



<https://jssr.ui.ac.ir/?lang=en>

Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches
E-ISSN: 2423-8007
Vol. 39, Issue 3, No. 92, Autumn 2023, pp 1-14
Received: 05.10.2023 Accepted: 19.12.2023

Research Paper

Organic facies and organic petrographic characteristics of the Pabdeh Formation in the Kilur-Karim Oilfield, SW Iran

Sara Amiri

MSc Student of Petroleum Geology, Faculty of Earth Science, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

Majid Alipour *

Assistant Professor, Department of Petroleum and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

Abstract

In this research, the organic matter present in the Pabdeh Formation is investigated using Rock-Eval pyrolysis and organic petrographic techniques. For this purpose, a total of 22 cutting samples were collected at 50-meter intervals from 3 wells in the Kilur-Karim Oilfield. According to hydrogen index (HI) versus maximum temperature (T_{max}) diagrams, the Pabdeh Formation in this oilfield contains type II/III kerogen, with thermal maturity corresponding to the early stages of hydrocarbon generation. In general, according to the Rock-Eval pyrolysis data, the middle parts of the Pabdeh Formation show a higher potential for hydrocarbon generation. On the other hand, organic petrography results show that samples from the middle parts of the Pabdeh Formation contain high amounts of amorphous organic matter along with solid bitumen. In addition, the upper and lower parts of this formation contain lower amounts of organic matter and mainly have abundant fossil content. A combination of results from two analytical techniques reveals that the Pabdeh Formation in the Kilur-Karim Oilfield contains a relatively organic-rich zone in the middle, which is surrounded by organic-poor facies above and below. These results can be helpful for a better understanding of the organic facies and palaeodepositional environments of the Pabdeh Formation in the study area.

Keywords: Pabdeh Formation, Organic petrography, Organic facies, Kilur-Karim Oilfield

Introduction

In this study, the organic geochemical characteristics of the Pabdeh Formation in the Kilur-Karim Oilfield have been investigated using the Rock-Eval pyrolysis and organic petrography methods. The Kilur-Karim Oilfield is one of the hydrocarbon fields located in the southern Dezful Embayment, which is located in the vicinity of the Bibi Hakimeh Oilfield about 40 km north of the Persian Gulf. This oilfield generally has a northwest-southeast trend and is separated from the Bibi Hakimeh structure by a thrust from the north side.

It is worth mentioning that in previous studies, the organic geochemistry of the Pabdeh Formation has been investigated using different geochemical techniques (such as Rock-Eval pyrolysis and gas chromatography-mass spectrometry analyses) and also modeling techniques (Alizadeh et al. 2012, 2020; Karimi et al. 2016; Vatandoust et al. 2020; Safaei-Farouji et al. 2021). However, microscopic studies have not been conducted on this formation so far. Therefore,

the organic petrographic characteristics of the Pabdeh Formation remain largely undocumented in the Zagros Basin. The purpose of the present study is to investigate the organic matter contained in the Pabdeh Formation using organic petrographic techniques in order to better understand its Palaeodepositional environments. In addition, organic petrographic results are used in combination with the Rock-Eval pyrolysis data to throw light on the organic facies of the Pabdeh Formation.

Materials & Methods

In this study, a total of 22 cutting samples from the Pabdeh Formation were analyzed using a Rock-Eval 6 pyrolysis instrument. The Rock-Eval 6 device is one of the most cost-effective laboratory methods for the geochemical evaluation of hydrocarbon source rocks and for the evaluation of thermal maturity (Lafargue et al. 1998). Among the advantages of this device are raising the analysis temperature to about 850 degrees centigrade, measuring the amount of total organic

*Corresponding author

Amiri S. and Alipour M. (2023). (2023). Organic facies and organic petrographic characteristics of the Pabdeh Formation in the Kilur-Karim Oilfield, SW Iran. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 39(3):1-14.

2423-8007 / © 2023 University of Isfahan

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



<https://doi.org/10.22108/jssr.2023.139363.1270>

carbon (TOC) with higher accuracy, as well as distinguishing between organic and inorganic carbon (Behar et al. 2001). In this study, the standard method (Espitalié et al. 1977; Peters 1986) was followed for Rock-Eval pyrolysis. The cutting samples were taken at regular intervals of 50 meters from the studied wells. Since the Pabdeh Formation in the studied wells was drilled with oil-based mud, to remove the effects of contamination, first the samples were washed using a solvent (diluted chloroform) or detergent and placed in the oven for 72 hours. In the next step, the allochthonous organic matter (such as mica pieces and iron shavings) was separated from the samples. The cleaned samples were pulverized into pieces smaller than 80 microns using a mortar and 50 to 70 mg of them were subjected to the Rock-Eval pyrolysis.

This analytical method provides valuable data, including numbers of peaks, that enable geochemists to infer the amount, type and maturity of the organic matter.

One of the applications of the data derived from the Rock-Eval pyrolysis is to plot HI data either in front of the oxygen index (OI) or T_{max} data (Hunt 1996). These diagrams are used to determine the type of organic matter and thermal maturity respectively (Tissot and Welte 1984; Dembicki 2009). In addition, data from the Rock-Eval pyrolysis can be used for drawing geochemical logs, which provide an opportunity to investigate the vertical and lateral changes in geochemical characteristics (Peters and Cassa 1994; Peters 1986).

A number of geochemical parameters are calculated based on the raw data provided by the Rock-Eval device. The HI is calculated from the ratio of S_2 to the TOC and the OI is calculated from the ratio of S_3 to the TOC. Finally, the hydrocarbon generation potential is calculated using the ratio of the $S_1/(S_1+S_2)$ (Behar et al. 2001).

In this research, after carefully investigating the results from the Rock-Eval pyrolysis (22 samples of Pabdeh Formation), a total of 10 samples were selected for organic petrographic studies. For this purpose, polished pellets were prepared according to standard methods (Taylor et al. 1998). At first, the cuttings were placed inside the epoxy resin in a way that the resin penetrated into the space between all the

particles. Then, an activator was added to the prepared mixture and after hardening, the surface of the samples was polished (Bustin et al. 1983). For organic petrographic inspection, the polished pellets were examined using a Zeiss-AxioPlan-II reflective microscope under 100x magnification and in oil immersion.

Discussion of Results & Conclusion

We report the results of Rock-Eval pyrolysis and organic petrography of samples related to the Pabdeh Formation in three wells of the Kilur-Karim Oilfield. According to the HI versus OI diagram, this formation contains type II/III kerogen, which is at the beginning of the hydrocarbon generation window. According to diagrams of S_1+S_2 versus TOC, the hydrocarbon generation potential of the Pabdeh Formation in this oilfield is fair to good. The relatively high values of S_2 and TOC in the middle parts of the Pabdeh Formation indicate that these parts are richer than the lower and upper parts. Based on organic petrographic observations, the middle parts of the Pabdeh Formation were deposited under anoxic conditions and contain significant amounts of amorphous organic matter. The upper and lower parts of this formation were deposited under oxic conditions and contain lower concentrations of organic matter. These results support the conclusion that the middle parts of the Pabdeh Formation contain a distinct type of organic facies, which has higher hydrocarbon generation potential. On the other hand, the lower and upper parts of the Pabdeh Formation are characterized by poor organic facies with limited generative potential. Our results suggest that this pattern of organic facies variation within the Pabdeh Formation is mainly controlled by the palaeo-depositional conditions.

As a result, it can be concluded that only the middle parts of the Pabdeh Formation in the studied oilfield have hydrocarbon generation potential. These results can be helpful not only for modeling hydrocarbon systems, but they are also very important in reconstructing the palaeodepositional conditions during the deposition of the Pabdeh Formation.



