

Evaluation of hydrocarbon potential of Pabdeh Formation in NW of Kermanshah using pyrolysis Rock–Eval 6

Kobra Mirbeik Sabzevari^{1*}, Mostafa Sedaghatnia², Shokufeh Moori³, Ahmad Abyat⁴

1- Department of Geology, Khorramabad Branch, Islamic Azad University, Khorramabad, Iran

2- PhD. Student, Sedimentology and Sedimentary Rock, Bu Ali Sina University, Hamadan, Iran

3- PhD. Student, Stratigraphy, Lorestan University, Khorramabad, Iran

4- Independent Researcher

Keywords: Pabdeh Formation, Organic geochemistry, Rock-Eval pyrolysis, Hydrocarbon potential, Kermanshah

1- Introduction

Inorganic geochemical studies of hydrocarbon generating rocks, optical techniques, and pyrolysis methods can be used to evaluate the quality of the source rock. The Rock-Eval pyrolysis method is a method of direct heating of samples and is the best tool for determining the amount of organic matter. Conventional pyrolysis methods are inexpensive and fast and can be used under normal and straightforward conditions. This tool provides valuable information on total organic carbon (TOC) content, quality, and type of organic matter, maturity, potential, and actual potential, biological facies of the study area, the depositional environment in terms of oxidant conditions, and hydrocarbon reduction and migration from source rock (Kotarba et al., 2003). Kamali et al. (2006) studied the Pabdeh Formation in Dezful embayment. Pabdeh Formation is the youngest source rock in this area, and its kerogen is often of type II, and a mixture of types II and III; and this formation has reached the stage of oil spawning in most of the Dezful embayment. Most of the oil produced is confined to the deep and central parts of the basin, which have received relatively higher temperatures. Based on thermal modeling, Pabdeh Formation is currently in the early to middle maturity stages in terms of maturity. The Zagros Basin is one of the essential hydrocarbon basins globally and the Middle East (Morris, 1980).

2-Material and methods

Thirty stone samples were collected intact at regular intervals. These samples were quickly packed and transferred to the laboratory of the Tehran Petroleum Industry Research Institute for analysis with the Rock-Eval 6.

3-Results and discussion

The results of the pyrolysis of the Rock-Eval and the geochemical parameters are given in Table 1. Using Rock-Eval device parameters S1 (hydrocarbons released at a temperature of 300 °C), S2 (hydrocarbons released at a temperature of 300 to 600 °C), S3 (carbon dioxide produced at a temperature of temperature 300 to 390 °C), S1 + S2 (reproductive potential), HI (hydrogen index; $S2 \times 100 / \text{TOC}$), and OI values (oxygen index, $\text{mg CO}_2 / \text{gTOC}$), Tmax (maximum heat value) in which the kerogen decomposes (degrees Celsius) is calculated (Table 1).

Hydrogen index (HI) is an index obtained from the ratio $(S2 \times 100) / \text{TOC}$ and is expressed as (mg HC / g TOC). The hydrogen index of the Pabdeh Formation samples varies between 112 to 724 (mg HC / g TOC). Thus, 60% of the samples have HI more than 300, 33% between 150 to 300, and 7% between 0 to 150 (mg HC) / gTOC). The amount of total organic carbon (TOC) of the samples of Pabdeh Formation, expressed as (Wt%), varies between 0.39 to 2.58, so that 53% of the samples have TOC between 0.5 to 1, 30% between 1 to 2, 10% are more than 2 and 7% are between zero and 0.5. The values of Tmax, expressed as (°C), is the temperature at which the peak S2 reaches its maximum and is used as an excellent parameter to assess the source rock sample's thermal maturity. The Tmax values of f Pabdeh Formation samples are between 433 to 457 (°C), so that 90% of

*Corresponding author: k_mirbeik_s@yahoo.com

DOI: 10.22055/AAG.2020.34858.2159

Received 2020-08-31

Accepted 2020-10-15

the samples have T_{max} between 435 to 470 ($^{\circ}C$), and 10% of the samples have T_{max} less than 435 ($^{\circ}C$). According to the first studies by Espitalie et al. (1985) and Peters (1986) on source rocks, if these rocks have S2 between 5 to 10 and more than 10 mgHc / gRock, respectively, source rocks with good hydrocarbon potential. Moreover, excellent is the source rocks with S2 between 2.5 to 5 and less than 2.5 mgHc / gRock is in the row of source rocks with medium and low hydrocarbon potential, respectively. Therefore, Pabdeh Formation in the study area with values of 20% S2 less than 2.5, 60% between 2.5 to 5, and 20% between 5 to 10 mgHc / gRock can be a source rock with moderate hydrocarbon potential.

Types of kerogens can be identified using a graph of S2 versus TOC values (Langford and Blanc-Valleron, 1990). The samples of Pabdeh Formation in the study area are a mixture of type II and III kerogens, type III kerogen has an abundance of 27%, and type II kerogen has an abundance of 73%.

Based on studies (e.g., Demasion and Huizinga, 1991), the density of source rocks has been estimated at 2.5 tons per cubic meter. They also stated that source rocks with SPIr less than 2, between 2 and 7, and more than 7 have low, medium, and high source rock potentials, respectively. The thickness of the Pabdeh Formation in the study area is about 550 meters. The samples of Pabdeh Formation in the study area have a SPIr of 6.4, and a source rock with medium potential is evaluated.

4-Conclusion

According to the S2 / TOC diagram of Pabdeh Formation, in this part of the Zagros Basin, it is a source rock with medium to relatively good potential, and its SPIr index is 6.4, and its production potential is in the middle category. The effects of dead mineral and organic carbon matrix were not observed in the samples of Pabdeh Formation, and also according to the S1 diagram in front of TOC, the samples of Pabdeh Formation are free of contamination and have hydrocarbons in place. Pabdeh Formation in the study area has the dominant type II kerogen and has the ability to produce liquid hydrocarbons. T_{max} 's presence of less than 470 $^{\circ}C$ and RO less than 1.3% also indicate that the source rock is in the immature stage, but about 20% of the samples have entered the oil window. HI values against TOC showed that two-thirds of the samples of Pabdeh Formation were left in the high sea level stage, which increases the potential of the source rock. The HI versus Toc diagram shows the organic facies C and BC and, to a lesser extent, B and AB for the Pabdeh Formation. This facies diversity can be due to the diversity of marine, and continental organic matter and its deposition mainly in relatively regenerative environments such as the Pro-Delta, the outer shelf, and the upper parts of the continental slope have been developed, and if it undergoes thermal maturation, it will be able to generate condensate and gas.

References

- Demasion, G.J., Huizinga, B.J., 1991. Genetic classification of the petroleum system. AAPG. Bulletin 75, 1624-1643.
- Espitalie, J., Deroo, G., Marquis, F., 1985. La pyrolysis Rock-Eval at ses applications Revue Institut France-aisdu Petrol, Part I 40, 563-587 (in French).
- Kamali, M.R., Fathi Mobarakabad, A., Mohsenian, E., 2006. Petroleum geochemistry and thermal modeling of Pabdeh Formation in Dezful embayment. Journal of Science, University of Tehran 32(2), 134-143.
- Kotarba, M.J., Wieclaw, D., Kosakowski, P., Zacharski, J., Kowalski, A., 2003. Evaluation of source rock and petroleum potential of middle Jurassic strata in the south-eastern part of Poland, *Przeglad. Geologi Czny* 51, 1031-1040.
- Langford, F.F., Blanc-Valleron, M.M., 1990. Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon: AAPG. Bulletin 74 (6), 804-779.
- Morris, R.J., 1980. Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat. AAPG Bulletin 4, 597-618.
- Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis. American Association of Petroleum Geology Bulletin 70, 318-329.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Mirbeik Sabzevari, K., Sedaghatnia, M., Moori, S., Abyat, A., 2022. Evaluation of hydrocarbon potential of Pabdeh Formation in NW of Kermanshah using pyrolysis Rock-Eval 6. *Adv. Appl. Geol.* 11(4), 942- 902-954.

