Shahid Chamran University of Ahvaz
OPEN ACCESS Adv. Appl. Geol. Summer 2026, Vol. 16(2): 193 - 213

Research Article

Biomarker characteristics of the Asmari reservoir oil in the Dezful Embayment, southwestern Zagros Fold-Thrust Belt, Iran

Mehdi Mazarei[1], Maryam Khosravi[1]*, Morteza Tabaei[1], Mohammad Ali Salehi[2], Buyuk Gorbani[3]

1- Department of Mining Engineering, Isfahan University of Technology, Isfahan, Iran
2- Department of Geology, Faculty of Sciences, University of Isfahan, Isfahan, Iran
3- Department of Organic Geochemistry, Earth Sciences Research Institute, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

Abstract
This study investigates the geochemical characteristics of oils from the Asmari reservoir in the Dezful Embayment using biomarker parameters. The results indicate that oil from the Nargesi Field contains the highest proportion of saturated hydrocarbons and the highest quality compared with the other studied oil samples. Based on biomarker parameters, including Pr/Ph, DBT/phenanthrene, CPI, TAR, oleanane/C_{30}H, Gam/(Gam+C_{30}H), δ^{13}C values of asphaltenes, C_{27}–C_{29} steranes, C_{26}–C_{28} triaromatic steroids, Pr/n-C_{17} and Ph/n-C_{18} ratios, and the Gam/(Gam+C_{30}H) versus Pr/Ph plot, all samples have a marine origin and contain predominantly Type II kerogen. Based on the crude oil classification diagram, the samples are classified as paraffinic and paraffinic–naphthenic oils. Maturity parameters, including C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R), C_{29} steraneββ/(αα+ββ), Ts/(Ts+Tm), CPI, C_{32} 22S/(22R+22S), MDR, and TAS (total triaromatic steroids), indicate high thermal maturity and that the samples fall within the oil window to the peak oil generation stage. Among them, the Nargesi oil shows the highest maturity. The DBT/Phen versus Pr/Ph diagram indicates that the source rocks of all studied oil samples have carbonate–marl facies. The C_{29}/C_{30} hopane versus C_{35}/C_{34} hopane diagram indicates carbonate–marl facies for the source rocks of most samples, whereas some samples have carbonate–shale facies. The C_{28} steranes versus C_{28}/C_{29} steranes plot indicates a predominantly Early Cretaceous–Tertiary age for the source rocks, consistent with the oleanane/C_{30}H ratio and asphaltene carbon isotope data. Furthermore, the DMNR versus δ^{13}C of asphaltenes plot identifies the Kazhdumi Formation as the most probable source rock for the studied oil samples.
Keywords: *Biomarker, Asmari, Dezful Embayment, Gas chromatography, Gas chromatograph–mass spectrometry*

1- Introduction

The discovery and identification of oil and gas resources are among the most important objectives of petroleum exploration engineers and petroleum geologists. Although geophysical surveys and drilling operations are widely used in hydrocarbon exploration, complementary methods, such as organic geochemistry, are essential for confirming petroleum systems and obtaining detailed information about their origin, depositional conditions, and evolution. Biomarkers are valuable geochemical indicators used to determine petroleum origin, identify the type of precursor organic matter, reconstruct depositional environments, evaluate thermal maturity, and investigate genetic relationships between oils and source rocks (Kadkhodaei, 2022). In addition, biomarker studies play an important role in petroleum exploration and the interpretation of complex petroleum systems (Baniasad et al., 2023). Organic geochemical

* Corresponding author: maryamkhosravi@iut.ac.ir
DOI: 10.22055/aag.2026.52340.2573
Received: 2026-06-19
Accepted: 2026-09-17

ISSN: 2717-0764
CC BY

investigations of oils and source rocks also contribute to reducing the risks and costs associated with hydrocarbon exploration.

In the Asmari reservoir of southwest Iran, hydrocarbons in some cases are considered to have originated from older and deeper source rocks, including the Pabdeh, Gurpi, and Kazhdumi Formations (Arian and Jafari Dargahi, 2010). Therefore, comprehensive geochemical investigations and biomarker analyses of oils from this reservoir are of considerable importance. The aim of this study is to investigate the origin of oils, depositional environment, organic matter type, thermal maturity, and genetic relationships of oils from the Asmari reservoir in the Dezful Embayment, based on organic geochemical data and biomarker analyses.

2- Materials and methods

In this study, organic geochemical investigations were carried out on 11 oil samples from the Asmari reservoir in the Dezful Embayment, including the Pazanun, Rag-e-Safid, Gulkhari, Gachsaran, Bibi Hakimeh, Nargesi, Marun, Shadegan, Agha Jari, Ahwaz, and Mansuri oil Fields. To evaluate the geochemical characteristics of the samples, asphaltene separation, column chromatography, gas chromatography (GC), gas chromatography–mass spectrometry (GC–MS), and stable carbon isotope analysis of asphaltenes were performed.

3- Results and discussion

3-1- Chemical composition and hydrocarbon fractions

The geochemical results indicate that the Nargesi oil sample contains the highest proportion of saturated hydrocarbons (55.56%) and the lowest content of polar compounds (10.71%), whereas the Shadegan oil sample exhibits the lowest saturated content (28.24%) and the highest proportion of polar compounds (32.60%). The lower abundance of heavy fractions, including resins and asphaltenes, together with the higher proportion of saturated hydrocarbons in the Nargesi oil sample, indicates better oil quality compared with the other studied samples. In addition to the Nargesi Field, oils from the Ahwaz, Agha Jari, Marun, Bibi Hakimeh, Gulkhari, and Gachsaran Fields are characterized by relatively high saturated contents and lower polar fractions. Overall, saturated and aromatic hydrocarbons represent the dominant fractions in the chemical composition of most studied oil samples.

3-2- Depositional environment of source rocks

Biomarker and isotopic parameters, including Pr/Ph, CPI, TAR, DBT/Phen, oleanane/C_{30}H, Gam/(Gam+C_{30}H), and stable carbon isotope values, indicate that the studied oils were derived from marine source rocks deposited under predominantly reducing conditions. According to Khalatbari et al. (2019), Pr/Ph ratios (0.81–1.06) suggest a marine depositional setting with relatively reducing redox conditions and limited terrestrial influence. According to Huang et al. (2020) and Kadkhodaei (2022), the CPI values close to unity (1.01–1.07) reflect mainly marine organic matter input and relatively uniform thermal maturity among the studied oils.

Low TAR values (<0.4) together with very low oleanane/C_{30}H (0–0.12) indicate dominance of marine organic matter, suggesting predominantly type II kerogen with minor terrestrial input. According to Radke et al. (1982), the DBT/Phen values (1.055–2.043) further support deposition in a marine, likely carbonate-influenced setting. According to Damsté et al. (1995), the Gam/(Gam+C_{30}H) values (0.080–0.124) indicate moderately elevated salinity in some depositional settings, particularly in the Nargesi, Gulkhari, Mansuri, Agha Jari, and Ahwaz Fields, whereas other fields show lower salinity conditions.

According to Hunt (1996), stable carbon isotope compositions (−28.2‰ to −26.5‰) are consistent with marine planktonic organic matter, further confirming a marine origin for the source organic material. Overall, integration of all geochemical indicators confirms that the source rocks of the studied oils were formed in a marine environment with reducing conditions, minor terrestrial input, and variable salinity.

3-3- Hydrocarbon type and quality of oil samples

The hydrocarbon type and quality of the studied oils were assessed using SARA fractions and biomarker parameters. Based on the classification of Tissot and Welte (1984), oils from the Nargesi, Ahwaz, Marun, and Agha Jari Fields are paraffinic, whereas those from the Pazanun, Gulkhari, Bibi Hakimeh, Gachsaran,

ISSN: 2717-0764

Rag-e-Safid, Shadegan, and Mansuri Fields are paraffinic–naphthenic. Biomarker maturity indicators, including sterane isomerization ratios, Ts/(Ts+Tm), C_{32} homohopane 22S/(22R+22S), MDR, and TAS, indicate that all samples are thermally mature and fall within the main oil window to peak oil generation stage. Among them, the Nargesi oil sample shows relatively higher thermal maturity.

3-4- Depositional environment and organic matter type of source rocks

Biomarker and geochemical parameters, including sterane (C_{27}–C_{28}–C_{29}) and triaromatic steroid (C_{26}–C_{27}–C_{28}) ternary diagrams (Hunt, 1996; Huang et al., 2020), indicate a predominantly marine depositional environment for the source rocks of the studied oils, with organic matter mainly of type II kerogen. Alkane-based ratios (Pr/n-C_{17} vs. Ph/n-C_{18}) further support a marine origin with limited terrestrial input (Connan and Cassou, 1980; Huang et al., 2020). The (Gam/(Gam+C_{30}H) vs. Pr/Ph plot suggests deposition under anoxic to suboxic conditions (Song et al., 2017). Overall, the results confirm marine, reducing depositional settings and dominance of type II marine organic matter in all samples.

3-5- Lithology of source rocks

Biomarker cross-plots, including DBT/Phen versus Pr/Ph, indicate that the source rocks of all studied oils are mainly carbonate–marl lithologies. This interpretation is further supported by hopane-based ratios (C_{29}/C_{30} and C_{35}/C_{34}) (Peters et al., 2005), which indicate carbonate–marl source rocks for oils from the Nargesi, Shadegan, Marun, Agha Jari, Gulkhari, Ahwaz, and Mansuri Fields. In contrast, oils from the Bibi Hakimeh, Pazanun, Gachsaran, and Rag-e-Safid Fields indicate carbonate–shale source rock characteristics.

4- Implications for petroleum system evaluation

The studied oils, particularly from the Nargesi, Ahwaz, Agha Jari, Marun, Bibi Hakimeh, Gachsaran, and Gulkhari fields, generally show good quality, suggesting relatively higher economic value. Geochemical results indicate a marine source rock with Type II kerogen, highlighting favorable conditions for hydrocarbon generation. The predominance of thermally mature samples within the oil window to peak oil generation supports effective petroleum generation in the source system.

Source rock interpretation suggests mainly carbonate lithology with marl and shale contributions, with the Kazhdumi Formation identified as the most likely source rock. The results also indicate a common oil family, implying a shared source and facilitating more reliable petroleum system modeling, reduced exploration uncertainty, and improved targeting of future exploration areas with similar geological characteristics.

5- Conclusions

Among the studied oils, the Nargesi oil sample shows the highest proportion of saturated hydrocarbons and the lowest polar fraction, whereas the Shadegan oil sample exhibits the opposite trend. Accordingly, the Nargesi oil has the highest quality, consistent with its higher thermal maturity. Integrated biomarker and geochemical parameters (Pr/Ph, DBT/Phen, CPI, TAR, oleanane/C_{30}H, Gam/(Gam+C_{30}H), $\delta^{13}C$ of asphaltene, sterane and triaromatic steroid distributions, Pr/n-C_{17} vs. Ph/n-C_{18}, and Gam/(Gam+C_{30}H) vs. Pr/Ph indicate that all source rocks were deposited in a marine environment with predominantly type II kerogen. The studied oils are paraffinic to paraffinic–naphthenic. Thermal maturity indicators (sterane isomerization, Ts/(Ts+Tm), CPI, C_{32} homohopane, MDR, and TAS) confirm that all samples are within the main oil window to peak oil generation stage, with the Nargesi oil showing the highest maturity. Source-rock facies interpretation mainly suggests carbonate lithology with marl and shale contributions, and sterane-based age indicators, together with oleanane/C_{30}H values and stable carbon isotope data, suggest mainly Early Cretaceous to Tertiary source rocks. Finally, multi-parameter correlation supports the Kazhdumi Formation as the most probable source rock. In summary, the results of this study provide an integrated understanding of the geochemical characteristics, thermal maturity, and origin of the Asmari reservoir oils in the Dezful Embayment. These findings contribute to improving petroleum system

ISSN: 2717-0764
CC BY

modeling, reducing exploration uncertainties, and supporting the identification of future exploration targets with similar geological and geochemical characteristics.

6- References

Arian, M., Jafari Dargahi, H., 2010. An introduction to the petroleum geology of Iran. Asar-e Nafis Publications, 78–83 (In Persian).

Baniasad, A., Littke, R., Abeed, Q., 2023. Petroleum systems analysis of the eastern Arabian Plate: Chemometrics based on a review of the geochemical characteristics of oils in Jurassic–Cenozoic reservoirs. Journal of Petroleum Geology 46 (1), 3–45. https://doi.org/10.1111/jpg.12829.

Connan, J., Cassou, A.M., 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. Geochimica et Cosmochimica Acta 44 (1), 1–23. https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8.

