



Original Research

Petroleum Research

Petroleum Research, 2025(December-January), Vol. 35, No. 144, 27-30

DOI: 10.22078/pr.2025.5717.3536

Geochemical Correlation, Evaluation, and Identification of Probable Source Rocks for Crude Oils of the Ilam and Fahliyan Reservoirs in the Jufair Oil Field Using Biomarker and Source Rock Pyrolysis Data

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 Earth Sciences, College of Science, Sultan Qaboos University, Muscat, Sultanate of Oman

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

m.asemani@khu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5717.3536

Received: June 27, 2025

Modify Date: December 08, 2025

Accepted: September 14, 2025

Introduction

The Abadan Plain in southwestern Iran is part of the Zagros sedimentary basin, Iran's most productive petroleum basin. Despite its estimated reserves of 56 billion barrels of oil and 35 trillion cubic feet of gas [1], it remains relatively understudied. Moreover, several petroleum systems from different geological periods are active in the Zagros sedimentary basin. In addition, studies have identified five petroleum systems with different geological ages: Paleozoic, Middle Jurassic, Upper Jurassic, Lower Cretaceous, and Middle Cretaceous to Lower Miocene. Together, these petroleum systems account for 8% of the world's oil reserves and 15% of the world's gas reserves [2]. Furthermore, the concurrent operation of these petroleum systems has resulted in forming different oil families within this basin [3]. One of the petroleum systems from the Lower Cretaceous is characterized by the organic-rich shales of the Garau Formation, which serve as the source rock for this system. In addition, the Garau Formation is a well-known source rock in the Abadan Plain due to its unique lithological features, substantial thickness, and extensive distribution throughout the Zagros basin [4]. Furthermore, the Sargelu Formation, which contains type II-S kerogen and exhibits high thermal maturity, is another significant source rock in the petroleum

systems of the Abadan Plain [5]. Consequently, the varying contributions from these two source rocks have led to forming different petroleum families with distinct geochemical characteristics in the Abadan Plain. Despite extensive studies conducted on the petroleum systems of the Abadan Plain and the identification of the Garau and Sargelu formations as the region's main source rocks, the detailed analyses of oil families in some oil fields, especially the Jufair field, have not been performed. The primary objective of this paper is to investigate the oil families of the Ilam and Fahliyan reservoirs in the Jufair field using biomarker data. Therefore, an initial oil-oil correlation will be performed on these reservoirs, then the geochemical characteristics will be examined. Finally, the pyrolysis and biomarker data were employed to determine candidate source rock for the defined oil family, and perform an comprehensive oil-source rock study.

Materials and Methods

Two oil samples from Ilam and Fahliyan reservoirs and two source rock samples from the Garau Formation were selected for biomarker studies. In addition, 14 rock samples from the Garau Formation were selected for Rock-Eval pyrolysis. Moreover, asphaltenes were precipitated from oils and extracted bitumen from rock

samples using excess n-hexane, followed by filtration. Furthermore, the deasphalted oil (maltene) was then fractionated using column chromatography into saturates, aromatics, and polar compounds (NSO) by eluting with n-hexane, elution benzene, and methanol, respectively. Gas chromatography (GC) and gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS) analyses were performed on the obtained fractions. In addition, GC analysis of the saturate fraction was conducted using an HP 5890 gas chromatograph to identify normal alkanes and isoprenoids. The instrument was equipped with a DB-1 capillary column (30 m × 0.25 mm × 0.25 mm) and a flame ionization detector (FID). Moreover, the detector temperature was set at 300 °C, and helium gas was used as the carrier gas at a flow rate of 1.6 mL/min. Furthermore, the column temperature was programmed to begin with an initial isothermal hold at 80 °C for 5 minutes, followed by a ramping rate of 5 °C/min until it reached a final temperature of 310 °C, where it was maintained for an additional 20 minutes. Moreover, GC-MS analysis using a Shimadzu QP2010SE instrument operated in selected ion monitoring (SIM) mode was performed on the saturate and aromatic fractions of crude oil to determine saturate biomarkers and aromatic hydrocarbons. In addition, the system was equipped with a DB-1 capillary column (60 m × 0.1 mm × 0.25 mm), and helium was used as the carrier gas. Also, the column temperature program was set as follows: starting at 80 °C, the temperature was increased to 150 °C at a rate of 20 °C/min, then further raised to 320 °C at a rate of 2 °C/min, and held at 320 °C for 60 min. The pyrolysis analysis of 14 rock samples from the Garau Formation was performed using RockEval 6 (Vinci Technologies) to evaluate the geochemical characteristics of the source rocks. All analyses were performed at the Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Iran.

Results and Discussion

Oil Biomarker Data

The biomarker fingerprints of source rock and crude oil are influenced by organic matter input, depositional environment, lithology, age, and the maturity of the source rock [6]. In 1993, Peters and Moldowan mentioned that all oil samples with (Pr/Ph) ratios <1.0 were likely deposited under anoxic conditions [7]. Moreover, the Pr/Ph ratio in the studied samples is less than 1.0 (with an average of 0.67), indicating reducing conditions in the sedimentary environment of their source rock. In addition, the reducing conditions of the sedimentary environment are also confirmed by the Pr/C₁₇ and Ph/C₁₈ values (Fig. 1a). Furthermore, the low Pr/Ph ratio, combined with the relatively high C₃₅S/C₃₄S ratio, indicates that the oils were generated from euxinic carbonate or marl source rocks [8]. The predominance of short and medium-chain alkanes over long-chain alkanes, and the predominance of n-C₁₇,

indicates a substantial contribution of marine organic matter to the source rock. The low terrigenous aquatic ratio (TAR) values (0.25-0.38) also indicate marine organic matter [6]. In addition, terpane and sterane distributions support the role of marine organic matter in the studied oils (Fig. 1b). The higher abundance of C₂₇ sterane compared to C₂₈ and C₂₉ steranes indicates a greater presence of marine organic matter relative to terrestrial organic matter in the source rock of the Ilam and Fahlian reservoirs [9]. The low values of C₁₉/C₂₃ (0.20-0.31) and C₂₄/C₂₃ (0.38-0.54) for tricyclic terpanes [6], along with the high values of C₂₂/C₂₁ tricyclic terpanes (0.50-0.69), support the presence of marine carbonate or marl source rocks. Pr/Ph and dibenzothiophene/phenanthrene ratios also confirm this interpretation [10] (Fig. 1c).

The thermal maturity assessment of the studied oil samples was conducted using terpane and sterane biomarker ratios, as well as non-biomarker indicators. The results revealed that the critical biomarker maturity parameters, including C₂₉ ααα 20S/(S+R) and C₂₉ αββ/(ααα+αββ), indicated that the oil samples were generated at the peak of the oil window (Fig. 1d). Additionally, non-biomarker maturity parameters, such as the carbon preference index (CPI), methylphenanthrene index (MPI), and methyl dibenzothiophene ratio (MDR), also corroborated the previous results.

Oil-oil and Oil-source Rock Correlation

Oil-oil and oil-source correlation are used to compare the similarities and differences in the geochemical characteristics of oil and source rock. To confirm a genetic relationship, multiple available geochemical characteristics (biomarkers such as terpanes, steranes, and isoprenoids; bulk components such as alkanes and aromatics, etc.) should be interpreted comprehensively in the context of reasonable geological scenarios [11]. Biomarkers are crucial in delineating petroleum systems by establishing source rocks and identifying genetically related oils [6, 12]. In addition, the star diagram of selected biomarkers from the studied oil samples shows a similar pattern. However, slight differences may arise from the contribution of different source rocks in the oil production of these reservoirs or from lateral changes in the organic facies of the source rock. Minor variations exist between the oils of the Ilam and Fahlian reservoirs in the Jufair oil field (Fig. 1e). Since the Garau Formation is one of the most significant source rocks in the Abadan Plain region and is considered a potential source rock in the Jufair field, after geochemical evaluation of this formation to determine the type of kerogen, production potential, and thermal maturity, two samples from this formation were selected for bitumen extraction and biomarker studies. A comparison of the biomarker parameters of bitumen extracted from the Garau Formation with crude oils from the Ilam and Fahlian reservoirs confirms a genetic correlation between the Garau Formation and the studied oils (Fig. 1f).

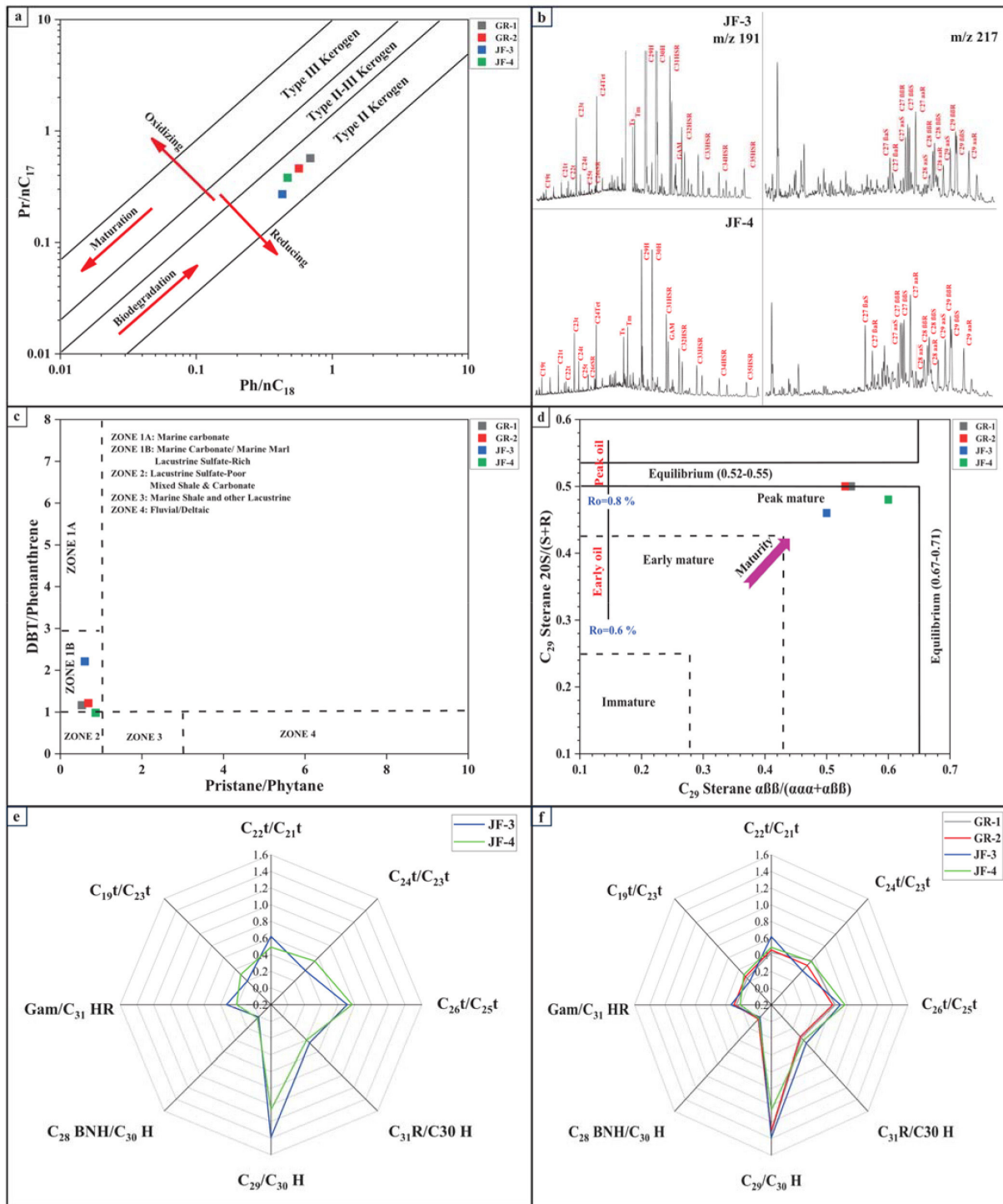


Fig. 1 a) Pristane/ n - C_{17} versus phytane/ n - C_{18} of the studied samples [10], b) The GC-MS chromatograms of M/Z 191 and 217, c) Cross plot of the dibenzothiophene/phenanthrene versus pristane/ phytane [10], d) Cross plot of C_{29} steranes $\alpha\beta\beta/(aa\alpha + \alpha\beta\beta)$ versus C_{29} steranes $20S/(20S+20R)$, e,f) Star diagram based on source-related biomarker parameters for the studied samples.

Conclusions

The geochemical correlation studies play a crucial role in investigating the petroleum systems of sedimentary basins. In this study, the geochemical correlation of oils from the Ilam and Fahliyan reservoirs in the Jufair oil field was performed, and the most probable source rock for these reservoirs was identified. Moreover,

geochemical analyses of the oil samples based on GC data, biomarker parameters, and aromatic hydrocarbons from GC-MS analysis indicate that the source rock for these oils is of carbonate-marl lithology, deposited in an anoxic marine environment. In addition, biomarker ratios related to maturity suggest that the studied oils were generated from a source rock at the peak

of the oil window. Furthermore, the biomarker star diagrams show that the Ilam and Fahliyan reservoir oils overlap substantially. However, minor differences in specific parameters may reflect contributions from other formations or variations in organic facies within the primary source rock during reservoir charging. Moreover, the geochemical interpretation of samples from the Garau Formation demonstrates its suitable generative potential, and in the Jufair field, it has reached an adequate level of maturity for oil generation. Furthermore, the Garau Formation exhibits favorable geochemical characteristics that match those of the Ilam and Fahliyan reservoir oils, supporting its identification as the principal source rock for these reservoirs in the Jufair field. However, contributions from other formations, such as Sargelu or facies changes within the Garau Formation, may also be involved in oil generation for the Ilam reservoir.

References

1. Motiei, H. (2010). An introduction to Zagros petroleum reservoirs evaluation, (For Geologist). V, 2, 681.
2. Bordenave, M. L., & Hegre, J. A. (2010). Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. Geological Society, London, Special Publications. 330 (1), 291-353. doi:10.1144/SP330.14.
3. Asemani, M., Rabbani, A. R., & Sarafdokht, H. (2021). Origin, geochemical characteristics and filling pathways in the Shadegan oil field, Dezful Embayment, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences*, 174, 104047. doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.104047.
4. 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(7), 1535-1549. doi.org/10.1007/s13202-023-01634-1.
5. Ghorbani, B., Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., & Vahidimotlagh, N. (2025). 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*, 223, 105525. doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2024.105525.
6. Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). *The biomarker guide* (Vol. 1). Cambridge university press.
7. Peters, K. E., & Moldowan, J. M. (1993). *The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*.
8. Alkhafaji, M. W., Peters, K. E., & Moldowan, J. M. (2023). Biomarker geochemistry of Qaiyarah, Butmah and Ain Zala crude oils, northern Iraq: Implications for the Jurassic source rocks. *Geoenery Science and Engineering*, 221, 211382. doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211382.
9. Huang, W. Y., & Meinschein, W. G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et cosmochimica acta*, 43(5), 739-745. doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6.
10. Hughes, W. B., Holba, A. G., & Dzou, L. I. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), 3581-3598. doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O.
11. Mei, M., & Katz, B. (2022). Petroleum geochemistry. In *Geochemistry and Mineral Resources*. Intechopen. doi: 10.5772/intechopen.104709.
12. Curiale, J. A. (2008). Oil-source rock correlations-Limitations and recommendations. *Organic Geochemistry*, 39(8), 1150-1161. doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.02.001.