DOI: 10.22055/AAG.2020.34858.2159

url: https://aag.scu.ac.ir/article_16262.html?lang=en

ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند پابده در شمال باختری کرمانشاه با استفاده از پیرولیز راک - ایول ۶

کبری میربیک سبزواری*

گروه زمین‌شناسی، واحد خرم‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، خرم‌آباد، ایران

مصطفی صداقت نیا

دانشجوی دکتری، رسوب‌شناسی و سنگ رسوبی، دانشگاه بوعلی سینا، همدان، ایران

شکوفه موری

دانشجوی دکتری، چینه‌شناسی، دانشگاه لرستان، خرم‌آباد، ایران

احمد عبیات

پژوهشگر مستقل

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۶/۱۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۷/۲۴

*k_mirbeik_s@yahoo.com

چکیده

سازند پابده (پالئوسن - الیگوسن) یکی از سازندهای مولد هیدروکربور در حوضه‌ی رسوبی زاگرس به شمار می‌رود که به منظور بررسی توان هیدروکربورزایی این سازند تعداد ۳۰ نمونه از سازند پابده واقع در شمال غرب کرمانشاه و در برش از گله برداشت گردید. نمونه‌ها توسط دستگاه راک-ایول ۶ مورد آنالیز و بررسی قرار گرفتند. بر پایه مطالعات انجام شده، کروژن غالب سازند پابده مخلوطی از تیپ II و III تشخیص داده شد که کروژن نوع II فراوانی بیشتری دارد. دلیل آن می‌تواند چیرگی رخساره‌های دریایی تشکیل دهنده این سازند باشد. از لحاظ پتانسیل ژنتیکی و توان هیدروکربن‌زایی، این سازند یک سنگ منشأ متوسط تا نسبتاً خوب می‌باشد. انعکاس ویتربینیت نمونه‌های سازند پابده کمتر از ۱/۳ بوده که بیانگر یک سنگ منشأ نابالغ می‌باشد، اما تعداد ۲۰ درصد از نمونه‌ها در پنجره تولید نفت و هیدروکربن‌های مایع قرار گرفتند که با Tmax بالاتر از ۴۵۰ درجه سانتی‌گراد تایید می‌شوند. نمودار HI در مقابل TOC بیانگر رخساره‌های آلی C و BC و به مقدار کمتر B و AB برای سازند پابده می‌باشد. این نوع رخساره‌ای می‌تواند به دلیل تنوع مواد آلی با منشأ دریایی و قاره‌ای باشد. رسوبگذاری این رخساره‌ها به طور عمده در محیط‌های نسبتاً احیایی از قبیل Pro-Delta، شلف خارجی، و بخش‌های بالایی شیب قاره صورت گرفته و چنانچه مراحل بلوغ حرارتی را طی کند توانایی زایش میعانات و گاز را خواهند داشت.

کلمات کلیدی: سازند پابده، ژئوشیمی آلی، آنالیز راک ایول، پتانسیل هیدروکربن‌زایی، کرمانشاه

مقدمه

آلی، آثار فسیلی و محیط رسوبی سازند پابده را در حوضه‌ی زاگرس مورد ارزیابی قرار دادند. Alizadeh و همکاران (۲۰۱۲؛ ۲۰۱۳) زمین-شیمی و چینه‌نگاری سکانشی سازند پابده را در میدان نفتی منصوری در جنوب غرب ایران سازند و میدان نفتی مارون مورد ارزیابی قرار دادند. Orak و همکاران (۲۰۱۸) نیز سازند پابده را در سواحل شمال غربی خلیج فارس و جنوب فروافتادگی دزفول با استفاده از پیرولیز راک-ایول مورد مطالعه قرار دادند. امروزه یکی از مهم‌ترین اهداف ژئوشیمی آلی، ارزیابی پتانسیل هیدروکربور زایی سنگ‌های منشأ هیدروکربوری می‌باشد. در سال‌های اخیر پژوهشگران بسیاری (Peters et al., 1994; Ghasemi Nejad et al., 2009; Tabatabaei et al., 2012; Karimi et al., 2016; Zohrabzadeh et al., 2020) روش‌های پیرولیز را برای به دست آوردن پتانسیل هیدروکربوری، میزان بلوغ و نوع ماده آلی سنگ‌های منشأ در حوضه‌های رسوبی مختلف به کار برده‌اند. از بین این روش‌ها، روش پیرولیز راک-ایول به عنوان یک روش استاندارد

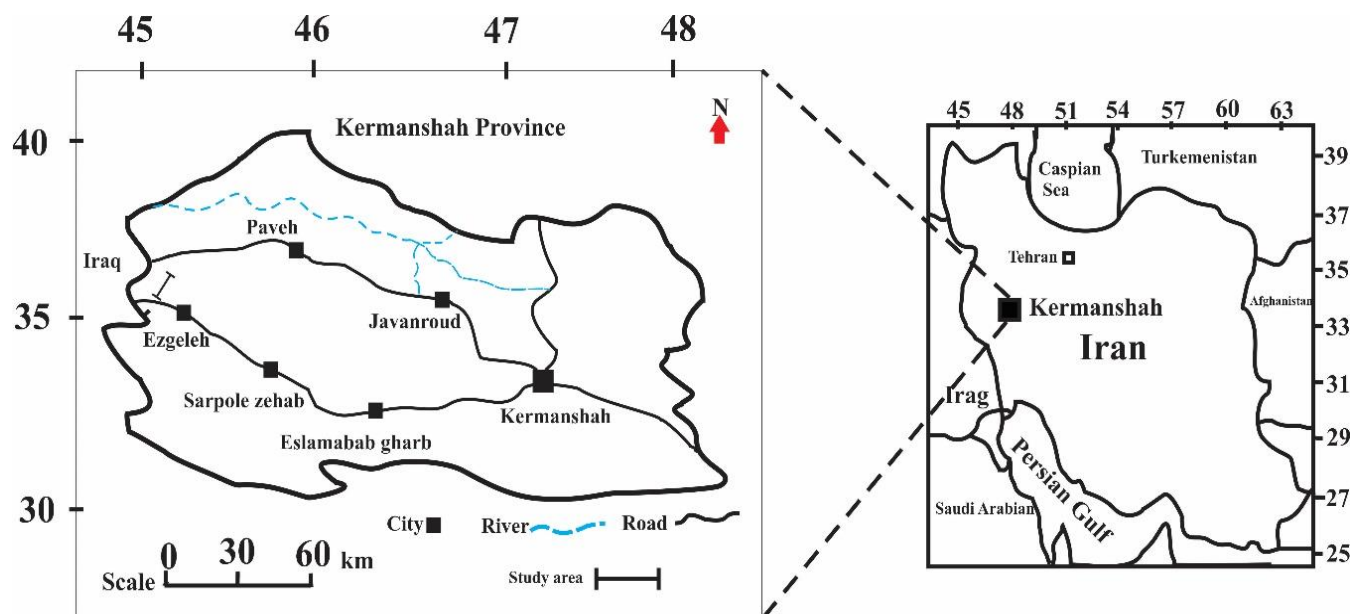
در بررسی‌ها و مطالعات ژئوشیمیایی آلی سنگ‌های مولد هیدروکربن جهت ارزیابی کیفیت سنگ منشأ، می‌توان از تکنیک‌های اپتیکی و روش‌های پیرولیزی استفاده نمود. روش پیرولیز راک-ایول یک روش حرارت دادن مستقیم نمونه‌ها بوده و بهترین ابزار برای تعیین مقدار ماده آلی است. روش‌های متداول پیرولیز کم هزینه و سریع بوده و استفاده از آنها در شرایط ساده و عادی نیز میسر است. این ابزار، اطلاعات با ارزشی در مورد محتویات کل کربن آلی (TOC)، کیفیت و نوع ماده آلی، بلوغ، پتانسیل بالقوه و بالفعل، رخساره زیستی منطقه مورد مطالعه، وضعیت محیط نهشتگی از لحاظ شرایط اکسیدان و احیا و مهاجرت هیدروکربن از سنگ منشأ ارائه می‌دهد Kotarba و همکاران (۲۰۰۳) و Kamali و همکاران (۲۰۰۶) سازند پابده را در فروافتادگی دزفول، از نظر بلوغ ماده آلی و تاریخچه حرارتی مورد مطالعه قرار دادند. Behbahani و همکاران (۲۰۰۸) پتروگرافی، ژئوشیمی

