



Research Article

OPEN ACCESS

Kharazmi Journal of Earth Sciences

Journal homepage <https://gnf.khu.ac.ir>

Geochemical evaluation and hydrocarbon potential of the Garau Formation in the Jufair field in Abadan Plain, SW Iran

Mozhde Ansari¹, Morteza Asemani^{2*}, Behzad Mehrabi³, Buyuk Ghorbani⁴

1. Department of Geochemistry, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran.

2. Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran.

3. Department of Geochemistry, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran.

4. Earth Sciences Research Institute, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran.

Article info

Article history

Received: 11 November 2024

Accepted: 13 December 2024

Keywords:

Rock-Eval pyrolysis,
Hydrocarbon potential, Source
rock, Mineral matrix effect,
Jufair oil field.

Abstract

The Abadan Plain is one of the most prolific basins in southwestern Iran and a part of the Mesopotamian Basin. In recent years, exploring new hydrocarbon resources in the region and the occurrence of shared oil fields in this region necessitates comprehensive geological and geochemical evaluations. Despite the significance of the Garau Formation as a key source rock in this region, no detailed study has yet been conducted to evaluate its hydrocarbon generation potential in the Jufair field. This study investigated the geochemical evaluation of the Garau Formation as a candidate source rock in the Jufair oil field in northern Abadan Plain. For this purpose, Rock-Eval pyrolysis analysis was conducted on 14 cutting samples to assess the quantity, quality, and thermal maturity of organic matter. The results indicated that the Garau Formation has an average total organic carbon (TOC) content of 2.2 wt.% and an average hydrogen index (HI) of 303 mg HC/g TOC, which is dominantly composed of mostly marine-type organic matter (i.e., Type II kerogen) with slightly terrestrial organic matter (i.e., Type III kerogen). Hence, the Garau Formation was classified as a good to excellent source rock in the Jufair oilfield. Also, the average thermal maturity of the Garau Formation is equal to the vitrinite reflectance of 0.8%, which implies the peak of the oil window. The matrix effect and inert organic carbon in the Garau Formation were also examined by plotting S_2 versus TOC and drawing a regression line. The results showed that the matrix can absorb a significant amount of generated hydrocarbons, equal to 2.5 mg HC/g Rock, highlighting the mineral matrix has an essential role in the geochemical nature of the formation. This study emphasizes that the Garau Formation has played a vital role in charging the overlying reservoir formations in the Jufair oil field.

Introduction

Organic geochemistry is widely acknowledged as a critical discipline in optimizing the exploration and development of hydrocarbons worldwide. It plays a key role in hydrocarbon reservoir exploration, modeling petroleum systems, studying different oil families and their source rocks, investigating reservoir continuity, and reconstructing hydrocarbon migration pathways (Hunt et al., 2002). It is crucial to carefully evaluate the petroleum system elements, including source rock, reservoir rock, cap rock, and the influencing processes such as generation timing, migration, and trapping mechanisms

of hydrocarbons, to investigate the hydrocarbon potential of a region (Tissot and Welte, 2013). Rock-Eval pyrolysis is the most widely used method to evaluate the generation potential and thermal maturity of organic matter in different source rocks. It also provides valuable information about the quantity, quality, maturity, and remaining potential of candidate source rocks (Hunt, 1996).

The Abadan Plain, located in the southwestern Zagros fold-thrust belt (ZFTB), is a highly promising target area due to its significant oil and gas reserves (i.e., over 56 billion barrels of oil and 35 trillion cubic feet of gas)

DOI <http://doi.org/10.22034/KJES.2024.10.2.106672>*Corresponding author: Morteza Asemani; E-mail: m.asemani@khu.ac.ir

How to cite this article: Ansari, M., Asemani, M., Mehrabi, B., Ghorbani, B., 2024. Geochemical evaluation and hydrocarbon potential of the Garau Formation, Jufair field, Abadan plain, SW Iran. Kharazmi Journal of Earth Sciences 10(2), 421- 442. <http://doi.org/10.22034/KJES.2024.10.2.106672>



(Motiei, 2010). However, despite the high importance of the region, limited studies have been conducted compared to the Dezful Embayment. Previous studies in Iran and the Mesopotamian Basin in Iraq have shown that the Garau and Sergelu formations have appropriate potential and maturity and can be considered as the primary source rocks for the oil and gas reservoirs in the Abadan Plain (Abeed et al., 2011; Zeinalzadeh et al., 2015).

In this study, due to the significance of the Garau Formation as a critical source rock in the Abadan Plain, its hydrocarbon generation potential was evaluated in the Jufair oilfield. The samples from the shaly layers of the Garau Formation were analyzed using Rock-Eval pyrolysis to characterize the quantity, quality, and thermal maturity of the organic matter after initial quality

control of the data. The impacts of the mineral matrix and inert organic carbon on the geochemical parameters were also investigated.

Geological Setting

The Abadan Plain is part of the Mesopotamian Basin (Fig. 1) and is situated southwest of the Dezful Embayment (Alavi, 1994, 2004; Fard et al., 2006). The Abadan Plain extends approximately 26,500 km², incorporating offshore and onshore areas. This area is a low-relief depositional floodplain, predominantly covered by recent alluvium (Fard et al., 2006). This study focuses on the geochemical evaluation of the Garau Formation as the most critical source interval in the study area.

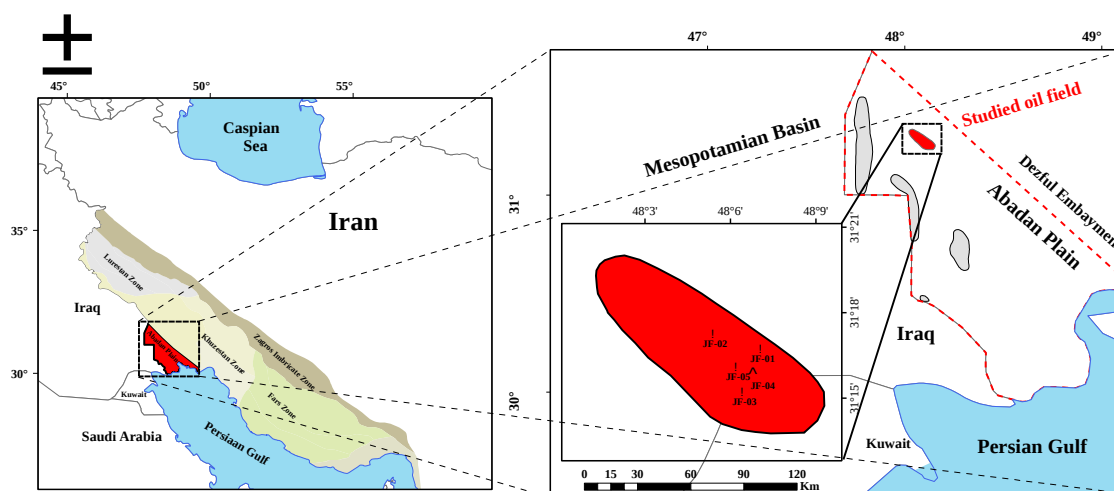


Fig. 1. Geographical location of the Abadan Plain and Jufair oil field

Materials and Methods

Fourteen cutting samples of the Gurau Formation were collected from exploratory well No. 4 in the Jufair oilfield, located in the Abadan Plain, for the source rock evaluation. The studied samples were analyzed by the Rock-Eval 6 apparatus (Vinci Technologies) at the Research Institute of Petroleum Industry (RIPI) in Iran. The Rock-Eval pyrolysis involves temperature-programmed heating of a small amount of rock (i.e., 70 mg) in an oxygen-free atmosphere (i.e., nitrogen). The generated liquid hydrocarbons are recorded as S₁ (free

hydrocarbon; mg HC/g rock), S₂ (cracked hydrocarbon; mg HC/g rock), and S₃ (derived from oxygen-containing organic molecules; mg CO₂/g rock) peaks in pyrolysis oven and, S₄ (residual carbon) and S₅ (mineral carbon) peaks in the oxidation oven. Additional key parameters measured include Tmax, the hydrogen index (HI), and the oxygen index (OI) (Behar et al., 2001).

Results and Discussion

The S₁ versus TOC curve discriminates migrated hydrocarbons and contaminants from indigenous

hydrocarbons (Hunt,1996). The results showed that some of the studied samples were contaminated with nonindigenous hydrocarbons (Fig. 2. a). The samples were washed with an organic solvent to remove these contaminants and avoid their influence on the geochemical analyses (Fig. 2. b). Once the accuracy of the Rock-Eval pyrolysis results for the studied samples was confirmed, a geochemical assessment of the Garau Formation, including the quantity, quality, and maturity of the organic matter, was performed. The first step in evaluating the hydrocarbon potential of the studied formation is to determine its total organic carbon (TOC) content (Peters, 1986). The total organic carbon content of the Garau Formation ranges from 0.68 to 9.4 weight percent, covering a fair to excellent quantity. Since the TOC values in most samples are above 1 %wt, it indicates that this formation has significant hydrocarbon potential.

Evaluations indicate that the quantity of organic matter in the Garau Formation is appropriate, and the quality of organic matter must also be evaluated to determine its hydrocarbon generation potential. In the analyzed samples, S_2 ranges between 2.01 and 11.01 mg HC/g rock, indicating a fair to good potential for the Garau Formation. Based on the S_1+S_2 (production potential) versus TOC plot (Fig. 2. c), the present production potential of the Garau Formation is categorized as fair to good (Dembicki, 2009). A commonly used method for classifying organic matter based on Rock-Eval pyrolysis data involves plotting the

hydrogen index (HI) versus the oxygen index (OI) (Fig. 2. d) (Hunt,1996). Hydrogen index values in the Jufair oilfield range from 117 to 437 mg HC/g TOC, indicating a combination of Type II/III kerogen for the Garau Formation.

Additionally, three samples from the Garau Formation, located at depths of more than 5200 meters, with hydrogen index values of 50-200 mg HC/g TOC. Therefore, the Garau Formation generally contains a mixture of Type II/III and Type III kerogens. The thermal maturity of the Garau Formation was determined based on T_{max} , PI, and vitrinite reflectance. In the analyzed rock samples, T_{max} values range from 431°C to 449°C, with an average of 442°C. The equal vitrinite reflectance was estimated for 14 samples, yielding an average value of approximately 0.8 %. According to the HI versus T_{max} plot (Fig. 2. e) and equal vitrinite reflectance, the thermal maturity of the organic matter in the Garau Formation is identified as being at peak oil generation.

Using the variation of S_2 versus TOC, the absorbed proportion of organic carbon by mineral matrix can be assessed. Ideally, the regression line for the samples should pass through the origin of the coordinate system; however, except in specific and rare instances, the regression line is typically positioned far from the origin (Dahl et al., 2004). In the S_2 versus TOC plot (Fig. 2. f), the intersection of the regression line with the S_2 axis is 2.5, indicating a significant influence of the mineral matrix on the pyrolysis results.