تطابق، ارزیابی ژئوشیمیایی و تعیین سنگ منشأ محتمل نفت‌های خام مخازن ایلام و فهلیان در میدان نفتی جفیر با استفاده از داده‌های بایومارکری و پیرولیز سنگ منشأ

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

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

۲- گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۳- گروه علوم زمین، دانشکده علوم، دانشگاه سلطان قابوس، مسقط، عمان

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

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۴/۰۶ تاریخ آخرین تغییرات: ۱۴۰۴/۰۹/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۶/۲۶

چکیده

تطابق ژئوشیمیایی نفت‌ها با یکدیگر و با سنگ‌های منشأ، ابزاری مؤثر برای شناخت بهتر سیستم‌های نفتی در حوضه‌های رسوبی است که به اکتشاف و بهره‌برداری کارآمد از منابع هیدروکربنی کمک می‌کند. این مطالعه با تمرکز بر میدان جفیر، یکی از میدادین مهم دشت آبادان در حوضه زاگرس، ویژگی‌های ژئوشیمیایی و ارتباط ژنتیکی نفت‌های مخازن ایلام و فهلیان را بررسی کرده و درک روشنی از سیستم نفتی این منطقه ارائه می‌دهد. آنالیزهای ژئوشیمیایی شامل آنالیزهای سارا، کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی (GC-MS) بر روی نفت‌های خام مورد مطالعه انجام شد. نتایج آنالیز سارا بیانگر فراوانی ترکیبات اشباع (میانگین ۵۴٪) نسبت به سایر اجزا بوده و ماهیت پارافینی نفت‌های مورد مطالعه را نشان می‌دهد. نسبت‌های بایومارکری نظیر Pr/Ph (میانگین ۰/۶۷)، DBT/Phen و توزیع استران‌های منظم (مثل C_{27} ، C_{28} و C_{29}) نشان دهنده تولید نفت‌ها از مواد آلی دریایی، سنگ منشأ با لیتولوژی کربناته-مارنی و شرایط رسوب‌گذاری احيایی می‌باشد. پارامترهای بلوغ حرارتی، از جمله نسبت‌های C_{32} -hopane 22S/(22S+22R) (میانگین ۰/۵۶) و C_{29} -sterane 20S/(20S+20R) (میانگین ۰/۴۷)، نشان‌دهنده تولید این نفت‌ها از سنگ منشأ در مرحله پیک پنجره نفتی است. نمودارهای ستاره‌ای پارامترهای بایومارکری، تطابق ژنتیکی میان نفت‌های مخازن ایلام و فهلیان را تأیید می‌کند، هرچند تفاوت‌های جزئی در برخی نسبت‌ها، مانند DBT/Phen بالاتر در مخزن ایلام (۲/۲۱ در مقابل ۰/۹۸ در فهلیان)، احتمال مشارکت سنگ منشأ دیگر یا تغییر رخساره آلی را مطرح می‌سازد. مقایسه ویژگی‌های ژئوشیمیایی نفت‌ها با بیتومن استخراج‌شده از سازند گرو، این سازند را به‌عنوان سنگ منشأ اصلی معرفی می‌کند، اگرچه مشارکت احتمالی سایر سازندها همچون سازند سرگلو در مخزن ایلام نیز وجود دارد. پیرولیز راک اول نمونه‌های سازند گرو بیانگر پتانسیل مناسب این سازند بوده و همچنین این سازند در مرحله مناسبی از بلوغ برای تولید نفت می‌باشد. این مطالعه درک عمیق‌تری از سیستم نفتی میدان جفیر ارائه داده و بر اهمیت سازند گرو در تولید هیدروکربن‌های منطقه تأکید می‌کند.

کلمات کلیدی: ارزیابی ژنتیکی، خانواده نفتی، تطابق نفت-نفت، تطابق نفت-سنگ منشأ، دشت آبادان

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی m.asemani@khu.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5717.3536)

مقدمه

حوضه رسوبی زاگرس به عنوان یکی از استراتژیک‌ترین مناطق نفت‌خیز جهان شناخته می‌شود [۱]. در ایران، حوضه زاگرس به چندین زیرحوضه تقسیم‌بندی شده و میزبان بخش عمده‌ای از میدان‌های نفت و گاز کشور است [۲]. دشت آبادان، به‌عنوان یکی از مناطق 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 [۳]. سیستم‌های نفتی متعددی مربوط به زمان‌های زمین‌شناسی مختلف در حوضه رسوبی زاگرس فعال می‌باشند. بر اساس مطالعات، پنج سیستم نفتی با سن زمین‌شناسی متفاوت شامل پالئوزوئیک، ژوراسیک میانی، ژوراسیک بالایی، کرتاسه زیرین، و کرتاسه میانی تا میوسن زیرین، در کمربند چین‌خورده زاگرس ایران شناسایی شده‌اند که در مجموع ۸٪ از ذخایر نفتی و ۱۵٪ از ذخایر گازی جهان را در بر می‌گیرند [۱]. فعال بودن همزمان این سیستم‌های نفتی باعث ایجاد خانواده نفتی متعددی در این حوضه گردیده است [۴]. یکی از این سیستم‌های نفتی فعال مربوط به دوره کرتاسه زیرین است، که در آن شیل‌های غنی از مواد آلی سازند گرو نقش سنگ منشأ را ایفا می‌کند. سازند گرو، به دلیل ویژگی‌های لیتولوژیکی متمایز، ضخامت قابل‌توجه و گستردگی وسیع در سطح حوضه زاگرس، همواره به عنوان یکی از مهم‌ترین سنگ‌های منشأ در دشت آبادان شناخته می‌شود [۵]. علاوه بر این سازند سرگلو نیز با داشتن کروژن نوع II-S و بلوغ حرارتی بالا، نقش مهمی به عنوان سنگ منشأ در سیستم‌های نفتی دشت آبادان ایفا می‌کند [۶]. در نتیجه مشارکت نسبی این دو سنگ منشأ خانواده‌های نفتی مختلفی با ویژگی‌های ژئوشیمیایی متمایز در دشت آبادان تشکیل شده است. مطالعات متعددی به بررسی سیستم‌های نفتی دشت آبادان پرداخته‌اند. علیزاده و همکاران،

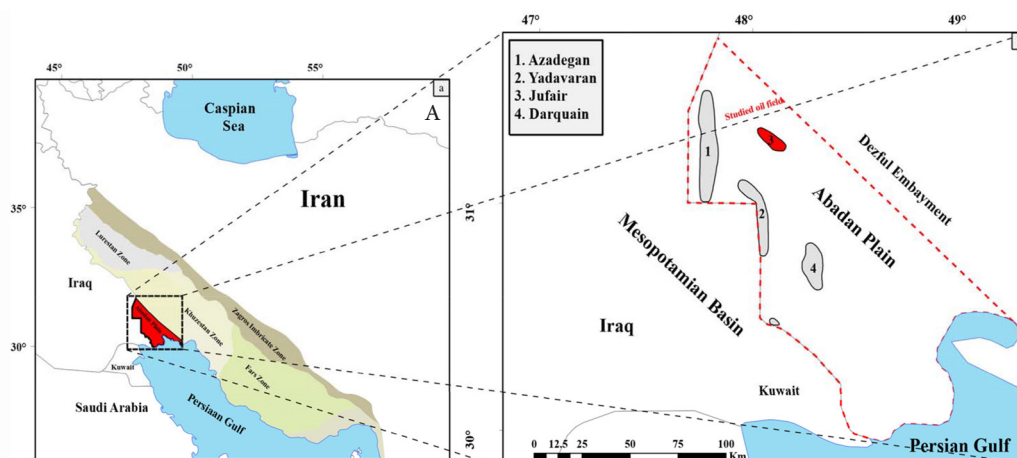
نفت‌های این منطقه را به دو خانواده A و B تقسیم کردند. خانواده A، با بلوغ حرارتی کمتر، از رسوبات کم‌عمق سازندهای گورپی، ایلام و سروک و خانواده B، با بلوغ بالاتر، از رسوبات عمیق‌تر کژدمی، گدوان و فهلیان منشأ گرفته‌اند [۷]. کبرائی و همکاران، به ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ منشأ ژوراسیک پسین-کرتاسه زیرین و تطابق نفت-سنگ منشأ پرداختند. نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول و انعکاس ویترنایت نشان داد که سازند گرو با کروژن نوع II و بلوغ حرارتی بالا، به عنوان سنگ منشأ خوب تا بسیار خوب شناخته می‌شود. بر اساس داده‌های بایومارکری و ایزوتوپی، نفت‌های مخزن فهلیان از منشأ دریایی کربناته با شرایط احیایی تشکیل شده‌اند و همگی متعلق به یک خانواده نفتی است که منشأ آن به سازند گرو نسبت داده می‌شود [۸]. ده‌یادگاری با تحلیل داده‌های ژئوشیمیایی و مقایسه پارامترهای بایومارکری در دشت آبادان و حوضه بین‌النهرین نشان داد که سنگ‌های منشأ سرگلو و گرو-سولای در تولید و مهاجرت هیدروکربن‌ها به مخازن سروک و میشریف نقش کلیدی ایفا کرده‌اند [۹]. مهماندوستی و همکاران با انجام مطالعات ژئوشیمیایی بر روی نمونه‌های نفت خام و سنگ منشأ در دشت آبادان، ویژگی‌های سنگ‌های منشأ محتمل از جمله سازندهای کژدمی و گدوان را بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که سازند کژدمی دارای پتانسیل متوسط تا عالی و سازند گدوان دارای پتانسیل ضعیف تا خوب است. همچنین بر اساس داده‌های بایومارکری، محیط رسوبی احیایی با لیتولوژی کربناته-شیلی برای سنگ‌های منشأ این منطقه پیشنهاد شد [۱۰]. قربانی و همکاران با تطابق نفت-نفت و نفت-سنگ منشأ در دشت آبادان، به ارزیابی ویژگی‌های آلی سه سازند کژدمی، گرو و سرگلو پرداختند. آن‌ها با بهره‌گیری از داده‌های پیرولیز راک-اول، پتروگرافی آلی و آنالیزهای مولکولی، نشان دادند که نفت‌های موجود در مخازن مختلف بیشترین همبستگی را با سنگ‌های منشأ گرو و سرگلو دارند.

چین خورده، فروافتادگی دزفول و دشت آبادان می‌باشد [۱۱]. با توجه به قرارگیری دشت آبادان در بین صفحه عربی و منطقه چین خورده-رورانده زاگرس ویژگی‌های زمین‌شناسی این ناحیه تحت تأثیر این دو منطقه قرار گرفته، اما ویژگی‌های صفحه عربی در ناحیه دشت آبادان غالب است [۱۲]. تاقدیس‌های بزرگ با روند شمالی-جنوبی در این ناحیه قابل مقایسه با کویت، جنوب عراق، شمال خلیج فارس و شرق عربستان می‌باشد [۱۳]. دشت آبادان در انتهای غربی فروافتادگی دزفول و بین سپر عربی در جنوب غرب و کمربند چین خورده زاگرس واقع شده است. مساحت کل منطقه 26500 km^2 بوده که تقریباً نیمی از آن دریایی می‌باشد. مرز شمالی و شمال شرق آن محدود به جبهه چین‌های زاگرس (لبه جنوبی تاقدیس‌های سوسنگرد، آب تیمور، منصوری) بوده و پس از عبور از جنوب میدان رگ سفید وارد خلیج فارس می‌شود. مرز جنوبی دشت آبادان، خلیج فارس و عربستان می‌باشد و از غرب به مرز ایران و عراق محدود می‌گردد [۱۴]. حوضه دشت آبادان در جنوب غربی ایران شامل بیش از هفت میدان نفتی است که از مخازن کرتاسه در حال تولید هستند [۱۸]. مهم‌ترین ساختارهای حاوی نفت در این ناحیه شامل میداین آزادگان، یادآوران، دارخوین و جفیر هستند (شکل ۱).

در مقابل، سازند کژدمی به دلیل بلوغ حرارتی پایین‌تر، نقش محدودتری در سیستم‌های نفتی منطقه دارد [۶]. علی‌رغم مطالعات گسترده انجام شده بر روی سیستم‌های نفتی دشت آبادان و شناسایی سازندهای گرو و سرگلو به عنوان سنگ‌های منشأ اصلی در منطقه، مطالعه‌ای در زمینه تطابق نفت-نفت و نفت-سنگ منشأ در میدان جفیر، به ویژه با تمرکز بر ویژگی‌های ژئوشیمیایی نمونه‌های نفتی مخازن ایلام و فهلیان و ارتباط ژنتیکی آن‌ها با سنگ منشأ احتمالی، تاکنون انجام نشده است. هدف اصلی این مقاله بررسی خانواده(های) نفتی مخازن ایلام و فهلیان در میدان جفیر با استفاده از داده‌های بایومارکر می‌باشد. لذا ابتدا تطابق نفت-نفت روی این مخازن انجام شده و سپس ویژگی‌های ژئوشیمیایی نفت‌های مورد مطالعه تعیین می‌گردد. در انتها تطابق نفت-سنگ منشأ انجام خواهد شد تا سنگ منشأ محتمل برای نفت‌های این میدان معرفی گردد. همچنین با استفاده از داده‌های پیرولیز راک اول پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند گرو به عنوان یکی از مهم‌ترین سنگ‌های منشأ در این میدان مورد بررسی قرار می‌گیرد.

زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

از نظر الگوی ساختاری، زاگرس از شمال شرق به جنوب غرب شامل منطقه راندگی‌ها، کمربند



شکل ۱ الف) نمایش مناطق ساختاری مختلف حوضه رسوبی زاگرس با تاکید بر ناحیه دشت آبادان، و ب) موقعیت میدان‌های نفتی مختلف در دشت آبادان [۱۱].

Fig. 1. a) Structural subdivisions of the Zagros sedimentary basin, with emphasis on the Abadan Plain, and (b) locations of different oil fields in the Abadan Plain [11].

همراه با لایه‌های دولومیت، آهک دولومیتی و شیل در بخش‌های تحتانی تشکیل شده است. این سازند با سازند گورپی مرز ناپیوسته دارد و سن آن پالئوسن پسین تا الیگوسن پیشین تعیین شده است. ضخامت آن بین ۲۰۰ تا بیش از ۴۵۰ m و مقدار TOC آن ۱ تا ۲٪ گزارش شده است [۱۷].