از نظر زمین شناسی منطقه مورد مطالعه در قسمت ابتدایی زون چین خورده زاگرس قرار گرفته و توسط گسل زاگرس مرتفع از زاگرس مرتفع جدا می شود. این ناحیه از لحاظ زمین ساختی بخشی از لبه آرام قاره ای بوده و از لحاظ ساختاری دارای چین های موازی و رانندگی های هم شیب با فرورانش با زاویه شیب کم می باشد (Sepehr and Cosgrove, 2004). در نتیجه تغییر شکل ها در حد جابه جایی لایه ها در حاشیه گسل ها و چین خوردگی در حد مقیاس مزوسکوپی و بزرگ تر می باشد (Motiei, 1993). منطقه مورد مطالعه تحت تأثیر حرکات تکتونیکی جوان زاگرس می باشد. سطح محوری تاقدیس ها و ناودیس های منطقه اغلب قائم و امتداد آنها شمال غرب به جنوب شرق می باشد. در تاقدیس مورد مطالعه بیشترین رخنمون ها را سازندهای پاینده و گورپی تشکیل می دهند (شکل ۲). بیشترین رخنمون سازند پاینده با ضخامت ۵۵۰ متر در هسته ی تاقدیس های منطقه دیده می شود. مرز بالایی سازند پاینده، سازند شهبازان - آسماری و مرز زیرین آن سازند گورپی می باشد. این سازند شامل تناوب شیل، آهک های رسی و آهک های دارای گره های چرت به همراه شیل قهوه ای تا سیاه رنگ بیتومین دار دارای رادیولاریت می باشد. سن سازند پاینده در منطقه مورد مطالعه پالئوسن - الیگوسن بوده و در یک محیط پلاژیک رسوب کرده است (Ezampanah et al., 2012)

به طور وسیعی در اکتشاف نفت به کار می رود. حوضه زاگرس یکی از مهم ترین حوضه های هیدروکربنی جهان و خاورمیانه است (1980 (Murriss, مطالعات ژئوشیمیایی متعددی بر روی سازند پاینده و دیگر سازندهای دارای پتانسیل سنگ منشأ در حوضه رسوبی زاگرس انجام شده است (Ala et al., 1980; Bordenave and Burwood.,1990; Bordenave and Huc, 1995; Rabbani and Bagheri Tirtashi, 2010; Alizadeh et al., 2012; Mashhadi et al., 2014; Mashhadi and Rabbani, 2015; Kobrae et al., 2017).

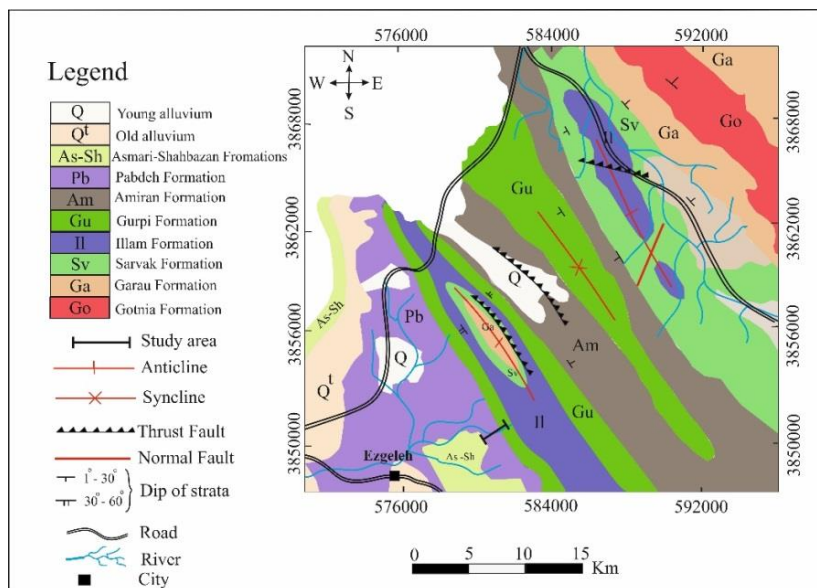
زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

منطقه مورد مطالعه در محدوده شهرستان نوسود، (شمال غرب کرمانشاه) واقع شده است. برش مورد مطالعه در امتداد محور تونل نوسود و در تاقدیس ازگله با مختصات جغرافیایی طول شرقی $51^{\circ} 11'$ 34° درجه و عرض شمالی $49^{\circ} 52' 45''$ می باشد. راه های اصلی دسترسی به منطقه مورد مطالعه از طریق جاده اصلی کرمانشاه به سمت شهرستان سرپل ذهاب و نوسود بوده و راه دسترسی دیگر از طریق جاده کرمانشاه به سمت شهرستان جوانرود و پاوه است. منطقه مورد مطالعه در فاصله ی ۱۰۰ کیلومتری شهرستان کرمانشاه و در فاصله ۱۵ کیلومتری شهرستان ازگله واقع شده است (شکل ۱).



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی و راه های دسترسی به منطقه مورد مطالعه.

Fig. 1. Geographical location and ways to access the study area.



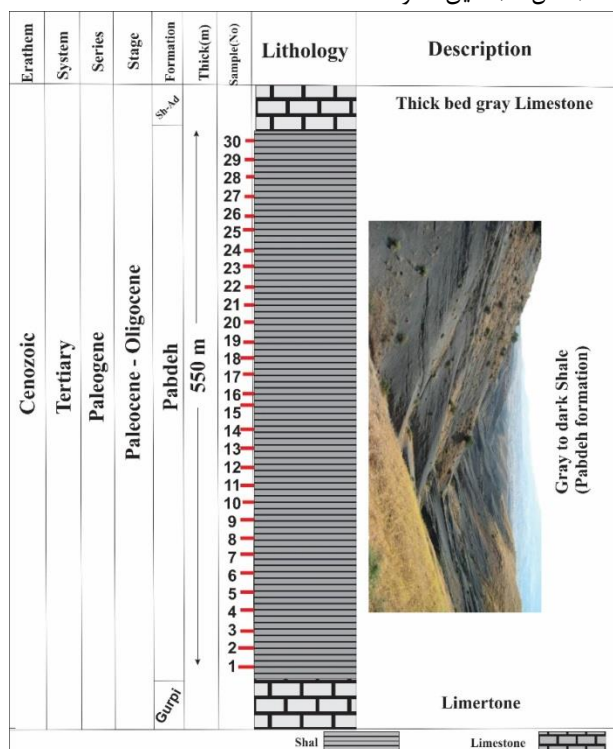
شکل ۲- نقشه زمین شناسی منطقه مورد مطالعه (برگرفته از نقشه ۱/۱۰۰۰۰۰ ایلام با تغییرات (Mac Leoad 1970).

Fig. 2. Geological map of the study area (taken from the map of 1/100000 Ilam with changes (Mac Leoad 1970).

مواد و روش‌ها

سریعاً بسته‌بندی شده و برای آنالیز به آزمایشگاه پژوهشگاه صنعت نفت تهران منتقل شده‌اند و با دستگاه راک اول ۶ مورد آنالیز قرار گرفتند.

