

Determining hydraulic flow units by using the flow zone indicator method and comparing them with electrofacies and microscopic sections in Sarvak Formation in one of the fields of Abadan plain

Ahmad Azadivash^{1*}, Mehdi Shabani¹, Vali Mehdipour²

1- Faculty of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

2- Dana Energy Company, Iran

Keywords: Hydraulic flow unit, Flow zone indicator, Electrofacies, Sarvak Formation, Reservoir quality index

1-Introduction

An accurate understanding of a hydrocarbon reservoir requires a comprehensive study of reservoir rocks' sedimentary and diagenetic properties. Combining the results of these studies with petrophysical data has a vital role in identifying productive zones and the main factors controlling reservoir quality. The basic theory of flow units was first proposed by Hearn (Hearn et al., 1984). However, the current definition of flow units used by researchers was first proposed by Amaefule (Amaefule et al., 1993). Accordingly, a hydraulic flow unit is defined as a part of a reservoir rock in which the geological and petrophysical properties affecting the fluid flow in a fixed porous medium are distinguishable from other reservoir areas. Hydraulic units are related to geological facies' distribution but do not necessarily follow facies boundaries (Abbaszadeh et al., 1996). Diagenetic changes such as cementation, compaction, and dissolution can significantly alter the properties of the facies. Thus the hydraulic unit may not be vertically continuous (Amaefule et al., 1993; Abbaszadeh et al., 1996; Porras and Campos, 2001; Gomes et al., 2008). In this study, Sarvak carbonate formation's reservoir quality is described with wells log and petrographic data of a well in one of the fields of Abadan plain and using the flow zone indicator method and electrofacies in this well. In this study, we showed that the separation of rock species in the Sarvak carbonate reservoir using core data and determination of hydraulic flow units using the flow zone indicator method is a valuable and practical method that, when combined with electrofacies identified from well logs can provide an accurate picture of reservoir heterogeneity concerning dominant sedimentary processes.

2- Methodology

This study used 333 porosity and permeability data obtained from conventional core analysis to study the well. This analysis was performed on plugs prepared at distances of 30 cm from 116 m of the drilling core. Ninety-four thin microscopic sections prepared from drilling cores in the studied well were used to identify sedimentary and diagenetic properties affecting the reservoir facies. Since the purpose of identifying hydraulic flow units is to identify reservoir units from non-reservoir units to zoning the reservoir, hydraulic flow units were identified using the porosity and permeability data of the studied field core and flow zone indicator method. Then, neutron log (NPHI), sonic log (DT), and density log (RHOB) data were selected as input data to Geolog software to identify the electrofacies of the study field and to identify the reservoir zones. Because these logs are related to the porosity of the reservoir, among them, the sonic log measures the effective (primary) porosity, and the neutron log also records the porosity of the whole rock. In addition to lithological identification, density logs can also indicate the presence of low-density and porous zones. Multi-Resolution Graph-Based Clustering method was used to determine the types of electrofacies. Then, to determine the reservoir zones of the Sarvak Formation in the studied field, the types of flow units of the field were interpreted and evaluated within the framework of electrofacies.

*Corresponding author: Azadiahmad26@gmail.com

DOI: 10.22055/AAG.2020.34529.2147

Received 2020-08-02

Accepted 2020-09-19

3- Results and discussion

By plotting the cumulative density diagram and the flow zone indicator's logarithm, the optimal number of hydraulic flow units is determined by specifying the fracture points on this diagram. As shown in Fig. 1, four flow units A, B, C, and D were identified. The values of the cutting surface for separating these flow units are as follows:

HFU A: $-0.56 < \text{Log FZI} < -0.34$

HFU B: $-0.34 < \text{Log FZI} < 0.38$

HFU C: $0.38 < \text{Log FZI} < 0.59$

HFU D: $0.59 < \text{Log FZI} < 1.07$

ISSN: 2717-0764

For each flow unit, flow zone indicator intervals were identified, and in terms of reservoir quality, each flow unit was classified into one of four categories: very high, high, fair, and low. Table 1 shows the average porosity, average permeability, logarithmic cutoff of the flow zone indicator, and reservoir quality for each hydraulic flow unit in the Sarvak reservoir.

The porosity and permeability relationships diagram show that each hydraulic flow unit has a definite range on it (Fig. 2) related to the pore throat system within the flow unit, which is influenced by the texture and diagenetic processes that govern it. The porosity and permeability data of each hydraulic flow unit show that each hydraulic flow unit's pore characteristics are similar and follow a specific trend different from the trend of other hydraulic flow units on the porosity and permeability diagram. Porosity and permeability in the designated flow units show a good correlation. Therefore, in this way, pore systems with different petrophysical characteristics can be separated in the studied well in Sarvak Formation.

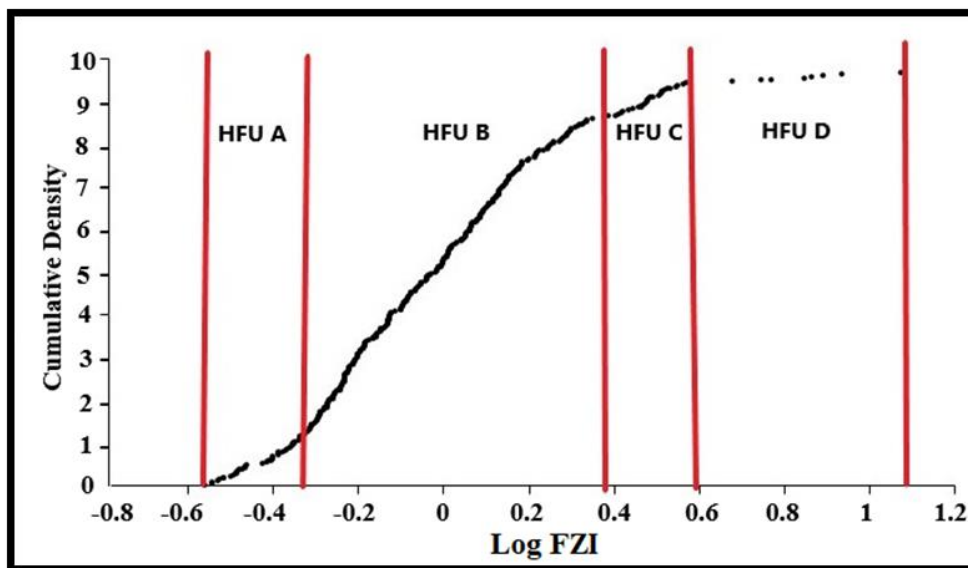


Fig. 1. Determination of flow units using cumulative density and flow zone indicator logarithm.

Table 1. Mean values of porosity and permeability parameters and cut-off values based on FZI logarithm for different flow units in Sarvak reservoir.

| HFU | Average Porosity (%) | Average Permeability (md) | Log FZI cutoff | Reservoir quality |
|-----|----------------------|---------------------------|----------------------------------|-------------------|
| A | 10 | 0.4 | $-0.56 < \text{Log FZI} < -0.34$ | Low |
| B | 9 | 1.8 | $-0.34 < \text{Log FZI} < 0.38$ | Fair |
| C | 5 | 3.3 | $0.38 < \text{Log FZI} < 0.59$ | High |
| D | 3 | 6.45 | $0.59 < \text{Log FZI} < 1.07$ | Very High |

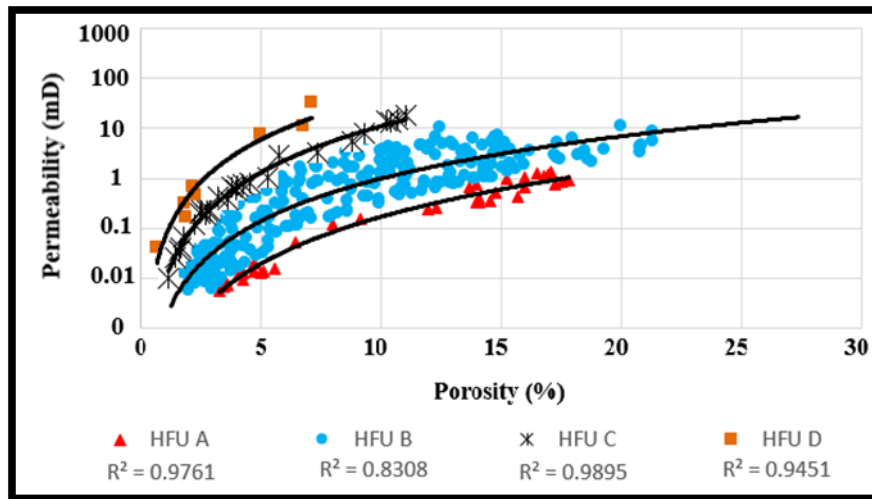


Fig. 2. Hydraulic flow units on porosity and permeability diagrams. As it is known, each flow unit has a specific range on the graph.

DT and RHOB well logs were used in Geolog software to determine the electrofacies, NPHI, which resulted in 5 electrofacies EF1, EF2, EF3, EF4, and EF5. Table 2 shows the average values of this data in each electrofacies identified. Figure 3 shows the frequency distribution diagram of different types of electrofacies in each flow unit. Examination of the reservoir rock's porosity and permeability parameters shows that in all identified electrofacies, there is an increasing trend in the amount of permeability from low-quality flow units to high-quality reservoir units. However, the amount of porosity shows a uniform distribution in each electrofacies.

Table 2. Characteristics of well logs in each of the separated electrofacies inside the reservoir.

| Electrofacies | Average RHOB Log(G/C3) | Average NPHI log(v/v) | Average DT (μS/ft) | Number of data |
|---------------|------------------------|-----------------------|--------------------|----------------|
| EF1 | 2.59 | 0.04 | 58 | 67 |
| EF2 | 2.55 | 0.06 | 61 | 98 |
| EF3 | 2.47 | 0.08 | 64 | 55 |
| EF4 | 2.40 | 0.11 | 66 | 84 |
| EF5 | 2.36 | 0.12 | 71 | 29 |

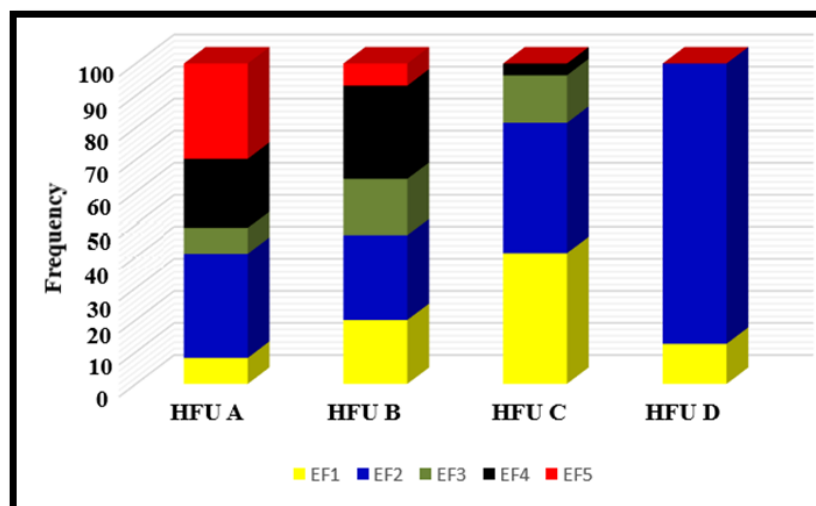


Fig. 3. Frequency distribution of electrofacies types in each flow unit.

