

Research Article

## Determination of rock types using hydraulic flow unit, multi-resolution graph-based clustering, and fuzzy c-mean clustering methods of the Sarvak Formation in an oilfield of Dezful Embayment

Zahra Salavati<sup>1</sup>, Elham Asadi Mehmandosti<sup>1\*</sup>, Seyed Ali Moallemi<sup>2</sup>

1-Department of Geology, Kharazmi University, Tehran

2-Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran

**Keywords:** *Rock type, Hydraulic flow units, Multi-resolution graph-based clustering, Fuzzy c-mean clustering, Sarvak Formation*

### 1- Introduction

Rock types are reservoir samples with the same petrophysical characteristics that their properties are related to fluid characteristics (Tavakoli, 2018). Investigation of rock types is beneficial for predicting reservoir quality (Al-Jawad et al., 2020). Therefore, selecting the best method in investigating rock types, especially in an un-cored borehole, has a crucial effect on the determination of rock types. In this study, inside petrophysical studies from the result of core analysis, investigation rock types by using hydraulic flow units (HFUs), multi-resolution graph-based clustering (MRGC), and fuzzy c-mean clustering (FCM) will be used. Determining rock types using fuzzy c-mean clustering inside multi-resolution graph-based clustering and other methods have been used for the first time in the Sarvak reservoir in Dezful embayment.

### 2- Material and methods

For evaluation and separation reservoir and non-reservoir zones in the Sarvak Formation in an oilfield in Dezful Embayment, well logs data such as GR, PEF, RHOB, DT, NPHI, ILD, and ILM were used. In addition, the results of core analysis (including porosity, permeability and capillary pressure data) were investigated. To determine flow units, the hydraulic flow unit method by using flow zone indicator (FZI), reservoir quality index (RQI) and porosity and permeability data were used. For this aim, the relationship provided by Amaefule et al., 1993 used. Then, multi-resolution graph-based clustering was performed for indicates electrofacies by using Geolog 7 software. Moreover, the fuzzy c-mean clustering method was used with the aid of porosity and permeability data to determine rock types.

### 3- Results and discussions

The hydraulic flow units demonstrate four flow units from well logs data and four flow units from horizontal and vertical core plugs in the studied reservoir. Furthermore, investigation of electrofacies (EF) based on clustering analysis shows six electrofacies in the Sarvak Formation. Study of porosity and permeability data in investigation rock types using fuzzy c-mean clustering method illustrates seven rock types in the Sarvak reservoir.

With the aid of each methods' results (HFUs, MRGS, FCM) and based on the correlation between obtained data, seven zones were determined for the Sarvak Formation in the studied well. According to the results, zone 1, based on the presence of all rock types, has relatively good reservoir quality. Zone 2 considers as poor reservoir quality since there are rock types one, three, and four. Abundant rock types four,

\* Corresponding author: E.asadi@khu.ac.ir

DOI:10.22055/AAG.2022.39173.2259

Received 2021-11-14

Accepted 2022-06-21

five, and six in zone 3 demonstrate high reservoir quality in this part of the reservoir. Also, zone 3 is considered a high reservoir potential zone in the Sarvak Formation in the studied well. Reservoir quality in zone 4 is good in the upper part of this zone rather than the lower part. Reservoir quality in zone 5 notice to rock types number one and two is poor. Zone 6 is a non-reservoir zone between discussed zones because it has a low amount of porosity and permeability. In the end, zone 7 after zone 3 has the best reservoir quality in the studied reservoir due to high porosity, permeability, and abundant rock types six, five, and four. Eventually, capillary pressure data obtained the accuracy of reservoir quality in the Sarvak Formation. Capillary pressure curves demonstrate good reservoir quality for rock types four and three from the hydraulic flow unit method, poor reservoir quality for EF2, and good quality for EF6 and 5 from MRGC method. Moreover, curves show appropriate reservoir quality for rock type six from FCM method. The results show a suitable correlation between capillary pressure data and three methods.

#### 4- Conclusion

- This study explained four hydraulic flow units that introduce rock types for Sarvak Formation. Results show rock types four and three have good reservoir quality due to the high amount of porosity and permeability.
- Six clusters obtained from MRGC method in Sarvak Formation of studied well, which electrofacies six, five, and four demonstrate high reservoir quality, and their presence in part of a zone suggest reservoir zone.
- Using FCM method, porosity, and permeability data, seven rock types defined for studied well that rock types seven, six, and five showed good reservoir quality.
- According to petrophysical properties and results HFUs, MRGC, and FCM methods, seven zones are defined for studied well in Sarvak Formation. Zones 7 and 3 are considered as the best zones with high reservoir quality in the studied well.
- Capillary pressure data confirm good reservoir quality in rock types four and five from HFU method, six and five from MRGC method, and six from FCM method.

#### References

- Amaefule, J.O., Altunbay, M.H., 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 Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Al-Jawad, S.N.A., Ahmed, M.A., Saleh, A.H., 2020. Integrated reservoir characterization and quality analysis of the carbonate rock types, case study, southern Iraq. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 10, 3157–3177. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00982-6>
- Tavakoli, V., 2018. *Geological core analysis: Application to reservoir characterization*. Springer, 1st ed., p. 99.

#### HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Salavati, Z., Asadi Mehmandosti, E., Moallemi, A., 2023. Determination of rock types using hydraulic flow unit, multi-resolution graph-based clustering, and fuzzy c-mean clustering methods of the Sarvak Formation in an oilfield of Dezful Embayment. *Adv. Appl. Geol.* 12(4), 925-944.

DOI:10.22055/AAG.2022.39173.2259

URL: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_17728.html](https://aag.scu.ac.ir/article_17728.html)

©2023 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers

## تعیین گونه‌های سنگی با استفاده از روش‌های واحدهای جریان، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و خوشه‌بندی میان مرکز فازی سازند سروک در یکی از میدان‌های نفتی فروافتادگی دزفول

زهرا صلواتی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران

الهام اسدی مهماندوستی\*

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران

سید علی معلمی

پژوهشگاه صنعت نفت، تهران

E.asadi@khu.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۸/۲۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۳/۳۱

### چکیده

با توجه به اهمیت سازند سروک و نقش مهم تعیین گونه‌های سنگی در کیفیت مخزنی، در این مقاله به تعیین گونه‌های سنگی سازند سروک با استفاده از روش‌های واحدهای جریان، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و خوشه‌بندی میان مرکز فازی در کنار مطالعات پتروفیزیکی به روش احتمالی، در یکی از میدان‌های نفتی واقع در فروافتادگی دزفول شمالی پرداخته می‌شود. ابتدا با بهره‌گیری از روش شاخص زون جریان، ۴ گونه‌سنگی به دست آمد که به ترتیب کیفیت مخزنی گونه سنگی ۴ خیلی خوب و گونه سنگی ۱ ضعیف در نظر گرفته شد. در روش آنالیز خوشه‌ای گرافیکی، ۶ رخساره الکتریکی توصیف شد که رخساره‌های الکتریکی شماره ۵، ۶ و ۴ دارای پتانسیل مخزنی خوب بوده که وجود آنها در بخش‌هایی از سازند حاکی از یک بخش مخزنی در سازند سروک است. روش خوشه‌بندی میان مرکز فازی ۷ گونه‌سنگی مشخص که کیفیت مخزنی گونه‌های سنگی ۷، ۶ و ۵ با توجه به مقادیر بالای تخلخل و تراوایی خیلی خوب می‌باشد. تطابق داده‌های به دست آمده در نهایت منجر به شناسایی ۷ زون مخزنی برای سازند سروک شده است. زون‌های ۳ و ۷ دارای بهترین کیفیت مخزنی هستند که عمدتاً در بخش میانی و پایینی سازند مورد مطالعه قرار دارند. تطابق داده‌ای به دست آمده با منحنی‌های فشار موئینه نیز بیان‌گر همبستگی با گونه‌های سنگی تعیین شده و خصوصیات مخزنی است. نتایج این مطالعه نشان دهنده کارایی بالای روش‌های واحدهای جریان، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و خوشه‌بندی میان مرکز فازی برای تعیین گونه‌های سنگی در فواصل فاقد مغزه در سازند سروک در میدان نفتی مورد مطالعه می‌باشد.

**واژه‌های کلیدی:** گونه‌سنگی، واحدهای جریانی هیدرولیکی، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی، خوشه‌بندی میان مرکز فازی، سازند سروک

### ۱- مقدمه

(Gomes et al., 2008). از آنجا که تولید از مخازن هیدروکربنی و ارزیابی کیفیت مخزنی در یک مخزن ناهمگن بدون محاسبه دقیق خواص پتروفیزیکی میسر نمی‌باشد (Hosseinzadeh et al., 2019) بنابراین تعیین گونه‌های سنگی یک ابزار مفید برای پیش‌بینی کیفیت مخزنی است (Al-Jawad et al., 2020) که بیشتر توسط واحدهای جریانی و رخساره‌های الکتریکی در مخازن مختلف تفکیک می‌شوند (Tavakoli, 2020). تفکیک گونه‌های سنگی با روش‌های متفاوت، یکی از پرکاربردترین بخش‌های مطالعاتی در ارزیابی کیفیت مخزن و زون‌بندی آن است و باید به گونه‌ای توصیف شود تا به واقعیت زمین‌شناسی بسیار نزدیک باشد (Rebelle

هر پارامتری که برای مطالعات مخزن توصیف می‌شود باید با نگارهای چاه‌پیمایی مرتبط باشد زیرا این داده‌ها برای بیشتر مخازن در دسترس هستند. داده‌های چاه‌پیمایی، ویژگی‌های سنگ و سیال چاه را ثبت می‌کنند. با توجه به این اصل، یک گونه‌سنگی از داده‌های چاه‌پیمایی دارای مشخصات مشابهی در نگار هستند (Tavakoli, 2018). گونه‌های سنگی، نمونه‌هایی مخزنی با رفتار پتروفیزیکی یکسان هستند که خصوصیات آنها با خصوصیات سیال مرتبط است (Tavakoli, 2018). این داده‌ها بین زمین‌شناسی و پتروفیزیک مشترک می‌باشند و عمدتاً با استفاده از داده‌های حاصل از مغزه طبقه‌بندی می‌شوند

همکاران (۲۰۱۴) به بررسی رخساره‌های الکتریکی سازند آسماری در میدان لالی پرداخته و به تأثیر رخساره‌های الکتریکی بر تعداد شکستگی‌ها تأکید کرده‌اند. Zakeri و همکاران (۲۰۱۶) رخساره‌ها، دیاژنز و کیفیت مخزنی سازند سروک در میدان کوپال را بررسی نموده و زون‌های مخزنی از غیرمخزنی شناسایی کرده‌اند. Salehi و همکاران (۲۰۱۶) در آنالیز گونه‌های سنگی سازند سورمه از داده‌های پتروگرافی، واحدهای جریان‌های هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی بر اساس روش آنالیز خوشه‌ای استفاده کرده و معتقد به تطابق و هم‌خوانی نتایج حاصله با یکدیگر هستند. Zahmatkesh و همکاران (۲۰۱۶) رخساره‌های الکتریکی سازند آسماری را در یکی از میادین جنوب غرب ایران به منظور پیش‌بینی رخساره‌های رسوبی تفسیر کردند و رخساره‌های الکتریکی را به عنوان جانشین رخساره‌های رسوبی معرفی نمودند. Moradi و همکاران (۲۰۱۷) با استفاده از داده‌های زمین‌شناسی، پتروفیزیکی و روش خوشه‌بندی شبکه عصبی، گونه‌های سنگی را در مخزن آسماری تعیین و بهترین زون‌ها برای حفاری چاه‌های جدید در میدان نفتی آجاجاری را معرفی نمودند. Asadi Mehmandosti و همکاران (۲۰۱۷) رخساره‌های الکتریکی سازند داریان را در یکی از میادین نفتی خلیج فارس شناسایی نمودند و به بررسی کیفیت مخزنی زون‌های این سازند پرداخته‌اند. Asaadi و همکاران (۲۰۱۷) واحدهای جریان‌های سازند سروک را در یکی از میادین جنوب غرب ایران تخمین زدند و معتقدند تفسیر واحدهای جریان‌های به ارزیابی مخازن ناهمگن کمک می‌کند. Kadkhodaie و Kadkhodaie (۲۰۱۸) روش‌های تعیین گونه‌های سنگی در مخازن کربناته را توسط روابط میان زمین‌شناسی، داده‌های لرزه‌ای و گونه‌های سنگی مخزن مورد بازبینی قرار داده و یک جریان کار برای تعیین گونه‌های سنگی مخازن کربناته پیشنهاد داده‌اند. Farshi و همکاران (۲۰۱۹) گونه‌های سنگی سازند آسماری را در میدان گچساران با ادغام خصوصیات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی به دست آوردند و به نتایج مفیدی برای تولید و گسترش هیدروکربن در این میدان رسیدند. Moradi و همکاران (۲۰۱۹) به بررسی محیط رسوبی، گونه سنگی و رخساره‌های سازند سروک در دشت آبادان پرداختند. آنها ۳۷ ریزرخساره، چهار گونه سنگی و شش زیر محیط رسوبی را تعیین نمودند. Soleimani و همکاران (۲۰۲۰) به تعیین رخساره‌های