تعداد ۳۰ نمونه سنگ به صورت دست نخورده به فواصل منظم برداشت گردید. موقعیت این نمونه‌ها روی ستون چینه شناسی منطقه نشان داده شده است (شکل ۳).



شکل ۳- ستون چینه‌شناسی سازند پابده به همراه موقعیت نمونه‌های برداشت شده.

Fig. 3. Stratigraphic column of Pabdeh Formation with the position of the collected samples.

نتایج و بحث

نتایج پیرولیز راک - اول

نتایج پیرولیز راک - اول و پارامترهای ژئوشیمیایی محاسبه شده در جدول ۱ آورده شده است. با استفاده از دستگاه راک-ایول پارامترهای S1 (هیدروکربن آزاد شده در درجه حرارت ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد)، S2 (هیدروکربن آزاد شده در درجه حرارت ۳۰۰ تا ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد)، S3 (دی‌اکسیدکربن تولید شده در درجه حرارت ۳۰۰ الی ۳۹۰ درجه سانتی‌گراد)، S1+S2 (پتانسیل زایشی)، HI (شاخص هیدروژن، $(S2 \times 100)/TOC$)، و مقادیر OI (شاخص اکسیژن، mg $(CO_2/gTOC)$)، T_{max} (حداکثر مقدار حرارتی که در آن کروژن تجزیه می‌شود، درجه سانتی‌گراد) محاسبه شده است (جدول ۱).

شاخص هیدروژن (HI)، کربن آلی کل (TOC)، بیشینه درجه حرارت (T_{max}) و پتانسیل هیدروکربن-زایی

شاخص هیدروژن (HI) شاخصی است که از نسبت $(S2 \times 100)/TOC$ به دست می‌آید و به صورت $(mg\ HC/g\ TOC)$ بیان می‌شود. شاخص هیدروژن نمونه‌های سازند پابده بین ۱۱۲ تا ۷۲۴ $(mg\ HC/g\ TOC)$ در تغییر می‌باشد به گونه‌ای که ۶۰ درصد نمونه‌ها دارای HI بیش از ۳۰، ۳۳ درصد بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ و ۷ درصد بین ۰ تا ۱۵۰ $(mg\ HC/g\ TOC)$ می‌باشند (شکل ۴a). مقدار کربن آلی کل (TOC) نمونه‌های سازند پابده که به صورت (Wt%) بیان می‌شود، بین ۰/۳۹ تا ۲/۸۵ در تغییر است به گونه‌ای که ۵۳ درصد نمونه‌ها دارای TOC بین ۰/۵ تا ۱، ۳۰ درصد بین ۱ تا ۲، ۱۰ درصد بیش از ۲ و ۷ درصد بین صفر تا ۰/۵ می‌باشند (شکل ۴b). مقادیر T_{max} که به صورت $(^{\circ}C)$ بیان می‌شود، دمایی است که پیک S_2 در آن حداکثر خود را نشان داده و به عنوان یک پارامتر بسیار عالی جهت ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه سنگ منشأ مورد استفاده قرار می‌گیرد. مقادیر T_{max} نمونه‌های سازند پابده بین ۴۳۳ تا ۴۵۷ $(^{\circ}C)$ در تغییر می‌باشد به گونه‌ای که ۹۰ درصد نمونه‌ها دارای T_{max} بین ۴۳۵ تا ۴۷۰ $(^{\circ}C)$ و ۱۰ درصد نمونه‌ها دارای T_{max} کمتر از ۴۳۵ $(^{\circ}C)$ می‌باشند (شکل ۴c). طبق اولین مطالعات توسط (Espitalie et al., 1985; Peters, 1986) بر روی سنگ‌های منشأ، چنانچه این سنگ‌ها دارای S_2 بین ۵ تا ۱۰ و بیشتر از ۱۰ $mgHc/gRock$ به ترتیب سنگ‌های منشأ با پتانسیل هیدروکربن‌زایی خوب و عالی، هم‌چنین سنگ‌های منشأ

که دارای S_2 بین ۲/۵ تا ۵ و کمتر از ۲/۵ $mgHc/gRock$ می‌باشند به ترتیب در ردیف سنگ‌های منشأ با پتانسیل هیدروکربن-زایی متوسط و ضعیف قرار می‌گیرند. لذا سازند پابده در ناحیه مورد مطالعه با داشتن مقادیر ۲۰ درصد S_2 کمتر از ۲/۵، ۶۰ درصد بین ۲/۵ تا ۵ و ۲۰ درصد بین ۵ تا ۱۰ $mgHc/gRock$ می‌تواند یک سنگ منشأ با پتانسیل هیدروکربن‌زایی متوسط باشد (شکل ۴d).

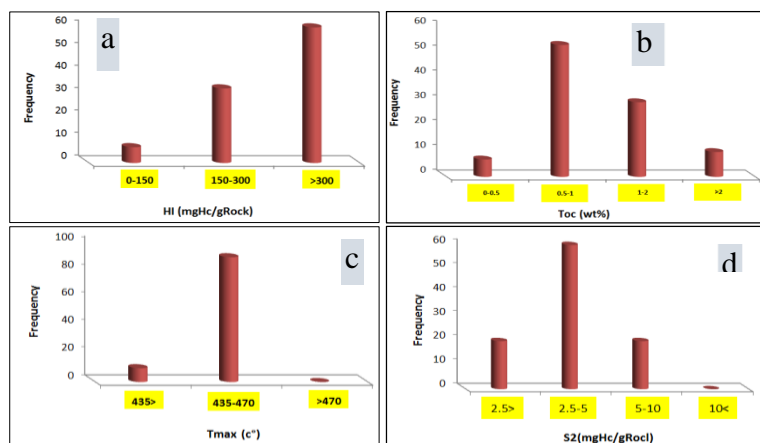
نوع کروژن

انواع کروژن را می‌توان به کمک نمودار مقادیر S_2 در برابر TOC مشخص نمود (Langford and Blanc-Valleron, 1990). نمونه‌های سازند پابده در منطقه مورد مطالعه مخلوطی از کروژن‌های نوع II و III می‌باشند، کروژن نوع III دارای فراوانی ۲۷ درصد و کروژن نوع II دارای فراوانی ۷۳ درصد می‌باشد (شکل ۴d). منشأ این نوع کروژن‌ها را می‌توان به منشأ خشکی (مواد آلی گیاهی) و دریایی نسبت داد که طی مرحله دیاژنز و کاتائز توانایی تولید نفت و گاز را خواهند داشت. کروژن‌های نوع I هیدروکربورهای مایع تولید می‌کنند. ساختار این نوع کروژن‌ها به گونه‌ای است که حداکثر توان تولید آنها، فرآورده سیال (نفت خام) می‌باشد. منشأ مواد آلی این نوع کروژن عمدتاً جلبک‌های آب شیرین می‌باشند (کروژن نوع دریاهای). کروژن‌های نوع II در مراحل اولیه دیاژنز مقادیر زیادی گاز CO_2 و هیدروکربورهای مایع و در مراحل پایانی فاز کاتائز و متائز، گاز متان تولید می‌کنند. بیشتر کروژن‌های نوع II دریایی می‌باشند (Tissot et al., 1974). نمودار OI در مقابل HI علاوه بر تعیین نوع کروژن، بیانگر نوع هیدروکربن تولید شده نیز می‌باشد (Hunt, 1996)، طبق این نمودار نمونه‌های سازند پابده دارای فراوانی کروژن تیپ II می‌باشند و توان تولید هیدروکربن مایع را دارند (شکل ۴b). این نتایج با نتایج شاخص هیدروژن (بیش از ۶۰ درصد نمونه‌ها دارای HI بیش از ۳۰۰ $mgHc/gRock$ می‌باشند) نیز سازگاری دارد. شروع پنجره‌ی نفتی در T_{max} بین ۴۳۵ تا ۴۴۵ درجه سانتی-گراد و پایان پنجره‌ی نفتی در T_{max} حدود ۴۷۰ درجه سانتی-گراد است (Hunt 1996). لذا اکثر نمونه‌های سازند پابده در مرحله‌ی نابالغ قرار دارند و فقط تعداد کمی (۲۰ درصد) از آنها وارد پنجره‌ی نفتی شده‌اند. ضریب انعکاس ویترنیت کمتر از ۱/۳ درصد نمونه‌ها نیز، این موضوع را تأیید می‌کند. (شکل ۴c).