Damsté, J.S.S., Kenig, F., Koopmans, M.P., Köster, J., Schouten, S., Hayes, J.M., de Leeuw, J.W., 1995. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification. Geochimica et Cosmochimica Acta 59 (9), 1895–1900. https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00073-9.

Huang, S., Xu, G., Xu, F., Wang, W., Yuan, H., Yan, Z., Lin, X., Zhang, M., 2020. Biomarker distributions and depositional environments of continental source rocks in Sichuan Basin, SW China. Energy Exploration and Exploitation 38 (6), 2296–2324. https://doi.org/10.1177/0144598720915533.

Hunt, J.M., 1996. Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd edition, Freeman, New York, p. 743.

Kadkhodaei, A., 1401. Petroleum Geology, Tabriz University Press, p. 495 (In Persian).

Khalatbari, M., Kamali, M.R., Arian, M., Ghorbani, B., 2019. Geochemical characteristics of Asmari, Sarvak and Khalij reservoirs in Pazanan and Khaviz oil Fields using gas chromatography and gas chromatography–mass spectrometry. Petroleum Research 107, 128–139. https://doi.org/10.22078/pr.2019.3505.2601 (In Persian).

Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History (Vol. 2), 2nd edition, Cambridge University Press, Cambridge, p. 1155.

Radke, M., Welte, D.H., Willsch, H., 1982. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. Geochimica et Cosmochimica Acta 46 (1), 1-10. https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90285-X.

Song, J., Littke, R., Weniger, P., 2017. Organic geochemistry of the lower Toarcian Posidonia Shale in NW Europe. Organic Geochemistry 106, 76–92. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.10.014.

Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. Geochemical fossils and their significance in petroleum formation. In: Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin, Heidelberg, 93–130. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8_8

HOW TO CITE THIS ARTICLE:
Mazarei. M., Khosravi. M., Tabaei. M., Salehi. M., Gorbani. B,. 2026. Biomarker characteristics of the Asmari reservoir oil in the Dezful Embayment, southwestern Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. Adv. Appl. Geol. 16 (2), 193-213.
DOI: 10.22055/aag.2026.52340.2573
https://aag.scu.ac.ir/article_20951.html

©2026 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers

ISSN: 2717-0764

مقاله پژوهشی

ویژگی‌های بیومارکری نفت مخزن آسماری در فروافتادگی دزفول، جنوب‌غربی زون راندگی زاگرس، ایران

مهدی مزارعی
گروه مهندسی اکتشاف، دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان، اصفهان، ایران
مریم خسروی
گروه مهندسی اکتشاف، دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان، اصفهان، ایران
مرتضی طبایی
گروه مهندسی اکتشاف، دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان، اصفهان، ایران
محمدعلی صالحی
گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران
بیوک قربانی
گروه ژئوشیمی آلی، پژوهشکده علوم زمین، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران
maryamkhosravi@iut.ac.ir
تاریخ دریافت: ۱۴۰۵/۰۳/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۶/۲۳

چکیده

در این پژوهش ویژگی‌های ژئوشیمیایی نفت مخزن آسماری در فروافتادگی دزفول بر اساس شاخص‌های بیومارکری مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان می‌دهد نفت میدان نرگسی دارای بیشترین اجزای اشباع و بالاترین کیفیت نسبت به سایر نمونه‌های نفتی مورد مطالعه است. بر اساس شاخص‌های بیومارکری شامل Pr/Ph، DBT/Phen، CPI، TAR، اولئینان و گاماسران، ایزوتوپ کربن آسفالتین، استران C_{27}–C_{29}، ترکیبات تری‌آروماتیک استروئید C_{26}–C_{28}، Pr/n-C_{17} و Ph/n-C_{18} و همچنین شاخص گاماسران در برابر Pr/Ph، تمامی نمونه‌ها دارای منشاء دریایی بوده و کروژن آن‌ها از نوع II است. بر اساس نمودار طبقه‌بندی نفت‌های خام، نمونه‌ها در گروه نفت‌های پارافینیک و پارافینیک- نفتنیک قرار می‌گیرند. شاخص‌های بلوغ شامل C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R)، C_{29} steraneββ/(αα+ββ)، Ts/(Ts+Tm)، CPI، نسبت هوموهوپان C_{32} 22S/(22R+22S)، MDR و TAS (مجموع استروئیدهای تری‌آروماتیک) نشان‌دهنده بلوغ حرارتی بالا و قرارگیری نمونه‌ها در پنجره نفت‌زایی، تا مرحله اوج تولید نفت است؛ در این میان نفت میدان نرگسی بیشترین بلوغ را نشان می‌دهد. بر اساس نمودار DBT/Phen در برابر Pr/Ph، سنگ منشاء تمامی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه دارای رخساره کربناته- مارنی است. همچنین، نمودار هوپان C_{29}/C_{30} در برابر هوپان C_{35}/C_{34} نشان می‌دهد که سنگ منشاء اکثر نمونه‌های نفتی از نوع کربناته- مارنی، در حالی که برخی نمونه‌ها از نوع کربناته- شیلی است. نتایج نمودار استران C_{28} در برابر استران C_{28}/C_{29} سن احتمالی سنگ منشاء را عمدتاً کرتاسه آغازین تا ترشیاری نشان می‌دهد که با شاخص اولئینان و ایزوتوپ کربن آسفالتین همخوانی دارد. همچنین نمودار DMNR در برابر $\delta^{13}C$ آسفالتین، سازند کژدمی را به عنوان محتمل‌ترین سنگ منشاء نمونه‌های نفتی مورد مطالعه معرفی می‌کند.

واژه‌های کلیدی: *بیومارکر، آسماری، فروافتادگی دزفول، کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی*

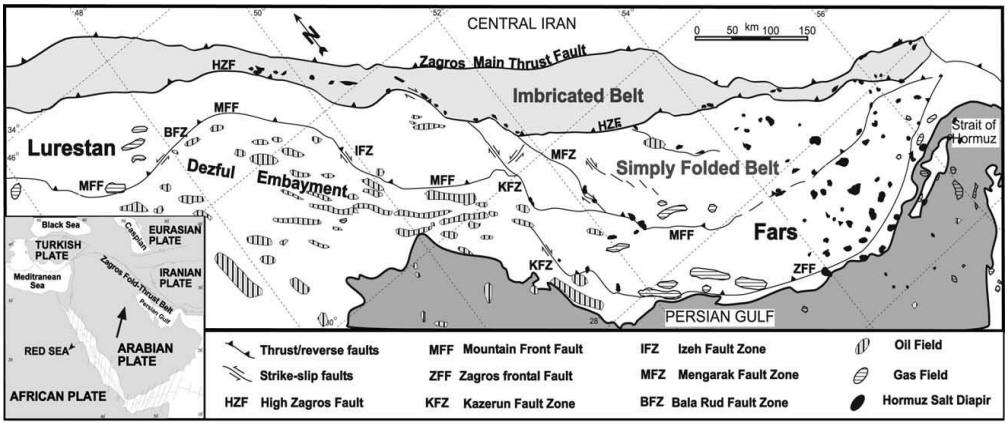
۱- مقدمه

کشف و شناسایی منابع نفت و گاز از جمله مهم‌ترین وظایف مهندسان اکتشاف نفت و زمین‌شناسان نفت به شمار می‌رود. در این راستا، روش‌هایی نظیر مطالعات ژئوفیزیکی و عملیات حفاری به طور گسترده در اکتشاف هیدروکربن‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. با این حال، به منظور اثبات وجود سیستم‌های نفتی و دستیابی به اطلاعات دقیق‌تر درباره منشاء، شرایط تشکیل و تکامل آن‌ها، استفاده از روش‌های تکمیلی نظیر ژئوشیمی آلی ضروری است. در میان ابزارهای ژئوشیمی آلی، بیومارکرها به عنوان شاخص‌های ارزشمند در شناسایی منشاء

نفت، تعیین نوع ماده آلی اولیه، بازسازی شرایط محیط رسوب‌گذاری، ارزیابی میزان بلوغ حرارتی و همچنین بررسی ارتباط ژنتیکی نفت‌ها و سنگ‌های منشاء نقش مهمی ایفا می‌کنند (Kadkhodaei, 2022). افزون بر این، بیومارکرها به عنوان ابزاری کاربردی در مطالعات زمین‌شناسی اکتشافی و تحلیل سیستم‌های نفتی پیچیده و گسترده مورد استفاده قرار می‌گیرند (Baniasad et al., 2023). مطالعات ژئوشیمی آلی سنگ‌های منشاء و نفت نیز نقش موثری در کاهش ریسک و هزینه‌های اکتشاف هیدروکربنی دارند (Kadkhodaei, 2022). در مخزن سازند آسماری در جنوب‌غرب ایران، نفت در برخی موارد از سنگ‌های منشاء قدیمی‌تر و عمیق‌تر، نظیر سازندهای پابده، گورپی و کژدمی منشاء گرفته است (Arian and Jafari Dargahi, 2010). از اینرو، انجام مطالعات جامع ژئوشیمیایی و بررسی نوع و توزیع بیومارکرها در نمونه‌های نفتی این مخزن، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. هدف این پژوهش، بررسی منشاء نفت، شرایط محیط رسوبی، نوع ماده آلی، میزان بلوغ حرارتی و ارتباط ژنتیکی نفت‌های مخزن آسماری در فروافتادگی دزفول، بر پایه داده‌های ژئوشیمی آلی و تحلیل بیومارکرها است. بیومارکرهای موجود در نفت و سنگ‌های منشاء، اطلاعات ارزشمندی درباره منشاء هیدروکربن‌ها و الگوهای مهاجرت آن‌ها فراهم می‌کنند.

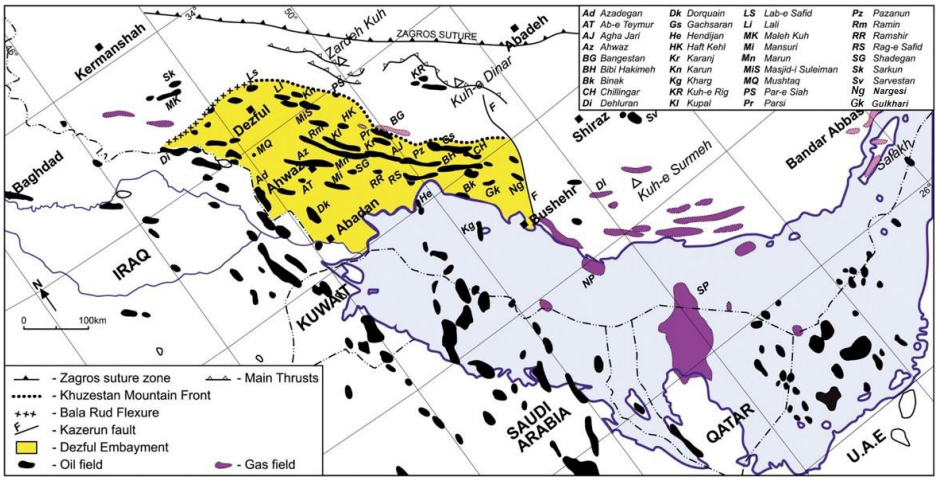
۲- زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

پهنه زاگرس از دیدگاه زمین‌شناسی ساختاری به دو زیرپهنه اصلی زاگرس مرتفع (پهنه راندگی‌ها) و زاگرس چین‌خورده تقسیم می‌شود. فروافتادگی دزفول بخشی از زاگرس چین‌خورده است که در جنوب‌غربی زون راندگی زاگرس قرار گرفته و از نظر ساختاری به وسیله چندین پهنه و گسل مهم محدود می‌شود. این فروافتادگی از سمت شمال به ناحیه خمشی بالارود (BFZ؛ Balarud Fault Zone) با روند شرقی- غربی، از شمال‌شرق به گسل جبهه کوهستانی (MFF؛ Mountain Front Fault) با راستای شمال‌غربی- جنوب‌شرقی و از شرق و جنوب‌شرق به پهنه پیچیده خمشی- گسلی کازرون (KFZ؛ Kazerun Fault Zone) با امتداد شمالی- جنوبی محدود می‌شود (Motiei, 1993). در محدوده فروافتادگی دزفول، سازند آسماری و واحدهای قدیمی‌تر رخنمون سطحی ندارند و شکل‌گیری این فروافتادگی عمدتاً تحت تاثیر عملکرد همزمان گسل راست‌گرد قطر- کازرون و گسل چپ‌گرد بالارود بوده است. تاکنون در این فروافتادگی ۹۲ ساختار مورد حفاری قرار گرفته که بخش قابل توجهی از آن‌ها به میادین نفتی تولیدی تبدیل شده‌اند. از منظر سنگ‌شناسی، سازند آسماری عمدتاً شامل آهک، آهک ماسه‌ای و مقدار کمی شیل بوده و در برخی نواحی محدود، لایه‌هایی از ماسه‌سنگ نیز در آن مشاهده می‌شود. سازند پابده عمدتاً از شیل و آهک رسی تشکیل شده است، در حالیکه سازند کژدمی شامل شیل سیاه تیره رنگ و آهک رسی تیره می‌باشد. همچنین، سازند گورپی عمدتاً از مارن، شیل آبی تیره رنگ و آهک مارنی تشکیل شده است (Khosrotehrani, 2007). نقشه ساختاری فروافتادگی دزفول و کمربند چین‌خورده- رانده زاگرس در شکل ۱ ارائه شده است (Sepehr and Cosgrove, 2004). همچنین، موقعیت میادین نفتی مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول، واقع در جنوب‌غرب زون راندگی زاگرس، در شکل ۲ نمایش داده شده است.



