

Research Article

## Geochemical evaluation of hydrocarbon source rocks in the Chilingar oilfield along with measuring matrix effect, inert organic material, and composition of the active kerogen

Fatemeh Taghizadeh<sup>1</sup>, Khaled Maroufi<sup>1\*</sup>, Reza Falahat<sup>1</sup>, Ali Opera<sup>2</sup>

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

**Keywords:** Source rock, Hydrocarbon potential, Chilingar Oilfield, Mineral matrix effect, Kerogen composition.

### 1- Introduction

Results of geochemical analyses such as Rock-Eval pyrolysis, microscopic speculation, elemental analysis, etc., are normally used to evaluate the hydrocarbon potential of source rocks. Quantity, quality, and maturity of organic matter are the main characteristics that should be addressed in the course of evaluating source candidates. Rock-Eval outputs can be used to assess these three characteristics altogether. However, the result can be misleading, especially for the quality, due to the mineral matrix effect, existence of inert organic material (OM), and maturity (Hunt, 1996; Dahl et al., 2004; McCarthy et al., 2011).

The Chilingar oilfield is an asymmetric anticline located in the South-Dezful Embayment, 30 km away from Gachsaran city. While this oilfield was explored almost a century ago, nothing has been published regarding the geochemical properties of its possible source formations. Therefore, this study aims to evaluate the hydrocarbon potential of the source candidates in the oilfield mentioned above using Rock-Eval pyrolysis and vitrinite reflectance data, along with taking matrix retention, inert OM, and maturity effects into account. Moreover, it has been tried to split up the live TOC and  $S_2$  factors into the oil-prone and gas-prone constituents using the gas-oil ratio potential (GORP) factor.

### 2- Material and methods

Fig. 1 shows the flowchart for the study. Forty-nine cutting samples were collected in two wells from Pabdeh, Gurpi, Kazhdumi, Dariyan (upper shaly layers), and Gadvan formations. Geochemical analyses were carried out over the samples, including Rock-Eval pyrolysis and vitrinite reflectance measurement. First, row data were used to evaluate the organic matter's quantity, quality and thermal maturity within the samples using the standard cross-plots and geochemical logs. Then, the effects of mineral matrix retention and inert organic material over the apparent quality of the Pabdeh, Kazhdumi, and Gadvan samples were investigated using the  $S_2$  vs. TOC diagram proposed by Dahl et al. (2004).

The regression line for the abovementioned diagram is defined as:

$$y = ax + b \quad (\text{Eq.1})$$

Which is equivalent to:

$$TOC = aS_2 + b \quad (\text{Eq. 2})$$

For calculating the live HI factor, the intersection of the regression line with the TOC axis (b) is assumed to be inert TOC. Then,  $HI_{(live)}$  can be calculated based on the following equations:

$$TOC_{(inert)} = b \quad (\text{Eq. 3})$$

$$TOC_{(live)} = TOC_{(observed)} - TOC_{(inert)} \quad (\text{Eq. 4})$$

$$HI_{(live)} = S_{2(observed)} / TOC_{(live)} \times 100 \quad (\text{Eq. 5})$$

\* Corresponding author: maroufi@sut.ac.ir

DOI: 10.22055/AAG.2023.43263.2352

Received: 2023-03-15

Accepted: 2023-09-25

The negative intersection of the regression line with the S<sub>2</sub> axis indicates the average magnitude of material retained by the mineral matrix (Dahl et al., 2004). Consequently, adsorbed TOC can be measured by multiplying the adsorbed S<sub>2</sub> by a stoichiometric factor (a). Then, TOC axis intersection (b) can be subtracted by TOC(adsorbed) to calculate the real inert TOC.

$$TOC_{(adsorbed)} = S_{2(adsorbed)} a \quad (6)$$

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

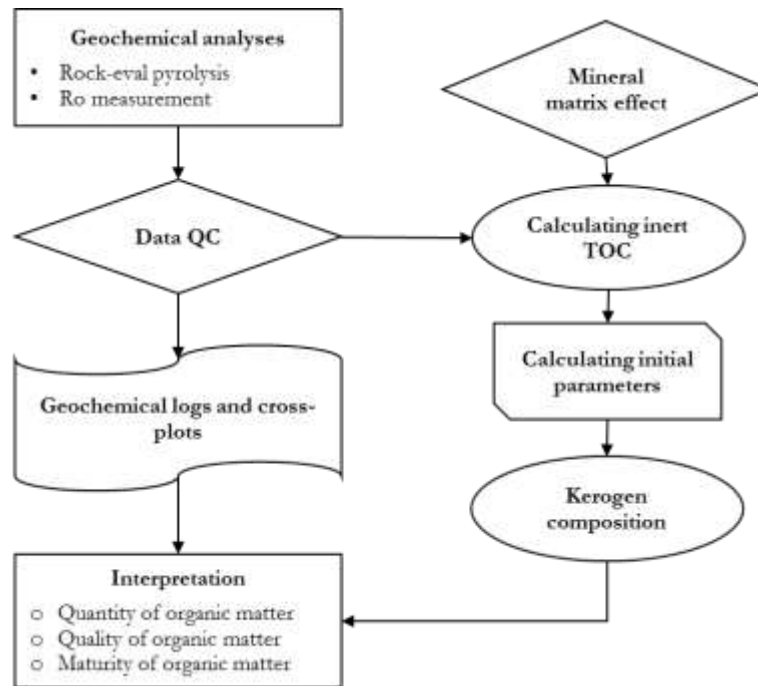


Fig. 1. Flow chart for the geochemical evaluation of the possible source rocks in the Chilingar oilfield.

Increasing thermal maturity will affect apparent source rock properties, and sediments that may have been oil-prone in their immature state may appear gas-prone as they mature (Dembicki, 2016). Therefore, restoring the initial parameters of the mature source rocks is vital. The following equations were suggested by Dahl et al. (2004) for restoring initial parameters using transformation ratio (TR):

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

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

$$TOC_{(live, restored)} = TOC_{(live)} + [(S_{2(observed)} TR)/(1 - TR)]\alpha \quad (Eq. 10)$$

$$HI_{(live, restored)} = S_{2(restored)} / TOC_{(live, restored)} \times 100 \quad (Eq. 11)$$

The GORP (gas-oil-ratio-potential) factor should be defined by plotting S<sub>2</sub> and TOC values on a graph upon which the trend lines are drawn through the various S<sub>2</sub>-TOC populations to split the average live TOC and S<sub>2</sub> into oil-prone and gas-prone constituents. The following formulas can be used to calculate the amount of oil-prone and gas-prone constituents:

$$TOC II = TOC_{(live, restored)}(1 - GORP) \quad (Eq. 12)$$

$$TOC III = TOC_{(live, restored)}(GORP) \quad (Eq. 13)$$

$$II_{(oil)} = S_{2(restored)}(1 - GORP) \quad (Eq. 14)$$

$$S_{2III(gas)} = S_{2(restored)}(GORP) \quad (Eq. 15)$$

### 3-Results and discussions

TOC and S<sub>2</sub> parameters for the Chilingar samples show a range of 0.25-3.19 wt% and 0.32-12.13 mg HC/g rock, respectively. According to the quantity-related factors, Pabdeh, Gurpi, Kazhdumi, Dariyan, and Gadvan formations are classified as mainly very good, poor, fair, good, and poor source rocks, respectively.

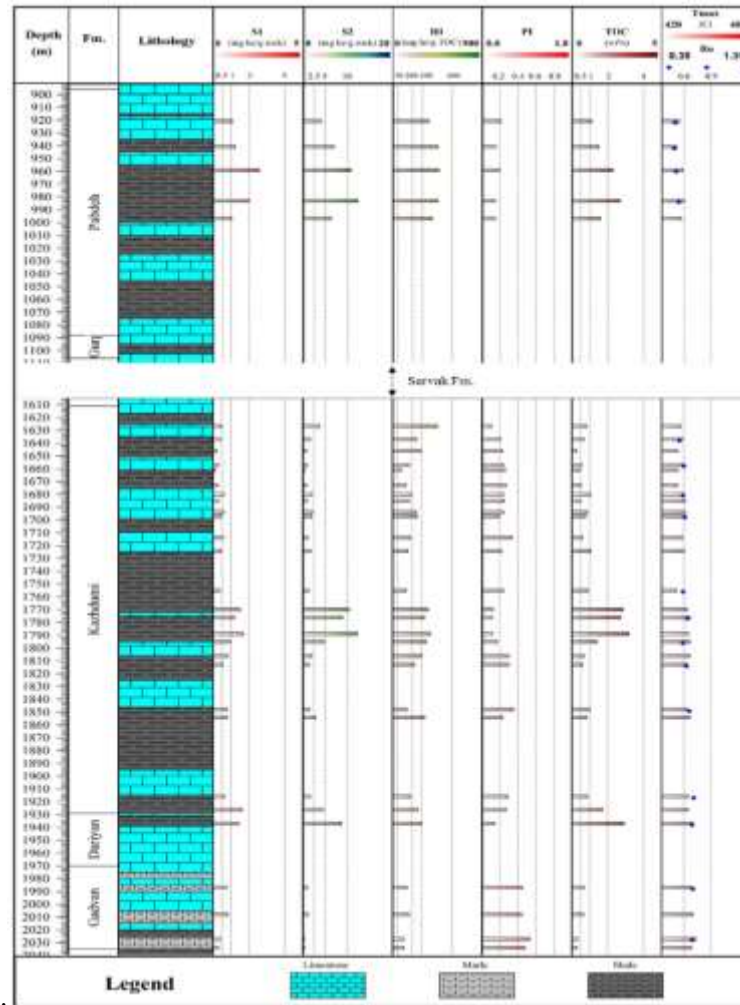


Fig. 2. Geochemical log for the well#4 of the Chilingar oilfield.

The apparent HI factor for the samples varies from 86 to 496 mg HC/g Corg. Based on the raw data, Pabdeh organic material has the highest quality (enriched in type II kerogen). On the other hand, the average HI for the Kazhdumi samples (242 mg HC/g Corg) defines this formation as a mainly gas-prone source rock. Geochemical logs (Fig. 2) demonstrated that the oil-prone organic material is primarily enriched within the middle parts of the Pabdeh and Kazhdumi formations.

Regarding maturity, Pabdeh and Gurpi samples are immature, and Kazhdumi, Dariyan (the upper shaly layers), and Gadvan formations have entered the preliminary stages of the leading oil generation phase.

According to the S2 vs. TOC diagram, the mineral retention effect and inert OM content are negligible for the Pabdeh samples. On the contrary, Kazhdumi and Gadvan samples show significant mineral matrix effects and inert organic material. Furthermore, thermal maturation also reduces the apparent quality of these samples. Indeed, the calculated original parameters introduced the Kazhdumi (HI (live, restored) = 467 mg HC/g Corg) and Gadvan (HI (live, restored) = 372 mg HC/g Corg) formations as mainly oil-prone and gas-prone source rocks, respectively (Table 1).

The GORP factor was estimated for the Pabdeh, Kazhdumi, and Gadvan formations (Table 1) by overlying the data over S2 vs. TOC diagrams prepared based on the transformation ratios (Fig. 3). Splitting up the TOC parameter for the formations demonstrated that more than 50% of the organic material within Pabdeh and Kazhdumi formations are oil-prone (type II kerogen), but this is less than 30% for the Gadvan samples.

Geochemical logs (fig. 2) demonstrated that the oil-prone organic material is mainly enriched within the middle parts of the Pabdeh and Kazhdumi formations.

Regarding maturity, Pabdeh and Gurpi samples are immature, and Kazhdumi, Dariyan (the upper shaly layers) and Gadvan formations have entered the preliminary stages of the leading oil generation phase.

According to the  $S_2$  vs. TOC diagram, the mineral retention effect and inert OM content are negligible for the Pabdeh samples. On the contrary, Kazhdumi and Gadvan samples show significant mineral matrix effects and inert organic material. Furthermore, thermal maturation also reduces the apparent quality of these samples. Indeed, the calculated original parameters introduced the Kazhdumi ( $HI_{(live, restored)} = 467 \text{ mg HC/g } C_{org}$ ) and Gadvan ( $HI_{(live, restored)} = 372 \text{ mg HC/g } C_{org}$ ) formations as mainly oil-prone and gas-prone source rocks, respectively (Table 1).

The GORP factor was estimated for the Pabdeh, Kazhdumi, and Gadvan formations (Table 1), by overlying the data over  $S_2$  vs. TOC diagrams prepared based on the transformation ratios (fig. 3). Splitting up the TOC parameter for the formations demonstrated that more than 50% of the organic material within Pabdeh and Kazhdumi formations are oil-prone (type II kerogen), but this is less than 30% for the Gadvan samples

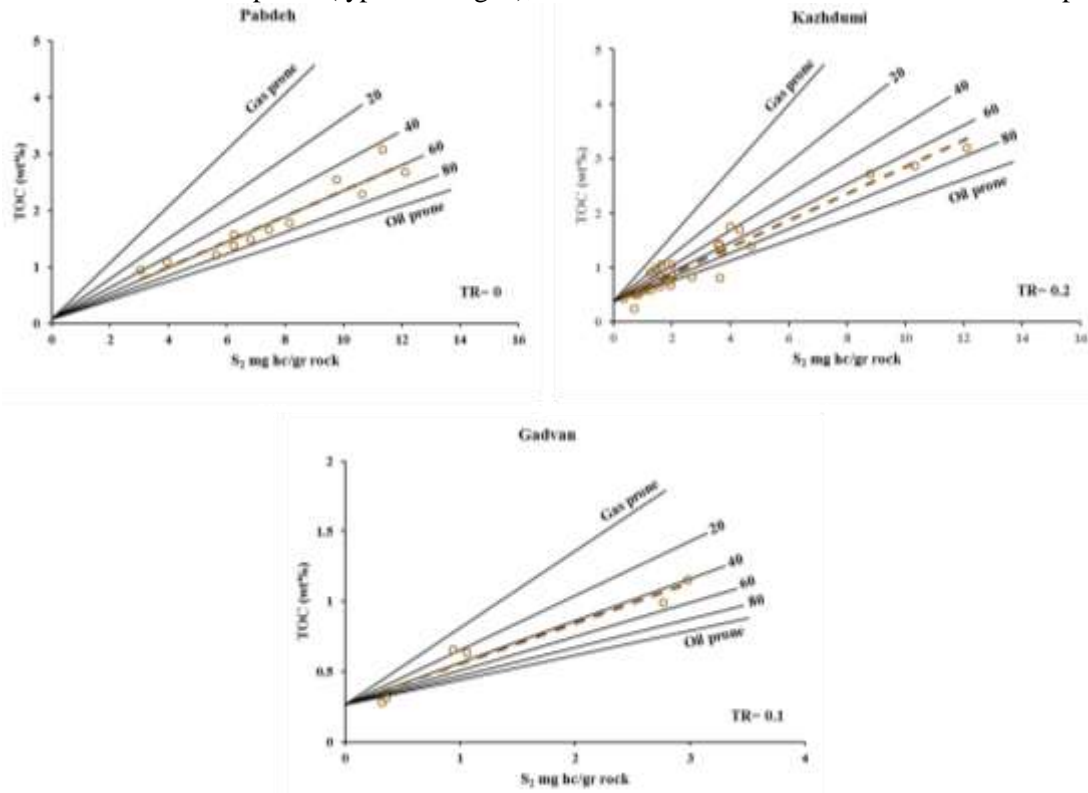


Fig. 3. Measuring the GORP factor for Pabdeh, Kazhdumi, and Gadvan formations in the Chilingar oilfield by plotting  $S_2$  and TOC values over the standard diagrams, designed based on different mixtures of type II and III kerogens.

