

Research Article

Geochemical evaluation and genetic comparison of Fahliyan and Yamama oils in some of the west of Karun and Southern Iraq oilfields

Amirhossein Kalhori^{1*}, Hossein Rahimpour-Bonab¹, Mehdi Kobraei²

1- Department of Geology, Faculty of Geology, University of Tehran, Tehran, Iran

2- National Iranian Oil Company Exploration Directorate

Keywords: *Abadan Plain, Fahliyan Formation, Oil-oil correlation, Petroleum geochemistry, Yamama Formation*

1-Introduction

Petroleum geochemistry analyzes organic materials to understand hydrocarbons' origin, storage, preservation, and movement in sediments (Tissot and Welte., 1984). Geochemistry studies often utilize GC and GC/MS techniques, which provide valuable biomarker data. Biomarkers are complex organic compounds that remain relatively unchanged from their original form in living organisms, making them reliable tools for analysis. The Mesopotamian and Zagros Basins are two essential oil basins in the world, with the Jurassic and Cretaceous source rocks being responsible for hydrocarbon production in the former (Pitman et al., 2004; Al-Khafaji et al., 2021). The Yamama and Fahliyan Formations in the Abadan Plain have significant hydrocarbon storage capacity and are the focus of this research, which utilizes biomarker studies to investigate the oil family in these reservoirs. The Sargelu and Garau (Sula'iy) formations are identified as the most critical source rocks in this area, with the former being the primary source rock in south Iraq. The findings of this study can help reduce exploration risk and improve field development plans.

2. Geological Setting

The Mesopotamian Basin in Iraq has a Jurassic-Cretaceous petroleum system with Middle-Upper Jurassic organic-rich marine carbonate source rocks and Lower-Upper Cretaceous well-characterized carbonate or sandstone reservoirs. These reservoirs are sealed by unconformities or compacted claystone (Abeed et al., 2012). In southern Iraq, the Yamama Formation is a unique reservoir with five reservoirs and four barrier units. The most significant oil potential is related to oolitic shoals and reefal facies (Al-Khafaji et al., 2019). The Middle Jurassic Sargelu Formation and the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Garau Formation are the essential source intervals in the Abadan Plain (Kobraei et al., 2019). The Lower Cretaceous Fahliyan Formation is dominated by carbonate lithology and is one of the best-known reservoirs in the Abadan Plain, with large quantities of hydrocarbons. The study areas are located in the West of the Karun River in Iran and the south of Iraq.

3. Material and Methods

Four oil samples from the Fahliyan reservoirs were analyzed using geochemical techniques, including stable carbon isotope analysis, GC, and GC/MS. The samples were collected from the most critical wells covering the study area. The Yamama geochemical data were obtained from research in Iraq (Abeed et al., 2011; Abeed et al., 2012; Al-Ibrahim and Al-Ameri., 2015; Al-Khafaji et al., 2019). Geochemical techniques and studies were used to identify these samples' genetic classification and characteristics.

4. Results and Discussion

The studied parameters show that saturated and aromatic contents dominate, and oil samples are paraffinic and paraffinic-naphthenic. Samples are classified as light and standard oils, with low ratios of Pr/nC17 and Ph/nC18, indicating an advanced level of maturity, no biodegradation, and a reduced depositional

* Corresponding author: kalhori.amirh@gmail.com

DOI: 10.22055/AAG.2024.44308.2388

Received: 2023-07-16

Accepted: 2024-01-07

environment of source rock. Indices such as Pr/nC17 and Ph/nC18 ratios or ternary diagram of C27, C28, and C29 regular steranes show deposition under the marine anoxic condition in the source rock with low salinity due to lower GA/C31R ratio. Moreover, oil samples are derived from kerogen type II C24/C23 ratio, plot of C26/C25 versus C31R/H, and Plot of Pr/Ph versus δC_{13} saturate show carbonate lithology for source rock. Age indices such as the C28/C29 ratio confirm that samples are derived from Jurassic source rocks. The maturity-related biomarkers, including C₂₉ 20S/20S+20R versus Ts/Ts+Tm samples, originated from source rock with a thermal maturity greater than early maturity (as high as peak mature or late mature level). In addition to studied parameters and indices, star diagrams show intense proximity and correlation for oil samples.

5. Conclusion

The Fahliyan oils in the west of Karun and the Yamama oils in Southern Iraq are classified in the same genetic family and originated from an anoxic source rock with marine organic matter and carbonate facies that have reached a high thermal maturity level. The Sargelu and Garau (Sulaiy) formations could be the most likely source rocks, but further studies are required as the vast amounts of hydrocarbons trapped in these reservoirs appear to be much higher than either the Sargelu or Garau (Sulaiy) formations can produce. These results will affect the field development plan.

References

- Abeed, Q., Al-Khafaji, A.J., Littke, R., 2011. Source rock potential of the Upper Jurassic – Lower Cretaceous succession in the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq. *Journal of Petroleum Geology* 34, 117-134. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1747-5457.2011.00497.x>
- Abeed, Q., Leythaeuser, D., Littke, R., 2012. Geochemistry, origin and correlation of crude oils in Lower Cretaceous sedimentary sequences of the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq. *Organic Geochemistry* 46, 113-126. <http://dx.doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.02.007>
- Al-Ibrahim, R., Al-Ameri, Th., 2015. Crude oil analysis of the Yamama Formation in the Subbah, Tuba and Luhais oil fields, Southern Iraq. *Iraqi Journal of Science* 56, 1425-1437.
- Al-Khafaji, A.J., Al-Najm, F.M., Al-Ibrahim, R.N., Sadooni, F.N., 2019. Geochemical investigation of Yamama crude oils and their inferred source rocks in the Mesopotamian Basin, Southern Iraq. *Petroleum Science and Technology* 37, 2025-2033. <http://dx.doi.org/10.1080/10916466.2019.1578801>
- Al-Khafaji, A.J., Yonis, S., Ibrahim, R., Almarsomi, Sh., Sadooni, F., 2021. Geochemical characterization and origin of the Cretaceous Sa'di, Khasib, Mishrif, and Nahr Umr Crude Oils in Halfaya Oilfield, Southern Mesopotamian Basin, Iraq. *Petroleum Science and Technology* 39, 993-1007. <http://dx.doi.org/10.1080/10916466.2021.1980587>
- Kobraei, M., Rabbani, A.R., 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. <http://dx.doi.org/10.1134/S0016702919070073>
- Pitman, J.K., Steinhauer, D., Lewan, M.D., 2004. Petroleum generation and migration in the Mesopotamian Basin and Zagros Fold Belt of Iraq: results from a basin-modeling study. *GeoArabia* 9, 41-72. <http://dx.doi.org/10.2113/geoarabia090441>
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd Edition, Springer-Verlag, Berlin. P. 699.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Kalhari, 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. Adv. Appl. Geol. 13(4), 1154-1175

DOI: 10.22055/AAG.2023.43343.2355

URL: https://aag.scu.ac.ir/article_18938.html

©2024 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

ارزیابی ژئوشیمیایی و مقایسه ژنتیکی نفت‌های سازندهای فهلیان و یاماما در برخی میادین غرب کارون و جنوب عراق

امیرحسین کلهری*

گروه زمین‌شناسی، دانشکده زمین‌شناسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

حسین رحیم پور بناب

گروه زمین‌شناسی، دانشکده زمین‌شناسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

مهدی کبرایی

مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

* kalhoriamirh@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۴/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۰/۱۷

چکیده

مخزن فهلیان در دشت آبادان، یکی از مهم‌ترین بخش‌های حوضه زاگرس، و معادل آن یعنی یاماما در حوضه مزوپوتامین میزبان حجم عظیمی هیدروکربن می‌باشند و با توجه به خصوصیات نزدیک ژئوشیمیایی نفت‌های این مخازن و عدم وجود مطالعات قبلی مبنی بر چگونگی ارتباط و تطابق این نفت‌ها، مطالعه آن‌ها حائز اهمیت است. در این پژوهش که با هدف ارزیابی ژئوشیمیایی و مقایسه ژنتیکی نفت‌های سازندهای فهلیان و یاماما در برخی میادین غرب کارون و جنوب عراق انجام شده است، نمونه‌های مخزن فهلیان تحت آنالیزهای ژئوشیمیایی نظیر کروماتوگرافی گازی قرار گرفتند. همچنین اطلاعات بیومارکری نمونه‌های نفتی مخزن یاماما در میادین عراقی با هدف مقایسه با داده‌های حاصل از آنالیز نمونه‌های نفتی مخزن فهلیان جمع‌آوری شدند و سپس بررسی پارامترهای بیومارکری انجام شد. نتایج بیانگر عدم وجود شواهد تخریب زیستی است. نمونه‌های فهلیان و یاماما از سنگ منشأ حاوی کروژن نوع II و نهشت یافته در محیط احیایی با شوری کم نشأت می‌گیرند و عموماً در دسته نفت‌های سبک و پارافینیک قرار می‌گیرند. طبق این پژوهش و مطالعات قبلی با بررسی پارامترهایی نظیر C28/C29 مشخص شد که نفت‌های این مخازن از منشأ با سن ژوراسیک نشأت می‌گیرند که سرگلو و گرو (سولایی) محتمل‌ترین سنگ منشأ برای این مخازن می‌باشند. بررسی بلوغ نشان داد نمونه‌ها از سنگ منشأ بالغ که از مراحل اولیه بلوغ گذشته است حاصل شده‌اند. در پایان بررسی تمامی این پارامترها توسط نمودار ستاره‌ای بیان دارد که نمونه‌های مورد مطالعه در یک خانواده قرار می‌گیرند و تطابق خوبی دارند. این نتایج تأثیر شایانی در برنامه توسعه میادین خواهد داشت.

واژه‌های کلیدی: تطابق نفت-نفت، دشت آبادان، ژئوشیمی نفت، سازند فهلیان، سازند یاماما

۱- مقدمه

بیومارکری است. بیومارکرها یا نشانه‌های زیستی، اجزای آلی پیچیده‌ای هستند که در رسوبات، سنگ‌ها و نفت‌های مخازن وجود دارند و ساختمان مولکولی آن‌ها نسبت به مولکول‌های آلی در ارگانوسم‌های زنده تغییر بسیار کمی را نشان داده یا تغییری نشان نمی‌دهند (Peters and Moldowan, 1993)؛ لذا ابزاری کاربردی و قابل اطمینان برای مطالعات ژئوشیمی و همچنین رفع ابهامات احتمالی به حساب می‌آیند.

مطالعه ژئوشیمی نفت با تکیه بر مطالعات ژئوشیمی آلی به بررسی منشأ، تجمع، حفظ‌شدگی و مهاجرت اجزای آلی و هیدروکربن در رسوبات می‌پردازد (Tissot and Welte, 1984). آنالیزهای کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) همواره یکی از مهم‌ترین ابزارهای پژوهشگران در مطالعات ژئوشیمی نفت به شمار می‌آیند. یکی از نتایج مهم این آنالیزها، داده‌های

دارند سنگ منشأ ژوراسیک منشأ بیشتر نفت‌هایی است که در مخازن حوضه مزوپوتامین و کمربند چین‌خوردگی زاگرس به دام افتاده‌اند. Pitman و همکاران (۲۰۰۴) بیان دارند بیشتر نفت‌های مخازن کرتاسه عراق از سازند سرگلو حاصل شده‌اند. مطالعه Abeed و همکاران (۲۰۱۳) بیانگر این است که افق سرگلو/ نجمه و سولایی در جنوب عراق پتانسیل بالایی برای تولید هیدروکربن دارند. Al-Khafajji و همکاران (۲۰۲۱) در مطالعات خود بیان کردند که عموماً منشأ اصلی در جنوب عراق سازندهای سرگلو و نجمه می‌باشند. Al-Khafajji و همکاران (۲۰۱۹) همچنین معتقدند که سازندهای سرگلو، سولایی و یاماما منشأ تولید نفت در مخازن یاماما در جنوب عراق می‌باشند. نزدیکی جغرافیایی، رویدادهای زمین‌شناسی و فقدان مطالعات قبلی در رابطه با وجود ارتباط و تطابق بین نفت‌های این دو حوضه باعث شده تا بر آن شویم به بررسی نمونه‌های نفتی مخازن فهلیان و یاماما در این دو منطقه مهم پردازیم. هدف از این پژوهش ارزیابی ژئوشیمیایی و مقایسه ژنتیکی نفت‌های سازندهای فهلیان و یاماما در برخی میادین غرب کارون و جنوب عراق می‌باشد. در این تحقیق بعد از مطالعات زمین‌شناسی و همچنین مطالعه سازندهای مخزنی فهلیان و یاماما؛ به بررسی داده‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی با تکیه بر داده‌های بیومارکری و تطابق این داده‌ها می‌پردازیم تا هم خانواده بودن نفت‌های این مخازن را مورد بررسی قرار دهیم.

