



Imam Khomeini International University
Vol. 7, No. 4, Winter 2022



نشریه مهندسی منابع معدنی
Journal of Mineral Resources Engineering
(JMRE)

Research Paper

Geochemical Evaluation of Source Rocks and Reservoir Oils of One of the Oil Fields in Abadan Plain

Kiani A.¹, Saberi M.H.^{2*}

1- M.Sc, Dept. of Exploration, Faculty of Petroleum Engineering, Semnan University, Semnan, Iran
2- Assistant Professor, Dept. of Exploration, Faculty of Petroleum Engineering, Semnan University, Semnan, Iran

Received: 30 May 2021

Accepted: 18 Sep. 2021

Abstract: In this research, the hydrocarbon generation potential of probable source rocks was evaluated. Results of the Rock-Eval pyrolysis showed that, among the studied samples, the Pabdeh and Kazhdumi formations contained marine type-II/III kerogen and showed good to very good oil generation potential, making their organic matter (OM) immature and immature-in early oil production window, respectively. Containing mixed type-II/III kerogen, the Gadvan Formation was found to be within the oil production window, in terms of maturity, showing good hydrocarbon generation potential. The Sargelu and Garau formations were found to be dominated by type-II kerogen, exhibiting very good hydrocarbon generation potential. It was further figured out that the Garau and Sargelu formations were in the middle and late oil production window to early wet gas window, respectively. Outcomes of geochemical analyses on the studied crude samples showed that all of them were originated from the same source, with the potential source rock exhibiting a marl-carbonate lithology deposited in a reducing environment. The OM content of the probable source rock was primarily made from type-II kerogen formed in a marine environment, with evidence of intrusions by OMs dominated by terrestrial kerogen has been further observed. The studied crude samples were found to be sourced from Lower Cretaceous to Middle Jurassic source rocks with maturity levels corresponding to middle to late oil production window so that the crude samples from the Fahliyan Formation exhibited the highest levels of maturity. Sargelu and Garau formations were proposed as potential source rocks for the crudes accumulated in the Abadan Plain.

Keywords: Biomarker studies, Petroleum geochemistry, Hydrocarbon generation potential, Source rock, Stable isotopes.

How to cite this article

Kiani, A., and 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.

DOI: [10.30479/JMRE.2021.15615.1515](https://doi.org/10.30479/JMRE.2021.15615.1515)

*Corresponding Author Email: mh.saberi@semnan.ac.ir

COPYRIGHTS



©2022 by the authors. Published by Imam Khomeini International University.

This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

INTRODUCTION

Presently, petroleum geochemistry serves as a principal tool for improving the exploration and development of hydrocarbon fields. It plays significant roles in source rock evaluation, oil family and hydrocarbon source identification, genetic investigation of reservoir fluid, the study of reservoir continuity and connection between multiple reservoirs, fluid injection for enhanced oil recovery (EOR), etc. [1,2]. Located in the southwest of Iran, Abadan Plain hosts proper source rocks and multitudes of reservoir rocks, making it one of the most hydrocarbon-rich regions in Iran. In the present study, given the importance of potential source rocks and reservoir units in the Abadan Plain, we begin with investigating the hydrocarbon generation potential of Pabdeh, Kazhdumi, Gadvan, Garau, and Sargelu formations as probable source rocks. This was done using the data obtained from Rock-Eval pyrolysis studies. Subsequently, geochemical studies (preliminary and complementary geochemical analyses) were performed on crude samples from Ilam, Sarvak, and Fahliyan formations as local reservoir units. At this point, geochemical parameters and composition of the crude samples from the mentioned reservoirs were investigated before proceeding to study and correlate biomarker and isotopic information of the corresponding crudes.

METHODS

In this work, a total of 31 samples of cuttings from Pabdeh, Kazhdumi, Garau, and Sargelu formations were retrieved from two exploratory wells penetrating an oilfield in the Abadan Plain were evaluated to assess their ability to serve as source rock. Using a Rock-Eval 6 instrument, the evaluation was conducted to identify kerogen type, maturity of organic matter (OM), and hydrocarbon generation potential. The thermal maturity of the OM was assessed based on T_{\max} values obtained from the Rock-Eval pyrolysis. As a next step, for the sake of geochemical study of crudes accumulated in Ilam, Sarvak, and Fahliyan reservoirs, four crude samples were prepared. Finally, the OM of the samples was geologically dated based on C_{13} isotopic assessments on asphaltene cuts extracted from the bitumen and crude samples.

FINDINGS AND ARGUMENT

In this research, $S_1 + S_2$ or S_2 (outputs of Rock-Eval pyrolysis) was utilized to quantify the OM of the samples and hence estimate their hydrocarbon generation potential and classify the source rock [3-6]. Samples from Pabdeh and Kazhdumi formations in the Abadan Plain exhibited good to very good hydrocarbon generation potential, while most of the samples from Gadvan Formation in the Abadan Plain were found to possess only good hydrocarbon generation potential. Garau and Sargelu formations, on the other hand, were of very good hydrocarbon generation potential. Based on the diagram of total organic carbon (TOC) versus hydrogen index (HI), the majority of the samples from Pabdeh, Kazhdumi, Gadvan, and Garau formations could potentially generate oil. This was while the samples from Sargelu Formation were in the oil and mostly oil-gas production window. Combining the diagram of HI versus oxygen index (OI) and T_{\max} in the Abadan Plain, the studied samples were found to contain type-II, type-III, or mixed type-II/III kerogens. In this respect, samples from Pabdeh Formation possessed relatively immature OM with mixed type-II/III kerogen. On the other hand, Kazhdumi and Gadvan formations contained type-II and mixed type-II/III kerogens, with their OM contents being immature-in early oil production window. Being matured enough to produce oil, Garau Formation exhibited T_{\max} values in the range of 332 - 433°C, placing it in the middle oil production window. This formation was found to contain type-II kerogen. In the meantime, experimental results referred to relatively low T_{\max} of the sample from the Garau Formation, which could be attributed to the effects of additives introduced into the drilling mud or impurities in the sample. On average, the corresponding HI was 204 mg/g of rock, indicating very good hydrocarbon generation potential for the Garau Formation. Based on the HI versus OI and T_{\max} diagram, Sargelu Formation was dominated by type-III kerogen. However, the low value of HI and depositional environment of the Sargelu Formation suggest that the dominant kerogen type is type-II marine. Both diagrams show that the studied samples in the Abadan Plain contain type-II and type-III kerogens or a mixture of both (Figure 1-A). The plot of T_{\max} versus productivity index (PI) proves that the Pabdeh Formation is immature while Kazhdumi and Gadvan formations are immature-in early oil production window. It further indicates that Garau and Sargelu formations are in the middle oil production window and late oil production window to early wet gas window, respectively (Figure 1-B).

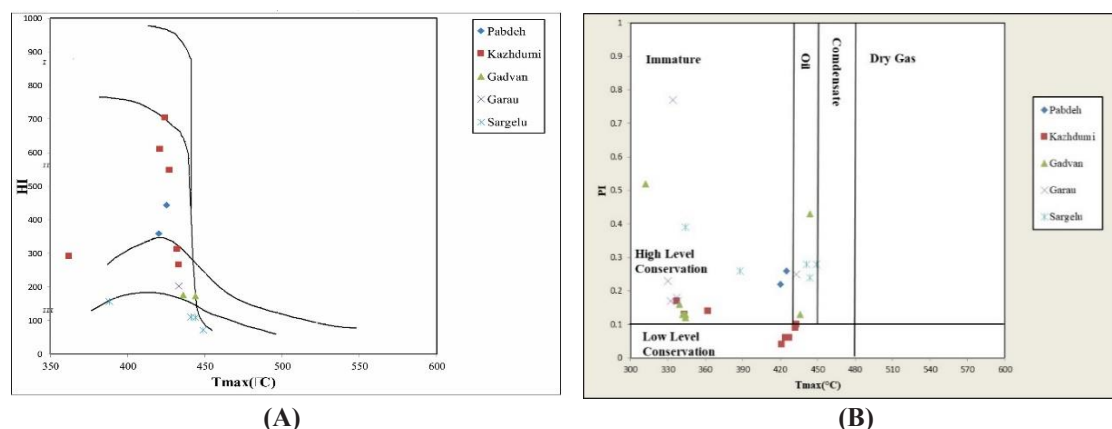


Figure 1. A: H_i versus T_{max} diagram for the studied samples [3], and **B:** PI versus T_{max} for evaluating thermal maturity of the studied samples [3]

On the Tissot-Welte ternary diagram [7], crude samples from Ilam and Sarvak reservoirs were close to one another and classified as paraffinic-naphthenic oils. Chemically speaking, the crude sample from Fahliyan Formation was somewhat different from the other crude samples, containing the highest content of saturated hydrocarbons and the lowest level of polar compounds (resin and asphaltene), classifying it as a paraffinic (light) oil. Distribution of C_{29} Sterane $20s/(20s+20R)$ versus C_{32} Hopane $22s/(22s+22R)$ showed that the source OMs of the crude samples from Ilam and Sarvak reservoirs were in the early-middle oil production window while the one for the crudes of Fahliyan Formation was more mature than the formers, being at the late of its oil production window. For the crude samples from Ilam, Sarvak, and Fahliyan reservoirs, the odd/even carbon preference index (CPI) obtained from gas chromatography (GC) was close to 1, indicating high thermal maturity of the corresponding OM and placing the corresponding source rocks within the middle- peak of the oil production window.

Variations of DBT/Phen versus Pr/Ph [8] showed that the crude samples from Ilam reservoir fall in the 1A zone, reflecting their marine carbonate nature. On the other hand, the crude samples from Sarvak and Fahliyan formations were found to be in the 1B zone, indicating their carbonate-marl source rock. Variations of C_{29}/C_{30} Hopane against C_{34}/C_{35} showed that the source rocks for Ilam, Sarvak, and Fahliyan formations in the Abadan Plain have been deposited in a reducing environment, with carbonates and marl lithologies. Moreover, changes in the Pr/Ph ratio showed that the corresponding source has been deposited on a carbonate platform to an open sea environment [8,9]. The abundance of C_{29} Sterane compared to C_{28} and C_{29} Steranes indicated that, within the Abadan Plain, the source rock has been formed in a marine environment where traces of OM containing terrestrial kerogen can be found. The plot of Pr/nC18 versus Ph/nC18 for the studied crude samples suggests a relatively reducing environment with type-II kerogen (algae and marine) at a relatively high level of maturity. As is shown in Figure 2, all of the crude samples studied in the Abadan Plain were properly correlated to one another, so that one could classify them under the same oil family.

The plot of Hopane 35/34 versus Gammacerane/Hopane C30 for the investigated samples in this work showed that those were originated from a source rock deposited in a transitional environment of shale and carbonates with normal salinity levels, with the source rock being dominated by marl at the time of deposition. In this work, we used the plot of Pr/Ph versus δ^{13} isotopic ratio to characterize the lithology of and date the source rocks producing the crude samples [10]. On this basis, the crude samples from Ilam, Sarvak, and Fahliyan reservoirs were found to be produced from carbonate source rocks formed back in the Mesozoic, with acceptable correlations to regional source rocks, including Garau and Sargelu formations, all of which have been dated back to the Mesozoic. For the crude samples studied in the Abadan Plain, the value of ETR ranged between 0.55 and 0.67. Being below 1.2, these levels of ETR show that the corresponding source rock has been formed during the Middle to Upper Jurassic or even younger age. For the studied samples, we observed Oleanane/ (Oleanane + Hopane) ratios below 0.09, indicating that the corresponding crudes were generated from source rocks formed during the Cretaceous or younger age. The

obtained value of C_{28}/C_{29} Sterane for the studied crude samples ranged from 0.5 to 0.7, indicating an age of Jurassic to Cretaceous for the corresponding source rock. According to the results of biomarker studies and isotopic assessments, the studied reservoir oils were from the same oil family. Sargelu (Middle Jurassic) and Garau (Lower Cretaceous) formations were therefore suggested as the main sources for the reservoir oils studied in this research.

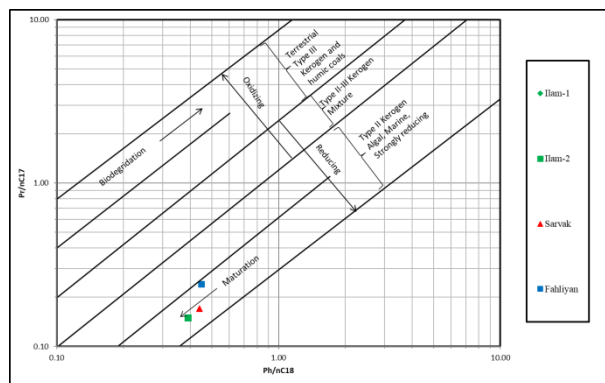


Figure 2. Plot of Pr/nC_{17} versus Ph/nC_{18} to detect the evolution of organic matter, identify reducing and oxidizing environments, and investigate biodegradation of the studied samples [8]

CONCLUSION

Results of the Rock-Eval analyses showed that the Pabdeh, Kazhdumi, and Gadvan formations were dominated by type-II and type-II kerogens, while Garau and Sargelu formations contained, for the most part, type-II kerogen. Focusing on the hydrocarbon generation potential, the Pabdeh and Kazhdumi formations were found to exhibit good to very good hydrocarbon generation potential while the Gadvan Formation was good in hydrocarbon generation potential, and the Garau and Sargelu formations exhibited very well hydrocarbon generation potential. Based on variations of productivity index (PI), hydrogen index (HI), and T_{max} in the studied samples, it was concluded that Pabdeh Formation is immature while Kazhdumi and Gadvan formations are immature-in early oil production window. Garau Formation showed evidence of reaching a suitable maturity level in its middle oil production window, and Sargelu Formation was found to be sufficiently matured in the late of its oil production window- early wet gas window. In general, compared to the Pabdeh, Kazhdumi, and Gadvan formations, the Garau and Sargelu formations were found to exhibit superior thermal maturity and quality for hydrocarbon generation.