واحدهای جریان‌های (et al., 2009; Al-Jawad et al., 2020). روشی برای خوشه‌بندی سنگ‌های مخزنی است که در شرایط زمین‌شناسی و پتروفیزیکی یکسان قرار داشته و نقش مهمی در حرکت سیال‌ها دارند ( Mehrabi et al., 2019; Moradi et al., 2017). یک واحد جریان‌های حجمی از سنگ مخزن است که به صورت عمودی و جانبی پیوسته و قابل پیش‌بینی می‌باشد (Amaefule et al., 1993) و از نظر ویژگی‌های زمین‌شناسی، مخزنی و پتروفیزیکی تقریباً همگن است (Hearn et al., 1984). ممکن است برای یک مخزن نفتی بر اساس خصوصیات زمین‌شناسی و مهندسی، چند واحد جریان‌های در نظر گرفته شود (Rahimpour-Bonab et al., 2012). رخساره الکتریکی عبارت است از مجموعه‌ای از پاسخ‌های نگار که تعیین کننده یک لایه یا واحد رسوبی است و برای توصیف یک گونه سنگی معین تعریف می‌شود تا از دیگر گونه‌های سنگی متمایز شود و در شرایط زمین‌شناسی شامل یک یا چند رخساره سنگی می‌شود (Soleimani et al., 2014). رخساره‌های الکتریکی، یکی از روش‌های کارآمد در توسعه میدان و روشی مناسب به عنوان جایگزین رخساره‌های سنگی در فواصل بدون مغزه در چاه‌ها می‌باشند (Zahmatkesh et al., 2016). منطق فازی روشی برای تعریف و حل عدم قطعیت داده‌ها است در این روش ویژگی تعریف شده برای هر عضو به صورت تابع عضویت (میزان مناسب بودن آن عضو برای آن مجموعه) توصیف می‌شود (Ahmadi, 2005). روش‌های مختلفی از جمله خوشه‌بندی میان مرکز، خوشه‌بندی نوروفازی و خوشه‌بندی موانتین برای خوشه‌بندی فازی وجود دارد که در این مطالعه از روش خوشه‌بندی میان مرکز فازی برای تعیین گونه‌های سنگی استفاده شده است. در این روش با بهره‌گیری از داده‌های تخلخل و تراوایی خوشه‌هایی با مرزهای مشخص ایجاد می‌شود و گونه‌های سنگی از روی نگاره‌های چاه‌پیمایی تخمین زده می‌شوند (Kadkhodaie Ilkhchi, 2006).

تاکنون مطالعات مختلفی در ایران بر روی تعیین گونه‌های سنگی با کمک داده‌های رخساره‌های الکتریکی و آنالیز رخساره‌ای مغزه به منظور ارزیابی کیفیت مخزنی انجام شده است. به عنوان نمونه Farazani و همکاران (۲۰۱۴) به تعیین رخساره‌های الکتریکی سازند آسماری در میدان گچساران پرداخته و به سبب گسترش رخساره‌ها، لایه‌های مخزنی را از غیرمخزنی بر اساس زون‌بندی تفکیک نمودند. Soleimani

(Farahzadi et al., 2019). فروافتادگی دزفول با گستره‌ای حدود ۶۰۰۰۰ کیلومتر مربع، ناحیه جنوب خوزستان را می‌پوشاند و شامل ۴۵ میدان نفتی، بیش از ۳۶۰ میلیون بشکه نفت درجا و حدود ۸ درصد از مخازن نفتی جهان را دارا می‌باشد (Bordenave and Hegre, 2005). فروافتادگی دزفول از نظر زمین‌ساختی پایدارتر از نواحی فارس، لرستان و حوضه بندرعباس است؛ زیرا نسبت به این مناطق کمتر دچار چین خوردگی شده به همین علت، عمدتاً با آبرفت پوشیده شده است (Motiei, 1995).

## ۲-۲- زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی مورد مطالعه در منطقه فروافتادگی دزفول شمالی و در جنوب غرب استان لرستان واقع شده (شکل ۱) که مخزن اصلی آن، سازند سروک از گروه بنگستان است (شکل ۲) و دارای نفت ۴۳/۳ درجه API با ۲/۴ درصد هیدروژن سولفات می‌باشد (Motiei, 2010). سازند سروک در برش الگو دارای سه بخش سنگ آهکی با ضخامت ۸۳۲ متر بوده که به طور تدریجی بر روی سازند کژدمی قرار گرفته است و توسط سازند ایلام پوشیده شده است (James and Wynd, 1965). بخش ۱ سازند سروک با ضخامت ۲۲۵ متر شامل لایه و نودول‌هایی از سنگ آهک‌های ریزدانه، رسی و همراه با آمونیت به رنگ خاکستری می‌باشد، همچنین در بخش‌هایی لایه‌های نازکی از مارن مشاهده شده است. بخش ۲ این سازند شامل ۵۳۵ متر سنگ آهک توده‌ای، سنگ آهک همراه با خرده‌های رودیست و با فراوانی نودول‌های چرت می‌باشد و بخش ۳ نیز با ضخامت ۴۲ متر شامل سنگ آهک برشی، سنگ آهک آهن‌دار و سنگ آهک هوازده است (James and Wynd, 1965). طبق نظر Aghanabati (۲۰۰۴) سازند سروک با سن آلبین-تورونین دارای دو رخساره است که رخساره کم‌عمق آن در محل برش‌الگو و فارس ساحلی و رخساره عمیق آن در ناحیه لرستان گسترش دارد. ضخامت سازند سروک در چاه مورد مطالعه ۴۵۰ متر است که توسط سازند ایلام پوشیده می‌شود. ترکیب سنگ‌شناسی سازند سروک در چاه مورد مطالعه سنگ آهک‌های به رنگ سفید، کرم و قهوه‌ای، دولومیت و میان‌لایه‌هایی از شیل و پیریت می‌باشد که در یک محیط رمپ کربناته ته نشست یافته است.

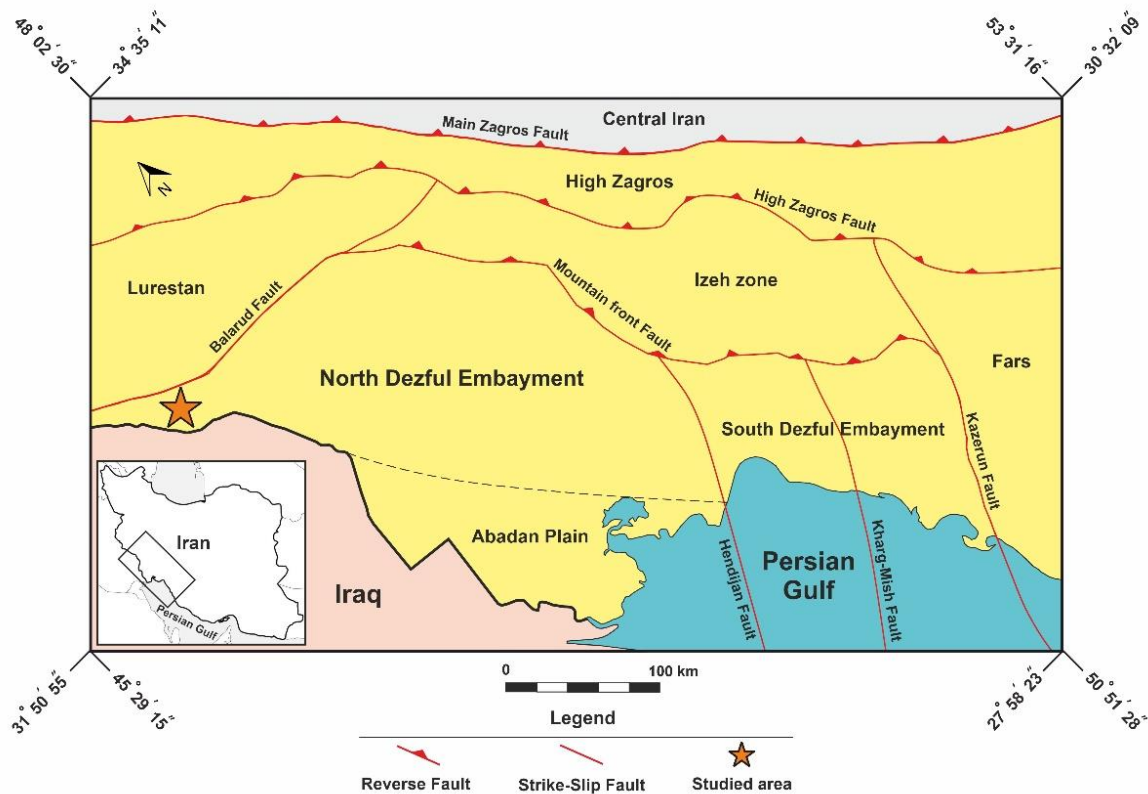
الکتریکی سازند آسماری در میدان مارون در فروافتادگی دزفول پرداخته و معتقد به تطابق خوب داده‌های مغزه و رخساره حاصل از نگارهای چاه‌پیمایی با یکدیگر هستند.

از آنجایی که انتخاب بهترین روش در تعیین گونه‌های سنگی به خصوص در مخازن فاقد مغزه می‌تواند نقش مهمی در تعیین گونه‌های سنگی داشته باشند، در این مطالعه در کنار مطالعات پتروفیزیکی از نتایج حاصل از آنالیز مغزه و تعیین گونه‌های سنگی نظیر روش‌های واحدهای جریان، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و روش خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی بر روی سازند سروک به عنوان نمونه استفاده خواهد شد. با توجه به نقش مهم مخزنی سازند سروک در پهنه زاگرس مطالعات مختلفی از لحاظ چین‌نگاری، ژئوشیمی و فسیل‌شناسی بر روی آن صورت گرفته است (برای نمونه: Mehrabi et al., 2012; Asadi Mehmandosti et al., 2013; Jooybari and Rezaie, 2017; Dehyadegari, 2019; Asadi Mehmandosti et al., 2021). با این وجود تعیین گونه‌های سنگی با روش خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی در کنار مطالعات آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و سایر روش‌های تعیین گونه‌های سنگی برای اولین بار بر روی سازند سروک در فروافتادگی دزفول در این مطالعه انجام می‌شود. نتایج حاصل از این مطالعه می‌تواند کمک به انتخاب بهترین روش به منظور تعیین بخش‌های با کیفیت مخزنی مناسب به خصوص مخازن فاقد مغزه نماید و سبب کاهش چشمگیر هزینه‌های اکتشافی شود.