شکل ۱- نقشه ساختاری فروافتادگی دزفول و کمربند چین‌خورده- رانده زاگرس (Sepehr and Cosgrove, 2004).

Fig 1. Structural map of the Dezful Embayment and the Zagros Fold–Thrust Belt (Sepehr and Cosgrove, 2004).



شکل ۲- موقعیت میادین نفتی مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول، جنوب‌غربی زون راندگی زاگرس، ایران (Bordenave and Hegre, 2010).

Fig 2. Location of the studied oil fields in the Dezful Embayment, southwestern Zagros Fold–Thrust Belt, Iran (Bordenave and Hegre, 2010).

۳- روش مطالعه

در این پژوهش، مطالعات ژئوشیمی آلی بر روی ۱۱ نمونه نفتی از مخزن سازند آسماری در فروافتادگی دزفول، شامل میادین پازنان، رگ‌سفید، گلخاری، گچساران، بی‌بی حکیمه، نرگسی، مارون، شادگان، آغاجاری، اهواز و منصوری انجام شد (شکل ۲). به منظور بررسی ویژگی‌های ژئوشیمیایی نمونه‌ها، مجموعه‌ای از روش‌های کروماتوگرافی و آنالیز ایزوتوپی شامل کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی و آنالیز ایزوتوپ پایدار کربن بر روی آسفالتین مورد استفاده قرار گرفت. برای آسفالتین‌گیری، نمونه‌های نفت در حلال نرمال هپتان حل شدند و محلول به دست آمده به مدت ۱۲ ساعت نگهداری شد، سپس آسفالتین موجود توسط کاغذ صافی جداسازی و توزین گردید. کروماتوگرافی ستونی با استفاده از ستون شیشه‌ای به ابعاد ۴۰ mm در ۱۰۰ mm، حاوی سیلیکاژل و آلومینای فعال انجام شد. در این روش، برای جداسازی اجزای اشباع، حلال نرمال هگزان مورد استفاده قرار گرفت و در پایان فرایند، ترکیبات آروماتیکی به وسیله بنزن و ترکیبات رزینی با استفاده از کلروفرم جداسازی شدند. آنالیز کروماتوگرافی گازی با استفاده از دستگاه Cp-9000 ساخت شرکت Cp-Chrompack و ستون Cp-sil-5 به طول ۱۰ متر و قطر داخلی ۰/۲۵ میلی‌متر انجام شد. دمای اولیه آون ۶۰ °C و دمای نهایی ستون ۲۶۰ °C تنظیم گردید. برنامه حرارتی شامل افزایش تدریجی دما با نرخ ۴ °C/min تا رسیدن به ۲۶۰ °C و نگهداری ایزوترمال به مدت ۲۰ دقیقه در این دما بود.

در این آنالیز، هلیوم به عنوان گاز حامل، حجم تزریق نمونه ۰/۵ µL و آشکارساز از نوع یونیزاسیون شعله‌ای انتخاب شد. آنالیز ترکیبات هیدروکربنی با استفاده از دستگاه کروماتوگرافی گازی متصل به طیف‌سنج جرمی انجام شد. دستگاه کروماتوگرافی گازی برای جداسازی ترکیبات هیدروکربن‌های اشباع به کار گرفته شد و ترکیبات تفکیک شده پس از خروج از ستون کروماتوگرافی وارد طیف‌سنج جرمی شده و بر اساس طیف جرمی حاصل شناسایی شدند. برای آنالیز کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی، از دستگاه کروماتوگرافی گازی Varian مدل ۳۴۰۰ مجهز به ستون DB-5 به طول ۳۵ متر استفاده شد. دمای ستون از ۵۰ °C آغاز و با نرخ ۳ °C در دقیقه تا ۲۵۰ °C افزایش یافت و سپس به مدت ۲۵ دقیقه در ۲۵۰ °C به صورت ایزوترمال ثابت نگه داشته شد. هلیوم به عنوان گاز حامل مورد استفاده قرار گرفت و دمای رابط دستگاه ۲۰۰ °C تنظیم شد. طیف‌سنجی جرمی با استفاده از دستگاه کوادروپل مجهز به سیستم INCOS انجام گرفت. شرایط عملکرد دستگاه شامل یونیزاسیون به روش برخورد الکترونی، سیستم خلا از نوع Turbo Molecular Pumps، ولتاژ شتاب‌دهنده ۳ کیلوولت، دمای منبع یونی ۱۸۰ °C و جریان فیلامان ۰/۵ آمپر بود. محدوده جرم مولکولی ۳۰ تا ۵۰۰ و نرخ پیمایش ۱ sec/decade برای ثبت طیف‌ها انتخاب شد. مراحل آسفالتین‌گیری، کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی در پژوهشگاه صنعت نفت تهران انجام شد. برای اندازه‌گیری نسبت ایزوتوپ پایدار کربن در

آزمایشگاه تحقیقاتی ایزوتوپ‌های پایدار دانشگاه اراک، نمونه‌ها ابتدا در آنالیزور عنصری تحت احتراق کامل قرار گرفتند تا کربن موجود در آن‌ها به گاز CO_2 تبدیل شود. گاز حاصل پس از عبور از ستون‌ها و تله‌های مختلف، خالص‌سازی شد و بخار آب موجود در جریان گازی توسط تله آب حذف گردید. سپس CO_2 خالص شده وارد دستگاه طیف‌سنج جرمی نسبت ایزوتوپی (IRMS) شد و نسبت ایزوتوپ‌های پایدار کربن اندازه‌گیری گردید. مقادیر ایزوتوپی با استفاده از گاز مرجع کالیبره شده بر اساس مواد مرجع بین‌المللی محاسبه شدند. همچنین، به منظور ارزیابی پایداری سیستم و کنترل کیفیت داده‌ها، یک استاندارد ثانویه آزمایشگاهی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. مقدار پذیرفته شده $\delta^{13}C$ برای این استاندارد برابر با ۰/۰۹‰ ± ۳۰/۷۶- در مقیاس PDB بود که در برابر ماده مرجع اولیه IAEA-600 کالیبره شده است. بر اساس مشخصات دستگاه، انحراف استاندارد اندازه‌گیری $\delta^{13}C$ (1σ) برابر با ۰/۱‰ گزارش شد.

۴- نتایج و بحث

۴-۱- ترکیب شیمیایی کلی نفت

بررسی ترکیب شیمیایی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که در میان ۱۱ میدان نفتی بررسی شده، نمونه نفت میدان نرگسی دارای بیشترین درصد اجزای اشباع (٪۵۵/۵۶) و کمترین میزان ترکیبات قطبی (٪۱۰/۷۱) است. در مقابل، نمونه نفت میدان شادگان کمترین مقدار اجزای اشباع (٪۲۸/۲۴) و سهم بالای ترکیبات قطبی (٪۳۲/۶۰) را نشان می‌دهد. همچنین، نمونه نفت میدان پازنان با ٪۳۹/۶۹ ترکیبات قطبی، به ویژه در بخش رزین‌ها، بیشترین مقدار این اجزا را در میان نمونه‌های مورد مطالعه داراست، در حالیکه درصد اجزای اشباع آن نیز نسبتاً پایین (٪۳۲/۱۲) است (جدول ۱).

با توجه به اینکه افزایش سهم اجزای سنگین نفت، شامل رزین‌ها و آسفالتین‌ها، معمولاً با کاهش کیفیت نفت همراه است، می‌توان نتیجه گرفت که نفت میدان نرگسی به دلیل فراوانی بیشتر اجزای اشباع و سهم کمتر ترکیبات قطبی، از کیفیت بالاتری نسبت به سایر نمونه‌های مورد مطالعه برخوردار است. در مقابل، نفت میادین پازنان و شادگان به علت افزایش سهم ترکیبات قطبی، به ویژه رزین‌ها، کیفیت پایین‌تری را نشان می‌دهند. آلکان‌های نرمال (n-alkanes) معمولاً پیش از تخریب قابل توجه هیدروکربن‌های آروماتیکی دچار تجزیه می‌شوند (Jones et al., 2008)، در حالیکه ترکیبات آروماتیکی در برابر فرایندهایی نظیر اکسیداسیون، آب‌شویی و فعالیت‌های باکتریایی مقاومت بیشتری دارند (Ashkan, 2004). بنابراین، تخریب آلکان‌های نرمال که بخش عمده‌ای از هیدروکربن‌های سبک و اشباع نفت را تشکیل می‌دهند، موجب افزایش مقادیر نسبت‌های $Pr/n\text{-}C_{17}$ و $Ph/n\text{-}C_{18}$ می‌شود. مقادیر نسبت‌های $Pr/n\text{-}C_{17}$ و $Ph/n\text{-}C_{18}$ در نمونه نفت میدان نرگسی به ترتیب ۰/۴۱۳ و ۰/۴۹۵، در میدان پازنان ۰/۶۵۵ و ۰/۷۴۱ و در میدان شادگان ۰/۴۸۰ و ۰/۶۶۹ است (جدول ۲). مقادیر پایین‌تر این نسبت‌ها در نفت میدان نرگسی نشان می‌دهد که تخریب آلکان‌های نرمال در این میدان نسبت به سایر نمونه‌ها محدودتر بوده است؛ موضوعی که با فراوانی بیشتر اجزای اشباع در این نمونه سازگار است. در مقابل، مقادیر بالاتر این نسبت‌ها در نفت میدان پازنان بیانگر تخریب بیشتر آلکان‌های نرمال و در نتیجه کاهش سهم اجزای اشباع است. علاوه بر این، مقادیر نسبت Pr/Ph در نفت میادین پازنان (۰/۹۶) و شادگان (۰/۸۳) بیانگر تشکیل سنگ منشاء در شرایط نسبتاً احیایی است (جدول ۲) (Khalatbari et al., 2019). شرایط احیایی معمولاً با تولید نفت‌هایی غنی‌تر از ترکیبات آروماتیکی همراه است (Peters et al., 2005). این موضوع با فراوانی بالای ترکیبات آروماتیکی در نفت میدان شادگان (٪۳۹/۱۷) مطابقت دارد (جدول ۱). از سوی دیگر، افزایش سهم ترکیبات قطبی در نفت شادگان را نیز می‌توان تا حدی به تخریب آلکان‌های نرمال نسبت داد، هر چند شدت این فرایند در مقایسه با میدان پازنان کمتر بوده است؛ موضوعی که با مقادیر پایین‌تر نسبت‌های $Pr/n\text{-}C_{17}$ و $Ph/n\text{-}C_{18}$ در نفت شادگان نسبت به نفت پازنان همخوانی دارد. نمونه‌های نفتی میادین اهواز، آغاجاری، مارون، بی‌بی‌حکیمه، گلخاری و گچساران نیز همانند میدان نرگسی دارای سهم بیشتری از اجزای اشباع و مقادیر کمتری از ترکیبات قطبی هستند که بیانگر کیفیت نسبتاً بالاتر این نفت‌ها است. به طور کلی، در اغلب نمونه‌های مورد مطالعه، هیدروکربن‌های اشباع و ترکیبات آروماتیکی بیشترین سهم را در ترکیب شیمیایی نفت‌ها به خود اختصاص داده‌اند. ترکیب شیمیایی و درصد اجزای تشکیل‌دهنده نمونه‌های نفتی فروافتادگی دزفول در جدول ۱ و شکل ۳ ارائه شده است.

جدول ۱- درصد اجزاء تشکیل‌دهنده نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول با استفاده از کروماتوگرافی ستونی.