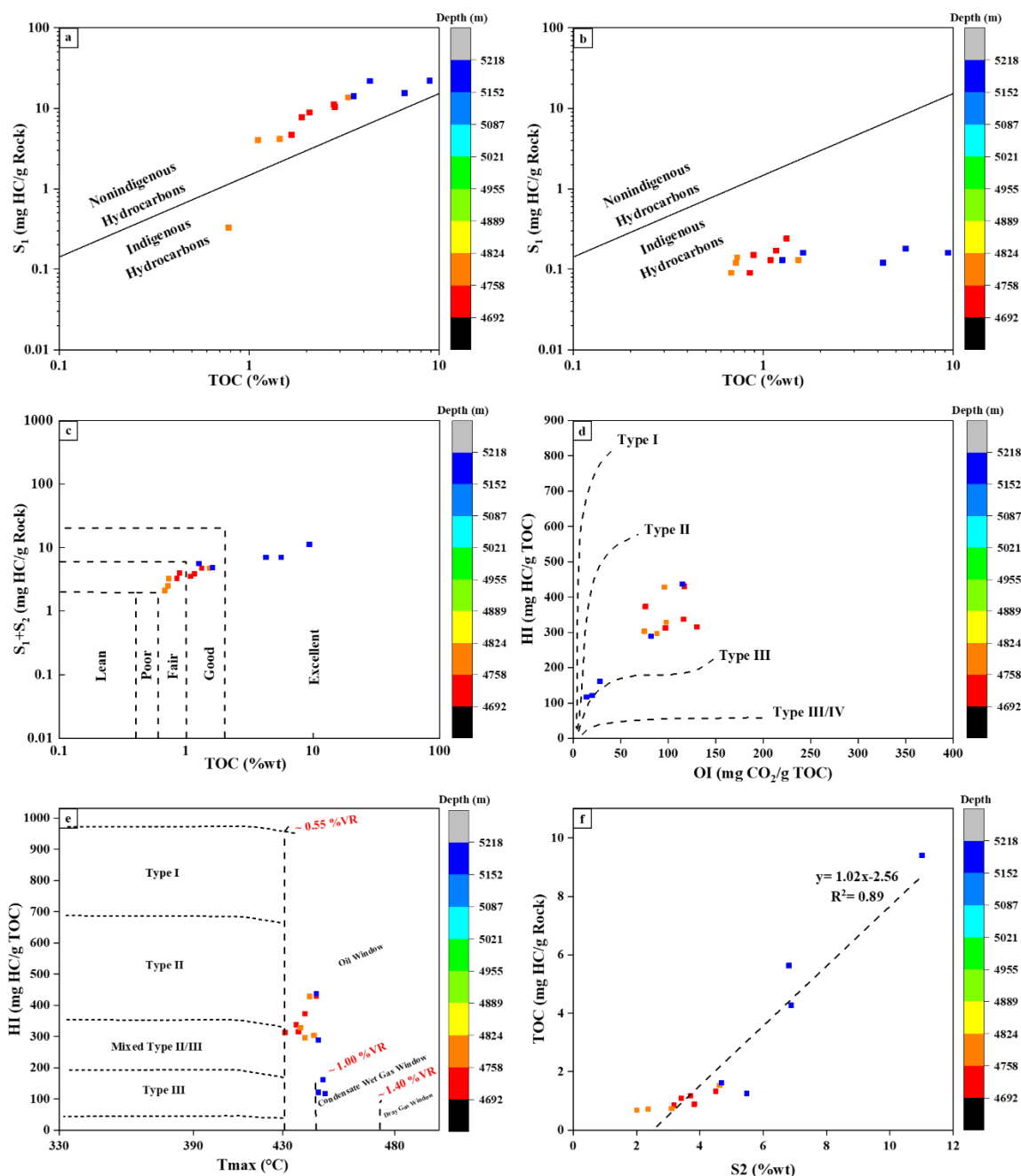


Fig. 2. a) Migration index plot used to assess sample contamination before washing with an organic solvent; b) after washing with an organic solvent (adopted from [Hunt,1996](#)); c) S₁+S₂ vs. TOC diagram for evaluating the hydrocarbon potential (adopted from [Dembicki, 2009](#)); d) HI vs. OI plot for determining type of kerogen (adopted from [Hunt,1996](#)); e) HI vs. Tmax plot (adopted from [Abeed et al., 2011](#)); f) TOC vs. S₂ diagram determining the inert and adsorbed carbon content of the Garau Formation samples

Conclusions

Geochemical studies of source rocks, as a key element in petroleum system evaluation, play a significant role in

understanding the hydrocarbon potential of sedimentary basins. In this study, the Garau Formation was investigated as the potential source rock for the Jufair oil field, and geochemical analyses were conducted using

Rock-Eval pyrolysis on 14 drilling cutting samples. The results indicate that the Garau Formation exhibits a hydrocarbon generation potential ranging from moderate to good. Hydrogen Index (HI) values vary between 117–437 mg HC/g TOC. High HI values in depths of 4700 to 5100 meters indicate a dominance of marine organic matter and the presence of Type II kerogen; however, the decline in HI at depths exceeding 5200 meters suggests a shift to Type III kerogen and increased thermal maturity. Thermal maturity evaluation of the Garau Formation based on Tmax, production index (PI), and equal vitrinite reflectance showed that the thermal maturity increases with depth, indicating a transition of the sediments from early to intermediate stages of thermal maturity. These findings are consistent with the estimated vitrinite reflectance data.

In conclusion, the obtained results suggest that the Garau Formation has favorable organic richness, appropriate thermal maturity, and relatively good hydrocarbon generation potential in the Jufair oil field. These characteristics make the Garau Formation a crucial element of the petroleum system in the Abadan Plain, emphasizing its vital role in supplying hydrocarbon resources in the Jufair field.

References

- Abeed, Q., Alkhafaji, A., Litke, R., 2011. Source rock potential of the upper Jurassic–Lower Cretaceous succession in the southern Mesopotamian basin, southern Iraq. *Journal of Petroleum Geology* 34, 117–134.
- Alavi, M., 1994. Tectonics of the Zagros orogenic belt of Iran: new data and interpretations. *Tectonophysics* 229, 211–238.
- Alavi, M., 2004. Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *American journal of Science* 304, 1–20.
- Behar, F., Beaumont, V., Pentead, H.D.B., 2001. Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology* 56, 111–134.
- Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E., 2004. A new approach to

- interpreting Rock-Eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry* 35, 1461–1477.
- Dembicki Jr, H., 2009. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG bulletin* 93, 341–356.
- Fard, I.A., Braathen, A., Mokhtari, M., Alavi, S.A., 2006. Interaction of the Zagros Fold–Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. *Petroleum Geoscience* 12, 347–362.
- Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology* (2nd Edition). W.H. Freeman and Company, New York, 743 p.
- Hunt, J.M., Philp, R.P., Kvenvolden, K.A., 2002. Early developments in petroleum geochemistry. *Organic geochemistry* 33, 1025–1052.
- Motiei, H., 2010. An introduction to Zagros petroleum reservoirs evaluation, (For Geologist). Arian Zamin Press, V.2.
- Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG bulletin* 70, 318–329.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 2013. *Petroleum formation and occurrence*. Springer Science & Business Media.
- Zeinalzadeh, A., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Sajjadian, V.A., 2015. Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 26, 419–4

CRediT authorship contribution statement

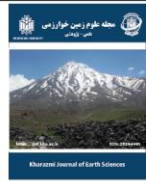
 Mozhd Ansari	Methodology, Software Formal analysis, Investigation Writing- Original Draft
 Morteza Asemani	Conceptualization, Validation Writing - Review & Editing, Supervision Investigation, Project administration
 Behzad Mehrabi	Supervision, Validation Writing - Review & Editing
 Buyuk Ghorbani	Validation, Resources Writing - Review & Editing Supervision



Research Article

OPEN ACCESS

Kharazmi Journal of Earth Sciences

Journal homepage <https://gnf.khu.ac.ir>

ارزیابی ژئوشیمیایی و بررسی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند گرو در میدان جفیر منطقه دشت آبادان، جنوب غرب ایران

مژده انصاری^۱، مرتضی آسمانی^{۲*}، بهزاد مهرابی^۳، بیوک قربانی^۴

۱. گروه ژئوشیمی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران.

۲. گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران.

۳. گروه ژئوشیمی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران.

۴. پژوهشکده علوم زمین، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران.

اطلاعات مقاله	چکیده
تاریخچه مقاله دریافت: ۱۴۰۳/۰۸/۲۱ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۹/۲۳	دشت آبادان واقع در جنوب غربی ایران به عنوان یکی از غنی‌ترین حوضه‌های نفتی کشور و بخشی از حوضه عظیم بین‌النهرین شناخته می‌شود. کشف منابع جدید هیدروکربنی در این منطقه در سال‌های اخیر و وجود میدان‌های مشترک، بیانگر ضرورت انجام مطالعات گسترده زمین‌شناسی و ژئوشیمیایی در این منطقه است. علی‌رغم اهمیت سازند گرو به عنوان یکی از سنگ‌های منشأ کلیدی در این منطقه، تا کنون مطالعه دقیقی به منظور بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی این سازند در میدان جفیر انجام نشده است. در این مقاله، ارزیابی ژئوشیمیایی سازند گرو به عنوان سنگ منشأ احتمالی در شمال دشت آبادان در میدان جفیر مورد بررسی قرار گرفت. بدین منظور تعداد ۱۴ نمونه خرده حفاری از سازند مذکور برای ارزیابی کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی در این سازند به روش آنالیز پیرولیز راک-اول مطالعه شد. نتایج آنالیزها نشان داد که سازند گرو با میانگین کربن آلی ۲/۲ درصد وزنی و شاخص هیدروژن متوسط برابر 30.3 mg HC/g TOC عمدتاً از نوع مواد آلی دریایی (کروژن تیپ II) بوده و کمی مواد آلی خشکی (III) نیز به همراه دارد. بنابراین سازند گرو به عنوان یک سنگ منشأ با پتانسیل خوب تا عالی در میدان جفیر شناخته می‌شود. همچنین بلوغ حرارتی سازند گرو بطور متوسط معادل انعکاس ویتروینایت حدود ۰/۸ درصد است که بیانگر پیک پنجره نفتی می‌باشد. میزان اثر ماتریکس و مواد آلی خنثی در سازند گرو، از طریق ترسیم نمودار S2 در برابر TOC و رسم خط رگرسیون آن نیز بررسی شد. نتایج نشان می‌دهد که مقدار قابل توجهی از هیدروکربن تولیدی به میزان 2.5 mg HC/g Rock توسط ماتریکس جذب می‌گردد که نقش ماتریکس معدنی را در تحلیل‌های ژئوشیمیایی این سازند برجسته می‌کند. این مطالعه نشان داد که سازند گرو می‌تواند نقش مهمی در شارژ سازندهای مخزنی بالاتر در میدان جفیر داشته است.



مقدمه

ردیابی مسیرهای مهاجرت هیدروکربن‌ها، ارزیابی پیوستگی مخزن و موارد دیگر نقش بسیار مهمی را ایفا می‌کند (Hunt et al., 2002). برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربنی یک منطقه، ابتدا لازم است که عناصر و فرآیندهای مؤثر در تشکیل نفت و گاز با دقت مورد مطالعه قرار گیرند. در یک سیستم نفتی، سه عنصر کلیدی شامل سنگ منشأ، سنگ مخزن و پوش‌سنگ، به همراه فرآیندهایی نظیر زمان زایش، مهاجرت و سازوکارهای به دام افتادن هیدروکربن‌ها برای تشکیل

امروزه، علم ژئوشیمی آلی به عنوان یک عامل کلیدی در بهینه‌سازی اکتشاف و توسعه میدان هیدروکربنی در سراسر جهان شناخته شده است. این علم در زمینه‌هایی نظیر اکتشاف مخازن هیدروکربنی، مدل‌سازی سیستم‌های نفتی، مطالعه خانواده‌های نفتی مختلف و بررسی سنگ‌های منشأ احتمالی نفت‌های موجود در میدان نفتی،

DOI <http://doi.org/10.22034/KJES.2024.10.2.106672>*نویسنده مسئول: مرتضی آسمانی m.asemani@khu.ac.ir

استناد به این مقاله: انصاری، م، آسمانی، م، مهرابی، ب، قربانی، ب. (۱۴۰۳). ارزیابی ژئوشیمیایی و بررسی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند گرو در میدان جفیر منطقه دشت آبادان، جنوب غرب ایران. مجله علوم زمین خوارزمی. جلد ۱۰، شماره ۲، صفحه ۴۲۱ تا ۴۴۲. <http://doi.org/10.22034/KJES.2024.10.2.106672>



تجمعات هیدروکربنی اهمیت کلیدی دارند (Tissot and Welte, 2013). از پیرولیز راک-اول به عنوان ابزاری ساده، سریع و کارآمد برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی یک سازند در مطالعات ژئوشیمی آلی استفاده می‌شود. این روش، اطلاعات جامع و ارزشمندی را درباره کمیت، کیفیت، بلوغ حرارتی ماده آلی و همچنین پتانسیل باقی‌مانده یک سنگ منشأ ارائه می‌دهد. تحلیل دقیق شاخص‌های کیفیت، کمیت و بلوغ مواد آلی، امکان شناسایی سنگ منشأ مستعد تولید هیدروکربن و همچنین محل آشپزخانه مواد آلی (Source rock kitchen) مرتبط را فراهم می‌سازد. به کارگیری این داده‌ها باعث کاهش ریسک اکتشاف و تمرکز برنامه‌ریزی حفاری در نواحی با بیشترین پتانسیل را فراهم می‌کند و از این طریق از اتلاف منابع و سرمایه به‌طور مؤثری جلوگیری می‌شود (Hunt, 1996).

