

Research Article

## Analysis of microfacies, sedimentation conditions and reservoir potential of Sarvak Formation (Cenomanian- Turonian) with emphasis on flow units in one of the oil fields in the Khuzestan Province, folded Zagros

Seyedeh Akram Jooybari<sup>1</sup>, Payman Rezaee<sup>2\*</sup>, Majid Mehdipour

1- PhD in Sedimentology and sedimentary petrology, University of Hormozgan

2- Associate Professor, Department of Geology, University of Hormozgan

3- Master of Petroleum Geology, Petroleum Engineering Development Company, Tehran

**Keywords:** *Microfacies, Flow unit, Reservoir potential, Sarvak Formation, Khuzestan Province.*

### 1-Introduction

The Middle East has the largest oil and gas reserves, the main part of which is located on the Arabian Arabian Plate (Sharland et al., 2001; Jooybari and Rezaie, 2017). The thick and massive accumulation of Cretaceous sediments in the Zagros Basin contains very large and economically important hydrocarbon reserves (Alsharhan et al., 1993; Ghobeishavi et al., 2010; Lapponi et al., 2011; Rezaie et al., 2016; Khodaei et al., 2021). The determination of rock species and the determination of flow units make it possible to identify parts that have similar reservoir properties and hydraulic behavior (Belhouchet and Benzagouta, 2019). Identification and determination of flow units in carbonate rocks is very complex due to diagenetic processes (Nabawy and Kassab, 2014; Riazi, 2018). This study tries to investigate sediment microfacies, sedimentation conditions and reservoir capacity of Sarvak Formation in one of the oil fields located in the Zagros structural zone, southwest of Iran with emphasis on flow units. In this study, while comparing and interpreting flow units along with the introduction of sedimentary facies, the qualitative classification of Sarvak reservoir according to different reservoir factors is presented. This is important in reservoir modeling of Sarvak Formation in the study area.

### 2-Material and methods

The studied oil field is located in the Zagros structural zone, southwest of Iran. The accumulation of hydrocarbons in the Zagros has been complexly dependent on the stratigraphic and structural evolution of this important oil belt (Sharland et al., 2001). The Middle East and Zagros Cretaceous sequences have two important discontinuities of Late Aptian and Middle Thoronine (Alsharhan et al., 1993; Sharland et al., 2001). In this study, 150 thin microscopic sections of Sarvak Formation were examined to determine micro-faults and diagenetic processes. The naming of microfacies was done based on Dunham classification (Dunham, 1962) and the interpretation of sedimentation conditions with the help of faculities and standard sedimentary models of Flugel (Flugel, 2010) and Wilson (Wilson, 1975). Porosity and permeability data were used to determine the flow units and petrophysical classification of Lucia. Flow units were determined by FZI flow zone index method. Reservoir and petrographic data were then compared and analyzed.

\* Corresponding author email address: p.rezaee@hormozgan.ac.ir

DOI:10.22055/AAG.2022.38798.2254

Received 2021-10-13

Accepted 2022-02-23

### 3-Results and discussions

Sarvak Formation is the second largest oil reservoir in Iran. Petrographic studies on microscopic thin sections of one of the oil fields in southwestern Iran, led to the identification of 10 microfacies. These microfacies have been deposited in lagoon, bar, middle ramp and outer ramp facies belts, belonging to a single slope carbonate ramp. The most important diagenetic processes identified in this formation include cementation, dissolution, fracture, dolomitization, Stylolitization and Micritization. In the meantime, dissolution, dolomitization, fracture and sometimes Stylolitization formation have had a positive effect on the reservoir process of this formation. Examination of diagenetic processes shows the existence of three environments of marine, meteoric and burial diagenesis that the role and effect of meteoric diagenesis environment related to the discontinuity of the Middle Turonian can be well proved.

### 4-Conclusion

Examination of the reservoir status of this formation with the help of Lucia petrophysical diagram showed that most of these microfacies are plotted in Lucia petrophysical class 1 and 2, which shows a direct and positive relationship between porosity and permeability in the reservoir. It seems that the processes of cementation, dissolution and fracture are the most important indicators controlling the plot of these microfacies on the Lucia petrophysical diagram. According to this diagram, the lagoon facies belt has the best reservoir quality. Using porosity and permeability data, the flow zone index was calculated and with the help of logFZI, 3 flow units in Sarvak reservoir were identified. The HFU1 unit with the poorest reservoir quality is mainly characterized by lagoon facies and outer ramps, and the HFU2 and HFU3 reservoir units have a better reservoir quality and mainly have lagoon facies, bar and middle ramps. Examination of reservoir quality based on porosity, permeability, reservoir quality index, flow zone index and reservoir capacity showed that the reservoir quality of Sarvak Formation in the study area is in good to very good class. Lagoon and carbonate bar have better reservoir indices. The results of the calculated reservoir indices for facies belts, flow units and Lucia petrophysical diagrams show an acceptable agreement and it seems that the results of each alone can provide an acceptable assessment of the reservoir status of Sarvak Formation and where the complexities There is a reservoir due to the combined performance of sedimentary and diagenetic processes.

### References

- Alsharhan, A.S., Nairn, A.E.M, Mohammed, A.A., 1993. Late Palaeozoic Glacial Sediments of the Southern Arabian Peninsula: Their Lithofacies and Hydrocarbon Potential. *Marine and Petroleum Geology* 10, 71-78. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(93\)90101-W](https://doi.org/10.1016/0264-8172(93)90101-W)
- Belhouchet, H.E., Benzagouta, M.E., 2019. Rock Typing: Reservoir Permeability Calculation Using Discrete Rock Typing Methods (DRT): Case Study from the Algerian BH Oil Field Reservoir. *Advances in Petroleum Engineering and Petroleum Geochemistry, Conference of the Arabian Journal of Geosciences (CAJG-1), Tunisia 2018*, Springer International Publishing. 9-12. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-01578-7\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-030-01578-7_2)
- Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *The AAPG/Datapages Combined Publications Database*.108-121.
- Flügel, E., 2010. *Microfacies of carbonate rocks*. Springer-Verlag, Berlin, p. 976.
- Ghabeishavi, A., Vaziri-Moghaddam, H., Taheri, A., Taati, F., 2010. Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran. *Journal of Asian Earth Sciences* 37,275–285. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2009.08.014>
- 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 & Applied Science Research* 7(1), 1358-1362. <https://doi.org/10.48084/etasr.982>
- Khodaei, N., Rezaee, P., Honarmand, J., Abdollahi-Fard, I., 2021. Controls of depositional facies and diagenetic processes on reservoir quality of the Santonian carbonate sequences (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. *Carbonates and Evaporites* 36(2), 1-24. <https://doi.org/10.1007/s13146-021-00676-y>

- Lapponi, F., Casini, G., Sharp, I., Blendinger, W., Fernández, N., Romaine, I., Hunt D., 2011. From outcrop to 3D modelling: a case study of a dolomitized carbonate reservoir, Zagros Mountains, Iran. *Petroleum Geoscience* 17,145-158. <https://doi.org/10.1144/1354-079310-040>
- Nabawy, B.S., Kassab, M.A., 2014. Porosity-reducing and porosity-enhancing diagenetic factors for some carbonate microfacies: a guide for petrophysical facies discrimination. *Arabian Journal of Geosciences* 7(11), 4523-4539. <https://doi.org/10.1007/s12517-013-1083-2>
- Riazi, Z., 2018. Application of integrated rock typing and flow units identification methods for an Iranian carbonate reservoir. *Journal of petroleum science and engineering* 160, 483-497. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.025>
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Horbury A.D., Simmons, M.D., 2001. Arabian plate sequence stratigraphy. *Geo-Arabia Special Publication* 2, 371. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0901199>
- Wilson, J., 1975. *Carbonate Facies in Geological History*. Springer, Berlin. p. 471.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Jooybari, A., Rezaee, P., Mehdipour, M., 2023. Analysis of microfacies, sedimentation conditions and reservoir potential of Sarvak Formation (Cenomanian- Turonian) with emphasis on flow units in one of the oil fields in the Khuzestan Province, folded Zagros. *Adv. Appl. Geol.* 12(4), 888-909

DOI:10.22055/AAG. 2022.38798.2254

URL: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_17726.html](https://aag.scu.ac.ir/article_17726.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

## بررسی توان مخزنی سازند سروک (سنومانین-تورونین) با تاکید بر واحدهای جریان و تعیین ارتباط آن با رخساره‌های رسوبی این مخزن در یکی از میادین نفتی استان خوزستان، زاگرس چین خورده

سیده اکرم جویباری

دکتری رسوب شناسی و سنگ شناسی رسوبی دانشگاه هرمزگان، بندرعباس

پیمان رضائی\*

دانشیار گروه زمین شناسی دانشگاه هرمزگان، بندرعباس

مجید مهدی پور

کارشناس ارشد زمین شناسی نفت شرکت توسعه مهندسی نفت، تهران

[p.rezaee@hormozgan.ac.ir](mailto:p.rezaee@hormozgan.ac.ir)

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۷/۲۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۱۲/۰۴

### چکیده

سازند سروک یکی از مخازن مهم نفتی حوضه زاگرس است. برای شناسایی ریز رخساره و شرایط ته نشینی و فرآیندهای دیاژنزی تعداد ۱۵۰ مقطع نازک میکروسکوپی از دو چاه این مخزن در یکی از میادین نفتی استان خوزستان مورد ارزیابی قرار گرفت. از داده‌های تخلخل و تراویبی برای تعیین واحدهای جریانی و تحلیل وضعیت مخزنی با روش پتروفیزیکی لوسیا استفاده شد. مطالعه پتروگرافی منجر به شناسایی ۱۰ ریز رخساره متعلق به کمرندهای رخساره‌های لاگون، پشته کربناته، رمپ میانی و رمپ خارجی گردید که در محیط رمپ کربناته تک شیب نهشته شده‌اند. مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده مخزن سروک شامل سیمان شدگی، انحلال، دولومیت زایی، شکستگی و استیلولیت‌زایی هستند. تحلیل داده‌های تخلخل-تراوایی با استفاده از شاخص FZI نیز به شناسایی ۳ واحد هیدرولیکی منجر گردید. واحد HFU1 با ضعیف‌ترین وضعیت مخزنی به طور عمده با رخساره‌های لاگون و رمپ خارجی مشخص می‌شود و واحد مخزنی HFU2 و HFU3 دارای وضعیت مخزنی بهتری است و عمدتاً دارای رخساره‌های کمر بند رخساره‌های لاگون، پشته کربناته و رمپ میانی هستند. بررسی وضعیت مخزنی بر مبنای تخلخل، تراوایی، شاخص کیفیت مخزن، شاخص زون جریان و توان مخزنی نشان داد وضعیت مخزنی سازند سروک در کلاس خوب تا خیلی خوب واقع می‌شود. همچنین برای هر کمر بند رخساره‌ای نیز می‌توان بیان نمود که رخساره‌های لاگون و پشته کربناته دارای شاخص‌های مخزنی بهتری می‌باشند. وضعیت مخزنی متفاوت کمرندهای رخساره‌ای سازند سروک نشان از عملکرد توام فرآیندهای رسوبی و دیاژنزی و تاثیر پیچیده بر روی توالی مخزن و پارامترهای مخزنی آن در منطقه مورد مطالعه داشته است.