جدول ۱- نتایج پیرولیز راک- اول سازند پابده در منطقه مورد مطالعه؛ پارامترهای آماری میانگین، حداکثر، حداقل نیز گزارش شده است.

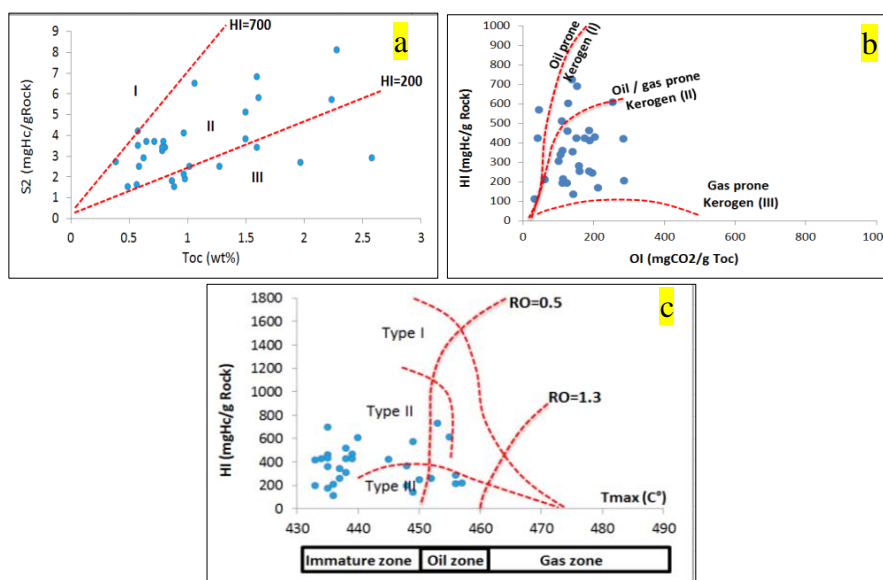
Table 1. Results of the pyrolysis of Rock -Eval Pabdeh Formation in the study area; statistical parameters of mean, maximum and minimum are also reported.

Sample No.	S1 (mgHc/gRock)	S2 (mgHc/gToc)	S3 (mgHc/gToc)	HI (mgHc/gToc)	OI (mgCo2/gToc)	Tmax (C°)	Toc (wt%)	PI
Pa-1	0.65	3.25	1.5	411	190	433	0.79	0.17
Pa-2	1.3	3.7	1.5	463	188	439	0.8	0.26
Pa-3	1.44	2.5	0.89	424	151	438	0.59	0.37
Pa-4	1.49	2.5	2	245	196	450	1.02	0.37
Pa-5	0.26	4.2	0.8	724	138	453	0.58	0.06
Pa-6	0.42	1.5	1.9	169	213	435	0.89	0.22
Pa-7	0.92	1.89	1.1	193	112	448	0.98	0.33
Pa-8	1.17	3.68	0.79	511	110	438	0.72	0.24
Pa-9	0.88	2.5	1.6	195	125	433	1.28	0.26
Pa-10	0.83	2.69	2.8	137	142	449	1.97	0.24
Pa-11	0.39	4.1	1.7	423	175	434	0.97	0.09
Pa-12	2.68	3.5	0.75	603	129	440	0.58	0.43
Pa-13	1.75	2.7	0.6	692	154	435	0.39	0.39
Pa-14	1.71	3.4	2.3	420	284	445	0.81	0.33
Pa-15	1.35	2.1	1.1	216	113	457	0.97	0.39
Pa-16	0.98	3.7	0.3	569	46	449	0.65	0.21
Pa-17	0.39	3.82	2.4	255	160	452	1.5	0.09
Pa-18	0.78	8.1	3.2	355	140	435	2.28	0.09
Pa-19	1.25	6.8	0.67	425	42	439	1.6	0.16
Pa-20	2.6	5.7	4.2	254	188	437	2.24	0.31
Pa-21	1.29	3.4	0.97	213	61	456	1.6	0.28
Pa-22	0.42	1.6	0.9	281	158	456	0.57	0.21
Pa-23	0.39	1.5	0.5	306	102	438	0.49	0.21
Pa-24	2.1	1.8	2.5	207	287	436	0.87	0.54
Pa-25	0.59	6.5	2.7	610	254	455	1.06	0.08
Pa-26	1.58	2.9	0.8	460	127	435	0.63	0.35
Pa-27	1.7	5.8	1.8	360	112	448	1.61	0.23
Pa-28	0.98	3.4	1.6	430	203	435	0.79	0.22
Pa-29	1.2	2.9	0.84	112	33	436	2.58	0.29
Pa-30	0.83	5.1	1.6	340	107	437	1.5	0.14
MAX	2.68	8.1	4.2	724	287	457	2.58	0.54
MIN	0.26	1.5	0.3	112	33	433	0.39	0.06
AVG	1.14	3.57	1.54	367	148	442	1.11	0.25



شکل ۴- (a) هیستوگرام فراوانی مقادیر شاخص هیدروژن، همانگونه که پیداست اکثر نمونه‌های سازند پابده دارای HI بیش از ۳۰۰ (mg HC/g TOC) می‌باشند، (b) نمودار فراوانی مقادیر TOC نمونه‌های سازند پابده، فراوانی با TOC بین ۰/۵ تا ۱ درصد می‌باشد، (c) هیستوگرام مقادیر T_{max} نمونه‌های سازند پابده، فراوانی با مقادیر بین ۴۳۵ تا ۴۷۰ درجه سانتی‌گراد می‌باشد و (d) هیستوگرام مقادیر S_2 نمونه‌های سازند پابده، بیشتر نمونه‌ها دارای S_2 بین ۲/۵ تا ۵ mgHc/gRock می‌باشند.

Fig. 4. (a) Abundance histogram of hydrogen index values, as it appears that most samples of Pabdeh Formation have HI more than 300 (mg HC / g TOC), (b) Abundance chart of TOC values of Pabdeh Formation samples, the abundance with TOC is between 0.5 to 1%, (c) Histogram of T_{max} values of Pabdeh Formation samples is a frequency with values between 435 to 470 °C, and (d) Histogram of S_2 values of Pabdeh Formation samples, most samples have S_2 between 2.5 to 5 mgHc / gRock.



شکل ۵- (a) نمودار S_2 در مقابل TOC که بیانگر تیپ کروژن می‌باشد (Langford and Blanc-Valleron, 1990). اکثر نقاط در محدوده کروژن تیپ II قرار گرفته‌اند، (b) مقادیر OI در مقابل HI برای سازند پابده در منطقه مورد مطالعه. بیشتر کروژن‌های سازند پابده از تیپ II بوده و در محدوده تولید نفت قرار دارند و (c) نمودار HI در مقابل T_{max} که بیانگر بلوغ ماده آلی می‌باشد (Hunt 1996). بیشتر نمونه‌های سازند پابده نابالغ بوده و تنها مقدار کمی از آن‌ها وارد پنجره ی نفتی شده‌اند.