۲- زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

۲-۱- دشت آبادان

به طور کلی، سرزمینی از ایران که در غرب راندگی اصلی زاگرس قرار دارد زون زاگرس نام دارد که در سمت مشرق به گسل میناب (یا گسل زندان) محدود می‌شود ولی در سمت مغرب ویژگی‌های این زون در کشورهای عربی (به ویژه در عراق، عربستان و سواحل جنوبی خلیج فارس) نیز دیده می‌شود (Darvishzadeh., 2003). پهنه زاگرس از نظر زمین‌ریخت‌شناسی شامل زاگرس مرتفع (زاگرس داخلی)، زاگرس چین‌خورده (زاگرس چین‌بیرونی) و دشت آبادان (کمی چین‌خورده) می‌باشد. بیشترین مخازن نفتی تاقدیسی در زاگرس چین‌خورده و مربوط به شمال شرق عراق و جنوب غرب ایران است. دشت آبادان با مساحت کل ۲۶۵۰۰ کیلومتر

اهمیت و پتانسیل نفتی حوضه رسوبی زاگرس همواره مورد توجه پژوهشگران قرار گرفته است. در این حوضه، دشت آبادان میزبان حجم قابل توجهی از هیدروکربن‌های موجود است. اعتقاد بر این است که بیشتر نفت و گازهای اکتشافی ایران از دوره ژوراسیک و کرتاسه نشأت گرفته‌اند و در مخازن کرتاسه و سنوزوئیک در منطقه فروافتادگی دزفول و دشت آبادان به دام افتاده‌اند (Ashkan., 2009). حوضه مزوپوتامین نیز یکی دیگر از حوضه‌های نفتی مهم در جهان است که میزبان حجم عظیمی از هیدروکربن‌های خاورمیانه است. نظر بر این است که در این منطقه نیز سازندهای منشأ با سن ژوراسیک و کرتاسه مسئول تولید حجم عظیمی از هیدروکربن‌ها هستند (Pitman et al., 2004; Al-Khafajji et al., 2021). سازند یاماما مخزن اصلی کرتاسه پیشین در جنوب عراق به‌شمار می‌آید (Sadooni., 1993). در مقابل سازند کربناته فهلیان با سن کرتاسه پیشین در حوضه زاگرس یکی از مخازن مهم گروه خامی در حوضه نفتی زاگرس و معادل سازند یاماما در عربستان سعودی و عراق و همچنین سازند رتاوی در کویت و عراق است (Motiei., 1995). کسب اطلاعات بیشتر درباره این نواحی می‌تواند سبب سهولت بیشتر امور اکتشافی و شناخت هرچه بیشتر این مناطق و فرآیندهای قبلی و جاری در این منطقه شود.

Alizadeh و همکاران (۲۰۱۵) در پژوهش خود به این نتیجه رسیدند که نفت‌های مخازن کرتاسه-ائوسن در دشت آبادان از دیدگاه بلوغ حرارتی به دو خانواده تفکیک می‌شوند که در این بین نفت‌های مخازن فهلیان در زمره نفت‌های با درجه بالای بلوغ حرارتی قرار می‌گیرند. Kobraei (۲۰۱۸) به این مهم دست یافت که نفت‌های مخازن فهلیان در دشت آبادان نزدیکی خوبی با سازندهای سرگلو و گرو (سولایی) دارد. این موضوع همچنین در مطالعه Kobraei و همکاران (۲۰۱۹) نیز بررسی شد. از طرفی Dehyadegari و Honarmand (۲۰۱۹) بیان دارند که سنگ منشأ اصلی در ناحیه دشت آبادان، سازندهای سرگلو و گرو (سولایی) می‌باشند. Zeinalzadeh و Sajadian (۲۰۱۰) نیز در مطالعه خود این موضوع را تأیید کردند و همچنین بیان داشتند با توجه به ضخامت کم سازند نجمه در میادین نفتی نمی‌توان انتظار داشت حجم عظیمی هیدروکربن توسط این سازند تولید شده باشد. Verma و همکاران (۲۰۰۴) بیان

مرحله مربوط به ژوراسیک-کرتاسه است که با پدید آمدن حوضه‌های کم‌عمق و گسترده در حاشیه غیرفعال اقیانوس نئوتتیس (Neotethys) و صفحه عربی توصیف می‌شود (Pitman et al., 2004). در کرتاسه پسین در نتیجه برخورد صفحات عربی و اوراسیا، در حوضه یک پیش‌گودال با روند شمال غربی تشکیل می‌شود (Ameen., 1992; Jassim and Goff., 2006) و مجموعه‌ای از ساختارهایی با روند شمالی و جنوبی در جنوب مزوپوتامین در طی سنومانین پایانی-ماستریختین ابتدایی گسترش می‌یابد (Pitman et al., 2010; Aqrabi et al., 2004). دومین مرحله مربوط به پالئوژن پایانی و نئوژن می‌باشد؛ جایی که برهم‌کنش قاره‌ها تجدید می‌شود و در کوهزایی زاگرس به اوج خود می‌رسد (Pitman et al., 2004).

سنگ‌های منشأ دارای پتانسیل تولید نفت خام در مخازن کرتاسه عراق شامل سازند سرگلو مربوط به ژوراسیک میانی، سازندهای سولایی و چیاگارا مربوط به ژوراسیک پسین-کرتاسه پیشین و سازندهای یاماما، رتای، زبیر، و نهر عمر مربوط به کرتاسه پیشین می‌باشند (Jassim and Goff., 2006; Najaf et al., 2016). اکثر نفت‌های تجمع‌یافته در مخازن کرتاسه و ترشیاری واقع در جنوب و مرکز عراق از سازندهای سرگلو، نجمه (Pitman et al., 2021; Al-Khafaji et al., 2004) و سولایی (Abeed et al., 2011) نشأت می‌گیرند. از آنجا که ضخامت سازند نجمه در اکثر میادین کم است، لذا انتظار نمی‌رود حجم زیادی نفت تولید کرده باشد.

۲-۳- سازند فهلیان

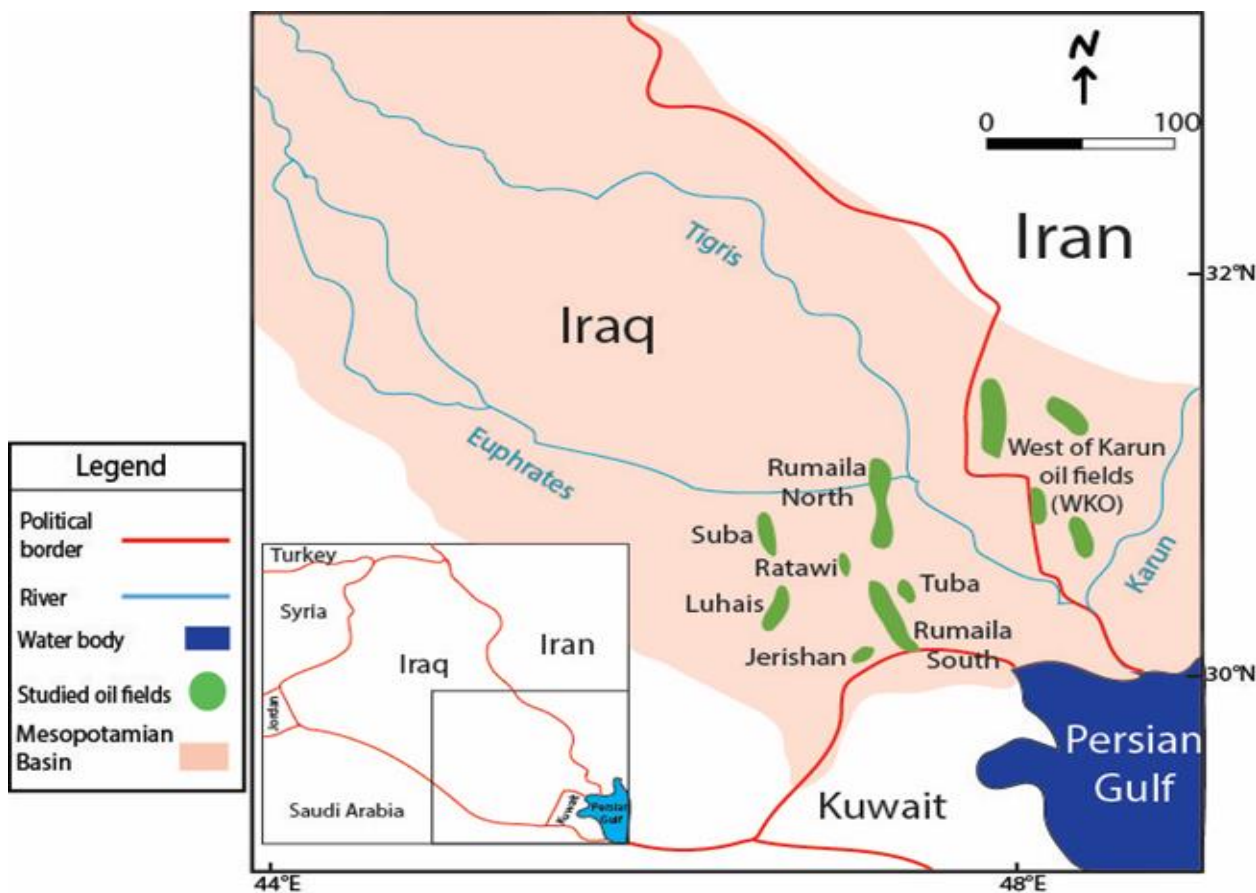
سازند فهلیان (نئوکومین - بارمین) بخشی از گروه خامی و از مخازن مهم هیدروکربنی در جنوب غرب ایران می‌باشد. سیمانی شدن، انحلال، دولومیتی شدن، نوریختی، میکرایتی شدن، زیست آشفستگی، انحلال فشاری و تراکم؛ رایج‌ترین فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر سازند فهلیان در برخی میادین نفتی دشت آبادان می‌باشند. بررسی‌های چینه‌نگاری سکانشی نشان می‌دهد نهشته‌های سازند فهلیان از سه سکانس رسوبی رده سوم تشکیل شده است که در یک پلتفرم کربناته از نوع شلف نهشته شده‌اند (Mohseni et al., 2016). سازند فهلیان را می‌توان در همه مناطق فارس، شمال شرقی خوزستان و شمال شرقی

مربع در حالی که کمتر از نصف آن دریایی است؛ در انتهای جنوب غربی زاگرس واقع شده و از شمال و شمال شرق به جبهه زاگرس چین‌خورده (دامنه جنوبی تاقدیس‌های سوسنگرد، آب‌تیمور و منصور)، از جنوب به عربستان و خلیج فارس و از غرب به کشور عراق محدود می‌گردد و از نظر تقسیمات کشوری مربوط به استان خوزستان است.

از دیدگاه تکتونیکی این ناحیه پایانه شمالی سکوی عربی محسوب می‌شود و دارای روند عربی (شمالی-جنوبی) است که با روند عمومی زاگرس در تضاد است (Motiei., 1995) و در حقیقت بخشی از حوضه مزوپوتامین (بین‌النهرین) عراق به‌شمار می‌آید (Kobraei and Rabbani., 2017). تاقدیس‌های با روند شمالی-جنوبی در این منطقه رخنمون ندارند و ژئوفیزیکی هستند. این تاقدیس‌ها از منشأ فشاری نیستند و زایش آن‌ها در ارتباط با گسل‌های پی‌سنگی است (Aghanabati., 2004). میادین آزادگان، جفیر، دارخوین، حسینیه، ماهشهر، نوروز، آرش، هندیجان و کوشک از جمله مهم‌ترین ساختمان‌های دارای نفت در این ناحیه می‌باشند (Kobraei., 2018) و مهم‌ترین و ارزشمندترین سنگ‌های منشأ شناخته شده در دشت آبادان که بیشترین میزان نفت و گاز منطقه را تولید کرده‌اند سازندهای پابده (ترشیاری)، کژدمی (کرتاسه میانی)، گرو (ژوراسیک پسین-کرتاسه پیشین) و سرگلو (ژوراسیک میانی) هستند (Kobraei and Rabbani., 2017).