مقاله پژوهشی

بررسی رخساره آلی و ارزیابی خصوصیات پتروگرافی آلی سازند پابده در میدان نفتی کیلورکریم، جنوب غرب ایران

سارا امیری، دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران

اهواز، اهواز، ایران

saraamiri6434@gmail.com

مجید علیپور^{id*}، استادیار، گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز،

ایران

alipour@scu.ac.ir

چکیده

در این تحقیق، مواد آلی موجود در سازند پابده، با استفاده از روش‌های پیرولیز راک - ایول^۱ و پتروگرافی آلی^۲ بررسی شده است. برای این منظور، تعداد ۲۲ نمونه خردۀ حفاری با فواصل منظم ۵۰ متری از ۳ چاه در میدان کیلورکریم گردآوری و آنالیز شد. براساس نمودار HI در مقابل T_{max}، سازند پابده در این میدان، کروژن نوع II/III و در مراحل آغازین هیدروکربن‌زایی قرار دارد. به‌طور کلی براساس داده‌های راک - ایول، بخش‌های میانی سازند پابده، پتانسیل بهتری را برای زایش هیدروکربن نشان می‌دهند. از سوی دیگر، نتایج پتروگرافی آلی نشان می‌دهد نمونه‌های مربوط به بخش‌های میانی سازند پابده، مقدار درخور توجهی ماده آلی آمورف به‌همراه بیتومن جامد^۳ دارد که در یک زمینه تیره‌رنگ قرار گرفته است. در مقابل، بخش‌های بالا و پایین این سازند، در بر دارنده مقادیر ناچیزی از ماده آلی‌اند و عمدتاً حشرات فسیلی متعدد و زمینه روشن دارند. تلفیق نتایج حاصل از این دو روش، مبین آن است که سازند پابده در میدان کیلورکریم، یک بخش نسبتاً غنی از ماده آلی دارد که با بخش‌های فقیرتر در بالا و پایین احاطه شده است. این نتایج برای شناخت بهتر رخساره آلی و شرایط محیط رسوبی دیرینه سازند پابده در منطقه مطالعه‌شده راهگشاست.

واژه‌های کلیدی: سازند پابده، پتروگرافی آلی، رخساره آلی، میدان نفتی کیلورکریم.

* نویسنده مسئول

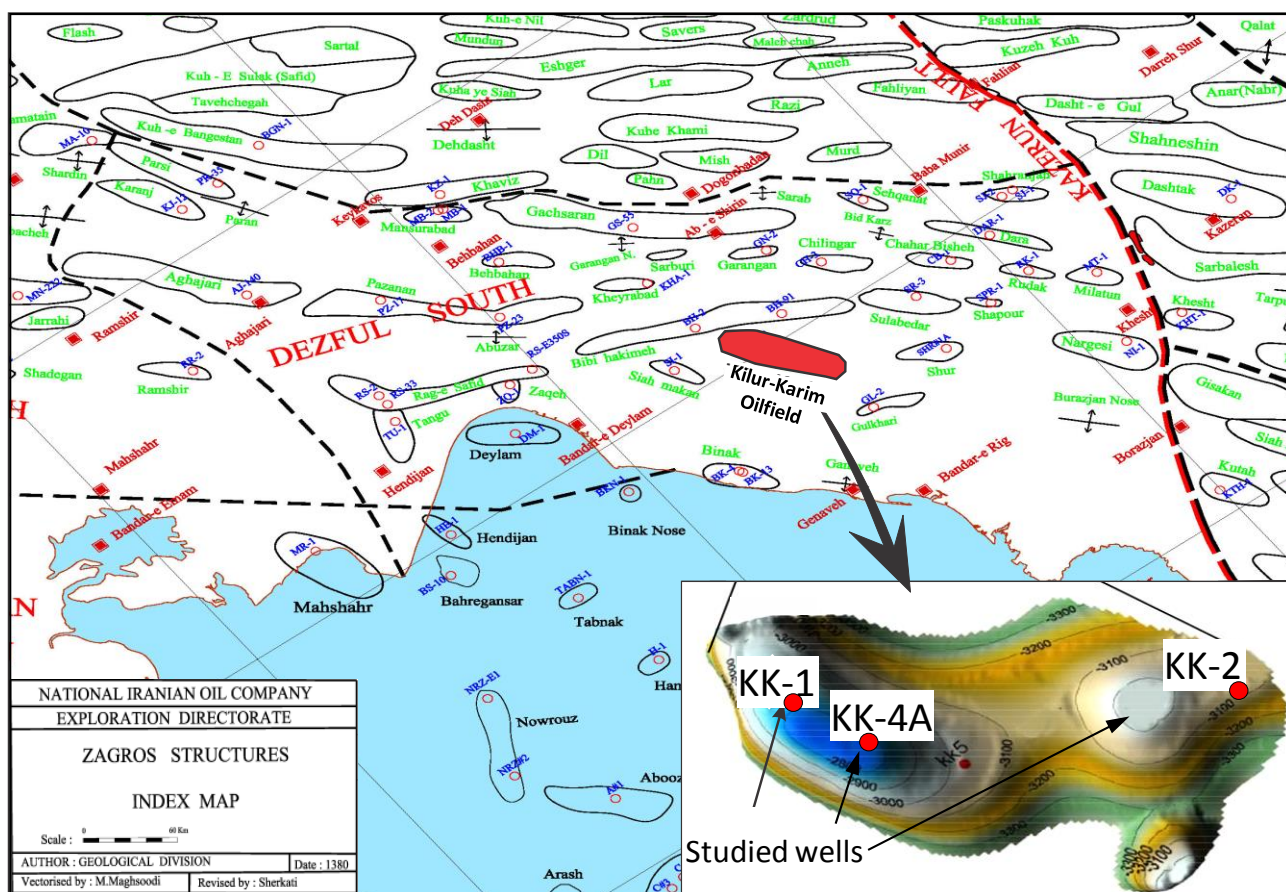
امیری، س. و علیپور، م. (۱۴۰۲). بررسی رخساره آلی و ارزیابی خصوصیات پتروگرافی آلی سازند پابده در میدان نفتی کیلورکریم، جنوب غرب ایران. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۳۹(۳): ۱-۱۴.

¹ Rock-Eval pyrolysis
² Organic petrographic
³ Solid bitumen

مقدمه

بی‌بی حکیمه و در حدود ۴۰ کیلومتری شمال خلیج فارس قرار گرفته است (شکل ۱). این میدان به‌طور کلی، روند شمال‌غربی - جنوب‌شرقی دارد و با یک راندگی از طرف شمال، از ساختمان بی‌بی حکیمه جدا شده است (شکل ۱).

در این مطالعه، خصوصیات ژئوشیمیایی آلی سازند پابده در میدان نفتی کیلورکریم بررسی شده است (شکل ۱). میدان نفتی کیلورکریم، یکی از میدان‌های هیدروکربنی واقع در فروافتدگی دزفول جنوبی است که در مجاورت میدان نفتی



شکل ۱- موقعیت مکانی میدان نفتی کیلورکریم در حوضه زاگرس و چاه‌های مطالعه‌شده در این میدان

Fig 1- Generalized geographic location of the Kilur-Karim Oilfield and the approximate location of the wells selected for the purpose of this study

شایان ذکر است که در مطالعات پیشین، ژئوشیمی آلی سازند پابده، با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی مختلف (همانند روش پیرولیز راک - ایول و کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنجی جرمی)^۱ و همچنین با استفاده از روش‌های مدل‌سازی بررسی شده است (Alizadeh et al. 2020; Alizadeh et al. 2012; Karimi et al. 2016; Safaei-Farouji et al. 2021; Vatandoust et al. 2020); اما تاکنون مطالعات میکروسکوپی، برای بررسی دقیق‌تر اجزای آلی و ارزیابی پتروگرافی آلی سازند پابده، انجام نشده است. هدف از انجام مطالعه حاضر، بررسی مواد آلی موجود در سازند پابده، با استفاده از روش‌های پتروگرافی آلی و تخمین شرایط رسوبی دیرینه این سازند است. علاوه بر این، استفاده از نتایج پتروگرافی آلی در

شایان ذکر است که در مطالعات پیشین، ژئوشیمی آلی سازند پابده، با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی مختلف (همانند روش پیرولیز راک - ایول و کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنجی جرمی)^۱ و همچنین با استفاده از روش‌های مدل‌سازی بررسی شده است (Alizadeh et al. 2020; Alizadeh et al. 2012; Karimi et al. 2016; Safaei-Farouji et al. 2021; Vatandoust et al. 2020); اما تاکنون مطالعات میکروسکوپی، برای بررسی دقیق‌تر اجزای آلی و ارزیابی پتروگرافی آلی سازند پابده، انجام نشده است. هدف از انجام مطالعه حاضر، بررسی مواد آلی موجود در سازند پابده، با استفاده از روش‌های پتروگرافی آلی و تخمین شرایط رسوبی دیرینه این سازند است. علاوه بر این، استفاده از نتایج پتروگرافی آلی در