کلمات کلیدی: ریزرخساره، واحد جریانی، توان مخزنی، سازند سروک، استان خوزستان

### ۱- مقدمه

در کنار بررسی فرآیندهای دیاژنزی به ارائه الگویی کاربردی برای بررسی‌های مخزنی و اکتشاف ذخایر هیدروکربنی منجر می‌شود. از سویی دیگر بهره‌گیری از روش‌های جدید به منظور درک بهتر ناهمگنی‌های مخزنی ضروری است. تعیین گونه‌های سنگی نقش اساسی در تعیین رفتار مخزنی مخازن هیدروکربنی دارد. گونه‌های سنگی از جمله خصوصیات مخزن هستند که به منظور تطابق چاه‌ها و قسمت‌های تولیدی مخزن به کار می‌روند. گونه‌های سنگی علاوه بر اینکه بیانگر ماهیت سنگ‌شناسی مخزن هستند، خصوصیات پتروفیزیکی و مخزنی (تخلخل و

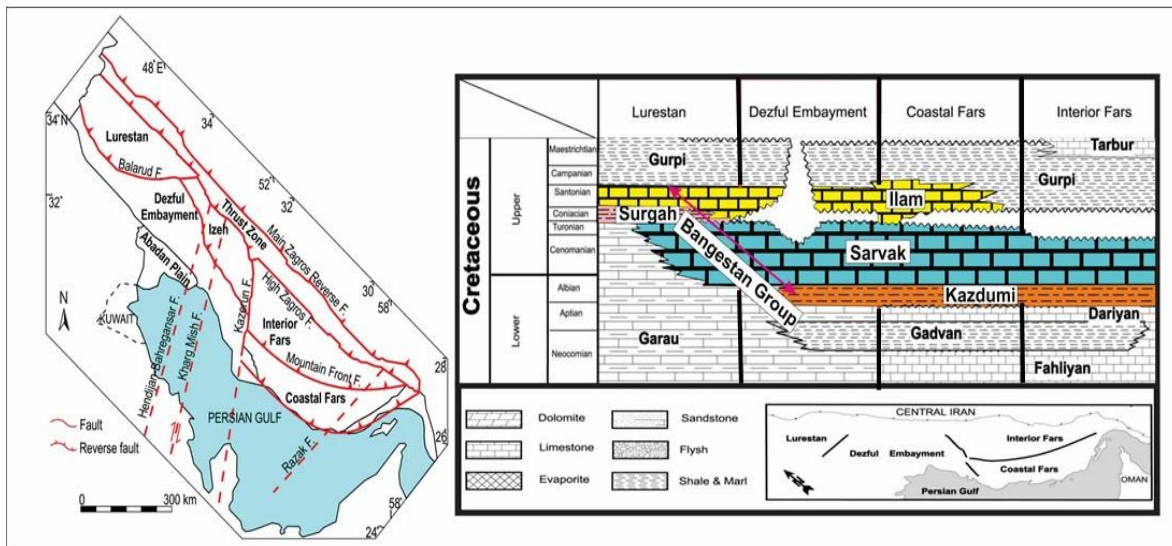
خاورمیانه میزبان بزرگترین ذخایر عظیم نفت و گاز است که بخش اصلی آن در صفحه عربی جای دارد (Sharland et al., 2001; Jooybari and Rezaie, 2017). تجمع ستبر و عظیم رسوبات به سن کرتاسه در حوضه زاگرس در برگیرنده ذخایر هیدروکربنی بسیار بزرگ و مهم از نظر اقتصادی می‌باشد (Alsharhan et al., 1993; Ghabeishavi et al., 2010; Lapponi et al., 2011; Rezaie et al., 2016; Khodaei et al., 2021). مطالعه ریزرخساره‌ها و تعیین محیط رسوبی

واحد جریانی مخازن نفتی ایران انجام شده است می‌توان به پژوهش‌های Hosseini و همکاران (۲۰۲۰)، Sabouhi و Rezaei (۲۰۱۹)، Jodeyri و همکاران (۲۰۱۷) و Moussavi-Harami و همکاران (۲۰۱۴) اشاره کرد. این تحقیق تلاش دارد ریزرخساره‌های رسوبی، شرایط ته نشینی و توان مخزنی سازند سروک را در یکی از میداین نفتی واقع در زون ساختاری زاگرس، جنوب غرب ایران را با تاکید بر واحدهای جریانی مورد بررسی قرار دهد. در این پژوهش سعی شده ضمن مقایسه و تفسیر واحدهای جریانی در کنار معرفی رخساره‌های رسوبی، طبقه‌بندی کیفی مخزن سروک برحسب فاکتورهای مختلف مخزنی برای هر کمربند رخساره‌ای ارائه گردد و از این نظر نسبت به پژوهش‌های مشابه خود نتایج جامع‌تری را ارائه خواهد داد.

## ۲- موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی

میدان نفتی مورد مطالعه در استان خوزستان، زون ساختاری زاگرس واقع می‌باشد. تجمع هیدروکربن‌ها در زاگرس به طور پیچیده‌ای وابسته به تکامل چینه شناسی و ساختاری این کمربند مهم نفتی بوده است (Sharland et al., 2001). توالی کرتاسه خاورمیانه و زاگرس دارای دو ناپیوستگی مهم آبتین پسین و تورونین میانی می‌باشند (Alsharhan et al., 1993; Sharland et al., 2001).

تراوایی را نیز توصیف می‌کنند، به بیان دیگر، تعیین گونه سنگی مخزنی یک فرآیند ارتباط‌دهنده بین زمین‌شناسی و پتروفیزیک است (Rebelle et al., 2009; Sabouhi et al., 2020). از این رو در پژوهش حاضر از بین روش‌های مختلف راک-تایپینگ روی تعیین گونه‌های سنگی به روش لوسیا (Lucia, 2007) و واحدهای جریانی تمرکز شده است. واحد جریانی سیال، ابزار قدرتمندی در تقسیم‌بندی مخزن به واحدهای جریانی بوده که ساختار درونی مخزن را در مقیاسی سازگار با مدلسازی شبیه‌سازی مخزن تقریب می‌زند (Abbaszadeh et al., 1996). تعیین گونه‌های سنگی و واحدهای جریانی باعث می‌شود تا قسمت‌هایی که خواص مخزنی و رفتار هیدرولیکی مشابهی دارند شناسایی شوند (Belhouchet and Benzagouta, 2019). شناسایی و تعیین واحدهای جریانی در سنگ‌های کربناته به دلیل فرآیندهای دیاژنزی پیچیدگی زیادی دارد (Nabawy and Kassab, 2014; Riazi, 2018; Bagheri and Rezaei, 2020; Rashid et al., 2019). تعیین واحدهای جریانی با روش‌های مختلفی امکان‌پذیر است. تعیین این واحدها بر اساس مفهوم RQI و FZI توسط پژوهشگران بسیاری پیشنهاد و انجام شده است (Guo et al., 2007; Teh et al., 2012; El Sharawy and Nabawy, 2016; Nabawy and Barakat et al., 2017; Nabawy et al., 2018; Malekzadeh et al., 2020). از جمله پژوهش‌هایی که بر روی



شکل ۱- موقعیت و تقسیمات ساختاری زاگرس (Sherkati and Letouzey, 2004) و جایگاه چینه شناسی سازند سروک در زون ساختاری زاگرس (James and Waynd, 1965).

Fig.1. Location and structural divisions of Zagros (Sherkati and Letouzey, 2004) and stratigraphic position of Sarvak Formation in Zagros structural zone (James and Waynd, 1965.)

شناخت ویژگی‌های مخزنی در میدان‌های نفتی امری متداول و رایج می‌باشد (Nabawy and Barakat, 2017). بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی در سازند سروک منجر به شناسایی ۱۰ ریزرخساره شد. جدول ۱ نشان دهنده ریزرخساره‌های شناسایی شده و توصیف این ریزرخساره‌ها می‌باشد.

بررسی تصاویر میکروسکوپی ریز رخساره‌ها در شکل ۲ و جدول ۱ و نتایج کلی نمودار دایره‌ای (شکل ۲) نشان می‌دهد که کمربند سدی و لاگون نسبت به دیگر کمربندها گسترش بیشتری دارد و این مهم نشان دهنده کم ژرفا بودن حوضه رسوبی در محدوده مورد مطالعه می‌باشد هرچند این کم ژرفا بودن در حدی نبوده که رخساره‌های جزر و مدی نهشته شوند. در زمان کرتاسه بالایی به علت برتری شرایط اقلیمی نامناسب برای گسترش موجودات چارچوب‌ساز مانند: مرجان‌ها، انقراض دست جمعی موجودات و تغییرات سریع سطح دریاها ریف‌های سدی حجیم و مرتفع مرجانی گسترش نداشته است. در این زمان با آب و هوای حاره‌ای مرطوب شرایط برای گسترش رودیست‌ها فراهم شده بود اما این موجودات به دلیل عدم توانایی اتصالات سه بعدی امکان تشکیل ریف‌های سدی مشابه مرجان‌ها را نداشته‌اند و عموماً گسترش کومه‌ای و با ارتفاع کم از بستر را داشتند (Ross and Skelton, 1993; Pomar, 2001). با توجه به این مهم یعنی غیبت ریف‌های سدی بزرگ و در کنار آن بررسی مجموعه ریزرخساره‌های سازند سروک و مقایسه آن با کمربندهای ریز رخساره‌های استاندارد Wilson (۱۹۷۵) و Flugel (۲۰۱۰)، مشخص گردید که سازند سروک در محدوده مورد مطالعه تحت شرایط محیط یک رمپ کریناته تک شیب یا هموکلینال نهشته شده است (شکل ۴). مشابه این محیط برای سازند سروک و نهشته‌های (سنومانین-تورونین) در زاگرس، توسط پژوهشگران دیگری جمله: Khatir و همکاران (۲۰۲۱)، Alishavandi و همکاران (۲۰۱۸)، Rezaie و همکاران (۲۰۱۶)، Moradi و همکاران (۲۰۱۹) و Pakparvar و همکاران (۲۰۱۷) معرفی شده است. معرفی شده است.

توالی آلبین-سانتونین حوضه زاگرس شامل سازندهای کژدمی، سروک، سورگاه و ایلام می‌باشد (James and Waynd, 1965). سازند سروک با سن (سنومانین-تورونین) مهم‌ترین مخزن کریناته ایران است (Beiranvand et al., 2007). با پیشروی نسبی سطح آب دریاها در کرتاسه، این سازند کریناته نهشته شد (Taghavi et al., 2006; Hajikazemi et al., 2017; Rahimpour-Bonab et al., 2013; Malekzadeh et al., 2020). سازند سروک در میدان مورد مطالعه دارای تقریباً ستبرای ۶۶۲ تا ۷۶۴ متر آهک کرم تا قهوه‌ای و گاهی سفید تا خاکستری می‌باشد. مرز پایینی سازند سروک با سازند کژدمی پیوسته و تدریجی و مرز بالایی آن با سازند ایلام ناپیوسته است و تشخیص آن با فسیل‌های شاخص صورت می‌گیرد (شکل ۱).

### ۳- روش مطالعه

در این پژوهش تعداد ۱۵۰ مقطع نازک میکروسکوپی از مغزه‌های دوچاه از سازند سروک به منظور تعیین ریزرخساره‌ها و فرآیندهای دیاژنزی مورد بررسی قرار گرفت. نامگذاری ریزرخساره‌ها بر اساس طبقه بندی دانهام (Dunham, 1962) و تفسیر شرایط ته نشینی با کمک رخساره‌ها و مدل‌های رسوبی استاندارد فلوگل (Flugel, 2010) و ویلسون (Wilson, 1975) انجام شد. به منظور ارزیابی خواص مخزنی از تخلخل و تراوایی پلاگ‌های ۹۰ متر مغزه یک چاه استفاده گردید که تخلخل هلیم و تراوایی هوا این پلاگ‌ها، در آزمایشگاه شرکت نفت اندازه‌گیری و ثبت گردید. در ادامه داده‌های مخزنی و پتروگرافی باهم مقایسه و مورد تحلیل قرار گرفتند. در انتها با استفاده از نرم افزار ژئولاگ واحدهای جریان‌ی در برابر لاگ‌های NPHI, RHOB, SGR, CGR و PEF، ستون هیدروکربن و کمربندهای رخساره‌ای به صورت قائم قرار گرفت. لازم به توضیح است که کلیه تصاویر میکروسکوپی برگرفته از آرشیو و گزارش‌های داخلی میدان مورد مطالعه می‌باشد.