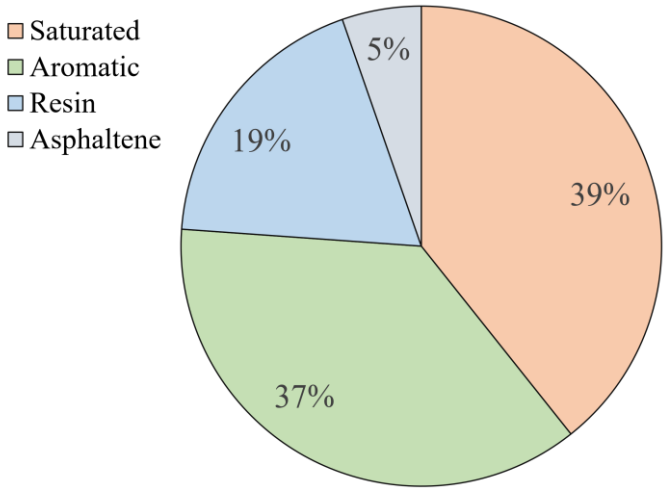
Table 1. Percentage composition of the studied oil samples from the Dezful Embayment determined by column chromatography.

Field	Reservoir	Saturated (%)	Aromatic (%)	Resin (%)	Asphaltene (%)	Polar (%)
Pazanun	Asmari	32.12	28.20	34.13	5.56	39.69
Rag-e-Safid	Asmari	33.08	37.94	19.85	9.13	28.98
Gulkhari	Asmari	39.49	34.99	15.57	9.94	25.51
Gachsaran	Asmari	36.89	38.62	19.19	5.30	24.49
Bibi Hakimeh	Asmari	39.84	36.27	18.68	5.71	24.39
Nargesi	Asmari	55.56	33.73	9.12	1.59	10.71
Marun	Asmari	44.48	38.52	13.30	3.70	17.00
Shadegan	Asmari	28.24	39.17	28.60	4.00	32.60
Agha Jari	Asmari	44.52	39.92	12.22	3.33	15.55
Ahwaz	Asmari	46.47	37.06	13.27	3.20	16.47
Mansuri	Asmari	32.12	40.65	20.01	7.22	27.23

جدول ۲- مقادیر ایزوپرینوئیدهای پریستان و فیتان، CPI، TAR و ایزوتوپ کربن برای نمونه‌های نفتی مورد مطالعه.

Table 2. Values of pristane and phytane isoprenoids, CPI, TAR, and carbon isotope for the studied oil samples.

Field	Reservoir	$\delta^{13}C_{V\text{-}PDB}$ (‰)	CPI	TAR	Pr/n-C_{17}	Ph/n-C_{18}	Pr/Ph
Pazanun	Asmari	–27.2	1.03	0.36	0.655	0.741	0.96
Rag-e-Safid	Asmari	–27.4	1.01	0.38	0.647	0.748	0.93
Gulkhari	Asmari	–28.2	1.04	0.31	0.603	0.640	1.06
Gachsaran	Asmari	–27.1	1.04	0.35	0.649	0.749	0.96
Bibi Hakimeh	Asmari	–26.9	1.03	0.39	0.659	0.712	1.01
Nargesi	Asmari	–26.5	1.07	0.35	0.413	0.495	0.94
Marun	Asmari	–27.6	1.02	0.32	0.468	0.645	0.81
Shadegan	Asmari	–27.6	1.03	0.27	0.480	0.669	0.83
Agha Jari	Asmari	–27.3	1.02	0.33	0.478	0.626	0.85
Ahwaz	Asmari	–28.0	1.03	0.35	0.556	0.726	0.86
Mansuri	Asmari	–27.7	1.03	0.35	0.556	0.726	0.86



شکل ۳- ترکیب شیمیایی و درصد اجزای تشکیل‌دهنده نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول، جنوب‌غربی زون راندگی زاگرس، ایران.

Fig 3. Chemical composition and percentage of components of the studied oil samples from the Dezful Embayment, southwestern Zagros Fold–Thrust Belt, Iran.

۴-۲- محیط تشکیل سنگ منشاء نمونه‌های نفت

نسبت پریستان به فیتان (Pr/Ph) یکی از شاخص‌های مهم در تعیین شرایط اکسایش-کاهش محیط تشکیل سنگ منشاء محسوب می‌شود. مقادیر بالای این نسبت (بزرگ‌تر یا مساوی ۳) معمولاً بیانگر شرایط اکسیدان و ورود قابل توجه مواد آلی منشاء گرفته از گیاهان خشکی است (Ten Haven et al., 1987; Peters et al., 2005; Anyanwu et al., 2022). در محیط‌های دریایی اکسیدان، مقادیر Pr/Ph عموماً بین ۱ تا ۲ گزارش شده است (Khalatbari et al., 2019)، در حالیکه در زغال‌ها این نسبت معمولاً بیش از ۳ می‌باشد (Kadkhodaei, 2022). از سوی دیگر، مقادیر بسیار پایین Pr/Ph (کمتر از ۰/۵) نشان‌دهنده شرایط بسیار شور در محیط تشکیل سنگ منشاء است (Kadkhodaei, 2022). همچنین در محیط‌های دریایی احیایی، این نسبت معمولاً کمتر از ۱ گزارش می‌شود (Khalatbari et al., 2019; Kalhori et al., 2024). بر اساس مقادیر Pr/Ph در نمونه‌های مورد مطالعه (۰/۸۱-۱/۰۶)، می‌توان نتیجه گرفت که سنگ منشاء نفت در تمامی میادین مورد بررسی، در یک محیط دریایی با شرایط نسبتاً احیایی تشکیل شده است (جدول ۲).

شاخص ترجیح کربن (CPI) نیز یکی دیگر از پارامترهای مهم در تعیین منشاء مواد آلی و میزان بلوغ حرارتی نفت است. مقادیر CPI بزرگ‌تر از ۱ معمولاً به منشاء مواد آلی گیاهی و موم‌های کوتیکولی گیاهان خشکی نسبت داده می‌شود، در حالیکه مقادیر کمتر از ۱ بیانگر غالب بودن منشاء جلبکی و باکتریایی مواد آلی است (Kadkhodaei, 2022). مقادیر نزدیک به ۱ نشان‌دهنده بلوغ حرارتی نسبتاً بالا (Alizadeh et al., 2019; Huang et al., 2020) و همچنین منشاء دریایی مواد آلی می‌باشد (Kadkhodaei, 2022). از سوی دیگر، مقادیر بسیار بالای CPI معمولاً نشان‌دهنده منشاء قاره‌ای و بلوغ حرارتی پایین نفت خام است. مقادیر CPI در نمونه‌های مورد مطالعه بین ۱/۰۱ تا ۱/۰۷ متغیر بوده و بیانگر منشاء دریایی مواد آلی و بلوغ حرارتی نسبتاً مشابه در نمونه‌های نفتی مورد مطالعه است (جدول ۲).

یکی دیگر از نسبت‌های مهم آلکان‌های نرمال، شاخص TAR است که نسبت هیدروکربن‌های منشاء گرفته از مواد آلی قاره‌ای به هیدروکربن‌های دریایی را در سنگ منشاء نشان می‌دهد (Kiani and Saberi, 2022). مقادیر بالای TAR بیانگر غلبه مواد آلی قاره‌ای در سنگ منشاء نفت است، در حالیکه مقادیر پایین آن نشان‌دهنده غالب بودن مواد آلی دریایی می‌باشد (Maroufi et al., 2017; Kadkhodaei, 2022). به عنوان نمونه، مقادیر ۰/۰۳ تا ۰/۰۶ برای این شاخص معمولاً به محیط‌های دریایی نسبت داده می‌شود. بر اساس مقادیر پایین TAR در نمونه‌های مورد مطالعه (کمتر از ۰/۴) (جدول ۲)، می‌توان نتیجه گرفت که سنگ منشاء تمامی میادین مورد بررسی در یک محیط دریایی تشکیل شده است و نوع کروژن این نمونه‌ها را می‌توان عمدتاً از نوع II در نظر گرفت (Ashkan, 2004).

نسبت دی‌بنزوتیوفن به فنانترین (DBT/Phen) نیز به عنوان شاخصی کاربردی برای تعیین محیط رسوب‌گذاری سنگ منشاء مورد استفاده قرار می‌گیرد. مقادیر کمتر از ۱ برای این نسبت معمولاً نشان‌دهنده منشاء نفت از گیاهان عالی و رسوبات شیلی دریایی یا دریاچه‌ای است، در حالیکه مقادیر بیشتر از ۱ بیانگر منشاء نفت از آهک‌های دریایی می‌باشد (Radke et al., 1982; Kadkhodaei, 2022). علاوه بر این، سنگ‌های منشاء غنی از کربنات معمولاً دارای مقادیر بیشتری از دی‌بنزوتیوفن هستند (Niu et al., 2022)، بنابراین افزایش میزان دی‌بنزوتیوفن منجر به افزایش نسبت DBT/Phen می‌شود. مقادیر این نسبت در نمونه‌های مورد مطالعه بین ۱/۰۵۵ تا ۲/۰۴۳ متغیر است (جدول ۳)، که نشان‌دهنده منشاء دریایی و احتمالاً سنگ منشاء کربناته برای نفت‌های مورد مطالعه می‌باشد.

از آنجا که اولئینان از گیاهان گل‌دار (آنژیوسپرم‌ها) و سایر گیاهان عالی مشتق می‌شود (Moldowan et al., 1994; Onojake and Abarakasa, 2021)، حضور آن در نفت به عنوان شاخصی برای ورود مواد آلی قاره‌ای به محیط رسوبی در نظر گرفته می‌شود (Onojake and Abarakasa, 2021). مقادیر شاخص اولئینان بیش از ۳۰ درصد بیانگر منشاء قاره‌ای و مشارکت قابل توجه گیاهان عالی در تشکیل سنگ منشاء است، در حالیکه مقادیر کمتر از ۱۰ درصد معمولاً نشان‌دهنده سنگ منشاء دریایی با سهم اندک مواد آلی قاره‌ای می‌باشد (Kadkhodaei, 2022). بر اساس مقادیر شاخص اولئینان در نمونه‌های نفتی مورد مطالعه (۰-۰/۱۲)، می‌توان نتیجه گرفت که سنگ منشاء بیشتر میادین مورد بررسی در یک محیط دریایی تشکیل شده است (جدول ۳).

شاخص گاماسران ((Gam/(Gam+C_{30}H)) نیز یکی از پارامترهای مهم در ارزیابی شرایط شوری و لایه‌بندی ستون آب در زمان تشکیل سنگ منشاء به شمار می‌رود. مقادیر بیش از ۰/۱ برای این شاخص معمولاً نشان‌دهنده لایه‌بندی آب و شوری نسبتاً بالای محیط رسوبی است (Damsté et al., 1995; Kadkhodaei, 2022). همچنین، Fu و همکاران (۲۰۲۳) مقادیر بالای شاخص گاماسران را مرتبط با لایه‌بندی ستون آب و محیط رسوبی شور دانسته‌اند. مقادیر این شاخص در نمونه‌های مورد مطالعه بین ۰/۰۸۰ تا ۰/۱۲۴ متغیر است، که بر این اساس می‌توان نتیجه گرفت سنگ منشاء میادین نرگسی، گلخاری، منصوری، آغاجاری و اهواز در محیط‌هایی با شوری نسبتاً بالا تشکیل شده‌اند، در حالیکه سنگ منشاء سایر میادین در شرایط با شوری کمتر شکل گرفته است. با این وجود، نتایج کلی تمامی پارامترهای ژئوشیمیایی نشان می‌دهد که سنگ منشاء همه نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در یک محیط دریایی تشکیل شده است.

مقادیر ایزوتوپ کربن نمونه‌های نفتی مورد مطالعه (۲۸/۲‰- تا ۲۶/۵‰-) عمدتاً در محدوده مرتبط با پلانکتون‌های دریایی قرار می‌گیرد (جدول ۲) (Hunt, 1996) و در نتیجه، منشاء دریایی برای نفت‌های مورد مطالعه قابل استنتاج است. این نتایج با سایر شواهد بیومارکری به دست آمده نیز همخوانی دارد. با این حال، از آنجا که مقادیر ایزوتوپ کربن گیاهان خشکی نیز می‌تواند در همین محدوده قرار گیرد (Hunt, 1996)، احتمال ورود بخشی از مواد آلی قاره‌ای به محیط رسوبی دریایی از طریق رودخانه‌ها نیز قابل طرح است.

جدول ۳- پارامترهای بیومارکری استرانی، هوپانی و آروماتیکی حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی ـ طیف‌سنجی جرمی.

Table 3. Sterane, hopane, and aromatic biomarker parameters obtained from gas chromatography–mass spectrometry analysis.