Table 1. Observed, corrected, and restored parameters for the Pabdeh, Kazhdumi, and Gadvan formations of the Chilingar oilfield (values corrected concerning matrix effects are shown in brackets).

| Formation                             | Pabdeh      | Kazhdumi    | Gadvan      |
|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| TOC <sub>(observed)</sub> % wt        | 1.81        | 1.13        | 0.67        |
| $S_{2(}observed)$ mg HC/gr rock       | 7.62        | 3.06        | 1.41        |
| HI <sub>(observed)</sub> mg HC/gr TOC | 421         | 242         | 180         |
| TOC <sub>(inert)</sub> % wt           | 0.07 (0.05) | 0.38 (0.25) | 0.26 (0.18) |
| TOC <sub>(adsorbed)</sub> % wt        | 0.02        | 0.13        | 0.08        |
| $S_{2(}adsorbed)$ mg HC /gr rock      | 0.33        | 1.53        | 0.91        |
| TR                                    | 0           | 0.2         | 0.1         |
| TOC <sub>(restored)</sub> % wt        | 1.81        | 1.2         | 0.68        |
| $S_{2(}restored)$ mg HC /gr rock      | 7.62        | 3.83        | 1.56        |
| TOC <sub>(live)</sub> % wt            | 1.74 (1.76) | 0.75 (0.88) | 0.41 (0.48) |
| TOC <sub>(live, restored)</sub> % wt  | 1.74 (1.76) | 0.82 (0.95) | 0.42 (0.5)  |

Table 1. continued

|   |                               |                               |                               |
|---|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| HI <sub>(live)</sub>                    | 440                           | 406                           | 345                           |
| HI <sub>(live, restored)</sub>          | 440                           | 467                           | 372                           |
| GORP                                    | 0.4                           | 0.3                           | 0.6                           |
| TOC II                                  | 1.05 (1.06) % wt<br>58 (58) % | 0.57 (0.67) % wt<br>48 (55) % | 0.17 (0.20) % wt<br>25 (29) % |
| TOC III                                 | 0.69 (0.70) % wt<br>38 (39) % | 0.25 (0.28) % wt<br>32 (24) % | 0.25 (0.30) % wt<br>37 (44) % |
| TOC IV                                  | 0.07 (0.05) % wt<br>4 (3) %   | 0.38 (0.25) % wt<br>32 (21) % | 0.26 (0.18) % wt<br>38 (26) % |
| S <sub>2</sub> II (oil) mg HC /gr rock  | 4.57 (4.77)                   | 2.68 (3.75)                   | 0.62 (0.99)                   |
| S <sub>2</sub> III (gas) mg HC /gr rock | 3.05 (3.18)                   | 1.15 (1.61)                   | 0.94 (1.48)                   |

#### 4-Conclusion

Geochemical evaluation of the source candidates in the Chilingar oilfield, along with investigating the effects of matrix retention, inert OM, and thermal maturity, led to the following results:

Pabdeh and Gadvan formations have the highest and lowest hydrocarbon potential, respectively.

Kazhdumi and Gadvan samples show a significant mineral matrix effect and inert organic material, substantially reducing the hydrogen index.

Based on the corrected original parameters, the Kazhdumi and Gadvan formations are categorized as mainly oil-prone and gas-prone source rocks, respectively. However, these formations show a low-to-fair quantity of live OM due to the activities of the Khark-Mish paleo-high during the Cretaceous.

Finally, insufficient maturity of the source candidates (maximum Ro: 0.72) could be considered a possible reason for the absence of hydrocarbon reserves in the Asmari and Bangestan reservoirs of the Chilingar oilfield.

#### References

- Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., 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. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03244-3>
- Hunt, M.J., 1996. *Petroleum geochemistry and geology*, 2nd ed. WH Freeman and company, New York, 743 pp. <https://doi.org/10.1021/ef960184w>.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., Stankiewicz, A., 2011. Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation. *Oilfield Review* 23, 32-43.

#### HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Maroufi, Kh., Taghizadeh, F., Falahat, R., Opera, A., 2024 Geochemical evaluation of hydrocarbon source rocks in the Chilingar oilfield along with measuring matrix effect, inert organic material, and composition of the active kerogen. *Adv. Appl. Geol.* 13(4), 953-977.

DOI : 10.22055/AAG.2023.43263.2352

URL: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_18649.html](https://aag.scu.ac.ir/article_18649.html)

©2024 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers

## ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌منشاهای هیدروکربنی میدان نفتی چلینگر همراه با سنجش اثر ماتریکس، مواد آلی خنثی و ترکیب کروژن فعال

فاطمه تقی زاده

دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

خالد معروفی

دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

رضا فلاحت

دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

علی ابرا

اداره زمین‌شناسی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران

\*Maroufi@sut.ac.ir

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۷/۰۳

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۱۲/۲۴

### چکیده

توالی‌های مستعد منشأ برای سیستم نفتی کرتاسه میانی - میوسن پیشین در میدان نفتی چلینگر با استفاده از پیرولیز راکایول و سنجش انعکاس ویتربنایت، همراه با بررسی اثرات جذب ماتریکس، مواد آلی خنثی و بلوغ، تحت ارزیابی ژئوشیمیایی قرار گرفت. همچنین، از شاخص پتانسیل نسبت گاز به نفت (Gas Oil Ratio Potential, GORP) به منظور تجزیه میانگین پارامترهای TOC و S<sub>2</sub> فعال به بخش‌های نفت‌زا و گاززا بهره گرفته شد. نتایج نشان داد که سازندهای پایده و گدوان به ترتیب از بیشترین و کمترین پتانسیل تولید برخوردار می‌باشند. با توجه به دیانگرم S<sub>2</sub> در برابر TOC، اثر جذب ماتریکس و میزان مواد آلی خنثی در سازند پایده قابل‌اغماض است. برعکس، نمونه‌های کژدمی و گدوان مقادیر قابل‌ملاحظه‌ای از اثر ماتریکس معدنی و مواد آلی خنثی را نشان داده که این مهم موجبات کاهش قابل توجه شاخص هیدروژن و کیفیت ظاهری آن‌ها را فراهم آورده است. براساس پارامترهای تصحیح‌شده اولیه، سازندهای کژدمی و گدوان به ترتیب به عنوان سنگ‌منشاهای عمدتاً نفت‌زا و گاززا طبقه‌بندی گشتند. با اینحال سازندهای مذکور، به دلیل فعالیت بالاآمدگی قدیمه خارک - میش در زمان کرتاسه، از میزان ماده آلی فعال اندک تا متوسطی برخوردار می‌باشند. از نظر بلوغ حرارتی، سازندهای پایده و گورپی نابالغ بوده ولی سازندهای کژدمی، داربان (لایه‌های شیلی فوقانی) و گدوان به مراحل آغازین فاز اصلی تولید نفت رسیده‌اند. در واقع، بلوغ ناکافی سازندهای مستعد منشأ (حداکثر Ro: ۰/۷۲) را می‌توان به عنوان یکی از دلایل احتمالی عدم وجود ذخایر هیدروکربنی در مخازن آسماری و بنگستان میدان چلینگر در نظر گرفت.

**واژه های کلیدی:** سنگ منشأ، پتانسیل هیدروکربنی، میدان نفتی چلینگر، اثر ماتریکس معدنی، ترکیب کروژن.

### ۱- مقدمه

(quantity)، کیفیت (quality) و بلوغ (maturity) مواد آلی مورد بررسی قرار می‌گیرد. از جمله روش‌های آزمایشگاهی مورد استفاده در این زمینه پیرولیز راکایول، بررسی‌های میکروسکوپی، آنالیز عنصری، کروماتوگرافی گازی و سایر آزمایش‌های وابسته می‌باشند (McCarthy et al., 2011). کمیت ماده آلی معمولاً براساس فاکتور کربن آلی کل (TOC) معرفی شده و بهترین ابزار جهت سنجش آن، آزمایش پیرولیز راکایول است. کیفیت مواد آلی موجود در سنگ منشأ مشخص‌کننده نوع هیدروکربن تولیدی از آن بوده و معتبرترین

سنگ منشأ بالغ (mature source rock) یکی از ۵ عنصر ضروری برای شکل‌گیری سیستم هیدروکربنی (همراه با سنگ مخزن، پوش سنگ، تله هیدروکربنی و مهاجرت) می‌باشد (Dembicki, 2016). ارزیابی سنگ‌های منشأ عموماً براساس اصول علم ژئوشیمی آلی انجام می‌پذیرد و پایه و اساس مطالعات ژئوشیمیایی نیز بر انجام آنالیز نمونه‌های سنگ و سیال استوار است. در ارزیابی سنگ‌های منشأ معمولاً سه پارامتر کمیت

بر همین اساس، هدف از انجام این مطالعه بررسی پتانسیل هیدروکربنی سازندهای مستعد منشاء در میدان مذکور با استفاده از نتایج آزمایش‌های پیرولیز راکایول و انعکاس ویتروینایت، و بررسی اثر ماتریکس، مواد آلی خنثی و بلوغ بر پارامترهای حاصله می‌باشد.

## ۲- زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی چلینگر در ناحیه فروافتاده دزفول جنوبی و در بین میادین گچساران در شمال، بی‌بی حکیمه در جنوب، گرنگان در غرب و چهاربیشه در شرق واقع شده است (شکل ۱). فروافتادگی دزفول در جنوب‌غرب تراست زاگرس قرار گرفته و حدود ۶۰۰۰۰ کیلومتر مربع وسعت دارد. این ناحیه با وجود مساحت نسبتاً کم خود، بخش اعظمی از نفت تولیدی ایران و نزدیک به ۸٪ ذخیره نفت دنیا را در خود جای داده است (Bordenave and Hegre, 2005). تاکدیس‌های کشیده که مهم‌ترین تله‌های نفتی برای ذخایر هیدروکربنی ایران به حساب می‌آیند، اکثراً در جنوب‌غرب کشور و در فروافتادگی دزفول واقع شده‌اند (Alavi, 2007). ذخایر میادین این ناحیه عموماً در سه مخزن آسماری، بنگستان و خامی تجمع یافته‌اند که عمده تولید نفت از مخزن آسماری صورت می‌پذیرد (Maroufi et al., 2017). در ستون چینه‌شناسی ناحیه فروافتادگی دزفول، سنگ‌های منشاء، مخازن و پوش‌سنگ‌های منطقه مشاهده می‌شوند (شکل ۲).

میدان چلینگر تاکدیدی نامتقارن بوده و ابعاد ساختاری آن بر اساس نقشه منحنی‌های هم‌تراز زیرزمینی تهیه شده برای افق داریان، حدود ۲۳ در ۶ کیلومتر است. میانگین شیب ساختمانی در یال شمالی افق داریان حدود ۱۵ درجه و در یال جنوبی آن بیش‌تر بوده و تقریباً ۲۸ درجه می‌باشد. بلندای قدیمی خارک-میش بخش غربی میدان چلینگر را تحت تأثیر قرار داده است، به‌طوری‌که در این محدوده بخش عمده‌ای از سازندهای گروه بنگستان، گورپی و پابده فرسایش یافته و یا رسوب‌گذاری نشده‌اند. علاوه بر این، ضخامت سایر سازندها نیز در این منطقه تحت تأثیر این بلندای قدیمی قرار گرفته است. حفر چاه‌های ۱ و ۲ در مشیدان نفتی چلینگر در سال‌های ۱۳۰۳ و ۱۳۰۴ به همراه آزمایشات انجام شده در این دو چاه نشان از پتانسیل تولیدی بسیار پایین و غیر اقتصادی نفت در مخازن آسماری و بنگستان در این میدان داشت. وجود نفت در مخزن خامی این میدان با حفر چاه شماره ۳ در سال ۱۳۵۳ به اثبات رسید. تاکنون در این میدان ۷ حلقه چاه حفاری شده

آزمایش برای تعیین این فاکتور، آنالیز عنصری آلی است. اما مهم‌ترین شاخص جهت سنجش میزان بلوغ سنگ‌های منشاء، درجه انعکاس ویتروینایت است که براساس مطالعات میکروسکوپی آلی تعیین می‌گردد. شایان ذکر است که آزمایش پیرولیز راکایول به‌تنهایی می‌تواند اطلاعات جامعی در مورد هر سه فاکتور کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی ارائه دهد (Hunt, 1996). با اینحال، نتایج حاصل از این آنالیز ممکن است به دلیل اثر ماتریکس معدنی (mineral matrix effect)، وجود مواد آلی خنثی (inert organic material) و بلوغ، همراه‌کننده باشد (Dahl et al., 2004).

