

Original Research Paper

Geochemical evaluation of source rocks in the Garangan oilfield with the aim of discovering the reasons for the absence of hydrocarbon reserves in the Asmari and Bangestan reservoirs

Fatemeh Taghizadeh¹, Khaled Maroufi^{1*}, Reza Falahat¹, and Ali Opera²

¹ Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

² Department of Geology, National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahwaz, Iran

ARTICLE INFO

Article history:

Received: 2023 August 20

Accepted: 2024 April 21

Available online: 2024 September 22

Keywords:

Petroleum system

Garangan oilfield

Paleo-high

Inert organic material

Active kerogen composition

ABSTRACT

Objective of this study is to conduct a geochemical assessment over source candidates in the Garangan oilfield using Rock-Eval pyrolysis and vitrinite reflectance to identify the factors contributing to the lack of hydrocarbon reserves in the Middle Cretaceous – Early Oligocene petroleum system. Furthermore, the impact of mineral matrix retention, inert organic material (OM) and maturity were examined, and the results were used to split TOC and S_2 parameters into the oil-prone and gas-prone components. Based on results, Pabdeh formation is an immature rich source, exhibiting the highest levels of active OM. Unexpectedly, OM quantity for the Kazhdumi source rocks is fair, for which contribution from inert OM is substantial. Significant inert OM is also confirmed for the oil/gas-prone upper Dariyan shales and gas-prone Gadvan samples. These characteristics seem to be related to the activities of the Khark-Mish paleo-high during the Cretaceous. Moreover, the Cretaceous intervals show a maturity level equivalent to the preliminary stages of main oil generation phase. Finally, owing to the presence of high-quality reservoir and cap strata, the absence of economical reserves in the Asmari and Bangestan reservoirs of the oilfield is possibly related to mediocre OM quantity and quality, and insufficient maturity of the source candidates.

1. Introduction

Unlike the well-known oilfields in the Dezful Embayment, the Garangan oilfield does not contain any economically viable hydrocarbon reserves in its Middle Cretaceous – Early Oligocene petroleum system. This oilfield is situated as an asymmetric anticline


in the South-Dezful Embayment, approximately 20 km from Gachsaran city (fig. 1). Despite being explored almost a century ago, there is no published information available regarding the geochemical properties of potential source formations in this oilfield.

* Corresponding author: Khaled Maroufi; E-mail: maroufi@sut.ac.ir

Citation:

Taghizadeh, F., Maroufi, Kh., Falahat, R., and Opera, A., 2024. Geochemical evaluation of source rocks in the Garangan oilfield with the aim of discovering the reasons for the absence of hydrocarbon reserves in the Asmari and Bangestan reservoirs. *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 34(3), 133, 165-182. <https://doi.org/10.22071/gsj.2024.412461.2112>.

E-ISSN: 2645-4963; Copyright©2021 G.S. Journal & the authors. All rights reserved.

 doi: 10.22071/gsj.2024.412461.2112

 dor: 20.1001.1.10237429.1403.34.3.10.8



This is an open access article under the by-nc/4.0/ License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

To evaluate the hydrocarbon potential of source rocks, geochemical analyses like Rock-Eval pyrolysis, microscopic speculation, and elemental analysis are commonly employed. These analyses aim to determine three key characteristics: quantity, quality, and maturity of organic matter. Rock-Eval outputs are often used to assess all three characteristics simultaneously. However, it's important to note that these results can be misleading, particularly for assessing quality, due to factors such as the mineral matrix effect, the presence of inert organic material (OM), and maturity (Hunt, 1996; Dahl et al., 2004; McCarthy et al., 2011).

The objective of this study is to conduct a geochemical assessment of hydrocarbon source rocks in the Garangan oilfield in order to identify the factors contributing to the lack of economic hydrocarbon reserves in the Asmari and Bangestan reservoirs. Moreover, mineral matrix retention, inert OM and maturity effects over Rock-Eval outputs were examined, along with splitting the average live TOC (Total Organic Carbon) and S_2 parameters into the oil-prone and gas-prone constituents using gas oil ratio potential (GORP) factor.

2. Research methodology

The flowchart for the study is presented in fig. 2. A total of 54 cutting samples were collected from two wells, including Pabdeh, Kazhdumi, Dariyan (upper shaly layers), and Gadvan formations. Geochemical analyses such as Rock-Eval pyrolysis and vitrinite reflectance measurement were conducted on these samples.

Initially, the raw data was utilized to assess the quantity, quality, and thermal maturity of organic matter within the samples. This evaluation was performed using standard cross-plots and geochemical logs. Subsequently, the impact of mineral matrix retention and inert organic material on the apparent quality of formations was investigated. This analysis was carried out by employing the S_2 vs. TOC diagram proposed by Dahl et al. (2004). The regression line for the aforementioned diagram is defined as:

$$y = ax + b \tag{1}$$

Which is equivalent to:

$$TOC = aS_2 + b \tag{2}$$

To calculate the live HI factor, the intersection of the regression line with the TOC axis (b) is considered as inert TOC. Utilizing the following equations, $HI_{(live)}$ can be calculated:

$$TOC_{(inert)} = b \tag{3}$$

$$TOC_{(live)} = TOC_{(observed)} - TOC_{(inert)} \tag{4}$$

$$HI_{(live)} = S_{2(observed)} / TOC_{(live)} * 100 \tag{5}$$

The negative intersection of the regression line with the S_2 axis represents the average amount of material retained by the mineral matrix (Dahl et al., 2004). Consequently, adsorbed TOC can be measured by multiplying the adsorbed S_2 by stoichiometric factor (a). Subsequently, the calculated $TOC_{(adsorbed)}$ can be subtracted from

the intersection of the TOC axis (b) to obtain the actual inert TOC value.

$$TOC_{(adsorbed)} = S_{2(adsorbed)} \alpha \tag{6}$$

$$TOC_{(inert)} = b - TOC_{(adsorbed)} \tag{7}$$

As thermal maturity increases, the apparent properties of source rocks are affected, and sediments that were potentially oil-prone in their immature state may appear gas-prone as they mature (Dembicki, 2016). Therefore, it is important to restore the initial parameters of mature source rocks. Dahl et al. (2004) proposed the following equations for restoring these initial parameters using transformation ratio (TR):

$$S_{2(restored)} = S_{2(observed)} / (1 - TR) \tag{8}$$

$$TOC_{(restored)} = TOC_{(observed)} + [(S_{2(observed)} TR) / (1 - TR)] \alpha \tag{9}$$

$$TOC_{(live, Restored)} = TOC_{(live)} + [(S_{2(observed)} TR) / (1 - TR)] \alpha \tag{10}$$

$$HI_{(live, Restored)} = S_{2(restored)} / TOC_{(live, Restored)} * 100 \tag{11}$$

To separate the average live TOC and S_2 into oil-prone and gas-prone components, it is necessary to define the GORP (gas-oil-ratio-potential) factor. This can be achieved by plotting S_2 and TOC values on a graph and drawing trend-lines through the different S_2 -TOC populations. The following formulas can then be utilized to calculate the quantities of oil-prone and gas-prone constituents:

$$TOC_{II} = TOC_{(live, restored)} (1 - GORP) \tag{12}$$

$$TOC_{III} = TOC_{(live, restored)} (GORP) \tag{13}$$

$$S_{2II(oil)} = S_{2(restored)} (1 - GORP) \tag{14}$$

$$S_{2III(gas)} = S_{2(restored)} (GORP) \tag{15}$$

3. Results and discussions

The Garangan samples exhibit a range of TOC and S_2 parameters from 0.39-4.35 wt% and 1.35-19.14 mg HC/g rock, respectively. Based on the quantity-related factors, Pabdeh, Kazhdumi, Dariyan, and Gadvan formations are classified as mainly excellent, fair-good, good, and poor source rocks, respectively (fig. 8).

The apparent HI factor for the samples varies from 160 to 553 mg HC/g C_{org} , for which, Pabdeh and Gadvan formations show the highest and lowest quality, respectively. These raw data demonstrate a mainly type II/III mixture organic material for the Kazhdumi source rocks with an average HI of 314 mg HC/g C_{org} . Moreover, organic rich Dariyan samples show a mediocre quality (average HI = 228 mg HC/g C_{org}).

In terms of maturity, the Pabdeh formation is immature, while the Kazhdumi, Dariyan (upper shaly layers), and Gadvan samples have entered the preliminary stages of the main oil generation phase (fig. 10).

The S_2 vs. TOC diagram indicates that mineral matrix retention and inert organic material are negligible for the Pabdeh samples. On the contrary, Kazhdumi and Dariyan-Gadvan samples show significant mineral matrix effect and inert organic material (fig. 11). Furthermore, thermal maturation has also reduced the apparent

quality of these samples. Indeed, the calculated original parameters, introduced the Kazhdumi formation ($HI_{(live, restored)} = 544 \text{ mg HC/g } C_{org}$) as a solid oil-prone source rock (Table 3).

The GORP factor was estimated for the Pabdeh, Kazhdumi, and Dariyan-Gadvan formations (Table 3) by overlaying the data over S₂ vs. TOC diagrams based on the transformation ratios (fig. 11). Splitting up the TOC parameter for the formations demonstrated that around 60% of the organic material within Pabdeh and Kazhdumi formations are oil-prone (type II kerogen), whereas this percentage is less than 25% for the Dariyan-Gadvan samples.

4. Conclusion

Evaluation of geochemical data from source candidates in the Garangan oilfield aimed at understanding the reasons behind the absence of economic reserves in the Middle Cretaceous – Early Oligocene petroleum system has yielded the following findings: The Pabdeh formation exhibits the highest hydrocarbon potential,

while the Gadvan formation has the lowest.

Kazhdumi samples demonstrate significant mineral matrix effects and inert organic material, leading to a substantial reduction in apparent quality.

Based on the corrected-original parameters, the Kazhdumi and Gadvan formations are classified as mainly oil prone and gas prone source rocks, respectively. However, these formations also contain a considerable amount of inert OM, likely due to the activities of the Khark-Mish paleo-high during the Cretaceous period.

Ultimately, the mediocre quantity of organic matter and insufficient maturity of the source candidates can be considered as possible reasons for the absence of hydrocarbon reserves in the Asmari and Bangestan reservoirs of the Garangan oilfield. It is worth mentioning that confirming this hypothesis requires thermal modeling of the source rocks, especially in the adjacent synclines, where the formations are buried much deeper.

ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌منشاهای میدان نفتی گرنگان با هدف شناسایی دلایل فقدان ذخایر هیدروکربنی در مخازن آسماری و بنگستان

فاطمه تقی‌زاده^۱، خالد معروفی^{۱*}، رضا فلاح^۱ و علی اُپرا^۲

^۱ دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران
^۲ اداره زمین‌شناسی، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز، ایران

چکیده

به منظور شناسایی فاکتورهای موثر در عدم شکل‌گیری ذخایر هیدروکربنی در سیستم نفتی کرتاسه میانی-میوسن میدان گرنگان، پتانسیل سازندهای مستعد منشا با استفاده از نتایج پیرولیز راک ایول و انعکاس ویترنیت ارزیابی گردید. همچنین، اثرات جذب ماتریکس معدنی، مواد آلی خنثی و بلوغ نیز بر خروجی‌های راک ایول بررسی شده و از نتایج حاصله به منظور تجزیه پارامترهای TOC (کربن آلی کل) و S_2 (پتانسیل باقیمانده) فعال به بخش‌های نفت‌زا و گاززا بهره گرفته شد. نتایج، سازند پابده را یک سنگ‌منشا غنی و نابالغ معرفی نموده که از بیشترین ماده آلی فعال برخوردار می‌باشد. کمیت ماده آلی سازند کزدمی به صورتی غیرمنتظره، متوسط بوده و میزان مشارکت مواد آلی خنثی در آن قابل توجه است. این مهم در مورد نمونه‌های نفت‌زا/گاززای داریان بالایی و گاززای گندوان نیز صادق بوده و ماده آلی خنثی در این سازندها نیز فراوان می‌باشد. به نظر می‌رسد که این ویژگی‌ها معلول فعالیت‌های بلندای قدیمه خارک-میش در کرتاسه باشد. همچنین، توالی‌های منشا به سن کرتاسه از درجه بلوغی در حد مراحل آغازین فاز اصلی تولید نفت برخوردار می‌باشند. با توجه به وجود توالی‌های مخزن و پوش سنگ با کیفیت، فقدان ذخایر اقتصادی در مخازن آسماری و بنگستان میدان گرنگان احتمالاً وابسته به کمیت و کیفیت متوسط ماده آلی و بلوغ ناکافی سازندهای مستعد منشا می‌باشد.