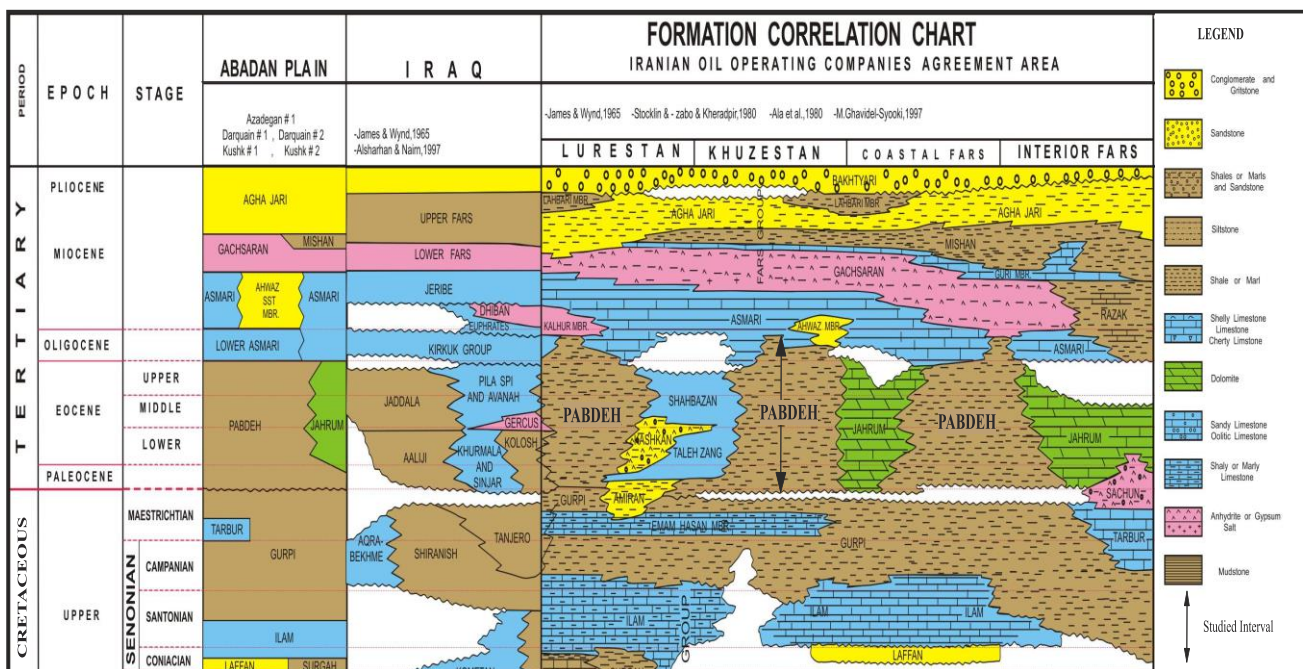
¹ Gas Chromatography-Mass Spectrometry (GCMS)

شمال، از ساختمان بی‌بی حکیمه جدا شده است. در محل برخورد گسل با محور ساختمانی کیلورکریم، جابه‌جایی قائم تقریباً ۱۰۰ متر است. سنگ منشأ پابده، جوان‌ترین سنگ منشأ موجود در فروافتادگی دزفول است که در بیشتر قسمت‌های فروافتادگی دزفول، به پختگی لازم برای تولید هیدروکربن نرسیده است (Bordenave 2014; Motiei 1993). این سازند در فروافتادگی دزفول، در محیط احیایی و مناسبی برای تشکیل سنگ منشأ رسوب کرده است (Bordenave and Huc 1995).

کنار نتایج پیرولیز راک - ایول، امکان بررسی رخساره آلی سازند پابده را نیز فراهم کرده است.

زمین‌شناسی منطقه مطالعه‌شده

میدان نفتی کیلورکریم، یکی از میدان‌های هیدروکربنی واقع در فروافتادگی دزفول جنوبی است که در مجاورت میدان نفتی بی‌بی حکیمه و در حدود ۴۰ کیلومتری شمال خلیج فارس قرار گرفته است (شکل ۱). به‌طور کلی روند کلی این میدان، شمال‌غربی - جنوب‌شرقی است و با یک راندگی از طرف



شکل ۲- ستون چینه‌شناسی مربوط به دوره تریاشیاری و کرتاسه در حوضه زاگرس (James and Wynd 1965)

Fig 2- Chrono-stratigraphic chart of the Tertiary-Cretaceous time intervals in the Zagros basin of Iran (James & Wynd 1965).

متر دارد و از تناوب مارل و آهک تشکیل شده است.

مواد و روش‌ها

روش پیرولیز راک - ایول

در این مطالعه، ۲۲ نمونه خردۀ حفاری از سازند پابده با استفاده از دستگاه راک - ایول ۶ آنالیز شد. این نمونه‌ها با فواصل منظم ۵۰ متری از چاه مطالعه‌شده برداشته شدند. دستگاه راک - ایول ۶ یکی از مقرون به‌صرفه‌ترین روش‌های آزمایشگاهی برای ارزیابی سنگ منشأ و اندازه‌گیری مقدار

مرز زیرین سازند پابده با سازند گورپی، یک ناپیوستگی دارد و مرز بالایی آن با سازند آسماری، به‌صورت تدریجی است (Motiei 1993). از نظر تکامل تکنواستراتیگرافی^۱، ته‌نشینی این سازند در یک حوضه پیش‌خشکی انجام شده است که با یک برآمدگی از حوضه اقیانوسی^۲ تئیس جدا می‌شد (Alipour 2023). به‌طور کلی، سازند پابده در چاه‌های مطالعه‌شده از میدان کیلورکریم، ضخامتی حدود ۲۵۰ تا ۳۰۰

¹ Tectono-stratigraphy
² Oceanic basin

علاوه بر این، تعداد زیادی از پارامترهای ژئوشیمیایی نیز با دستگاه راک - ایول اندازه‌گیری یا محاسبه می‌شوند. به‌طور خلاصه، پیک S_1 ، بیانگر مقدار هیدروکربن‌های آزاد^{۱۰} در نمونه است که در دمای ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد تبخیر و در واحد میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ بیان می‌شود (Behar et al. 2001; Hunt 1996). پیک S_2 ، بیانگر مقدار هیدروکربن‌هایی است که در دمای ۳۰۰ تا ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد در اثر تجزیه کروژن و ترکیبات سنگین‌تر مانند رزین‌ها و آسفالتن‌ها آزاد می‌شوند. پیک S_3 ، بیانگر ترکیبات اکسیژن‌داری است که در دمای ۳۹۰ تا ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد، تجزیه و با واحد میلی‌گرم در هر گرم سنگ نمایش داده می‌شود (Behar et al. 2001). داده‌های T_{max} بیانگر میزان دمایی‌اند که پیک S_2 ، پیشینه خود را در آن نشان می‌دهد و به‌عنوان یک پارامتر نسبتاً مناسب برای ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه سنگ منشأ استفاده می‌شود (Lafargue et al. 1998). شاخص هیدروژن، از نسبت S_2 به مقدار کل کربن آلی و شاخص اکسیژن، از نسبت S_3 به مقدار کل کربن آلی محاسبه می‌شود. درنهایت، شاخص پتانسیل هیدروکربن‌زایی^{۱۱}، حاصل نسبت $S_1/(S_1+S_2)$ است (Behar et al. 2001).