۲-۲- حوضه مزوپوتامین (بین‌النهرین)

حوضه مزوپوتامین یک پیش‌گودال است که از جنوب شرقی سوریه شروع می‌شود و تا خلیج فارس و تنگه هرمز ادامه دارد (شکل ۱). این حوضه بزرگترین و غنی‌ترین بخش نفتی در عراق است که حجم نفت در مخازن کرتاسه آن تا سال ۲۰۰۴ چیزی در حدود ۱۱۵ میلیون بشکه نفت ارزیابی شده است (Jassim and Goff., 2006). بخش غربی این حوضه توسط زون‌های گسلی با امتداد شمال-جنوب و شمال غرب-جنوب شرق محصور شده است و در بخش شرقی این حوضه نیز چین‌های متعددی وجود دارند. در زمان حال این حوضه با رسوبات کواترنری رودهای دجله و فرات پوشانده شده است و به سه بخش زبیر، فرات و دجله تقسیم می‌شود (Aqrabi et al., 2010). طی مزوزوئیک و سنوزوئیک تغییرات تکتونیکی این حوضه شامل دو مرحله اساسی می‌باشد. اولین



شکل ۱- نقشه موقعیت میادین نفتی مورد مطالعه در گستره جغرافیایی حوضه مزوپوتامین (اقتباس با تغییر از Aqrabi et al., 2010; Zeinalzadeh et al., 2015; Al-Khafaji et al., 2022)

Fig. 1. Location map of studied oil fields in geographical extension of Mesopotamian Basin (Modified from Aqrabi et al., 2010; Zeinalzadeh et al., 2015; Al-Khafaji et al., 2022)

روشن تا سفید چرکی، سنگ آهک خاکستری روشن گاه بلوری یا بیتومندار، لایه‌های نازک آهک رسی و رس سنگ. سازند فهلیان بالایی از سنگ آهک‌های سفید، کرم و خاکستری گاهی با رس زیاد و پیریتی و لایه‌هایی از مارن خاکستری تا خاکستری تیره و پیریتی دارای سیلت و ماسه تشکیل شده است. این بخش از فهلیان به همراه بخشی از سازند گدوان نقش پوش سنگ را برای بخش پایینی بازی می‌کند. مرز بالایی در همه جاه‌ها قابل تشخیص است و به علت سنگ‌شناسی یکنواخت توسط فرامینیفرهای کفزی مشخص می‌شود. ضخامت بخش بالایی فهلیان بین ۸۵ تا ۱۹۴ متر در جاه‌های مختلف گزارش شده است. مرز پایینی فهلیان با سازند گرو همساز بوده (Mohseni et al., 2016; Kobraei., 2018) و در بخش پایانی، سازند فهلیان با سازند گرو به صورت تدریجی جایگزین می‌شود که بخش فهلیان/گرو نامگذاری شده است و دارای سنگ آهک‌های

لرستان دید. بیشترین گسترش این سازند در فارس است اما این سازند در شمال شرقی فروافتادگی دزفول و لرستان نیز دیده می‌شود. در نواحی مرکزی فروافتادگی دزفول و لرستان به صورت تدریجی و بین‌انگشتی به شیل‌ها و سنگ آهک‌های رسی سازند گرو تبدیل می‌شود (Aghanabati., 2004). برش نمونه این سازند در نزدیکی دهکده فهلیان از توابع نورآباد ممسنی در ناحیه فارس قرار دارد که نخستین بار James و Wynd (۱۹۶۵) آن را مطالعه و سن آن را نئوکومین معرفی کرده و آن را در گروه خامی بالایی جای داده‌اند.

بر اساس ویژگی‌های چینه‌شناسی، سازند فهلیان به بخش‌های غیر رسمی پایینی (معادل یاماما) و بالایی (معادل رتاوی) تقسیم می‌شود (شکل ۲). بخش پایینی فهلیان سنگ مخزن بوده و تجمع هیدروکربن در آن قابل ملاحظه است. سنگ‌شناسی بخش پایینی عبارت است از آهک‌های قهوه‌ای

و ماسه سنگ تشکیل شده است و در بخش‌هایی به طرف سازند شیلی-ماسه سنگی زبیر رشد می‌کند. سازند رتاوی به‌عنوان سنگ‌پوش اصلی سازند یاماما شناخته می‌شود اما در بخش‌هایی که این سازند ضخامتش کم می‌شود یا ناپدید می‌گردد؛ سازند زبیر مستقیماً روی سازند یاماما را می‌پوشاند. این پدیده در برخی چاه‌های بخش غربی حوضه دیده می‌شود (Sadooni., 1993).

۳- مواد و روش‌ها

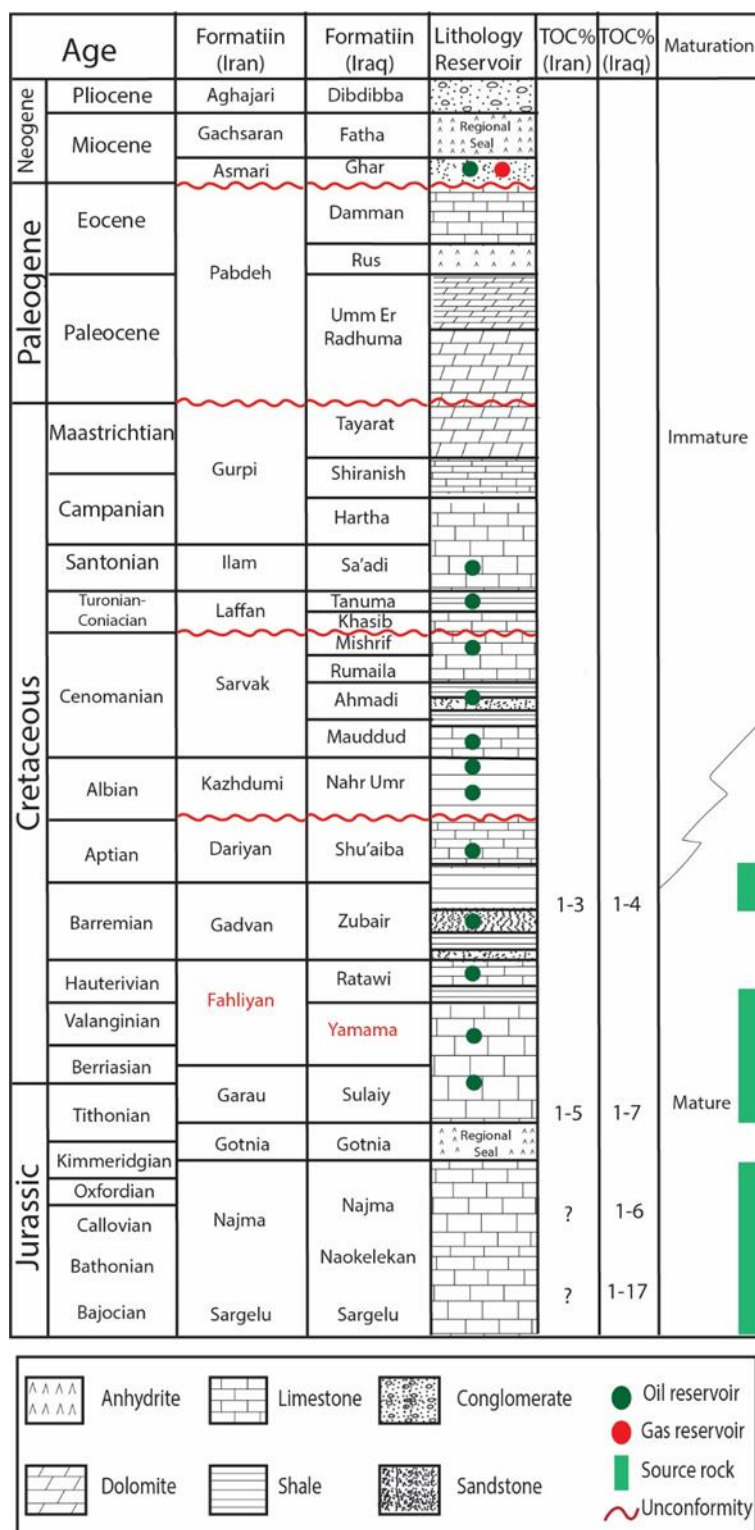
در این تحقیق پس از مطالعات اولیه و بررسی‌های لازم در مورد سازندهای موجود در میداین مورد مطالعه (شکل ۱)، به بررسی اطلاعات بیومارکری و تطابق این اطلاعات در نمونه‌های مخازن فلهلیان و یاماما پرداخته می‌شود. با هدف انجام مطالعات بیومارکری، نمونه‌های نفت مخزن فلهلیان مربوط به برخی از میداین واقع در دشت آبادان انتخاب و تحت آنالیزهای ژئوشیمیایی قرار گرفتند. همچنین داده‌ها و اطلاعات بیومارکری نمونه‌های نفتی مخزن یاماما (Abeed et al., 2011; Abeed et al., 2012; Al-Ibrahim and Al-Ameri., 2015; Al-Khafaji et al., 2019) از میداین عراقی و همجواری مرز ایران نیز جمع‌آوری گردید (جدول ۱). در بخش مطالعه نفت‌های منطقه تعداد ۴ نمونه نفتی از مخازن فلهلیان مربوط به برخی میداین غرب کارون جمع‌آوری شد و مورد آنالیز اولیه تعیین ترکیب شیمیایی (کروماتوگرافی ستونی) قرار گرفت. سپس توسط دستگاه GC/MS مورد آنالیز قرار گرفتند. همچنین آنالیز ایزوتوپ کربن ($\delta^{13}C$) نیز برای نمونه‌ها انجام شده است. در ابتدا به کمک حلال نرمال هپتان، آسفالتن موجود در نمونه‌ها جدا شد و مالتن باقیمانده به روش کروماتوگرافی ستونی تفکیک شد. بدین منظور، از یک ستون کروماتوگرافی متشکل از ژل سیلیکا به‌همراه آلومینای فعال (فاز ساکن) و حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و دیکلرومتان و متانول (فازهای متحرک) با هدف تفکیک برش‌های اشباع، آروماتیک و رزین استفاده شده است. در ادامه آنالیزهای کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC/MS) بر روی برش‌های اشباع و آروماتیک توسط یک دستگاه

کرم و خاکستری روشن تا تیره و مارن خاکستری تیره پیریتی می‌باشد. مطالعات در دشت آبادان نشان می‌دهد نفت‌های تجمع یافته در سازند فلهلیان مطابقت خوبی با سازندهای سرگلو و گرو دارند (Kobraei., 2018).

۲-۴- سازند یاماما

سازند یاماما (بریاژین-آپتین) یکی از مهم‌ترین ذخایر نفتی در حوضه مزوپوتامین در جنوب عراق شناخته می‌شود. رکورد بیشترین تولید این سازند مربوط به بخش‌های اوئیدی (Ooid) آن می‌باشد. به‌رغم اینکه این سازند یک سنگ مخزن فوق‌العاده برای میداین مهمی نظیر رتاوی، نصیری و جریشان است؛ یکی از بهترین سنگ‌های منشأ کربناته دریایی غنی در جنوب عراق به‌حساب می‌آید که از آهک، آهک دولومیتی و شیل تشکیل شده است. تخلخل این سازند در میدان رتاوی به‌طور متوسط بین ۶ تا ۲۳ درصد و تراوایی آن به‌طور متوسط ۳۵۰ میلی‌داریسی گزارش شده است (Al-Ameri et al., 2015). سازند یاماما از نظر سنگ‌شناسی به پنج واحد و از دیدگاه مخزنی به سه واحد تقسیم می‌گردد که از بالا به پایین عبارتند از YR-A، YR-B و YR-C که توسط دو واحد سدی YB-1 و YB-2 از یکدیگر جدا می‌شوند. گمان می‌رود این واحدهای مخزنی حداقل در بخش‌هایی نسبت به یکدیگر ایزوله باشند. بهترین گمانه‌های نفتی این تشکیلات درون شول‌های اوئیدی و ساختارهای ریفی قرار گرفته است (Sadooni., 1993).