اطلاعات مقاله

تاریخچه مقاله:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۲۹

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۲/۰۲

تاریخ انتشار: ۱۴۰۳/۰۷/۰۱

کلیدواژه‌ها:

سیستم نفتی

میدان گرنگان

بلندای قدیمه

مواد آلی خنثی

ترکیب کروژن فعال

۱- پیش‌نوشتار

برخوردار نمی‌باشند. بر همین اساس، ضروری است تا دلایل رخداد این مهم با مطالعه وضعیت عناصر ضروری سیستم هیدروکربنی یاد شده در این میدان مورد بررسی قرار گیرد. بررسی‌های انجام گرفته نشان می‌دهند که ویژگی‌های سازندهای مستعد مخزن (نظیر آسماری) و پوش سنگ (مانند گچساران) در میدان گرنگان تفاوت خاصی با میادین مجاور که دارای ذخایر هیدروکربنی در سیستم هیدروکربنی کرتاسه میانی - میوسن پیشین هستند (مانند میدان گچساران)، نداشته و این سازندها در میدان یاد شده از ستبرای و کیفیت مناسبی برخوردار می‌باشند. از سوی دیگر، همان‌گونه که در ادامه بیان خواهد شد، بلندای قدیمی خارک-میش میدان گرنگان را به شدت تحت تاثیر قرار داده است و این امر می‌تواند سبب تغییر در ویژگی‌های سنگ‌های منشا شده و روند تولید هیدروکربن از آن‌ها را تحت تاثیر قرار داده باشد.

بیشتر میدان‌های نفتی ایران در پهنه زاگرس و به‌ویژه در ناحیه فروافتادگی دزفول واقع شده‌اند که این مهم مرهون وجود همزمان تمامی عناصر ضروری برای شکل‌گیری سیستم هیدروکربنی شامل توالی‌های متعدد منشا و مخزن، پوش سنگ‌های کارا و تله‌های ساختمانی مناسب می‌باشد. ناحیه فروافتاده دزفول از شمال‌باختر به کوهستان‌های لرستان، از جنوب‌خاور به استان فارس و از شمال‌خاور به ناحیه کوهستانی خوزستان محدود شده است (Bordenave and Hegre, 2005; Alavi, 2007). ذخایر نفتی میادین این منطقه عمدتاً در قالب سیستم هیدروکربنی کرتاسه میانی - میوسن پیشین (مخازن آسماری و بنگستان) شکل گرفته‌اند. با این حال، در مورد میدان گرنگان که در بخش جنوبی فروافتادگی واقع شده است، این مهم صادق نبوده و سازندهای آسماری، ایلام و سروک از ذخایر اقتصادی هیدروکربنی

* نویسنده مسئول: خالد معروفی؛ E-mail: maroufi@sut.ac.ir

ماخذنگاری:

تقی‌زاده، ف.، معروفی، خ.، فلاح، ر.، اُپرا، ع.، ۱۴۰۳، ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌منشاهای میدان نفتی گرنگان با هدف شناسایی دلایل فقدان ذخایر هیدروکربنی در مخازن آسماری و بنگستان. فصلنامه علمی علوم زمین، ۳۴(۳)، ۱۳۳-۱۶۵. <https://doi.org/10.22071/gsj.2024.412461.2112>

doi: 10.22071/gsj.2024.412461.2112

doi: 20.1001.1.10237429.1403.34.3.10.8

حقوق معنوی مقاله برای فصلنامه علوم زمین و نویسندگان مقاله محفوظ است.

This is an open access article under the by-nc/4.0/ License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

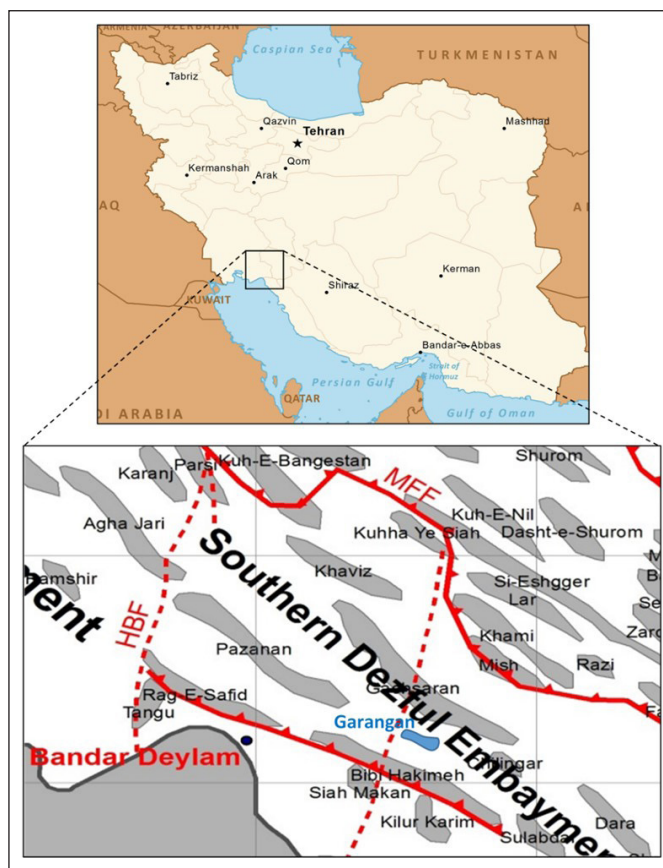
et al., 2015; Safaei Farouji et al., 2021; Ghayeni and Mahmudy-Gharaie, 2023). با این حال، تاکنون پتانسیل سازندهای مستعد منشا در میدان گرنگان بررسی نشده و نقش آن‌ها در عدم شکل‌گیری ذخایر هیدروکربنی در معازن آسماری و بنگستان، مشخص نمی‌باشد. بر همین اساس، در این مطالعه توان هیدروکربن‌زایی و بلوغ سنگ منشاهای احتمالی میدان براساس نتایج آزمایشات پیرولیز راک‌ایول و سنجش درجه انعکاس ویترنیت (Vitrinite reflectance) ارزیابی گشته و همچنین اثرات جذب توسط ماتریکس معدنی، مواد آلی خنثی و بلوغ نیز همگام با تفاسیر، مورد بررسی قرار گرفته است.

کمبرند کوهستانی زاگرس یک کمربند چین‌خورده و رورانده (تراستی) فعال لرزه‌ای است که حاصل برخورد صفحه عربی با بلوک قاره‌ای ایران می‌باشد. این کمربند شامل چین‌های طولی، خطی و نامتقارن است که با ۲۰۰-۳۰۰ کیلومتر عرض و حدود ۱۸۰۰ کیلومتر طول از جنوب‌خاور ترکیه تا باختر و جنوب ایران کشیده شده است و با میادین بسیار بزرگ هیدروکربنی خود، غنی‌ترین کمربند هیدروکربن‌دار چین‌خورده-رانده جهان را شکل داده است (Alavi, 2004; Mobasher and Babaie, 2008). میدان گرنگان در ناحیه فروافتادگی دزفول و در حدود ۵ کیلومتری جنوب-خاور میدان گچساران قرار گرفته است (شکل ۱). فروافتادگی دزفول در جنوب-باختر راندگی زاگرس قرار گرفته و حدود ۶۰۰۰۰ کیلومتر مربع گسترش دارد. این ناحیه با وجود مساحت به‌نسبت کم خود، بخش زیادی از نفت تولیدی ایران و نزدیک به ۸٪ ذخیره نفت دنیا را در خود جای داده است (Bordenave and Hegre, 2005). وضعیت ستون چینه‌شناسی این منطقه در قالب شکل ۲ ارائه شده است.

سنگ‌های دانه‌ریز از نوع مارن، شیل یا آهک که غنی از مواد آلی بوده و توانایی تولید هیدروکربن را داشته یا پیش‌تر آن را تولید کرده باشند، سنگ منشا گویند. ارزیابی سنگ‌های منشا براساس اصول علم ژئوشیمی آلی انجام گرفته و در آن نتایج حاصل از انجام آزمایشات جهت سنجش سه ویژگی کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی، مورد تفسیر قرار می‌گیرد. مهم‌ترین، کاربردی‌ترین و کم‌هزینه‌ترین آزمایش جهت ارزیابی سنگ منشا، آزمایش پیرولیز راک‌ایول (Rock-Eval pyrolysis) بوده که نتایج حاصل از آن می‌تواند جهت بررسی هر سه ویژگی یاد شده مورد استفاده قرار گیرد. از دیگر آزمایشات مهم می‌توان به مطالعات میکروسکوپی آلی، آنالیز عنصری کروژن، کروماتوگرافی گازی و غیره اشاره نمود (Hunt, 1996).

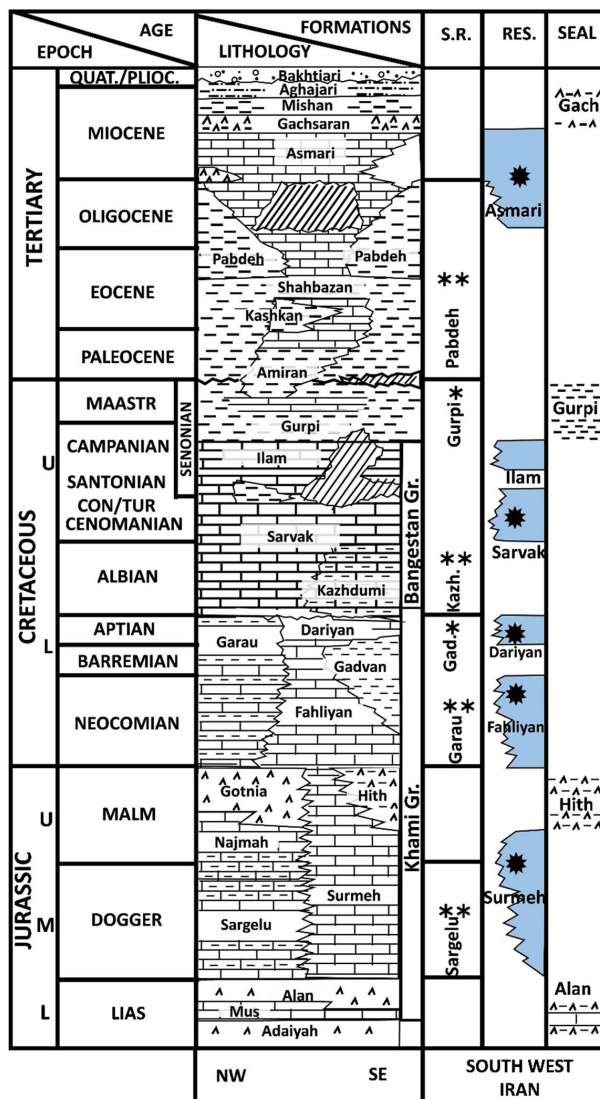
به‌رغم کاربرد فراوان آزمایش پیرولیز راک‌ایول در زمینه ارزیابی سنگ منشا، صحت نتایج این آزمایش ممکن است در نتیجه وجود مواد آلی خنثی (Inert organic matter)، ماتریکس معدنی (Mineral matrix) و همچنین افزایش درجه بلوغ، با ابهامات چشمگیری روبه‌رو باشد که این امر لزوم بررسی عوامل یاد شده را همزمان با تفسیر داده‌ها، ضروری می‌نماید (Dahl et al., 2004).

