگ‌های چاه‌پیمایی (شامل GR- PEF- DT- RHOB- NPHI- PHIE- SWE- Resistivity) هستند. به‌منظور تهیهٔ مقاطع نازک میکروسکوپی، به‌طور میانگین از هر یک متر مغزه، ۳ نمونه با فواصل تقریبی ۳۰ سانتی‌متری برداشت شده است. همچنین به‌منظور اندازه‌گیری تخلخل و تراوایی، پلاگ‌گیری از مغزه‌ها با فواصل تقریبی ۵۰ سانتی‌متری انجام شده است. در این پژوهش، تخلخل مؤثر مغزه براساس قانون بویل و با استفاده از گاز هلیوم اندازه‌گیری شده است؛ به این صورت که گاز در یک حجم مرجع معلوم فشرده می‌شود و سپس با انبساط به محفظهٔ حاوی نمونه، از تغییرات فشار تعادلی، حجم دانه‌ها (V_g) به دست می‌آید و با کسر آن از حجم کل (V_b)، حجم حفرات و درنهایت تخلخل ($\phi=V_b-V_g/V_b$) محاسبه می‌شود. همچنین برای تعیین تراوایی مطلق با هوا، گاز از درون مغزه عبور داده و بر پایهٔ قانون دارسی برای سیالات تراکم‌پذیر، با داشتن افت فشار در طول نمونه و دبی جریان خروجی، تراوایی هوایی (K_a) محاسبه شده است؛ سپس، با اعمال تصحیح لغزش گاز اثر کلینکنبرگ (Klinkenberg Effect)، تراوایی معادل مایع (K_L) از آن استخراج شده است.

مطالعات پتروگرافی

به‌منظور بررسی ویژگی‌های پتروگرافی سازند سروک، مقاطع نازک تهیه‌شده از نمونه‌های مغزه، مطالعه شدند. تمامی مقاطع نازک به‌منظور تفکیک کلسیت از دولومیت با Alizarin red-S و همچنین بعضی از مقاطع، برای تشخیص تخلخل، با محلول اپوکسی رنگ‌آمیزی شده‌اند. طبقه‌بندی بافتی نمونه‌ها براساس طرح‌های دانهام (Dunham 1962) و امبری و کلووان (Embry & Klovan 1971) انجام و برای تفسیر ویژگی‌های رخساره‌ها و نام‌گذاری آنها از مدل‌های استاندارد رخساره‌ای فلوگل (Flügel 2010) استفاده شده است. در این بررسی، بافت سنگ براساس تقسیم‌بندی دانه‌پشتیبان و گل‌پشتیبان توصیف و اجزای اسکلتی و غیراسکلتی شناسایی شد. همچنین، انواع تخلخل شامل تخلخل بین‌دانه‌ای، درون‌دانه‌ای، قالبی، حفره‌ای و شکستگی و نیز مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر سنگ‌ها، ازجمله سیمانی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، میکرایتی‌شدن و فشردگی، ارزیابی شد. درنهایت با تلفیق نتایج حاصل از مطالعات پتروگرافی با داده‌های پتروفیزیکی، ارتباط میان ویژگی‌های سنگ‌شناسی، فرآیندهای دیاژنزی و کیفیت مخزنی سازند، بررسی و تفسیر شد.

تحلیل داده‌های مغزه

به‌منظور بررسی ویژگی‌های پتروفیزیکی مخزن، داده‌های حاصل از آنالیز مغزه شامل مقادیر تخلخل و تراوایی، بررسی شد. در مرحلهٔ اول، پارامترهای آماری تخلخل و تراوایی نمونه‌ها شامل دامنهٔ تغییرات، میانگین و پراکندگی داده‌ها محاسبه شد تا تغییرات کلی خصوصیات مخزنی ارزیابی شود؛ سپس ارتباط میان تخلخل و تراوایی با استفاده از نمودار پراکندگی بررسی شد تا میزان همبستگی این دو پارامتر و تغییرات رفتار جریان در نمونه‌های مختلف مشخص شود.

روش وینلند

یکی از روش‌های متداول برای تعیین گونه‌های سنگی و ارزیابی کیفیت مخزنی در سنگ‌های کربناته، که در این

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

پژوهش هم به کار رفته است، روش وینلند (Winland R35) است که بر پایهٔ ارتباط میان تخلخل، تراوایی و شعاع گلوگاه‌های منفذی استوار است. در این روش، ابتدا مقادیر R35 با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی و معادلهٔ وینلند محاسبه می‌شود (فرمول ۱) (Pittman 1992)، سپس داده‌های به دست آمده بر نمودار استاندارد وینلند ترسیم و براساس خطوط هم‌گلوگاه، کلاس‌های اندازهٔ حفرات (PSC)[1] تعیین می‌شوند. درنهایت، نتایج این طبقه‌بندی برای تفسیر اندازهٔ گلوگاه‌های منفذی، ارزیابی قابلیت جریان سیالات و بررسی کیفیت مخزنی واحدهای مطالعه‌شده به کار گرفته می‌شود (Mehrabi and Bagherpour 2022).

$$Log(R35) = 0.732 + 0.588\,Log(K) - 0.864\,Log(\varphi)$$ (فرمول ۱)

در فرمول (۱)، R35 شعاع گلوگاهی است که متناظر با سطح ۳۵درصد اشباع جیوه است (برحسب میکرومتر)، K بیانگر تراوایی (برحسب میلی‌دارسی) و φ نشان‌دهندهٔ تخلخل (برحسب درصد) است.

روش واحدهای جریانی هیدرولیکی

یکی دیگر از روش‌های مرسوم برای تعیین گونه‌های سنگی و ارزیابی کیفیت مخزنی، که در این مطالعه استفاده شده است، روش تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی است. واحدهای جریانی هیدرولیکی[2] (HFU) به حجم‌هایی از سنگ نسبت داده می‌شوند که ازنظر ویژگی‌های هندسی شبکهٔ منافذ و رفتار جریان سیال، خصوصیات نسبتاً مشابهی دارند و از دیگر واحدها متمایزند (Amaefule et al. 1993). یکی از شناخته‌شده‌ترین روش‌های تعیین این واحدها، روش شاخص زون جریان[3] (FZI) است که آمافوله و همکاران آن را ارائه کردند و بر پایهٔ ارتباط میان تخلخل، تراوایی و هندسهٔ گلوگاه‌های منفذی استوار است. در این روش، ابتدا شاخص کیفیت مخزن[4] و تخلخل نرمال‌شده[5] به‌ترتیب از فرمول‌های ۲ و ۳ محاسبه می‌شوند و سپس شاخص زون جریان از فرمول ٤، به دست می‌آید (Amaefule et al. 1993; Gomes et al. 2008; Mehrabi et al. 2019).

$$RQI = 0.0314\sqrt{K/\varphi_e}$$ (فرمول ۲)

$$\varphi_Z = \left(\frac{\varphi_e}{1-\varphi_e}\right)$$ (فرمول ۳)

$$FIZ = \frac{RQI}{\varphi_Z}$$ (فرمول ٤)

در فرمول‌های بالا، K نشان‌دهندهٔ تراوایی (میلی‌دارسی، mD) و φ_e تخلخل مؤثر (به‌صورت کسری) است.

مقدار FZI بیانگر ویژگی‌های هیدرولیکی شبکهٔ منافذ است و سنگ‌هایی با مقادیر مشابه آن، معمولاً رفتار جریانی یکسانی از خود نشان می‌دهند. برای تفکیک واحدهای جریانی هیدرولیکی، معمولاً نمودار احتمال نرمال تجمعی مقادیر FZI ترسیم می‌شود و براساس نقاط شکست موجود در نمودار، واحدهای جریانی مختلف از یکدیگر تفکیک می‌شوند. این واحدها مبنای مناسبی برای ارزیابی کیفیت مخزنی به شمار می‌روند؛ به‌طوری که مقادیر بالاتر FZI معمولاً نشان‌دهندهٔ گلوگاه‌های منفذی بزرگ‌تر، قابلیت انتقال بهتر سیالات و کیفیت مخزنی مطلوب‌تر و مقادیر پایین‌تر بیانگر شبکهٔ منفذی محدودتر و کیفیت مخزنی ضعیف‌ترند؛ از این رو، روش FZI یکی از ابزارهای کارآمد در تعیین گونه‌سنگی پتروفیزیکی است و در پیش‌بینی تراوایی و مدل‌سازی مخازن کربناته کاربرد گسترده‌ای دارد (Amaefule et al. 1993).

روش لوسیا

طبقه‌بندی لوسیا (Lucia Classification) یکی از متداول‌ترین روش‌های تعیین گونه‌سنگی پتروفیزیکی در مخازن کربناته است که بر پایهٔ ارتباط میان فابریک سنگ، سیستم منفذی و ویژگی‌های پتروفیزیکی توسعه یافته است. این روش بر این اصل استوار است که توزیع اندازهٔ گلوگاه‌های منفذی که کنترل‌کنندهٔ اصلی تراوایی، رفتار جریان سیالات و کیفیت مخزنی است، تابعی از فابریک سنگ است و از این رو میان اطلاعات زمین‌شناسی و پارامترهای پتروفیزیکی ارتباط برقرار

[1] Pore Size Class
[2] Hydraulic Flow Units
[3] Flow Zone Indicator
[4] Reservoir Quality Index; RQI
[5] Normalized Porosity; φ_Z

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

می‌کند. لوسیا براساس مرزهای لندازهٔ ذرات، سه ناحیهٔ تخلخل- تراوایی را معرفی کرد که شامل ذرات درشت‌تر از ۱۰۰ میکرون، ذرات با اندازهٔ ۲۰ تا ۱۰۰ میکرون و ذرات ریزتر از ۲۰ میکرون است (شکل ۲- الف). در این طبقه‌بندی، سنگ‌ها براساس فابریک سنگ، اندازهٔ ذرات و نوع سیستم منفذی در سه کلاس پتروفیزیکی قرار می‌گیرند. کلاس ۱ عمدتاً شامل سنگ‌های دانه‌پشتیبان با گلوگاه‌های منفذی درشت، تراوایی بالا و بهترین کیفیت مخزنی است؛ کلاس ۲ دارای کیفیت مخزنی متوسط تا خوب و شامل سنگ‌هایی با اندازهٔ ذرات و گلوگاه‌های منفذی متوسط است و کلاس ۳ عمدتاً شامل سنگ‌های گل‌پشتیبان با گلوگاه‌های منفذی ریز، تراوایی پایین و ضعیف‌ترین کیفیت مخزنی است. تعیین این کلاس‌ها در نمونه‌های مغزه براساس مطالعات پتروگرافی، شامل بررسی بافت سنگ، فابریک سنگ، نوع تخلخل و ویژگی‌های سیستم منفذی انجام می‌شود (Lucia 1995 2007).

به‌منظور تعمیم طبقه‌بندی لوسیا در بخش‌های فاقد مغزه، از مفهوم شمارهٔ فابریک سنگ (RFN)[6] استفاده می‌شود که بیانگر ویژگی‌های فابریک سنگ و رفتار هیدرولیکی سیستم منفذی است. در طبقه‌بندی لوسیا، کلاس‌های پتروفیزیکی به‌صورت یک طیف پیوسته از شمارهٔ فابریک سنگ نمایش داده می‌شوند. برای مدل‌سازی این طیف، مرز کلاس‌ها با مقادیر ۰/۵، ۱/۵، ۲/۵ و ٤ تعریف و از این محدوده‌ها برای توسعهٔ روابط تخلخل- تراوایی و پیش‌بینی کیفیت مخزنی استفاده می‌شود (شکل ۲- ب) (Lucia 2007). در این پژوهش، مقادیر RFN با استفاده از رابطهٔ ارائه‌شده به‌وسیلهٔ لوسیا (فرمول ۵) و بر پایهٔ داده‌های پتروفیزیکی حاصل از تفسیر چاه‌پیمایی، شامل تخلخل مؤثر (PHIE) و اشباع آب مؤثر (SWE) (Archie 1942)، محاسبه شد (فرمول‌های ٦ و ۷)؛ سپس با استفاده از مقادیر RFN، کلاس‌های پتروفیزیکی و گونه‌های سنگی در امتداد چاه تعیین و به بخش‌های فاقد اطلاعات مغزه تعمیم داده شدند. در ادامه، از این طبقه‌بندی برای پیش‌بینی تغییرات کیفیت مخزنی و تراوایی، با استفاده از معادلهٔ جهانی لوسیا و تلفیق نتایج پتروگرافی و داده‌های چاه‌پیمایی بهره گرفته شد.

$$Log(rfn) = [A + Blog(\phi) + log\ (S_{wi})]/[C + Dlog(\phi)]$$ (فرمول ۵)

در این فرمول، rfn = شمارهٔ فابریک سنگ و در بازه‌ی ۰/۵ تا ٤ قرار دارد (همچنین از کلاس پتروفیزیکی نیز استفاده می‌شود)،

S_{wi} = اشباع اولیهٔ آب بالای زون انتقالی، ϕ = تخلخل و همچنین ثابت‌های A = 3.1107, B = 1.8834, C = 3.0634, D = 1.4045.

$$PHIE = PHIT - (V_{sh} \times \phi_{sh})$$ (فرمول ٦)

که در آن PHIT تخلخل کل، V_{sh} حجم شیل و ϕ_{sh} تخلخل شیل است.

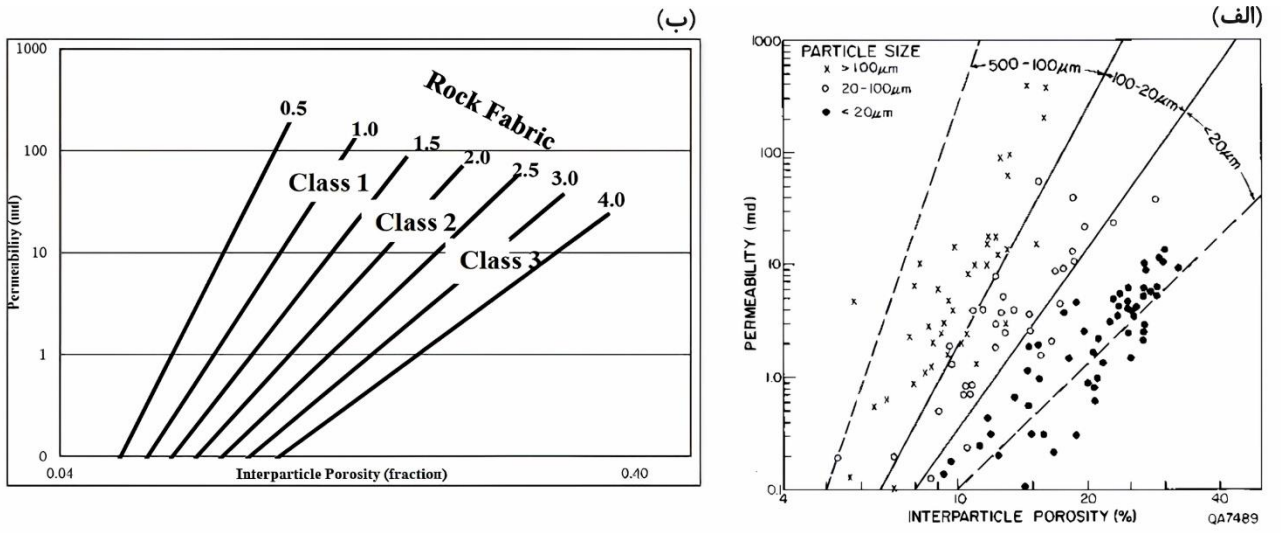
$$S_w = \left(\frac{R_w}{R_t \times \phi^m}\right)^{\frac{1}{n}}$$ (فرمول ۷)

که در آن: S_w = اشباع آب، R_t = مقاومت ویژهٔ حقیقی سازند، R_w = مقاومت ویژهٔ آب سازند.، m= ضریب سیمانی‌شدن، n= ضریب اشباع، ϕ = تخلخل.

برای محاسبهٔ اشباع آب (S_w) با استفاده از معادلهٔ آرچی، ضرایب پتروفیزیکی متناسب با ویژگی‌های بافتی و ترشوندگی سازند کربناته کالیبره شدند. فاکتور پیچ‌وخم (a) برابر با ۱ انتخاب شد. ضریب سیمان‌شدگی (m) با میانگین ۲.۱۵ (در بازهٔ ۱.۹ تا ۲.۳ بسته به فراوانی تخلخل‌های قالبی/ حفره‌ای و شکستگی‌ها) و ضریب اشباع (n) برابر با ۲.۱ (بیانگر ترشوندگی بینابینی تا متمایل به نفت) تعیین شدند. همچنین مقاومت ویژهٔ آب سازند (R_w) بر پایهٔ آنالیز شوری آب مخزن و دمای سازند، برابر با ۰.۰۲ اهم متر محاسبه و به کمک پلات پیکت (Pickett Plot) در افق‌های کاملاً آب‌اشباع (S_w=100%) اعتبارسنجی شد.

[6] Rock Fabric Number

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شکل ۲- (الف) ارتباط تخلخل بین‌ذره‌ای و تراوایی در گروه‌های مختلف اندازهٔ ذرات در سنگ‌های کربناتهٔ بدون تخلخل حفره‌ای (Lucia 1983)؛ **(ب) نمودار طبقه‌بندی لوسیا، نشان‌دهندهٔ ارتباط بین تخلخل بین‌ذره‌ای و تراوایی، استفاده‌شده برای تعیین کلاس‌های پتروفیزیکی و شمارهٔ فابریک سنگ** (Jennings & Lucia 2003)

Fig 2- (a) Relationship between interparticle porosity and permeability in different grain-size groups of carbonate rocks without vuggy porosity (Lucia 1983)**; (b) Lucia classification plot showing the relationship between interparticle porosity and permeability, used to determine petrophysical classes and rock-fabric numbers** (Jennings & Lucia 2003)**.**

پیش‌بینی تراوایی از لاگ

یکی از روش‌های مؤثر برای برآورد تراوایی از داده‌های چاه‌پیمایی در مخازن کربناته ناهمگن، استفاده از معادلهٔ جهانی لوسیا (Lucia 2007) است که بر پایهٔ مفهوم فابریک سنگ توسعه یافته است. در این رویکرد، تراوایی نه‌تنها تابع تخلخل، وابسته به ویژگی‌های بافتی و هندسی سیستم حفره‌ای نیز در نظر گرفته می‌شود؛ از این رو، این روش در مقایسه با روابط صرفاً مبتنی بر تخلخل، توانایی بیشتری در توصیف رفتار جریان سیال در مخازن کربناته دارد. معادلهٔ جهانی لوسیا به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$Log(k) = (a - bLog(rfn)) + (c - dLog(rfn))Log(\phi_{ip}) \quad (۸ \text{ فرمول})$$

که در آن:

k = تراوایی به واحد میلی‌دارسی، rfn = شمارهٔ فابریک سنگ، ϕ_{ip} = تخلخل بین‌ذره‌ای به‌صورت کسری و همچنین ثابت‌های معادله شامل a = 9.7982, b = 12.0838, c = 8.6711, d = 8.2965 هستند (Lucia 2007). در این معادله، تخلخل بین‌ذره‌ای بیانگر سهم حفرات مؤثر در انتقال سیال است؛ در حالی که شمارهٔ فابریک سنگ ویژگی‌های هندسی و بافتی محیط متخلخل را نشان می‌دهد.