## ۲- زمین‌شناسی

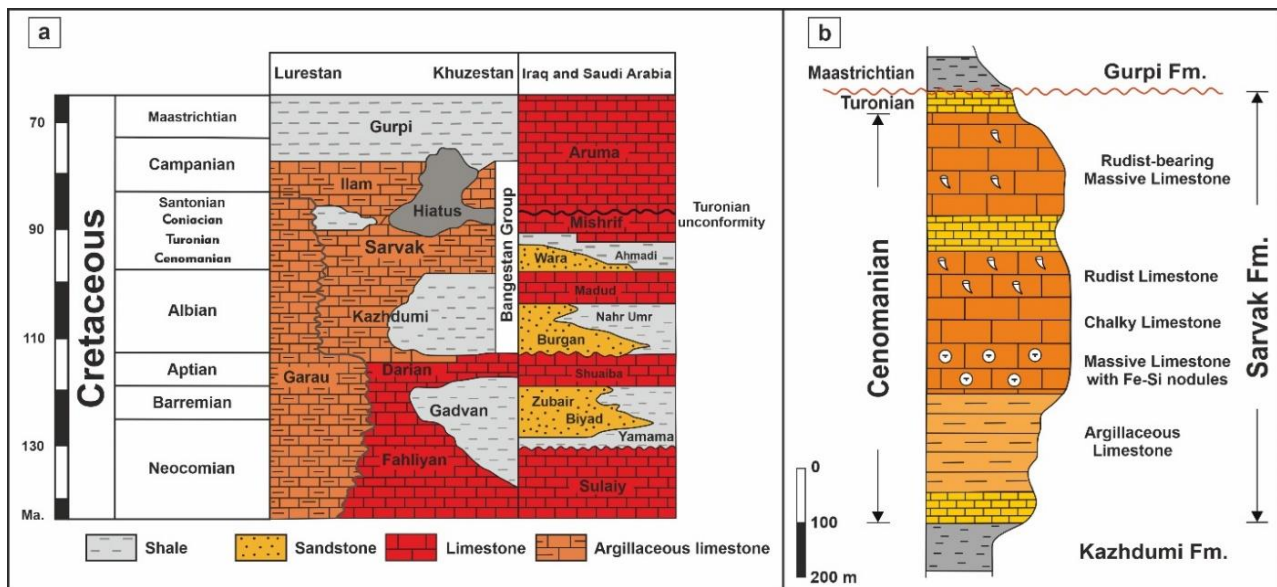
### ۲-۱- زمین‌شناسی عمومی

حوضه‌های رسوبی خاورمیانه به سه بخش اصلی؛ حوضه بزرگ عربی، حوضه زاگرس و حوضه عمان تقسیم می‌شوند (Alsharhan and Nairn, 2003). زاگرس یک حوضه پیش بوم است که در صفحه عربی گسترش پیدا کرده است. در نزدیکی این زون، مناطق دارای گسل و چین‌خوردگی هستند اما این چین‌خوردگی به تدریج به سمت خلیج فارس کاهش پیدا می‌کند (Alsharhan and Nairn, 2003). زاگرس چین‌خورده، کمربند رورانده و حوضه پیش بوم یکی از مهم‌ترین حوضه‌های رورانده برای ذخیره هیدروکربن می‌باشد و فروافتادگی دزفول یکی از مهم‌ترین مراکز نفتی زاگرس است که به دور از زون برخورد و تأثیر گرفته از رسوبات می‌باشد



شکل ۱- موقعیت تقریبی میدان مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول (Sepehr and Cosgrove, 2004).

Fig. 1. Approximate location of the studied oilfield in Dezful Embayment (Sepehr and Cosgrove, 2004).



شکل ۲- (a) گسترش چینهای گروه بنگستان در ایران و معادل‌های آن در کشورهای عراق و عربستان (Bordenave, 2002) و (b) ستون چین‌نگاری سازند سروک در برش نمونه (James and Wynd, 1965).

Fig. 2. (a) Stratigraphic distribution of Bangestan Group in Iran and its equal in Iraq and Saudi Arabia (Bordenave, 2002) and (b) The Sarvak Formation stratigraphic column in type section (James and Wynd, 1965).

### ۳- روش کار

است. Ebanks (۱۹۸۷) مفهومی را به این تعریف اضافه نمود، به این معنی که واحدهای جریانی باید در مقیاس ناحیه‌ای قابل ردیابی باشند. به گفته Abbaszadeh و همکاران (۱۹۹۶) واحدهای جریانی به صورت جانبی و عمودی قابل پیش‌بینی و پیوسته هستند و از نظر Gunter و همکاران (۱۹۹۷) یک واحد جریانی دارای ویژگی‌های مخزنی مشابه‌ای است. تاکنون بررسی گونه‌های سنگی بر اساس مفهوم واحدهای جریانی توسط پژوهشگران بسیاری انجام شده است که از مزایای این روش به توانایی آن در جدایش زون‌های مخزنی از غیر مخزنی اشاره شده است (Soleimani Monfared et al., 2016; Teymori et al., 2020; Khalid et al., 2020; Azadivash et al., 2021; Kiani et al., 2021). در این مطالعه به منظور ایجاد ارتباط میان شاخص کیفیت مخزنی (رابطه ۱)، تخلخل نرمال ( $\Phi_z$ ) (رابطه ۲) و شاخص زون جریان (رابطه ۳) از روابط ارائه شده توسط آمافول و همکاران (۱۹۹۳) استفاده شده است و واحدهای جریانی در فواصل دارای مغزه و فاقد مغزه به عنوان گونه‌سنگی تعریف شدند.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\Phi}} \quad (\text{رابطه ۱})$$

$$\Phi_z = \frac{\Phi}{1-\Phi} \quad (\text{رابطه ۲})$$

$$FZI = \frac{RQI}{\Phi_z} \quad (\text{رابطه ۳})$$

$$\text{Log RQI} = \text{Log FZI} + \text{Log } \Phi_z \quad (\text{رابطه ۴})$$

در این روابط K نشان‌دهنده تراوایی بر حسب میلی‌داری،  $\Phi$  تخلخل، FZI شاخص زون جریان، RQI شاخص کیفیت مخزنی و  $\Phi_z$  تخلخل نرمال می‌باشد.

در این مطالعه برای ارزیابی و تفکیک زون‌های مخزنی و غیرمخزنی سازند سروک در یکی از میدان‌های نفتی واقع در فروافتادگی دزفول، از داده‌های نگارهای چاه‌پیمایی همچون نگار پرتو گاما (GR)، نگار جذب فتوالکتریک سازند (PEF)، نگار چگالی (RHOB)، نگار صوتی (DT)، نگار نوترون (NPHI)، لاگ‌های مقاومت (ILD و ILM) و نتایج حاصل از آنالیز مغزه (شامل ۱۴۸۷ داده تخلخل، تراوایی و ۲۹ داده فشار موئینه) استفاده گردید که توسط نرم‌افزار ژئولاگ ۷ بررسی شدند (جدول ۱). از آنجا که هدف این پژوهش بررسی کیفیت مخزنی سازند سروک می‌باشد بنابراین پس از بررسی و انجام تصحیحات محیطی، مدل پتروفیزیکی سازند سروک به روش احتمالی به دست آمد. در این مطالعه برای تعیین واحدهای جریانی از شاخص زون جریان، برای تخمین رخساره‌های الکتریکی از روش آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و از روش خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی برای بررسی گونه‌های سنگی نیز استفاده شده است.

### ۳-۱- واحدهای جریانی هیدرولیکی

در این بخش از مطالعه برای تعیین واحدهای جریانی از روش واحدهای هیدرولیکی جریان با استفاده از شاخص زون جریان (FZI)، شاخص کیفیت مخزنی (RQI) و داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه و نگارهای چاه‌پیمایی بهره گرفته شده است. مفهوم واحدهای جریانی در صنعت نفت در چاه یا چاه‌هایی که از آنها مغزه در دسترس نمی‌باشد بسیار کاربرد دارد. برای واحدهای جریانی تعاریف مختلفی وجود دارد. به عنوان مثال Bear (۱۹۷۲) واحدهای جریانی را حجمی از سنگ مخزن توصیف کرد که دارای ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی یکسانی

جدول ۱- داده‌های موجود سازند سروک در چاه مورد مطالعه

Table 1. Existing data for the studied well in the Sarvak Formation.

Data type	Data No.	Data spacing
Well logs (GR, PEF, RHOB, DT, NPHI, LLD & ILM)	2769 (in each log)	Unknown
RCAL Data	Porosity and permeability (H): 515 Porosity and permeability (V): 457 Capillary pressure: 29	15.24

رخساره‌الکتریکی (Electrofacies) نام دارند. این اصطلاح اولین بار توسط Serra and Abbott (۱۹۸۰) معرفی گردید

### ۳-۲- آنالیز خوشه‌ای گرافیکی

سنگ‌هایی که از نظر خصوصیات نگار یکسان هستند

Kadkhodaie Iikhchi, 2006). از خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی برای دسته‌بندی داده‌ها و جای دادن آنها در دسته‌های مختلف برای نمونه تعیین لیتولوژی و واحدهای جریانی استفاده می‌شود (Kadkhodaie Iikhchi, 2004). از دیگر مزیت این روش می‌توان به کارایی بسیار خوب، کم‌هزینه بودن و قابلیت ترکیب داده‌های کمی و کیفی برای پیش‌بینی گونه‌های سنگی برمبنای نگارهای چاه‌پیمایی اشاره نمود (Ahmadi, 2005). در این بخش نیز از روش خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی (Fuzzy C-Mean Clustering)، داده‌های تداخل و تراوایی حاصل از نگار چاه‌پیمایی و نرم‌افزار متلب برای خوشه‌بندی گونه‌های سنگی استفاده شده است. برای این هدف، رابطه ۵ در نرم‌افزار متلب تعریف گردید:

$$[idx, Cn] = fcm(X, n); \quad (\text{رابطه ۵})$$

در این رابطه،  $i$  مرکز خوشه نهایی،  $dx$  ماتریس تابع عضویت،  $Cn$  تکرار تابع هدف،  $fcm$  الگوریتم خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی،  $X$  تداخل و تراوایی و  $n$  شماره خوشه می‌باشد (Kadkhodaie Iikhchi, 2006). در ادامه، مقادیر به دست آمده از رابطه ۵ به نرم‌افزار ژئولاگ وارد شد و در نهایت گونه‌های سنگی حاصل از هر سه روش واحدهای جریانی، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی با یکدیگر مقایسه و با زون‌بندی، زون‌های تولیدی سازند سروک در چاه مورد مطالعه مشخص گردیدند. در پایان به منظور بررسی صحت کیفیت مخزنی سازند سروک با استفاده از هر یک از روش‌های استفاده شده در این مطالعه از داده‌های فشار مؤئینه ۲۹ نمونه استفاده شده است.

#### ۴- نتایج به دست آمده

مطالعه لاگ‌های معمول در کنار بررسی نمودارهای متقاطع (RHOB-NPHI)، بیان‌گر ترکیب سنگ‌شناسی غالب سنگ آهک در سازند سروک در چاه مورد مطالعه است (شکل ۴). در این مطالعه با استفاده از روابط ۴-۱ نتایج حاصل از واحدهای جریانی هیدرولیکی به دست آمد که نشان‌دهنده چهار واحد جریانی (جدول ۲) از نگارهای چاه‌پیمایی و چهار واحد جریانی از پلاگ‌های افقی و قائم مغزه (شکل‌های ۵ و ۶) در سازند سروک است. در بعضی از گونه‌های سنگی، ارتباط خوبی میان تداخل و تراوایی وجود دارد. به این صورت که، کیفیت مخزنی حاصل از روش واحدهای جریانی از گونه‌های با شماره کم به سمت گونه‌های با شماره بالا افزایش می‌یابد. برای مثال پتانسیل

که آن را به عنوان نماینده‌ای برای رخساره‌های سنگی در نظر گرفتند. از مزایای رخساره‌های الکتریکی می‌توان به توصیف آنها بر اساس پاسخ نگارها بدون استفاده از مغزه و خرده‌های حفاری اشاره نمود (Davis, 2018) که به سبب کنترل انسانی بر روی مراحل خوشه‌بندی و ارائه تعداد خوشه‌های بهینه نسبت به روش‌های دیگر، بیشتر مورد توجه واقع شده است (Azadivash et al., 2021). رخساره‌های الکتریکی می‌توانند جایگزینی برای رخساره‌های سنگی در چاه‌های فاقد مغزه باشند (Zahmatkesh et al., 2016; Davis, 2018). در این مطالعه، برای فرآیند خوشه‌بندی در نرم‌افزار ژئولاگ از روش آنالیز خوشه‌ای گرافیکی (MRGC) استفاده شد و نگارهای DT، NPHI، RHOB و PHI، که نگارهای مرتبط با سنگ‌شناسی مخزن هستند به عنوان داده‌های ورودی، به مدل وارد شدند که نحوه پراکندگی آنها در شکل ۳ نشان داده شده است. در این روش، فاصله بین هر جفت داده محاسبه و سپس جفت‌هایی با کمترین فاصله، گروه‌بندی و در یک خوشه قرار گرفته شدند و رخساره‌های الکتریکی به عنوان گونه‌های سنگی برای تعریف کیفیت مخزنی سازند سروک در چاه مورد مطالعه مشخص شدند. در نهایت ویژگی هر یک از آنها بررسی شد. هر رخساره الکتریکی از نظر خصوصیات مخزنی با رخساره‌های دیگر متفاوت بوده و این تفاوت به علت نوع خوشه‌بندی انجام شده و وجود تنوع در داده‌های مورد استفاده است (Kadkhodaie Iikhchi, 2006).

