

Research Article**Evaluation of hydrocarbon potential and depositional environments of the Laffan Formation in the Binak Oilfield**Zolfaghar Eivazi Nejad¹, Bahram Alizadeh², Majid Alipour^{2*}

1- Masters Student, Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basin, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

2- Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basin, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

Keywords: Laffan Formation, Source rock evaluation, Rock-Eval 6 pyrolysis, Organic petrography, Pyrolysis-Gas chromatography

1- Introduction

The need to explore new oil resources has led petroleum geologists to pay increasing attention to the issues of hydrocarbon generation, expulsion, migration, and entrapment in the subsurface. To better understand the petroleum systems in a sedimentary basin and to reduce the risk of exploration, the existing source rock, and its maturity should be thoroughly evaluated. Hydrocarbon source rocks are fine-grained organic-rich rocks that are capable of generating hydrocarbons (potential source rocks) or have already generated significant amounts of hydrocarbons (effective source rocks) (Peters et al., 2005). The study area is a part of the Zagros Fold-and-Thrust Belt (ZFTB) in the southwest of Iran (southern Dezful Embayment). The Dezful Embayment is located southwest of the Zagros and covers an area of about 40,000 km². Despite its relatively small area, this area has a large part of Iran's hydrocarbon reserves. There are about 45 huge oilfields in the Dezful Embayment, most of which are associated with gas cap (Bordenave, 1995). The Binak Oilfield is located southwest of Dezful Embayment. The presence of oil in this field was proven in 1960 after drilling well number 1 and its production started in 1967 and after drilling well number 2 (Ansari, 1975). In this study, the Rock-Eval 6 pyrolysis, organic petrography and pyrolysis-gas chromatography have been used for geochemical evaluation of the studied source rocks.

2- Methodology

To investigate the hydrocarbon potential of possible source rocks in the study area, 39 cutting samples were taken from 5 wells of the Binak Oilfield. Among the collected samples, 22 samples were analyzed by Rock-Eval 6 pyrolysis. Also, in the next step, all the studied samples were examined by organic petrographic techniques. Finally, 12 samples were selected for pyrolysis-gas chromatography.

3-Results and discussion**3-1- Rock-Eval Pyrolysis results**

The S₁ versus TOC is used to ensure that the studied samples are not contaminated. Based on the diagram of HI versus OI, the kerogen type of the Laffan Formation is a mix of type II and III kerogen. The hydrocarbon potential of the Laffan Formation is evaluated according to the diagrams of S₁+S₂ versus TOC, which shows that the Laffan Formation has weak to excellent hydrocarbon potential in the Binak Oilfield (Fig. 1).

3-2- Organic petrographic results

* Corresponding author: alipour.magid@gmail.com

DOI: 10.22055/AAG.2022.39631.2269

Received 2022-01-02

Accepted 2022-05-27

By examining the samples in the studied wells by Rock-Eval 6 pyrolysis device, wells 17, 9, 10, 18 and 4, respectively, were identified as ideal for the petrographic study of the Laffan Formation. Fusinite, bituminite, semifusinite, and inertodetrinite were observed in the studied samples.

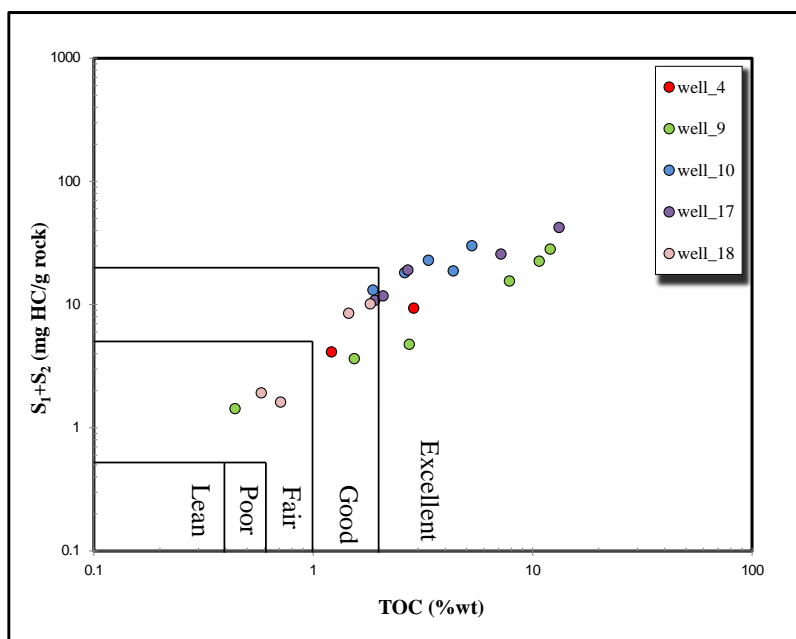


Fig. 1. Plots of S_1+S_2 versus TOC (Huang et al., 1999) in order to evaluate the hydrocarbon generation potential of the studied samples of the Laffan Formation in the Binak Oilfield.

Organic petrographic results indicate that the main components of organic matter in this formation are mainly inertinite, bituminite, and also a small amount of amorphous organic matter. The presence of liptinites and inertinite together confirms the type II and IV kerogen mixture in the Laffan Formation. It is noteworthy that the presence of bituminite in the studied samples has a great impact on the results of Rock-Eval pyrolysis. Thus, geochemical assessment of the Laffan Formation based solely on Rock-Eval results may lead to erroneous interpretation. Therefore, in this study, the geochemical evaluation of the Laffan Formation is conducted by combining organic petrographic and Rock-Eval pyrolysis results. Accordingly, it is concluded that the organic matter in the Laffan Formation is composed mainly of inertinite and bituminite and has very low hydrocarbon potential.

3-3- Pyrolysis-Gas Chromatography

Additional studies were performed on 12 samples selected from the Laffan Formation using the results of pyrolysis-gas chromatography. Considering the public shape of the chromatograms obtained from PY-GC analysis, which show that the initial depositional environment of the Laffan Formation was predominantly oxic marine (Fig. 2). The abundance of the inertinite also indicates that the primary deposition medium of the Laffan Formation is the oxic marine.

4- Conclusions

Based on the results of Rock-Eval 6 pyrolysis, the kerogen type of the Laffan Formation in the Binak Oilfield is a mixed of type II and III kerogen, which is also confirmed by the HI versus T_{max} diagrams. In addition, the plots of Hydrogen Index (HI) versus T_{max} indicate that the studied samples have reached the early stages of oil generation (T_{max} above 435 °C; $R_o > 0.5$). Plots of S_1+S_2 versus TOC suggest weak to excellent hydrocarbon potential for the Laffan Formation.

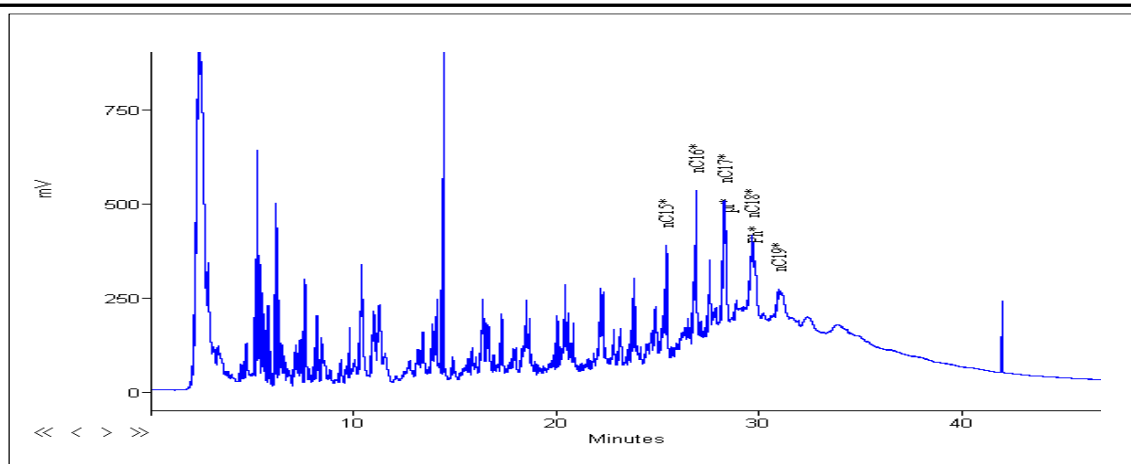


Fig. 2. Chromatogram resultant from PY-GC analysis for well No. 10 of the Binak Oilfield, Laffan Formation, sample 4, (BK10La4).

However, organic petrographic examination shows that the main components of organic matter in this formation are mainly inertinite, bituminite along subordinate amounts of amorphous organic matter (AOM). It is noteworthy that the presence of bituminite in the studied samples has a great impact on the results of Rock-Eval pyrolysis. Thus, geochemical evaluation of the Laffan Formation may lead to erroneous interpretations of the Rock-Eval pyrolysis data. Therefore, in this study, geochemical evaluation of the Laffan Formation has been done by combining organic petrographic and Rock-Eval pyrolysis results. Accordingly, it is concluded that the organic matter in the Laffan Formation is mainly composed of Inertinite and lacks significant hydrocarbon potential. Based on the results of this study, for reliable geochemical evaluation of the Laffan Formation, the Rock-Eval Pyrolysis results should be combined with organic petrographic observations. Considering the public shape of the chromatograms obtained from PY-GC analysis, which show that the initial depositional environment of the Laffan Formation was predominantly oxic marine.