وجود توامان سنگ‌های منشاء غنی از ماده آلی، مخازن متخلخل و تراوا، پوش‌سنگ‌های ناتراوا و تله‌های هیدروکربنی مناسب در ناحیه فروافتاده دزفول موجب گشته تا این منطقه بعنوان یکی از غنی‌ترین نواحی هیدروکربنی جهان شناخته شود (Alizadeh et al., 2018). توالی‌های منشاء در این ناحیه در زمان‌های مختلف نظیر ژوراسیک (سازند سرگلو)، کرتاسه (سازندهای گرو، گدوان کژدمی و گورپی) و ترشیری (سازند پابده) ته‌نشین شده‌اند. تاکنون مطالعات زیادی در مورد گسترش و وضعیت ژئوشیمیایی سازندهای مذکور در مقیاس میدان یا ناحیه‌ای انجام گرفته است (Bordenave and Burwood, 1990, Bordenave and Huc, 1995, Bordenave and Burwood, 1995, Bordenave and Hegre, 2005, 2010, Rabbani and Bagheri Tirtashi, 2010, Alizadeh et al., 2012, Asadi Mehmandosti et al., 2012, Ahmadi et al., 2013, Opera et al., 2013, Alizadeh et al., 2014, Mahbobipour et al., 2016, Maleki et al., 2021). در بین توالی‌های مذکور، سازندهای سرگلو، گرو، کژدمی و پابده معمولاً از غنا و کیفیت ماده آلی بالاتری برخوردار می‌باشند. سنگ منشاءهای سرگلو و گرو عمدتاً از بلوغ بالایی برخوردار بوده و بعنوان منشاء هیدروکربن‌های موجود در مخازن خامی مطرح می‌باشند. از سوی دیگر، مخازن بنگستان و آسماری عمدتاً توسط سازند کژدمی شارژ شده و سازند پابده نیز (خصوصاً در بخش شمال شرقی فروافتادگی دزفول) در این زمینه ایفای نقش کرده است (Bordenave and Hegre, 2010).

میدان نفتی چلینگر در ۳۰ کیلومتری جنوب‌شرقی شهرستان گچساران و در بخش جنوبی حوضه فروافتاده دزفول واقع شده است. علیرغم گذشت حدود ۱۰۰ سال از اکتشاف این میدان، تاکنون سنگ‌های منشاء آن مورد ارزیابی قرار نگرفته‌اند.

**سازند داریان:** سازند داریان به سن آپتین-آلبین دارای ویژگی‌های مخزنی و لیتولوژی آهکی (سنگ‌آهک قهوه‌ای-خاکستری) است (Motiei, 1995). لایه‌های بالایی این سازند در میدان چلینگر شیلی بوده و بر همین اساس، تحت ارزیابی ژئوشیمیایی قرار گرفته است.

**سازند گدوان:** برش الگوی این سازند در کوه گدوان در ۴۰ کیلومتری شمال شرقی شیراز به ضخامت ۱۲۰ متر، شامل تناوبی از شیل‌های خاکستری مایل به زرد یا سبز همراه با میان-لایه‌های خاکستری از سنگ آهک رسی است. بر اساس سنگواره‌های موجود، سن سازند گدوان نئوکومین بالایی تا آپتین تعیین گردیده است (Agha Nabati, 2004).

### ۳- روش مطالعه

جهت انجام این مطالعه تعداد ۴۹ نمونه خرده حفاری مربوط به سازندهای مستعد منشاء در میدان چلینگر شامل سازندهای پابده، کژدمی، داریان، گدوان و گورپی از چاه‌های چلینگر ۴ (۳۳ نمونه) و ۷ (۱۶ نمونه) تحت آزمایشات ژئوشیمیایی پیرولیز راک‌ایول و انعکاس ویتروپیت قرار گرفتند. پس از انجام آزمایشات ژئوشیمیایی، کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی موجود در سنگ‌های منشاء مستعد میدان با ترسیم لاگ‌های ژئوشیمیایی و همچنین نمودارهای دوتایی استاندارد براساس داده‌های خام، مورد تفسیر قرار گرفت (شکل ۳). در ادامه با توجه به اینکه وجود ماتریکس معدنی (خصوصاً از نوع رسی) و همچنین مواد آلی خنثی بر برخی از پارامترهای حاصل از آزمایش پیرولیز راک‌ایول تاثیرگذارند، اثرات عوامل مذکور شناسایی و مقادیر واقعی پارامترها محاسبه گردید.

### ۳-۱- پیرولیز راک‌ایول

پیرولیز راک‌ایول ساده‌ترین و سریع‌ترین روش جهت بررسی و ارزیابی پتانسیل تولید هیدروکربن در سنگ‌های منشاء می‌باشد (Dembicki, 2016). در نسخه ۶ دستگاه راک‌ایول دو کوره پیرولیز (تجزیه حرارتی مواد آلی در اتمسفر خنثی) و اکسیدان وجود دارد. در کوره پیرولیز از یک برنامه دمایی پیش‌رونده استفاده می‌شود که در آن مقدار کمی از سنگ (۸۰-۵۰ میلی‌گرم) در حضور گاز خنثی (نیتروژن) تا دمای ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد حرارت داده می‌شود. افزایش دما تا ۳۰۰ درجه

است، که به جز چاه‌های ۱ و ۲ که در مخزن آسماری تکمیل شده‌اند، مابقی تا مخزن خامی حفاری و همگی در این مخزن تولیدی شده‌اند.

تأقدیس چلینگر، به‌مانند دیگر ساختارهای فروافتادگی دزفول، در نتیجه کوهزایی میوسن پسین - پلیوسن شکل گرفته است (Bordenave and Hegre, 2010). سازندهای آغاچاری و میشان در این میدان تحت فرسایش قرار گرفته و به همین دلیل، سازند گچساران در سطح برون‌زد دارد. همچنین بلندای قدیمه خارک - میش موجب گشته تا سازند ایلام در چاه‌های مورد مطالعه گسترش نداشته و ضخامت سازندهای سروک و گورپی نیز کاهش یابد (National Iranian South Oil Company, 2019). بلندای قدیمه خارک - میش ساختاری برجسته بوده که در نتیجه فعالیت مجدد گسل‌های پی‌سنگی شکل گرفته است و بیشترین تاثیر آن (کاهش عمق حوضه یا خروج کامل آن از آب) در زمان کرتاسه رخ داده است (Lalami et al., 2020).

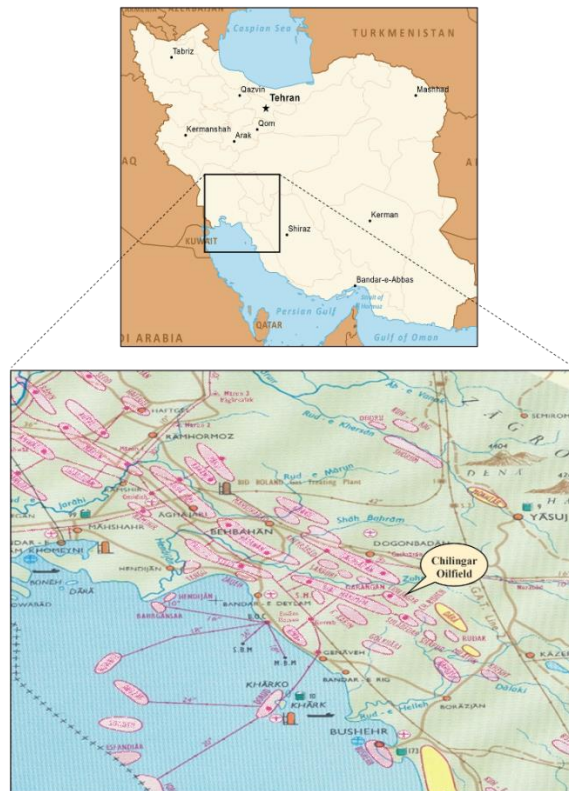
سازندهای مستعد منشاء در میدان چلینگر عبارتند از:

**سازند پابده:** این سازند در فروافتادگی دزفول، فارس، بخش‌هایی از لرستان و کشور عراق گسترش دارد. عمده لیتولوژی این سازند، شیل، مارن، سنگ‌آهک رسی، سنگ‌آهک و سنگ آهک‌چرتی می‌باشد. سن این سازند پالئوسن میانی تا الیگوسن پسین تعیین شده است (Motiei, 1995).

**سازند گورپی:** مقطع نمونه این سازند در تنگ پابده در یال جنوب‌غربی کوه گورپی در شمال شهر لالی و مسجد سلیمان اندازه‌گیری شده است (کرتاسه پسین تا پالئوسن). از نظر لیتولوژی شامل مارن‌های تیره خاکستری، شیل و کمی آهک مارنی خاکستری است (Bordenave and Burwood, 1990).

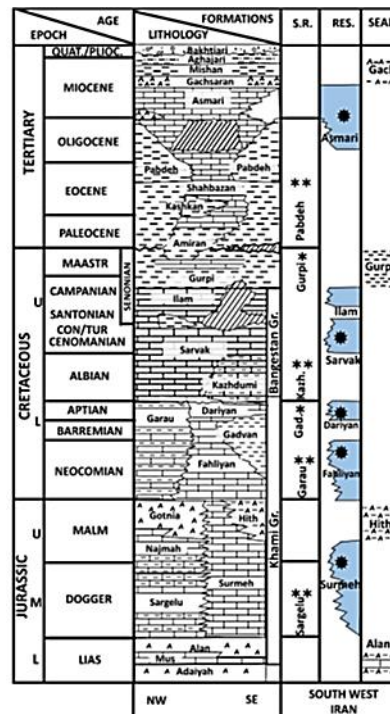
**سازند کژدمی:** این سازند در محل برش نمونه دارای ۲۳۰ متر شیل‌های قیری خاکستری تیره و گاه‌آسیاه رنگ، لایه‌هایی از سنگ آهک رسی تیره رنگ و مارن است (Motiei, 1995). سازند کژدمی (مهمترین سنگ منشاء کشور) در کرتاسه پیشین طی عصر آلبین در حوضه‌ای آرام و بزرگ در فروافتادگی دزفول و شمال خلیج فارس در یک محیط غیر اکسیدان رسوب کرده است (Bordenave and Burwood, 1995).





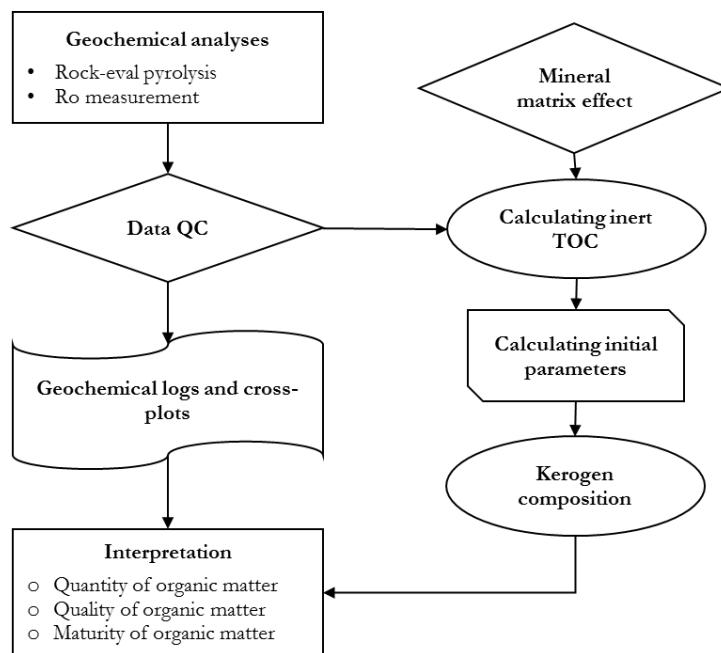
شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی چلینگر.

Fig. 1. Geographical location of the Chilingar Oilfield.



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

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



شکل ۳- نمودار جریانیه نحوه ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های مستعد منشاء در میدان نفتی چلینگر.

Fig. 3. Flow chart for the geochemical evaluation of the possible source rocks in the Chilingar oilfield.

از دمای ۶۵۰ تا ۸۵۰ درجه سانتی‌گراد ثبت می‌شوند) معرفی می‌گردد. علاوه بر پارامترهای ذکر شده، شاخص‌ها و اطلاعات مهم دیگری نیز از طریق آزمایش راکایول حاصل می‌شود که برخی از مهمترین آنها عبارتند از (har et al., 2001Be): شاخص هیدروژن (Hydrogen Index, HI):  $S_2/TOC$

شاخص اکسیژن (Oxygen Index, OI):  $S_3/TOC * 100$

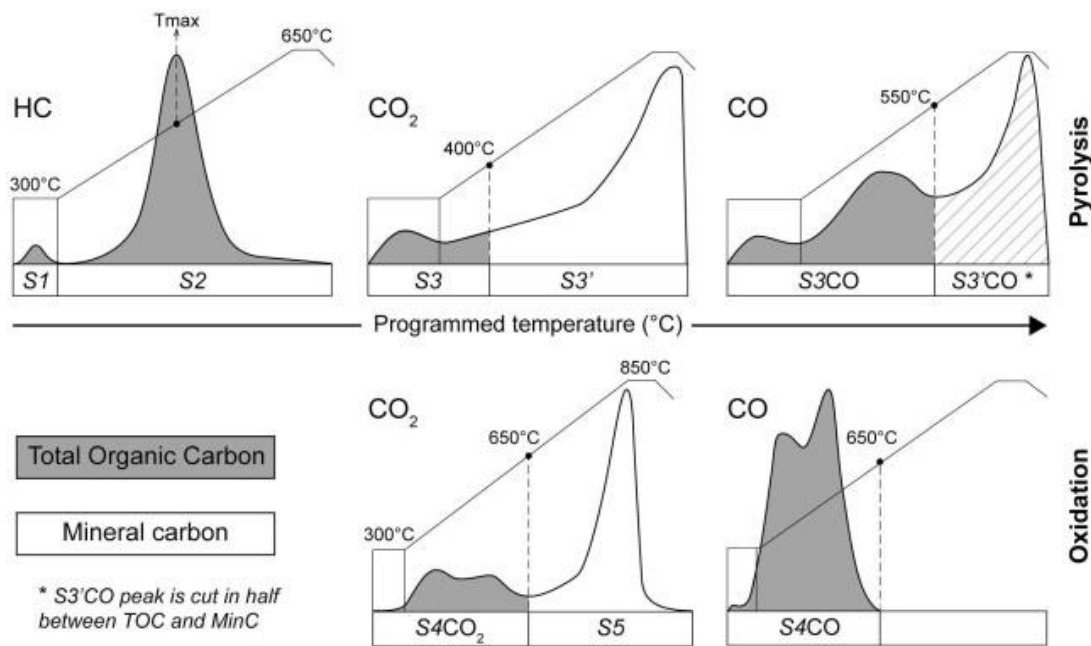
شاخص تولید (Production Index, PI):  $S_1/S_1+S_2$   
کربن آلی کل (TOC): مجموع کربن پیرولیز شده و کربن باقیمانده

تمامی نمونه‌های اخذ شده از میدان چلینگر تحت آزمایش پیرولیز راکایول قرار گرفته و مطالعه میکروسکوپی جهت سنجش درجه انعکاس ویترونیات نیز بر روی ۲۳ نمونه انجام گرفت (جدول ۱).

