



A Novel Approach for Hydrocarbon Reservoir Quality Evaluation through Integration of Multiple Rock Typing Methods: A Case Study

Abbas Daili^{1,2}, Mehdi Bahari Moghaddam^{*1}, Siavash Ashoori¹ and Mohammad Abdideh³

1. Department of Petroleum Engineering, Ahwaz Faculty of Petroleum Engineering, Petroleum University of Technology (PUT), Ahwaz, Iran

2. Department of Petroleum Engineering, Iranian Central Oil Fields Company, Tehran, Iran

3. Department of Petroleum Engineering, Islamic Azad University, Omidieh Branch, Omidieh, Iran
bahari@put.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5719.3540

Received: July 01, 2025

Modify Date: October 19, 2025

Accepted: October 04, 2025

Introduction

Rock typing plays a critical role in the characterization and modeling of heterogeneous reservoirs, particularly in carbonate formations. It serves as a bridge between geological, petrophysical, and dynamic reservoir properties, enabling the identification of flow units with similar behavior. Through effective rock typing, static and dynamic models can be more accurately populated, leading to improved predictions of fluid flow and reservoir performance. This classification is essential for enhancing the reliability of reservoir simulation, optimizing field development strategies, and reducing subsurface uncertainties [1]. The Flow Zone Indicator (FZI) remains one of the most extensively applied rock typing techniques in reservoir characterization within the petroleum industry. Moreover, numerous studies have aimed to enhance the FZI methodology by refining its key parameters, culminating in the Modified FZI approach [2,3]. Parallel research has emphasized the significance of pore throat radius distribution in porous media as a robust criterion for differentiating rock types. Established methods in this domain include the Winland method, the J-function analysis, and capillary pressure measurements [4–7]. This research presents a comprehensive and integrated rock typing workflow designed to accurately characterize reservoir heterogeneity and delineate reservoir quality variations. The proposed methodology synthesizes multiple rock typing approaches and was implemented on data acquired from a southwestern Iranian oil

field. Diverse datasets, including well logging and core analysis data (RCAL and SCAL), were utilized to compute rock typing indices. Subsequent reservoir simulation, coupled with rigorous statistical evaluation, facilitated the identification of the most predictive and reliable rock typing model for dynamic reservoir modeling and production forecasting.

Materials and Methods

As mentioned earlier, RCAL and SCAL data from a southwestern Iranian oil field were utilized as input for this study. Moreover, several rock typing methods—including FZI, Modified FZI, permeability-based classification, porosity grouping, and capillary pressure analysis (Winland method)—were applied to this dataset.

To determine the optimal number of rock types and their distribution, statistical techniques such as the Elbow method and coefficient of determination (R^2) were employed. In order to assess the effectiveness of the applied rock typing approaches, dynamic reservoir simulation was performed. History matching was carried out using key production indicators, including water production profiles, gas-oil ratio (GOR), and reservoir pressure decline trends. The results were then used to identify the most appropriate rock typing method for use in reservoir modeling.

Results and Discussion

FZI values were classified into 2 to 8 groups using

the K-medoids clustering method. For each FZI group, cross-plots of Reservoir Quality Index (RQI) versus normalized porosity (ϕ_z), as well as permeability versus porosity, were analyzed to assess internal consistency and rock quality trends. Based on the Elbow method and the coefficient of determination (R^2), categorizing the data into four distinct rock types was found to be optimal and statistically justifiable (Fig. 1).

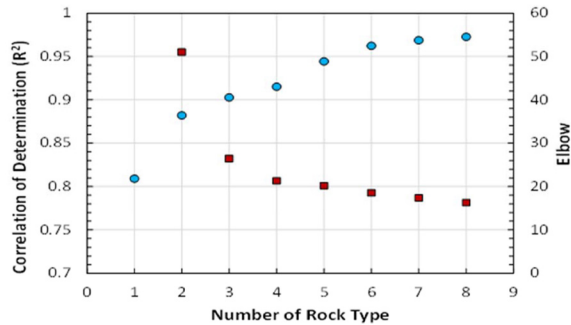


Fig. 1 Elbow and R^2 plot related to FZI method.

The same procedure was applied to the Modified FZI, R-model, and permeability-based rock typing methods. According to the Elbow method, the optimal number of rock types for each method ranged between four and five categories. To evaluate and compare the performance of different rock typing approaches, the endpoints of relative permeability curves—parameters that provide critical insights into rock flow characteristics—were analyzed. Plotting these endpoints against the respective rock typing indices and assessing their consistency served as a diagnostic tool for differentiating among the methods. In this study, the considered endpoints included irreducible water saturation (S_{wi}), residual oil saturation (S_{or}). Based on the results, the Modified FZI, R-model, and permeability-based classifications demonstrated superior performance and reliability.

The following equations were proposed to develop an empirical correlation that provides a satisfactory match with both laboratory and field data, where a , b , and c are tunable parameters to be calibrated.

$$Daili^* = \phi^a \times k^b \times S_{wir}^c \quad (1)$$

$$Daili^* = \phi^a \times k^b \times (1 - S_{wir})^c \quad (2)$$

As previously mentioned, in the final stage of rock typing evaluation, reservoir simulation and history matching were conducted. The results (Fig. 2) demonstrate that the choice of rock typing method has a significant influence on the water production profile. Therefore, it can serve as a criterion for identifying the most appropriate rock typing approach. However, its effect on the gas-oil ratio and pressure decline trends appears to be negligible.

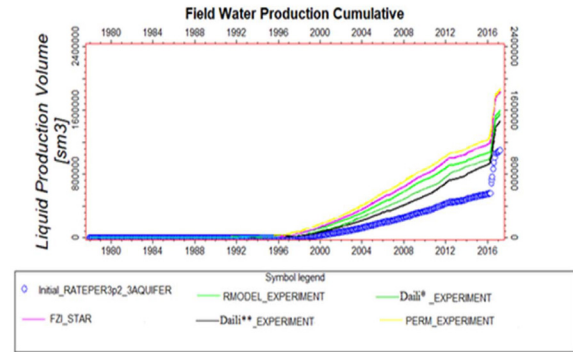


Fig. 2 Comparison of water production versus simulation results for different rock typing methods.

Conclusions

In this study, various reservoir rock typing methods were evaluated and compared using data from a reservoir located in southwestern Iran. The key findings of the study are summarized as follows:

- Based on validation metrics, including the match with relative permeability curves, it was found that the modified Flow Zone Indicator (FZI) method, the pore-throat radius-based method, and the permeability-based method outperformed the other techniques.
- Dynamic reservoir simulation results indicated that pressure depletion trends and the gas-oil ratio (GOR) are not significantly affected by the rock typing method. However, the water production rate proved to be a more sensitive indicator for assessing and differentiating between the various rock typing approaches.
- The proposed correlation for rock typing, supported by simulation results and its alignment with historical water production data, demonstrated higher accuracy and reliability compared to the other methods.

References

1. M. Faramarzi-Palanger and A. Mirzaei-Paiaman, (2021), "Investigating dynamic rock quality in two-phase flow systems using TEM-function: A comparative study of different rock typing indices," *Petroleum Research*, vol. 6, no. 1, pp. 16-25, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.08.001>.
2. J. O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D. G. Kersey, and D. K. Keelan, (1993) "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, vol. All Days, SPE-26436-MS. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>.
3. H. A. Nooruddin and M. E. Hossain, (2011), "Modified Kozeny–Carmen correlation for enhanced hydraulic flow unit characterization," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 80, no. 1, pp. 107-115, <http://dx.doi.org/10.1016/j.petres.2011.05.001>.

- org/10.1016/j.petro.2011.11.003.
4. R. Aguilera, (2002), "Incorporating Capillary Pressure, Pore Throat Aperture Radii, Height above Free-Water Table, and Winland r35 Values on Pickett Plots," AAPG Bulletin, vol. 86, no. 4, pp. 605-624, <http://dx.doi.org/10.1306/61EEDB5C-173E-11D7-8645000102C1865D>.
5. M. Mohammadi, A. Kadkhodai, H. Rahimpour, R. Kadkodaie and M. Aleali, (2023), "Study of Facies Changes, Sedimentary Environment and Diagenetic Processes in Sequence Boundaries of Kangan Formation and its Effect on Reservoir Quality According to Lucia's Classification, in Salman and Lavan Fields" Petroleum research, doi.org/10.22078/pr.2023.5051.3257.
6. K. Saadat and H. Rahimpour, (2023), "Modification of Winland Rock Typing Based on Reservoir Quality and Production Parameters in Carbonate Rocks", Petroleum research, <https://doi.org/10.22078/pr.2023.5127.3274>.
7. A. Mousavi, M. Salehi, H. Vaziri-Moghaddam, R. Shabafrooz and K. Ghanavati, (2022), "Reservoir Quality Evaluation of the Asmari Formation by Integrating Diagenesis and Different Rock Typing Methods in Mansurabad Oilfield", Petroleum research, <https://doi.org/10.22078/pr.2023.5146.3285>.