According to the obtained hydrocarbon cuts and corresponding star diagram, the crude samples studied in this work exhibited relatively good overlaps, so that one can classify them under the same oil family – although minor differences are evident in particular parameters. Based on the maturity measures, like the plots of Pr/nC_{17} versus Ph/nC_{18} , C_{29} Sterane 20s/(20s+20R) versus C_{32} Hopane 22s/(22s+22R), and odd/even carbon preference index (CPI), the studied crude samples were sourced from highly matured source rocks, placing them somewhere between middle part and late of the corresponding oil production windows. To evaluate the lithology and depositional environment of the source rocks charging the studied reservoirs, biomarker studies were performed in terms of the plots of Pr/Ph versus DBT/Phen, C_{29}/C_{30} Hopane against C_{34}/C_{35} , Hopane 35/34 versus Gammacerane/Hopane C30, and Pr/Ph variations. The results showed that the potential source rock is Lithologically composed of carbonates and marl and is originally deposited in a reducing environment to produce type-II kerogen. The abundance of C_{29} Sterane compared to C_{28} and C_{29} Steranes indicated that the source rock has been formed in a reducing environment where traces of OM containing terrestrial kerogen can be found. The plot of C_{13} isotopes in aromatic and saturated compounds showed that the studied crude samples were originated in a marine depositional environment. Finally, based on age-assessment geochemical parameters like ETR, Oleanane/(Oleanane+Hopane), C_{28}/C_{29} Sterane, and Pr/Ph versus δ^{13} isotopic ratio, it was found that the crudes accumulated in Ilam, Sarvak, and Fahliyan formations were sourced from carbonate deposits formed during Cretaceous to Middle Jurassic. According to the results of biomarker analysis and isotopic studies, within the Abadan Plain, the crude accumulated in

the Fahliyan Formation was found to be sourced from a thermally more mature source rock than those of the crudes in Ilam and Sarvak reservoirs. As a final finding, Sargelu (dated back to Middle Jurassic) and Garau (dated back to Lower Cretaceous) formations were recognized as source rocks charging Ilam, Sarvak, and Fahliyan reservoirs.

REFERENCES

- [1] Kobraei, M., Rabbani, A. R., and Taati. (2017). F. "Investigation Hydrocarbon Generation Potential of Pabdeh (Tertiary) and Kazhdumi (Early Cretaceous) Source Rocks in Abadan Plain, Southwest Iran", *Petroleum Research*, 93: 4-17 (in Persian).
- [2] Khalatbari, M., Kamali, M., Arian, M., and Ghorbani, B. (2019). "Geochemical Characteristics of Asmari, Sarvak and Khalij reservoir in Pazanan and Khaviz Oil Fields Using Gas Chromatography and Gas Chromatography-Mass Spectrometry". *Petroleum Research*, 107: 128-139. (In Persian).
- [3] Hunt, J. M. (1996). "Petroleum Geochemistry and Geology". WH Freeman and Co. New York, pp. 621.
- [4] Peters, K. E., and Cassa, M. R. (1994). "Applied source rock geochemistry". *Essential Elements*, Chapter 5: Part II.
- [5] Dembicki, H. (2016). "Practical petroleum geochemistry for exploration and production". Elsevier.
- [6] Baojia, H., Xiao, X., and Zhang, M. (2003). "Geochemistry, Grouping and Origins of Crude Oils in the Western Pearl River Mouth Basin, Offshore South China Sea." *Organic Geochemistry*, 34(7): 993-1008.
- [7] Tissot, B. P., and Welte, D. H. (1984). "Petroleum Formation and Occurrence", Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.
- [8] Connan, J., and 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.
- [9] Moldowan, J. M., Seifert, W. K., and Gallegos, E. J. (1985). "Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks". *AAPG Bulletin*, 69(8): 1255-1268.
- [10] Chung, H. M., Rooney, M. A., Toon, M. B., and Claypool, G. E. (1992). "Carbon isotope composition of marine crude oils". *AAPG bulletin*, 76(7): 1000-1007.



دوره هفتم، شماره ۴، زمستان ۱۴۰۱، صفحه ۶۴ تا ۸۰
Vol. 7, No. 4, Winter 2022, pp. 64-80



نشریه مهندسی منابع معدنی
Journal of Mineral Resources Engineering
(JMRE)

علمی-پژوهشی

ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشا و نفت‌های مخازن یکی از میادین نفتی ناحیه دشت آبادان

آراد کیانی^۱، محمدحسین صابری^{۲*}

۱- کارشناسی ارشد، گروه اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، سمنان

۲- استادیار، گروه اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، سمنان

پذیرش: ۱۴۰۰/۰۶/۲۷

دریافت: ۱۴۰۰/۰۳/۰۹

چکیده

در این پژوهش پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازندهای سنگ منشا احتمالی شامل پابده، کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو مورد بررسی قرار گرفت. مهم‌ترین آنالیزها و مطالعات انجام شده شامل پیرولیز راک-اول، مطالعات بایومارگری و ایزوتوبی است. نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول نشان داد که در بین نمونه‌های مورد مطالعه، سازندهای پابده و کژدمی با کروژن نوع II/III و پتانسیل خوب تا خیلی خوب تولید نفت و بلوغ مواد آلی آنها به ترتیب در وضعیت نابالغ و نابالغ-اوایل پنجره نفتی قرار دارند. سازند گدوان با کروژن نوع II/III در وضعیت نابالغ-اوایل پنجره نفتی است و پتانسیل خوبی برای تولید نفت دارد. سازندهای گرو و سرگلو با کروژن نوع II پتانسیل خیلی خوب تولید نفت‌اند و به ترتیب در اواسط پنجره نفتی و اواخر پنجره نفتی-اوایل پنجره گاز تر قرار دارند. آنالیزهای ژئوشیمیایی بر روی نفت‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که منشا نفت‌های مورد مطالعه یکسان است و از سنگ‌های منشا احتمالی دارای ترکیب سنگ‌شناسی کربناته-مارنی تولید شده و در شرایط احیایی نهشته شده‌اند. ماده آلی سنگ‌های منشا احتمالی به طور غالب کروژن نوع II بوده که محیط تشکیل آن دریایی با آثاری از مواد آلی با منشا قاره‌ای است. نفت‌های مورد مطالعه از سنگ منشایی به سن کرتاسه پایینی تا ژوراسیک میانی با بلوغ اواسط تا اواخر پنجره نفتی تولید شده، به طوری که نفت مخزن فلهلیان بیشترین بلوغ را دارد. در این پژوهش سازندهای سرگلو (ژوراسیک میانی) و گرو (کرتاسه پایینی) به عنوان سنگ‌های منشا احتمالی برای نفت‌های مخازن مورد مطالعه ناحیه دشت آبادان پیشنهاد می‌شود.

کلمات کلیدی

مطالعات بایومارگری، ژئوشیمی نفت، پتانسیل هیدروکربن‌زایی، سنگ مادر، ایزوتوپ‌های پایدار.

استناد به این مقاله

کیانی، آ.، صابری، م. ح.؛ ۱۴۰۱؛ "ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشا و نفت‌های مخازن یکی از میادین نفتی ناحیه دشت آبادان". نشریه مهندسی منابع معدنی، دوره هفتم، شماره ۴، ص ۸۰-۵۹.

DOI: 10.30479/JMRE.2021.15615.1515



حق مؤلف © نویسنندگان

ناشر: دانشگاه بین‌المللی امام خمینی (ره)

*نویسنده مسئول و عهده دار مکاتبات Email: mh.saberi@semnan.ac.ir

۱- مقدمه

امروزه، علم ژئوشیمی نفت به عنوان یک اصل مهم در بهبود اکتشاف و توسعه میادین هیدروکربنی مطرح می‌شود. این علم در بررسی سنگ‌های منشا، تعیین خانواده‌های نفتی و منشا نفت و گاز، مهاجرت، بررسی ژنتیکی سیال مخازن هیدروکربنی، پیوستگی و ارتباط در یک یا چند مخزن، تزیق و ازدیاد برداشت و موارد دیگر نقش پررنگی را ایفا می‌کند [۲،۱]. مطالعه و ارزیابی سنگ منشا به عنوان گام نخست اکتشاف بیان می‌شود و این موضوع زمانی اهمیت پیدا می‌کند که در یک ناحیه چندین سنگ منشا شناسایی شود [۳]. پیرولیز راک-اول، انعکاس ویترینایت و آنالیز عنصری از روش‌های ارزیابی سنگ‌های منشا به حساب می‌روند [۴]. پیرولیز راک-اول در مقیاس بزرگ برای اکتشاف منابع هیدروکربنی در حوضه‌های رسوبی جهان استفاده می‌شود [۷-۵]. مزیت دستگاه پیرولیز راک-اول در کاهش ریسک اکتشافی و متعاقب آن کاهش هزینه‌های حفاری است [۵،۸،۹]. بایومارکرها ابزاری مناسب و قدرتمند در علم ژئوشیمی نفت محسوب می‌شوند. بایومارکرها دارای ساختار شیمیایی مشخصی‌اند که با مواد اولیه زیستی تولید شده به وسیله گیاهان، باکتری‌ها و جلبک‌ها شباهت‌های ساختاری دارند [۱۰]. بایومارکرها حاصل تکنیک‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی‌اند. از بایومارکرها برای تعیین نوع ماده آلی اولیه سنگ منشا، محیط رسوب‌گذاری، تطابق نفت-نفت و نفت-سنگ منشا، بلوغ حرارتی نفت، سن سنگ منشا تولیدکننده نفت‌ها، ارزیابی مهاجرت نفت، تخریب زیستی و سنگ‌شناسی استفاده می‌شود [۱۴-۱۱]. ناحیه دشت آبادان واقع در جنوب غرب ایران، با سنگ‌های منشا مناسب و مخازن گوناگون از غنی‌ترین نواحی هیدروکربنی ایران محسوب می‌شود. اکتشاف منابع جدید نفتی در این ناحیه در سالیان گذشته نشان از ضرورت انجام مطالعات زمین‌شناسی و مهندسی نفت به ویژه مطالعات ژئوشیمیایی است. چندین میدان نفتی مهم از جمله آزادگان، یاران، یادآوران، دارخوین، جفیر و نظایر آن در ناحیه دشت آبادان قرار گرفته‌اند که مجاورت برخی از این میادین در مرز کشورهای عراق و کویت، اهمیت مطالعه سیستم‌های نفتی را در جهت اکتشاف منابع هیدروکربنی بیش از گذشته مورد توجه قرار داده است. سازندهای گروه بنگستان شامل ایلام، سروک و بخش آزادگان (معادل بورگان در کویت) و گروه خامی شامل سازندهای گدوان (بخش ماسه سنگی) و فهلیان مخازن اصلی نفت و سازندهای پابده، کژدمی، گدوان،

گرو و سرگلو سنگ‌های منشا احتمالی شناسایی شده در این ناحیه‌اند. علی‌رغم اینکه ناحیه دشت آبادان به عنوان یکی از مهم‌ترین نواحی نفتی ایران محسوب می‌شود، ویژگی‌های ژئوشیمیایی سنگ‌های منشا و مخازن هیدروکربنی مختلف آن کمتر مورد توجه قرار گرفته است.

از جمله مطالعات گذشته می‌توان به مطالعه زینل زاده و همکاران اشاره کرد [۱۵]. آنها سازندهای پابده، کژدمی، گرو، گوتینا، نجمه، سرگلو و نیریز را به عنوان سنگ منشا احتمالی در میدان نفتی دارخوین مورد مطالعه پیرولیز راک-اول قرار دادند. بر اساس مطالعه آنها سازندهای گرو و سرگلو به عنوان زون اصلی سنگ منشا هستند. علیزاده و همکاران نفت‌های مخزن آزادگان را در میدان نفتی آزادگان مورد مطالعه قرار دادند که نتایج کروماتوگرافی گازی نشان از نفت پارافینی از منشا دریایی احیایی با کروژن نوع II و مخلوط نوع II/III نشات گرفته است و نفت‌ها بلوغ حرارتی بالایی دارند [۱۶]. اسدی مهماندوستی و همکاران نفت‌های خام مخازن سروک و فهلیان را در یکی از میادین نفتی ناحیه دشت آبادان مورد مطالعه ژئوشیمیایی از جمله بلوغ حرارتی قرار دادند که نشان داد محتویات نفت مخزن فهلیان از سنگ مولدی با کروژنی با بلوغ پیشرفته‌تر زایش یافته است [۱۷]. عابد و همکاران در حوضه مزوپوتامین عراق (مجاورت ناحیه دشت آبادان) سازندهای گرو و سرگلو را به عنوان سنگ منشا اصلی مخازن هیدروکربنی معرفی کردند [۱۸]. کبرائی و همکاران در این ناحیه به بررسی نفت‌های مخزن گدوان با استفاده از ابزارهای ژئوشیمیایی برای تعیین خصوصیات ژئوشیمیایی از قبیل بلوغ، محیط رسوبی و سن سنگ منشا پرداختند. آنها نفت مخزن گدوان را نتیجه زایش از سنگ مولدی با منشا کربناته معرفی و سن سنگ منشا آن را کرتاسه پسین و ژوراسیک بیان کردند [۱۹]. همچنین کبرائی و همکاران سازندهای پابده و کژدمی را از نظر ژئوشیمی آلی بررسی کردند. نتایج آنها نشان داد که از نظر پتانسیل هیدروکربنی سازند پابده منشا متوسط تا خوب و پتانسیل هیدروکربنی سازند کژدمی منشا خوب تا خیلی خوب است [۱]. ده‌یادگاری و هنرمند در ناحیه دشت آبادان نفت مخزن سروک را تحت آنالیز بایومارکری و همچنین سازندهای محتمل منشا به سن ژوراسیک بالایی و کرتاسه پایینی را برای شناسایی منشا اصلی شارژکننده بررسی کردند. آنها در این ناحیه سازندهای سرگلو و گرو را سنگ منشا اصلی برای نفت‌های سازند سروک معرفی کردند [۲۰].