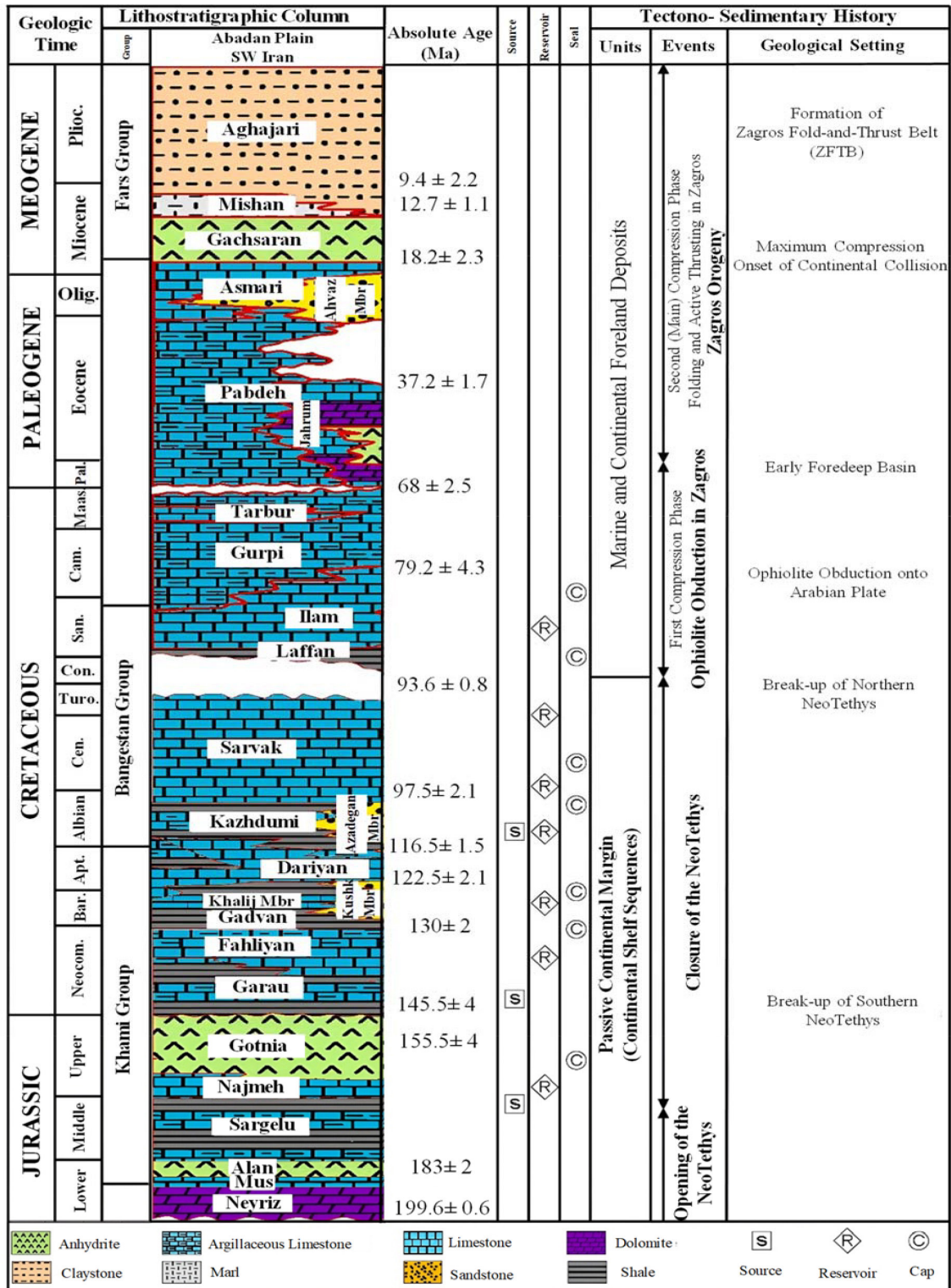
مواد و روش‌ها

در این مقاله ۲ نمونه نفت خام از مخازن ایلام و فهلیان میدان جفیر و ۲ نمونه سنگ منشأ گرو در این میدان برای مطالعات باپومارکری تهیه شد. علاوه بر این ۱۴ نمونه سنگ از سازند گرو برای انجام پیرولیز راک اول انتخاب گردید.

به منظور استخراج بیتومن، ابتدا نمونه‌های سنگ منشأ پودر شده و پس از توزین در تیمبل قرار گرفتند. استخراج به کمک دستگاه سوکسله با مخلوط حلال‌های دی‌کلرومتان- متانول (۹۰-۱۰) به مدت ۲۴ تا ۴۸ h انجام شد. در پایان، با تبخیر حلال اضافی، بیتومن استخراج‌شده به دست آمد (شکل ۳-الف). بیتومن استخراج‌شده و نمونه‌های نفت خام توسط آنالیز سارا به اجزای مختلف تفکیک شد. برای این منظور ابتدا آسفالتین‌ها با افزودن نرمال هگزان جدا گردید. در مرحله بعدی اجزا باقیمانده شامل اشباع‌ها، آروماتیک‌ها و رزین‌ها با استفاده از کروماتوگرافی ستونی تفکیک شد. برای این منظور ستون کروماتوگرافی توسط سیلیکاژل فعال شده ابتدا بصورت خشک و سپس با استفاده از حلال آماده گردید. مالتن در بالای ستون قرار گرفته و جز اشباع توسط نرمال هگزان استخراج گردید. جز آروماتیک توسط مخلوط نرمال هگزان و دی کلرومتان با نسبت حجمی ۷۰ به ۳۰ و جز رزین توسط مخلوط دی کلرومتان و متانول با نسبت حجمی ۵۰ به ۵۰ بدست آمد (شکل ۳-ب).

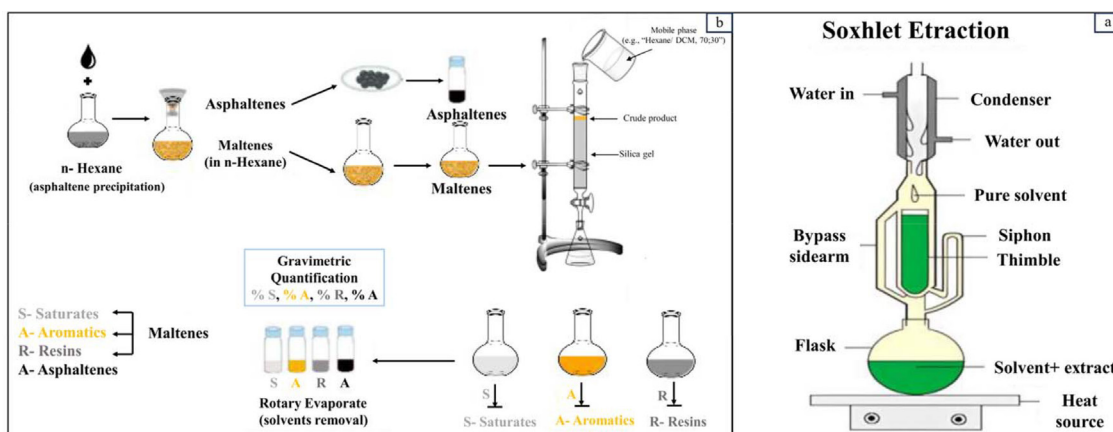
جز اشباع استخراج شده از نمونه‌های نفت خام و بیتومن با استفاده از دستگاه GC مدل HP ۵۸۹۰ به منظور تعیین نرمال آلکان‌ها و ایزوپروپونوئیدها آنالیز شد.

داده‌های چینه‌شناسی حاصل از چاه‌های موجود، اطلاعات جامعی از سازندهای مربوط به دوره ژوراسیک تا رسوبات جدیدتر در دشت آبادان ارائه می‌دهند. ستون چینه‌شناسی این منطقه (شکل ۲) نشان می‌دهد که در توالی رسوبی از ژوراسیک تا دوره‌های جدید، ناپیوستگی قابل توجهی وجود ندارد [۱۵ و ۱۶]. سازندهای مهم مخزنی این حوضه شامل سازندهای گروه بنگستان (سازندهای ایلام، سروک و کژدمی) و خامی (سازندهای داریان، گدوان و فهلیان) و سازندهای منشأ شامل سازندهای پابده (ترشیاری)، کژدمی (کرتاسه میانی)، گرو (ژوراسیک پسین- کرتاسه پیشین) و سرگلو (ژوراسیک میانی) می‌باشد. همچنین بخشی از سازندهای علن، گوتنیا و گورپی نیز به عنوان پوش سنگ مطرح می‌شوند [۱۷]. سازند سرگلو از جمله مهم‌ترین سنگ‌های منشأ نفت در حوضه زاگرس در جنوب غرب ایران است. لیتولوژی سازند سرگلو شامل شیل‌های نازک تا متوسط لایه با میان‌لایه‌های آهک خاکستری می‌باشد [۱۸]. سازند گرو نیز در دشت آبادان به‌عنوان یکی از مهم‌ترین سنگ‌های منشأ هیدروکربنی شناخته می‌شود و از نظر سنگ‌شناسی متشکل از لایه‌های متناوب آهک‌های رادیولاریتی سیاه، شیل‌های بیتومینه پیریته تیره، نهشته‌های غنی از آمونیت و شیل‌های چرتی می‌باشد. حضور پلانکتون‌ها و رادیولاریا در این نهشته‌ها بیانگر محیط رسوب‌گذاری کم‌انرژی و فاقد اکسیژن است. بر اساس مطالعات دیرینه‌شناسی و شناسایی میکروفسیل‌ها، آمونیت‌ها و رادیولاریا، سن این سازند در بازه زمانی نئوکومین تا کنیاسین تعیین شده است [۱۸]. سازند کژدمی در دشت آبادان، شامل لایه‌های ماسه‌سنگی بورگان است که ضخامت آن‌ها به سمت کویت و جنوب عراق افزایش می‌یابد. این سازند، همانند فروافتادگی دزفول، به عنوان سنگ منشأ با کیفیت بسیار بالا و دارای لایه‌های غنی از ماده آلی شناخته می‌شود. سازند پابده در دشت آبادان عمدتاً از سنگ‌آهک‌های رسی،



شکل ۲ ستون چینه‌شناسی دشت آبادان با تاکید نقش هر سازند در سیستم نفتی [۶].

Fig. 2. Stratigraphic column of the Abadan Plain, emphasizing the role of each formation in the petroleum system [6].



شکل ۳ الف) شماتیک دستگاه سوکسله جهت استخراج بیتومن از سنگ منشأ [۱۹] و ب) کروماتوگرافی ستونی جهت تفکیک اجزای مالتن (اشباع، آروماتیک و رزین) [۲۰].

Fig. 3. a) Schematic of the Soxhlet apparatus used for bitumen extraction from source rock [19], and b) column chromatography for the separation of maltene fractions (saturates, aromatics, and resins) [20].

مرحله‌ای قرار گرفت. ابتدا نمونه در محیط اتمسفر خنثی و در حضور نیتروژن از ۳۰۰ تا ۶۵۰ °C با نرخ ۲۵ °C/min حرارت داده شد. در طی این مرحله، مقادیر هیدروکربن‌های آزاد (S1)، هیدروکربن‌های تولیدی در اثر بلوغ حرارتی (S2) و ترکیبات آلی اکسیژن‌دار (S3) اندازه‌گیری گردید. سپس نمونه به آون اکسیدان منتقل و در حضور هوا از ۳۰۰ °C تا ۸۵۰ °C حرارت داده شد تا مقدار کربن باقی مانده (پیک S4) و کربن معدنی (پیک S5) در این شرایط اندازه‌گیری شود. همچنین، شاخص بلوغ حرارتی (T_{max}) براساس دمای پیک S2 و شاخص‌های HI، OI و PI نیز برای تکمیل ارزیابی خصوصیات ماده آلی و پتانسیل هیدروکربنی محاسبه گردیدند.

کلید آنالیزها در پژوهشگاه صنعت نفت (RIPI) انجام گرفت.

بحث و بررسی

ویژگی‌های کلی نفت‌های مورد مطالعه

مقادیر آنالیز سارا برای ۲ نمونه نفت مورد مطالعه در شکل ۴-الف مشخص می‌باشد. در هر دو نمونه مقدار جز اشباع بیش از سایر اجزا و دارای مقدار میانگین برابر ۵۴٪ است. مقدار میانگین برای اجزا آروماتیک، رزین و آسفالتین به ترتیب برابر ۲۷٪، ۱۰٪ و ۷٪ می‌باشد. بطور کلی مقدار اجزا آنالیز سارا

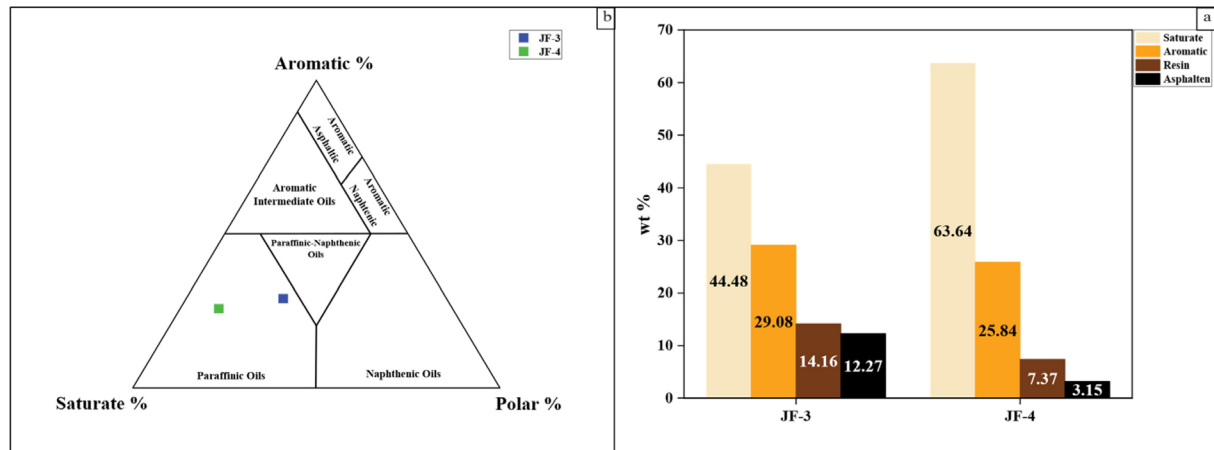
دستگاه دارای ستون موئینه DB-1 (طول ۳۰ m، قطر داخلی ۰/۱ mm و ضخامت فیلم ۰/۲۵ μm) و آشکارساز FID بود. دمای آشکارساز بر روی ۳۰۰ °C تنظیم شده و گاز هلیوم با میزان جریان ۱/۶ mL/min به عنوان گاز حامل مورد استفاده قرار گرفت. دمای ستون برنامه ریزی شد تا در دمای ۸۰ °C به مدت ۵ min بصورت هم دما باقی بماند و بعد با نرخ ۵ °C/min به دمای ۳۱۰ °C برسد و در این دما به مدت ۲۰ min باقی بماند.

آنالیز GC-MS بر روی اجزای اشباع و آروماتیک نفت خام برای تعیین پارامترهای بایومارکری انجام شد. دستگاه Shimadzu QP2010SE در حالت selected ion monitoring mode (SIM) مورد استفاده قرار گرفت. دستگاه دارای ستون موئینه DB-1 (طول ۶۰ m، قطر داخلی ۰/۱ mm و ضخامت فیلم ۰/۲۵ mm) بوده و هلیوم به عنوان گاز حامل استفاده شد. برنامه دمایی ستون به این صورت برنامه ریزی شد که از دمای ۸۰ °C با نرخ ۲۰ °C/min به دمای ۱۵۰ °C رسید و سپس با نرخ ۲ °C/min به دمای ۳۲۰ °C افزایش یافت و به مدت ۶۰ min در این دما باقی ماند.