References

- Ansari, A., Shirmohammadi, N.H, 1975. The Binak Field reservoir study Asmari and Bangestan. Report No. P-2724, Reservoir Geology and reservoir engineering studies department, Oil Service Company of Iran, Ahwaz.
- Bordenave, M., Huc, A., 1995. The Cretaceous source rocks in the Zagros foothills of Iran: *Revue de L'institut Français du Pétrole* 50(6), 27-752.
- Huang, D., Liu, B., Wang, T., Xu, Y., Chen, S., Zhao, M., 1999. Genetic type and maturity of Lower Paleozoic marine hydrocarbon gases in the eastern Tarim Basin. *Chemical Geology* 162(1), 65-77.
- Hunt, J., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*, WH Freeman and Co, San Francisco, 743 p.
- Peters, K.E., Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J., 2005. *The biomarker guide*, Cambridge University Press, 1155 p

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Eivazi Nejad, Z., Alizadeh, B., Alipour, M., 2022. Evaluation of hydrocarbon potential and depositional environments of the Laffan Formation in the Binak Oilfield. *Adv. Appl. Geol.* 12(3), 557-572.

DOI: 10.22055/AAG.2022.39631.2269

url: https://aag.scu.ac.ir/article_17736.html?lang=en

©2022 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 پتانسیل هیدروکربن‌زایی و محیط رسوبگذاری دیرینه سازند لافان در میدان نفتی بینک

ذوالفقار عیوضی‌نژاد

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

بهرام علیزاده

گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

مجید علیپور*

گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

*alipour.magid@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۰/۱۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۳/۰۶

چکیده

در این مطالعه، به بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی و محیط رسوبگذاری سازند لافان در میدان نفتی بینک پرداخته شده است. براساس نتایج حاصله از راک - ایول ۶، نوع کروژن سازند لافان تلفیقی از نوع II و III می‌باشد. براساس تقسیم‌بندی سنگ‌منشاء از لحاظ محتوی کل کربن آلی (TOC) سازند لافان در محدوده خوب تا بسیار خوب قرار می‌گیرد. پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند لافان با توجه به نمودار تغییرات S_1+S_2 در برابر TOC نشان می‌دهد که سازند لافان در میدان نفتی بینک دارای پتانسیل هیدروکربنی ضعیف تا عالی می‌باشد. با این حال ارزیابی کیفی پتروگرافی آلی نشان داد که اجزای اصلی مواد آلی در این سازند عمدتاً شامل اینرتینایت (Inertinite)، بیتومینایت (Bituminite) و همچنین مقدار جزئی ماده آلی آمورف (Amorphous) می‌باشد. وجود لیپتینایت‌ها و اینرتینایت‌ها در کنار یکدیگر تصدیق‌کننده مخلوط کروژن نوع II و IV در سازند مورد مطالعه می‌باشد. همچنین حضور بیتومینایت در نمونه‌های مورد مطالعه بر نتایج حاصل از آنالیز راک - ایول تأثیر زیادی گذاشته است. بدین ترتیب بهتر است برای ارزیابی صحیح ویژگی‌های ژئوشیمیایی سازند لافان، از نتایج پتروگرافی آلی در کنار نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول استفاده شود. بر همین اساس، نتیجه گرفته می‌شود که ماده آلی موجود در سازند لافان عمدتاً از اینرتینایت تشکیل شده و فاقد پتانسیل هیدروکربن‌زایی قابل توجه می‌باشد. با در نظر گرفتن شکل عمومی کروماتوگرام‌های به‌دست آمده از آنالیز PY-GC می‌توان گفت که محیط رسوبگذاری اولیه سازند لافان، محیط دریایی اکسیدان می‌باشد. نتایج حاصل از این مطالعه می‌تواند برای شناخت بهتر سیستم هیدروکربنی کرتاسه در منطقه مورد مطالعه مفید باشد.

واژه‌های کلیدی: سازند لافان، ارزیابی سنگ‌منشاء، پیرولیز راک - ایول ۶، پتروگرافی آلی، پیرولیز - کروماتوگرافی گازی

مقدمه

منطقه مورد مطالعه، قسمتی از زاگرس چین‌خورده است که در جنوب‌غرب ایران (فروافتادگی دزفول جنوبی) قرار دارد. فروافتادگی دزفول در جنوب‌غرب روراندگی زاگرس واقع شده است و حدود ۴۰۰۰۰ کیلومتر مربع وسعت دارد. این ناحیه با وجود مساحت نسبتاً کم خود بخش اعظمی از ذخایر هیدروکربنی ایران را در خود جای داده است. در ناحیه فروافتادگی دزفول حدود ۴۵ میدان عظیم نفتی وجود دارد که غالب این مخازن با کلاهک گازی (Gas cap) همراه هستند (Bordenave, 1995).

میدان نفتی بینک در جنوب‌غرب فروافتادگی دزفول جنوبی واقع شده است. این میدان در مجاورت خلیج فارس و در ۲۲ کیلومتری

برای شناخت و درک بهتر از سیستم نفتی یک حوضه و همچنین کاهش ریسک اکتشاف در آن باید نوع سنگ‌منشاء و بلوغ حرارتی آن کاملاً ارزیابی شود. سنگ‌های منشأ هیدروکربنی سنگ‌های دانه‌ریز و غنی از ماده آلی هستند که توانایی تولید هیدروکربن را دارا باشند (سنگ‌های منشأ بالقوه)، یا قبلاً مقادیر قابل توجهی هیدروکربن را تولید کرده باشند (سنگ‌های منشأ مؤثر)، و یا اینکه پتانسیل منشأ بودن آنها هنوز مورد ارزیابی قرار نگرفته باشد (سنگ‌منشاء احتمالی) (Peters et al., 2005).

شمال غرب بندر گناوه و در جنوب میادین رگ سفید و بی‌بی حکیمه و مجاورت میدان کیلور کریم قرار دارد (شکل ۱). میدان نفتی بینک، میدان نسبتاً کوچکی است اما با این وجود از نظر میزان ذخیره نفتی جزء میادین عظیم نفتی ایران محسوب می‌شود. وجود نفت در این میدان در سال ۱۹۶۰ میلادی و پس از حفر چاه شماره ۱ به اثبات رسید و تولید از آن در سال ۱۹۶۷ و پس از حفری چاه شماره ۲ آغاز گردید (Ansari, 1975).

همچنین در مطالعات پیشین پتانسیل تولیدی سنگ‌های منشاء احتمالی موجود در میدان نفتی بینک، مورد بررسی قرار گرفته است. در این مطالعات سازندهای بررسی شده شامل پابده، گورپی، لافان، سروک و کژدمی می‌باشند. نتایج نشان داده است که پتانسیل تولید هیدروکربنی سازندهای پابده و گورپی در این میدان پایین بوده، در حالی که سازندهای کژدمی و لافان از پتانسیل تولید خوبی برخوردار هستند و به‌عنوان سنگ منشاءهای اصلی تولید هیدروکربن در این میدان عمل می‌کنند. بر اساس این که سازند لافان به‌عنوان سنگ‌منشاء احتمالی در میدان نفتی بینک شناخته شده است، لیکن در این مطالعه برای ارزیابی دقیق‌تر خصوصیات ژئوشیمی آلی آن از پارامترهای راک - ایول ۶، پتروگرافی آلی و پیرولیز - کروماتوگرافی گازی استفاده شده است. به همین منظور سعی بر آن بوده است تا با بهره‌جویی از نتایج مطالعات ژئوشیمیایی سازند لافان، جایگاه این سازند را به لحاظ توان هیدروکربن‌زایی مشخص کرده و محیط رسوبگذاری آن را تا حد امکان ارزیابی کرد. نتایج حاصل از این مطالعه می‌تواند برای شناخت بهتر سیستم نفتی کرتاسه در میدان نفتی بینک موثر واقع شود.