برای پیش‌بینی تراوایی براساس معادلهٔ جهانی لوسیا و با استفاده از داده‌های چاه‌پیمایی، ابتدا تخلخل کل از تلفیق لاگ‌های تخلخل موجود محاسبه و با داده‌های مغزه کالیبره می‌شود، سپس مقدار حفرات مجزا با استفاده از روابط مبتنی بر زمان‌سیر، تخلخل و حفرات مجزا تعیین و با مشاهدات مغزه تطبیق داده می‌شود. در ادامه، تخلخل بین‌ذره‌ای از کسر سهم حفرات مجزا از تخلخل کل به دست می‌آید. همچنین مقادیر RFN با استفاده از فرمول شمارهٔ ۵ محاسبه می‌شود. با توجه به اینکه تغییرات فابریک سنگ معمولاً در چارچوب توالی‌های رسوبی از الگوی نسبتاً منظمی پیروی می‌کند، این پارامتر ارتباط مؤثری میان ویژگی‌های زمین‌شناسی و رفتار پتروفیزیکی مخزن برقرار می‌کند (Jennings and Lucia 2003).

در این پژوهش، با استفاده از تخلخل مؤثر که از تفسیرهای چاه‌پیمایی به دست آمده بود و محاسبهٔ شمارهٔ فابریک سنگ،

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

معادلهٔ جهانی لوسیا در تمام نقاط چاه اعمال و لاگ تراوایی پیش‌بینی‌شده تولید شد. این لاگ، امکان بررسی پیوستهٔ تغییرات تراوایی را در امتداد چاه فراهم می‌کند و نسبت به داده‌های محدود مغزه، تصویر جامع‌تری از توزیع عمقی کیفیت مخزنی ارائه می‌دهد. تمامی محاسبات مربوط به استخراج پارامترها و پیش‌بینی تراوایی در محیط نرم‌افزار Microsoft Excel انجام شد. به‌منظور ارزیابی دقت معادلهٔ جهانی لوسیا، مقادیر تراوایی پیش‌بینی‌شده با تراوایی حاصل از آنالیز مغزه مقایسه شدند. این مقایسه به‌صورت نمودارهای نقطه – خط برحسب عمق انجام شد و میزان انطباق‌داشتن و نداشتن بین دو مجموعه داده بررسی شد.

نتایج

ویژگی‌های سنگ‌شناسی

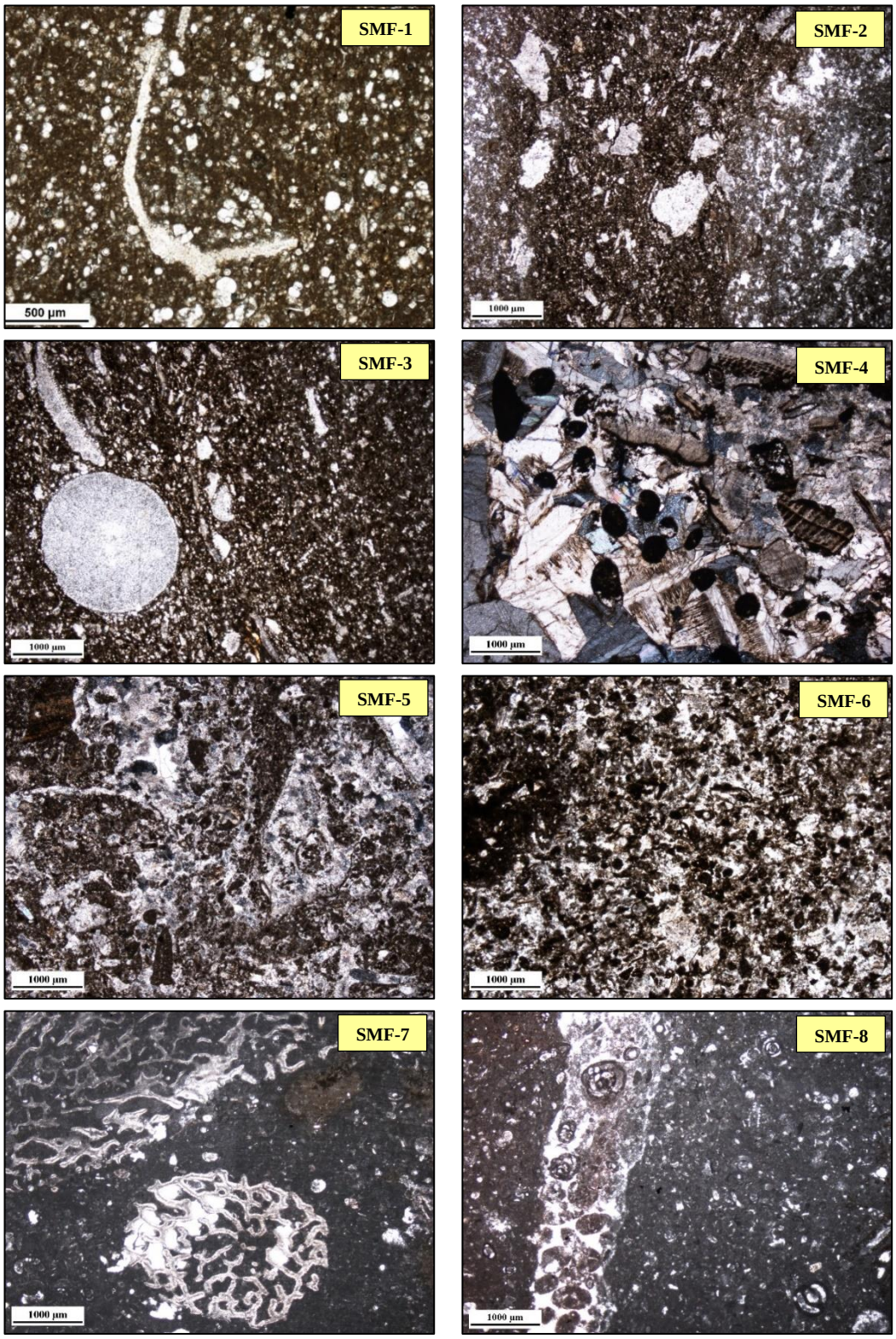
ریزرخساره‌های رسوبی

بررسی پتروگرافی مقاطع نازک تهیه‌شده از مغزه‌های سازند سروک، به شناسایی هشت ریزرخساره (SMF)[۷] در چاه مطالعه‌شده منجر شد (شکل ۳). مهم‌ترین ویژگی‌های ریزرخساره‌های شناسایی‌شده در جدول (۱)، به‌صورت خلاصه توصیف شده‌اند. نتایج نشان می‌دهد که رخساره‌های شناسایی‌شده، محیط‌های رسوبی بخش‌های مختلف یک پلتفرم کربناتهٔ رمپ‌مانند را از رمپ داخلی تا بخش‌های کم‌عمق و عمیق رمپ میانی نشان می‌دهند. این رخساره‌ها در چند مجموعهٔ رخساره‌ای شامل مجموعه رخساره‌های رمپ داخلی، لاگون محدودشده و دریای باز، ریف‌های تکه‌ای رودیستی و واریزه‌های آنها، مجموعه رخساره‌های رمپ داخلی – رمپ میانی، رخساره‌های رمپ میانی طبقه‌بندی شدند.

برای ارزیابی توزیع گروه‌های بافتی، نمودار دایره‌ای فراوانی انواع بافت‌های شناسایی‌شده ترسیم شد تا سهم هر گروه بافتی، در توالی مطالعه‌شده مشخص شود (شکل ۵-الف). بررسی فراوانی گروه‌های بافتی در چاه مطالعه‌شده نشان می‌دهد که وکستون با ۵۴/۱٪، فراوان‌ترین گروه بافتی است که بیانگر غلبهٔ بافت‌های گل‌پشتیبان در چاه بررسی‌شده است.

[7] Sarvak Microfacies

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شکل ۳- تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی برای هشت ریزرخسارهٔ شناسایی‌شده در سازند سروک برای چاه مطالعه‌شده

Fig 3- Photomicrographs of thin sections for the eight identified microfacies in the Sarvak Formation of the studied well

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

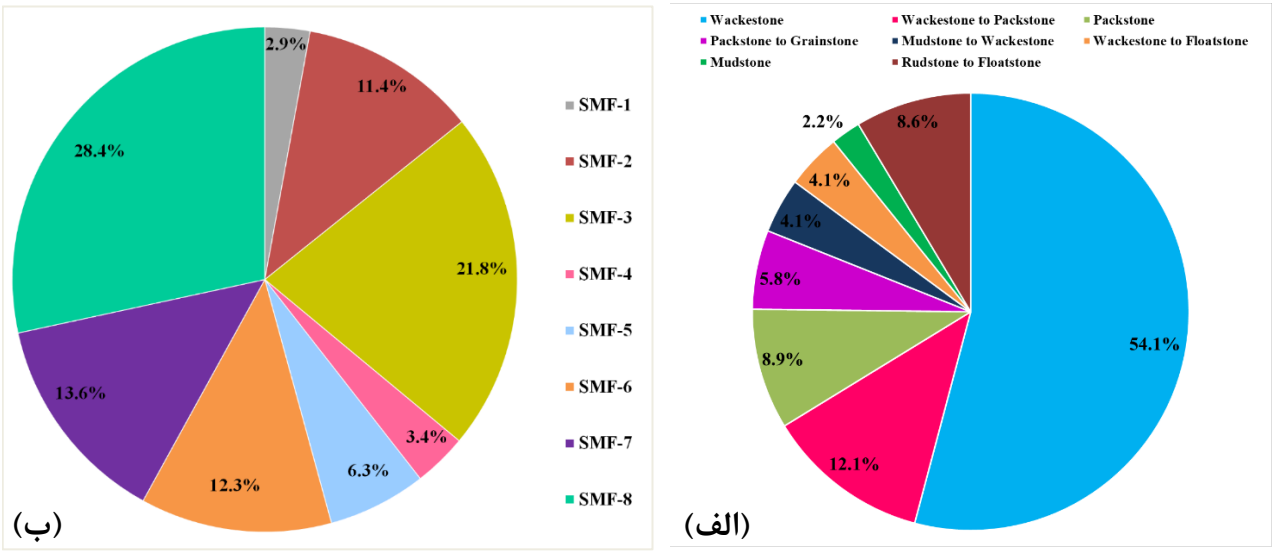
جدول ۱- خلاصه‌ای از ویژگی‌های رخساره‌های رسوبی سازند سروک در چاه مطالعه‌شده

Table 1- Summary of the characteristics of sedimentary facies of the Sarvak Formation in the studied well.

کد رخساره	نام ریزرخساره	لیتولوژی	اجزای اسکلتی	اجزای غیراسکلتی	ریزرخساره های همراه	زیرمحیط رسوبی
SMF-1	وکستون حاوی فرامینیفرهای پلانکتونیک و خرده‌های ریز اسکلتی	(دولومیتی) آهک	فرامینیفرای پلانکتونیک، الیگوستژینید، خارپوست	پلوئید ریز	SMF-2 SMF-3	انتهای رمپ میانی
SMF-2	وکستون تا پکستون حاوی فرامینیفرهای بنتیک، پلانکتونیک و خرده‌های اسکلتی	(دولومیتی) آهک	فرامینیفرای پلانکتونیک و کف‌زی کوچک، خارپوست، دوکفه‌ای، رودیست، جلبک قرمز، قطعات بریوزوآ، الیگوستژینید	پلوئید ریز	SMF-1 SMF-3	ابتدای رمپ میانی
SMF-3	وکستون حاوی فرامینیفرهای بنتیک و خرده‌های اسکلتی (خارپوستان)	(دولومیتی) آهک	فسیل‌های کامل خارپوستان، دوکفه‌ای‌ها، جلبک‌های قرمز و بریوزوآ، فرامینیفرا (اعم از کف‌زی و پلانکتونیک)	پلوئید، اینتراکلاست	SMF-2 SMF-1	رمپ داخلی/ رمپ میانی – لاگون دریای باز
SMF-4	گرینستون حاوی خرده‌های اسکلتی	آهک	خرده‌های رودیست، خارپوست، دوکفه‌ای	–	SMF-5 SMF-6 SMF-7	رمپ داخلی- شول (به‌سمت دریا)
SMF-5	پکستون تا گرینستون حاوی خرده‌های اسکلتی و فرامینیفرهای بنتیک	آهک	بقایای رودیست (به‌خوبی جور شده و گردشده)، فرامینیفرای کف‌زی، جلبک سبز	اینتراکلاست	SMF-4 SMF-6 SMF-7	رمپ داخلی- شول (مرکزی)
SMF-6	وکستون تا پکستون حاوی فرامینیفرهای بنتیک و پلوئید	آهک	فرامینیفرای کف‌زی، قطعات صدف (عمدتاً رودیست و بقایای دوکفه‌ای)	پلوئید و اینتراکلاست	SMF-5 SMF-7 SMF-8	رمپ داخلی- شول (پشت به دریا)
SMF-7	رودستون/فلوتستون حاوی خرده‌های اسکلتی (رودیست و مرجان)	آهک	بقایای رودیست و قطعات جلبک سبز تا قرمز، مرجان، خارپوست و فرامینیفرای کف‌زی	–	SMF-6 SMF-8	رمپ داخلی- واریزه‌های ریفی
SMF-8	مادستون تا وکستون زیست‌آشفته حاوی فرامینیفرهای بنتیک و پلوئید	(دولومیتی) آهک	فرامینیفرای کف‌زی، رودیست و قطعات جلبک سبز	پلوئید	SMF-6 SMF-7	رمپ داخلی- لاگون

همچنین به‌منظور بررسی توزیع ریزرخساره‌های شناسایی‌شده در چاه مطالعه‌شده، نمودار دایره‌ای فراوانی ریزرخساره‌ها نیز تهیه شد که سهم هریک از ریزرخساره‌ها از کل نمونه‌های بررسی‌شده، نشان داده شده است (شکل ٤- ب). ازنظر توزیع ریزرخساره‌ها نیز SMF-8 و SMF-3 به‌ترتیب با ۲۸/٤٪ و ۲۱/۸٪ بیشترین فراوانی را دارند و بخش عمدهٔ توالی رسوبی را تشکیل می‌دهند. فراوانی بالای این دو ریزرخساره، همراه با غلبهٔ بافت وکستون، نشان‌دهندهٔ توسعهٔ گستردهٔ رخساره‌های گل‌پشتیبان در چاه مطالعه‌شده است.

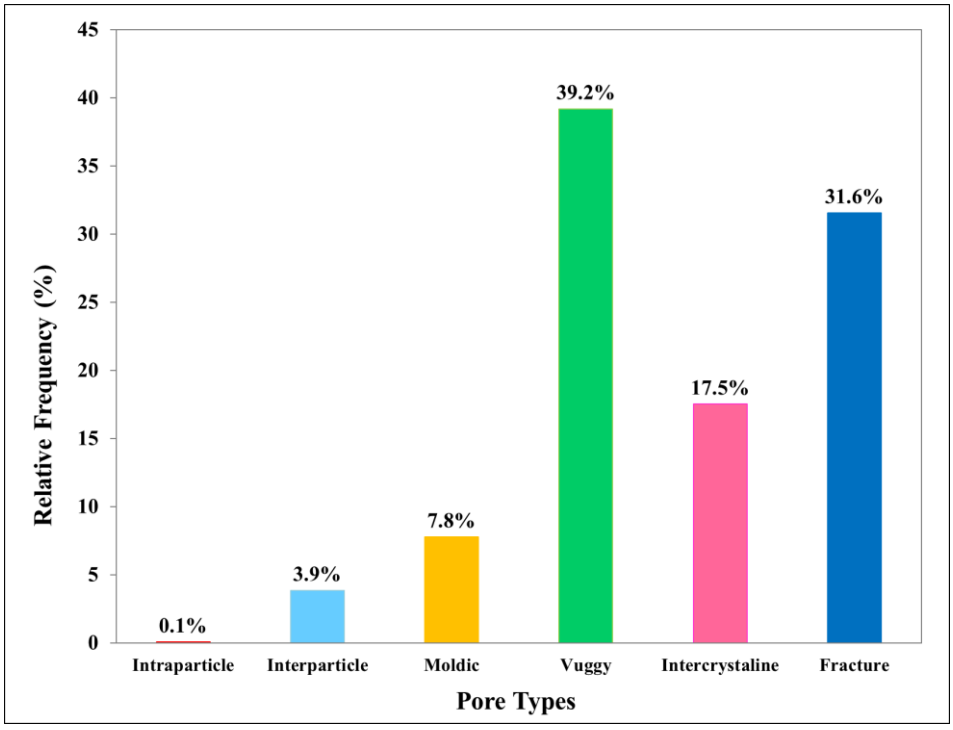
https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شکل ٤- توزیع فراوانی (الف) گروه‌های بافتی و (ب) ریزرخساره‌های شناسایی‌شده در چاه مطالعه‌شده

Fig 4- Frequency distribution of (a) textural groups and (b) identified microfacies in the studied well.

بررسی فراوانی نسبی انواع تخلخل در ۹۰۷ مقطع نازک نشان داد که تخلخل حفره‌ای (Vuggy porosity) با فراوانی نسبی ۳۹.۲درصد، رایج‌ترین نوع تخلخل در نمونه‌های مطالعه‌شده است؛ پس از آن، تخلخل شکستگی (Fracture porosity) با فراوانی نسبی ۳۱.٦درصد در رتبهٔ دوم قرار دارد. فراوانی نسبی باقی انواع تخلخل نیز براساس درصد مقاطع نازکی محاسبه شد که هر نوع تخلخل در آنها مشاهده شده است (شکل ٥). این نتایج نشان می‌دهد که تخلخل‌های حفره‌ای و شکستگی نقش مهمی در توسعهٔ سیستم تخلخل چاه مطالعه‌شده دارند.



شکل ٥- نمودار فراوانی نسبی انواع تخلخل‌های مشاهده‌شده در مقاطع نازک چاه مطالعه‌شده

Fig 5- Relative frequency distribution of the observed pore types in thin sections of the studied well

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

فرآیندهای دیاژنزی

بررسی‌های پتروگرافی مقاطع نازک تهیه‌شده از مغزه‌ها نشان داد که مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی این سازند، شامل میکرایتی‌شدن، زیست‌آشفتگی، سیلیسی‌شدن، تبلور مجدد، برشی‌شدن، سیمانی‌شدن، فشردگی، شکستگی، دولومیتی‌شدن، انحلال و کارستی‌شدن‌اند (شکل ٦).