Field	Reservoir	C_{29} ααα 20S/(S+R)	C_{29}ββ/(αα+ββ)	C_{27} (%)	C_{28} (%)	C_{29} (%)	C_{28}/C_{29}
Pazanun	Asmari	0.454	0.559	38.942	25.986	35.070	0.881
Rag-e-Safid	Asmari	0.454	0.563	37.029	25.017	37.953	0.820
Gulkhari	Asmari	0.470	0.529	36.510	23.059	40.430	0.712
Gachsaran	Asmari	0.462	0.545	36.218	26.4	37.381	0.877
Bibi Hakimeh	Asmari	0.465	0.562	36.477	26.188	37.334	0.845
Nargesi	Asmari	0.483	0.556	35.805	22.252	41.941	0.674
Marun	Asmari	0.470	0.555	36.769	23.153	40.076	0.778
Shadegan	Asmari	0.457	0.565	35.792	24.254	39.952	0.782
Agha Jari	Asmari	0.440	0.568	35.775	25.502	38.721	0.846
Ahwaz	Asmari	0.467	0.554	34.302	24.459	41.237	0.760
Mansuri	Asmari	0.447	0.556	34.027	25.269	40.703	0.802

Field	Reservoir	Oleanane/C_{30}H	$C_{35}S/C_{34}S$	$C_{29}H/C_{30}H$	C_{32} 22S/(22R+22S)	Gam/(Gam+C_{30} H)	Ts/(Ts+Tm)
Pazanun	Asmari	0.11	0.906	0.746	0.60	0.085	0.446
Rag-e-Safid	Asmari	0.02	0.906	0.753	0.60	0.080	0.404
Gulkhari	Asmari	0	0.9009	1.029	0.59	0.109	0.359
Gachsaran	Asmari	0.12	0.873	0.729	0.59	0.087	0.449
Bibi	Asmari	0.09	0.769	0.725	0.59	0.091	0.449
Nargesi	Asmari	0.04	0.871	0.922	0.61	0.124	0.528
Marun	Asmari	0.01	0.857	0.967	0.59	0.095	0.427
Shadegan	Asmari	0.02	0.865	0.917	0.60	0.095	0.438
Agha Jari	Asmari	0.08	0.917	1.027	0.58	0.106	0.429
Ahwaz	Asmari	0.01	0.835	1.086	0.60	0.106	0.384
Mansuri	Asmari	0.01	0.850	1.072	0.59	0.100	0.347

ادامه جدول ۳

Field	Reservoir	TAS C_{26} (%)	TAS C_{27} (%)	TAS C_{28} (%)	TAS ($C_{28}S/C_{27}R$)	DNR	DBT	Phen	MDR	DBT/Phen
Pazanun	Asmari	5.42	59.92	34.64	1.43	1.92	8862	64202	2.45	1.380
Rag-e-Safid	Asmari	5.58	58.50	35.91	1.56	1.93	1189	83935	2.11	1.417
Gulkhari	Asmari	8.57	49.61	41.81	2.31	1.93	5484	421959	2.11	1.299
Gachsaran	Asmari	6.20	59.30	34.49	1.50	2.29	6199	406908	2.60	1.513
Bibi	Asmari	6.04	58.46	35.48	1.58	2.27	3735	354042	2.54	1.055
Nargesi	Asmari	7.62	51.69	40.67	2.19	2.40	5125	250813	3.81	2.043
Marun	Asmari	5.18	57.04	37.80	1.71	2.27	7111	437393	2.60	1.625
Shadegan	Asmari	3.86	55.55	40.58	1.82	2.34	1054	636593	2.40	1.655
Agha Jari	Asmari	4.32	58.06	37.60	1.59	2.31	3265	175737	3.00	1.858
Ahwaz	Asmari	4.63	56.59	38.77	1.73	2.39	4835	318199	2.62	1.519
Mansuri	Asmari	5.12	59.12	35.74	1.56	2.16	2945	185640	2.27	1.586

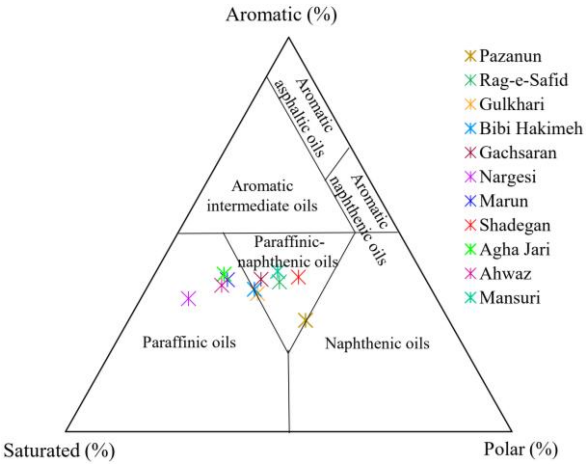
۴-۳- نوع و کیفیت هیدروکربنی نمونه‌های نفت

با استفاده از ترکیب اجزای اشباع، آروماتیک و قطبی نفت‌ها می‌توان نوع و کیفیت هیدروکربنی آن‌ها را ارزیابی کرد. همچنین، بهره‌گیری از بیومارکرهای موجود در نمونه‌های نفتی امکان بررسی میزان بلوغ حرارتی و ویژگی‌های ژنتیکی آن‌ها را فراهم می‌سازد. در این پژوهش، به منظور تعیین نوع و کیفیت هیدروکربنی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه از نمودار طبقه‌بندی نفت‌های خام (Tissot and Welte, 1984; Hakimi et al., 2022) استفاده شد (شکل ۴). بر اساس این طبقه‌بندی، نفت‌های میادین نرگسی، اهواز، مارون و آغاجاری در گروه نفت‌های پارافینیک قرار می‌گیرند، در حالیکه نفت‌های میادین پازنان، گلخاری، بی‌بی‌حکیمه، گچساران، رگ‌سفید، شادگان و منصوری در گروه نفت‌های پارافینیک-نفتنیک طبقه‌بندی می‌شوند.

برای ارزیابی بلوغ حرارتی، از چندین شاخص بیومارکری استفاده شد. نخست، نمودار C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R) در برابر C_{29} sterane ββ/(αα+ββ) (Hunt, 1996; Alizadeh et al., 2013) به کار گرفته شد. نتایج نشان می‌دهد که تمامی نمونه‌های مورد مطالعه در محدوده بلوغ بالا و در پنجره نفت‌زایی، تا مرحله اوج تولید نفت قرار دارند (شکل ۵a). علاوه بر آن، بر اساس نمودار C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R) در برابر Ts/(Ts+Tm) (Hunt, 1996; El-Sabagh et al., 2017)، تمامی نمونه‌ها دارای بلوغ حرارتی بالا هستند (شکل ۵b). در این میان، نمونه نفت میدان نرگسی به دلیل برخورداری از مقدار بالاتر نسبت Ts/(Ts+Tm) (۰/۵۲۸)، بلوغ حرارتی بیشتری نسبت به سایر نمونه‌ها نشان می‌دهد (Anyanwu et al., 2022). این موضوع به پایداری حرارتی بیشتر Ts در مقایسه با Tm مربوط می‌شود (Kadkhodaei, 2022). از اینرو، با افزایش بلوغ حرارتی، فراوانی نسبی Ts افزایش یافته و در نتیجه مقدار نسبت Ts/(Ts+Tm) نیز بیشتر می‌شود.

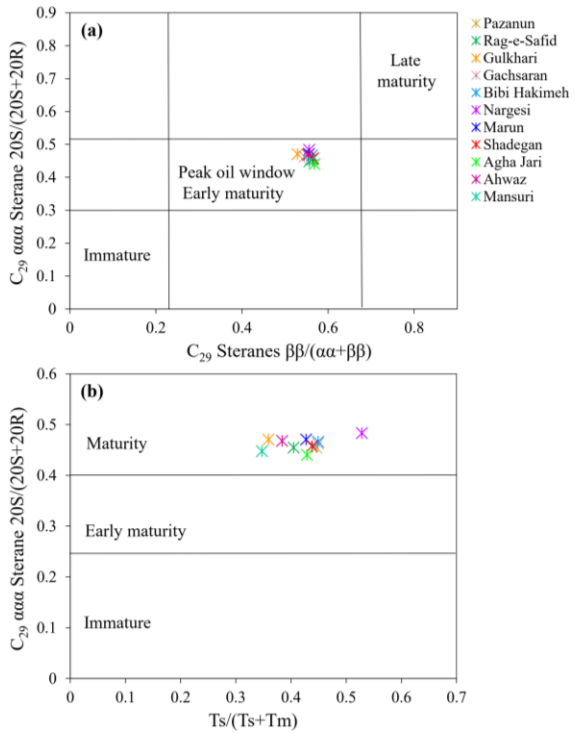
برای ارزیابی دقیق‌تر بلوغ حرارتی، از چند شاخص تکمیلی نیز استفاده شد. نسبت هوموهوپان C_{32} 22S/(22R+22S)، با مقادیر ۰/۵۰ تا ۰/۵۴ نشان‌دهنده آغاز تا میانه مرحله نفت‌زایی و مقادیر ۰/۵۷ تا ۰/۶۲ بیانگر رسیدن به اوج پنجره نفتی است (Peters and Moldowan, 1992; Peters et al., 2005). همچنین، نسبت متیل دی‌بنزوتیوفن‌ها (MDR) با مقادیر کمتر از ۱ نابالغ، ۲/۵ تا ۱۵/۴ بالغ و بیش‌تر از ۱۵/۴ فرابالغ است (Asemani and Gholami, 2023). علاوه بر این، از ضریب TAS (مجموع استروئیدهای تری‌آروماتیک) نیز برای تکمیل ارزیابی استفاده شد (Ashkan, 2004). بر اساس مجموع شاخص‌ها شامل CPI (۱/۰۱-۱/۰۷)، نسبت هوموهوپان C_{32}22S/(22R+22S) (۰/۵۸-۰/۶۱) و نسبت MDR (۲/۱۱-۳/۸۱)، می‌توان نتیجه گرفت که مواد آلی سازنده نفت‌های مورد مطالعه عمدتاً منشاء دریایی داشته و در مرحله بلوغ حرارتی بالا و در محدوده اوج پنجره نفت‌زایی قرار دارند. در این میان، نفت میدان نرگسی با مقادیر بالاتر شاخص MDR (۳/۸۱) و ضریب TAS (۲/۱۹)، نسبت به سایر نمونه‌ها از بلوغ حرارتی بیشتری برخوردار است (Ashkan, 2004; Kadkhodaei, 2022). با افزایش بلوغ حرارتی، استروئیدهای

مونوآروماتیک (MA) به استروئیدهای تری‌آروماتیک (TA) با تعداد کربن کمتر تبدیل می‌شوند که از پایداری بیشتری برخوردارند (Peters et al., 2005; Kadkhodaei, 2022). در نتیجه، مقادیر شاخص MDR و ضریب TAS که بر پایه نسبت ترکیبات آروماتیکی محاسبه می‌شوند، با افزایش بلوغ حرارتی روند افزایشی نشان می‌دهند (Ashkan, 2004; Kadkhodaei, 2022).



شکل ۴- نمودار سه‌گانه اشباع، آروماتیک و قطبی برای نمونه‌های نفتی مورد مطالعه (Tissot and Welte, 1984; Hakimi et al., 2022).

Fig 4. Saturated, aromatic, and polar ternary diagram for the studied oil samples (Tissot and Welte, 1984; Hakimi et al., 2022).

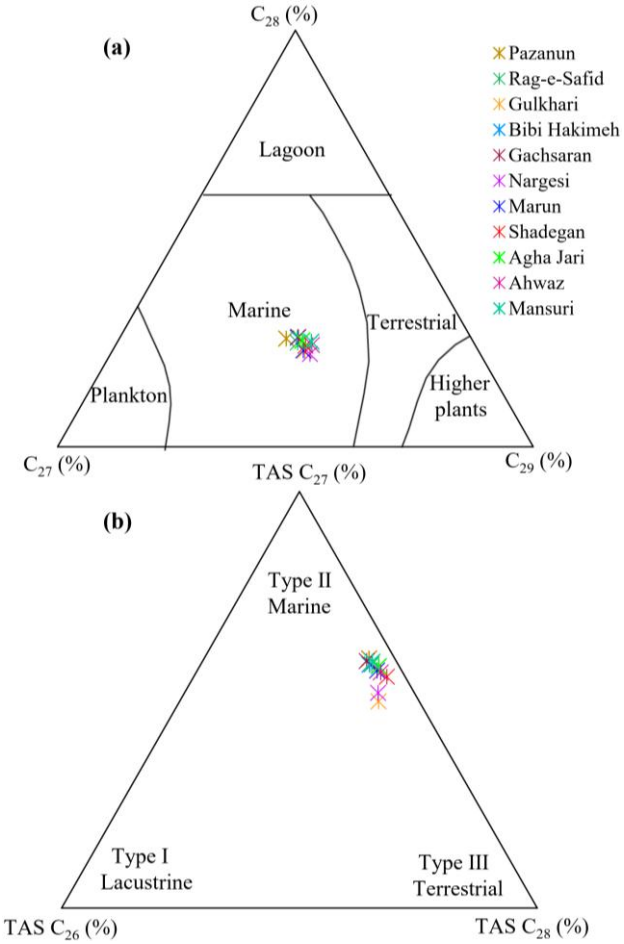


شکل ۵- (a) نمودار C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R) در برابر C_{29} steraneββ/(αα+ββ) (Hunt, 1996; Alizadeh et al., 2013) و (b) نمودار C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R) در برابر Ts/(Ts+Tm) (Hunt, 1996; El-Sabagh et al., 2017) نشان‌دهنده بلوغ بالای حرارتی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه.