روش مطالعه

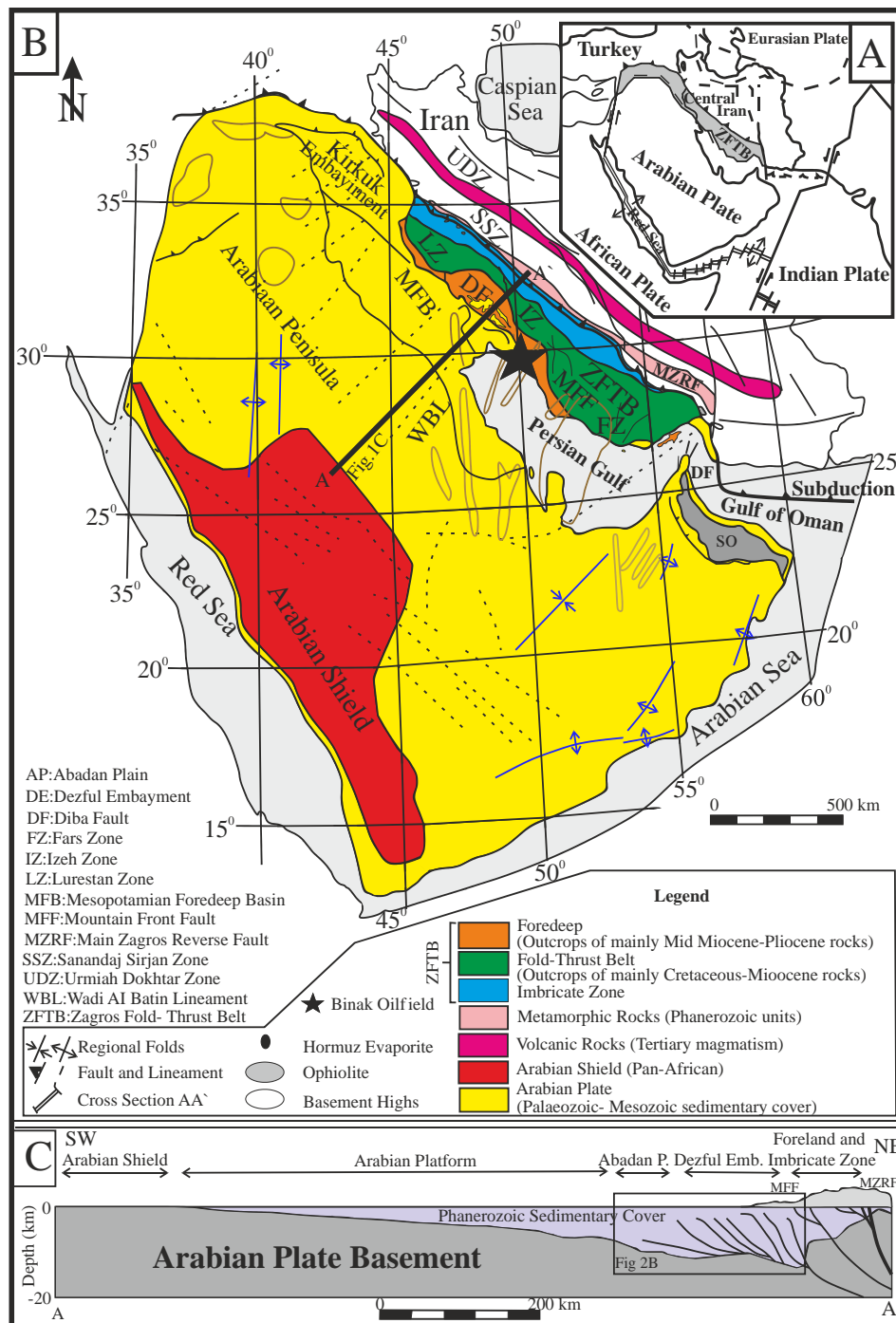
بر اساس روش پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ‌منشاء احتمالی در منطقه مورد مطالعه، تعداد ۳۹ نمونه خرده حفاری (Cutting) از ۵ حلقه چاه از سازند لافان برداشته شده است. جهت نمونه‌برداری از خرده‌های حاصل از حفاری از این چاه‌ها سعی بر آن بوده است که از فواصل ۲۰ متری این سازند نمونه‌برداری شود تا نمایانگر خصوصیات آلی سازند مورد مطالعه باشد. از میان نمونه‌های برداشت شده، تعداد ۲۲ نمونه پس از حذف آلودگی‌های حاصل از مواد افزودنی به گل حفاری (مانند قطعات میکا، براده‌های آهن حاصل از فرسایش مته) به منظور ارزیابی ژئوشیمیایی توسط دستگاه پیرولیز راک - ایول ۶ مورد آنالیز قرار گرفتند. همچنین در مرحله بعد تمام نمونه‌های مورد مطالعه، توسط پتروگرافی آلی مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در نهایت، تعداد ۱۲ نمونه جهت انجام پیرولیز - کروماتوگرافی گازی انتخاب شدند. که در ادامه هر کدام از این روش‌ها توضیح داده می‌شود.

بر اساس این که سازند لافان به‌عنوان سنگ‌منشاء احتمالی در میدان نفتی بینک شناخته شده است، لیکن در این مطالعه برای ارزیابی دقیق‌تر خصوصیات ژئوشیمی آلی آن از پارامترهای راک - ایول ۶، پتروگرافی آلی و پیرولیز - کروماتوگرافی گازی استفاده شده است. به همین منظور سعی بر آن بوده است تا با بهره‌جویی از نتایج مطالعات ژئوشیمیایی سازند لافان، جایگاه این سازند را به لحاظ توان هیدروکربن‌زایی مشخص کرده و محیط رسوبگذاری آن را تا حد امکان ارزیابی کرد. نتایج حاصل از این مطالعه می‌تواند برای شناخت بهتر سیستم نفتی کرتاسه در میدان نفتی بینک موثر واقع شود.

بر اساس این که سازند لافان به‌عنوان سنگ‌منشاء احتمالی در میدان نفتی بینک شناخته شده است، لیکن در این مطالعه برای ارزیابی دقیق‌تر خصوصیات ژئوشیمی آلی آن از پارامترهای راک - ایول ۶، پتروگرافی آلی و پیرولیز - کروماتوگرافی گازی استفاده شده است. به همین منظور سعی بر آن بوده است تا با بهره‌جویی از نتایج مطالعات ژئوشیمیایی سازند لافان، جایگاه این سازند را به لحاظ توان هیدروکربن‌زایی مشخص کرده و محیط رسوبگذاری آن را تا حد امکان ارزیابی کرد. نتایج حاصل از این مطالعه می‌تواند برای شناخت بهتر سیستم نفتی کرتاسه در میدان نفتی بینک موثر واقع شود.

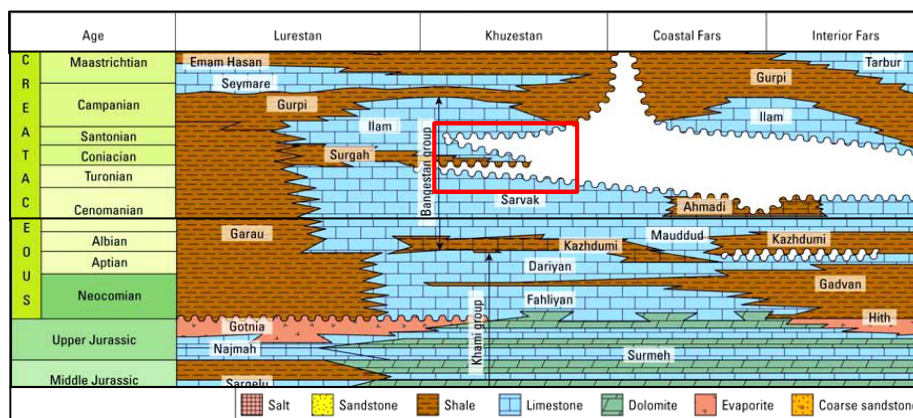
موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

حوضه زاگرس، شامل کمربند چین‌خورده - رانده زاگرس، حوضه‌های بین‌النهرین (Mesopotamian) و خلیج فارس است (Hooper et al., 1994; Stoneley, 1976). کمربند زاگرس از شمال غرب تا جنوب شرق ایران تا بالای تنگه هرمز گسترش یافته است. این کمربند کوهزاد نتیجه برخورد بین صفحه عربی و ایران است (Berberian and King, 1981; Takin, 1972). از دیدگاه زمین‌شناسی ساختمانی، حوضه زاگرس توسط گسل عمان در جنوب شرق، گسل آناتولی در شمال غرب، گسل اصلی زاگرس در شمال شرق و سپر عربی در جنوب غرب محدود می‌شود (شکل ۱) (Bahroudi, 2003; Falcon, 1974). کمربند چین‌خورده - رانده زاگرس از دیدگاه زمین‌ساختی به سه پهنه اصلی تقسیم شده است (Falcon, 1974): کمربند رانده زاگرس، کمربند چین‌خورده زاگرس و دشت ساحلی. این کمربند کوهستانی از



شکل ۱- موقعیت کمربند چین خورده - رانده زاگرس (ZFTB) در حاشیه شمال شرقی صفحه عربستان (a)، به همراه نقشه زمین ساختی صفحه عربستان و تقسیمات ساختاری اصلی سیستم کوهزایی زاگرس (b)، و مقطع عرضی ساده شده (c) در سپر عربی، پلتفرم عربی و کمربند چین خورده - رانده زاگرس در امتداد خط A-A' (AbdollahieFard et al., 2006).

Fig. 1. Map showing the Zagros Fold-Thrust Belt (ZFTB) along the northeastern margin of the Arabian Plate (a), generalized tectonic map of the Arabian Plate and main structural subdivisions of the Zagros orogenic system (b), and simplified cross-section across the Arabian Shield, Arabian Platform and the ZFTB along with line A-A' (c) (Abdollahie Fard et al., 2006).



شکل ۲- ستون چینه‌شناسی ساده شده زاگرس در زمان ژوراسیک و کرتاسه (Motiei, 1993). بخش مورد مطالعه در این تحقیق با خط قرمز نشان داده شده است.

Fig. 2. Simplified stratigraphic column of the Zagros during Jurassic and Cretaceous (Motiei, 1993). The studied stratigraphic interval is shown by the red box.

