

Evaluation of hydrocarbon potential and modeling of thermal maturity between shales layer of Faraghun Formation in Nar gas field, Coastal Fars

Mohammad Hussein Saberi^{1*}, Ashkan Maleki¹

1- Department of Petroleum Engineering, Semnan University, Semnan, Iran

Keywords: 1D basin modeling, Petroleum system, Nar Field, Burial history, Rock-Eval Pyrolysis

1-Introduction

In this study, the potential for heat generation and maturation was investigated using 1D modeling of the sedimentary basin and evaluation of Rock-Eval experiments performed on Faraghun Formation in well No. 2 of the Nar gas field. In this study, the feasibility of creating a pattern between the shales and charcoal layers of the Permian Faraghun Formation was considered the source rock. The area studied in this study is well No. 2 in the Nar gas field. The Fars region is the most significant part of tectonostratigraphic divisions in this sector, divided by the Surmeh fault into Internal Fars and Coastal Fars (Taghavi et al., 1397). Coastal Fars and the Persian Gulf host Iran's largest gas fields, and large volumes of gas and gas condensate in the area are housed in two carbonate reservoirs, i.e., Dalan and Kangan (Fig. 1; Pouramini and Adabi, 2013; Saberi and Rabbani, 2015; Saberi et al., 2016)

One of these critical areas in the Zagros is coastal Persian, located in southwestern Iran and has essential fields. The main reservoir of this field, Dehram Group, includes Kangan (Triassic) and Dalan (Permian) formations. Nar gas field is one of the vital gas fields in the vicinity (northeast) of the Kangan field near the city of Jam in Bushehr Province. It is one of the fields located in coastal Fars, which according to the reports of the National Oil Company, is 29 million per day. The cubic meter produces natural gas, and 4,000 barrels of gas condensate. This square is also directly in line with the general trend of Zagros, i.e., northeast-southwest. The first exploratory well was drilled in July 1974, which showed the presence of gas in this field on the horizon. In 1976, by digging wells No. 2 and 3, the area of Nar Square was determined.

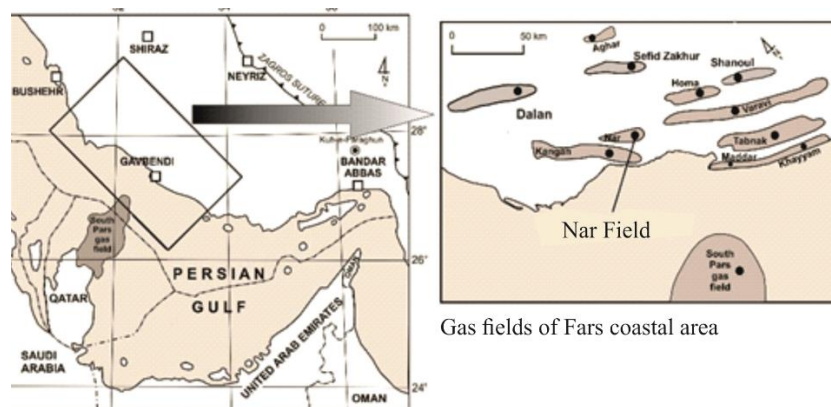


Fig 1. Coastal Fars area and important fields located in it (Saberi and Rabbani, 2015).

2- Methodology

Silurian-rich organic shales are the source of the constellations in Saudi Arabia, the source of the hydrocarbons of Permian and Triassic hydrocarbons (Bordenave, 2008; Rahimpour-Bonab et al., 2010). Reconstruction of the compiled history shows that the Sarchahan Formation in the Middle Jurassic entered the oil window and was

*Corresponding author: mh.saberi@semnan.ac.ir

DOI: 10.22055/AAG.2020.33749.2125

Received 2020-05-27

Accepted 2020-07-28

expressed early in the Middle Cretaceous (Saberi and Rabbani, 2015). Of course, in addition to the Sarchahan Formation as the primary source of the Paleozoic oil system, there are other sources such as Zakeen Formation and Chilean intermediates in Faraghun Formation in Coastal Fars, which have good hydrocarbon potential (Afshari and Rabbani, 2006; Vaezian et al., 2013). A Paleolog study of the well shows that there are shales intermediates in the Permian Faraghun Formation that may have the capacity to produce hydrocarbons.

A Paleolog study of the well revealed that in the upper part of the Faraghun Formation (depth 3179 to 3189 m), some shales interlayers could be a probable rock source in this area. Ten sub-drilling samples from different distances of this formation, the Rock-Eval pyrolysis device evaluated the shale's intermediate layers to evaluate this formation's production capacity. Then, to analyze the results and complete the studies, 1D modeling was performed, which was used for modeling Petromod software. Experimental results showed that the total changes in organic carbon and Tmax samples were between 0.1 and 1.89% and 423 to 437 °C. The highest amount of organic carbon (1.89 and 1.88%) is related to the samples obtained from the intermediate layers of the Faraghun Formation (Table 1).

Table 1. Information on the results of Rock-Eval 10 pyrolysis results from Faraghun Formation.

Formation	Depth	S1(mg/g)	S2(mg/g)	PI	Tmax(°C)	S3(mg/g)	TOC (%)	HI	OI
AM1#	3166	0.46	0.28	0.62	433	0.42	0.42	67	100
AM2#	3185	0.65	3.22	0.17	429	2.11	1.88	366	240
AM3#	3186	0.46	3.25	0.13	427	1.37	1.89	365	154
AM4#	3187	0.71	3.43	0.17	430	1.71	0.97	354	176
AM5#	3193	0.22	0.12	0.66	433	0.24	0.15	80	160
AM6#	3208	0.32	0.25	0.56	435	0.93	0.14	179	664
AM7#	3220	3.17	4.49	0.41	423	3.11	1.39	323	224
AM8#	3250	0.2	0.2	0.5	432	0.34	0.15	133	227
AM9#	3252	0.94	2.94	0.24	434	2.48	1.09	270	228
AM10#	3276	0.47	0.32	0.59	437	0.28	0.16	200	175

3- Results and discussion

The production index chart was plotted for the total organic carbon in the Faraghun Formation. This diagram shows that these intermediates have poor to good functional production capacity in hydrocarbon production. The S2 diagram versus the TOC was also used to determine the hydrocarbon potential. According to this diagram, the fractional formation potential is weak to good, which confirms the S1 + S2 diagram versus the TOC. One practical method to determine the type of organic matter, the degree of maturity, and the kind of kerogen is to use the graph of hydrogen index changes compared to Tmax and OI diagram versus HI. These diagrams show that the specimens from the Faraghun Formation combine type 3 kerogen in conjunction with type 2 kerogen. Simultaneously, considering the temperature of the samples in the hydrogen index diagram compared to Tmax, which is about 435 (early catagenesis stage), it shows that Faraghun formation as a possible source rock has been able to pass the thermal maturation stage. According to Tmax values, most samples are at the beginning of the oil maturation window. Hydrogen index values range from 67 to 366 milligrams of hydrocarbons per rock. Based on the change index of the production index compared to Tmax, we can also evaluate the maturity or immaturity of the samples and their placement in the oil window. It was determined that most of the Faraghun Formation examples in the initial stage of oil window maturity. They are located early in catagenesis.

Due to the presence of shales beds in the Faraghun Formation and the lithological diversity to more accurately study hydrocarbon potential and modeling, this formation was divided into three parts: the upper, middle, and lower part, which is the upper part of Faraghun Formation (depth 3155 to 3179 meters) have mainly sand lithology with silts, the middle part of Faraghun has shales lithology. It has the ability to produce hydrocarbons (depth 3179 to 3189 meters), and the lower part (depth 3189 to 3303 meters) has sand and silt.

This well has been dug to Faraghun Formation. The final depth of 3303 meters and the depth of Zakeen and Sarchahan Formations has been done based on the geological forecast in the area. Also, to examine the role of the interlayers of the Faraghun Formation, the middle part of this structure, the Chilean section, was considered

a secondary source stone. Reconstructed diagram of burial history for this well. According to this diagram, Sarchahan Formation as the primary source of hydrocarbons in the Paleozoic oil system 154 million years ago in the Upper Jurassic at a depth of 2608 meters has entered the oil window and in the Lower Cretaceous (105 million years ago) joined the peak of the oil window at a depth of 3225 meters. Sarchahan Formation was located at 3.67 million years ago at its maximum depth of 4562 meters in this well. Now, at a depth of 4445 meters, it has a vitrinite reflection coefficient equal to 0.95 (Fig. 2). Due to the presence of shales beds in the Faraghun Formation and the lithological diversity to more accurately study hydrocarbon potential and modeling, this formation was divided into three parts: The upper, middle, and lower parts, which are the upper part of Faraghun (depth 3155 to 3179 meters) have mainly sand lithology with silts, the middle part of Faraghun Formation has shales lithology. It has the ability to produce hydrocarbons (depth 3179 to 3189 meters), and the lower part (depth 3189 to 3303 meters) has sand and silt.