Fig 5. (a) C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R) versus C_{29} steraneββ/(αα+ββ) plot (Hunt, 1996; Alizadeh et al., 2013), and (b) C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R) versus Ts/(Ts+Tm) plot (Hunt, 1996; El-Sabagh et al., 2017), indicating high thermal maturity of the studied oil samples.

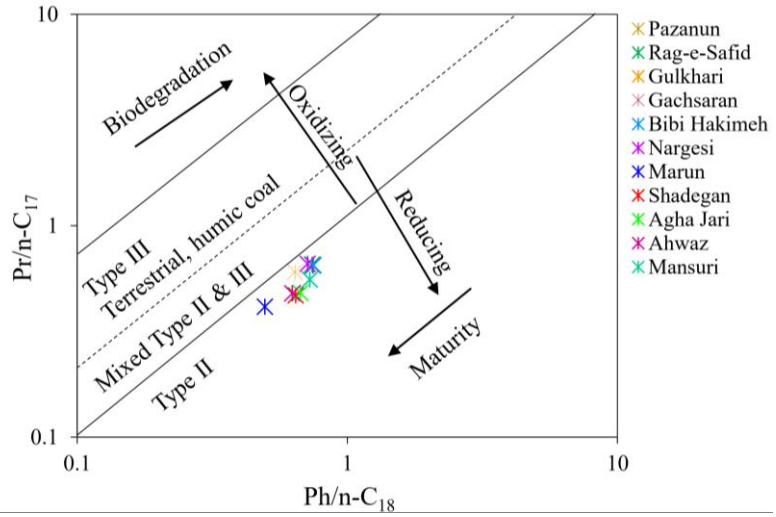
۴-۴- شرایط محیط رسوب‌گذاری و نوع ماده آلی سنگ منشاء نمونه‌های نفت

برای تعیین محیط ته‌نشینی سنگ‌های منشاء، از نمودار سه‌گانه استران‌های منظم C_{27}، C_{28} و C_{29} (Hunt, 1996; Kadkhodaei, 2022) استفاده شد که نشان‌دهنده محیط رسوب‌گذاری دریایی برای سنگ منشاء نمونه‌های نفتی مورد مطالعه است. بر این اساس، نوع ماده آلی را می‌توان کروژن نوع II در نظر گرفت که مشخصه محیط‌های دریایی است (شکل ۶a). همچنین، بر پایه نمودار سه‌گانه ترکیبات تری‌آروماتیک استروئید C_{26}، C_{27} و C_{28} (Ashkan, 2004)، محیط رسوب‌گذاری سنگ منشاء تمامی نمونه‌ها دریایی بوده و کروژن آن‌ها نیز از نوع II است (شکل ۶b). نتایج حاصل از نمودار نسبت پریستان به آلکان نرمال ۱۷ کربنی در برابر فیتان به آلکان نرمال ۱۸ کربنی (Connan and Cassou, 1980; Huang et al., 2020) نیز این تفسیر را تایید می‌کند و بیانگر منشاء دریایی سنگ‌های منشاء و غالب بودن کروژن نوع II است (شکل ۷). علاوه بر این، برای بررسی شرایط اکسایش- کاهش محیط رسوبی از نمودار شاخص گاماسران در برابر نسبت پریستان به فیتان (Song et al., 2017) استفاده شد (شکل ۸a). موقعیت نمونه‌های مورد مطالعه در این نمودار نشان می‌دهد که تمامی نمونه‌ها در شرایط بی اکسیژن تا کم اکسیژن تشکیل شده‌اند. در نتیجه، محیط رسوبی سنگ منشاء منطقه مورد مطالعه از نوع دریایی-احیایی بوده و کروژن آن‌ها از نوع II است.



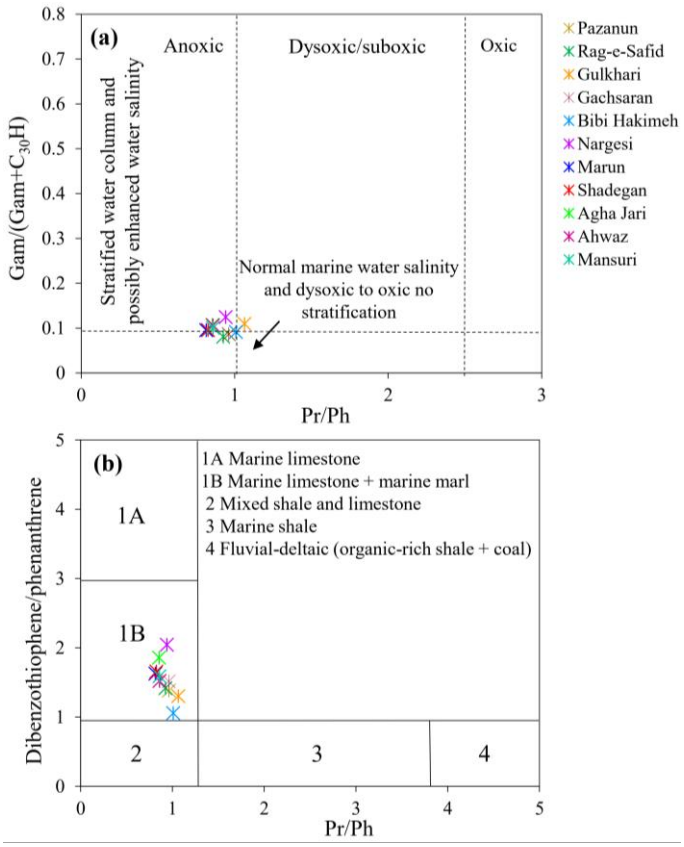
شکل ۶- (a) نمودار سه‌گانه C_{27}، C_{28} و C_{29} (Hunt, 1996; Kadkhodaei, 2022) و (b) نمودار سه‌گانه تری‌آروماتیک استروئید C_{26}، C_{27} و C_{28} (Ashkan, 2004) برای تعیین نوع محیط رسوب‌گذاری سنگ منشاء نمونه‌های نفتی مورد مطالعه.

Fig 6. (a) C_{27}–C_{28}–C_{29} sterane ternary diagram (Hunt, 1996; Kadkhodaei, 2022), and (b) C_{26}–C_{27}–C_{28} triaromatic steroid ternary diagram (Ashkan, 2004), used to determine the depositional environment of the source rock for the studied oil samples.



شکل ۷- نمودار $Pr/n\text{-}C_{17}$ در برابر $Ph/n\text{-}C_{18}$ برای تعیین محیط رسوب‌گذاری نمونه‌های نفتی مورد مطالعه (Connan and Cassou, 1980; Huang et al., 2020).

Fig 7. $Pr/n\text{-}C_{17}$ versus $Ph/n\text{-}C_{18}$ plot used to determine the depositional environment of the studied oil samples (Connan and Cassou, 1980; Huang et al., 2020).



شکل ۸- (a) نمودار $Gam/(Gam+C_{30}H)$ در برابر Pr/Ph (Song et al., 2017) و (b) نمودار نسبت دی بنزوتیوفن به فنانترین در برابر Pr/Ph (Mohammadi Alqanab et al., 2016; Alizadeh et al., 2019) برای تعیین محیط رسوب‌گذاری و رخساره‌های سنگ منشاء نمونه‌های نفتی مورد مطالعه.

Fig 8. (a) $Gam/(Gam+C_{30}H)$ versus Pr/Ph plot (Song et al., 2017), and (b) dibenzothiophene/phenanthrene versus Pr/Ph plot (Mohammadi Alqanab et al., 2016; Alizadeh et al., 2019), used to determine depositional environment and source rock facies of the studied oil samples.

۴-۵- لیتولوژی سنگ منشاء نمونه‌های نفت

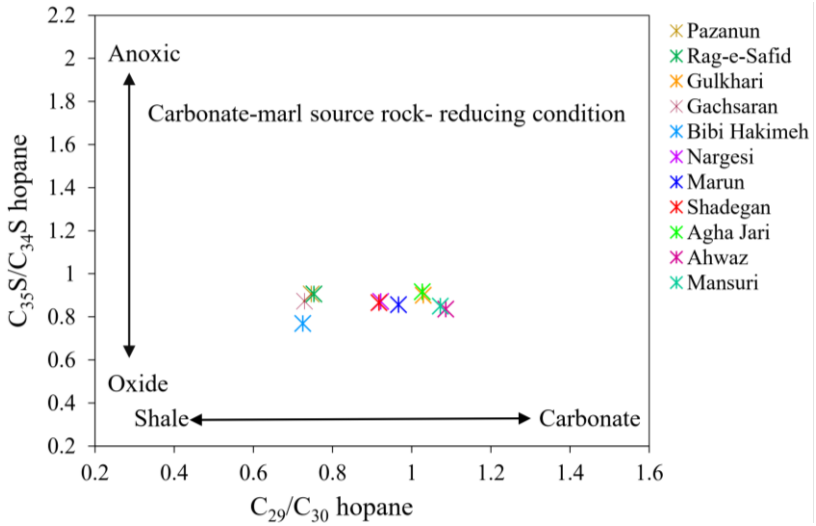
به منظور ارزیابی محیط رسوب‌گذاری و تعیین رخساره‌های سنگ منشاء، از نمودار نسبت دی‌بنزوتیوفن به فنانترین در برابر نسبت پریستان به فیتان (Mohammadi Alqanab et al., 2016) استفاده شد. موقعیت نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در این نمودار نشان می‌دهد که سنگ منشاء تمامی آن‌ها از نوع کربناته- مارنی است (شکل ۸b). همچنین، نسبت هوپان C_{29}/C_{30} که در سنگ‌های آهکی و تبخیری معمولاً مقادیر بالاتر از ۱ و در سنگ‌های شیلی مقادیر پایین‌تر را نشان می‌دهد (Kadkhodaei, 2022)، برای تفکیک رخساره‌های سنگ منشاء مورد استفاده قرار گرفت. بر اساس موقعیت نمونه‌های نفت میادین نرگسی، شادگان، مارون، آغاجاری، گلخاری، اهواز و منصوری در نمودار نسبت هوپان C_{29}/C_{30} در برابر نسبت هوپان C_{35}/C_{34} (Peters et al., 2005) سنگ منشاء این نفت‌ها از نوع کربناته- مارنی تفسیر می‌شود. در مقابل، نمونه‌های نفتی میادین بی‌بی‌حکیمه، پازنان، گچساران و رگ‌سفید منشاء کربناته- شیلی دارند (شکل ۹).