### ۴- بحث

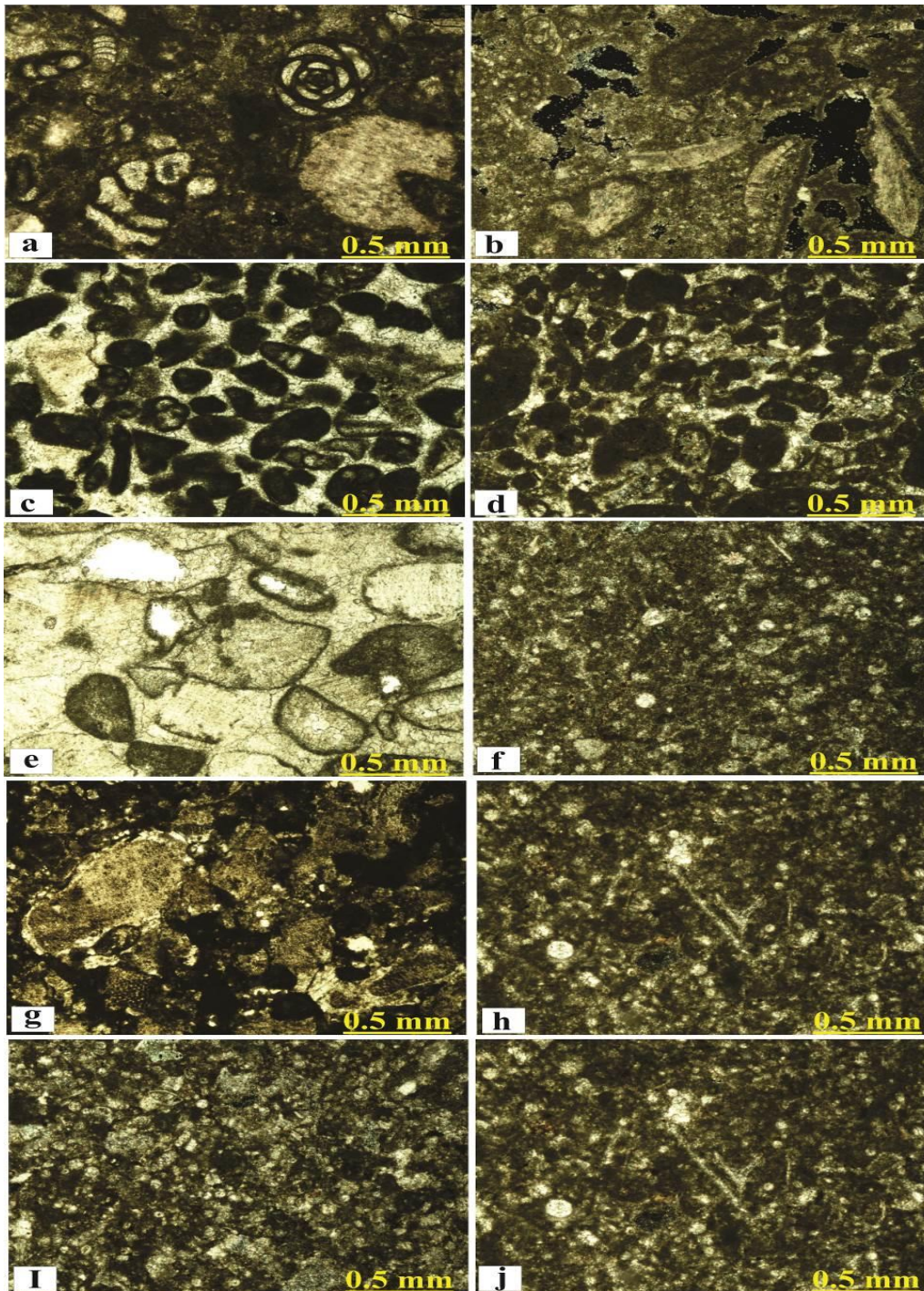
#### ۴-۱- ریزرخساره‌ها و شرایط ته نشینی

تعیین ریزرخساره‌ها و شرایط ته نشینی به منظور آشنایی و

جدول ۱- مجموعه ریزرخساره‌های سازند سروک به همراه معرفی کمریند رخساره‌ای آن‌ها در منطقه مورد مطالعه.

Table 1. Microfacies of Sarvak Formation with the introduction of their facies belt in the study area.

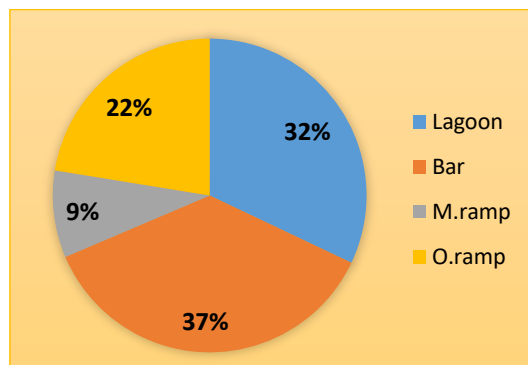
Code	Microfacies	Description	Facies Belts	RMF
MF1	Foraminifer Wackestone- Packstone	This microfacies has wackestone to Packstone texture and high diversity of benthic foraminifera (Miliolids, Nezzazata, Alveolinids) as the main components (Figure 2-A).	Lagoon (Mancinelli, 2006)	RMF13
MF2	Foraminifer rudist Wackestone- Packstone	The texture of this microfacies is wackestone to packstone. Rudist and benthic foraminifera are the main components and green algae, peloid in very small quantities, echinoids, bivalves and Sponge spicules are also sub-components of this facies (Figure 2-B).	Lagoon (Geel, 2000)	RMF20
MF3	Bioclast grainstone	The texture of this microfacies is grainstone and the main components of this microfacies include foraminifera and biocellular fragments (such as echinoids) which are located in a field of sparite cement (Figure 2-C).	Bar (Ghabeishavi et al., 2010)	RMF27
MF4	Bioclast intraclast grainstone	The texture of this microfacies is grain supported and grainstone. It also has major constituents that include intraclast and biocellular fragments (such as echinoids) that have been micritized. Pellets are also seen in very small amounts in some thin sections (Figure 2-D).	Bar (Geel, 2000)	RMF27
MF5	Foraminifer intraclast grainstone	This microfacies with grainstone texture is mainly composed of intraclasts and benthic foraminifera. Rudist and ploid fragments have been observed to a lesser extent and form sub-components of this facies (Figure 2-E).	Bar (Mancinelli, 2006)	RMF27
MF6	Rudist Grainstone	The texture of this microfacies is grainstone. In this facies, there is an abundance of coarse-grained Rudist in the sparite background, and the sub-components include interaclestes and some small foraminifer(Figure 2-F).	Bar (Palma et al., 2007)	RMF28
MF7	Oligosteginid Wackestone- Packstone	The texture of this microfacies is wackestone to packstone. The main ingredient is Oligostegin. Subcomponents also include planktonic, ploid, and some bentic (unidentifiable) transported foraminifera (Figure 2-G).	Mid-Ramp (Arthur et al., 1987)	RMF5
MF8	Echinoid Wackestone- Packstone	The texture of this microfacies is from wackestone to packstone in some thin sections, mud supported. The main alluchem of this microfacies is the bioclast components of the Echinoid type, and the components of green algae, Oligostegin and intraclast form a small amount of its sub-components (Figure 2-H).	Outer-Ramp (Read, 1985)	RMF2
MF9	Echinoids Oligosteginid Wackestone- Packstone	The texture of this microfacies is wackestone to packstone with a micritic background. The main components of this microfacies include Oligostegin and micro Ecinoids (Figure 2-I), respectively.	Outer-Ramp (Arthur et al., 1987)	RMF5
MF10	Sponge spicules oligosteginid Wackestone- Packstone	The texture of this microfacies is from wackestone to Packstone and mainly mud supported. Its main components are the abundance of Oligostegin and Sponge spicules, respectively (Figure 2-J).	Outer-Ramp (Read, 1985)	RMF5



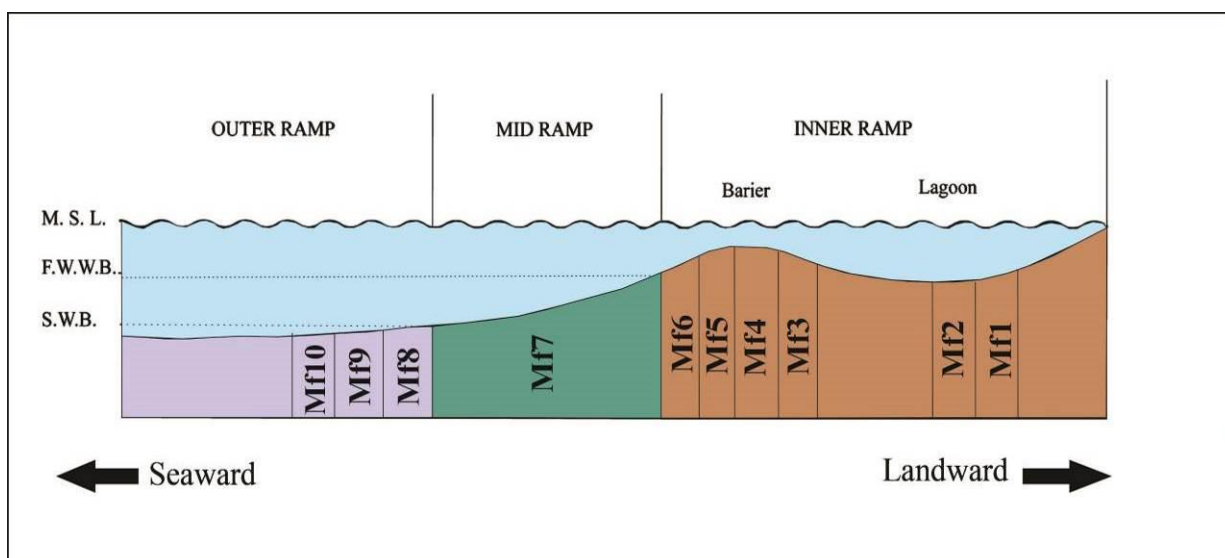
شکل ۲- ریزرخساره (a) وکستون تا پکستون فرامینیفردار، (b) وکستون تا پکستون رودیستی فرامینیفردار (c) گرینستون بیوکلستدار (d) گرینستون اینتراکلستی بیوکلستدار (e) گرینستون اینتراکلستی فرامینیفردار (f) گرینستون رودیستی (g) وکستون تا پکستون الیگوستژیندار (h) وکستون تا پکستون اکینوئیدی (i) وکستون تا پکستون الیگوستژینی حاوی اکینوئید و (j) وکستون تا پکستون الیگوستژینی حاوی سوزن اسفن (کلیه تصاویر در نور PPL می باشد).

Fig.2. (a) Foraminifer Wackestone-Packstone (b) Foraminifer rudist Wackestone-Packstone (c) Bioclast grainstone (d) Bioclast intraclast grainstone (e) Foraminifer intraclast grainstone (f) Rudist Grainstone (g) Oligosteginid Wackestone-Packstone (h) Echinoid Wackestone-Packstone (i) Echinoids Oligosteginid Wackestone-Packstone and (j) Sponge spicules oligosteginid Wackestone-Packstone.





شکل ۳- فراوانی کمربندهای رخساره‌ای در نهشته‌های سازند سروک  
Fig.3. Distribution of facies belts in Sarvak Formation deposits



شکل ۴- مدل محیط رسوبی سازند سروک در گستره مورد مطالعه.  
Fig. 4. Sedimentary environment model of Sarvak Formation in the study area.