برای انجام پیرولیز سنگ منشأ از دستگاه Rock Eval ۶ استفاده شد. برای این منظور حدود ۷۰ mg از نمونه پودر شده سنگ تحت فرآیند حرارتی دو

موجود در نفت نیز طبقه‌بندی کرد [۲۱]. بررسی درصد برش‌های هیدروکربنی، بیانگر ترکیب پارافینی نفت مخازن ایلام و فهلیان می‌باشد (شکل ۴-ب).

روند نزولی در اجزای مختلف نفت بصورت اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتین را نشان می‌دهند. نفت‌های خام را می‌توان بر اساس مقادیر نسبی اجزای مختلف



شکل ۴ الف) نمودار فراوانی درصد اجزا مختلف آنالیز سارا و ب) نمودار مثلثی اجزا اشباع، آروماتیک و قطبی برای نفت‌های مخازن ایلام و فهلیان در میدان جفیر [۲۱].

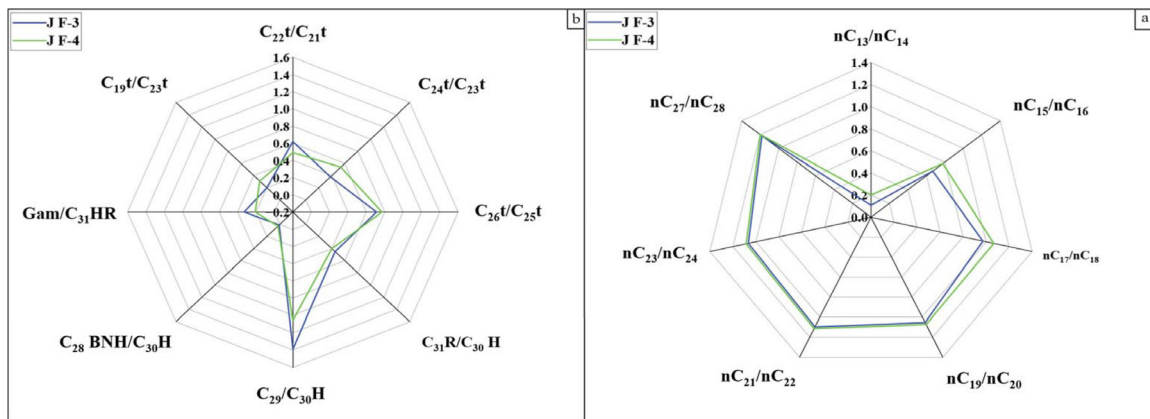
Fig. 4. a) Percentage distribution of different components obtained from SARA analysis, and b) ternary diagram of saturate, aromatic, and polar fractions for oils from the Ilam and Fahliyan reservoirs in the Jufair oil field [21].

مشابهی از آلکان‌های سبک و سنگین دارند (شکل ۵-الف). البته به دلیل حساسیت بالای نرمال آلکان‌ها به فرآیندهای ثانویه، مانند تخریب زیستی، استفاده از بایومارکرها که مقاومت بیشتری در برابر این فرآیندها دارند، برای دستیابی به تحلیل‌های دقیق‌تر ضروری است. بر همین اساس، برای دستیابی به تحلیل‌های دقیق‌تر، از نمودار ستاره‌ای مبتنی بر پارامترهای بایومارکری مرتبط با منشأ نیز استفاده گردید (شکل ۴-ب). نمودار ستاره‌ای بایومارکرها انتخابی نیز الگوی تقریباً مشابهی را نشان می‌دهد، اما تفاوت جزئی ممکن است به دلیل مشارکت سایر سنگ‌های منشأ در تولید نفت این مخازن باشد و یا به دلیل تغییر رخساره آلی سنگ منشأ بصورت جانبی تفاوت‌های جزئی بین نفت‌های مخازن ایلام و فهلیان در میدان نفتی جفیر ایجاد گردیده است (شکل ۵-ب). علاوه بر این، توزیع نسبتاً یکنواخت تریپان‌های سه و چهارحلقه‌ای در نمونه‌های نفت مورد مطالعه مشاهده می‌گردد (شکل ۶). در نهایت، می‌توان نتیجه گرفت که هر دو نمونه نفت مخازن ایلام و فهلیان در میدان نفتی جفیر از منظر ژنتیکی با یکدیگر مرتبط بوده و به یک خانواده نفتی واحد تعلق دارند.

تطابق نفت-نفت و ارزیابی ژنتیکی نفت‌های مورد مطالعه

هدف از تطابق نفت-نفت، شناسایی تفاوت‌ها و شباهت‌های موجود بین نفت‌های مختلف و طبقه‌بندی نفت‌های با منشأ یا خصوصیات ژنتیکی یکسان می‌باشد. این فرآیند بر اساس شباهت‌های ترکیبی میان نفت‌های مهاجرت کرده و مواد آلی موجود در سنگ منشأ صورت می‌گیرد. تحلیل‌های ژئوشیمیایی به شناسایی خانواده‌های نفتی، ردیابی مسیرهای مهاجرت نفت در مخازن، سیستم‌های نفتی فعال و در نهایت بهبود فرآیند اکتشاف نفت کمک می‌کنند. برای دستیابی به تفسیرهای دقیق و قابل‌اعتماد از بایومارکرها، معمولاً لازم است چندین پارامتر بایومارکری به طور همزمان مورد بررسی قرار گیرند. هر پارامتر زمانی معنادار می‌شود که با سایر پارامترهای بایومارکری دیگر، نتایج حاصل از تحلیل‌های ژئوشیمیایی و یک سناریوهای منطقی زمین‌شناسی همخوانی داشته باشد [۲۲].

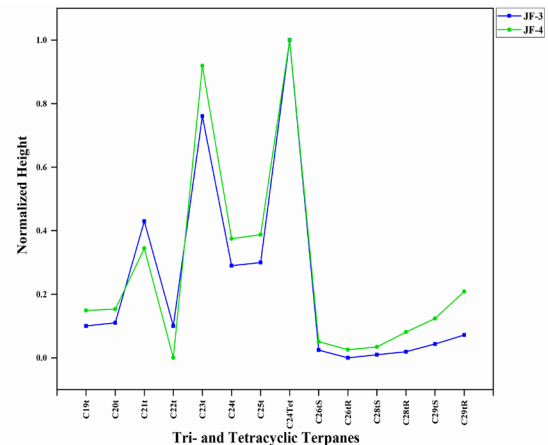
نمودار ستاره‌ای نسبت نرمال آلکان‌ها نشان می‌دهد که نمونه‌های نفتی مخازن ایلام و فهلیان توزیع



شکل ۵ الف) نمودار ستاره‌ای نسبت‌های آلکان‌های نرمال، ب) نسبت‌های بایومارکرهای انتخابی نفت خام‌های مخازن ایلام و فهلیان برای تطابق نفت‌های مورد مطالعه در میدان جفیر.

Fig. 5. Star diagrams of a) n-alkane ratios, and b) ratios of selected biomarker parameters; for crude oils from the Ilam and Fahliyan reservoirs used for oil-oil correlation in the Jufair oil field.

می‌گردد [۲۳]. بر این اساس، نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) در ترکیب نفت با پتانسیل اکسیداسیون-احیایی (Eh) محیط رسوبی رابطه مستقیم و با pH آن رابطه معکوس دارد. نفت‌های تشکیل‌شده در محیط‌های احیایی دارای نسبت Pr/Ph کمتر از یک و نفت‌های تولیدشده در محیط‌های اکسیدی دارای نسبت Pr/Ph بیشتر از سه هستند [۲۴]. نسبت Pr/Ph در نمونه‌های مورد مطالعه کمتر از ۱/۰ (با میانگین ۰/۶۷) است که نشان‌دهنده شرایط احیایی در محیط رسوبی سنگ منشأ تشکیل دهنده آنها می‌باشد. همچنین شرایط احیایی محیط رسوب‌گذاری با مقادیر Ph/C_{18} و Pr/C_{17} تأیید می‌شود (شکل ۷-الف). نسبت پایین Pr/Ph همراه با مقادیر نسبتاً بالای $C_{35}HS/C_{34}HS$ نشان‌دهنده تولید نفت از سنگ‌های منشأ کربناته یا مارنی در شرایط احیایی است [۲۵]. حضور گاماسران عمدتاً نشان‌دهنده لایه‌بندی ستون آب است که منجر به شرایط بی‌هوایی در کف بستر می‌شود [۲۶]. فراوانی بالای گاماسران معمولاً به محیط‌های تبخیری یا با شوری بالا اشاره دارد [۲۷ و ۲۸]. نمونه‌های مورد مطالعه مقادیر کم نسبت $Gam/C_{30}H$ را نشان می‌دهند که بیانگر شوری پایین محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ مولد نفت مخازن ایلام و فهلیان است (شکل ۷-ب).



شکل ۶ توزیع تری-تتراسیکلیک ترپان‌ها در نمونه‌های نفت مخازن ایلام و فهلیان.

Fig. 6. Distribution of tri- and tetracyclic terpanes for oil samples from the Ilam and Fahliyan reservoirs.

ویژگی‌های ژئوشیمیایی نفت‌های مورد مطالعه

شرایط محیط رسوب‌گذاری

جدول ۱ مقادیر مختلف نسبت‌های بایومارکری برای نمونه‌های مورد مطالعه در میدان جفیر را نشان می‌دهد. مقادیر پرستان و فیتان به عنوان یکی از شاخص‌های کلیدی برای شناسایی پتانسیل اکسیداسیون-احیایی محیط‌های دیرینه به شمار می‌رود. منشأ اصلی پرستان و فیتان، شاخه جانبی کروفیل α و β در ارگانوسم‌های فوتوتروف است که فیتول نامیده می‌شود. فیتول در محیط‌های احیایی و از طریق فرآیند دهیدراتاسیون^۱ به فیتان تبدیل می‌شود، در حالی که تحت شرایط اکسیدان و با وقوع فرآیند دکربوکسیلاسیون^۲ به پرستان تبدیل

1. Dehydration
2. Decarboxylation

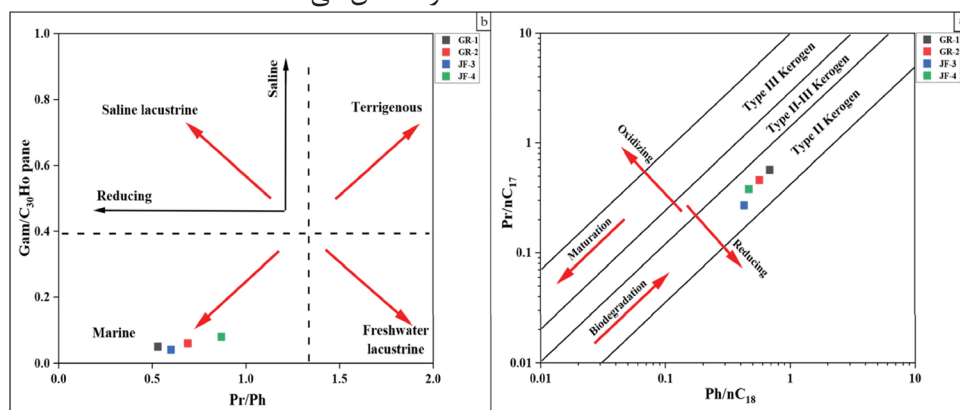
جدول ۱ پارامترهای حاصل از آنالیز GC و GC-MS نمونه‌های بیتومن سازند گرو و نفت مخازن ایلام و فهلیان در میدان جفیر.
Table 1. GC and GC-MS-derived parameters of bitumen samples from the Garau Formation and oils from the Ilam and Fahliyan reservoirs in the Jufair oil field.

Samples	GR-1	GR-2	JF-3	JF-4
Samples Type	Extracts	Extracts	Crude oil	Crude oil
Reservoir	-	-	Ilam	Fahliyan
Pr/C ₁₇	0.57	0.46	0.27	0.38
Ph/C ₁₈	0.69	0.57	0.43	0.47
Pr/Ph	0.53	0.69	0.60	0.87
TAR	0.18	0.07	0.38	0.25
CPI	1.14	1.08	1.12	1.12
C ₁₉ t/C ₂₃ t	0.25	0.28	0.20	0.31
C ₂₂ t/C ₂₁ t	0.43	0.46	0.62	0.49
C ₂₄ t/C ₂₃ t	0.55	0.47	0.38	0.54
C ₂₉ H/C ₃₀ H	1.33	1.31	1.39	1.06
Diasterane/sterane	0.44	0.43	0.22	0.36
Gam/C ₃₁ HR	0.26	0.29	0.33	0.21
C ₂₇ sterane %	56.86	57.22	46.70	54.76
C ₂₈ sterane %	19.11	18.96	18.86	18.41
C ₂₉ sterane %	24.02	23.82	34.44	26.83
Regulare Steranes/C ₃₀ Hopane	8.98	9.79	7.28	6.74
Sterane/Hopane	0.79	0.80	0.20	0.54
Ts/(Ts+Tm)	0.49	0.52	0.50	0.58
C ₂₇ Dia/(Dia+Reg)	0.35	0.34	0.20	0.29
C ₂₉ αββ/(ααα+αββ)	0.54	0.53	0.23	0.60
C ₂₉ ααα 20S/(S+R)	0.50	0.50	0.46	0.48
C ₃₁ Homohopanes	8.98	7.93	13.96	13.06
C ₃₂ Homohopanes	4.61	4.17	7.03	8.72
C ₃₃ Homohopanes	2.68	2.23	4.44	6.17
C ₃₄ Homohopanes	1.61	1.28	3.57	4.33
C ₃₅ Homohopanes	1.56	1.18	4.91	3.78
C ₃₅ HS/C ₃₄ HS	1.03	1.01	1.23	0.98
1,2,6-TMN/1,2,7-	0.53	0.54	0.56	0.55
1,2,5-TMN	8.03	9.42	7.8	5.36
1,2,7-TMN	2.89	3.41	3.75	2.92
1-MP/9-MP	0.70	0.70	0.55	0.73
MPI-1	0.88	0.87	0.77	0.70
Rc (MPI-1)= 0.6× MPI-1+% 0.4	0.93	0.92	0.86	0.82
MPI-2	1.00	1.02	0.94	0.80
MDR	2.83	3.09	2.00	2.91
Rc (MDR)= 0.073× MDR+% 0.51	0.72	0.74	0.66	0.72
DBT/Phenanterene	1.16	1.21	2.21	0.98
C ₂₀ +C ₂₁ /ΣTAS	0.48	0.56	0.37	0.42