۴-۶- سن و سازند سنگ منشاء نمونه‌های نفت

برای براورد سن زمین‌شناسی احتمالی سنگ منشاء نمونه‌های نفتی، از نمودار استران C_{28} در برابر استران C_{28}/C_{29} استفاده شد (Grantham and Wakefield, 1988; Talaie et al., 2021). بر اساس موقعیت نمونه‌های مورد مطالعه در این نمودار، نفت میادین پازنان، گچساران، رگ‌سفید، مارون، گلخاری، شادگان، آغاجاری، منصوری و اهواز سن کرتاسه آغازین تا ترشیاری را نشان می‌دهند، در حالیکه نمونه نفت نرگسی در محدوده سنی پالئوزوییک تا ژوراسیک پایانی قرار می‌گیرد (شکل ۱۰). علاوه بر این، شاخص اولئینان نیز به عنوان یکی از بیومارکرهای مهم برای تعیین سن سنگ منشاء مورد استفاده قرار گرفت. اولئینان عمدتاً از گیاهان گل‌دار (آنژیوسپرم‌ها) و سایر گیاهان عالی مشتق می‌شود که گسترش آن‌ها از کرتاسه پایانی به بعد بوده است (Moldowan et al., 1994; Onojake and Abarakasa, 2021). بنابراین حضور اولئینان در نمونه‌های نفتی مورد مطالعه بیانگر سن کرتاسه پایانی یا جوان‌تر (ترشیاری) برای سنگ منشاء آن‌ها است. با توجه به مقادیر کمتر از ۰/۲ برای شاخص اولئینان در نمونه‌های مورد مطالعه، می‌توان سن سنگ منشاء آن‌ها را عمدتاً کرتاسه آغازین در نظر گرفت (Khalatbari et al., 2019). همچنین، قرارگیری مقادیر ایزوتوپ کربن آسفالتین در بازه ۲۸‰- تا ۲۶‰-، که برای سنگ‌های منشاء کرتاسه گزارش شده است (Dean et al., 1986)، از این تفسیر پشتیبانی می‌کند و نشان می‌دهد که سنگ منشاء نفت میادین مورد بررسی احتمالاً متعلق به کرتاسه است. لازم به ذکر است که جایگاه متفاوت نمونه میدان نرگسی در نمودار استران C_{28} در برابر استران C_{28}/C_{29}، الزاماً با نتایج حاصل از شاخص اولئینان و مقادیر ایزوتوپ کربن آسفالتین در تعارض نیست. با توجه به موقعیت زمین‌شناسی میدان نرگسی و مجاورت آن با بخش‌های مرتبط با حوضه فارس، مشارکت احتمالی هیدروکربن‌های حاصل از سنگ‌های منشاء ژوراسیک، به ویژه سازند سورمه از گروه خامی، در کنار نفت‌های کرتاسه‌ای، به ویژه سازند کژدمی، می‌تواند موجب تغییر نسبت C_{28}/C_{29} و جایگاه متفاوت این نمونه در نمودار ذکر شده باشد. در این حالت، پایین بودن شاخص اولئینان (۰/۰۴) و مقادیر ایزوتوپ کربن آسفالتین می‌تواند همچنان بیانگر غالب بودن مولفه کرتاسه‌ای باشد. بنابراین، جایگاه نرگسی در محدوده پالئوزوییک تا ژوراسیک پایانی می‌تواند ناشی از مشارکت یک مولفه قدیمی‌تر و احتمالاً اختلاط هیدروکربن‌ها باشد.

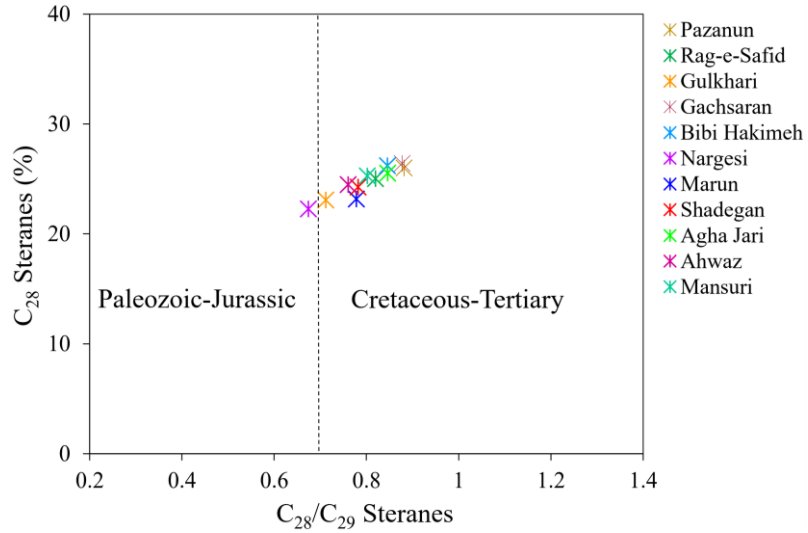
برای تعیین سازند منشاء احتمالی نفت میادین مورد مطالعه، از نمودار نسبت دی‌متیل نفتالین (DMN) در برابر ایزوتوپ کربن آسفالتین استفاده شد (Ashkan, 2004). قرارگیری نمونه‌های مورد مطالعه در محدوده مشخصی از این نمودار، سازند کژدمی را به عنوان محتمل‌ترین سنگ منشاء معرفی می‌کند (شکل ۱۱). تمرکز نمونه‌ها در یک محدوده نسبتاً مشخص نیز بیانگر شباهت ژنتیکی و تعلق احتمالی آن‌ها به یک خانواده نفتی است. این تفسیر با نتایج حاصل از نمودارهای نسبت دی بنزوتیوفن به فنانترین در برابر Pr/Ph (شکل ۸b) و هوپان C_{29}/C_{30} در برابر هوپان C_{35}/C_{34} (شکل ۹) نیز سازگاری دارد و در مجموع، ارتباط ژئوشیمیایی قوی‌تری با سازند کژدمی نشان می‌دهد. با توجه به حضور سازندهای پابده و گورپی به عنوان سنگ‌های منشاء بالقوه در بخش‌هایی از فروافتادگی دزفول، نمی‌توان صرفاً بر اساس سن یا یک شاخص منفرد، سهم آن‌ها را رد کرد. با این حال، در نمونه‌های مورد مطالعه شواهد بیومارکری موجود از مشارکت عمده پابده پشتیبانی نمی‌کنند. به ویژه، مقادیر پایین شاخص اولئینان (۰-۰/۱۲) همراه با جایگاه نمونه‌ها در نمودارهای بیومارکری و ویژگی‌های بلوغ،

شواهد مشخصی از غالب بودن یک مولفه پابده‌ای در ترکیب نفت‌ها ارائه نمی‌دهد. مطالعات انجام شده در فروافتادگی دزفول نیز نشان داده‌اند که اگر چه سازند پابده دارای پتانسیل تولید هیدروکربن است، میزان بلوغ آن به موقعیت ساختاری و عمق دفن وابسته بوده و در برخی بخش‌ها محدود است؛ در مقابل، سازند کژدمی در بخش وسیعی از فروافتادگی دزفول به عنوان یک سنگ منشاء بالغ و مهم شناخته می‌شود. بنابراین، بر پایه همگرایی شواهد نسبت دی‌متیل نفتالین (DMN) در برابر ایزوتوپ کربن آسفالتین و مجموعه شاخص‌های بیومارکری، سازند کژدمی محتمل‌ترین سنگ منشاء اصلی نفت‌های مورد مطالعه است، هر چند مشارکت فرعی سایر سنگ‌های منشاء، به ویژه پابده، را نمی‌توان به طور کامل منتفی دانست.



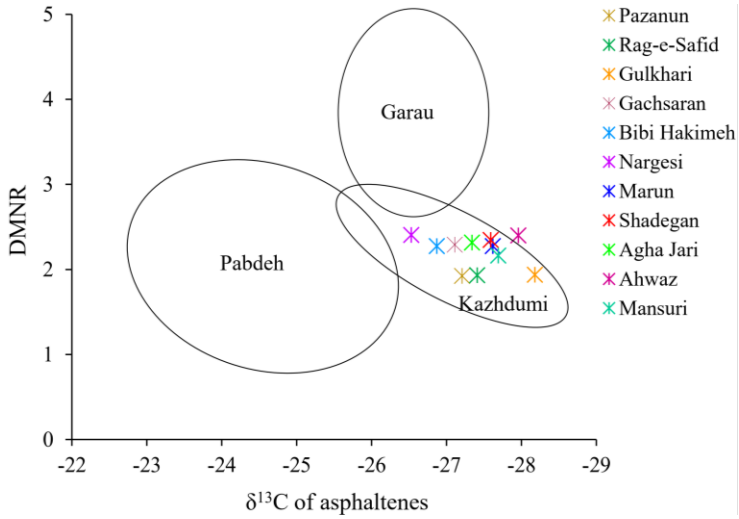
شکل ۹- نمودار هوپان C_{29}/C_{30} در برابر هوپان C_{35}/C_{34} برای تعیین سنگ منشاء نمونه‌های نفتی مورد مطالعه (Peters et al., 2005).

Fig 9. C_{29}/C_{30} hopane versus C_{35}/C_{34} hopane plot used to determine the source rock of the studied oil samples (Peters et al., 2005).



شکل ۱۰- نمودار استران C_{28} در برابر استران C_{28}/C_{29} برای نمونه‌های نفتی مورد مطالعه (Grantham and Wakefield, 1988; Talaie et al., 2021).

Fig 10. C_{28} steranes versus C_{28}/C_{29} steranes plot for the studied oil samples (Grantham and Wakefield, 1988; Talaie et al., 2021).



شکل ۱۱- نمودار نسبت دی‌متیل نفتالین در مقابل ایزوتوپ کربن آسفالتین برای تعیین سازند منشاء نمونه‌های نفتی مورد مطالعه (Ashkan, 2004).

Fig 11. Dimethylnaphthalene ratio versus $\delta^{13}C$ of asphaltenes used to identify the source rock formation of the studied oil samples (Ashkan, 2004).

۵- جنبه کاربردی مطالعه

نمونه‌های نفت میادین نرگسی، اهواز، آغاجاری، مارون، بی‌بی‌حکیمه، گلخاری و گچساران از کیفیت بالاتری برخوردارند. بنابراین انتظار می‌رود این نفت‌ها از ارزش اقتصادی بالاتری نسبت به نفت‌های با کیفیت پایین‌تر برخوردار باشند. نتایج این پژوهش نشان داد که تمامی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه دارای منشاء دریایی بوده و از کروژن نوع II منشاء گرفته‌اند. شناخت محیط رسوبی سنگ منشاء می‌تواند در برنامه‌ریزی اکتشافات آتی و شناسایی نواحی دارای شرایط زمین‌شناسی و ژئوشیمیایی مشابه موثر باشد. با توجه به اینکه سنگ‌های منشاء دریایی حاوی کروژن نوع II از مهم‌ترین سنگ‌های مولد نفت در جهان به شمار می‌روند، تمرکز بر نواحی دارای ویژگی‌های مشابه می‌تواند در بهبود مدل‌های اکتشافی و کاهش عدم قطعیت اکتشافی موثر باشد. بر اساس پارامترهای بلوغ، تمامی نمونه‌ها در پنجره نفت‌زایی و تا مرحله اوج تولید نفت قرار دارند که نشان‌دهنده بلوغ حرارتی مناسب و تولید موثر هیدروکربن در سنگ منشاء است. همچنین نتایج نشان داد که سنگ منشاء اغلب نمونه‌ها ماهیت کربناته دارد، در حالی که برخی نمونه‌ها از سنگ‌های منشاء شیلی منشاء گرفته‌اند. این موضوع بیانگر نقش مهم سنگ‌های منشاء کربناته در تولید نفت‌های مورد مطالعه است. سن احتمالی سنگ منشاء اغلب نمونه‌ها کرتاسه آغازین تا ترشیاری تعیین شد. از اینرو، نواحی دارای رسوبات هم سن، در صورت برخورداری از شرایط رسوبی، چینه‌شناسی و ژئوشیمیایی مشابه، می‌توانند به عنوان اهداف بالقوه در اکتشافات آینده مورد توجه قرار گیرند. سازند کژدمی به عنوان محتمل‌ترین سنگ منشاء نمونه‌های نفتی مورد مطالعه معرفی شد. شناسایی این سازند به عنوان سنگ منشاء اصلی می‌تواند در بهبود مدل‌سازی سیستم نفتی، کاهش عدم قطعیت در ارزیابی نواحی امیدبخش و برنامه‌ریزی اکتشافات آینده موثر باشد. همچنین نتایج نشان داد که نمونه‌های نفتی مورد مطالعه به یک خانواده نفتی تعلق دارند و از منشاء مشترکی برخوردارند. وجود یک خانواده نفتی واحد، درک بهتر ارتباط میان میدان‌ها، مدل‌سازی دقیق‌تر سیستم نفتی، پیش‌بینی مسیرهای مهاجرت هیدروکربن و مدیریت یکپارچه میادین نفتی را تسهیل می‌کند.