ارائه روش نوین ارزیابی کیفیت مخزن هیدروکربوری با تلفیق روش‌های مختلف تعیین نوع سنگ؛ مطالعه موردی

عباس دیلی^۱، مهدی بهاری مقدم^{۱*}، سیاوش عاشوری^۱ و محمد آبدیده^۲

۱- گروه مهندسی نفت، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

۲- گروه مهندسی نفت، شرکت نفت مناطق مرکزی ایران، تهران، ایران

۳- گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه، امیدیه، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۴/۱۰ تاریخ تغییر: ۱۴۰۴/۰۷/۲۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۷/۱۲

چکیده

اگرچه روش‌های متعددی برای تعیین نوع سنگ مخزن ارائه شده است، اما این روش‌ها عموماً با محدودیت‌ها و فرضیات ساده‌کننده‌ای همراه هستند که مانع از تعریف دقیق واحدهای جریان و طبقه‌بندی پویای سنگ‌های مخزن می‌گردند. مطالعات نشان می‌دهند که انتخاب روش مناسب برای تعیین نوع سنگ به ویژگی‌های ذاتی سنگ مخزن و همچنین کمیت و کیفیت داده‌های موجود بستگی دارد. دسته‌بندی سنگ مخزن به‌عنوان یک راهکار کلیدی برای کاهش این چالش‌ها مطرح است که در آن سنگ‌های مخزن با ویژگی‌های پتروفیزیکی و جریان مشابه گروه‌بندی می‌شوند. در این مطالعه، چندین روش دسته‌بندی سنگ، از جمله شاخص جریان (FZI)، شاخص جریان اصلاح‌شده (FZistar/FZIM)، روش وینلند و طبقه‌بندی مبتنی بر تراوایی، بر روی یک مخزن کربناته در میدان نفتی جنوب غرب ایران به کار گرفته شدند. برای ارزیابی اثربخشی این روش‌ها، از تکنیک‌های آماری مانند روش Elbow و تحلیل همبستگی استفاده شد. از میان مدل‌های مورد بررسی، روش‌های FZIM، طبقه‌بندی مبتنی بر تراوایی و مدل شعاع حفرات (R-model) براساس تحلیل نمودارهای تراوایی نسبی عملکرد بهتری نشان دادند. بنابراین، این مدل‌ها برای شبیه‌سازی دینامیکی مخزن انتخاب شدند. علاوه بر این، دو رابطه جدید دسته‌بندی سنگ با استفاده از مقادیر نقاط انتهایی تراوایی نسبی به‌عنوان مبنای طبقه‌بندی ارائه گردید. نتایج شبیه‌سازی نشان داد که مدل‌های پیشنهادی موفق به تطابق قابل قبول با روند تولید آب شدن و تا حدود ۵۰٪ در بهبود تطابق پذیری و کاهش خطا موثر واقع شدند. با این حال، طبقه‌بندی نوع سنگ تأثیر محدودی بر تطابق تاریخچه نسبت گاز به نفت و افت فشار مخزن داشت.

کلمات کلیدی: تعیین نوع سنگ، شاخص واحد جریانی، توابع اشباع، تطبیق تاریخچه، توزیع شعاع حفرات

*مسئول مکاتبات

bahari@put.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5719.3540)

تعیین نوع سنگ به فرآیند طبقه‌بندی سنگ مخزن به واحدهای مجزا با خواص پتروفیزیکی و رفتار جریان مشابه اطلاق می‌شود. عملیات مورد اشاره نقش اساسی در مشخصه‌یابی مخزن، مدل‌سازی و برنامه‌ریزی توسعه آن ایفا می‌کند. دقت پیش‌بینی‌های حاصل از مطالعات شبیه‌سازی مخازن و موفقیت سناریوهای تولیدی تا حد زیادی وابسته به کیفیت توصیف مخزن می‌باشد [۱]. برای توصیف دقیق یک مخزن، لازم است مدل پتروفیزیکی با دقت بالا برای هر سلول شبیه‌سازی تهیه شود. به این منظور، باید ویژگی‌های پتروفیزیکی به هر سلول تخصیص یابد، که این امر از طریق بهره‌گیری از روابط میان خواص پایه و پارامترهای ویژه یا توابع اشباع انجام می‌پذیرد. در این راستا، روش‌های تعیین نوع سنگ و شاخص‌های پتروفیزیکی به‌عنوان ابزارهای کلیدی در ایجاد ارتباط بین مقیاس‌های مختلف داده‌های مخزنی مورد استفاده قرار گرفته تا تصویری دقیق‌تر از توزیع فضایی خصوصیات مخزن حاصل گردد [۲]. تعیین نوع سنگ به‌عنوان فرایند خوشه‌بندی سنگ مخزن به واحدهایی با رفتار جریانی مشابه، ویژگی‌های استاتیکی همگن، و پاسخ‌های یکسان نسبت به سیال و فشار، تعریف می‌شود. این واحدها معمولاً دارای منحنی‌های مشابه فشار موئینه و تراوایی نسبی هستند [۳]. یکی از دلایل اصلی بروز خطا در نتایج شبیه‌سازی مخزن، عدم شناخت دقیق پارامترهای کلیدی کنترل‌کننده رفتار دینامیکی سنگ مخزن است. به‌کارگیری روش‌های نادرست در تعیین نوع سنگ می‌تواند تأثیر قابل‌توجهی بر دقت مدل‌سازی داشته باشد. از این رو، برای دستیابی به طبقه‌بندی صحیح سنگ مخزن، ضروری است کلیه داده‌های در دسترس از جمله تخلخل، تراوایی، نتایج تست تزریق جیوه، فشار موئینه، و تراوایی نسبی، در مقیاس‌های مختلف مورد استفاده قرار گیرند تا از بیشینه اطلاعات موجود در جهت بهبود دقت تحلیل بهره‌برداری شود. آرچی

را می‌توان به‌عنوان بنیان‌گذار مفهوم تعیین نوع سنگ مخزن معرفی کرد. پس از وی، پژوهشگران متعددی روش‌های متنوعی برای طبقه‌بندی سنگ مخزن ارائه داده‌اند [۴]. این روش‌ها شامل دسته‌بندی بر مبنای تخلخل، تحلیل نمودارهای تخلخل-تراوایی، روابط تجربی برگرفته از تست فشار موئینه جیوه، و روش‌هایی مبتنی بر رابطه کارمن-کازنی هستند [۴ و ۵]. همچنین، وینلند را می‌توان از پیشگامان رویکردهای مبتنی بر هندسه حفرات در تعیین نوع سنگ دانست [۶ و ۷]. در حوزه نظری، شاخص‌های گوناگونی مبتنی بر روابط کارمن-کازنی توسعه یافته‌اند که یکی از شناخته‌شده‌ترین آن‌ها شاخص FZI است. این شاخص به‌عنوان یک معیار جریان‌محور برای تعیین نوع سنگ مخزن شناخته می‌شود و پارامترهایی نظیر تخلخل نرمال‌شده و تراوایی در محاسبه آن نقش دارند. با این حال، در مخازنی با ناهمگونی شدید، دقت این شاخص کاهش می‌یابد و ممکن است منجر به خطا شود [۸]. حسین و نورالدین نسخه اصلاح‌شده‌ای از این شاخص با عنوان FZI^* ارائه کردند. این شاخص ضمن حفظ ساختار پایه روش FZI، عوامل مؤثر دیگری از جمله ضریب مقاومت سازند و میزان سیمان‌شدگی را نیز در نظر می‌گیرد که موجب بهبود عملکرد آن در تحلیل‌های دقیق‌تر سنگ مخزن می‌شود [۹ و ۱۰].

پوراس و کامپوس یکی از مخازن کشور ونزوئلا را با هدف طبقه‌بندی سنگ مخزن مورد مطالعه قرار دادند. آن‌ها در این تحلیل، از داده‌های تخلخل، تراوایی، فشار موئینه حاصل از تست تزریق جیوه، تراوایی نسبی و اطلاعات کانی‌شناسی استفاده کردند. پس از بررسی روش‌های مختلف، روش پیتمن با در نظر گرفتن ۴۵٪ اشباع جیوه، به‌عنوان مناسب‌ترین روش برای دسته‌بندی نوع سنگ شناسایی شد. در نهایت، نتایج این پژوهش نشان داد که نقشه توزیع سطحی نوع سنگ می‌تواند به‌عنوان ابزاری مؤثر در شناسایی نواحی بهینه مخزن برای بهره‌برداری

مورد استفاده قرار گیرد [۱۱]. گدان و همکاران، رویکردی برای تعیین نوع سنگ دینامیکی مخزن ارائه دادند که مبتنی بر یک دسته‌بندی استاتیکی بوده و در آن خاصیت ترشوندگی نیز لحاظ شده است. با وجود نوآوری این روش در لحاظ نمودن اثر ترشوندگی، یکی از چالش‌های اصلی آن، تعداد زیاد دسته‌های سنگی حاصل از طبقه‌بندی و همچنین نبود توضیح شفاف در خصوص نحوه پیاده‌سازی این دسته‌بندی در محیط شبیه‌سازی مخزن است؛ موضوعی که به‌عنوان یکی از نقاط ضعف عمده این روش شناخته می‌شود [۱۲ و ۱۳].

صبوریان و همکاران، روش‌های گوناگون تعیین نوع سنگ مخزن را در یکی از مخازن کربناته ایران مورد ارزیابی قرار دادند. نتایج این مطالعه نشان داد که برای این مخزن، هیچ روش مشخص و یکسانی به‌عنوان راه‌حل عمومی قابل ارائه نیست. در واقع، انتخاب روش مناسب برای طبقه‌بندی نوع سنگ در این مخزن، به تنوع و پیچیدگی پارامترهای پتروفیزیکی و ویژگی‌های خاص سنگ آن بستگی دارد [۱۴]. چودران و همکاران به بازنگری یکی از فرضیات پایه‌ای در مدل کارمن-کازنی پرداختند؛ فرضی که در آن، برهم‌کنش بین سنگ و سیال به‌صورت ثابت در نظر گرفته می‌شود. آن‌ها با هدف بهبود دقت مدل‌سازی، رابطه‌ای بین تخلخل و اشباع آب غیرقابل کاهش ارائه دادند که بتواند تأثیر متقابل سنگ و سیال را به‌طور واقع‌بینانه‌تری در تحلیل‌های مخزنی منعکس کند [۱۵]. مال‌دار و همکاران با ادغام روش‌های تعیین دسته‌بندی سنگ هیدرولیکی و داده‌های پتروفیزیکی اعم از داده‌های صوتی و چگالی به ارائه روش دسته‌بندی سنگ در یکی از میداین جنوب غرب ایران پرداختند. نتایج حاکی از آن بود که رخساره‌های الکتریکی حاصل از داده‌های پتروفیزیکی مطابقت قابل قبولی با دسته‌بندی‌های سنگ براساس اطلاعات هیدرولیکی مخزن دارد [۱۶]. ال-گندی و همکاران با بهره‌گیری از داده‌های نمودارهای تصویری، دسته‌بندی‌های