دشت آبادان، به عنوان یکی از زون‌های ساختاری جنوب غربی کمربند چین‌خورده-رورانده زاگرس، به دلیل شناسایی ذخایری بالغ بر ۵۶ میلیارد بشکه نفت و ۳۵ تریلیون فوت مکعب گاز اهمیت ویژه‌ای دارد (Motiei, 2010). اما علی‌رغم اهمیت بالای آن، نسبت به فرو افتادگی دزفول کمتر مطالعه شده است. مخازن نفتی موجود در دشت آبادان از دوره کرتاسه پایینی تا ائوسن پراکنده‌اند و عمدتاً از سنگ‌های کلاستیک و کربناته تشکیل شده‌اند (شکل ۲). این منطقه جزو زیرزون زبیر در حوضه بین‌النهرین به شمار می‌آید و میدان‌های هیدروکربنی مشهوری در آن قرار دارد (Alizadeh et al., 2016). سیستم نفتی غالب در این حوضه، سیستم ژوراسیک-کرتاسه است. گرچه به علت محدودیت‌های موجود در حفاری چاه‌های عمیق، سیستم‌های نفتی قدیمی‌تر هنوز به‌طور کامل شناسایی نشده‌اند (Abeed et al., 2012). سازندهای اصلی سنگ منشأ در این منطقه شامل پابده (ترشیاری)، کژدمی (کرتاسه میانی)، سرگلو (ژوراسیک میانی)، گرو (ژوراسیک پسین-کرتاسه پیشین) و گدوان (کرتاسه پیشین) هستند. شواهد ژئوشیمیایی نشان می‌دهد که سازندهای پابده و کژدمی علی‌رغم برخورداری از پتانسیل هیدروکربن زایی قابل توجه، به دلیل بلوغ حرارتی ناکافی، نمی‌توانند به عنوان سنگ منشأهای مؤثر در این منطقه در نظر

گرفته شوند (Kobraei et al., 2017). همچنین مطالعات قبلی در ایران و حوضه بین‌النهرین در کشور عراق نشان داد که می‌توان سازندهای گرو و سرگلو را با داشتن پتانسیل و بلوغ مناسب به عنوان منشأ اصلی نفت و گازهای موجود در مخازن دشت آبادان در نظر گرفت (Abeed et al., 2011; Zeinalzadeh et al., 2015).

از جمله مطالعات گذشته که اهمیت سازند گرو و نقش کلیدی آن در تولید هیدروکربن در دشت آبادان را نشان می‌دهد، می‌توان به مطالعه زینل‌زاده و سجادیان (Zeinalzadeh and Sajadian, 2009) اشاره کرد. این محققین به ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای پابده، کژدمی، گرو، گوتینا، نجمه، سرگلو و نیریز به عنوان سنگ‌های منشأ احتمالی در میدان نفتی دارخوین پرداختند و سازندهای گرو و سرگلو را به عنوان زون‌های اصلی سنگ منشأ معرفی کردند. عابد و همکاران (Abeed et al., 2011) در حوضه بین‌النهرین عراق، سازندهای گرو و سرگلو را به عنوان سنگ منشأ اصلی مخازن هیدروکربنی معرفی کردند. کبرائی و همکاران (Kobraei et al., 2017) سازند گرو را با مقادیر TOC تا ۵/۷۲ درصد و شاخص هیدروژن تا ۴۱۳ mg HC/g TOC، را به عنوان یک سنگ منشأ با پتانسیل تولید خوب تا عالی توصیف کرده‌اند که در مرحله اوج تولید نفت قرار دارد. زینل‌زاده و همکاران (Zeinalzadeh et al., 2018) در میدان دارخوین دشت آبادان به بررسی پتانسیل سنگ‌های منشأ کرتاسه پرداختند. نتایج نشان داد که سازندهای گرو، گدوان و کژدمی پتانسیل هیدروکربن زایی مناسبی داشته و غالباً دارای مواد آلی دریایی (کروژن نوع II) بوده و مقادیر اندکی مواد آلی خشکی (کروژن نوع III) دارند. ناحیه پایینی سازند گرو با TOC بین ۱/۱۴ تا ۱۴/۲۹٪ به عنوان سنگ منشأ عالی با پتانسیل هیدروکربن زایی مناسب شناخته شد. تحلیل‌های بیومارکرها نیز نشان داد که این نواحی در مرحله پنجره نفتی اولیه تا پیک تولید نفت قرار دارند. کبرائی و همکاران (Kobraei et al., 2019) به مطالعه ویژگی‌های ژئوشیمیایی نفت‌های مخازن فهلیان و سنگ‌های منشأ سازند گرو در دشت آبادان پرداختند و سازند گرو را به عنوان یک سنگ منشأ خوب تا عالی معرفی کردند. ده‌یادگاری و هنرمند

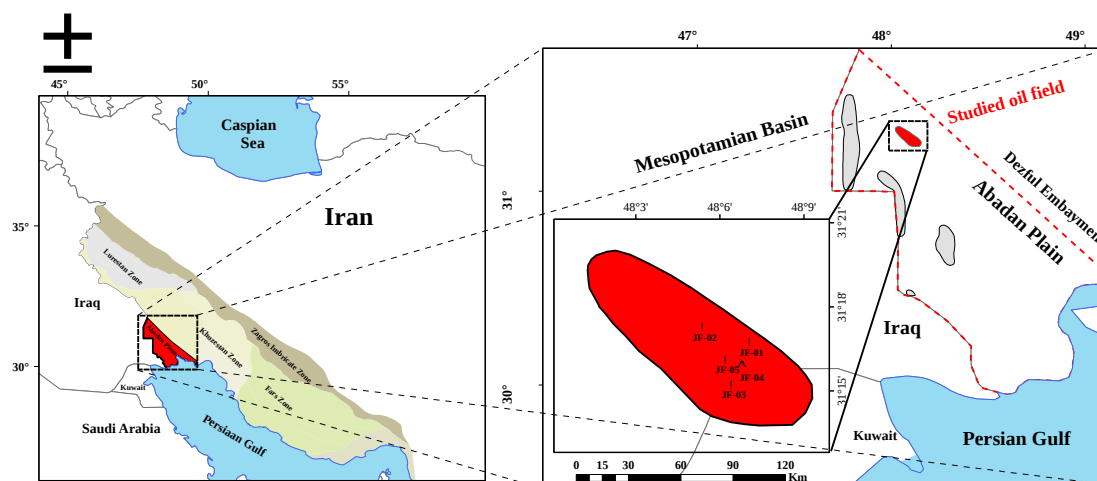
حاصل، پس از کنترل کیفی اولیه، برای تعیین کمیت، کیفیت و بلوغ حرارتی مواد آلی موجود در سازند گرو بررسی شدند. در پایان اثر ماتریکس معدنی و مواد آلی خنثی نیز مورد بررسی قرار گرفت.

زمین‌شناسی منطقه

دشت آبادان، به عنوان بخشی از پهنه جنوبی حوضه بین‌النهرین در جنوب‌غربی فروافتادگی دزفول (شکل ۱) به عنوان یکی از زیرمجموعه‌های ساختاری کمربند چین‌خورده-رورانده زاگرس، قرار گرفته است (Alavi, 1994, 2004; Fard et al., 2006). دشت آبادان در جنوب‌غرب زاگرس و درون یک حوضه فورلند (Foreland) واقع شده است. کمربند تراستی و چین‌خورده زاگرس، حاصل برخورد قاره‌ای صفحات تکتونیکی عربی و اوراسیا است که از اواخر میوسن آغاز شده و تا به امروز ادامه داشته است (Beydoun et al., 1992). دشت آبادان با گستره‌ای به مساحت تقریبی ۲۶۵۰۰ کیلومتر مربع، شامل بخش‌های ساحلی و فراساحلی، به عنوان یک دشت سیلابی کم ارتفاع شناخته می‌شود که به وسیله رسوبات آبرفتی جوان پوشیده شده است. به‌دلیل این پوشش رسوبی، مطالعات زمین‌شناسی در این منطقه عمدتاً بر اساس داده‌های ژئوفیزیکی و نتایج حاصل از حفاری چاه‌ها بوده است (Fard et al., 2006).

(Dehyadegari and Honarmand, 2019) نیز در مطالعات خود سازندهای سرگلو و گرو را به عنوان سنگ منشأ اصلی نفت‌های سازند سروک معرفی کردند. حسینی و محسنی (Hosseiny and Mohseni, 2023) به بررسی پتانسیل هیدروکربنی سازند گرو به عنوان شیل‌های نفتی و گازی در پنج زیرحوضه زاگرس پرداختند. نتایج نشان داد که سازند گرو در لرستان شرقی دارای پتانسیل شیل نفتی و در لرستان غربی دارای پتانسیل شیل گازی است، درحالی که مقدار و کیفیت ماده آلی با حرکت به سمت غرب و جنوب کاهش می‌یابد. همچنین قربانی و همکاران (Ghorbani et al., 2024) ویژگی‌های ژئوشیمیایی سه سازند کژدمی، گرو و سرگلو در دشت آبادان را بررسی و بلوغ حرارتی و کیفیت مواد آلی این سازندها را ارزیابی کردند. توالی بلوغ حرارتی این سازندها با استفاده از روش‌های پیرولیز راک-اول و آنالیز مولکولی، تعیین شده است. نتایج این بررسی نشان داد که سازندهای گرو و سرگلو در تشکیل نفت در سیستم‌های نفتی دشت آبادان نقش کلیدی دارند. مطالعات اشاره شده در بالا بر اهمیت سازند گرو در تأمین منابع هیدروکربنی دشت آبادان تأکید می‌کند.

از آنجایی که سازند گرو یکی از مهم‌ترین سنگ‌های منشأ در منطقه دشت آبادان است، هدف اصلی این مطالعه ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند مذکور در میدان جفیر واقع در دشت آبادان است. بدین منظور، نمونه‌های افق‌های شیلی سازند گرو تهیه شد و با استفاده از دستگاه پیرولیز راک-اول مورد تجزیه قرار گرفتند. نتایج



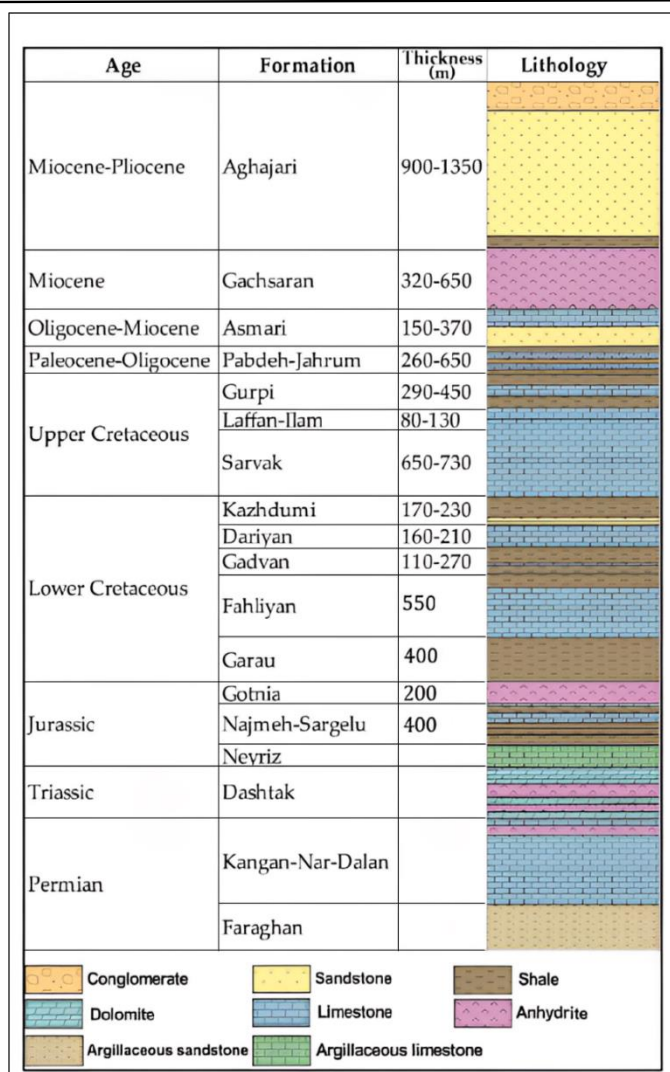
شکل ۱- موقعیت جغرافیایی دشت آبادان و میدان جفیر.