باشد [۲۶-۲۴]. ناحیه دشت آبادان در جنوب غربی ایران واقع شده است که از جنوب به خلیج فارس، از شرق و شمال به فروافتادگی دزفول و از غرب به مرز عراق محدود می‌شود (شکل ۱-الف) و میزبان تعداد زیادی مخازن هیدروکربنی است [۲۸،۲۷]. این ناحیه درون یک حوضه فورلند قرار گرفته است [۲۹] که ساختمان‌های نفتی آن شیب ملایم و روند شمالی-جنوبی دارند و با روند شمال غربی-جنوب شرقی فروافتادگی دزفول در تضاد است [۳۰،۲۵]. با توجه به قرارگیری دشت آبادان در بین صفحه عربی و زون چین خورده-رورانده زاگرس ویژگی‌های زمین‌شناسی این ناحیه تحت تاثیر این دو منطقه قرار گرفته است، اما ویژگی‌های صفحه عربی بیشتر در ناحیه دشت آبادان غالب است [۳۱]. تاق‌دیس‌های بزرگ با روند شمالی-جنوبی در این ناحیه قابل مقایسه با کویت، جنوب عراق، شمال خلیج فارس و شرق عربستان است [۳۳،۳۲]. میدان نفتی مورد مطالعه در مرز ایران و عراق مشترک است و بدین علت نویسندگان را از ذکر نام واقعی آن باز می‌دارد. این میدان در غرب ناحیه دشت آبادان بر روی بلندی بورگان واقع شده است [۲۶،۲۳]. تاق‌دیس این ناحیه در سطح زمین فاقد هرگونه برونزد است که با آبرفت‌های جوان زمان حاضر پوشانده شده و برای مطالعه ویژگی‌های زمین‌شناسی تنها اطلاعات حاصل شده از حفاری چاه‌ها و لرزه‌شناسی در دسترس است [۳۱،۲۶،۲۳]. به طور کلی ناحیه دشت آبادان با ویژگی‌هایی

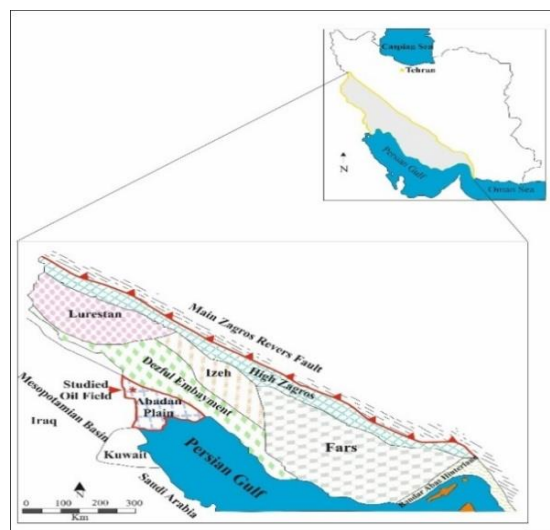
در این مطالعه با توجه به اهمیت بالای بررسی سازندهای منشا احتمالی و مخازن نفتی ناحیه دشت آبادان، ابتدا به بررسی پتانسیل هیدروکربنی سازندهای پابده، کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو به عنوان سنگ‌های منشا احتمالی با استفاده از داده‌های حاصل از پیرولیز راک-اول پرداخته و سپس بر روی نمونه‌های نفتی مخازن ایلام، سروک و فهلیان آنالیزهای مقدماتی و تکمیلی ژئوشیمیایی انجام شد. در این مرحله پارامترهای ژئوشیمیایی و ترکیبات نفت مخازن نامبرده مورد بررسی و سپس ترکیب‌های بایومارکری و ایزوتوپی نفت‌ها مورد مطالعه و انطباق قرار گرفت. نتایج این مطالعه به تحلیل سیستم‌های نفتی در ناحیه دشت آبادان کمک محسوسی می‌کند.

۲- زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

کمبرند چین خورده-رورانده زاگرس بخشی از سیستم کوهزایی آلپ-همیالیا محسوب می‌شود که از شرق ترکیه تا جنوب ایران به طول ۲۰۰۰ کیلومتر گسترش دارد [۲۲،۲۱]. در زمان کرتاسه میانی فعالیت مجدد قائم بلوک‌های پی‌سنگی و حرکت‌های زمین‌ساختی نمک باعث تشکیل چندین بالآمدگی شامل بلندی‌های هنديجان و بورگان-آزادگان و پایین‌افتادگی فروافتادگی دزفول و دشت آبادان شده است [۲۳]. این عملکرد ممکن است بر اثر بسته شدن اقیانوس نئوتتیس شکل گرفته

Period	Epoch	Stage	Abadan Plain	Legend
Tertiary	Pliocene Miocene		Aghajari	Sandstone
			Gachsaran	Shale or Marl
	Oligocene	Upper	Asmari	Limestone
		Lower	Lower Asmari	Dolomite
	Eocene	Middle	Pabdeh	Anhydrite and Gypsum Salt
Lower			Disconformity	
Cretaceous	Upper	Mastrichtian	Tarbur	
		Campanian	Gurpi	
		Santonian Coniacian	Haim Laffan	
	Lower	Turonian	Sarvak	
		Cenomanian		
		Albian	Kazhdumi	
		Aptian	Dariyan	
Neocomian		Gadvan		
		Kush Mbr. Fahliyan		
Jurassic	Upper	Gutata		
	Middle	Sargelu		
	Lower	Mis. Neyriz		

(ب)



(الف)

شکل ۱: الف) تقسیم‌بندی زیرپهنه‌های زاگرس به همراه موقعیت ناحیه دشت آبادان در جنوب غربی ایران [۳۴]. ب) ستون چینه‌شناسی سازندهای منشا احتمالی و مخازن هیدروکربنی در ناحیه دشت آبادان با اندکی اصلاحات از [۳۶،۳۵]

درصد وزنی اندازه‌گیری می‌شود. نسبت مقدار S2/TOC را شاخص هیدروژن (HI)، نسبت S3/TOC را شاخص اکسیژن (OI) و نسبت S1(S1+S2) را شاخص تولید (PI) می‌نامند [۳۷-۳۹]. در این پژوهش برای ارزیابی بلوغ حرارتی مواد آلی از Tmax حاصل از پیرولیز راک-اول استفاده شد.

در گام بعدی برای انجام مطالعات ژئوشیمیایی بر روی نفت‌های مخازن ایلام، سروک و فهلیان در میدان نفتی مورد مطالعه، ۴ نمونه نفتی آماده شد. در این مرحله ابتدا پس از آماده‌سازی نمونه‌ها، برای رسوب آسفالتین با حلال نرمال پنتان انجام و سپس با استفاده از کروماتوگرافی ستونی با فاز ساکن آلومینا و یا سیلیکاژل و حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و اتانول درصد برش‌های نفت‌های مورد مطالعه تعیین شد، سپس تجزیه‌های مولکولی به وسیله تکنیک‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی انجام پذیرفت. با استفاده از تکنیک کروماتوگرافی گازی، چگونگی توزیع آلکان‌های نرمال بر روی کروماتوگرام و نسبت ایزوپرنوئیدها شامل پریستان و فیتان و با تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی بایومارکرها شامل استران‌ها و هوپان‌ها برای نمونه‌های مورد مطالعه استفاده شد. نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی در جداول ۲ تا ۵ ارائه شده است. در نهایت برای تعیین حدودی سن زمین‌شناسی مواد آلی از ایزوتوپ کربن ۱۳ بر روی برش‌های آسفالتین جداسازی شده از بیتومین و نفت‌های خام استفاده شده است. در جدول ۶ مقادیر ایزوتوپی کربن ۱۳ بر روی برش‌های آسفالتین نمونه‌های نفتی مخازن ایلام، سروک و فهلیان ارائه شده است.

۴- بحث و بررسی

۴-۱- ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ‌های منشأ احتمالی

نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول شامل کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی سنگ منشأ است [۶]. برای انجام مطالعات ژئوشیمیایی اطمینان از عدم آغستگی نمونه‌های مورد مطالعه به آلودگی‌های موجود در مغزه‌ها و خرده‌های حفاری امری ضروری و اجتناب‌ناپذیر است. در صورت آلودگی نمونه‌ها، نتایج حاصل از آنالیز راک-اول غیرقابل اعتماد است. این آلودگی‌ها ممکن است از مهاجرت هیدروکربن‌ها از لایه‌های عمیق‌تر مواد آلی موجود در گل حفاری باشد. بر این اساس نمودار S₁ در

از جمله تاقدیس‌های با روند شمالی-جنوبی، فرورفتگی ملایم ساختمان‌های هیدروکربنی، گسل‌های زیرزمینی، حرکات تکتونیکی نمک و عدم وجود پرونده‌ها مشخص می‌شود [۳۱]. ستون چینه‌شناسی و سنگ‌شناسی سازنده‌های منشأ احتمالی (سازنده‌های پایده، کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو) و نیز مخازن مورد مطالعه (ایلام، سروک و فهلیان) در ناحیه دشت آبادان در شکل ۱-ب ارائه شده است.

۳- روش مطالعه

برای انجام این پژوهش، نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول ۳۱ نمونه از خرده سنگ‌های سازنده‌های پایده، کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو در ۲ چاه اکتشافی در یکی از میادین نفتی ناحیه دشت آبادان برای ارزیابی سنگ منشأ احتمالی شامل نوع کروژن، بلوغ ماده آلی، تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی انتخاب و سپس به وسیله دستگاه راک-اول ۶ آنالیز شد. در جدول ۱ پارامترهای حاصل از آنالیز راک-اول ارائه شده است. پیرولیز یک روش حرارتی است که با حرارت دادن ماده آلی در غیاب اکسیژن انجام می‌شود. در این روش مقدار اندکی از نمونه‌های پودر شده سنگ‌های مورد مطالعه در یک محیط اتمسفری نیتروژن به جهت تعیین مقدار هیدروکربن‌های آزاد موجود در سنگ (S1) و پتانسیل باقی مانده که در صورت بلوغ توانایی زایش هیدروکربن دارد (S2) تا دمای ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد با نرخ ۲۵ درجه سانتی‌گراد در دقیقه در آن پیرولیز حرارت داده می‌شود. هیدروکربن‌های آزاد شده که تا حداکثر دمای ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد بخار شده، به وسیله آشکارساز FID تحت عنوان پیک S1 بر حسب میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ نمایش داده می‌شوند. در نتیجه افزایش حرارت، مواد آلی موجود در سنگ در نتیجه پیرولیز حرارتی تبدیل به هیدروکربن می‌شود که تحت عنوان پیک S2 بر حسب میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ محاسبه می‌شود. گروه‌های کربوکسیلی موجود در کروژن سنگ در دمای ۳۰۰ تا ۳۹۰ درجه سانتی‌گراد شکسته می‌شوند و به صورت دی‌اکسید کربن آزاد شده که به وسیله آشکارسازی به نام IR-CELL آنالیز شده و تحت عنوان پیک S3 بر حسب میلی‌گرم بر هیدروکربن بر گرم سنگ نمایش داده می‌شود. درجه حرارتی که در آن حداکثر تولید هیدروکربن رخ می‌دهد، تحت عنوان T_{max} بیان می‌شود که بر حسب درجه سانتی‌گراد است. با استفاده از مقادیر نامبرده مقدار TOC نمونه‌های مورد مطالعه بر حسب

نتایج حاصل از آنها اطمینان کرد (شکل ۲).

۴-۱-۱- کمیت مواد آلی

مقدار مواد آلی در سنگ‌ها معمولاً به صورت مقدار کل ماده آلی (TOC) اندازه‌گیری می‌شود که به صورت درصد وزنی بیان

مقابل TOC برای تشخیص هیدروکربن‌های برجها (غیرمهاجر) از هیدروکربن‌های نابرچها (مهاجرت کرده) برای سازندهای پابده، کزدمی، گدوان، گرو و سرگلو در یکی از میادین نفتی ناحیه دشت آبادان ترسیم شد [۴۰، ۴]. با توجه به این نمودار نمونه‌های مورد مطالعه فاقد هرگونه آلودگی اند و می‌توان به

جدول ۱: نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز راک-اول بر روی نمونه‌های مورد مطالعه