S_2 : مقدار هیدروکربنی است که بین دمای ۳۰۰-۶۰۰ درجه سانتی‌گراد در اثر شکست حرارتی کروژن و ترکیبات سنگین‌تر مانند رزین‌ها و آسفالتن‌ها آزاد می‌شود. در واقع بیشینه S_2 همان پتانسیل موجود در نمونه سنگ می‌باشد که به صورت واحد میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ (mg HC/g rock) نمایش داده می‌شود.

S_3 : ترکیبات اکسیژن‌داری که در دمای ۴۰۰ درجه سانتی‌گراد تجزیه می‌گردند و به صورت گاز CO_2 آزاد گشته که به شکل پیک S_3 و در واحد میلی‌گرم CO_2 در هر گرم سنگ نمایش داده می‌شود.

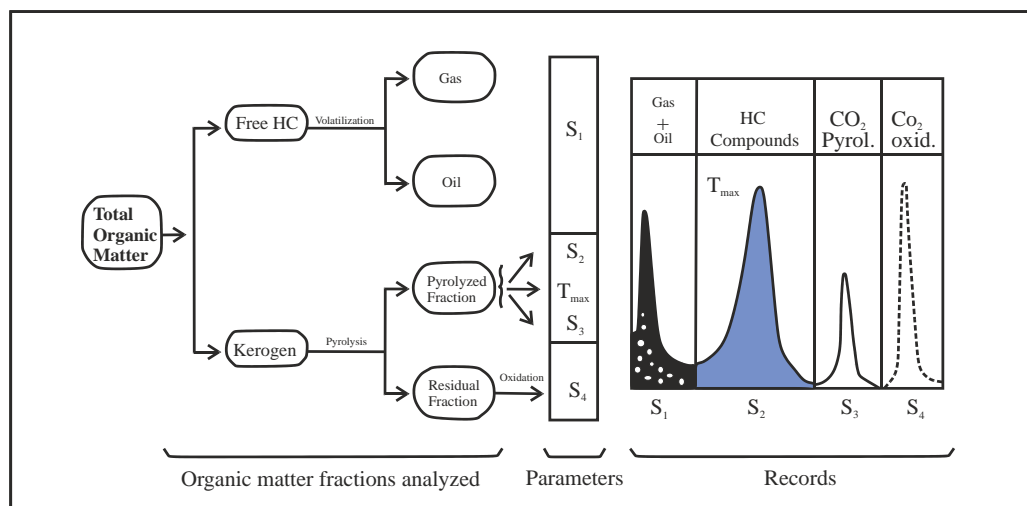
T_{max} : دمایی که پیک S_2 در آن بیشینه خود را نشان داده و به‌عنوان یک پارامتر جهت ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه سنگ‌منشاء مورد استفاده قرار می‌گیرد.

همچنین، در این مطالعه از شاخص هیدروژن (Hydrogen Index, HI) که عبارت است از نسبت $S_2/TOC \times 100$ ، شاخص اکسیژن (Oxygen Index, OI) حاصل نسبت $S_3/TOC \times 100$ و شاخص پتانسیل هیدروکربن‌زایی (Potential Index, PI) که حاصل نسبت $S_1/(S_1+S_2)$ می‌باشد استفاده شده است (Behar et al., 2001).

روش پیرولیز راک - ایولوروش پیرولیز راک - ایول

در این مطالعه از دستگاه راک - ایول ۶ استفاده شده است. این دستگاه از تکنولوژی آشکارگر (Detector) متفاوت و کنترل دمایی دقیق‌تر با محدوده دمایی وسیع‌تری نسبت به دستگاه‌های قدیمی بهره می‌برد (Behar et al., 2001). پیرولیز راک - ایول اطلاعات مربوط به کمیت، کیفیت و بلوغ حرارتی مواد آلی در یک سنگ رسوبی را ارائه می‌نماید (Espitalié et al., 1977). در این مطالعه، تعداد ۲۲ نمونه جهت انجام پیرولیز راک - ایول انتخاب شده‌اند (جدول ۱). پس از آماده‌سازی نمونه‌های انتخاب شده از سازند لافان، مقدار ۶۰-۷۰ میلی‌گرم توسط دستگاه راک - ایول ۶ مورد آنالیز قرار گرفت. شکل شماتیکی از پارامترهای حاصل از پیرولیز راک - ایول ۶ از جمله، مقدار کل ماده آلی در سنگ (TOC) و سایر پارامترهای ثبت شده توسط دستگاه در شکل ۳ نشان داده شده است (Lafargue et al., 1998). از پارامترهای مهم حاصل از این دستگاه که در این مطالعه از آنها استفاده گردیده است، می‌توان به موارد ذیل اشاره نمود:

S_1 : مقدار هیدروکربن آزاد که در دمای $300^\circ C$ تبخیر شده و در واحد میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ (mg HC/g rock) بیان می‌شود.



شکل ۳- شکل شماتیک از پارامترهای حاصل از پیرولیز راک - ایول ۶ از جمله، مقدار کل ماده آلی در سنگ (TOC) و سایر پارامترهای ثبت شده توسط دستگاه (Lafargue et al., 1998).

Fig. 3. Sketch diagram showing the different fractions of the Total Organic Matter of analyzed rocks, the corresponding parameters and their recordings (Lafargue et al., 1998).

این ماسرال یکی از مهم‌ترین و فراوان‌ترین گروه ماسرالی در زغال‌های بیتومنی به شمار رفته ولی در شیل‌ها کمتر و در ابعاد کوچک دیده می‌شود. این گروه ماسرالی به سه ماسرال تلینایت، کولینایت و ویتروترینایت تقسیم می‌شود. ویتروترینایت همچنین بر اساس میزان انعکاس می‌تواند به گروه‌های متعددی مانند تلوکولینایت و یا دسموکولینایت تقسیم شود (Stach et al., 1982).

ماسرال‌های گروه اینرتینایت، فاقد پتانسیل تولید هیدروکربن‌زایی بوده و اشکال زاویه‌دار با ساختار سلولی مشخص را شامل می‌شود. ماسرال‌های این گروه فاقد خاصیت فلورسانس‌زایی بوده و در نور انعکاسی با داشتن قدرت انعکاس بالا و رنگ کدر از دیگر ماسرال‌ها متمایز می‌شوند (Peters et al., 2005). منشاء اینرتینایت‌ها متنوع بوده و قبل از نهشته شدن شدیداً اکسیده شده‌اند. اینرتینایت معمولاً از اجزاء فرعی کروژن است و فقط در صورتی که مواد آلی نهشته شده، چرخه رسوبی دیگری را طی کنند فراوان می‌باشند (Stach et al., 1982).

در این مطالعه، برای انجام بررسی‌های پتروگرافی بر روی نمونه‌های مورد نظر، مقاطع صیقلی (Polished Pellet) تهیه گردید. برای این کار، نمونه خرد حفری سنگ‌منشاء به قطعاتی در اندازه ۲۵-۲۰ میکرون در داخل چسب اپوکسی رزین قرار داده شده و با دقت صیقل داده می‌شود (Stach et al., 1982). در مطالعه حاضر، از تمامی ۲۲ نمونه سازند لافان جهت انجام پتروگرافی آلی استفاده شده است. مطالعه میکروسکوپی نمونه‌ها در آزمایشگاه نفت دانشگاه شهید چمران اهواز با استفاده از میکروسکوپ Zeiss Axioplane (II) مجهز به فومتر J&M انجام گرفته است.

پتروگرافی آلی

با استفاده از مطالعات میکروسکوپی و با استفاده از نور انعکاسی یا نور فلورسانس می‌توان ترکیب ماده آلی موجود در رسوبات را طبقه‌بندی کرد. ماسرال عبارت است از اجزای باقیمانده‌های قابل تشخیص مواد آلی که براساس خصوصیات مورفولوژیکی قابل مشاهده در مقاطع میکروسکوپی می‌توان آن‌ها را از یکدیگر تمیز داد (Hunt, 1996). بر این اساس ماسرال‌های موجود در کروژن را به سه گروه اصلی تقسیم می‌کنند (Hunt, 1996):

گروه لیپتینایت یا اگزینایت که عمدتاً از جلبک، پولن، اسپور و موم‌های کوتیکول برگ، چربی و روغن گیاهان به وجود می‌آید. در سال ۱۹۶۴ پیشنهاد گردید که به جای کلمه اگزینایت از لیپتینایت استفاده شود (Stach et al., 1982). لیپتینایت معمولاً در مقادیر بالا وجود ندارد و در رسوبات دریاچه‌های پلایا و محیط‌های باتلاقی کم‌عمق شکل می‌گیرد. این ماسرال‌ها بیشتر نفت‌زا بوده و در درجات پایین بلوغ دارای قدرت انعکاس کم و فلورسانس شدید هستند. فیتوکلست‌های لیپتینایت از منشاءهایی بسیار متفاوتی تشکیل شده و دارای اشکال مشخص و بافت ویژه‌ای مانند جلبک تاسمانیت، رزین، اسپور و پولن هستند (Hunt, 1996).

گروه ویتروترینایت، ماسرال چوبی مشتق شده از گیاهان عالی قاره‌ای می‌باشد. این ماسرال (ویتروترینایت) از زمان دونین به بعد به دلیل گسترش گیاهان قاره‌ای در سنگ‌های رسوبی وجود داشته و اغلب دارای اشکال زاویه‌دار می‌باشند. دارای ساختمان سلولی بوده و بیشتر گاز‌زا هستند (Hunt, 1996).