4-Conclusion

In this study, the flow zone indicator method was used as a powerful method in recognizing the distribution of reservoir zones from non-reservoir units. Using this method and the values of porosity and permeability of the core, Sarvak Formation was divided into four hydraulic flow units. Each unit with a specific permeability and porosity ratio has a different reservoir quality compared to other reservoir units. This study shows that porosity and permeability in Sarvak Formation have high heterogeneity due to different diagenetic processes. However, classifying these data based on the concept of hydraulic flow units allows a high correlation in the identified flow units. In determining the flow units using the flow zone indicator, it can be said that the flow units D and in the following order C have a higher reservoir quality than the flow units B and A because of the diagenetic processes and the porosity created by these processes affect the designated flow units. The flow units C and D correspond to the processes of dissolution of skeletal packstone, dolomitization, and porosity of the channel, which increases the reservoir quality of these flow units, and flow unit A corresponds to the cementation and filling of pores in the porous space, which reduces the reservoir quality. Identification of electrofacies of Sarvak Formation in the study field using well logs, five different electrofacies in this formation showed that in terms of petrophysical properties with flow units identified using flow zone indicators are well compatible. Therefore, by using hydraulic flow units and electrofacies and comparing their results with the results of microscopic studies, it is possible to determine rock groups with standard features in wells with cores and generalize the results of non-core wells in the study area

Acknowledgements

The authors consider it necessary to thank the esteemed Dana Energy Company (Exploration and Production Department) for providing this research data and sincere cooperation.

References

- Abbaszadeh, M., Fujii, H., Fujimoto, F., 1996. Permeability prediction by hydraulic flow unit's theory and applications, Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation 11, 263-271.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., Keelan, D.K., 1993. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, Society of Petroleum Engineers Annual Conference (SPE 26436-MS), pp. 205-220.
- Gomes, J.S., Ribeiro, M.T., Strohemenger, C.J., Negahban, S., Kalam, M.Z., 2008. Carbonate reservoir rock typing, the link between geology and SCAL, Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE.
- Hearn, C.L., Ebanks, W.J., Tye, R.S., Ranganathan, V., 1984. Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming. Journal of Petroleum Technology 36(08), 1-335.
- Porras, J.C., Campos, O., 2001. Rock typing: A key approach for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara field, eastern Venezuela Basin, Society of Petroleum Engineers, p. 69458- MS.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Azadivash, A., Shabani, M., Mehdipour, V., 2021. Determining hydraulic flow units by using the flow zone indicator method and comparing them with electrofacies and microscopic sections in Sarvak Formation in one of the fields of Abadan plain. Adv. Appl. Geol. 11(3), 473-492.

DOI: 10.22055/AAG.2020.34529.2147

url: https://aag.scu.ac.ir/article_15913.html

تعیین واحدهای جریانیهیدرولیکی با بکارگیری روش شاخص زون جریانی و مقایسه آن‌ها با رخساره‌های الکتریکی و مقاطع میکروسکوپی در سازند سروک در یکی از میادین دشت آبادان

احمد آزادی‌وش*

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر تهران، ایران

مهدی شعبانی

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر تهران، ایران

ولی مهدی‌پور

ژئومدلر، شرکت دانا انرژی، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۵/۱۲ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۶/۲۹

Azadiahmad26@gmail.com

چکیده

سرشت‌نمایی مخزن و تشخیص فاکتورهای اصلی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی سهم مهمی در ارائه یک تصویر واقعی از ویژگی‌های مخزن دارد. سازند سروک از مهمترین سنگ‌های مخزن حوضه رسوبی زاگرس محسوب می‌شود و در چاه مورد مطالعه بر اساس لایه‌بندی، بافت، فسیل‌ها و ساختار رسوبی به سه رخساره مغزه تقسیم‌بندی می‌شود. در این مطالعه ابتدا با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه یک چاه در این سازند به تعیین واحدهای جریانیهیدرولیکی بر اساس نشانگر زون جریانی پرداخته شد و سپس با مقایسه نتایج حاصل با مطالعات مقاطع نازک، عوامل موثر بر کیفیت هر واحد جریانی شناسایی شد. نتایج تعیین واحدهای جریانیهیدرولیکی بر مبنای نشانگر زون جریانی حاکی از وجود چهار واحد جریانی A، B، C و D در سازند سروک است که از واحد A تا D به ترتیب کیفیت مخزنی افزایش می‌یابد. سپس به تعیین رخساره‌های الکتریکی سازند سروک با بکارگیری داده‌های چاه‌پیمایی نوترون، چگالی و صوتی پرداخته شد که حاصل آن پنج رخساره الکتریکی EF1، EF2، EF3، EF4 و EF5 بود. با مقایسه رخساره‌های الکتریکی با واحدهای جریانی شناسایی شده و نتایج مطالعات مقاطع میکروسکوپی مشاهده گردید که سازند سروک به دلیل فرآیندهای دیاژنزی مختلفی مانند انحلال، سیمانی شدن و دولومیتی شدن دارای ناهمگنی بالایی در چاه مورد مطالعه است که با استفاده از مفهوم واحدهای جریانی و رخساره‌های الکتریکی و مقایسه با نتایج مطالعات مقاطع میکروسکوپی می‌توان بخش‌های مختلف این مخزن که دارای ویژگی‌های جریانی یکسانی هستند را از یکدیگر تفکیک کرد و نتایج را به چاه‌های فاقد مغزه در میدان مورد مطالعه تعمیم داد.

کلمات کلیدی: واحد جریانی هیدرولیکی، نشانگر زون جریانی، رخساره الکتریکی، مخزن سروک، شاخص کیفیت مخزن

مقدمه

دیاژنزیکی پیچیده‌ای است که سیستم منافذ آن‌ها را تحت تاثیر قرار می‌دهد (Flugel, 2010). به همین دلیل پتانسیل مخزنی یک واحد مخزنی کربناته از لحاظ رخساره و محیط رسوبی، می‌تواند در مراحل دیاژنزی به واحد غیرمخزنی تغییر کند. بدین ترتیب جداسازی مخزن به واحدهایی مانند لایه‌ها و افق‌هایی با ویژگی‌های فیزیکی مختص آن‌ها، درک چگونگی ناهمگنی مخزن را تسهیل خواهد نمود.

تعاریف متفاوتی برای گونه‌سنگی^۱ بسته به داده‌های موجود و اهداف مطالعه وجود دارد. در مطالعات اولیه، گونه سنگی بر

درک صحیح و دقیق از یک مخزن هیدروکربوری نیازمند یک مطالعه جامع از ویژگی‌های رسوبی و دیاژنزی سنگ‌های مخزن است. تلفیق نتایج حاصل از این مطالعات با داده‌های پتروفیزیکی نقش مهمی در شناسایی زون‌های تولیدی و عوامل اصلی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی دارد. مخازن کربناته از لحاظ ویژگی‌های مخزنی، ناهمگنی^۱ بالایی را نشان می‌دهند. این امر در ارتباط با ویژگی‌های بافتی اولیه و به ویژه تاریخچه پدیده‌های

از طرفی بررسی رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده از دیدگاه پتروفیزیکی و در ارتباط با واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی^۴ درک مناسبی از خصوصیات مخزن و زون‌های تولیدی فراهم می‌سازد. تئوری اولیه واحدهای جریان‌ی اولین بار توسط هیرن^۵ ارائه شد (Hearn et al., 1984). اما تعریف رایج و امروزی واحدهای جریان‌ی که مورد استفاده پژوهشگران است، اولین بار توسط آمافول^۶ ارائه شد (Amaefule et al., 1993). بر همین اساس، یک واحد جریان‌ی هیدرولیکی به عنوان بخشی از سنگ مخزن تعریف می‌شود که در آن ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی موثر بر جریان سیال در محیط متخلخل ثابت و از دیگر نواحی مخزن قابل تفکیک است. واحدهای هیدرولیکی مرتبط با توزیع رخساره‌های زمین‌شناسی هستند، ولی ضرورتاً از مرزهای رخساره‌ای پیروی نمی‌کنند (Abbaszadeh et al., 1996). تغییرات دیاژنتیکی همچون سیمانی شدن، تراکم و انحلال به طور قابل توجهی خواص رخساره را می‌توانند تغییر دهند. بنابراین واحد هیدرولیکی ممکن است بصورت قائم پیوسته نباشد (Amaefule et al., 1993; Abbaszadeh et al., 1996; Porras and Campos, 2001; Gomes et al., 2008).

در این مطالعه توصیف کیفیت مخزنی سازند کربناته سروک، با داده‌های چاه‌پیمایی و پتروگرافی یک چاه در یکی از میادین دشت آبادان و با بهره‌گیری از روش نشانگر زون جریان‌ی و رخساره‌های الکتریکی در این چاه، انجام گرفته است. در این بررسی ما نشان دادیم که تفکیک گونه‌های سنگی در مخزن کربناته سروک با بکارگیری داده‌های مغزه و تعیین واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی با استفاده از روش نشانگر زون جریان‌ی^۷، یک روش مفید و کاربردی است که وقتی با رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده از لاگ‌های چاه‌پیمایی تلفیق شود، می‌تواند یک تصویر واقعی از ناهمگنی مخزن را در ارتباط با فرآیندهای غالب رسوبی فراهم نماید. به عبارت دیگر تلفیق دو روش تفکیک گونه سنگی (روش واحد جریان‌ی و روش رخساره الکتریکی) به طور موثری هر دو جنبه زمین‌شناسی و پتروفیزیکی سنگ‌های کربناته را در میدان ترکیب می‌نماید و در نهایت می‌تواند به زمین‌شناسان و مهندسیان مخزن در درک و تفسیر صحیح از رفتار تولید مخزن کمک نماید.

اساس مشخصه‌های بدست آمده از مغزه و مطالعات پتروگرافی و عمدتاً در رابطه با مخازن ماسه‌سنگی توصیف می‌شد (Davis et al., 1991; Porras et al., 1999). سپس گونه‌های سنگی پتروفیزیکی با اضافه شدن پارامترهایی مانند تخلخل، تراوایی و اشباع آب بدست آمده از مغزه، در کنار پارامترهای زمین‌شناسی توصیف شدند (Ali-Nandalal and Gunter, 2003; Acosta et al., 2005; Shenawi et al., 2007). مخازن کربناته، رخساره الکتریکی^۱ مفهوم جدیدی را در تعیین رخساره‌هایی که دارای ویژگی‌های پتروفیزیکی مشخصی بر اساس پاسخ‌های لاگ هستند، معرفی نمود (Mathisen et al., 2001; Lee et al., 2002; Perez et al., 2005).

Archie (۱۹۵۰) گونه سنگی را به عنوان واحدهایی از سنگ تعریف می‌کند که تحت شرایط مشابهی تشکیل شده و فرآیندهای دیاژنتی^۲ مشابهی را تحمل نموده‌اند که در نتیجه دارای ویژگی‌های منحصر به فردی به لحاظ روابط تخلخل و تراوایی، فشار موینگی و اشباع آب برای یک ارتفاع معین بالای سطح آب آزاد^۳ مخزن هستند (Archie, 1950). گونه‌های سنگی می‌توانند به انواع رسوبی، پتروگرافی و هیدرولیکی تقسیم‌بندی شوند (Rushing, 2008). روش رخساره الکتریکی در تعیین گونه‌های سنگی با استفاده از لاگ‌ها چاه‌پیمایی به کار می‌رود. تعیین رخساره‌های الکتریکی برای شناسایی خوشه‌ها یا دسته‌هایی از پاسخ‌های نمودارهای چاه‌پیمایی با ویژگی‌های مشابه به کار می‌رود (Lee and Datta-Gupta, 1999). در تعریف دیگر، رخساره‌های الکتریکی پاسخ‌های مشابهی از لاگ برای یک گونه سنگی مشخص هستند که بر مبنای آن از دیگر سنگ‌ها قابل تفکیک می‌باشد (Serra, 1986). این پاسخ‌های نمودارهای چاه‌پیمایی در مقابل سنگ‌های مخزن در واقع انعکاسی از تغییرپذیری مرتبط با ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی مخزن است که به طور پیوسته در طول چاه ثبت می‌شود.