Fig. 1. Geographical location of the Abadan Plain and Jufair oilfield.

شناسایی پارامترهای مختلف سیستم‌های نفتی موجود در این ناحیه نشان می‌دهد. به‌طور خاص، در ارتباط با سنگ‌های منشأ، توالی‌های سرگلو، گرو، گدوان، کژدمی و پابده قابل اشاره هستند، در حالی که سازندهای نیریز، فهلیان، سروک و ایلام به عنوان سنگ‌های مخزن در نظر گرفته می‌شوند. افزون بر این، بخشی از سازندهای گورپی، گوتنیا و علن به عنوان پوش‌سنگ‌های احتمالی مطرح اند.

سازند گرو در دشت آبادان به عنوان یکی از مهم‌ترین سنگ‌های منشأ هیدروکربنی شناخته می‌شود. این سازند در نواحی لرستان و شمال غرب خوزستان عمدتاً از شیل‌های سیاه غنی از مواد آلی، رادیولاریا و کربنات‌های رسی آب‌های عمیق تشکیل شده است و به‌صورت ناپیوسته روی سازندهای زیرین مانند گوتنیا قرار می‌گیرد (Ghazban, 2009). از دیدگاه ژئوشیمیایی، افق‌های شیلی بخش‌های پایینی سازند گرو دارای مقادیر زیادی از مواد آلی است و پتانسیل بسیار خوبی برای تولید هیدروکربن دارد (Kobraei et al., 2017).

ناپیوستگی سنومانین-تورنین را می‌توان به آغاز فرآیند برخورد و فشردگی صفحات تکتونیکی و شروع بسته شدن اقیانوس تتیس نسبت داد. در حین این فشردگی، پدیده‌های بالآمدگی و چین‌خوردگی به‌ویژه در ساختارهای قدیمی‌تر (احتمالاً مرتبط با جدایش گندوانا پیش از تریاس)، شکل گرفته‌اند. ساختارهای تشکیل شده پیش از چین‌خوردگی زاگرس عمدتاً روندی شمالی-جنوبی دارند که با انحرافی به سمت شرق و غرب همراه است (James and Wynd, 1965). اهداف اکتشافی دشت آبادان در گستره سکانس‌های ژوراسیک تا ترشیاری پراکنده‌اند که شامل تله‌های ساختمانی متنوعی است. مخازن هیدروکربنی این ناحیه به‌طور همزمان به‌صورت سیلیسی آواری و رسوبات کربناته در محیط‌های رسوبی مختلف مشاهده می‌شوند. سنگ‌های منشأ با ویژگی‌های بسیار مطلوب از ژوراسیک تا کرتاسه، به همراه تاریخچه تدفین طولانی مدت و مهاجرت دیر هنگام هیدروکربن‌ها، در شکل‌گیری تجمعات نفتی و فرآیند شارژ آن‌ها نقش اساسی داشته‌اند. شکل ۲ ستون چینه‌شناسی دشت آبادان را برای



شکل ۲- ستون چینه‌شناسی دشت آبادان (Atashbari et al., 2018).

Fig. 2. Stratigraphic column of the Abadan Plain Basin (Atashbari et al., 2018).

مواد و روش‌ها

سپس در آون اکسیدان حرارت داده شد. در آون پیرولیز هیدروکربن‌های آزاد موجود در سنگ (پیک_۱S_۱)، ارزیابی پتانسیل باقی‌مانده آن برای تولید هیدروکربن در صورت بلوغ (پیک_۲S_۲) و ترکیبات اکسیژن دار در مواد آلی سنگ (پیک_۳S_۳) اندازه‌گیری می‌شود، نمونه‌ها از ۳۰۰ درجه تا ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد با نرخ افزایش دمای ۲۵ درجه در دقیقه حرارت داده شدند. هیدروکربن‌های آزاد شده در این فرآیند، که در دمای حدود ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد تبخیر می‌شوند، توسط آشکارساز شعله یونی (Flame Ionization Detector) ثبت و

در این مطالعه، ۱۴ نمونه از خرده‌های حفاری سازند گرو در چاه اکتشافی شماره ۴ میدان نفتی جفیر در دشت آبادان مورد بررسی قرار گرفت. تجزیه ژئوشیمیایی نمونه‌ها با استفاده از دستگاه پیرولیز راک-اول ۶ در پژوهشگاه صنعت نفت انجام شد. نتایج پیرولیز راک-اول نمونه‌های مورد مطالعه در جدول ۱ نمایش داده شده است. برای انجام پیرولیز راک-اول، حدود ۷۰ میلی گرم از نمونه سنگ پودر شده ابتدا در آون پیرولیز با اتمسفر خنثی در حضور نیتروژن و

گازهای CO و CO₂ آزاد شده توسط آشکارگر مادون قرمز (IR) ثبت می‌شود. سپس نمونه به آون اکسیدان منتقل و در حضور هوا از ۳۰۰ درجه تا ۸۵۰ درجه سانتی‌گراد حرارت داده شد، مقدار کربن باقی مانده (پیک S₄) و کربن معدنی (پیک S₅) در این شرایط اندازه‌گیری شد. براساس بیشینه پیک S₂ یا دمایی که در آن بیشینه تولید هیدروکربن رخ می‌دهد، پارامتر بلوغ T_{max} نیز محاسبه شد. علاوه بر این شاخص‌های هیدروژن (HI)، اکسیژن (OI) و تولید (PI) محاسبه شدند (Behar et al., 2001).

نتایج و بحث

کنترل کیفی نتایج

با هدف کنترل کیفیت داده‌های پیرولیز راک-اول برای تفسیرهای ژئوشیمیایی، ارزیابی نمونه‌ها از نظر آلودگی‌های احتمالی هیدروکربنی ضروری است. آلودگی‌ها نتایج تجزیه را تحت تأثیر قرار داده و باعث تفسیرها اشتباه داده‌ها می‌شوند (Behar et al., 2001). برای بررسی

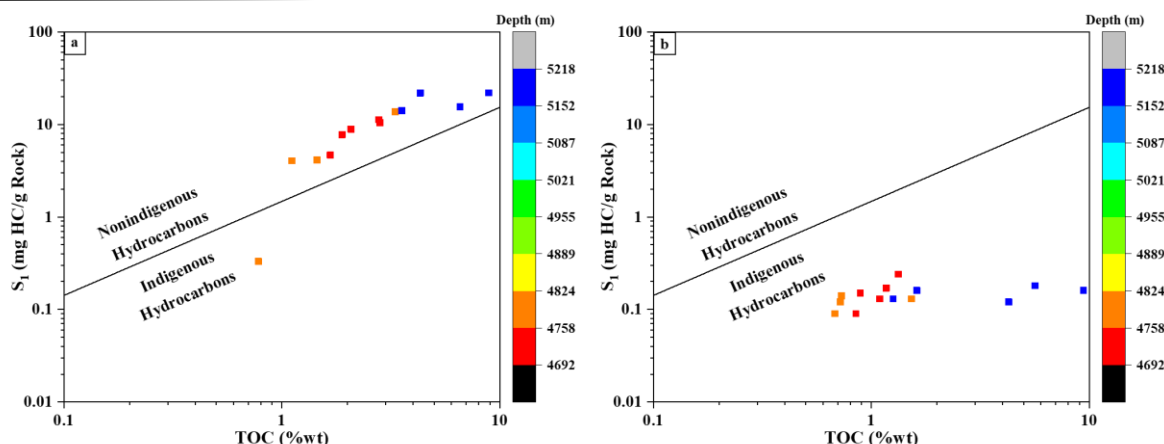
آلودگی، از نمودار S₁ در مقابل TOC استفاده شد و مقادیر بالای S₁ نسبت به TOC نشانگر حضور هیدروکربن‌های نابرجا، نظیر گل حفاری یا نفت مهاجرت‌یافته است (Hunt, 1996).

در این مقاله، نمودار S₁ در مقابل TOC برای نمونه‌های مورد مطالعه ترسیم شد و نتایج آن نشان داد که برخی از نمونه‌ها به هیدروکربن‌های نابرجا آلوده‌اند (شکل ۳-ا). برای حذف این آلودگی‌ها و جلوگیری از تأثیر آنها بر تحلیل‌های ژئوشیمیایی، نمونه‌ها با استفاده از مخلوط حلال‌های آلی دی‌کلرومتان (DCM) و متانول (MeOH) به نسبت ۱۰:۹۰ به صورت متوالی شست‌وشو داده شدند. پس از آن، نمونه‌ها با جریان نیتروژن خشک شدند تا هرگونه باقی‌مانده حلال از بین برود. سپس نمونه‌ها مجدداً تجزیه شده که نتایج در جدول ۱ گزارش شده است. پس از انجام فرآیند شست‌وشو و حذف کامل هیدروکربن‌های نابرجا، ترسیم مجدد نمودار S₁ در مقابل TOC نشان داد که در تمام نمونه‌ها مقدار S₁/TOC کمتر از ۱/۵ است، که نشانگر نبود هر گونه آلودگی در نمونه‌ها است (شکل ۳-ب).

جدول ۱- نتایج پیرولیز راک-اول نمونه‌های مورد مطالعه بعد از شست‌وشو با حلال آلی.

Table 1. Results of Rock-Eval pyrolysis after washing with an organic solvent.

No.	Sample ID	Depth (m)	Formation	Field Name	S1	S2	TOC	Tmax	HI	OI	PI	S1/TOC	Mineral C
1	S-1	4692	Garau	Jufair	0.24	4.5	1.33	436	337	116	0.29	0.18	6.69
2	S-2	4702	Garau	Jufair	0.15	3.82	0.89	445	430	117	0.19	0.17	9.21
3	S-3	4710	Garau	Jufair	0.17	3.7	1.17	437	315	130	0.22	0.15	6.74
4	S-4	4718	Garau	Jufair	0.13	3.41	1.09	431	312	97	0.17	0.12	5.98
5	S-5	4756	Garau	Jufair	0.09	3.18	0.85	440	373	76	0.12	0.11	7.71
6	S-6	4764	Garau	Jufair	0.12	2.37	0.72	438	328	98	0.17	0.17	8.55
7	S-7	4778	Garau	Jufair	0.13	4.63	1.53	444	303	75	0.16	0.08	8.47
8	S-8	4786	Garau	Jufair	0.09	2.01	0.68	440	296	88	0.13	0.13	9.17
9	S-9	4798	Garau	Jufair	0.14	3.11	0.73	442	428	96	0.19	0.19	9.25
10	S-10	5194	Garau	Jufair	0.13	5.48	1.26	445	437	115	0.15	0.10	8.74
11	S-11	5202	Garau	Jufair	0.16	4.68	1.62	446	289	82	0.19	0.10	7.70
12	S-12	5208	Garau	Jufair	0.12	6.88	4.27	448	161	28	0.14	0.03	6.96
13	S-13	5214	Garau	Jufair	0.16	11.01	9.4	449	117	14	0.17	0.02	7.10
14	S-14	5218	Garau	Jufair	0.18	6.81	5.63	446	121	20	0.21	0.03	7.72



شکل ۳- (a) نمودار شاخص مهاجرت برای تعیین آلودگی نمونه‌های مورد مطالعه قبل از شست‌وشو با حلال آلی؛ (b) بعد از شست‌وشو با حلال آلی (اقتباس از Hunt, 1996).