انحلال و کارستی‌شدن

انحلال یکی از مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی شناسایی‌شده در سازند سروک است که به‌ویژه در بخش‌های بالایی توالی توسعه می‌یابد و به‌صورت حفرات انحلالی و قالبی در مقیاس‌های میکروسکوپی و ماکروسکوپی مشاهده می‌شود. این فرآیند عمدتاً در رخساره‌های شول پرانرژی و واریزه‌های ریفی گسترش داشته و به‌صورت انحلال انتخاب‌کنندهٔ فابریک و غیر انتخاب‌کنندهٔ فابریک مشاهده شده است. انحلال انتخاب‌کنندهٔ فابریک عمدتاً موجب تشکیل تخلخل قالبی در اجزای اسکلتی ناپایدار شده است؛ در حالی که انحلال غیر انتخاب‌کنندهٔ فابریک، تمامی اجزای سنگ را تحت تأثیر قرار داده و حفرات انحلالی و کارستی را ایجاد کرده است. بخشی از این حفرات با سیمان‌های جوی یا تدفینی پر شده‌اند؛ اما حفرات حفظ‌شده، به‌ویژه در صورت ارتباط با ریزشکستگی‌ها، نقش مهمی در بهبود کیفیت مخزنی دارند.

برشی‌شدن و سیلیسی‌شدن

برشی‌شدن عمدتاً در زیر ناپیوستگی فرسایشی واقع در عمق ۲۷۳۳ متر و در هر دو مقیاس ماکروسکوپی و میکروسکوپی مشاهده شده است. برش‌ها دارای ماتریکسی غنی از رس است و در برخی نمونه‌ها، آغشتگی به اکسیدهای آهن نیز دیده می‌شود. همچنین سیلیسی‌شدن در بخش‌های دچار هوازدگی جوی مشاهده می‌شود و عمدتاً به‌صورت جانشینی بیوکلاست‌ها، به‌ویژه رودیست‌ها و پرشدگی برخی حفرات و آثار زیستی به‌وسیلهٔ سیلیس رخ داده است.

سیمانی‌شدن

سیمانی‌شدن یکی از فرآیندهای دیاژنزی مهم در سازند سروک است که با پرشدگی بخشی تا کامل حفرات اولیه و ثانویه، شامل حفرات بین‌ذره‌ای، درون‌اسکلتی، قالبی و شکستگی‌ها، موجب کاهش فضای خالی سنگ شده است. بررسی‌های پتروگرافی نشان می‌دهد که کلسیت، مهم‌ترین کانی سیمانی است؛ در حالی که سیمان دولومیتی نیز، به مقدار کمتر مشاهده می‌شود. انواع اصلی سیمان‌های شناسایی‌شده شامل سیمان‌های کلسیتی اسپاری بین‌ذره‌ای و درون‌ذره‌ای، سیمان‌های پرکنندهٔ حفرات قالبی و شکستگی‌ها و سیمان‌های هم‌ضخامت، اسپاری هم‌بعد، دروزی، بلوکی و رشد اضافه هم‌محورند. سیمان‌های کلسیتی بین‌ذره‌ای، عمدتاً در رخساره‌های شول پرانرژی توسعه یافته‌اند.

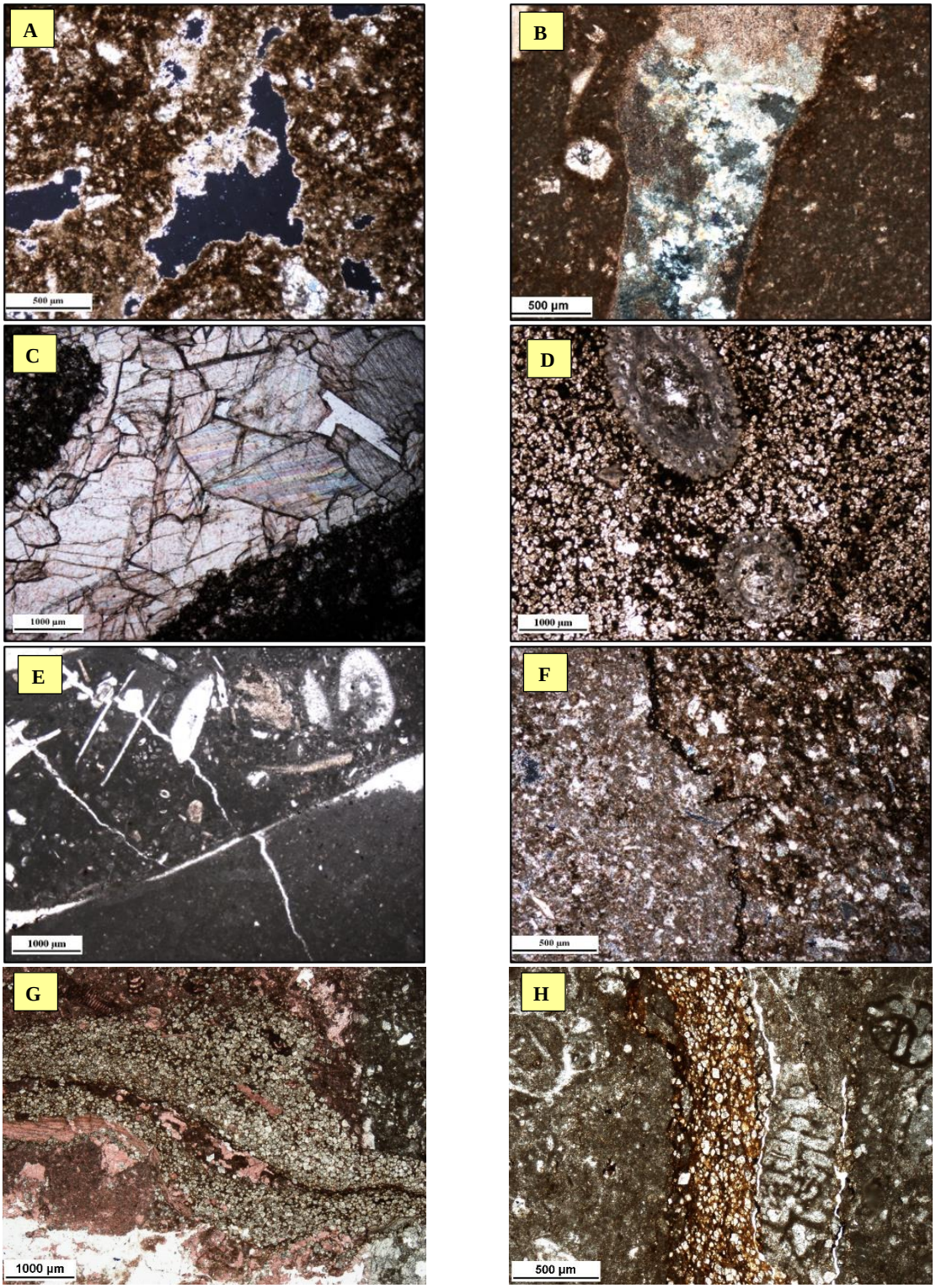
دولومیتی‌شدن

مطالعات پتروگرافی نشان می‌دهد که دولومیت‌های این سازند بیشتر به شکل بلورهای ریز تا متوسط، نیمه‌خودشکل تا بی‌شکل عمدتاً در امتداد استیلولیت‌ها و رگچه‌های انحلالی توسعه یافته‌اند (شکل ٦). این فرآیند عمدتاً در رخساره‌های گل‌غالب (SMF-1، SMF-2، SMF-3 و SMF-8) مشاهده شده است.

شکستگی

شکستگی‌های سازند سروک در مقیاس میکروسکوپی و ماکروسکوپی در مغزه‌های حفاری و مقاطع نازک میکروسکوپی مشاهده شده‌اند. آنها در بیشتر موارد به‌صورت جزئی تا کامل به‌وسیلهٔ سیمان‌های کلسیتی درشت بلور (بلوکی) تا هم بعد پر شده‌اند. با این حال، حضور شکستگی‌های باز نیز نشان‌دهندهٔ نقش بالقوهٔ آنها در ایجاد مسیرهای جریان و بهبود ارتباط مخزنی است. شواهد پتروگرافی نشان می‌دهد که تشکیل شکستگی‌ها عمدتاً پس از برخی فرآیندهای دیاژنزی اولیه رخ داده است؛ زیرا آنها بیشتر عوارض دیاژنزی دیگر نظیر سیمان‌های دفنی و دولومیت‌های مرتبط با استیلولیت را قطع کرده‌اند.

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شکل ۶- تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی مربوط به فرآیندهای (A) انحلال؛ (B) سیلیسی‌شدن؛ (C) سیمان بلوکی؛ (D) دولومیتی‌شدن؛ (E) شکستگی؛ (F) استیلولیت؛ (G, H) دولومیتی‌شدن در امتداد رگچه‌های انحلالی و استیلولیت

Fig 6- Photomicrographs of thin sections related to (A) dissolution; (B) silicification; (C) blocky cement; (D) dolomitization; (E) fracturing; and (F) stylolite; (G, H) Stylolite-related dolomitization

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

فشردگی

سازند سروک در چاه مطالعه‌شده، شواهد درخور توجهی از فرآیندهای فشردگی را در طی مراحل تدفین و پس از آن نشان می‌دهد. فشردگی مکانیکی عمدتاً در رخساره‌های دانه‌غالب، به‌ویژه رخساره‌های شول و واریزه‌های ریفی، مشاهده و به‌صورت شکستگی و تغییر شکل دانه‌ها ظاهر می‌شود. فشردگی شیمیایی نیز با توسعهٔ استیلولیت‌ها و رگچه‌های انحلالی مشاهده می‌شود که در رخساره‌های مختلف، به‌ویژه رخساره‌های گل‌غالب، گسترش یافته‌اند.

تخلخل و تراوایی مغزه

نتایج حاصل از آنالیز مغزه نشان می‌دهد که ویژگی‌های پتروفیزیکی سازند سروک، تغییرات درخور توجهی در چاه مطالعه‌شده دارند (جدول ۲). تخلخل نمونه‌های مغزه در محدودهٔ ۰ تا ۳۲/۰۱درصد تغییر می‌کند و میانگین، میانه و انحراف معیار آن به‌ترتیب ۸/۵۲، ٦/۷۲ و ۸/۷۲درصد به دست آمده است. همچنین تراوایی در محدودهٔ ۰ تا ۷۳۵/٤۷ میلی‌دارسی قرار داشته و میانگین، میانه و انحراف معیار آن به‌ترتیب ۱۰/۲۷ میلی‌دارسی، ۰/٤۲ میلی‌دارسی و ٤۳/٦۲ میلی‌دارسی محاسبه شده است. دامنهٔ گستردهٔ تغییرات هر دو پارامتر تخلخل و تراوایی، نشان‌دهندهٔ ناهمگنی درخور توجه ویژگی‌های مخزنی سازند سروک است. با این حال، اختلاف زیاد بین میانگین و میانهٔ تراوایی و مقدار بالای انحراف معیار آن نسبت‌به میانگین، بیانگر ناهمگنی شدیدتر این پارامتر در مقایسه با تخلخل است. این رفتار نشان می‌دهد که اگرچه میزان فضای حفره‌ای در سازند تغییرات درخور توجهی دارد، ارتباط و کیفیت سیستم حفره‌ای تأثیر بیشتری بر تغییرات تراوایی داشته است.

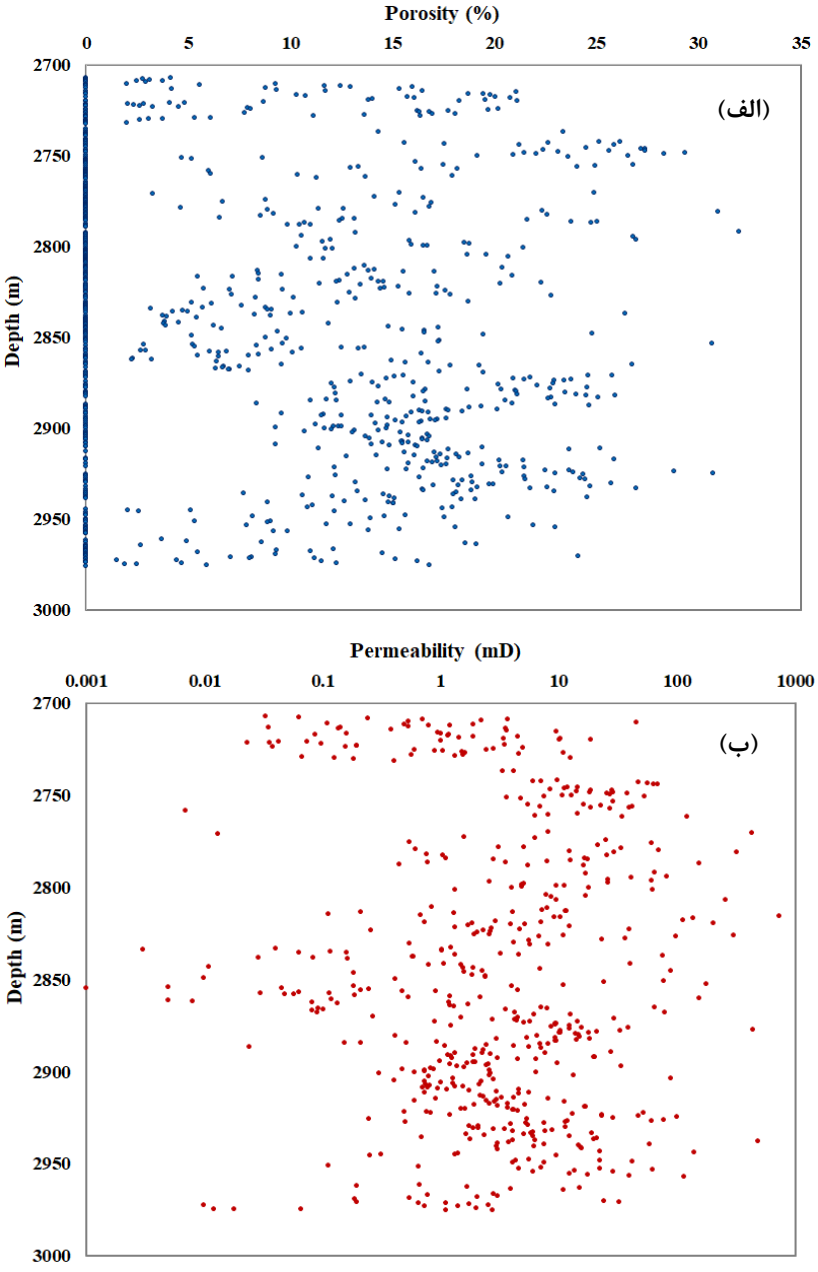
جدول ۲- خلاصهٔ آماری داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه در چاه مطالعه‌شده

Table 2- Statistical summary of porosity and permeability data obtained from core analysis in the studied well.

پارامتر	حداقل	حداکثر	میانگین	میانه	انحراف معیار
تخلخل (%)	0.25	32.01	8.52	6.72	8.72
تراوایی (mD)	0.0001	735.47	10.27	0.42	43.62

شکل ۷، تغییرات عمقی تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه را در چاه مطالعه‌شده نشان می‌دهد. هر دو پارامتر در امتداد چاه، دارای پراکندگی چشمگیری‌اند و توزیع یکنواختی ندارند. تخلخل (شکل ۷-الف) در بازه‌های مختلف عمقی، مقادیر متفاوتی را نشان می‌دهد و نمونه‌های با تخلخل پایین و بالا در سراسر توالی مخزنی مشاهده می‌شوند که بیانگر ناهمگنی عمودی این پارامتر است. تراوایی (شکل ۷-ب) نیز تغییرات شدیدی را در امتداد عمق نشان می‌دهد؛ به‌طوری که بخش عمدهٔ نمونه‌ها دارای مقادیر پایین و تنها در برخی بازه‌های محدود، مقادیر بالای تراوایی ثبت شده است. این الگوی پراکندگی، بیانگر ناهمگنی عمودی درخور توجه ویژگی‌های مخزنی در چاه مطالعه‌شده است.

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

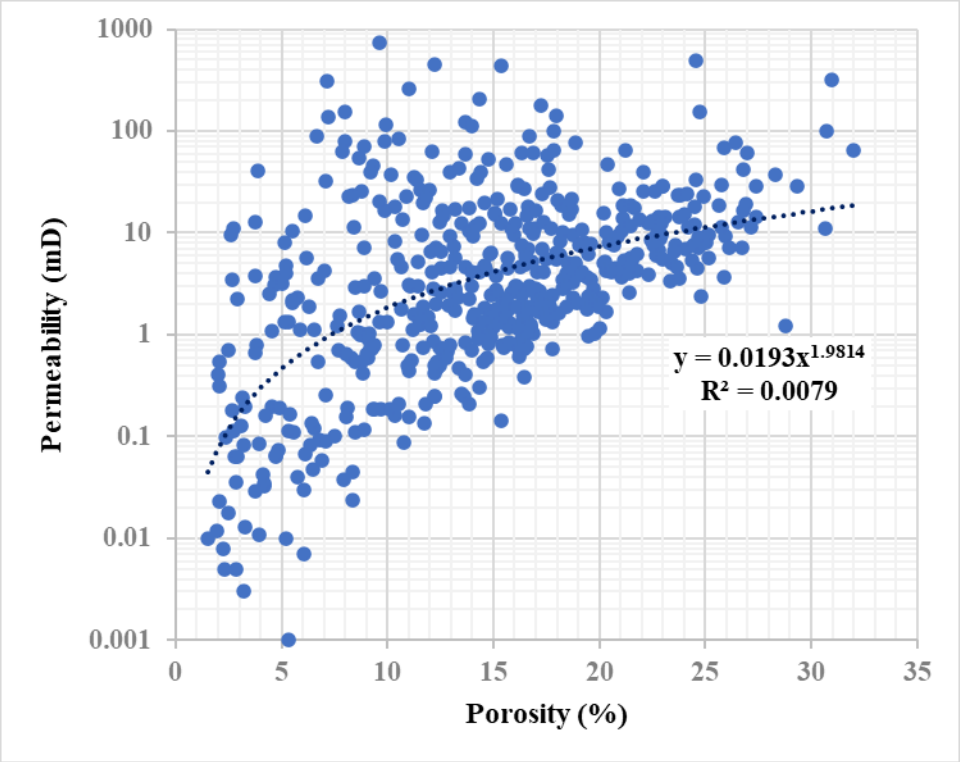


شکل ۷- پراکندگی عمقی داده‌های (الف) تخلخل و (ب) تراوایی حاصل از آنالیز مغزه در چاه مطالعه‌شده واقع در سازند سروک

Fig 7- Depth distribution of (a) porosity and (b) permeability data obtained from core analysis in the studied well located in the Sarvak Formation

به‌منظور بررسی ارتباط کلی بین تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه، نمودار پراکندگی تخلخل در مقابل لگاریتم تراوایی ترسیم شد (شکل ۸). پراکندگی درخور توجه داده‌ها در این نمودار، نشان‌دهندهٔ وجودنداشتن یک رابطهٔ خطی مشخص بین تخلخل و تراوایی است. مقدار پایین ضریب تعیین ($R^2 = 0.04$) نیز بیانگر آن است که تغییرات تخلخل به‌تنهایی توانایی محدودی در توضیح تغییرات لگاریتم تراوایی دارد. این موضوع نشان می‌دهد که در مخازن کربناتهٔ ناهمگن، علاوه بر مقدار تخلخل، ویژگی‌های سیستم حفره‌ای شامل نوع، اندازه و پیوستگی حفرات و همچنین فرآیندهای دیاژنزی، نقش مهمی در کنترل تراوایی دارند.