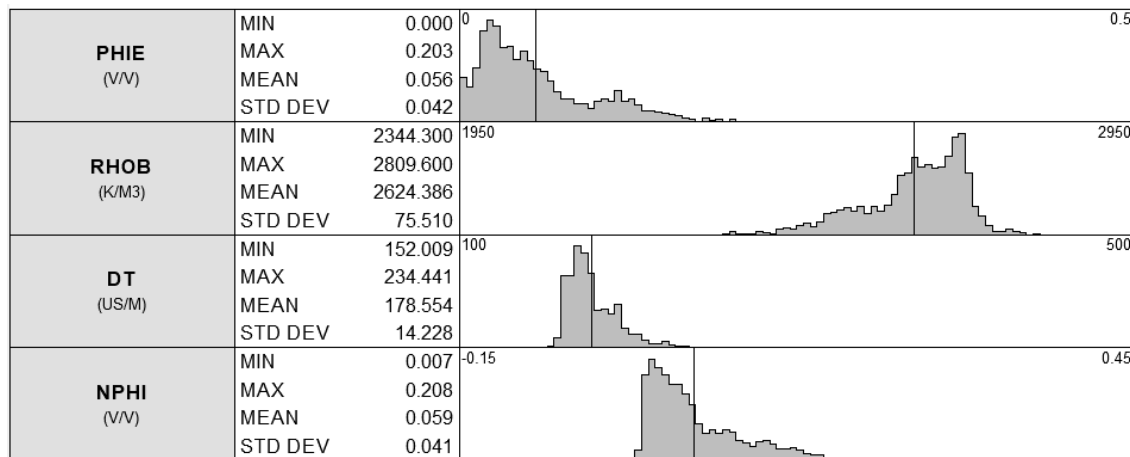
#### ۳-۳- خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی

تشخیص گونه‌های سنگی از موارد مهم در بررسی ویژگی‌های مخزن است و از آنجا که برای تمامی چاه‌های یک میدان، مغزه در دسترس نمی‌باشد و مغزه‌گیری تنها در بعضی از چاه‌ها انجام می‌گیرد، بنابراین استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی کم هزینه‌تر از تهیه مغزه و راه حل مناسب‌تری برای تعیین گونه‌های سنگی می‌باشد. خوشه‌بندی داده‌ها یکی از مهم‌ترین و ابتدایی‌ترین کارها برای دسته‌بندی می‌باشد. بنابراین هدف از خوشه‌بندی، گروه‌بندی داده‌های بزرگ و نمایش ساده و آسان آنها و همچنین صرفه‌جویی در زمان می‌باشد. خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی اولین بار توسط Bezdek (۱۹۸۱) برای بهبود در کارایی روش‌های دسته‌بندی معرفی گردید. در روش خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی نوع رخساره اهمیت ندارد و هر گونه سنگی نماینده یک رخساره بر اساس مقادیر تداخل و تراوایی خواهد بود



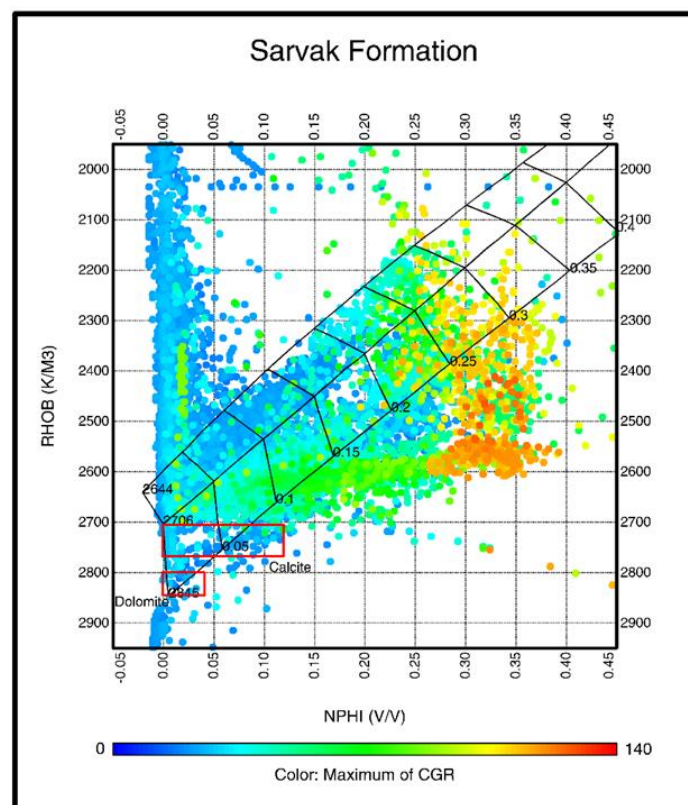
گونه سنگی چهار خیلی خوب و گونه سنگی سه خوب بوده اما گونه‌های سنگی دو و یک فاقد پتانسیل مخزنی هستند (شکل ۷).

مخزنی حاصل از نگارهای چاه‌پیمایی برای گونه‌های سنگی چهار خیلی خوب، گونه سنگی سه خوب و برای گونه‌های سنگی دو و یک به ترتیب متوسط و ضعیف می‌باشد (شکل ۷). همچنین، کیفیت مخزنی برای پلاگ‌های افقی و قائم مغزه برای



شکل ۳- پراکندگی نگارهای ورودی به مدل در چاه مورد مطالعه از سازند سروک.

Fig. 3. Dispersion of input logs to the model in studied well in the Sarvak Formation.

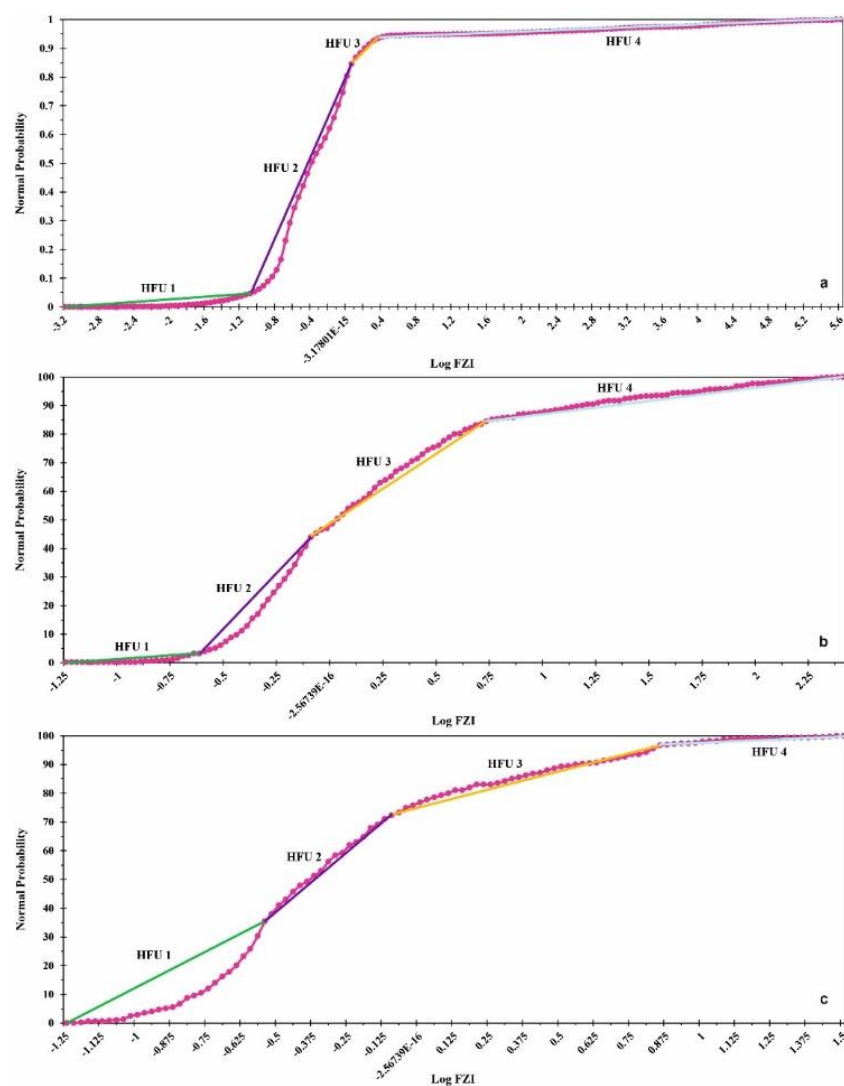


شکل ۴- نمودار متقاطع نوترون-چگالی برای تعیین سنگ‌شناسی سازند سروک. براساس نتایج به‌دست آمده، سنگ‌شناسی غالب سازند سروک در چاه مورد مطالعه، سنگ آهک می‌باشد.

Fig. 4. Cross plot of RHOB-NPHI in the Sarvak Formation. The dominant lithology in the Sarvak Formation in studied well is limestone.

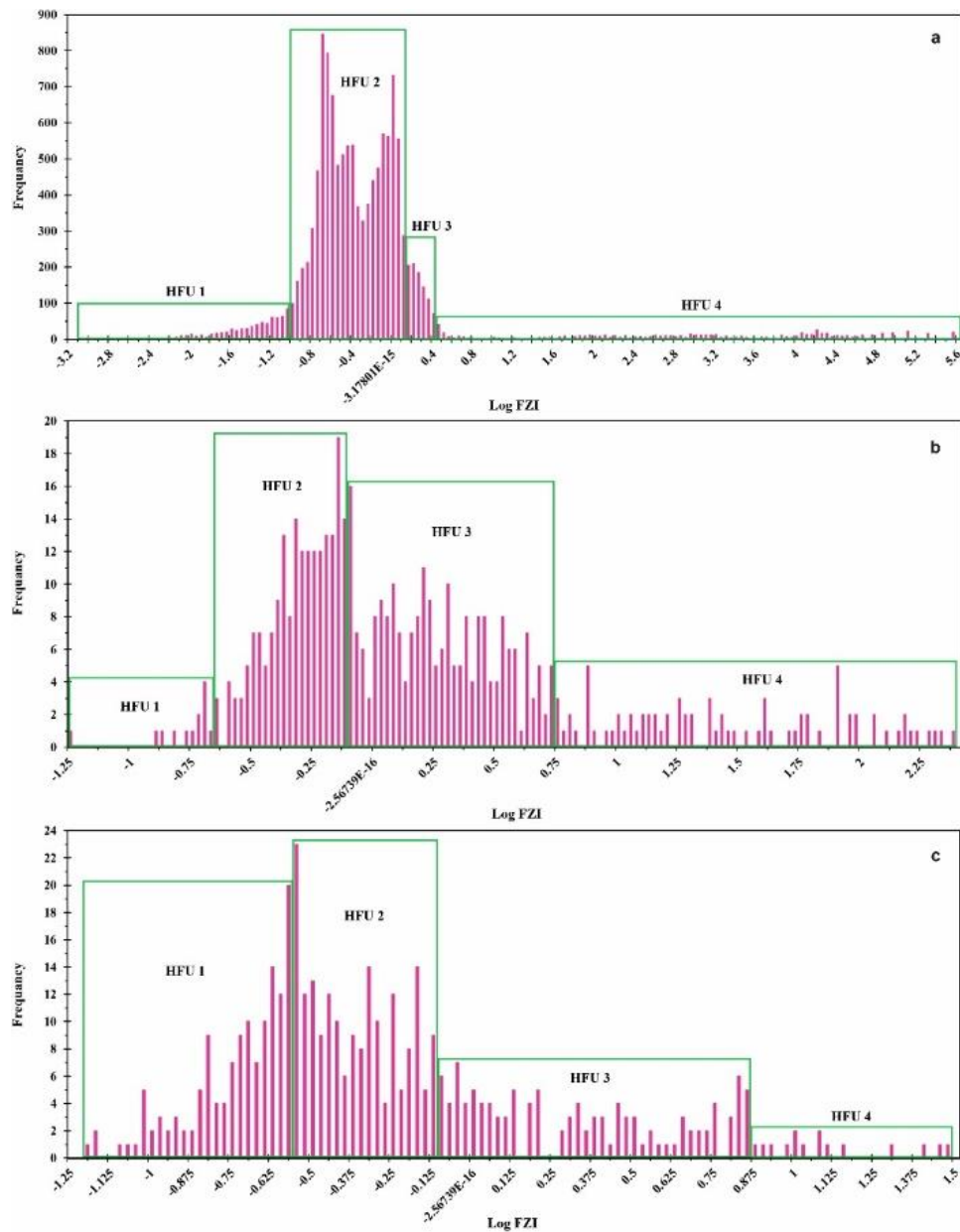
جدول ۲- واحدهای جریانیه به دست آمده در سازند سروک  
Table 2. Flow unit identification in the Sarvak Formation