روش پتروگرافی آلی

هدف از پتروگرافی آلی، تخمین میزان بلوغ حرارتی، شناسایی انواع مختلف مواد آلی و فراوانی آنها و درنهایت پی‌بردن به وجود یا وجودداشتن هیدروکربن‌های مهاجرت‌یافته^{۱۲} در لایه‌های شیلی غنی از مواد آلی است (Hackley et al. 2020; Taylor et al. 1998). به‌طور کلی، ماده آلی پراکنده^{۱۳} در شیل‌های سیاه، به دو دسته ماسرال‌های اولیه و ماسرال‌های ثانویه تقسیم می‌شوند (شکل ۳) (Mastalerz et al. 2018). ماسرال‌های اولیه (شامل ویترونیات، اینرتینیات، لیپتینیات و زوکلاست‌ها)، در زمان رسوب‌گذاری و هم‌زمان با تشکیل

کربن آلی^۱ است (Lafargue et al. 1998). از جمله مزایای این دستگاه، بالا بردن دمای آنالیز تا حدود ۸۵۰ درجه سانتی‌گراد، اندازه‌گیری مقدار کل کربن آلی با دقت بالاتر و قدرت تمایز میان کانی‌های کربناتی و کربن معدنی^۲ است (Behar et al. 2001).

برای انجام پیرولیز راک - ایول در این مطالعه، از روش استاندارد (Espitalié et al. 1977; Peters 1986) تبعیت شده است. با توجه به اینکه سازند پابده در چاه‌های مطالعه‌شده با گل پایه روغنی^۳ حفاری شده است، برای رفع آثار آلودگی، ابتدا نمونه‌ها با استفاده از حلال (کلروفرم رقیق شده)^۴ یا دیترجنت شسته و به مدت ۷۲ ساعت، در داخل آن قرار داده شد؛ در قدم بعدی، هر گونه مواد نابرجا^۵ (مانند قطعات میکا و براده‌های آهن) از داخل نمونه‌های خرده‌های حفاری جدا شدند؛ سپس این نمونه‌ها با استفاده از هاون چینی به قطعات ریزتر از ۸۰ میکرون پودر و مقدار ۵۰ تا ۷۰ میلی‌گرم از آنها به‌منظور ارزیابی ژئوشیمیایی به‌وسیله پیرولیز راک - ایول آنالیز شدند.

یکی از کاربردهای داده‌های حاصل از پیرولیز راک - ایول، پلات کردن داده‌های شاخص هیدروژن^۶ در مقابل داده‌های شاخص اکسیژن^۷ و یا داده‌های T_{max} است (Hunt 1996). از این نمودارها برای تعیین نوع ماده آلی و ارزیابی میزان بلوغ حرارتی^۸ استفاده می‌شود (Dembicki 2009; Tissot and Welte 1984). همچنین با استفاده از داده‌های به دست آمده از روش پیرولیز راک - ایول، لاگ‌های ژئوشیمیایی^۹ ترسیم و به این ترتیب تغییرات عمودی و جانبی خصوصیات ژئوشیمیایی بررسی شد (Peters and Cassa 1994; Peters 1986).

¹ Total Organic Carbon (TOC)

² Mineral Carbon

³ Oil-based mud

⁴ Diluted chloroform

⁵ Allochthonous

⁶ Hydrogen Index (HI)

⁷ Oxygen Index (OI)

⁸ Thermal maturity

⁹ Geochemical Logs

¹⁰ Free hydrocarbons

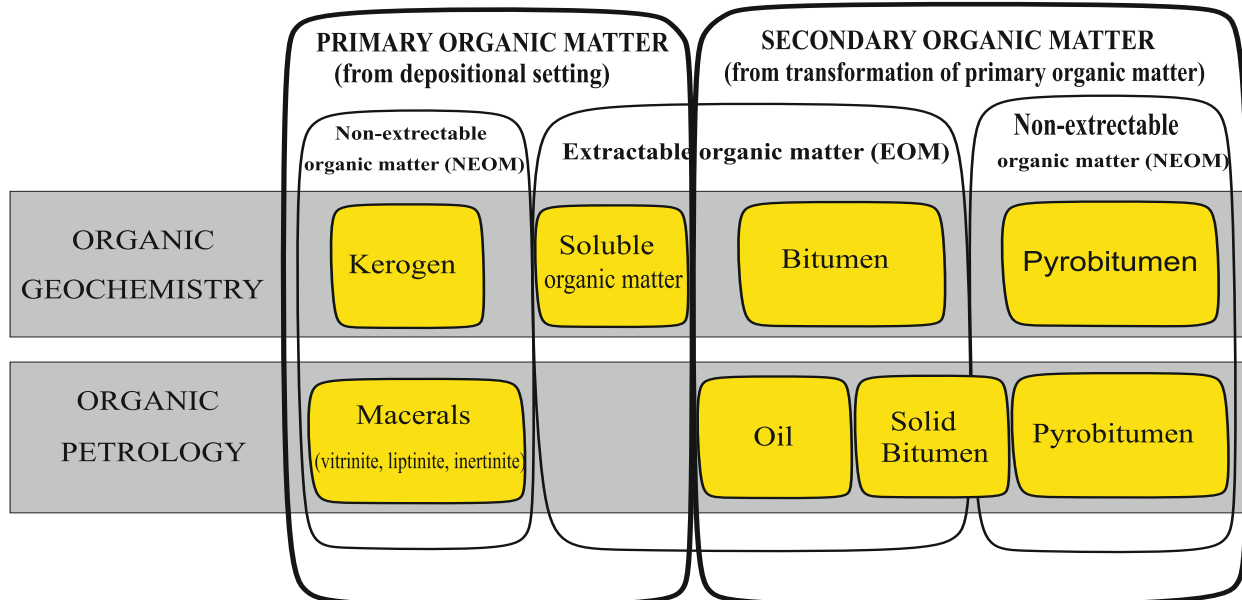
¹¹ Production Index (PI)

¹² Migra-bitumen

¹³ Dispersed organic matter

زمینه معدنی ته نشین می شوند (Liu et al. 2022) و در مقایسه، بلوغ حرارتی اند (Liu et al. 2022; Mastalerz et al. 2018).

ماسرال‌های ثانویه نتیجه دگرسانی ماسرال‌های اولیه در طول



شکل ۳- نام‌گذاری مواد آلی اولیه و ثانویه با استفاده از روش‌های ژئوشیمی آلی و پتروگرافی آلی (Mastalerz et al. 2018)

Fig 3- Classification of primary and secondary macerals based on organic geochemistry and organic petrographic methods (Mastalerz et al. 2018)

اینرتینایت در سنگ‌های منشأ می‌شود (Alipour et al. 2021; Taylor et al. 1998).

ماسرال‌های گروه لیپتینایت، عموماً توان نفت‌زایی بالایی دارند و به صورت تپییک و کروژن نوع I و II طبقه‌بندی می‌شوند (Mastalerz et al. 2018). از جمله ماسرال‌های لیپتینایت که به طور رایج در شیل‌های غنی از مواد آلی دیده می‌شوند، به آلژینایت^۳ و ماده آلی آمورف^۴ اشاره می‌شود (Mastalerz et al. 2018). شایان ذکر است که ماده آلی آمورف، بیتومینایت^۵ یا آمورفینایت^۶ نیز نامیده می‌شود (Mastalerz et al. 2018). در حقیقت، ماده آلی آمورف، به ماده آلی بدون ساختار در شیل‌های سیاه گفته می‌شود که از بقایای تخریب‌شده فیتوپلانکتون‌ها، بقایای حاصل از مرگ و میر زئوپلانکتون‌ها و اجساد حاصل از توده‌های باکتریایی مشتق شده است (Pickel et al. 2017; Teng et al. 2021).

به طور کلی، ماسرال ویتربینایت، از گیاهان عالی زمینی مشتق شده است (Taylor et al. 1998). این ماسرال‌ها پتانسیل زایش نفت پایینی دارند و معمولاً مستعد زایش گاز متان‌اند (Peters and Cassa 1994). ماسرال ویتربینایت، به صورت تپییک و کروژن نوع III طبقه‌بندی شده است (Stach et al. 1982). معمولاً از انعکاس ویتربینایت^۱ برای ارزیابی بلوغ حرارتی مواد آلی موجود در سنگ‌های منشأ هیدروکربنی استفاده می‌شود (Liu et al. 2020; Taylor et al. 1998).