سازند یاماما به‌طور کلی از سنگ آهک تشکیل شده است اما در بخش‌هایی از این سازند سنگ آهک دولومیتی و شیل نیز مشاهده شده است. همچنین در جنوب غربی حوضه یاماما در برخی چاه‌ها در واحدهای مربوط به این سازند انیدریت نیز مشاهده شده است. سازند یاماما به‌طور پیوسته روی سازند سولایی قرار دارد. سازند سولایی با سن ژوراسیک پسین-کرتاسه پیشین از سنگ آهک آرژیلی و فرامینیفرهای کوچک کفزی تشکیل شده است. سازند یاماما به‌طور تدریجی به سمت سازند رتاوی که در بالای آن است گسترش پیدا می‌کند. سازند رتاوی از سنگ آهک، شیل، سیلتستون



شکل ۲- برش چینہ شناسی ناحیہ غربی دشت آبادان و حوضہ مزوپوتامین (برگرفته با برخی تغییرات از Al-Ameri et al., 2009)؛ سازندهای مورد مطالعه با رنگ قرمز مشخص شده‌اند

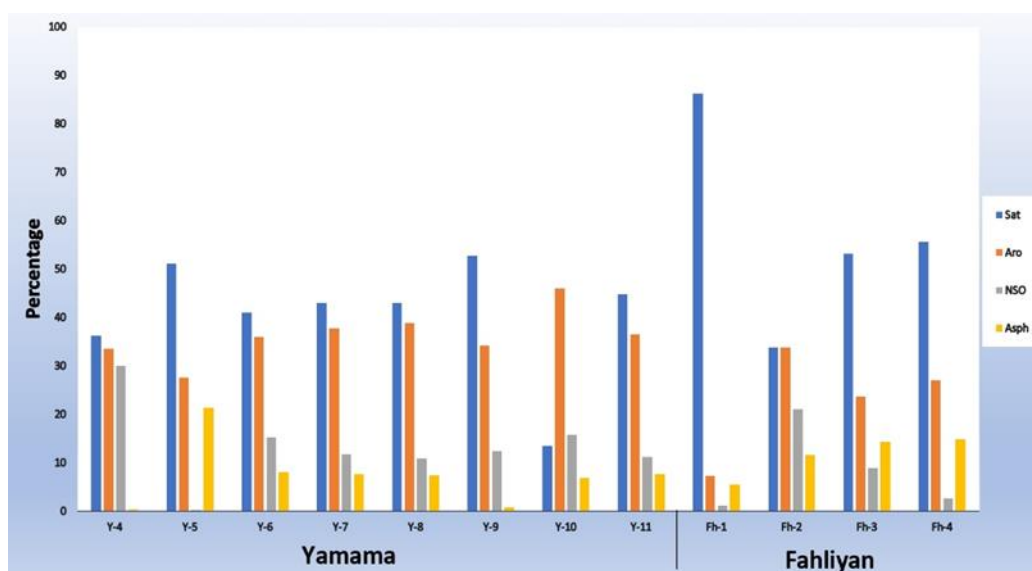
Fig. 2. Stratigraphic section of the western part of Abadan Plain and the Mesopotamian Basin (Modified from Al-Ameri et al., 2009); studied formations are marked in red

۴- بحث

۴-۱- خصوصیات هیدروکربنی

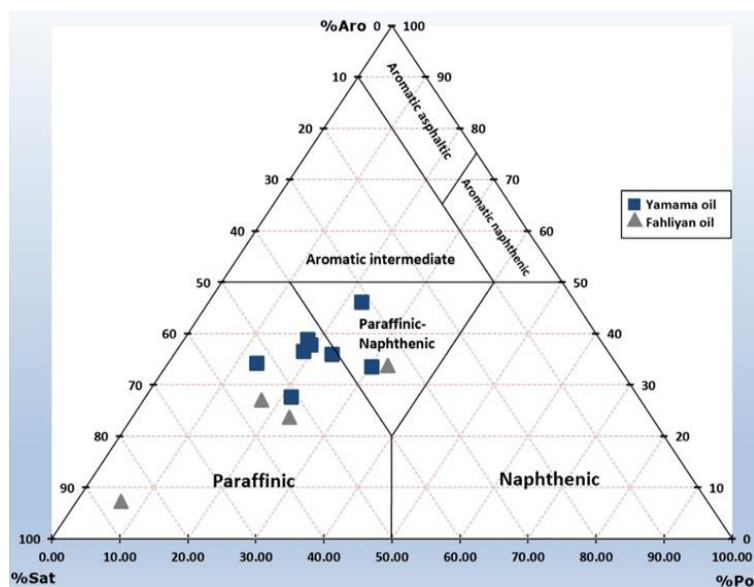
با هدف بررسی و تشخیص شباهت و تفاوت در خصوصیات هیدروکربنی نمونه‌های مورد مطالعه میادین، نمونه نفت‌ها با استفاده از تکنیک کروماتوگرافی ستونی یا تست SARA تفکیک شدند. مقایسه نتایج در شکل ۳ نشان می‌دهد که روند تغییرات مقادیر برش‌های SARA، برای نمونه‌های سازندهای فهلیان و یاماما غالباً به صورت هماهنگ با یکدیگر است و تقریباً در همه نمونه‌ها ترکیبات اشباع و بعد آروماتیک بیشترین فراوانی را دارند. در نمونه Y-10، آروماتیک‌ها ترکیب غالب هستند که می‌توان این موضوع را به دلیل تأثیر فرآیندهای ثانویه دانست. همینطور در نمونه Fh-1 مقدار ترکیبات اشباع در مقایسه با سایر نمونه‌ها درصد بیشتری را به خود اختصاص می‌دهد که می‌تواند نمایانگر بلوغ بیشتر این نمونه باشد. با استفاده از مقادیر ترکیبات اشباع، آروماتیک و قطبی (رزین و آسفالتن) و پلات کردن آن‌ها در یک نمودار سه‌گوش؛ می‌توان کیفیت، نوع و طبقه‌بندی نفت‌ها را شناسایی کرد (Tissot and Welte., 1984). با توجه به محدوده قرارگیری نمونه‌های مورد مطالعه (شکل ۴)، نمونه‌ها عموماً در زمره نفت‌های پارافینیک (Paraffinic) و بعد پارافینیک- نفتنیک (Naphthenic- Paraffinic) قرار دارند.

کروماتوگرافی گازی متصل به یک تله یونی در طیف‌سنج جرمی با مدل Finnigan MAT GCQ انجام شد. در آنالیز کروماتوگرافی گازی محدوده دمایی ۴۰ تا ۳۰۰ درجه سانتیگراد با نرخ افزایشی ۴ درجه سانتیگراد در دقیقه و یک دوره هم‌دمای (Isothermal) به مدت ۱۵ دقیقه بوده است و در این آنالیز از گاز هلیوم به عنوان گاز حامل با مقدار جریان ثابت استفاده شده است. بدین ترتیب میزان ترکیبات هیدروکربنی همچون بیومارکرها بر مبنای استانداردها و محاسبات لازم به دست آمده است. در مرحله آنالیز ایزوتوپ پایدار کربن، برش‌های اشباع و آروماتیک نمونه‌های نفتی توسط دستگاه آنالیزگر عنصری- طیف‌سنج جرمی ایزوتوپی (IRMS-EA) مورد آنالیز قرار گرفته‌اند. تکنیک استفاده شده برای این آنالیز دستگاه Thermofisher Delta V Isotope Ratio Mass Spectrometer می‌باشد. در این روش، کربن آلی موجود در نمونه‌ها طی فرآیند احتراق در دمای حدود ۱۰۰۰ درجه سانتیگراد به مونوکسید کربن تبدیل می‌شود. سپس گاز حاصل به درون ستون کروماتوگرافی که تحت شرایط هم‌دمای قرار دارد وارد شده و در آخر ترکیبات خروجی از ستون به ترتیب بر اساس جرم مولکولی از یکدیگر تفکیک و اندازه‌گیری می‌شوند. در نهایت ترکیب ایزوتوپی هر مولکول بر مبنای مقایسه با ترکیب ایزوتوپی در نمونه استاندارد (PDB) بیان می‌شوند. در پایان پارامترهای به دست آمده مورد ارزیابی و مطالعه قرار گرفتند.



شکل ۳- مقایسه درصد اجزا SARA در نمونه‌های نفت فهلیان و یاماما

Fig. 3. Comparison of SARA fractions for oil samples



شکل ۴- نمودار سه گوش درصد برش‌های تشکیل دهنده هیدروکربن نمونه‌های نفتی یاماما و فهلیان (Tissot and Welte., 1984)

Fig. 4. Ternary diagrams for the bulk composition of oil samples (Tissot and Welte., 1984).

حقیقت فاصله عمودی یک نمونه نفتی از بهترین خط جدایش دو محیط بر روی نمودار تغییرات $\delta^{13}C_{Aro}$ در برابر $\delta^{13}C_{Sat}$ است که از طریق معادله زیر قابل محاسبه است (Sofer., 1984):

(رابطه ۱)

$$CV = -2.53 \delta^{13}C_{Sat} + 2.22 \delta^{13}C_{Aro} - 11.65$$

نمونه‌هایی که دارای CV کمتر از ۰/۴۷ می‌باشند مربوط به محیط دریایی و نمونه‌هایی که دارای CV بالاتر از ۰/۴۷ هستند را به مواد آلی با منشأ قاره‌ای نسبت می‌دهند. همچنین با قراردادن نسبت پریستان به فیتان در مقابل CV می‌توان اطلاعات ارزشمندی درباره منشأ نفت‌ها و محیط ته‌نشست مواد آلی به دست آورد (Sofer., 1984). نسبت بالای پریستان به فیتان در ارتباط با نفت‌های با منشأ قاره‌ای است که دارای CV بالا هستند و در مقابل نسبت پایین پریستان به فیتان مرتبط با نفت‌های با منشأ دریایی است که دارای CV پایین هستند که بیانگر این است قبل از نهشت رسوبات، اکسیدی شدن سنگ‌های منشأ قاره‌ای بسیار محتمل‌تر از اکسیدی شدن سنگ‌های منشأ دریایی است (Chung et al., 1992). بر این اساس شکل ۵ نشان‌دهنده منشأ دریایی و احیایی برای نمونه‌های یاماما و فهلیان است.

۲-۴- شاخص‌های سنگ‌شناسی و محیط رسوب‌گذاری

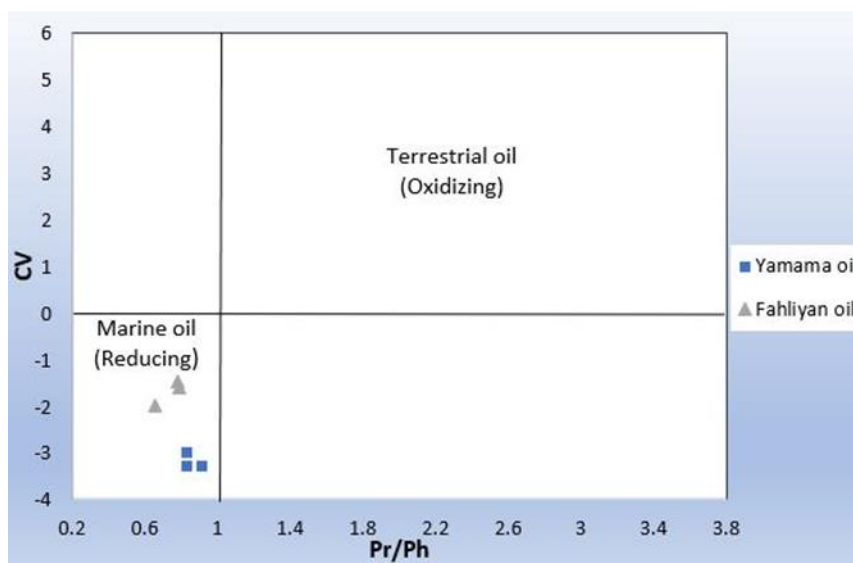
پریستان (Pristane) و فیتان (Phytane)، ایزوپرنوئیدهای (Isoprenoid) حلقوی هستند که به ترتیب از اکسایش و احیا فیتول (Phytol) حاصل می‌شوند. معمولاً مقادیر Pr/Ph کمتر از ۱ بیانگر نهشت در محیط رسوبی احیایی است (Tissot and Welte., 1984; Waples., 1985). بر این اساس نمونه‌های نفتی از سنگ منشأ تشکیل شده در یک محیط رسوبی احیایی نشأت می‌گیرند. البته این نسبت می‌تواند تحت تأثیر عوامل گوناگون دیگری نیز قرار گیرد (Hughes et al., 1995). به همین دلیل در این پژوهش برای اطمینان بیشتر، از سایر پارامترها نیز استفاده شده است. نسبت $C_{35}S$ به کل هوپان‌ها (Hopane) در نفت‌های حاصل از محیط احیایی، بالا است (Dahl et al., 1994). همچنین نسبت $C_{35}S/C_{34}S$ بیشتر از یک، بیانگر شرایط شدید احیایی است لذا با استفاده از این نسبت می‌توان شرایط احیایی حاکم در زمان رسوب‌گذاری سنگ منشأ را مشخص نمود. براساس جدول ۱، سنگ منشأ مورد نظر در یک محیط با شرایط معمول احیایی نهشت یافته است.

بر اساس پردازش آماری، می‌توان پارامتر متغیر استاندارد (Canonical variable یا CV) را محاسبه کرد. CV، در

جدول ۱- پارامترهای بیومارکری نمونه‌های نفت مخازن یاماما و فهلیان. داده‌های نمونه‌های Y-1 تا Y-13 از مقالات (Abeed et al., 2011; Abeed et al., 2012; Al-Ibrahim and Al-Ameri., 2015; Al-Khafaji et al., 2019) استخراج شده‌اند.