HFUs	
$\text{Log FZI} > -3.2$ HFU1: $-3.2 < \text{Log FZI} \leq -1.05$ HFU2: $-1.05 < \text{Log FZI} \leq 0.09$ HFU3: $0.09 < \text{Log FZI} \leq 0.4$ HFU4: $0.4 < \text{Log FZI} \leq 5.62$	
HFUs (Horizontal plugs)	HFUs (Vertical plugs)
$\text{Log FZI} > -1.25$ HFU1: $-1.25 < \text{Log FZI} \leq -0.62$ HFU2: $-0.62 < \text{Log FZI} \leq -0.1$ HFU3: $-0.1 < \text{Log FZI} \leq 0.74$ HFU4: $0.74 < \text{Log FZI} \leq 2.4$	$\text{Log FZI} > -1.25$ HFU2: $-1.25 < \text{Log FZI} \leq -0.54$ HFU2: $-0.54 < \text{Log FZI} \leq -0.09$ HFU3: $-0.09 < \text{Log FZI} \leq 0.87$ HFU4: $0.87 < \text{Log FZI} \leq 1.52$



شکل ۵- واحدهای جریانیه حاصل از روش آنالیز احتمال نرمال در سازند سروک. (a) چهار واحد جریانیه به دست آمده از نگارهای چاه پیمایی، (b) چهار واحد جریانیه حاصل از پلاگ‌های افقی مغزه و (c) چهار واحد جریانیه حاصل از پلاگ‌های قائم مغزه.

Fig.5. HFUs resulted from normal probability analysis in the Sarvak Formation. (a) Four HFUs obtained from well logs, (b) Four HFUs obtained from Horizontal core plugs and (c) Four HFUs obtained from Vertical core plugs.



شکل ۶- واحدهای جریان حاصل از روش آنالیز هیستوگرام در سازند سروک. (a) چهار واحد جریانی به دست آمده از نگارهای چاه پیمایی، (b) چهار واحد جریانی حاصل از پلاگ‌های افقی مغزه و (c) چهار واحد جریانی حاصل از پلاگ‌های قائم مغزه.

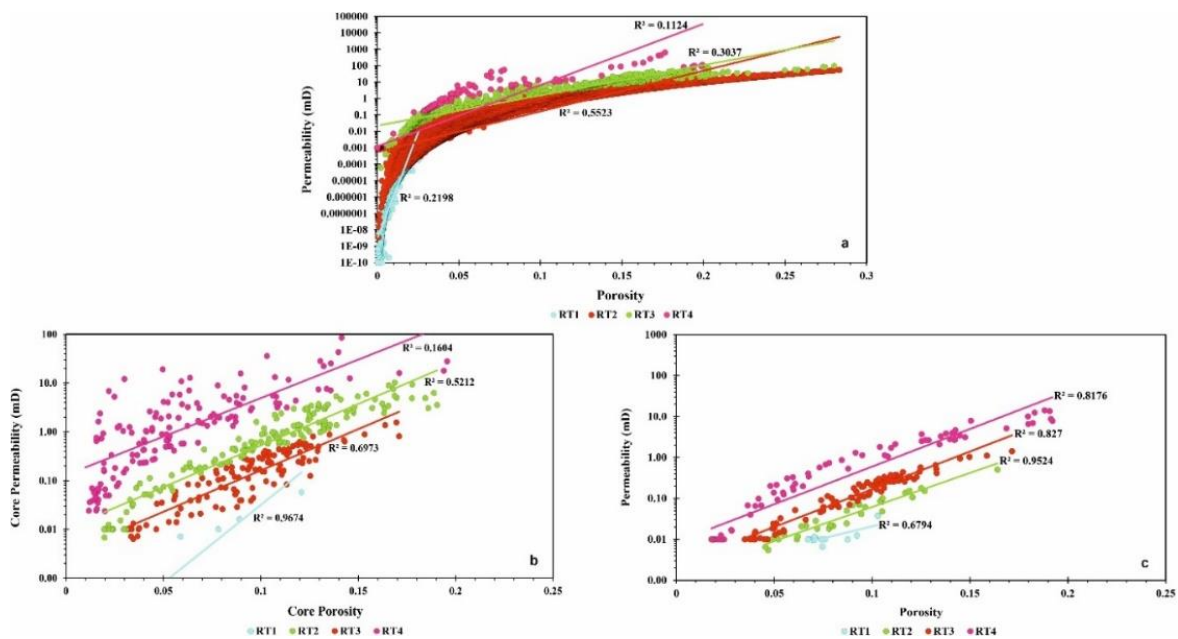
Fig. 6. HFUs resulted from histogram analysis charts in the Sarvak Formation. (a) Four HFUs obtained from well logs, (b) Four HFUs obtained from Horizontal core plugs and (c) Four HFUs obtained from Vertical core plugs.

چاه پیمایی سازند سروک در چاه مورد مطالعه است. رخساره الکتریکی شش در سازند مورد نظر به ترتیب دارای تخلخل مؤثر ۰/۱۴ و تراوایی ۹ میلی‌داری می‌باشد (شکل ۸- a و b). بعد از آن، رخساره الکتریکی شماره پنج به ترتیب با مقادیر تخلخل مؤثر ۰/۹۵ و تراوایی ۱ میلی‌داری پتانسیل مخزنی خوبی در سازند سروک است. رخساره الکتریکی شماره چهار نیز

در این مطالعه بررسی رخساره‌های الکتریکی بر اساس آنالیز خوشه‌بندی بیان‌گر حضور شش رخساره الکتریکی در سازند سروک است که نمودارهای جعبه‌ای آنها به منظور بررسی کیفیت مخزنی بر اساس پارامترهای مهم پتروفیزیکی (تخلخل و تراوایی) در شکل ۸ نشان داده شده است. رخساره الکتریکی شماره شش بهترین رخساره مخزنی حاصل از داده‌های نگارهای

شش با تخلخل مغزه ۰/۴ و تراوایی مغزه ۲ میلی‌داری و رخساره‌الکتریکی شماره پنج با مقدار تخلخل مغزه ۰/۱۱ و تراوایی مغزه ۰/۵ میلی‌داری خاصیت مخزنی هستند. رخساره‌های الکتریکی شماره چهار و سه به ترتیب با تخلخل مغزه ۰/۷ و ۰/۱۱ و تراوایی مغزه ۰/۹۹ و ۰/۴ میلی‌داری در دسته رخساره‌های الکتریکی با کیفیت مخزنی متوسط قرار می‌گیرند اما رخساره‌های الکتریکی شماره یک و دو غیرمخزنی می‌باشند (شکل ۸- c, d, e و f).

با توجه به تخلخل مؤثر ۰/۰۷ و تراوایی ۰/۵ میلی‌داری دارای کیفیت مخزنی قابل قبولی بوده؛ اما رخساره‌های الکتریکی شماره یک، دو و سه به سبب مقادیر ناچیز تخلخل مؤثر و تراوایی دارای کیفیت مخزنی ضعیفی بوده و حضور آنها در بخش‌هایی از مخزن بر کاهش کیفیت آن بخش از مخزن تأثیر گذاشته است (شکل ۸- a و b). تخلخل و تراوایی پلاگ‌های افقی و قائم مغزه از رخساره‌الکتریکی شماره یک به سمت شش افزایش پیدا کرده است؛ به طوری که رخساره‌الکتریکی شماره

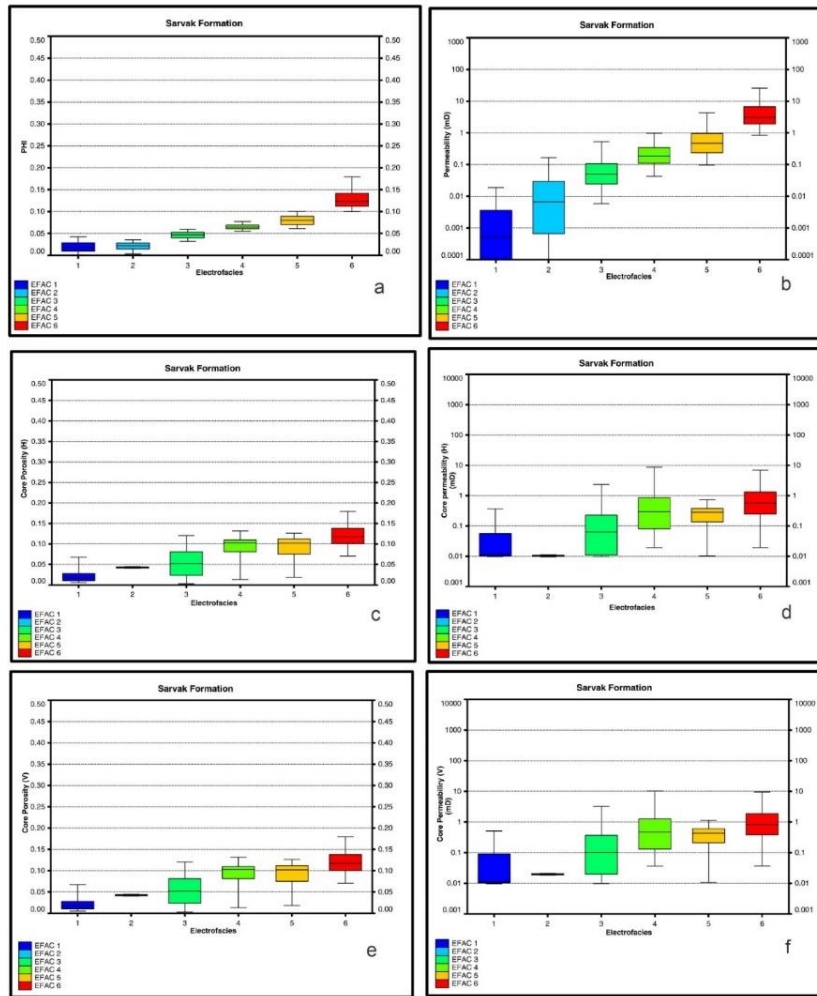


شکل ۷- نمودار تخلخل در مقابل تراوایی برای گونه‌های سنگی به دست آمده حاصل از روش واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی برای سازند سروک. (a) بازه تخلخل و تراوایی برای چهار گونه سنگی حاصل از نگارهای چاه‌پیمایی، (b) بازه تخلخل و تراوایی برای چهار گونه سنگی حاصل از پلاگ‌های افقی مغزه و (c) بازه تخلخل و تراوایی برای چهار گونه سنگی حاصل از پلاگ‌های قائم مغزه.

Fig. 7. Porosity and permeability cross plots for rock types derived by the hydraulic flow unit method in the Sarvak Formation. (a) Porosity and permeability range for four rock types derived from well logs, (b) Porosity and permeability range for four rock types derived from horizontal core plugs and (c) Porosity and permeability range for four rock types derived from vertical core plugs.