Formation	Depth (m)	S1 (mgHC/g rock)	S2 (mgHC/g rock)	S3 (mgHC/g rock)	PI	T _{Max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgHC/g TOC)	TOC (%)	S1+S2
Pabdeh	۱۹۸۸	۱٫۷۹	۴٫۹۷	۲٫۲۳	۰٫۲۶	۴۲۵	۴۴۴	۱۹۹	۱٫۱۲	۶٫۷۶
Pabdeh	۲۳۹۰	۲٫۴۱	۸٫۴۹	۲٫۹۴	۰٫۲۲	۴۲۰	۳۶۰	۱۲۵	۲٫۳۶	۱۰٫۹
Kazhdumi	۳۱۸۶-۳۱۸۴	۱٫۷۶	۲۹٫۴۷	۱٫۲۳	۰٫۰۶	۴۲۴	۷۰٫۵	۲۹	۴٫۱۸	۳۱٫۲۳
Kazhdumi	۳۱۹۲-۳۱۹۰	۰٫۵۹	۱۶٫۰۹	۰٫۲۱	۰٫۰۴	۴۲۱	۶۱۲	۸	۲٫۶۳	۱۶٫۶۸
Kazhdumi	۳۲۱۰-۳۲۰۸	۰٫۲۵	۲٫۴۷	۱٫۴۹	۰٫۰۹	۴۳۲	۳۱۳	۱۸۹	۰٫۷۹	۲٫۷۲
Kazhdumi	۳۲۱۶-۳۲۱۴	۰٫۳۷	۲٫۲	۱٫۹۸	۰٫۱۴	۳۶۲	۲۹۳	۲۶۴	۰٫۷۵	۲٫۵۷
Kazhdumi	۳۲۳۰-۳۲۲۸	۰٫۳۹	۳٫۴۶	۱٫۸۹	۰٫۱	۴۳۳	۲۶۸	۱۴۷	۱٫۲۹	۳٫۸۵
Kazhdumi	۳۲۴۲-۳۲۴۰	۰٫۹۲	۱۵٫۲۲	۱٫۳۴	۰٫۰۶	۴۲۷	۵۴۹	۴۸	۲٫۷۷	۱۶٫۱۴
Kazhdumi	۳۳۷۰-۳۳۶۸	۰٫۳۳	۱٫۶۶	۴٫۱۴	۰٫۱۷	۳۳۷	۱۰۸	۲۷۱	۱٫۵۳	۱٫۹۹
Kazhdumi	۳۳۷۸-۳۳۷۶	۰٫۲۷	۱٫۷۳	۱٫۱۱	۰٫۱۳	۳۴۳	۱۸۸	۱۲۱	۰٫۹۲	۲
Gadvan	۳۵۴۶-۳۵۴۴	۰٫۱۸	۱٫۲۶	۲٫۱۲	۰٫۱۳	۳۴۴	۱۴۳	۲۴۱	۰٫۸۸	۱٫۴۴
Gadvan	۳۵۶۰-۳۵۵۸	۰٫۱۷	۱٫۲۱	۱٫۸۴	۰٫۱۳	۳۴۲	۱۴۹	۲۲۷	۰٫۸۱	۱٫۳۸
Gadvan	۳۵۷۰-۳۵۶۸	۰٫۳۳	۲٫۴۷	۱٫۷۱	۰٫۱۲	۳۴۴	۱۸۲	۱۲۶	۱٫۳۶	۲٫۸
Gadvan	۳۵۸۰-۳۵۷۸	۰٫۲۲	۱٫۵۷	۲٫۰۷	۰٫۱۲	۳۴۴	۱۷۴	۲۳۰	۰٫۹	۱٫۷۹
Gadvan	۳۵۹۲-۳۵۹۰	۰٫۲۶	۱٫۳۹	۱٫۹۸	۰٫۱۶	۳۳۹	۱۹۶	۲۷۹	۰٫۷۱	۱٫۶۵
Gadvan	۳۶۲۴-۳۶۲۲	۰٫۲۱	۱٫۵۷	۱٫۸۸	۰٫۱۲	۳۴۴	۱۸۵	۲۲۱	۰٫۸۵	۱٫۷۸
Gadvan	۳۶۶۰-۳۶۵۹	۰٫۱۶	۱٫۰۳	۱٫۷۲	۰٫۱۳	۳۴۳	۱۲۹	۲۱۵	۰٫۸	۱٫۱۹
Gadvan	۳۶۸۲-۳۶۸۰	۰٫۲۷	۱٫۷۲	۱٫۱۳	۰٫۱۳	۴۳۶	۱۷۶	۱۱۵	۰٫۹۸	۱٫۹۹
Gadvan	۳۷۲۹	۰٫۳۱	۰٫۲۸	۰٫۹۸	۰٫۵۲	۳۱۲	۱۱۷	۴۰۸	۰٫۲۴	۰٫۵۹
Gadvan	۳۹۵۸	۰٫۲	۰٫۲۶	۰٫۲۹	۰٫۴۳	۴۴۴	۱۷۳	۱۹۳	۰٫۱۵	۰٫۴۶
Garau	۴۴۰۲-۴۴۰۰	۱	۲٫۸۸	۱٫۶۵	۰٫۲۵	۴۳۳	۲۰۴	۱۱۷	۱٫۴۱	۳٫۸۸
Garau	۴۴۸۲-۴۴۸۰	۰٫۱۵	۰٫۴۹	۱٫۲۳	۰٫۲۳	۴۳۰	۸۸	۲۲۰	۰٫۵۶	۰٫۶۴
Garau	۴۳۹۸-۴۳۹۶	۰٫۱۹	۱٫۱	۲٫۲۲	۰٫۷۷	۳۳۴	۲۲۴	۴۵۳	۰٫۴۹	۱٫۲۹
Garau	۴۴۳۶-۴۴۳۴	۰٫۱۸	۰٫۸۷	۱٫۴۲	۰٫۱۷	۳۳۸	۲۶۴	۴۳۰	۰٫۳۳	۱٫۰۵
Garau	۴۴۷۴-۴۴۷۲	۰٫۱۶	۰٫۷۳	۱٫۲۶	۰٫۱۷	۳۳۲	۲۵۲	۴۳۴	۰٫۲۹	۰٫۸۹
Garau	۴۵۷۰-۴۵۶۸	۰٫۱۷	۰٫۷۷	۱٫۳۹	۰٫۱۸	۳۳۷	۱۹۷	۳۵۶	۰٫۳۹	۰٫۹۴
Sargelu	۴۹۵۸-۴۹۵۶	۲٫۹۹	۸٫۹۹	۱٫۵۹	۰٫۲۴	۴۴۴	۱۰۹	۱۹	۸٫۲۴	۱۱٫۹۸
Sargelu	۴۹۶۸-۴۹۶۶	۳٫۹۷	۱۰٫۱۲	۱٫۶۴	۰٫۲۸	۴۴۱	۱۱۱	۱۸	۹٫۱۳	۱۴٫۰۹
Sargelu	۵۰۳۴-۵۰۳۲	۰٫۱۵	۰٫۴۱	۰٫۶۷	۰٫۲۶	۳۸۸	۱۵۸	۲۵۸	۰٫۲۶	۰٫۵۶
Sargelu	۴۹۸۲-۴۹۸۰	۱٫۳	۳٫۳۲	۱٫۹۸	۰٫۲۸	۴۴۹	۷۲	۴۳	۴٫۶۱	۴٫۶۲
Sargelu	۴۹۹۲-۴۹۹۰	۰٫۸۲	۱٫۲۴	۱٫۹۶	۰٫۳۹	۳۴۴	۸۴	۱۳۲	۱٫۴۸	۲٫۰۶

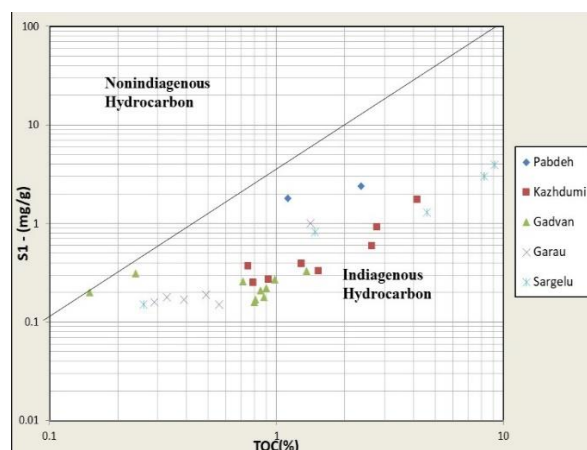
* مقادیر نسبتاً پایین T_{max} در سازندهای گرو و سرگلو ناشی از حفاری این سازندها با گل پایه روغنی است، بنابراین تا حد امکان سعی شد نمونه‌ها کاملاً شستشو شوند، اما امکان شستشوی بیش از این مقدار امکان‌پذیر نبود.

ضعیف تا متوسط و مقادیر بالاتر از ۶ نشان‌دهنده سنگ منشا خوب و خیلی خوب است [۴۳]. نمونه‌های سازندهای پابده و کژدمی در ناحیه دشت آبادان پتانسیل هیدروکربن‌زایی خوب تا خیلی خوب دارند. اکثر نمونه‌های سازند گدوان در ناحیه دشت آبادان در محدوده دارای پتانسیل هیدروکربنی خوب قرار گرفته‌اند. سازندهای گرو و سرگلو پتانسیل هیدروکربن‌زایی خیلی خوب دارند. شاخص هیدروژن یکی از پارامترهای مهم در بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ‌های منشا محسوب می‌شود [۴]. با استفاده از نمودار تغییرات مقادیر HI در برابر TOC می‌توان میزان کیفیت و غنی هیدروژن و تشخیص نوع هیدروکربن تولیدی را مشخص کرد [۴۴]. با توجه به این نمودار اکثر نمونه‌های سازندهای پابده، کژدمی، گدوان و گرو پتانسیل تولید نفت دارند. تنها یک نمونه از سازند کژدمی و سازند گرو در محدوده تولید گاز و مقداری نفت قرار گرفته است. این در حالی است که نمونه‌های سازند سرگلو در محدوده تولید نفت و بیشتر محدوده نفت و گاز قرار گرفته‌اند (شکل ۵). یکی از مهم‌ترین دلایل برای پایین بودن پارامتر HI برای نمونه‌های مربوط به سازند سرگلو تولید نفت در کرتاسه بالایی است که سبب شده پارامتر HI کاهش یابد.

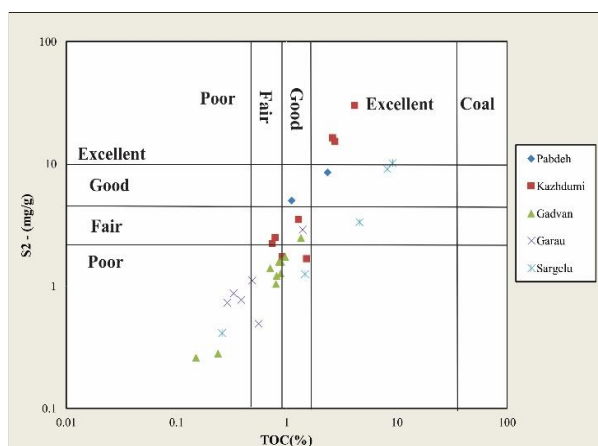
۴-۱-۲- کیفیت مواد آلی

شناسایی و تفسیر انواع کروژن بر اساس مقادیر شاخص هیدروژن است [۴۳]. کروژن نوع I غنی از هیدروژن با دارا بودن شاخص هیدروژن بیشتر از ۶۰۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر

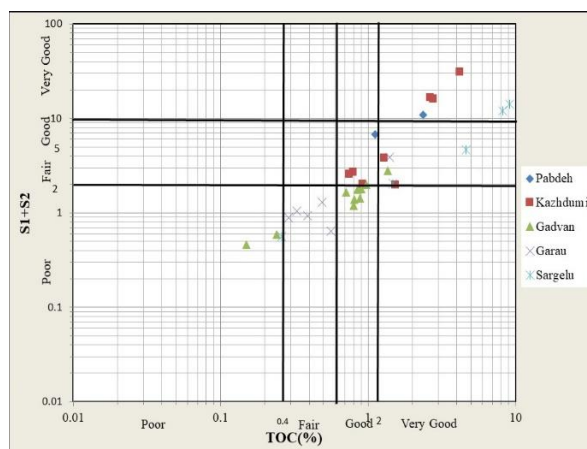
می‌شود. بر پایه تقسیم‌بندی [۳۸] نمونه‌های با مقدار کل ماده آلی کمتر از ۰٫۵، ۰٫۵ تا ۱، ۱ تا ۲ و بیشتر از ۲ درصد وزنی از لحاظ مقدار غنای ماده آلی به ترتیب در محدوده ضعیف، متوسط، خوب و خیلی خوب جای می‌گیرند. محتوای کل ماده آلی در نمونه‌های مورد مطالعه در ناحیه دشت آبادان در محدوده‌ی بین ۰٫۱۵ تا ۹٫۱۳ درصد وزنی است. در کنار پارامتر TOC از پارامترهای S1+S2 یا S2 برای تعیین کمیت مواد آلی شامل پتانسیل هیدروکربن‌زایی و طبقه‌بندی سنگ‌های منشا استفاده می‌شود (شکل‌های ۳ و ۴) [۴۲، ۴۱، ۳۹]. شاخص پتانسیل هیدروکربن‌زایی کمتر از ۲ نمایشی از سنگ منشا فاقد توان یا خیلی ضعیف، محدوده بین ۲ تا ۶ نشان از سنگ منشا



شکل ۲: نمودار S1 در مقابل TOC برای تعیین آلودگی نمونه‌های مورد مطالعه [۴]



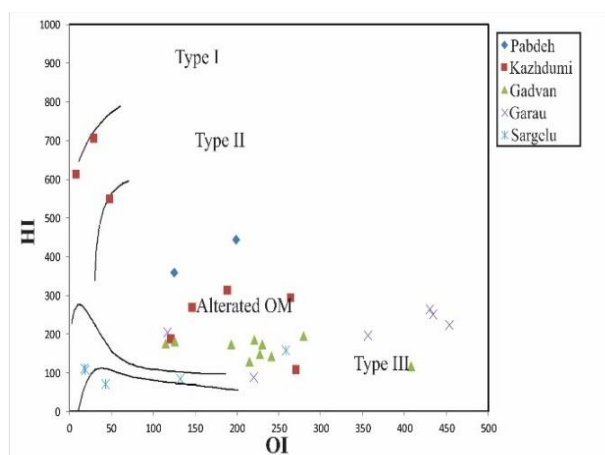
شکل ۴: نمودار TOC در برابر S2 برای شناسایی نوع کروژن در نمونه‌های مورد مطالعه [۴۱]



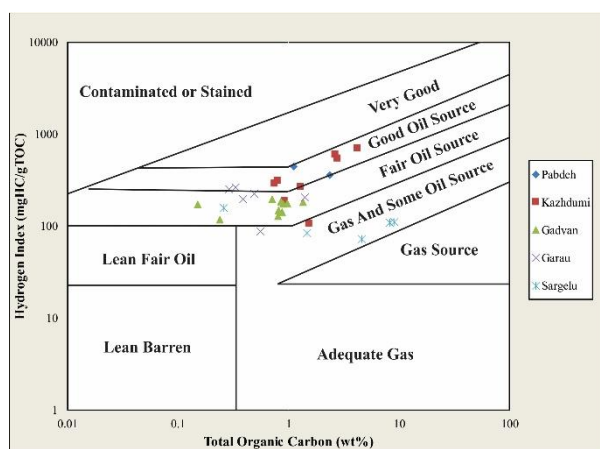
شکل ۳: نمودار S1+S2 در برابر TOC برای تعیین توان هیدروکربن‌زایی در نمونه‌های مورد مطالعه [۴۲، ۳۹]