#### ۲-۴- دیاژنز

فرآیندهای دیاژنتیکی، کنترل کننده اختصاصات مخزن هستند و با استفاده از مطالعه فرآیندهای دیاژنتیکی کیفیت مخازن را می‌توان پیش بینی نمود (Heydari, 1997; Zhang et al., 2008). فرآیندهای دیاژنزی متنوع، می‌توانند با شدت‌های مختلف بر روی ویژگی‌های پتروفیزیکی مانند: تخلخل کل و مؤثر، تراوایی و اندازه حفرات گلوگاهی و توزیع آن‌ها، تأثیر گذاشته و زون‌هایی با ویژگی‌های پتروفیزیکی متفاوت پدید آورند (Rahimpour-Bonab et al., 2009, Baron et al., 2003; Cerepi et al., 2008). بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی نشان داد مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی سازند سروک شامل سیمان شدگی، دولومیت زایی، انحلال، شکستگی، فشردگی شیمیایی و میکرایتی شدن می‌باشد. این فرایندها در جدول ۲ توصیف شده و تصاویر مرتبط با آن‌ها نیز در شکل ۵

ارائه شده است. بررسی توالی پاراژنتیکی سازند سروک در گستره مورد مطالعه نشان می‌دهد که نهشته‌های این سازند سه مرحله دیاژنزی ائوژنز (اولیه)، مزوژنز (میانی) و تلوژنز (تاخیری) را در سه محیط دریایی، جوی و دفنی تحمل کرده‌اند. نخستین مرحله دیاژنزی سازند سروک در محیط دریایی رخ داده و پدیده میکرایت‌زایی و ایجاد سیمان هم ضخامت رخ داده است. در ادامه سازند سروک به سبب پایین افتادگی سطح آب دریا در معرض دیاژنزی جوی قرار گرفت. در این محیط نیز سیمان‌های دروزی و هم محور به همراه پدیده انحلال و دولومیتی شدن این نهشته‌ها را دستخوش تغییر قرار دارد. پایین رفتن سطح آب دریا سبب ایجاد محیط دیاژنزی مخلوط دریایی-جوی شده و شرایط برای تشکیل دولومیت مساعد شده است از این رو دولومیت‌های سازند سروک در ارتباط با ناپیوستگی سنومانین-تورنین می‌باشند (Gholami Zadeh and Adabi, 2011). در

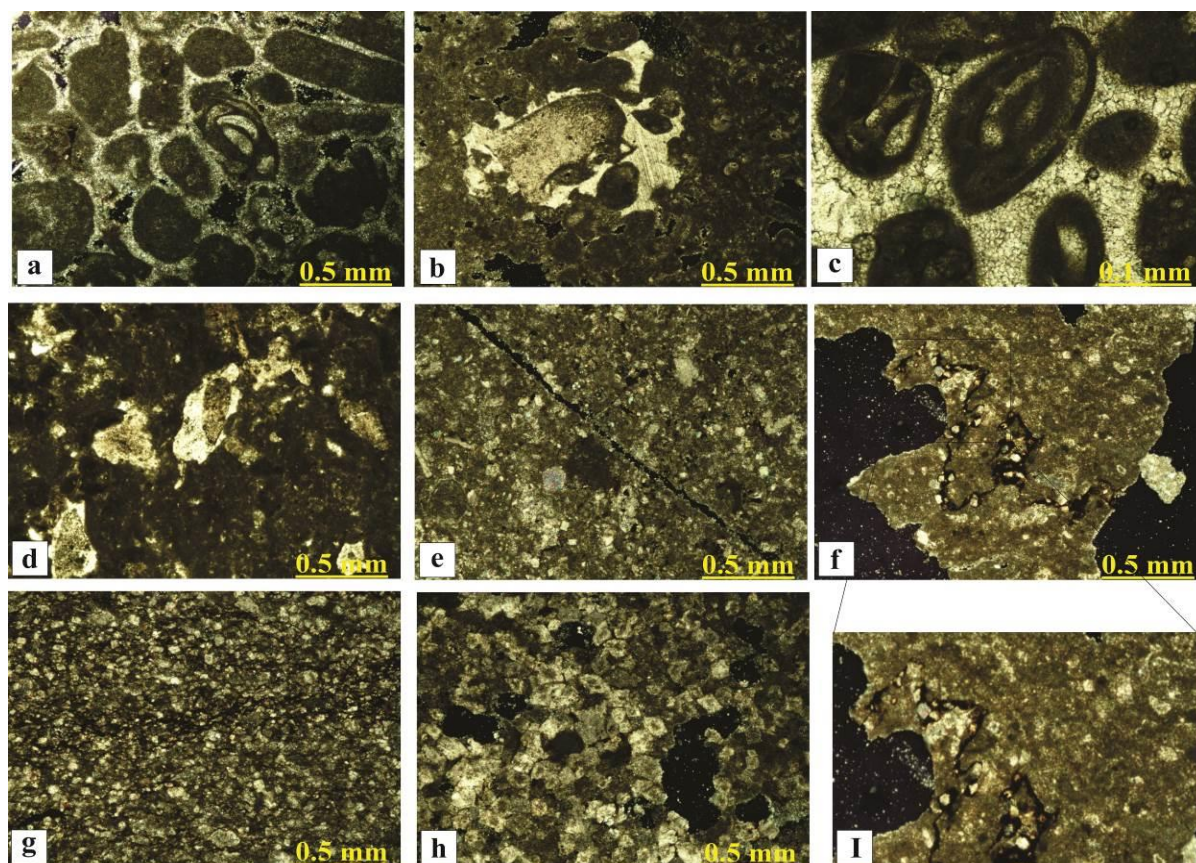
داده و تاثیر مجدد آب‌های جوی سبب انحلال در این نهشته و گسترش انواع تخلخل در این سازند گردید. عمده مطالعات پیشین بر روی این نهشته‌ها تاثیر دیاژنز جوی این سازند را در ارتباط با ناپیوستگی تورنین می‌دانند ( Taghavi et al., 2006; Hollis et al., 2010; Rahimpour-Bonab et al., 2017; Hajikazemi et al., 2013). توالی دیاژنتیکی این نهشته‌ها در جدول ۳ نشان داده شده است.

ادامه با قرار گرفتن نهشته‌های سازند سروک در مرحله مزوژنز و دفنی سیمان‌های پوئی کیلوتوپیک، دولومیتی، استیلولیت و درزه‌های انحلالی در این نهشته‌ها گسترش یافت. دولومیتی شدن در مرحله تدفین در ارتباط مستقیم با محلول‌های منیزیم-دار منشا گرفته از نهشته‌های آرژیلیتی می‌باشد (Shahverdi et al., 2015). آخرین مرحله دیاژنز سازند سروک نیز در مرحله تلوزنز رخ داد. در این مرحله هنگام بالا آمدگی شکستگی رخ

جدول ۲- توصیف فرآیندهای دیاژنتیکی سازند سروک در میدان مورد مطالعه.

Table 2. Description of diagenetic processes of Sarvak Formation in the studied field.

process	Description
<b>Isopachous cement</b>	This type of cement created in form of a thin and isopachous layer around the grains. Existence this cement between the grain's boundaries indicates that these layers are generated on early stage of dgenesis as first generation of cement, which mainly observed in the grainstone and packstone facies.(Fig 4-A)
<b>Drusy Cement</b>	This cement fills the inter-grain and between-grains spaces and caused of a significant decline in porosity and permeability in grain supported facies (Fig 4-B).
<b>Micritization</b>	This process is one of the common diagenetic processes in the studied reservoir, which extends towards calm and protected environments such as lagoon and behind sand dunes towards lagoons(Fig 4-C).
<b>Poikilotopic cement</b>	This pervasive and widespread cement has filled inter- crystal and inter-grain's porosity and caused of significant decline in porosity and permeability (Fig 4-D).
<b>Syntaxial Cement</b>	This cement is formed around a single grain, usually a echinoderm, with the mineralogical composition of permisite calcite. In the studied samples, this cement has been seen around the echinoderm parts which has optical connection with the echinoderm parts and shows the formation in the atmospheric meteoric environment (Figure 4-D).
<b>Dolomitic cement</b>	These dolomites are formed in the form of crystals, transparent and mainly as substitutes along the stylolitization. The presence of dolomite crystals in the margins of dissolved veins and stylolitization indicates that they are formed from fluids due to compression dissolution in the last burial stages and in fact compression dissolution has increased magnesium concentration and mobility of these fluids in these points (Fig 4-I).
<b>Stylolitization</b>	Stylolitization process can be have negative or positive effects on reservoir quality. Stylolite acted as a blocking force against fluid flow and results declining of reservoir quality. In other hand, stylolite can enhance the reservoir quality on the some condition with passing of the flow and consequently in fact increasing permeability by connection of pore type (Fig 4-i-f-g)
<b>Dissolution</b>	Dissolution is one of the most important diagenetic processes in Sarvak Formation, which has caused various porosities, especially in the supporting grain facies (Figure 4-A, H).
<b>Dolomitization</b>	The observed dolomite crystals change from Euhedral to anhedral. In the advanced stage of dolomitization, these crystals develop an empty space between the rhombic dolomitic crystals and create a sucrose texture. Figure 4-H).
<b>Fracture</b>	This phenomenon has been observed in the facies of the supporting mud and the supporting grain. Sometimes these fractures in the burial environment are filled with burial cements and sometimes in the last stage of burial diagenesis, they are created and are seen as open fractures (Figure 4-I).



شکل ۵- (a) سیمان هم ضخامت و تخلخل بین دانه‌ای (b) سیمان دروزی (c) سیمان پوئی کیلوتوپیک و میکریزیتی شدن آلوکمه‌ها (d) سیمان رورشدی € شکستگی (f) و (g) استیلولیت زایی (h) دولومیت زایی و (i) سیمان دولومیتی درون درزه‌های استیلولیت.

Fig.5. (a) Isopachous cement and Intergranular porosity (b) Drusy Cement (c) Poikilotopic cement and Micritization (d) Syntaxial Cement (e) Fracture (f) and (g) Stylolitization (h) Dolomitization and (i) Dolomite cement inside stylolite joints.

جدول ۳- توالی پاراژنتیکی سازند سروک در میدان مورد مطالعه.

Table 3. Paragenetic sequence of Sarvak Formation in the studied field.

Events	TIME	Eogenetic		Mesogemetic	Telogenetic
	Environmrnt	Marine	Meteoric	Burial	Meteoric
Isopachous cement		—————			
Drusy Cement			—————		
Micritization		—————			
Poikilotopic cement				—————	
Syntaxial Cement			—————		
Dolomitic cement				—————	
Stylolitization				—————	
Dissolution		- - - - -	—————		
Dolomitization				—————	
Fracture				- - - - -	

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

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (\text{رابطه ۲})$$

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

در روابط فوق،  $Q_e$  تخلخل موثر،  $K$  تراوایی (میلی داری)،  $Q_z$  تخلخل نرمالیزه شده و  $RQI$  شاخص کیفیت مخزنی است. شاخص زون جریانی ( $FZI$ ) به عنوان یکی از پارامترهایی است که از ویژگی‌های زمین‌شناسی مانند بافت در تمایز رخساره‌هایی با شکل حفرات مشخص کمک می‌گیرد. در ادامه لگاریتم  $FZI$  در برابر نمونه‌ها در شکل ۷ رسم گردید و جداسازی واحدهای جریانی هیدرولیکی ( $HFU$ ) با استفاده از شکست یا نقطه عطف نمودار توزیع داده‌ها مشخص گردید. بر این مبنا ۳ واحد جریانی شناسایی شده‌اند که کیفیت مخزنی آن‌ها با افزایش شاخص کیفیت مخزنی از واحد  $HFU1$  به سمت  $HFU3$  زیاد می‌شود (شکل ۶). ۳ واحد جریانی شناسایی شده به همراه حد برش بر پایه  $FZI$  در جدول ۴ آورده شده است. در شکل ۸ رابطه تخلخل و شاخص  $RQI$  برای ۳ واحد هیدرولیکی شناسایی شده مشخص شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود رابطه  $RQI$  با تخلخل رابطه مشخص و کاملاً مستقیمی نیست اما در شکل ۹ رابطه این شاخص با تراوایی یک رابطه مستقیم است. این موضوع نشان می‌دهد که تراوایی فاکتور اصلی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی بوده و در ارتباط با ویژگی‌های گلوگاه‌های تخلخل در مخزن می‌باشد. در ادامه به بررسی این ۳ واحد هیدرولیکی خواهیم پرداخت.

$HFU1$ : این واحد هیدرولیکی دارای کمترین شاخص زون جریان است بر اساس جدول ۳، میانگین تخلخل آن  $12/68$  و میانگین تراوایی آن  $0/84$  است. از آنجا که تخلخل بالای ۵ درصد و تراوایی بیش از ۱ میلی داری به عنوان نشانگر وجود پتانسیل مخزنی است (Ahr, 2008) لذا این واحد با داشتن ماکزیمم تراوایی  $5/8$  میلی داری در مقاطعی از مخزن یک زون مخزنی یا توالی مخزنی حساب می‌شود. عمده ریزرخساره‌هایی که در این واحد قرار می‌گیرند شامل ۳۸ درصد ریزرخساره MF6، ۲۹ درصد ریزرخساره MF2 و ۱۴ درصد ریزرخساره MF1 می‌باشد (شکل ۱۰). از سویی دیگر بیشترین ستبرای این واحد هیدرولیکی را ریزرخساره‌های زیرمحیط لاگون و رمپ خارجی تشکیل می‌دهد (شکل ۱۱).