کاربرد و اهمیت رخساره الکتریکی در مطالعه و توصیف مخزن به طور گسترده‌ای شناخته شده است (Serra and Abbot, 1982; Dorfman et al., 1990; Doventon and Prenskey, 1992; Bucheb and Evans, 1994; Moline and Bahr, 1995). از این رو تفکیک رخساره‌های مخزن یا گونه‌های سنگی بر اساس نمودارهای چاه‌پیمایی موجود تحت عنوان رخساره لاگ یا رخساره الکتریکی به عنوان روش مفید، کاربردی و به صرفه در این خصوص در نظر گرفته می‌شود.

4-Hydraulic Flow Units

5-Hearn

6-Amaefule

7-Flow Zone Indicator

1-Electrofacies

2-Diagenetic Process

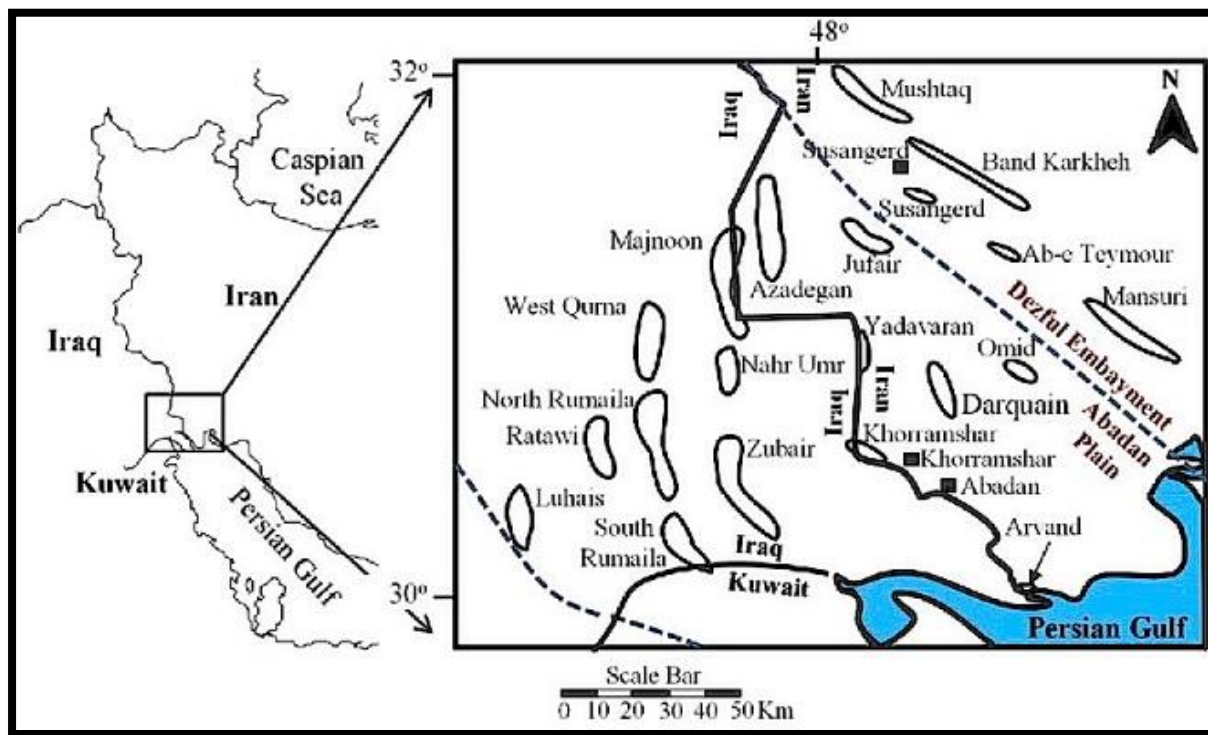
3-Free Water Level

زمین شناسی منطقه‌ی مورد مطالعه

دشت آبادان در انتهای جنوب‌غربی زاگرس واقع شده و از شمال و شمال‌شرقی به محدوده چین‌های زاگرس، از جنوب به عربستان و خلیج فارس و از غرب به کشور عراق محدود می‌گردد. از ویژگی‌های این ناحیه می‌توان به حضور بلندهای شمالی - جنوبی و شمال‌شرقی - جنوب‌غربی روند عربی اشاره کرد. ناحیه مورد نظر یک پهنه حد واسط وسیع میان صفحه عربستان در جنوب‌غربی و فروافتادگی دزفول در شمال‌شرقی به شمار می‌رود.

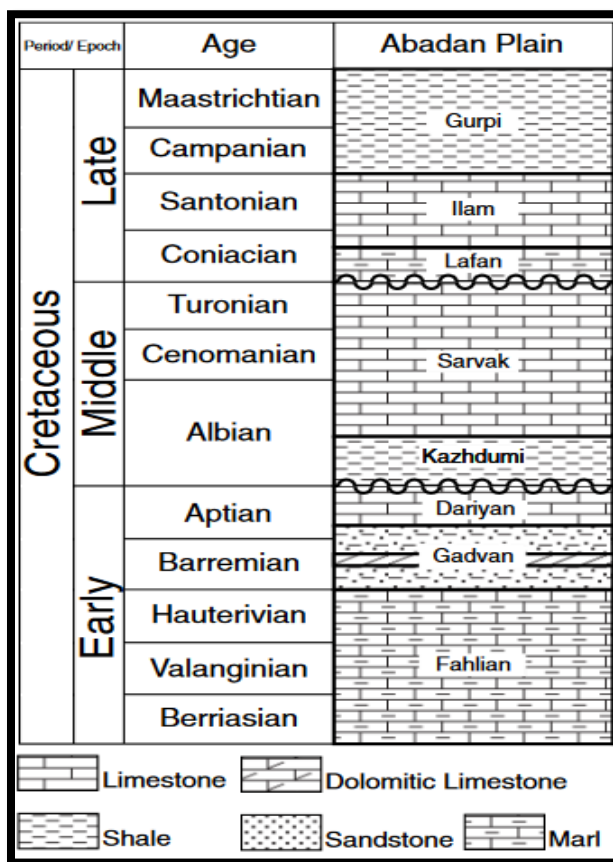
سازند سروک، به سن آلبین تا تورونین، واحد سنگ چینه‌ای کربناته ضخیمی است که در جنوب‌غرب ایران و در حاشیه جنوبی نئوتتیس نهشته شده است. نام این سازند از تنگ سروک در کوه بنگستان در شمال باختری بهبهان در استان خوزستان گرفته شده است. در گذشته به این واحد سنگی، سنگ آهک دارای هیپوریت‌دار، سنگ آهک رودیست‌دار و سنگ آهک لشتکان

گفته می‌شد ولی با اندازه‌گیری برشی در تنگ سروک در کوه بنگستان در شمال بهبهان، نام سازند سروک جایگزین نام‌های پیشین شد (James and Wynd, 1965). در میدان نفتی مورد مطالعه، واقع در دشت آبادان، سازند سروک با ضخامت بالغ بر ۶۱۱ متر در میان سازند کژدمی در پایین و سازند لافان در بالا قرار گرفته است (شکل ۲). این سازند متشکل از توالی ضخیمی از سنگ آهک و میان لایه‌هایی از سنگ آهک رسی بوده و بنابراین تغییرات سنگ‌شناسی قابل توجهی در آن مشاهده نمی‌شود (Motiei, 1994). در چاه مورد مطالعه، سازند سروک بر اساس تغییرات تخلخل، تراوی و تراکم لایه‌ها به هفت زون مخزنی تقسیم‌بندی می‌شود اما با توجه به موجودیت داده‌های مغزه در زون چهارم سازند سروک، فقط زون چهارم این سازند در میدان مطالعه شده، مورد بررسی قرار گرفته است.



شکل ۱- نقشه موقعیت دشت آبادان و میدان‌های آن که نشان‌دهنده روند مشابه میداین دشت آبادان و کشورهای عربی است (Zeinalzadeh et al., 2015).

Fig. 1. Map of Abadan plain location and its fields, which shows a similar trend to Abadan plain fields and Arab countries.



شکل ۲- ستون چین‌شناسی کرتاسه و موقعیت سازند سروک در میدان مورد مطالعه در دشت آبادان (Bashari, 2007).

Fig. 2. Cretaceous stratigraphic column and location of Sarvak Formation in the study area in Abadan plain.

شناسایی زون‌های مخزنی، داده‌های نمودارهای چاه‌پیمایی نوترون (NPHI)، صوتی (DT) و چگالی (RHOB) به عنوان داده‌های ورودی به نرم‌افزار ژئولاگ^۳ انتخاب شدند. زیرا این لاگ‌ها مرتبط با تخلخل مخزن هستند که در بین آن‌ها، لاگ صوتی تخلخل مفید (اولیه) را اندازه‌گیری می‌کند و لاگ نوترون نیز تخلخل کل سنگ را ثبت می‌کند. لاگ چگالی نیز افزون بر شناسایی لیتولوژی می‌تواند وجود زون‌های کم چگال و متخلخل را نشان دهد. برای تعیین انواع رخساره‌های الکتریکی از روش خوشه‌بندی چند تفکیکی گرافیکی^۴ استفاده گردید. سپس در راستای تعیین زون‌های مخزنی سازند سروک در میدان مورد مطالعه، انواع واحدهای جریان‌یابی میدان، در چهارچوب رخساره‌های الکتریکی تفسیر و ارزیابی شدند.