۶- نتیجه‌گیری

نمونه نفت میدان نرگسی دارای بیشترین درصد اجزای اشباع و کمترین درصد ترکیبات قطبی است، در حالیکه نفت میدان شادگان کمترین سهم اجزای اشباع و مقادیر بالاتری از ترکیبات قطبی را نشان می‌دهد. همچنین، نفت میدان پازنان با بیشترین مقدار ترکیبات قطبی، به ویژه رزین‌ها، و سهم نسبتاً پایین اجزای اشباع مشخص می‌شود. بر این اساس، نفت میدان نرگسی از کیفیت بالاتری نسبت به سایر نمونه‌های مورد مطالعه برخوردار است که این ویژگی با بلوغ حرارتی بیشتر آن نیز همخوانی دارد. بر اساس مقادیر Pr/Ph، نسبت دی‌بنزوتیوفن به

فنانترین، شاخص‌های CPI، TAR، اولئینان و گاماسران، ایزوتوپ کربن آسفالتین، نمودارهای استران C_{27}–C_{28}–C_{29} و ترکیبات تری‌آروماتیک استروئید C_{26}–C_{27}–C_{28}، همچنین نمودارهای $Pr/n\text{-}C_{17}$ در برابر $Ph/n\text{-}C_{18}$ و $Gam/(Gam+C_{30}H)$ در برابر Pr/Ph، سنگ منشاء تمامی میادین نفتی مورد مطالعه در محیط دریایی تشکیل شده و کروژن آن‌ها از نوع II است. بر اساس نمودار طبقه‌بندی نفت‌های خام، نمونه‌های نفتی مورد مطالعه از نوع پارافینیک و پارافینیک-نفتنیک هستند. همچنین، نتایج حاصل از نمودارهای C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R) در برابر C_{29} sterane ββ/(αα+ββ) و C_{29} ααα sterane 20S/(20S+20R) در برابر Ts/(Ts+Tm)، شاخص CPI، نسبت هوموهوپان C_{32} 22S/(22R+22S)، نسبت متیل دی‌بنزوتیوفن (MDR) و ضریب TAS (مجموع استروئیدهای تری‌آروماتیک) نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه دارای بلوغ حرارتی بالا بوده و در محدوده پنجره نفت‌زایی، تا مرحله اوج تولید نفت قرار دارند؛ در این میان، نمونه نفت میدان نرگسی بالاترین درجه بلوغ را نشان می‌دهد. بر اساس نمودارهای نسبت دی‌بنزوتیوفن به فنانترین در برابر Pr/Ph و نسبت هوپان C_{29}/C_{30} در برابر هوپان C_{35}/C_{34}، سنگ منشاء نمونه‌های نفتی عمدتاً دارای رخساره کربناته- مارنی است، در حالی که برخی نمونه‌ها دارای رخساره کربناته- شیلی هستند. بر اساس نمودار استران C28 در برابر استران C28/C29، عمده نمونه‌ها دارای سن احتمالی زمین‌شناسی کرتاسه آغازین تا ترشیاری هستند که با نتایج شاخص اولئینان و مقادیر ایزوتوپ کربن آسفالتین نیز همخوانی دارد. بر اساس نمودار نسبت دی‌متیل نفتالین در مقابل ایزوتوپ کربن آسفالتین، سازند کژدمی به عنوان محتمل‌ترین سازند منشاء نفت میادین مورد بررسی پیشنهاد می‌شود که این نتیجه با شاخص‌های اولئینان، ایزوتوپ کربن آسفالتین و شواهد ژئوشیمیایی حاصل از نمودارهای نسبت دی بنزوتیوفن به فنانترین در برابر Pr/Ph و هوپان C_{29}/C_{30} در برابر هوپان C_{35}/C_{34} نیز سازگاری دارد. همچنین بر اساس موقعیت متفاوت نفت میادین گلخاری و اهواز در نمودار ذکر شده، این اختلاف ممکن است به علت تغییرات جزئی در رخساره رسوبی و شرایط محلی در زمان رسوب‌گذاری سنگ منشاء باشد. در مجموع، نتایج این مطالعه چارچوبی منسجم برای درک ویژگی‌های ژئوشیمیایی، بلوغ حرارتی و منشاء نفت‌های مخزن آسماری در فروافتادگی دزفول فراهم می‌کند و می‌تواند در بهبود مدل‌سازی سیستم نفتی و کاهش عدم قطعیت در مطالعات اکتشافی آینده مورد استفاده قرار گیرد.

قدردانی

بدینوسیله نویسندگان مراتب سپاس و قدردانی خود را از شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب به جهت در اختیار قرار دادن نمونه‌ها اعلام می‌دارند.

مراجع

Alizadeh, B., Rashidi, M., Zarasvandi, A., Seyedali, R., Aliee, M.H., 2019. Hydrocarbon continuity investigation of Sarvak and Ilam reservoirs in Azadegan oilfield using integration of geochemical, geological, and reservoir engineering data. Advanced Applied Geology 9 (2), 195–206. https://doi.org/10.22055/aag.2019.28061.1915 (In Persian).

Alizadeh, B., Saadati, H., Hosseini, H., 2013. Geochemical investigation of oils from Cretaceous to Eocene sedimentary sequences of the Abadan Plain, Southwest Iran. Marine and Petroleum Geology 3 (6), 21–31. https://sid.ir/paper/253087/fa (In Persian).

Anyanwu, T., Ekpo, B., Oriji, B., 2022. Biomarker application in the recognition of the geochemical characteristics of crude oils from the five depobelts of the Niger Delta basin, Nigeria. Iranian Journal of Earth Sciences 14 (1), 1–17. https://doi.org/10.30495/IJES.2022.1943029.1664.

Arian, M., Jafari Dargahi, H., 2010. An introduction to the petroleum geology of Iran. Asar-e Nafis Publications, pp. 78–83 (In Persian).

Asemani, M., Gholami, Z., 2023. The application of crude oil biomarker and non-biomarker compounds in the determination of migration pathways and filling points of the Asmari reservoir in an oil field from the NE of Dezful Embayment. Kharazmi Journal of Earth Sciences 9 (1), 169–206. https://doi.org/10.22034/KJES.2023.9.1.106671 (In Persian).

Ashkan, A.M., 2004. Fundamentals of Geochemical Studies of Hydrocarbon Source Rocks and Oil with Special Look at the Sedimentary Basin of Zagros, National Iranian Oil Company, p. 355 (In Persian).

Baniasad, A., Littke, R., Abeed, Q., 2023. Petroleum systems analysis of the eastern Arabian Plate: Chemometrics based on a review of the geochemical characteristics of oils in Jurassic–Cenozoic reservoirs. Journal of Petroleum Geology 46 (1), 3–45. https://doi.org/10.1111/jpg.12829.

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, 291–353. https://doi.org/10.1144/SP330.14.

Connan, J., Cassou, A.M., 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. Geochimica et Cosmochimica Acta 44 (1), 1–23. https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8.

Damsté, J.S.S., Kenig, F., Koopmans, M.P., Köster, J., Schouten, S., Hayes, J.M., de Leeuw, J.W., 1995. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification. Geochimica et Cosmochimica Acta 59 (9), 1895–1900. https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00073-9.

Dean, W.E., Arthur, M.A., Claypool, G.E., 1986. Depletion of 13C in Cretaceous marine organic matter: source, diagenetic, or environmental signal. Marine Geology 70 (1–2), 119–157. https://doi.org/10.1016/0025-3227(86)90092-7.

El-Sabagh, S.M., Ebiad, M.A., Rashad, A.M., El-Naggar, A.Y., Badr, I.H.A., El Nady, M.M., Abdullah, E.S., 2017. Characterization based on biomarkers distribution of some crude oils in Gulf of Suez Area–Egypt. Journal of Materials and Environmental Sciences 8 (10), 3433–3447.

Fu, X., Lu, J., Shi, Y., Zhou, R., Chen, S., Yuan, M., 2023. Sedimentary environment and organic matter enrichment model of saline lake source rock in the Linhe Depression, Hetao Basin, China. Processes 11 (7), 2114. https://doi.org/10.3390/pr11072114.

Grantham, P.J., Wakefield, L.L., 1988. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock-derived crude oils through geological time. Organic Geochemistry 12 (1), 61–73. https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5.

Hakimi, M.H., Saeed, S.A., Al-Muntaser, A.A., Varfolomeev, M.A., Djimasbe, R., Lashin, A., Yelwa, N.A., Suwaid, M.A., 2022. The origins of paraffinic oils collected from oilfields in the western Siberian Basin, Russia: implications from geochemical and physical characteristics. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 12 (1), 35–49. https://doi.org/10.1007/s13202-021-01325-9.

Huang, S., Xu, G., Xu, F., Wang, W., Yuan, H., Yan, Z., Lin, X., Zhang, M., 2020. Biomarker distributions and depositional environments of continental source rocks in Sichuan Basin, SW China. Energy Exploration and Exploitation 38 (6), 2296–2324. https://doi.org/10.1177/0144598720915533.

Hunt, J.M., 1996. Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd edition, Freeman, New York, p. 743.

Jones, D.M., Head, I.M., Gary, N.D., Adams, J.J., Rowan, A.K., Aitken, C.M., Bennett, B., Huang, H., Brown, A., Bowler, B.F.J., Oldenburg, T., Erdmann, M., Larter, S.R., 2008. Crude-oil biodegradation via methanogenesis in subsurface petroleum reservoirs. Nature 451 (7175), 176–80. https://doi.org/10.1038/nature06484.

Kadkhodaei, A., 2022. Petroleum Geology, Tabriz University Press, p. 495 (In Persian).

Kalhori, A., Rahimpour-Bonab, H., Kobraei, M., 2024. Geochemical evaluation and genetic comparison of Fahliyan and Yamama oils in some of the west of Karun and Southern Iraq oilfields. Advanced Applied Geology 13(4),1154–1175. https://doi.org/10.22055/aag.2024.44308.2388 (In Persian).

Khalatbari, M., Kamali, M.R., Arian, M., Ghorbani, B., 2019. Geochemical characteristics of Asmari, Sarvak and Khalij reservoirs in Pazanan and Khaviz oil Fields using gas chromatography and gas chromatography–mass spectrometry. Petroleum Research 107, 128–139. https://doi.org/10.22078/pr.2019.3505.2601 (In Persian).

Khosrotehrani, K., 2007. Stratigraphy of Iran, University of Tehran Press, Tehran, Iran, p. 582 (In Persian).

Kiani, A., Saberi, M.H., 2022. Geochemical evaluation of source rocks and reservoir oils of one of the oil fields in Abadan Plain. Journal of Mineral Resources Engineering 7 (4), 59–80. https://doi.org/10.30479/JMRE.2021.15615.1515 (In Persian).

Maroufi, K., Alizadeh, B., Rokni, E., Fajrak, M., 2017. Integrating Reservoir Geochemistry and Engineering Approaches to Investigate Connectivity of Asmari and Bangestan Reservoirs in Gachsaran Oilfield. Advanced Applied Geology 7 (4), 27–39. https://doi.org/10.22055/aag.2017.20831.1650 (In Persian).

Mohammadi Alqanab, B., Kamali, M.R., Mahdavi, A., 2016. Geochemical Evaluation of Hydrocarbons of the Asmari and Sarvak Reservoirs of Aban Oilfield (Aban-1 Well) in the North Dezful Region. International Conference on Research in Science and Engineering, Istanbul University, Turkey (In Persian).

Moldowan, J.M., Dahl, J., Huizinga, B.J., Fago, F.J., Hickey, L.J., Peakman, T.M., Taylor, D.W., 1994. The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms. Science 265 (5173), 768–771. https://doi.org/10.1126/science.265.5173.768.

Motiei, H., 1993. Stratigraphy of Zagros, Geological Survey of Iran Publication, Tehran, p. 536 (In Persian).

Niu, C., Hou, D., Cheng, X., Han, X., Li, Y., 2022. Origin and environmental implications of dibenzothiophenes in the Huanghekou East Sag and the Laizhouwan Northeast Sag, Bohai Bay basin. Marine and Petroleum Geology 142, 105739. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105739.

Onojake, M.C., Abarakasa, S., 2021. The occurrence and distribution of oleanane biomarkers in crude oils as an Index. Journal of Petroleum Science and Technology 11 (1), 43–50. https://doi.org/10.22078/jpst.2021.4248.1690.

Peters, K.E., Moldowan, J.M., 1992. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, USA, p. 363.

Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History (Vol. 2), 2nd edition, Cambridge University Press, Cambridge, p. 1155.

Radke, M., Welte, D.H., Willsch, H., 1982. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. Geochimica et Cosmochimica Acta 46 (1), 1–10. https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90285-X.

Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004. Structural framework of the Zagros fold–thrust belt, Iran. Marine and Petroleum Geology 21 (7), 829–843. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.07.006.

Song, J., Littke, R., Weniger, P., 2017. Organic geochemistry of the lower Toarcian Posidonia Shale in NW Europe. Organic Geochemistry 106, 76–92. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.10.014.

Talaie, F., Kadkhodaie, A., Arian, M., Aleali, M., 2021. Geochemical Study of Sarvak Oil Reservoirs in the Persian Gulf. Petroleum Research 31 (120), 31–50. https://doi.org/10.22078/PR.2021.4514.3037 (In Persian).

Ten Haven, H.L., De Leeuw, J.W., Rullkötter, J., Damsté, J.S.S., 1987. Restricted utility of the pristane/phytane ratio as a palaeoenvironmental indicator. Nature 330 (6149), 641–643. https://doi.org/10.1038/330641a0.

Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. Geochemical fossils and their significance in petroleum formation. In: Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin, Heidelberg, 93–130. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8_8.