پیرولیز - کروماتوگرافی گازی

یکی دیگر از روش‌های پیشرفته و مهم در ارزیابی کمی و کیفی سنگ‌منشاء، روش پیرولیز - کروماتوگرافی گازی است. در این مطالعه ۱۲ نمونه جهت پیرولیز - کروماتوگرافی گازی انتخاب گردیده‌اند. از جمله مزایای این روش نسبت به روش‌های دیگر مانند راک - ایول، از بین بردن مشکلات ناشی از آلودگی و اثرات ماتریکس معدنی است که در تجزیه و تحلیل راک - ایول بر مشخصه‌های T_{max} ، HI و S_2 تأثیر می‌گذارد. تنها تفاوتی که این روش با روش کروماتوگرافی گازی دارد، این است که ترکیبات اشباع و آروماتیک با هم در یک طیف کروماتوگرام قرار می‌گیرد. با این روش می‌توان نوع کروژن و بلوغ ماده آلی را تعیین و در نهایت، پتانسیل هیدروکربنی و محیط رسوبگذاری نمونه را ارزیابی کرد.

نتایج و بحث

در ادامه به تحلیل نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول، پتروگرافی آلی و پیرولیز - کروماتوگرافی گازی پرداخته می‌شود.

نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول سازند لافان

مشخصات و نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز راک - ایول ۶ در (جدول ۱) آورده شده است. در ابتدا می‌بایست اطمینان حاصل نمود که آیا نتایج حاصله بیانگر ویژگی‌های واقعی مواد آلی هستند (اطمینان از عدم حضور آلودگی). در انجام مطالعات ژئوشیمیایی اطمینان از اینکه نمونه‌های مورد مطالعه دچار آلودگی و یا آغشتگی نیستند بسیار ضروری می‌باشد. چرا که آلودگی نمونه‌ها، نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول را تحت‌الشعاع خود قرار می‌دهند. بدین منظور از نمودار تغییرات S_1 در

برابر TOC استفاده می‌شود (شکل ۴). با توجه به نمودار تغییرات S_1 در برابر TOC مشخص می‌شود که نمونه‌های ۲، ۴ و ۵ سازند لافان از چاه شماره ۱۰ (BK10La2, BK10La4, BK10La5) و نمونه‌های ۲ و ۵ سازند لافان از چاه شماره ۱۷ (BK17La2, BK17La5) دارای مقداری آلودگی هستند. بقیه نمونه‌های برداشت شده زیر خط آلودگی قرار گرفته‌اند (شکل ۴). نمونه BK4La1 دارای T_{max} بسیار پایین حدوداً ۳۰۳ درجه سانتی‌گراد می‌باشد که با توجه به بررسی پایروگرام این نمونه مشخص شده است که پایروگرام (Pyrogram) آن به صورت دونمایی است که باعث شده مقدار T_{max} اشتباه اندازه‌گیری شود. همچنین مقادیر HI بدست آمده دارای ناهمخوانی‌های است که دلیل آن مربوط به تغییر در مقدار پارامتر S_2 است. حضور ماده آلی اکسید شده نیز دلیل اصلی بالا بودن مقدار شاخص OI می‌باشد (جدول ۱). بر اساس نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول ۶ (نمودار تغییرات HI در برابر OI)، نوع کروژن سازند لافان تلفیقی از کروژن‌های نوع II و III می‌باشد (شکل ۵). ترسیم منحنی تغییرات HI در برابر T_{max} نیز نتایج فوق را تأیید می‌نماید (شکل ۶). براساس تقسیم‌بندی سنگ‌منشاء از نظر محتوی کل کربن آلی (TOC) سازند لافان در محدوده خوب تا بسیار خوب قرار می‌گیرد (جدول ۱). جایگاه این نمونه‌ها در نمودار تغییرات شاخص هیدروژن (HI) در برابر T_{max} نشان می‌دهد که سازند مطرح شده به‌عنوان سنگ‌منشاء احتمالی با رسیدن به مرحله کاتائز (T_{max} بالاتر از ۴۳۵ °C) توانسته است مسیر بلوغ حرارتی را طی نمایند (شکل ۷) ($Ro > 0.5$). توان و پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند لافان با توجه به نمودار تغییرات $S_1 + S_2$ در برابر TOC نشان می‌دهد که سازند لافان در میدان نفتی بینک دارای پتانسیل هیدروکربنی ضعیف تا عالی می‌باشد (شکل ۸).

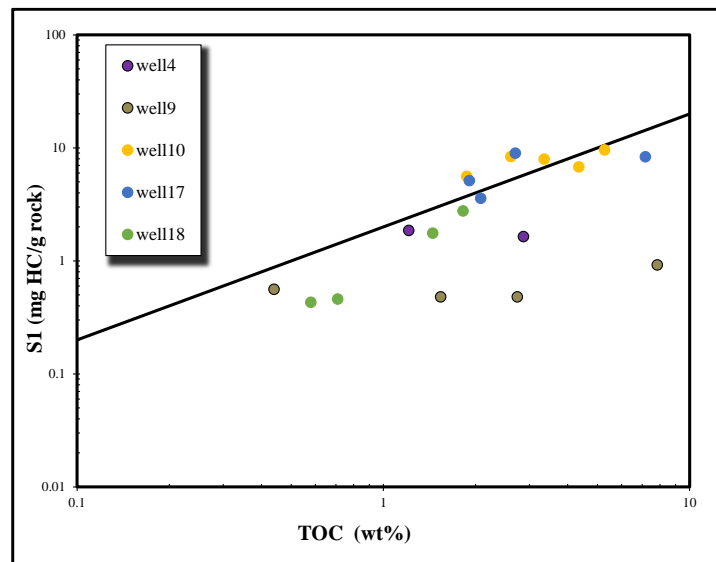
جدول ۱- اطلاعات حاصل از پیرولیز راک - ایول نمونه‌های سازند لافان از میدان بینک.

Table 1. Rock-Eval pyrolysis results for samples of the Laffan Formation in the Binak Oilfield.

Sample	Well No.	Depth (m)	Lithology	TOC (wt. %)	RC	S ₁ (mgHC/g rock)	S ₂ (mgHC/g rock)	S ₃ (mgHC/g rock)	PI	T _{max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgHC/g CO ₂)
Bk4La1	4	3185	Shale	1.21	0.73	1.86	2.27	2.91	0.45	303	187	240
Bk4La2		3209	Shale	2.87	2.02	1.64	7.73	1.83	0.18	436	269	64
Bk9La1	9	3281	Shale	0.44	0.29	0.56	0.87	0.92	0.39	419	195	207
Bk9La2		3307	Shale	1.54	1.2	0.48	3.16	1.01	0.13	439	205	65
Bk9La3		3311	Shale	12.03	9.6	1.36	26.87	1.65	0.05	429	223	14
Bk9La4		3320	Shale	10.72	8.76	0.98	21.57	1.54	0.04	450	201	14
Bk9La5		3330	Shale	7.84	6.47	0.92	14.65	1.61	0.06	429	187	21
Bk9La6		3346	Shale	2.74	2.3	0.48	4.28	1.26	0.1	434	156	46
Bk10La1	10	3160	Shale	1.87	0.75	5.6	7.55	0.77	0.43	434	404	41
Bk10La2		3182	Shale	5.28	2.75	9.61	20.43	1.04	0.32	435	387	20
Bk10La3		3204	Shale	4.35	2.75	6.8	11.97	1.05	0.36	429	275	24
Bk10La4		3220	Shale	2.61	1.07	8.37	9.78	0.8	0.46	433	375	31
Bk10La5		3238	Shale	3.35	1.41	7.96	14.98	0.89	0.35	434	447	27

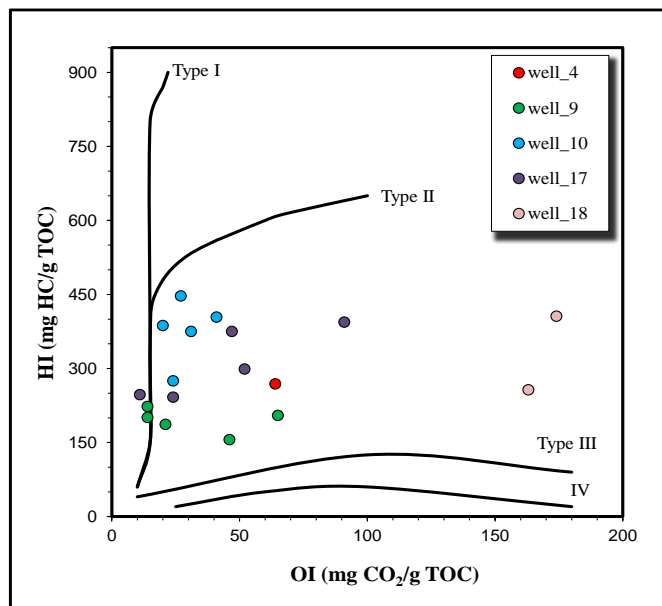
Sample	Well No.	Depth (m)	Lithology	TOC (wt. %)	RC	S ₁ (mgHC/g rock)	S ₂ (mgHC/g rock)	S ₃ (mgHC/g rock)	PI	T _{max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgHC/g CO ₂)
Bk17La1	17	3162	Shale	1.91	0.98	5.14	5.71	0.99	0.47	427	299	52
Bk17La2		3180	Shale	13.19	9.6	9.69	32.59	1.47	0.23	433	247	11
Bk17La3		3200	Shale	7.17	4.95	8.35	17.36	1.76	0.32	434	242	24
Bk17La4		3215	Shale	2.08	1.05	3.58	8.2	1.9	0.3	434	394	91
Bk17La5		3230	Shale	2.7	1.07	8.98	10.11	1.26	0.47	431	375	47
Bk18La1	18	2986	Shale	0.58	0.39	0.43	1.49	0.95	0.22	432	257	163
Bk18La2		3012	Shale	0.71	0.52	0.46	1.16	1.53	0.28	430	165	217
Bk18La3		3030	Shale	1.45	0.65	1.76	6.75	3.02	0.21	442	466	208
Bk18La4		3048	Shale	1.82	0.88	2.77	7.36	3.16	0.27	435	406	174

* نمونه‌های انتخاب شده جهت انجام پیرولیز - کروماتوگرافی گازی به صورت بولد در جدول نشان داده شده است.