### ۳-۴- کلاس بندی پتروفیزیکی لوسیا

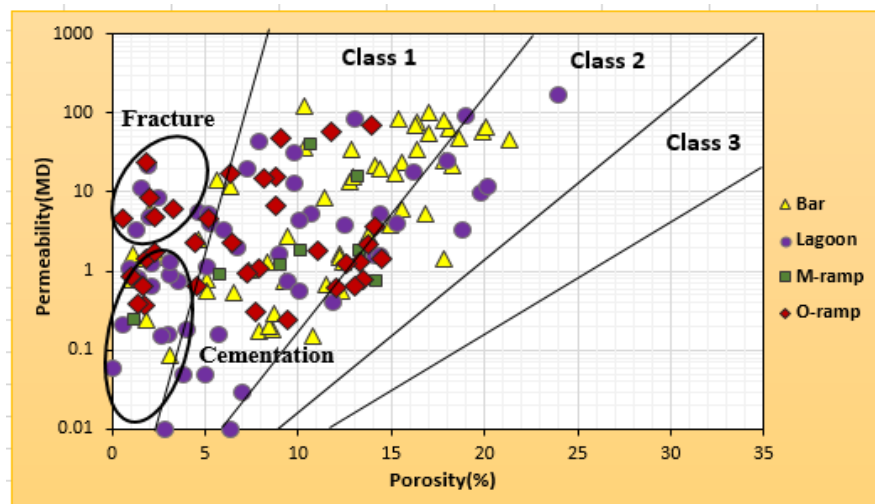
تخلخل و تراوایی دو ویژگی مهم سنگ‌های رسوبی و مخازن نفتی می‌باشند (Jooybari et al., 2022). گونه‌های سنگی زمین شناسی Lucia (۲۰۰۷) رفتارهای مخزنی رخساره‌های رسوبی را تجزیه تحلیل می‌کند. پلات داده‌های تخلخل و تراوایی سازند سروک بر روی این نمودار (شکل ۶) نشان داد که عمده ریز رخساره‌های مورد بررسی در کلاس ۱ و به مقدار کمتر در کلاس ۲ قرار دارند. پلات این داده‌ها در کلاس‌های مذکور نشان دهنده ارتباط خوب تخلخل و تراوایی می‌باشد. از سویی دیگر پدیده سیمانی شدن باعث جا به جایی قسمت‌های زیادی از داده‌ها به سمت چپ نمودار و خارج شدن از وضعیت مخزنی شده است. ریزرخساره‌های لاگون عمدتاً باید در کلاس ۲ پتروفیزیکی لوسیا پلات شوند، قرارگیری این ریزرخساره‌ها در کلاس ۱ نشان دهنده وجود تخلخل‌های بهم مرتبط در این ریزرخساره‌ها می‌باشد. از سویی دیگر، با تاثیر بیشتر فرایندهای دیاژنزی گاه این تخلخل‌ها سیمانی شده و باعث جا به جایی این ریزرخساره به سمت چپ نمودار و خروج از کلاس‌های وضعیت مخزنی خوب گردیده است. ریزرخساره‌های پشته کربناته و رمپ میانی تقریباً به طور کامل در کلاس ۱ قرار گرفته‌اند و دارای بهترین وضعیت مخزنی می‌باشند و ریزرخساره‌های لاگون و رمپ خارجی نیز به لحاظ مخزنی دارای رفتار متفاوتی می‌باشند. تقریباً نیمی از این ریز رخساره در کلاس ۱ و دارای وضعیت خوب مخزنی بوده و نیمی نیز خارج از کلاس بندی‌های پتروفیزیکی بوده و فاقد وضعیت مخزنی می‌باشند.

### ۴-۴- واحدهای جریانی

واحدهای جریانی به عنوان شاخصی از زون‌های جریانی هستند که در آن‌ها، ویژگی‌های جریان سیال با توجه به خصوصیات گلوگاه‌های منافذ یکنواخت است و نمونه‌هایی که در یک واحد هیدرولیکی قرار می‌گیرند، خواص مخزنی و حفرات مشابهی دارند (El Sharawy and Nabawy, 2019). مفهوم تمایز وضعیت یک مخزن بر اساس دو پارامتر تخلخل و تراوایی است از این رو محاسبه فاکتور شاخص زون جریان ( $FZI$ ) و شاخص کیفیت مخزن ( $RQI$ ) کمک زیادی به ارزیابی توانمندی مخزن می‌نماید (El Sharawy and Nabawy, 2019). در روش شاخص زون جریان با استفاده از نسبت شاخص کیفیت مخزنی به تخلخل نرمالیزه شده و از طریق روابط زیر شاخص زون جریان ( $FZI$ ) محاسبه می‌شود:

ریزرخساره‌های لاگون شامل پکستون و وکستون‌هایی است که دارای تخلخل‌های قالبی یا حفره‌ای مجزا بوده (شکل ۱۲- A) که روی تخلخل تاثیر داشته‌اند اما بر تراوایی بی‌تاثیر بوده‌اند. ریزرخساره‌های پشته کربناته این واحد نیز عموماً رخصاره گرینستون رودیستی است که سیمانی شدن شدید باعث کاهش تخلخل و تراوایی آن شده است (شکل ۱۲- B).

ریزرخساره‌های لاگون شامل پکستون و وکستون‌هایی است که دارای تخلخل‌های قالبی یا حفره‌ای مجزا بوده (شکل ۱۲- A) که روی تخلخل تاثیر داشته‌اند اما بر تراوایی بی‌تاثیر بوده‌اند.

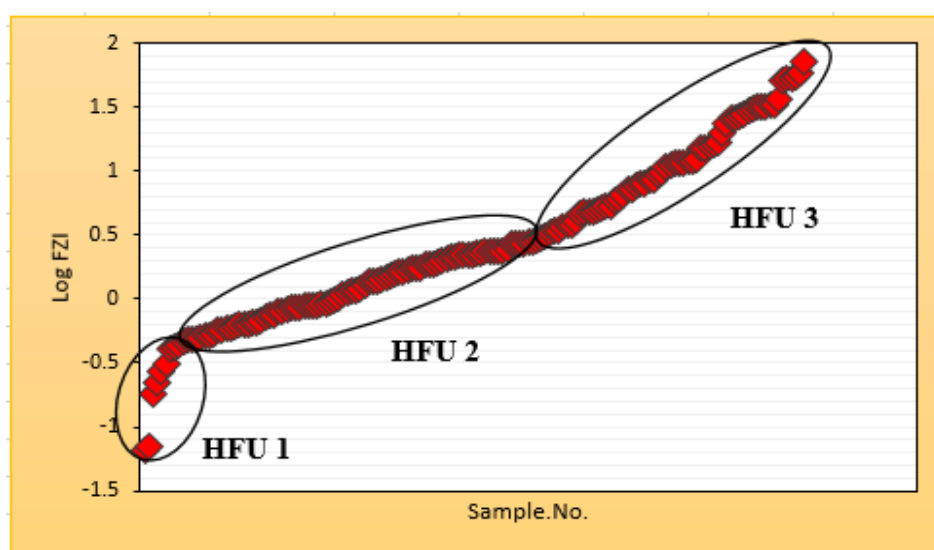


شکل ۶- کلاس بندی پتروفیزیکی لوسیا (Lucia, 2007) برای داده‌های سازند سروک در میدان مورد مطالعه.  
Fig.6. Lucia Petrophysical Classification (Lucia, 2007) for Sarvak Formation Data in the Study Field.

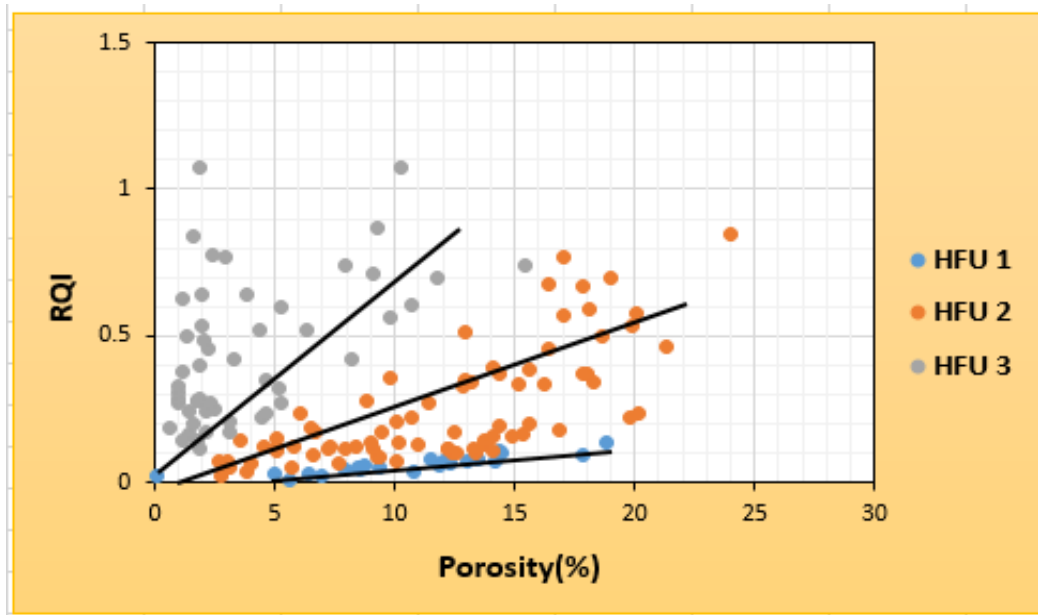
جدول ۴. پارامترهای مخزنی واحدهای هیدرولیکی سازند سروک

Table 4. Reservoir parameters of hydraulic units of Sarvak Formation

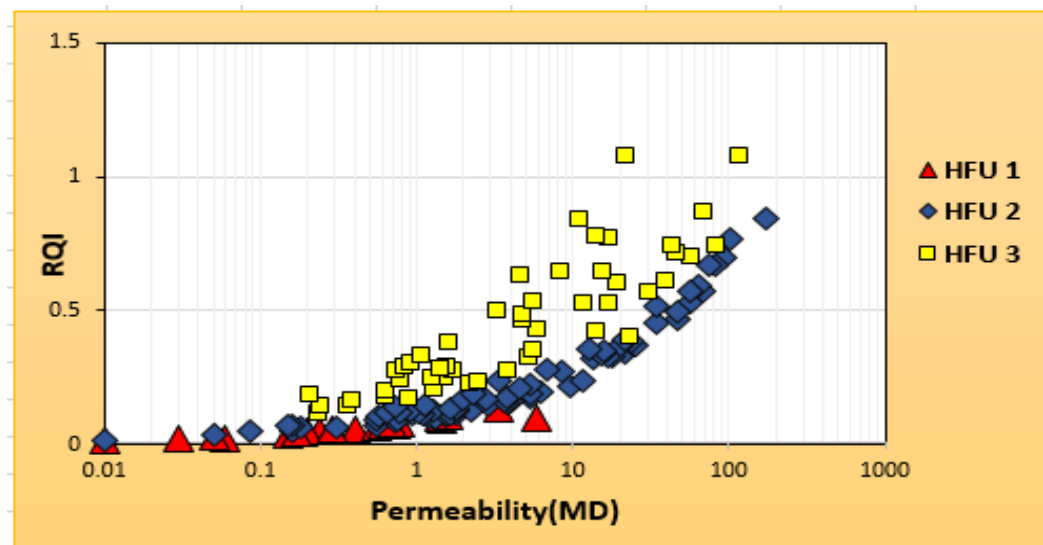
Reservoir Quality	Average (%) Porosity	Average Permeability (ml)	Cut off LogFZI	HFU
poor	12.68	0.84	$-0.2 > \text{LogFZI}$	1
Fair	11.9	16.7	$-0.2 \leq \text{LogFZI} < 0.6$	2
Good	5.7	18.27	$0.6 \geq \text{LogFZI}$	3



شکل ۷- تعیین واحدهای جریان سازند سروک با استفاده از نمودار  $\log FZI$  در برابر نمونه‌ها  
Fig. 7. Determination of flow units of Sarvak Formation using  $\log FZI$  diagram against samples



شکل ۸- رابطه تخلخل با شاخص کیفیت مخزن در واحدهای هیدرولیکی سازند سروک.  
Fig. 8. Relation of porosity with reservoir quality index in hydraulic units of Sarvak.