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شکل ۸- نمودار پراکندگی ارتباط بین تخلخل و تراوایی مغزه برای چاه مطالعه‌شده در سازند سروک

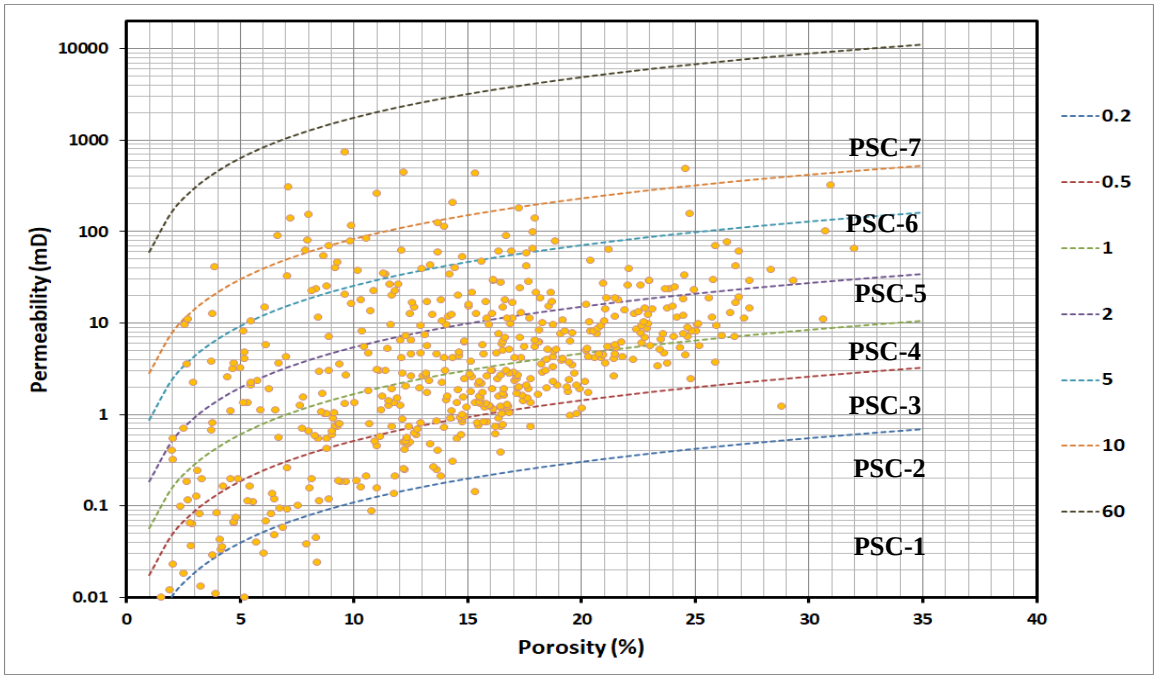
Fig 8- Cross-plot showing the relationship between core porosity and permeability in the studied well of the Sarvak Formation

روش وینلند

به‌منظور ارزیابی اندازهٔ گلوگاه‌های حفره‌ای، پارامتر R35 با استفاده از معادلهٔ وینلند محاسبه و داده‌ها بر نمودار استاندارد وینلند ترسیم شدند (شکل ۹). براساس نحوهٔ پراکنش داده‌ها، هفت کلاس اندازهٔ حفرات شناسایی شد که مشخصات آماری آنها در جدول ۳ ارائه شده است. این کلاس‌ها براساس ویژگی‌های پتروفیزیکی و کیفیت مخزنی در سه گروه شامل کلاس‌های با کیفیت مخزنی ضعیف (۱ و ۲)، کیفیت مخزنی متوسط (۳ و ٤) و کیفیت مخزنی خوب (٥، ٦ و ۷) طبقه‌بندی شدند.

با توجه به آنچه در جدول (۳) مشاهده می‌شود، کلاس‌های ۱ و ۲ دارای کمترین مقادیر میانگین تراوایی، RQI، FZI و R35 و عمدتاً با ریزتخلخل و رخساره SMF-3 همراه‌اند؛ از این رو در گروه کلاس‌های با کیفیت مخزنی ضعیف قرار می‌گیرند. کلاس‌های ۳ و ٤ از مقادیر حد واسط تخلخل، تراوایی و دیگر شاخص‌های پتروفیزیکی برخوردارند و کلاس‌های با کیفیت مخزنی متوسط شناخته می‌شوند. در مقابل، کلاس‌های ٥، ٦ و ۷ دارای بیشترین مقادیر میانگین تراوایی، RQI، FZI و R35 هستند و حضور تخلخل‌های قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، درون‌دانه‌ای و بین‌بلوری در کنار رخساره‌های غالب SMF-6-7-8، موجب شده است این کلاس‌ها واحدهای با کیفیت مخزنی خوب معرفی شوند.

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شکل ۹- نمودار استاندارد وینلند برای نمونه‌های سازند سروک در چاه مطالعه‌شده

Fig 9- Standard Winland plot for the samples of the Sarvak Formation in the studied well.

جدول ۳- خلاصهٔ اطلاعات مربوط به کلاس‌های اندازهٔ حفرات در چاه مطالعه‌شده

Table 3- Summary of information related to pore size classes in the studied well

شماره PSC	میانگین Phi (%)	میانگین K (mD)	میانگین RQI	میانگین FZI	میانگین R35	رخساره‌های غالب	فرآیندهای دیاژنزی	نوع تخلخل
PSC-1	6.4	0.04	0.02	0.34	0.13	SMF 3	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای
PSC-2	10.7	0.38	0.05	0.56	0.35	SMF 3	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای
PSC-3	15.2	2.01	0.11	0.70	0.73	SMF 3, 8	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
PSC-4	17.2	6.95	0.19	1.21	1.41	SMF 3, 8	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
PSC-5	15.7	22.53	0.35	2.61	3.02	SMF 7	انحلال، شکستگی، تبلور مجدد، میکرایتی‌شدن	قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، درون‌دانه‌ای
PSC-6	12.6	69.73	0.69	6.39	7.05	SMF 6, 8	میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
PSC-7	10.4	253.90	1.45	14.70	17.73	SMF 8	میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

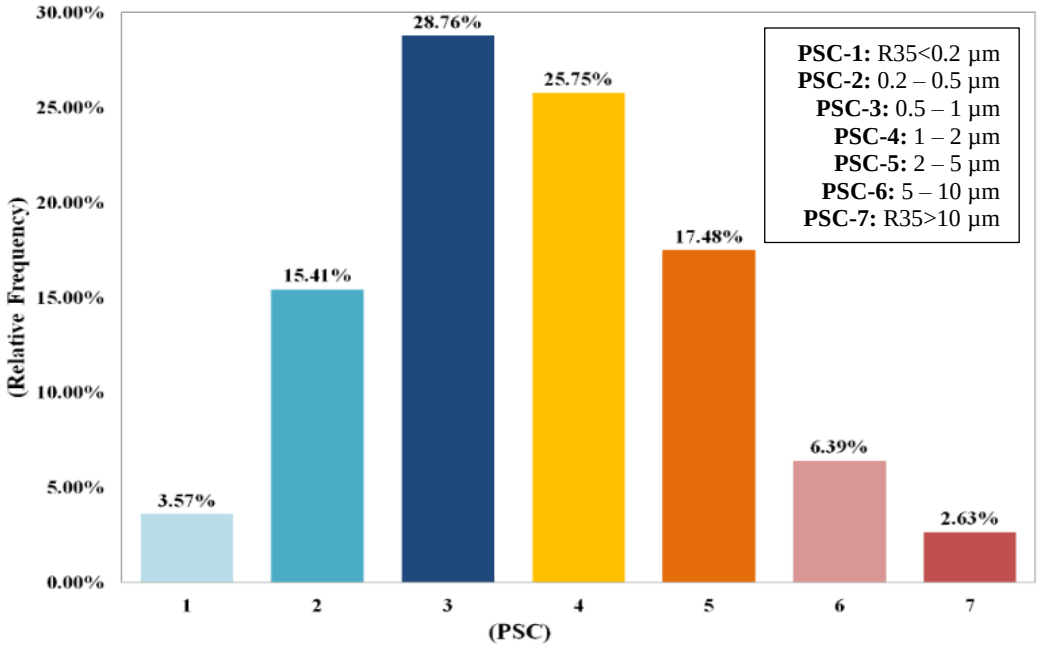
نمودار فراوانی نسبی کلاس‌های اندازهٔ حفرات در چاه مطالعه‌شده، در شکل ۱۰ نشان داده شده است. نتایج این نمودار و همچنین بررسی ستون کیفیت مخزنی (شکل ۱۷) نشان می‌دهد که کلاس‌های مختلف اندازهٔ حفرات در سراسر بازهٔ مطالعه‌شده پراکندگی دارند و روند عمقی مشخصی در تغییر کلاس‌های اندازهٔ حفرات مشاهده نمی‌شود. این الگوی پراکندگی بیانگر تغییرات درخور توجه ویژگی‌های سیستم حفره‌ای و ناهمگنی چاه در امتداد عمق است.

بررسی فراوانی نسبی کلاس‌های اندازهٔ حفرات (PSC) در بازهٔ مطالعه‌شده نشان داد که بیشترین فراوانی مربوط به PSC 3با مقدار ۲۸/۷۶درصد است؛ پس از آن، PSC 4 با فراوانی ۲۵/۷۵درصد در رتبهٔ دوم قرار دارد. درمجموع، کلاس‌های اندازهٔ حفرات ۳ و ٤ با مجموع فراوانی ٥٤/٥١درصد، بخش غالب سیستم حفره‌ای مخزن را تشکیل می‌دهند که نشان‌دهندهٔ غالب‌بودن کلاس‌های اندازهٔ حفره با کیفیت مخزنی متوسط در سازند مطالعه‌شده است.

کلاس‌های اندازهٔ حفرات با کیفیت خوب (کلاس‌های ٥، ٦ و ۷)، درمجموع حدود ۲٦/٥درصد از سیستم حفره‌ای را شامل می‌شوند. در میان این کلاس‌ها، PSC 5 با فراوانی ۱۷/٤۸درصد بیشترین سهم را داشته است؛ در حالی که PSC 7تنها ۲/٦۳درصد از کل کلاس‌های حفره‌ای را به خود اختصاص داده است. این کلاس‌ها به‌دلیل برخورداری از ویژگی‌های پتروفیزیکی مطلوب، نقش مهمی در ایجاد بخش‌های با کیفیت مخزنی بالا دارند.

در مقابل، کلاس‌های ۱ و ۲ که معرف سیستم‌های حفره‌ای با کیفیت ضعیف‌اند، درمجموع ۱۸/۹۸درصد از فراوانی کل را شامل می‌شوند. حضور این کلاس‌ها با توسعهٔ ریزتخلخل و تأثیر فرآیندهای دیاژنزی کاهندهٔ کیفیت مانند میکرایتی‌شدن، فشردگی و سیمانی‌شدن مرتبط است.

به‌طور کلی، توزیع کلاس‌های اندازهٔ حفرات نشان می‌دهد که سیستم حفره‌ای چاه مطالعه‌شده عمدتاً تحت کنترل کلاس‌های متوسط ۳ و ٤ و در کنار آن، حضور محدود کلاس‌های با کیفیت بالا (٥ تا ۷) و کلاس‌های ضعیف (۱ و ۲)، بیانگر ناهمگنی درخور توجه در ویژگی‌های پتروفیزیکی و سیستم منافذ این مخزن کربناته است.



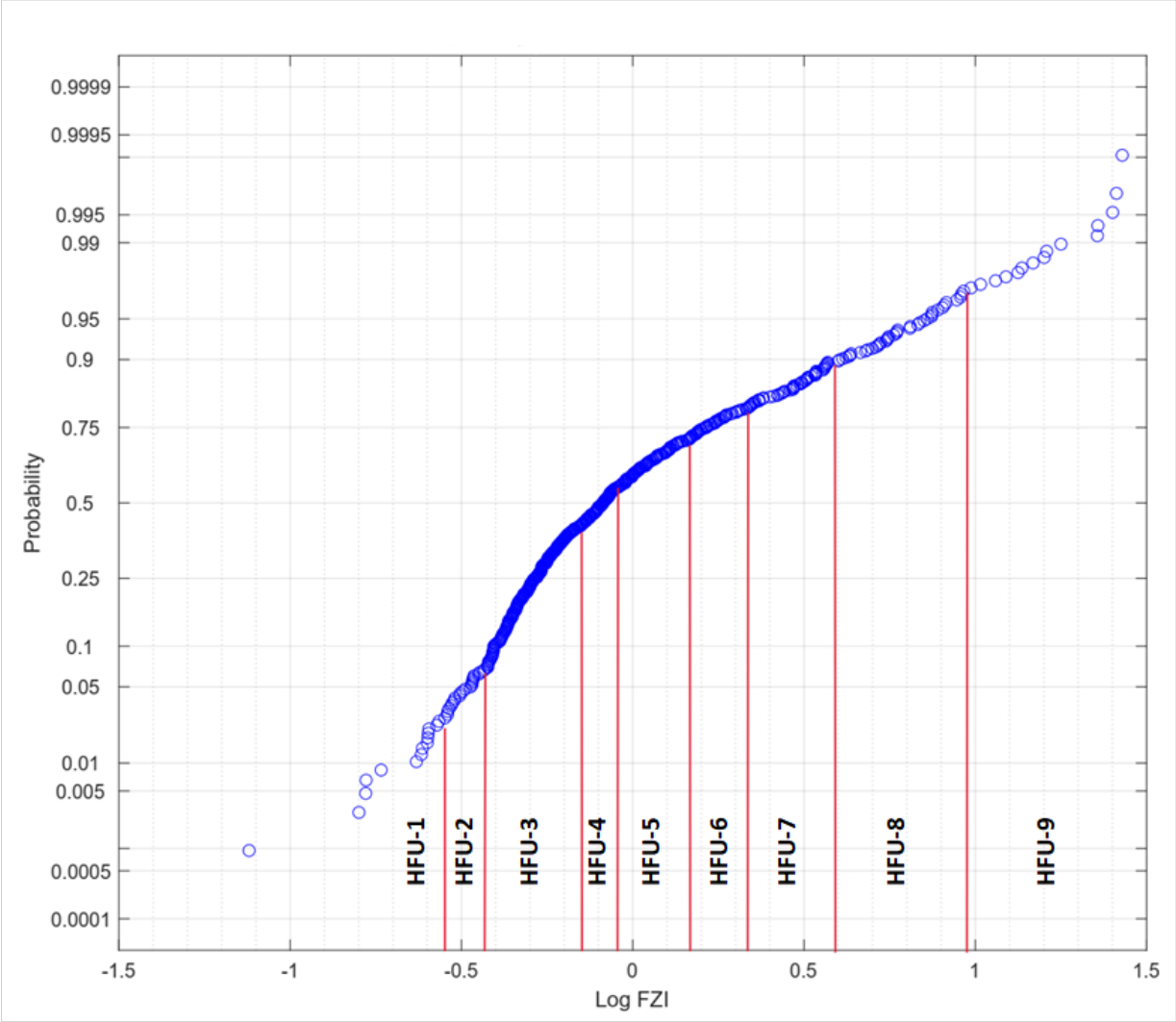
شکل ۱۰- نمودار فراوانی نسبی کلاس‌های اندازهٔ حفرات در چاه مطالعه‌شده

Fig 10- Relative frequency distribution of pore size classes in the studied well

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

واحدهای جریانی هیدرولیکی

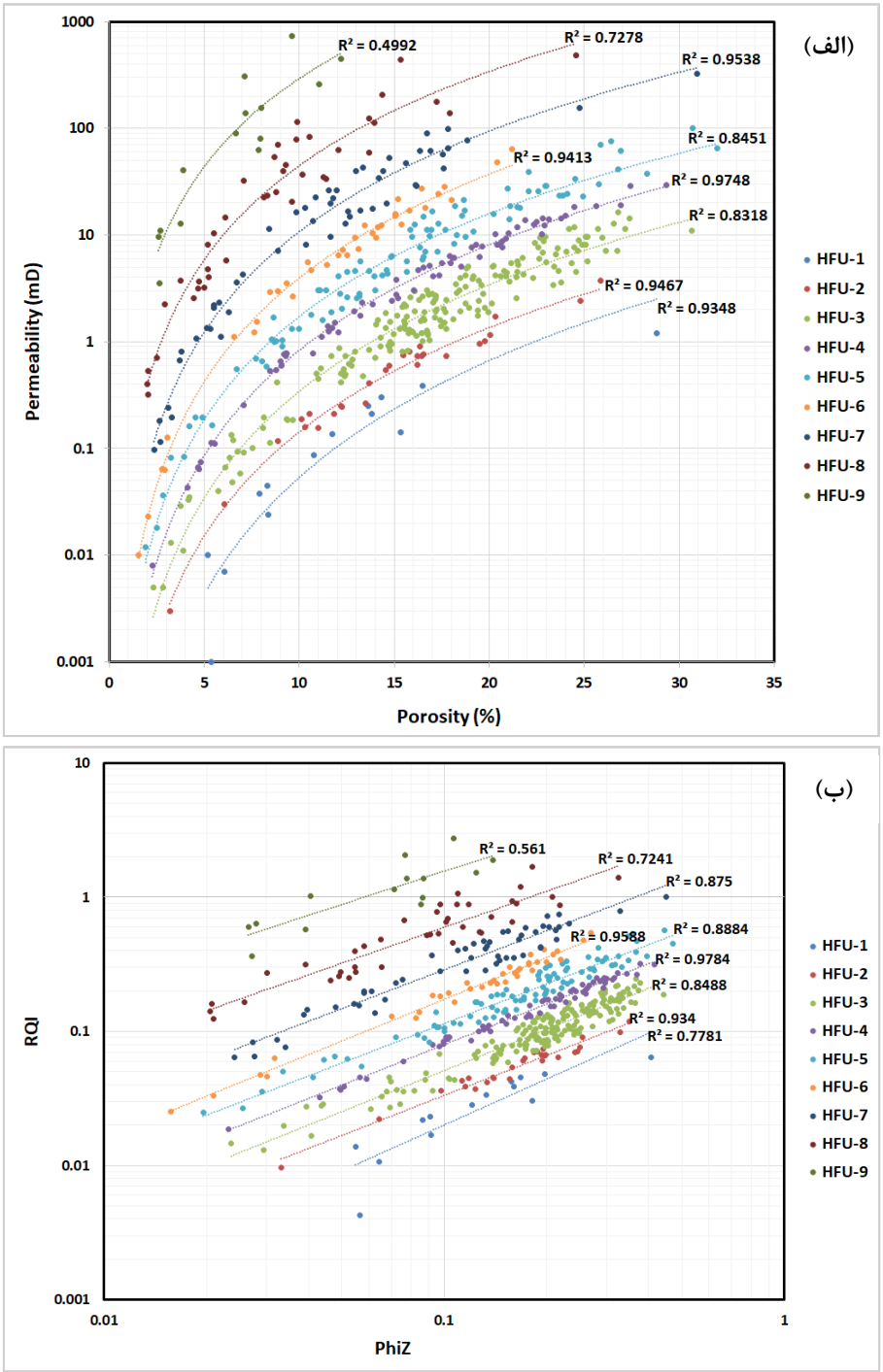
براساس نمودار احتمال نرمال تجمعی لگاریتم FZI و نقاط شکست موجود در آن، تعداد ۹ واحد جریانی هیدرولیکی (HFU) در چاه مطالعه‌شده شناسایی شد (شکل ۱۱). به‌منظور بررسی صحت این طبقه‌بندی، نمودارهای تخلخل–تراوایی و تخلخل نرمال‌شده–اندیس کیفیت مخزنی به تفکیک واحدهای جریانی، رسم شد (شکل ۱۲). مقادیر ضریب تعیین (R^2) به دست آمده برای تمامی واحدهای جریانی (غیر از واحد جریانی شمارهٔ ۹) بالاتر از ۰/۷ و نشان‌دهندهٔ تفکیک مناسب واحدهای جریانی هیدرولیکی و همگنی نسبی ویژگی‌های پتروفیزیکی در داخل هر واحد است. خلاصهٔ اطلاعات مربوط به واحدهای جریانی هیدرولیکی در چاه مطالعه‌شده در جدول ٤ ارائه شده است. همچنین، نمودار فراوانی نسبی واحدهای جریانی هیدرولیکی در شکل (۱۳) نمایش داده شده است.