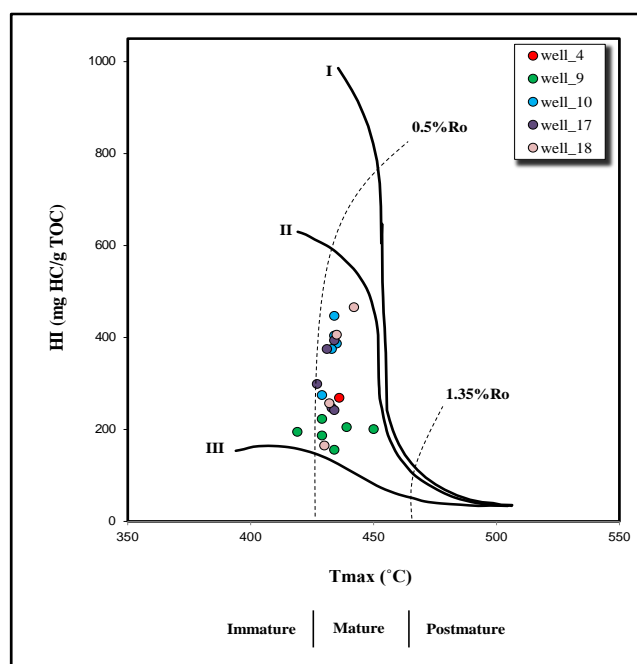
شکل ۴- نمودار تغییرات S₁ در برابر TOC به منظور بررسی میزان هیدروکربن‌های آزاد در نمونه‌های مورد مطالعه از سازند لافان در میدان نفتی بینک (اقتباس از Hunt, 1996).

Fig. 4. S₁ versus TOC diagram indicating the amount of free hydrocarbons in the studied samples from the Laffan Formation in the Binak Oilfield (modified after Hunt, 1996).



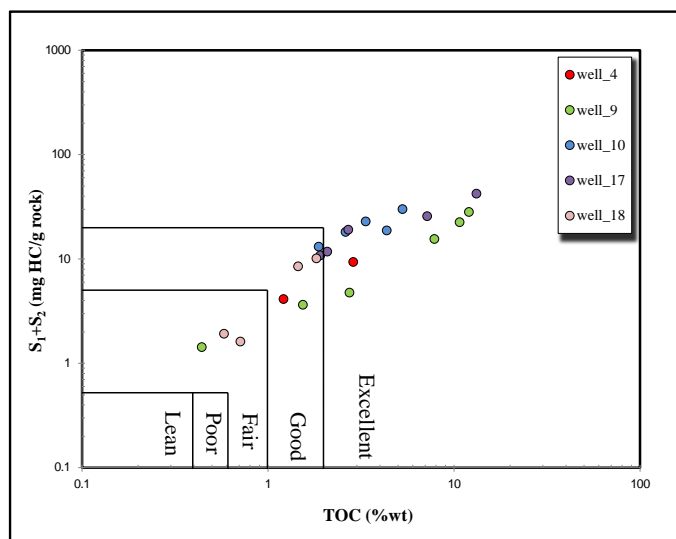
شکل ۵- نمودار تغییرات HI در برابر OI به منظور تعیین نوع ماده آلی در نمونه‌های مورد مطالعه از سازند لافان در میدان نفتی بینک (اقتباس از Hunt, 1996).

Fig. 5. HI versus OI diagram indicating the type of organic matter in the studied samples from the Laffan Formation in the Binak Oilfield (after Hunt, 1996).



شکل ۶- نمودار نسبت ضریب‌های HI به T_{max} حاصل از راک - ایول (Espitalié et al., 1977) به منظور ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه‌های مورد مطالعه از سازند لافان در میدان نفتی بینک.

Fig. 6. Standard diagram of HI versus T_{max} ratio (Espitalié et al., 1977) showing the thermal maturity of the studied samples from the Laffan Formation in the Binak Oilfield.



شکل ۷- نمودار تغییرات S_1+S_2 در برابر TOC (Huang et al., 1999) به منظور ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی نمونه‌های مورد مطالعه سازند لافان در میدان نفتی بینک.

Fig. 7. Plots of S_1+S_2 versus TOC (Huang et al., 1999) to evaluate the hydrocarbon generation potential of the studied samples of the Laffan Formation in the Binak Oilfield.

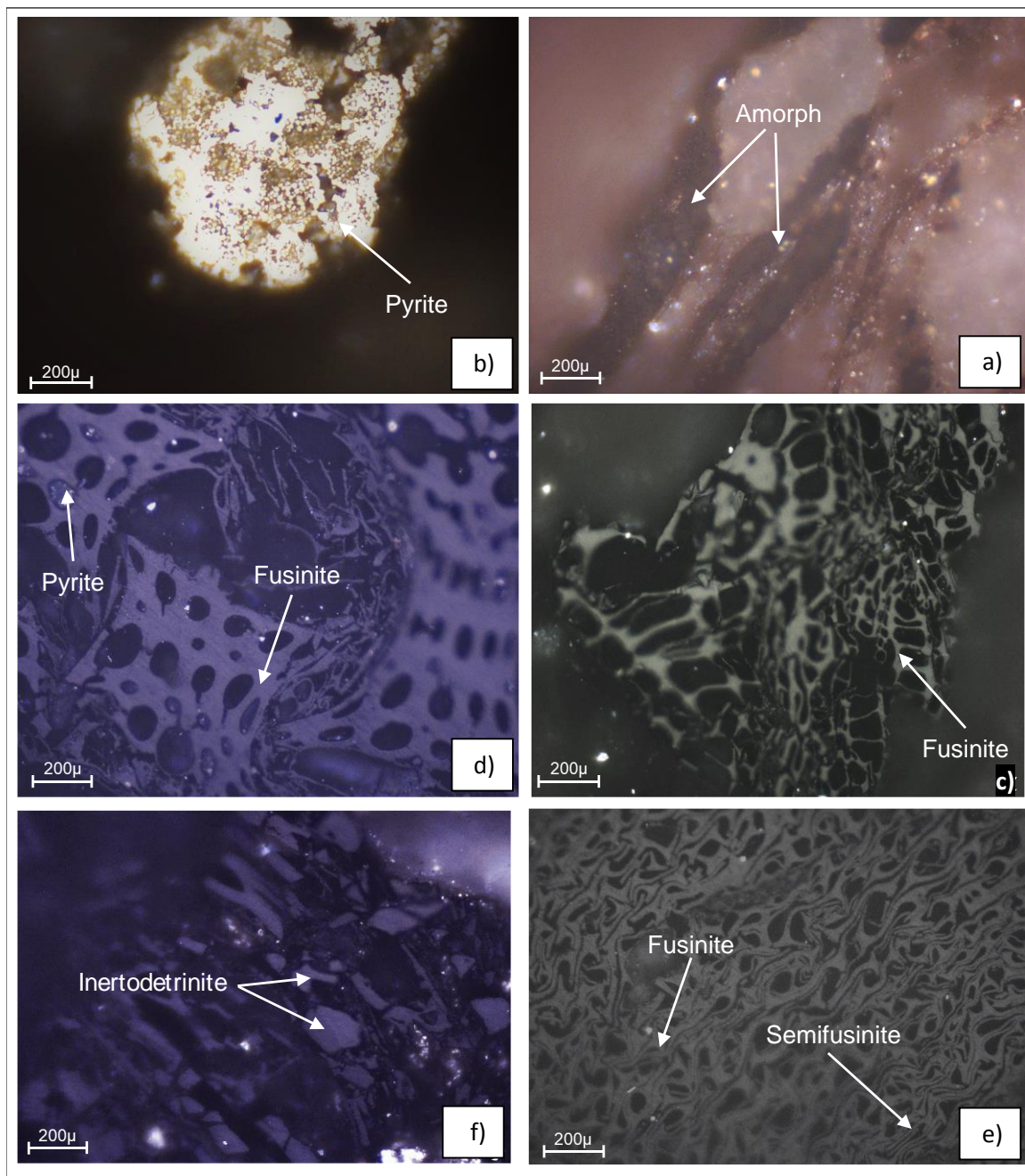
است منجر به نتیجه‌گیری نادرست منتهی گردد. لذا در این مطالعه، ارزیابی ژئوشیمیایی سازند لافان عمدتاً با استفاده از نتایج پتروگرافی آلی صورت گرفته است. بر همین اساس، نتیجه گرفته می‌شود که ماده آلی موجود در سازند لافان به‌طور غالب از اینرتینایت و بیتومینایت تشکیل شده و دارای پتانسیل هیدروکربن‌زایی بسیار پایینی است.