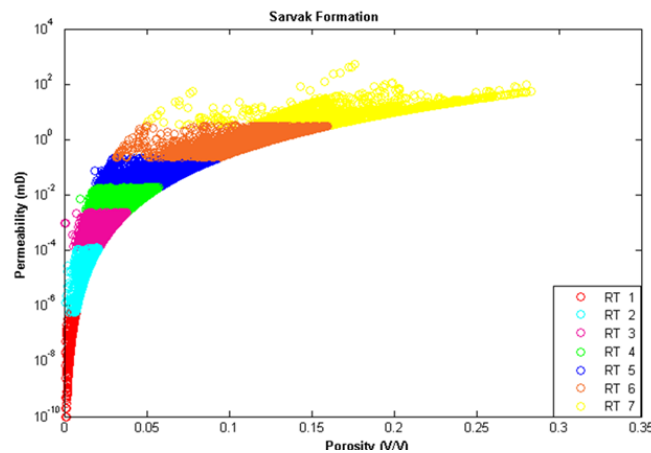
سازند سروک کاهش پیدا می‌کند. به طوری که گونه‌های سنگی چهار تا هفت با توجه به مقادیر مناسبی از تخلخل و تراوایی به عنوان گونه‌های سنگی با پتانسیل مخزنی متوسط تا خیلی خوب و گونه‌های سنگی شماره یک تا سه به سبب مقدار کم تخلخل و تراوایی به عنوان گونه‌های سنگی فاقد پتانسیل مخزنی در سازند سروک معرفی می‌گردند.

در این بخش با مطالعه داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از نگارهای چاه‌پیمایی گونه‌های سنگی سازند سروک با استفاده از روش خوشه‌بندی میان مرکز فازی نشان‌دهنده هفت گونه‌سنگی در این سازند می‌باشد (شکل ۹). گونه‌های سنگی حاصل از خوشه‌بندی میان مرکز فازی، با یکدیگر همپوشانی ندارند و برخلاف گونه‌های سنگی حاصل از نگارهای پتروفیزیکی دارای مرزهای مشخصی می‌باشد و کیفیت مخزنی گونه‌های سنگی از گونه‌سنگی شماره هفت به سمت گونه‌سنگی شماره یک در



شکل ۸- نمودارهای جعبه‌ای رخساره‌های الکتریکی سازند سروک در مقابل (a) تخلخل مؤثر، (b) تراوایی، (c) تخلخل در راستای افقی مغزه، (d) تراوایی در راستای افقی مغزه، (e) تخلخل در راستای قائم مغزه و (f) تراوایی در راستای قائم مغزه.

Fig. 8. Box diagrams of Electrofacies of the Sarvak Formation against (a) Effective porosity, (b) Permeability, (c) Porosity horizontal core plugs, (d) Permeability horizontal core plugs, (e) Porosity vertical core plugs and (f) Permeability vertical core plugs.



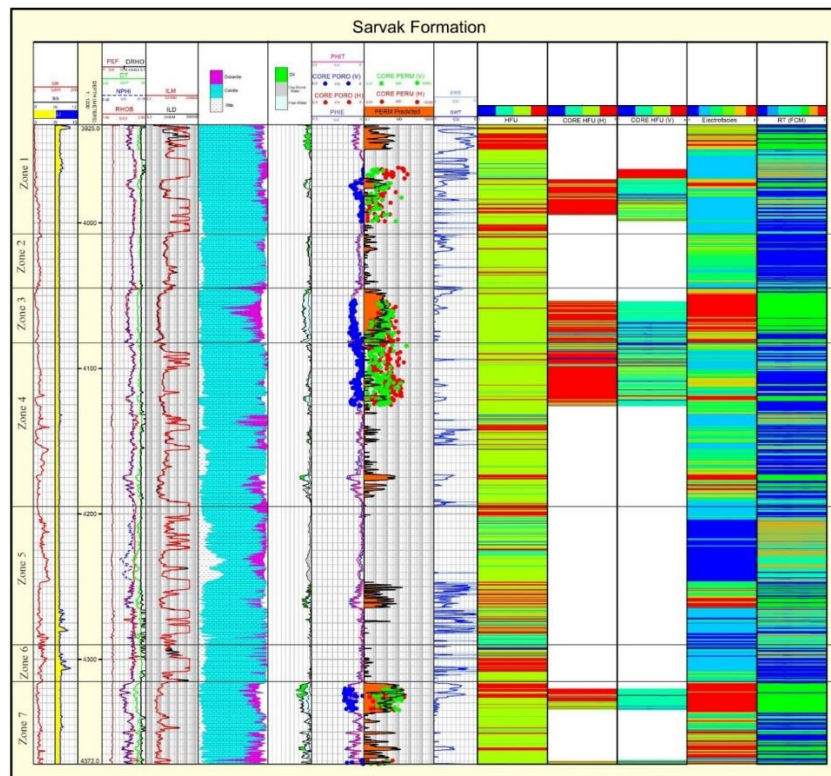
شکل ۹- نمودار تخلخل در مقابل تراوایی برای هفت گونه سنگی به دست آمده حاصل از روش خوشه‌بندی میان مرکز فازی در سازند سروک

Fig. 9. Porosity and permeability cross plots of seven rock types derived by the Fuzzy C-Mean clustering method in the Sarvak Formation

**۵- بحث و بررسی****۵-۱- ارزیابی کیفیت مخزنی سازند سروک**

در این پژوهش از داده‌های یک چاه دارای مغزه برای تعیین کیفیت مخزنی گونه‌های سنگی سازند سروک استفاده شده است و نتایج حاصل از هر یک از روش‌های واحدهای جریان، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی با استفاده از نرم‌افزار ژئولاگ ۷ بررسی و بر اساس تطابق میان داده‌های به دست آمده، ۷ زون برای سازند سروک در چاه مورد مطالعه تعیین شد (شکل ۱۰). بر طبق نتایج به دست آمده در این مطالعه، چهار واحد جریان، شش رخساره الکتریکی و هفت گونه‌سنگی حاصل از روش FCM تشخیص داده شد، Taghavi و همکاران (۲۰۰۷) هشت واحد جریان از آنالیز رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی برای سازند سروک در میدان دهلران در فروافتادگی دزفول در نظر گرفتند. Assadi و همکاران (۲۰۱۷) سه واحد جریان حاصل از روش شاخص جریان و هفت واحد جریان با استفاده از روش لورنز برای سازند سروک در یکی از میداین جنوب غرب ایران تخمین زدند. Azadivash و همکاران (۲۰۲۱) نیز چهار واحد جریان و پنج رخساره الکتریکی را برای سازند سروک در یکی از میداین دشت آبادان به دست آوردند. Kiani و همکاران (۲۰۲۱) به ترتیب پنج و هفت واحد جریان توسط روش‌های شاخص زون جریان و لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌شناسی برای سازند سروک در یکی از میدان‌های نفتی دشت آبادان تخمین زدند. زون ۱ سازند سروک در اعماق ۳۹۲۶ تا ۴۰۰۷ متری گونه‌های سنگی یک تا شش حاصل از هر سه روش مورد بحث را در بر می‌گیرد. توزیع واحدهای جریان سه و چهار (رنگ‌های زرد و قرمز) و انطباق آنها با EF6 و EF5 (رنگ‌های نارنجی و قرمز) و گونه سنگی شش حاصل از روش FCM (رنگ نارنجی) نشان دهنده کیفیت مخزنی خوب در بخش بالایی زون ۱ در اعماق ۳۹۲۶ تا ۳۹۵۰ متری می‌باشد. اما وجود EF2 (رنگ آبی) و گونه سنگی یک (رنگ آبی) حاصل از روش FCM در بخش پایینی این زون در اعماق ۳۹۵۰ تا ۴۰۰۷ متری بیانگر کاهش کیفیت مخزنی در این بخش از زون ۱ است. Taghavi و همکاران (۲۰۰۷) کیفیت مخزنی خوبی را برای واحدهای جریان سه و شش، کیفیت مخزنی متوسط را برای واحدهای جریان یک و چهار و واحدهای جریان دو، پنج، هفت و هشت را فاقد پتانسیل مخزنی دانستند. Azadivash و همکاران (۲۰۲۱) نیز کیفیت مخزنی

بسیار خوب و خوبی را برای واحدهای جریان چهار و سه و کیفیت مخزنی نسبتاً خوب و ضعیفی را برای واحدهای جریان دو و یک در سازند سروک نظر گرفتند. زون ۲ سازند سروک اعماق ۴۰۰۹ متری تا ۴۰۴۷ متری را در برمی‌گیرد، در این اعماق مقادیر تخلخل و تراوایی در این فواصل و حضور EF3 و EF2 (رنگ آبی و سبز) و انطباق آنها با گونه سنگی یک حاصل از روش FCM حاکی از کاهش کیفیت مخزنی سازند سروک در این بخش است. فراوانی گونه سنگی شماره شش حاصل از روش‌های MRGC و FCM و تطابق آن با واحد جریان شماره سه و همچنین مقادیر بالای تخلخل و تراوایی در زون ۳ سازند سروک نشان دهنده افزایش کیفیت مخزنی برای فواصل ۴۰۴۷ تا ۴۰۸۲ متری در این بخش از سازند می‌باشد که حضور آنها نقش مهمی در شناسایی زون مخزنی سازند سروک در این مطالعه دارد. با توجه به گونه‌های سنگی پلاگ‌های افقی و قائم مغزه در فواصل ذکر شده کیفیت مخزنی این بخش نیز نسبتاً خوب می‌باشد، در نتیجه زون ۳ را می‌توان به عنوان یک زون با پتانسیل مخزنی بالا در سازند سروک در نظر گرفت. زون ۴ فواصل ۴۰۸۲ تا ۴۱۹۶ متری سازند سروک در چاه مورد مطالعه را در برمی‌گیرد؛ بخش بالایی این زون به علت تمرکز EF2 و گونه سنگی دو حاصل از روش FCM حاکی از کیفیت مخزنی ضعیف برای این بخش از زون ۴ می‌باشد. تطابق EF6، HFU3 و گونه سنگی شش حاصل از روش FCM در بخش پایینی زون ۴ نشان دهنده کیفیت مخزنی بهتری نسبت به بخش بالایی این زون است. کیفیت مخزنی زون ۵ در فواصل ۴۱۹۶ تا ۴۲۵۸ متری با توجه به خصوصیات پتروفیزیکی و تطابق EF1 و EF2 با HFU2 و گونه‌های سنگی شماره یک و سه حاصل از روش FCM در بخش بالایی این زون ضعیف در نظر گرفته شده است اما بخش پایینی آن با توجه به افزایش اندک مقادیر تخلخل و تراوایی و فراوانی EF6، HFU4 و گونه سنگی شش حاصل از روش FCM خوب می‌باشد. به علت تمرکز EF1، EF2 و گونه‌های سنگی یک و دو حاصل از روش FCM و همچنین مقادیر تخلخل و تراوایی بسیار پایین، کیفیت مخزنی زون ۶ سازند سروک در فواصل ۴۲۵۸ تا ۴۳۱۶ متری کاهش یافته است، بنابراین زون ۶ یک زون غیرمخزنی و ناتروا در میان زون‌های بحث شده می‌باشد. با بررسی زون ۷ سازند مورد مطالعه در اعماق ۴۳۱۶ تا ۴۳۷۲ متری به سبب مقادیر قابل توجه تخلخل، تراوایی و حضور HFU4، EF6 و گونه



شکل ۱۰- مدل سنگ شناسی همراه با پارامترهای پتروفیزیکی. ستون اول شامل نگار پرتو گاما، قطر مته حفاری و نگار قطر سنج، ستون دوم عمق، ستون سوم شامل نگار جذب فتوالکتریک سازند، نگار تصحیح چگالی، نگار صوتی، نگار چگالی و نگار تخلخل نوترون می باشد. ستون چهارم و پنجم به ترتیب نشان دهنده مقاومت و سنگ شناسی سازند سروک است. ستون ششم نیز شامل سیالات و ستون هفتم شامل تخلخل کل، تخلخل مؤثر و تخلخل مغزه می باشد. ستون هشتم شامل تراوایی تخمین زده شده و تراوایی مغزه است. ستون نهم اشباع آب و ستون های ده تا چهارده به ترتیب گونه های سنگی حاصل از روش های واحدهای جریان، گونه های سنگی حاصل از واحدهای جریانی برای پلاگ های افقی و قائم مغزه، آنالیز خوشه ای گرافیکی، و خوشه بندی میان مرکز فازی را در سازند سروک نشان می دهد.