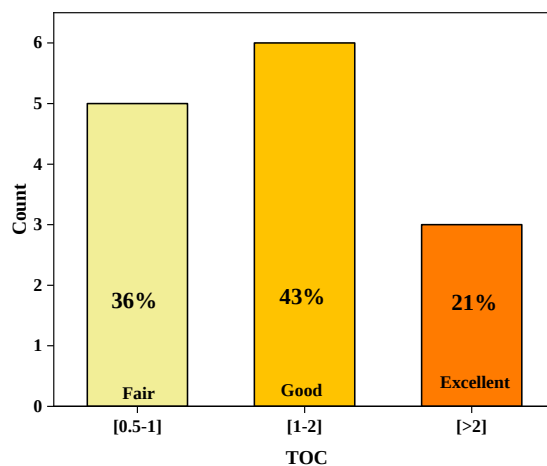
Fig. 3. a) Migration index plot used to assess sample contamination before washing with an organic solvent; b) after washing with an organic solvent (adopted from Hunt, 1996).

مقادیر TOC نمونه‌های سازند گرو در بازه ۰/۶۸ تا ۹/۴ درصد وزنی قرار دارند که این مقادیر در محدوده متوسط تا عالی دسته‌بندی می‌شوند. مقدار میانگین TOC برای این سازند برابر با ۲/۲۳ درصد وزنی است که از نظر کمی در محدوده خوب قرار می‌گیرد. با توجه به این که در بیشتر نمونه‌ها مقدار TOC بالاتر از ۱ درصد وزنی است، می‌توان نتیجه گرفت که این سازند دارای پتانسیل هیدروکربن‌زایی قابل توجهی است. البته لازم به ذکر است که فرآیند شست‌وشوی نمونه‌ها با حلال باعث از بین رفتن هیدروکربن‌های تولید شده نیز می‌شود و در نتیجه، مقدار TOC محاسبه شده، عددی پایین‌تر از مقدار واقعی خواهد بود. لذا، پتانسیل هیدروکربنی این سازند احتمالاً بیشتر از مقادیر برآورد شده بر اساس پارامترهای حاصل از تحلیل‌های راک-اول است.

پس از اطمینان از صحت نتایج پیرولیز راک-اول، ارزیابی ژئوشیمیایی شامل کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی بررسی و توان هیدروکربن‌زایی سازند گرو تعیین شد.

کمیت مواد آلی

برای ارزیابی یک سازند به عنوان سنگ منشأ احتمالی، اولین گام تعیین میزان کل کربن آلی (TOC) آن است (Peters, 1986). بر اساس طبقه‌بندی ارائه شده توسط پیترز (Peters, 1986)، نمونه‌هایی با مقادیر TOC کمتر از ۰/۵ درصد وزنی در محدوده ضعیف، مقادیر بین ۰/۵ تا ۱ درصد در محدوده متوسط، مقادیر ۱ تا ۲ درصد در محدوده خوب و مقادیر بیش از ۲ درصد وزنی در محدوده عالی ارزیابی می‌شوند. بر اساس شکل ۴، تمامی نمونه‌های مورد مطالعه حاوی مقادیر TOC بالاتر از ۰/۵ درصد وزنی بوده که این نشان‌دهنده کمیت مناسب مواد آلی در سازند گرو برای تولید نفت است.

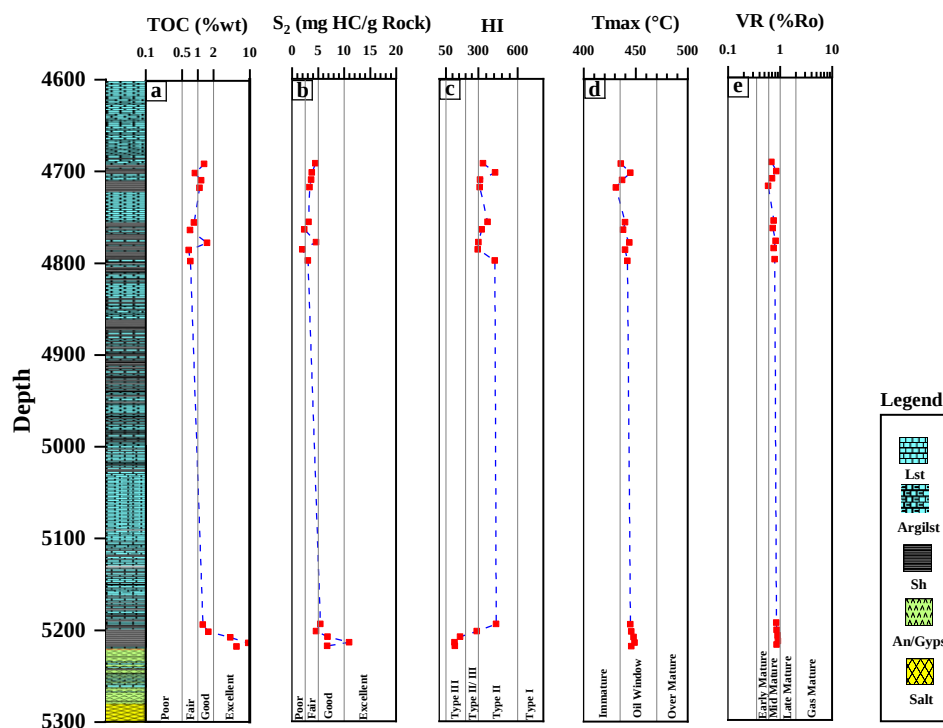


شکل ۴- هیستوگرام فراوانی ماده آلی نمونه‌های مورد مطالعه.

Fig. 4. Histogram of organic matter abundance in the studied samples.

به‌طور معناداری افزایش یافته است، که احتمالاً به وجود لایه‌های غنی از ماده آلی اشاره دارد. این افزایش ممکن است ناشی از شرایط خاص رسوبگذاری یا وقایع ژئوشیمیایی ویژه در این اعماق باشد. لاگ گرافیکی چاه به عنوان ستون لیتوژی در کنار نمودار ترسیم شد (شکل ۵). ستون لیتولوژی نشان می‌دهد که کلیه نمونه‌های مورد مطالعه از افق‌های شیلی سازند گرو تهیه شده است.

در شکل ۵ برخی از پارامترهای حاصل از پیرولیز راک-اول در برابر عمق ترسیم شده‌اند. نمودار درصد وزنی کربن آلی کل (TOC) در برابر عمق برای نمونه‌های سازند گرو در شکل ۳-a ارائه شده است. بر اساس این نمودار، مقادیر TOC بین ۰/۶۸ تا ۹/۴ درصد وزنی با میانگین ۲/۲ درصد وزنی است که بیانگر غنای آلی خوب این سازند است. تحلیل این داده‌ها نشان می‌دهد که در عمق‌های حدود ۵۲۰۰ متر، مقادیر TOC



شکل ۵- نمایش تغییرات عمقی پارامترهای اصلی پیرولیز راک-اول نمونه‌های سازند گرو در میدان جفیر.

Fig. 5. Depth variation of key Rock-Eval pyrolysis parameters of the Garau Formation samples in the Jufair oilfield.

S_2 ، از نمودار S_1+S_2 در برابر TOC نیز برای ارزیابی پتانسیل

هیدروکربن‌زایی نمونه‌های مورد مطالعه استفاده شد (شکل ۶-ا). این نمودار به خوبی نشان می‌دهد که چرا نباید از پارامتر TOC به تنهایی برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ استفاده کرد (Dembicki, 2022). همانگونه که در شکل ۶-ا مشاهده می‌شود، اکثر نمونه‌های سازند گرو در چاه مورد مطالعه با داشتن مقادیر متوسطی از هر دو پارامتر TOC و S_2 ، دارای پتانسیل هیدروکربنی متوسط تا خوب هستند، با این حال سه نمونه مورد مطالعه با در نظر گرفتن مقادیر بالای هر دو پارامتر TOC و S_2 ($TOC > 5\%$ wt) و $S_2 > 6$ mg HC/g Rock پتانسیل هیدروکربنی عالی دارند.

یکی دیگر از پارامترهای کلیدی در ارزیابی پتانسیل هیدروکربنی سنگ‌های منشأ، شاخص هیدروژن است. به طور کلی، مقدار نسبی هیدروژن در کروژن تعیین‌کننده کیفیت ماده آلی است. شاخص

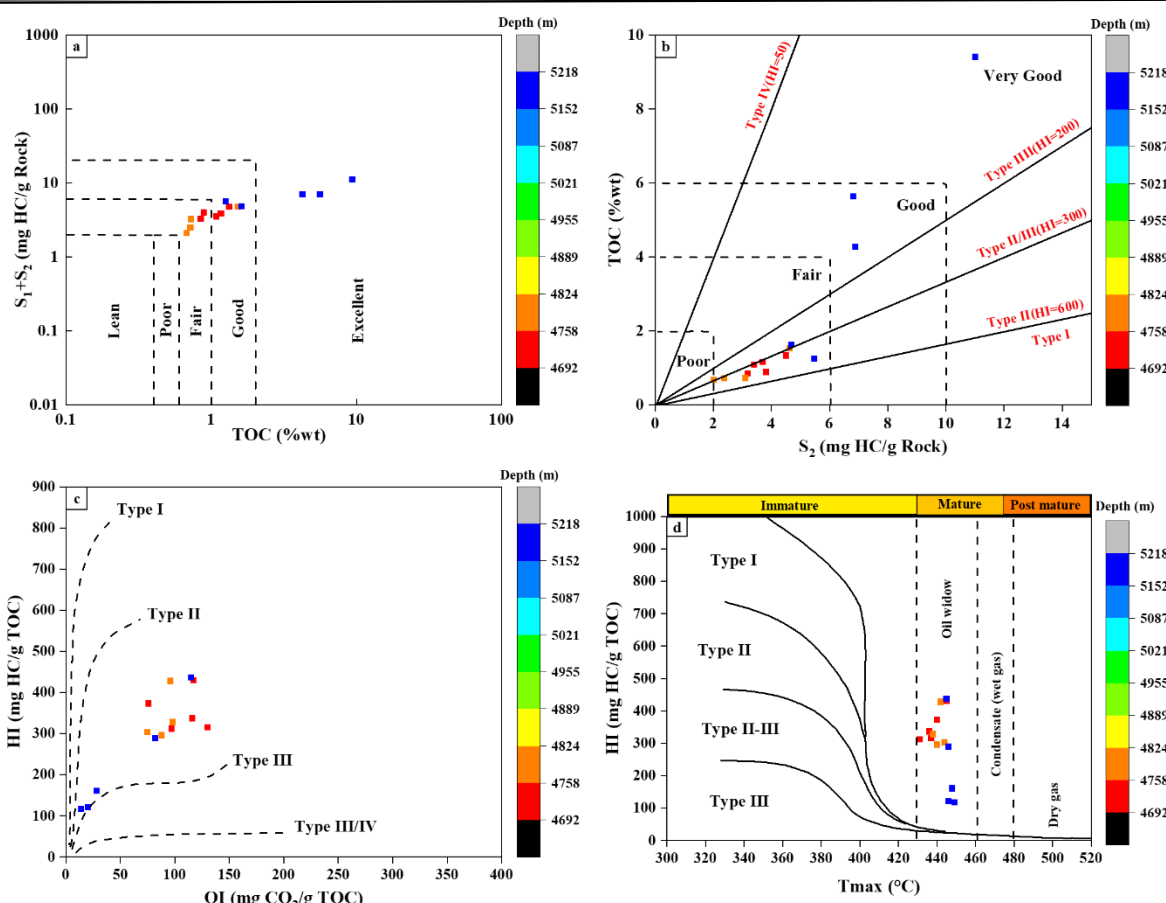
کیفیت مواد آلی و نوع کروژن

ارزیابی‌ها نشان داد که کمیت ماده آلی در سازند گرو مناسب است و کیفیت ماده آلی نیز باید برای بررسی پتانسیل تولید این سازند مشخص شود. برای بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ، از نمودار تغییرات S_2 در برابر TOC استفاده می‌شود (Huang et al., 2003). شاخص پتانسیل هیدروکربن‌زایی (S_2) کمتر از ۲ نمایانگر سنگ منشأ فاقد توان هیدروکربن‌زایی یا بسیار ضعیف است، محدوده بین ۲ تا ۶ نشان‌دهنده سنگ منشأ ضعیف تا متوسط و مقادیر بالاتر از ۶ نمایانگر سنگ منشأ خوب و بسیار خوب از نظر پتانسیل هیدروکربن‌زایی است (Tissot and Welte, 2013). میانگین این شاخص در نمونه‌های مورد مطالعه برابر $4/7$ mg HC/g Rock است، که این مقدار بیانگر پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف تا متوسط سازند گرو است (شکل ۵-ب). علاوه بر استفاده از تقسیم‌بندی‌های مرتبط با

را نسبت به عمق نشان می‌دهد و منعکس‌کننده تحولاتی است که در ترکیب کروژن و پتانسیل تولید هیدروکربن رخ داده است. در اعماق ۴۷۰۰ تا ۵۱۰۰ متر، مقادیر بالای HI (بیش از ۳۰۰ mg HC/g TOC) نشانگر غالب بودن کروژن نوع II است که از مواد آلی دریایی منشأ گرفته و دارای پتانسیل بالای تولید نفت است. این مقادیر بالا بیانگر آن است که سنگ‌های رسوبی در این اعماق، مواد آلی قابل‌توجهی دارند که تحت شرایط مساعد می‌توانند به نفت تبدیل شوند. در اعماق بیش از ۵۲۰۰ متر، مقادیر HI به زیر ۱۵۰ mg HC/g TOC کاهش می‌یابد. این کاهش در مقدار شاخص هیدروژن احتمالاً ناشی از تغییرات بلوغ است که در شکل ۶-d نیز تایید می‌شود. با این حال تغییرات در ترکیب مواد آلی ورودی می‌تواند منجر به شکل‌گیری کروژن تیپ III و کاهش مقادیر HI شود. علاوه بر این، کاهش مقادیر HI ممکن است به اثرات شست‌وشوی نمونه‌ها با حلال نیز مربوط باشد، که می‌تواند منجر به حذف هیدروکربن‌های تولید شده و کاهش مقدار این شاخص شود.