در گذشته، مطالعات فراوانی در زمینه بررسی سیستم‌های نفتی و وضعیت ژئوشیمیایی سنگ‌های منشا در ناحیه فروافتادگی دزفول و مناطق وابسته انجام گرفته است (مانند صادقی و همکاران، ۱۳۹۳؛ صفائی فاروجی و همکاران، ۱۳۹۹؛ قاینی و محمودی قرائی، ۱۴۰۲؛ Bordenave and Burwood, 1990; Bordenave and Huc, 1990; Bordenave and Burwood, 1995; Bordenave and Burwood, 1995; Bahroudi and Koyi, 2004; Rabbani and Bagheri Tirtashi, 2010; Opera et al., 2013; Sadeghi et al., 2015; Sefidari



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی گرنگان.

Figure 1. Geographic location of the Garangan oilfield.



شکل ۲- ستون چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه شامل سنگ‌های منشأ، مخزن‌ها و پوش سنگ‌ها (Kobraei et al., 2019).

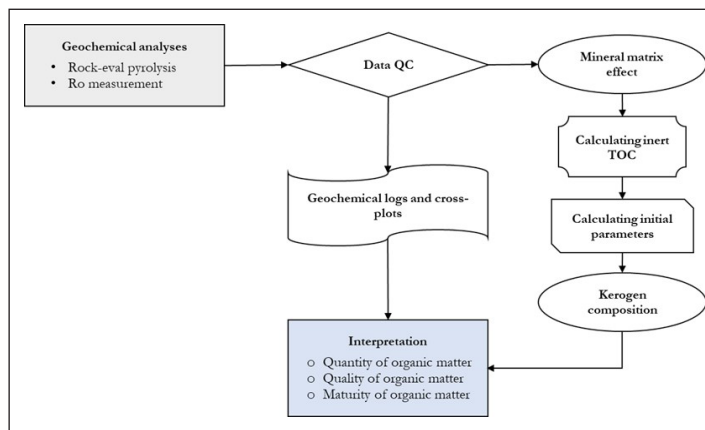
Figure 2. Stratigraphic column of the study area including source rocks, reservoirs, and seals (Kobraei et al., 2019).

گورپی (کرتاسه پسین)، کژدمی (آلبین)، بخش‌های بالایی داریان (آلبین) و گداون (کرتاسه پیشین) می‌باشند.

۲- روش پژوهش

در این مطالعه، ۵۴ نمونه خرده حفاری از سازندهای مستعد منشأ در دو چاه میدان گرنگان (سازندهای پابده، کژدمی، داریان و گداون) اخذ شده و تحت آزمایش‌های ژئوشیمیایی پیرولیز راک ایول و انعکاس ویرینیت قرار گرفت. روند مطالعه در قالب شکل ۳ ارائه شده است. ابتدا نتایج خام حاصل از آزمایشات جهت بررسی سه پارامتر کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی، همراه با ترسیم لاگ‌ها و نمودارهای دوتایی ژئوشیمیایی، مورد تفسیر قرار گرفت. سپس، اثرات ماتریکس معدنی (مخصوصاً انواع رسی)، مواد آلی خنثی و بلوغ بر پارامترهای حاصل از آزمایش راک ایول بررسی شده و با محاسبه مقادیر واقعی پارامترها، پتانسیل ذاتی نمونه‌ها مورد ارزیابی قرار گرفت.

تاکنون ۵ حلقه چاه در میدان گرنگان حفاری شده است که نخستین آن‌ها در سال ۱۹۶۵ میلادی به منظور بررسی مخازن آسماری و بنگستان حفاری گردید، که از لایه‌آزمایی انجام گرفته در این مخازن، تنها آب سازند به دست آمد. راستای میدان گرنگان به همراه میدان مجاور خود (چلینگر)، همسو با سایر ساختارهای منطقه و به موازات راستای چین خوردگی زاگرس (شمال‌باختر-جنوب‌خاور) می‌باشد. سازندهای مخزنی موجود در میدان گرنگان متشکل از سازندهای گروه خامی به سن ژوراسیک - کرتاسه پیشین می‌باشند. در ضمن، سازند آجاجاری در این میدان تحت فرسایش قرار گرفته و به همین دلیل، سازند میشان در سطح برونزد دارد. همچنین تأثیر بلندی قدیمی خارک-میش بر بخش خاوری میدان گرنگان، سبب عدم رسوب‌گذاری / فرسایش سازندهای ایلام، گورپی و بخش‌های بالایی سازند سروک و نیز کاهش ستبرای سازندهای آسماری و پابده شده است (National Iranian South Oil Company, 2019). توالی‌های مستعد منشأ حفاری شده در میدان نفتی گرنگان شامل سازندهای شیلی - آهکی پابده (پالئوسن تا الیگوسن پسین)،



شکل ۳- نمودار جریانی نحوه ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های مستعد منشا در میدان نفتی گرنگان.

Figure 3. Flow chart for the geochemical evaluation of the possible source rocks in the Garangan oilfield.

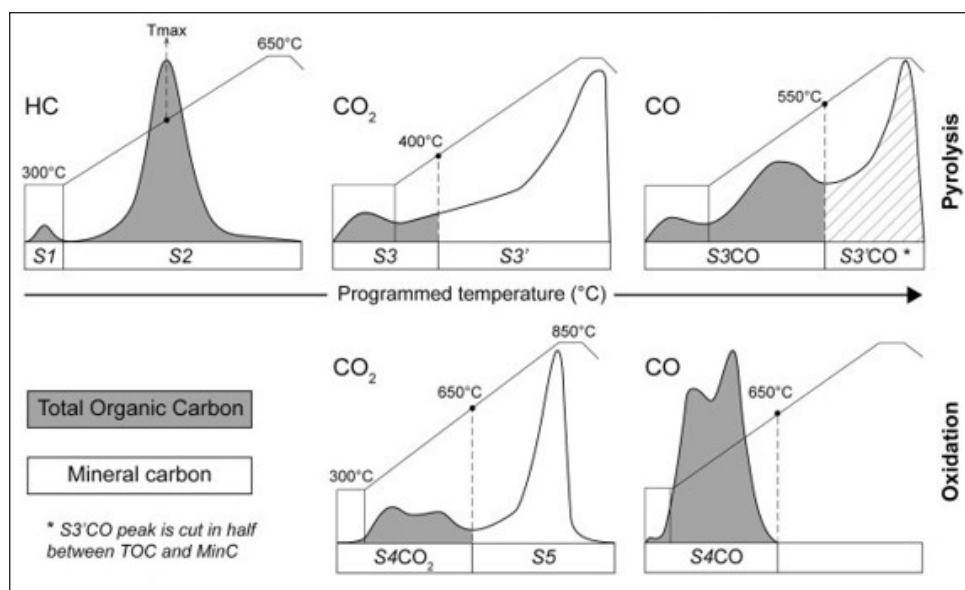
۳- داده‌ها و اطلاعات

۳-۱- پیرولیز راک‌ایول

هیدروکربن‌های آزاد موجود در سنگ تا دمای ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد آزاد شده و در قالب پیک S_1 ثبت می‌شوند. سپس گروه‌های کربوکسیل موجود در کروژن در دمای ۳۰۰ تا ۳۹۰ درجه سانتی‌گراد تجزیه شده و پیک S_3 را شکل می‌دهند. در بازه دمایی ۳۹۰ تا ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد، شکست حرارتی کروژن رخ داده و هیدروکربن‌های حاصل از آن به صورت پیک S_2 و به‌عنوان شاخصی از پتانسیل فعلی نمونه، ارائه می‌شود. در ضمن، دمای بیشینه پیک S_2 نیز با نام شاخص T_{max} و به‌عنوان معیاری مناسب جهت ارزیابی درجه بلوغ مواد آلی، ثبت می‌شود. در ادامه، نمونه به کوره اکسیدان منتقل و مواد آلی باقیمانده آن در حضور اکسیژن سوزانده شده (بیشینه دما: ۸۵۰ درجه) که حاصل آن، اندازه‌گیری مقدار کربن باقیمانده است (شکل ۴).

آنالیز مواد آلی در سنگ‌های رسوبی نقطه عطف بسیار مهمی جهت درک شرایط زمین‌شناسی و پتانسیل تولید هیدروکربن در آن‌ها می‌باشد. سریع‌ترین و راحت‌ترین روش جهت ارزیابی مواد آلی موجود در رسوبات و سنگ‌ها، انجام آزمایش پیرولیز راک‌ایول است (Dembicki, 2016).

تمامی نمونه‌های اخذ شده از میدان گرنگان با استفاده از دستگاه پیرولیز راک‌ایول ۶ مورد آزمایش پیرولیز قرار گرفتند (جدول ۱). در نسخه‌های پیشرفته دستگاه راک‌ایول (مانند نسل ۶ و ۷)، ابتدا نمونه به کوره پیرولیز منتقل شده و در اتمسفری خنثی (در حضور نیتروژن) تا دمای ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد حرارت داده می‌شود.



شکل ۴- برنامه دمایی و پارامترهای خروجی پیرولیز راک‌ایول (Baudin et al., 2015).

Figure 4. Temperature program and outputs of Rock-Eval pyrolysis (Baudin et al., 2015).

۳-۲- اندازه‌گیری درجه انعکاس ویترنیت

ویترنیت نوعی ماسرال (Maceral) بوده که منشأ آن به دیواره سلولزی گیاهان عالی بر می‌گردد. درجه انعکاس ویترنیت مهمترین معیار جهت سنجش میزان بلوغ حرارتی سنگ‌های منشأ است، زیرا میزان بازتاب نور از سطح ویترنیت، متناسب با افزایش بلوغ، به‌صورت نمایی افزایش می‌یابد (McCarthy et al., 2011). جهت سنجش درجه انعکاس ویترنیت، ابتدا ماسرال‌های ویترنیت شناسایی شده، سپس باریکه‌ای از نور کالیبره شده به سطح آن‌ها تابانده می‌شود. درصدی از نور تابیده‌شده که انعکاس می‌یابد، توسط بخش فوتومالٹی پلیر (Photomultiplier) ثبت شده و به‌عنوان درجه انعکاس ویترنیت معرفی می‌گردد. در مطالعه حاضر، درجه انعکاس ویترنیت ۲۶ نمونه از چاه‌های شماره ۲ و ۵ میدان گرنگان، به روش فوق اندازه‌گیری شد (جدول ۱).

دیگر شاخص‌های حاصل از آزمایش راک‌ایول عبارتند از (Behar et al., 2001):
 - شاخص هیدروژن HI (Hydrogen Index): نسبت S_2 بر TOC که به‌صورت درصد بیان می‌شود.
 - شاخص اکسیژن OI (Oxygen Index): نسبت S_3 بر TOC که به‌صورت درصد بیان می‌شود.
 - شاخص تولید PI (Production Index): نسبت S_1 بر S_1 به اضافه S_2
 - کربن آلی کل (TOC): مجموع کربن پیرولیز شده و کربن باقیمانده
 شایان ذکر است که برای تهیه لاگ‌های ژئوشیمیایی از نرم‌افزار Logplot استفاده شده است و نمودارهای دوتایی ژئوشیمیایی نیز از طریق نرم‌افزار Microsoft Excel رسم شده‌اند.

جدول ۱- داده‌های حاصل از پیرولیز راک‌ایول و سنجش انعکاس ویترنیت بر روی سازندهای مستعد منشأ در میدان گرنگان.

Table 1. Outputs of Rock-Eval pyrolysis and vitrinite reflectance measurement over possible source rocks of the Garangan oilfield.