گرم سنگ، کروژن نوع II با دارا بودن شاخص هیدروژن بین ۳۵۰ تا ۶۰۰ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ و کروژن نوع III با شاخص هیدروژن بین ۷۵ تا ۲۰۰ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ مشخص می‌شود [۴۵]. پیترز [۳۸] پیشنهاد کرد سنگ‌های با شاخص هیدروژن بیشتر از ۳۰۰ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ عمدتاً نفت تولید می‌کنند. در حالی که سنگ‌های دارای شاخص هیدروژن بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ نفت و گاز تولید کرده و سنگ‌های دارای شاخص هیدروژن بین ۵۰ تا ۱۵۰ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ عمدتاً گاز تولید می‌کنند. شاخص هیدروژن با افزایش بلوغ حرارتی کاهش می‌یابد و علت بلوغ بالای مواد آلی، شاخص هیدروژن در نمونه‌ها در قیاس با شاخص هیدروژن مواد آلی نابالغ کمتر است. در این پژوهش از نمودارهای HI در برابر OI و T_{max} در برابر HI برای حذف اثر بلوغ در تعیین نوع ماده آلی استفاده شده است [۴۵، ۴]. برای تعیین نوع کروژن و میزان بلوغ مواد آلی از نمودار تغییرات HI در مقابل OI استفاده می‌شود [۴]. با توجه به نتایج حاصل از داده‌های این نمودار در ناحیه دشت آبادان نمونه‌های مورد مطالعه، کروژن نوع II و III و یا مخلوطی از دو نوع کروژن نامبرده دارند (شکل ۶). با استفاده از نمودار شاخص هیدروژن (HI) در مقابل حداکثر حرارت تولید هیدروکربن (T_{max})، نوع کروژن و میزان پختگی مواد آلی تعیین می‌شود [۴]. با توجه به این نمودار، نمونه‌های سازند پابده دارای کروژن نوع II/III و از لحاظ پختگی نابالغ‌اند. سازندهای کژدمی و گدوان کروژن نوع II/III دارند و میزان پختگی آنها نابالغ-اوایل پنجره نفتی

است. سازند گرو دارای بلوغ کافی برای تولید هیدروکربن است و با داشتن T_{max} در محدوده ۳۳۲ تا ۴۳۳ در اواسط پنجره نفتی قرار دارد. نوع کروژن در سازند گرو نوع II است. دلیل پایین بودن میزان پختگی ممکن است ناشی از تأثیرات مواد افزودنی به گل حفاری و یا مواد آلوده‌کننده باشد. به طور متوسط میزان شاخص هیدروژن ۲۰۴ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ است که نشان‌دهنده توان پتانسیل خیلی خوب برای سازند گرو است. سازند سرگلو دارای کروژن نوع III است. میزان پایین HI ممکن است چندین علت داشته باشد. اولین گزینه نوع کروژن است. در نوع کروژن III میزان HI پایین است که با توجه به محیط رسوبی سازند سرگلو که دریای عمیق است این سناریو رد می‌شود. با افزایش بلوغ در سنگ منشا و تولید هیدروکربن، هیدروژن موجود در کروژن سنگ تبدیل به هیدروکربن‌های تولیدی می‌شود و میزان HI کاهش پیدا می‌کند که در اینجا با توجه به میزان T_{max} نمونه‌های سازند سرگلو که در اواخر پنجره نفتی- اوایل پنجره گاز تر قرار داشته به نظر تأثیرگذار بوده است. با توجه به داده‌های موجود پایین بودن میزان HI بیشتر به علت تولید هیدروکربن است. همان‌طور که گفته شده بر اساس این نمودار سازند سرگلو کروژن نوع III دارد، اما با توجه به میزان پایین شاخص هیدروژن و محیط رسوبی سازند سرگلو، کروژن موجود در این سازند از نوع دریایی II است (شکل ۷). نتایج هر دو نمودار نشان می‌دهد نمونه‌های مورد مطالعه در ناحیه دشت آبادان دارای کروژن نوع II و III به صورت جدا و یا ترکیبی از کروژن‌های نوع II و III است.



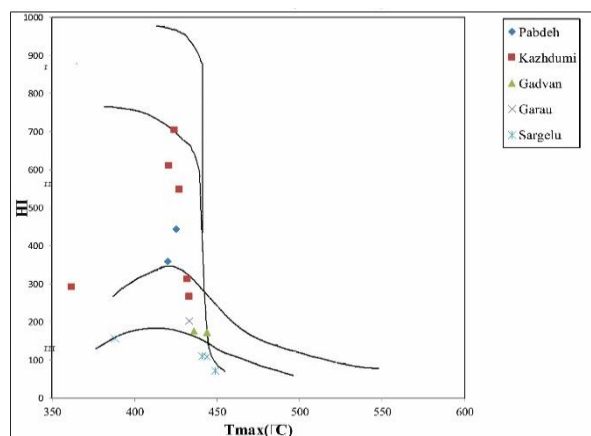
شکل ۶: نمودار HI در مقابل OI در نمونه‌های مورد مطالعه [۴]



شکل ۵: نمودار TOC در مقابل HI برای تعیین نوع هیدروکربن تولیدی در نمونه‌های مورد مطالعه [۴۴]

۴-۱-۳- بلوغ حرارتی

عنوان بلوغ حرارتی زیاد، پیمایش زیاد مسیر مهاجرت نفت‌ها و مصونیت از پدیده‌های تجزیه زیستی قلمداد شود. نکته قابل ذکر این است که بلوغ نفت‌های یاد شده به ترتیب از ایلام به سروک و فهلیان بیشتر می‌شود که بیانگر پختگی مخزن فهلیان

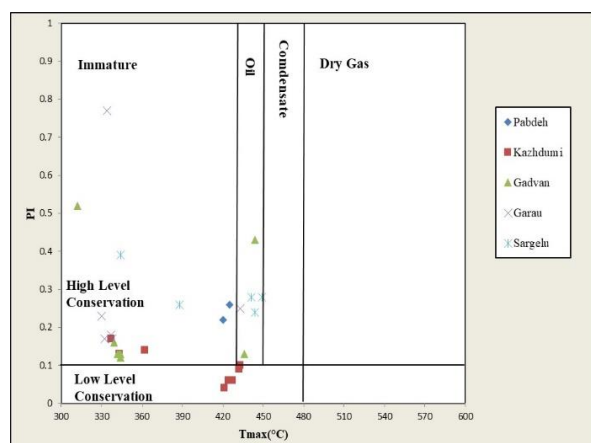


شکل ۷: نمودار HI در مقابل Tmax در نمونه‌های مورد مطالعه [۴]

برای تعیین میزان بلوغ کروژن و یا مواد آلی در سنگ‌های مولد احتمالی در ناحیه دشت آبادان از نمودار T_{max} در مقابل شاخص تولید (PI) استفاده شده است. با استفاده از نمودار T_{max} در برابر PI می‌توان بلوغ حرارتی مواد آلی را مورد ارزیابی قرار داد [۴۱]. مقادیر T_{max} کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد شاخص کروژن نابالغ و مقادیر بیشتر از ۴۶۰ درجه سانتی‌گراد پایان پنجره نفتی و شروع پنجره گاز تر است [۳۷]. مقدار T_{max} در نمونه‌های سازند پایده بین ۴۲۰ تا ۴۲۵ درجه سانتی‌گراد، سازند کژدمی بین ۳۳۷ تا ۴۳۳ درجه سانتی‌گراد، سازند گدوان بین ۳۱۲ تا ۴۴۴ درجه سانتی‌گراد، سازند گرو بین ۳۳۲ تا ۴۳۳ درجه سانتی‌گراد و سازند سرگلو بین ۳۴۴ تا ۴۴۹ درجه سانتی‌گراد متغیر است. همچنین مقادیر شاخص تولید بیشتر از ۰٫۶۵ نشان‌دهنده مرحله فوق بالغ مواد آلی و مقادیر کمتر از ۰٫۴ نشان از نابالغ بودن مواد آلی است [۱۱]. با توجه به نمودار T_{max} در برابر PI، نمونه‌های سازند پایده در مرحله نابالغ، سازند کژدمی در مرحله نابالغ-اوایل پنجره نفتی، سازند گدوان در مرحله نابالغ-اوایل پنجره نفتی، سازند گرو در مرحله اواسط پنجره نفتی و سازند سرگلو در اواخر پنجره نفتی - اوایل پنجره گاز تر قرار گرفته است (شکل ۸).

۴-۲- ویژگی‌های ژئوشیمیایی هیدروکربن‌های مخازن مورد مطالعه

۴-۲-۱- تعیین ویژگی‌های شیمیایی نفت‌ها



شکل ۸: نمودار شاخص هیدروکربن‌زایی (PI) در برابر T_{max} برای تعیین بلوغ حرارتی نمونه‌های مورد مطالعه [۴]

جدول ۲: درصد برش‌های مختلف هیدروکربنی و غیرهیدروکربنی استخراج شده از نمونه‌های نفت خام در ناحیه دشت آبادان

مخزن	ایلام-۱	ایلام-۲	سروک	فهلیان
Sat. %	۳۴٫۷۵	۲۹٫۲۲	۳۹٫۵۴	۶۵٫۱۷
Aro. %	۳۸٫۴۲	۴۰٫۲۲	۳۴٫۶۵	۲۱٫۰۷
Res. %	۲۱٫۸۱	۲۴٫۷۵	۲۱٫۶	۸٫۸۴
Asph. %	۵٫۰۲	۵٫۸۱	۴٫۲۱	۴٫۹۲

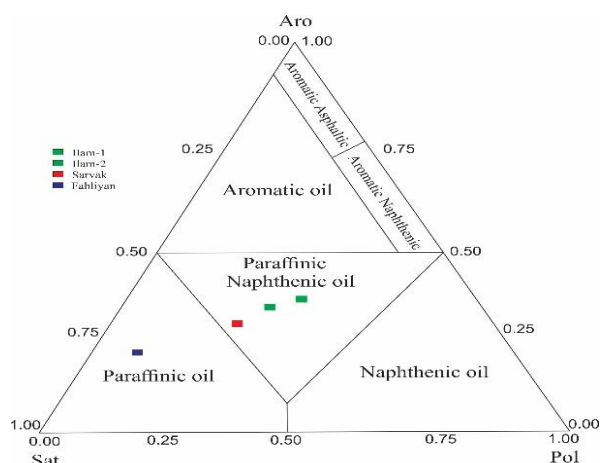
برای جداسازی و تعیین درصد برش‌های نفت خام مخازن ایلام، سروک و فهلیان در ناحیه دشت آبادان از کروماتوگرافی ستونی استفاده شد (جدول ۲). نمودار تیسوت و ولته برای تعیین خانواده‌های نفتی و کیفیت هیدروکربنی نمونه‌ها استفاده می‌شود [۴۳]. این نمودار بر اساس سه جز اشباع، آروماتیک^۲ و قطبی^۲ در یک نمودار مثلثی ترسیم شد. بر مبنای این نمودار نفت‌های مخازن ایلام و سروک تقریباً نزدیک به هم قرار گرفته‌اند و در محدوده نفت‌های پارافینی-نفتنی طبقه‌بندی می‌شوند (شکل ۹). نفت مخزن فهلیان از نظر ترکیب‌های شیمیایی با دیگر نفت‌ها کمی متفاوت است و بیشترین مقدار درصد اشباع و کمترین میزان درصد قطبی را (رزین و آسفالتین) در بین نفت‌های خام مورد مطالعه دارد و در زمره نفت‌های پارافینی (سبک) قرار گرفته است (جدول ۲ و شکل ۱۰). بالابودن مقدار ترکیبات اشباع ممکن است به

در سطح بالاتر است. نمودار ستاره‌ای با استفاده از نسبت‌های بایومارکری، برای تعیین شباهت‌ها و تفاوت‌های سنگ منشا با نفت و تطابق نفت-نفت استفاده می‌شود [۴۶]. نمودار ستاره‌ای پارامترهای حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی در شکل ۱۱ نشان داده شده است. همان‌طور که این شکل نشان می‌دهد نفت‌های تمامی مخازن مورد مطالعه همپوشانی نسبتاً خوبی با یکدیگر دارند و به معنی هم خانواده بودن این نفت‌ها و در نتیجه پیشنهاددهنده یکی بودن منشا آنها است.