Fig. 10. Lithological model with petrophysical parameters. First column includes GR, BS, CALI, second column shows depth, third column includes PEF, DRHO, DT, RHOB and NPHI logs. Fourth and fifth columns respectively are resistivity and lithology in Sarvak Formation. Sixth column includes fluids and seventh column includes total porosity, effective porosity and core porosity. Eighth column includes permeability predicted and core permeability. Ninth column is water saturation and columns ten to fourteen respectively are rock types derived from HFUs method and rock types derived from HFUs for horizontal and vertical core plugs, MRGC and FCM methods in Sarvak Formation

زون های ۲ و ۷ دارای پتانسیل مخزنی خوبی می باشند. وجه تمایز مطالعه صورت گرفته با مطالعات دیگر استفاده از روش خوشه بندی میان مرکز فازی در کنار روش های واحدهای جریانی، آنالیز خوشه ای گرافیکی و داده های فشار موئینه برای پیش بینی گونه های سنگی و ارزیابی کیفیت مخزنی است که کمک شایانی به شناسایی زون های مخزنی از غیرمخزنی در فواصل فاقد مغزه می کند.

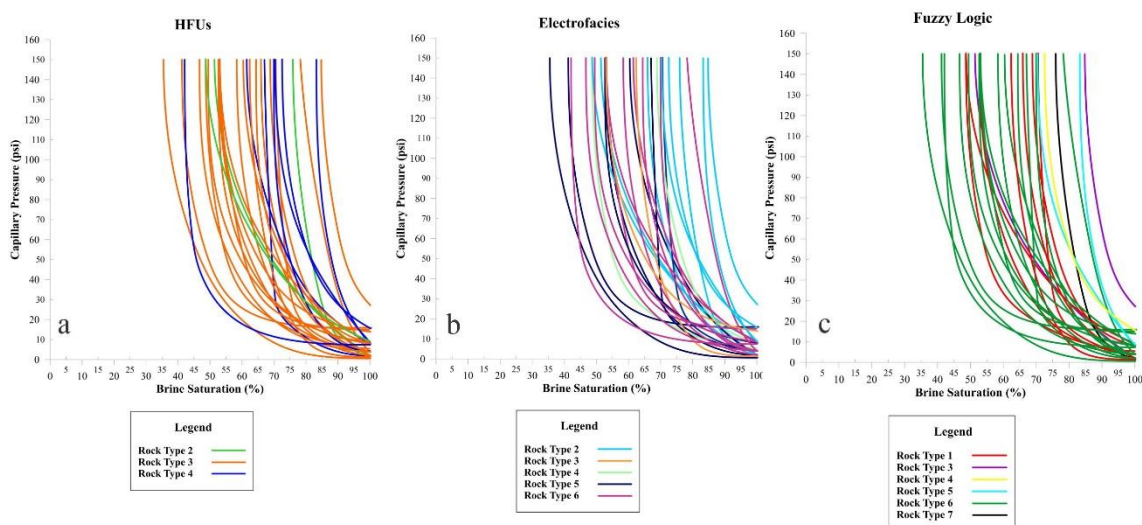
#### ۵-۲- بررسی نمودارهای فشار موئینه

فشار موئینه، فشاری است که سبب حرکت سیالات درون خلل و فرج می شود (Tiab and Donaldson, 2004) و به شعاع منافذ گلوگاه مرتبط است و اندازه گیری آن برای تشخیص

سنگی مطلوب شماره شش حاصل از روش FCM، می توان بیان داشت که این زون دارای پتانسیل مخزنی بالایی می باشد. کیفیت مخزنی در بخش میانی این زون به سبب تمرکز EF4، HFU3 و گونه سنگی چهار حاصل از روش FCM را می توان متوسط در نظر گرفت. زون ۷ سازند سروک بعد از زون ۳، دارای بهترین کیفیت مخزنی در میدان مورد مطالعه می باشد (شکل ۱۰). Soleimani Monfared و همکاران (۲۰۱۶) سازند سروک را در یکی از میداین جنوب غرب ایران به ۹ زون تقسیم نمودند و زون ۲ را به عنوان یک زون با پتانسیل مخزنی بالا معرفی کردند. Kiani و همکاران (۲۰۲۱) ۷ زون برای سازند سروک را در یکی از میداین دشت آبادان در نظر گرفتند که

این حاکی از حضور منافذ درشت و کیفیت بالای سنگ مخزن می‌باشد. کیفیت مخزنی برای رخساره‌های الکتریکی شش، پنج و چهار خوب می‌باشد که این نیز نشان از همخوانی نتایج نمودارهای فشار موئینه با روش ذکر شده دارد (شکل ۱۱- b). با توجه به شکل ۱۱- b مقادیر فشار موئینه در مقابل اشباع از EF2، EF3، EF4 و EF5 به سمت EF2 افزایش پیدا کرده است که نشان‌دهنده تمرکز منافذ ریز و کیفیت مخزنی پایین برای EF2 و EF3 می‌باشد. در نهایت، نمودارهای فشار موئینه به سبب کاهش مقدار فشار موئینه در مقابل اشباع کیفیت مخزنی خوبی را برای گونه‌های سنگی شماره هفت و شش حاصل از روش خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی نشان می‌دهند که تطابق بسیار خوبی را با نتایجی که قبلاً از این روش به دست آمده بود، دارد. به طور کلی هرچه شکل یک نمودار فشار موئینه مشابه حرف L انگلیسی باشد کیفیت مخزنی آن بهتر است (Kadkhodaie, 2019).

کیفیت مخزنی مفید می‌باشد (Ahr, 2008). نمودارهای فشار موئینه اطلاعات مفیدی را در رابطه با کیفیت مخزنی فراهم می‌کند (Hosseinzadeh et al., 2019) بنابراین بررسی صحت کیفیت مخزنی سازند سروک با استفاده از نمودارهای فشار موئینه در مقابل اشباع آب در این مطالعه نشان دهنده کیفیت مخزنی ضعیف تا خیلی خوب برای بعضی از گونه‌های سنگی حاصل از روش‌های واحدهای جریانی، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی است (شکل ۱۱). در این بخش هر گونه سنگی با یک نمودار فشار موئینه معین تعریف می‌شود. نمودار فشار موئینه کیفیت مخزنی خوبی را برای گونه‌های سنگی چهار و سه حاصل از روش واحدهای جریانی در سازند سروک نشان می‌دهد که نتیجه آن با نتایجی که پیش‌تر به دست آمده است، یکسان می‌باشد. همانطور که در شکل ۱۱- a مشخص است، فشار موئینه در مقابل اشباع از HFU2 به سمت HFU3 و HFU4 کاهش پیدا کرده است که



شکل ۱۱- نمودارهای فشار موئینه مربوط به بعضی از گونه‌های سنگی سازند سروک حاصل از روش‌های (a) واحدهای جریانی، (b) آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و (c) خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی.

Fig. 11. Pc curves corresponding to some rock types in the Sarvak Formation from (a) HFUs, (b) MRGC, and (c) FCM clustering methods.

زون جریان، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و خوشه‌بندی میان‌مرکز فازی استفاده شده است. این مطالعه بیان‌گر حضور چهار واحد جریانی برای سازند سروک در چاه مورد مطالعه واقع در فروافتادگی دزفول است که گونه‌های سنگی شماره چهار و سه در عمق‌های ۳۹۲۶ تا ۴۱۲۵، ۴۱۳۰ تا ۴۱۸۰، ۴۱۹۰ تا ۴۲۰۰ و ۴۲۳۰ تا ۴۳۷۲ متری به سبب دارا بودن مقادیر بالای تخلخل و تراوایی کیفیت مخزنی خوبی را دارا می‌باشند درحالی‌که وجود گونه‌های سنگی دو و یک در اعماق دیگر نشان دهنده کیفیت

## ۶- نتیجه‌گیری

درک ویژگی‌های مخزن از مهمترین اهداف گسترش یک میدان است بنابراین تعیین گونه‌های سنگی با روش‌های مختلف به بررسی بهتر کیفیت مخزنی، ارزیابی و زون‌بندی مخزن در یک میدان کمک می‌کند. در این پژوهش برای تعیین گونه‌های سنگی سازند سروک در فروافتادگی دزفول از داده‌های آنالیز مغزه، نگارهای چاه‌پیمایی، شاخص کیفیت مخزنی و شاخص



روش‌های واحدهای جریان، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و خوشه‌بندی میان مرکز فازی، ۷ زون برای سازند سروک در نظر گرفته شد و زون‌های مخزنی و از غیر مخزنی مشخص گردیدند. زون ۳ در عمق ۴۰۴۷ تا ۴۰۸۲ متری و زون ۷ در عمق ۴۳۱۶ تا ۴۳۷۲ متری به سبب مقادیر بالای تخلخل و تراوایی و حضور گونه‌های سنگی مطلوب شش، پنج و چهار در این اعماق به عنوان بهترین زون مخزنی با پتانسیل هیدروکربنی در نظر گرفته شدند. داده‌های فشار موئینه نیز تأییدی بر پتانسیل خوب مخزنی برای گونه‌های سنگی چهار و سه حاصل از روش واحدهای جریان، گونه‌های سنگی شش و پنج حاصل از روش آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و گونه‌های سنگی هفت و شش حاصل از روش خوشه‌بندی میان مرکز فازی می‌باشد. بنابراین استفاده از روش‌های واحدهای جریان، آنالیز خوشه‌ای گرافیکی و خوشه‌بندی میان مرکز فازی برای تعیین گونه‌های سنگی روشی توانا در بررسی کیفیت مخزنی در چاه‌های فاقد مغزه است. در نهایت برای تشخیص شکستگی‌ها و انطباق آنها با رخساره‌های الکتریکی و تأثیر شکستگی‌ها بر سازند سروک می‌توان از نگارهای تصویرگر سازند استفاده نمود.

#### تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله از نظرات علمی داوران محترم که در بهبود کیفیت مقاله نقش داشته‌اند، تشکر می‌نمایند.

مخزنی متوسط و ضعیفی هستند. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که تعداد خوشه‌های به‌دست آمده از روش آنالیز خوشه‌ای گرافیکی برای سازند سروک در چاه مورد مطالعه، شامل شش خوشه است که رخساره‌های الکتریکی شماره شش، پنج و چهار در فواصل ۳۹۲۶ تا ۳۹۷۰، ۳۹۷۵ تا ۴۰۰۶، ۴۰۳۰ تا ۴۰۴۵، ۴۰۸۶ تا ۴۱۰۳، ۴۱۱۵ تا ۴۱۲۰، ۴۱۳۲ تا ۴۱۵۶ تا ۴۱۹۰، ۴۲۵۲ تا ۴۲۶۵ و ۴۳۱۶ تا ۴۳۷۲ متری نشان دهنده پتانسیل مخزنی خوب می‌باشد و فراوانی آنها در بخش‌هایی از سازند سروک حاکی از یک زون مخزنی در این سازند است. رخساره‌های الکتریکی شماره سه، دو و یک حاصل از این روش به سبب مقادیر کم تخلخل و تراوایی شاخص کیفیت مخزنی ضعیفی می‌باشند. در این مطالعه، نتایج پیش‌بینی گونه‌های سنگی با استفاده از روش خوشه‌بندی میان مرکز فازی موفق عمل کرده است به این صورت که با کمک داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از نگارهای چاه‌پیمایی، هفت گونه‌سنگی برای سازند سروک در میدان نفتی مورد مطالعه تخمین زده شد. گونه‌های سنگی هفت، شش، پنج و چهار حاصل از این روش بیان‌گر کیفیت مخزنی بالا در اعماق ۳۹۳۰ تا ۳۹۵۰، ۳۹۷۲ تا ۳۹۷۵، ۴۰۴۷ تا ۴۰۸۲، ۴۱۲۰ تا ۴۱۲۳، ۴۱۷۷ تا ۴۱۸۳، ۴۲۰۵ تا ۴۲۲۵، ۴۲۵۳ تا ۴۲۶۰، ۴۳۱۵ تا ۴۳۳۵، ۴۳۶۰ تا ۴۳۷۲ متری می‌باشند و گونه‌های سنگی سه، دو و یک نشان‌دهنده کیفیت مخزنی کم در دیگر اعماق هستند. با توجه به خصوصیات پتروفیزیکی و نتایج به‌دست آمده از