Well	Depth	Fm.	S_1	S_2	S_3	TOC	HI	OI	PI	T_{max}	R_0 (%)
GN-2	1254	Pabdeh	0.51	1.48	0.52	0.39	382	134	0.26	427	—
GN-2	1259	Pabdeh	0.75	2.35	0.48	0.59	401	82	0.24	429	—
GN-2	1262	Pabdeh	0.75	2.71	0.63	0.69	392	91	0.22	430	0.49
GN-2	1265	Pabdeh	0.62	2.47	0.72	0.71	349	102	0.2	431	—
GN-2	1269	Pabdeh	0.93	3.25	0.62	0.78	416	79	0.22	430	0.52
GN-2	1277	Pabdeh	1.05	5.08	0.97	1.24	411	78	0.17	430	0.51
GN-2	1280	Pabdeh	1.02	4.72	0.84	1.13	417	74	0.18	432	—
GN-2	1285	Pabdeh	1.33	6.87	0.71	1.44	478	49	0.16	430	—
GN-2	1288	Pabdeh	1.5	6.58	0.5	1.44	455	35	0.19	426	—
GN-2	1292	Pabdeh	1.51	7.56	0.76	1.61	469	47	0.17	428	0.51
GN-2	1295	Pabdeh	1.91	10.96	0.79	2.13	516	37	0.15	428	—
GN-2	1298	Pabdeh	1.99	13.5	0.73	2.44	553	30	0.13	429	0.53
GN-2	1303	Pabdeh	1.92	8.8	1.08	2.55	344	42	0.18	430	—
GN-2	1306	Pabdeh	1.79	8.71	0.88	2.22	392	40	0.17	434	0.56
GN-2	1309	Pabdeh	1.7	9.53	0.73	2.44	391	30	0.15	433	—
GN-2	1312	Pabdeh	2.56	15.13	1.19	3.97	381	30	0.14	432	—
GN-2	1315	Pabdeh	2.03	10.94	0.85	2.83	387	30	0.16	435	0.61
GN-2		Pabdeh (av.)	1.40	7.10	0.76	1.68	420	59	0.18		
GN-2	2134	Kazhdumi	0.38	1.84	0.84	1.05	175	80	0.17	435	—
GN-2	2135	Kazhdumi	0.37	1.73	0.72	0.92	189	79	0.18	436	0.66
GN-2	2207	Kazhdumi	0.42	1.37	0.98	0.61	225	161	0.23	435	0.65
GN-2		Kazhdumi (av.)	0.39	1.65	0.85	0.86	196	107	0.19		
GN-2	2224	Dariyan	1.24	5.99	1.46	2.31	260	63	0.17	438	0.7
GN-2	2228	Dariyan	0.39	2.21	1.14	1.38	160	83	0.15	437	0.68
GN-2		Dariyan (av.)	0.82	4.10	1.30	1.85	210	73	0.16		
GN-2	2256	Gadvan	1.36	1.76	1.69	1.07	165	158	0.44	439	0.69
GN-2	2268	Gadvan	1.14	1.76	1.72	0.99	179	173	0.39	438	0.71
GN-2	2286	Gadvan	0.94	1.59	1.76	0.91	174	193	0.37	440	0.72
GN-2		Gadvan (av.)	1.15	1.70	1.72	0.99	173	175	0.40		
GN-5	1230	Pabdeh	1.01	3.05	0.2	0.71	432	28	0.25	429	0.52
GN-5	1250	Pabdeh	1.74	6.27	0.3	1.35	465	22	0.22	431	0.5
GN-5	1260	Pabdeh	1.54	6.92	0.35	1.61	431	22	0.18	431	—
GN-5	1270	Pabdeh	2.28	8.29	0.28	2.06	402	14	0.22	434	0.55
GN-5	1280	Pabdeh	1.7	7.27	0.23	1.86	391	12	0.19	434	—

ادامه جدول ۱- داده‌های حاصل از پیرولیز راک‌ایول و سنجش انعکاس ویتترینیت بر روی سازندهای مستعد منشا در میدان گرگان.

Continued from Table 1. Outputs of Rock-Eval pyrolysis and vitrinite reflectance measurement over possible source rocks of the Garangan oilfield.

Well	Depth	Fm.	S ₁	S ₂	S ₃	TOC	HI	OI	PI	T _{max}	R ₀ (%)
GN-5	1290	Pabdeh	1.99	8.55	0.35	2.07	412	17	0.19	436	—
GN-5	1310	Pabdeh	1.96	7.31	0.41	1.72	426	24	0.21	435	—
GN-5	1320	Pabdeh	1.36	6.88	0.44	1.72	399	26	0.17	433	—
GN-5	1330	Pabdeh	1.93	9.53	0.45	2.04	468	22	0.17	434	0.61
GN-5	1344	Pabdeh	1.7	8.73	0.46	1.78	491	26	0.16	433	—
GN-5	1350	Pabdeh	3.11	19.14	1.1	4.35	440	25	0.14	437	0.6
GN-5	1360	Pabdeh	1.79	7.97	0.41	1.65	484	25	0.18	433	—
GN-5		Pabdeh (av.)	1.84	8.33	0.42	1.91	437	22	0.19		
GN-5	1840	Kazhdumi	0.23	1.35	0.3	0.5	268	60	0.15	436	0.59
GN-5	1890	Kazhdumi	1.75	8.46	0.38	1.71	495	22	0.17	432	—
GN-5	1910	Kazhdumi	1.13	5.04	1.44	1.49	338	97	0.18	435	0.62
GN-5	1940	Kazhdumi	1.08	3.34	0.86	1.37	244	63	0.24	430	—
GN-5	1960	Kazhdumi	1.13	5.87	1.08	1.66	354	65	0.16	435	—
GN-5	1980	Kazhdumi	0.71	4.74	0.83	1.31	361	63	0.13	436	0.64
GN-5	2000	Kazhdumi	1.43	4.66	1	1.68	278	60	0.23	435	0.63
GN-5	2020	Kazhdumi	1.45	4.35	0.83	1.49	292	56	0.25	434	0.63
GN-5	2046	Kazhdumi	1.57	14.45	1.29	3.6	402	36	0.1	438	—
GN-5	2100	Kazhdumi	1.75	6.58	0.85	2.08	316	41	0.21	438	0.66
GN-5	2120	Kazhdumi	1.08	7.12	1.17	1.72	413	68	0.13	437	0.68
GN-5	2142	Kazhdumi	0.46	2.35	0.77	0.66	356	117	0.16	440	0.68
GN-5		Kazhdumi (av.)	1.15	5.69	0.90	1.61	343	62	0.18		
GN-5	2216	Dariyan	2.62	6.22	1.24	2.32	268	53	0.3	439	—
GN-5	2225	Dariyan	2.6	5.8	1.71	2.58	225	66	0.31	438	0.72
GN-5		Dariyan (av.)	2.61	6.01	1.48	2.45	247	60	0.31		
GN-5	2248	Gadvan	1.12	2.17	0.74	0.86	251	86	0.34	439	—
GN-5	2264	Gadvan	1.57	3.22	0.93	1.25	257	74	0.33	441	0.71
GN-5	2300	Gadvan	1.56	2.84	1.26	1.16	244	109	0.35	440	—
GN-5		Gadvan (av.)	1.42	2.74	0.98	1.09	251	90	0.34		

شیب خط برازش، میانگین HI فعال یا واقعی نمونه‌ها را مشخص می‌کند. جهت محاسبه HI فعال، مقدار TOC حاصل از قطع محور عمودی توسط خط برازش (b) (بدون اعمال اثر ماتریکس معدنی) به‌عنوان مواد آلی خنثی در نظر گرفته شده و با کسر آن از میانگین TOC نمونه‌ها (TOC_(observed))، مقدار کل کربن آلی فعال (TOC_(live)) و به تبع آن، HI فعال (بدون اعمال اثر ماتریکس معدنی) محاسبه می‌شود:

$$TOC_{(inert)} = b \quad (\text{رابطه ۲})$$

$$TOC_{(live)} = TOC_{(observed)} - TOC_{(inert)} \quad (\text{رابطه ۳})$$

$$HI_{(live)} = S_2_{(observed)} / TOC_{(live)} * 100 \quad (\text{رابطه ۴})$$

با این حال، بخشی از TOC حاصل از قطع محور عمودی توسط خط برازش ناشی از اثر ماتریکس معدنی بوده و می‌توان با محاسبه مقدار آن و کسر آن از b، مقادیر واقعی TOC غیر فعال را به شرح زیر محاسبه نمود.

میزان S₂ حاصل از قطع محور افقی نمودار توسط خط برازش معرف بیشترین مقدار ممکنه هیدروکربن جذب‌شده توسط ماتریکس معدنی می‌باشد (S_{2(adsorbed)}). تبدیل مقدار S₂ جذب شده به کربن آلی جذب شده (TOC_(observed)) طبق رابطه ۵ انجام

۳-۳- اثر ماتریکس معدنی، کربن آلی خنثی و بلوغ بر پارامترهای راک‌ایول

ماتریکس معدنی (به‌ویژه انواع رسی) در سنگ‌های منشا دارای ماده آلی کل کمتر از ۲ درصد، با جذب مقداری از هیدروکربن آزاد شده در طی پیرولیز، موجبات کاهش فاکتور S₂ و به تبع آن، کاهش HI را فراهم می‌آورد. همزمان، کربن آلی خنثی موجود در نمونه‌ها نیز بر فاکتور HI کلی آن‌ها اثرگذار بوده و تفسیر کیفیت مواد آلی را با ابهام روبه‌رو می‌سازد (Dahl et al., 2004). بر همین اساس، ضروری است تا تغییرات ناشی از این عوامل شناسایی شده و مقادیر واقعی پارامترهای ژئوشیمیایی مورد محاسبه قرار گیرد. نمودار S₂ در برابر TOC عموماً برای بررسی اثرات یاد شده مورد استفاده قرار می‌گیرد.

خط برازش حاصل از نمودار S₂ در برابر TOC دارای معادله زیر می‌باشد:

$$TOC = aS_2 + b \quad (\text{رابطه ۱})$$

در حالت ایده‌آل خط برازش می‌بایست از مبدا محور مختصات (b=0) عبور کند. لیکن به دلیل اثر ماتریکس معدنی و همچنین وجود مواد آلی خنثی، خط یاد شده منحرف شده و عموماً محور عمودی (TOC) را در سمت مثبت قطع می‌نماید.

۳-۴- ترکیب کروژن فعال

بیشتر سنگ‌های منشأ، دارای کروژن‌های نوع II و III می‌باشند. دال و همکاران (Dahl et al., 2004) پیشنهاد دادند تا با فرض حدهای انتهایی HI برای انواع کروژن نوع II (نفت‌زا) و III (گاززا)، توان تولید نفت و/یا گاز سنگ‌های منشأ، محاسبه گردد. برای نیل بدین مهم، از شاخص GORP یا پتانسیل نسبت گاز به نفت (Gas-oil-ratio-potential) استفاده می‌شود که محاسبه آن بر اساس پلات کردن مقادیر S_2 و TOC بر روی نموداری است که در آن خطوط ثابت معرف انواع حالات اختلاط کروژن‌های نوع II و III (اندیس هیدروژن) رسم شده است. سپس از طریق معادلات زیر، میزان مواد آلی نفت‌زا و گاززا و همچنین S_2 مرتبط با آن‌ها، محاسبه می‌گردد:

(رابطه ۱۱) $TOC_{II} = TOC_{(live, restored)} (I-GORP)$

(رابطه ۱۲) $TOC_{III} = TOC_{(live, restored)} (GORP)$

(رابطه ۱۳) $S_{2,II(oil)} = S_{2(restored)} (I-GORP)$

(رابطه ۱۴) $S_{2,III(gas)} = S_{2(restored)} (GORP)$

TOC در معادلات ۱۱ و ۱۲ برای هر دو حالت بدون و با اعمال اثر ماتریکس قابل بررسی می‌باشد. ضمناً می‌توان S_2 جذب شده توسط اثر ماتریکس را نیز به S_2 اولیه اضافه نموده و در معادلات ۱۳ و ۱۴ جایگذاری نمود (Dahl et al., 2004).