۲-۲-۴- ارزیابی میزان بلوغ حرارتی در نفت‌های مورد مطالعه نمودار تغییرات C_{29} Sterane $20s/(20s+20R)$ در برابر

۲-۲-۴- ارزیابی میزان بلوغ حرارتی در نفت‌های مورد مطالعه

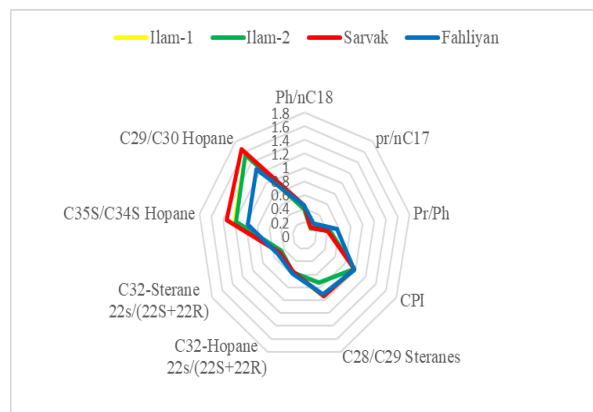
نمودار تغییرات C_{29} Sterane $20s/(20s+20R)$ در برابر



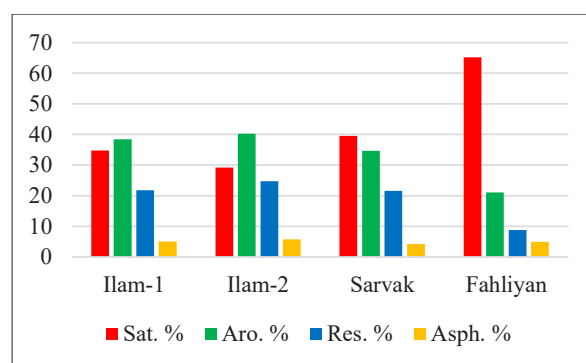
شکل ۹: نمودار مثلثی برش‌های نفت برای تشخیص نوع نفت و طبقه‌بندی نفت‌ها [۴۳]

۳-۲-۴- شرایط محیط رسوب‌گذاری، نوع ماده آلی و سنگ‌شناسی سنگ منشا

نسبت‌های پرستان به فیتان در مقابل نسبت دی‌بنزوتیوفن به فنانتین در کنار یکدیگر اطلاعات بسیار مهمی در مورد محیط نهشته‌شدن و سنگ‌شناسی سنگ منشا ارائه می‌دهند [۴۹، ۵۰]. شکل ۱۳ تغییرات نسبت پرستان به فیتان در مقابل دی‌بنزوتیوفن به فنانتین را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشخص است نفت‌های ایلام در منطقه 1A



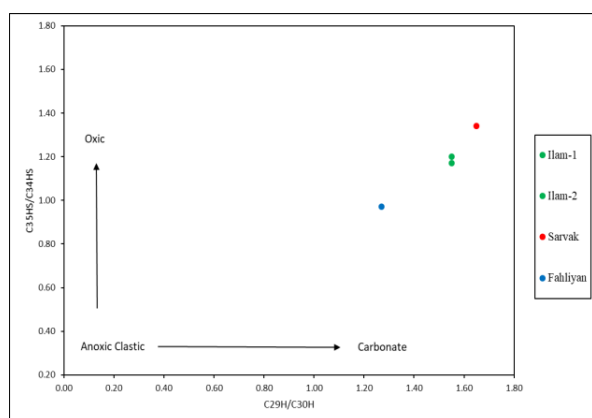
شکل ۱۱: نمودار ستاره‌ای برای نمونه‌های مورد مطالعه [۴۶]



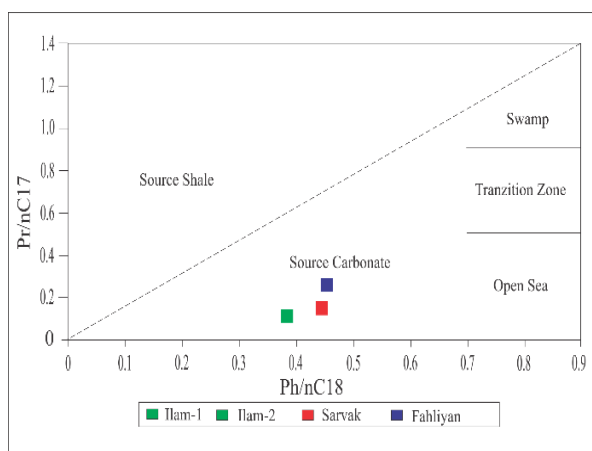
شکل ۱۰: درصد فراوانی ترکیبات اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتین در ناحیه دشت آبادان

(۱۴) [۱۱]. همچنین نمودار تغییرات پرستان به فیتان نشان می‌دهد محیط نهشته شدن سنگ منشا در محیط کربناته و اندکی به سمت محیط دریای باز است (شکل ۱۵) [۵۱].

TAR یکی از نسبت‌های آلکان‌های نرمال است که مقادیر نسبی هیدروکربن‌های قاره‌ای به هیدروکربن‌های دریایی در سنگ منشا را نشان می‌دهد [۱۷]. پایین بودن این مقدار نمونه نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که فراوانی مواد دریایی به نسبت قاره‌ای زیاد است (جدول ۳) [۵۲]. فراوانی استران C_{29} نسبت استران‌های C_{27} و C_{28} نشان می‌دهد که سنگ‌های منشا در ناحیه دشت آبادان در یک محیط دریایی تشکیل شده‌اند که در آن می‌توان آثار ورود مواد آلی با کروژن قاره‌ای



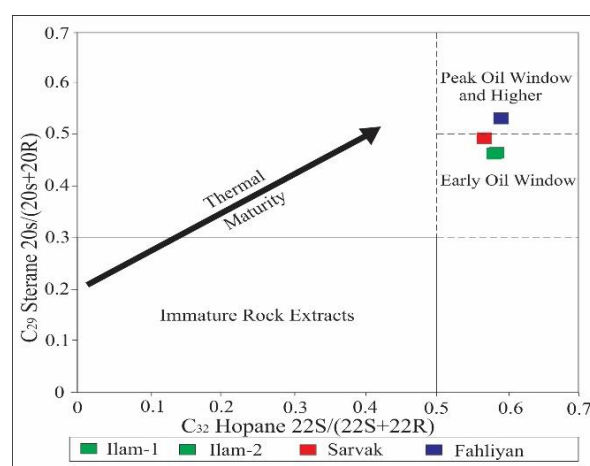
شکل ۱۴: نمودار نسبت تغییرات $C_{29}/C_{30}H$ در مقابل $C_{35}/C_{34}H$ برای تعیین سنگ‌شناسی نمونه‌های مورد مطالعه [۱۱]



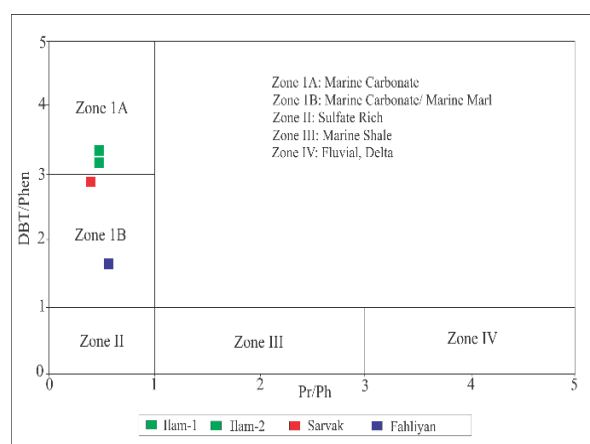
شکل ۱۵: نمودار نسبت تغییرات پرستان در مقابل فیتان برای تعیین محیط رسوب‌گذاری سنگ‌های منشا در نمونه‌های مورد مطالعه [۵۱]

قرار می‌گیرند که نشان از کربناته دریایی است. نمونه‌های نفت مخازن سروک و فهلیان در زون IB قرار دارند که نشان‌دهنده سنگ منشا کربناته-مارنی است. نسبت پایین DBT/PH مورد نفت مخزن فهلیان به علت میزان گوگرد کمتر این مخزن است که یکی از دلایل احتمالی آن بلوغ بیشتر این نفت و جدا شدن گوگردهای چسبیده به مولکول‌های نفت است.

نمودار نسبت تغییرات هوپان C_{29}/C_{30} در مقابل C_{34}/C_{35} نشان می‌دهد که نمونه‌های نفت مورد مطالعه در مخازن ایلام، سروک و فهلیان در ناحیه دشت آبادان در محیط احیایی رسوب کرده‌اند و سنگ‌شناسی نمونه‌ها کربناته و مارنی است (شکل



شکل ۱۶: نمودار تغییرات مقادیر C_{32} Hopane 22S/22S+22R در مقابل C_{29} Sterane 20S/20S+20R برای تعیین بلوغ حرارتی نمونه‌های مورد مطالعه [۴۸]



شکل ۱۷: نمودار تغییرات DBT/Phen در مقابل Pr/Ph برای تعیین سنگ‌شناسی نمونه‌های مورد مطالعه [۵۰]

حلقه‌های (C_{24} Tet/ C_{23} Tri)، تخریب صورت نگرفته و نسبت Pr/Ph قابل اطمینان است [۵۳]. استفاده از نسبت استران‌ها نیز اطلاعات خوبی از شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ منشا ارائه می‌دهد [۵۴]. نمودار مثلثی تغییرات استران‌های C_{27} ، C_{28} و C_{29} برای تعیین منشا و محیط نهشته شدن مواد آلی ترسیم شد [۵۵، ۵۱]. در استران‌های منظم، C_{27} نشان‌دهنده مواد آلی دریایی، C_{28} مربوط به مواد آلی دریاچه‌ای و C_{29} نمایشی از ورود مواد آلی خشکی به حوضه رسوبی است [۱۱]. برای نمونه نفتی مورد مطالعه در ناحیه دشت آبادان رابطه $C_{29} > C_{27} > C_{28}$ برقرار بوده که نشان‌دهنده سنگ منشا کربناته (غالباً محیط قاره‌ای) برای منشا نفت‌های مورد مطالعه است (شکل ۱۷).

جدول ۳: نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی از نمونه‌های نفت خام در ناحیه دشت آبادان

مخزن	ایلام-۱	ایلام-۲	سروک	فهلپیان
TAR	۰٫۱۶	۰٫۱۶	۰٫۲	۰٫۲
CPI	۰٫۹۷	۰٫۹۷	۰٫۹۷	۰٫۹۸
Ph/nC18	۰٫۳۹	۰٫۳۹	۰٫۴۴	۰٫۴۵
Pr/nC17	۰٫۱۵	۰٫۱۵	۰٫۱۷	۰٫۲۴
Pr/Ph	۰٫۴۴	۰٫۴۴	۰٫۴	۰٫۵۶

را پیدا کرد (جدول ۴) [۵۱]. یکی از رایج‌ترین نمودارها برای تعیین محیط‌های احيایی و اکسیدی و تخریب زیستی، نمودار Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18 است (شکل ۱۶) [۵۲، ۴]. این نمودار محیط نسبتاً احيایی با کروژن نوع II (جلبکی و دریایی) و بلوغ نسبتاً زیاد را برای نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد. همان‌طور که شکل ۱۶ نشان می‌دهد تمامی نفت‌های مورد مطالعه در ناحیه دشت آبادان با همدیگر همخوانی خوبی دارند و می‌توان آنها را در یک خانواده نفتی طبقه‌بندی کرد. در این نمودار نفت مخزن فهلپیان بلوغ کمتری نسبت به نفت مخازن گروه بنگستان (ایلام و سروک) دارد. احتمالاً به دلیل تخریب زیستی جزئی، نفت مخزن فهلپیان دارای مقادیر بیشتری از نسبت‌های پریستان و فیتان است. این موضوع نیاز به بررسی پارامترهای بایومارکری و ایزوتوپی بیشتری دارد.

مقادیر به دست آمده از نسبت پریستان به فیتان برای نمونه‌های نفت‌های مورد مطالعه کمتر از یک است که این مقادیر نشان‌دهنده حاکم بودن شرایط احيایی محیط رسوب‌گذاری در زمان تشکیل سنگ‌های منشا تولیدکننده نفت مانند سازندهای سرگلو و گرو است [۴]. شایان ذکر است این نسبت تحت شرایط تخریبی تغییر می‌کند ولی با توجه به کروماتوگرام گازی (GC) که در آن پیک هیدروکربن‌های سبک فراوانی زیادی داشته و نسبت تریپان‌های چهار حلقه‌ای ۲۴ به تریپان سه

جدول ۴: نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی بر روی برش اشباع در ناحیه دشت آبادان

مخزن	ایلام-۱	ایلام-۲	سروک	فهلپیان
C_{28}/C_{29} Steranes	۰٫۹۴	۰٫۷۲	۰٫۹۴	۰٫۹۱
C_{32} -Hopane 22S/(22S+22R)	۰٫۵۷	۰٫۵۷	۰٫۵۶	۰٫۵۸
C_{29} Sterane 20S/(20S+20R)	۰٫۴۵	۰٫۴۴	۰٫۴۸	۰٫۵۲
$C_{35}S/C_{34}S$ Hopane	۱٫۲	۱٫۱۷	۱٫۳۴	۰٫۹۷
C_{29}/C_{30} Hopane	۱٫۵۵	۱٫۵۵	۱٫۶۵	۱٫۲۷
C_{26}/C_{25} Tricyclic Terpene	۰٫۶۷	۰٫۶۲	۰٫۶۸	۰٫۶۸
$C_{31}R/C_{30}H$	۰٫۴	۰٫۴	۰٫۴	۰٫۴
Oleanane/Hopane	۰٫۰۵	۰٫۰۶	۰٫۰۵	۰٫۰۹
Ts/Hopane	۰٫۰۴	۰٫۰۴	۰٫۰۴	۰٫۰۷
Gammacerane/HC30	۰٫۱۸	۰٫۱۹	۰٫۱۶	۰٫۱۴
C_{27} sterane (%)	۰٫۳۰۹	۰٫۳۰۲	۰٫۲۹۲	۰٫۲۹
C_{28} sterane (%)	۰٫۲۶۸	۰٫۲۸۴	۰٫۲۷۴	۰٫۲۵۴
C_{29} sterane (%)	۰٫۴۲۳	۰٫۴۱۴	۰٫۴۳۴	۰٫۴۵۵
$C_{28}BNH/C_{30}H$	۰٫۱۸	۰٫۱۸	۰٫۱۸	۰٫۱۱
Ts/(Ts+Tm)	۰٫۱۳	۰٫۱۴	۰٫۱۵	۰٫۳
ETR	۰٫۰۶	۰٫۵۵	۰٫۶۷	۰٫۶۱

از آنها فاصله گرفته است که این موضوع ممکن است به علت اختلاف در بلوغ باشد. نتایج حاصل از آنالیز ایزوتوپ کربن بر روی نفت های مورد مطالعه در ناحیه دشت آبادان در جدول ۶ ارائه شده است.