ماسرال اینرتینایت، از ماده آلی آواری^۲ مشتق می‌شود (Taylor et al. 1998). این ماسرال‌ها، تقریباً هیچ پتانسیلی برای زایش هیدروکربن ندارند و به صورت تپییک و کروژن نوع IV طبقه‌بندی می‌شوند (Stach et al. 1982). وقوع آتش‌سوزی دیرینه یا اکسیداسیون مواد آلی قبل از رسوب‌گذاری، از جمله مهم‌ترین عواملی است که باعث به وجود آمدن ماسرال‌های

³ Alginite

⁴ Amorphous organic matter (AOM)

⁵ Bituminite

⁶ Amorphinite

¹ Vitrinite reflectance (VRO%)

² Terrigenous organic matter

به منظور اطمینان از حضور هیدروکربن‌های برج‌ها و آغشته‌نشده‌ها به هیدروکربن‌های نابرجا، از نمودار S_1 در مقابل TOC استفاده شده است (شکل ۴a). در این نمودار نسبت خط S_1/TOC معادل $1/5$ است. مقادیر کمتر از آن، نشان‌دهنده هیدروکربن‌های برج‌ها و بالاتر از این مقدار، دلالت بر وجود هیدروکربن‌های نابرجاست (Hunt 1996). بر این اساس، مقادیر پایین S_1 در مقابل مقادیر بالای TOC، وجود هیدروکربن‌های برج‌ها را نشان می‌دهد. طبق این نمودار، در چاه‌های مربوط به میدان مطالعه‌شده، هیچ‌گونه آثاری از هیدروکربن‌های نابرجا و مهاجرت یافته در سازند پابده مشاهده نمی‌شود و هیدروکربن‌ها مربوط به خود سنگ‌منشأ هستند (شکل ۴a).

به منظور ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند پابده در این میدان، از نمودار تغییرات S_2 در مقابل TOC استفاده شده است (شکل ۴b). براساس این نمودار، پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند پابده در چاه‌های مربوط به میدان کیلورکریم، گستره وسیعی از متوسط تا خوب دارد (شکل ۴b).

مواد آلی ثانویه، شامل بیتومن جامد^۱ و پیروبتومن^۲ است (شکل ۳) (Mastalerz et al. 2018). از دیدگاه پتروگرافی آلی، سالیدبتومن و پیروبتومن، زمانی مایعات با گرانیوی بالا بوده و بعدها به صورت مواد جامد، فضای خالی بین و درون دانه‌های معدنی را پر کرده‌اند (Hackley et al. 2018; Liu et al. 2021; Mastalerz et al. 2018; Teng et al. 2020).

در مطالعه حاضر، پس از بررسی داده‌های حاصل از پیرولیز راک - ایول از چاه ۱ (۲۲ نمونه خردۀ حفاری مربوط به سازند پابده)، تمامی ۱۰ نمونه برای انجام مطالعات پتروگرافی آلی انتخاب شدند (جدول ۱). برای این منظور، قرص‌های صیقلی مطابق با روش‌های استاندارد، در آزمایشگاه زمین‌شناسی نفت دانشگاه شهید چمران اهواز تهیه شدند (Taylor et al. 1998). خردۀهای حفاری در ابتدا، در داخل چسب رزین اپوکسی^۳ قرار داده شدند تا رزین به فضای میان تمام ذرات نفوذ کند؛ سپس یک فعال‌ساز به ترکیب تهیه‌شده اضافه و بعد از سفت شدن، سطح نمونه‌ها صیقل داده شد (Bustin et al. 1983). برای انجام مطالعات پتروگرافی آلی در این مطالعه، قرص‌های صیقلی تهیه‌شده با استفاده از میکروسکوپ انعکاسی مدل Zeiss-AxioPlan-II موجود در آزمایشگاه نفت دانشگاه شهید چمران اهواز، با بزرگ‌نمایی ۱۰۰ برابر و به حالت مستغرق در روغن امرسیون^۴ مطالعه

نتایج

نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول

نتایج حاصل از آنالیز راک - ایول، نمونه‌های سازند پابده در میدان کیلورکریم، نشان‌دهنده حضور نسبتاً چشمگیر مواد آلی در سازند مطالعه‌شده است که به صورت مقادیر TOC در محدوده $0/20$ تا $2/25$ و مقادیر S_2 در محدوده $0/70$ تا $8/75$ ثبت شده‌اند (جدول ۱).

¹ Solid bitumen

² Pyro-bitumen

³ Epoxy resin

⁴ Immersion oil

جدول ۱- نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول نمونه‌های سازند پابده در چاه ۱ از میدان نفتی کیلورکریم (نمونه‌های انتخاب شده برای مطالعات پتروگرافی آلی، با علامت ستاره مشخص شده‌اند)

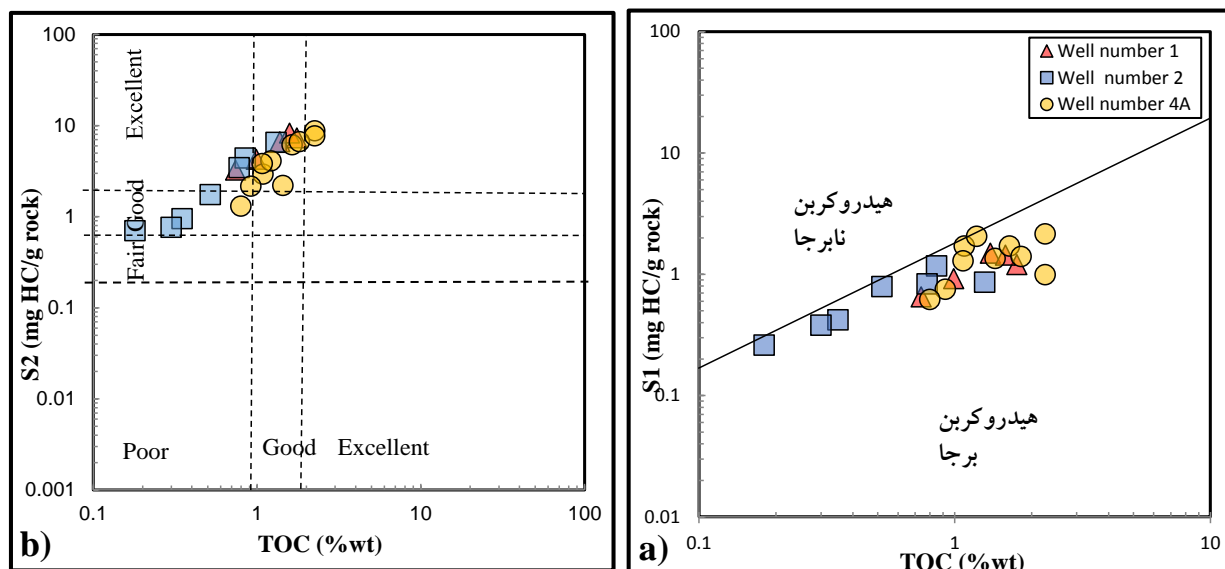
Table 1- Results from Rock-Eval pyrolysis of Pabdeh samples from well#1 of the Kilur-Karim Oilfield (Samples selected for organic petrographic studies, are shown with asterisk)

Formation	Oilfield	Well No.	Depth (m)	PI (S ₁ /S ₁ +S ₂)	S ₁ (mg HC/g rock)	S ₂ (mg HC/g rock)	T _{max} (°C)	HI (mg HC/g TOC)	OI (mg CO ₂ /g TOC)	TOC (wt%)
Pabdeh	Kilur-Karim	KK-1	2802*	0.17	0.65	3.23	433	434	110	0.74
			2849*	0.14	1.2	7.34	436	419	87	1.75
			2903*	0.18	1.49	6.65	433	481	74	1.38
			2948*	0.15	1.44	8.25	435	521	94	1.58
			3043*	0.18	0.92	4.25	436	431	76	0.99
		KK-2	3070	0.27	0.26	0.7	434	390	205	0.18
			3121	0.31	0.42	0.95	433	272	107	0.35
			3169*	0.31	0.79	1.74	433	331	63	0.52
			3224*	0.21	1.17	4.4	437	519	40	0.85
			3278*	0.12	0.86	6.52	436	496	50	1.31
			3320*	0.19	0.83	3.44	437	439	75	0.78
			3368	0.33	0.38	0.76	438	256	175	0.3
		KK-4A	2916	0.37	1.71	2.92	435	267	72	1.09
			2936	0.33	2.05	4.07	430	333	89	1.22
			2956	0.25	1.29	3.82	433	353	93	1.08
			2976	0.2	2.15	8.74	437	387	67	2.26
			2996*	0.38	1.35	2.19	435	152	79	1.44
			3016	0.22	1.71	6.13	434	374	80	1.64
			3036	0.17	1.4	6.63	435	364	100	1.82
			3056	0.11	0.99	7.67	434	340	104	2.26
			3076	0.26	0.75	2.15	439	235	223	0.92
			3116	0.32	0.62	1.3	438	163	216	0.8