هیدرولیکی سنگ را مورد ارزیابی قرار دادند و نتایج حاکی از مطابقت اطلاعات نمودار تصویری با دسته‌های مختلف سنگ بود به‌نحوی که میکرو شکاف‌ها کیفیت سنگ مخزن را افزایش و حفرات سیمانی شده سبب کاهش کیفیت مخزن می‌گردد [۱۷]. میرزائی و همکاران پیرامون دسته‌بندی سنگ بر مبنای داده‌های آزمایشگاهی خصوصاً تراوایی نسبی مطالعه‌ای انجام دادند. نتایج حاکی از عملکرد دقیق‌تر روش پیشنهادی به نسبت روش‌های هیدرولیکی دسته‌بندی سنگ بود [۱۸]. موسوی و همکاران به ارائه روش تلفیقی دسته‌بندی سنگ با بهره‌گیری از داده‌های رخساره‌های الکتریکی و واحدهای جریان در یکی از میداین جنوب غرب ایران پرداختند و نهایتاً تعداد دسته بهینه سنگ را گزارش دادند [۱۹]. سعادت و همکاران نیز به ارائه روش جدیدی مبتنی بر اندازه حفرات محیط متخلخل پرداختند. نتایج نشان‌دهنده این موضوع بود که صرفاً توجه به خصوصیات مربوط به کیفیت مخزن، اغنا کننده نمی‌باشد و اخذ نتایج دقیق، مستلزم دخیل نمودن پارامترهای تولید در روش‌های دسته‌بندی سنگ است [۲۰]. هرچند روش‌های متعددی برای تعیین نوع سنگ مخزن ارائه شده‌اند، اما در بسیاری از مطالعات، سازوکار مناسبی برای ارزیابی و اعتبارسنجی این روش‌ها لحاظ نشده است. این فقدان می‌تواند منجر به کاهش اطمینان‌پذیری نتایج و ایجاد عدم قطعیت در فرآیند مدل‌سازی و شبیه‌سازی مخزن شود [۲۱]. در واقع هدف نهایی از شناسایی نوع سنگ، فراهم‌سازی داده‌های ورودی معتبر و قابل استفاده برای شبیه‌سازی استاتیک و دینامیک مخزن می‌باشد. بنابراین، روش‌های طبقه‌بندی سنگ باید به‌گونه‌ای طراحی شوند که خروجی آن‌ها به‌راحتی و با دقت کافی در فرآیند شبیه‌سازی قابل استفاده باشد. در این پژوهش، ضمن پیاده‌سازی و مقایسه روش‌های مختلف دسته‌بندی نوع سنگ بر روی داده‌های یکی از مخازن مورد مطالعه، تلاش شده

است تا با تعریف و به کارگیری سازوکارهای مناسب اعتبارسنجی، میزان کارایی هر روش به صورت نظاممند ارزیابی شود. همچنین با بهره گیری از نتایج حاصل از تطابق تاریخچه، امکان انتخاب بهینه ترین روش طبقه بندی نوع سنگ فراهم شده است تا ارتباط منطقی میان دسته بندی سنگ و رفتار دینامیکی مخزن به صورت دقیق تری برقرار گردد.

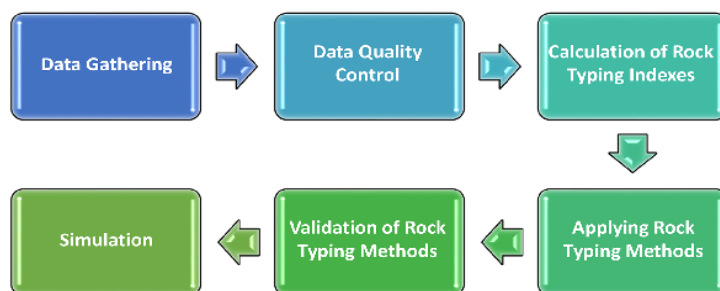
روش مطالعه

شکل ۱ نمای کلی از روش پیشنهادی برای تعیین نوع سنگ در این تحقیق را نمایش می دهد. در گام نخست، پارامترهای مورد نیاز برای طبقه بندی نوع سنگ شناسایی می شوند. این داده ها نتایج آزمایشگاهی اعم از آنالیزهای معمولی و ویژه مغزه ۳۰ عدد مغزه از ۳ حلقه چاه مربوط به یکی از میادین جنوب غرب ایران و همچنین اطلاعات سرچاهی و میدانی نظیر نگاره های چگالی، تولید، لیتولوژی آن میدان می باشند. در مرحله بعد، فرآیند کنترل کیفیت داده ها صورت می گیرد تا از تأثیر اطلاعات نامعتبر یا دارای خطا جلوگیری شود. به عنوان نمونه، در ابتدا مغزه ها از نظر ظاهری بررسی می گردند تا در صورت مشاهده ناهنجاری فیزیکی از ادامه روند بررسی کنار گذاشته شوند. همچنین داده های مربوط به مغزه های شکسته یا نتایج آزمایش های تراوایی نسبی و فشار موئینه با رفتار غیرمنطقی و انحراف از الگوهای فیزیکی معتبر، از آنالیز حذف می شوند. در ادامه، متناسب با روش های مختلف تعیین نوع

سنگ، بخشی از پارامترهای ورودی مستقیماً از داده های اولیه استخراج می شوند، در حالی که سایر پارامترها با استفاده از روابط تجربی یا مدل های نظری و بر پایه داده های موجود محاسبه و تخمین زده می شوند. نتایج به دست آمده از تحلیل داده ها، ابتدا با بهره گیری از روش های آماری گوناگون طبقه بندی شده و سپس از طریق تکنیک های آماری راستی آزمایی مورد ارزیابی قرار می گیرند. هدف از این مرحله، دستیابی به بیشترین میزان همگنی درون گروهی و بالاترین تمایز میان گروه های مختلف سنگ مخزن است به گونه ای که صحت طبقه بندی انجام شده به حداکثر برسد. پس از انجام تحلیل های آماری، رفتار سناریوهای مختلف حاکم بر مخزن مورد ارزیابی قرار می گیرد تا اعتبار نتایج به دست آمده بررسی و تأیید شود. در این راستا، روش هایی نظیر الگوریتم ال بو (Elbow Method)، تحلیل هیستوگرام و محاسبه مجذور ضریب همبستگی به عنوان ابزارهای اعتبارسنجی می توان به کار گرفته می شوند. در مرحله نهایی از فرآیند تعیین نوع سنگ مخزن، داده های حاصل به شبیه ساز مخزن منتقل شده و در مدل سازی استاتیک و دینامیک به کار گرفته می شوند.

نتایج و بحث

در این بخش، نتایج حاصل از پیاده سازی روش های مختلف طبقه بندی سنگ مخزن بر روی داده های آزمایشگاهی مربوط به یکی از میادین نفتی واقع در جنوب غربی ایران ارائه می گردد.



شکل ۱ روش کار پیشنهادی تعیین نوع سنگ در پژوهش
Fig. 1 Schematic of rock typing prodecure

تقسیم‌بندی حاصل می‌گردد. با ترسیم این مقادیر در برابر تعداد دسته‌ها، امکان تعیین تعداد بهینه لایه سنگ و مرزهای تفکیک آن‌ها براساس شاخص FZI و محل تغییر شیب نمودار فراهم شد (شکل ۳). لازم به ذکر است که میزان ضریب همبستگی و مقادیر البو با افزایش تعداد دسته دچار تغییرات می‌شود. و این روند تغییرات به‌طور پیوسته ادامه خواهد داشت. لذا جهت تعیین تعداد دسته بهینه در تعدادی که از شدت تغییرات نمودار کاسته می‌شود به‌عنوان دسته بهینه انتخاب می‌گردد. بر این اساس، وجود چهار دسته به‌عنوان تعداد بهینه لایه‌های سنگ مخزن شناسایی و انتخاب گردید. شایان ذکر است که در تمامی دسته‌بندی‌های انجام شده با افزایش شماره طبقه‌بندی، کیفیت خواص مخزنی سنگ می‌باشد. به‌طور مثال در یک دسته‌بندی سنگ مشخص، دسته ۲ از خواص مخزنی مطلوب تری به نسبت دسته ۱ برخوردار است. در امتداد روند پیشین، مقادیر اصلاح‌شده شاخص جریان منطقه‌ای (FZI* / Modified FZI) برای نمونه‌های موجود محاسبه گردید. در این روش بر خلاف روش FZI که بر مبنای رابطه کارمن کازنی بیشتر تابعی از اندازه و خواص دانه‌های سنگ است و این درحالی است که جریان در محیط متخلخل یشر تحت تاثیر خواص محیط متخلخل و اندازه حفرات است تا خواص دانه هاسنگ لذا روش با تاثیر از رابطه کارمن کازنی رابطه زیر را تحت عنوان FZIM (FZI*) بیان شد.

$$FZI^* (FZIM) = 0.314 \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (6)$$

در ابتدا مقادیر شاخص FZI (Flow Zone Indicator) براساس رابطه ۱ محاسبه شده و توزیع فراوانی آن مورد تحلیل قرار گرفته است.