Fig. 5. (a) Diagram S_2 versus TOC showing the type of kerogen (Langford and Blanc-Valleron, 1990). Most points are in the type II kerogen range, (b) OI versus HI values for Pabdeh Formation in the study area. Most of the kerogens of Pabdeh Formation are of type II and are in the range of oil production, and (c) HI versus T_{max} diagram showing the maturity of organic matter (Hunt 1996). Most specimens of the Pabdeh Formation are immature and only a small number of them have entered the oil window.

این نمودار هم‌چنین برای تعیین رخساره‌های آلی نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد (Jones, 1987). بر اساس مقادیر HI و TOC محدوده رخساره این سازند تعیین شده است (شکل ۶e). بر اساس محدوده رخساره این سازند C و BC و به مقدار کمتر B و AB بوده که این تنوع رخساره‌ای می‌تواند به دلیل تنوع مواد آلی با منشأ دریایی و قاره‌ای باشد و رسوبگذاری آن به طور عمده در محیط‌های نسبتاً احيایی از قبیل Pro-Delta، شلف خارجی و بخش‌های بالایی شیب قاره صورت گرفته و چنانچه مراحل بلوغ حرارتی را طی کند توانایی زایش میعان‌ات و گاز را خواهد داشت. این نتیجه کاملاً با نتایج شکل ۶d که نشان دهنده تجمع مواد آلی در مرحله سطح بالای آب دریاست، تطابق دارد. شایان ذکر است که رخساره‌های آلی شناسایی شده در سازند مورد مطالعه و تنوع رخساره‌ای آنها بیشتر حالت نوسانی دارند و در کل ضخامت سازند تکرار می‌شوند. این موضوع می‌تواند به دلیل نوسانات سطح آب دریا در زمان کرتاسه باشد که مواد آلی با منشأهای گوناگون وارد حوضه رسوبی می‌شوند.

شاخص سنگ منشأ (SPI_r)

برای پی بردن به حداکثر هیدروکربن تولیدی از ستونی از یک سنگ منشأ در یک متر مربع از سطح تولید (Demasion and Huizinga 1991) از معادله یک استفاده می‌شود:

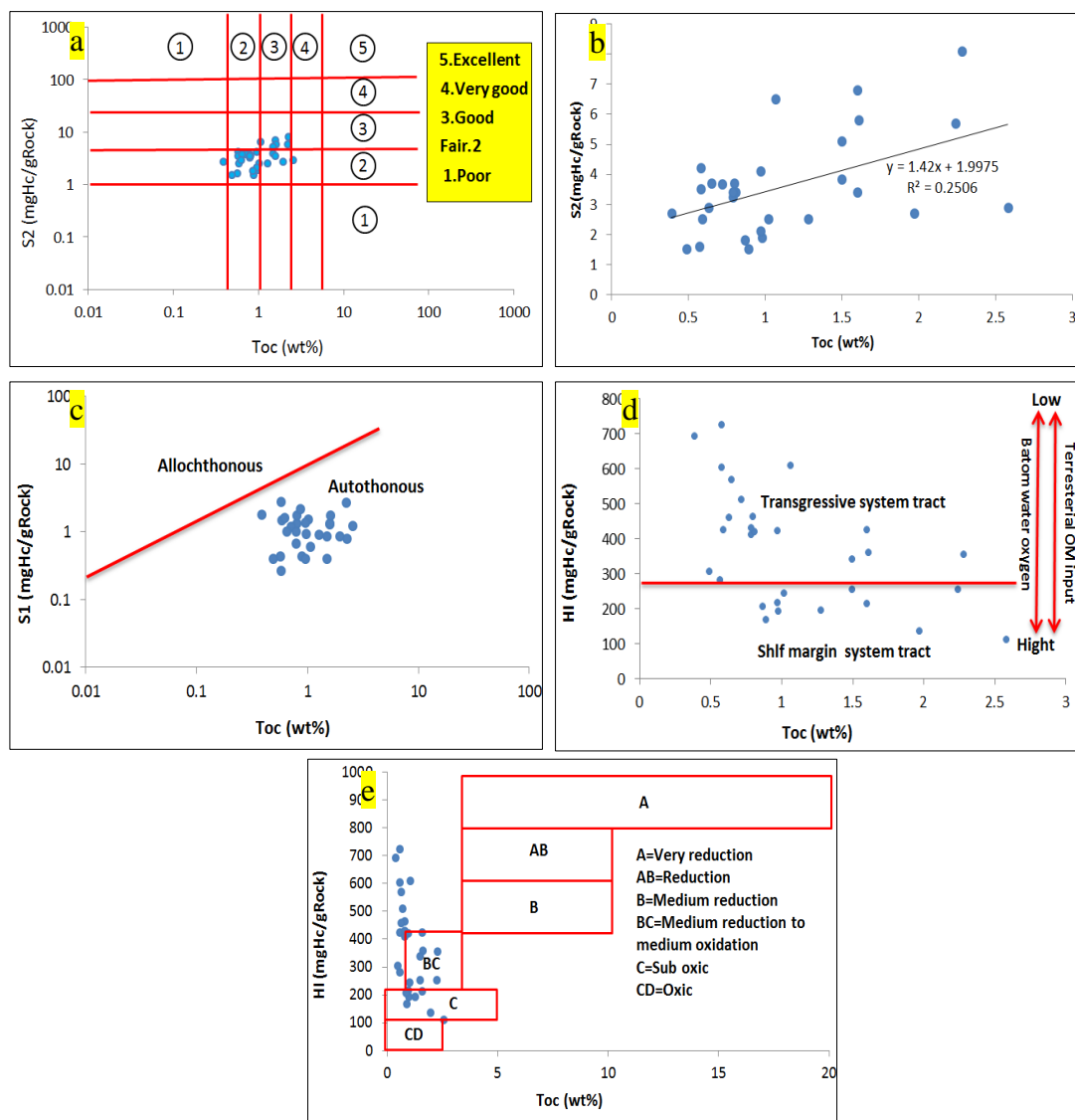
$$SPI_r = h \times [(S1 + S2)/1000] \times \rho \quad (\text{معادله ۱})$$

که در آن SPI_r شاخص سنگ منشأ، h ضخامت سنگ منشأ (بر حسب متر)، ρ وزن مخصوص سنگ منشأ و مقدار (S1 + S2) متوسط شاخص تولید (بر حسب کیلوگرم هیدروکربن در تن سنگ منشأ) می‌باشد. بر پایه مطالعات (Demasion and Huizinga 1991) چگالی سنگ‌های منشأ را ۲/۵ تن در متر مکعب برآورد کرده‌اند. آن‌ها هم‌چنین بیان کرده‌اند که سنگ‌های منشأیی که SPI_r آن‌ها کمتر از ۲، بین ۲ تا ۷ و بیشتر از ۷ باشند به ترتیب پتانسیل سنگ منشأ کم، متوسط و بالا می‌باشد. ضخامت سازند پابده در منطقه مورد مطالعه حدود ۵۵۰ متر می‌باشد. نمونه‌های سازند پابده در منطقه مطالعاتی دارای SPI_r ۶/۴ بوده و یک سنگ منشأ با پتانسیل متوسط ارزیابی می‌گردد (جدول ۳).

نمودار S₂/TOC بیان‌گر پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ می‌باشد (Peters, 1986). سازند پابده در منطقه مورد مطالعه یک سنگ منشأ با پتانسیل متوسط تا نسبتاً خوب می‌باشد (شکل ۶a). هم‌چنین با استفاده از نمودار S₂/TOC می‌توان میزان جذب هیدروکربن توسط ماتریکس سنگ و کربن آلی مرده را تعیین نمود. در مواردی که جذب هیدروکربن توسط ماتریکس سنگ وجود ندارد، خط رگرسیون در این نمودار باید از نقطه مبدا عبور کند. اگر این خط در نمودار مذکور محور Xها را در جهت مثبت قطع نماید، بیانگر وجود ماتریکس کانی در حین پیرولیز می‌باشد، ولی اگر محور Xها را در جهت منفی قطع نماید، بیانگر عدم ماتریکس کانی در نمونه‌ها می‌باشد (Katz, 1983; Espitalie et al., 1985).