شایان ذکر است که برای تهیه لاگ‌های ژئوشیمیایی از نرم‌افزار Logplot استفاده شده است و نمودارهای دوتایی ژئوشیمیایی نیز از طریق نرم‌افزار Microsoft Excel ترسیم شده‌اند.

سانتی‌گراد منجر به رهائی هیدروکربن‌های آزاد موجود در سنگ می‌گردد (پیک  $S_1$ ). در ادامه، گروه‌های کربوکسیل موجود در کروژن در دمای بین ۳۰۰ و ۳۹۰ درجه سانتی‌گراد تجزیه شده و بصورت  $CO_2$  و  $CO$  مورد سنجش قرار می‌گیرند (پیک  $S_3$ ). هیدروکربن‌هایی که در دمای بین ۳۹۰ تا ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد در اثر شکست حرارتی کروژن تولید می‌شوند نیز بصورت پیک  $S_2$  و بعنوان شاخصی از پتانسیل فعلی نمونه، شناسایی و ارائه می‌شوند. از دیگر پارامترهای مهم حاصل از آزمایش راکایول پارامتر  $T_{max}$  بوده که معرف دمایی است که در آن پیک  $S_2$  به مقدار بیشینه خود می‌رسد. شایان ذکر است که شاخص  $T_{max}$  پارامتری بسیار عالی جهت ارزیابی بلوغ حرارتی سنگ‌های منشاء محسوب می‌گردد (شکل ۴).

پس از اتمام مرحله پیرولیز، نمونه به کوره اکسیدان منتقل می‌شود. در این کوره حرارت تا ۸۵۰ درجه سانتی‌گراد افزایش یافته و ماده آلی در حضور اکسیژن سوزانده می‌شود. حاصل انجام این مهم، مقدار کربن باقیمانده بوده که بعنوان پیک‌های  $S_4$  (کربن آلی باقیمانده که تا دمای ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد ثبت می‌شوند) و  $S_5$  (کربن معدنی باقیمانده که



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

Fig. 4. Temperature program and outputs of Rock-Eval pyrolysis.

ویترینایت ۲۳ نمونه از چاه‌های شماره ۴ و ۶ میدان چلینگر، به روش فوق اندازه‌گیری شد (جدول ۱).

### ۳-۳- اثر ماتریکس معدنی و کربن آلی خنثی

از جمله عواملی که باعث تغییر در میزان پارامترهای حاصل از آزمایش راکایول می‌شوند، اثر ماتریکس معدنی و وجود کربن آلی خنثی می‌باشند. ماتریکس معدنی سنگ‌های منشأ معمولاً مقداری از هیدروکربن آزاد شده در طی پیرولیز را جذب کرده (کاهش S<sub>2</sub> ثبت شده و به تبع آن، کاهش HI) و کانی‌های رسی عامل اصلی این مهم هستند. از سوی دیگر، نمونه‌های تحت آزمایش معمولاً واجد مقادیری از کربن آلی خنثی هستند که

فاکتور HI کلی نمونه‌ها را کاهش می‌دهند (Dahl et al., 2004, Sari et al., 2015). بنابراین ضروری است تا تغییرات ناشی از این عوامل شناسایی شده و مقادیر واقعی پارامترهای ژئوشیمیایی مورد محاسبه قرار گیرد. برای نیل بدین مهم از نمودار S<sub>2</sub> در مقابل TOC استفاده می‌شود. بدین منظور، مقادیر S<sub>2</sub> (محور افقی) در برابر مقادیر TOC (محور عمودی) رسم شده و خط برازش آنها ترسیم می‌گردد.

### ۲-۳- سنجش درجه انعکاس ویترینایت

انعکاس ویترینایت (vitrinite reflectance) یکی از پارامترهای اصلی برای محاسبه و تعیین میزان بلوغ حرارتی سنگ‌های منشأ می‌باشد. ویترینایت نوعی از خرده‌های کروژن یا ماسرال می‌باشد که منشأ آن به دیواره سلولزی گیاهان آلی برمی‌گردد (Dembicki, 2016). ویترینایت از این جهت حائز اهمیت است که در مقابل بلوغ حساسیت بسیار خوبی نشان داده و متناسب با افزایش بلوغ، انعکاس نور از آن افزایش می‌یابد. برای انجام آزمایش انعکاس ویترینایت، نمونه را با استفاده از epoxy به صورت قرص‌های صیقلی شده درآورده و سپس توسط میکروسکوپ انعکاسی مجهز به فوتومالتی‌پلیر (photomultiplier)، مورد بررسی قرار می‌دهند (McCarthy et al., 2011). در این آزمایش، ابتدا ماسرال‌های ویترینایت توسط یک متخصص با تجربه (ترجیحاً پتروگرافر آلی) مورد شناسایی قرار می‌گیرد. سپس باریکه‌ای از نور کالیبره شده به سطح ویترینایت تابیده شده و درصدی از نور تابیده شده که انعکاس می‌یابد، توسط بخش فوتومالتی‌پلیر ثبت شده و به کامپیوتر منتقل می‌گردد. در مطالعه حاضر، درجه انعکاس

جدول ۱- داده‌های حاصل از پیرولیز راکایول و سنجش انعکاس ویتترینایت بر روی سنگ‌های منشأ احتمالی میدان نفتی چلینگر.

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

| Well | Depth | Fm.      | S <sub>1</sub> * | S <sub>2</sub> | S <sub>3</sub> | T <sub>max</sub> | TOC  | HI  | OI  | PI   | Ro   |
|------|-------|----------|------------------|----------------|----------------|------------------|------|-----|-----|------|------|
| CH-4 | 922   | Pabdeh   | 1.05             | 3.95           | 1.41           | 432              | 1.09 | 364 | 130 | 0.21 | 0.5  |
| CH-4 | 942   | Pabdeh   | 1.21             | 6.82           | 1.15           | 430              | 1.49 | 457 | 77  | 0.15 | 0.47 |
| CH-4 | 960   | Pabdeh   | 2.55             | 10.63          | 0.8            | 434              | 2.28 | 465 | 35  | 0.19 | 0.48 |
| CH-4 | 984   | Pabdeh   | 1.99             | 12.13          | 0.73           | 435              | 2.67 | 455 | 27  | 0.14 | 0.47 |
| CH-4 | 998   | Pabdeh   | 1.01             | 6.24           | 1.58           | 433              | 1.57 | 398 | 101 | 0.14 | -    |
| CH-4 | 1628  | Kazhdumi | 0.47             | 3.64           | 0.27           | 433              | 0.81 | 452 | 34  | 0.11 | -    |
| CH-4 | 1638  | Kazhdumi | 0.42             | 1.58           | 0.35           | 434              | 0.65 | 242 | 54  | 0.21 | 0.55 |
| CH-4 | 1647  | Kazhdumi | 0.21             | 0.71           | 0.23           | 431              | 0.25 | 287 | 93  | 0.23 | -    |
| CH-4 | 1658  | Kazhdumi | 0.29             | 0.92           | 0.16           | 435              | 0.55 | 167 | 29  | 0.24 | 0.6  |
| CH-4 | 1662  | Kazhdumi | 0.13             | 0.37           | 0.34           | 431              | 0.43 | 86  | 79  | 0.26 | -    |
| CH-4 | 1674  | Kazhdumi | 0.26             | 0.71           | 0.28           | 431              | 0.52 | 138 | 54  | 0.27 | -    |
| CH-4 | 1681  | Kazhdumi | 0.62             | 2              | 0.27           | 435              | 1.04 | 192 | 26  | 0.24 | 0.59 |
| CH-4 | 1686  | Kazhdumi | 0.28             | 0.83           | 0.22           | 436              | 0.49 | 168 | 45  | 0.25 | -    |
| CH-4 | 1695  | Kazhdumi | 0.62             | 2.01           | 0.39           | 436              | 0.84 | 238 | 46  | 0.24 | -    |
| CH-4 | 1698  | Kazhdumi | 0.45             | 1.89           | 1.23           | 436              | 0.76 | 249 | 162 | 0.19 | 0.61 |
| CH-4 | 1715  | Kazhdumi | 0.56             | 1.09           | 1.08           | 434              | 0.59 | 183 | 182 | 0.34 | -    |
| CH-4 | 1725  | Kazhdumi | 0.45             | 1.64           | 1.55           | 435              | 1.05 | 156 | 147 | 0.22 | -    |
| CH-4 | 1756  | Kazhdumi | 0.39             | 1.25           | 1.36           | 430              | 0.9  | 139 | 152 | 0.24 | 0.62 |
| CH-4 | 1771  | Kazhdumi | 1.51             | 10.33          | 1.12           | 437              | 2.87 | 360 | 39  | 0.13 | -    |
| CH-4 | 1777  | Kazhdumi | 1.2              | 8.78           | 0.86           | 439              | 2.72 | 323 | 32  | 0.12 | 0.64 |
| CH-4 | 1790  | Kazhdumi | 1.69             | 12.11          | 1.26           | 438              | 3.19 | 380 | 40  | 0.12 | -    |
| CH-4 | 1796  | Kazhdumi | 0.96             | 4.71           | 1.15           | 439              | 1.39 | 339 | 83  | 0.17 | 0.65 |
| CH-4 | 1807  | Kazhdumi | 0.83             | 1.97           | 1.39           | 439              | 0.67 | 295 | 188 | 0.3  | -    |
| CH-4 | 1814  | Kazhdumi | 0.55             | 1.27           | 0.87           | 437              | 0.58 | 219 | 150 | 0.3  | 0.63 |
| CH-4 | 1849  | Kazhdumi | 0.78             | 1.43           | 1.33           | 437              | 0.98 | 146 | 136 | 0.35 | 0.66 |
| CH-4 | 1855  | Kazhdumi | 0.78             | 2.68           | 1.06           | 439              | 0.82 | 326 | 129 | 0.23 | -    |
| CH-4 | 1917  | Kazhdumi | 0.65             | 1.59           | 1.89           | 438              | 0.87 | 182 | 196 | 0.29 | 0.68 |
| CH-4 | 1927  | Kazhdumi | 1.62             | 4.32           | 1.95           | 438              | 1.7  | 254 | 115 | 0.27 | -    |
| CH-4 | 1938  | Dariyan  | 1.42             | 8.56           | 1.69           | 441              | 2.91 | 294 | 58  | 0.14 | 0.69 |
| CH-4 | 1988  | Gadvan   | 0.77             | 0.94           | 1.45           | 440              | 0.65 | 144 | 192 | 0.45 | 0.7  |
| CH-4 | 2009  | Gadvan   | 0.83             | 1.06           | 0.7            | 441              | 0.63 | 167 | 110 | 0.44 | -    |
| CH-4 | 2028  | Gadvan   | 0.41             | 0.36           | 1.52           | 443              | 0.31 | 115 | 155 | 0.53 | 0.72 |
| CH-4 | 2035  | Gadvan   | 0.3              | 0.32           | 1.15           | 440              | 0.28 | 115 | 173 | 0.48 | -    |
| CH-7 | 910   | Pabdeh   | 1.9              | 7.45           | 0.79           | 431              | 1.66 | 449 | 48  | 0.2  | 0.48 |
| CH-7 | 930   | Pabdeh   | 2.25             | 11.35          | 0.54           | 436              | 3.08 | 369 | 18  | 0.17 | 0.51 |
| CH-7 | 970   | Pabdeh   | 1.66             | 8.16           | 0.75           | 431              | 1.77 | 460 | 42  | 0.17 | -    |
| CH-7 | 1010  | Pabdeh   | 2.62             | 9.77           | 0.8            | 432              | 2.54 | 384 | 31  | 0.21 | 0.52 |
| CH-7 | 1023  | Pabdeh   | 1.95             | 6.24           | 0.64           | 432              | 1.37 | 455 | 47  | 0.24 | -    |
| CH-7 | 1030  | Pabdeh   | 1.58             | 5.65           | 0.59           | 431              | 1.2  | 469 | 49  | 0.22 | -    |
| CH-7 | 1040  | Pabdeh   | 1.03             | 3.06           | 0.48           | 434              | 0.94 | 326 | 51  | 0.25 | 0.5  |
| CH-7 | 1062  | Gurpi    | 0.95             | 2.57           | 0.57           | 433              | 0.78 | 327 | 73  | 0.27 | 0.53 |
| CH-7 | 1090  | Gurpi    | 0.49             | 1.51           | 0.45           | 434              | 0.49 | 306 | 91  | 0.25 | -    |
| CH-7 | 1688  | Kazhdumi | 0.78             | 3.59           | 0.69           | 439              | 1.41 | 255 | 49  | 0.18 | -    |
| CH-7 | 1710  | Kazhdumi | 0.94             | 3.71           | 1.09           | 433              | 1.3  | 285 | 84  | 0.2  | -    |
| CH-7 | 1943  | Kazhdumi | 1.02             | 3.99           | 0.99           | 435              | 1.75 | 227 | 56  | 0.2  | 0.69 |
| CH-7 | 1945  | Kazhdumi | 1.62             | 3.62           | 1.08           | 437              | 1.42 | 254 | 76  | 0.31 | -    |
| CH-7 | 2050  | Dariyan  | 1.45             | 3.11           | 0.87           | 436              | 1.26 | 247 | 69  | 0.32 | -    |
| CH-7 | 2116  | Gadvan   | 1.47             | 2.98           | 0.91           | 440              | 1.15 | 259 | 79  | 0.33 | -    |
| CH-7 | 2142  | Gadvan   | 1.24             | 2.77           | 0.98           | 442              | 0.99 | 280 | 99  | 0.31 | -    |

 \* S<sub>1</sub> (mg HC /g rock); S<sub>2</sub> (mg HC /g rock); S<sub>3</sub> (mg CO<sub>2</sub>/g rock); T<sub>max</sub> (°C); TOC (wt%); HI (mg HC /g C<sub>org</sub>); OI (mg CO<sub>2</sub>/g C<sub>org</sub>); Ro (%)

خط برازش حاصله دارای معادله کلی زیر می‌باشد:

$$y = ax + b \quad (\text{رابطه ۱})$$

به عبارت دیگر

$$TOC = aS_2 + b \quad (\text{رابطه ۲})$$

خط برازش در حالت ایده‌آل می‌بایست از مبدا محور مختصات عبور کند ( $b=0$ ) لیکن بدلیل اثر ماتریکس معدنی و همچنین وجود مواد آلی خنثی، خط موردنظر منحرف شده و عموماً محور عمودی (TOC) را در سمت مثبت و محور افقی ( $S_2$ ) را در سمت منفی قطع می‌نماید.