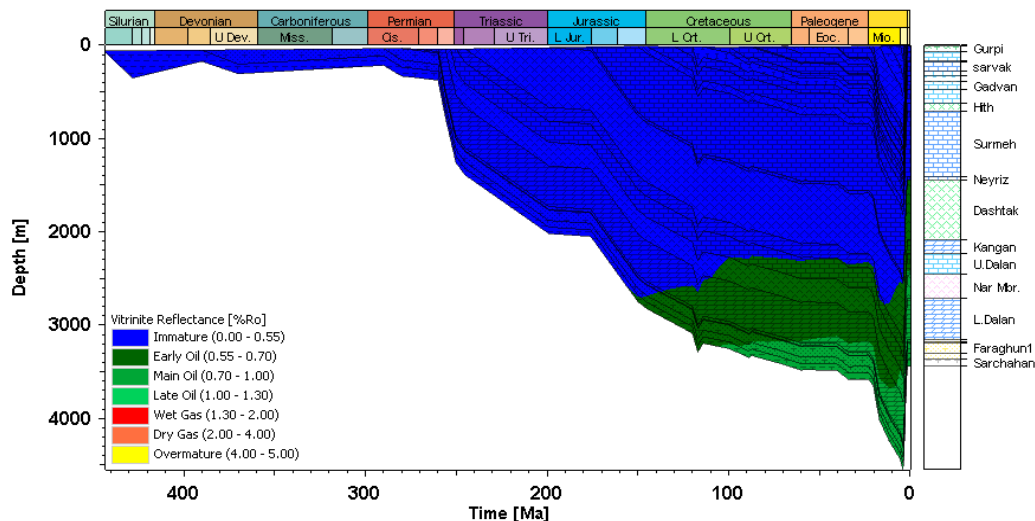


Fig. 2. Burial history chart with vitrinite reflection coefficient range.

4-Conclusion

This study's results indicate that there are shale layers in the middle part of Faraghun, which is likely to produce hydrocarbons in addition to the Faraghun Formation. The results of the Rock-Eval pyrolysis of Faraghun Formations in Nar No. 2 show the total amount of organic carbon between the Chilean interlayers of Faraghun Formation is 1.89 and its Tmax is about 430°C, indicating that it has good hydrocarbon potential. According to the modeling made at the Nah 2 well in Nar field, Sarchahan Formation entered the oil window at the end of the Jurassic period and entered the peak stage of the oil window in the early Cretaceous period. Sarchahan Formation, as the primary source of hydrocarbons in the Paleozoic oil system, reached the stage of hydrocarbon extraction 94 million years ago and has so far extracted 2.17 megatons from a total of 2.35 megatons of hydrocarbons produced by it. This study found that between the shales-charcoal layers, Faraghun Formation with a total thickness of 11 meters, and total initial carbon content of 2.7 and an initial header index of 300 were able to produce and extract a small number of hydrocarbons and as a source rock Secondary. This part of the Faraghun Formation in this field entered the oil window peak at a depth of 3157 meters 69 million years ago and joined the hydrocarbon exit stage from 5.5 million years ago. So far, 0.01 megatons of the total 0.04 megatons of hydrocarbons produced by this formation have come out of it.

References

- Afshari, N., Rabbani, A.R., 2006. Geochemical Investigation of Faraghun, Sarchahan and Siahu Formations in Gas Generating in Fars and Bandar-Abbas Regions. Internal report, p. 1-9.
- Bordenave, M.L., 2008. The Origin of the Permo-Triassic Gas Accumulations in the Iranian Zagros Fold belt and Contiguous Offshore Areas: A Review of the Palaeozoic Petroleum System. *Journal of Petroleum Geology* 31(1), 3-42.

- Pouramini Baznjani, S., Adabi, M.H., 2013. The effect of diagenesis on the reservoir quality of Kangan Formation in Lavan Square, Persian Gulf. *Journal of Applied Geology* 10, 1-15.
- Rahimpour-Bonab, B., Esrafil-Dizaji, B., Tavakoli, V., 2010. Dolomitization and anhydrite precipitation in Permo-Triassic carbonates at the South Pars Gas Field, Offshore Iran: Controls on reservoir quality. *Journal of Petroleum Geology* 33(1), 43 – 66.
- Saberi, M.H., Ashrafi, T., Khaleghi, M., 2016. One-dimensional modeling of sedimentary basin in Tabnak gas field, Fars coastal region, Iran. *Advanced Applied Geology* 25, 1-11.
- Saberi, M.H., Rabbani A.R., 2015. Origin of Natural Gases in the Permo-Triassic Reservoirs of the Coastal Fars and Iranian Sector of the Persian Gulf. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 26, 558–69.
- Taghavi, A., Najafi, M., Etemad Saeed N., Mohammad, S., 2018. Folding geometry in Varavi, Lamerd, Tabnak, Gavobandi, Khayyam, and Madar gas fields in coastal Persia. *Advanced Applied Geology* 8(1), 33-43.
- Vaezian, A., Ziaee M., Kamali, M.R., Ghiyasi J., Vaezian S., 2013. A Study on the Geochemical Characteristics of Stone Possible Origins of Salman Oil Field in the Persian Gulf Sedimentary Basin, Geological Society of Iran.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Saberi, M.H., Maleki, A., 2021. Evaluation of hydrocarbon potential and modeling of thermal maturity between shales layer of Faraghun Formation in Nar gas field, Coastal Fars. *Adv. Appl. Geol.* 11(3), 421-438.

DOI: 10.22055/AAG.2020.33749.2125

url: https://aag.scu.ac.ir/article_15874.html?lang=en

ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی و مدل‌سازی بلوغ حرارتی میان‌لایه‌های شیلی سازند فراقون در میدان گازی نار، فارس ساحلی

محمدحسین صابری*

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

اشکان ملکی

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

شرکت راه‌اندازی و بهره‌برداری صنایع نفت (ایکو)، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۳/۰۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۵/۰۷

*mh.saberi@semnan.ac.ir

چکیده

در این مطالعه، به بررسی پتانسیل تولید و بلوغ حرارتی با استفاده از مدل‌سازی یک‌بعدی حوضه رسوبی و ارزیابی آزمایش‌های راک-ایول انجام شده بر روی سازند فراقون درچاه شماره ۲ میدان گازی نار پرداخته شده است. در این بررسی امکان نقش‌آفرینی میان‌لایه‌های شیلی-ذغالی سازند پرمین فراقون به عنوان سنگ منشا مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفت. بر اساس مقادیر Tmax و ضریب انعکاس ویتروینایت اکثر نمونه‌های مربوط به این میان‌لایه‌ها در محدوده ابتدای پنجره نفتی قرار می‌گیرند و مدل‌سازی یک‌بعدی نیز این فرضیه را تایید می‌کند. با اختصاص شار حرارتی ۵۲ میلی‌وات بر مترمربع بهترین تطبیق با داده‌های ضریب انعکاس ویتروینایت و تصحیح دماهای درون چاهی بدست آمد و صحت مدل‌سازی تایید گردید. نتایج آزمایش‌های راک-ایول و مدل‌سازی یک‌بعدی نشان داد که میان‌لایه‌های شیلی سازند پرمین فراقون توانایی تولید هیدروکربن دارند و از حدود ۶۹ میلیون سال پیش وارد اوج پنجره نفتی شده‌اند و در این ناحیه حدود ۰/۰۴ مگاتن هیدروکربن تولید کرده‌اند. تاریخچه تدفین و حرارتی نیز حاکی از آن است که میان‌لایه‌های شیلی-ذغالی سازند فراقون در عمق تدفین لازم جهت بلوغ حرارتی و تولید هیدروکربن قرار گرفته‌اند. بنابراین با تکیه بر این نتایج میان‌لایه‌های شیلی - ذغالی سازند فراقون سنگ منشایی با پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف تا خوب ولی نابالغ شناخته می‌شود که می‌توان آن را به عنوان منبع هیدروکربن غیرمتعارف احتمالی مورد بررسی‌های بیشتر قرار داد.