مواد و روش‌ها

در این مطالعه از ۳۳۳ داده تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز معمولی مغزه^۱، در چاه مورد مطالعه استفاده شد. این آنالیز بر روی پلاگ‌های تهیه شده از فواصل ۳۰ سانتی‌متری از ۱۱۶ متر مغزه حفاری انجام شد. برای شناسایی ویژگی‌های رسوبی و دیاژنزی موثر بر رخساره‌های مخزن، از ۹۴ مقطع نازک میکروسکوپی^۲ تهیه شده از مغزه‌های حفاری در چاه مورد مطالعه بهره‌گیری شد. از آنجا که هدف از شناسایی واحدهای جریان هیدرولیکی، شناسایی واحدهای مخزنی از واحد غیرمخزنی به منظور زون‌بندی مخزن است، با بهره‌گیری از داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه میدان مورد مطالعه و روش نشانگر زون جریانی به شناسایی واحدهای جریان‌یابی هیدرولیکی در آن اقدام شد. سپس برای شناسایی رخساره‌های الکتریکی میدان مورد بررسی و

3-Geolog
4-Multi Resolution Graph-Based Clustering

1-Routine Core Analysis
2-Thin Section

رخساره‌ها و محیط رسوبی

بر اساس بررسی‌های میکروسکوپی سه رخساره مغزه^۱ و دو کمر بند رخساره‌ای^۲ برای سازند سروک در چاه مورد بررسی در میدان مورد مطالعه شناسایی شد. این رخساره‌های مغزه مربوط به محیط کم عمق (لاگون^۳) تا محیط عمیقتر (شول^۴) هستند. رخساره مغزه شماره یک (CF1) دارای ذرات ریز تا متوسط اسکلتی و کستون^۵ با ذرات ریز تا درشت پراکنده صدف است. فسیل‌های لاگون همانند بنتیک فرامینفرا^۶، سوزن اسفنجی^۷، خرده‌های دوکفه‌ای^۸ و پلوئید^۹ در این رخساره غالب هستند. لیتولوژی این رخساره مغزه آهکی است اما در قسمت میانی دارای دولومیت و پیریت است. حضور فسیل‌های جانوری^{۱۰} در این رخساره مغزه به طور واضح بیانگر محیط رسوبی لاگون است و بجز ساختار آشفستگی زیستی^{۱۱}، ساختار دیگری در این رخساره مشاهده نمی‌شود. در بعضی نواحی آشفستگی زیستی سبب سیمانی شدن منقطع^{۱۲} بین آلوکمه‌ها^{۱۳} شده است. این رخساره تقریباً ۹ درصد مقاطع میکروسکوپی مورد بررسی را شامل می‌شود. رخساره مغزه شماره دو (CF2) دارای بافت دانه پشتیبان^{۱۴} (پکستون^{۱۵} و وکستون^{۱۶}) و شامل ذرات فسیلی درشت در زمینه ریز تا متوسط است. این رخساره شامل فسیل‌های آلولینا^{۱۷}، بنتیک فرامینیفر، گاستروپد^{۱۸}، رودایست^{۱۹} و ذرات دوکفه‌ای است. علاوه بر این خرده‌های خارپوست^{۲۰} و سوزن اسفنجی نیز در این رخساره وجود دارند. در بعضی نمونه‌های آشفستگی زیستی و سوراخ شدگی^{۲۱} روی خرده‌های بزرگ صدف دیده می‌شود. علاوه بر این دانه‌های پلوئیدال^{۲۲} را نیز در این رخساره می‌توان دید. حضور فسیل‌های جانوری در این رخساره نشان‌دهنده محیط

رسوبی لاگون دریایی در جهت محیط کم عمق (شول) است. این رخساره حدود ۸۸ درصد نمونه‌های مورد بررسی را شامل می‌شود. رخساره مغزه شماره سه (CF3)، ۳ درصد از مقاطع میکروسکوپی مورد بررسی را شامل و با داشتن پکستون اسکلتی و گرینستون^{۲۳} از دو رخساره دیگر متمایز می‌شود. این رخساره غالباً حاوی فسیل‌های لاگون فرامینیفر دانه ریز و ذرات سوزن اسفنجی است. اما ممکن است مقداری خرده دو کفه‌ای نیز در آن مشاهده شود. علاوه بر این دانه‌های پلوئیدال در قسمت‌های از این رخساره وجود دارد. در نمونه‌هایی با شسته‌شدگی ضعیف (پکستون تا گرینستون)، بین آلوکمه‌ها با سیمان کلسیت اسپاری^{۲۴} پر شده است. حضور فسیل جانوران در این رخساره نشان‌دهنده یک محیط رسوبی یک ریف^{۲۵} یا کم عمق (شول اسکلتی^{۲۶}) است.

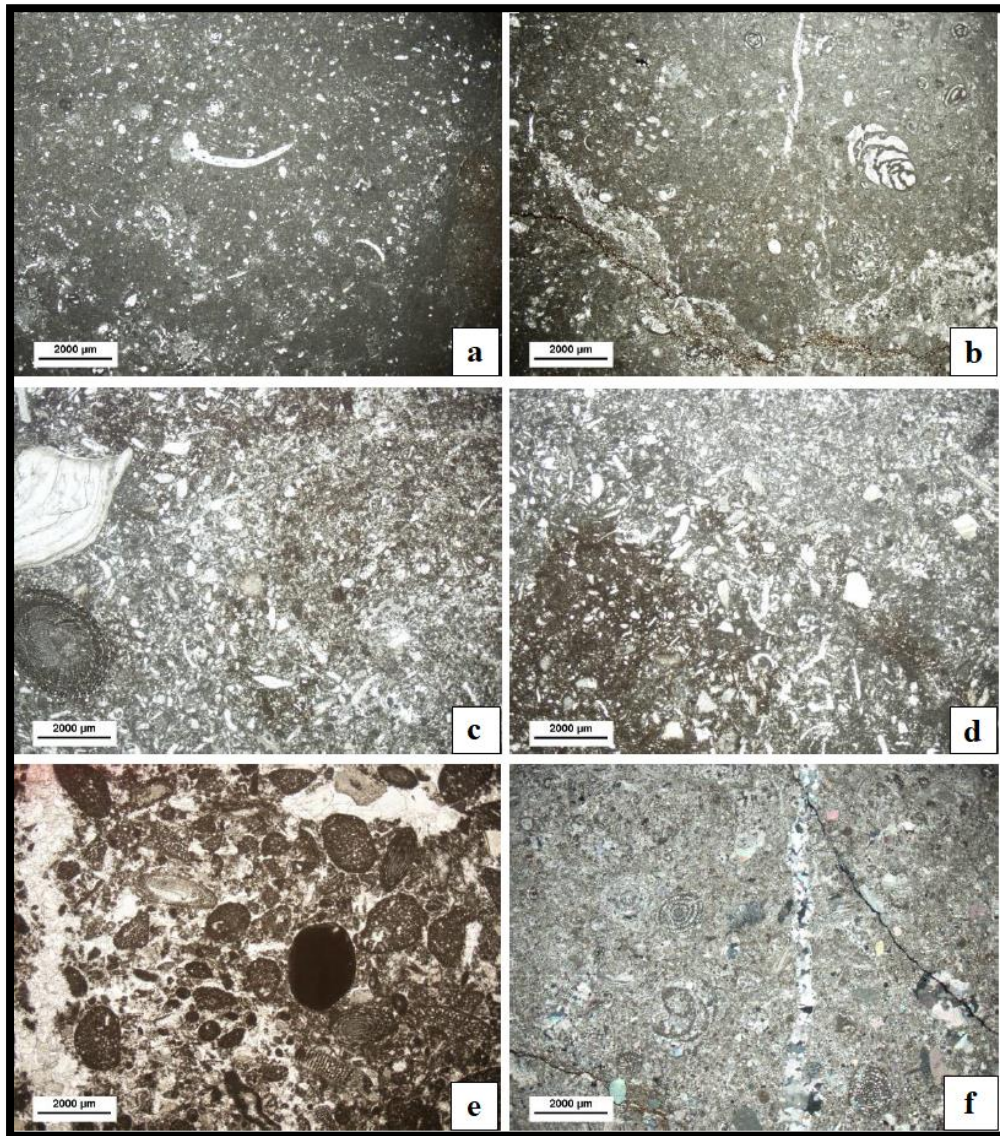
در شکل ۳ نمونه‌های میکروسکوپی از رخساره مغزه‌های شناسایی شده سازند سروک در چاه مورد مطالعه و در مقیاس ۲۰۰۰ میکرومتر و تحت نور ساده^{۲۷} (PPL) و نور پلاریزه^{۲۸} (XPL) در زیر میکروسکوپ، نشان داده شده‌اند.

شناسایی واحدهای جریان‌های هیدرولیکی با روش نشانگر زون جریانی

تخلخل و تراوایی به عنوان دو پارامتر مهم در بررسی کیفیت مخزن محسوب می‌شوند. ویژگی‌های منافذ متخلخل و ارتباط آن‌ها با یکدیگر اساساً تحت تاثیر فرآیندهای زمین‌شناسی (بافت رسوبی و دیاژنز) بوده که نقش مهمی در حرکت سیال درون واحدهای مخزن دارد. واحدهای جریانی هیدرولیکی به عنوان شاخصی از واحدهای مخزن هستند که درون آن‌ها ویژگی‌های جریان به دلیل خصوصیات گلوگاه‌های منافذ^{۲۹} یکنواخت است. به عبارت دیگر زون‌بندی مخزن بر مبنای واحد جریانی، مخزن را به زون‌ها یا لایه‌هایی بر مبنای ویژگی‌های جریان تقسیم‌بندی می‌کند که با اهداف مطالعات شبیه‌سازی مخزن بیشتر سازگار است (Bhattacharya et al., 2008).

- 1-Core Facies
- 2-Depositional Facies Belts
- 3-Lagoonal Sedimentary Environment
- 4-Leeward Shoal Sedimentary Environment
- 5-Skeletal Wackestone
- 6-Benthic Foraminifera
- 7-Sponge Spicule
- 8-Bivalve Debris
- 9-Pelloid
- 10-Faunas
- 11-Bioturbation
- 12-Patchy cementation
- 13-Allochems
- 14-Grain support
- 15-Packstone
- 16-Wackestone
- 17-Alveolina
- 18-Gastropods
- 19-Rudist
- 20-Echinoderm
- 21-Burrowing
- 22-Peloidal

- 23-Grainstone
- 24-Sparry calcite cement
- 25-Back-reef
- 26-Skeletal leeward shoal
- 27-Plain Polarized Light
- 28-Crossed Polarized Light
- 29 Pore Throats



شکل ۳- تصاویر (a) XPL و (b) PPL مربوط به رخساره مغزه شماره ۱ هستند که در قسمت (a) خرده‌های دوکفه‌ای و در قسمت (b) میلویید فرامینفرا مشاهده می‌شود که متعلق به محیط رسوبی لاگون همراه با وکستون اسکلتی هستند، (c) تصویر PPL متعلق به رخساره مغزه شماره ۲ است که در آن پلوئید پکستون اسکلتی لاگون همراه با سوزن اسفنجی، خرده‌های خارپوست، خرده‌های دو کفه‌ای، گاستروپد و خرده‌های رودایست دیده می‌شود، (d) تصویر PPL نیز مربوط به رخساره مغزه شماره ۲ است که سیمان سین تکسیال و دولومیت در آن مشاهده می‌شود، (e) تصویر PPL نشان‌دهنده رخساره مغزه شماره ۳ است که پلوئید گرینستون اسکلتی، میکرایتی شدن و سیمان اسپاری در آن دیده می‌شود و (f) تصویر XPL مربوط به رخساره مغزه شماره ۳ که گرینستون اسکلتی همراه با سیمان هم دورا (Equant) و سین تکسیال را شامل می‌شود.

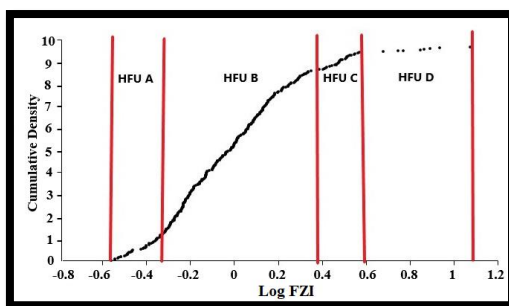
Fig. 3. (a) (XPL) with bivalve debris and (b) (PPL) with Miliolid forms are texture belong to lagoonal sedimentary environment with skeletal wackestone (core facies 1), (c) (PPL) is a view ooid pelloid skeletal packstone of lagoonal facies (core facies 2) with Sponge spicule, Echinoids, Bivalve debris, Gastropods, Rudist debris, Ovalveolina sp., Oystera debris, Dasycladacea algae, Alveolina sp., (d) (PPL) show core facies 2 with coarse sparry, syntaxial and dolomite, (e) (PPL) show pelloid skeletal grainstone texture (core facies 3), and (f) (XPL) pelloid skeletal grainstone texture (core facies 3).

$$\text{HFU C: } 0.38 < \text{Log FZI} < 0.59$$

$$\text{HFU D: } 0.59 < \text{Log FZI} < 1.07$$

برای هر واحد جریانی، بازه‌های نشانگر زون جریانی شناسایی شد و از لحاظ کیفیت مخزنی، هر واحد جریانی به یکی از چهار رده خیلی بالا، بالا، متوسط و پایین دسته‌بندی گردید. در جدول ۱ میزان تخلخل میانگین، تراوایی میانگین، حدبرش لگاریتم نشانگر زون جریانی و کیفیت مخزنی برای هر واحد جریانی هیدرولیکی در مخزن سروک نشان داده شده است.