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) بعنوان 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:

$$TOC_{(inert)} = b \quad (\text{رابطه ۳})$$

$$TOC_{(live)} = TOC_{(observed)} - TOC_{(inert)} \quad (\text{رابطه ۴})$$

$$HI_{(live)} = S_2_{(observed)} / TOC_{(live)} \times 100 \quad (\text{رابطه ۵})$$

با اینحال، بخشی از TOC حاصل از قطع محور عمودی توسط خط برازش در نتیجه وجود اثر ماتریکس معدنی بوده و می‌توان با محاسبه مقدار آن و کسر آن از  $b$ ، مقادیر واقعی‌تر TOC غیرفعال را به شرح زیر محاسبه نمود.

میزان  $S_2$  حاصل از قطع محور افقی نمودار توسط خط برازش معرف بیشترین مقدار ممکنه هیدروکربن جذب شده توسط ماتریکس معدنی می‌باشد ( $S_2_{(adsorbed)}$ ). طبق رابطه (۶) می‌توان مقدار  $S_2$  جذب شده را به کربن آلی جذب شده ( $TOC_{(adsorbed)}$ ) تبدیل نمود.

$$TOC_{(adsorbed)} = S_2_{(adsorbed)} a \quad (\text{رابطه ۶})$$

$\alpha$  فاکتور استوکیومتری است که میانگین آن برای نفت، ۰/۰۸۴ تعیین شده است (Tissot et al., 1978).

با کسر مقدار TOC جذب شده از مقدار TOC خنثی حاصل از معادله ۲ (یا  $b$ )، مقدار TOC خنثی با فرض حداکثر اثر ماتریکس، محاسبه می‌شود:

$$TOC_{(inert)} = b - TOC_{(adsorbed)} \quad (\text{رابطه ۷})$$

در نهایت کربن کل فعال حاصل از اعمال اثر ماتریکس معدنی، با جایگذاری TOC غیرفعال حاصل از رابطه ۷ در رابطه ۴، مورد محاسبه قرار می‌گیرد (Dahl et al., 2004).

### ۳-۴- اثر بلوغ

افزایش بلوغ بر پارامترهای حاصل از آنالیز راکایول تاثیرگذار بوده و باعث کاهش  $S_2$  و HI می‌گردد (Dahl et al., 2004). بدین‌سان ضروری است تا میزان اولیه پارامترهای مذکور برای نمونه‌های تحت بلوغ مشخص گشته تا مقایسه پتانسیل تمامی سازندها در حالت نابالغ انجام گیرد. بدین منظور از فرمول‌های ارائه شده توسط Dahl و همکاران (۲۰۰۴) بشرح زیر استفاده شد:

$$S_2_{(restored)} = S_2_{(observed)} / (1 - TR) \quad (\text{رابطه ۸})$$

$$TOC_{(restored)} = TOC_{(observed)} + [(S_2_{(observed)} TR) / (1 - TR)] \alpha \quad (\text{رابطه ۹})$$

$$TOC_{(live, restored)} = TOC_{(live)} + [(S_2_{(observed)} TR) / (1 - TR)] \alpha \quad (\text{رابطه ۱۰})$$

$$HI_{(live, restored)} = \quad (\text{رابطه ۱۱})$$

$$S_2_{(restored)} / TOC_{(live, restored)} \times 100$$

که در آن TR برابر است با نسبت تبدیل (transformation ratio)،  $S_2_{(restored)}$  و  $TOC_{(restored)}$  به ترتیب معرف  $S_2$  و TOC اولیه بوده و  $TOC_{(live, restored)}$  و  $HI_{(live, restored)}$  به ترتیب میزان اولیه کل کربن آلی فعال و اندیس هیدروژن فعال را مشخص می‌نمایند. شایان ذکر است، با توجه به اینکه TOC فعال در دو حالت بدون و با اعمال اثر ماتریکس معدنی مورد محاسبه قرار می‌گیرد، میزان  $TOC_{(live, restored)}$  نیز بر همین اساس متغیر خواهد کرد. از سوی دیگر،  $TOC_{(live, restored)}$  برای جایگذاری در معادله ۱۱، مقدار حاصل از معادله ۱۰ بدون اعمال اثر ماتریکس معدنی می‌باشد.

### ۵-۳- ترکیب کروژن فعال

مواد آلی بیشتر سنگ‌های منشاء از اختلاط کروژن‌های نوع II و III شکل گرفته است. Dahl و همکاران (۲۰۰۴) پیشنهاد نمودند تا با فرض حدهای انتهایی HI برای انواع کروژن نوع II (نفت‌زا) و III (گاززا)، توان تولیدی نفت و گاز مواد آلی واجد این دو نوع کروژن محاسبه گردد. بدین منظور، شاخص GORP یا پتانسیل نسبت گاز به نفت (gas-oil-ratio-potential) معرفی شده که محاسبه آن براساس رسم مقادیر  $S_2$  و TOC بر روی نموداری است که در آن خطوط ثابت معرف انواع حالات

#### ۴- بحث و بررسی

پیش از هر گونه تلاش جهت تفسیر داده‌های حاصل از آنالیز پیرولیز راکایول می‌بایست از صحت این داده‌ها اطمینان حاصل شود. وجود آلودگی‌های ناشی از افزودنی‌های گل حفاری و همچنین هیدروکربن‌های مهاجرت کرده از منشأهای دیگر، نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز را بشدت تحت تاثیر قرار داده و تفاسیر انجام گرفته براساس چنین داده‌هایی از اعتبار لازم برخوردار نمی‌باشد. برای بررسی این مهم از نمودار تغییرات TOC در مقابل  $S_1$  (Hunt, 1996) استفاده شد. همان گونه که در شکل ۵ مشخص است، موقعیت تمامی نمونه‌ها در محدوده هیدروکربن‌های برجرا قرار گرفته و میانگین  $S_1/TOC$  آنها کمتر از ۱/۵ می‌باشد.

اختلاط کروژن‌های نوع II و III (اندیس هیدروژن) ترسیم شده است. سپس از طریق معادلات زیر، میزان مواد آلی نفت‌زا و گاززا و همچنین  $S_2$  مرتبط با آنها محاسبه می‌گردد:

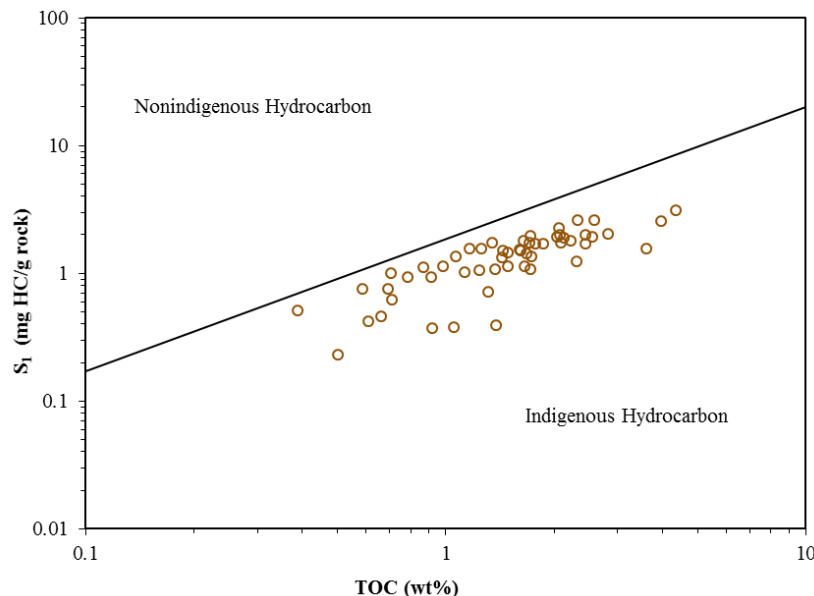
$$TOC_{II} = TOC_{(live, restored)}(1 - GORP) \quad (\text{رابطه ۱۲})$$

$$TOC_{III} = TOC_{(live, restored)}(GORP) \quad (\text{رابطه ۱۳})$$

$$S_{2II(oil)} = S_{2(restored)}(1 - GORP) \quad (\text{رابطه ۱۴})$$

$$S_{2III(gas)} = S_{2(restored)}(GORP) \quad (\text{رابطه ۱۵})$$

$TOC_{(live, restored)}$  در معادلات ۱۲ و ۱۳ برای هر دو حالت بدون و با اعمال اثر ماتریکس معدنی قابل محاسبه می‌باشد. ضمناً می‌توان  $S_2$  جذب شده توسط اثر ماتریکس را نیز به  $S_2$  اولیه اضافه نموده و در معادلات ۱۴ و ۱۵ جایگذاری نمود (Dahl et al., 2004).



شکل ۵- نمودار TOC در مقابل  $S_1$  (Hunt, 1996) جهت بررسی برجرا یا نابرجا بودن ماده آلی نمونه‌ها.

Fig. 5. TOC vs.  $S_1$  diagram (Hunt, 1996) to check if the organic matter is indigenous or nonindigenous.

و نتایج حاصل (جدول ۱) نشان از پتانسیل نسبتاً ضعیف سازند مذکور در میدان چلینگر دارد. TOC برای نمونه‌های سازند کژدمی از ۰/۲۵ تا ۳/۱۹ درصد وزنی متغیر بوده (میانگین: ۱/۱۳) و فاکتور  $S_2$  نیز برای آنها مقادیر ۰/۳۷ تا ۱۲/۱۱ را نشان می‌دهد (میانگین ۳/۰۶). نتایج حاصل از آزمایش دو نمونه از شیل‌های بخش بالایی سازند داریان نیز کمیت ماده آلی بالای این لایه‌ها را مشخص نمودند. همچنین نتایج نشان دادند که نمونه‌های سازند گداون با میانگین TOC و  $S_2$  برابر با ۰/۶۷ و ۱/۴۱، از کمترین میزان ماده آلی برخوردار می‌باشند.

#### ۴-۱- کمیت ماده آلی

میانگین TOC و  $S_2$  نمونه‌های مورد مطالعه بترتیب برابر با ۱/۲۶ (۳/۱۹ - ۰/۲۵) درصد وزنی و ۴/۰۵ (۱۲/۱۳ - ۰/۳۲) میلی‌گرم هیدروکربن در گرم سنگ است. نمونه‌های سازند پابده با میانگین مقدار کل کربن آلی ۱/۸۱، نسبت به دیگر سازندها از کمیت ماده آلی بالاتری برخوردار می‌باشند. این مهم در مورد پارامتر  $S_2$  نیز صادق بوده و میانگین آن برای سازند مذکور ۷/۶۲ میلی‌گرم هیدروکربن در گرم سنگ است ( $S_2$  برابر با ۳/۰۶ تا ۱۲/۱۳). تنها دو نمونه از سازند گورپی تحت آزمایش قرار گرفته

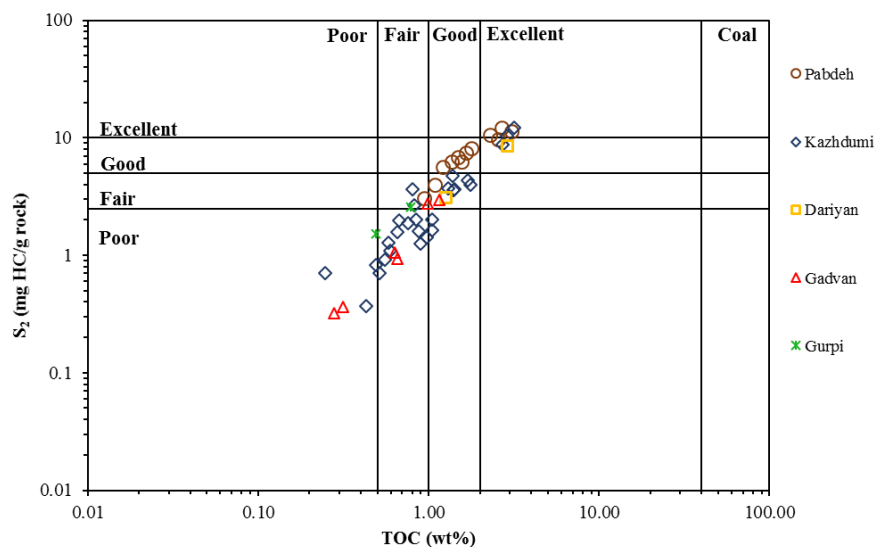
است که به دیاگرام شبه ون کروئل (Pseudo-Van Krevelen diagram) (Espitalié et al., 1985) نیز معروف می‌باشد. رسم داده‌های مربوط به نمونه‌های میدان چلینگر بر روی دیاگرام مذکور (شکل ۷) مشخص نمود که سازند پابده عمدتاً دارای کروژن نوع II (نفت‌زا) بوده، سازند گدوان غنی از کروژن نوع III (گاززا)، و سازندهای گورپی و بخش بالایی سازند داریان حاوی کروژن اختلاطی II/III (گاززا-نفت‌زا) هستند. با اینحال در مورد سازند کژدمی وضعیت متغیر بوده و نمونه‌های این سازند واجد انواع کروژن‌های نوع II، III و IV می‌باشند. ضمناً استفاده از نمودار  $T_{max}$  در برابر HI جهت تعیین تیپ کروژن نمونه‌ها نیز با نتایج حاصل از دیاگرام شبه ون کروئل مطابقت دارد (شکل ۸). مبرهن است که تیپ کروژن مشخص شده برای توالی‌های رسوبی میدان چلینگر، نتایج پیشین مبنی بر کیفیت بالای مواد آلی سازند پابده، کیفیت ضعیف مواد آلی موجود در سازند گدوان و کیفیت متوسط مواد آلی سایر سازندها را تایید می‌نماید. با اینحال ذکر این نکته ضروری است که جذب هیدروکربن‌ها توسط ماتریکس معدنی و افزایش درجه بلوغ، بر کیفیت مشخص شده توسط نتایج حاصل از آنالیز راکایول تاثیر فراوان داشته و تفاسیر حاصله ممکن است با حذف این اثرات، دستخوش تغییرات قابل توجه گردد (رجوع به بخش ۴-۵).

ترسیم نمودار استاندارد TOC در مقابل  $S_2$  (Peters, 1986) برای نمونه‌های مورد مطالعه (شکل ۶)، سازند پابده را سنگ منشاء خوب تا عالی، سازندهای گورپی و گدوان را ضعیف تا متوسط و شیل‌های بخش بالایی سازند داریان را سنگ منشاء خوب معرفی نمود. این مهم در مورد سازند کژدمی متغیر بوده و طیفی از ضعیف تا عالی را آشکار می‌کند.