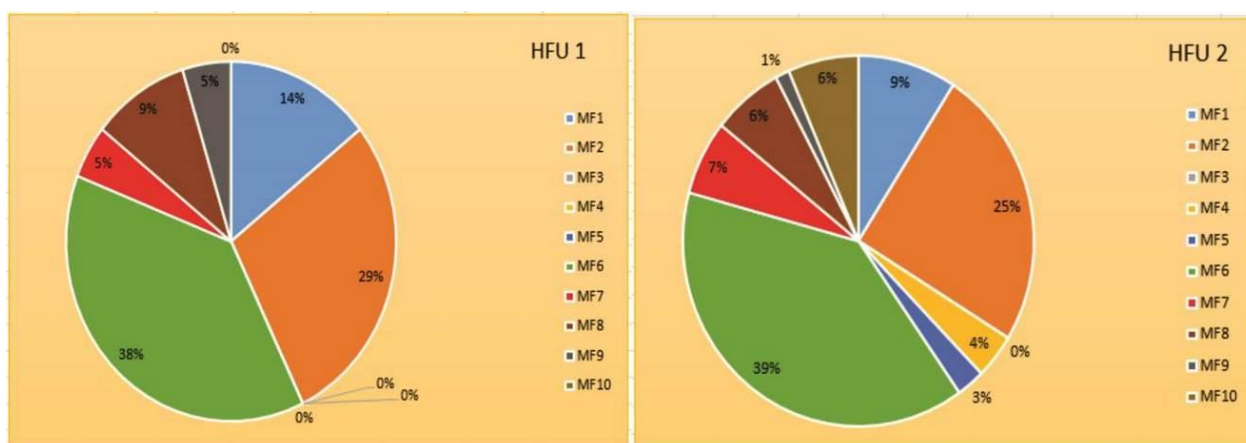
شکل ۹- رابطه تراوایی با شاخص کیفیت مخزن در واحدهای هیدرولیکی سازند سروک در میدان مورد مطالعه.  
Fig. 9. Permeability relationship with reservoir quality index in hydraulic units of Sarvak Formation.

MF3 ۹ درصد می باشد (شکل ۱۰). وجود تخلخل های مجزا در کنار تخلخل های بهم مرتبط (شکل ۱۲-C) سبب افزایش تخلخل و تراوایی و در نتیجه بهبود کیفیت مخزنی این واحد هیدرولیکی شده اند هرچند در مقاطعی سیمانی شدن نیز سبب کاهش تخلخل و تراوایی در این واحد شده است.  
HFU3: این واحد بالاترین شاخص زون جریانی را دارد.  
واحد HFU3 دارای تخلخل ۵/۷ درصد و تراوایی ۳۸/۳۶

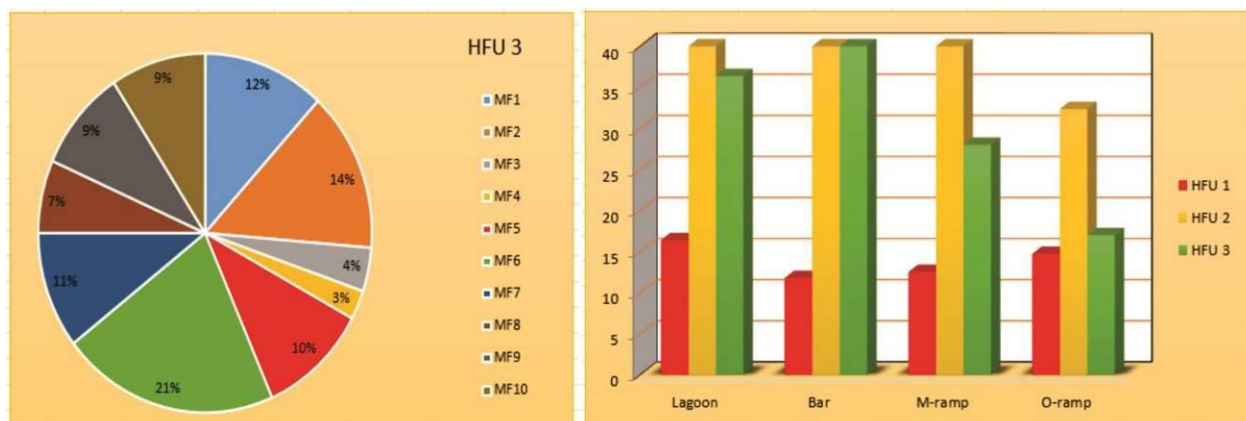
HFU2: این واحد هیدرولیکی با داشتن میانگین تخلخل ۱۱/۹ درصد و میانگین تراوایی ۱۶/۷۰ میلی داریسی یک واحد مخزنی در سازند سروک می باشد. عمده ریزرخساره هایی که در این واحد هیدرولیکی حضور دارند به ترتیب در زیرمحیط های لاگون، رمپ میانی، پشته کربناته و رمپ خارجی نهشته شده اند (شکل ۱۱). این ریزرخساره ها به ترتیب فراوانی شامل MF6، ۳۹ درصد، MF2 ۲۵ درصد و

شدن کم و از سویی دیگر فرآیند شکستگی، دولومیتی شدن و حتی گاهی استیلولیتی شدن باعث ایجاد یک معبر برای عبور سیالات هیدروکربوری شده و تراوایی را افزایش و کیفیت مخزنی را بهبود بخشیده است (شکل D-۱۲ تا ۱۲-F). وجود ریزرخساره‌های رمپ میانی در این واحد به علت وجود تخلخل‌های شکستگی می‌باشد که به خوبی در این ریزرخساره‌ها مشهود است و باعث افزایش چشمگیر تراوایی شده است. شواهد در این واحد نشان از نقش پر رنگ شکستگی و دیاژنز تاخیری دارد.

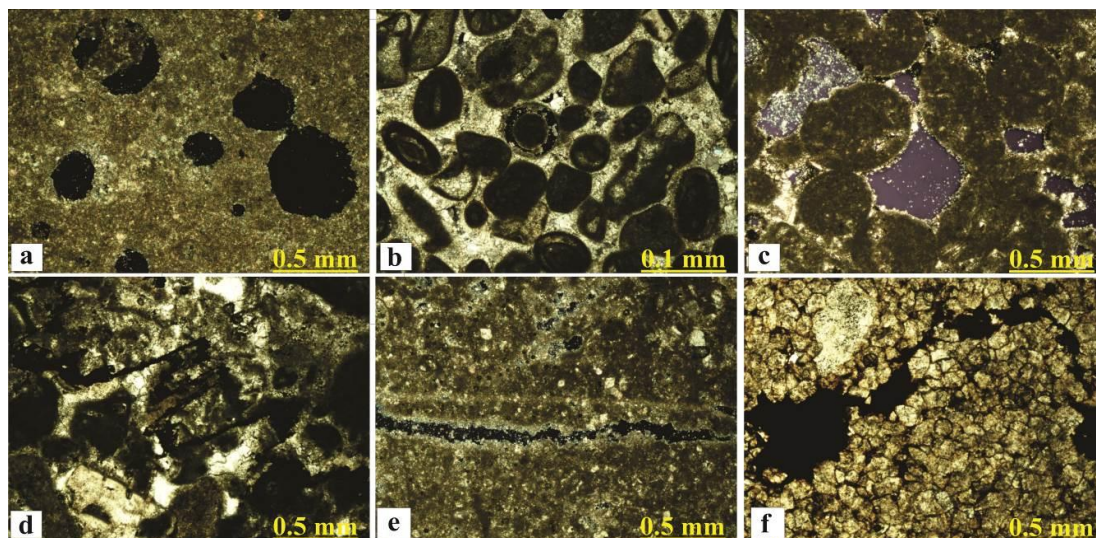
میلی داری می‌باشد. به نظر می‌رسد در این واحد هیدرولیکی علی‌رغم اینکه تخلخل نسبت به HFU2 کمتر است اما شکستگی و وجود ارتباط بین تخلخل باعث افزایش چشمگیر تراوایی و در نتیجه بهبود وضعیت مخزنی گردیده است. ریزرخساره‌های این واحد به ترتیب ۲۱ درصد MF6 از پشته کربناته، ۱۴ درصد MF2 از زیرمحیط لاگون، ۱۲ درصد MF3 از لاگون و ۱۱ درصد MF7 از زیرمحیط رمپ میانی می‌باشد (شکل ۱۱). بیشترین ستبرای این واحد هیدرولیکی در زیر محیط پشته کربناته، لاگون و رمپ میانی نهشته شده‌اند (شکل ۱۱). به نظر می‌رسد تخلخل کم و سیمانی



شکل ۱۰- پراکندگی ریزرخساره‌های سازند سروک در واحدهای جریان HFU1 و HFU2.  
Fig. 10. Distribution of microfrazures of Sarvak Formation in HFU1 and HFU2 flow units.



شکل ۱۱- پراکندگی ریزرخساره‌های سازند سروک در واحد جریان HFU3 و پراکندگی کمربندهای رخساره‌ای در هر واحد جریان.  
Fig. 11. Scattering of microfrazures of Sarvak Formation in HFU3 flow unit and scattering of facies belts in each flow unit.



شکل ۱۲- (a) تخلخل حفره‌ای و قالبی غیر مرتبط در HFU1، (b) سیمانی شدن در HFU1، (c) تخلخل حفره‌ای و گاه بین دانه‌ای در HFU2، (d) استیلولیت و آثار هیدروکربن در HFU3، (e) شکستگی و ایجاد تخلخل در HFU3 و (f) دولومیتی شدن در HFU3.

Fig.12. (a) Vuggy porosity and unrelated moldic porosity in HFU1 (b) Cementing in HFU1 (c) Vuggy porosity interparticle in HFU2 (d) Stylolite and hydrocarbon traces in HFU3 (e) Fractures and channel porosity in HFU3 and (f) Dolomitization in HFU3.

#### ۴-۵- توان مخزنی

به منظور ارزیابی کیفیت مخزنی و بر مبنای دو شاخص زون جریان FZI و شاخص کیفیت مخزن RQI کلاس‌بندی برای بررسی توان مخزنی مخازن نفتی توسط Nabawy و Al-Azazi (۲۰۱۵) و Nabawy و همکاران (۲۰۱۸) ارائه شده است. این محققان شاخص توان مخزنی (Potentiality Index) را معرفی کردند که از رابطه زیر به دست

می‌آید و توان مخزنی را در قالب ۵ رده توصیفی تقسیم کردند:

$$RPI = \frac{RQI + FZI}{2} \quad (\text{رابطه ۴})$$

شاخص RPI مفهوم تعیین وضعیت یک مخزن بر اساس دو پارامتر تخلخل و تراوایی است (El Sharawy and Nabawy, 2019). رتبه‌بندی توانمندی مخازن نفتی و کلاس‌های آن بر مبنای تخلخل، تراوایی، RQI، FZI و RPI در جدول ۴ ارائه شده است.

جدول ۴. کلاس‌بندی توان مخزنی استاندارد (Nabawy and Al-Azazi, 2015; Nabawy et al., 2018)

Table 4. Standard reservoir Capacity Classification (Nabawy and Al-Azazi, 2015; Nabawy et al., 2018)

Rank	RPI	FZI	RQI	Permeability	Porosity
0	Impervious	0<FZI≤1	0<RQI≤0.25	0.01<K≤1	0<σ≤5
1	Poor	1<FZI≤2.5	0.25<RQI≤0.5	1<K≤10	5<σ≤10
2	Fair	2.5<FZI≤5	0.5<RQI≤1	10<K≤100	10<σ≤15
3	Good	5<FZI≤10	1<RQI≤2	100<K≤1000	15<σ≤20
4	Very good	10<FZI≤15	2<RQI≤5	1000<K≤10000	20<σ≤25
5	Excellent	15<FZI	5<RQI	10000<K	25≤σ

مخزنی می‌باشد.