۴- بحث

وجود هیدروکربن‌های نابرجا در نمونه‌ها (آلودگی‌های ناشی از افزودنی‌های گل حفاری و/یا هیدروکربن‌های مهاجرتی) بر نتایج آزمایش راک‌ایول تأثیر سوء داشته و انجام تفسیر معتبر را غیرممکن می‌نماید. نمودار تغییرات TOC در برابر S_1 (Hunt, 1996) عمدتاً برای بررسی این مهم استفاده می‌شود. طبق نمودار یاد شده، نمونه‌هایی که مقدار S_1/TOC آن‌ها کمتر از ۱/۵ باشد، تحت تأثیر هیدروکربن‌های نابرجا قرار نگرفته‌اند. با توجه به شکل ۵-۵، صحت داده‌های مربوط به نمونه‌های میدان گرنگان مورد تأیید قرار گرفت.

می‌گیرد که در آن، α فاکتور استوکیومتری است که میانگین آن برای نفت، ۰/۰۸۴ در نظر گرفته می‌شود (Tissot et al., 1978).

$$TOC_{(adsorbed)} = S_{2(adsorbed)} \alpha \quad (\text{رابطه ۵})$$

با کسر TOC جذب شده از مقدار TOC خنثی حاصل از معادله ۱ (یا b)، مقدار TOC خنثی با فرض بیشینه اثر ماتریکس، محاسبه می‌شود:

$$TOC_{(inert)} = b - TOC_{(adsorbed)} \quad (\text{رابطه ۶})$$

در نهایت، کربن کل فعال حاصل از اعمال اثر ماتریکس معدنی، با جایگذاری TOC غیر فعال حاصل از رابطه ۶ در رابطه ۳، مورد محاسبه قرار می‌گیرد (Dahl et al., 2004). از سوی دیگر، افزایش بلوغ نیز بر پارامترهای حاصل از پیرولیز راک‌ایول تأثیرگذار بوده و سبب کاهش S_2 ، TOC، و HI می‌گردد. بنابراین، هنگام مقایسه پتانسیل نمونه‌های با درجه بلوغ مختلف، می‌بایست ابتدا میزان اولیه پارامترهای یاد شده مورد سنجش قرار گیرد. بدین منظور از فرمول‌های ارائه شده توسط دال و همکاران (Dahl et al., 2004) به شرح زیر استفاده شد:

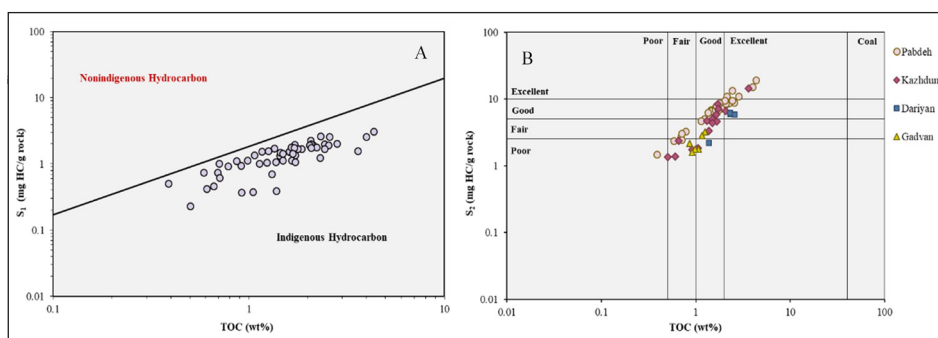
$$S_{2(restored)} = S_{2(observed)} / (1 - TR) \quad (\text{رابطه ۷})$$

$$TOC_{(restored)} = TOC_{(observed)} + ((S_{2(observed)} TR) / (1 - TR)) \alpha \quad (\text{رابطه ۸})$$

$$TOC_{(live, Restored)} = TOC_{(live)} + ((S_{2(observed)} TR) / (1 - TR)) \alpha \quad (\text{رابطه ۹})$$

$$HI_{(live, Restored)} = S_{2(restored)} / TOC_{(live, Restored)} * 100 \quad (\text{رابطه ۱۰})$$

که در آن شاخص نسبت تبدیل (Transformation ratio) است، $TOC_{(restored)}$ و $S_{2(restored)}$ به ترتیب معرف TOC و S_2 اولیه و $TOC_{(live, Restored)}$ و $HI_{(live, Restored)}$ به ترتیب میزان اولیه کربن آلی کل فعال و اندیس هیدروژن فعال را مشخص می‌نمایند. شایان یادآوری است، با توجه به این که TOC فعال پیش‌تر در دو حالت بدون و با اعمال اثر ماتریکس معدنی محاسبه شد، میزان $TOC_{(live, Restored)}$ نیز بر همین اساس تغییر خواهد کرد. از سوی دیگر، $TOC_{(live, Restored)}$ برای جایگذاری در معادله ۱۰، مقدار حاصل از معادله ۹ بدون اعمال اثر ماتریکس معدنی می‌باشد.

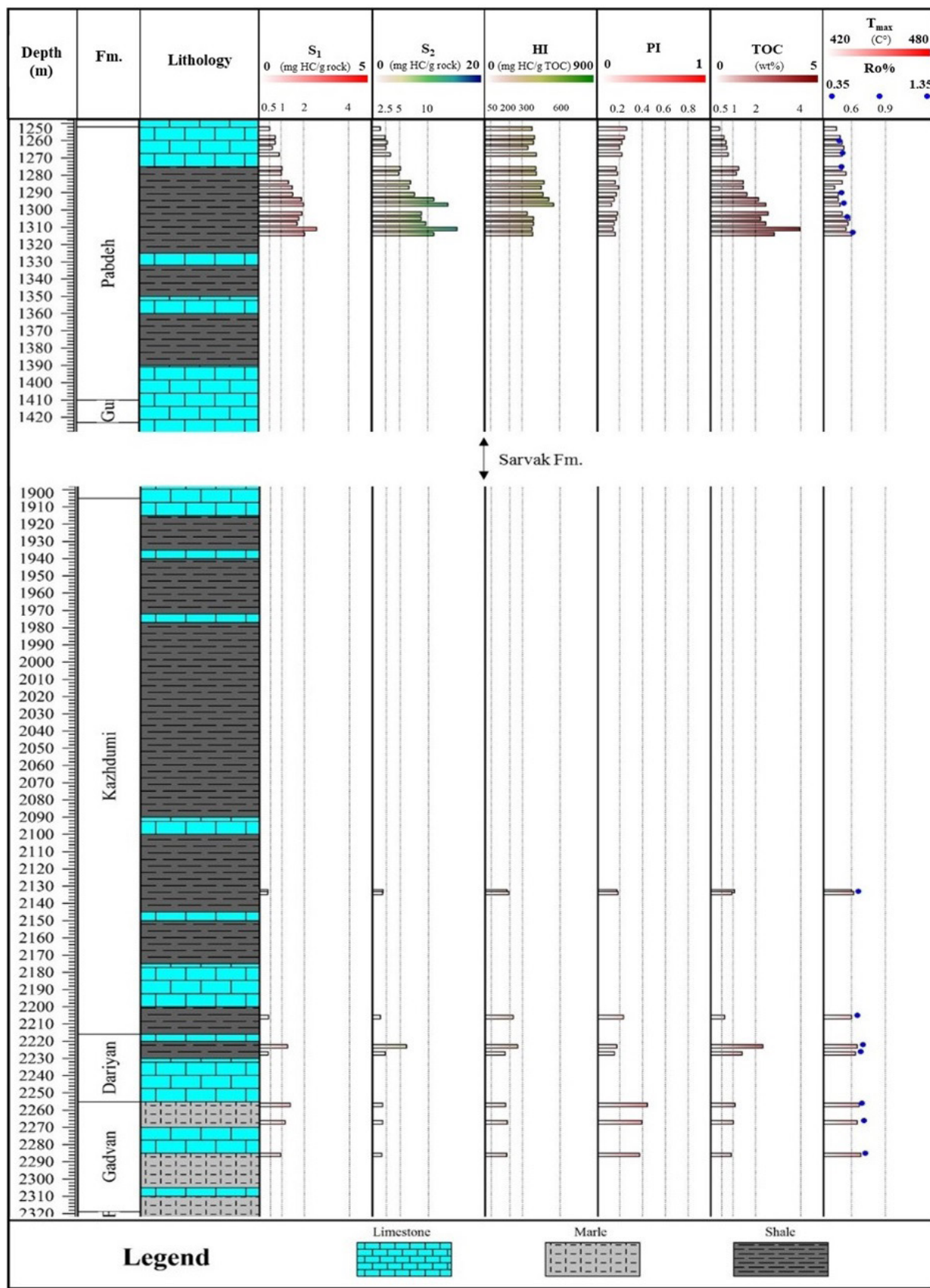


شکل ۵-۵ (a) نمودار TOC در برابر S_1 جهت بررسی آلودگی نمونه‌ها به هیدروکربن‌های نابرجا، (b) نمودار TOC در برابر S_2 جهت ارزیابی کمیت ماده آلی. (Hunt, 1996) جهت بررسی آلودگی نمونه‌ها به هیدروکربن‌های نابرجا، (b) نمودار TOC در برابر S_2 جهت ارزیابی کمیت ماده آلی. (Peters, 1986)

Figure 5- a) TOC vs. S_1 diagram (Hunt, 1996) to check contamination of samples by nonindigenous hydrocarbons; b) TOC vs. S_2 diagram (Peters, 1986) to evaluate quantity of OM.

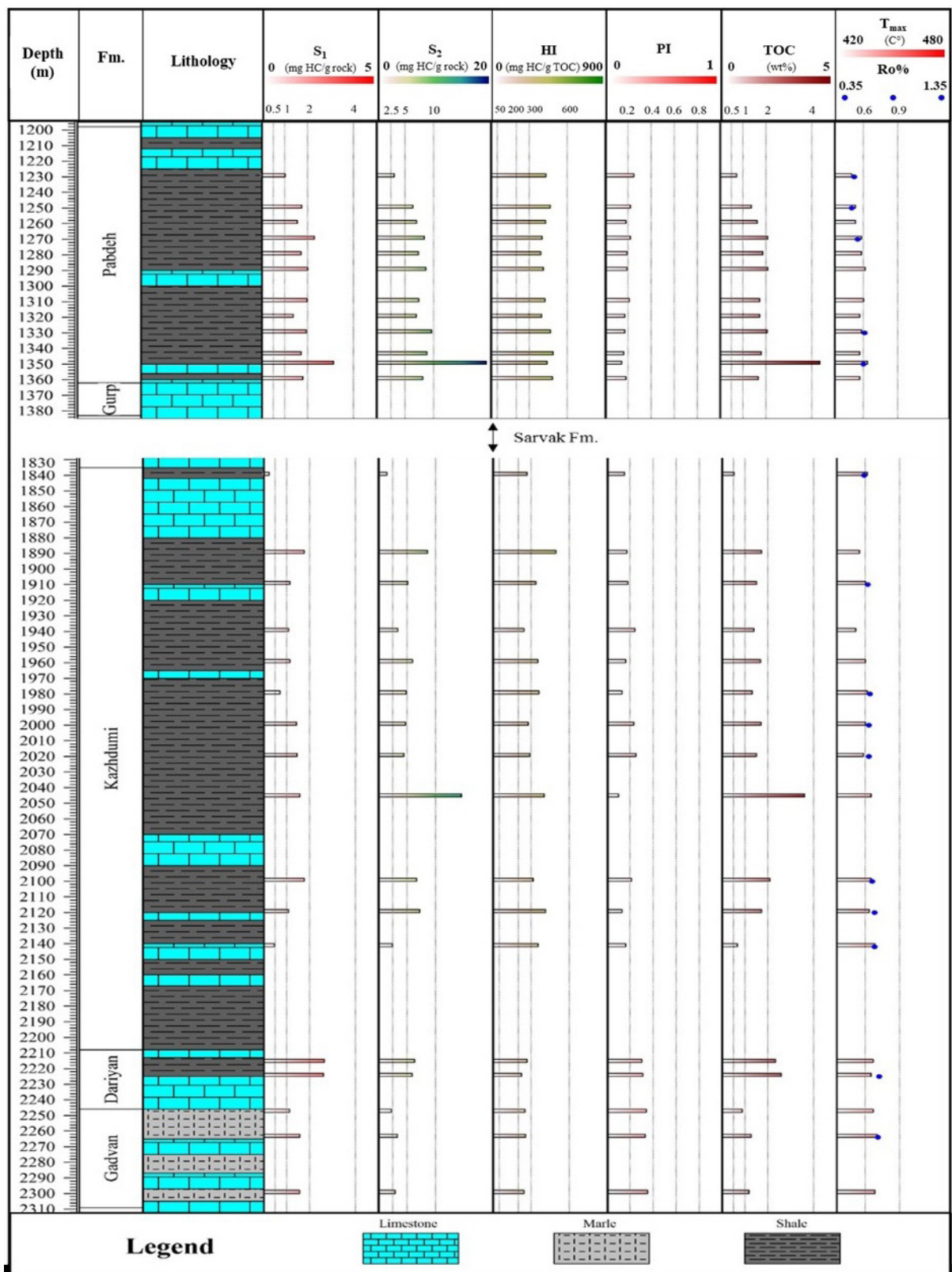
میدان گرنگان به ترتیب برابر با ۱/۶۳ (۴/۳۵-۰/۳۹) درصد وزنی و ۶/۰۶ (۱۹/۱۴-۱/۳۵) میلی گرم هیدروکربن در گرم سنگ است. فاکتور HI نیز برای نمونه‌های مورد مطالعه از ۱۶۰ تا ۵۵۳ میلی گرم هیدروکربن در گرم کربن آلی متغیر می‌باشد. در ضمن، با افزایش عمق، میزان شاخص T_{max} از ۴۲۶ به ۴۴۱ درجه سانتی گراد افزایش می‌یابد.