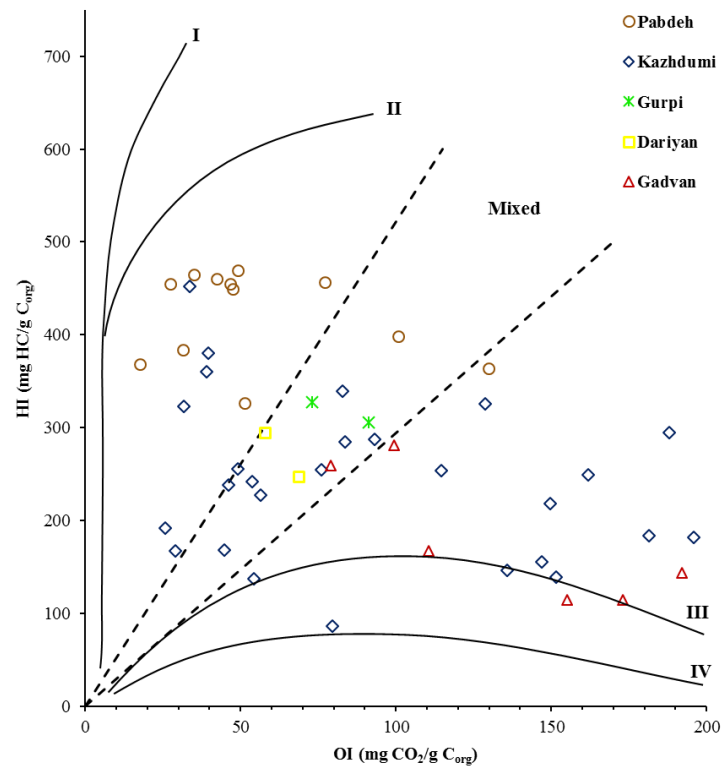
#### ۴-۲- کیفیت ماده آلی

وضعیت کیفیت مواد آلی با بررسی پارامتر HI و نوع کروژن مشخص می‌شود. اندیس هیدروژن نمونه‌ها از ۸۶ تا ۴۹۶ میلی‌گرم هیدروکربن در گرم کربن آلی متغیر است. در بین توالی‌های مورد بررسی، سازند پابده با میانگین HI حدود ۴۲۱ و سازند گدوان با میانگین ۱۸۰ میلی‌گرم هیدروکربن در گرم کربن آلی، به ترتیب از بیشترین و کمترین پتانسیل کیفی تولید برخوردار می‌باشند. از سوی دیگر، گستره وسیع مقادیر اندیس هیدروژن برای نمونه‌های سازند کژدمی (۸۶ تا ۴۵۲ با میانگین ۲۴۲) حاکی از وجود مواد آلی با منشاء گوناگون و با کیفیت متفاوت در این سازند می‌باشد. ضمناً، نمونه‌های محدود موجود از سازند گورپی و بخش بالایی سازند داریان عموماً از مقادیر HI متوسطی برخوردار می‌باشند (۲۴۷ تا ۳۲۷).

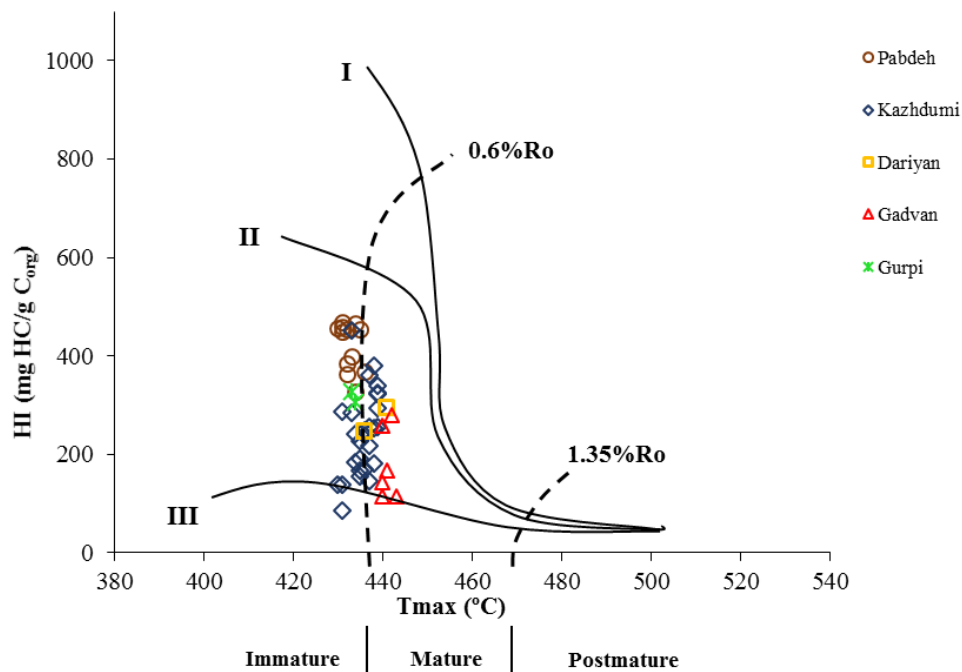
مطمئن‌ترین راه کار جهت تعیین نوع کروژن از طریق داده‌های حاصل از پیرولیز راکایول، استفاده از نمودار OI در مقابل HI



شکل ۶- نمودار TOC در مقابل  $S_2$  (Peters, 1986) جهت ارزیابی کمیت ماده آلی نمونه‌های مورد مطالعه.  
Fig. 6. TOC vs.  $S_2$  diagram (Peters, 1986) to evaluate the quantity of OM for the studied samples.



شکل ۷- نمودار مشابه ون کروئل (Dembicki, 2009) جهت شناسایی نوع کروژن نمونه‌های مورد مطالعه.  
 Fig. 7. Pseudo-Van Krevelen diagram (Dembicki, 2009) to determine the type of kerogen for the studied samples.



شکل ۸- نمودار Tmax در برابر HI (Hunt, 1996) جهت تعیین نوع کروژن و میزان بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه.  
 Fig. 8. Tmax vs. HI diagram (Hunt, 1996) to determine the type of kerogen and maturity level for the studied samples.



#### ۴-۳- بلوغ حرارتی

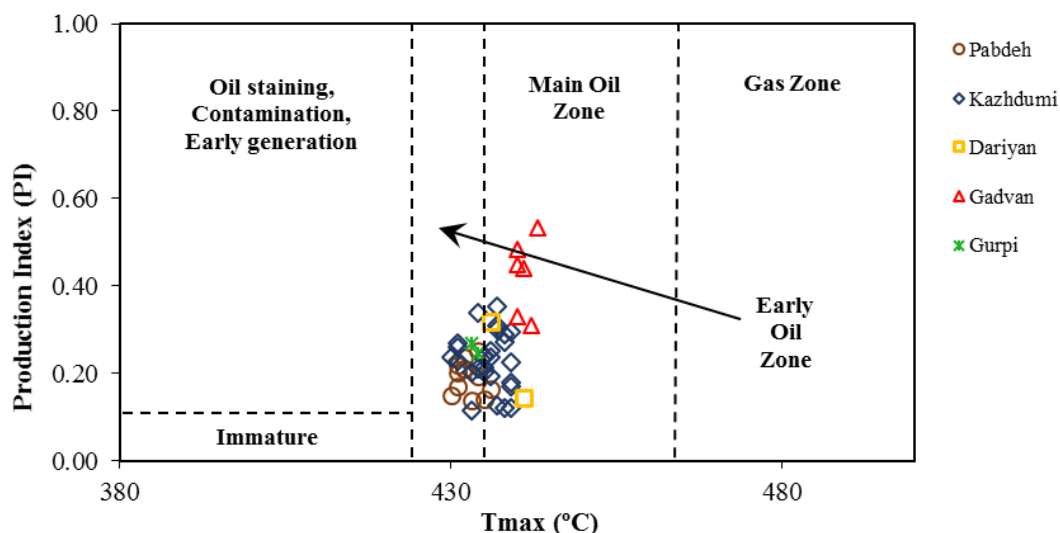
مقادیر  $T_{max}$  نمونه‌های مورد مطالعه از ۴۳۰ تا ۴۴۳ درجه سانتی‌گراد متغیر می‌باشد که در این بین سازندهای پابده و گدوان بترتیب از کمترین و بیشترین درجه بلوغ برخوردار می‌باشند (جدول ۱). نمودار  $T_{max}$  در برابر HI (شکل ۹) علاوه بر معرفی نوع کروژن، برآوردی مناسب از وضعیت بلوغ نمونه‌ها نیز ارائه می‌دهد. طبق این نمودار، نمونه‌های سازندهای پابده و گورپی و همچنین انواع کم‌عمق‌تر سازند کژدمی، نابالغ بوده و توالی‌های عمیق‌تر کژدمی، شیل‌های بخش بالایی داریان و نمونه‌های مربوط به سازند گدوان به بلوغ لازم جهت تولید نفت و گاز رسیده‌اند. استفاده از نمودار  $T_{max}$  در مقابل PI (شکل ۹) نیز نتایج پیشین را تایید می‌نماید. در حالیکه سازندهای پابده، گورپی و بخش‌های بالایی کژدمی در مراحل ابتدایی پنجره نفتی قرار دارند، سازندهای داریان و گدوان و همچنین بخش‌های عمیق‌تر سازند کژدمی از درجه بلوغ در حد پنجره اصلی تولید نفت برخوردار می‌باشند.

با اینحال می‌بایست توجه داشت که درجه بلوغ لازم برای شروع تولید هیدروکربن براساس نوع کروژن متفاوت می‌باشد. کروژن نوع II (خصوصاً انواع گوگردار) در درجات  $T_{max}$  یا  $Ro$  کمتری به مرحله تولید هیدروکربن می‌رسد و این مهم در مورد کروژن تیپ III برعکس است (Peters, 1986). بر همین اساس و با توجه به مقادیر  $Ro$  بالاتر از ۰/۵۵ برای نمونه‌های سازند

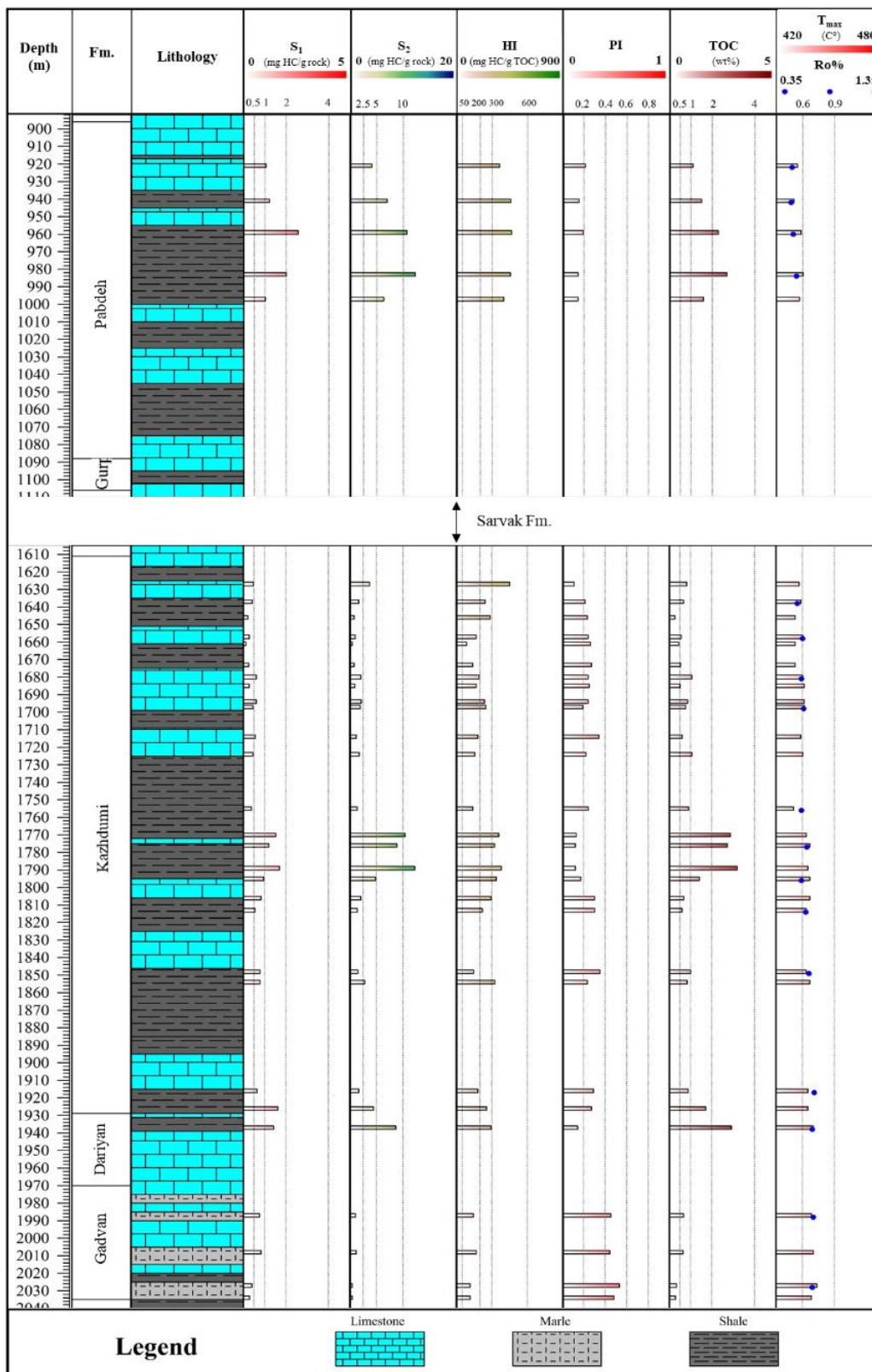
کژدمی (جدول ۱) و نظر به اینکه سازند کژدمی طبق مطالعات پیشین عموماً غنی از کروژن نوع II گوگردار است، می‌توان نتیجه گرفت که بخش‌های واجد کروژن نوع II در قسمت‌های بالایی این سازند نیز به بلوغ لازم جهت تولید هیدروکربن رسیده‌اند. از سوی دیگر، علیرغم اینکه نمونه‌های سازند گدوان (بدلیل عمق تدفین بیشتر) از درجه بلوغ بالاتری نسبت به مابقی نمونه‌ها برخوردار هستند ( $Ro$ : ۰/۷ تا ۰/۷۲)، لیکن با توجه به تیپ کروژن تعیین‌شده برای آنها (تیپ III)، احتمالاً تولید هیدروکربن از آنها در مراحل ابتدایی می‌باشد. شایان ذکر است که مقادیر  $Ro$  کمتر از ۰/۵۵ برای نمونه‌های سازندهای پابده و گورپی نیز، به مانند شاخص  $T_{max}$ ، عدم تولید هیدروکربن از این سازندها را آشکار می‌کند.