نوع ماده آلی

غلظت بالای آلکان‌های زنجیره کوتاه ($C_{15}-C_{21}$) و غلظت کم نرمال آلکان‌های زنجیره متوسط و بلند ($C_{22}+$) نشان‌دهنده مشارکت بالای مواد آلی دریایی منشأ گرفته از میکروارگانیسم‌ها یا جلبک‌ها و ورود ناچیز مواد آلی خشکی به محیط رسوب‌گذاری می‌باشد [۲۲]. غلبه آلکان‌های زنجیره کوتاه و متوسط نسبت به آلکان‌های زنجیره بلند، همراه با فراوانی غالب $n-C_{17}$ نشان‌دهنده سهم عمده ورودی مواد آلی دریایی به سیستم منشأ می‌باشد (شکل ۸). مقدار نسبت مواد آلی خشکی به دریایی (TAR) نیز بیانگر غلبه مواد آلی دریایی نسبت به مواد آلی خشکی در نمونه‌های مورد مطالعه است (شکل ۹-الف و جدول ۱). نمودار Pr/Ph در مقابل C_{29}/C_{27} Sterane (20R) تأییدی دیگر بر حضور مواد آلی دریایی در تشکیل کروژن مولد نفت‌ها و شرایط احيایی حاکم در زمان رسوب‌گذاری سنگ منشأ مولد نفت مخازن ایلام و فهلیان است (شکل ۹-ب). تری‌سیکلیک‌ترپان‌های $C_{21}+$ غالباً دارای منشأ جلبکی هستند، در حالی که تری‌سیکلیک‌ترپان‌های با تعداد کربن کمتر (مانند C_{19} و C_{20}) نشان‌دهنده ورود مواد آلی از گیاهان خشکی است. غلبه تری‌سیکلیک‌ترپان‌های $C_{21}+$ و تمرکز بالای ترپان‌های سه‌حلقه‌ای C_{23} ، نشان‌دهنده محیط رسوب‌گذاری دریایی است (شکل ۱۰). کاهش نسبت

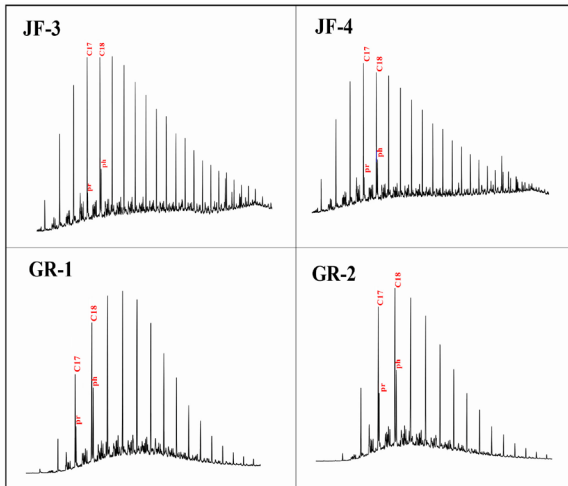
تری‌سیکلیک‌ترپان C_{19}/C_{23} (به مقادیر کمتر از یک) [۲۲] و مقادیر بالای تری‌سیکلیک‌ترپان‌های C_{26}/C_{25} [۳۱] بیانگر مواد آلی دریایی در محیط رسوب‌گذاری است (شکل ۹-ج). توزیع نسبی استران‌های C_{27} ، C_{28} و C_{29} با مقادیر پایین C_{29} استران، نشان‌دهنده سهم اندک گیاهان عالی در ترکیب ماده آلی می‌باشد [۳۲]. فراوانی استران C_{27} در مقایسه با استران‌های C_{28} و C_{29} نشان‌دهنده فراوانی مواد آلی دریایی نسبت به مواد آلی خشکی در سنگ منشأ مولد نفت مخازن ایلام و فهلیان است (شکل ۹-د). همچنین به منظور تایید نوع ماده آلی ورودی، هیدروکربن‌های آروماتیک هتروسیکلیک و پلی‌سیکلیک به عنوان ابزار ماکمل بررسی شدند. این ترکیبات، شامل نفتالن‌ها، فنانترن‌ها و دی‌بنزوتیوفن‌ها، به دلیل حضور فراوان در نفت‌ها و سنگ‌های منشأ بالغ، شاخص‌های مهمی برای شناسایی نوع ماده آلی، محیط رسوب‌گذاری و لیتولوژی به شمار می‌روند [۳۳]. در میان هیدروکربن‌های آروماتیک، توزیع تری‌متیل‌نفتالن‌ها و فنانترن‌ها به طور گسترده‌ای به عنوان نشانگر ورود مواد آلی گیاهی به سیستم رسوبی شناخته شده است [۳۳]. غلظت بالای 1,2,7-TMN در نفت خام و سنگ‌های منشأ با منشأ خشکی مشاهده شده است؛ در حالی که نفت‌های حاصل از سنگ‌های منشأ دریایی نسبت‌های 1,2,7-TMN/1,3,7-TMN و 1,2,6-/1,2,7- تری‌متیل‌نفتالن کمتر از ۱ را نشان می‌دهند [۳۴].



شکل ۷ الف نمودار Pr/nC_{17} در برابر Ph/nC_{18} برای تعیین شرایط اکسیداسیون-احیایی محیط رسوبی [۲۹] و ب) نمودار $Gam/C_{30}H$ در برابر Pr/Ph جهت تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری نمونه‌های مورد مطالعه [۳۰].

Fig. 7. a) Cross-plot of Pr/nC_{17} versus Ph/nC_{18} for determining the redox conditions of the depositional environment [29], and b) cross-plot of $Gam/C_{30}H$ versus Pr/Ph for interpreting the depositional conditions of the studied samples [30].

نفت مخازن ایلام و فهلیان به ترتیب برابر ۲/۲۱ و ۰/۹۸ می‌باشد که بیانگر سهم بیشتر سنگ منشأ کربناته در شارژ مخزن ایلام نسبت به فهلیان است (شکل ۱۱-الف).



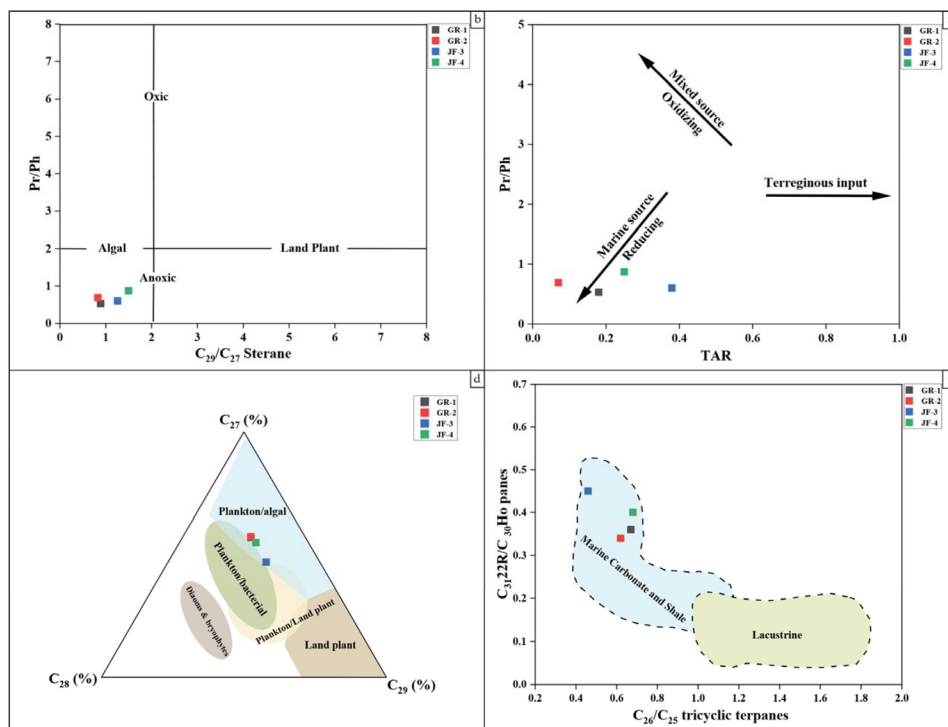
شکل ۸ کروماتوگرام گازی برش اشباع نمونه‌های بیتومن استخراج شده از سازند گرو و نمونه‌های نفت مخازن ایلام و فهلیان در میدان جفیر.

Fig. 8 Gas chromatograms of the saturated fraction of bitumen samples extracted from the Garau Formation and oil samples from the Ilam and Fahliyan reservoirs in the Jufair oil field.

مقادیر نسبت 1,2,6-TMN/1,2,7- (با میانگین ۰/۵۴) به وضوح نشان‌دهنده منشأ آلی دریایی نمونه‌های مورد مطالعه می‌باشند. مقادیر بالای 9-MP به طور معمول در رسوبات با منشأ دریایی مشاهده می‌شود، در حالی که مقادیر بیشتر 1-MP در رسوبات منشأ گرفته از گیاهان خشکی دیده می‌شود [۳۵]. مقادیر نسبت 1-MP/9-MP (با میانگین ۰/۶۷) بیانگر سهم غالب ماده آلی دریایی در نمونه‌های مورد مطالعه است (جدول ۱).

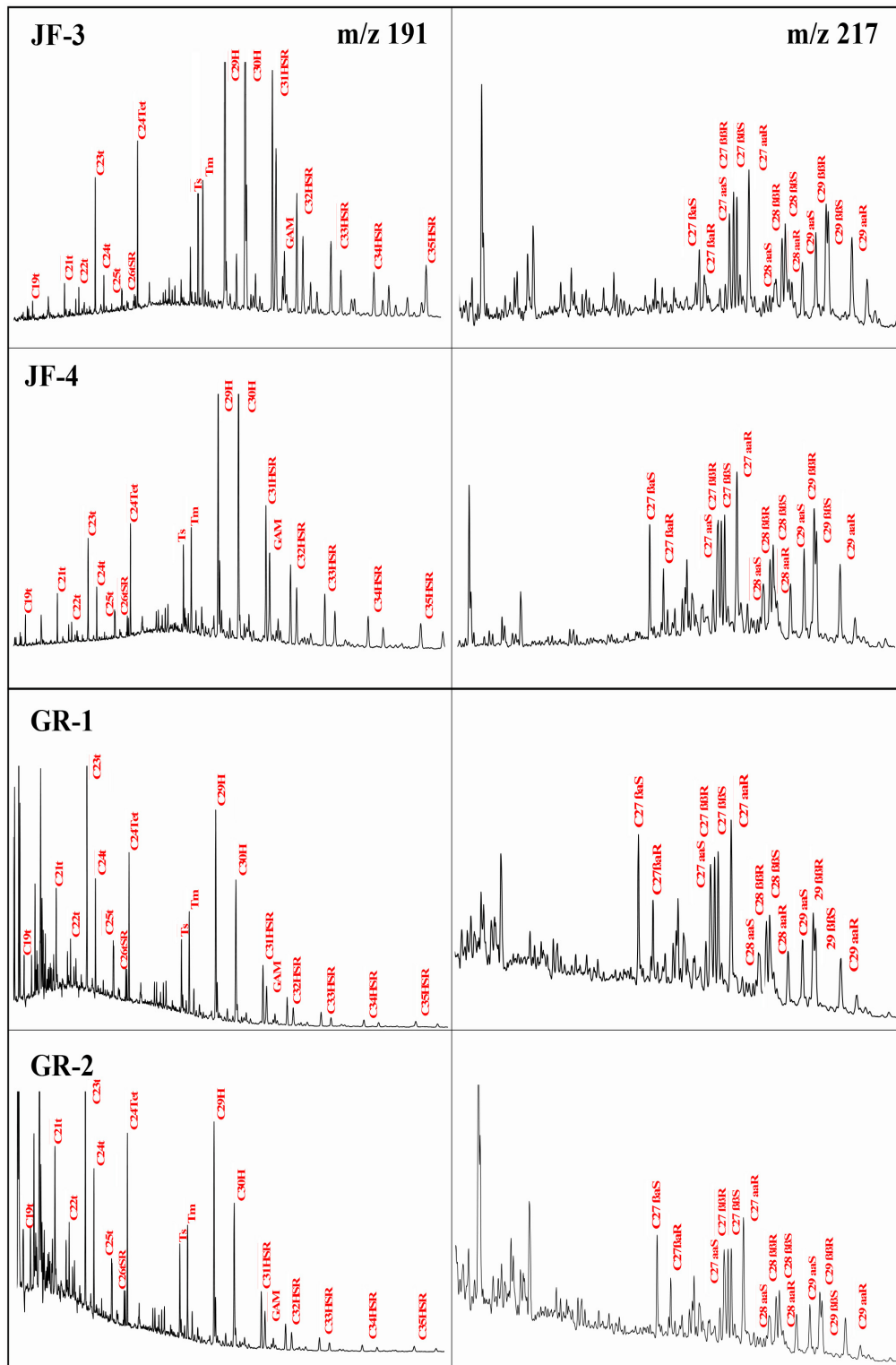
لینتولوژی

جهت تعیین رخساره آلی و محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ می‌توان از نمودار تغییرات مقادیر نسبت دی بنزوتیوفن به فناترن (DBT/Phen) در برابر نسبت Pr/Ph استفاده نمود [۲۹]. به طور کلی، مقادیر نسبت DBT/Phen بیشتر از یک، شاخص رسوبات کربناته-مارنی و مقادیر کمتر از یک نشان‌دهنده لینتولوژی شیلی می‌باشد [۳۸]. مقادیر این نسبت در نمونه



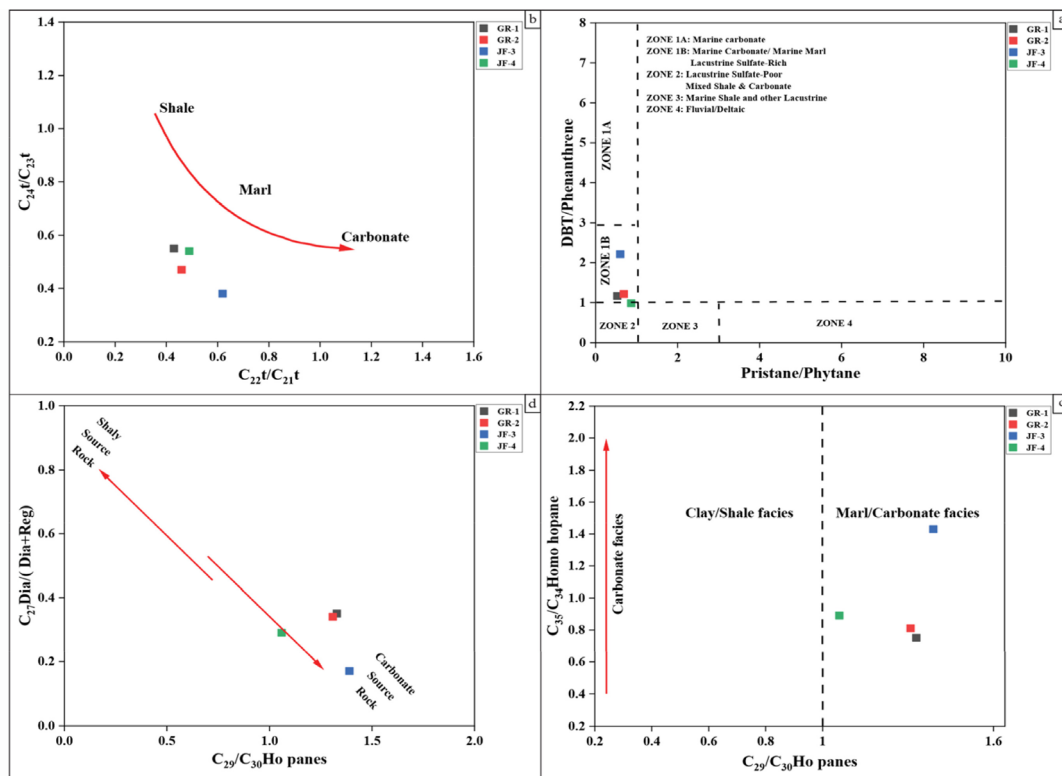
شکل ۹ الف) نمودار نسبت Pr/Ph در مقابل نسبت TAR [۳۶]، ب) نمودار Pr/Ph در برابر استران C_{29}/C_{27} [۲۲]، ج) نمودار $C_{31} 22R/C_{30}$ Hopanes در برابر تری‌سیکلیک تریپان C_{26}/C_{25} برای تعیین نوع مواد آلی ورودی به محیط رسوب‌گذاری [۳۷] و د) نمودار مثلثی مقادیر استران‌های منظم جهت تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری و نوع ماده آلی نمونه‌های مورد مطالعه در میدان جفیر [۳۲].