برای تعیین نوع کروژن و با هدف دقت بالاتر برای تایید نتایج، از نمودار تغییرات شاخص هیدروژن در برابر Tmax نیز استفاده شد. این نمودار تغییرات شاخص هیدروژن را بر حسب دمای ماکزیمم (Tmax) برای انواع مختلف کروژن در مراحل نابالغ تا فرابالغ را نشان می‌دهد (شکل ۶-d). در مراحل ابتدایی، نمونه‌ها مقادیر بالاتری از HI دارند که نشان‌دهنده ظرفیت بالای ماده آلی برای تولید هیدروکربن، به ویژه نفت است. با افزایش دما و ورود به مرحله بلوغ، HI به تدریج کاهش یافته که نشان‌دهنده تجزیه ماده آلی و کاهش توان آن در تولید هیدروکربن است. کروژن‌های نوع I و II به دلیل محتوای هیدروژنی بیشتر، در مقایسه با نوع III و IV، در مراحل بلوغ HI بالاتری دارند و ظرفیت بیشتری برای تولید نفت نشان می‌دهند. در مرحله فرابالغ، HI به مقادیر بسیار پایین رسیده و نشان‌دهنده تخلیه کامل ظرفیت هیدروکربن‌زایی کروژن و ورود به مرحله تولید گاز است (Dembicki, 2022). بر اساس شکل ۶-d، اکثر نمونه‌های سازند گرو به استثناء سه نمونه کروژن نوع II دارند. این یافته‌ها به‌طور مؤثر نتایج پیشین مربوط به نوع کروژن و پتانسیل تولید هیدروکربن سازند گرو را تایید می‌کنند.

هیدروژن بزرگ‌تر از ۶۰۰ mg HC/g TOC معرف کروژن تیپ I و مقادیر بین ۳۰۰-۶۰۰ mg HC/g TOC معرف کروژن تیپ II است. برای کروژن تیپ III مقدار شاخص هیدروژن بین ۲۰۰-۵۰۰ mg HC/g TOC است (Langford and Blanc-Valleron, 1990; Peters and Cassa, 1994). مقادیر شاخص هیدروژن کمتر از ۱۵۰ mg HC/g TOC نیز، به کروژن تیپ IV مربوط است که هیچ پتانسیلی برای تولید هیدروکربن ندارد (Tissot and Welte, 2013). هرچه مقدار نسبی هیدروژن در کروژن موجود بیشتر باشد، پتانسیل نفت‌زایی کروژن نیز بالاتر و بیانگر کیفیت بالای مواد آلی موجود در سازند است (Peters and Cassa, 1994). در شکل ۶-b، خطوط هم مقدار شاخص هیدروژن (HI) جایگزین خطوط مربوط به دو پارامتر S₂ و TOC موجود در شکل ۶-a شده‌اند. از این شاخص، همراه با سایر پارامترها مانند S₂ و TOC، به عنوان یک شاخص مهم برای ارزیابی کیفیت و بلوغ ماده آلی در سنگ منشأ استفاده می‌شود (Dembicki, 2022). بر اساس شکل ۶-b، شاخص هیدروژن در اغلب نمونه‌های سازند گرو در محدوده ۳۰۰-۶۰۰ mg HC/g TOC قرار دارد که نشان‌دهنده کروژن نوع II است. مقادیر HI بالاتر از ۳۰۰ mg HC/g TOC معمولاً نشان‌دهنده شرایط مناسب برای تولید نفت و بیانگر این است که ماده آلی موجود از نظر ترکیب هیدروژن و کربن به اندازه کافی غنی است. علاوه بر این شاخص هیدروژن سه نمونه از سازند گرو در اعماق بیش از ۵۲۰۰ متر در محدوده ۲۰۰-۵۰۰ mg HC/g TOC قرار دارد. با توجه به این داده‌ها سازند گرو دارای مخلوطی از کروژن‌های نوع II/III و کروژن نوع III است. شکل ۶-b کمیت متوسط سازند گرو را که پیش‌تر بر اساس مقادیر TOC ارائه شده بود تأیید می‌کند. کاهش مقادیر شاخص هیدروژن در این نمونه‌ها می‌تواند ناشی از فرآیند شست‌وشو آنها با حلال‌های آلی نیز باشد. زیرا فرآیند شست‌وشو به صورت غیرانتخابی عمل می‌کند و ممکن است به کاهش برخی از پارامترهای ژئوشیمیایی کلیدی مربوط به خود سنگ نیز منجر شود. نمودار شاخص هیدروژن در برابر شاخص اکسیژن (شکل ۶-c) نیز، نتایج یاد شده را تایید می‌کند. شکل ۶-c، تغییرات شاخص هیدروژن



شکل ۶- (a) نمودار S_1+S_2 در برابر TOC برای ارزیابی توان هیدروکربن زایی نمونه‌های مورد مطالعه (اقتباس از Dembicki Jr, 2009); (b) نمودار S_2 مقابل TOC برای تعیین نوع کروژن نمونه‌های مورد مطالعه (اقتباس از Dahl et al., 2004); (c) نمودار شاخص هیدروژن در برابر شاخص اکسیژن برای تعیین نوع کروژن (اقتباس از Hunt, 1996) و (d) نمودار HI در برابر Tmax با هدف ارزیابی کیفی سنگ منشأ (اقتباس از Espitalié et al., 1984).

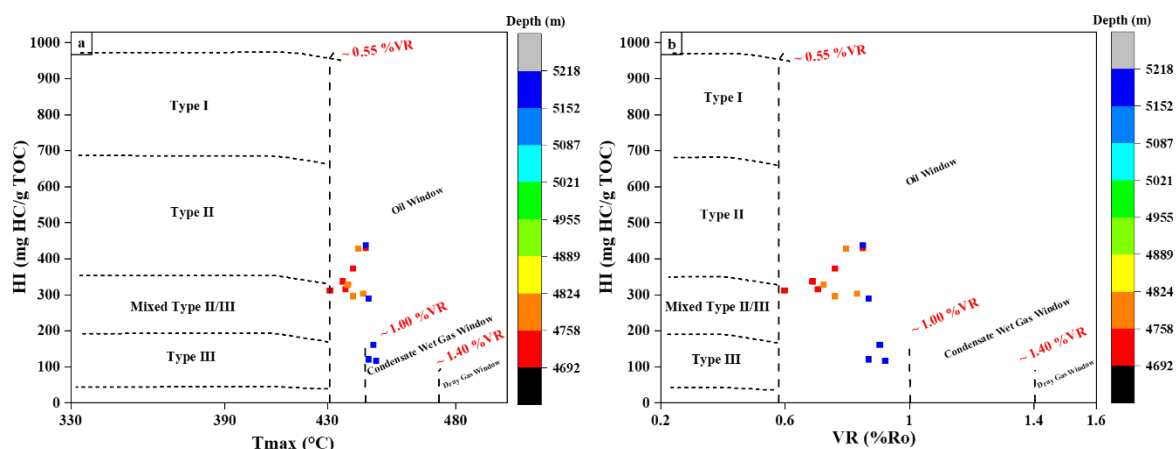
Fig. 6. a) S_1+S_2 vs. TOC diagram for evaluating the hydrocarbon potential (adopted from Dembicki Jr, 2009); b) S_2 vs. TOC diagram showing kerogen classification (adopted from Dahl et al., 2004); c) HI vs. OI plot for determining the kerogen type (adopted from Hunt, 1996); d) HI vs. Tmax diagram showing kerogen classification for qualitative evaluation of the source rock (adopted from Espitalié et al., 1984).

هیدروکربن تولید کرده یا اصلاً وارد مرحله تولید نشده است. در مقابل، زمانی که Tmax از ۴۷۰ درجه سانتی‌گراد فراتر می‌رود، ماده آلی به ناحیه گاز تر (Wet gas) رسیده است. در مرز انتهایی پنجره نفتی، PI به حدود ۰/۴ می‌رسد و با اتمام کامل ظرفیت هیدروکربن زایی کروژن، می‌تواند به مقدار ۱/۰ افزایش یابد (Peters et al., 2005). همانطور که در شکل ۷ دیده می‌شود، اکثر نمونه‌های سازند گرو دارای Tmax بالای ۴۳۰ درجه سانتی‌گراد و Ro بین ۰/۵ تا ۱٪ هستند. این مشخصات به وضوح نشان‌دهنده این است که نمونه‌های مورد مطالعه

بلوغ ماده آلی

شاخص دمای ماکزیمم (Tmax) و شاخص تولید (PI = $S_1/(S_1+S_2)$) حاصل از نتایج پیرولیز راک-اول به عنوان ابزارهای کلیدی در تعیین بلوغ حرارتی ماده آلی شناخته می‌شوند. این پارامترها با ارائه اطلاعات دقیق درباره میزان تحول حرارتی و دگرگونی ماده آلی، مراحل مختلف تولید هیدروکربن را مشخص کرده و با استفاده از آن‌ها می‌توان بلوغ نفتی را تخمین زد. Tmax کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد و PI کمتر از ۰/۱ نشان‌دهنده ماده آلی نابالغی است که یا مقدار ناچیزی

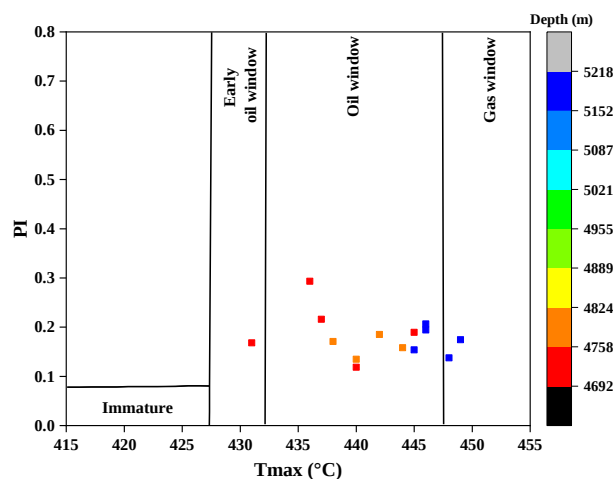
در پنجره نفتی واقع شده‌اند و از نظر هیدروکربن‌زایی در وضعیت مطلوبی قرار دارند.