ترسیم لاگ‌های ژئوشیمیایی امکان بررسی تغییرات پارامترهای ژئوشیمیایی در راستای عمقی را فراهم می‌آورد. با توجه به شکل‌های ۶ و ۷، بخش‌های میانی سازندهای پاینده و کژدمی عمدتاً دارای سنگ‌شناسی شیلی بوده و از کمیت و کیفیت ماده آلی بالاتری نسبت به سایر سازندها برخوردار هستند. میانگین TOC و S_2 برای نمونه‌های



شکل ۶- لاگ ژئوشیمیایی چاه شماره ۲ میدان نفتی گرنگان.

Figure 6. Geochemical log for the well-2 of the Garangan oilfield.



شکل ۷- لاگ ژئوشیمیایی چاه شماره ۵ میدان نفتی گرنگان.

Figure 7. Geochemical log for the well-5 of the Garangan oilfield.

۱-۴- سازند پابده

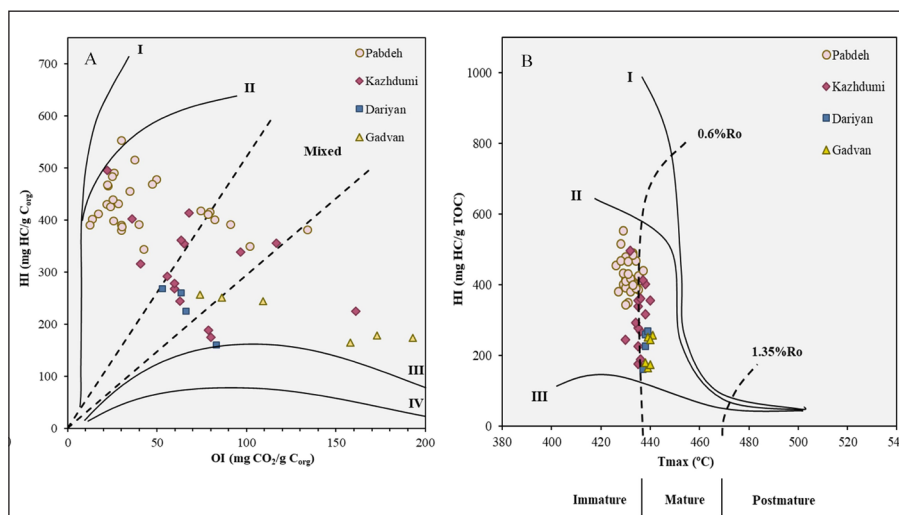
نمونه‌های سازند پابده با میانگین کل کربن آلی $1/78$ ($4/35-0/39$)، از مقادیر ماده آلی بالایی برخوردار می‌باشند. این امر در مورد پارامتر S_2 نیز صادق بوده و میانگین آن برای سازند یاد شده $7/61$ میلی گرم هیدروکربن در گرم سنگ است (جدول ۲). رسم داده‌ها بر روی نمودار استاندارد TOC در برابر S_2 (Peters, 1986) (شکل ۵-ب) نشان از متغیر بودن وضعیت کمیت ماده آلی در سازند پابده دارد. با این حال، بیشتر نمونه‌های سازند در زمره سنگ‌منشاهای خوب-عالی طبقه‌بندی می‌شوند. به مانند فاکتورهای وابسته به کمیت، کیفیت مواد آلی موجود در سازند پابده نیز از وضعیت بهتری نسبت به دیگر سازندها برخوردار می‌باشد، به گونه‌ای که فاکتور HI برای این سازند بیشترین مقدار را داشته (میانگین: ۴۲۷) و نوع کروژن نیز به‌طور عمده از نوع II (نفت‌زا) است (شکل ۸). با توجه به قرارگیری سازند پابده در اعماق کم، میزان بلوغ آن نیز نسبت به بقیه سازندها کمتر بوده (میانگین $Ro: 0/54$) و بر همین اساس، نابالغ می‌باشد. رسم نمودار T_{max} در برابر HI (شکل ۸-ب) و T_{max} در برابر PI (شکل ۹) نیز این امر را تایید نموده و عدم ورود نمونه‌های سازند پابده به پنجره اصلی تولید نفت (Main oil window) را مشخص می‌کند.

۲-۴- سازند کژدمی

میانگین TOC و S_2 سازند کژدمی به ترتیب برابر با $1/46$ ($3/6-0/5$) درصد وزنی و $4/88$ ($1/35-14/45$) میلی گرم هیدروکربن در گرم سنگ است. به‌رغم تغییرات زیاد پارامترها، نمونه‌های این سازند عمدتاً جزو سنگ‌منشاهای متوسط-خوب طبقه‌بندی

می‌شوند (شکل ۵-ب). کیفیت مواد آلی سازند کژدمی در میدان گرنگان به شدت متغیر بوده به گونه‌ای که فاکتور HI برای نمونه‌های این سازند بازه تغییرات ۳۲۰ میلی گرم هیدروکربن در گرم کربن را آشکار می‌کند (جدول ۲). با توجه به نمودار OI در برابر HI (شکل ۸-ا)، از نظر نوع کروژن نیز سازند کژدمی طیفی از انواع تیپ‌های II/III، II، و III را شامل می‌شود. چنین ویژگی‌هایی برای سازند کژدمی تا حدودی دور از انتظار است، زیرا معمولاً این سازند از پتانسیل بالایی در ناحیه فروافتادگی دزفول برخوردار می‌باشد. در واقع به‌نظر می‌رسد که قرارگیری منطقه مورد مطالعه بر روی بلندای قدیمه و فعالیت زیاد این بلندای در زمان کرتاسه، موجبات کاهش پتانسیل هیدروکربنی سازند کژدمی را فراهم آورده باشد.

با توجه به شکل‌های ۸-ب و ۹ می‌توان چنین استنباط نمود که نمونه‌های بخش‌های بالایی سازند کژدمی نابالغ بوده و بخش‌های ژرف‌تر آن از بلوغ لازم جهت تولید نفت برخوردار می‌باشند. با این حال، بایستی توجه داشت که انواع مختلف کروژن در درجات متفاوت RO یا T_{max} ، به مرحله تولید هیدروکربن می‌رسند. به‌عنوان مثال، کروژن نوع II (به ویژه نوع IIS یا گوگردار) به میزان درجه بلوغ کمتری برای شروع تولید هیدروکربن نیاز دارد و این امر در مورد کروژن نوع III برعکس است (Peters, 1986). بر همین اساس و با توجه به این که در مطالعات صورت گرفته پیشین (مانند Bordenave and Hegre, 2010)، کروژن نوع II سازند کژدمی عموماً از نوع IIS (گوگردار) گزارش شده است، می‌توان نتیجه گرفت که قسمت‌های دارای کروژن نوع II در لایه‌های کم‌ژرفای سازند کژدمی میدان گرنگان نیز به درجه بلوغ لازم جهت تولید نفت، رسیده‌اند.



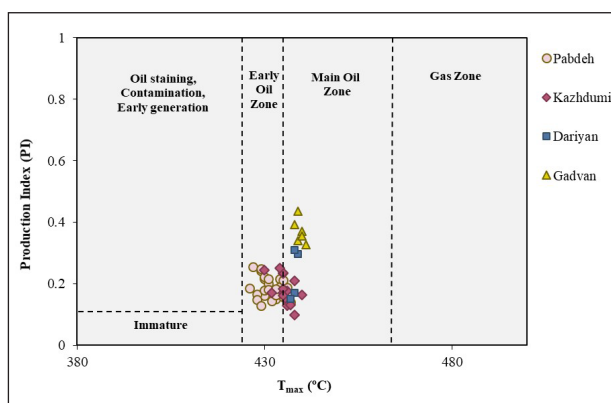
شکل ۸- ا) نمودار شبه‌ون کروئل (Espitalié et al., 1985) جهت شناسایی نوع کروژن، ب) نمودار T_{max} در برابر HI (Hunt, 1996) جهت تعیین نوع کروژن و میزان بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه.

Figure 8- a) Pseudo-Van Krevelen diagram (Espitalié et al., 1985) to determine the type of kerogen; b) T_{max} vs. HI diagram (Hunt, 1996) to determine the type of kerogen and maturity level for the studied samples.

جدول ۲- بازه تغییرات و میانگین پارامترهای ژئوشیمیایی برای سازندهای مستعد منشا در میدان گرنگان.

Table 2. Range and average of geochemical parameters for possible source rocks of the Garangan oilfield.

Formation	S ₂ (av.)	TOC (av.)	HI (av.)	OI (av.)	T _{max} (av.)	Ro (av.)
Pabdeh	1.48-19.14 (7.61)	0.39-4.35 (1.78)	345-553 (426)	12-133 (44)	426-437 (432)	0.49-0.61 (0.54)
Kazhdumi	1.35-14.45 (4.88)	0.5-3.6 (1.46)	175-495 (314)	22-161 (71)	430-440 (435)	0.59-0.68 (0.64)
Dariyan	2.21-6.22 (5.06)	1.38-2.58 (2.15)	160-268 (228)	53-83 (66)	437-439 (438)	0.68-0.72 (0.7)
Gadvan	1.59-3.22 (2.22)	0.86-1.25 (1.04)	164-258 (212)	74-193 (132)	438-441 (440)	0.69-0.72 (0.71)



شکل ۹- نمودار T_{max} در برابر PI (Hunt, 1996) جهت ارزیابی بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه.

Figure 9. T_{max} vs. PI diagram (Hunt, 1996) to evaluate the level of maturity for the studied samples.

گازی را دارد. به‌رغم این که نمونه‌های سازند گدوان از درجه بلوغ بالاتری نسبت به بقیه سازندها برخوردار هستند (Ro: ۰/۶۹ تا ۰/۷۲)، با این حال، با توجه به تیپ کروژن آن‌ها (تیپ III)، به نظر می‌رسد که تولید هیدروکربن از آن‌ها در مراحل ابتدایی باشد.