شکل ۱۱– نمودار تجمعی احتمال نرمال برای پارامتر لگاریتم **FZI**

Fig 11- Normal probability cumulative plot for the logarithm of FZI parameter

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شـــکل ۱۲- (الف) نمودار متقاطع تخلخل (**Phi**) در برابر تراوایی (**K**) به تفکیک برای هریک از واحدهای جریانی هیدرولیکی (**HFU**)؛ (ب) نمودار متقاطع تخلخل نرمال‌شده (**PhiZ**) در برابر اندیس کیفیت مخزنی (**RQI**) به تفکیک برای هریک از واحدهای جریانی هیدرولیکی (**HFU**)

Fig 12- (a) Cross-plot of porosity (Phi) versus permeability (K) for each Hydraulic Flow Unit (HFU); (b) Cross-plot of normalized porosity (PhiZ) versus Reservoir Quality Index (RQI) for each Hydraulic Flow Unit (HFU).

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

جدول ٤- خلاصهٔ اطلاعات مربوط به واحدهای جریانی هیدرولیکی در چاه مطالعه‌شده

Table 4- Summary of information related to Hydraulic Flow Units (HFUs) in the studied well.

شمارهٔ HFU	میانگین Phi (%)	میانگین K (mD)	میانگین RQI	میانگین PhiZ	میانگین FZI	میانگین R35	شمارهٔ PSC	رخساره‌های غالب	فرآیندهای دیاژنزی	نوع تخلخل
HFU-1	11.9	0.2	0.03	0.14	0.22	0.17	1, 2	SMF 3	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای
HFU-2	14.8	0.7	0.06	0.18	0.33	0.36	1, 2, 3	SMF 2, 3	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای
HFU-3	17.0	3.1	0.11	0.21	0.52	0.72	1, 2, 3, 4	SMF 2, 3, 8	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
HFU-4	15.9	6.3	0.16	0.20	0.80	1.10	1, 2, 3, 4, 5	SMF 3, 6, 8	فشردگی سیمانی‌شدن میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
HFU-5	15.5	13.2	0.22	0.19	1.15	1.64	2, 3, 4, 5	SMF 4, 7	انحلال، شکستگی، تبلور مجدد، میکرایتی‌شدن،	قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، درون‌دانه‌ای
HFU-6	11.9	11.8	0.25	0.14	1.75	2.01	2, 3, 4, 5	SMF 2, 3	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای
HFU-7	11.3	31.5	0.38	0.13	2.92	3.41	3, 4, 5, 6	SMF 7, 8	میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، درون‌دانه‌ای، بین‌بلوری
HFU-8	8.8	64.7	0.60	0.10	6.31	6.31	4, 5, 6, 7	SMF 8	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
HFU-9	6.7	167.8	1.23	0.07	17.78	15.97	5, 6, 7	SMF 3, 8	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری

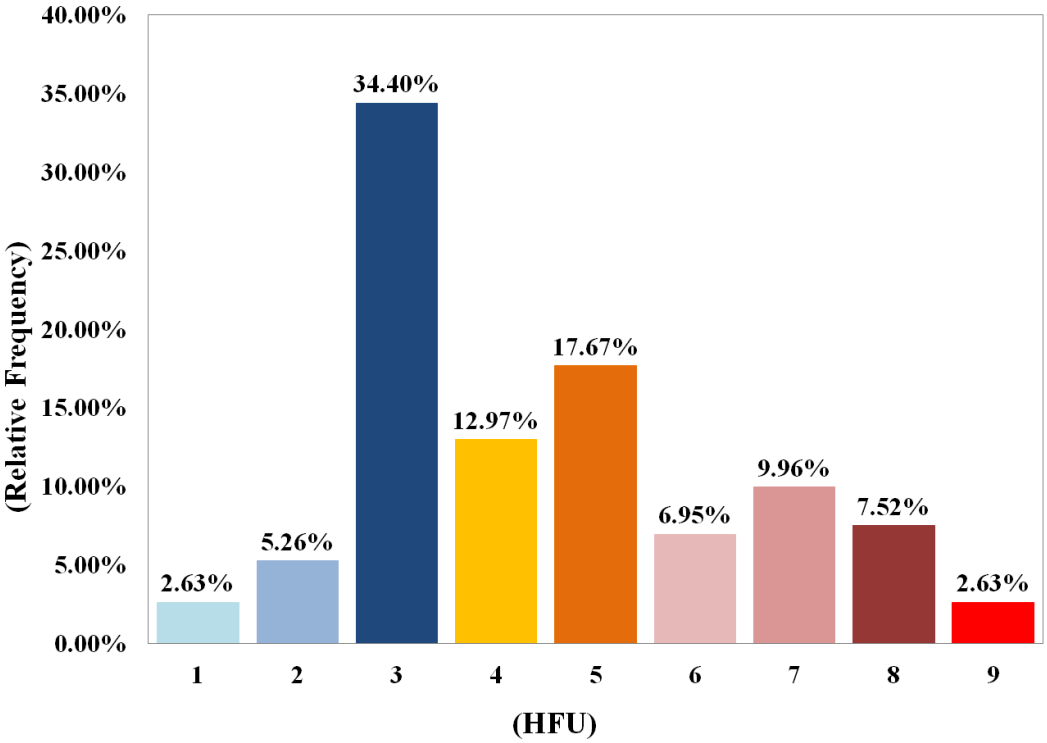
https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

براساس پارامترهای پتروفیزیکی شامل تخلخل، تراوایی، RQI، FZI، PhiZ،R35 ، واحدهای جریانی هیدرولیکی شناسایی‌شده در سه گروه با کیفیت مخزنی بالا، متوسط و ضعیف طبقه‌بندی شدند (جدول ٤).

واحدهای جریانی ۷ تا ۹ به‌عنوان واحدهای با کیفیت مخزنی بالا، دارای بیشترین مقادیر تراوایی، RQI، FZI و R35 هستند و به‌دلیل توسعهٔ گلوگاه‌های حفره‌ای مناسب و ارتباط بهتر منافذ، قابلیت جریان‌دهی بالاتری دارند. این واحدها عمدتاً با تخلخل‌های قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای و بین‌بلوری و کلاس‌های ۳ تا ۷ مرتبط‌اند.

واحدهای جریانی ٤ تا ٦ در گروه واحدهای با کیفیت متوسط قرار گرفته‌اند. این واحدها اگرچه دارای مقادیر مناسبی از تخلخل‌اند، مقادیر متوسط RQI ، FZI و R35 نشان‌دهندهٔ محدودیت نسبی در ارتباط منافذ و جریان سیال است. این واحدها با انواع مختلف تخلخل شامل قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری و ریزتخلخل و کلاس‌های ۱ تا ۵ مرتبط‌اند.

واحدهای جریانی ۱ تا ۳ دارای ضعیف‌ترین کیفیت مخزنی‌اند و با کمترین مقادیر تراوایی، RQI، FZI و R35 مشخص می‌شوند. در این واحدها، غالب‌بودن ریزتخلخل و تأثیر فرآیندهای دیاژنزی مانند میکرایتی‌شدن، فشردگی و سیمانی‌شدن، موجب کاهش ارتباط منافذ و توانایی جریان‌دهی شده است.



شکل ۱۳- نمودار فراوانی نسبی واحدهای جریانی هیدرولیکی در چاه مطالعه‌شده

Fig 13- Relative frequency distribution of Hydraulic Flow Units (HFUs) in the studied well

با توجه به ستون کیفیت مخزنی (شکل ۱۷) و نمودار فراوانی نسبی واحدهای جریانی (شکل ۱۳)، توزیع واحدهای جریانی هیدرولیکی نشان می‌دهد که سازند سروک ازنظر کیفیت جریان‌دهی سیال، دارای ناهمگنی درخور توجهی است. در بین واحدهای شناسایی‌شده، HFU 3 با فراوانی ٣٤/٤٠درصد بیشترین سهم را به خود اختصاص داده است که

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

بیانگر غالب‌بودن واحدهای با کیفیت جریانی ضعیف در بازهٔ مطالعه‌شده است. این واحدها با مقادیر پایین RQI ، FZI و R35 و تراوایی محدود، عمدتاً تحت تأثیر ریزتخلخل، میکرایتی‌شدن، سیمانی‌شدن و فشردگی قرار گرفته‌اند که موجب کاهش ارتباط بین منافذ و محدودشدن جریان سیال شده است.

پس از HFU 3، واحدهای جریانی متوسط شامل واحدهای جریانی ٤ تا ٦ درمجموع حدود ۳۷/۵۹درصد از نمونه‌ها را تشکیل می‌دهند که نشان می‌دهد بخش درخور توجهی از مخزن دارای کیفیت جریانی متوسط است. این واحدها اگرچه ازنظر مقدار تخلخل شرایط مناسبی دارند، محدودیت در اندازه و پیوستگی گلوگاه‌های حفره‌ای باعث شده است که توان جریان‌دهی آنها در مقایسه با واحدهای جریانی با کیفیت بالا کاهش یابد.

واحدهای جریانی با کیفیت بالا (واحدهای جریانی ۷ تا ۹) درمجموع حدود ۲۰/۱۱درصد از نمونه‌های مطالعه‌شده را شامل می‌شوند. این واحدها با مقادیر بالاتر RQI ، FZI و R35 و توسعهٔ تخلخل‌های مؤثر مانند تخلخل قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای و بین‌بلوری، بهترین شرایط مخزنی را نشان می‌دهند. پراکندگی این واحدهای جریانی در ستون چاه، بیانگر وجود زون‌هایی با ارتباط بهتر منافذ و قابلیت جریان‌دهی بالاتر است؛ اما سهم محدود آنها نشان می‌دهد که این بخش‌های با کیفیت بالا به‌صورت گسترده در کل مخزن توسعه نیافته‌اند.

به‌طور کلی، توزیع واحدهای جریانی نشان می‌دهد که کیفیت مخزنی چاه مطالعه‌شده بیش از آنکه صرفاً تابع مقدار تخلخل باشد، تحت کنترل کیفیت گلوگاه‌های حفره‌ای، ارتباط سیستم منافذ و اثر فرآیندهای دیاژنزی قرار دارد. غالب‌بودن واحدهای جریانی ضعیف تا متوسط و پراکندگی محدود واحدهای جریانی با کیفیت بالا، ناهمگنی شدید مخزن کربناتهٔ مطالعه‌شده را تأیید می‌کند و اهمیت استفاده از روش واحدهای جریانی هیدرولیکی را برای تفکیک زون‌های با رفتار جریانی متفاوت نشان می‌دهد.

رده‌بندی لوسیا

بررسی مقاطع نازک و مطالعات پتروگرافی براساس رده‌بندی لوسیا، به شناسایی سه کلاس اصلی (Classes 1, 2, 3) و دو زیرکلاس (Sub-Class 1 & Sub-Class 3) منجر شد که بیانگر طیفی از کیفیت مخزنی از بسیار مطلوب تا ضعیف‌اند (جدول ۵). از میان کلاس‌های شناسایی‌شده، کلاس ۳ با فراوانی ٦٥/٥درصد بیشترین گسترش را دارد و پس از آن زیرکلاس ۳ (۱۹/٤درصد) و کلاس ۲ (۱۲/۱درصد) قرار می‌گیرند؛ در حالی که کلاس ۱ (۲/۲درصد) و زیرکلاس ۱ (۰/۸درصد) کمترین فراوانی را نشان می‌دهند (شکل ١٦-الف). توزیع عمقی این کلاس‌ها نیز نشان می‌دهد که آنها در امتداد چاه به‌صورت پراکنده توسعه یافته‌اند و روند عمقی مشخصی را دنبال نمی‌کنند (شکل ۱۷). کلاس ۳ در بخش عمده‌ای از ستون چاه غالب است؛ در حالی که زیرکلاس ۳ بیشتر در برخی بازه‌های میانی و انتهایی چاه، گسترش یافته است. کلاس ۲ عمدتاً در بخش‌های ابتدایی و میانی چاه مشاهده می‌شود؛ اما هرگز به کلاس غالب تبدیل نمی‌شود و کلاس ۱ و زیرکلاس ۱ نیز، تنها به‌صورت موضعی حضور دارند. غلبهٔ کلاس ۳ و زیرکلاس ۳ نشان می‌دهد که بخش عمدهٔ چاه از سنگ‌های گل‌پشتیبان با غلبهٔ ریزتخلخل تشکیل شده و تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی کاهندهٔ کیفیت مخزنی، به‌ویژه فشردگی و سیمانی‌شدن، قرار گرفته است. در مقابل، توسعهٔ محدود کلاس ۱ و زیرکلاس ۱ بیانگر آن است که واحدهای دانه‌پشتیبان با تخلخل مؤثر و کیفیت مخزنی بالاتر، تنها در بخش‌های محدودی از چاه حضور دارند. درمجموع، الگوی فراوانی و توزیع عمقی کلاس‌های لوسیا، ناهمگنی عمودی درخور توجه چاه و نقش کنترل‌کنندهٔ فابریک سنگ و فرآیندهای دیاژنزی را بر کیفیت مخزنی نشان می‌دهند.

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

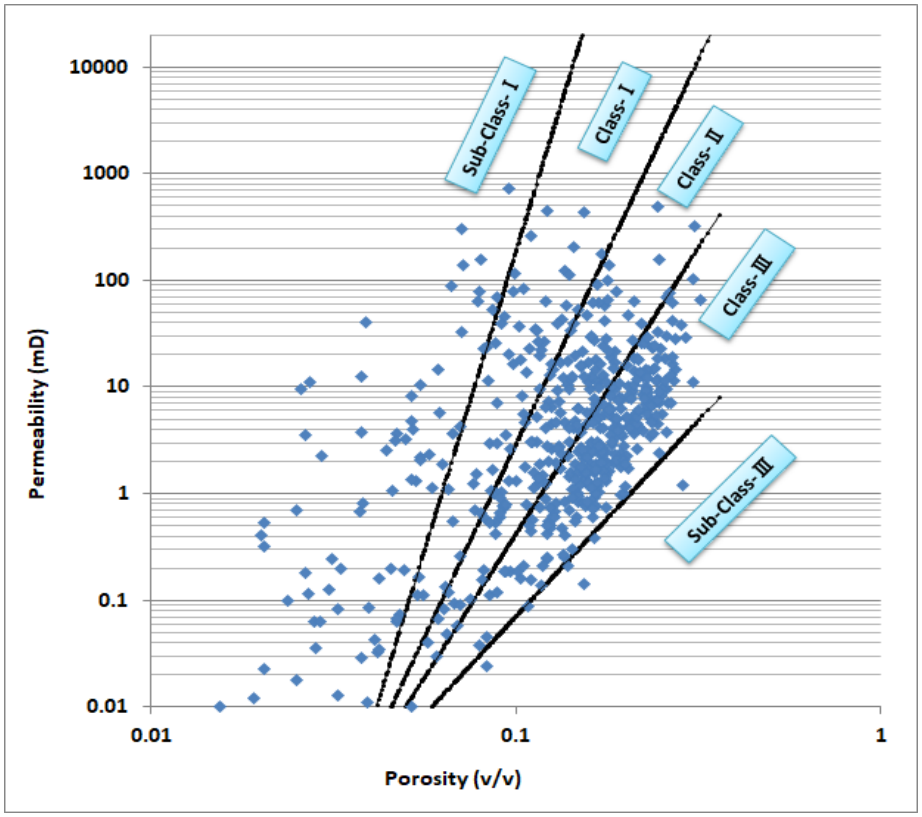
جدول ۵- کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا و مشخصات آنها

Table 5- Lucia petrophysical classes and their characteristics.

کلاس‌های لوسیا	بافت	دیاژنز	نوع تخلخل	میزان تخلخل	میزان تراوایی	زیرمحیط رسوبی
Sub-Class-I	گرینستون، رودستون، فلوتستون، پکستون	انحلال بسیار شدید	حفره‌ای، غاری، کانالی، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری	خیلی‌زیاد (بیشتر از ۲۰درصد)	خیلی بالا	شول، واریزه‌های ریفی
Class-I	گرینستون، رودستون، دولومیت‌های درشت‌بلور	انحلال زیاد	حفره‌ای، قالبی، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری	زیاد (بین ۱۵ تا ۲۰درصد)	بالا	شول
Class-II	پکستون دانه‌غالب، دولومیت متوسط‌بلور	انحلال متوسط، سیمانی‌شدن و میکرایتی‌شدن تا حدودی	حفره‌ای، قالبی، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری	متوسط (بین ۱۰ تا ۱۵درصد)	متوسط	رمپ داخلی و میانی
Class-III	پکستون گل‌غالب، مادستون، وکستون، دولومیت ریزبلور	سیمانی‌شدن، فشردگی و میکرایتی شدن زیاد	ریزتخلخل، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری	کم (بین ۵ تا ۱۰درصد)	پایین	رمپ میانی و بیرونی
Sub-Class-III	وکستون و مادستون به‌شدت فشرده	سیمانی‌شدن و فشردگی بسیار شدید	ریزتخلخل	خیلی‌کم (کم‌تر از ۵درصد)	خیلی‌پایین	لاگون، رمپ بیرونی و حوضه

داده‌های تخلخل- تراوایی بر نمودار استاندارد لوسیا ترسیم و سه کلاس اصلی و دو زیرکلاس فرعی براساس مرزهای تعریف‌شده، شناسایی شدند. بر طبق این نمودار، بیشتر نمونه‌ها در کلاس‌های ۱ تا ۳ قرار گرفتند که در میان آنها، کلاس ۳ بیشترین فراوانی را نشان می‌دهد. همچنین بخشی از داده‌ها در زیرکلاس ۱ و کمترین داده‌های مشاهده‌شده در زیرکلاس ۳ قرار دارند (شکل ١٤).