کلمات کلیدی: مدل‌سازی یک‌بعدی، سیستم نفتی، میدان نار، تاریخچه تدفین، پیرولیز راک-ایول

مقدمه

رشته کوه‌های زاگرس در راستای شمال‌غربی - جنوب‌شرقی قرار دارند. فرایندهای تکتونیکی مختلف زاگرس را به چند قسمت تقسیم کرده‌اند. زاگرس مهمترین منطقه نفتی - گازی ایران است. این ایالت نفتی، بین سپر عربستان و زون سندج - سیرجان قرار دارد. در این ایالت رسوبات کامبرین زیرین تا پلیوسن را می‌توان بصورت متوالی مشاهده کرد. سیستم هیدروکربنی اصلی در ناحیه فارس ساحلی، سیستم هیدروکربنی پالئوزوئیک می‌باشد. سنگ منشأ اصلی پالئوزوئیک در جنوب زاگرس و خلیج فارس شیل‌های غنی از مواد آلی سازند سرچاهان (سیلورین) و مخازن آن سازندهای دالان و کنگان (پرمو - تریاس) بوده که با شیل و تبخیری‌های سازند دشتک (تریاس) پوشش داده شده‌اند. از جمله فرایندهای مهمی که در یک سیستم هیدروکربنی رخ می‌دهد، فرایندهای تولید و مهاجرت از سنگ منشا می‌باشد. مطالعه و بررسی این فرایندها باعث بالارفتن درک و آگاهی ما نسبت به سنگ منشا می‌شود همچنین کیفیت و کمیت اینگونه فرایندها نیز مشخص می‌گردد (Rudkiewicz et

al., 2007; Bordenave, 2008; Bordenave and Hegre, 2010).

کمر بند چین خورده - رانده زاگرس در بخش مرکزی کوهزاد آلپ - هیمالیا قرار دارد. ناحیه فارس بزرگترین بخش از تقسیمات تکتونواستراتیگرافی در این بخش است که توسط گسل سورمه به دو بخش فارس داخلی و فارس پیشانی تقسیم شده است (Taghavi et al., 2018). فارس ساحلی و خلیج فارس میزبان بزرگترین میادین گازی ایران هستند و حجم زیادی از گاز و میعانات گازی موجود در این ناحیه در دو مخزن کربناته دالان و کنگان قرار گرفته‌اند (شکل ۱) (Saberi et al., 2017; Pouramini- Bazanjani and Adabi, 2014; Saberi and Rabbani, 2015). مطالعات مختلفی که در این مناطق صورت گرفته است نشان می‌دهد که شیل‌های غنی از مواد آلی سازند سرچاهان سنگ منشا اصلی گازهای موجود در این ناحیه می‌باشند که در اواخر اردوئیسین و سیلورین پایینی نهشته شده‌اند. مطالعه پارامترهای مختلف بایومارکری نیز نشان می‌دهند که سازند سرچاهان در شرایط

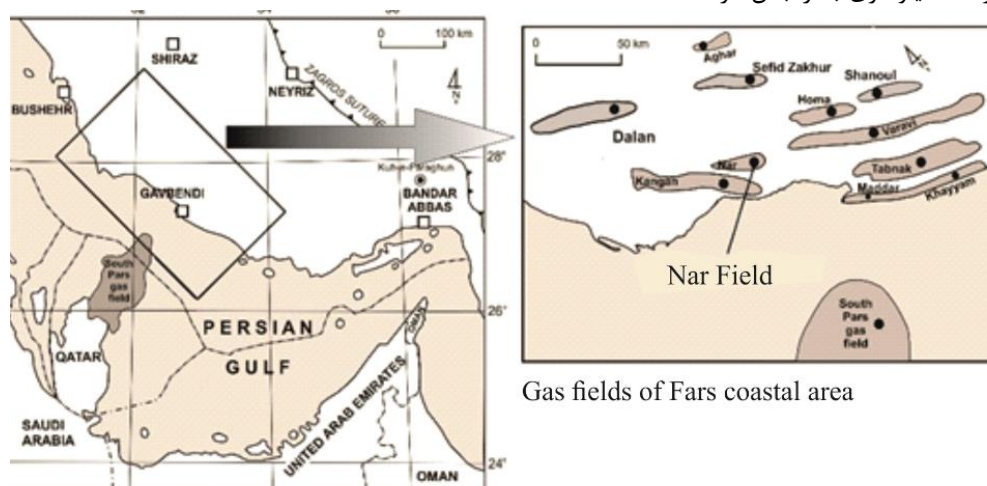
در این محل یکی از بهترین برش‌های سطحی آن وجود دارد که دارای تنوع لیتولوژی می‌باشد (Mehdi Nia and Mousavi, 2012; Harami, 2012).

مطالعه دیگری در میدان سلمان با هدف بررسی سنگ منشا‌های احتمالی در این ناحیه صورت گرفت که نتایج آن حاکی از این بود که سازند زاکین شرایط لازم برای یک سنگ منشا را دارد و از توان هیدروکربن‌زایی خوبی برخوردار می‌باشد همچنین به لحاظ میزان بلوغ در مرحله کاتائز قرار گرفته است و دارای کروژن نوع دو و سه می‌باشد (Vaezian et al., 2013).

محدوده مورد بررسی در این مطالعه چاه شماره ۲ در میدان گازی نار می‌باشد. مخزن اصلی این میدان، گروه دهرم شامل سازندهای کنگان (تریاس) و دالان (پرمین) است (Alavi, 1994). میدان گازی نار از جمله میدان‌های گازی مهمی است که در مجاورت (شمال شرق) میدان کنگان در نزدیکی شهر جم در استان بوشهر قرار دارد و از میادین واقع در فارس ساحلی می‌باشد که طبق گزارش‌های شرکت ملی نفت روزانه ۲۹ میلیون مترمکعب گاز طبیعی و ۴ هزار بشکه میعانات گازی تولید می‌کند. این میدان بطور هم راستا با روند کلی زاگرس یعنی شمال شرق - جنوب غرب قرار دارد. اولین چاه اکتشافی در تیرماه ۱۳۵۳ حفر گردید که وجود گاز در این میدان در افق دهرم را نشان داد. در سال ۱۳۵۵ با حفر چاه‌های شماره ۲ و ۳ محدوده میدان نار مشخص گردید. مطالعه و بررسی پالئولاگ مربوط به این چاه نشان می‌دهد که در سازند پرمین فراقون، میان‌لایه‌های شیلی وجود دارد که ممکن است توان لازم برای تولید هیدروکربن را داشته باشند. بنابراین می‌توان پتانسیل هیدروکربن‌زایی این سازند را با استفاده از پیرولیز راک-ایول مورد بررسی قرار داد و سپس با بهره‌گیری از مدل‌سازی یک‌بعدی، حجم هیدروکربن تولیدی آن را تعیین کرد.

نیمه احیایی تا اکسیدی و محیط دریایی رسوب کرده و لیتولوژی شیلی دارد (Afshari and Rabbani, 2006). سازندهای دالان و کنگان با سن پرمین میانی و تریاس زیرین مخازن نفتی اصلی این سیستم نفتی هستند که در یک پلاتفرم کربناته دریایی کم عمق بصورت رمپ هموکلینال نهشته شده‌اند (Bordenave, 2008; Saberi and Rabbani, 2015; Saberi et al., 2016).

نتایج مدل‌سازی در شرق خلیج فارس نشان می‌دهد که سازندهای کنگان و دالان در انتهای مرحله کاتائز قرار دارند و بیشترین دما هم مربوط به سازند دالان می‌باشد (Attarian et al., 2016). فاز اصلی تولید نفت و خروج آن در شمال غربی خلیج فارس از سنگ‌های کرتاسه، نسبتاً جدید است. بر اساس بررسی‌هایی که در ناحیه فارس بر روی توان هیدروکربن‌زایی سازندهای مختلف صورت گرفت، مشخص گردید که علاوه بر سازند سرچاهان، سازند فراقون نیز در چاه شماره ۱ کوه سیاه توان تولید هیدروکربن دارد (44.5°C و $\text{Tmax} = 1/3 \text{ TOC}$). پارامتر Tmax نشان می‌دهد که این سازند فقط در چاه مذکور توان هیدروکربن‌زایی داشته و در سایر چاه‌ها نابالغ می‌باشد. همچنین مقدار کل کربن آلی سازند فراقون در چاه شماره ۱ کوه سیاه بین ۰/۲ تا ۱/۲ متغیر می‌باشد (Afshari and Rabbani, 2006). برش نمونه سازند فراقون در این چاه زیرسطحی است. سازند فراقون در این ناحیه دارای کروژن نوع دو می‌باشد و در محیط احیایی دریایی نهشته شده است همچنین نمونه‌های این سازند به لحاظ بلوغ در مرحله کاتائز قرار گرفته‌اند (Hosseinabadi et al., 2016). سازند فراقون گستره وسیعی از سنگ‌های رسوبی تخریبی و کربناته را نشان می‌دهد. لیتولوژی غالب سازند فراقون ماسه‌سنگ، سیلتستون، شیل و دولومادستون می‌باشد که دلالت بر محیط رسوبی متنوع آن است. در این سازند سنگ‌های کربناته از نظر فراوانی پس از سنگ‌های آواری قرار می‌گیرند. نام این سازند از کوه فراقون در ۸۰ کیلومتری بندرعباس گرفته شده است.