۴-۵- تأثیر ماتریکس معدنی، ماده آلی خنثی و بلوغ بر پارامترهای ژئوشیمیایی سازندهای مورد مطالعه

همان‌گونه که پیش‌تر بیان شد، وجود مواد آلی خنثی، جذب هیدروکربن‌ها توسط ماتریکس معدنی و همچنین افزایش درجه بلوغ، بر کیفیت حاصل از نتایج خام آزمایش پیرولیز راک‌ایول تأثیر سوء داشته و این احتمال وجود دارد که با حذف این اثرات، تفاسیر دست‌خوش تغییرات قابل توجه گردد.

بررسی اثر ماتریکس معدنی و مواد آلی خنثی بر روی داده‌های حاصل از آنالیز پیرولیز راک‌ایول، مستلزم در دسترس بودن تعداد نمونه کافی از هر سازند است. در مطالعه حاضر، به دلیل تعداد محدود داده‌ها، نمونه‌های هر دو چاه گرنگان ۲ و ۵ به‌صورت همزمان مورد تفسیر و بررسی قرار گرفت. از سوی دیگر، با توجه به تعداد اندک و توزیع نامناسب نمونه‌های سازندهای داریان و گدوان، بررسی اثرات یاد شده در این سازندها به‌صورت مستقل امکان‌پذیر نبوده و بر همین اساس، نمونه‌های این سازندها به‌صورت همزمان مورد تجزیه تحلیل قرار گرفتند. شایان ذکر است که

۴-۳- بخش بالایی سازند داریان

همان‌گونه که پیش‌تر عنوان شد، لایه‌های بالایی سازند داریان شیلی بوده و بر همین اساس، پتانسیل هیدروکربنی تعدادی از نمونه‌های این بخش نیز مورد ارزیابی قرار گرفته است. جالب این که نمونه‌های مربوطه به این لایه‌ها عموماً از کمیت ماده آلی بالایی برخوردار بوده (میانگین TOC: ۲/۱۵ و S₂: ۵/۰۶) و بر همین اساس، در زمره سنگ‌منشاهای خوب تا عالی دسته‌بندی می‌شوند (شکل ۵-ب). با این حال، مقادیر ۱۶۰ تا ۲۶۸ برای فاکتور HI حکایت از کیفیت پایین تا متوسط مواد آلی این سازند دارد. ضمناً تیپ کروژن این نمونه‌ها از نوع اختلاطی II/III بوده که نتایج پیشین را تأیید می‌نماید (شکل ۸). از سوی دیگر، مقادیر فاکتورهای وابسته به بلوغ (میانگین T_{max}: ۴۳۸ و Ro: ۰/۷) و همچنین رسم نمودارهای مربوطه (شکل‌های ۸-ا و ۹) نشان می‌دهد که نمونه‌های سازند داریان از بلوغ لازم جهت تولید هیدروکربن برخوردار می‌باشند.

۴-۴- سازند گدوان

مقایسه داده‌ها مشخص نمود که سازند گدوان از کمترین پتانسیل کمی و کیفی در میدان گرنگان برخوردار می‌باشد. مقدار ماده آلی نمونه‌های این سازند از ۰/۸۶ تا ۱/۲۵ متغیر بوده و میانگین فاکتور S₂ نیز ۲/۲۲ است (جدول ۲). سازند یاد شده عمدتاً حاوی کروژن نوع III بوده (شکل ۸) و تنها توانایی تولید هیدروکربن‌های

واقع، مقدار اولیه اندیس هیدروژن فعال برای سازند کژدمی (۵۴۴) بسیار متفاوت با مقدار محاسبه‌شده براساس داده‌های خام آزمایش راک‌اوپول (۳۱۴) است که این امر، کیفیت اولیه بالاتر این سازند را نسبت به سازند پابده، آشکار می‌کند.

۴-۶- ترکیب کروژن فعال سازندهای مورد مطالعه

بررسی ترکیب کروژن فعال سازندهای مورد مطالعه مستلزم محاسبه و رسم خطوط مربوط به انواع حالات ترکیبی کروژن‌های نوع II و III بر روی نمودار S_2 در برابر TOC می‌باشد. بدین منظور، کروژن دارای HI برابر با ۲۰۰ به عنوان تیپ کروژن ۱۰۰٪ گاززا (نوع III) در نظر گرفته شد و برای کروژن ۱۰۰٪ نفت‌زا (نوع II) نیز HI معادل ۶۰۰، فرض گردید. در نهایت، خطوط مشخصه ترکیبی برای سازندهای مختلف بر اساس مقادیر b و TR کالیبره شد (شکل ۱۰).

همان‌گونه که در شکل ۱۰ مشخص است، مقدار فاکتور GORP برای سازندهای پابده، کژدمی و داریان-گدوان به ترتیب ۰/۴، ۰/۱۵ و ۰/۷ محاسبه شد. ضمناً، مقادیر TOC فعال، سهم انواع کروژن در TOC کل و توان نفت‌زایی و گاززایی سازندها در دو حالت بدون و با اعمال اثر ماتریکس معدنی، در قالب جدول ۳ ارائه شده است. ذکر این نکته ضروری است که پتانسیل واقعی سنگ‌منشاهای مورد مطالعه میانگینی از دو حالت بدون و با اعمال اثر ماتریکس معدنی می‌باشد.

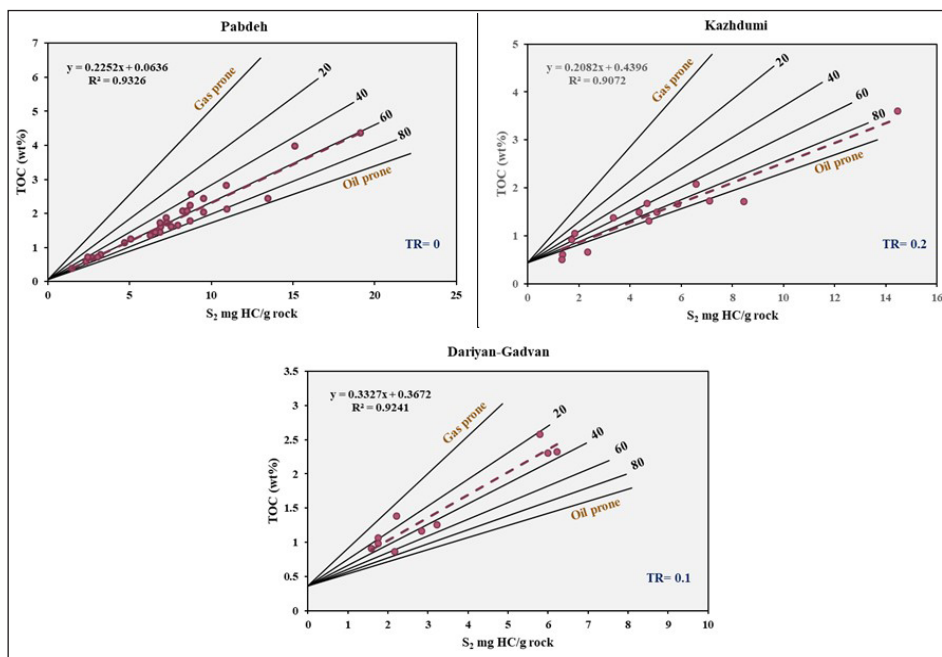
با توجه به جدول ۳، میزان TOC فعال سازند پابده از بقیه سازندها بیشتر بوده و نسبت مواد آلی نفت‌زا به گاززا در این سازند حدود ۶۰ به ۴۰ است. در مقام مقایسه، سازند کژدمی دارای بیشترین مقدار ماده آلی خنثی بوده (۲۸٪)، با این حال، مواد آلی فعال آن عمدتاً از نوع نفت‌زا (۶۱٪) است. در ضمن، کروژن گاززا بیش از ۵۰ درصد مواد آلی موجود در نمونه‌های داریان-گدوان را شکل داده و مابقی، سهم انواع نفت‌زا و خنثی، با نسبت تقریباً مساوی است.

شبهات وضعیت کیفیت و بلوغ سازندهای یاد شده، بررسی همزمان آن‌ها را منطقی جلوه می‌دهد.

با توجه به نمودار S_2 در برابر TOC رسم شده برای نمونه‌های پابده، کژدمی و داریان-گدوان (شکل ۱۰) و با توجه به محل برخورد خط برازش با محور عمودی نمودارها مشخص گشت که ماتریکس معدنی و مواد آلی خنثی، کمترین تاثیر را بر روی نمونه‌های سازند پابده داشته است. این امر در مورد نمونه‌های سازندهای کژدمی و داریان-گدوان برعکس بوده و اثرات ناشی از جذب هیدروکربن‌ها توسط ماتریکس معدنی و وجود مواد آلی خنثی، موجب تخمین نادرست از کیفیت آن‌ها گشته است (شکل ۱۰ و جدول ۳). به بیان دیگر، در حالی که میانگین اندیس هیدروژن ظاهری برای نمونه‌های سازندهای کژدمی و داریان-گدوان به ترتیب ۳۱۴ و ۲۱۸ میلی گرم هیدروکربن بر گرم کربن آلی بوده و نشان از پتانسیل به نسبت ضعیف آنها دارد، محاسبه HI فعال برای سازندهای نام‌برده بر اساس معادله ۵ (۴۷۸ برای سازند کژدمی و ۳۰۲ برای سازند داریان-گدوان)، کیفیت بالاتر آن‌ها را آشکار نمود. در کل، به نظر می‌رسد که مقادیر بالاتر ماده آلی و همچنین ترکیب کانی‌شناسی متفاوت سازند پابده نسبت به بقیه سازندها، نقش اساسی را در عدم تاثیر قابل توجه ماتریکس معدنی بر نتایج آزمایشات این سازند داشته باشند.

نسبت تبدیل (TR) برای سازندهای مورد مطالعه، بر اساس پارامترهای ایستایی (کینتیکی) و نتایج مطالعات پیشین (مانند Bordenave and Hegre, 2010) مورد ارزیابی قرار گرفت که حاصل آن مقادیر ۰/۲، ۰/۱ و ۰/۱ فاکتور TR برای سازندهای پابده، کژدمی و داریان-گدوان (به ترتیب) می‌باشد.

بدیهی است که محاسبه پارامترهای اولیه (پیش از بلوغ) سازندهای کژدمی و گدوان، کیفیت بالاتر آنها را در مقایسه با شرایط فعلی آشکار می‌کند (جدول ۳). در



شکل ۱۰- نمودار استاندارد S_2 در برابر TOC جهت ارزیابی اثر ماتریکس معدنی و مواد آلی خنثی همراه با محاسبه فاکتور GORP برای نمونه‌های پابده، کژدمی و داریان-گدوان در میدان نفتی گرگان.

Figure 10. Standard diagram of S_2 vs. TOC to evaluate effects of mineral matrix and inert OM, along with quantifying the GORP factor for Pabdeh, Kazhdumi and Dariyan-Gadvan samples in the Garagan oilfield.

جدول ۳- پارامترهای خام، اصلاح شده و اولیه برای نمونه‌های پایده، کژدمی و داریان-گدوان در میدان نفتی گرنگان (مقادیر تصحیح شده بر اساس اثر ماتریکس معدنی در داخل پرانتز درج شده‌اند).

Table 3. Observed, corrected, and restored parameters for Pabdeh, Kazhdumi and Dariyan-Gadvan samples of the Garangan oilfield (values corrected with respect to matrix effects are shown in brackets).