Note: * = Samples selected for organic petrography

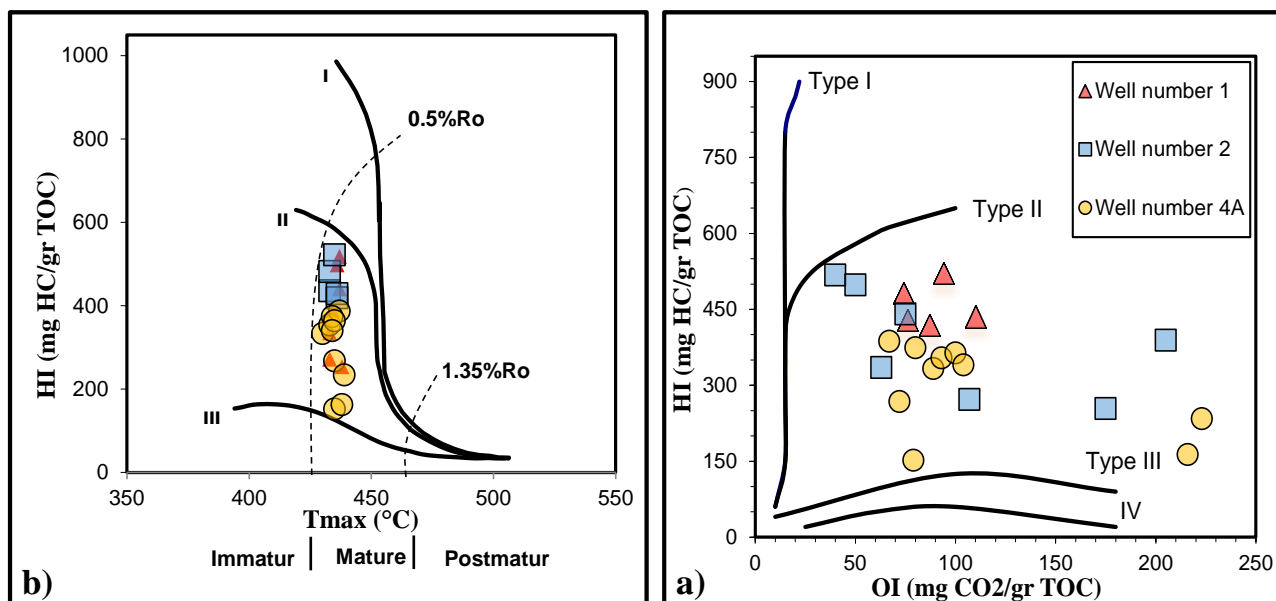
علاوه بر این، با توجه به قرائت‌های بالاتر از ۴۳۳ درجه برای پارامتر T_{max}، بیشتر نمونه‌های سازند پابده در چاه‌های مطالعه شده، در مراحل ابتدایی ورود به پنجره نفتی قرار دارد. این نکته به خوبی در نمودار HI در مقابل T_{max} مشاهده شدنی است (شکل ۵b).

با توجه به اینکه بیشتر نمونه‌های مطالعه شده از سازند پابده در میدان کیلورکریم، مقادیر شاخص هیدروژن بالاتر از ۳۰۰ دارند، براساس نمودار HI در مقابل OI، عمده کروژن موجود در نمونه‌های سازند پابده از نوع II/III است که با وجود مواد آلی آمورف در نمونه‌ها هم‌خوانی دارد (شکل ۵a).



شکل ۴- نمودار S_1+S_2 در مقابل TOC (a) و نمودار S_1 در مقابل TOC (b) برای مقایسه رخداد هیدروکربن‌های برجا و نابرجا در چاه‌های مطالعه‌شده از میدان نفتی کیلور کریم

Fig 4- Diagrams of S_1+S_2 versus TOC (a) and S_2 versus TOC (b) for compare the autochthonous and allochthonous hydrocarbon in the studied wells from Kilur-Karim Oilfield

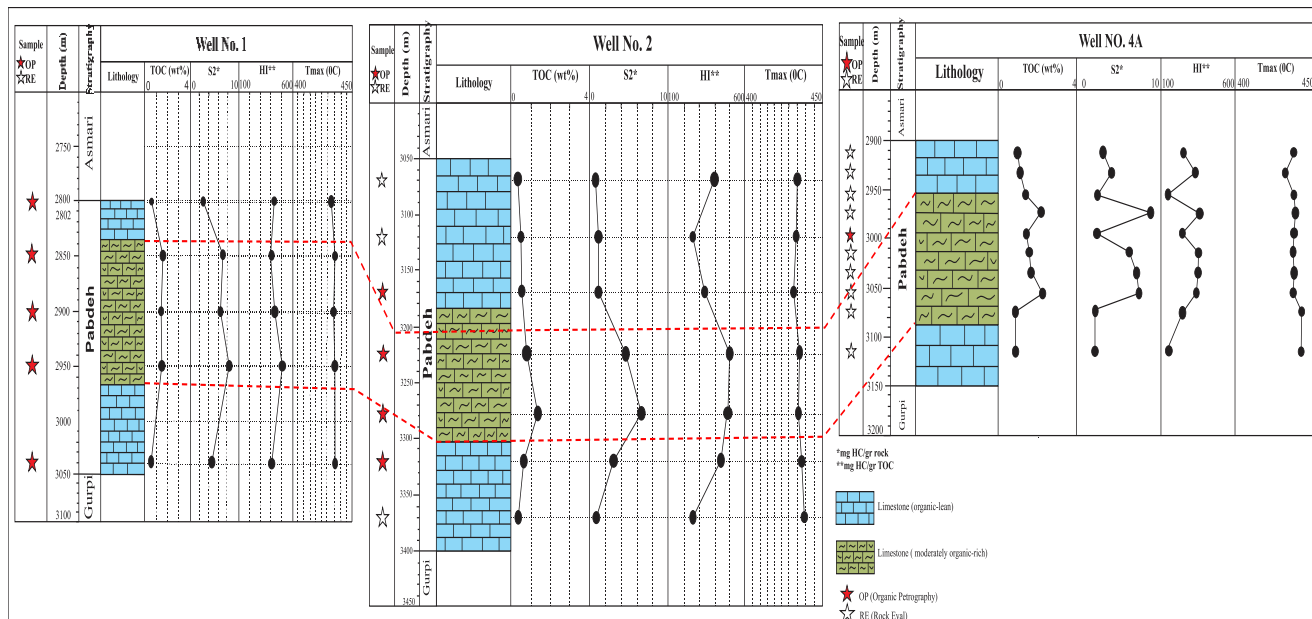


شکل ۵- نمودار HI در مقابل OI برای تعیین نوع ماده آلی (a) و نمودار HI در مقابل T_{max} (b) برای ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه‌های سازند پابده در چاه‌های مطالعه‌شده از میدان نفتی کیلور کریم

Fig 5- Diagrams of HI versus OI (a) and HI versus T_{max} (b) for determining the type and thermal maturity of the organic matter of the Pabdeh Formation in Kilur-Karim Oilfield

تغییرات TOC است. براساس این تغییرات، یک بخش غنی از ماده آلی در بخش‌های میانی سازند پابده قرار دارد که دارای بالاترین مقادیر از دو پارامتر مذکور است (شکل ۶).

علاوه بر این، بررسی داده‌های حاصل از پیرولیز راک - ایول نمونه‌های سازند پابده به صورت عمودی در امتداد چاه‌های مطالعه‌شده (شکل ۶)، نشان می‌دهد تغییرات S_2 منطبق بر



شکل ۶- تغییرات عمودی در داده‌های حاصل از پیرولیزراک - ایول نمونه‌های مربوط به سازند پابده در چاه‌های مطالعه‌شده از میدان کیلورکریم

Fig 6- Vertical variations in the Rock-Eval pyrolysis data of the Pabdeh Formation in studied well from the Kilur-Karim Oilfield

فرمبوتید در سنگ‌های منشأ، دلالت بر استمرار شرایط احیایی^۳ دارند و معمولاً همراه با حفظ‌شدگی بالای ماده آلی در داخل سنگ‌اند (Alipour 2022). این بخش‌ها از نظر سنگ‌شناسی، به رنگ قهوه‌ای تیره دیده می‌شوند و عمدتاً از مارل تشکیل شده‌اند (شکل ۸).