شکل ۱- محدوده فارس ساحلی و میادین مهم واقع در آن (Saberi and Rabbani, 2015).

Fig. 1. Coastal Fars area and important fields located in it (Saberi and Rabbani, 2015).

ساختار زمین شناسی

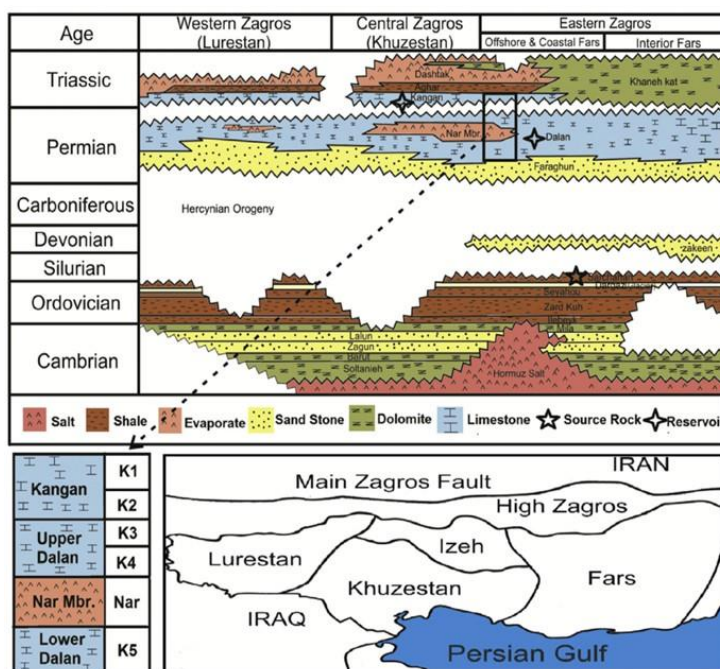
منطقه زاگرس یکی از مهمترین مناطق نفت و گاز جهان است که با مساحتی بالغ بر ۴۰۰/۰۰۰ کیلومتر مربع از جنوب خاور ترکیه تا تنگه هرمز گسترش دارد (Jalilian et al., 2011). یکی از این مناطق مهم واقع در زاگرس، فارسی ساحلی می باشد که در جنوب-غربی ایران واقع شده و میادین مهمی در آن قرار دارد. گسل‌های پی سنگ در دوره‌های مختلف زمین شناسی فعال بوده و محدوده فارس را از فرورفتگی دزفول و لرستان در قسمت شمالی زاگرس، جدا کرده است (Alavi, 2004; Saberi et al., 2016). این ناحیه از دیدگاه جغرافیایی به دو بخش فارس داخلی و بیرونی تقسیم بندی می‌شود. فارس بیرونی خود از دو بخش فارس ساحلی و نیمه ساحلی تشکیل شده است. این تقسیم بندی‌ها براساس تفاوت‌های واحدهای چینه‌ای انجام شده است (Alizadeh et al., 2016). گسل قطر-کازرون کنترل شدیدی بر روی رسوبات این منطقه دارد و الگوهای تغییر شکل منطقه‌ای را از بعد از اینفراکامبرین اعمال کرده است (Bahroudi and Talbot, 2003; Bordenave, 2008; Edgell, 1992; Esrafil-Dizaji and Rahimpour-Bonab, 2013; Kashfi, 1992; Koop and Stoneley, 1982; Murriss, 1980; Sepehr and Cosgrove, 2004). زاگرس در ایران توسط گسل بالارود و گسل قطر کازرون به بخش‌های شرقی، غربی و مرکزی تقسیم می‌شود (Falcon, 1974; Alavi, 2004; Sherkati and Letouzey, 2004; Saberi et al., 2016). این حوضه از کامبرین پیشین تا تریاس میانی، همانند نقاط دیگر ایران، محیط رسوبی سکویی داشته که گاهی تحت تأثیر حرکات خشکی‌زایی بوده است. از اواخر تریاس تا میوسن، رسوباتی به سبب برای بیش از ۱۰۰۰۰ متر بر حوضه در حال فرونشینی مداوم تشکیل شده است. این رسوبات بیشتر کربناتی و در مواردی ماسه‌سنگ، شیل و مارن است. وجود رسوبات تبخیری و بعضی از نبوده‌های چینه‌شناسی کوتاه مدت حاکی از خشکی‌زایی در این حوضه است. در اوایل دوران پالئوزوئیک در ناحیه زاگرس و خلیج فارس رسوبات مربوط به دریای کم عمق، رسوبات دلتایی، ماسه‌سنگ، سیلتستون و شیل نهشته شده است. در اواخر اوردوئیسین در این ناحیه دوران یخبندان حاکم بوده است که در دوره هرناستین با ذوب این یخچال‌ها رسوبات دیامیکتایتی نهشته شده است. این امر به وضوح فاز ذوب شدن یخ-های اواخر دوران اوردوئیسین را نشان می‌دهد. در اواخر سیلورین بر اثر فعالیت‌های کوهزایی هرسنین این ناحیه خارج از آب قرار گرفته و نبود رسوب گذاری دوران کربونیفر در این منطقه را ایجاد نموده‌اند. در دوره پرمین پیشین پیشروی دریا باعث رسوب گذاری سازند ماسه‌سنگی فراقون در ناحیه زاگرس شده است. تداوم این پیشروی در پرمین میانی و فوقانی موجب نهشته شدن سازند کربناته دالان در یک محیط کم عمق ساحلی تا سابقا گردیده است.

از اواخر میوسن-پلیوسن، رسوبات تشکیل شده قبلی در اثر کوهزایی شدید از آب خارج شده و چین خورده‌اند و در محدوده‌ای از آن روراندگی پیچیده ساختاری ایجاد شده است، بطوریکه رسوبات جوان‌تر (سازند بختیاری) با رسوبات زیرین خود حالت دگرشیبی زاویه‌دار پیدا کرده‌اند. دگر شکلی‌های حاصل در این منطقه را به برخورد صفحه عربستان و ایران مرکزی و یا بالا آمدگی در مراحل آخر توالی رسوبات زمین ناودیسسی به شکل کلاسیک آن نسبت داده‌اند (Motiee, 1993).

ساختارهای موجود در ناحیه فارس دارای امتداد شمال‌غربی-جنوب‌شرقی و یا شرقی- غربی هستند. در زاگرس چین‌خورده از تریاس میانی به بعد، شرایط حاکم بر مناطق دیگر تغییر کرده و به همین دلیل رخساره‌های آن با سایر نواحی متفاوت است (Alizadeh et al., 2016). قوس گاوبندی نتیجه تداوم پشته‌ای از پی‌سنگ است که از طریق سپر عربی از سمت قطر به زاگرس نفوذ کرده است و گسل‌های متعددی در غرب و شرق فارس بوجود آورده است که گنبد‌های نمکی در امتداد آن‌ها ایجاد شده‌اند. تاقدیس‌های موجود در ناحیه فارس جهت یافتگی‌های مختلفی دارند. تاقدیس‌های هالگان، بزپر، دریایی، سفید-زخور، خانه خبیث، احمدی، سفیدار، باز، خلفانی از جمله تاقدیس‌های موجود در منطقه فارس می‌باشند (Motiee, 1993). در کامبرین شرایط اکسیدی کم عمق باعث نهشته شدن رسوب‌های آواری و کربناته شده است. سنگ‌های اوردوئیسین نیز نشان دهنده وجود همین شرایط محیطی است. بطور کلی دوره سیلورین بدلیل خارج بودن اکثر نواحی از آب، در اغلب نواحی ایران با نبود رسوب گذاری همراه بوده است اما در برخی نواحی مانند فارس ساحلی نهشته‌های شیلی نشانگر محیط رسوبی کم عمق می‌باشد. دونین در ابتدا شرایطی همانند سیلورین داشته اما در اواسط این دوره پیشروی دریا آغاز شد و در انتهای دونین به بیشترین مقدار خود رسید که باعث رسوب گذاری لایه‌های آواری و کربناته در بخش آغازین و میانی تا انتهای این ناحیه شده است. شیل‌های غنی از مواد آلی سیلورین سازند سرچاهان که معادل آن در عربستان سازند قصبه می‌باشد، سنگ منشا هیدروکربن های پرمین و تریاس می باشند (Bordenave, 2008; Ameen et al., 2010; Peyravi and Kamali, 2010; Rahimpour-Bonab et al., 2010). بازسازی تاریخچه تدفین نشان می‌دهد که سازند سرچاهان در ژوراسیک میانی وارد پنجره نفتی شده است و در اوایل کرتاسه میانی تولید گاز کرده است (Saberi and Rabbani, 2015). البته علاوه بر سازند سرچاهان به عنوان سنگ منشا اصلی سیستم نفتی پالئوزوئیک، سنگ منشا‌های دیگری همچون سازند زاکین و میان‌لایه‌های شیلی موجود در سازند فراقون در فارس ساحلی وجود دارد که توان هیدروکربن‌زایی خوبی دارند (Afshari and Rabbani, 2006; Vaezian et al., 2013). سازندهای

دشتک پوشانده شده‌اند. در شکل ۲ ستون چینه شناسی جنوب ایران نمایش داده شده است.