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (1)$$

$$RQI = 0.314 \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (2)$$

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad (3)$$

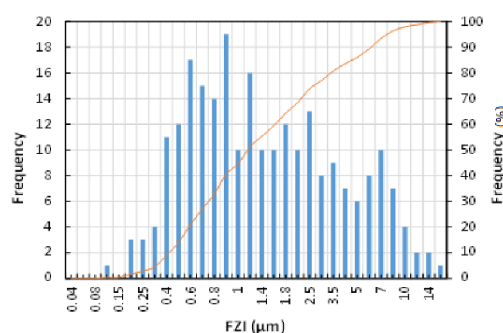
که در این رابطه K ، ϕ ، RQI ، ϕ_e و ϕ_z به‌ترتیب عبارت است از تراوایی، تخلخل، شاخص کیفیت مخزن، تخلخل موثر و تخلخل نرمال شده. همان‌طور که در شکل ۲ مشاهده می‌گردد نتایج موید وجود بیش از یک توزیع نرمال مجزا بوده که دلالت بر وجود گونه‌های مختلف سنگ مخزن و ناهمگونی ذاتی در ساختار مخزن دارد. بدین منظور، مقادیر شاخص FZI براساس روش دسته‌بندی K-medoid از ۲ تا ۸ دسته طبقه‌بندی شده و برای هر یک از ۲ تا ۸ دسته تقسیم‌بندی، می‌بایست مقدار تابع Elbow و مجذور ضریب همبستگی R^2 براساس روابط ۴ و ۵ محاسبه گردید.

$$R^2 = \left(\frac{\text{cov}(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \right)^2 \quad (4)$$

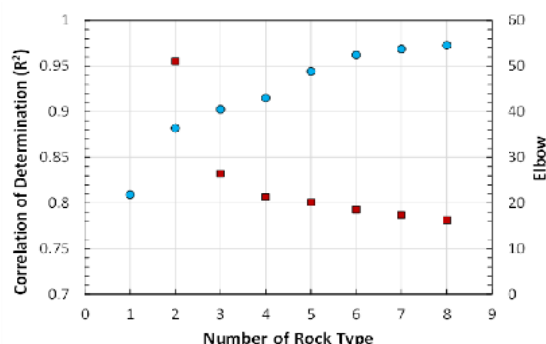
$$\text{Elbow number} = \text{optimum plot} \quad (5)$$

(number of clusters, percent of variance)

که در این رابطه cov و σ به‌ترتیب عبارت از کوواریانس و انحراف معیار داده‌های می‌باشند. روش مذکور یکی از روش‌های خوشه‌بندی آماری جهت دسته‌بندی مجموعه ای از داده‌ها است و با روش سعی خطا بر مبنای فاصله اقلیدسی هر داده از مرکز دسته



شکل ۲ توزیع فراوانی شاخص FZI
Fig. 2 Frequency distribution of FZI index



شکل ۳ مقدار Elbow و R^2 برای تعداد دسته‌های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش FZI
Fig. 3 Elbow and R^2 values for different rock type number of FZI method

از داده‌های حاصل از آزمایش فشار موئینه جیوه (MICP)، مدل R_{45} و مدل مدل وینلند (R_{35}) جهت تعیین دسته‌بندی سنگ در این مرحله انتخاب شد که روابط آن به شرح ذیل است.

$$\log(R_{35}) = 0.732 + 0.588 \log(K) - 0.864 \log(\phi) \quad (8)$$

$$\log(R_{45}) = 0.608 + 0.608 \log(K) - 0.974 \log(\phi) \quad (9)$$

که با رسم نمودار مقدار تابع Elbow و میانگین ضریب همبستگی (R^2) در برابر تعداد خوشه‌های مختلف شکل ۷، تعداد ۵ دسته به‌عنوان تعداد دسته بهینه در نظر گرفته شد.

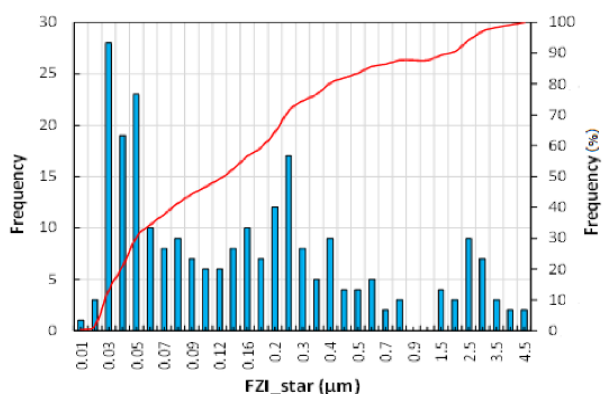
اعتبارسنجی

در بخش قبلی، روش‌های مختلف دسته‌بندی سنگ و تعداد خوشه‌های بهینه حاصل از هر یک مورد بررسی قرار گرفت. به‌منظور ارزیابی دقت و کارآمدی این روش‌ها، قیاس ویژگی‌های اساسی جریان سنگ با شاخص هر یک از روش‌های مورد استفاده ضروری است تا انطباق‌پذیرترین روش به‌عنوان گزینه مطلوب انتخاب شود. نمودارهای تراوایی نسبی، به‌ویژه پارامترهای بحرانی آن‌ها نظیر اشباع آب غیرقابل کاهش، اشباع نفت باقی‌مانده، تراوایی نسبی انتهای نفت و تراوایی نسبی انتهای آب، اطلاعات مهمی در خصوص رفتار جریانی سنگ مخزن ارائه می‌دهند. در این راستا، شکل ۸ و ۹ میزان انطباق هر یک از روش‌های دسته‌بندی سنگ را با پارامترهای مهم مذکور، به‌ویژه اشباع آب غیرقابل کاهش و اشباع نفت باقی‌مانده، نشان می‌دهند.

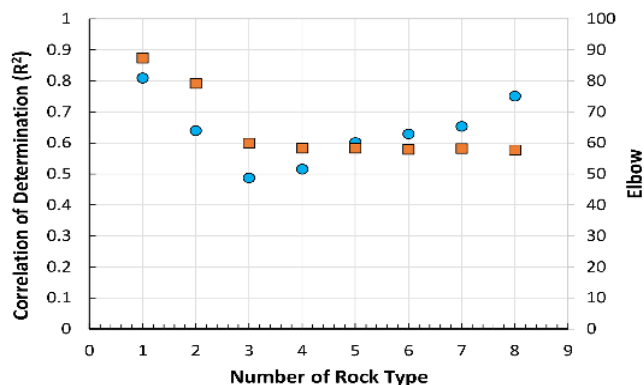
در این روش نیز مشابه روش قبلی، توزیع فراوانی دسته‌ها نشان‌دهنده وجود الگوهایی با توزیع نرمال متمایز است. این رفتار، حاکی از وجود پتانسیل حضور گونه‌های مختلف سنگی در مخزن مورد مطالعه است (شکل ۴). همچنین براساس نمودار مقدار تابع Elbow و میانگین ضریب همبستگی (R^2) در برابر تعداد خوشه‌های مختلف، عدد چهار به‌عنوان تعداد بهینه دسته‌های پتروفیزیکی سنگ مشخص و تعیین گردید (شکل ۵). علاوه‌بر روش‌های FZI و FZIM که در فوق به آن اشاره شد، از دیگر روش‌های مبتنی بر واحدهای جریانی می‌توان به دسته‌بندی سنگ مجزا (DRT) اشاره کرد که از رابطه ۷ حاصل می‌شود.

$$DRT = Round[2 \ln(FZI) + 10.6] \quad (7)$$

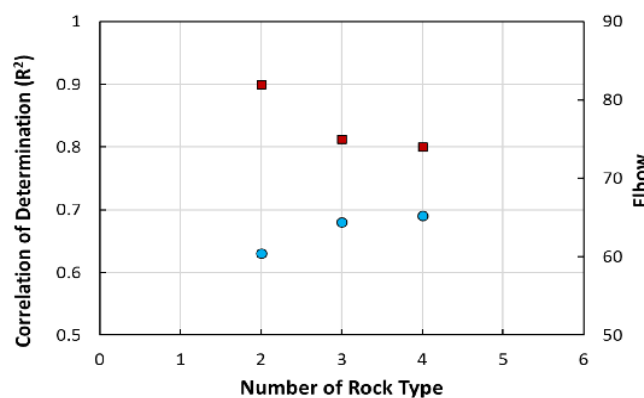
شکل ۶ نشان‌دهنده مقادیر تابع Elbow و ضریب همبستگی مرتبط با روش دسته‌بندی سنگ به روش DRT است. که با توجه به شکل، تعداد ۳ دسته سنگ را می‌توان به‌عنوان مناسب‌ترین تعداد در نظر گرفت. لازم به ذکر است روش DRT غالباً در شرایطی که تعداد نمونه‌ها زیاد است کارایی موثری دارد. زیرا در تعداد نمونه‌های کم، تعداد DRT‌ها بسیار محدود بوده و قابلیت تعریف و تشخیص شکستگی وجود ندارد که منتج به خطا خواهد شد. همان‌گونه که پیش‌تر نیز اشاره شد، روابط مربوط به فشار موئینه می‌توانند در فرآیند دسته‌بندی سنگ مورد استفاده قرار گیرند؛ بر این اساس، با بهره‌گیری



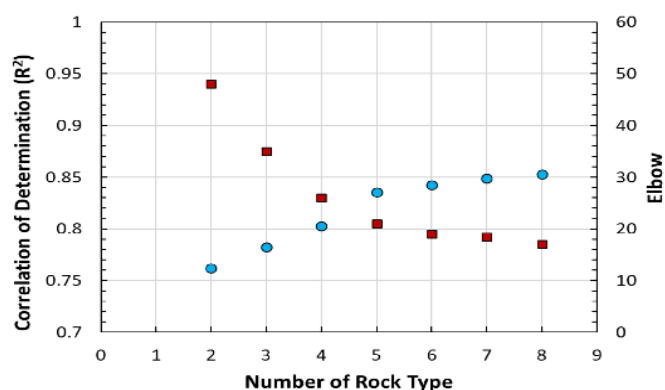
شکل ۴ توزیع فراوانی شاخص FZI^*
Fig. 4 frequency distribution of FZI^* index