Table 1. Biomarker parameters of the Yamama and the Fahliyan oil samples. (The Yamama oil samples data are adapted from Abeed et al., 2011; Abeed et al., 2012; Al-Ibrahim and Al-Ameri., 2015; Al-Khafaji et al., 2019)

Samples	Y-1	Y-2	Y-3	Y-4	Y-5	Y-6	Y-7	Y-8	
Oil field	Ratawi	Ratawi	Jerishan	Ratawi	Ratawi	Ratawi	Ratawi	Ratawi	
Approximate Depth	3646	3630	n.d	3646	3630	3781	3630	3698	
Sat%	n.d	n.d	n.d	36.2	51.1	40.9	43	43	
Aro%	n.d	n.d	n.d	33.5	27.6	35.9	37.7	38.8	
NSO%	n.d	n.d	n.d	30	0.1	15.2	11.7	10.9	
Asph%	n.d	n.d	n.d	0.3	21.3	8.1	7.6	7.4	
Pol%	n.d	n.d	n.d	30.3	21.4	23.3	19.3	18.3	
API	38.1	38.1	39.9	37	37	29	30.9	32.2	
δC_{13} Sat	-26.35	-26.46	-26.63	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	
δC_{13} Aro	-26.25	-26.25	-26.58	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	
CV	-3.25	-2.98	-3.28	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	
C27%	37.2	37.4	35.5	n.d	37	33.4	34.4	33.9	
C28%	22.6	22.1	21.6	n.d	21	24.6	23.8	23.7	
C29%	40.2	40.5	42.9	n.d	42	42	41.8	42.4	
Pr/Ph	0.91	0.83	0.83	0.75	0.75	0.47	0.77	0.77	
Pr/n-C17	0.17	0.16	0.16	0.17	0.24	0.19	0.18	0.17	
Ph/n-C18	0.25	0.26	0.23	0.29	0.28	0.3	0.28	0.28	
C29 20S/(20S+20R)	n.d	n.d	n.d	0.53	0.55	n.d	n.d	n.d	
C290 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	n.d	n.d	n.d	0.63	0.62	n.d	n.d	n.d	
Ts/Ts+Tm	n.d	n.d	n.d	0.39	0.42	n.d	n.d	n.d	
C35S/C34S	0.89	0.83	0.87	n.d	n.d	0.98	0.98	1.04	
C24/C23	0.27	0.27	0.28	n.d	n.d	0.29	0.29	0.3	
C26/C25	0.9	0.89	0.88	n.d	n.d	0.73	0.72	0.76	
C28/C29	0.56	0.54	0.5	n.d	n.d	0.58	0.57	0.56	
C29/C27	1.08	1.08	1.2	n.d	1.13	1.25	1.21	1.25	
C29/C30	n.d	n.d	n.d	0.59	0.56	1.48	1.53	1.53	
GA/C31R	0.17	0.16	0.16	n.d	n.d	0.22	0.2	0.2	
C31R/H	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	0.33	0.35	0.34	
ETR	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	
CPI	n.d	n.d	n.d	0.81	0.81	0.91	0.95	0.94	
Samples	Y-9	Y-10	Y-11	Y-12	Y-13	Fh-1	Fh-2	Fh-3	Fh-4
Oil field	Subba	Luhais	Tuba	Subba	Rumaila	WKO	WKO	WKO	WKO
Approximate Depth	3693	3663	3809	3572	4141	4100	4075	4085	4090
Sat%	52.8	13.4	44.8	n.d	n.d	86.16	33.71	53.19	55.6
Aro%	34.2	46	36.5	n.d	n.d	7.21	33.71	23.64	27.02
NSO%	12.4	15.8	11.2	n.d	n.d	1.11	21.07	8.87	2.6
Asph%	0.7	6.8	7.6	n.d	n.d	5.53	11.5	14.3	14.78
Pol%	13.1	22.6	18.8	n.d	n.d	6.64	32.57	23.17	17.38
API	39.9	25.9	32.3	n.d	n.d	37	38	33	36
δC_{13} Sat	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	-27.5	n.d	-27.1	-27
δC_{13} Aro	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	-26.4	n.d	-25.8	-25.6
CV	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	-1.98	n.d	-1.6	-1.47
C27%	35.5	34.4	33	n.d	n.d	0.46	0.39	0.34	0.34
C28%	21.6	24.4	25.3	n.d	n.d	0.2	0.23	0.25	0.24
C29%	42.9	41.2	41.7	n.d	n.d	0.34	0.39	0.41	0.43
Pr/Ph	0.83	0.78	0.72	0.29	n.d	0.66	0.65	0.79	0.78
Pr/n-C17	0.16	0.18	0.19	0.27	n.d	0.2	0.46	0.39	0.36
Ph/n-C18	0.23	0.29	0.31	0.45	n.d	0.37	0.5	0.45	0.5
C29 20S/(20S+20R)	n.d	n.d	n.d	0.6	0.42	0.5	0.54	0.52	0.55
C290 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	n.d	n.d	n.d	0.81	0.71	0.61	0.57	0.55	0.54
Ts/Ts+Tm	n.d	n.d	n.d	0.24	0.27	0.61	0.42	0.29	0.36
C35S/C34S	0.87	0.14	1.03	n.d	n.d	0.85	0.92	0.6	0.65
C24/C23	0.28	0.26	0.33	n.d	n.d	0.48	0.5	0.4	0.45
C26/C25	0.88	0.72	0.92	n.d	n.d	0.8	n.d	0.8	0.73
C28/C29	0.5	0.59	0.6	n.d	n.d	0.58	0.58	0.6	0.56
C29/C27	1.2	1.19	1.26	n.d	n.d	0.73	1	1.2	1.26
C29/C30	1.63	1.63	1.38	0.03	0.29	0.94	1.2	1.25	1.33
GA/C31R	0.16	0.24	0.16	n.d	n.d	0.09	0.07	0.14	0.13
C31R/H	0.36	0.33	0.34	n.d	n.d	0.37	0.44	n.d	0.43
ETR	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	0.95	1.05	1.1	1.06
CPI	0.96	0.92	0.92	0.99	n.d	1.01	0.96	0.96	1.11

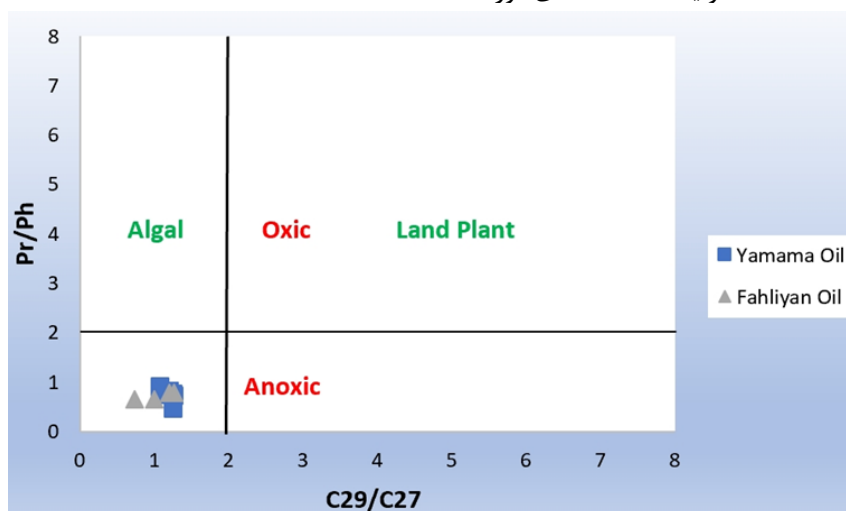


شکل ۵- نمودار مقادیر CV(Canonical Variable) در مقابل Pr/Ph برای نمونه‌های آنالیز شده (Sofer., 1984)

Fig. 5. Plot of CV (Canonical Variable) versus Pr/Ph for the analyzed samples (Sofer., 1984)

مطالعه در محیطی احیایی و دریایی (Algal-Anoxic) نهشته شده است (Andrusevich et al., 2000).

همانطور که در شکل ۶ مشاهده می‌کنید با در مقابل هم قرار دادن نسبت‌های Pr/Ph در مقابل نسبت C_{29}/C_{27} این نتیجه حاصل می‌شود که سنگ منشأ تولیدکننده نفت‌های مورد



شکل ۶- نمودار نسبت Pr/Ph در مقابل نسبت C_{29}/C_{27} برای نمونه‌های آنالیز شده (Andrusevich et al., 2000)

Fig. 6. Plot of Pr/Ph versus C_{29}/C_{27} for the analyzed samples (Andrusevich et al., 2000)

II (منشأ دریایی، جلبکی) مشتق گردیده است. همچنین بیانگر عدم تخریب زیستی، بلوغ بالا و محیط احیایی است.

از فراوانی نسبی استران‌های (Sterane) C_{27} ، C_{28} و C_{29} در جهت تعیین محیط رسوبی سنگ منشأ نفت‌ها و تطابق آن‌ها با یکدیگر استفاده می‌کنند. منشأ اصلی استران‌های C_{27} در ترکیب نفت خام، مواد آلی دریایی مثل جلبک‌ها هستند،

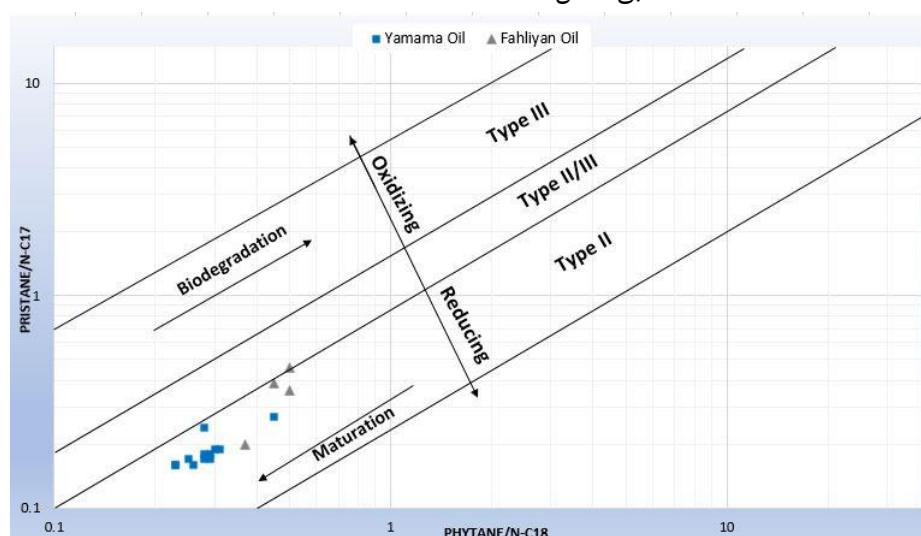
ترسیم مقادیر $Pr/n-C_{17}$ و $Ph/n-C_{18}$ نمونه‌ها در برابر یکدیگر (شکل ۷)؛ اطلاعات مفیدی درباره نوع کروژن، شرایط اکسیداسیون- احیا، محیط رسوبی و بلوغ حرارتی ارائه می‌دهد (Kaufman et al., 1990; Peters et al., 2005). این نمودار بیانگر شرایط احیایی محیط رسوب‌گذاری برای سنگ منشأ مولد نمونه‌های نفتی یاماما و فهلیان می‌باشد که از کروژن نوع

نمونه‌های سازند یاماما و فهلیان در یک محیط دریایی قرار گرفته‌اند. همچنین با توجه به اختلاف مجاز مقادیر، می‌توان گفت نمونه‌ها در یک خانواده نفتی قرار دارند.

گاماسران (Gammacerane) یک ترپان (Terpane) پنج حلقه‌ای است که به دلیل مقاومت خوبی که در برابر تجزیه زیستی نشان می‌دهد، می‌تواند در نفت و سنگ‌های منشأ مختلف حضور داشته باشد. این بیومارکر شاخص مناسبی برای تعیین میزان شوری محیط نهشت سنگ منشأ است. بر این اساس همانطور که در جدول ۱ قابل مشاهده است، نمونه‌های یاماما و فهلیان به دلیل مقادیر پایین نسبت $\text{Gammacerane}/\text{C}_{31}\text{R}$ ، از مواد آلی نهشت یافته در محیط رسوبی با شوری کم نشأت گرفته‌اند (Peters et al., 2005).