Fig. 9. Plot of a) Pr/Ph versus TAR [36], b) Pr/Ph versus C_{29}/C_{27} steranes ratio [22], c) $C_{31} 22R/C_{30}$ hopanes versus C_{26}/C_{25} tricyclic terpanes; for determining the type of organic matter input [37], and d) ternary diagram of regular steranes for interpreting the depositional conditions and type of organic matter in the studied samples from the Jufair oil field [32].



شکل ۱۰ کروماتوگرام گازی m/z ۱۹۱ و m/z ۲۱۷ نمونه‌های سازند گرو و نفت مخازن ایلام (JF-3) و فهلیان (JF-4) در میدان جفیر.
 Fig. 10. Chromatograms of m/z 191 and m/z 217 for samples from the Garau Formation and oils from the Ilam (JF-3) and Fahliyan (JF-4) reservoirs in the Jufair oil field.

(t: tricyclic terpane; Tet: tetracyclic terpane; Tm: $17\alpha(H)$ -22,29,30-trisnorhopane; Ts: $18\alpha(H)$ -22,29,30-trisnorneohopane; $C_{29}H$: hopane; $C_{29}t$: $18\alpha(H)$ -30-norneohopane; $C_{30}DH$: C_{30} $17\alpha(H)$ -diahopane; Normor: C_{29} normortane; $C_{30}H$: hopane; $C_{30}TS$: $17\alpha(H)$ -30-nor-29-homohopane; Mor: mortane; GAM: gammacerane; C_{31} , $C_{35}H$: homohopane).



شکل ۱۱ الف) تغییرات DBT/Phen در برابر Pr/Ph [۲۹] و ب) نمودار نسبت $C_{24}t/C_{23}t$ در برابر $C_{22}t/C_{21}t$ [۲۲]، ج) نمودار C_{35}/C_{34} Homohopane در برابر C_{29}/C_{30} Hopane [۴۲] و د) نمودار مقادیر نسبت C_{27} Dia/(Dia+Reg) در برابر C_{29}/C_{30} Hopane به منظور تعیین لیتولوژی سنگ منشأ برای نمونه‌های مورد مطالعه در میدان جفیر [۲۲].

Fig. 11. a) Variations of DBT/Phen versus Pr/Ph [29], b) plot of $C_{24}t/C_{23}t$ versus $C_{22}t/C_{21}t$ [22], c) plot of C_{35}/C_{34} homohopanes versus C_{29}/C_{30} hopanes [42], and d) plot of C_{27} dia/(dia+reg) steranes versus C_{29}/C_{30} hopanes; for determining the source rock lithology of the studied samples in the Jufair oil field [22].

۱/۲۷ بوده و میانگین نسبت $C_{31}R/C_{30}$ هوپان برابر ۰/۳۸ است که این دو بیانگر سنگ منشأ کربناته با میزان رس متفاوت است [۲۵]. ترسیم مقادیر نسبت C_{27} Diasteranes/ C_{27} Diasteranes+ C_{27} Regular steranes در مقابل نسبت C_{29}/C_{30} Hopane، نیز به وضوح بیانگر ماهیت کربناته‌تر سنگ منشأ مولد نفت مخزن ایلام نسبت به مخزن فهلیان می‌باشد (شکل ۱۱-ج و د).

بلوغ حرارتی

فراوانی نسبی نرمال آلکان‌های با عدد کربن فرد به زوج در نفت می‌تواند برای تخمین بلوغ حرارتی مورد استفاده قرار گیرد. این موضوع توسط اندیس ارجحیت کربن (CPI) قابل اندازه‌گیری است [۴۳]. مقادیر این شاخص کمی بیشتر از عدد یک هستند (جدول ۱)، که نشان می‌دهد نمونه‌های مورد مطالعه در مرحله ابتدایی پنجره نفتی قرار دارند.

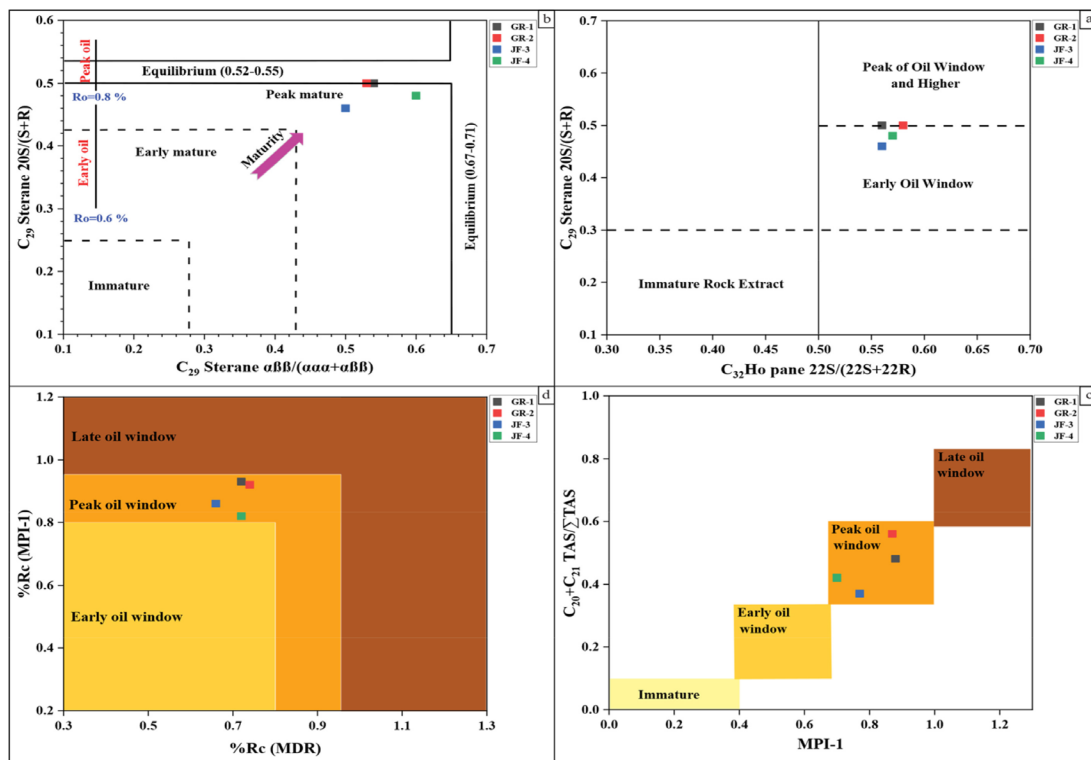
نسبت‌های تری‌سیکلیک ترپان‌ها نیز به عنوان پارامتر مناسبی برای تعیین لیتولوژی سنگ منشأ به کار می‌روند [۳۹]. مقادیر بالای $C_{24}t/C_{23}t$ در مقابل مقادیر پایین $C_{22}t/C_{21}t$ از ویژگی‌های سنگ منشأ شیلی به شمار می‌روند [۲۲]. مقادیر این نسبت‌ها در نمونه‌های نفت مخازن ایلام و فهلیان نیز بیانگر لیتولوژی مارنی برای سنگ منشأ مولد نفت این مخازن می‌باشد. اگرچه مقادیر نسبتاً بالاتر تری‌سیکلیک ترپان C_{22}/C_{21} و مقادیر کمتر C_{24}/C_{23} در نفت مخزن ایلام، نیز تاییدی بر مشارکت بیشتر سنگ منشأ کربناته در این مخزن می‌باشد (شکل ۱۱-ب). یکی دیگر از پارامترهای مهم برای تعیین لیتولوژی استفاده از نسبت C_{29}/C_{30} هوپان است. مقادیر بالای ۱ این نسبت بیانگر لیتولوژی کربناته سنگ منشأ است [۴۰ و ۴۱]. در نمونه‌های مورد مطالعه مقدار این پارامتر دارای میانگین برابر

یکی از دقیق‌ترین شاخص‌های بایومارکری جهت ارزیابی بلوغ، تریپان‌ها و استران‌ها هستند که از جمله آن‌ها می‌توان به نسبت‌های $22S/(22S+22R)$ در هوموئوپان‌های C_{32} ، $20S/(20S+20R)$ و $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ در استران‌های C_{29} اشاره کرد. این نسبت‌ها به طور مؤثری فرآیند بلوغ حرارتی را نشان می‌دهند. نمودار استاندارد تغییرات نسبت $22S/hopane\ C_{32}$ نشان‌دهنده قرارگیری نمونه‌های نفت مخازن ایلام و فهلیان در پیک پنجره نفتی است (شکل ۱۲-الف). نسبت $C_{32}\ hopane\ 22S/(22S+22R)$ در طول بلوغ حرارتی از ۰ تا حدود ۰/۶۰ افزایش می‌یابد. مواد آلی سنگ منشأ زمانی نابالغ محسوب می‌شود که نسبت C_{32} زیر ۰/۵۰ باشد. نسبت‌های C_{32} در دامنه ۰/۵۰ تا ۰/۵۸ نمایانگر بلوغ اولیه تا متوسط سنگ‌های منشأ هستند، در حالی که مقادیر بیش از ۰/۵۸ به طور مؤثر نشان‌دهنده آغاز مرحله اوج تولید نفت و مراحل پیشرفته‌تر بلوغ حرارتی می‌باشند [۲۲]. مقادیر این نسبت (با میانگین ۰/۵۶) نشان‌دهنده آن است که نفت‌های مورد مطالعه از سنگ منشأیی واقع در پیک پنجره نفتی تولید شده‌اند. همچنین با افزایش بلوغ حرارتی، ایزومریزاسیون در کربن شماره ۲۰ (C-20) در استران‌های $5\alpha, 14\alpha, 17\alpha(H)$ باعث افزایش نسبت $20S/(20S+20R)$ از صفر تا حدود ۰/۵ (تبادل حدود ۰/۵۲-۰/۵۵) می‌شود [۴۴]. میانگین این نسبت در نمونه‌های نفت مخازن ایلام و فهلیان برابر ۰/۴۷ می‌باشد که بیانگر پیک پنجره نفتی نمونه‌های مورد مطالعه است (شکل ۱۲-ب). با توجه به اینکه برخی از بایومارکرها ممکن است در حین بلوغ حرارتی ناپایدار شده و از بین بروند، بایومارکهای آروماتیکی که پایداری بیشتری دارند، از اهمیت ویژه‌ای برخوردارند. پارامترهای بلوغ آروماتیک شامل نسبت متیل‌فنانترین (MPR)، شاخص متیل‌فنانترین (MPI)، پارامتر آلکیل‌دی‌بنزوتیوفن (MDR)، نسبت متیل‌نفتالن (MNR)، نسبت دی‌متیل‌نفتالن (DNR) و استروئیدهای سه حلقه‌ای

آروماتیکی (TAS) می‌باشند (جدول ۱). شاخص متیل‌فنانترین (MPI) یکی از پرکاربردترین پارامترهایی است که برای ارزیابی بلوغ حرارتی بر اساس فراوانی نسبی فنانترین‌ها و همولوگ‌های آن‌ها استفاده می‌شود [۴۵]. تمامی نمونه‌های مورد مطالعه دارای مقادیر MPI-1 و MPI-2 بالاتر از ۰/۵ هستند که نشان‌دهنده حضور نمونه‌های مورد مطالعه در پیک پنجره نفتی است [۴۶] (جدول ۱). به دلیل پایداری بالای استروئیدهای مونوآروماتیک (MAS) و تری‌آروماتیک (TAS) در برابر فرآیندهای تخریب زیستی، این ترکیبات به عنوان شاخص کلیدی در ارزیابی دقیق بلوغ حرارتی شناخته می‌شوند [۴۶]. طی فرآیند کاتائز، استروئیدهای مونوآروماتیک به تدریج به ترکیبات تری‌آروماتیک تبدیل می‌شوند و با افزایش بلوغ حرارتی، این تبدیل به طور کامل صورت می‌گیرد. مقادیر بالای نسبت $C_{20}+C_{21}/\Sigma TAS$ بیانگر حضور سنگ منشأ مولد نمونه‌های نفت مورد مطالعه در پیک پنجره نفتی است. این نتایج همچنین با ترکیب نسبت‌های MPI-1 و استروئیدهای تری‌آروماتیک در قالب یک رابطه، همان‌گونه که در شکل ۱۲-ج ارائه شده است، تأیید می‌شود. میانگین انعکاس ویتیرینایت محاسبه‌شده (RC%) بر اساس شاخص MPI-1 برای نمونه‌های مورد مطالعه برابر با ۰/۸۸٪ است [۴۵]. یکی از پارامترهای دیگر برای ارزیابی بلوغ، نسبت متیل‌دی‌بنزوتیوفن (MDR) است [۴۷]. میانگین مقدار انعکاس محاسبه‌شده بر اساس $(MDR) (\%RC)$ برابر با ۰/۷٪ می‌باشد [۴۸]. نمودار همبستگی بین انعکاس ویتیرینایت محاسبه‌شده از MPI-1 و مقادیر MDR نشان می‌دهد که سنگ منشأ نفت مخازن ایلام و فهلیان در اوج پنجره نفتی این نفت‌ها را تولید کرده است (شکل ۱۲-د).

تطابق نفت-سنگ منشأ و تعیین سنگ منشأ احتمالی

تطابق نفت-سنگ منشأ به بررسی ارتباط ژنتیکی میان نفت خام و سنگ منشأ آن می‌پردازد و هدف اصلی آن شناسایی منشأ هیدروکربن‌ها در یک تجمع نفتی است [۲۲].



شکل ۱۲ الف) نمودار تغییرات مقادیر استران $C_{29} 20S/(20S+20R)$ در برابر هوپان $C_{32} 22S/(22S+22R)$ [۳۲] و ب) نمودار $C_{29} 20S/(S+R)$ در مقابل استران $C_{29} \alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ جهت تعیین بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه میدان جفیر [۲۲] ج) نمودار مقادیر انعکاس ویتربینیت محاسبه شده از پارامترهای $MPI-1$ و MDR ، و د) نمودار تغییرات $C_{29} + C_{21} TAS/\Sigma TAS$ در مقابل $MPI-1$.
Fig. 12. a) Variations of $C_{29} 20S/(20S+20R)$ steranes versus $C_{32} 22S/(22S+22R)$ hopanes [32], and b) plot of $C_{29} 20S/(20S+20R)$ versus $C_{29} \alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ steranes for assessing the maturity of the studied samples from the Jufair oil field [22]. c) Plot of vitrinite reflectance values calculated from the $MPI-1$ and MDR parameters, and d) Plot of $C_{29} + C_{21} TAS/\Sigma TAS$ variations versus $MPI-1$.

سپس ۲ نمونه سنگ از این سازند انتخاب و مطالعه بایومارکری روی بیتومن استخراجی انجام شد.