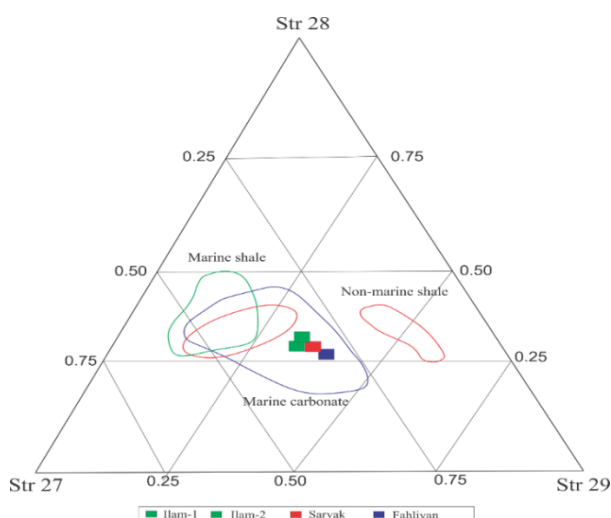
۴-۲-۴- تعیین سن سنگ منشا

مقادیر ETR^5 را می توان بر اساس نتایج حاصل از GC-MS نمونه های نفتی محاسبه کرد. بر اساس طبقه بندی انجام شده نفت های با میزان ETR بالاتر از ۲ مربوط به تریاس و قدیمی تر هستند. میزان ETR بین ۲ تا ۱٫۲ مربوط به ژوراسیک پایینی و مقدار ETR کمتر از ۱٫۲ مربوط به سن ژوراسیک میانی و جدیدتر هستند. برای نمونه های نفتی مورد مطالعه در ناحیه دشت آبادان این مقدار در محدوده بین ۰٫۵۵ تا ۰٫۶۷ تغییر

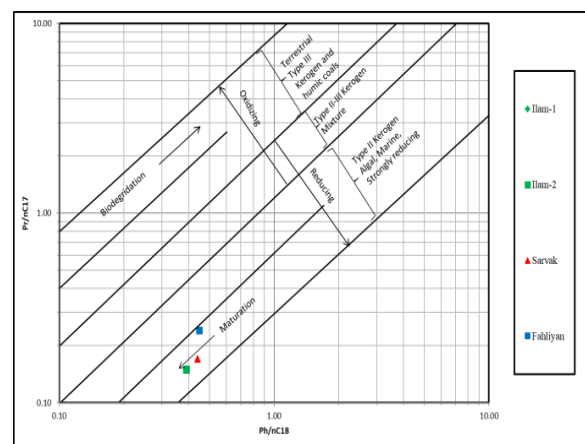
نمودار Hopane 35/34 در مقابل Gammacerane/ Hopane C30 برای تعیین میزان شوری و محیط رسوبی منشا در شکل ۱۸ ترسیم شد [۱۱]. این نمودار برای نفت های مورد مطالعه نشان می دهد که آنها از یک سنگ منشا که در محیط حد واسط بین شیل و کربناته با شوری نرمال تشکیل شده اند که در زمان رسوب گذاری مارنی بوده است. از مهم ترین و مطمئن ترین پارامترهای ژئوشیمیایی که برای تطابق نفت-نفت و نفت-سنگ منشا استفاده می شود، ایزوتوپ پایدار کربن ۱۳ است. با رسم میزان ایزوتوپ کربن در ترکیبات آروماتیک نسبت به اشباع می توان در مورد محیط رسوب گذاری مواد آلی به وجود آورنده هیدروکربن اظهار نظر کرد [۵۷]. در شکل ۱۹ نفت های مخازن ایلام و سروک در محیط حد واسط دریایی و قاره ای قرار گرفته اند. در حالی که نفت مخزن فهلیان کمی

جدول ۵: نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی-طیفسنجی جرمی بر روی برش آروماتیک در ناحیه دشت آبادان

مخزن	ایلام-۱	ایلام-۲	سروک	فهلیان
C_{28}/C_{26} Striaromatic Stroid	۳٫۵۱	۳٫۵۳	۴٫۰۸	۱۰٫۱۹
C_{28}/C_{27} 20Rtriaromatic Stroid	۰٫۹	۰٫۸۸	۰٫۸۸	۱٫۲
MPI-1	۰٫۸۳	۰٫۸۵	۰٫۷۹	۰٫۶۸
MPI-2	۱٫۴۷	۱٫۵۶	۱٫۴۶	۱٫۲۲
DBT/PHEN	۳٫۰۹	۳٫۱۷	۲٫۸۶	۱٫۶۱
MDB	۱٫۶۵	۱٫۵۵	۱٫۴۵	۱٫۲۵
4-MDBT/1-MDBT	۲٫۱۲	۲٫۰۹	۲٫۲۷	۲٫۵۳
(2+3)/1MDBT	۱٫۷۴	۱٫۷۳	۱٫۸۲	۱٫۸۳



شکل ۱۷: نمودار مثلثی استران های C_{27} ، C_{28} و C_{29} برای تعیین ژنز مواد آلی سنگ منشا در نمونه های مورد مطالعه [۵۱]

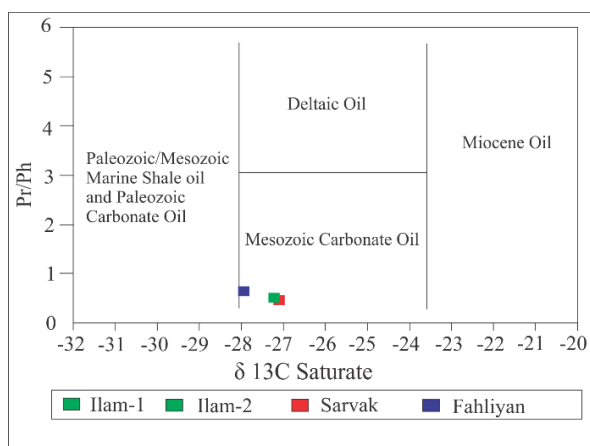


شکل ۱۶: نمودار Pr/nC_{17} در مقابل Ph/nC_{18} برای تشخیص سیر تحولی مواد آلی، تعیین محیط های احيایی و اکسیدی و تخریب زیستی نمونه های مورد مطالعه [۵۰]

می‌کند و به دلیل آن که کمتر از ۱/۲ است، سن ژوراسیک میانی تا بالایی یا جوان‌تر برای سنگ منشا تولیدکننده نفت را نشان می‌دهد [۵۷]. از نسبت بایومارکرهای Oleanane/Hopane می‌توان برای تعیین نفت‌های با سن کمتر از کرتاسه استفاده کرد [۱۹]. با توجه به جدول ۴ مقدار این نسبت برای نفت‌های مورد مطالعه کمتر از ۰/۰۹ است و نشان می‌دهد که تمامی نمونه‌های مورد مطالعه از سنگ منشا با سن کرتاسه یا بیشتر تولید شده‌اند [۵۸]. نسبت استران C_{28}/C_{29} برای نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در بازه ۰/۵ تا ۰/۷ قرار می‌گیرد که نشان‌دهنده سن ژوراسیک تا کرتاسه پیشنهاد می‌شود.

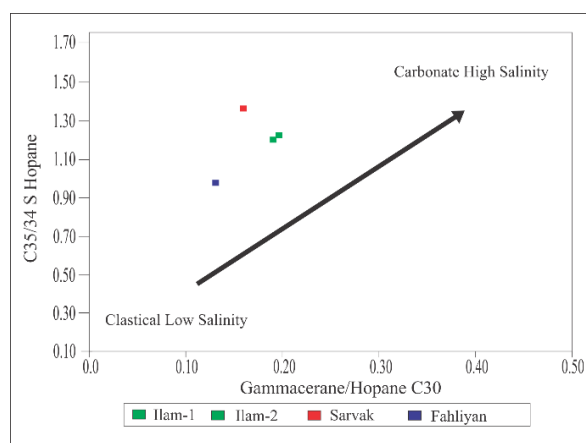
جدول ۶: نتایج حاصل از آنالیز ایزوتوپی در ناحیه دشت آبادان

مخزن	ایلام-۱	ایلام-۲	سروک	فهلپیان
$\delta^{13}C$ Sat	-۲۷/۱	-۲۷/۲	-۲۷/۳	-۲۸
$\delta^{13}C$ Aro	-۲۷/۳	-۲۷/۲	-۲۷	-۲۶/۵
$\delta^{13}C$ Asph	-۲۶/۷	-۲۷	-۲۶/۷	-۲۶/۳

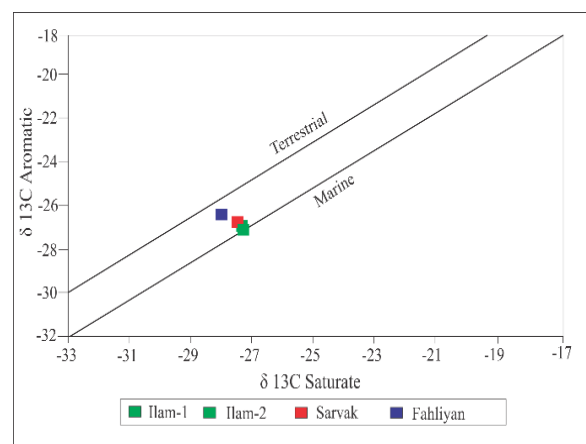


شکل ۲۰: نمودار نسبت پرستان به فیتان در مقابل ایزوتوپ کربن ۱۳ نفت خام برای تعیین سن و سنگ‌شناسی سنگ منشا ناحیه دشت آبادان [۶۰،۵۹]

شکل ۱۸: نمودار اندیس گاماسران در مقابل هوپان برای بررسی محیط رسوبی و شوری در ناحیه دشت آبادان [۱۱]



شکل ۱۹: نمودار ایزوتوپ کربن ۱۳ ترکیبات آروماتیک در برابر ترکیبات اشباع برای تعیین شرایط رسوب‌گذاری سنگ منشا تولیدکننده نفت در ناحیه دشت آبادان [۵۶]



۵- نتیجه گیری

Hopane, DBT/Phen, هوپان C_{29}/C_{30} در مقابل C_{34}/C_{35} , Gammacerane/Hopane C30 و تغییرات 35/34 در مقابل Pr/Ph استفاده شد و نتایج حاصل از آن نشان می‌دهد سنگ منشأ احتمالی دارای ترکیب سنگ شناسی کربناتی و مارنی است که در شرایط احیایی نهشته شده و کروژن نوع II تولید کرده است. فراوانی استران C_{29} به استران‌های C_{28} و C_{27} نشان از نهشته شدن سنگ منشأ در یک محیط احیایی می‌دهد که در آن آثار ورود مواد آلی با کروژن قاره‌ای مشاهده می‌شود. نمودار ایزوتوپ کربن ۱۳ در ترکیبات آروماتیک در مقابل ترکیبات اشباع بیان‌کننده رسوب‌گذاری سنگ منشأ نفت‌های مورد مطالعه در محیط دریایی است. سرانجام بر اساس پارامترهای ژئوشیمیایی تعیین‌کننده سن مانند ETR, Oleanane/(Oleanane+Hopane), نسبت استران C_{28}/C_{29} و نمودار تغییرات Pr/Ph در مقابل نسبت ایزوتوپ $\delta^{13}C$ ، نهشته‌های کربناته در محدوده سنی کوتاه تا ژوراسیک میانی به عنوان سنگ منشأ تولیدکننده نفت‌های مخازن ایلام، سروک و فهلیان تعیین شد. با توجه به نتایج حاصل از آنالیز بیومارکری و ایزوتوپی، نفت مخزن فهلیان در ناحیه دشت آبادان نسبت به مخازن ایلام و سروک بلوغ حرارتی بالاتری دارد. در نهایت سازندهای سرگلو با سن ژوراسیک میانی و سازند گرو با سن کرتاسه پایینی به عنوان سازندهای شارژکننده مخازن ایلام، سروک و فهلیان پیشنهاد می‌شود.

۶- مراجع

- [۱] کبرائی، م.، ربانی، ا.، ر.، طاعتی، ف.؛ ۱۳۹۶؛ "بررسی پتانسیل تولید در سازندهای منشأ پابده (ترشیری) و کژدمی (کرتاسه پایینی) در منطقه دشت آبادان". جنوب غرب ایران، مجله پژوهش نفت، شماره ۹۳، ص ۱۷-۴.
- [۲] خلعت بری، م.، کمالی، م.، آرین، م.، قربانی، ب.؛ ۱۳۹۸؛ "بررسی ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و سروک در میدان نفتی پازنان و نفت مخزن خلیج در میدان نفتی خويز با استفاده از روش های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی طیف سنجی جرمی". مجله پژوهش نفت، شماره ۱۰۷، ص ۱۳۹-۱۲۸.
- [۳] صابری، م.، ح.، جلیلیان، ی.، ربانی، ا.؛ ۱۳۹۸؛ "برآورد پتانسیل هیدروکربن‌زایی به وسیله پارامترهای سینتیک و آنالیز پیرولیز راک-اول ۶ سازند سرچاهان و میان لایه های زغالی سازندهای فراقون در ناحیه فارس ساحلی و خلیج فارس". نشریه مهندسی منابع معدنی، دوره چهارم، شماره ۳، ص ۳۶-۱۵.

[4] Hunt, J. M. (1996). "Petroleum Geochemistry and Geology". WH Freeman and Co. New York, pp. 621.

[5] Lafargue, E., Marquis, F., and Pillot, D. (1998). "Rock-

در این پژوهش با استفاده از نتایج پیرولیز راک-اول پتانسیل هیدروکربن‌زایی در سازندهای پابده، کژدمی، گدوان، گرو و سرگلو به عنوان سنگ‌های منشأ احتمالی و با استفاده از نتایج کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی و ایزوتوپ‌ها، نمونه‌های نفت مخازن ایلام، سروک و فهلیان در یکی از میادین نفتی ناحیه دشت آبادان واقع در جنوب غربی ایران مورد ارزیابی ژئوشیمیایی قرار گرفت. نتایج به دست آمده از آنالیز پیرولیز راک-اول نشان می‌دهد که سازندهای پابده، کژدمی و گدوان غالباً از کروژن نوع II/III و سازندهای گرو و سرگلو از کروژن نوع II تشکیل یافته‌اند. از لحاظ پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازندهای پابده و کژدمی پتانسیل خوبی تا خیلی خوب، سازند گدوان خوب و سازندهای گرو و سرگلو خیلی خوب دارند. بر اساس تغییرات میزان HI , PI و T_{max} نمونه‌های مورد مطالعه می‌توان مطرح کرد که سازند پابده نابالغ بوده و سازندهای کژدمی و گدوان در محدوده نابالغ-اوایل پنجره نفتی قرار دارند. سازند گرو به بلوغ مناسب رسیده است و در اواسط پنجره نفتی قرار دارد. سازند سرگلو دارای بلوغ کافی است و در اواخر پنجره نفتی-اوایل پنجره گاز تر قرار دارد. در مجموع سازندهای گرو و سرگلو نسبت به سازندهای پابده، کژدمی و گدوان پتانسیل، بلوغ حرارتی و کیفیت بالاتری برای تولید هیدروکربن دارند.