سازند پابده در منطقه مورد مطالعه فاقد آثار ماتریکس کانی می‌باشد (شکل ۶a). هم‌چنین با امتداد دادن خط رگرسیون، این خط محور TOC را قطع می‌کند که بیانگر وجود کربن آلی مرده در نمونه‌های سازند پابده است و این کربن هیچ نقشی در پتانسیل هیدروکربن‌زایی ندارد (Dahl et al., 2004) (شکل ۶b).

برای اطمینان از وجود یا عدم آغشتگی نمونه‌ها به مواد هیدروکربنی، از نمودار S₁/TOC استفاده می‌شود (Hunt 1996). این نمودار نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه سازند پابده بدون آلودگی بوده و هیدروکربن از خارج وارد این سازند نشده است (شکل ۶c). بیشتر نمونه‌ها در زیر مرز دو گروه مواد هیدروکربنی نابرجا و برجا و در محدوده‌ی هیدروکربن‌های برجا قرار می‌گیرند. برای پی بردن به وضعیت سطح آب دریا در هنگام ته نشست یک سنگ منشأ و موقعیت سازند از دیدگاه چینه نگاری سکانشی و سیستم تراکت، می‌توان از نمودار HI/TOC استفاده کرد (Pasley et al., 1991). در سیستم تراکت سطح بالای آب (TST) بیشترین مقدار TOC در رسوبات انباشته می‌شود، ولی در زمان سطح پایین آب (LST) قسمت بزرگی از فلات قاره از آب خارج بوده و مواد آلی از خشکی وارد محیط رسوبی می‌شود و در نتیجه مقدار TOC نمونه‌ها کاهش پیدا می‌کند (Hunt, 1996). با توجه به نمودار HI در مقابل TOC (شکل ۶d) دو سوم نمونه‌های سازند پابده در سطح بالای آب بر جای گذاشته شده‌اند که دلیل آن می‌تواند چیرگی رخساره‌های دریایی در تشکیل آن‌ها باشد و همین امر پتانسیل هیدروکربون‌زایی سازند را افزایش می‌دهد. از این رو کروژن‌های سازند پابده عمدتاً از تیپ II بوده و تنها توان تولید هیدروکربن مایع را نشان می‌دهند. HI نمونه‌ها (بیشتر نمونه‌ها بیش از ۳۰۰) نیز این موضوع را تأیید می‌کند.



شکل ۶- (a) نمودار S_2/TOC که بیانگر پتانسیل هیدروکربن‌زایی (Peters 1986) است. سازند پابده یک سنگ منشأ با پتانسیل متوسط تا نسبتاً خوب می‌باشد، (b) مقادیر S_2 در مقابل TOC برای مشخص نمودن کربن آلی مرده و ماتریکس کانی (Katz 1983; Espitalie et al., 1985; Dahl et al., 2004). نمونه‌های سازند پابده در منطقه مورد مطالعه فاقد آثار ماتریکس کانی و کربن آلی مرده می‌باشند، (c) مقادیر S_1 در مقابل TOC (Hunt 1996). این نمودار بیانگر عدم آلودگی نمونه‌های سازند پابده و برجا بودن هیدروکربن‌های تولیدی می‌باشد، (d) مقادیر HI در مقابل TOC برای تعیین سیستم تراکت (Pasley et al., 1991). بیشتر نمونه‌های سازند پابده در سطح بالای آب بر جای گذاشته شده‌اند و (e) نمودار مقادیر TOC در مقابل HI برای تعیین رخساره آلی (Jones 1987). اغلب نمونه‌های سازند پابده در ناحیه مورد مطالعه در شرایط C و BC و به مقدار کمتر B و AB رسوب کرده‌اند.

Fig. 6. (a) S_2/TOC diagram showing hydrocarbon potential (Peters, 1986). Pabdeh Formation is a source rock with medium to relatively good potential, (b) Values of S_2 versus TOC to determine dead organic carbon and mineral matrix (Katz 1983; Espitalie et al., 1985; Dahl et al., 2004). Samples of Pabdeh Formation in the study area do not have traces of mineral matrix and dead organic carbon matrix, (c) S_1 values versus TOC (Hunt, 1996). This diagram shows that the samples of Pabdeh Formation are not contaminated and the hydrocarbons produced are in place, (d) HI values versus TOC to determine the tract system (Pasley et al., 1991). Most of the samples of Pabdeh Formation are left at the upper water level, and (e) Graph of TOC versus HI values for determining organic facies (Jones 1987). Most of the samples of Pabdeh Formation in the study area have been deposited in C and BC conditions and to a lesser extent B and AB.

جدول ۲- محاسبه مقدار SPI_r برای سازند پابده در منطقه مورد مطالعه؛ مقدار ۶/۴ بیانگر وجود یک سنگ منشأ با پتانسیل کم است.

Table 2. Calculation of SPI_r for Pabdeh Formation in the study area; a value of 6.4 indicates the existence of source rock with low potential.

Formation	Thickness (m)	Density (ton/m ³)	$\overline{(S1 + S2)}$	Index SPI_r	Source rock-potential
Pabdeh	550	2.5	4.7	6.4	Moderate

نتیجه گیری

سازند پابده در مرحله سطح بالای آب دریا بر جای گذاشته شده‌اند که این امر پتانسیل سنگ منشأ را افزایش می‌دهد. نمودار HI در مقابل TOC بیانگر رخساره‌های آلی C و BC و به مقدار کمتر B و AB برای سازند پابده می‌باشد که این تنوع رخساره‌ای می‌تواند به دلیل تنوع مواد آلی با منشأ دریایی و قاره‌ای باشد و رسوبگذاری آن به طور عمده در محیط‌های نسبتاً احیایی از قبیل Pro-Delta، شلف خارجی، و بخش-های بالایی شیب قاره صورت گرفته و چنانچه مراحل بلوغ حرارتی را طی کند توانایی زایش میعانات و گاز را خواهد داشت. همچنین رخساره‌های آلی با تنوع گوناگون آن‌ها به صورت نوسانی در کل ضخامت سازند پابده تکرار می‌شوند که این موضوع می‌تواند به دلیل نوسانات سطح آب دریا در زمان کرتاسه باشد که مواد آلی با منشأهای گوناگون وارد حوضه رسوبی شده‌اند.

بر اساس نمودار S_2/TOC سازند پابده در این بخش از حوضه‌ی زاگرس یک سنگ منشأ با پتانسیل متوسط تا نسبتاً خوب می‌باشد و شاخص SPI_r آن ۶/۴ می‌باشد و پتانسیل تولید آن در رده متوسط قرار دارد. آثار ماتریکس کانی و کربن آلی مرده در نمونه‌های سازند پابده مشاهده نگردید و همچنین طبق نمودار S_1 در مقابل TOC نمونه‌های سازند پابده فاقد آلودگی بوده و دارای هیدروکربن‌های برجای می‌باشند. سازند پابده در منطقه مورد مطالعه دارای کروژن غالب تیپ II بوده و توانایی تولید هیدروکربن مایع را دارد. وجود T_{max} کمتر ۴۷۰ درجه سانتی گراد و RO کمتر ۱/۳ درصد نیز بیان می‌کند که سنگ منشأ در مرحله نابالغ می‌باشد ولی حدود ۲۰ درصد از نمونه‌ها وارد پنجره‌ی نفتی شده‌اند. مقادیر HI در مقابل TOC نشان داد دو سوم نمونه‌های