با توجه به نتایج حاصل از پتروگرافی آلی (شکل ۷ و ۸)، سازند پابده در میدان کیلورکریم، یک بخش نسبتاً غنی از مواد آلی دارد که به وسیله بخش‌های فقیرتر در بالا و پایین احاطه شده است. این نتیجه‌گیری به‌خوبی با نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول (شکل ۵ و ۶) نیز هم‌خوانی دارد. همچنین شایان ذکر است که نتایج حاصل از پتروگرافی آلی، نشانگر حضور بیتومن جامد در بخش‌های مختلف از سازند پابده است (شکل ۸). حضور این مواد آلی در داخل نمونه‌های مطالعه‌شده، شاهدی بر شروع فرآیند هیدروکربن‌زایی از سازند پابده در میدان مطالعه‌شده است. البته این گفته با نتایج به دست آمده از پیرولیز راک - ایول (شکل ۵b) هم‌خوانی کامل دارد.

نتایج حاصل از پتروگرافی آلی

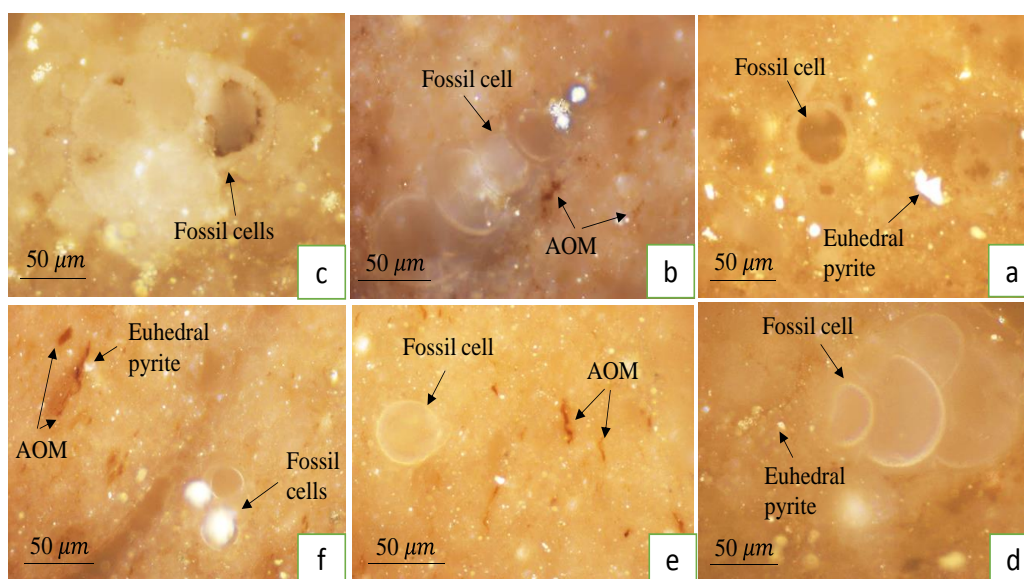
نتایج به دست آمده از مطالعات پتروگرافی آلی بر نمونه‌های مطالعه‌شده از سازند پابده، نشان دادند که بخش‌های بالا و پایین سازند پابده عمدتاً رخساره فقیر از ماده آلی (شکل ۷) و بخش‌های میانی آن رخساره نسبتاً غنی از ماده آلی (شکل ۸) دارد. به عبارت دیگر، نمونه‌های مربوط به بخش‌های بالا و پایین سازند پابده، مقدار ناچیزی از مواد آلی آمورف دارند و عمدتاً در بر دارنده مقادیر زیادی از بقایای فسیلی‌اند (شکل ۷). در این بخش‌ها، پیریت معمولاً به‌صورت شکل‌دار^۱ دیده می‌شود (شکل ۷). همچنین از لحاظ سنگ‌شناسی، بخش‌های مذکور عمدتاً از آهک تشکیل می‌شوند و زمینه نیز به رنگ روشن دیده می‌شود (شکل ۷).

در مقابل، بخش‌های میانی سازند پابده، مقادیر درخور توجهی از مواد آلی آمورف‌اند و پیریت‌های موجود در نمونه‌های مربوط به این بخش‌ها، عمدتاً به‌صورت فرمبوتید^۲ دیده می‌شوند (شکل ۸). حضور مقادیر چشمگیری از بیتومن جامد در مجاورت مواد آلی آمورف در این قسمت‌ها، نشان‌دهنده آن است که این نمونه‌ها به بلوغ نسبتاً کافی برای زایش هیدروکربن رسیده‌اند. شایان ذکر است که وجود پیریت

¹ Euhedral pyrite

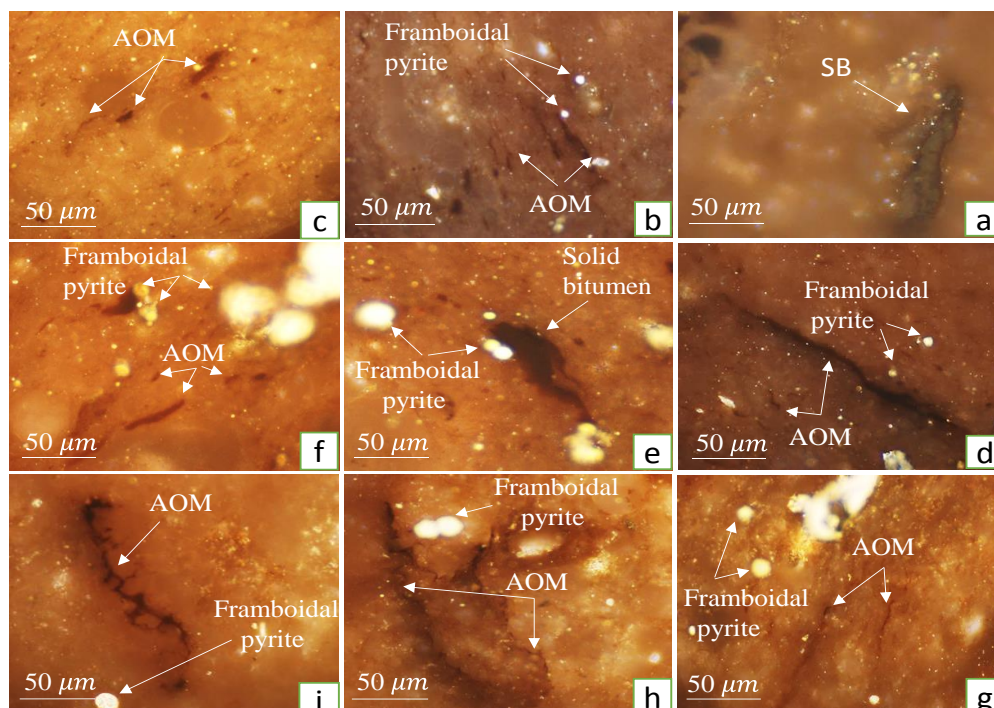
² Framboidal pyrite

³ Anoxic conditions



شکل ۷- تصاویر میکروسکوپی نمونه‌های فقیر از ماده آلی سازند پابده در چاه ۱ (نمونه‌های a, b, c از اعماق ۲۸۰۲ و ۳۰۴۳ متر) و در چاه ۲ (نمونه‌های d, e, f از اعماق ۳۱۶۹ و ۳۳۲۰ متر) (مستغرق در روغن و بزرگ‌نمایی ۱۰۰ برابر) (تحت نور انعکاسی)

Fig 7- Microscopic photomicrographs from organic-poor facies of the Pabdeh Formation at well-1 (a, b, and c from 2849 and 3043 meters) and well-2 (d, e, and f from 3169 and 3320 meters) (Oil immersion view 100×) (under reflected light)