شکل ۷- a) نمودار HI در مقابل Tmax؛ b) نمودار HI در مقابل انعکاس ویتترینایت نمونه‌های مورد مطالعه (اقتباس از Abeer et al., 2011)
Fig. 7. a) Plot of HI against Tmax; b) HI vs. VR diagram of studied samples (adopted from Abeer et al., 2011)

نمودار PI در مقابل Tmax به وضوح قرار گرفتن نمونه‌ها در پنجره نفتی را تأیید می‌کند. بر اساس این نمودار، Tmax نمونه‌های سازند گرو بین ۴۳۰ تا ۴۵۰ درجه سانتی‌گراد است، که بیانگر پتانسیل تولید نفت سازند گرو است (شکل ۸).

نمودار PI در مقابل Tmax به وضوح قرار گرفتن نمونه‌ها در پنجره نفتی را تأیید می‌کند. بر اساس این نمودار، Tmax نمونه‌های سازند گرو بین ۴۳۰ تا ۴۵۰ درجه سانتی‌گراد است، که بیانگر پتانسیل تولید نفت سازند گرو است (شکل ۸).



شکل ۸- نمودار شاخص تولید در مقابل Tmax برای تعیین بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه از سازند گرو در میدان جفیر (اقتباس از Ehinola et al., 2008).
Fig. 8. PI vs. Tmax diagram for determining the maturity of the studied samples from the Garau Formation in the Jufair field (adopted from Ehinola et al., 2008).

علاوه بر پارامترهای راک-اول، انعکاس ویتترینایت (Vitrinite reflectance) به عنوان شاخص دیگری برای سنجش میزان بلوغ حرارتی در نظر گرفته می‌شود. پدیده انعکاس نور از سطح صیقلی ماسرال‌ها به عنوان "انعکاس ویتترینایت" شناخته می‌شود (Mukhopadhyay, 1994). این انعکاس (Ro%) به تغییرات دما حساس است. در سال ۱۹۸۲، برای اولین بار مشخص شد که با گذشت زمان و افزایش دما، مقدار انعکاس ویتترینایت نیز افزایش می‌یابد (Stach et al., 1982). به همین دلیل، انعکاس ویتترینایت با درجه

علاوه بر پارامترهای راک-اول، انعکاس ویتترینایت (Vitrinite reflectance) به عنوان شاخص دیگری برای سنجش میزان بلوغ حرارتی در نظر گرفته می‌شود. پدیده انعکاس نور از سطح صیقلی ماسرال‌ها به عنوان "انعکاس ویتترینایت" شناخته می‌شود (Mukhopadhyay, 1994). این انعکاس (Ro%) به تغییرات دما حساس است. در سال ۱۹۸۲، برای اولین بار مشخص شد که با گذشت زمان و افزایش دما، مقدار انعکاس ویتترینایت نیز افزایش می‌یابد (Stach et al., 1982). به همین دلیل، انعکاس ویتترینایت با درجه

بلوغ سنگ تغییر می‌کند و به عنوان یک ابزار تشخیصی قابل اعتماد برای ارزیابی بلوغ سنگ‌ها در نظر گرفته می‌شود. از این روش می‌توان در طیف گسترده‌ای از سطوح بلوغ استفاده کرد (Maehlmann and Le Bayon, 2016). از داده‌های این پارامتر برای ارزیابی سنگ‌های منشأ یا تعیین رتبه زغال‌سنگ نیز استفاده می‌شود (Kadkhodaie and Rezaee, 2017). یافتن روش مناسبی برای ارتباط دادن Tmax با انعکاس ویتترینایت می‌تواند کمبودهای تفاسیر ناقص بلوغ را که بر اساس پارامتر Tmax است، پوشش دهد و نتایج دقیق‌تری را ارائه کند. به عبارت دیگر، اندازه‌گیری انعکاس ویتترینایت مشکلاتی مانند زمان‌بردن، کمبود ذرات ویتترینایت در برخی موارد و ناهمسان‌گردی ویتترینایت را به همراه دارد (Dembicki, 2022). ماسرال ویتترینایت مربوط به گیاهان پس از دوره دونین است و نمونه‌هایی که قدیمی‌تر از این دوره هستند، ویتترینایت ندارند. علاوه بر مشکلات مربوط به سن نمونه‌های سنگ منشأ، مقادیر کم گیاهان ورودی منجر به مقادیر کم ویتترینایت می‌شود (Peters and Cassa, 1994) و اکسیداسیون این

ماسرال نیز به مقادیر بالاتری منجر می‌شود (Liu et al., 2020). به بیان دیگر، دو شاخص بلوغ VR و Tmax هر دو مشکلاتی دارند، اما مشکلات اولی در اندازه‌گیری و دومی در نتیجه نهایی است. بنابراین، یافتن روشی برای پیش‌بینی انعکاس ویتترینایت از طریق روش ساده پیرولیز راک-اول می‌تواند به عنوان یک روش کارآمد محسوب شود (Sadeghtabaghi et al., 2021). در این مطالعه برای محاسبه انعکاس ویتترینایت از فرمول تجربی (رابطه ۱) ارائه شده توسط ژاروی و همکاران (Jarvie et al., 2001) استفاده شد. نتایج انعکاس ویتترینایت محاسبه شده برای نمونه‌های مورد مطالعه از سازند گرو در میدان جفیر در جدول ۳ آورده شده است. مقادیر انعکاس ویتترینایت نمونه‌های مورد مطالعه در بازه ۰/۶ تا ۰/۹ درصد است که نشان‌دهنده ورود نمونه‌ها به پنجره نفتی است. این نتایج صحت مقادیر بلوغ بر اساس Tmax را تایید می‌کند.

$$Ro = (0.0180) Tmax - 7.16 \quad (1)$$

جدول ۱- محاسبات انعکاس ویتترینایت با استفاده از فرمول تجربی ارائه شده توسط ژاروی و همکاران (Jarvie et al., 2001).

Table 3. Estimated equal vitrinite reflectance based on the empirical equation of Jarvie et al., 2001.

	Depth (m)	Tmax (°C)	Ro (%)
S-1	4692	436	0.69
S-2	4702	445	0.85
S-3	4710	437	0.71
S-4	4718	431	0.60
S-5	4756	440	0.76
S-6	4764	438	0.72
S-7	4778	444	0.83
S-8	4786	440	0.76
S-9	4798	442	0.80
S-10	5194	445	0.85
S-11	5202	446	0.87
S-12	5208	448	0.90
S-13	5214	449	0.92
S-14	5218	446	0.87

اثر ماتریکس معدنی

نمودار S₂ در مقابل TOC یک روش کارآمد برای کمی‌سازی اثر بازدارندگی هیدروکربن توسط ماتریکس سنگ (Matrix retention)

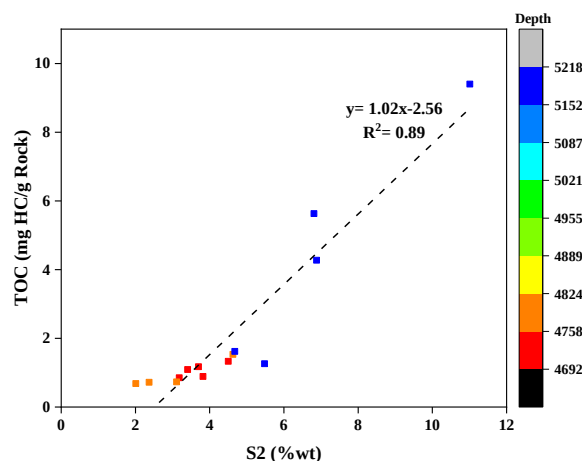
effect) و کربن بی اثر (Inert carbon) موجود در کروژن است (Dahl et al., 2004). ماتریکس معدنی اثر قابل توجهی بر میزان فاکتورهای حاصل از پیرولیز راک-اول دارد، بدین ترتیب که با جذب مقادیری از ماده آلی، موجب کاهش TOC و S_2 قرائت شده می شود. جذب بوسیله ماتریکس معدنی باعث می شود پتانسیل هیدروکربن زایی سنگ منشأ کمتر از مقدار واقعی تفسیر شود. تأثیر ماتریکس می تواند S_2 حاصل از پیرولیز را کاهش دهد و در نتیجه کاهش شاخص هیدروژن باعث کاهش کیفیت سنگ منشأ می شود (Katz and Elrod, 1983). در حالت ایده آل، خط رگرسیون نمونه ها در نمودار S_2 در مقابل TOC باید از مبدأ مختصات عبور کند؛ با این حال، به جز در موارد خاص و محدود، خط رگرسیون معمولاً از مبدأ مختصات فاصله دارد. محل تقاطع خط رگرسیون با محور S_2 ، نمایانگر میزان جذب هیدروکربن توسط ماتریکس معدنی است (Langford and Blanc-Valleron, 1990). در این حالت، با ضرب نقطه تقاطع خط رگرسیون با محور S_2 در ضریب استوکیومتری که مقدار میانگین آن ۰/۰۸۴ است، می توان مقدار مواد آلی جذب شده توسط ماتریکس معدنی را به دقت تعیین کرد (Dahl et al., 2004). کانی شناسی و ساختار کانی های رسی به طور قابل توجهی بر این پدیده تأثیر می گذارند. هنگامی که کانی شناسی ماتریکس معدنی غالباً ایلیت باشد، این اثر به طور برجسته ای مشاهده می شود، در حالی که برای نمونه های با ماتریکس کربناته، این اثر کاهش می یابد (Hunt, 1996). نسخه های پیشرفته تر دستگاه های پیرولیز، مانند راک-اول ۶، دارای قابلیت تعیین میزان گازهای CO_2 و CO آزاد شده طی گرمایش نمونه های سنگی پودر شده تا دمای ۸۵۰ درجه سانتی گراد نیز می باشد. در این دما، اغلب کانی های کربناته دچار تجزیه حرارتی می شوند و در نتیجه، علاوه بر پارامترهای استاندارد نظیر TOC ، S_1 ، S_2 و S_3 ، امکان ارزیابی میزان کربن معدنی (Mineral carbon) نیز فراهم می شود. این پارامتر شاخصی برای برآورد محتوای کانی های کربناته، از جمله کلسیت و دولومیت، در نمونه های سنگی محسوب می شود. بطور کلی مقادیر کربن معدنی در بازه ۰ تا ۱۴ درصد متغیر بوده و حداقل مقدار آن در شیل ها و حداکثر مقدار آن در

سنگ های کربناته مشاهده می شود (Behar et al., 2001). مقادیر کربن معدنی در نمونه های مورد مطالعه بین ۹-۲۵ $mg CO_2/g rock$ و ۵/۹۸ متغیر است و دارای میانگین ۷/۸۶ $mg CO_2/g rock$ می باشد. این مقادیر نشان دهنده حضور محدود کانی های کربناته بوده و با مقادیر معمول در مارن ها یا مخلوط شیل-کربناته مطابقت دارد (Espitalie et al., 1985). لذا ترکیب سنگ شناسی نمونه های مورد مطالعه سازند گرو احتمالاً مخلوط شیل و کربنات است. مقادیر متوسط کربن معدنی در نمونه های مورد مطالعه نشان می دهد که اگرچه این مقادیر تأثیر به سزایی بر محاسبه TOC ندارد، اما می تواند باعث افزایش ظرفیت جذب و نگهداری هیدروکربن در سنگ شود و هیدروکربن های تولیدی در مقادیر بلوغ پایین سنگ منشأ امکان خروج از سنگ را نخواهد داشت. در نمودار S_2 در مقابل TOC برای سازند گرو، تقاطع خط رگرسیون با محور S_2 برابر با ۲/۵ است که نمایانگر تأثیر قابل توجه ماتریکس معدنی بر نتایج پیرولیز است (شکل ۹). این میزان از هیدروکربن های جذب شده به وسیله ماتریکس معدنی به طور مستقیم موجب کاهش مقادیر TOC و S_2 قرائت شده می شود و در نتیجه، برآورد پتانسیل واقعی هیدروکربن زایی سنگ منشأ نادرستی خواهد بود. در مقابل محل تقاطع خط رگرسیون با محور TOC در واقع نشان دهنده مقدار کربن آلی است که اصطلاحاً کربن خنثی یا کربن بی اثر نامیده می شود و ناشی از عدم حضور هیدروژن کافی برای ترکیب با کربن و تولید هیدروکربن است. با افزایش تجزیه ماده آلی در بلوغ حرارتی بالا مقدار کربن خنثی افزایش می یابد که این مسأله می تواند ناشی از واکنش های آروماتیکی شدن و چگالش و یا حاصل کراکینگ ثانویه ترکیبات نفتی غنی از کربن به گاز باشد (Jarvie et al., 2001). در این مطالعه، تقاطع خط رگرسیون با محور TOC مقدار ۲/۵۷- را نشان می دهد. بر اساس یافته های دال (Dahl et al., 2024) هر دو مقدار کربن آلی کل مشاهده شده و کربن آلی بی اثر همواره مثبت هستند و کربن آلی کل مشاهده شده باید بیشتر از کربن آلی بی اثر باشد. اما مقدار منفی کربن آلی بی اثر نشان می دهد که در نمونه های مورد مطالعه از سازند گرو، اثر

در این مطالعه، جذب هیدروکربن‌ها توسط ماتریکس معدنی تأثیر بسزایی بر نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول در نمونه‌های سازند گرو دارد. این فرآیند جذب نه تنها منجر به کاهش بازده این نتایج می‌شود، بلکه به طور معناداری بر برآورد پتانسیل هیدروکربنی سنگ منشأ تأثیر می‌گذارد. به عبارتی دیگر، اثرات ماتریکس معدنی می‌تواند دقت ارزیابی پتانسیل واقعی هیدروکربنی این سازند را به چالش بکشد، زیرا ترکیبات سنگین حاصل از پیرولیز به طور مؤثری جذب شده و در پیک S_2 مشاهده نمی‌شوند. این پدیده نشان‌دهنده اهمیت شناخت و بررسی تأثیرات ماتریکس‌های معدنی بر خواص ژئوشیمیایی سنگ‌های منشأ است.