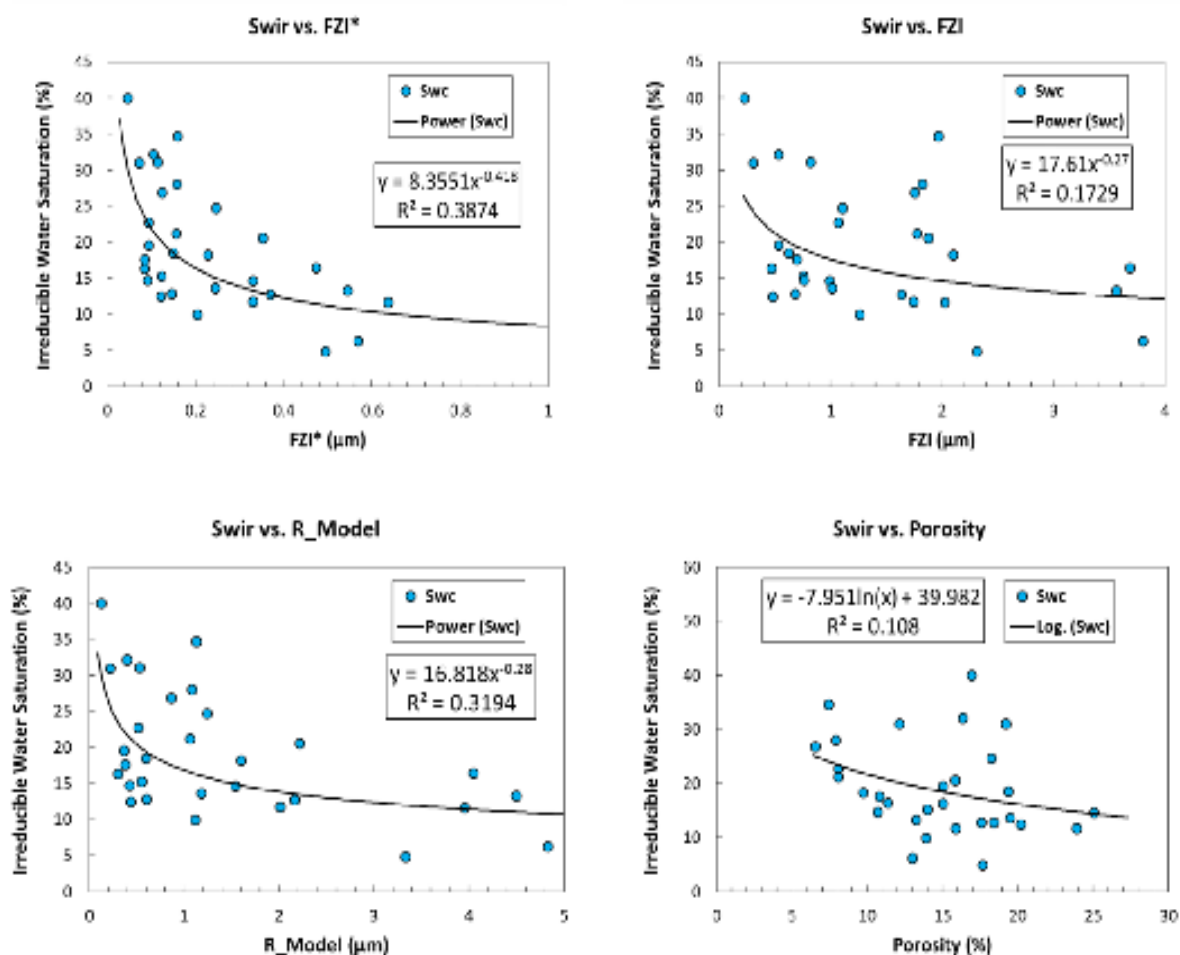
شکل ۵ مقدار Elbow و R^2 برای تعداد دسته‌های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش FZI^*
Fig. 5 Elbow and R^2 values for different rock type number of FZI^* method



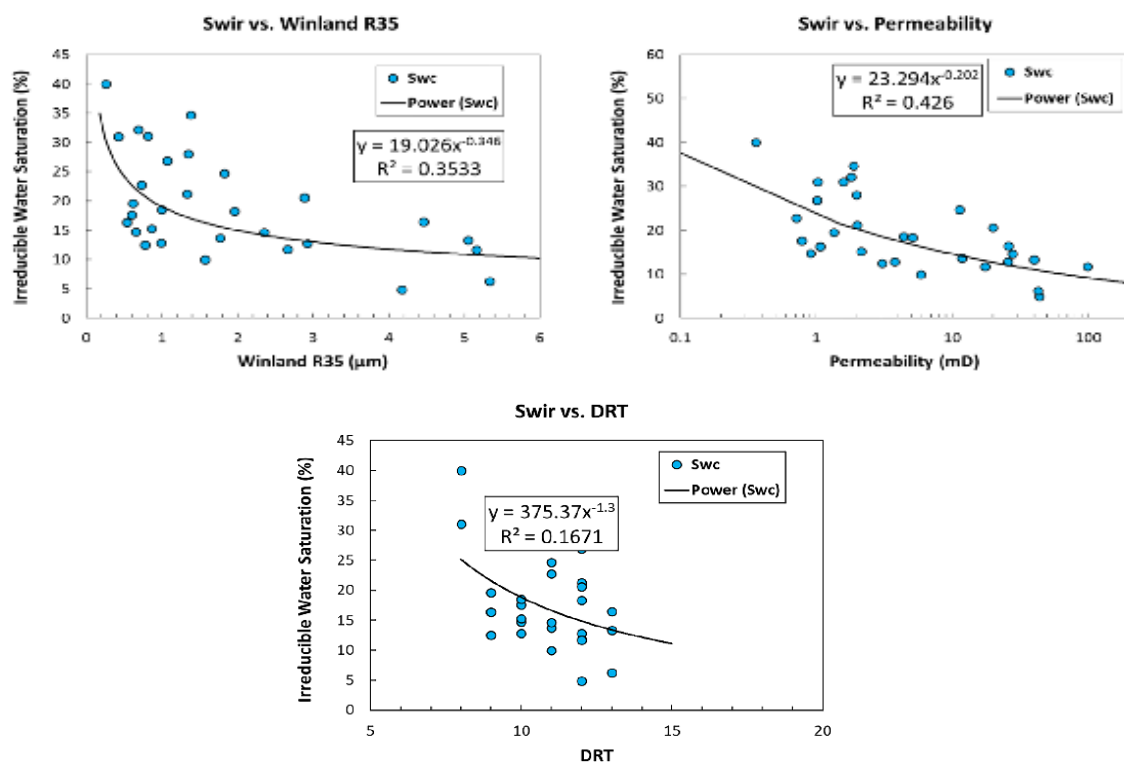
شکل ۶ مقدار Elbow و R^2 برای تعداد دسته‌های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش DRT
Fig. 6 Elbow and R^2 values for different rock type number of DRT method



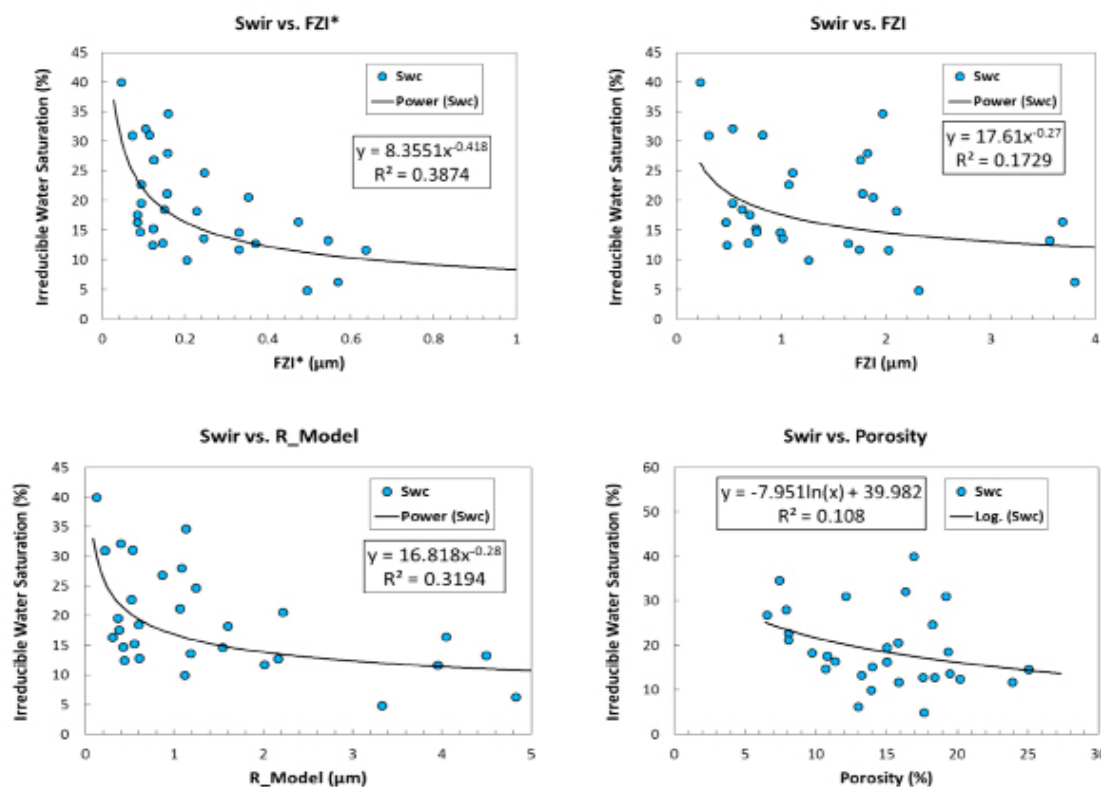
شکل ۷ مقدار Elbow و R^2 برای تعداد دسته‌های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش R_{45}
Fig. 7 Elbow and R^2 values for different rock type number of R_{45} method