#### ۴-۴- لاگ‌های ژئوشیمیایی

بررسی تغییرات پارامترهای ژئوشیمیایی سازندهای مورد مطالعه در راستای عمقی با استفاده از ترسیم لاگ‌های ژئوشیمیایی (شکل‌های ۱۰ و ۱۱) نشان می‌دهد که بخش‌های میانی سازندهای پابده و کژدمی که عمدتاً شیلی می‌باشند، از کمیت و کیفیت ماده آلی بالاتری برخوردار هستند. همچنین نمونه‌های آهکی بخش‌های بالایی و پایینی سازند کژدمی عمدتاً حاوی کروژن نوع III و حتی IV بوده و از پتانسیل اندکی برخوردارند. شایان ذکر است که پارامترهای  $T_{max}$  و  $Ro$  انطباق نسبتاً مناسبی نشان داده که این مهم، صحت نتایج را تایید می‌نماید.

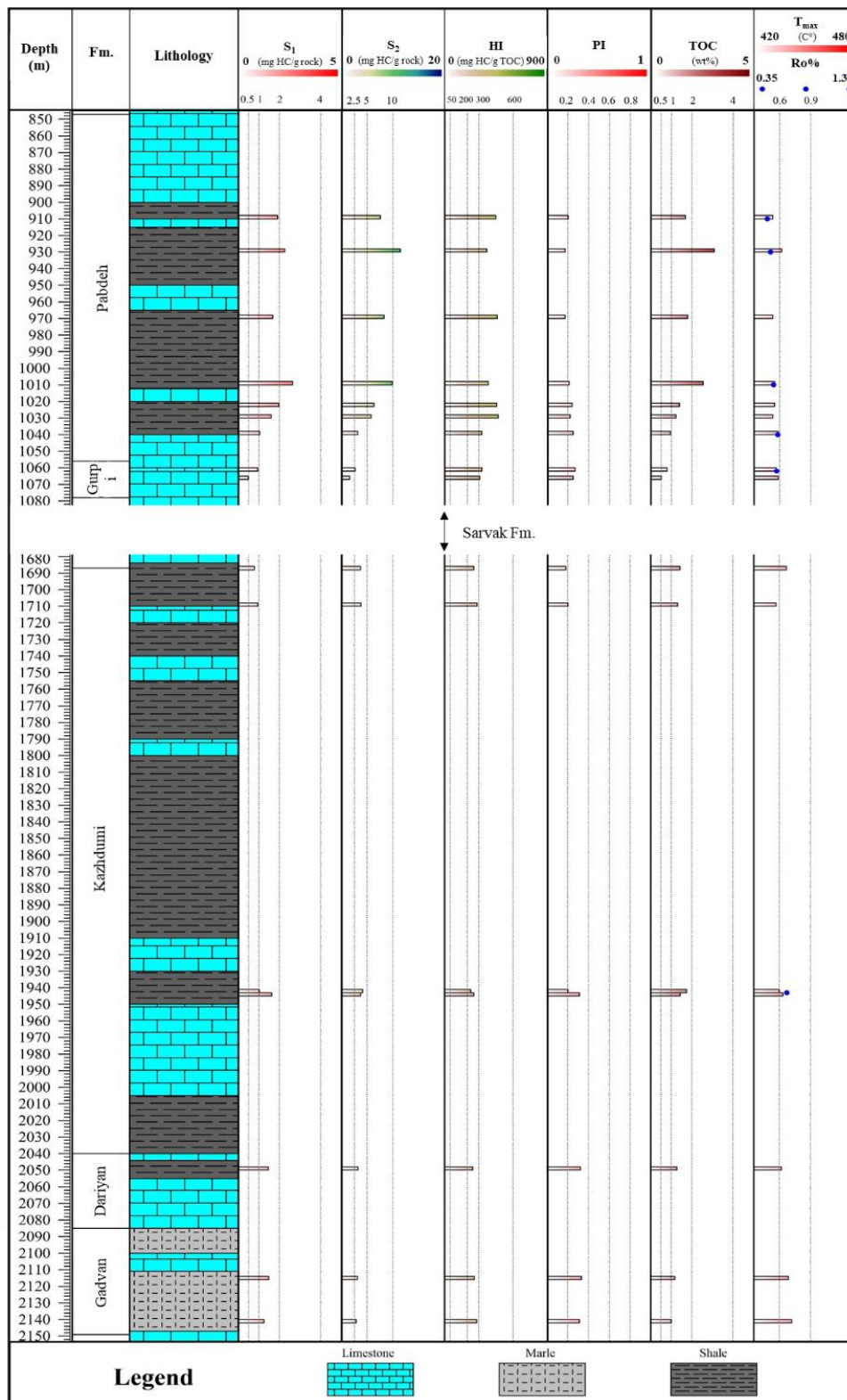


شکل ۹- نمودار  $T_{max}$  در برابر PI (after Hunt, 1996) جهت ارزیابی وضعیت بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه.  
Fig. 9.  $T_{max}$  vs. PI diagram (after Hunt, 1996) to evaluate the level of maturity for the studied samples.



شکل ۱۰- لاگ ژئوشیمیایی چاه شماره ۴ میدان نفتی چلینگر.

Fig. 10. Geochemical log for the well#4 of the Chilingar oilfield.



شکل ۱۱- لاگ ژئوشیمیایی چاه شماره ۷ میدان نفتی چلینگر.  
 Fig. 11. Geochemical log for the well#7 of the Chilingar oilfield.

#### ۵-۴- تاثیر ماتریکس معدنی و بلوغ بر پارامترهای ژئوشیمیایی سازندهای مورد مطالعه

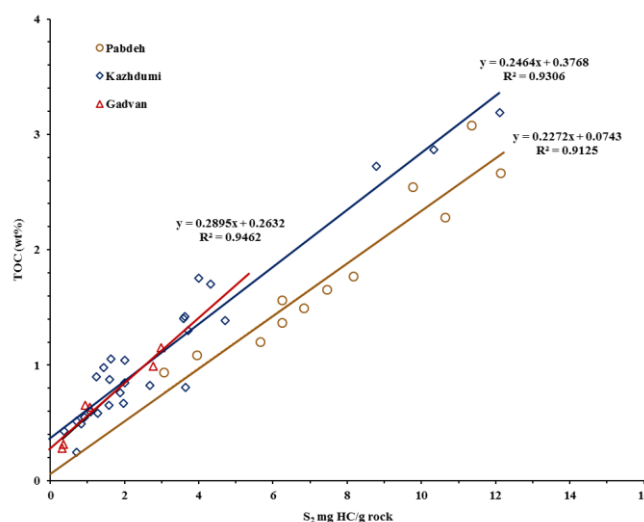
جهت بررسی اثر ماتریکس و ماده آلی خنثی بر روی داده‌های حاصل از آنالیز راکایول می‌بایست تعداد نمونه کافی از هر سازند در دسترس باشد. بر همین اساس، نمونه‌های هر سازند برای هر دو چاه چلینگر ۴ و ۷ بصورت همزمان مورد تفسیر قرار گرفتند. ضمناً با توجه به تعداد اندک نمونه‌های سازندهای گورپی و داریان، امکان بررسی اثر عوامل مذکور بر پارامترهای آنها امکان‌پذیر نمی‌باشد.

ترسیم نمودار S<sub>2</sub> در مقابل TOC برای سازندهای پایده، کژدومی و گدوان (شکل ۱۲) مشخص نمود که ماتریکس معدنی بر سازند پایده (بدلیل غنای بالاتر ماده آلی در این سازند و احتمالاً، فراوانی کمتر کانی‌های رسی) کمترین تاثیر را داشته و مواد آلی خنثی نیز در ترکیب نمونه‌های آن نقش کم‌رنگی دارند. از سوی دیگر، عوامل مذکور تاثیر به نسبت زیادی بر روی داده‌های نمونه‌های سازندهای کژدومی و گدوان گذاشته و موجبات برآورد نادرست از کیفیت آنها را فراهم آورده‌اند (شکل ۱۲ و جدول ۲). به عبارت دیگر، در حالیکه میانگین HI ظاهری برای نمونه‌های سازندهای کژدومی و گورپی بترتیب ۲۴۲ و ۱۸۰ میلی گرم هیدروکربن بر گرم کربن آلی بوده و نشان از گاززا

بودن آنها دارد، محاسبه HI فعال برای سازندهای مذکور براساس معادله ۵ (۴۰۶ برای سازند کژدومی و ۳۴۵ برای سازند گدوان)، کیفیت بالاتر آنها را آشکار نموده و نشان می‌دهد که این سازندها از توانایی تولید نفت مناسبی نیز برخوردار می‌باشند. در واقع، در حالیکه نوع کروژن نمونه‌های سازندهای کژدومی و گورپی عمدتاً بترتیب از نوع II و II/III می‌باشد، وجود مواد آلی خنثی (کروژن نوع IV) و جذب بخشی هیدروکربن‌ها توسط ماتریکس معدنی موجب گشته تا تفسیر نتایج آنالیز راکایول، وفور کروژن نوع II/III برای سازند کژدومی و نوع III را برای سازند گورپی مشخص نماید.

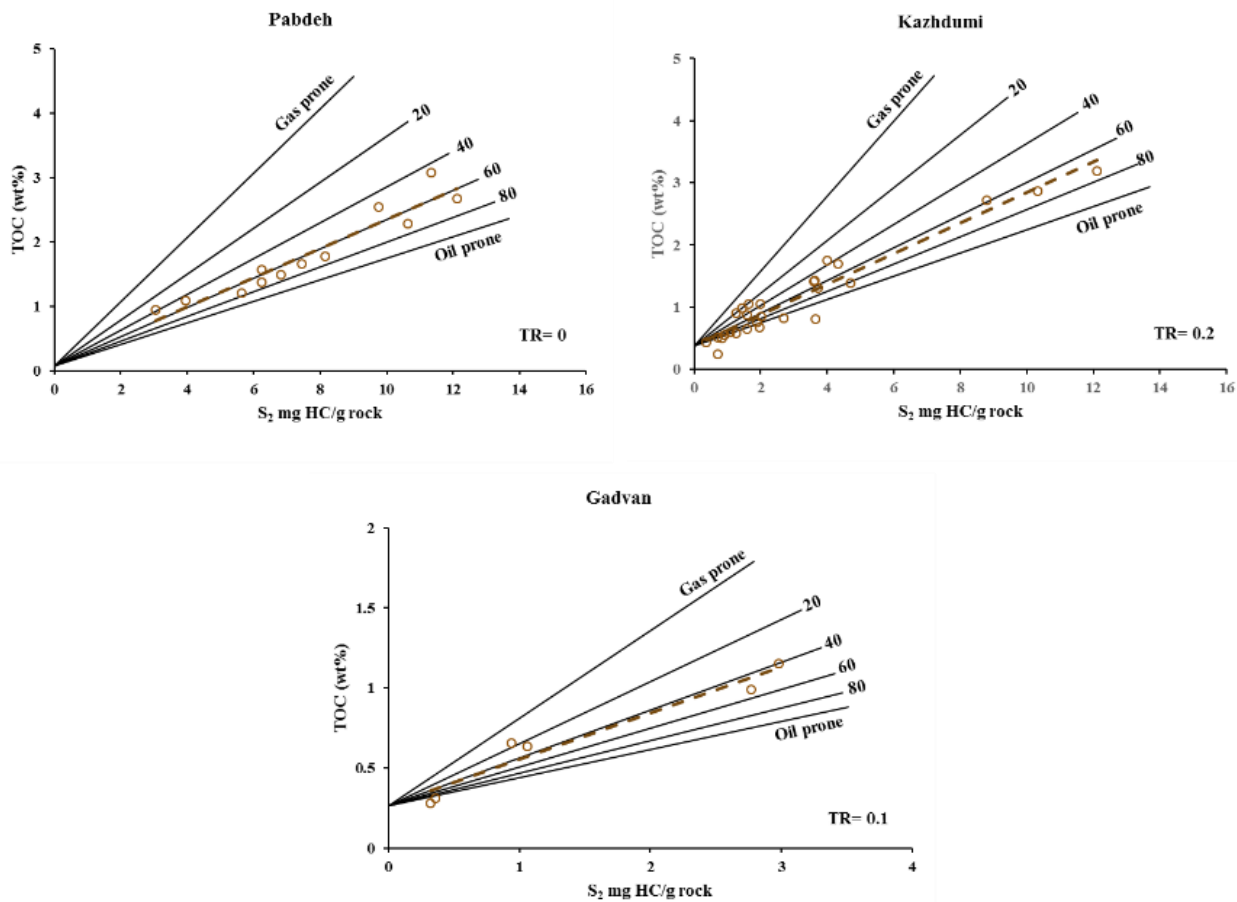
شایان ذکر است که تاثیر متفاوت ماتریکس معدنی بر سازندهای مورد مطالعه حاصل اختلاف در غنای ماده آلی و احتمالاً، جنس ماتریکس معدنی می‌باشد. با اینحال بایستی توجه داشت که اثر ماتریکس محاسبه‌شده، شدیدترین حالت ممکنه بوده و برآورد دقیق این مهم نیازمند جداسازی کروژن نمونه‌ها و انجام آزمایش پیرولیز بر روی مواد آلی خالص شده است.

ضمناً، وجود ماتریکس رسی بر فرآیند مهاجرت اولیه نیز موثر بوده و با جذب و جلوگیری از خروج ترکیبات سنگین (خصوصاً انواع آروماتیک)، موجب تفاوت در ترکیب نفت خروجی و بیتومن موجود در منشاء می‌گردد (Espitalié et al., 1984).



شکل ۱۲- دیاگرام S<sub>2</sub> در برابر TOC جهت ارزیابی اثر ماتریکس معدنی و مواد آلی خنثی بر کیفیت سازندهای پایده (خط قهوه‌ای)، کژدومی (خط آبی) و گدوان (خط قرمز) در میدان نفتی چلینگر.

Fig. 12. S<sub>2</sub> vs. TOC diagram to evaluate the effect of mineral matrix and inert OM over the quality of Pabdeh (brown line), Kazhdumi (blue line) and Gadvan (red line) formations in the Chilingar Oilfield.