شکل ۸- تصاویر میکروسکوپی نمونه‌های غنی از ماده آلی سازند پابده در چاه ۱ (نمونه‌های a, b, c از اعماق ۲۸۴۹، ۲۹۰۳ و ۲۹۴۸ متر)، چاه ۲ (نمونه‌های d, e, f از اعماق ۳۲۲۴ و ۳۲۷۸ متر) و چاه ۴ (نمونه‌های g, h, i از عمق ۲۹۹۶ متر) (مستغرق در روغن و بزرگ‌نمایی ۱۰۰ برابر) (تحت نور انعکاسی)

Fig 8- Microscopic photomicrographs from organic-rich sections of the Pabdeh Formation at well-1 (a, b and c respectively from depths 2849 m, 2903 m and 2948 m), well-2 (d, e and f from depths 3224 m and 3278 m) and well-4A (g, g and h from 2996 m) (Oil immersion view 100×) (under reflected light)

نتیجه

براساس نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول و پتروگرافی آلی نمونه‌های مربوط به سازند پابده در ۳ چاه از میدان نفتی کیلورکریم، پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند پابده در این میدان ضعیف تا نسبتاً خوب است. طبق نمودارهای HI در مقابل OI، این سازند دارای کروژن نوع II/III است و در ابتدای ورود به پنجره هیدروکربن‌زایی قرار دارد. براساس نمودار S₂ در مقابل TOC، پتانسیل زایش هیدروکربن نمونه‌های سازند پابده در این میدان، در محدوده متوسط تا خوب قرار دارد. همچنین بالا بودن مقادیر S₂ و TOC در بخش میانی سازند پابده، نشان‌دهنده غنی بودن این بخش‌ها نسبت به بخش‌های زیرین و بالایی سازند است. براساس مطالعات پتروگرافی، قسمت میانی سازند پابده با زمینه تیره مارلی در محیط نسبتاً احيایی تشکیل می‌شود و مقادیر درخور توجهی از مواد آلی آمورف دارد. قسمت‌های بالا و پایین این سازند، با زمینه آهک روشن در محیط اکسیک‌ته‌نشین شده است و مقادیر ناچیزی از ماده آلی دارد؛ در نتیجه، فقط بخش میانی سازند پابده در میدان مطالعه‌شده، پتانسیل هیدروکربن‌زایی دارد و می‌تواند در تغذیه احتمالی سیستم‌های هیدروکربنی در حوضه زاگرس نقش داشته باشد. این نتایج، نه تنها برای مطالعات مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی راهگشاست، در بازسازی شرایط محیط رسوبی دیرینه سازند پابده نیز بسیار حائز اهمیت است.

References

- Alizadeh B. Sarafdokht H. Rajabi M. Opera A. and 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.
- Behar F. Beaumont V. and Penteadó H. D. B. 2001. Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil and Gas Science and Technology*, 56(2): 111-134.
- Bordenave M. L. 2014. Petroleum systems and distribution of the oil and gas fields in the Iranian part of the Tethyan region. In: Marlow L. Kendall C. and Yose L. (Eds.), *Petroleum Systems of the Tethyan Region*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 106: 505-540.
- Bordenave M. L. and Huc A. Y. 1995. The Cretaceous source rocks in the Zagros foothills of Iran. *Revue Institut Français du Pétrole*, 50: 727-753.
- Bustin R. M. Cameron A. I. Grieve D. A. and Kalkreuth W. D. 1983. Coal petrology, its principals, methods and applications, *Geological Association of Canada*, 230 p.
- Dembicki H. J. 2009. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 93(3): 341-356.
- Espitalié J. Laporte J. L. Madec M. Marquis F. Leplat P. Paulet J. and Boutefeu A. 1977. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Oil and Gas Science and Technology*, 32(1): 23-42.
- Hackley P. C. Valentine B. J. and Hatcherian J. J. 2018. On the petrographic distinction of bituminite from solid bitumen in immature to early mature source rocks. *International Journal of Coal Geology*, 196: 232-245.
- Hackley P. C. Zhang T. Jubb A. M. Valentine B. J. Dulong F. T. Hatcherian J. J. M. and Geology P. 2020. Organic petrography of Leonardian (Wolfcamp A) mudrocks and carbonates, Midland Basin, Texas. The fate of oil-prone sedimentary organic matter in the oil window. *Marine and Petroleum Geology*, 112:104086.
- Hunt J. M. 1996. *Petroleum geochemistry and geology*, WH Freeman and Company, 734 p.
- James G. and Wynd J. 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 49(12): 2182-2245.
- Karimi A. R. Rabbani A. R. Kamali M. R. and 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 Geosciences*, 9(5): 423.
- Lafargue E. Marquis F. and Pillot D. 1998. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration,
- Alipour M. 2022. Organic facies and paleo-depositional environments of the Aptian-Albian Kazhdumi source rock in the Zagros Basin of Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 145: 105887.
- Alipour M. 2023. Collision along irregular plate margin controlled the tectono-stratigraphic evolution of the Iranian Zagros fold and thrust belt. *Marine and Petroleum Geology*, 154: 106311.
- Alipour M. Alizadeh B. Jahangard A. A. and Gandomi-Sani A. R. 2021. Wildfire events at the Triassic-Jurassic boundary of the Tabas Basin, Central Iran. *International Journal of Coal Science and Technology*, 8: 897-907.
- Alizadeh B. Opera A. Kalani M. and Alipour M. 2020. Source rock and shale oil potential of the Pabdeh Formation (Middle-Late Eocene) in the Dezful Embayment, southwest Iran. *Geologica Acta*, 18: 1-22.

- Classification of liptinite-ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*, 169: 40-61.
- Safaei-Farouji M. Kamali M. R. and Hakimi M. H. 2021. Hydrocarbon source rocks in Kazhdumi and Pabdeh formations - A quick outlook in Gachsaran oilfield, SW Iran. *Petroleum Exploration and Production Technology*, 12:1489-1507.
- Stach E. Mackowsky M. T. Teichmuller M. Taylor G. Chandra D. and Teichmuller R. 1982. Stach's textbook of coal petrology, Berlin, Gebruder, Borntraeger, 535 p.
- Taylor G. H. Teichmüller M. Davis A. Diessel C. Littke R. and Robert P. 1998. *Organic Petrology*, Berlin, Gebruder Borntraeger, 704 p.
- Teng J. Mastalerz M. and Liu B. 2021. Petrographic and chemical structure characteristics of amorphous organic matter in marine black shales: Insights from Pennsylvanian and Devonian black shales in the Illinois Basin. *International Journal of Coal Geology*, 235: 103676.
- Tissot B. P. and Welte D. H. 1984. *Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration*, Springer Science & Business Media, 723 p.
- Vatandoust M. Faghieh A. Asadi S. Azimzadeh A. M. and Heidarifard M. H. 2020, Study of hydrocarbon generation and 1D-2D modeling of hydrocarbon migration at the Karanj and Parsi oilfields, Southern Dezful Embayment, SW Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 113: 104095.
- production, and soil contamination studies. *Oil and Gas Science and Technology*, 53(4): 421-437.
- Liu B. Mastalerz M. and Schieber J. 2022. SEM petrography of dispersed organic matter in black shales. A review: *Earth-Science Reviews*, 224: 103874.
- Liu B. Teng J. Mastalerz M. and Schieber J. 2020. Assessing the thermal maturity of black shales using vitrinite reflectance: Insights from Devonian black shales in the eastern United States. *International Journal of Coal Geology*, 220: 103426.
- Mastalerz M. Drobniak A. and Stankiewicz A. 2018. Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *International Journal of Coal Geology*, 195: 14-36.
- Motiei H. 1993. Stratigraphy of Zagros, in Hushmandzadeh A. (Ed.), *Treatise of Geology of Iran*, Volume 1: Tehran, Geological Survey of Iran, p 536.
- Peters K. E. and Cassa M. R. 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon L. and Dow W. G. (Eds.), *Petroleum system-From source to trap*, American Association of Petroleum Geologists Memoir, 96: 93-120.
- Peters K. E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70(3): 318-329.
- Pickel W. Kus J. Flores D. Kalaitzidis S. Christanis K. Cardott B. Misz-Kennan M. Rodrigues S. Hentschel A. and Hamor-Vido M. 2017.