به منظور بررسی بهتر وضعیت مخزنی کلاس‌بندی بر مبنای تخلخل، تراوایی، شاخص کیفیت مخزن، شاخص زون جریان و توان مخزنی برای هر کمربند رخساره‌ای محاسبه و در جدول ۶

بر اساس این کلاس‌بندی، میانگین RPI سازند سروک ۴/۸۷ است و این مخزن دارای توان مخزنی خیلی خوبی می‌باشد. توان مخزنی هر واحد هیدرولیکی نیز در جدول زیر ارائه شده و در تایید نتایج واحدهای جریانی، واحد HFU3 دارای بهترین توان



دوم عامل دیاژنزی و خروج کربن ها از آب متأثر از ناپیوستگی تورنین میانی و ایجاد تخلخل ثانویه می باشد. بررسی وضعیت مخزنی این سازند با استفاده از نمودار پتروفیزیکی لوسیا نشان داد که این ریزرخساره ها عمدتاً در کلاس ۱ و ۲ پتروفیزیکی پلات شده اند که نشان دهنده ارتباط مستقیم و مثبت تخلخل و تراوایی در مخزن می باشد. به نظر می رسد فرآیندهای سیمانی شدن، انحلال و شکستگی مهم ترین شاخص های کنترل کننده پلات این ریزرخساره ها بر روی نمودار پتروفیزیکی لوسیا هستند. بر مبنای این نمودار کمر بند رخساره ای لاگون بهترین وضعیت مخزنی را دارد که این مهم در ارتباط وجود تخلخل های بهم مرتبط و کانالی در ریزرخساره های این کمر بند است هر چند این روند در کل ریزرخساره ها ثابت نمی باشد. با استفاده از داده های تخلخل و تراوایی شاخص زون جریان محاسبه گردید و با کمک  $\log FZI$  ۳ واحد جریانی در مخزن سروک مشخص گردید. واحد HFU1 با ضعیف ترین وضعیت مخزنی به طور عمده با رخساره های لاگون و رمپ خارجی مشخص می شود و واحد مخزنی HFU2 و HFU3 دارای وضعیت مخزنی بهتری است و عمدتاً دارای رخساره های کمر بند رخساره ای لاگون، پشته کربناته و رمپ میانی می باشند. وجود رخساره های لاگون در ۳ واحد جریانی مختلف به تاثیر مستقیم فرآیندهای دیاژنزی بر کنترل کیفیت مخزنی این ریزرخساره ها مرتبط می باشد. بررسی وضعیت مخزنی بر مبنای تخلخل، تراوایی، شاخص کیفیت مخزن، شاخص زون جریان و توان مخزنی نشان داد، وضعیت مخزنی سازند سروک در منطقه مورد مطالعه در کلاس خوب تا خیلی خوب قرار دارد. همچنین، برای هر کمر بند رخساره ای نیز می توان بیان نمود که رخساره های لاگون و پشته کربناته دارای شاخص های مخزنی بهتری هستند. نتایج شاخص های مخزنی محاسبه شده برای کمر بندهای رخساره ای، واحدهای جریانی و نمودار پتروفیزیکی لوسیا تطابق قابل قبولی را نشان می دهند و به نظر می رسد نتایج هر کدام به تنهایی می تواند بررسی قابل قبولی از وضعیت مخزنی سازند سروک را ارائه دهد و در جایی که پیچیدگی های مخزنی به علت عملکرد توام فرآیندهای رسوبی و دیاژنزی وجود دارد تعیین گونه های سنگی در کنار تفاسیر پتروگرافی می تواند ابهامات و چالش های ایجاد شده را رفع نماید.

ارائه شده است. بر مبنای شاخص های RPI و FZI کمر بندهای رخساره ای لاگون، پشته کربناته و دریای باز در کلاس خیلی خوب تا عالی قرار دارند و رخساره های کمر بند رمپ میانی در کلاس متوسط تا خوب قرار دارند. بر مبنای شاخص RQI نیز تنها کمر بند پشته کربناته در کلاس متوسط مخزنی قرار دارد و کمر بندهای لاگون، رمپ میانی و رمپ خارجی در کلاس ضعیف مخزنی قرار دارند. بر مبنای تراوایی و تخلخل رخساره های لاگون و پشته کربناته بهترین وضعیت مخزنی را دارند. در مجموع می توان بیان نمود که رخساره های لاگون و پشته کربناته دارای شاخص های مخزنی خوبی می باشند. تفاوت در وضعیت مخزنی کمر بندهای رخساره ای بر مبنای شاخص های متفاوت نشان از تاثیر توام، فرآیندهای دیاژنزی و رسوبی بر وضعیت مخزنی سازند سروک دارد.

در انتها، به منظور ارائه دید کلی نسبت به روند قائم، تغییرات واحدهای جریانی به همراه لاگ های پتروفیزیکی و کمر بندهای رخساره ای در شکل ۱۳ ارائه شده است. آنچه مشهود است تطابق ستون هیدروکربوری با واحدهای جریانی و توصیفات پتروگرافی مشخص شده می باشد و به نظر می رسد بررسی این پارامترها در کنار هم می تواند ارزیابی دقیقی از مخزن سروک ارائه دهد.

## ۵- نتیجه گیری

پتروگرافی و بررسی های داده های تحت الارضی حاصل از سازند سروک منجر به شناسایی ۱۰ ریزرخساره آهکی گردید. این ریزرخساره ها در چهار کمر بند رخساره ای لاگون، پشته کربناته، رمپ میانی و رمپ خارجی متعلق به یک رمپ کربناته تک شیب نهشته شده اند. مهم ترین فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده در این سازند عبارتند از: سیمانی شدن، انحلال، شکستگی، دولومیت زایی، استیلولیت زایی و میکرایت زایی. در این میان انحلال، دولومیت زایی، شکستگی و گاه استیلولیت زایی بر روند مخزنی این سازند تاثیر مثبت داشته است. بررسی فرآیندهای دیاژنتیکی نشان از وجود سه محیط دیاژنز دریایی، جوی و تدفینی دارد که نقش و اثر محیط دیاژنز جوی مرتبط با ناپیوستگی تورنین میانی به خوبی قابل اثبات می باشد. بررسی ها نشان از وجود دو عامل مهم در تعیین کنترل پارامترهای مخزنی سازند سروک دارد که شامل عامل رخساره ای و وجود رودیست ها و خرده های اسکلتی ناشی از آن ها در ایجاد تخلخل اولیه و

جدول ۵- کلاس بندی توان مخزنی واحدهای جریان‌ی شناسایی شده در مخزن سروک.

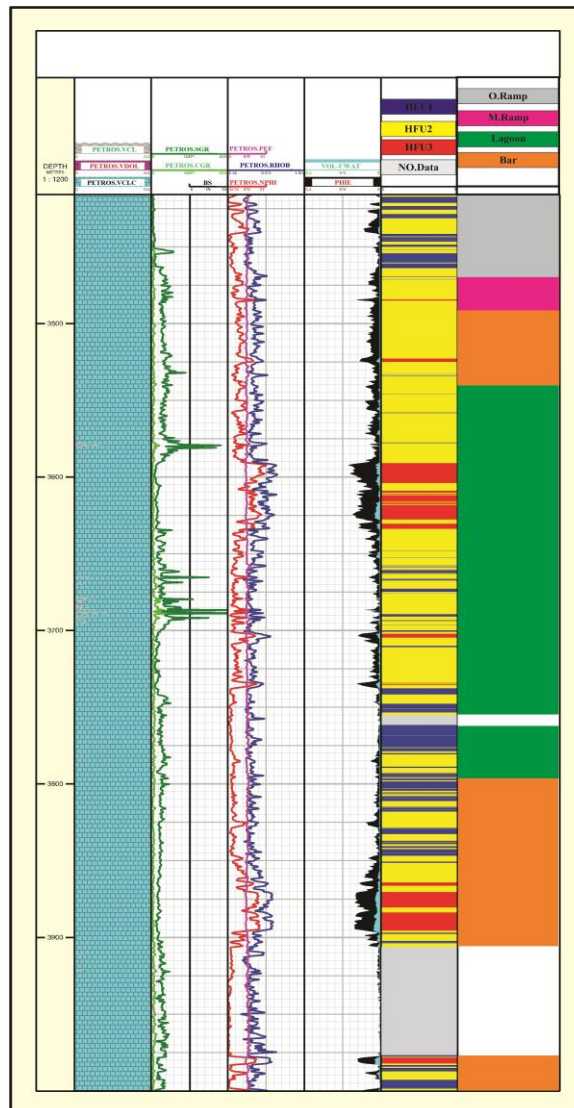
Table 5. Classification of reservoir capacity of flow units identified in Sarvak reservoir.

HFU	RQI	FZI	PER	PO	RPI
1	0.06	0.43	0.84	12.8	<b>0.24</b>
2	0.24	1.77	16.70	11.9	<b>1.01</b>
3	0.54	23.62	18.27	5.7	<b>12.08</b>

جدول ۶- توان مخزنی سازند سروک به تفکیک کمربندهای رخساره‌ای.

Table 6. Reservoir capacity of Sarvak Formation by facies belts.

Facies belt	RPI	RQI	FZI	PER	POR
Lagoon	6.8	0.33	6.9	21.7	<b>11</b>
Bar	4.95	0.27	7.9	13.7	<b>8.55</b>
M.ramp	3.65	0.3	3.09	7.7	<b>9.7</b>
O.ramp	5.4	0.26	10	6.5	<b>6.6</b>



شکل ۱۳- توزیع لاگ‌های پتروفیزیکی، ستون هیدروکربونی، واحدهای جریان‌ی و کمربند رخساره‌ای توالی سازند سروک در میدان مورد مطالعه.

Fig.13. Distribution of petrophysical logs, hydrocarbon columns, flow units and facies belt of Sarvak Formation sequence in the study area.

## مراجع

- Abbaszadeh, M., Fujii, H., Fujimoto, F., 1996. Permeability prediction by hydraulic flow units–theory and applications. *SPE Formation Evaluation* 11(4), 263-271. <https://doi.org/10.2118/30158-PA>
- Ahr W.M., 2008. *Geology of Carbonate Reservoir*. John Wiley and Sons. Inc, P. 277.
- Alishavandi, Z., Rahimpour-Bonab, H., Kadkhodaei, A., Arian, M., 2018. Investigating the effects of sedimentary environment and diagenetic processes on the quality of Sarvak reservoir formation within a sequence stratigraphic framework, Kupal Oil Field. *Journal of Geoscience* 27(107), 277-286. <https://doi.org/10.22071/gsj.2018.93509.1204>
- Alsharhan, A.S., Nairn, A.E.M., Mohammed, A.A., 1993. Late Palaeozoic Glacial Sediments of the Southern Arabian Peninsula: Their Lithofacies and Hydrocarbon Potential. *Marine and Petroleum Geology* 10, 71-78. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(93\)90101-W](https://doi.org/10.1016/0264-8172(93)90101-W)
- Arthur, M.A., Schlanger, S.O., Jenkyns, H.C., 1987. The Cenomanian-Turonian Oceanic anoxic event, II, Palaeoceanographic controls on organic-matter production and preservation. *Geol. Soci. Spec. Publ* 26, 401 – 420. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1987.026.01.25>
- Bagheri, M., Rezaei, H., 2019. Reservoir rock permeability prediction using SVR based on radial basis function kernel. *Carbonates and Evaporites* 34(3), 699-707. <https://doi.org/10.1007/s13146-019-00493-4>
- Baron, M., Parnell, J., Mark, D., Carr, A., Przyjalowski, M., Feely, M., 2008. Evolution of Hydrocarbon Migration style in a Fractured Reservoir Deduced from Fluid Inclusion Data, Clair Field, West of Shetland, UK. *Marine and Petroleum Geology* 25, 153-172. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.05.010>
- Beiranvand, B., Ahmadi, A., Sharafodin, M., 2007. Mapping and classifying flow units in the upper part of the Mid-Cretaceous Sarvak Formation (Western Dezful embayment, South-west Iran), based on a determination of reservoir Rock Type. *Journal of Petroleum Geology* 30(4), 357-373. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2007.00357.x>
- Belhouchet, H.E., Benzagouta, M.E., 2019. Rock Typing: Reservoir Permeability Calculation Using Discrete Rock Typing Methods (DRT): Case Study from the Algerian BH Oil Field Reservoir. *Advances in Petroleum Engineering and Petroleum Geochemistry, Conference of the Arabian Journal of Geosciences (CAJG-1), Tunisia 2018, Springer International Publishing*. 9-12. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-01578-7\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-030-01578-7_2)
- Cerepi, A., Barde, J.P., Labat, N., 2003. High-Resolution Characterization and Integrated Study of a Reservoir Formation: The Danian Carbonate Platform in the Aquitaine Basin (France). *Marine Petroleum Geology* 20, 1161-1183. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.09.005>
- Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *The AAPG/Datapages Combined Publications Database*. 108-121.
- El Sharawy, M.S., Nabawy, B.S., 2016. Geological and petrophysical characterization of the lower Senonian Matulla formation in Southern and Central Gulf of Suez, Egypt. *Arabian Journal for Science and Engineering* 41(1), 281-300. <https://doi.org/10.1007/s13369-015-1806-7>
- El Sharawy, M.S., Nabawy, B. S., 2019. Integration of electrofacies and hydraulic flow units to delineate reservoir quality in uncored reservoirs: A case study, Nubia Sandstone Reservoir, Gulf of Suez, Egypt. *Natural Resources Research* 28(4), 1587-1608. <https://doi.org/10.1007/s11053-018-9447-7>
- Flügel, E., 2010. *Microfacies of carbonate rocks*. Springer-Verlag, Berlin, p.976.
- Geel, T., 2000. Recognition of stratigraphic sequences in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of Palaeogene deposits in southeastern Spain. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 155, 211–238. [https://doi.org/10.1016/S0031-0182\(99\)00117-0](https://doi.org/10.1016/S0031-0182(99)00117-0)
- Ghabeishavi, A., Vaziri-Moghaddam, H., Taheri, A., Taati, F., 2010. Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran. *Journal of Asian Earth Sciences* 37, 275–285. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2009.08.014>
- Gholami Zadeh, P., Adabi M., 2011. Diagenetic processes and geochemical variations of minor elements at the Sarvak Formation in southern of Iran. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches* 27(1), 51-72. <https://doi.org/10.1001/1.20087888.1390.27.1.4.0>
- Guo, G., Diaz, M.A., Paz, F.J., Smalley, J., Waninger, E. A., 2007. Rock typing as an effective tool for permeability and water-saturation modeling: A case study in a clastic reservoir in the Oriente basin. *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering* 10(6), 730-739. <https://doi.org/10.2118/97033-PA>