شکل ۱۳- محاسبه فاکتور GORP برای سازندهای پابده، کژدمی و گدوان در میدان نفتی چلینگر به کمک رسم مقادیر  $S_2$  و TOC بر روی نمودارهای استاندارد طراحی شده برای حالات مختلف اختلاط کروژن‌های نوع II و III.

Fig. 13. Measuring the GORP factor for Pabdeh, Kazhdumi, and Gadvan formations in the Chilingar Oilfield by plotting  $S_2$  and TOC values over the standard diagrams designed based on different mixtures of type II and III kerogens.

#### ۴-۶- ترکیب کروژن فعال سازندهای مورد مطالعه

جهت بررسی ترکیب کروژن فعال سازندهای مورد مطالعه، مقادیر  $S_2$  و TOC نمونه‌ها بر روی نموداری ترسیم شد که در آن خطوط مربوط به انواع حالات ترکیبی کروژن‌های نوع II و III مشخص گشته است. کروژن واجد HI برابر با ۶۰۰ به عنوان تیپ کروژن ۱۰۰٪ نفتزا (نوع II) در نظر گرفته شده و برای کروژن ۱۰۰ درصد گاززا نیز HI برابر با ۲۰۰ در نظر گرفته شد. برای هر سه سازند پابده، کژدمی و گدوان، خطوط مشخصه ترکیبی براساس مقدار b و درجه TR اصلاح گردید (شکل ۱۳). با توجه به نمودارهای ترسیمی در شکل ۱۳، مقدار فاکتور GORP برای سازندهای پابده، کژدمی و گدوان بترتیب ۰/۴، ۰/۳ و ۰/۶ محاسبه شد. میزان TOC فعال، سهم انواع کروژن در TOC کلی و توان نفت‌زایی و گاززایی برای سه سازند مذکور

لازمه بررسی اثر بلوغ بر پارامترهای آنالیز راکایول، سنجش میزان نسبت تبدیل (TR) برای سازندهای پابده، کژدمی و گدوان می‌باشد. جهت برآورد تقریبی فاکتور TR، از نتایج و پارامترهای کینتیکی مطالعات پیشین نظیر (Bordenave and Hegre, 2010) استفاده شد. بر همین اساس و با توجه به میانگین  $R_o$  سازندهای مورد مطالعه، فاکتور TR برای سازندهای پابده، کژدمی و گدوان بترتیب ۰، ۰/۲ و ۰/۱ در نظر گرفته شد.

محاسبه پارامترهای اولیه، مقدار HI فعال اولیه را برای سازند کژدمی حدود ۴۶۷ میلی گرم هیدروکربن بر گرم کربن آلی نشان داد که حاکی از کیفیت بالاتر مواد آلی فعال این سازند نسبت به سازند پابده می‌باشد. ضمناً HI فعال اولیه سازند گدوان (HI: ۳۷۲) نیز بیشتر از مقدار فعلی (HI: ۳۴۵) می‌باشد.

این مقدار به ۸۰ درصد نیز می‌رسد. ضمناً حدود ۵۰ درصد مواد آلی آن از نوع نفت‌زا و حدود ۳۰ درصد آن از نوع گاززا می‌باشد. با اینکه مواد آلی نوع گاززا در سازند گدوان فراوانی بیشتری دارند (حدود ۴۰ درصد)، لیکن این سازند نیز از توانایی تولید نفت مناسبی برخوردار می‌باشد (کروژن تیپ II: ۲۵ الی ۲۹ درصد). ضمناً در مقام مقایسه، مواد آلی خنثی در این سازند گسترش بیشتری دارند (بیش از ۳۰٪).

جدول ۲- پارامترهای خام، اصلاح شده و اولیه سازندهای پابده، کژدمی و گدوان میدان نفتی چلینگر (مقادیر تصحیح شده براساس اثر ماتریکس معدنی در داخل پراتنز درج شده‌اند).

Table 2. Observed, corrected and restored parameters for Pabdeh, Kazhdumi and Gadvan formations of the Chilingar oilfield (values corrected with respect to matrix effects are shown in brackets).

| Formation  | Pabdeh                        | Kazhdumi                      | Gadvan                        |
|--|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| TOC <sub>(observed)</sub> % wt                     | 1.81                          | 1.13                          | 0.67                          |
| S <sub>2</sub> <sub>(observed)</sub> mg HC/g rock  | 7.62                          | 3.06                          | 1.41                          |
| HI <sub>(observed)</sub> mg HC/g TOC               | 421                           | 242                           | 180                           |
| TOC <sub>(inert)</sub> % wt                        | 0.07 (0.05)                   | 0.38 (0.25)                   | 0.26 (0.18)                   |
| TOC <sub>(adsorbed)</sub> % wt                     | 0.02                          | 0.13                          | 0.08                          |
| S <sub>2</sub> <sub>(adsorbed)</sub> mg HC /g rock | 0.33                          | 1.53                          | 0.91                          |
| TR   | 0                             | 0.2                           | 0.1                           |
| TOC <sub>(restored)</sub> % wt                     | 1.81                          | 1.2                           | 0.68                          |
| S <sub>2</sub> <sub>(restored)</sub> mg HC /g rock | 7.62                          | 3.83                          | 1.56                          |
| TOC <sub>(live)</sub> % wt                         | 1.74 (1.76)                   | 0.75 (0.88)                   | 0.41 (0.48)                   |
| TOC <sub>(live, restored)</sub> % wt               | 1.74 (1.76)                   | 0.82 (0.95)                   | 0.42 (0.5)                    |
| HI <sub>(live)</sub>                               | 440                           | 406                           | 345                           |
| HI <sub>(live, restored)</sub>                     | 440                           | 467                           | 372                           |
| GORP   | 0.4                           | 0.3                           | 0.6                           |
| TOC II   | 1.05 (1.06) % wt<br>58 (58) % | 0.57 (0.67) % wt<br>48 (55) % | 0.17 (0.20) % wt<br>25 (29) % |
| TOC III  | 0.69 (0.70) % wt<br>38 (39) % | 0.25 (0.28) % wt<br>32 (24) % | 0.25 (0.30) % wt<br>37 (44) % |
| TOC IV   | 0.07 (0.05) % wt<br>4 (3) %   | 0.38 (0.25) % wt<br>32 (21) % | 0.26 (0.18) % wt<br>38 (26) % |
| S <sub>2</sub> II (oil) mg HC /g rock              | 4.57 (4.77)                   | 2.68 (3.75)                   | 0.62 (0.99)                   |
| S <sub>2</sub> III (gas) mg HC /g rock             | 3.05 (3.18)                   | 1.15 (1.61)                   | 0.94 (1.48)                   |

سازندهای کژدمی و گدوان تحت تاثیر ماتریکس معدنی و مواد آلی خنثی قرار گرفته و این مهم موجب گشته تا تفسیر مستقیم پارامترهای راکایول، کیفیت این سازندها را کمتر از مقدار واقعی نشان دهد.

سازند پابده در میدان چلینگر از غنای ماده آلی بالاتری نسبت به بقیه سازندهای مستعد منشاء برخوردار بوده و از این نظر جزو سنگ منشاءهای خوب تا عالی طبقه‌بندی می‌شود. مواد آلی این سازند

## ۵- نتیجه‌گیری

در این مطالعه پارامترهای حاصل از آنالیزهای پیرولیز راکایول و سنجش درجه انعکاس ویترونیات به منظور ارزیابی و مقایسه کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی سازندهای مستعد منشاء در میدان چلینگر مورد تفسیر قرار گرفت. همچنین اثر ماتریکس معدنی، مواد آلی خنثی و بلوغ نیز بر پارامترها بررسی گردید. نتایج حاصله عبارتند از:

سازند گدوان در این میدان از کمترین میزان غنای ماده آلی برخوردار بوده و مواد آلی آن عمدتاً گاززا و از نوع III می باشد. با اینحال سازند مذکور از توانایی تولید نفت نیز برخوردار می باشد. ضمناً مواد آلی خنثی بیشترین گسترش را در این سازند داشته و از نظر بلوغ نیز در مراحل اولیه تولید نفت واقع شده است.

در نهایت، به نظر می رسد، بلوغ اندک سازندهای جوانتر از کرتاسه زیرین (خصوصاً سازند کژدمی) یکی از عوامل احتمالی عدم شکل گیری ذخایر هیدروکربنی در سیستم نفتی کرتاسه میانی - میوسن پیشین میدان چلینگر باشد. با اینحال، تایید این مهم مستلزم مدل سازی تاریخچه تدفین و بلوغ حرارتی توالی های رسوبی، خصوصاً در ناودیس های اطراف میدان است.

#### قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می دانند تا از همکاری بی-شائبه بخش ژئوشیمی آلی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب تشکر و قدردانی نمایند.

عمدتاً نفتزا بوده (کروژن تیپ II) اما به بلوغ لازم جهت تولید نفت و گاز نرسیده اند.

از نظر کمیت ماده آلی، سازند گورپی جزو سنگ منشاءهای ضعیف تا متوسط محسوب شده و مواد آلی آن از اختلاط کروژن های نوع II و III حاصل شده اند.

قرارگیری میدان چلینگر بر روی بلندای قدیمی خارک-میش موجب کاهش عمق حوضه رسوبگذاری در زمان کرتاسه را فراهم آورده و در نتیجه، غنای ماده آلی سنگ منشاء کژدمی در این میدان (در مقایسه با سایر میداین) کمتر بوده و بدین سان در زمره سنگ منشاءهای متوسط طبقه بندی می گردد. این مهم بر روی کیفیت مواد آلی نیز تاثیرگذار بوده که وجود مقادیر نسبتاً زیاد مواد آلی خنثی (کروژن نوع IV)، شاهدهی بر این ادعاست. ضمناً مواد آلی فعال این سازند (عمدتاً نفتزا) از درجه بلوغ بالایی برخوردار نبوده، لیکن به مرحله اصلی تولید نفت رسیده اند.

بخش بالایی سازند داریان در میدان چلینگر شیلی بوده و علیرغم ضخامت کم، از غنای ماده آلی مناسبی برخوردار می باشد. تیپ کروژن این بخش از نوع اختلاطی II/III بوده و تولید هیدروکربن نیز در مورد آنها شروع شده است.

#### مراجع

- Agha Nabati, A., 2004. Geology of Iran. Geological Survey of Iran, P. 586.
- Ahmadi, A., Kamali, M.R., Abdolzadeh, S., Moosavi, M.H., Kabi-Mofrad, A., 2013. Organic Geochemistry of Upper Cretaceous (Gurpi Formation) and Paleogene (Pabdeh Formation) Source Rocks in Par-E-Siah Field, NW Izeh, Iran. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches 28, 1-24. <https://doi.org/20.1001.1.20087888.1391.28.4.1.0>.
- 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>.
- Alizadeh, B., Maroufi, K., Fajrak, M., 2018. Hydrocarbon reserves of Gachsaran oilfield, SW Iran: Geochemical characteristics and origin. Marine and Petroleum Geology 92, 308-318. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.08.040>.
- Alizadeh, B., Saadati, H., Samsami, J., Hosseini, S.H., Gandoumi, A., 2014. Studying of Changing Organic Carbon Content in Kazhdumi Formation in one of the Abadan Plain Oilfield by Geochemical and Petrophysical Data. Advanced Applied Geology 4, 11-19.
- Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., Janbaz, M., 2012. Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of the Dezful Embayment, Iran. Organic Geochemistry 49, 36-46. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.05.004>.
- Asadi Mehmandosti, E., Alizadeh, B., Adabi, M.H., 2012. Geochemical Evaluation of Source Rocks and Crude Oils of Marun Oil Field with Rock-Eval Pyrolysis (VI) and Gas Chromatography Instruments. Scientific Quarterly Journal of Geosciences 21, 31-38. <https://doi.org/10.22071/gsj.2011.54436>.
- Baudin, F., Disnar, J.R., Aboussou, A., 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., 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., 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., Burwood, R., 1990. Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt: provenance of the Asmari and Bangestan 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., 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](https://doi.org/10.1007/978-3-642-78911-3_11).
- Bordenave, M.L., 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., 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., 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., 2009. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG Bulletin* 93, 341-356.
- Dembicki, H., 2016. *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03244-3>.
- Espitalié, J., Deroo, G., 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>.
- Espitalié, J., Makadi, K.S., Trichet, J., 1984. Role of the mineral matrix during kerogen pyrolysis. *Organic Geochemistry* 6, 365-382. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(84\)90059-7](https://doi.org/10.1016/0146-6380(84)90059-7).
- 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., 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>.
- Lalami, H.R.K., Hajjalibeigi, H., Sherkati, S., Adabi, M.H., 2020. Tectonic evolution of the Zagros foreland basin since Early Cretaceous, SW Iran: regional tectonic implications from subsidence analysis. *Journal of Asian Earth Sciences* 204, 104550. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2020.104550>.
- Mahbobipour, H., Kamali, M.R., Solgi, A., 2016. Organic geochemistry and petroleum potential of Early Cretaceous Garau Formation in central part of Lurestan zone, northwest of Zagros, Iran. *Marine and Petroleum Geology* 77, 991-1009. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.05.004>.
- Maleki, B., Bazvandi, A., Senemari, S., Aramani, P., 2021. Kinetic evaluation of oil generation from potential source rocks using the Arrhenius model in Kilverkarim oilfield. *Advanced Applied Geology* 11, 157-168. <https://doi.org/10.22055/aag.2020.30235.2013>.
- Maroufi, K., Alizadeh, B., Rokni, E., Fajrak, M., 2017. Integrating Reservoir Geochemistry and Engineering Approaches to Investigate Connectivity of Asmari and Bangestan Reservoirs in Gachsaran Oilfield. *Advanced Applied Geology* 7, 27-39. <https://doi.org/10.22055/aag.2017.20831.1650>.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., Stankiewicz, A., 2011. Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation. *Oilfield Review* 23, 32-43.
- Motiei, H., 1995. *Petroleum geology of Zagros*. Geological Survey of Iran, P. 589.



- National Iranian South Oil Company, 2019. Internal Report.
- Opera, A., Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Janbaz, M., Fouladvand, R., 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.
- Rabbani, A., 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.
- Sarı, A., Moradi, A.V., Akkaya, P., 2015. Evaluation of source rock potential, matrix effect and applicability of gas oil ratio potential factor in Paleocene–Eocene bituminous shales of Çamalan Formation, Nallıhan–Turkey. *Marine and Petroleum Geology* 67, 180-186. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.05.020>.
- Tissot, B., du Petrole, E.N.S., 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>.