شکل ۵ و ۶ رابطه بین تخلخل و تراوایی با RQI برای واحدهای جریانی مختلف را در مخزن مورد مطالعه را نشان می‌دهد. چنانچه در این دو شکل مشخص است تراوایی رابطه مشخص‌تری با RQI دارد. این موضوع نشان می‌دهد که تراوایی فاکتور اصلی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی بوده و در ارتباط با ویژگی‌های گلوگاه‌های تخلخل در مخزن می‌باشد. نمودار روابط تخلخل و تراوایی نشان می‌دهد که هر واحد جریانی هیدرولیکی دارای محدوده مشخص بر روی آن می‌باشد (شکل ۷). این موضوع اساساً مرتبط با سیستم گلوگاه‌های تخلخل درون واحد جریانی است که تحت تاثیر فرآیندهای بافتی و دیاژنزی حاکم بر آن است. داده‌های تخلخل و تراوایی هر کدام از واحدهای جریانی هیدرولیکی نشان می‌دهد که ویژگی‌های منافذ در هر واحد جریانی هیدرولیکی مشابه بوده و از یک روند مشخص پیروی می‌کند که با روند واحدهای جریانی هیدرولیکی دیگر بر روی نمودار تخلخل و تراوایی متفاوت است. تخلخل و تراوایی در واحدهای جریانی تعیین شده همبستگی خوبی را نشان می‌دهند. بنابراین از این طریق می‌توان سیستم‌های حفره‌ای با ویژگی‌های پتروفیزیکی متفاوت را در چاه مورد بررسی در سازند سروک را از هم تفکیک کرد.



شکل ۴- تعیین واحدهای جریانی با استفاده از چگالی تجمعی و لگاریتم نشانگر زون جریانی (Log FZI).

Fig. 4. Determination of flow units using cumulative density and flow zone indicator logarithm.

تفکیک گونه‌های سنگی بر اساس مفهوم واحدهای جریانی روش است که توسط بسیاری از محققین به کار گرفته شده است (Ebanks, 1987; Ahr, 1991; Ti et al., 1995; Larue and Legarre, 2004; Kadkhodaie and El Sawy et Soleimani et al., 2016; Amini, 2009; al., 2020; Teymori et al., 2020; Petrokushyn and Antoniuk, 2020; Khalid et al., 2020) یکی از روش‌های معمول در تعیین واحدهای جریانی روش آمافوله یا نشانگر زون جریانی (FZI) است که در این مطالعه نیز استفاده می‌شود. در این مطالعه از داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه به منظور شناسایی واحدهای جریانی مخزن استفاده شد. مراحل کار در شناسایی و تفکیک واحدهای جریانی به صورت زیر است:

در ابتدا شاخص کیفیت مخزنی^۱ طبق روش آمافوله (۱۹۹۳) بر اساس رابطه ۱ محاسبه می‌شود (Amaefule et al., 1993):

$$\text{رابطه ۱} \quad RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi}}$$

در این رابطه شاخص کیفیت مخزنی RQI بر حسب μm ، تراوایی K بر حسب میلی داری و تخلخل ϕ به صورت کسری است. در مرحله بعد با استفاده از رابطه ۲ تخلخل نرمالایز شده (نسبت حجم فضای متخلخل به حجم قسمت‌های جامد) محاسبه می‌شود:

$$\text{رابطه ۲} \quad \phi_z = \left(\frac{\phi}{1 - \phi} \right)$$

در نهایت نشانگر زون جریانی با استفاده از دو رابطه قبلی، از رابطه ۳ محاسبه می‌شود:

$$\text{رابطه ۳} \quad FZI = \frac{RQI}{\phi_z}$$

با ترسیم نمودار چگالی تجمعی و لگاریتم نشانگر زون جریانی، تعداد بهینه واحدهای جریانی هیدرولیکی با مشخص کردن نقاط شکستگی روی این نمودار تعیین می‌شوند. همانطور که در شکل ۴ نمایش داده شده است، چهار واحد جریانی A، B، C و D شناسایی شدند. مقادیر سطح برش برای تفکیک این واحدهای جریانی به صورت زیر است:

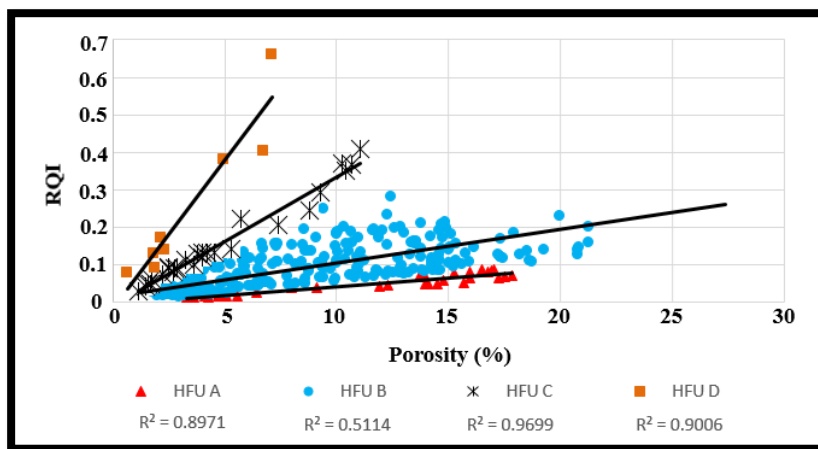
$$\text{HFU A: } -0.56 < \text{Log FZI} < -0.34$$

$$\text{HFU B: } -0.34 < \text{Log FZI} < 0.38$$

جدول ۱- مقادیر میانگین پارامترهای تخلخل و تراوایی و مقادیر حدبرش بر پایه لگاریتم FZI برای واحدهای جریان مختلف درون مخزن سروک.

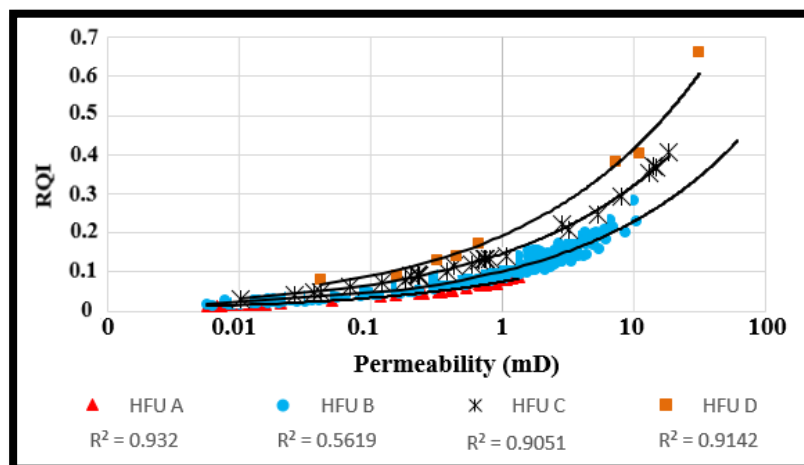
Table1. Mean values of porosity and permeability parameters and cut-off values based on FZI logarithm for different flow units in Sarvak reservoir.

| HFU | Average Porosity (%) | Average Permeability (md) | Log FZI cutoff | Reservoir quality |
|-----|----------------------|---------------------------|----------------------------------|-------------------|
| A | 10 | 0.4 | $-0.56 < \text{Log FZI} < -0.34$ | Low |
| B | 9 | 1.8 | $-0.34 < \text{Log FZI} < 0.38$ | Fair |
| C | 5 | 3.3 | $0.38 < \text{Log FZI} < 0.59$ | High |
| D | 3 | 6.45 | $0.59 < \text{Log FZI} < 1.07$ | Very High |



شکل ۵- رابطه تخلخل با شاخص کیفیت مخزن (RQI) برای واحدهای جریان A، B، C و D در سازند سروک.

Fig. 5. Relationship between porosity and reservoir quality index (RQI) for flow units A, B, C and D in Sarvak Formation.

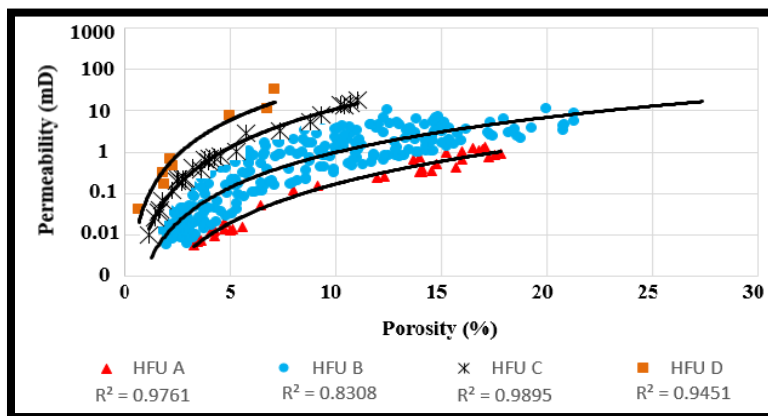


شکل ۶- رابطه تراوایی با شاخص کیفیت مخزن (RQI) برای واحدهای جریان A، B، C و D در سازند سروک.

Fig. 6. Permeability relationship with reservoir quality index (RQI) for flow units A, B, C and D in Sarvak Formation.

پیروی می‌کند که با روند واحدهای جریان‌های هیدرولیکی دیگر بر روی نمودار تخلخل و تراوایی متفاوت است. تخلخل و تراوایی در واحدهای جریان‌های تعیین شده همبستگی خوبی را نشان می‌دهند. بنابراین از این طریق می‌توان سیستم‌های حفره‌ای با ویژگی‌های پتروفیزیکی متفاوت را در چاه مورد بررسی در سازند سروک را از هم تفکیک کرد.