#### مراجع

- Amaefule, J.O., Altunbay, M.H., 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 Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Abbaszadeh, M., Fujii, H., Fujimoto, F., 1996. Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications. Society of Petroleum Engineering 11, 263–271. <https://doi.org/10.2118/30158-PA>
- Alsharhan, A.S., Nairn A.E.M., 2003. Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. 2st edition, Elsevier, p. 843.
- Aghanabati, A., 2004. Geology of Iran. Geological Survey of Iran, p. 586.
- Ahmadi, A., 2005. Determination of reservoir rock types based on wireline logs by using fuzzy logic method. M.Sc. thesis. University of Tehran, Iran.
- Ahr, W.M., 2008. Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. Wiley, Texas University, p. 277. <https://doi.org/10.1002/9780470370650>
- Asadi Mehmandosti, E., Adabi, M.H., Woods, A.D., 2013. Microfacies and geochemistry of the middle Cretaceous Sarvak Formation in Zagros basin, Izeh zone, SW Iran. Sedimentary Geology 293, 9–20. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2013.04.005>

- Asadi Mehmandosti, E., Mirzaee, S., Moallemi, S.A., Arbab, B., 2017. Study and three-dimensional modeling of the Dariyan Formation Electrofacies by using Geostatistics, in one of the Persian Gulf Oilfields. *Kharazmi Journal of Earth Science* 1, 25–44.
- Assadi, A., Honarmand, J., Moallemi, S.A., Abdolahi Fard, I., 2017. Determination of flow units in the reservoir section Sarvak, case study in one of the fields hydrocarbons of southwestern Iran. *Pazhoheshe Naft* 91, 66–82. <https://doi.org/10.22078/PR.2017.719>
- Al-Jawad, S.N.A., Ahmed, M.A., Saleh, A.H., 2020. Integrated reservoir characterization and quality analysis of the carbonate rock types, case study, southern Iraq. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 10, 3157–3177. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00982-6>
- Asadi Mehmandosti, E., Asadi, A., Daneshian, J., Woods, A.D., Loyd, S.J., 2021. Evidence of Mid-Cretaceous carbon cycle perturbations and OAE2 recorded in Cenomanian to middle Campanian carbonates of the Zagros fold-thrust belt basin, Iran. *Journal of Asian Earth Sciences* 218, 104863. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2021.104863>
- 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. *Advanced Applied Geology* 11, 473–492. <https://doi.org/10.22055/AAG.2020.34529.2147>
- Bear, J., 1972. *Dynamics of fluids in porous media*. Elsevier, p. 757.
- Bezdek, J.C., 1981. *Pattern Recognition with fuzzy objective function algorithms*, Plenum Press, New York, p. 256. [https://doi.org/10.1007/978-1-4757-0450-1\\_3](https://doi.org/10.1007/978-1-4757-0450-1_3)
- Bordenave, M.L., 2002. The middle Cretaceous to early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran and its prospect evaluation. *American Association of Petroleum Geologists Annual Meeting*, Houston, Texas.
- Bordenave, M.L., Hegre, J.A., 2005. The influence of Tectonics on the entrapment of oil in the Dezful embayment, Zagros fold belt, Iran. *Journal of Petroleum Geology* 28, 339–368. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2005.tb00087.x>
- Davis, J.C., 2018. Electrofacies in reservoir characterization. *Handbook of mathematical geosciences*. Springer, Cham, p. 914. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-78999-6>
- Dehyadegari, E., 2019. Geochemistry and origins of Sarvak oils in Abadan plain: oil-oil correlation and migration studies. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects* 43, 716–726. <https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1631908>
- Ebanks, W.J., 1987. The flow unit concept an integrated approach to reservoir description for engineering projects. *American Association of Petroleum Geologists Annual meeting*, Los Angeles 71, 551–552.
- Farazani, N., Khoshbakht, F., Tavakoli, V., 2014. Determination of electrofacies type by combining well logs and image logs in Asmari Formation using Multi Resolution Graph. *Pazhohesh Naft* 83, 186–184.
- Farshi, M., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Khanebad, M., Golafshani, T., 2019. Reservoir rock typing using integrating geological and petrophysical properties for the Asmari Formation in the Gachsaran oil field, Zagros basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 176, 161–171. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.068>
- Farahzadi, E., Alavi, S.A., Sherkati, Sh., Ghassemi, M.R., 2019. Variation of subsidence in the Dezful Embayment, SW Iran: influence of reactivated basement structures. *Arabian Journal of Geosciences* 12, 1–22. <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4758-5>
- Gunter, G.W., Finneran, J.M., Hartman, D.J., Miller, J.D., 1997. Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. *Society of Petroleum Engineering, Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio. <https://doi.org/10.2118/38679-MS>
- Gomes, J.S., Ribeiro, M.T., Strohmenger, C.J., Negahban, S., Kalam, M.Z., 2008. Carbonate reservoir rock typing the link between geology and SCAL. *Society of Petroleum Engineering, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, 1–14. <https://doi.org/10.2118/118284-MS>
- Hearn, C.L., Ebanks, W.L., Tye, R.S., Ranganathan, V., 1984. Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw field. *Journal of Petroleum Technology* 36, 1335–1344. <https://doi.org/10.2118/12016-PA>

- Hosseinzadeh, S., Kadkhodaie, A., Yarmohammadi, S., 2019. NMR derived capillary pressure and relative permeability curves as an aid in rock typing of carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 184, 1–30. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106593>
- James, G.A., Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area: American Association of Petroleum Geologists Bulletin 49, 2182–2245. <https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D>
- Jooybari, A., Rezaie, P., 2017. Petrophysical Evaluation of the Sarvak Formation Based on Well Logs in Dezful Embayment, Zagros Fold Zone, South West of Iran. *Engineering Technology and Applied Science Research* 7, 1358–1362. <https://doi.org/10.48084/etasr.982>
- Kadkhodaie Ilkhchi, A., 2004. Rock types identification and reservoir quality evaluation of the lower Kangan Formation, Southern Persian Gulf, utilizing Fuzzy Logic technique. M.Sc. thesis. University of Tehran, Iran. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/3/4/007>
- Kadkhodaie, A., 2019. Evaluation of oil formations. *Dayereh Danesh*, p. 552.
- Kadkhodaie Ilkhchi, A., 2006. A fuzzy logic approach for estimation of permeability and rock type from conventional well log data: an example from the Kangan reservoir in the Iran Offshore Gas Field. *Journal of Geophysics and Engineering* 3, 356–369. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/3/4/007>
- Kadkhodaie, A., Kadkhodaie, R., 2018. A review of reservoir rock typing methods in carbonate reservoirs: relation between geological, seismic and reservoir rock types. *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology* 7, 13–35. <https://doi.org/10.22050/ijogst.2019.136243.1461>
- Kadkhodaie, A., Hosseinzadeh, S., Mossadegh, H., Kadkhodaie Ilkhchi, R., 2019. Pore throat size characterization of carbonate reservoirs by integrating core data, well logs and seismic attributes. *Geopersia* 9, 395–410. <https://doi.org/10.22059/GEOPE.2019.269872.648430>
- 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. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00758-7>
- Kiani, A., Saberi, M.H., Zarenejad, B., Asadi Mehmandousti, E., Rahmani, N., 2021. Reservoir zonation based on petrography and petrophysics data. Case study: Upper part of Sarvak Formation in one of the oilfield Abadan plain, SW Iran. *Journal of Analytical and numerical methods in mining engineering* 11, 51–69. <https://doi.org/10.22034/ANM.2021.2130>
- Motiei, H., 1995. *Geology of Iran; Petroleum geology of Zagros*. Geological Survey of Iran, p. 1009.
- Motiei, H., 2010. An introduction to Zagros petroleum reservoir evaluation (for geologist). *Arian Zamin, Iran*, p. 807.
- Mehrabi, H., Rahimpour-Bonab, H., Omidvar, M., Hajimashhadi, H., 2012. Sedimentary environment, diagenesis and sequence stratigraphy of Sarvak Formation in Abteymour Oilfield in Western part of the Dezful embayment. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researchers* 28, 25–50. <https://doi.org/10.1001.1.20087888.1391.28.2.2.7>
- Moradi, M., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Khanehbad, M., Ghabeishavi, A., 2017. Rock typing using geological and petrophysical data in the Asmari reservoir, Aghajari oilfield, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 152, 523–537. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.050>
- Moradi, M., Tokhmechi, B., Masoudi, P., 2019. Inversion of well logs into rock types, lithofacies and environmental facies, using pattern recognition, a case study of carbonate Sarvak Formation. *Carbonates Evaporites* 34, 335–347. <https://doi.org/10.1007/s13146-017-0388-8>
- Mehrabi, H., Ranjbar-Karami, R., RoshaniNejad, M., 2019. Reservoir rock typing and zonation in sequence stratigraphic framework of the Cretaceous Dariyan Formation, Persian Gulf. *Carbonates and Evaporites*, 34, 1833–1853. <https://doi.org/10.1007/s13146-019-00530-2>
- Rebelle, M., Umbhauer, F., Poli, E., 2009. Pore to Grid Carbonate Rock-Typing, International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-13120-MS>
- Rahimpour-Bonab, H., Mehrabi, H., Navidtalab A.H., Izadi Mazidi, E., 2012. Flow Unit Distribution and Reservoir Modelling in Cretaceous Carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oilfield. *Journal of Petroleum Geology* 35, 213–236. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00527.x>

- Serra, O., Abbott, H.T., 1980. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. Society of Petroleum Engineering 9270, Dallas, Texas. <https://doi.org/10.2118/9270-PA>
- Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004. Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21, 829–843. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.07.006>
- Soleimani, B., Ghobeishavi, A., Tavasoli Kajani, O.R., 2014. Electrofacies and their adaptation to fracture density in Asmari reservoir of Lali oilfield. *Advanced Applied Geology* 10, 1–9.
- Salehi, M.A., KazemShirodi, S., MosaviHarami, S.R., Ghafari, M., Lashkaripour, Gh. R., 2016. Integration different methods in determining petrophysical rock types for upper part of Surmeh Formation in one of the oilfields in the central part of the Persian Gulf. *Pazhohesh Naft* 84, 72–87. <https://doi.org/10.22078/PR.2015.550>
- Soleimani Monfared, M., Jodeiri Shokri, B., Rafiei, M., 2016. Integrated Petrophysical Modeling for a Strongly Heterogeneous and Fractured Reservoir, Sarvak Formation, SW Iran. *Natural Resources Research* 26, 75–88. <https://doi.org/10.1007/s11053-016-9300-9>
- Soleimani, B., Zahmatkesh, I., Sheikhzadeh, H., 2020. Electrofacies analysis of the Asmari reservoir, Marun oilfield, SW Iran. *Geosciences Journal* 24, 195–207. <https://doi.org/10.1007/s12303-019-0035-6>
- Tiab, D., Donaldson, E.C., 2004. *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*, 2nd Edition, Elsevier. Gulf Professional Publishing, p. 915.
- Taghavi, A.A., Mork, A., Kazemzadeh, E., 2007. Flow unit classification for geological modeling of a heterogeneous carbonate reservoir: Cretaceous Sarvak Formation, Dehluran field, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology* 30, 129–146. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2007.00129.x>
- Tavakoli, V., 2018. *Geological core analysis: Application to reservoir characterization*. Springer, 1st edition, p. 99.
- Tavakoli, V., 2020. *Carbonate reservoir heterogeneity, overcoming the challenges*. Springer, 1st edition, p. 108. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-34773-4>
- 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, 122–132. <https://doi.org/10.1080/25726838.2020.1791678>
- Zakeri, M., Mosavi Harami, S.R., Khaneh Bad, M., Mahbobi, A., Saberi, A., 2016. Electrofacies, diagenesis and reservoir quality of Sarvak Formation in Kopal oilfield, southwest of Iran. *Advanced Applied Geology* 14, 46–59.
- Zahmatkesh, I., Soleimani, B., Ghobeishavi, A., Sheykhzadeh, H., 2016. Identification and interpretation of electrofacie and its use to predict sedimentary facies in the reservoir Asmari is one of the oilfields in southwestern Iran. *Advanced Applied Geology* 16, 72–81.