ارزیابی ژئوشیمیایی سازند گرو و تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی بیتومن استخراجی

در مطالعات پیشین، اهمیت سازند گرو و نقش کلیدی آن در تولید هیدروکربن و شکل‌گیری سیستم‌های نفتی دشت آبادان به خوبی نشان داده شده است. زینل‌زاده و همکاران در ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای مختلف میدان نفتی دارخوین، سازندهای گرو و سرگلو را به‌عنوان سنگ منشأهای اصلی این میدان معرفی کردند [۵۱]. عابد و همکاران نیز در حوضه بین‌النهرین عراق، سازندهای گرو و سرگلو را به‌عنوان سنگ منشأ اصلی مخازن هیدروکربنی معرفی نمودند [۵۲]. کبرائی و همکاران سازند گرو را با مقادیر بالای TOC (تا $۰.۵/٪$) و HI (تا ۴۱۳ mg HC/g TOC)

یافته‌های حاصل از این تحلیل‌ها، اطلاعات ارزشمندی در رابطه با درک فرآیند مهاجرت و تجمع نفت، پیش‌بینی موقعیت آشپزخانه‌های منشأ و شناسایی سیستم‌های نفتی فعال یک منطقه را فراهم می‌کنند. بایومارکرها به عنوان ابزارهای کلیدی در تفسیر سیستم‌های نفتی عمل می‌کنند؛ زیرا از طریق تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی سنگ منشأ و شناسایی ارتباط ژنتیکی میان نفت و سنگ منشأ، امکان تحلیل دقیق‌تر این سیستم‌ها را فراهم می‌سازند [۲۲، ۴۹ و ۵۰]. از آنجایی که سازند گرو یکی از مهم‌ترین سازندهای منشأ در ناحیه دشت آبادان می‌باشد و در میدان جفیر نیز به عنوان یک سنگ منشأ بالقوه می‌باشد، ابتدا ارزیابی ژئوشیمیایی این سازند به منظور تعیین نوع کروژن، پتانسیل تولید و بلوغ حرارتی مورد بررسی قرار گرفت و

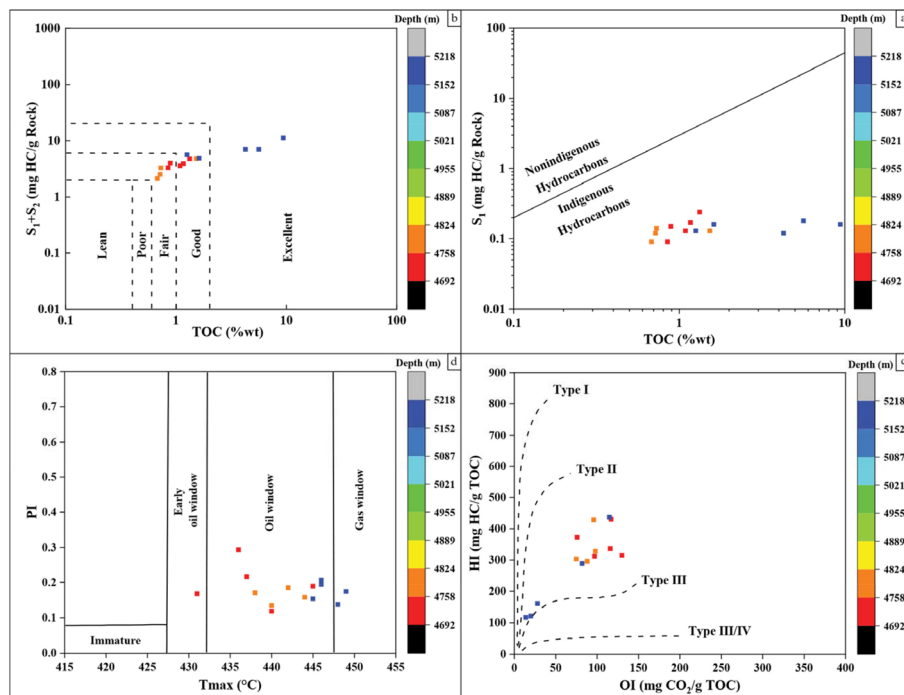
TOC برای تمایز هیدروکربن‌های برج‌ها و نابرجا ترسیم شد [۵۴]. در تمام نمونه‌ها مقادیر S_1/TOC کمتر از ۱/۵ می‌باشد، که بیانگر نبود هر گونه آلودگی در نمونه‌ها است (شکل ۱۳-الف). غنای ماده آلی، به‌عنوان شاخصی کلیدی، مقدار ماده آلی مؤثر در رسوبات برای تولید هیدروکربن را مشخص می‌کند و ظرفیت واقعی هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ را نشان می‌دهد [۱۹]. پیترز و همکاران حداقل مقدار ماده آلی لازم برای تشکیل سنگ منشأ را ۰/۵ درصد وزنی تعیین کرده‌اند [۵۵]. تمامی نمونه‌های مورد مطالعه دارای TOC بالای ۰/۵ درصد وزنی هستند (جدول ۲)؛ این مقدار حداقلی است که نشان می‌دهد این رسوبات دارای ماده آلی کافی برای آغاز فرآیند تولید نفت هستند. مقادیر TOC و مجموع (S_1+S_2) به‌عنوان شاخص‌های رایج برای تعیین غنای ماده آلی مورد استفاده قرار می‌گیرند [۲۱]. ترسیم نمودار پراکندگی TOC در برابر ($S_1 + S_2$) نشان می‌دهد که 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 (شکل ۱۳-ب).

جدول ۲ نتایج پیرولیز راک-اول نمونه‌های مورد مطالعه سازند گرو در میدان جفیر.

Table 2 Rock-Eval pyrolysis results of the studied Garau Formation samples from the Jufair oil field.

No.	Sample ID	Depth (m)	Formation	Field Name	S_1	S_2	TOC	T_{max}	HI	OI	PI	S_1/TOC
1	S-1	4692	Garau	Jufair	0.24	4.5	1.33	436	337	116	0.29	0.18
2	S-2	4702	Garau	Jufair	0.15	3.82	0.89	445	430	117	0.19	0.17
3	S-3	4710	Garau	Jufair	0.17	3.7	1.17	437	315	130	0.22	0.15
4	S-4	4718	Garau	Jufair	0.13	3.41	1.09	431	312	97	0.17	0.12
5	S-5	4756	Garau	Jufair	0.09	3.18	0.85	440	373	76	0.12	0.11
6	S-6	4764	Garau	Jufair	0.12	2.37	0.72	438	328	98	0.17	0.17
7	S-7	4778	Garau	Jufair	0.13	4.63	1.53	444	303	75	0.16	0.08
8	S-8	4786	Garau	Jufair	0.09	2.01	0.68	440	296	88	0.13	0.13
9	S-9	4798	Garau	Jufair	0.14	3.11	0.73	442	428	96	0.19	0.19
10	S-10	5194	Garau	Jufair	0.13	5.48	1.26	445	437	115	0.15	0.10
11	S-11	5202	Garau	Jufair	0.16	4.68	1.62	446	289	82	0.19	0.10
12	S-12	5208	Garau	Jufair	0.12	6.88	4.27	448	161	28	0.14	0.03
13	S-13	5214	Garau	Jufair	0.16	11.01	9.4	449	117	14	0.17	0.02
14	S-14	5218	Garau	Jufair	0.18	6.81	5.63	446	121	20	0.21	0.03

به‌عنوان سنگ منشأ با پتانسیل تولید خوب تا عالی و در مرحله اوج تولید نفت معرفی کردند [۵۳]. همچنین قربانی و همکاران 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. نتایج این مطالعه نشان داد که سازندهای گرو و سرگلو در تشکیل نفت در سیستم‌های نفتی دشت آبادان نقش کلیدی دارند [۶]. لذا برای این مطالعه ۱۴ نمونه سنگ از سازند گرو به‌عنوان سنگ منشأ محتمل در میدان جفیر انتخاب شد و آنالیز پیرولیز راک-اول برای ارزیابی ژئوشیمیایی این سازند در میدان جفیر انجام شد. نتایج آنالیز راک-اول بر روی نمونه سازند گرو در جدول ۲ آورده شده است. نخستین گام در مطالعات ژئوشیمیایی، کنترل کیفیت داده‌های راک-اول است، زیرا حتی مقادیر اندک آلودگی می‌تواند نتایج را تحت تأثیر قرار داده و به تفاسیر نادرست منجر شود. این آلودگی‌ها ممکن است در اثر مهاجرت هیدروکربن‌ها از سازندهای زیرین به نمونه‌ها منتقل شده باشند [۵۴]. بر این اساس، نمودار S_1 در مقابل



شکل ۱۳ الف) نمودار شاخص مهاجرت [۵۴]، ب) نمودار S_1+S_2 در مقابل TOC [۵۹]، ج) نمودار HI در برابر OI جهت تعیین نوع کروژن و د) نمودار PI در مقابل T_{max} جهت تعیین بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه [۵۵].
Fig. 13 a) Migration index plot [54], b) S_1+S_2 versus TOC plot [59], c) HI versus OI plot for determining kerogen type, and (d) PI versus T_{max} plot for assessing the maturity of the studied samples [55].

شاخص تولید در انتهای پنجره نفت به حدود ۰/۴ می‌رسد و زمانی که ظرفیت زایش هیدروکربن توسط کروژن به پایان می‌رسد، به ۰/۱ یا کمتر کاهش می‌یابد [۵۵ و ۵۸]. بیشتر نمونه‌های سازند گرو دارای T_{max} بیش از 430°C و PI بالای ۰/۱ هستند. این مقادیر نشان می‌دهد که نمونه‌ها در مراحل اولیه پنجره نفتی قرار دارند و از نظر تولید هیدروکربن در شرایط مطلوبی هستند (شکل ۱۳-د). پس از تحلیل داده‌های حاصل از پیرولیز راک-اول که بیانگر پتانسیل مطلوب هیدروکربنی و بلوغ حرارتی مناسب سازند گرو جهت زایش هیدروکربن در میدان جفیر می‌باشد، تعداد ۲ نمونه بیتومن استخراجی از خرده‌های حفاری برای آنالیزهای تکمیلی انتخاب گردید. محیط رسوب‌گذاری سازند گرو بر اساس پراکنندگی تریپان‌های سه حلقه‌ای، نسبت استران‌های C_{29}/C_{27} در برابر نسبت Pr/Ph (شکل ۹-ب) فراوانی نسبی استران‌های C_{27} ، C_{28} و C_{29} (شکل ۸-د) و مقادیر نسبت هیدروکربن‌های آروماتیک مانند 1,2,6-TMN/1,2,7- (با میانگین ۰/۵۳)

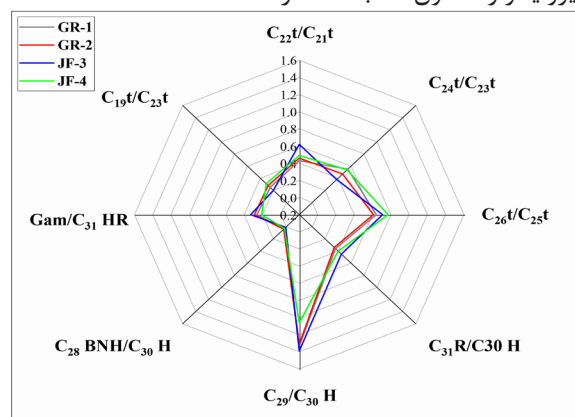
یکی از روش‌های رایج در طبقه‌بندی نوع ماده آلی بر اساس داده‌های پیرولیز راک-اول، ترسیم نمودار پراکنندگی شاخص هیدروژن (HI) در برابر شاخص اکسیژن (OI) به منظور بازسازی نسخه اصلاح‌شده نمودار ون کروولن می‌باشد [۵۶]. محتوای هیدروژن ماده آلی از معیارهای کلیدی برای تشخیص پتانسیل کروژن به تولید نفت (کروژن نوع I و II) یا گاز (کروژن نوع III) می‌باشد [۵۷]. مقادیر شاخص هیدروژن در نمونه‌های مورد مطالعه (با میانگین 303 mg HC/g TOC) بیانگر مخلوط کروژن نوع II/III در سازند گرو است. علاوه بر این شاخص هیدروژن سه نمونه از سازند گرو که در اعماق بالای ۵۲۰۰ متر در محدوده ۵۰ تا 200 mg HC/g TOC قرار دارد (شکل ۱۳-ج). برای برآورد بلوغ حرارتی معمولاً از شاخص تولید (PI) و به ویژه از مقادیر T_{max} استفاده می‌شود. به طور کلی، مقادیر PI کمتر از حدود ۰/۱ و مقادیر T_{max} پایین‌تر از 435°C نشان‌دهنده ماده آلی نابالغ است. در مقابل، مقادیر T_{max} بالاتر از 470°C معرف ورود به ناحیه گاز مرطوب می‌باشند.

فعال در تولید هیدروکربن‌های مخازن ایلام و فهلیان معرفی می‌کنند. مقایسه پارامترهای بایومارکری بیتومن استخراج‌شده از سازند گرو با نفت‌های خام مخازن ایلام و فهلیان، همبستگی ژنتیکی قوی میان این سازند و نفت‌های مورد مطالعه را تأیید می‌کند (شکل ۱۴). توزیع استران‌های منظم C_{27} ، C_{28} و C_{29} ، نسبت‌های Pr/Ph و DBT/Phen، Ph و ترپان‌های سه‌حلقه‌ای، همگی بیانگر منشأ آلی دریایی و لیتولوژی کربناته-مارنی برای سازند گرو و سنگ منشأ مولد نفت‌های این مخازن هستند. همچنین، پارامترهای بلوغ مانند نسبت‌های C_{32} -ho- C_{29} -sterane 20S/(20S+20R) و pane 22S/(22S+22R) نشان‌دهنده تطابق حرارتی سازند گرو با شرایط زایش نفت در این مخازن است. با این حال، در نمونه نفتی مخزن ایلام (JF-3)، تفاوت‌های جزئی در برخی پارامترهای بایومارکری، نظیر نسبت بالاتر DBT/Phen و $C_{22}t/C_{21}t$ ، مشاهده می‌شود. این تفاوت‌ها می‌توانند به مشارکت احتمالی یک سنگ منشأ دیگر، مانند سازند سرگلو، یا تغییر رخساره آلی سازند گرو در بخش‌هایی از میدان جفیر اشاره داشته باشند.