نمودار روابط تخلخل و تراوایی نشان می‌دهد که هر واحد جریان‌های هیدرولیکی دارای محدوده مشخص بر روی آن می‌باشد (شکل ۷). این موضوع اساساً مرتبط با سیستم گلوگاه‌های تخلخل درون واحد جریان‌های است که تحت تاثیر فرآیندهای بافتی و دیاژنزی حاکم بر آن است. داده‌های تخلخل و تراوایی هر کدام از واحدهای جریان‌های هیدرولیکی نشان می‌دهد که ویژگی‌های منافذ در هر واحد جریان‌های هیدرولیکی مشابه بوده و از یک روند مشخص



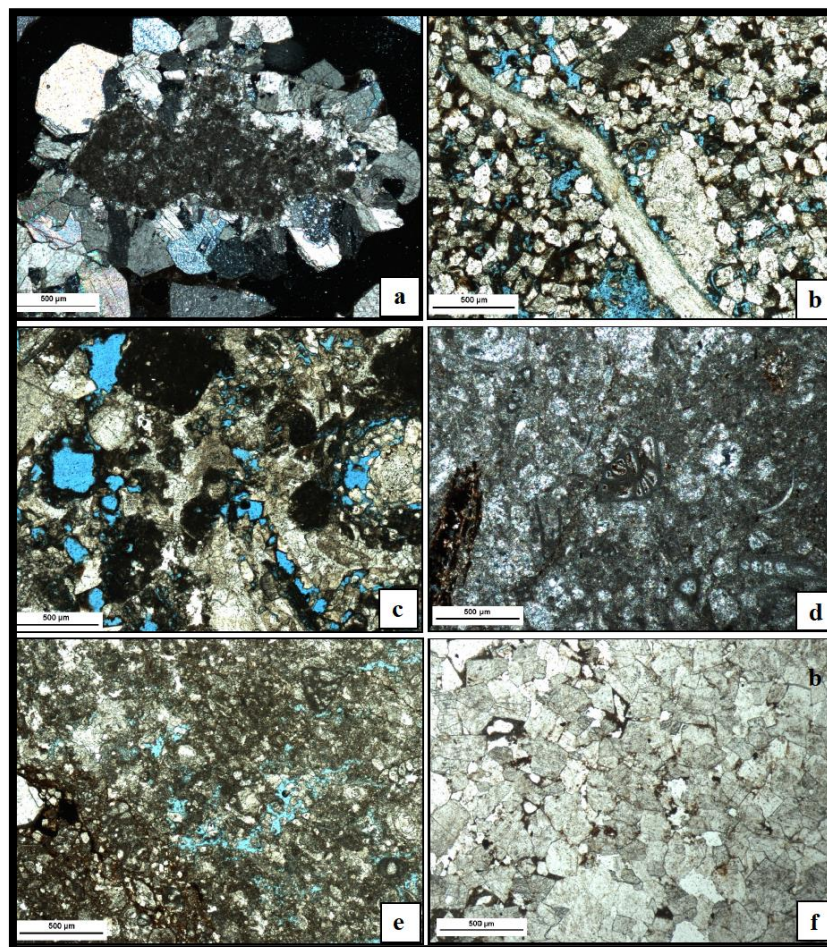
شکل ۷- واحدهای جریان‌های هیدرولیکی بر روی نمودار تخلخل و تراوایی. چنانچه مشخص است هر واحد جریان‌های دارای یک محدوده مشخص بر روی نمودار است.

Fig. 7. Hydraulic flow units on porosity and permeability diagrams. As it is known, each flow unit has a specific range on the graph.

در این نمونه قابل مشاهده است. واحد جریان‌های D همانطور که در شکل ۸ قسمت e دیده می‌شود دارای ماتریکس و تخلخل از نوع کانالی و حفره‌ای است که با یکدیگر مرتبط شده‌اند که سبب تخلخل و تراوایی بالایی شده است. قسمت f نیز مربوط به واحد جریان‌های D است که در آن‌ها کریستال‌های دولومیتی مرتبط و تخلخل بین کریستالی مشاهده می‌شود. پدیده‌های دیاژنزی انحلال، دولومیتی شدن و تخلخل‌های از نوع کانالی و بین کریستالی سبب شده است که این واحد جریان‌های دارای بالاترین کیفیت مخزنی در سازند سروک در چاه مورد مطالعه باشد. به طور کلی بر اساس مطالعات مقاطع میکروسکوپی می‌توان نتیجه گرفت که پدیده‌های دیاژنزی در واحد جریان‌های A از نوع سیمان شدگی است که باعث کاهش تخلخل و تراوایی شده است. در واحد جریان‌های B نیز انحلال پکستون‌های اسکلتی باعث افزایش تخلخل غیر مفید شده است که تاثیر زیادی در افزایش تراوایی ندارند. واحد جریان‌های C در نمونه مورد بررسی تحت تاثیر پدیده دیاژنزی خاصی قرار نگرفته است و مقدار مواد آلی باقیمانده در آن مشاهده می‌شود و در نهایت در واحد جریان‌های D پدیده دولومیتی شدن باعث افزایش تخلخل آن شده است.

ارتباط واحدهای جریان‌های هیدرولیکی با فرآیندهای دیاژنزی

مطالعات میکروسکوپی مقاطع نازک بیانگر اینست که واحد جریان‌های A (شکل ۸a) دارای سیمان کلسیتی با دانه‌های متوسط تا درشت است که این سیمان باعث پر شدگی نسبی حفرات شده است و تخلخل و تراوایی را در این واحد جریان‌های کاهش داده است. تصاویر نمونه‌های b و c در شکل ۸ نمایانگر واحد جریان‌های هیدرولیکی B هستند که در شکل ۸ قسمت b همانطور که دیده می‌شود تخلخل‌ها از نوع بین دانه‌ای، بین کریستالی و حفره‌ای هستند. در شکل ۸ قسمت c نیز تنوعی از تخلخل‌های مختلف نظیر بین‌ذره‌ای، بین کریستالی، قالبی و حفره‌ای که اساساً حاصل انحلال پکستون‌های اسکلتی است، دیده می‌شود. که با توجه به فراوانی این واحد جریان‌های نسبت به واحدهای جریان‌های دیگر می‌توان نتیجه گرفت بخش اعظم سازند سروک در چاه مورد بررسی دارای ویژگی‌های مشابه با نمونه‌های b و c در شکل ۸ هستند. نمونه d در شکل ۸ نیز مربوط به واحد جریان‌های هیدرولیکی C است که دارای تخلخل بین‌دانه‌ای است که سبب افزایش کیفیت مخزنی این واحد جریان‌های شده است. همچنین مقادیری مواد آلی باقیمانده



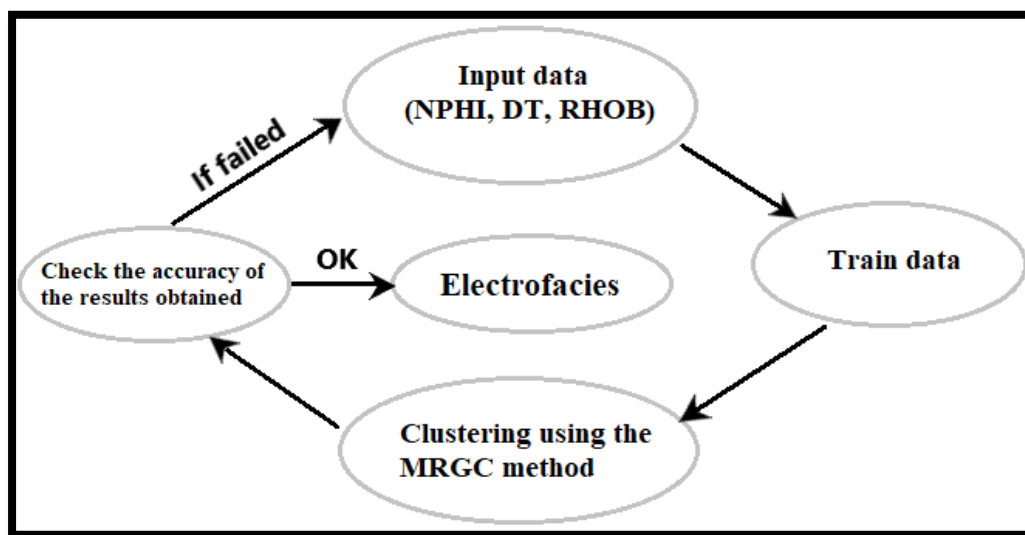
شکل ۸- نمونه‌هایی از تصاویر مقاطع میکروسکوپی رخساره‌های رسوبی سازند سروک با مقیاس ۵۰۰ میکرومتر که هر یک منطبق بر یک واحد جریانی شناسایی شده در مخزن نمایش داده شده است؛ (a) مربوط به واحد جریانی A است که دارای سیمان کلسیتی با دانه‌های متوسط تا درشت است که باعث پر شدگی نسبی حفرات و کاهش کیفیت مخزنی در این واحد جریانی شده است (2896.10m)، (b) منطبق بر واحد جریانی B است که که تخلخل‌های بین دانه‌ای، بین کریستالی، حفره‌ای و دولومیتی شدن در آن دیده می‌شود (2837.49m)، (c) مربوط به واحد جریانی B است که در آن انواع تخلخل‌ها دیده می‌شود که تخلخل حفره‌ای در آن حاصل انحلال پکستون‌های اسکلتی است (2888.38m)، (d) نمایانگر واحد جریانی C است که در آن تخلخل بین دانه‌ای و مواد آلی باقیمانده مشاهده می‌شود (2809.28m)، (e) منطبق بر واحد جریانی D است دارای تخلخل از نوع کانالی و حفره‌ای است که باعث افزایش کیفیت مخزنی در این واحد جریانی شده است (2853.39m) و (f) نشان‌دهنده واحد جریانی D است که در آن تخلخل‌های بین‌دانه‌ای و کریستال‌های دولومیتی مرتبط که باعث افزایش کیفیت مخزنی در این واحد جریانی شده‌اند، دیده می‌شود (2943.36m).

Fig. 8. Examples of images of microscopic sections of sedimentary facies of Sarvak Formation with a scale of 500 micrometers, each corresponding to a flow unit identified in the reservoir are shown; (a) It is related to flow unit A, which has calcite cement with medium to large grains, which has caused relative filling of pores and reduced reservoir quality in this flow unit (2896.10m), (b) Corresponds to the flow unit B where intergranular, intercrystalline and vuggy porosity are observed (2837.49m), (c) It belongs to the flow unit B, in which all kinds of porosities are seen, in which the porosity of the vuggy is the result of the dissolution of skeletal packstone (2888.38m), (d) Indicates the flow unit C where the porosity between the grain and the residual organic matter is observed (2809.28m), (e) Corresponds to flow unit D, has a porous type of channel and vuggy, which has increased the quality of the reservoir in this flow unit (2853.39m), and (f) Indicates flow unit D, which shows intergranular porosity and associated dolomitic crystals that increase the quality of the reservoir in this flow unit (2943.36m).

رخساره‌های الکتریکی

یکی از روش‌های رایج شناسایی رخساره‌های الکتریکی، به کارگیری روش خوشه‌بندی چند تفکیکی گرافیکی (MRGC) است. یکی از برتری‌هایی که روش MRGC نسبت به روش‌های دیگر دارد، پیشنهاد شمار خوشه‌های بهینه در هر مطالعه موردی و کنترل انسانی روی مراحل خوشه‌بندی است. خوشه‌بندی براساس روش چند تفکیکی گرافیکی یک روش آماری غیرپارامتریک است که مشکل وابستگی به بُعد را از بین می‌برد و اطلاعات مفیدی در مورد رخساره‌های زمین‌شناسی از ساختار خود داده به دست می‌آورد. این روش می‌تواند بهینه‌ترین دسته‌ها را در بین حدود پایینی و بالایی از قبل تعیین شده ارائه دهد. از آنجا که روش یاد شده با نرم‌افزار پتروفیزیکی ژئولاگ انجام می‌گیرد،

ویژگی‌های لاگ‌های ورودی در هر مرحله از انجام کار به آسانی در اختیار کاربر است (Serra and Abbot, 1982). بدین منظور، پس از انجام تصحیحات مقدماتی و محیطی روی لاگ‌ها و همچنین تطابق عمقی داده‌های لاگ و مغزه، لاگ‌های چاه‌پیمایی نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB) و صوتی (DT) چاه مورد بررسی در میدان مورد مطالعه، به عنوان داده‌های ورودی نرم‌افزار ژئولاگ انتخاب شدند. مراحل انجام شناسایی رخساره‌های الکتریکی برای مخزن سروک بطور خلاصه در شکل ۸ نمایش داده شده است. بدین ترتیب برای میدان مورد بررسی، در مجموع پنج رخساره الکتریکی EF1، EF2، EF3، EF4 و EF5 شناسایی شدند. مقادیر میانگین لاگ‌های نوترون، چگالی و صوتی در هر رخساره الکتریکی در جدول ۲ آمده است.