نتایج حاصل از پیرولیز - کروماتوگرافی گازی

به‌منظور ارزیابی درست‌تر از خصوصیات ژئوشیمی آلی سازند لافان در میدان مورد مطالعه، مطالعات تکمیلی بر روی ۱۲ نمونه انتخاب شده از سازند لافان با استفاده از پیرولیز - کروماتوگرافی گازی، صورت گرفت (جدول ۱). با در نظر گرفتن شکل عمومی کروماتوگرام‌های به‌دست آمده از آنالیز PY-GC می‌توان گفت که محیط رسوبگذاری اولیه سازند لافان، محیط دریایی اکسیدان می‌باشد (شکل ۱۰ و شکل ۱۱). مطالعات پتروگرافی آلی نشان دهنده فراوانی بسیار کم ماسرال ویتروینایت (در محیط‌های عمیق دریایی وجود ندارد) در مقاطع مورد مطالعه است. همچنین فراوانی ماسرال اینرتینایت نشان می‌دهد که محیط رسوبگذاری اولیه سازند لافان، محیط دریایی اکسیدان می‌باشد که نتایج بدست آمده از پیرولیز - کروماتوگرافی گازی را تأیید می‌کند.

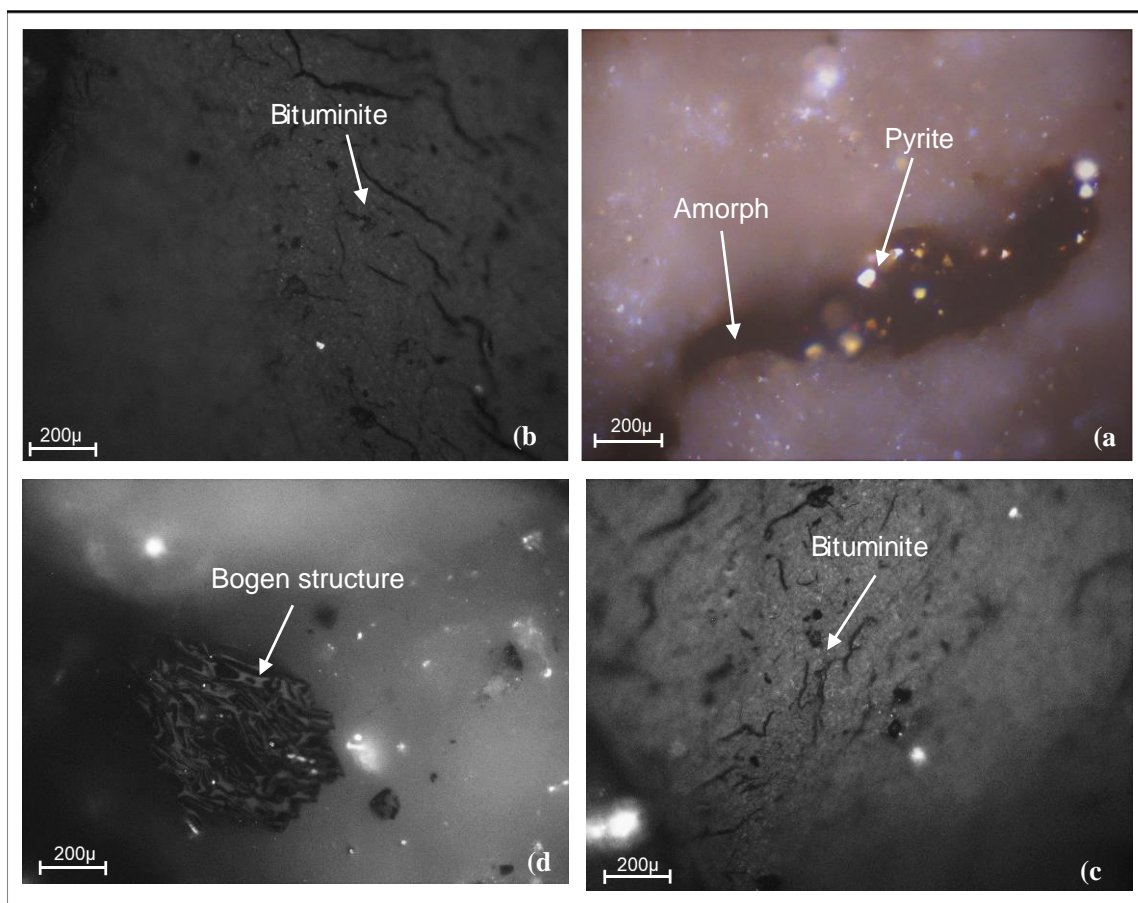
نتایج حاصل از پتروگرافی آلی سازند لافان

بهترین روش برای بررسی کیفیت ماده آلی با استفاده از مطالعات میکروسکوپی، انتخاب نمونه‌هایی است که حداکثر ماده آلی را دارا می‌باشند. با بررسی نمونه‌ها در چاه‌های مورد مطالعه توسط دستگاه پیرولیز راک - ایول ۶، به ترتیب چاه‌های شماره ۱۸، ۱۰، ۹، ۱۷ و ۴ برای مطالعه پتروگرافی سازند لافان ایده‌ال تشخیص داده شد. از ماسرال‌های یافت شده در این مقاطع می‌توان به فوزینایت (Fusinite)، بیتومینایت (Bituminite)، شبه‌فوزینایت (Semifusinite) و اینرتودیتروینایت (Inertodetrinite) اشاره کرد. با بررسی مقاطع مربوط به سازند لافان می‌توان فراوانی زیاد پیریت را نیز دریافت (شکل ۸). با این حال ارزیابی کیفی پتروگرافی آلی نشان داد که اجزای اصلی مواد آلی در این سازند عمدتاً شامل اینرتینایت (Inertinite)، بیتومینایت (Bituminite) و همچنین مقدار جزئی ماده آلی آمورف (Amorphous) می‌باشد (شکل ۹). وجود لیپتینایت‌ها و اینرتینایت‌ها در کنار یکدیگر تصدیق‌کننده مخلوط کروژن نوع II و IV در سازند لافان می‌باشد. شایان ذکر است که حضور فراوان بیتومینایت به صورت نابرجا در نمونه‌های مورد مطالعه بر نتایج حاصل از آنالیز راک - ایول تأثیر زیادی گذاشته است. بدین ترتیب ارزیابی ژئوشیمیایی سازند لافان صرفاً براساس نتایج راک - ایول، ممکن



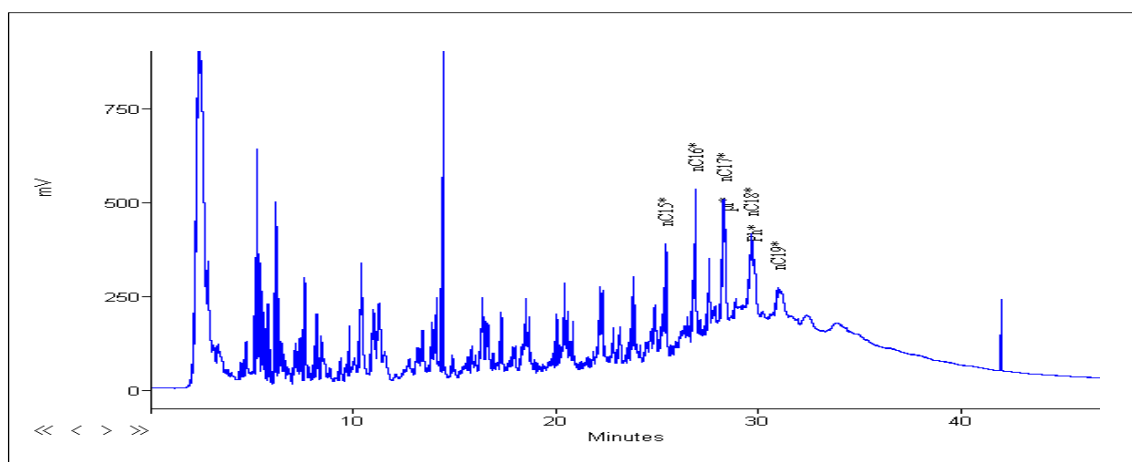
شکل ۸- تصاویر مربوط به مقاطع بررسی شده نمونه‌های سازند لافان در میدان نفتی بینک که شامل ماده‌ی آلی آمورف به صورت رگه‌های نازک (a)، پیریت‌های ثانویه به شکل توده‌ای (b)، فوزینایت با ساختار غربالی که حفرات با پیریت پر شده است (c-d)، سمی‌فوزینایت در کنار فوزینایت (e) و اینرتودیتترینایت (f).

Fig. 8. Photomicrographs of the studied samples from the Laffan Formation in the Binak Oilfield, indicating amorphous organic matter in the form of thin veins (a), secondary massive pyrite (b), fusinite with a sieve structure with cavities filled by pyrite (c, d), semifusinite and fusinite (e), and inertodetrinite (f).