کربن خنثی وجود ندارد و تنها اثر ماتریکس معدنی بر نتایج پیرولیز راک-اول تأثیر گذاشته است.

مطالعات متعدد (Espitalie et al., 1980; Katz and Elrod, 1983; Peters, 1986) نشان داده‌اند که ماتریکس معدنی می‌تواند بازده پیرولیز S_2 را به میزان قابل توجهی کاهش داده و در نتیجه، منجر به کاهش شاخص هیدروژن و کاهش کیفیت ظاهری منشأ سنگ شود. مکانیسم پیشنهادی برای این پدیده، جذب ترکیبات سنگین حاصل از پیرولیز توسط مواد معدنی رسی است. این جذب، ترکیبات سنگین را به زغال غیرفرار و مواد سبک تبدیل می‌کند و در نهایت کیفیت ظاهری سنگ منشأ را تحت تأثیر قرار می‌دهد.



شکل ۹- نمودار TOC در مقابل S_2 برای تعیین مقدار کربن خنثی و جذب شده نمونه‌های سازند گرو در میدان جفیر.

Fig. 9. TOC vs. S_2 diagram for determining the inert and adsorbed carbon content of the Garau Formation samples from the Jufair field.

پارامترهای ژئوشیمیایی کلیدی که مستقیماً با ویژگی‌های سنگ‌های منشأ در ارتباط هستند، منجر به ارزیابی کمتر پتانسیل هیدروکربن‌زایی این سازند نیز شده باشد. مقادیر شاخص هیدروژن در محدوده mg TOC ۴۳۷-۱۱۷ متغیر است. مقادیر بالای HI در اعماق ۴۷۰۰ تا ۵۱۰۰ متر بیانگر غالب بودن مواد آلی دریایی و حضور کروژن نوع II است، در حالی که کاهش این مقادیر در اعماق بیش از ۵۲۰۰ متر نشان‌دهنده تغییر به کروژن نوع III و افزایش بلوغ حرارتی است. ارزیابی بلوغ حرارتی سازند گرو بر اساس شاخص‌های PI ، T_{max} و انعکاس ویتربینایت نشان داد، که مقدار T_{max} با افزایش عمق، روندی

نتیجه‌گیری

مطالعات ژئوشیمیایی سنگ منشأ، به عنوان یکی از عناصر کلیدی در ارزیابی سیستم‌های نفتی، نقش مهمی در شناخت قابلیت هیدروکربن‌زایی حوضه‌های رسوبی دارد. در این مطالعه، سازند گرو به عنوان سنگ منشأ احتمالی میدان جفیر مورد بررسی قرار گرفت و تحلیل‌های ژئوشیمیایی با استفاده از پیرولیز راک-اول بر روی ۱۴ نمونه خرده حفاری انجام شد. نتایج حاصل حاکی از آن است که سازند گرو از نظر پتانسیل هیدروکربن‌زایی در محدوده متوسط تا خوب قرار دارد. با این حال، فرآیند شست‌وشوی نمونه‌ها ممکن است با کاهش برخی

عناصر مهم در سیستم نفتی دشت آبادان تبدیل می‌کند و بر نقش حیاتی آن در تأمین منابع هیدروکربنی در میدان جفیر تأکید دارد.

قدردانی

از پژوهشگاه صنعت نفت به دلیل حمایت از این مطالعه و در اختیار قرار دادن داده‌ها صمیمانه تشکر و قدردانی می‌شود.

References

- Abeed, Q., Alkhafaji, A., Littke, R., 2011. Source rock potential of the upper Jurassic–Lower Cretaceous succession in the southern Mesopotamian basin, southern Iraq. *Journal of Petroleum Geology* 34, 117-134.
- Abeed, Q., Leythaeuser, D., Littke, R., 2012. Geochemistry, origin and correlation of crude oils in Lower Cretaceous sedimentary sequences of the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq. *Organic Geochemistry* 46, 113-126.
- Alavi, M., 1994. Tectonics of the Zagros orogenic belt of Iran: new data and interpretations. *Tectonophysics* 229, 211-238.
- Alavi, M., 2004. Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *American journal of Science* 304, 1-20.
- Alizadeh, B., Saadati, H., Rashidi, M., Kobraei, M., 2016. Geochemical investigation of oils from Cretaceous to Eocene sedimentary sequences of the Abadan Plain, Southwest Iran. *Marine and Petroleum Geology* 73, 609-619.
- Atashbari, V., Tingay, M., Amrouch, K., 2018. Stratigraphy, tectonics and hydrocarbon habitat of the Abadan plain basin: a geological review of a prolific middle Eastern Hydrocarbon Province. *Geosciences* 8, 496.
- Behar, F., Beaumont, V., Penteado, H.D.B., 2001. Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology* 56, 111-134.
- Beydoun, Z., Clarke, M.H., Stoneley, R., 1992. Petroleum in the Zagros basin: a late tertiary foreland basin overprinted onto the outer edge of a vast hydrocarbon-rich paleozoic-mesozoic passive-margin shelf: chapter 11.
- Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E., 2004. A new approach to interpreting Rock-Eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry* 35, 1461-1477.
- Dehyadegari, E., Honarmand, J., 2019. Geochemical evaluation of crude oil from the Sarvak reservoir in the western region of the Abadan Plain and comparison of its biomarker parameters with the Mishrif reservoir in Iraqi fields. *Earth Science Research* 10, 237-252.
- Dembicki, H., 2022. Practical petroleum geochemistry for exploration and production. Elsevier.
- Dembicki Jr, H., 2009. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG bulletin* 93, 341-356.
- Ehinola, O., Sonibare, O., Javie, D., Oluwale, E., 2008. Geochemical appraisal of organic matter in the mid-Cretaceous sediments of the Calabar flank, southeastern Nigeria. *European Journal of Scientific Research* 23, 567-577.
- Espitalié, J., Deroo, G., Marquis, F., 1985. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie. *Revue de l'Institut français du Pétrole* 40, 755-784.
- Espitalie, J., Madec, M., Tissot, B., 1980. Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: influence on petroleum generation and migration. *AAPG Bulletin* 64, 59-66.
- Espitalié, J., Marquis, F., Barsony, I., 1984. Chapter 9: Geochemical logging, In: *Analytical pyrolysis*. Elsevier, 276-304.
- Fard, I.A., Braathen, A., Mokhtari, M., Alavi, S.A., 2006. Interaction of the Zagros Fold–Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. *Petroleum Geoscience* 12, 347-362.
- Ghazban, F., 2009. Petroleum geology of the Persian Gulf. Tehran University Press.
- Ghorbani, B., Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., Vahidmotlagh, N., 2024. Oil–Oil and Oil–Source Correlations in the Abadan Plain, SW Iran: Updated Insights into Middle Jurassic–Lower Cretaceous Petroleum Systems Through Biomarker Analysis and Chemometrics. *Journal of African Earth Sciences*, 105525.

- Hosseiny, E., Mohseni, A., 2023. Garau Formation as an unconventional hydrocarbon resource in southwestern Iran: a geochemical investigation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 13, 1535-1549.
- Huang, B., Xiao, X., Zhang, M., 2003. Geochemistry, grouping and origins of crude oils in the Western Pearl River Mouth Basin, offshore South China Sea. *Organic Geochemistry* 34, 993-1008.
- Hunt, J. M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company, New York, USA, 743 pp.
- Hunt, J.M., Philp, R.P., Kvenvolden, K.A., 2002. Early developments in petroleum geochemistry. *Organic geochemistry* 33, 1025-1052.
- James, G., Wynd, J., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG bulletin* 49, 2182-2245.
- Jarvie, D.M., Claxton, B.L., Henk, F., Breyer, J.T., 2001. Oil and shale gas from the Barnett Shale, Fort Worth basin, Texas, AAPG annual meeting program, p. A100.
- Kadkhodaie, A., Rezaee, R., 2017. Estimation of vitrinite reflectance from well log data. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 148, 94-102.
- Katz, B.J., Elrod, L.W., 1983. Organic geochemistry of DSDP Site 467, offshore California, middle Miocene to lower Pliocene strata. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 47, 389-396.
- Kobraei, M., Rabbani, A., Taati, F., 2019. Upper Jurassic-lower cretaceous source-rock evaluation and oil—source rock correlation in the Abadan plain, Southwest Iran. *Geochemistry International* 57, 790-804.
- Kobraei, M., Rabbani, A.R., Taati, F., 2017. Source rock characteristics of the Early Cretaceous Garau and Gadvan formations in the western Zagros Basin—southwest Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 7, 1051-1070.
- Langford, F., Blanc-Valleron, M.-M., 1990. Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon (1). *AAPG bulletin* 74, 799-804.
- Liu, B., Teng, J., Mastalerz, M., Schieber, J., 2020. Assessing the thermal maturity of black shales using vitrinite reflectance: Insights from Devonian black shales in the eastern United States. *International Journal of Coal Geology* 220, 103426.
- Maehlmann, R.F., Le Bayon, R., 2016. Vitrinite and vitrinite like solid bitumen reflectance in thermal maturity studies: Correlations from diagenesis to incipient metamorphism in different geodynamic settings. *International Journal of Coal Geology* 157, 52-73.
- Motiei, H., 2010. An introduction to Zagros petroleum reservoirs evaluation, (For Geologist). 2, 681.
- Mukhopadhyay, P.K., 1994. Vitrinite reflectance as maturity parameter: petrographic and molecular characterization and its applications to basin modeling. ACS Publications.
- Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG bulletin* 70, 318-329.
- Peters, K.E., Cassa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry: Chapter 5: Part II. Essential elements.
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. *The biomarker guide*. Cambridge university press.
- Sadeghtabaghi, Z., Talebkeikhah, M., Rabbani, A.R., 2021. Prediction of vitrinite reflectance values using machine learning techniques: a new approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production* 11, 651-671.
- Stach, E., Mackowsky, M.-T., Teichmüller, M., Taylor, G., Chandra, D., Teichmüller, R., 1982. *Stach's textbook of coal petrology*: Gebruder Borntraeger. Berlin, 535p.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 2013. *Petroleum formation and occurrence*. Springer Science & Business Media.
- Zeinalzadeh, A., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Sajjadian, V.A., 2015. Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 26, 419-426.
- Zeinalzadeh, A., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Sajjadian, V.A., 2018. Source rock potential of the early cretaceous intervals in the Darquain field, Abadan Plain, Zagros Basin, SW Iran. *Geosciences Journal* 22, 569-580.
- Zeinalzadeh, A., SAJADIAN, V., 2009. Investigating source rock zones in the Darkhovain oil field by using petrophysics and rock Eval analysis.