شکل ۹- مراحل تعیین رخساره‌های الکتریکی با استفاده از روش خوشه‌بندی چندتفکیکی گرافیکی (MRGC).
Fig. 9. Steps for determining electrofacies using multi-resolution graph-based clustering (MRGC).

جدول ۲- مشخصات لاگ‌های چاه‌پیمایی در هر یک از رخساره‌های الکتریکی تفکیک شده درون مخزن.

Table 2. Characteristics of well logs in each of the separated electrofacies inside the reservoir.

| Electrofacies | Average RHOB Log(G/C3) | Average NPHI log(v/v) | Average DT (μ S/ft) | Number of data |
|---------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------|
| EF1 | 2.59 | 0.04 | 58 | 67 |
| EF2 | 2.55 | 0.06 | 61 | 98 |
| EF3 | 2.47 | 0.08 | 64 | 55 |
| EF4 | 2.40 | 0.11 | 66 | 84 |
| EF5 | 2.36 | 0.12 | 71 | 29 |

بررسی ارتباط بین واحدهای جریان با رخساره‌های الکتریکی

در این بخش با استفاده از توزیع فراوانی رخساره‌های الکتریکی در هر واحد جریانی و ارتباط آن‌ها با یکدیگر، کیفیت مخزنی سازند سروک توصیف می‌گردد. در شکل ۱۰ نمودار توزیع فراوانی انواع رخساره‌های الکتریکی در هر واحد جریانی نشان داده شده است. بررسی پارامترهای تخلخل و تراوایی سنگ مخزن نشان می‌دهد که در تمام رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده یک روند افزایشی در مقدار تراوایی از واحدهای جریانی با کیفیت پایین به سمت واحدهای با کیفیت مخزنی بالا وجود دارد. اما مقدار تخلخل توزیع یکنواختی در هر رخساره الکتریکی نشان می‌دهد. بررسی میزان حضور هر رخساره الکتریکی در واحدهای جریانی مختلف نشان می‌دهد که با کاهش حضور رخساره‌های الکتریکی EF4 و EF5 در هر واحد جریانی، کیفیت مخزنی واحدهای جریانی از واحد A به سمت واحد D افزایش می‌یابد که این رخساره‌ها منطبق بر فرآیند دیاژنزی سیمان‌شدگی هستند که با پر کردن حفرات باعث کاهش کیفیت مخزنی سازند سروک در این رخساره‌ها شده است. واحدهای جریانی C و D که بالاترین کیفیت مخزنی را دارند، منطبق بر رخساره‌های الکتریکی EF1 و EF2 هستند. این افزایش کیفیت مرتبط با فرآیندهای دیاژنزی

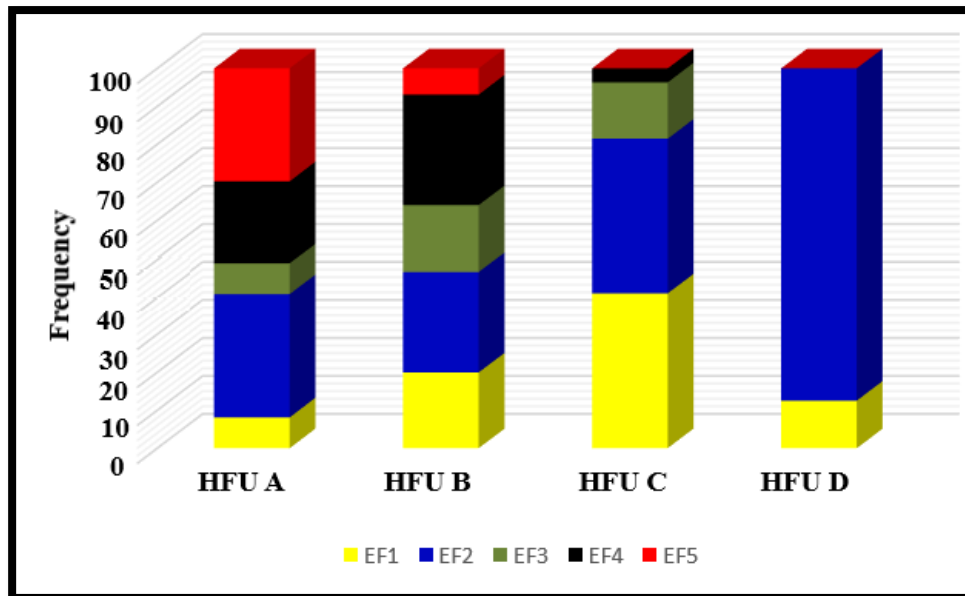
انحلال پکستون‌های اسکلتی و دولومیتی شدن و همچنین تخلخل‌های از نوع کانالی، شکاف، بین‌دانه‌ای و بین کریستالی است.

واحد جریانی A منطبق بر تمامی رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده است به طوریکه حضور درصد زیادی از رخساره‌های EF4 و EF5 در این واحد جریانی موجب کاهش کیفیت مخزنی آن نسبت به دیگر واحدهای جریانی شده است.

واحد جریانی B نیز دارای هر پنج رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده است که با کاهش حضور رخساره الکتریکی EF5 در آن از کیفیت مخزنی بهتری نسبت به واحد جریانی A برخوردار شده است.

واحد جریانی C فاقد رخساره الکتریکی EF5 و مقدار کمی از رخساره الکتریکی EF4 را شامل می‌شود که همین عامل باعث افزایش کیفیت مخزنی آن نسبت به واحدهای جریانی A و B شده است.

واحد جریانی D که دارای بهترین کیفیت مخزنی در سازند سروک است که فقط از رخساره‌های الکتریکی EF1 و EF2 تشکیل شده است که نشان‌دهنده نقش مهم این دو رخساره الکتریکی در افزایش کیفیت مخزنی سازند سروک دارد.

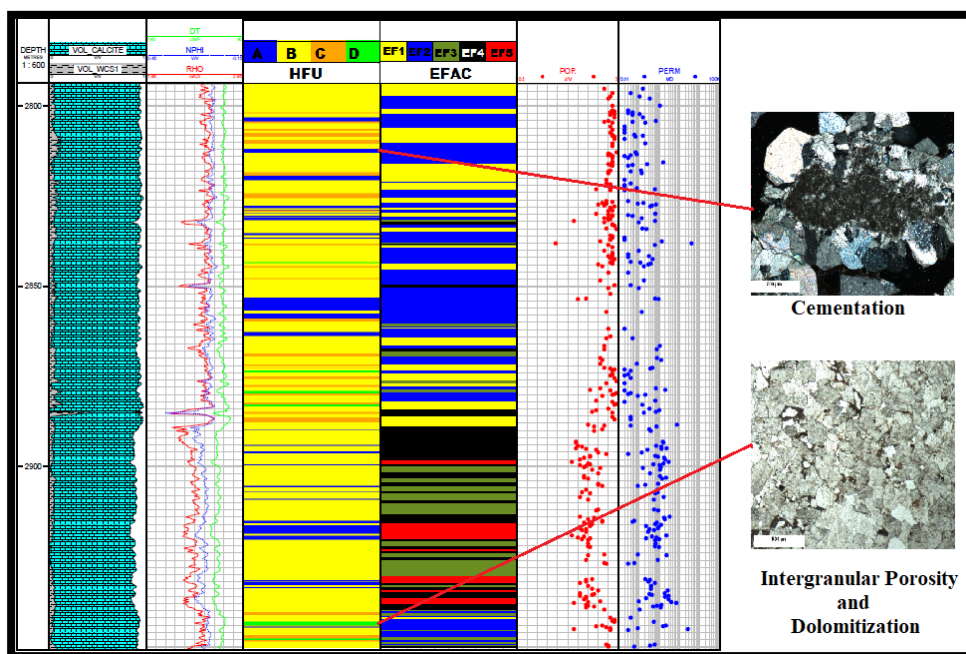


شکل ۱۰- توزیع فراوانی انواع رخساره‌های الکتریکی در هر واحد جریانی.

Fig. 10. Frequency distribution of electrofacies types in each flow unit.

در درجه دوم در سازند سروک قرار دارد نیز تا حد زیادی منطبق با رخساره‌های الکتریکی EF1 و EF2 است. واحدهای جریان A (به رنگ آبی) و B (به رنگ زرد) که کمترین کیفیت را دارند، منطبق بر هر ۵ رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده هستند که حضور رخساره الکتریکی EF4 و EF5 در این دو واحد جریان نسبت به واحدهای جریان C و D، می‌تواند عامل کاهش کیفیت واحدهای جریان A و B باشد. باتوجه به تمرکز واحدهای جریان C و D در نواحی میانی توالی مورد بررسی می‌توان نتیجه گرفت که قسمت‌های میانی بیشتر تحت فرآیندهای ثانویه سازنده (دولومیتی شدن و انحلال) بوده‌اند و همین عامل سبب افزایش کیفیت مخزنی در این ناحیه شده‌است (شکل ۱۱).

به منظور انجام مطالعات تکمیلی در چاه مورد بررسی در سازند سروک، به مقایسه واحدهای جریان شناسایی شده و رخساره‌های الکتریکی حاصل از لاگ‌های صوتی، نوترون و چگالی پرداخته شد. در شکل ۱۱ قرائت‌های لاگ‌های ورودی مدل در توالی چاه مورد مطالعه مشاهده می‌شود. از آنجا که این سه لاگ به طور مستقیم تخلخل سازند را اندازه‌گیری می‌کنند، در نتیجه تخلخل نیز عامل دیگری در تفکیک این ۵ رخساره الکتریکی در توالی مورد بررسی است. توزیع رخساره‌ها الکتریکی و انطباق آن‌ها با هر واحد جریان نشان می‌دهد که واحد جریان D (به رنگ سبز) که دارای بالاترین کیفیت مخزنی در بین واحدهای جریان است، تطابق خوبی با رخساره‌های الکتریکی EF1 و EF2 دارد. واحد جریان C (به رنگ نارنجی) نیز که از نظر کیفیت مخزنی



شکل ۱۱- توزیع رخساره‌های الکتریکی در ارتباط با واحدهای جریان سازند سروک. (ستون اول عمق توالی مورد بررسی، ستون دوم لیتولوژی سازند سروک در چاه مورد بررسی، ستون سوم لاگ‌های ورودی صوتی DT و نوترون NPHI و چگالی RHOB به نرم‌افزار ژئولاگ جهت تعیین رخساره‌های الکتریکی، ستون چهارم واحدهای جریان شناسایی شده با تخلخل و تراوایی مغزه، ستون پنجم رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده توسط لاگ‌های ورودی، ستون ششم تخلخل مغزه و ستون هفتم تراوایی مغزه می‌باشند) همانطور که مشاهده می‌شود نتایج مطالعات مقاطع نازک که وجود سیمان‌شدگی و دولومیتی شدن در دو عمق مختلف را نشان می‌دهد، با نتایج شناسایی واحد جریان A که کمترین و واحد جریان D که بیشترین کیفیت مخزنی را داشت، مطابقت دارد.