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

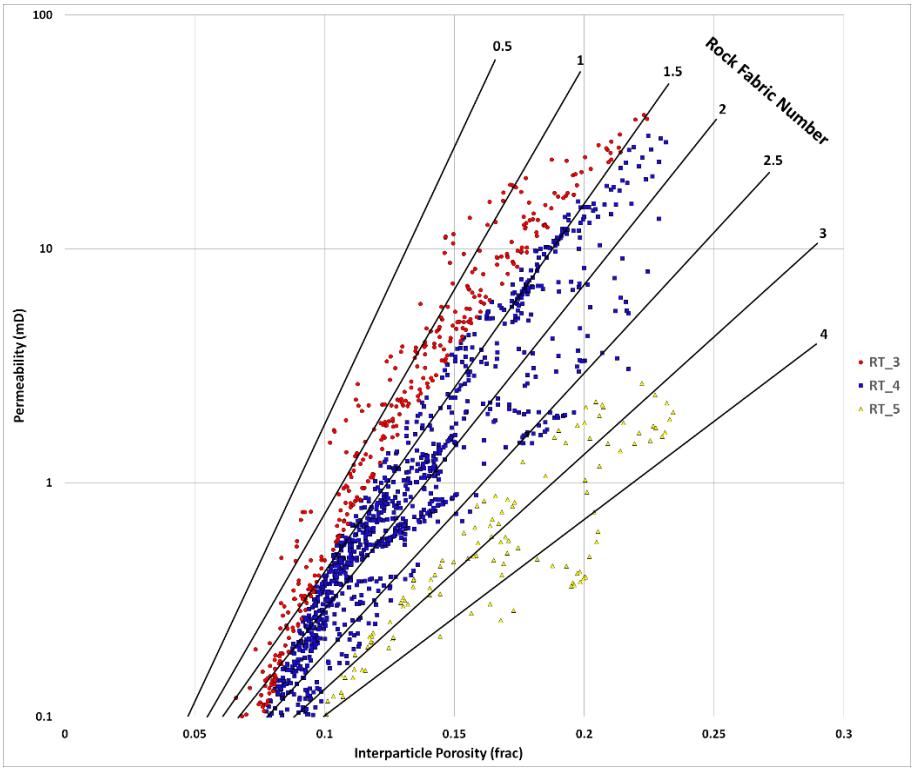


شکل ١٤- نمودار پتروفیزیکی لوسیا برای داده‌های تخلخل- تراوایی چاه مطالعه‌شده

Fig 14- Lucia petrophysical plot for the porosity–permeability data of the studied well

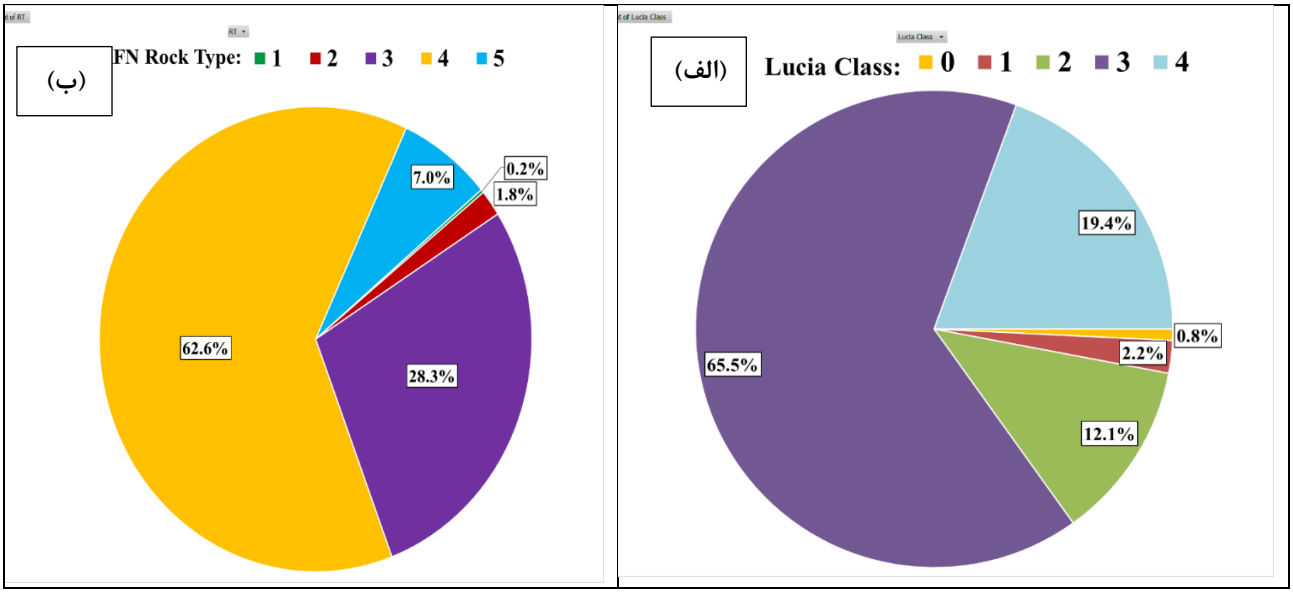
برای ارزیابی توزیع گونه‌های سنگی، نمودار متقاطع تخلخل- تراوایی لوسیا براساس محدوده‌های شمارهٔ فابریک سنگ (RFN) تهیه و موقعیت گونه‌سنگی‌های شناسایی‌شده بر این نمودار، به‌منظور بررسی ارتباط آنها با کیفیت مخزنی و کلاس‌های لوسیا، مشخص شد (شکل ١٥). بر اساس مقادیر RFN محاسبه‌شده از داده‌های لاگ، پنج گونه‌سنگی شامل RT1 با RFN کمتر از ۰/۵، RT2 در محدودهٔ ۰/۵ تا ۱/۵، RT3 در محدودهٔ ۱/۵ تا ۲/۵، RT4 در محدودهٔ ۲/۵ تا ۳/۵ و RT5 باRFN بزرگ‌تر از ۳/۵ تعریف شدند (جدول ٦). نتایج نشان داد که RT4 با فراوانی ٦٢/٦درصد، غالب‌ترین گونه‌سنگی است و پس از آن RT3 با ٢٨/٣درصد قرار دارد؛ در حالی که RT1 و RT2 سهم بسیار محدودی از داده‌ها را شامل می‌شوند (شکل ١٦- ب). مقایسهٔ این گونه‌سنگی‌ها با طبقه‌بندی لوسیا نشان داد که RT1 و RT2 عمدتاً با کلاس‌های ضعیف‌تر لوسیا (کلاس ٣ و زیرکلاس ٣) همراه‌اند؛ در حالی که RT3 و RT4 با حضور غالب کلاس‌های ٢ و ٣ و بخش‌های محدودی از کلاس ١، مهم‌ترین واحدهای کنترل‌کنندهٔ کیفیت مخزنی محسوب می‌شوند. RT5 اگرچه دارای بیشترین مقدار RFN و تخلخل مؤثر است، به‌دلیل ضعف ارتباط بین حفرات، عمدتاً در کلاس ٣ و زیرکلاس ٣ قرار دارد و تراوایی پایین‌تری نسبت‌به RT3 و RT4 نشان می‌دهد؛ بنابراین، ارتباط بین RFN و کیفیت مخزنی در این مخزن کاملاً خطی نیستند و نوع تخلخل، اتصال فضای منفذی و فرآیندهای دیاژنزی نقش تعیین‌کننده‌ای در کنترل رفتار جریان دارند. توزیع عمقی گونه‌سنگی‌ها نیز نشان می‌دهد که گونه‌های سنگی در امتداد چاه، فاقد روند مشخصی بوده و به‌صورت پراکنده توسعه یافته‌اند. RT4 در کل بازهٔ چاه غالب است، RT3 در بخش‌های مختلف حضور درخور توجهی دارد و RT5 عمدتاً در بخش‌های انتهایی افزایش می‌یابد؛ در حالی که RT1 و RT2 تنها به‌صورت محدود مشاهده می‌شوند (شکل ١٧). این الگوی پراکندگی، بیانگر ناهمگنی عمودی مخزن و تغییرات موضعی در ویژگی‌های فابریک سنگ و معماری سیستم حفرات در طول چاه مطالعه‌شده است.

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شکل ۱۵- نمودار متقاطع لوسیا مربوط به شمارهٔ فابریک سنگ (RFN)

Fig 15- Lucia cross-plot for Rock Fabric Number (RFN)



شکل ۱۶- توزیع فراوانی (الف) کلاس‌های لوسیا تعیین‌شده براساس مطالعات پتروگرافی (زیرکلاس ۱ لوسیا با عدد صفر و همچنین زیرکلاس ۳ لوسیا با عدد ٤ نشان داده شده‌اند) و (ب) گونه‌های سنگی شناسایی‌شده براساس محدوده‌های RFN در چاه مطالعه‌شده

Fig 16- Frequency distribution of (a) Lucia classes determined based on petrographic studies (Lucia Subclass 1 and Lucia Subclass 3 are represented by values of 0 and 4, respectively) and (b) rock types identified based on RFN ranges in the studied well

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

جدول ٦- خلاصهٔ ویژگی‌های گونه‌های سنگی (RTs) شناسایی‌شده براساس RFN

Table 6- Summary of the characteristics of rock types (RTs) identified based on RFN.

شمارهٔ Rock Type	محدودهٔ RFN	میانگین تخلخل مؤثر (٪)	میانگین اشباع آب مؤثر (٪)	میانگین تراوایی لوسیا (mD)	کلاس‌های لوسیا همراه	رخساره‌های غالب	فرآیندهای دیاژنزی غالب	نوع تخلخل غالب
1	< 0.5	1.31	69.77	خیلی کم	Class II, III	SMF-3 SMF-8	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
2	0.5 – 1.5	3.09	67.12	0.0017	Class III & Sub- Class III	SMF-8	میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
3	1.5 – 2.5	11.04	27.67	3.87	Class II, III & Sub- Class III. به تعداد محدود Class I & Sub- Class I	SMF-2 SMF-3 SMF-6 SMF-7 SMF-8	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
4	2.5 – 3.5	12.55	28.86	2.12	Class II, III & Sub- Class III. به تعداد محدود Class I & Sub- Class I	SMF-2 SMF-3 SMF-7 SMF-8	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری
5	> 3.5	16.54	34.38	0.73	Class III & Sub- Class III	SMF-2 SMF-3 SMF-8	فشردگی، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، انحلال، دولومیتی‌شدن، شکستگی، تبلور مجدد	ریزتخلخل، قالبی، حفره‌ای، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری

بررسی انطباق کلاس‌های لوسیا با رخساره‌های میکروسکوپی، انواع تخلخل و گونه‌سنگی‌های حاصل از داده‌های لاگ نشان داد که در بخش زیادی از نمونه‌ها، هماهنگی مناسبی بین ویژگی‌های پتروگرافی و رفتار پتروفیزیکی وجود دارد. کلاس‌های ۱ و زیرکلاس ۱ لوسیا که شامل سنگ‌های دانه‌غالب مانند گرینستون، رودستون و پکستون‌اند، عمدتاً با رخساره‌های با پتانسیل مخزنی بالاتر و توسعهٔ تخلخل‌هایی نظیر حفره‌ای، قالبی، بین‌ذره‌ای و بین‌بلوری همراه‌اند و انطباق مناسبی با واحدهای دارای کیفیت مخزنی بهتر دارند. در مقابل، کلاس ۳ و زیرکلاس ۳ که در سنگ‌های گل‌غالب مثل مادستون و وکستون مشاهده می‌شوند، با رخساره‌های SMF-3 و SMF-8 ، غلبهٔ ریزتخلخل و فرآیندهای دیاژنزی کاهندهٔ کیفیت مانند فشردگی و سیمانی‌شدن همراه‌اند و با واحدهای ضعیف‌تر مخزنی تطابق نشان می‌دهند.

با این حال در برخی موارد، نبود انطباق بین رده‌بندی لوسیا و کیفیت واقعی مخزنی مشاهده شد؛ به‌طور مثال، RT3 و RT4 که براساس مقادیر RFN بهترین گونه‌سنگی‌های مخزن شناخته شدند، تنها به کلاس‌های با کیفیت بالای لوسیا محدود نیستند و در کلاس‌های ۲ و ۳ و زیرکلاس ۳ هم قرار گرفته‌اند.

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

این موضوع نشان می‌دهد که اثر فرآیندهای دیاژنزی و تغییرات سیستم حفرات، موجب کاهش یا افزایش کیفیت مخزنی مستقل از کلاس اولیهٔ فابریک سنگ می‌شود. همچنین RT5 با وجود بالاترین مقادیر RFN، عمدتاً در کلاس ۳ و زیرکلاس ۳ لوسیا قرار می‌گیرد و تراوایی پایین‌تری نسبت‌به RT3 و RT4 دارد. این نبود انطباق تأکید می‌کند که کیفیت مخزنی در چاه مطالعه‌شده تنها تابع مقدار تخلخل یا RFN نیست، به ویژگی‌های سیستم حفرات، ارتباط‌پذیری فضای منفذی و تغییرات ایجادشده با فرآیندهای دیاژنزی نیز وابسته است.

پیش‌بینی تراوایی

در این مطالعه، پیش‌بینی تراوایی در امتداد چاه با استفاده از معادلهٔ جهانی لوسیا (Lucia 2007) و بر مبنای داده‌های چاه‌پیمایی انجام شد. ابتدا شمارهٔ فابریک سنگ (RFN) با استفاده از پارامترهای تخلخل مؤثر و اشباع آب مؤثر محاسبه شد، سپس مقادیر تراوایی در هر نقطه از چاه با استفاده از معادلهٔ جهانی لوسیا و براساس مقادیر RFN و تخلخل بین‌ذره‌ای برآورد شد. به‌منظور ارزیابی عملکرد این روش، مقادیر تراوایی پیش‌بینی‌شده با داده‌های تراوایی حاصل از آنالیز مغزه مقایسه و تغییرات آنها در مقابل عمق بررسی شد (شکل ۱۷).

مقایسهٔ تغییرات عمقی تراوایی پیش‌بینی‌شده و تراوایی مغزه نشان داد که میزان انطباق این دو مجموعه داده در تمام طول چاه، یکسان نیست. در برخی بازه‌ها، روند تغییرات دو منحنی تطابق مناسبی داشته است؛ در حالی که در بخش‌هایی اختلاف درخور توجه بین مقادیر پیش‌بینی‌شده و اندازه‌گیری‌شده مشاهده می‌شود. براساس الگوی تغییرات تراوایی و میزان انطباق بین دو مجموعه داده، چاه مطالعه‌شده به هشت زون مجزا تقسیم‌بندی شد؛ سپس ویژگی‌های لیتولوژیکی، رخساره‌ای، دیاژنزی و نوع تخلخل غالب در هر زون، به‌منظور بررسی ارتباط آنها با عملکرد مدل پیش‌بینی تراوایی ارزیابی شد (جدول ۷).

زون‌های ۱، ۳، ۵ و ۷ که انطباق مناسبی بین تراوایی پیش‌بینی‌شده و تراوایی مغزه نشان می‌دهند، عمدتاً دارای سیستم حفراتی وابسته به فابریک سنگ‌اند. در این زون‌ها تخلخل‌های بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری، قالبی و ریزتخلخل بخش عمده‌ای از فضای منفذی را تشکیل می‌دهند. همچنین ارتباط مناسب‌تر بین حفرات، موجب پایداری رابطهٔ بین تخلخل و تراوایی می‌شود.

فرآیندهای دیاژنزی شامل انحلال، دولومیتی‌شدن، سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن و تبلور مجدد در این زون‌ها مشاهده می‌شوند؛ اما شدت آنها عمدتاً محدود است و تغییرات گسترده‌ای در فابریک اولیهٔ سنگ ایجاد نکرده‌اند. همچنین توسعهٔ تخلخل‌های ثانویه مرتبط با انحلال و تخلخل‌های بین‌بلوری ناشی از دولومیتی‌شدن، در کنار حفظ نسبی تخلخل‌های وابسته به فابریک، موجب شده است که سیستم حفرات رفتار نسبتاً پیش‌بینی‌پذیری داشته باشد. میزان ضریب همبستگی بین تراوایی پیش‌بینی و تراوایی مغزه در این زون‌ها به میزان ۰.۷۳ اندازه‌گیری شده است و نشان می‌دهد معادلهٔ جهانی لوسیا، تراوایی را در این زون‌ها با دقت پذیرفتنی پیش‌بینی می‌کند. میزان ضریب همبستگی بین تراوایی پیش‌بینی و تراوایی مغزه در زون‌های ۲، ٤، ٦ و ۸ به میزان ۰.۲٦ اندازه‌گیری شده است که حاکی از نبود انطباق بین تراوایی پیش‌بینی‌شده و تراوایی مغزه است. این مسئله عمدتاً تحت تأثیر ناهمگنی‌های شدید رخساره‌ای و دیاژنزی در زون‌های مذکور قرار دارد. تغییرات گسترده در سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن، تبلور مجدد و حضور رخساره‌های مختلف مثل لاگون، شول و ریف تالوس، موجب پیچیده‌شدن سیستم حفرات در این زون‌ها شده است. توسعهٔ تخلخل‌های ثانویه، به‌ویژه تخلخل‌های حفره‌ای و شکستگی، باعث شده است که رابطهٔ یکنواخت بین تخلخل و تراوایی از بین برود؛ به‌طوری که افزایش تخلخل الزاماً با افزایش تراوایی همراه نیست. همچنین فرآیندهای دیاژنزی شدید با تغییر فابریک اولیهٔ سنگ، نقش کنترل‌کنندهٔ آن را بر جریان سیال کاهش داده‌اند؛ درنتیجه، در بخش‌هایی با شدت بیشتر انحلال، دولومیتی‌شدن و توسعهٔ شکستگی‌ها، اختلاف بین تراوایی پیش‌بینی‌شده با معادلهٔ جهانی لوسیا و تراوایی مغزه افزایش و دقت پیش‌بینی کاهش یافته است.

بررسی کلی توزیع زون‌ها نشان داد که زون‌های دارای

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

انطباق مناسب، عمدتاً در بخش‌هایی از چاه توسعه یافته‌اند که ویژگی‌های پتروفیزیکی یکنواخت‌تری دارند؛ در حالی که زون‌های دارای عدم انطباق، بیشتر با تغییرات شدیدتر در ویژگی‌های دیاژنزی، رخساره‌ای و سیستم حفرات همراه‌اند؛ بنابراین تغییرات عمقی عملکرد معادلهٔ لوسیا بیانگر آن است که قابلیت پیش‌بینی تراوایی در چاه مطالعه‌شده در طول چاه ثابت نیست و تحت تأثیر تغییرات ویژگی‌های لیتولوژیکی، پتروفیزیکی و مخزنی قرار دارد.