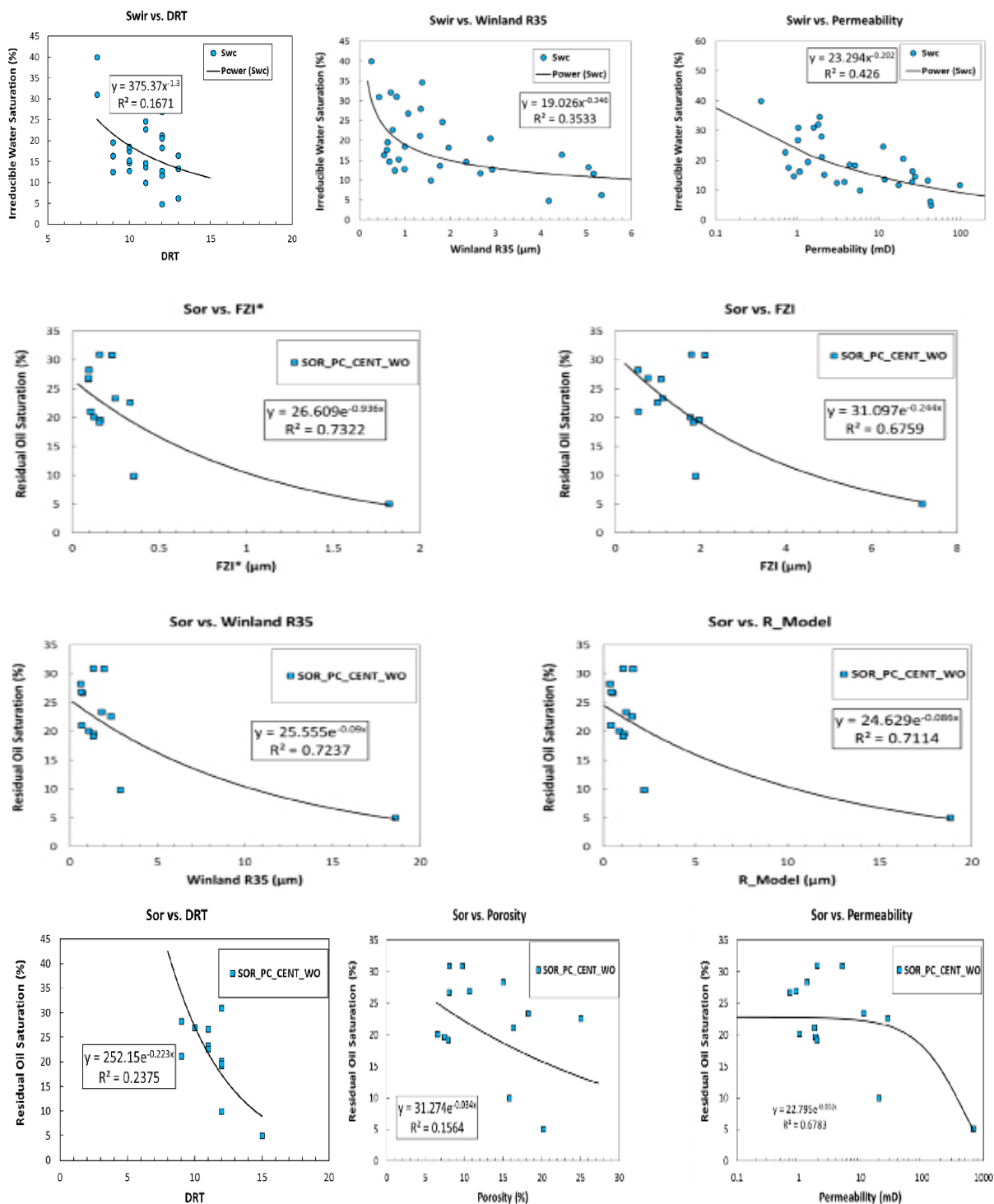


شکل ۸ تطابق پذیری میزان اشباع آب کاهش نیافتنی برحسب شاخص‌های مختلف روش‌های تعیین نوع سنگ
Fig. 8 Comparison of matching between irreducible water saturation and different rock typing methods



ادامه شکل ۸





شکل ۹ تطبیق پذیری میزان اشباع نفت باقی مانده برحسب شاخص های مختلف روش های تعیین نوع سنگ
Fig. 9 Comparison of matching between residual oil saturation and different rock typing methods

$$Daili^{**} = \phi^a \times k^b \times (1 - S_{wir})^c \quad (11)$$

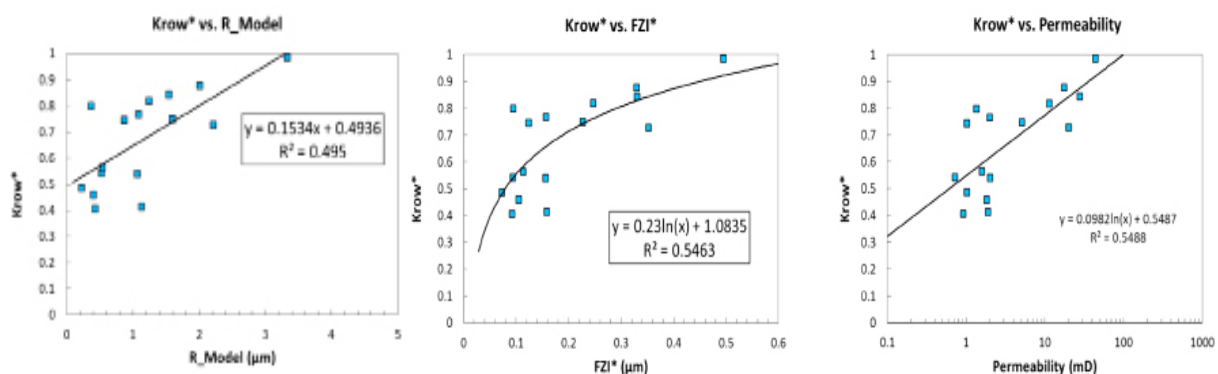
که در روابط بالا نماهای a ، b و c پارامترهای تطابق مدل بوده و با تنظیم و هماهنگ کردن آن با داده‌های مربوط به نقاط انتهایی نمودار تراوایی نسبی به دست می‌آید (شکل ۱۱). بدین منظور می‌بایست روابط ۹ و ۱۰ به عنوان روابط مرجع با داده‌های آب کاهش نیافتنی و نفت باقی‌مانده در مغزه به صورت هم‌زمان تطابق پذیرد که با توجه به ۳ مجهول موجود، از روش سعی و خطا مقادیر آن به دست آمد و در جدول ۱ ذکر شده است. این مقادیر صرفاً مقادیر بهینه برای مخزن مورد مطالعه می‌باشد. لازم به ذکر است روابط ۹ و ۱۰ قابلیت تعمیم به سایر میدان‌ها با ضرائب اختصاصی آن میدان را دارا می‌باشد. همچنین شکل ۱۲ و ۱۳ نشان‌دهنده مقادیر تابع Elbow و میانگین ضریب همبستگی (R^2) در برابر تعداد خوشه‌های مختلف روابط پیشنهادی می‌باشد و با توجه به نتایج، تعداد چهار خوشه به عنوان تعداد بهینه دسته‌های پتروفیزیکی سنگ مشخص و تعیین گردید.

شبیه‌سازی رفتار مخزن و تطابق تاریخچه

به منظور تکمیل فرآیند مدل‌سازی مخزن، روش‌های منتخب دسته‌بندی سنگ مورد اشاره در بالا جهت شبیه‌سازی عملکرد مخزن و تطابق تاریخچه به کار گرفته شد.

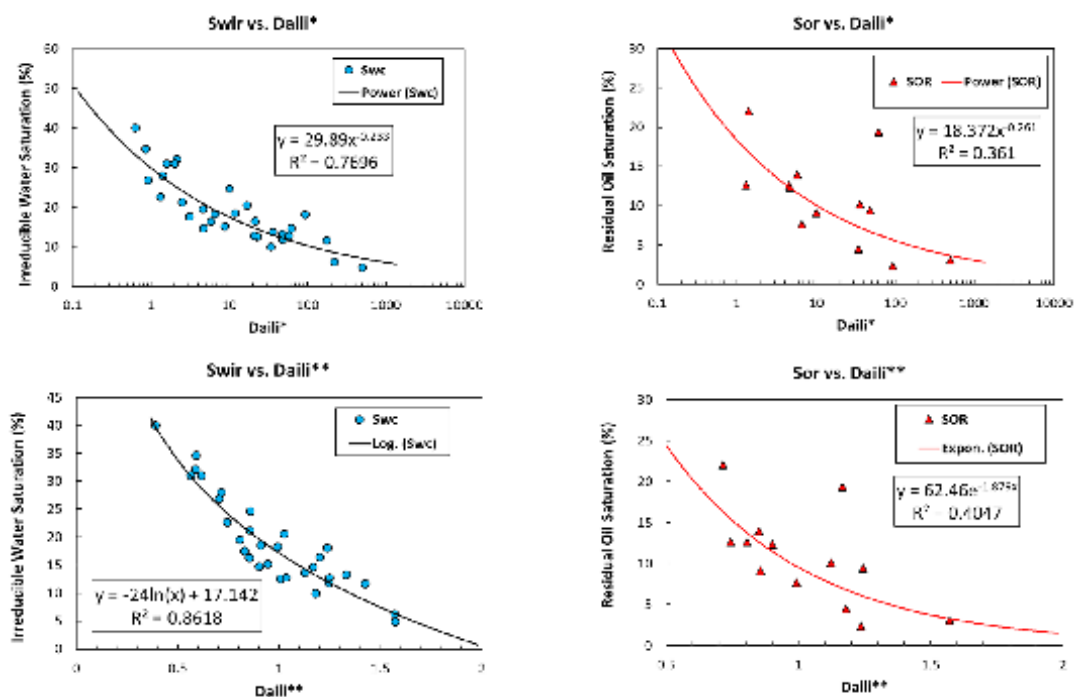
براساس میزان تطابق روش‌های مختلف تعیین دسته‌بندی سنگ با مقادیر نقاط نهایی نمودار تراوایی نسبی، نتیجه گرفته شد که روش‌های FZI اصلاح‌شده، شعاع حفرات R_{45} و روش مبتنی بر تراوایی نسبت به سایر روش‌ها عملکرد بهتری دارند. لازم به ذکر است این تطابق سنجی بر مبنای مقدار ضریب همبستگی و همچنین ارزیابی کمی و کیفی پراکندگی داده‌ها ترسیم شده صورت پذیرفت. همچنین همان‌طور که اشاره شد روش DRT در مجموعه داده‌های با تعداد کمتر از ۲۰۰ از عملکرد مطلوبی برخوردار نیست. جهت بررسی دقیق‌تر، میزان تطابق‌پذیری سه دسته روش تعیین نوع سنگ در مدل‌سازی دینامیک با تراوایی نسبی نفت در شکل ۱۰ مقایسه گردید. نتایج حاکی از آن بود که روش FZI اصلاح‌شده و روش تراوایی از تطابق‌پذیری بهتری نسبت به شعاع حفرات R_{45} برخوردار بودند. علی‌رغم اعمال روش‌های متفاوت دسته‌بندی فوق الذکر، تطابق‌پذیری به دست آمده در شکل ۸ و ۹ قابلیت بهبود دارد لذا به منظور تعیین مطلوب نوع سنگ و با در نظر گرفتن پارامترهای موجود در مطالعات مغزه، دو نمونه فرمول پیشنهادی با به کارگیری تخلخل، تراوایی و اشباع آب کاهش نیافتنی جهت تعیین نوع سنگ ارائه شد:

$$Daili^* = \phi^a \times k^b \times S_{wir}^c \quad (10)$$



شکل ۱۰ تطابق پذیری میزان تراوایی نسبی نفت بر حسب شاخص‌های روش‌های تعیین نوع سنگ مورد استفاده در شبیه‌سازی

Fig. 10 Comparison of matching between oil relative permeability and rock typing methods used in simulation

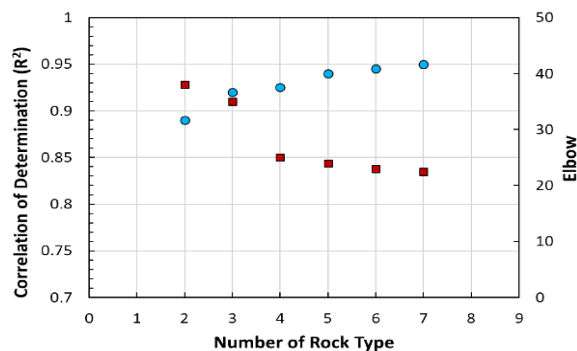


شکل ۱۱ تطابق پذیری میزان اشباع آب کاهش نیافتنی و اشباع نفت باقی مانده برحسب روش های پیشنهادی تعیین نوع سنگ
Fig. 11. comparison of matching between oil irreducible water saturation, relative permeability and proposed rock typing methods

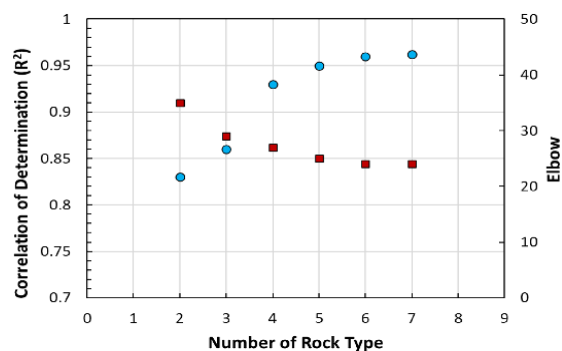
جدول ۱ ضرائب نهایی روابط پیشنهادی تعیین نوع سنگ

Table 1 Matching coefficient of proposed rock typing equations

Coefficients	a	b	c
Relationship			
Daili*	1	0/5	-2
Daili**	-0/2	0/2	2



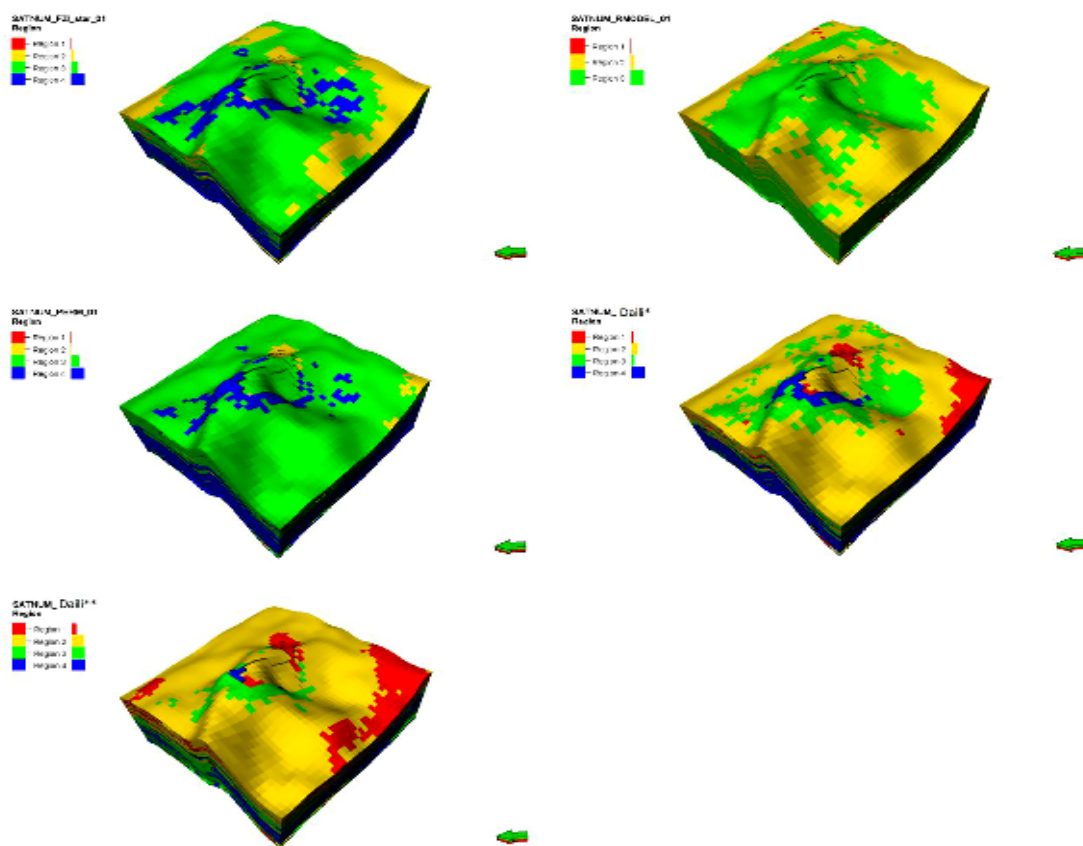
شکل ۱۳ مقدار Elbow و R^2 برای تعداد دسته های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش Daili**
Fig. 13 Elbow and R^2 values for different rock type number of Daili** method



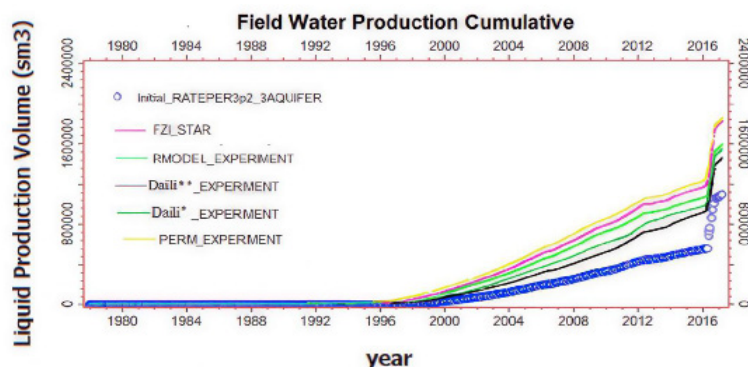
شکل ۱۲ مقدار Elbow و R^2 برای تعداد دسته های مختلف نوع سنگ تعیین شده به روش Daili*
Fig. 12 Elbow and R^2 values for different rock type number of Daili* method

تعیین نوع سنگ بسنده شد. یافته‌ها حاکی از آن است که تغییر در روش‌های دسته‌بندی سنگ تأثیر قابل توجهی بر روند تولید آب دارد، درحالی‌که تأثیر آن بر رفتار افت فشار مخزن و نسبت گاز به نفت تولیدی چندان ملموس نیست. در میان مدل‌های ارزیابی‌شده، مدل پیشنهادی دوم بالاترین میزان تطابق با داده‌های تاریخیچه تولید را نشان می‌دهد. بر این اساس، با استفاده از روش‌های اعتبارسنجی مدل می‌توان تعداد روش‌های مورد استفاده در تعیین نوع سنگ را به یک یا دو گزینه‌ی بهینه محدود ساخت. این رویکرد نه تنها باعث صرفه‌جویی در زمان و منابع می‌شود، بلکه با تکیه بر اطلاعات موجود و کاهش نیاز به اعمال اصلاحات گسترده در فرآیند شبیه‌سازی، دستیابی به تطابق دقیق‌تر با داده‌های واقعی را تسهیل می‌کند.