Fig. 11. Distribution of electrofacies concerning flow units of Sarvak Formation. The first column is the depth of the studied sequence, the second column is the lithology of Sarvak Formation in the studied well, the third column is the input logs (NPHI, DT, RHO) to Geolag software to determine electrofacies, The fourth column is the flow units identified by the porosity and permeability of the core, the fifth column is the electrofacies identified by the input logs, the sixth column is the porosity of the core and the seventh column is the permeability of the core. As can be seen, the results of thin section studies that show the presence of cementation and dolomitization at two different depths are consistent with the results of identifying the flow unit A with the lowest and the flow unit D with the highest reservoir quality.

نتیجه گیری

و نوع تخلخل ایجاد شده توسط این فرآیندها می‌باشند. بطوریکه واحدهای جریان C و D منطبق بر فرآیندهای انحلال پکستون‌های اسکلتی، دولومیتی شدن و تخلخل‌های از نوع کانالی و شکاف که سبب افزایش کیفیت مخزنی این واحدهای جریان و واحد جریان A منطبق بر سیمان‌شدگی و پر شدن حفرات فضای متخلخل که سبب کاهش کیفیت مخزنی در این زون جریان شده است، می‌باشند. شناسایی رخساره‌های الکتریکی سازند سروک در میدان مورد مطالعه با بهره‌گیری از نگارهای چاه‌پیمایی، پنج رخساره الکتریکی مختلف را در این سازند نشان داد که از لحاظ ویژگی‌های پتروفیزیکی با واحدهای جریان شناسایی شده با استفاده از نشانگر زون جریان به خوبی قابل انطباق هستند. از طرفی بررسی واحدهای جریان در چارچوب رخساره‌های الکتریکی نقش مهمی در مشخص کردن زون‌های تولیدی دارد. بنابراین می‌توان با استفاده از واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی و مقایسه نتایج آن‌ها با نتایج مطالعات میکروسکوپی، به تعیین گروه‌های سنگی که دارای ویژگی‌های مشترکی در چاه‌هایی که دارای مغزه هستند پرداخت و نتایج را به چاه‌های فاقد مغزه در میدان مورد مطالعه تعمیم داد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان بر خود لازم می‌دانند از شرکت محترم انرژی دانا (بخش اکتشاف و تولید) جهت در اختیار قرار دادن داده‌های این پژوهش و همکاری صمیمانه، تشکر و قدردانی را نمایند.

در این پژوهش، روش نشانگر زون جریانی به عنوان یک روش توانا در شناخت توزیع زون‌های مخزنی از واحدهای غیرمخزنی مورد بهره‌برداری قرار گرفت. بطوریکه با بکارگیری این روش و مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه، سازند سروک به چهار واحد جریانی هیدرولیکی تقسیم‌بندی گردید که هر واحد با داشتن نسبت تراوایی و تخلخل معین نسبت به دیگر واحدهای مخزنی دارای کیفیت مخزنی متفاوتی است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که تخلخل و تراوایی در سازند سروک به دلیل فرآیندهای دیاژنزی مختلف دارای ناهمگنی بالایی است. اما با طبقه‌بندی این داده‌ها بر اساس مفهوم واحدهای جریانی هیدرولیکی می‌توان همبستگی بالایی را در واحدهای جریانی شناسایی شده مشاهده کرد. واحدهای جریانی هیدرولیکی برای مشخص کردن گروه‌های سنگی با ویژگی‌های جریانی مشترک و نیز جدا کردن بخش‌های با کیفیت مخزنی بالا از بخش‌های با کیفیت مخزنی پایین و حتی بخش‌های غیرمخزنی استفاده می‌شود. با استفاده از این روش می‌توان به ارتباط واحدهای جریانی با کمربندهای رخساره‌ای و همچنین چگونگی کنترل آن‌ها بر کیفیت و رفتار مخزن پی برد. در روش تعیین واحدهای جریانی با استفاده از نشانگر زون جریانی می‌توان گفت که واحد جریانی D و در مرتبه بعدی C، دارای کیفیت مخزنی بالاتری نسبت به واحدهای جریانی B و A هستند. واحدهای جریانی تعیین شده متأثر از فرآیندهای دیاژنزی

منابع

- Abbaszadeh, M., Fujii, H., Fujimoto, F., 1996. Permeability prediction by hydraulic flow unit's theory and applications, Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation, pp. 263-271.
- Acosta, L.M., Marin, E., Labastidas, E., Cordoba, P.M., Pascual, J., Bello, J.A., Auxiette, G., Gou, Y., Thorsen, B. and Jimenez, J.G., 2005. Reservoir Study V9 of El Furrial Field, Venezuela: paper Society of Petroleum Engineers 95047 presented at the Society of Petroleum Engineers Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, June 20-23.
- Ahr, W.M., 1991. Pore characteristics as surrogates for permeability in mapping reservoir flow units: Vacuum San Andreas field, Lea County, New Mexico (abs.), American Association of Petroleum Geologists Bulletin, pp. 532-533.
- Ali-Nandalal, J., Gunter, G., 2003. Characterizing Reservoir Performance for the Mahogany 20 Gas Sand Based on Petrophysical and Rock Typing Methods: paper Society of Petroleum Engineers 81048 presented at the Society of Petroleum Engineers Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, Trinidad, West Indies, 27-30.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., Keelan, D.K., 1993. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncured intervals/wells, Society of Petroleum Engineers Annual Conference (SPE 26436-MS), pp. 205-220.
- Archie, G.E., 1950. Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, pp. 943-961.

- Bashari, A., 2007. Integrated 3D seismic and petrophysical data of the Sarvak formation in the Persian Gulf First Break, pp. 2545–2553.
- Bhattacharya, S., Byrnes, A.P., Watney, W.L., Doveton, J.H., 2008. Flow unit modeling and fine-scale predicted permeability validation in Atokan sandstones: Norcan East field, Kansas, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, pp. 709–732.
- Bucheb, J.A., Evans, H.B., 1994. Some applications of method used in electrofacies identification. The Log Analyst 35, 14-26.
- Davies, D.K., Williams, B.P.J., Vessell, R.K., 1993. Reservoir Geometry and Internal Permeability Distribution in Fluvial, Tight Gas Sandstones, Travis Peak Formation, Texas: paper Society of Petroleum Engineers 21850 presented at the Rocky Mountain Regional Meeting and Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, April 15-17.
- Dorfman, M.H., Newey, J.J., Coates, G.R., 1990. New techniques in lithofacies determination and permeability prediction in carbonate using well logs, Geological applications of wireline logs, Geological Society Special Publication, pp. 113-120.
- Doveton, J.H., Prenskey, S.E., 1992. Geological applications of wireline logs-A synopsis of developments and trends. The Log Analyst 33, 286-303.
- Ebanks, W.J., 1987. Flow unit concept: Integrated approach to reservoir description for engineering projects (abs.), American Association of Petroleum Geologists Bulletin, pp. 551–552.
- El Sawy, M.Z., Abuhagaza, A.A., Nabawy, B.S., Lashin, A., 2020. Rock typing and hydraulic flow units as a successful tool for reservoir characterization of Bentiu-Abu Gabra sequence, Muglad basin, southwest Sudan. Journal of African Earth Sciences 171, 103961.
- Flugel, E., 2010. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application, 2nd, Springer, Berlin, 984.
- Gomes, J.S., Ribeiro, M.T., Strohemenger, C.J., Negahban, S., Kalam, M.Z., 2008. Carbonate reservoir rock typing, the link between geology and SCAL, Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE.
- Hearn, C.L., Ebanks Jr, W.J., Tye, R. S., Ranganathan, V., 1984. Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming. Journal of Petroleum Technology 36, 1–335.
- James, G.A., Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic Nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, pp. 2182-2245.
- Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Amini, A., 2009. A fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: A case study from the Ahwaz Oilfield, south Iran. Journal of Petroleum Geology 32, 67-78.
- Khalid, M., Desouky, S.E.D., Rashed, M., Shazly, T., Sediek, K., 2020. Application of hydraulic flow units' approach for improving reservoir characterization and predicting permeability. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 10, 467-479.
- Larue, D.K., Legarre, H., 2004. Flow units, connectivity, and reservoir characterization in a wave-dominated deltaic reservoir: Meren reservoir, Nigeria American Association of Petroleum Geologists Bulletin, pp. 303-324.
- Lee, S.H., Datta-Gupta, A., 1999. Electrofacies characterization and permeability predictions in carbonate reservoirs: Role of multivariate analysis and nonparametric regression, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition OMEGA, Houston, Texas, pp. 409-421.
- Lee, S.H., Kharghoria, A., Datta-Gupta, A., 2002. Electrofacies Characterization and Permeability Predictions in Complex Reservoirs, Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering, pp. 237-248.
- Mathisen, T., Lee, S.H., Datta-Gupta, A., 2001. Improved Permeability Estimates in Carbonate Reservoirs Using Electrofacies Characterization: A Case Study of the North Robertson Unit, West Texas: paper Society of Petroleum Engineers, presented at the Society of Petroleum Engineers Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, May 15-16.

- Moline, R.G., Bahr, J.M., 1995. Estimating spatial distributions of heterogeneous subsurface characteristics by regionalized classification of electrofacies. *Mathematical Geology* 27, 3-22.
- Motiei, H., 1994. Stratigraphy of Zagros. A Publication of the Geological Survey of Iran, p. 536 (in Farsi).
- Perez, H.H., Datta-Gupta, A., Mishra, S., 2005. The role of electrofacies, lithofacies and hydraulic flow units in permeability prediction from well logs: A comparative analysis using classification trees, *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering*, pp. 143-155.
- Petrokushyn, O., Antoniuk, V., 2020. Reservoirs Type Classification Using Hydraulic Flow Units Approach With An Application To Pivnichno-Korobochkynska Area (Dnipro-Donetsk Depression), In *Geoinformatics, Theoretical and Applied Aspects*, European Association of Geoscientists & Engineers, p. 1-5.
- Porras, J.C., Barbato, R., Khazen, L., 1999. Reservoir Flow Units: A comparison between three different models in the Santa Barbara and Pirital fields, north Monagas area, eastern Venezuela Basin: paper Society of Petroleum Engineers 53671 presented at the Society of Petroleum Engineers Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, April 21-23.
- Porras, J.C., Campos, O., 2001. Rock typing: A key approach for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara field, eastern Venezuela Basin, *Society of Petroleum Engineers*, 69458- MS.
- Rushing, J.A., 2008. Rock Typing - Keys to Understanding Productivity in Tight Gas Sands: *Unconventional Reservoirs Conference*, Keystone, Colorado, U.S.A.
- Serra, O., 1986. Fundamentals of well log interpretation, the interpretation of logging data: *Developments in Petroleum Science* 15B, Elsevier, Amsterdam, 684.
- Serra, O., Abbot, H.T., 1982. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy, *Society Petroleum Engineers Journal* 22, 117-135.
- Shenawi, S.H., White, J.P., Elrafie, E.A., El-Kilany, K.A., 2007. Permeability and water saturation distribution by lithologic facies and hydraulic units: A reservoir simulation study: paper Society of Petroleum Engineers 105273 presented at the 15th Society of Petroleum Engineers Middle East Oil & Gas Show and Conference, Kingdom of Bahrain, March 11-14.
- Soleimani, B., Moradi, B., Ghobeishavi, A., 2016. Evaluation of Bangestan Reservoir Quality Using Electrofacies and Flow Units in Mansouri Field in Southwest, Iran. *Advanced Applied Geology* 6, 22-24.
- Teymori, E., Abdideh, M., Gholamzadeh, M.A., 2020. The zoning and characterisation of heterogeneous carbonate reservoirs based on the concept of flow units. *Applied Earth Science* 129, 1-11.
- Zeinalzadeh, A., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Sajjadian, V. A., 2015. Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 26, 419-426.