Formation	Pabdeh	Kazhdumi	Dariyan-Gadvan
TOC _(observed) %wt	1.78	1.46	1.48
S _{2(observed)} mg hc/g rock	7.61	4.88	3.36
HI _(observed) mg hc/g TOC	427	314	218
TOC _(inert) %wt	0.06 (0.04)	0.44 (0.26)	0.37 (0.28)
TOC _(adsorbed) %wt	0.02	0.18	0.09
S _{2(adsorbed)} mg hc/g rock	0.28	2.11	1.1
TR	0	0.2	0.1
TOC _(restored) %wt	1.78	1.56	1.51
S _{2(restored)} mg hc/g rock	7.61	6.1	3.73
TOC _(live) %wt	1.72 (1.74)	1.02 (1.2)	1.11 (1.2)
TOC _(live, restored) %wt	1.72 (1.74)	1.12 (1.3)	1.14 (1.23)
HI _(live)	442	478	302
HI _(live, restored)	442	544	327
GORP	0.4	0.15	0.7
TOC II	1.03 (1.04) %wt 57.8 (58) %	0.95 (1.1) %wt 60.9 (71) %	0.34 (0.37) %wt 22.5 (24.5) %
TOC III	0.69 (0.7) %wt 38.8 (39) %	0.17 (0.19) %wt 10.9 (12) %	0.8 (0.86) %wt 53 (57) %
TOC IV	0.06 (0.04) %wt 3.4 (3) %	0.44 (0.26) %wt 28.2 (17) %	0.37 (0.28) %wt 24.5 (18.5) %
S ₂ II (oil) mg hc/gr rock	4.57 (4.73)	5.18 (6.98)	1.12 (1.45)
S ₂ III (gas) mg hc/gr rock	3.04 (3.16)	0.91 (1.23)	2.61 (3.38)

۵- نتیجه‌گیری

رسی، سبب کاهش پتانسیل ظاهری شده است. به بیانی دیگر، در حالی که ترکیب واقعی کروژن موجود در نمونه‌های کژدمی از نوع‌های II و IV است (۶۰-۷۰ درصد از نوع II)، اما تفسیر داده‌های خام آنالیز راک‌ایول با استفاده از نمودارهای استاندارد مانند نمودار شبه‌ون‌کرولن، عمده مواد آلی را از نوع اختلاطی II/III مشخص می‌کند. بخش بالایی سازند داریان در میدان گرنگان سنگ‌شناسی شیلی داشته و ارزیابی ژئوشیمیایی این لایه‌ها گویای کمیت بالا (TOC > ۲)، کیفیت متوسط (کروژن اختلاطی II/III) و بلوغ نه‌چندان زیاد مواد آلی آن است. با این حال، ستبرای این بخش محدود بوده (۱۰-۲۰ متر) و بر همین اساس، توانایی تولید ذخایر اقتصادی را ندارد.

در نهایت، به نظر می‌رسد پتانسیل متوسط سازند کژدمی معلول کاهش ژرفای حوضه رسوب‌گذاری در نتیجه فعالیت بلندای قدیمی خارک-میش در زمان کرتاسه باشد و این مهم همراه با بلوغ نه‌چندان زیاد این سازند و دیگر توالی‌های مستعد منشأ، به‌عنوان عوامل احتمالی عدم شکل‌گیری ذخایر هیدروکربنی در سیستم نفتی کرتاسه میانی - میوسن پیشین میدان گرنگان معرفی می‌گردند. شایان

ارزیابی پتانسیل هیدروکربنی سنگ‌های مستعد منشأ در میدان گرنگان، با هدف بررسی دلایل عدم شکل‌گیری ذخایر هیدروکربنی در مخازن آسماری و بنگستان این میدان مشخص نمود که سازندهای پایده و گدوان به‌ترتیب از بیشترین و کمترین میزان ماده آلی برخوردار می‌باشند. مواد آلی موجود در سازند پایده عمدتاً از نوع نفت‌زا بوده اما به بلوغ لازم جهت تولید نفت و گاز نرسیده‌اند. ضمناً، شرایط دریایی به‌نسبت ژرف در زمان ته‌نشست این سازند موجب گشته تا میزان مواد آلی خنثی در آن، محدود باشد. برعکس، سازند گدوان غنی از کروژن نوع III بوده، مواد آلی خنثی در آن فراوانند، و درجه بلوغ نیز برای این سازند در حد پنجره تولید نفت است. با این حال، با توجه به نوع ماده آلی موجود در نمونه‌های گدوان به‌نظر می‌رسد که تولید هیدروکربن از آنها در مراحل ابتدایی باشد.

پتانسیل سازند کژدمی در میدان گرنگان با بقیه میادین معمول در فروافتادگی دزفول (مانند اهواز، مارون، گچساران و غیره) متفاوت بوده و سازند یاد شده از کمیت ماده آلی متوسطی برخوردار است. در این سازند، مواد آلی خنثی (کروژن نوع IV) به‌صورتی غیرمنتظره گسترش زیادی داشته و این امر همراه با ماتریکس معدنی

تاثیر آنها در عدم شکل‌گیری ذخایر، نامحتمل به نظر می‌رسد.

سیاسگزاری

نویسندگان مقاله بر خود لازم می‌دانند تا از همکاری بی‌شائبه بخش ژئوشیمی آلی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب تشکر و قدردانی نمایند.

ذکر است که تایید این امر، مستلزم مدل‌سازی تاریخیچه تدفین و بلوغ حرارتی توالی‌های رسوبی، به‌ویژه در ناودیس‌های اطراف میدان می‌باشد. در ضمن، بررسی‌ها نشان می‌دهد که ستبرا و کیفیت سازندهای آسماری و گچساران (به‌ترتیب به‌عنوان مخزن و پوش‌سنگ محتمل) میدان مورد مطالعه با میداین واجد ذخایر هیدروکربنی در توالی سنوزویک (نظیر میدان گچساران) تفاوت خاصی نداشته و بر همین اساس،

کتابنگاری

- صادقی، م.، کمالی، م.ر.، قوامی ریایی، ر. و قربانی، ب.، ۱۳۹۳، ارزیابی ویژگی‌های ژئوشیمیایی مواد آلی سازندهای پابده و گورپی میدان نفتی نصرت در جنوب خاور خلیج فارس با استفاده از پیرولیز راک ایول ۶ و کروماتوگرافی گازی. فصلنامه علمی علوم زمین، ۲۴ (۴)، ۹۴، ۳۱۷-۳۲۶. <https://doi.org/10.22071/gsj.2015.42732>
- صفائی فاروجی، م.، رحیم پور بناب، ح.، کمالی، م.ر. و قربانی، ب.، ۱۳۹۹، تطابق نفت-سنگ منشأ در میدان فوق‌عظیم نفتی گچساران. فصلنامه علمی علوم زمین، ۳۰ (۴)، ۱۱۸، ۷۱-۸۰. <https://doi.org/10.22071/gsj.2020.190938.1671>
- قابنی، ه. و محمودی قرائی، م.ح.، ۱۴۰۲، بررسی پتانسیل هیدروکربورزایی سازند کزدمی در برشهای تنگ ماغر و پرچستان و مقایسه آن با دیگر میداین نفتی در حوضه زاگرس. فصلنامه علمی علوم زمین، ۳۳ (۱)، ۱۲۷، ۲۷-۴۲. ۲۰۱۴. <https://doi.org/10.22071/gsj.2022.350594>
- گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ۱۳۹۸، مطالعه تغییرات خواص ژئوشیمیایی نفت مخزن خامی میداین چلینگر و گرنگان.

References

- Alavi, M., 2004. Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *American Journal of Science*, 304, 1-20. <https://doi.org/10.2475/ajs.304.1.1>.
- Alavi, M., 2007. Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of Science*, 308, 1064-1095. <https://doi.org/10.2475/09.2007.02>.
- Bahroudi, A., and Koyi, H. A., 2004. Tectono-sedimentary framework of the Gachsaran Formation in the Zagros foreland basin. *Marine and Petroleum Geology*, 21, 1295-1310. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.09.001>.
- Baudin, F., Disnar, J.-R., Aboussou, A., and Savignac, F., 2015. Guidelines for Rock-Eval analysis of recent marine sediments. *Organic Geochemistry*, 86, 71-80. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.06.009>.
- Behar, F., Beaumont, V., and Pentead, H. L. D. B., 2001. Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56, 111-134. <https://doi.org/10.2516/ogst:2001013>.
- Bordenave, M., and Huc, A., 1995. The Cretaceous source rocks in the Zagros foothills of Iran. *Revue de L'institut Français du Petrole*, 50, 727-752. <https://doi.org/10.2516/ogst:1995044>.
- Bordenave, M. L., and Burwood, R., 1990. Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt: provenance of the Asmari and Bangeštan reservoir oil accumulations. *Organic Geochemistry*, 16, 369-387. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90055-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90055-5).
- Bordenave, M. L., and Burwood, R., 1995. The Albian Kazhdumi Formation of the Dezful Embayment, Iran: one of the most efficient petroleum generating systems. In: B. J. Katz (Editor), *Petroleum Source Rocks*. Springer, pp. 183-207. https://doi.org/10.1007/978-3-642-78911-3_11.
- Bordenave, M. L., and Hegre, J. A., 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 28, 339-368. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2005.tb00087.x>.
- Bordenave, M. L., and Hegre, J. A., 2010. Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geological Society, London, Special Publications*, 330, 291-353. <https://doi.org/10.1144/SP330.14>.
- Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., and Thomsen, E., 2004. A new approach to interpreting Rock-Eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry*, 35, 1461-1477. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2004.07.003>.
- Dembicki, H., 2016. *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*. Elsevier, 330 pp. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03244-3>.
- Espalié, J., Deroo, G., and Marquis, F., 1985. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie. *Revue de L'institut Français du Petrole*, 40, 755-784. <https://doi.org/10.2516/ogst:1985045>.
- Ghayeni, H., and Mahmudy-Gharaie, M. H., 2023. Hydrocarbon generation potential of the Kazhdumi Formation in Tang-E Maghar and Percheštan sections compared to the other oil fields in the Zagros Basin. *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 33, 27-42. <https://doi.org/10.22071/gsj.2022.350594.2014>. [In Persian].
- Hunt, M. J., 1996. *Petroleum geochemistry and geology*, 2nd ed. WH Freeman and company, New York, 743 pp. <https://doi.org/10.1021/ef960184w>.

- Kobraei, M., Sadouni, J., and Rabbani, A. R., 2019. Organic geochemical characteristics of Jurassic petroleum system in Abadan Plain and north Dezful zones of the Zagros basin, southwest Iran. *Journal of Earth System Science*, 128, 1-18. <https://doi.org/10.1007/s12040-019-1082-0>.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., and Stankiewicz, A., 2011. Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation. *Oilfield Review*, 23, 32-43.
- Mobasher, K., and Babaie, H. A., 2008. Kinematic significance of fold-and fault-related fracture systems in the Zagros mountains, southern Iran. *Tectonophysics*, 451, 156-169. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2007.11.060>.
- National Iranian South Oil Company, N., 2019. Internal Report. [In Persian].*
- Opera, A., Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Janbaz, M., Fouladvand, R., and Heidarifard, M. H., 2013. Burial history reconstruction and thermal maturity modeling for the middle cretaceous–early miocene petroleum system, southern Dezful Embayment, SW Iran. *International Journal of Coal Geology*, 120, 1-14. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.08.008>.
- Peters, K. E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70, 318-329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>.
- Rabbani, A., and Bagheri Tirtashi, R., 2010. Hydrocarbon source rock evaluation of the super giant Ahwaz oil field, SW Iran. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 4, 673-686.
- Sadeghi, M., Kamali, M. R., Ghavami Riabi, R., and Qorbani, B., 2015. *Geochemical Evaluation of Organic Matter of the Pabdeh and Gurpi Formations in Nosrat Oil Field, SE Persian Gulf, Using Rock-Eval VI and Gas Chromatography. Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 24, 317-326. <https://doi.org/10.22071/gsj.2015.42732>. [In Persian].
- Safaei Farouji, M., Rahimpour-bonab, H., Kamali, M., and Ghorbani, B., 2021. *Oil-source rock correlation in super-giant Gachsaran oilfield. Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 30, 71-80. <https://doi.org/10.22071/gsj.2020.190938.1671>. [In Persian].
- Sefidari, E., Amini, A., and Dashti, A., 2015. Source rock characteristics of Albian Kazhdumi formation in Zagros Region. *Arabian Journal of Geosciences*, 8, 8327-8345. <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1782-y>.
- Tissot, B., du Petrole, E. N. S., and Welte, D., 1978. *Petroleum formation and occurrence. A new approach to oil and gas exploration.*[Book in German]. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6>.