نتیجه‌گیری

تطابق ژئوشیمیایی نفت‌ها با یکدیگر و با سنگ‌های منشأ نقشی اساسی در بررسی سیستم نفتی حوضه‌های رسوبی دارد. در این مقاله تطابق ژئوشیمیایی نفت‌های مخازن ایلام و فهلیان در میدان نفتی جفیر انجام شد و سپس سنگ منشأ محتمل این مخازن تعیین گردید. بررسی‌های ژئوشیمیایی نمونه‌های نفت مورد مطالعه براساس داده‌های حاصل از آنالیز GC، پارامترهای بایومارکری و هیدروکربن‌های آروماتیک حاصل از آنالیز GC-MS نشان می‌دهد که سنگ منشأ نمونه‌های نفتی دارای ترکیب لیتولوژیکی کربناته-مارنی بوده که در یک محیط رسوبی دریایی احیایی تشکیل شده است. نسبت‌های بایومارکری مرتبط با بلوغ بیانگر تولید نمونه‌های نفت مورد مطالعه، از سنگ منشأی واقع در پیک پنجره نفتی می‌باشد. بر اساس نمودار

و مقادیر نسبت 1-MP/9-MP (با میانگین ۰/۷) بیانگر رسوب‌گذاری این سازند در یک محیط دریایی با شرایط احیایی می‌باشد. مقادیر متوسط ترپان‌های سه حلقه‌ای $C_{22}t/C_{21}t$ و $C_{24}t/C_{23}t$ (شکل ۱۱-ب)، نمودار DBT/Phen در برابر نسبت Pr/Ph (شکل ۱۰-الف) و همچنین ترسیم مقادیر نسبت C_{27} Dia/(Dia+Reg) در مقابل نسبت Hopane C_{29}/C_{30} همگی نشان‌دهنده لیتولوژی کربناته-مارنی سازند گرو می‌باشد. تغییرات نسبت C_{32} -hopane 22S/(22S+22R) (با میانگین ۰/۵۷) در برابر C_{29} -Sterane 20S/(20S+20R) (با میانگین ۰/۵۰) (شکل ۱۲-الف)، مقادیر نسبت C_{29} $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ (با میانگین ۰/۵۳)، مقادیر 1-MPI (با میانگین ۰/۸۷)، مقدار انعکاس محاسبه‌شده بر اساس شاخص MPI-1 (%Rc (MDR و MPI-1)) (با میانگین ۰/۹۲) و C_{29} $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ (با میانگین ۰/۷۳) (شکل ۱۲-د) همگی بیانگر حضور سازند گرو در پیک پنجره نفتی است که با نتایج پیرولیز راک-اول مطابقت دارد.



شکل ۱۴ مقایسه پارامترهای بایومارکری نمونه‌های نفت خام با سنگ منشأ احتمالی.

Fig. 14 Comparison of biomarker parameters of crude oil samples with those of the possible source rock.

سنگ منشأ احتمالی نفت‌های مورد مطالعه

سازند گرو در میدان جفیر از پتانسیل هیدروکربنی بالایی برخوردار است. ارزیابی‌های ژئوشیمیایی انجام‌شده بر روی این سازند، شامل پیرولیز راک-اول و بررسی‌های بایومارکری، نشان‌دهنده کیفیت مطلوب ماده آلی با کروژن عمدتاً نوع II و بلوغ حرارتی در مرحله پیک پنجره نفتی (انعکاس ویتربینایت حدود ۰/۸) است. این ویژگی‌ها، سازند گرو را به‌عنوان یک سنگ منشأ

برای تولید نفت رسیده است. همچنین این سازند ویژگی‌های ژئوشیمیایی مناسبی را با نفت مخازن ایلام و فهلیان نشان داد و می‌توان سنگ منشأ گرو را به عنوان سنگ منشأ اصلی این مخازن در میدان جفیر در نظر گرفت. هرچند برای مخزن ایلام می‌توان مشارکت سایر سازندها همچون سرگلو و یا تغییر رخساره سازند گرو در تولید نفت این مخزن را نیز در نظر گرفت.

ستاره‌ای پارامترهای بایومارکری، نفت‌های مخازن ایلام و فهلیان همپوشانی خوبی با یکدیگر دارند، هرچند که در برخی پارامترها تفاوت‌های جزئی مشاهده می‌شود که می‌تواند به دلیل مشارکت سازندهای دیگر و یا تغییر رخساره سنگ منشأ اصلی در شارژ این مخازن باشد. نتایج ژئوشیمیایی حاصل از تفسیر نمونه‌های سازند گرو پتانسیل مناسب این سازند رو نشان داد و در میدان جفیر نیز به بلوغ مناسب

مراجع

- [1]. Bordenave, M. L., & Hegre, J. A. (2010). Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. Geological Society, London, Special Publications. 330 (1), 291-353. doi:10.1144/SP330.14.
- [2]. Bordenave, M. L. (2002). The middle cretaceous to early miocene petroleum system in the zagros domain of iran, and its prospect evaluation. In AAPG annual meeting, 6(1-9). Houston: Am. Assoc. Petrol. Geol.
- [3]. Motiei, H. (2010). An introduction to Zagros petroleum reservoirs evaluation, (For Geologist). V, 2, 681.
- [4]. Asemani, M., Rabbani, A. R., & Sarafdokht, H. (2021). Origin, geochemical characteristics and filling pathways in the Shadegan oil field, Dezful Embayment, SW Iran. Journal of African Earth Sciences, 174, 104047. doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.104047.
- [5]. 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(7), 1535-1549. doi.org/10.1007/s13202-023-01634-1.
- [6]. Ghorbani, B., Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., & Vahidmotlagh, N. (2025). 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, 223, 105525. doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2024.105525.
- [7]. 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. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.11.002.
- [8]. 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. doi: 10.1134/S0016702919070073.
- [9]. Dehyadegari, E. (2021). Geochemistry and origins of Sarvak oils in Abadan plain: oil-oil correlation and migration studies. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 43(6), 716-726. doi.org/10.1080/15567036.2019.1631908.
- [10]. Asadi Mehmandosti, E., Amirhoseyni, M., Moallemi, S. A., & Habibi, A. (2022). Geochemical investigation of the Cretaceous crude oil reservoirs and source rock samples in one of the Abadan Plain Oilfields, SW Iran. Acta Geologica Sinica-English Edition, 96(2), 546-558. doi.org/10.1111/1755-6724.14699.
- [11]. Alavi, M. (1994). Tectonics of the Zagros orogenic belt of Iran: new data and interpretations. Tectonophysics, 229(3-4), 211-238. doi.org/10.1016/0040-1951(94)90030-2.
- [12]. Assadi, A., Honarmand, J., Moallemi, S. A., & Abdollahie-Fard, I. (2016). Depositional environments and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in an oil field in the Abadan Plain, SW Iran. Facies, 62, 1-22. doi: 10.1007/s10347-016-0477-5.
- [13]. 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, Sw Iran) based on a determination of reservoir rock types. Journal of Petroleum Geology, 30(4), 357-373. doi.org/10.1111/j.1747-5457.2007.00357.x.
- [14]. Rajabi, M., Sherkati, S., Bohloli, B., & Tingay, M. (2010). Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. Tectonophysics, 492(1-4), 192-200. doi.org/10.1016/j.tecto.2010.06.014.
- [15]. Alavi, M. (2004). Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. American journal of Science, 304(1), 1-20.
- [16]. 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(4), 347-362. doi.org/10.1144/1354-079305-706.
- [17]. Kobraei, M., Rabbani, A. R., & Taati, F. (2017). Investigating hydrocarbon generation potential of Pabdeh (tertiary) and Kazhdumi (early cretaceous) source rocks in Abadan Plain, Southwest Iran. *Journal of Petroleum Research*, 27(96-2), 4-17. doi: 10.22078/pr.2017.758.
- [18]. Motiei, H. (1993). Stratigraphy of Zagros, Treatise on the geology of Iran. *Iran Geological Survey*, 1, 281-289.
- [19]. Dembicki, H. (2022). *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*. Elsevier.
- [20]. Volkov, V. Y., Al-Muntaser, A. A., Varfolomeev, M. A., Khasanova, N. M., Sakharov, B. V., Suwaid, M. A., & Nurgaliev, D. K. (2021). Low-field NMR-relaxometry as fast and simple technique for in-situ determination of SARA-composition of crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107990 doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107990.
- [21]. Tissot, B. P., & Welte, D. H. (2013). *Petroleum formation and occurrence*. Springer Science & Business Media. doi: 10.1007/978-3-642-87813-8.
- [22]. Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). *The biomarker guide (Vol. 1)*. Cambridge university press.
- [23]. Peters, K. E., & Moldowan, J. M. (1993). *The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*.
- [24]. Didyk, B. M., Simoneit, B. R. T., Brassell, S. T., & Eglinton, G. (1978). Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 272(5650), 216-222.
- [25]. Alkhafaji, M. W., Peters, K. E., & Moldowan, J. M. (2023). Biomarker geochemistry of Qaiyarah, Butmah and Ain Zala crude oils, northern Iraq: Implications for the Jurassic source rocks. *Geoenergy Science and Engineering*, 221, 211382. doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211382.
- [26]. Mello, M. R., Telnaes, N., Gaglianone, P. C., Chicarelli, M. I., Brassell, S. C., & Maxwell, J. R. (1988). Organic geochemical characterisation of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins. In *Organic geochemistry in petroleum exploration*. 31-45. Pergamon. doi.org/10.1016/B978-0-08-037236-5.50009-9.
- [27]. Holba, A. G., Dzou, L. I., Wood, G. D., Ellis, L., Adam, P., Schaeffer, P., ... & Hughes, W. B. (2003). Application of tetracyclic polyprenoids as indicators of input from fresh-brackish water environments. *Organic Geochemistry*, 34(3), 441-469. doi.org/10.1016/S0146-6380(02)00193-6.
- [28]. Summons, R. E., Hope, J. M., Swart, R., & Walter, M. R. (2008). Origin of Nama Basin bitumen seeps: Petroleum derived from a Permian lacustrine source rock traversing southwestern Gondwana. *Organic Geochemistry*, 39(5), 589-607. doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.12.002.
- [29]. Hughes, W. B., Holba, A. G., & Dzou, L. I. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), 3581-3598. doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O.
- [30]. Tao, S., Wang, C., Du, J., Liu, L., & Chen, Z. (2015). Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 67, 460-467. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.05.030.
- [31]. Holba, A. G., Tegelaar, E., Ellis, L., Singletary, M. S., & Albrecht, P. (2000). Tetracyclic polyprenoids: Indicators of freshwater (lacustrine) algal input. *Geology*, 28(3), 251-254. doi.org/10.1130/0091-7613(2000)28<251:TPIOFL>2.0.CO;2.
- [32]. Huang, W. Y., & Meinschein, W. G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica acta*, 43(5), 739-745. doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6.
- [33]. Strachan, M. G., Alexander, R., & Kagi, R. I. (1988). Trimethylnaphthalenes in crude oils and sediments: effects of source and maturity. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 52(5), 1255-1264. doi.org/10.1016/0016-7037(88)90279-7.
- [34]. Alexander, R., Bastow, T. P., Kagi, R. I., & Singh, R. K. (1992). Identification of 1, 2, 2, 5-tetramethyltetralin and 1, 2, 2, 5, 6-pentamethyltetralin as racemates in petroleum. *Journal of the Chemical Society, Chemical Communications*, (23), 1712-1714.
- [35]. Budzinski, H., Garrigues, P. H., Connan, J., Devillers, J., Domine, D., Radke, M., & Oudins, J. L. (1995). Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicators in crude oils and rock extracts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(10), 2043-2056. doi.org/10.1016/0016-7037(95)00125-5.
- [36]. Leila, M., Awadalla, A., Farag, A., & Moscarriello, A. (2022). Organic geochemistry and oil-source rock correlation of the Cretaceous succession in West Wadi El-Rayan (WVER) concession: implications for a new Cretaceous petroleum system in the north Western Desert, Egypt. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 219, 111071. doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111071.

- [37]. Mohialdeen, I. M., Hakimi, M. H., Fatah, S. S., Abdula, R. A., Khanaqa, P. A., Lathbl, M. A., & Naseem, W. (2024). Organic geochemistry and 1-D basin modeling of the Late Triassic Baluti Formation: Implication of shale oil potential in the Kurdistan Region of Iraq. *ACS omega*, 9(6), 7085-7107. doi.org/10.1021/acsomega.3c09003.
- [38]. Mackenzie, A. S., Hoffmann, C. F., & Maxwell, J. R. (1981). Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France—III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 45(8), 1345-1355. doi.org/10.1016/0016-7037(81)90227-1.
- [39]. Zumberge, J. E. (1981). Tricyclic diterpane distributions in the correlation of Paleozoic crude oils from the Williston Basin. *Advances in Organic Geochemistry*, 738-745.
- [40]. Moldowan, J.M., Fago, F.J., Carlson, R.M., Young, D.C., an Duvne, G., Clardy, J., Schoell, M., Pillinger, C.T. and Watt, D.S., 1991. Rearranged hopanes in sediments and petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 55(11), pp.3333-3353. doi.org/10.1016/0016-7037(91)90492-N.
- [41]. Zumberge, J. E. (1984). Source rocks of the La Luna formation (Upper Cretaceous) in the middle magdalena valley, Colombia. doi.org/10.1306/St18443C9.
- [42]. Siyar, S. M., Ali, F., Ahmad, S., Kontakiotis, G., Janjuhah, H. T., Jahandad, S., & Naseem, W. (2023). Organic geochemistry of crude oils from the Kohat Basin, Pakistan. *Geosciences*, 13(7), 199. doi.org/10.3390/geosciences13070199.
- [43]. Bray, E. E., & Evans, E. D. (1961). Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22(1), 2-15. doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2.
- [44]. Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). *The biomarker guide: Volume 2, Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history*. Cambridge University Press.
- [45]. Radke, M. (1983). The methylphenanthrene index (MPI): a maturity parameter based on aromatic hydrocarbons. *Advances in organic geochemistry 1981*, 504-512.
- [46]. Akinlua, A., Dada, O. R., Usman, F. O., & Adekola, S. A. (2023). Source rock geochemistry of central and northwestern Niger Delta: Inference from aromatic hydrocarbons content. *Energy Geoscience*, 4(3), 100141. doi.org/10.1016/j.engeos.2022.100141.
- [47]. Radke, M., Welte, D. H., & Willsch, H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10(1-3), 51-63. doi.org/10.1016/0146-6380(86)90008-2.
- [48]. Radke, M. (1988). Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine and Petroleum Geology*, 5(3), 224-236. doi.org/10.1016/0264-8172(88)90003-7.
- [49]. Curiale, J. A. (2008). Oil-source rock correlations—Limitations and recommendations. *Organic Geochemistry*, 39(8), 1150-1161. doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.02.001.
- [50]. Sun, Y., Sheng, G., Peng, P. A., & Fu, J. (2000). Compound-specific stable carbon isotope analysis as a tool for correlating coal-sourced oils and interbedded shale-sourced oils in coal measures: an example from Turpan basin, north-western China. *Organic Geochemistry*, 31(12), 1349-1362. doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00069-3.
- [51]. Zeinalzadeh, A., & Sajadian, A. (2010). Investigating source rock zones in the Darkhovain oil field by using petrophysics and rock Eval analysis. *Journal of Science, University of Tehran (not publish)*, 35(3).
- [52]. 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(2), 117-134. doi: 10.1111/j.1747-5457.2011.00497.x .
- [53]. 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(4), 1051-1070. Doi: 10.1007/s13202-017-0362-y.
- [54]. Behar, F., Beaumont, V. D. E. B., & Pentead, H. D. B. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), 111-134.
- [55]. Peters, K. E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG bulletin*, 70(3), 318-329. doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D.
- [56]. Espitalié, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J., & Boutefeu, A. (1977). Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue de l'Institut français du Pétrole*, 32(1), 23-42.
- [57]. Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). *Applied Source Rock Geochemistry*.
- [58]. Espitalié, J., Deroo, G., & Marquis, F. (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie. *Revue de l'Institut français du Pétrole*, 40(6), 755-784.
- [59]. 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(7), 993-1008. ¹