جدول ۷- خلاصهٔ ویژگی‌های زون‌های شناسایی‌شده در چاه مطالعه‌شده

Table 7- Summary of the characteristics of the identified zones in the studied well

شمارهٔ زون	وضعیت انطباق تراوایی پیش‌بینی‌شده و مغزه	بازهٔ عمقی (متر)	لیتولوژی غالب	رخساره‌های غالب	ویژگی‌های دیاژنزی اصلی	انواع تخلخل غالب
Z1	انطباق خوب	2707.61–2730.71	Limestone با حضور درخور توجه Dolomitic Limestone	SMF-2 SMF-3	سیمان ۰ تا ۱۰درصد؛ رگچه‌های انحلالی عمدتاً درجهٔ ۱؛ استیلولیت و فشردگی مکانیکی محدود؛ میکرایتی‌شدن و انحلال عمدتاً با شدت کم؛ شکستگی محدود	بین‌بلوری، ریزتخلخل
Z2	نبود انطباق	2731.93–2744.45	Limestone	SMF-7	سیمان متغیر از ۰–۵درصد تا مقادیر بالا (۱۸، ۳۵ و ٤۲درصد)؛ رگچه‌های انحلالی و فشردگی مکانیکی محدود؛ انحلال درجهٔ ۱ و ۲؛ نئومورفیسم (تبلور مجدد) شدید (درجهٔ ٤) در برخی نمونه‌ها	حفره‌ای، شکستگی، بین‌ذره‌ای
Z3	انطباق خوب	2745.71–2758.75	Limestone	SMF-7	سیمان متغیر از صفر تا حدود ۳۰درصد؛ رگچه‌های انحلالی درجهٔ ۱ تا ۳؛ انحلال عمدتاً درجهٔ ۱ و ۲؛ تبلور مجدد محدود؛ سیلیسی‌شدن خفیف در برخی نمونه‌ها	حفره‌ای، قالبی، بین‌ذره‌ای
Z4	نبود انطباق	2760.32–2779.52	Limestone	SMF-8	سیمان عمدتاً ۵ تا ۱۳درصد و در برخی نمونه‌ها تا ۳۰درصد؛ رگچه‌های انحلالی درجهٔ ۱ تا ۳؛ انحلال عمدتاً درجهٔ ۱؛ تبلور مجدد با شدت متغیر	حفره‌ای، شکستگی محدود
Z5	انطباق خوب	2779.85–2827.16	Limestone غالب با حضور Dolomitic Limestone و Dolostone	SMF-3 SMF-8	سیمان متغیر تا حدود ۳۰–۳۵درصد؛ رگچه‌های انحلالی درجهٔ ۱ تا ۲؛ انحلال عمدتاً درجهٔ ۱ و ۲؛ تبلور مجدد محدود و عمدتاً درجهٔ ۱	بین‌بلوری، بین‌ذره‌ای، ریزتخلخل
Z6	نبود انطباق	2828.05–2866.71	Limestone غالب با حضور Dolomitic Limestone و Limy Dolostone	SMF-3 SMF-8	سیمان متغیر از ۰ تا ۲۰درصد و در برخی نمونه‌ها تا ۲۷–۳۰درصد؛ رگچه‌های انحلالی عمدتاً درجهٔ ۱؛ انحلال عمدتاً درجهٔ ۱	حفره‌ای، بین‌بلوری، شکستگی
Z7	انطباق خوب	2867.33–2922.87	Limestone غالب با حضور Dolomitic Limestone و Limy Dolostone	SMF-2 SMF-3	سیمان عمدتاً ۰ تا ۲۰درصد و در برخی نمونه‌ها تا ۳۰درصد؛ رگچه‌های انحلالی عمدتاً درجهٔ ۱؛ انحلال عمدتاً درجهٔ ۱ و ۲؛ تبلور مجدد و میکرایتی‌شدن محدود	قالبی، بین‌بلوری، بین‌ذره‌ای
Z8	نبود انطباق	2923.17–2975.71	Limestone غالب با حضور Dolomitic Limestone، Limy Dolostone و Dolostone	SMF-8	سیمان بسیار متغیر از صفر تا ۳۵درصد؛ رگچه‌های انحلالی عمدتاً درجهٔ ۱؛ انحلال عمدتاً درجهٔ ۱ و ۲؛ تبلور مجدد و میکرایتی‌شدن در برخی نمونه‌ها	حفره‌ای، قالبی، بین‌بلوری، شکستگی

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

بحث

کنترل‌کننده‌های اصلی تراوایی در مخزن سروک

در راستای جمع‌بندی نتایج حاصل از ارزیابی‌های انجام‌شده، ستون جامع کیفیت مخزنی چاه مطالعه‌شده در سازند سروک تهیه شد (شکل ۱۷). نتایج نشان داد که فابریک سنگ، یکی از عوامل اصلی کنترل‌کنندهٔ ارتباط بین فضای خالی و توانایی انتقال سیالات است. نمونه‌هایی که فابریک اولیهٔ آنها بهتر حفظ شده‌اند و تخلخل‌های وابسته به بافت سنگ مانند تخلخل بین‌ذره‌ای و بین‌بلوری دارند، معمولاً ارتباط پایدارتر و پیش‌بینی‌پذیرتری بین تخلخل و تراوایی نشان می‌دهند. این موضوع در زون‌هایی مشهود است که انطباق مناسبی بین تراوایی پیش‌بینی‌شده با معادلهٔ جهانی لوسیا و تراوایی مغزهٔ آنها مشاهده شد (زون‌های ۱، ۳، ۵ و ۷). در این زون‌ها، غلبهٔ تخلخل‌های مرتبط با فابریک سنگ، همراه با شدت محدود فرآیندهای دیاژنزی مخرب، موجب حفظ ارتباط هیدرولیکی مناسب میان حفرات شده است.

در مقابل، در بخش‌هایی که فرآیندهای دیاژنزی موجب تغییر یا تخریب فابریک اولیهٔ سنگ شده‌اند، ارتباط بین تخلخل و تراوایی کاهش یافته است. بررسی گونه‌های سنگی نشان داد که اگرچه افزایش مقدار تخلخل ظرفیت ذخیره‌سازی سنگ را افزایش می‌دهد، تنها زمانی موجب افزایش تراوایی خواهد شد که فضای خالی ایجادشده دارای ارتباط مناسب و گلوگاه‌های منفذی مؤثر باشد. رفتارRT5 نمونه‌ای از این شرایط است؛ به‌طوری که با وجود بیشترین مقدار تخلخل مؤثر در میان گونه‌های سنگی شناسایی‌شده، تراوایی پایین‌تری نسبت‌به RT3 و RT4 نشان داد. این موضوع تأکید می‌کند که در مخازن کربناته، کیفیت و پیوستگی سیستم حفرات اهمیت بیشتری از مقدار مطلق تخلخل دارد (Lucia 1995).

اندازهٔ گلوگاه‌های منفذی نیز، نقش مهمی در کنترل جریان سیالات دارد (Pittman 1992). مقایسهٔ نتایج PSC با داده‌های تراوایی نشان داد که کلاس‌های دارای اندازهٔ گلوگاه بزرگ‌تر (۵، ۶ و ۷) با مقادیر بالاتر تراوایی، RQI، FZI و R35 همراه‌اند. در مقابل، کلاس‌های ۱ و ۲ که عمدتاً دارای گلوگاه‌های کوچک و بیشتر ریزتخلخل‌اند، توانایی محدودی در انتقال سیالات دارند؛ بنابراین، تغییرات اندازهٔ گلوگاه‌های منفذی یکی از عوامل اصلی ایجاد تفاوت بین ظرفیت ذخیره‌سازی و قابلیت جریان‌دهی در چاه مطالعه‌شده محسوب می‌شود.

فرآیندهای دیاژنزی نیز نقش تعیین‌کننده‌ای در تغییر کیفیت مخزنی سازند سروک داشته‌اند (Saffari et al. 2025; Hajikazemi et al. 2010). فرآیندهایی مانند انحلال و شکستگی با ایجاد تخلخل ثانویه، موجب بهبود کیفیت مخزنی می‌شوند؛ در حالی که سیمانی‌شدن، میکرایتی‌شدن، فشردگی و در برخی موارد تبلور مجدد، موجب کاهش فضای مؤثر حفرات و محدودشدن ارتباط آنها می‌شوند. نتایج نشان داد که بهترین کیفیت مخزنی در شرایطی ایجاد شده است که بین فرآیندهای افزاینده و کاهندهٔ تخلخل، تعادل نسبی برقرار بوده است؛ شرایطی که عمدتاً در RT3 و RT4 مشاهده شد.

اگرچه شکستگی‌ها در بخش‌هایی از سازند سروک مشاهده شده‌اند، داده‌های کافی از آنها در این مطالعه در دسترس نبود. به‌طور کلی شکستگی‌ها مسیرهای ترجیحی جریان ایجاد می‌کنند و موجب افزایش ناگهانی تراوایی می‌شوند؛ اما به‌دلیل توسعهٔ محدود و ناهمگن، همیشه با افزایش درخور توجه تخلخل، همراه نیستند.

مقایسهٔ روش لوسیا با کلاس‌های اندازهٔ حفرات و واحدهای جریانی

طبقه‌بندی‌های پتروفیزیکی مختلف، هرکدام جنبهٔ خاصی از سیستم حفرات را در مخازن کربناته توصیف می‌کنند و استفادهٔ هم‌زمان از آنها دید جامع‌تری از رفتار مخزن ارائه می‌دهد (Amaefule et al. 1993; Lucia 2007). در این مطالعه، مقایسهٔ نتایج طبقه‌بندی لوسیا با کلاس‌های اندازهٔ حفرات وینلند (PSC) و واحدهای جریان هیدرولیکی (HFU) نشان داد که اگرچه این سه روش دارای مبانی متفاوتی‌اند، روند کلی مشابهی را در تفکیک واحدهای با کیفیت مخزنی متفاوت نشان می‌دهند.

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

طبقه‌بندی لوسیا براساس فابریک سنگ، چارچوب مناسبی برای ارتباط‌دادن ویژگی‌های پتروگرافی با رفتار مخزنی فراهم کرد. نتایج نشـــان داد که زیرکلاس ۱ و کلاس ۱ لوســـیا، که عمدتاً شـــامل ســـنگ‌های دلنه‌غلب‌لند، با کلاس‌های اندازهٔ حفرات بزرگ‌تر و واحدهای جریانی با ظرفیت جریان بالاتر همراه‌اند و بهترین کیفیت مخزنی را نشـان می‌دهند. در مقابل، کلاس ۳ و زیرکلاس ۳ که عمدتاً شامل سنگ‌های گل‌غالب‌اند، با کلاس‌های اندازهٔ حفرات کوچک‌تر و واحدهای جریانی ضـــعیف‌تر انطباق دارند و پایین‌ترین کیفیت مخزنی را نشـــان دادند. در مقابل، روش وینلند ازطریق تخمین اندازهٔ گلوگاه‌های منفذی، اطلاعات بیشـــتری دربارهٔ قابلیت انتقال ســـیالات ارائه می‌دهد (Pittman 1992). کلاس‌های اندازهٔ حفرات با کیفیت (۵ تا ۷) مقادیر بالاتر تراوایی و R35 بودند که نشـــان‌دهندهٔ توســـعهٔ گلوگاه‌های منفذی مؤثرتر اســـت؛ بنابراین، این روش توانایی مناســـبی در تفکیک بخش‌هایی دارد که فضـــای خالی آنها ازنظر جریان سیال کارآمد است.

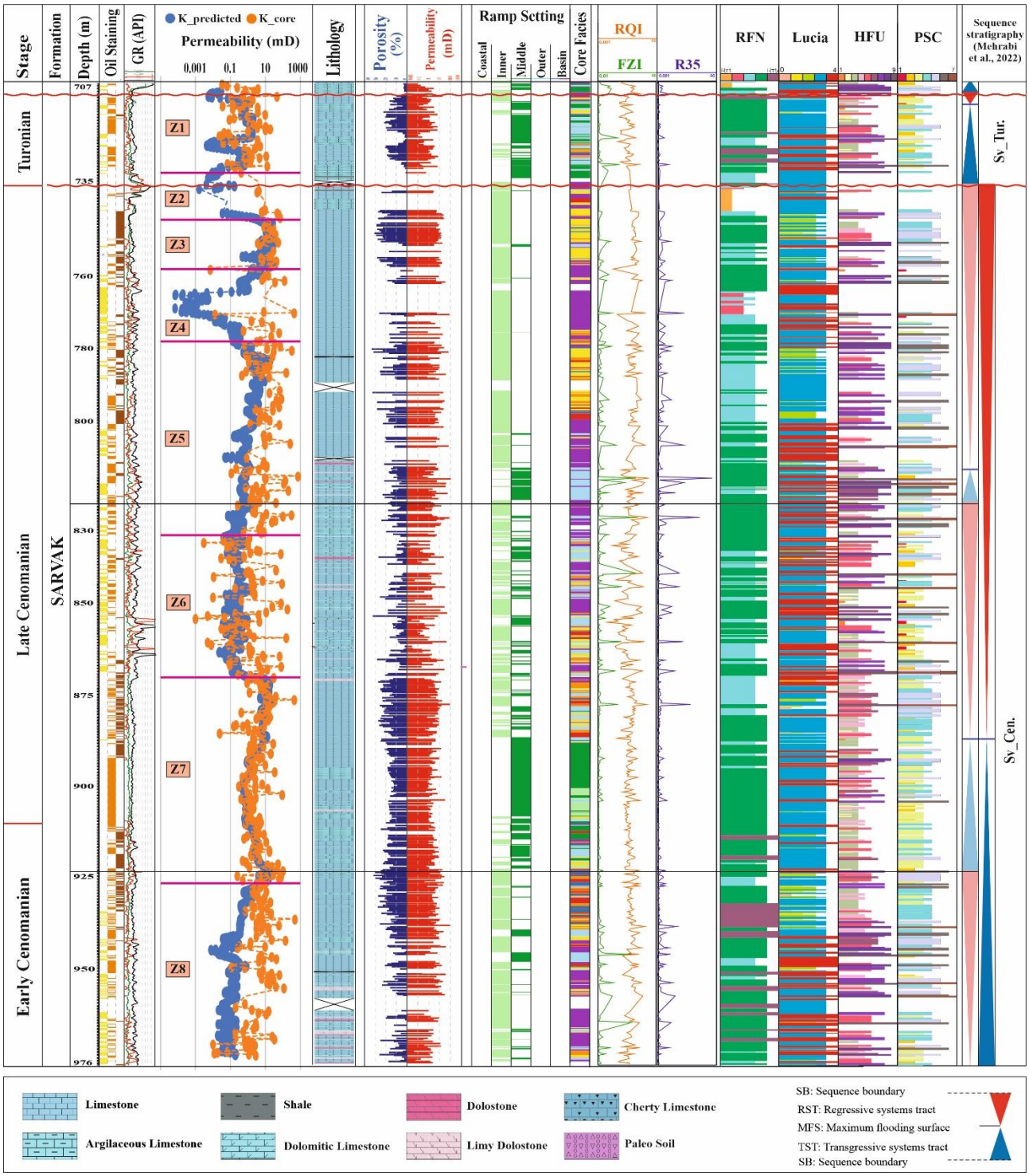
روش تعیین واحـدهـای جریـانی نیز بـا تمرکز بر رفتـار هیدرولیکی ســیســتم حفرات، واحدهای جریان متفاوت را در چاه مطالعه‌شـــده تفکیک کرد. واحدهای جریانی ۷ تا ۹ با مقـادیر بـالاتر RQI، FZI و R35 دارای کیفیت مخزنی بـالاتر بودنـد؛ در حـالی کـه واحـدهـای جریـانی ۱ تـا ۳ ویژگی‌هـای واحدهای ضـعیف مخزنی را نشـان دادند. این موضـوع بیانگر آن اســـت که روش تعیین واحدهای جریانی، مکمل مناســـبی برای طبقه‌بندی‌های مبتنی بر فابریک است؛ زیرا به‌طور مستقیم بر قابلیت جریان‌دهی تمرکز دارد.

درمجموع، نتایج این مطالعه نشـــان می‌دهد که هیچ‌یک از روش‌های لوســیا، وینلند و واحدهای جریانی به‌تنهایی قادر به توصـیف کامل رفتار مخزن نیسـتند. روش لوسـیا دربارهٔ نقش فابریک سـنگ، روش وینلند راجع به اندازهٔ گلوگاه‌های منفذی و واحـدهـای جریـانی دربـاره رفتـار جریـان ســـیـال اطلاعـات ارزشـــمنـدی ارائـه می‌دهنـد؛ بنـابراین تلفیق این روش‌هـا، چـارچوب دقیق‌تری برای ارزیـابی مخـازن کربنـاتـهٔ نـاهمگن فراهم می‌کند.

کارایی پیش‌بینی تراوایی از داده‌های لاگ

پیش‌بینی تراوایی در مخازن کربناته به‌دلیل پیچیدگی ســیســتم حفرات و اثر شـــدید فرآیندهای دیاژنزی، یکی از چالش‌های اصـلی ارزیابی پتروفیزیکی محسـوب می‌شـود (Jennings and Lucia 2003; Ahr 2008). در این مطالعه، عملکرد معادلهٔ جهانی لوســیا برای تخمین تراوایی از داده‌های لاگ بررســی شـد و نتایج نشـــان داد که دقت این مدل در تمام بخش‌های چاه مطالعه‌شده از سازند سروک، یکسان نیست. مقایسهٔ تراوایی پیش‌بینی‌شده با تراوایی حاصل از آنالیز مغزه نشان داد که در زون‌های ۱، ۳، ۵ و ۷، مدل لوسیا رفتار کلی تراوایی را با دقت پذیرفتنی بازسازی کرده است (ضریب همبستگی ۰.۷۳ برای تراوایی پیش‌بینی‌شـده در برابر تراوای مغزه). ویژگی مشـترک این زون‌ها، غلبهٔ تخلخل‌های وابسـته به فابریک سـنگ، مانند تخلخل بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری و قالبی و همچنین شدت محدود فرآیندهای دیاژنزی مخرب اسـت. در این شـرایط، ارتباط بین تخلخل و تراوایی پایدارتر و فرضیات اصلی مدل لوسیا بهتر برقرار است؛ اما در زون‌های ۲، ٤، ٦ و ۸ اختلاف بیشتری بین تراوایی پیش‌بینی‌شـده و مقادیر مغزه مشـاهده شـد (ضـریب همبسـتگی ۰۲٦ برای تراوایی پیش‌بینی‌شـده در برابر تراوای مغزه). این اختلاف‌ها عمدتاً ناشـی از پیچیدگی سـیسـتم حفرات، توسـعهٔ تخلخل‌های ثانویهٔ ناهمگن، تغییرات شـدید سیمانی‌شدن، دولومیتی‌شدن، تبلور مجدد و حضور موضعی شـکسـتگی‌هاسـت. در چنین شـرایطی، افزایش تخلخل الزاماً موجب افزایش تراوایی نمی‌شـود؛ زیرا ارتباط میان حفرات و اندازهٔ گلوگاه‌های منفذی نقش تعیین‌کننده‌تری در جریان سیال دارند (Jennings and Lucia 2003).