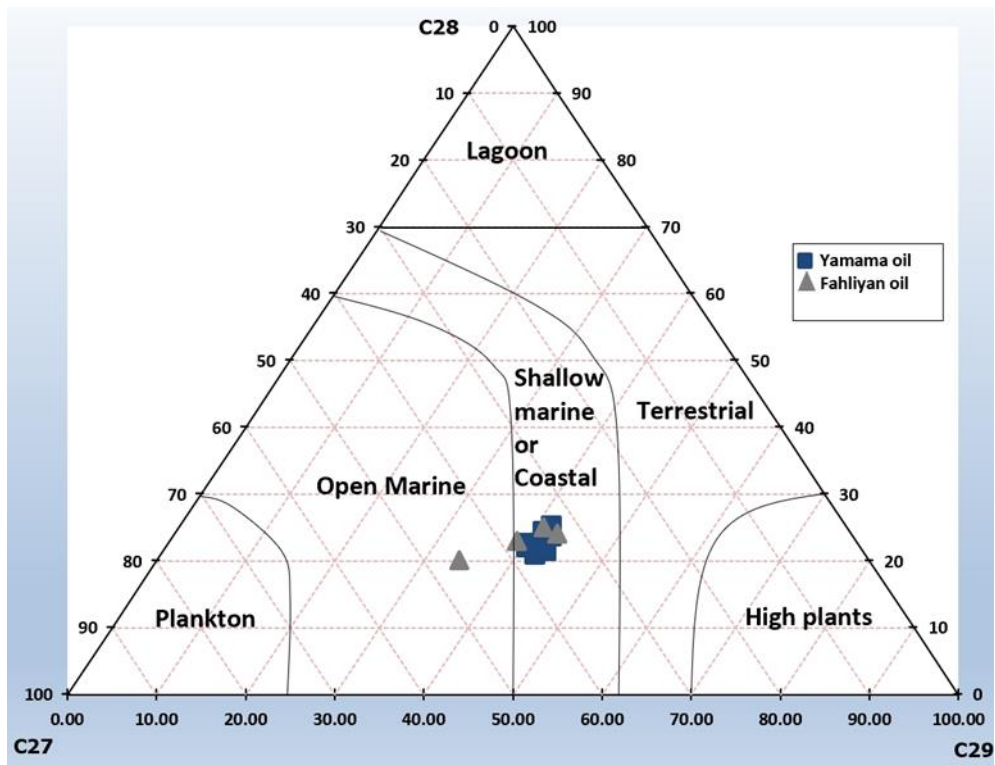
مقادیر پایین‌تر از 0.6 نسبت $\text{C}_{24}/\text{C}_{23}$ بیانگر سنگ‌شناسی کربناته برای سنگ منشأ است (Peters et al., 2005). با توجه به مقادیر این نسبت‌ها که در جدول ۱ آمده است، سنگ منشأ نمونه‌های یاماما و فهلیان دارای سنگ‌شناسی کربناته بوده است. همینطور نسبت بالای $\text{C}_{31}\text{R}/\text{H}$ در مقابل نسبت پایین ترپان‌های سه‌حلقه‌ای $\text{C}_{26}/\text{C}_{25}$ که در شکل ۱۰ نشان داده شده است، برای نفت‌های مخازن مورد مطالعه بیانگر منشأ کربناته می‌باشد (Peters and Moldowan., 1993).

استران‌های C_{28} بیشتر از فیتوپلانکتون‌های (Phytoplankton) دریایی و جلبک‌های دریاچه‌ای تشکیل شده‌اند و منبع استران‌های C_{29} عموماً گیاهان عالی خشکی‌زی هستند (Grantham and Wakefield., 1988). باید به این نکته نیز توجه کرد که موجودات دریایی نیز می‌توانند مولد C_{29} باشند (Moldowan et al., 1985). نمونه‌های نفت و سنگ منشأ دارای گسترش مشابه در استران‌ها، اغلب یک خانواده را تشکیل می‌دهند، اما این خانواده لزوماً نمی‌تواند به‌تنهایی نشان‌دهنده وجود رابطه زایشی بین آن‌ها باشد و تنها می‌تواند نشان دهد که نفت‌ها از یک نوع ماده آلی تولید شده‌اند. برای اثبات وجود رابطه زایشی باید دیگر پارامترها نیز این ارتباط را تأیید نمایند (Dembicki., 2016). با توجه به نمودار سه‌گوش شکل ۸ و نحوه توزیع مقادیر درصد بیومارکرهای استرانی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه، می‌توان بیان کرد که نمونه‌های نفتی از یک منشأ دریایی نشأت می‌گیرند (Peters et al., 2005). با استفاده از پلات کردن مقادیر δC_{13} Saturate در مقابل مقادیر δC_{13} Aromatic می‌توان محیط تشکیل نفت و سنگ منشأ را از نظر دریایی بودن یا نبودن بررسی کرد (Sofer., 1984). همچنین می‌توان از این نسبت برای تطابق نیز استفاده کرد. در اختلاف‌های کمتر از ۲ پرمیل بین نمونه‌ها تطابق وجود خواهد داشت. باید توجه کرد که تفاوت در میزان بلوغ حرارتی نمونه‌ها، تنها باعث اختلاف ایزوتوپی در حدود ۲ تا ۳ پرمیل می‌گردد و تفاوت‌های بیش از ۲ تا ۳ پرمیل معمولاً نشان‌دهنده نبود تطابق بین نمونه‌ها است (Peters et al., 2005). مطابق شکل ۹،



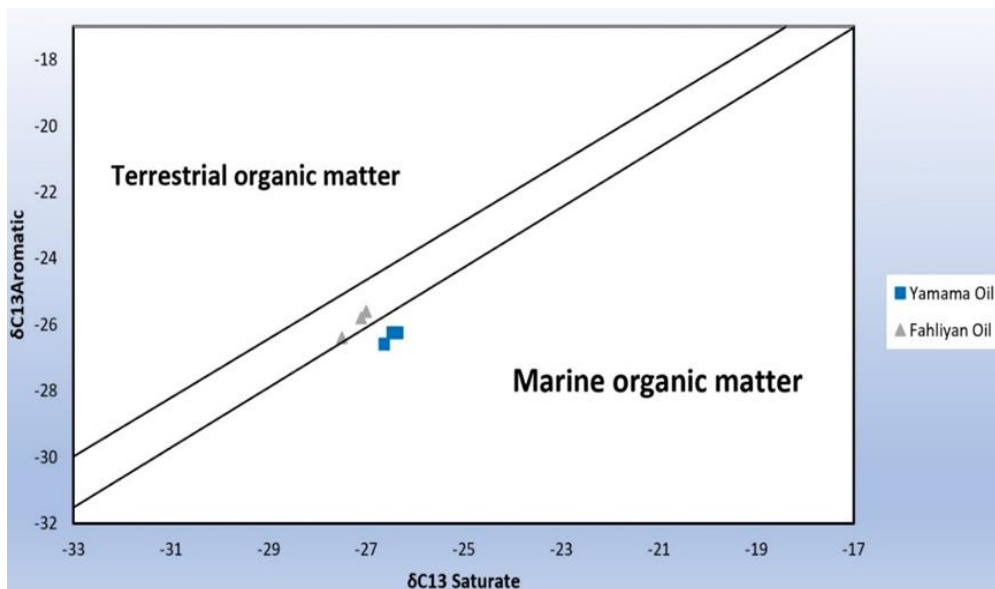
شکل ۷- نمودار تغییرات مقادیر $\text{Pr}/\text{n-C17}$ در مقابل $\text{Ph}/\text{n-C18}$ برای نمونه‌های آنالیز شده (Connan and Cassou., 1980)

Fig. 7. Plot of $\text{Pr}/\text{n-C17}$ versus $\text{Ph}/\text{n-C18}$ for the analyzed samples (Connan and Cassou., 1980)



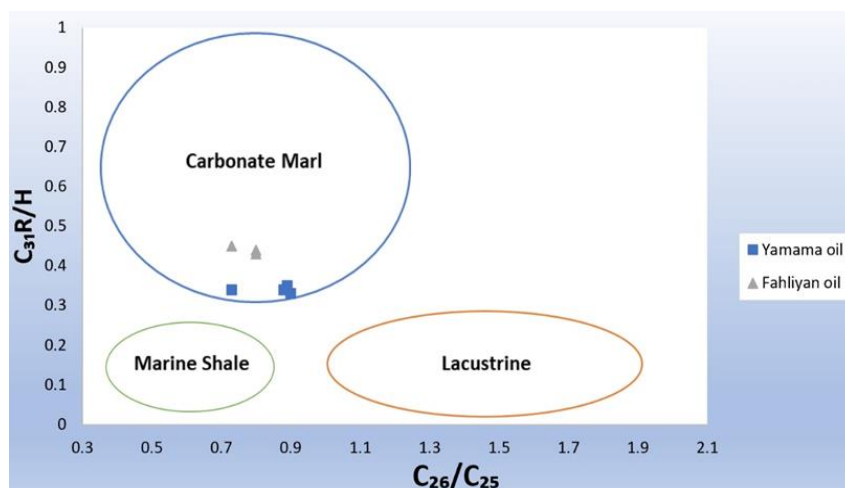
شکل ۸- نمودار سه گوش استران‌های C₂₇, C₂₈ و C₂₉ (Peters et al., 2005)

Fig. 8. Ternary diagram of C₂₇, C₂₈ and C₂₉ regular steranes (Peters et al., 2005)



شکل ۹- نمودار مقادیر δ¹³ Aromatic در مقابل مقادیر δ¹³ Saturate برای نمونه‌های آنالیز شده (Sofer., 1984)

Fig. 9. Plot of δ¹³ Aromatic versus δ¹³ Saturate for analyzed samples (Sofer., 1984)



شکل ۱۰- نمودار مقادیر $C_{31}R/H$ در مقابل C_{26}/C_{25} برای نمونه‌های آنالیز شده (Peters and Moldowan., 1993)

Fig. 10. Plot of $C_{31}R/H$ versus C_{26}/C_{25} for analyzed samples (Peters and Moldowan., 1993)

۳-۴ - شاخص‌های سن زمین‌شناسی

ژوراسیک میانی-پسین می‌باشد (Holba et al., 2001) (رابطه ۲). بر این اساس نفت‌های تریاس دارای مقادیر $ETR \leq 2$ ، نفت‌های ژوراسیک پیشین دارای مقادیر $ETR \leq 2$ و نمونه‌های مربوط به ژوراسیک میانی تا پسین دارای مقادیر $ETR < 1/2$ هستند. ETR در نمونه‌های فهلیان مقادیر کمتر از $1/2$ را نشان می‌دهد که این نتیجه نیز تأییدکننده موارد فوق است.

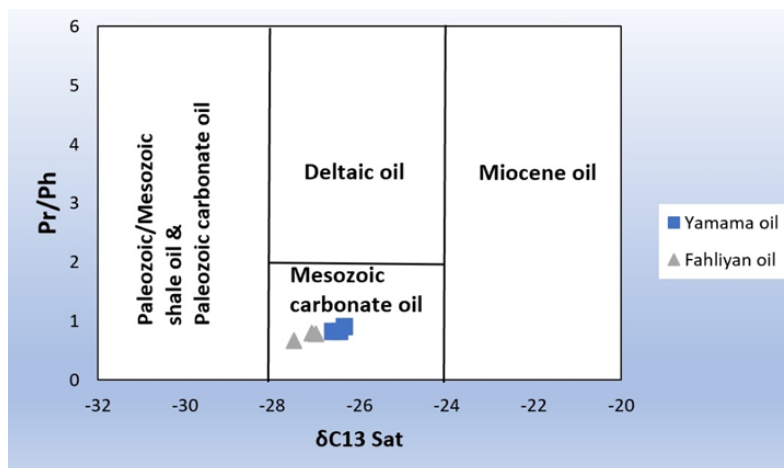
$$ETR = \frac{C_{28} + C_{29}}{T_s} \quad (\text{رابطه ۲})$$

۴-۴ - شاخص‌های بلوغ حرارتی

تفاوت در مقدار API می‌تواند ناشی از تفاوت در بلوغ باشد، به طوری که مقادیر پایین API بیانگر بلوغ کم نمونه‌ها است و بالعکس (Peters et al., 2005). با قراردادن این مقادیر در برابر درصد ترکیبات اشباع نفت که خود نیز با بلوغ رابطه دارد می‌توان درباره بلوغ نمونه‌ها اظهار نظر کرد. بنابر شکل ۱۳، نمونه‌های سازندهای فهلیان و یاماما در شرایط بلوغ ایده‌آلی قرار دارند و با توجه به درجه API آن‌ها نمونه‌ها در بازه نفت‌های سبک و متوسط قرار می‌گیرند. از مقادیر شاخص ترجیحی کربن (Carbon preference index یا CPI) می‌توان برای تعیین بلوغ نمونه‌ها استفاده کرد. مقادیر نزدیک به ۱ برای این نسبت بیانگر بالغ بودن سنگ منشأ است (Peters and Moldowan., 1993). با استفاده از فرمول زیر (رابطه ۳)، مقادیر CPI در نمونه‌ها در حدود ۱ است که بیان دارد سنگ منشأ مورد نظر بالغ می‌باشد.