در این مطالعه با استفاده از نمودار مثلثی تیسوت و ولته بر روی نمونه‌های نفتی، نفت مخازن ایلام و سروک در محدوده پارافینی-نفتنی و نفت مخزن فهلیان در محدوده پارافینی طبقه‌بندی شد. بر اساس میزان برش‌های هیدروکربنی و نمودار ستاره‌ای، نفت‌های مخازن مورد مطالعه همپوشانی نسبتاً خوبی با یکدیگر دارند و می‌توان هیدروکربن‌های مورد مطالعه را در یک خانواده نفتی طبقه‌بندی کرد. هرچند که در برخی پارامترها تفاوت‌های جزئی در آنها دیده می‌شود. بر اساس متغیرهای تعیین‌کننده بلوغ مانند نمودار تغییرات Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18، نمودار تغییرات C_{29} Sterane $20s/(20s+20R)$ در برابر C_{32} Hopane $22s/(22s+22R)$ و شاخص ارجعیت کربن فرد به زوج بیانگر بلوغ نسبتاً زیاد مخازن نفتی مورد مطالعه و قرارگیری آنها در اواسط تا اواخر پنجره نفتی است. برای تعیین سنگ‌شناسی و شرایط نهشته‌شدن سنگ‌های منشأ شارژکننده نفت مخازن مورد مطالعه از مطالعات بیومارکری شامل نمودارهای Pr/Ph در مقابل

ژئوشیمیایی و تعیین خانواده های نفتی مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان". مجله زمین شناسی نفت ایران، شماره ۶ سال ۳، ص ۲۱-۳۳.

[۱۷] اسدی مهماندوستی، ا.، معلمی، س. ع.، امیرحسینی، م.، حبیبی، ع.؛ ۱۳۹۴؛ "ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیمان با استفاده از داده‌های بیومارکری در یکی از میداین نفتی دشت آبادان". مجله زمین شناسی نفت ایران، سال پنجم، شماره ۱۰، ص ۴۶-۶۶.

[18] Abeed, Q., Alkhafaji, A., and Littke, R. (2011). "Source rock potential of the upper Jurassic–Lower Cretaceous succession in the southern Mesopotamian basin, southern Iraq". *Journal of Petroleum Geology*, 34(2): 117-134.

[۱۹] کبرائی، م.، ربانی، ا. ر.، جلالی، م.؛ ۱۳۹۶؛ "بررسی ژئوشیمیایی نفت مخزن گدوان در میداین منطقه ی دشت آبادان: جنوب غربی ایران". ماهنامه علمی- ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۱۴۸، ص ۵۷-۵۰.

[۲۰] ده یادگاری، ا.، هنرمند، ج.؛ ۱۳۹۸؛ "ارزیابی ژئوشیمیایی نفت مخزن سروک در ناحیه غربی دشت آبادان و مقایسه پارامترهای بیومارکری آن با مخزن میشریف میداین عراقی". مجله پژوهش‌های دانش زمین، سال دهم، شماره ۴۰، ص ۲۵۲-۲۳۷.

[21] Berberian, M., and King, G. C. P. (1981). "Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran". *Canadian Journal of Earth Sciences*, 18(2): 210-265.

[22] Moradi, M., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Khanehbad, M., and Ghabeishavi, A. (2017). "Rock typing using geological and petrophysical data in the Asmari reservoir, Aghajari Oilfield, SW Iran". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 152: 523-537.

[23] Abdollahie Fard, I. A., Braathen, A., Mokhtari, M., and Alavi, S. A. (2006). "Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-Type, Deep-Seated Folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran". *Petroleum Geoscience*, 12(4): 347-362.

[24] Kent, P. E. (1979). "The emergent Hormuz salt plugs of southern Iran". *Journal of Petroleum Geology*, 2(2): 117-144.

[25] Abdollahie Fard, I. A., Mokhtari, M., and Alavi, S. A. (2007). "The Main Structural Elements of the Abadan Plain (SW Iran) and the N. Persian Gulf Based on the Integrated Geophysical Data". *Geophysical Research Abstracts*, 9: 111-146.

[26] Alavi, M. (2007). "Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran". *American Journal of Science*, 307(9): 1064-1095.

[27] Sharland, P. R., Casey, D. M., Davies, R. B., Simmons, M.

Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production". and soil contamination studies. *Revue de l'institut français du pétrole*, 53(4): 421-437.

[6] Behar, F., Beaumont, V., and Pentead, H. D. B. (2001). "Rock-Eval 6 technology: performances and developments". *Oil and Gas Science and Technology*, 56(2): 111-134.

[7] Li, M., Stasiuk, L., Maxwell, R., Monnier, F., and Bazhenova, O. (2006). "Geochemical and petrological evidence for Tertiary terrestrial and Cretaceous marine potential petroleum source rocks in the western Kamchatka coastal margin, Russia". *Organic Geochemistry*, 37(3): 304-320.

[8] Espitalié, J., Marquis, F., and Barsony, I. (1984). "Geochemical logging. In Analytical pyrolysis, Butterworth-Heinemann, 276-304.

[9] Espitalie, J., Madec, M., and Tissot, B. (1980). "Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: influence on petroleum generation and migration". *AAPG Bulletin*, 64(1): 59-66.

[۱۰] شیری، م.، موسوی حرمی، س. ر.، رضایی، م. ر.، کدخدایی ایلخچی، ع.؛ ۱۳۹۱؛ "مقایسه پارامترهای پیرولیز راک-اول و بایومارکرها: مطالعه موردی سنگ منشا هورن والی سیلتستون، مرکز استرالیا". مجله زمین شناسی نفت ایران، سال سوم، شماره ۴، ص ۱۰۴-۹۰.

[11] Peters, K. E., and Moldowan, J. M. (1993). "The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments". Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, pp. 363.

[12] Waples, D. W., and Curiale, J. A. (1999). "Oil-oil and oil-source rock correlations. In: Beaumont, E.A., Foster, N.H. (Eds.), *Exploring for Oil and Gas Traps*". American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, Oklahoma, 8-71.

[13] Wang, Z., and Stout, S. (2010). "Oil spill environmental forensics: fingerprinting and source identification". Elsevier.

[14] Arfaoui, A., Montacer, M., Kamoun, F., and Rigane, A. (2007). "Comparative study between Rock-Eval pyrolysis and biomarkers parameters: a case study of Ypresian source rocks in central-northern Tunisia". *Marine and Petroleum Geology*, 24(10): 566-578.

[۱۵] زینل زاده، ا.، سجادیان؛ ۱۳۸۸؛ "بررسی زون های سنگ منشاء در میدان دارخوین با استفاده از داده های پتروفیزیک و آنالیز راک اول". مجله علوم دانشگاه تهران، جلد سی و پنجم، شماره ۳، ص ۶۳-۷۰.

[۱۶] علیزاده، ب.، سعادت، ح.، حسینی، س. ح.؛ ۱۳۹۲؛ "بررسی

- [40] Smith, J. T. (1994). "Petroleum System Logic as an Exploration Tool in a Frontier Setting". AAPG Memoir, 60: 25-49.
- [41] Dembicki, H. (2016). "Practical petroleum geochemistry for exploration and production". Elsevier.
- [42] Huang, B., Xiao, X., and Zhang, M. (2003). "Geochemistry, Grouping and Origins of Crude Oils in the Western Pearl River Mouth Basin, Offshore South China Sea". Organic Geochemistry, 34(7): 993-1008.
- [43] Tissot, B. P., and Welte, D. H. (1984). "Petroleum Formation and Occurrence". Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.
- [44] Jackson, K. S., Hawkins, P. J., and Bennett, A. J. R. (1980). "Regional Facies and Geochemical Evaluation of the Southern Denison Trough, Queensland." The APPEA Journal, 20(1): 143-158.
- [45] Saberi, M. H., Rabbani, A. R., and Ghavidel-syooki, M. (2016). "Hydrocarbon potential and palynological study of the Latest Ordovician–Earliest Silurian source rock (Sarchahan Formation) in the Zagros Mountains, southern Iran". Marine and Petroleum Geology, 71: 12-25.
- [46] Kaufman, R. L. (1990). "Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico". In GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings, 263-282.
- [47] El Diasty, W. S., El Beialy, S. Y., Mostafa, A. R., El Adl, H. A., and Batten, D. J. (2017). "Hydrocarbon source rock potential in the southwestern Gulf of Suez graben: Insights from organic geochemistry and palynofacies studies on well samples from the Ras El Bahar Oilfield". Marine and Petroleum Geology, 80: 133-153.
- [48] Ourisson, G., Albrecht, P., and Rohmer, M. (1982). "Predictive microbial biochemistry—from molecular fossils to ristineic membranes". Trends in Biochemical Sciences, 7(7): 236-239.
- [49] Hughes, W. B., Holba, A. G., and Dzou, L. I. (1995). "The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and ristine to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks". Geochimica et Cosmochimica Acta, 59(17): 3581-3598.
- [50] Connan, J., and 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.
- [51] Moldowan, J. M., Seifert, W. K., and Gallegos, E. J. (1985). "Relationship between petroleum composition D., and Sutcliffe, O. E. (2001). "Arabian Plate Sequence Stratigraphy". GeoArabia, Special Publication 2, 371.
- [28] Assadi, Ali, Javad Honarmand, Seyed Ali Moallemi, and Iraj Abdollahie-Fard. 2018. "An Integrated Approach for Identification and Characterization of Palaeo-Exposure Surfaces in the Upper Sarvak Formation of Abadan Plain, SW Iran." Journal of African Earth Sciences, 145: 32-48.
- [29] Beydoun, Z. R., Clarke, M. W. H., and Stoneley, R. (1992). "Petroleum in the Zagros Basin: A Late Tertiary Foreland Basin Overprinted onto the Outer Edge of a Vast Hydrocarbon-Rich Paleozoic- Mesozoic Passive-Margin Shelf." Foreland Basins and Fold Belts, 309-339.
- [30] McQuarrie, N. (2004). "Crustal scale geometry of the Zagros fold-thrust belt, Iran". Journal of Structural Geology, 26(3): 519-535.
- [31] Assadi, A., Honarmand, J., Moallemi, S. A., and Abdollahie-Fard, I. (2016). "Depositional environments and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in an oil field in the Abadan Plain, SW Iran". Facies, 62(4): 1-22.
- [32] Beiranvand, B. (2007). "Mapping and Classifying Flow Units in the Upper Part of the Mid-Cretaceous Sarvak Formation (Western Dezful Embayment, Sw Iran)". Journal of Petroleum Geology, 30(4): 357-373.
- [33] Hollis, C., and Sharp, I. (2011). "Albian–Cenomanian–Turonian carbonate-siliciclastic systems of the Arabian Plate: advances in diagenesis, structure and reservoir ristine". Petroleum Geoscience, 17(3): 207-209.
- [۳۴] مطیعی، ه. ۱۳۷۲؛ "زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس". سازمان زمین شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- [35] Bordenave, M. L. (2002). "The Middle Cretaceous to Early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran, and its prospect evaluation". In AAPG annual meeting 6: 1-9.
- [36] Sepehr, M., and Cosgrove, J. W. (2004). "Structural framework of the Zagros fold-thrust belt, Iran". Marine and Petroleum Geology, 21(7): 829-843.
- [37] Bordenave, M. L. (1993). "Applied petroleum geochemistry". Editions Technip, France, pp. 525.
- [38] Peters, K. E. (1986). "Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis." AAPG Bulletin, 70: 318-329.
- [39] Peters, K. E., and Cassa, M. R. (1994). "Applied source rock geochemistry". Essential Elements, Chapter 5: Part II.

- between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils". In 20th International Meeting on Organic Geochemistry EAOG Nancy, France, 1: pp. 464.
- [58] Peters, K. E., Clutson, M. J., and Robertson, G. (1999). "Mixed marine and lacustrine input to an oil-cemented sandstone breccia from Brora, Scotland". Organic Geochemistry, 30(4): 237-248.
- [59] Chung, H. M., Rooney, M. A., Toon, M. B., and Claypool, G. E. (1992). "Carbon isotope composition of marine crude oils". AAPG Bulletin, 76(7): 1000-1007.
- [60] Chung, H. M., Claypool, G. E., Rooney, M. A., and Squires, R. M. (1994). "Source characteristics of marine oils as indicated by carbon isotopic ratios of volatile hydrocarbons". AAPG Bulletin, 78(3): 396-408.
- [52] Bourbonniere, R. A., and Meyers, P. A. (1996). "Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie". Limnology and Oceanography, 41(2): 352-359.
- [53] Hanson, A. D., Zhang, S. C., Moldowan, J. M., Liang, D. G., and Zhang, B. M. (2000). "Molecular organic geochemistry of the Tarim Basin, northwest China". AAPG Bulletin, 84(8): 1109-1128.
- [۵۴] صابری، م. ح.، حسینی، آ.؛ ۱۳۹۷؛ "مطالعه ژئوشیمیایی میعانات گازی نواحی کپه داغ، بندرعباس و ایران مرکزی با استفاده از داده‌های ایزوتوپی و بایومارکری". نشریه مهندسی گاز ایران، سال ششم، شماره نهم، ص ۴۱-۵۷.
- [55] Huang, W. Y., and Meinschein, W. G. (1979). "Sterols as ecological indicators". Geochimica et Cosmochimica Acta, 43(5): 739-745.
- [56] Sofer, Z. (1984). "Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration". AAPG Bulletin, 68(1): 31-49.
- [57] Holba, A. G., Ellis, L., Dzou, I. L., Hallam, A., Masterson, W. D., Francu, J., and Fincannon, A. L. (2001). "Extended tricyclic terpanes as age discriminators

¹ Saturate

² Aromatic

³ Polar

⁴ Carbon Preference Index

⁵ Extended Tricyclic Terpane Ratio