کربناته کنگان و دالان (پرموتریاس) سنگ مخزن هیدروکربن‌های موجود در این ناحیه می‌باشند که حجم زیادی از هیدروکربن‌های جنوب زاگرس را در خود جای داده‌اند و توسط تبخیری‌های سازند



شکل ۲- ستون چینه شناسی جنوب ایران (Saberi and Rabbani, 2015).

Fig. 2. South Iranian stratigraphy column (Saberi and Rabbani, 2015).

نمونه‌ها مورد بررسی و ارزیابی قرار می‌گیرد و سپس به منظور تعیین تاریخچه تدفین و حرارتی و همچنین مقدار هیدروکربن تولید شده مدل‌سازی یک‌بعدی با استفاده از نرم افزار پترومد انجام می‌شود.

مطالعات راک-ایول سازند فراقون

با استفاده از روش پیرولیز راک-ایول می‌توان توانایی هیدروکربورزایی سنگ منشا را با اندازه‌گیری پارامترهای مربوطه مشخص نمود. این روش اطلاعات بسیار مفیدی در مورد نوع ماده آلی، پتانسیل نمونه‌ها، کل کربن آلی و تحول حرارتی ماده آلی در اختیار قرار می‌دهد. همانطور که در بخش‌های قبلی گفته شد ۱۰ نمونه از سازند فراقون توسط پیرولیز راک-ایول مورد ارزیابی قرار گرفتند و پارامترهای مختلف این ۱۰ نمونه (T_{max})، میزان کل کربن آلی و ... اندازه‌گیری شدند (جدول شماره ۱). نتایج آزمایش نشان داد که مقدار تغییرات کل کربن آلی و T_{max} نمونه‌ها بین ۰/۱ تا ۱/۸۹٪ و ۴۲۳ تا ۴۳۷ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. تعیین نوع کروژن، میزان ماده آلی بلوغ حرارتی و پختگی آن از عوامل مهم در ارزیابی یک سنگ منشا است (Barker, 1974). این روش یک ابزار مناسب برای تشخیص سنگ‌های منشا مولد از غیر منشا است (Wicker and En, 1981).

ابزار و روش

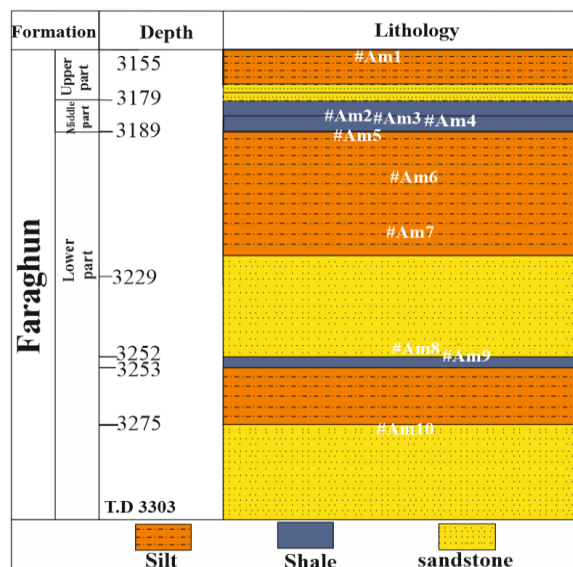
همانطور که در بخش‌های قبلی گفته شد، محدوده مورد بررسی در این مطالعه یکی از چاه‌های میدان گازی نار (چاه شماره ۲ نار) می‌باشد. میدان نار یکی از میادین مهم واقع در بخش فارس ساحلی می‌باشد. با بررسی پالئولاگ مربوط به این چاه (شکل شماره ۳) مشخص گردید که در قسمت بالایی سازند فراقون (عمق ۳۱۷۹ تا ۳۱۸۹ متری) میان‌لایه‌های شیلی وجود دارد که می‌تواند یک سنگ منشا محتمل در این ناحیه باشد. به منظور بررسی توان تولیدی این سازند و میان‌لایه‌های شیلی موجود در آن ۱۰ نمونه خرده حفاری از فواصل مختلف این سازند توسط دستگاه پیرولیز راک-ایول مورد ارزیابی قرار گرفتند که نتایج آن در جدول شماره ۱ مشاهده می‌شود. در ادامه برای تحلیل نتایج و تکمیل مطالعات، مدل‌سازی یک‌بعدی صورت گرفت که برای مدل‌سازی از نرم افزار پترومد استفاده شده است. در جهت تصحیح مدل و کالیبره کردن آن از اطلاعات ضریب انعکاس ویتترینایت و داده‌های دمایی اندازه‌گیری شده مطابق جداول ۲ و ۳ استفاده گردید.

بحث و بررسی

در ادامه به تحلیل نتایج حاصل از پیرولیز راک-ایول ۱۰ نمونه سازند فراقون پرداخته می‌شود و توان هیدروکربن‌زایی هرکدام از

قرار گیرند چرا که این آلودگی‌ها بر نتایج پیرولیز راک-ایول تاثیرگذار خواهند بود. برای بررسی برج یا نابر جا (مهاجرت یافته) بودن نمونه‌ها از نمودار هیدروکربن‌های آزاد شده به مقدار کل کربن آلی استفاده می‌شود. شیب این نمودار برابر با ۱/۵ می‌باشد که معیار خوبی برای جداسازی نمونه‌های مهاجرت یافته از نمونه‌های برج می‌باشد.

همانطور که در جدول شماره ۱ مشخص است، بیشترین میزان کربن آلی (۱/۸۹ و ۱/۸۸٪) مربوط به نمونه‌های حاصل از میان‌لایه‌های شیلی سازند فراقون می‌باشد (نمونه‌های ۲، ۳، ۴ و ۹). قبل از هر چیز ابتدا باید این اطمینان حاصل شود که آیا نتایج بدست آمده بیانگر ویژگی‌های مواد آلی مورد مطالعه هست یا خیر. بدین منظور ابتدا باید عدم آلودگی نمونه‌ها مورد مطالعه و بررسی



شکل ۳- تصویر پالئولاگ سازند فراقون در چاه شماره ۲ نار.

Fig. 3. Paleolog image of Faraghun Formation in Nar No. 2 well.

جدول ۱- اطلاعات حاصل از نتایج پیرولیز راک-ایول ۱۰ نمونه سازند فراقون.

Table 1. Information on the results of Rock-Eval 10 pyrolysis results from Faraghun.

Formation	Depth	S1(mg/g)	S2(mg/g)	PI	Tmax(°C)	S3(mg/g)	TOC (%)	HI	OI
#AM1	3166	0.46	0.28	0.62	433	0.42	0.42	67	100
#AM2	3185	0.65	3.22	0.17	429	2.11	1.88	366	240
#AM3	3186	0.46	3.25	0.13	427	1.37	1.89	365	154
#AM4	3187	0.71	3.43	0.17	430	1.71	0.97	354	176
#AM5	3193	0.22	0.12	0.66	433	0.24	0.15	80	160
#AM6	3208	0.32	0.25	0.56	435	0.93	0.14	179	664
#AM7	3220	3.17	4.49	0.41	423	3.11	1.39	323	234
#AM8	3250	0.2	0.20	0.50	432	0.34	0.15	133	227
#AM9	3252	0.94	2.94	0.24	434	2.48	1.09	270	228
#AM10	3276	0.47	0.32	0.59	437	0.28	0.16	200	175

جدول ۲- مقادیر اندازه گیری شده دما در چاه شماره ۲ نار.