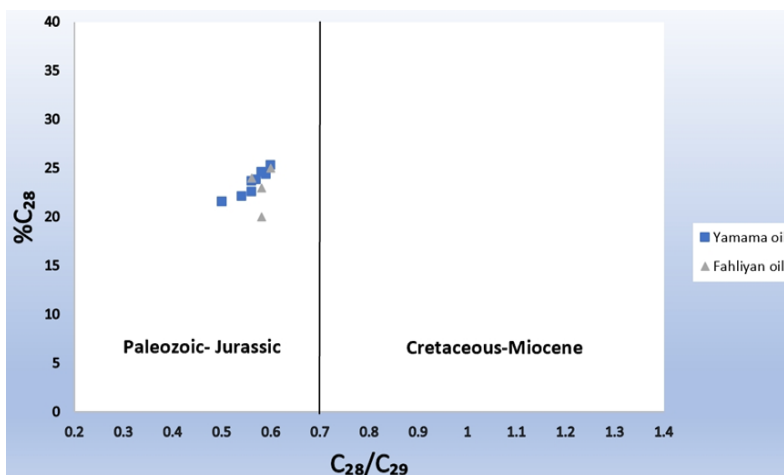
با استفاده از نمودار نسبت پرستان به فیتان در برابر میزان ایزوتوپ پایدار کربن نفت (δC_{13}) بخش اشباع می‌توان در مورد سن و سنگ‌شناسی سنگ منشأ اظهار نظر کرد (Chung et al., 1992). شکل ۱۱ بیانگر این موضوع است که تمامی نمونه‌های نفتی در محدوده سنگ منشأ کربناته با سن مزوزوئیک قرار می‌گیرند. افزایش گوناگونی فیتوپلانکتون‌ها نظیر دیاتومه‌ها (Diatoms)، کوکولیتوفرها (Coccolithophores) و دینوفلاژله‌ها (Dinoflagellates) در ژوراسیک و کرتاسه می‌تواند سبب افزایش C_{28} در ترکیب نفت یا بیتومن شود و حضور C_{29} در طول زمان زمین‌شناسی کم‌رنگ و کم‌رنگ‌تر می‌شود. بنابراین در نفت‌هایی با منشأ دریایی می‌توان با استفاده از نسبت استران C_{28} به C_{29} ، سن حدودی منشأ نفت‌ها را بیان کرد. این نسبت در نفت‌های حاصل از سنگ‌های منشأ پرمین تا ژوراسیک پیشین در محدوده $0/4$ تا $0/7$ و در نفت‌های تولیدی از سنگ‌های منشأ ژوراسیک پسین تا میوسن بیشتر از $0/7$ است (Grantham and Wakefield., 1988). در این مطالعه نسبت استران C_{28}/C_{29} در محدوده $0/5$ تا $0/6$ قرار دارد که بر این اساس می‌توان گفت نمونه نفت‌های یاماما و فهلیان مربوط به ژوراسیک می‌باشند (شکل ۱۲).

نسبت تریپان‌های تری‌سیکلیک توسعه یافته (Extended tricyclic terpane ratio یا ETR)، معیار مناسبی برای تفکیک نفت‌ها به سن تریاس، ژوراسیک پیشین و



شکل ۱۱- نمودار نسبت Pr/Ph در مقابل ایزوتوپ پایدار کربن قسمت اشباع نفت برای نمونه‌های آنالیز شده (Chung et al., 1992)

Fig. 11. Plot of Pr/Ph versus δC_{13} Saturate for analyzed samples (Chung et al., 1992)



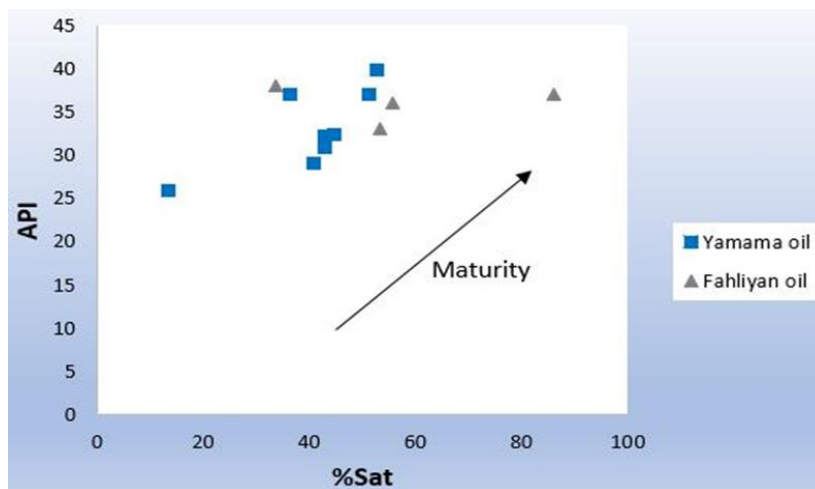
شکل ۱۲- نمودار $\%C_{28}$ در مقابل C_{28}/C_{29} برای نمونه‌های آنالیز شده

Fig. 12. Plot of $\%C_{28}$ versus C_{28}/C_{29} for analyzed samples

به موازات افزایش در میزان بلوغ و همپارش (Isomerization) استران‌های $C_{29} 20S$ و $C_{29} 20R$ ، نسبت $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ از محدوده صفر تا ۰/۷ افزایش می‌یابد و در محدوده ۰/۶۷ تا ۰/۷۱ به تعادل دست می‌یابد (Köster et al., 1997). با استفاده از نسبت $C_{29} 20S/(20S+20R)$ در مقابل $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ نیز می‌توان در مورد بلوغ نمونه‌ها اظهار نظر کرد. همانطور که در شکل ۱۴(b) آمده است این نمودار نیز بیان دارد نمونه‌های سازند یاماما و فهلیان مراحل اولیه بلوغ را طی کرده‌اند و در مراحل بعدی بلوغ نظیر Peak mature یا بالاتر یعنی Late mature قرار دارند (Peters et al., 2005).

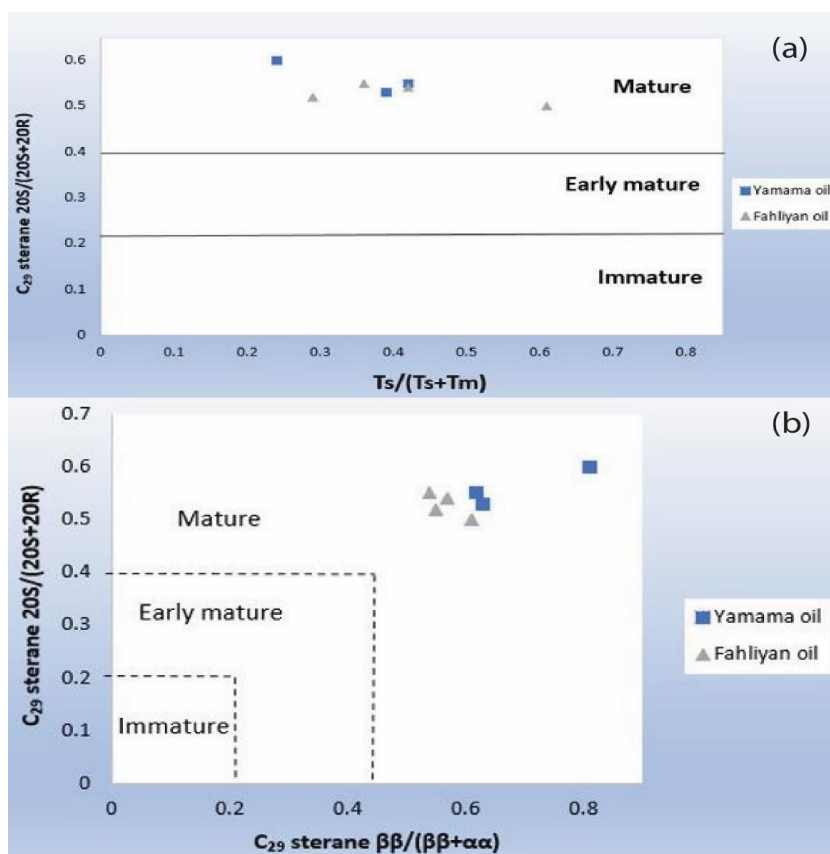
$$CPI = \frac{2(C_{23}+C_{25}+C_{27}+C_{29})}{C_{22}+2(C_{24}+C_{26}+C_{28})+C_{30}} \quad (\text{رابطه ۳})$$

با افزایش بلوغ در نمونه‌های نفت و سنگ منشأ، نسبت Ts به Tm افزایش می‌یابد (Grantham and Wakefield., 1988). البته این نسبت با شیلی‌تر شدن نیز افزایش می‌یابد. پس از اثبات این موضوع که محیط رسوبی و سنگ‌شناسی سنگ منشأ نمونه‌های نفتی یکسان هستند؛ می‌توان از تغییرات $Ts/(Ts+Tm)$ نیز برای درک بلوغ نمونه‌ها بهره برد. با پلات نسبت $C_{29} 20S/(20S+20R)$ در مقابل $Ts/(Ts+Tm)$ می‌توان بیان کرد که نمونه‌ها از نظر بلوغ در چه وضعیتی قرار دارند. بر اساس شکل ۱۴(a)، نمونه‌های نفتی یاماما و فهلیان همگی بالغ (Mature) هستند و از مراحل اولیه بلوغ گذشته‌اند و در مراحل بعدی قرار دارند (Peters et al., 2005).



شکل ۱۳- نمودار مقادیر API در مقابل درصد ترکیبات اشباع برای نمونه‌های آنالیز شده

Fig. 13. Plot of API versus % saturated components

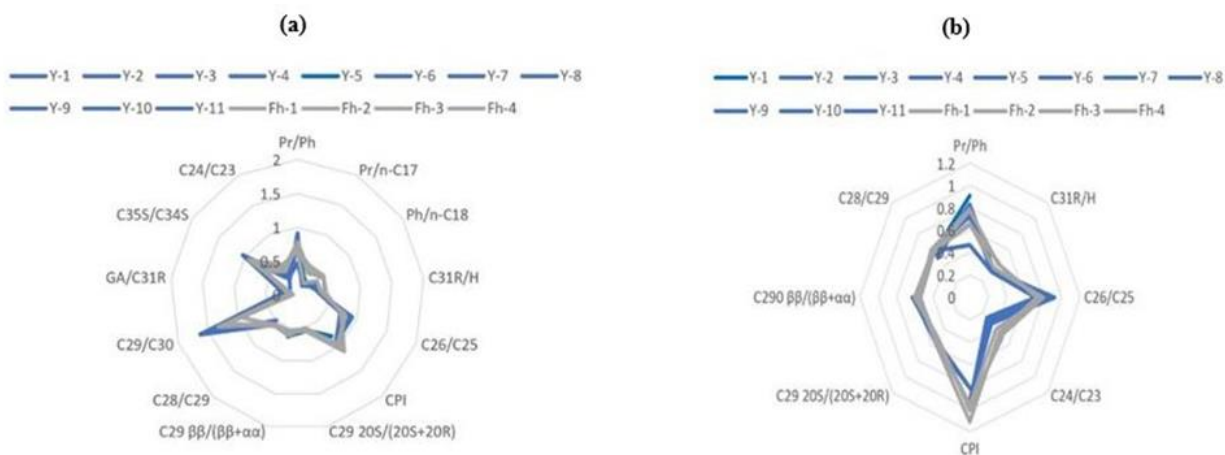


شکل ۱۴- (a) نمودار $C_{29} 20S/(20S+20R)$ در مقابل $Ts/(Ts+Tm)$ در نمونه‌های آنالیز شده (Peters et al., 2005) و (b) نمودار $C_{29} 20S/(20S+20R)$ در مقابل $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ در نمونه‌های آنالیز شده (Peters et al., 2005)

Fig. 14. (a) Plot of $C_{29} 20S/(20S+20R)$ versus $Ts/(Ts+Tm)$ for analyzed samples (Peters et al., 2005), and (b) Plot of $C_{29} 20S/(20S+20R)$ versus $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ for analyzed samples (Peters et al., 2005)

لحاظ شده‌اند. همانطور که مشخص است نمونه‌های نفت مخازن فهلیان و یاماما در یک خانواده قرار دارند که می‌توان زایش، مهاجرت و تجمع نفت‌های این دو مخزن را یکسان در نظر گرفت.

۴-۵- بررسی کلیه شاخص‌ها به کمک نمودار ستاره‌ای نمودار ستاره‌ای پارامترهای حاصل از آنالیزهای انجام شده در شکل ۱۵ نشان داده شده است. کلیه پارامترهایی که در مورد آن‌ها بحث شد؛ جهت اطمینان از تطابق در نمودار ستاره‌ای نیز



شکل ۱۵- (a) و (b) نمودارهای ستاره‌ای بیومارکرهای مورد مطالعه برای نمونه‌های آنالیز شده

Fig. 15. (a), and (b) Star diagrams of studied biomarkers for analyzed samples

محیط شدید نبوده و نسبت پایین Gammacerane/C₃₁R بیانگر شوری پایین در محیط رسوبی مواد آلی تشکیل دهنده نفت مخازن است.