- Hajikazemi, E., Al-Aasm, I.S., Mario, C., 2017. Diagenetic history and reservoir properties of the Cenomanian-Turonian carbonates in southwestern Iran and the Persian Gulf. *Marine and Petroleum Geology* 88, 845-857. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.06.035>
- Heydari, E., 1997. The role of burial diagenesis in hydrocarbon destruction and H<sub>2</sub>S accumulation, Upper Jurassic Smackover formation, Black Creek field, Mississippi: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 81, 26-45. <https://doi.org/10.1306/522B427B-1727-11D7-8645000102C1865D>
- Hollis, C., Vahrenkamp, V., Tull, S., Mookerjee, A., Taberner, C., Huang, Y., 2010. Pore system characterization in heterogeneous carbonates: an alternative approach to widely-used rock-typing methodologies. *Marine Petroleum Geology* 17(3), 272-293. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.12.002>
- Hosseini, K., Rezaee, P., Kazem Shiroodi, S., 2020. Analysis of the electrofacies, flow units and assessment of the reservoir potential of the Mishrif Formation (Cenomanian-Turonian) in the Esfand oil field, Persian Gulf. *Applied Sedimentology* 8(15), 46-64. <https://doi.org/10.22084/PSJ.2020.19710.1214>
- James, G.A., Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil- *Journal of Science* 307, 1064-1095. <https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D>
- Jodeyri, R., Rahimpour Bonab, H., Tavakoli, V., Kadkhodaie-Ilkhchi, R., Yousefpour, M., 2017. Study of flow units and electrofacies in the Mishrif Formation (upper part of Sarvak Formation) and estimation of reservoir zone in Sirri Oilfields located in Persian Gulf. *Applied Sedimentology* 5(9), 86-98. <https://doi.org/10.22084/PSJ.2017.12267.1126>
- 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 & Applied Science Research* 7(1), 1358-1362. <https://doi.org/10.48084/etasr.982>
- Jooybari, S. A., Rezaei, P., & Mehdipour, M., 2022. Investigating the role of microfacies, depositional conditions and diagenesis on the quality of the reservoir section, Ilam Formation (Santonian-Campanian) in one of the fields in southwestern Iran, Dezful embayment. *Iranian Journal of Petroleum Geology* 21, 15-32. <https://journal.ispg.ir/fa/Article/39683>
- Khatir, R., Jahani, D., Aleali, M., Kohansal-Ghadimvand, N., 2021. Facies, sedimentary environment, diagenesis, and reservoir quality of the Sarvak Formation in the Darquain oil field, southwest of Iran. *Applied Sedimentology* 9(17), 22833.1259. <https://doi.org/10.22084/PSJ.2021.22833.1259>
- Khodaei, N., Rezaee, P., Honarmand, J., Abdollahi-Fard, I., 2021. Controls of depositional facies and diagenetic processes on reservoir quality of the Santonian carbonate sequences (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. *Carbonates and Evaporites* 36(2), 1-24. <https://doi.org/10.1007/s13146-021-00676-y>
- Lapponi, F., Casini, G., Sharp, I., Blendinger, W., Fernández, N., Romaine, I., Hunt D., 2011. From outcrop to 3D modelling: a case study of a dolomitized carbonate reservoir, Zagros Mountains, Iran. *Petroleum Geoscience* 17,145-158. <https://doi.org/10.1144/1354-079310-040>
- Lucia, F.J., 2007. Carbonate reservoir characterization: An integrated approach. Springer Berlin, P.366.
- Malekzadeh, H., Daraei, M., Bayet-Goll, A., 2020. Field-scale reservoir zonation of the Albian-Turonian Sarvak Formation within the regional-scale geologic framework: A case from the Dezful Embayment, SW Iran. *Marine and Petroleum Geology* 121, 104586. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104586>
- Mancinelli, A., 2006. *Acroporella cairensi*. sp. (Dasycladales) from the Barremian of Monte Cairo (southern Latium, Italy). *Facies* 52, 411-416. <https://doi.org/10.1007/s10347-006-0047-3>
- 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 and Evaporites* 34(2), 335-347. <https://doi.org/10.1007/s13146-017-0388-8>
- Moussavi-Harami, R., Rezaee, R., Kadkhodaie-Ilkhchi, R., Kadkhodaie -Ilkhchi, A., 2014. Analysis of the reservoir electrofacies in the framework of hydraulic flow units in the Whicher Range Field, Perth Basin, Western Australia. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches* 30(1), 1-22. <https://doi.org/20.1001.1.20087888.1393.30.1.1.8>
- Nabawy, B.S., Al-Azazi, N.A.S.A., 2015. Reservoir zonation and discrimination using the routine core analyses data: The Upper Jurassic Sab'atayn sandstones as a case study, Sab'atayn basin, Yemen. *Arabian Journal of Geosciences* 8(8), 5511-5530. <https://doi.org/10.1007/s12517-014-1632-3>

- Nabawy, B.S., Barakat, M.K.H., 2017. Formation Evaluation using conventional and special core analyses: Belayim Formation as a case study, Gulf of Suez, Egypt. *Arabian Journal of Geosciences* 10(25), 1-23. <https://doi.org/10.1007/s12517-016-2796-9>
- Nabawy, B.S., Basal, A.M.K., Sarhan, M.A., Safa, M.G., 2018. Reservoir zonation, rock typing and compartmentalization of the Tortonian-Serravallian sequence, Temsah Gas Field, offshore Nile Delta, Egypt. *Marine and Petroleum Geology* 92, 609-631. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.03.030>
- Nabawy, B.S., Kassab, M.A., 2014. Porosity-reducing and porosity-enhancing diagenetic factors for some carbonate microfacies: a guide for petrophysical facies discrimination. *Arabian Journal of Geosciences* 7(11), 4523-4539. <https://doi.org/10.1007/s12517-013-1083-2>
- Pakparvar, S., Ghadimvand, N. K., Jahani, D., 2017. Sarvak reservoir facies characteristics in one of the South West Field in Iran. *Open Journal of Geology*, 7(3), 279-294. <https://doi.org/10.4236/ojg.2017.73020>
- Palma, R., Lopez-Gomez, J., Piethe, R., 2007. Oxfordian ramp system (Lamanga Formation) in the Baradas Blancas area (Mendoza Province) Neagen Basin, Argentina, facies and depositional sequences *Sedimentary Geology* 195, 113-134. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2006.07.001>
- Pomar, L., 2001. Types of carbonate platforms: a genetic approach. *Basin research* 13(3), 313-334. <https://doi.org/10.1046/j.0950-091x.2001.00152.x>
- Rahimpour-Bonab, H., Asadi-Eskandar, A. Sonei, A., 2009. Controls of Permian-Triassic Boundary over Reservoir Characteristics of South Pars Gas Field, Persian Gulf. *Geological Journal* 44, 341-364. <https://doi.org/10.1002/gj.1148>
- Rahimpour-Bonab, H., Mehrabi, H., Navidtalab, A., Omidvar, M., Enayati-Bidgoli, A. H., Sonei, R. Izadi Mazidi, E., 2013. Palaeo exposure surfaces in Cenomanian-Santonian carbonate reservoirs in the Dezful embayment, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology* 36(4), 335-362. <https://doi.org/10.1111/jpg.12560>
- Rashid, F., Hussein, D., Lawrence, J. A., Khanaqa, P., 2020. Characterization and impact on reservoir quality of fractures in the Cretaceous Qamchuqa Formation, Zagros folded belt. *Marine and Petroleum Geology* 113, 104-117. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104117>
- Read, J.F., 1985. Carbonate platform facies models. The AAPG/Datapages Combined Publications Database 69, 1-21. <https://doi.org/10.1306/AD461B79-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Rebelle, M., Umbhauer, F., Poli, E., 2009. Pore to Grid Carbonate Rock-Typing. International Petroleum Technology Conference, International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-13120-MS>
- Rezaie, P., Jooybari, A., Pour, M.M., Gorbani, M., 2016. Factor Controlling Reservoir Properties and Flow Unit Determination in the Ilam Formation of Dezfol Embayment at Zagros Fold-Thrust Belt, Southwest of Iran. *Open Journal of Geology*, 6(07), 660. <https://doi.org/10.4236/ojg.2016.67051>
- Riazi, Z., 2018. Application of integrated rock typing and flow units identification methods for an Iranian carbonate reservoir. *Journal of petroleum science and engineering* 160, 483-497. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.025>
- Ross, D. J., Skelton, P.W., 1993. Rudist formations of the Cretaceous: a palaeoecological, sedimentological and stratigraphical review. *Sedimentology review* 1, 73-91. <https://doi.org/10.1002/9781444304534.ch>
- Sabouhi, M., Rezaee, P., 2019. Investigation of hydraulic flow units of carbonate shoal reservoir facies of Kangan formation (early triassic) and its relationship with depositional environment and diagenesis. *Applied Sedimentology* 7(13), 167-183. <https://doi.org/10.22084/PSJ.2022.25804.1341>
- Sabouhi, M., Rezaee, P., Khatibi, S., 2020. An integrated approach to distribute carbonate reservoir properties, using lithofacies and seismic attributes: a case study from SW of Iran. *Carbonates and Evaporites* 35(4), 1-18. <https://doi.org/10.1007/s13146-020-00649-7>
- Shahverdi, N., Rahimpour-Bonab, H., Kamali, M., 2015. Sedimentary Environment, Diagenesis, and Reservoir Quality of Sarvak Formation (Upper Part) in Siri (E) Oilfields. *Journal of Petroleum Research* 25(84), 99-114. <https://doi.org/10.22071/gsj.2016.41161>
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Horbury A.D., Simmons, M. D., 2001. Arabian plate sequence stratigraphy. *Geo-Arabia Special Publication* 2, 371. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0901199>
- Sherkati, S., Letouzey, J., 2004. Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. *Marine and petroleum geology* 21(5), 535-554. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.01.007>

- Taghavi, A.A., Mørk, A., Emadi, M.A., 2006. Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehluran Field, southwest Iran. *Petroleum Geoscience* 12(2), 115-126. <https://doi.org/10.1144/1354-079305-672>
- Teh, W.J., Willhite, G.P., Doveton, J.H., 2012. Improved reservoir characterization using petrophysical classifiers within electrofacies, SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/154341-MS>
- Wilson, J., 1975. *Carbonate Facies in Geological History*. Springer, Berlin. p. 471.
- Zhang, J., Qin, L., Zhang, Z., 2008. Depositional facies, diagenesis and their impact on the reservoir quality of Silurian sandstones from Tazhong area in central Tarim Basin, western China: *Journal of Asian Earth Sciences* 33, 42-60. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2007.10.021>