Table 2. Measured values of temperature in well No. 2 Nar.

Formation	Depth	Temp.
Faraghun	810	41
Faraghun	1855	64
Faraghun	2397	77

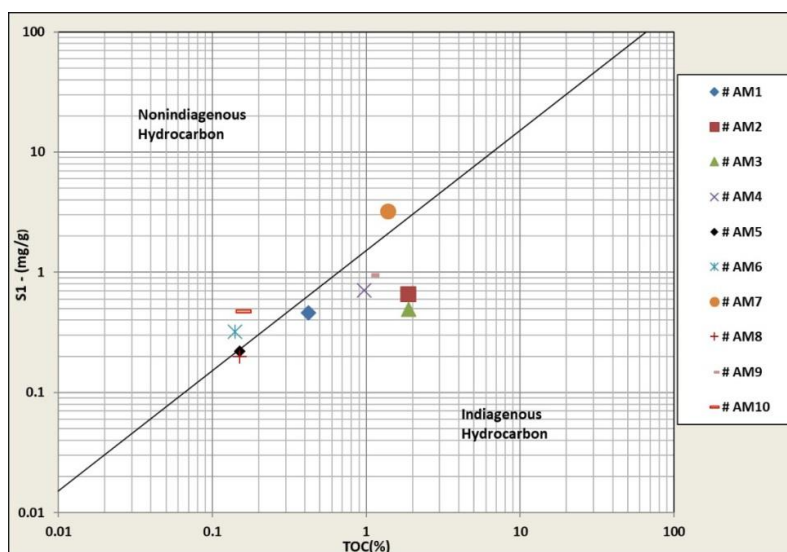
جدول ۳- مقادیر اندازه گیری شده ضریب انعکاس ویتترینایت در چاه شماره ۲ نار.

Table 3. Measured values of vitrinite reflection coefficient in well No. 2 Nar.

Formation	Depth(m)	Ro Min	Ro Mean	Ro Max
Faraghun	837	0.47	0.52	0.58
Faraghun	1910	0.63	0.68	0.74
Faraghun	2462	0.72	0.77	0.81
Faraghun	2635	0.79	0.81	0.85

مادر را رتبه بندی نمود. نمودار اندیس تولید به کل کربن آلی در سازند فراقون در شکل ۵ ترسیم شده است. این نمودار مبین این نکته است که این میان لایه‌ها دارای توان تولید ضعیف تا خوب در تولید هیدروکربن می‌باشد. همچنین برای تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی از نمودار S_2 در مقابل TOC (شکل ۶) استفاده شد. بر طبق این نمودار پتانسیل سازند فراقون ضعیف تا خوب است که این نمودار تأیید کننده نمودار S_1+S_2 در مقابل TOC می‌باشد. یکی از روش‌های کاربردی برای تعیین نوع ماده آلی، میزان بلوغ و همچنین نوع کروژن آن استفاده از نمودار تغییرات شاخص هیدروژن نسبت به Tmax (شکل ۷) و نمودار OI در مقابل HI (شکل ۸) می‌باشد.

با توجه به نکات گفته شده برای مشخص نمودن نمونه‌های غیربومی از نمونه‌های بومی سازند فراقون از نمودار هیدروکربن‌های آزاد شده به کل کربن آلی استفاده گردید. همانطور که در شکل ۴ مشخص است اکثر نمونه‌ها از جمله نمونه‌های حاصل از میان لایه‌های شیلی (۷ نمونه از ۱۰ نمونه مورد بررسی) در منطقه بومی و زیر خط شیب معیار قرار گرفته‌اند. سه نمونه در محدوده هیدروکربن غیربومی قرار دارند که تحت تأثیر مهاجرت بوده‌اند. برای ادامه کار نمونه‌های برج از نمونه‌های نابرجا جدا شده و تحلیل‌های بعدی بر مبنای نمونه‌های برج صورت گرفته است. با استفاده از رسم مقادیر هیدروکربن‌های تولید شده به همراه اندیس تولید (S_1+S_2) که پتانسیل ذاتی نامیده می‌شود، در مقابل کل کربن آلی، می‌توان سنگ



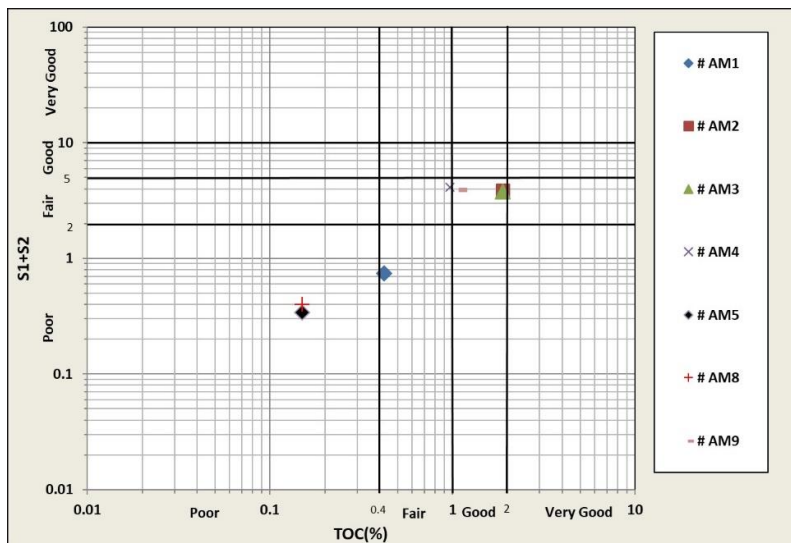
شکل ۴- نمودار S_1 در مقابل TOC برای تعیین بومی یا غیربومی بودن نمونه هیدروکربن‌های موجود در سنگ.

Fig. 4. S1 diagram versus TOC to determine whether the hydrocarbon samples in the rock are native or non-native.

اندیس هیدروژن در محدوده بین ۶۷ تا ۳۶۶ میلی گرم هیدروکربن بر سنگ می‌باشند.

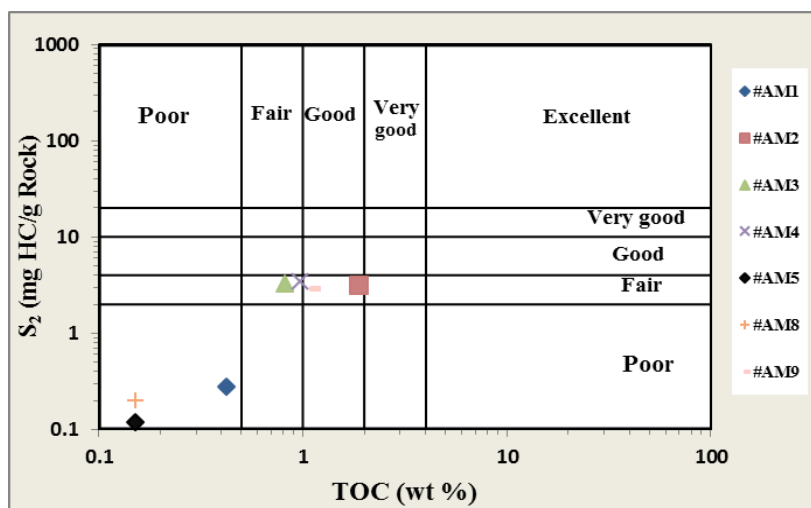
بر اساس نمودار تغییرات اندیس تولید نسبت به Tmax نیز می‌توان بالغ یا نابالغ بودن نمونه‌ها و همچنین قرارگیری آن‌ها در پنجره نفتی را ارزیابی کرد که طی آن مشخص گردید اکثر نمونه‌های سازند فراقون در مرحله ابتدایی بلوغ پنجره نفتی یعنی در اوایل کاتازنز قرار گرفته‌اند (شکل ۹).