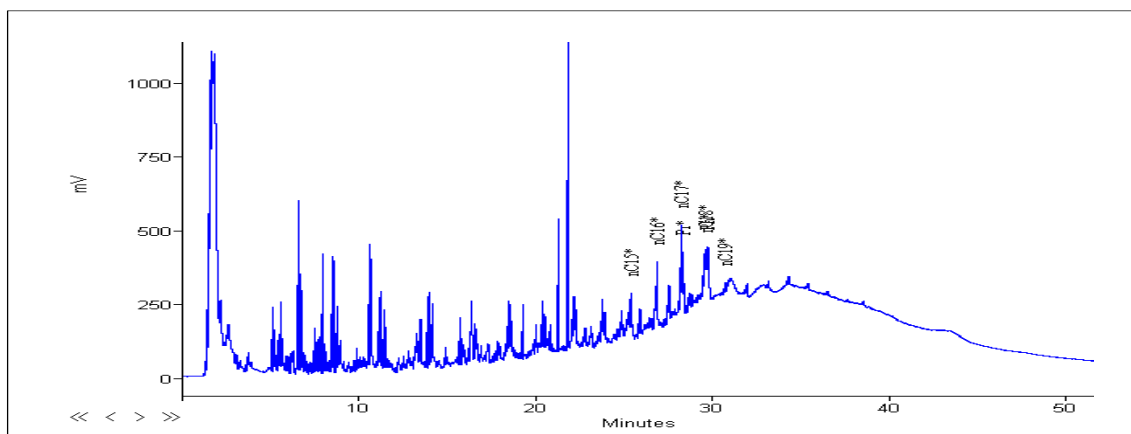
شکل ۹- تصاویر مربوط به مقاطع بررسی شده از نمونه‌های سازند لافان در میدان نفتی بینک که شامل ماده آلی آمورف به صورت رگه‌های نازک که توسط پیریت جانشین شده است (a)، بیتومینایت با انعکاس بالا (b-c)، و ساختار بوگن (Bogen structure) که در نتیجه شکسته شدن دیواره سلول‌های خالی فوزینایت‌ها تشکیل می‌شوند (d).

Fig. 9. Photomicrographs of the studied samples from the Laffan Formation in the Binak Oilfield, indicating amorphous organic matter in the form of thin veins replaced by pyrite (a), high reflectance bituminite (b-c), and bogen structures formed as a result of breaking of the empty cell wall of the fusinites (d).



شکل ۱۰- پیرولیز - گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز PY-GC برای چاه شماره ۱۰ میدان نفتی بینک، سازند لافان، نمونه ۴، (BK10La4).

Fig. 10. PY-GC Chromatogram from analysis of the Laffan Formation in well No. 10 of the Binak Oilfield, sample 4, (BK10La4).



شکل ۱۱- گاز کروماتوگرام حاصل از آنالیز PY-GC برای چاه شماره ۱۷ میدان نفتی بینک، سازند لافان، نمونه ۳، (BK17La3).

Fig. 11. PY-GC Chromatogram from analysis of the Laffan Formation in well No. 17 of the Binak Oilfield, sample 3, (BK11La3).

می‌باشد. وجود لیپتینایت‌ها و اینرتینایت‌ها در کنار یکدیگر تصدیق کننده مخلوط کروژن نوع II و IV در سازند مورد مطالعه می‌باشد. شایان ذکر است که حضور بیتومینایت در نمونه‌های مورد مطالعه، بر نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول تأثیر زیادی گذاشته است. بدین ترتیب ارزیابی ژئوشیمیایی سازند لافان صرفاً براساس نتایج راک - ایول، ممکن است منجر به نتیجه‌گیری اشتباه گردد. لذا در این مطالعه، ارزیابی ژئوشیمیایی سازند لافان با استفاده از نتایج پتروگرافی آلی صورت گرفته است. بر همین اساس، نتیجه گرفته می‌شود که ماده آلی موجود در سازند لافان عمدتاً از اینرتینایت‌ها تشکیل شده و فاقد پتانسیل هیدروکربن‌زایی قابل توجهی می‌باشد. با در نظر گرفتن شکل عمومی کروماتوگرام‌های به‌دست آمده از آنالیز PY-GC می‌توان گفت که محیط رسوبگذاری اولیه سازند لافان، محیط دریایی اکسیدان می‌باشد. همچنین می‌توان از نتایج حاصل از این مطالعه برای شناخت بهتر سیستم هیدروکربنی کرتاسه در منطقه مورد مطالعه استفاده کرد.

نتیجه‌گیری

بر اساس نتایج حاصله از پیرولیز راک - ایول ۶، نوع کروژن سازند لافان در میدان نفتی بینک تلفیقی از کروژن‌های نوع II و III می‌باشد، که ترسیم منحنی تغییرات HI در برابر T_{max} نیز نتایج فوق را تأیید می‌نماید. براساس تقسیم‌بندی سنگ‌منشاء از لحاظ محتوی کل کربن آلی (TOC) سازند لافان در محدوده خوب تا بسیار خوب قرار می‌گیرد. جایگاه این نمونه‌ها در نمودار شاخص هیدروژن (HI) به T_{max} نشان می‌دهد که سازند مطرح شده به‌عنوان سنگ‌منشاء احتمالی با رسیدن به مرحله کاتائونز (T_{max} بالاتر از 435°C) توانسته مسیر بلوغ حرارتی را طی نمایند ($R_o > 0.5$). پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند لافان با توجه به نمودار تغییرات S_1+S_2 در برابر TOC نشان می‌دهد که سازند لافان در میدان نفتی بینک دارای پتانسیل هیدروکربنی ضعیف تا عالی می‌باشد. با این حال ارزیابی کیفی پتروگرافی آلی نشان می‌دهد که اجزای اصلی مواد آلی در این سازند عمدتاً شامل اینرتینایت (Inertinite)، بیتومینایت (Bituminite) و همچنین مقدار جزئی ماده آلی آمورف (Amorphous)

منابع

- Abdollahie Fard, I., Braathen, A., Mokhtari, M., Alavi, S. A., 2006. Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. *Petroleum Geoscience* 12(4), 347-362.
- Akbari, N., Ghobishawi, A., Rahmani, A., 2007. Study of microfacies, sedimentary environment, stratigraphic and biostratigraphic sequence of the Bangestan reservoir in the Binak Oilfield. Report No. P-6187, Deputy Director, Expansion Geology, Basic Geology Department.
- Ansari, A., Shirmohammadi, N.H, 1975. The Binak Field reservoir study Asmari and Bangestan. Report No. P-2724, Reservoir Geology and reservoir engineering studies department, Oil Service Company of Iran, Ahwaz.
- Bahroudi, A., 2003. The effect of mechanical characteristics of basal decollement and basement structures on deformation of the Zagros basin, Uppsala University Library.

- Behar, F., Beaumont, V., Pentead, H. D.B., 2001. Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology* 56(2), 111-134.
- Berberian, M., King, G., 1981. Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran: Reply. *Canadian Journal of Earth Sciences* 18(11), 1764-1766.
- Bordenave, M., Huc, A., 1995. The Cretaceous source rocks in the Zagros foothills of Iran: *Revue de L'institut Français du Pétrole* 50(6), 727-752.
- Espitalié, J., Madec, M., Tissot, B., Mennig, J., Leplat, P., 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration, in *Proceedings Offshore Technology Conference OnePetro*.
- Falcon, N.L., 1974. *Southern Iran: Zagros Mountains*: Geological Society, London, Special Publications 4(1), 199-211.
- Hooper, R., Baron, I., Agah, S., Hatcher, R., Al-Husseini, M., 1994. The Cenomanian to recent development of the Southern Tethyan Margin in Iran. *Middle East Petroleum Geosciences GEO 2*, 505-516.
- Huang, D., Liu, B., Wang, T., Xu, Y., Chen, S., Zhao, M., 1999. Genetic type and maturity of Lower Paleozoic marine hydrocarbon gases in the eastern Tarim Basin. *Chemical Geology* 162(1), 65-77.
- Hunt, J., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*, WH Freeman and Co, San Francisco, 743p.
- Kessler, R.C., Sonnega, A., Bromet, E., Hughes, M., Nelson, C.B., 1995. Posttraumatic stress disorder in the National Comorbidity Survey. *Archives of General Psychiatry* 52(12), 1048-1060.
- Lafargue, E., Marquis, F., Pillot, D., 1998. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies: *Revue de l'institut français du pétrole* 53(4), 421-437.
- Motiei, H., 1993. *Stratigraphy of the Persian Gulf*, 590p.
- Peters, K.E., Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J., 2005. *The biomarker guide*, Cambridge University Press, 1155 p.
- Stach, E., Mackowsky, M.T., Teichmuller, M., Taylor, G., Chandra, D., Teichmuller, R., 1982. *Stach's textbook of coal petrology*, Gebruder Borntraeger, Berlin 535p.
- Stoneley, R., 1976. On the origin of ophiolite complexes in the southern Tethys region: Reply: *Tectonophysics* 34(3-4), 262-265.
- Takin, M., 1972. Iranian geology and continental drift in the Middle East. *Nature* 235 (5334), 147-150.