از دیدگاه سنگ‌شناسی با توجه به نسبت C₂₄/C₂₃، نسبت δC₁₃ Pr/Ph در مقابل C₂₆/C₂₅ و همچنین Pr/Ph در مقابل δC₁₃ Saturate منشأ از نوع کربناته می‌باشد. نمودار نسبت Pr/Ph در برابر δC₁₃ Saturate همچنین بیانگر این موضوع است که تمامی نمونه‌های نفتی در محدوده سنی مزوزوئیک قرار می‌گیرند. همینطور براساس شاخص‌های بیومارکری سن نظیر ETR و نسبت C₂₈/C₂₉ مشخص شد نمونه‌های فهلیان و یاماما مربوط به ژوراسیک هستند و محتمل‌ترین منشأ برای آن‌ها سرگلو و گرو (سولایی) می‌باشد. نمودار API در برابر درصد Saturate، شاخص CPI، نسبت Ts/Ts+Tm در مقابل C₂₉ 20S/(20S+20R) و نسبت C₂₉ ββ/(ββ+αα) در مقابل C₂₉ 20S/(20S+20R) بیان دارد سنگ منشأ بالغ (Mature) است و همانطور که مشاهده شد نمونه‌ها در سطوح بالای بلوغ نظیر Peak mature یا بالاتر یعنی Late mature قرار دارند. مطابقت پارامترهای بیومارکری در نمودار ستاره‌ای و اختلاف مجاز مقادیر ایزوتوپی کربن ۱۳ ترکیبات اشباع و آروماتیک نمونه‌ها نیز مؤید تطابق خوب نمونه‌های نفتی مخازن است؛

۵- نتیجه‌گیری

با توجه به مطالب ذکر شده و مطالعات صورت گرفته می‌توان نتیجه گرفت از نظر ویژگی‌های توصیفی هیدروکربن‌ها، نمودار سه‌گوش درصد برش‌های تشکیل دهنده هیدروکربن بیانگر این است که نفت‌ها از نوع پارافینیک و پارافینیک-نفتنیک هستند که در این تقسیم‌بندی نفت‌های پارافینیک گونه غالب هستند. از نظر گرانروی نمونه‌های نفتی غالباً سبک و در موارد دیگر متوسط هستند و در نمونه‌ها ترکیبات اشباع و بعد آروماتیک بر سایر ترکیبات برتری دارند. همچنین از نظر کیفیت مواد آلی، براساس نمودار Pr/n-C₁₇ در مقابل Ph/n-C₁₈، نفت‌ها از کروژن نوع II نشأت می‌گیرند. نمودار سه‌گوش استران‌های C₂₇، C₂₈ و C₂₉، نمودار Pr/n-C₁₇ در مقابل Ph/n-C₁₈، پارامتر CV و نمودار نسبت‌های ایزوتوپی کربن ۱۳ ترکیبات اشباع و آروماتیک بیان دارد سنگ منشأ احتمالی در یک محیط دریایی و احیایی تشکیل شده است. همینطور از نسبت Pr/Ph در مقابل نسبت C₂₉/C₂₇ نیز این نتیجه حاصل می‌شود که سنگ منشأ تولیدکننده نفت‌های مورد مطالعه در محیطی احیایی و دریایی (Algal-Anoxic) نهشته شده است. نسبت پریستان به فیتان کمتر از یک نیز مؤید نهشت سنگ منشأ در یک محیط احیایی است و در نهایت نسبت C₃₅S/C₃₄S بیان دارد خاصیت احیایی

بیشتر از سیستم‌های نفتی موجود، مسیرهای مهاجرت هیدروکربن و شارژ مخازن خواهد شد که در نهایت پیشرفت و موفقیت هرچه بیشتر برنامه توسعه میادین نفتی را به دنبال خواهد داشت.

به طوری که می‌توان آن‌ها را در یک خانواده نفتی جای داد. در نهایت مطابق شباهت‌های بیومارکری بین نمونه‌های فلهلیان و یاماما؛ می‌توان بیان کرد که سیستم نفتی و مهاجرت یکسان در هر دو منطقه وجود دارد. نتایج حاصل سبب کسب اطلاعات

مراجع

- Abeed, Q., Al-Khafaji, A.J., Littke, R., 2011. Source rock potential of the Upper Jurassic – Lower Cretaceous succession in the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq. *Journal of Petroleum Geology* 34, 117-134. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1747-5457.2011.00497.x>
- Abeed, Q., Leythaeuser, D., Littke, R., 2012. Geochemistry, origin and correlation of crude oils in Lower Cretaceous sedimentary sequences of the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq. *Organic Geochemistry* 46, 113-126. <http://dx.doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.02.007>
- Abeed, Q., Littke, R., Strozyk, F., Uffman, A., 2013. The Upper Jurassic–Cretaceous petroleum system of southern Iraq: A 3-D basin modelling study. *GeoArabia* 18, 179-200. <https://doi.org/10.2113/geoarabia1801179>
- Aghanabati, A., 2004. The Geology of Iran. Geological Survey of Iran Publication, Tehran, p. 586.
- Alizadeh, B., Saadati, H., Rashidi, M., Kobraei, M., 2015. Geochemical investigation of oils from Cretaceous to Eocene Sedimentary sequences of the Abadan Plain, Southwest Iran. *Marine and Petroleum Geology* 73, 609-619. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.11.002>
- Al-Ameri, Th., Al-Khafaji, A., Jasim, S., 2015. IRP11- Yamama Formation Oil Source Assessment using Biomarkers & Carbon Isotope Analysis, Ratawi Oil Field, Southern Iraq. 3rd European Association of Geoscientists and Engineers Workshop on Iraqi oil, Dubai. <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.1.1046.9845>
- Al-Ameri, Th., Al-Khafaji, A., Zumberge, J., 2009. Petroleum system analysis of the Mishrif reservoir in the Ratawi, Zubair, North and South Rumaila oil fields, southern Iraq. *GeoArabia* 14, 91-108. <http://dx.doi.org/10.2113/geoarabia140491>
- Al-Ibrahim, R., Al-Ameri, Th., 2015. Crude oil analysis of the Yamama Formation in the Subbah, Tuba and Luhais oil fields, Southern Iraq. *Iraqi Journal of Science* 56, 1425-1437.
- Al-Khafaji, A.J., Al-Najm, F.M., Al-Ibrahim, R.N., Sadooni, F.N., 2019. Geochemical investigation of Yamama crude oils and their inferred source rocks in the Mesopotamian Basin, Southern Iraq. *Petroleum Science and Technology* 37, 2025-2033. <http://dx.doi.org/10.1080/10916466.2019.1578801>
- Al-Khafaji, A.J., Al-Najm, F.M., Al-Refaia, R., Sadooni, F.N., Al-Owaidi, M., Ali, H., 2022. Source rock evaluation and petroleum generation of the Lower Cretaceous Yamama Formation: Its ability to contribute to generating and expelling petroleum to cretaceous reservoirs of the Mesopotamian Basin, Iraq. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 217, 919-936. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110919>
- Al-Khafaji, A.J., Yonis, S., Ibrahim, R., Almarsomi, Sh., Sadooni, F., 2021. Geochemical characterization and origin of the Cretaceous Sa'di, Khasib, Mishrif, and Nahr Umr Crude Oils in Halfaya Oilfield, Southern Mesopotamian Basin, Iraq. *Petroleum Science and Technology* 39, 993-1007. <http://dx.doi.org/10.1080/10916466.2021.1980587>
- Ameen, M.S., 1992. Effects of basement tectonics on hydrocarbon generation, migration, and accumulations in northern Iraq. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 76, 356-370. <http://dx.doi.org/10.1306/BDF87FE-1718-11D7-8645000102C1865D>
- Andrusevich, V.E., Engel, M.H., Zumberge, J.E., 2000. Effects of paleolatitude on stable carbon isotope composition of crude oils. *Geology* 28, 847-850. [http://dx.doi.org/10.1130/0091-7613\(2000\)28%3C847:EOPOTS%3E2.0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1130/0091-7613(2000)28%3C847:EOPOTS%3E2.0.CO;2)
- Aqrabi, A.A.M., Goff, J.C., Horbury, A.D., Sadooni, F.N., 2010. The Petroleum Geology of Iraq. Scientific Press Ltd, London. P. 560.
- Ashkan, M.A., 2009. Principles of Geochemical Studies of Hydrocarbon Source Rocks with Special Attitude to Zagros Sedimentary Basin, Geochemical Department of Exploration Management. P. 355.
- Chung, H.M., Rooney, M.A., Toon, M.B., Claypool, G.E., 1992. Carbon isotope composition of marine crude oils. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 76, 1000-1007. <https://doi.org/10.1306/BDF8952-1718-11D7-8645000102C1865D>

- 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, 1-23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
- Dahl, J.E.P., Moldowan, J.M., Teerman, S.C., Mccaffrey, M.A., Sundararaman, P., Stelting, C.E., 1994. Source Rock Quality Determination from Oil Biomarkers I: A New Geochemical Technique1. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 78, 1507-1526. <https://doi.org/10.1306/A25FF201-171B-11D7-8645000102C1865D>
- Darvishzadeh, A., 2003. *Geology of Iran*. 5th Edition, Amirkabir Publication, Tehran. P. 902.
- Dehyadegari, E., Honarmand, J., 2019. Geochemical investigation of Sarvak oil reservoir in the west of Abadan Plain and biomarker correlation with Mishrif oil reservoir of Iraqi oilfields. *Researches in Earth Sciences* 10, 237-252. <https://doi.org/10.52547/esrj.10.4.237>
- Dembicki, H., 2016. *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*. Elsevier. p. 424.
- Grantham, P.J., Wakefield, L.L., 1988. Variations in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry* 12, 61-73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)
- Holba, A.G., Ellis, L., Dzou, I.L., 2001. Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils. The 20th international meeting on organic geochemistry, Nancy, France.
- Hughes, W.B., Holba, A.G., Dzou, L.I.P., 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, 3581–3598. <https://doi.org/10.1016/0016-7037%2895%2900225-O>
- James, G.A., Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 49, 2182-2245. <https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D>
- Jassim, S.Z., Goff, J.C., 2006. *Geology of Iraq*. 1st Edition. Dolin, Prague and Moravian Museum. P. 341.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., Elsinger, R.J., 1990. Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico. *Proceedings of the 9th annual research conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*, New Orleans. <https://doi.org/10.5724/gcs.90.09.0263>
- Kobraei, M., 2018. *Geochemical Study of Jurassic-Cretaceous Petroleum System of Abadan Plain, Filling History Determination in Yadavaran Oilfield Align with 2-D Basin modeling*. Ph.D. thesis. Amirkabir University of Technology, Tehran.
- Kobraei, M., Rabbani, A., 2017. Geochemical evaluation of oils from the Gadvan reservoir in Abadan Plain oilfields, southwest of Iran. *Journal of Exploration & Production Oil & Gas* 148, 48-55. <http://dorl.net/dor/20.1001.1.25381652.1396.1396.148.11.2>
- Kobraei, M., Rabbani, A.R., 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. <http://dx.doi.org/10.1134/S0016702919070073>
- Köster, J., Van Kaam-Peters, H.M.E., Koopmans, M.P., De Leeuw, J.W., Sinninghe Damsté, J.S., 1997. Sulphurisation of homohopaneoids: Effects on carbon number distribution, speciation, and 22S22R epimer ratios. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 61, 2431-2452. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(97\)00110-5](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(97)00110-5)
- Mohseni, H., Esfandiari, M., Kavooosi, M.A., 2016. Diagenesis and sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation in the Yadavaran oil field (Koshk and Hosseiniyeh) in the north Dezful Embayment, *Journal of Sedimentary Facies* 8, 236-255. <https://doi.org/10.22067/sed.facies.v8i2.33283>
- Moldowan, J.M., Seifert, W.K., Gallegos, E.J., 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 69, 1255-1268. <https://doi.org/10.1306/AD462BC8-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Motiei, H., 1995. *Petroleum Geology of Zagros*. Geological Survey of Iran Publication, Tehran. P. 589.
- Najaf, A.A., Al-Dahhan, W.H., Al-Ameri, T.K., 2016. Geochemical correlation of oil and source rocks from selected exploratory wells within Northern Mesopotamian Basin, Iraq. *Arabian Journal of Geosciences* 9, 1-10. <https://doi.org/10.1007/s12517-016-2397-7>

- Peters, K.E., Moldowan, J.M., 1993. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, New Jersey. P. 363. <https://doi.org/10.5860/choice.30-2690>
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. The Biomarker Guide. In: Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. (ED). Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. Cambridge University Press: New York, USA. pp.475-705. <http://dx.doi.org/10.1017/S0016756806212056>
- Pitman, J.K., Steinhour, D., Lewan, M.D., 2004. Petroleum generation and migration in the Mesopotamian Basin and Zagros Fold Belt of Iraq: results from a basin-modeling study. *GeoArabia* 9, 41-72. <http://dx.doi.org/10.2113/geoarabia090441>
- Sadooni, F.N., 1993. Stratigraphic sequence, microfacies and petroleum prospects of Yamama Formation, Lower Cretaceous, Southern Iraq. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 77. <http://dx.doi.org/10.1306/BDF8F92-1718-11D7-8645000102C1865D>
- Sofer, Z., 1984. Stable carbon isotope compositions of crude oils: Application to source depositional environments and petroleum alteration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 68, 31-49. <https://doi.org/10.1306/AD460963-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd Edition, Springer-Verlag, Berlin. P. 699.
- Verma, M.K., Ahlbrandt, T.S., Al-Gailani, M., 2004. Petroleum reserves and undiscovered resources in the Total Petroleum Systems of Iraq: Reserve growth and production implications. *GeoArabia* 9, 51-74. <http://dx.doi.org/10.2113/geoarabia090351>
- Waples, D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Reidel Publish, Dordrecht. P. 232. <https://doi.org/10.1007/978-94-009-5436-6>
- 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* 35, 63-70.
- Zeinalzadeh, A., Moussavi-Herami, R., Mahboubi, A., Sajjadian, V.A., 2015. Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 26, 419-426. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.041>