نمودارهای شکل ۷ و ۸ نشان می‌دهند که نمونه‌های حاصل از سازند فراقون تلفیقی از کروژن‌های نوع سه در ترکیب با کروژن نوع دو می‌باشند. ضمن اینکه باتوجه به دمای نمونه‌ها در نمودار شاخص هیدروژن نسبت به Tmax در حدود ۴۳۵ (اوایل مرحله کاتازنز)، نشان می‌دهد که سازند فراقون به عنوان یک سنگ منشا احتمالی توانسته است مرحله بلوغ حرارتی را طی نماید. بر اساس مقادیر Tmax اکثر نمونه‌ها در ابتدای پنجره بلوغ نفتی می‌باشند. مقادیر



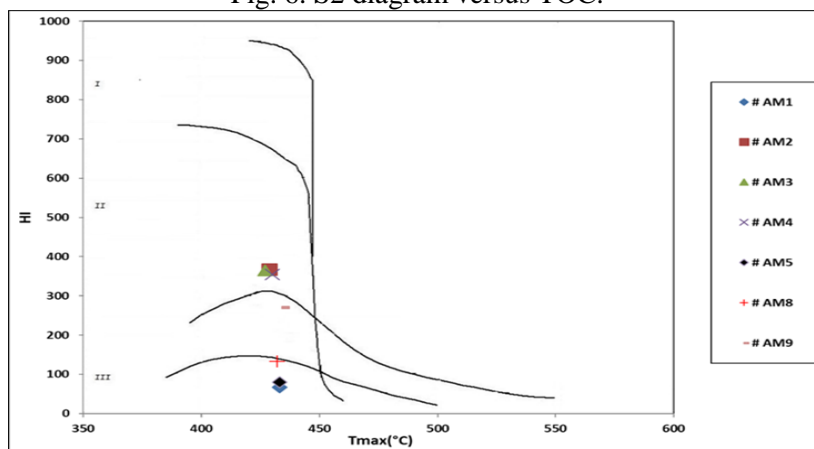
شکل ۵- نمودار S1+S2 در مقابل TOC.

Fig. 5. S1+ S2 diagram versus TOC.



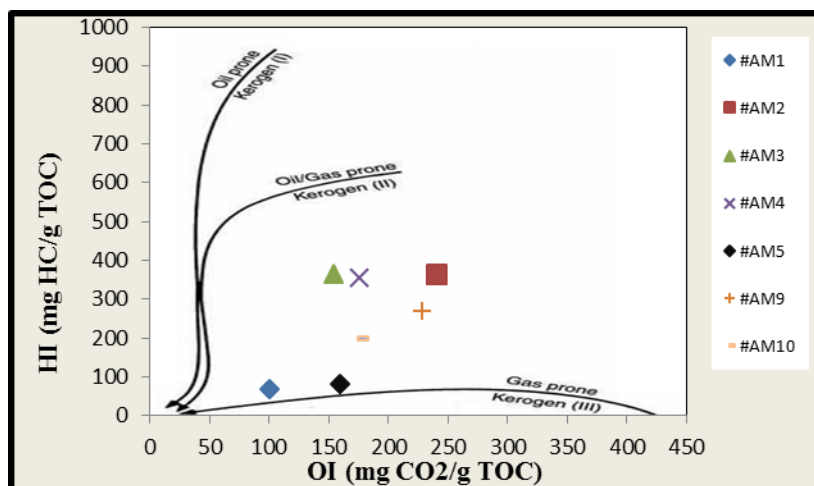
شکل ۶- نمودار S2 در مقابل TOC.

Fig. 6. S2 diagram versus TOC.



شکل ۷- نمودار HI در مقابل Tmax.

Fig. 7. HI diagram versus Tmax.



شکل ۸- نمودار OI در مقابل HI.

Fig. 8. OI diagram versus HI.

شده است. کالیبراسیون، یک انطباق بهینه بین پارامترهای اندازه‌گیری شده و مدل برقرار می‌سازد و برای مدل‌سازی مؤثر نقش کلیدی دارد. مقادیر انعکاس ویتیرینایت و دمای مدل‌سازی با داده‌های واقعی مقادیر انعکاس ویتیرینایت و دما مقایسه شدند.

باتوجه به وجود میان‌لایه‌های شیلی در سازند فراقون و تنوع لیتولوژی به منظور بررسی دقیق‌تر توان هیدروکربن‌زایی و مدل‌سازی، این سازند به سه قسمت مجزاء بخش فوقانی، میانی و تحتانی تقسیم گردید که بخش فوقانی فراقون (عمق ۳۱۵۵ تا ۳۱۷۹ متری) عمدتاً دارای لیتولوژی ماسه‌ای به همراه سیلت، بخش میانی فراقون دارای لیتولوژی شیلی و دارای توان تولید هیدروکربن (عمق ۳۱۷۹ تا ۳۱۸۹ متری) و بخش تحتانی فراقون (عمق ۳۱۸۹ تا ۳۳۰۳ متری) دارای ماسه و سیلت می‌باشند. فراقون از طریق یک ناپیوستگی فرسایشی بر روی سازند زاکین قرار گرفته است. سازندهای کنگان و دالان مخازن اصلی در میدان گازی نار می‌باشند که شامل تناوبی از سنگ آهک‌های دولومیتی و دولومیت می‌باشند. میزان تخلخل در این دو سازند در مقطع چاه و در طول سازند متغیر می‌باشد. جهت کالیبره کردن مدل از اطلاعات ضریب انعکاس ویتیرینایت و داده‌های دمایی مطابق جداول ۲ و ۳ استفاده گردید. به کمک مقادیر اندازه‌گیری شده ضریب انعکاس ویتیرینایت در چاه شماره ۲ نار، نمودار بلوغ در برابر عمق و نمودار تاریخچه حرارتی با محدوده بلوغ حرارتی با در نظر گرفتن شار حرارتی ۵۲ میلی وات بر متر مربع، سازندهای مختلف ایجاد و تصحیح شده است (شکل شماره ۸). همانطور که در نمودار شکل ۸ مشاهده می‌شود، انطباق بالایی بین خروجی مدل و نتایج آزمایشگاهی وجود دارد، این موضوع نشان دهنده کالیبراسیون خوب مدل و تایید صحت نتایج بازسازی تاریخچه تدفین و حرارتی توسط این مدل می‌باشد. در این مدل سازند سرچاهان به عنوان سنگ منشا اصلی در نظر گرفته شده

در اشکال ۴-۵-۶-۷ نمونه‌های مربوط به میان‌لایه‌های شیلی (نمونه‌های شماره ۲-۳-۴ و ۹) در محدوده‌های نزدیک هم در این شکل‌ها قرار گرفته‌اند این چهار نمونه بیشترین پتاسیل هیدروکربن-زایی را در شکل ۵ نشان می‌دهند و در اشکال ۷ و ۸ نوع کروژن آن‌ها مشخص گردیده است (کروژن نوع دو) و در انتهای پنجره نفتی واقع شده‌اند.

مدل‌سازی تاریخچه تدفین و حرارتی سازند فراقون

برای ایجاد مدل‌های قابل اعتماد تاریخچه تدفین و حرارتی باید اطلاعات ورودی اعم از سن، وقایع تکتونیکی، ضخامت، رسوب، مدت فرسایش و... بطور کامل مشخص باشد تا در نهایت مدل‌هایی قابل اطمینان بدست آید.

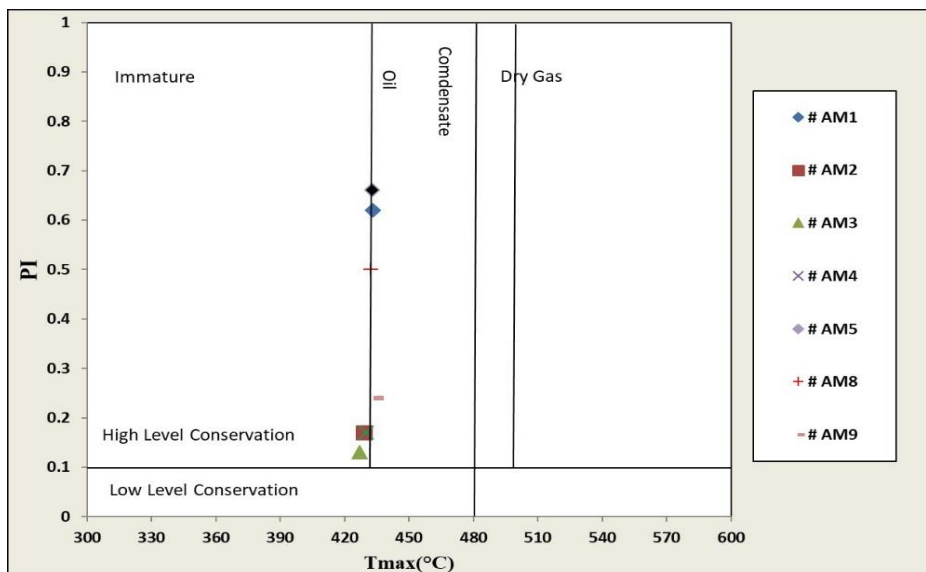
شرایط مرزی مدل شامل دمای سطح تماس آب و رسوب^۱ (SWIT)، عمق آب دیرینه^۲ (PWD) و جریان حرارتی^۳ (HF) است (جدول ۴). مقادیر عمق آب دیرینه از روی ترکیب سنگ-شناسی، محیط رسوبگذاری گزارشات فسیل شناسی انجام شده در چاه مورد نظر و آخرین گزارش نشریه ژئوئوربیا از چینه‌شناسی منطقه به دست آمده است. دمای سطح تماس آب و رسوب در نرم-افزار که بر اساس مدل‌های جهانی دمای میانگین سطح^۴ بر مبنای مطالعات وایگرا (Wygrala, 1989) محاسبه شده است. پارامترهای کینتیکی تجزیه کروژن، کنترل کننده نوع و مقدار هیدروکربن‌های تولید شده می‌باشند (Tissot et al., 1987). در این مطالعه برای سازند فراقون از معادلات کینتیکی تیسوت و واپس^۵ ۱۹۹۲ و برای سازند سرچاهان از ابوعلی^۶ ۱۹۹۹ استفاده