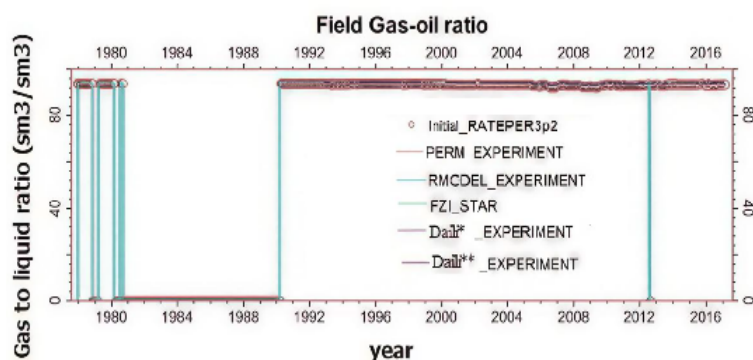
شبکه مدل عددی مورد استفاده شامل ۴۱ سلول در راستای محور x ، ۴۳ سلول در راستای محور z و ۴۹ لایه در راستای محور k است که در مجموع، حدود ۸۵,۰۰۰ سلول فعال را دربرمی‌گیرد. در این مدل، هفت حلقه چاه در نظر گرفته شده است. **شکل ۱۴** توزیع انواع سنگ مخزن را براساس طبقه‌بندی‌های مختلف پتروفیزیکی نشان می‌دهد. همچنین، نتایج حاصل از تطابق تاریخیچه تولید برای مخزن مورد مطالعه در (**شکل ۱۵-۱۷**) ارائه شده است. در رابطه با تطابق تاریخیچه تولید آب این نکته شایان ذکر است که در وهله اول میزان تولید آب در هفت حلقه چاه با روش‌های ارائه شده تطبیق داده شد اما با نظر به اینکه روند کلی تولید آب در هر هفت حلقه چاه مشابه با میزان تولید آب تجمعی کل میدان است لذا صرفاً به ذکر مقایسه تطابق تاریخیچه تولید آب کلی میدان با روش‌های



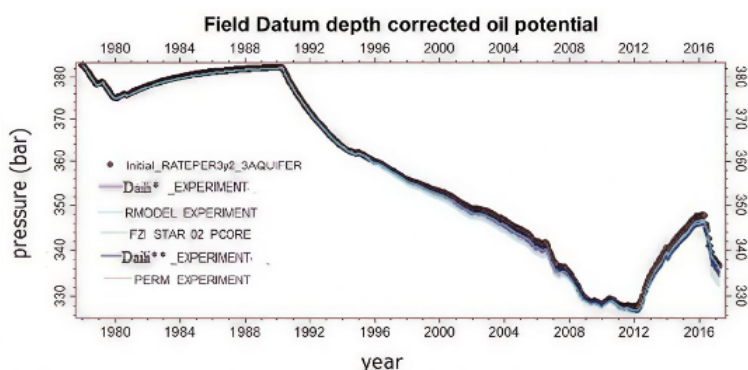
شکل ۱۴ توزیع تراوایی سنگ با روش‌های مختلف تعیین نوع سنگ
Fig. 14 Permeability distribution for different rock typing methods



شکل ۱۵ نتایج تطابق تاریخچه تولید آب مخزن با مدل های مختلف تعیین نوع سنگ
Fig. 15 Water production history match for different rock typing methods



شکل ۱۶ نتایج تطابق تاریخچه نسبت گاز به نفت مخزن برای مدل های مختلف تعیین نوع سنگ
Fig. 16 GOR history match for different rock typing methods



شکل ۱۷ نتایج تطابق تاریخچه فشار مخزن برای مدل های مختلف تعیین نوع سنگ
Fig. 17 Pressure history match for different rock typing methods

است:

• براساس شاخص های اعتبارسنجی، از جمله میزان تطابق با نمودارهای تراوایی نسبی، مشخص شد که روش FZI اصلاح شده، روش مبتنی بر شعاع حفرات و روش مبتنی بر تراوایی، عملکرد بهتری نسبت به

نتیجه گیری

در این پژوهش، با استفاده از داده های یکی از مخازن واقع در جنوب غرب ایران، روش های مختلف دسته بندی سنگ مخزن مورد بررسی و مقایسه قرار گرفت. نتایج کلیدی این مطالعه به شرح زیر

سایر روش‌ها از خود نشان می‌دهند.

مورد استفاده قرار گیرد.

• نتایج حاصل از شبیه‌سازی دینامیکی مخزن نشان داد که روند افت فشار و نسبت گاز به نفت تولیدی، به‌طور قابل توجهی تحت تأثیر نوع دسته‌بندی سنگ قرار نمی‌گیرد. با این حال، میزان تولید آب از مخزن می‌تواند به‌عنوان یک شاخص مؤثر برای ارزیابی و تمایز میان روش‌های مختلف دسته‌بندی

• با استناد به نتایج شبیه‌سازی و تطابق با تاریخچه تولید آب، رابطه‌های پیشنهادی در تعیین نوع سنگ، دقت و قابلیت اعتماد بالاتری نسبت به سایر روش‌ها ارائه داده است به‌نحوی که تا ۵۰٪ از خطا را می‌تواند کاهش دهد.

مراجع

- [1]. Faramarzi-Palanger, M., Sedace, B., & Emami Niri, M. (2021). A further investigation on the application of critical pore size as an approach for reservoir rock typing. *Journal of Energy Resources Technology*, 143(11), 112901. doi.org/10.1115/1.4049735.
- [2]. Faramarzi-Palanger, M., & Mirzaei-Paiaman, A. (2021). Investigating dynamic rock quality in two-phase flow systems using TEM-function: A comparative study of different rock typing indices. *Petroleum Research*, 6(1), 16-25. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.08.001>.
- [3]. Archie, G. E. (2003). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *SPE reprint series*, 9-18.
- [4]. Kozeny, J. (1927). Ueber kapillare leitung des wassers im boden. *Sitzungsberichte der Akademie der Wissenschaften in Wien*, 136, 271.
- [5]. Carman, P. C. (1937). Fluid flow through granular beds. *Trans. Inst. Chem. Eng. London*, 15, 150-156.
- [6]. Porras, J. C., & Campos, O. (2001, March). Rock typing: a key approach for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. SPE-69458). SPE. <http://dx.doi.org/10.2523/69458-MS>.
- [7]. Saadat, K., & Rahimpour, B. H. (2024). Modification of Winland Rock Typing Based on Reservoir Quality and Production Parameters in Carbonate Rocks. <https://doi.org/10.22078/pr.2023.5127.3274>.
- [8]. Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993, October). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-26436). SPE. doi.org/10.2118/26436-MS.
- [9]. Nooruddin, H. A., & Hossain, M. E. (2011). Modified Kozeny–Carmen correlation for enhanced hydraulic flow unit characterization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 80(1), 107-115. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2011.11.003>.
- [10]. Mousavi A., Salehi M., Vaziri-Moghaddam H., Shabafrooz R. and Ghanavati K. (2022). Reservoir Quality Evaluation of the Asmari Formation by Integrating Diagenesis and Different Rock Typing Methods in Mansurabad Oilfield”, *Petroleum research*, doi.org/10.22078/pr.2023.5146.3285.
- [11]. Porras, J. C., & Campos, O. (2001, March). Rock typing: a key approach for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. SPE-69458). SPE. <http://dx.doi.org/10.2523/69458-MS>.
- [12]. Ghedan, S. G. (2007, October). Dynamic rock types for generating reliable and consistent saturation functions for simulation models. In *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition* (pp. SPE-111295). SPE. <https://doi.org/10.2118/111295-MS>.
- [13]. Ghedan, S. G., & Canbaz, C. H. (2014, January). Theory and experimental setup of the new Rise in Core reservoir wettability measurement technique. In *IPTC 2014: International Petroleum Technology Conference* (pp. cp-395). European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.395>. IPTC-17659-MS.
- [14]. Saboorian-Jooybari, H. (2017). A structured mobility-based methodology for quantification of net-pay cutoff in petroleum reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 20(02), 317-333. <https://doi.org/10.2118/183643-PA>.
- [15]. Choudhary, A., & Thapliyal, S. (2015, May). Reservoir Zonation-A Novel Approach: Use of Core Derived K-Ø-Swirr Relationship to Define Reservoir Rock Types (RRTs). In *Offshore Technology Conference* (pp. OTC-25650). OTC. doi.org/10.4043/25650-MS.

- [16]. Maldar, R., Ranjbar-Karami, R., Behdad, A., & Bagherzadeh, S. (2022). Reservoir rock typing and electrofacies characterization by integrating petrophysical properties and core data in the Bangestan reservoir of the Gachsaran oilfield, the Zagros basin, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 210, 110080., <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110080>.
- [17]. El-Gendy, N. H., Radwan, A. E., Waziry, M. A., Dodd, T. J., & Barakat, M. K. (2022). An integrated sedimentological, rock typing, image logs, and artificial neural networks analysis for reservoir quality assessment of the heterogeneous fluvial-deltaic Messinian Abu Madi reservoirs, Salma field, onshore East Nile Delta, Egypt. *Marine and petroleum geology*, 145, 105910. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105910>.
- [18]. Mirzaei-Paiaman, A., & Ghanbarian, B. (2022). A new method for characterizing dynamic reservoir quality: Implications for quality maps in reservoir simulation and rock type classification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 218, 111049. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111049>.
- [19]. Mousavi A., Salehi M., Vaziri-Moghaddam H., Shabafrooz R. and Ghanavati K. (2023), Reservoir Quality Evaluation of the Asmari Formation by Integrating Diagenesis and Different Rock Typing Methods in Mansurabad Oilfield” *Petroleum Research*, doi: 10.22078/pr.2023.5146.3285.
- [20]. Saadat, K., & Rahimpour, B. H. (2024). Modification of Winland Rock Typing Based on Reservoir Quality and Production Parameters in Carbonate Rocks. doi:10.22078/pr.2023.5127.3274.
- [21]. Mohammadi M., Kadkhodai A., Rahimpour H., Kadkodaie R. and Aleali M. (2023). Study of facies changes, sedimentary environment and diagenetic processes in sequence boundaries of Kangan formation and its effect on reservoir quality according to Lucia's classification, in Salman and Lavan. *Fields Petroleum research*, doi. [org/10.22078/pr.2023.5051.3257](https://doi.org/10.22078/pr.2023.5051.3257).