منابع

- Ala, M.A., Kinghorn R.R.F., Rahman, M., 1980. Organic geochemistry and source rock characteristics of the Zagros petroleum province, Southwest of Iran. *Petroleum Geology* 3, 61-86.
- Alizadeh, B., Janatmakan, N., Ghalavand, H., Ghobeyshavi, A., 2012a. Geochemistry and sequence stratigraphy of the Pabdeh Formation in Mansouri oil field, Southwest of Iran. *Advanced Applied Geology* 1, 27-40.
- Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., Janbaz, M., 2012b. Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of Dezful Embayment, Iran. *Organic Geochemistry* 49, 36-46.
- Alizadeh, B., Maroufi, KH., Heydarifard, M.H., 2013. Evaluation of the amount of organic matter obtained from the artificial neural network in the framework of sequence stratigraphy: Case study of Pabdeh Formation in Maroon oil field. *Advanced Applied Geology* 3, 21-30.
- Behbahani, R., Khodabakhsh, S., Mohseni, H., Atashmaed, Z., Moghadasi, A., 2008. The effective role of the petrographic evidence, organic geochemistry and trace fossils in determining the sedimentary environment (A example of the Pabdeh Formation, Zagros basin, South west of Iran). *Journal of Science, University of Tehran* 34, 121-138.
- Bordenave, M.L., Burwood., R., 1990. Source rock distribution and maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations. *Organic Geochemistry* 16, 366-387.
- Bordenave, M.L., Huc, A.Y., 1995. The Cretaceous source rock in the Zagros Foothills of Iran. *Reve De Institut Francais Du Petrol* 50, 727-754.
- Dahl, B., Bojesten-Keoford, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E., 2004. A new approach to interpreting Rock-Eval S_2 and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry* 35(11-12), 1461-1477.
- Demasion, G.J., Huizinga, B.J., 1991. Genetic classification of the petroleum system. *AAPG. Bulletin* 75, 1624-1643.

- Espitalie, J., Deroo, G., Marquis, F., 1985. La pyrolysis Rock-Eval at ses applications Revue Institue France-aisdu Petrol, Part I 40, 563-587 (in French).
- Ezampannah, A., Sadeghi, A., Adabi, M.H., Jamali, A.M., 2012. Biostratigraphy of the Garau Formation in Naft well subsurface stratigraphic section, South Kermanshah. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researchers* 47, 69-82.
- Ghasemi-Nejad, E., Head, A.M., Naderi, M., 2009. Palynology and petroleum potential of the Kazhdumi Formation (Cretaceous: Albian–Cenomanian) in the South Pars field, northern Persian Gulf, *Marine and Petroleum Geology*. *Marine and Petroleum Geology* 26, 805–816.
- Hart, M.B., 1990. Cretaceous sea level changes and global eustatic curves; evidence from SW England. *Proceedings of the Ussher Society* 7, 268-272.
- Hunt, J.M., 1996. *Petrpleum geochemistry and geology*. W.H. Freeman and Company, New York, 743 p.
- Jones, R.W., 1987. Organic facies. In: Brooks, J., Welte, D., (Eds). *Advances in petroleum geochemistry* 2. Academic Press, London, p. 1-9.
- Kamali, M.R., Fathi Mobarakabad, A., Mohsenian, E., 2006. Petroleum geochemistry and thermal modeling of Pabdeh Formation in Dezful embayment. *Joural of Science, University of Tehran* 32(2), 134-143.
- Karimi, A.R. Rabbani, A.R., Kamali, M.R., Heidarifard, M.H., 2016. Geochemical evaluation and thermal modeling of the Eocene–Oligocene Pabdeh and Middle Cretaceous Gurpi Formations in the northern part of the Dezful Embayment. *Arabian Journal of Geoscience* 9, 423.
- Katz, B.J., 1983. Limitation of Rock-Eval pyrolysis from typing organic matter. *Organic Geochemistry* 4, 195-199.
- Kobrae, M., Rabanni, A., Taati, F., 2017. Source rock characteristics of the Early Cretaceous Garau and Gadvan formations in the western Zagros Basin–southwest Iran. *Journal of Petroleum Exploration Production Technology* 7, 1051–1070.
- Kotarba, M.J., Wieclaw, D., Kosakowski, P., Zacharski, J., Kowalski, A., 2003. Evaluation of source rock and petroleum potential of middle Jurassic strata in the south-eastern part of Poland, *Prezeglad. Geologi Czny*, 51, 1031-1040.
- Langford, F.F., Blanc Valleron, M.M., 1990. Interpreting Rock- Eval pyrolysis data using of pyrolyzizable hydrocarbons vs. total organic carbon: *AAPG Bulletin* 74(6), 804-779.
- Mac Leod, J.H., 1970. Kermanshah geological compilation map: Iranian Oil Operating Companies, scale 1:100,000, sheet number 20812 W.
- Mashhadi, Z.S., Kamali, M.R., Rabbani, A.R., 2014. Source rock evaluation and geochemical characterization of Albian Kazhdumi Formation offshore SW Iran. In: *Third EAGE exploration workshop* 6–9 April 2014, Abu Dhabi, UAE.
- Mashhadi, Z.S., Rabbani, A.R., 2015. Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rock in the Iranian sector of the Persian Gulf; an oil–oil and oil–source rock correlation study. *International Journal of Coal Geology* 146, 118–144.
- Maurer, F., van Buchem, F.S.P., Eberli, G.P., Pierson, B., 2013. Late Aptian long-lived glacio-eustatic lowstand recorded on the Arabian Plate. *Terra Nova* 25, 87–94.
- Motiei H., 1993. Stratigraphy of Zagros. In A. Hushmandzadeh (Ed.), *Treatise on the Geology of Iran*. Geological Survey of Iran, 536 p.
- Murriss, R.J., 1980. Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat. *AAPG Bulletin* 4, 597-618.
- Navidtalab, A., Rahimpour Bonab, H., Nazari Badii, A., Safari, M., 2014. Challenges in deep basin sequence stratigraphy: a case study from the Early–Middle Cretaceous of SW Zagros. *Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, DOI 10.1007/s10347-013-0377-x.
- Orak, Z., Kordi, M., Karimi, A.R., 2018. Geochemical assessment and expansion of organic facies of Pabdeh Formation on the northwestern shores of the Persian Gulf and south of Dezful embayment using the Rock Eval pyrolysis. *Journal of Stratigraphic and Sedimentological Research* 34(3), 95-108.
- Pasley, M., Gregory, W., Hart, G.F., 1991. Organic matter variations in transgressive and regressive shale. *Organic Geochemistry* 17(4), 483-509.
- Peters, K.E., Cassa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The petroleum system- From source to trap*. *American Association of Petroleum Geologists Memoir* 60, 93-120.
- Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis. *American Association Petroleum Geology Bulletin* 70, 318-329.
- Rabbani, A.R., Bagheri Tirtashi, R., 2010. Hydrocarbon source rock evaluation of the super-giant Ahwaz oilfield, SW Iran. *Australian Journal of Basic Applied Science* 4, 673–686.

- Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004. Structural framework of the Zagros Fold–Thrust Belt, Iran. *Marine Petroleum Geology* 21, 829–843.
- Tabatabaei, H., Motabed, A., Soleymani, B., Kamali, M.R., 2012. Geochemistry of Gurpi-Pabdeh-Asmari formations and its implication on chemical variation during deposition of Pabdeh Formation, Zagros Basin. *Himalayan Geology* 33(2), 126-138.
- Tissot, B.P., Durand, B., Espitalie, J., Combaz, A., 1974. Influence of nature and diagenesis of organic matter information of petroleum. *AAPG Bulletin* 58, 499-506.
- Zohrabzadeh, M., Rahimpour–Bonab, H., Aleali, M., 2020. The Middle Cretaceous – Lower Miocene 3D petroleum system Modeling of Kupal Oil Field, South West of Iran, Dezful Embayment. *Geopersia* 10(1), 165-194.