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335



شکل ۱۷- ستون جامع کیفیت مخزنی سازند سروک در چاه مطالعه‌شدهٔ واقع در دشت آبادان سکانس‌های رسوبی از مطالعهٔ مهرابی و همکاران (2022) گرفته شده‌اند.

Fig 17- Integrated reservoir quality log of the Sarvak Formation in the studied well located in the Abadan Plain. Depositional sequences are adopted from Mehrabi et al. (2022).

علاوه بر ناهمگنی ذاتی مخزن، محدودیت تفکیک‌پذیری لاگ‌ها نیز، یکی از عوامل مؤثر در اختلاف بین تراوایی واقعی و پیش‌بینی‌شده است (Serra 2003; Tiab and Donaldson 2015). لاگ‌های پتروفیزیکی معمولاً قادر به ثبت تغییرات ریزمقیاس

https://doi.org/10.22108/jssr.2026.150045.1335

سیستم حفرات، شکستگی‌های کوچک و تغییرات موضعی دیاژنزی نیستند (Ellis and Singer 2007)؛ در حالی که این ویژگی‌ها تأثیر درخور توجهی بر تراوایی دارند (Lucia 2007). همچنین نبود تطابق دقیق عمقی بین داده‌های لاگ و مغزه، در برخی بخش‌ها موجب افزایش اختلاف مشاهده‌شده می‌شود (Ellis and Singer 2007; Tiab and Donaldson 2015).

درمجموع، نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که معادلهٔ جهانی لوسیا ابزار مناسبی برای تخمین اولیهٔ تراوایی در بخش‌هایی از مخازن کربناته است که سیستم حفرات آنها عمدتاً تحت کنترل فابریک سنگ قرار دارد. با این حال، در بخش‌هایی که دیاژنز موجب تغییر شدید فابریک اولیه و ایجاد سیستم‌های حفراتی پیچیده شده است، استفاده از این معادلات عمومی نیازمند اصلاح و ترکیب با اطلاعات پتروگرافی، کلاس‌های اندازهٔ حفرات و واحدهای جریانی هیدرولیکی است؛ بنابراین، برای دستیابی به مدل تراوایی دقیق‌تر در مخازن کربناتهٔ ناهمگن، رویکرد تلفیقی مبتنی بر فابریک سنگ، ویژگی‌های گلوگاه منفذی و رفتار جریان هیدرولیکی پیشنهاد می‌شود.

نتیجه

در این پژوهش، با هدف ارزیابی عوامل کنترل‌کنندهٔ کیفیت مخزنی و بررسی قابلیت پیش‌بینی تراوایی در یک چاه از سازند سروک، از تلفیق داده‌های پتروگرافی، مغزه و لاگ‌های پتروفیزیکی در چارچوب طبقه‌بندی لوسیا، واحدهای جریان هیدرولیکی (HFU) و کلاس‌های اندازهٔ حفرات (PSC) استفاده شد. نتایج حاصل نشان داد که رفتار مخزنی در چاه مطالعه‌شده تحت کنترل متقابل فابریک سنگ، ویژگی‌های سیستم منفذی و فرآیندهای دیاژنزی قرار دارد و استفادهٔ هم‌زمان از این روش‌ها امکان شناخت دقیق‌تر تغییرات کیفیت مخزنی و محدودیت‌های پیش‌بینی تراوایی را در مخازن کربناتهٔ مشابه فراهم می‌کند.

مقایسهٔ نتایج کلاس‌های اندازهٔ حفرات با داده‌های تراوایی نشان داد که کلاس‌های دارای اندازهٔ گلوگاه بزرگ‌تر (۵، ۶ و ۷) با مقادیر بالاتر تراوایی، RQI، FZI و R35 همراه‌اند. در مقابل، کلاس‌های ۱ و ۲ که عمدتاً دارای گلوگاه‌های کوچک و غالباً ریزتخلخل‌اند، توانایی محدودی در انتقال سیالات دارند؛ بنابراین، تغییرات اندازهٔ گلوگاه‌های منفذی یکی از عوامل اصلی ایجاد تفاوت بین ظرفیت ذخیره‌سازی و قابلیت جریان‌دهی در چاه مطالعه‌شده محسوب می‌شود.

مقایسهٔ تراوایی پیش‌بینی‌شده با تراوایی حاصل از آنالیز مغزه نشان داد که در زون‌های ۱، ۳، ۵ و ۷، مدل لوسیا رفتار کلی تراوایی را با دقت پذیرفتنی بازسازی می‌کند (ضریب همبستگی ۰.۷۳ برای تراوایی پیش‌بینی‌شده در برابر تراوای مغزه). ویژگی مشترک این زون‌ها، غلبهٔ تخلخل‌های وابسته به فابریک سنگ، مانند تخلخل بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری و قالبی و همچنین شدت محدود فرآیندهای دیاژنزی مخرب است.

فرآیندهای دیاژنزی شدید با تغییر فابریک اولیهٔ سنگ، نقش کنترل‌کنندهٔ آن بر جریان سیال را کاهش داده‌اند؛ درنتیجه، در بخش‌هایی با شدت بیشتر انحلال، دولومیتی‌شدن و توسعهٔ شکستگی‌ها، اختلاف بین تراوایی پیش‌بینی‌شده با معادلهٔ جهانی لوسیا و تراوایی مغزه افزایش و دقت پیش‌بینی کاهش یافته است.

References

Abdollahie-Fard I. Braathen A. Mokhtari M. and Alavi S.A. 2006. Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deepseated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. Petroleum Geosciences, 12: 347–362. https://doi.org/10.1144/1354-079305-706

Ahr W.M. 2008. April. A new genetic classification of carbonate porosity and its application to reservoir characterization. In American Association of Petroleum Geology Annual convention (Abstract), San Antonio, Apr (pp. 20-23). https://www.searchanddiscovery.com/documents/2008/08177ahr/ahr-40308.pdf

Alavi M. 2007. Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. American Journal of Science, 307(9):1064-1095. DOI:10.2475/09.2007.02

Alsharhan A.S. 2014. Petroleum Systems in the Middle East. Geological Society, London, Special Publications, 392:361-408. https://doi.org/10.1144/SP392.19

Alsharhan A.S. Nairn A.E.M. and Nairn A.E.M. 1997. The Hydrocarbon Habitat of the Zagros Basin. Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East (Vol. 843). Amsterdam: Elsevier,

Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2008.
Hajikazemi E. Al-Aasm I.S. and Coniglio M. 2012. Chemostratigraphy of Cenomanian–Turonian carbonates of the Sarvak Formation, southern Iran. Journal of Petroleum Geology, 35(2):187-205.
Hajikazemi E. Al-Aasm I.S. and Coniglio M. 2010. Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian Upper Sarvak Formation, southwestern Iran. Geological Society, London, Special Publications, 330:253-272. https://doi.org/10.1144/SP330.12
Hollis C. 2011. Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian–Turonian of the Arabian Plate. Petroleum Geoscience, 17(3): 223-241. https://doi.org/10.1144/1354-079310-032
Jahangard A A. Salehi M A. Zamanpour A. Khodaee N. and Vaziri Moghadam H. 2025. Correlation between Sedimentological and Petrophysical Facies in the Upper Sarvak Formation at an Oilfield in the Abadan Plain, Southwestern Iran. Journal of Petroleum Research, 35(4): 51-69. 10.22078/pr.2025.5706.3532
Jamalian A. and Tavakoli V. 2025. Integrating routine and novel methods for a comprehensive analysis of heterogeneity in Persian Gulf's Permian-Triassic carbonate reservoirs. Marine and Petroleum Geology, 173: 107277. 10.1016/j.marpetgeo.2024.107277
James N. P. and Choquette P. W. 1990. Limestones: the sea-floor diagenetic environment. Diagenesis. Geosci Can Reprint Ser, 4: 13-34.
Jennings J.W. and Lucia F.J. 2003. Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 6(04):215-225. DOI:10.2118/84942-PA
Kadkhodaie-Ilkhchi A. and Kadkhodaie-Ilkhchi R. 2018. A review of reservoir rock typing methods in carbonate reservoirs: Relation between geological, seismic, and reservoir rock types. Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology, 7(4):13-35. https://doi.org/10.22050/ijogst.2019.136243.1461
Lucia F. J. 1983. Petrophysical parameters estimated from visual description of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. Journal of Petroleum Technology, March, 35:626–637.
Lucia F.J. 1995. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. AAPG Bulletin, 79(9):1275-1300.
Lucia F.J. 2007. Carbonate Reservoirs Characterization: An Integrated Approach. Springer-Verlag, Berlin, p. 341.
Maniscalco R. Fazio E. Punturo R. Cirrincione R. Di Stefano A. Distefano S. Forzese M. Lanzafame G. Leonardi G.S. Montalbano, S. and Pellegrino A.G. 2022. The porosity in heterogeneous carbonate reservoir rocks: Tectonic versus diagenetic pp.651-736.
Amaefule J. O. Altunbay M. Tiab D. Kersey D. G. and Keelan D. K. 1993. Enhanced reservoir description; using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predictpermeability in uncored intervals/wells: Formation evaluation and reservoir geology. Proc. Society of Petroleum Engineers Annual Conference and exhibition, v. Omega, 205–220.
Aqrawi A.A.M. Mahdi T.A. Sherwani G.H. and Horbury A.D. 2010. Characterisation of the Mid-Cretaceous Mishrif Reservoir of the Southern Mesopotamian Basin, Iraq. European Association of Geoscientists & Engineers, GEO 2010.
Archie G. E. 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics.Trans AIME, 146:54-62.
Bagherpour B. Mehrabi H. Faghih A. Vaziri-Moghaddam H. and Omidvar M. 2021. Tectono-eustatic controls on depositional setting and spatial facies distribution of Coniacian–Santonian sequences of the Zagros Basin in Fars area, S. Iran. Marine and Petroleum Geology, 129: 105072. 10.1016/j.marpetgeo.2021.105072
Choquette P.W. and Pray L.C. 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG Bulletin, 54(2:207-250.
Coates G.R. and Dumanoir J.L. 1973. May. A new approach to improved log-derived permeability. In SPWLA annual logging symposium (pp. SPWLA-1973). SPWLA.
Croizé D. Renard F. Bjørlykke K. and Dysthe D.K. 2010. Experimental calcite dissolution under stress: Evolution of grain contact microstructure during pressure solution creep. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 115(B9). https://doi.org/10.1029/2010JB000869
Davoodi S. Shad S.A. and Tavakoli V. 2024. A fresh look at the Lucia classification using mud-and grain-dominated reservoirs of the Persian Gulf. Geoenergy Science and Engineering, 232: 212437.
Dunham R.J. 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed.), Classification of Carbonate Rocks. AAPG, Tulsa, pp. 108–121.
Ellis D.V. and Singer J.M. 2007. Well logging for earth scientists (Vol. 692, pp. 267-288). Dordrecht: Springer.
Embry A.F. and Klovan J.E. 1971. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 19 (4): 730–781.
Flügel E. 2010. Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application. Springer, Berlin, p. 976.
Gomes J.S. Ribeiro M.T. Strohmenger C.J. Negahban S. and Kalam M.Z. 2008. Carbonate reservoir rock typing – the link between geology and SCAL. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and

Moore C. H. 2001. Carbonate Reservoirs Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, 444 pp.

Nabikhani N. Moussavi H.R. Mahboubi A. Kadkhodaie A. and Yosefpour M.R. 2012. The evaluation of reservoir quality of Sarvak Formation in one of oil fields of the Persian Gulf. Journal of Petroleum Science and Technology, 2(1):3-15.

Pittman E.D. 1992. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curve for sandstone. AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull, 76: 191–198.

Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. Enayati-Bidgoli A.H. and Omidvar M. 2012a. Coupled imprints of tropical climate and recurring emergence on reservoir evolution of a mid-Cretaceous carbonate ramp, Zagros Basin, southwest Iran. Cretaceous Research, 37:15-34. 10.1016/j.cretres.2012.02.012

Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. Navidtalab A. and Izadi-Mazidi E. 2012b. Flow unit distribution and reservoir modelling in cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oilfield, Dezful Embayment, SW Iran. Journal of Petroleum Geology, 35(3):213-236. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00527.x

Rahimpour-Bonab H. Mehrabi H. Navidtalab A. Omidvar M. Enayati-Bidgoli A.H. Sonei R. Sajjadi F. Amiri-Bakhtyar H. Arzani N. and Izadi-Mazidi E. 2013. Palaeoexposure surfaces in Cenomanian–Santonian carbonate reservoirs in the Dezful Embayment, SW Iran. Journal of Petroleum Geology, 36 (4): 335–362. https://doi.org/10.1111/jpg.12560

Rajabi M. Sherkati S. Bohloli B. and Tingay M. 2010. Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. Tectonophysics, 492(1-4):192-200. 10.1016/j.tecto.2010.06.014

Saffari M. Kianoush P. Saffari B. and Adib A. 2025. Sedimentological and diagenetic insights into the Sarvak Formation evaluating reservoir characteristics and depositional environments in the Zagros Basin. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 15(9):146. https://doi.org/10.1007/s13202-025-02063-y

Sattarzadeh Y. Cosgrove J.W. and Vita-Finzi C. 1999. The interplay of faulting and folding during the evolution of the Zagros deformation belt. Geol. Soc. Lond. Spec. Publ. 169, 187–196.

Saura E. Garcia-Castellanos D. Casciello E. Parravano V. Urruela A. and Vergés J. 2015. Modeling the flexural evolution of the Amiran and Mesopotamian foreland basins of NW Zagros (Iran-Iraq). Tectonics, 34(3):377-395. http://doi.org/10.1002/2014tc003660

Schneider F. Potdevin J.L. Wolf S. and Faille I. 1996. Mechanical and chemical compaction model for sedimentary basin simulators. Tectonophysics, imprint—A multi-scale study from the Hyblean plateau (SE Sicily, Italy). Geosciences, 12(4):149. https://doi.org/10.3390/geosciences12040149

Mehrabi H. and Rahimpour-Bonab H. 2014. Paleoclimate and tectonic controls on the depositional and diagenetic history of the Cenomanian–early Turonian carbonate reservoirs, Dezful Embayment, SW Iran. Facies, 60(1): 147-167. https://doi.org/10.1007/s10347-013-0374-0

Mehrabi H. 2023. Deposition, diagenesis, and geochemistry of Upper Cretaceous carbonates (Sarvak Formation) in the Zagros Basin and the Persian Gulf, Iran. Minerals, 13(8):1078. https://doi.org/10.3390/min13081078

Mehrabi H. and Bagherpour B. 2022. Scale, origin, and predictability of reservoir heterogeneities in shallow-marine carbonate sequences: A case from Cretaceous of Zagros, Iran. J. Petrol. Sci. Eng. 214. 10.1016/j.petrol.2022.110571

Mehrabi H. Navidtalab A. Enayati A. and Bagherpour B. 2022. Age, duration, and geochemical signatures of paleo-exposure events in Cenomanian–Santonian sequences (Sarvak and Ilam formations) in SW Iran. Insights from carbon and strontium isotopes chemostratigraphy. Sedimentary Geology, 434: 106136. 10.1016/j.sedgeo.2022.106136

Mehrabi H. Yahyaei E. Navidtalab A. Rahimpour-Bonab H. Abbasi R. Omidvar M. Assadi A. and Honarmand J. 2023a. Depositional and diagenetic controls on reservoir properties along the shallow-marine carbonates of the Sarvak Formation, Zagros Basin: Petrographic, petrophysical, and geochemical evidence. Sedimentary Geology, 454:106457. 10.1016/j.sedgeo.2023.106457

Mehrabi H. Karami F. Fakhar-Shahreza N. and Honarmand J. 2023b. Pore-type characterization and reservoir zonation of the Sarvak Formation in the Abadan Plain, Zagros Basin, Iran. Minerals, 13(12):1464. https://doi.org/10.3390/min13121464

Mehrabi H. Rahimpour-Bonab H. Enayati-Bidgoli A.H. and Esrafili-Dizaji B. 2015. Impact of contrasting paleoclimate on carbonate reservoir architecture: cases from arid Permo-Triassic and humid Cretaceous platforms in the south and southwestern Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering, 126: 262–283. 10.1016/j.petrol.2014.12.020

Mehrabi H. Ranjbar-Karami R. and Roshani-Nejad M. 2019. Reservoir rock typing and zonation in sequence stratigraphic framework of the Cretaceous Dariyan Formation, Persian Gulf. Carbonates and Evaporites, 34 (4): 1833–1853. https://doi.org/10.1007/s13146-019-00530-2

Moghadam H.S. Stern R.J. Griffin W. Khedr M. Kirchenbaur M. Ottley C. Whattam S. Kimura J.-I. Ghorbani G. and Gain S. 2020. Subduction initiation and back-arc opening north of Neo-Tethys: evidence from the Late Cretaceous Torbat-e-Heydarieh ophiolite of NE Iran. GSA Bulletin, 132 (5–6): 1083–1105. DOI:10.1130/B35065.1

pp. 583-640.
Timur A. 1968. An investigation of permeability, porosity, & residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. The Log Analyst, 9(04).
Van Buchem F.S.P. Simmons M.D. Droste H.J. and Davies R.B. 2011. Late Aptian to Turonian stratigraphy of the eastern Arabian Plate–depositional sequences and lithostratigraphic nomenclature. Petroleum Geoscience, 17(3):211-222. DOI:10.1144/1354-079310-061
Vincent B. Emmanuel L. Houel P. and Loreau J.P. 2007. Geodynamic control on carbonate diagenesis: petrographic and isotopic investigation of the Upper Jurassic formations of the Paris Basin (France). Sedimentary Geology, 197(3-4): 267-289. 10.1016/j.sedgeo.2006.10.008
Yılmaz İ.Ö. and Altıner D. 2006. Cyclic palaeokarst surfaces in Aptian peritidal carbonate successions (Taurides, southwest Turkey): internal structure and response to mid-Aptian sea-level fall. Cretaceous Research, 27(6):814-827. 10.1016/j.cretres.2006.03.011
263(1-4):307-317. 10.1016/S0040-1951(96)00027-3
Scotese C.R. 2014. Atlas of Late Cretaceous Paleogeographic Maps, PALEOMAP Atlas for ArcGIS, Volume 2, The Cretaceous, Maps 16–22, Mollweide Projection. ResearchGate Academia, 2.
Serra O. and Serra L. 2003. Well logging and geology: Mery Corbon. France, Editions SerraLog, p.436.
Sharland P.R. Archer D.M. Casey R.B. Davies S.H. Hall A.P. Heward A.D. Horbury A.D. and Simmons M.D. 2001. Arabian Plate sequence stratigraphy. GeoArabia Special Publication 2, 371 pp.
Tavakoli V. 2020. Microscopic heterogeneity. Carbonate Reservoir Heterogeneity. Springer (pp. 17-51). https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-030-34773-4
Tavakoli V. and Jamalian A. 2018. Microporosity evolution in Iranian reservoirs, Dalan and Dariyan formations, the central Persian Gulf. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 52: 155–165. 10.1016/j.jngse.2018.01.028
Tiab D. and Donaldson E.C. 2015. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Gulf professional publishing.