- 1- Sediment Water Interface Temperature
- 2- Paleo Water Depth
- 3- Heat Flow
- 4- Global Mean Surface Temperature
- 5- Tissot in Waple (1992) TII

6- Abu-Ali (1999) TII

بخش شیلی آن است به عنوان سنگ منشا ثانویه در نظر گرفته شده است. جهت تعیین میزان مجموع کربن آلی اولیه و میزان اندیس هیروژن اولیه از ماژول ژئوشیمی نرم افزار پترومد بر اساس داده های آنالیز شده راک-ایول در این چاه استفاده شده و میزان مجموع کربن آلی برابر ۲/۷ و میزان اندیس هیروژن اولیه برابر ۳۰۰ محاسبه گردید.

است، بر اساس مطالعه صابری و همکاران (۲۰۱۶) بر روی این سازند میزان مجموع کربن آلی اولیه این سازند برابر ۸ و میزان اندیس هیروژن اولیه برابر ۴۷۰ در نظر گرفته شده است (این چاه تا سازند فراقون و عمق نهایی ۳۳۰۳ متری حفاری شده است و عمق سازند زاکین و سرچاهان بر اساس پیش بینی زمین شناسی انجام شد در منطقه در نظر گرفته شده است). همچنین برای بررسی نقش میان لایه های سازند فراقون بخش میانی این سازند که



شکل ۹- نمودار PI در مقابل Tmax.

Fig. 9. PI diagram versus Tmax.

جدول ۴- مقادیر استفاده شده جهت شرایط مرزی در مدل.

Table 4. Values used for boundary conditions in the model.

Paleo depth of water (m)	Initial temperature in sediments (°C)	Thermal flux (mW/m ²)	Age (Ma)
0	21.20	52	0
15	24.22	52	40
12	28.10	52	70
20	28.00	52	100
10	29.00	52	150
40	26.07	54	250
35	20.74	54	290
60	21.07	54	443

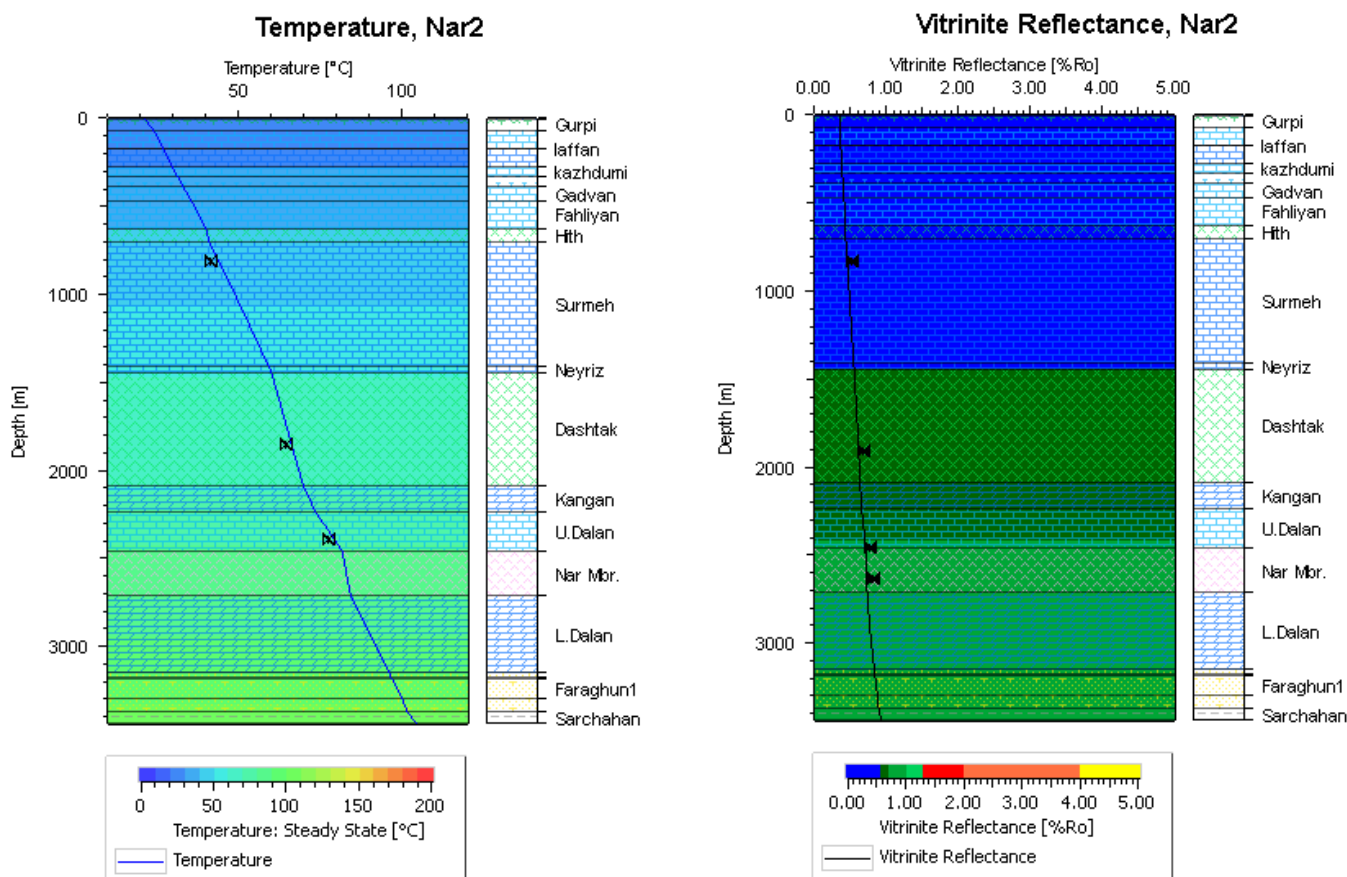
سال قبل) در عمق ۳۲۲۵ متری وارد اوج پنجره نفتی شده است. سازند سرچاهان در ۳/۹۷ میلیون سال قبل در حداکثر عمق خود برابر ۴۵۶۲ متری در این چاه قرار گرفته و اکنون در عمق ۴۴۴۵ متری دارای ضریب انعکاس ویتربنایتی معادل ۰/۹۵ می باشد.

در شکل ۱۰ نمودار بازسازی شده تاریخچه تدفین برای این چاه ترسیم شده است. بر اساس این بازسازی، سازند سرچاهان به عنوان سنگ منشا اصلی هیدروکربن در سیستم نفتی دوران پالئوزوئیک ۱۵۴ میلیون سال قبل در ژوراسیک بالایی در عمق ۲۶۰۸ متری وارد پنجره نفتی گردیده است و در کرتاسه پایینی (۱۰۵ میلیون

بازسازی تولید هیدروکربن و میزان خروج هیدروکربن از سنگ-های منشا در این ناحیه در اشکال ۱۲ و ۱۳ ترسیم شده است. همانطور که در این شکل مشخص است سازند سرچاهان در حال حاضر ۲/۳۵ مگاتن هیدروکربن تولید کرده است. در سازند سرچاهان ۹۴ میلیون سال قبل اشباع هیدروکربن به حدی رسیده است که هیدروکربن از سنگ منشا خارج شده و اکنون ۲/۱۷ مگاتن از هیدروکربن‌های تولیدی این سازند از آن خارج شده است. میان-لایه شیلی سازند فراقون در حال حاضر ۰/۰۴ مگاتن هیدروکربن تولید کرده اند. این میان‌لایه ها ۵/۵ میلیون سال قبل به مرحله خروج هیدروکربن وارد شده‌اند و در حال حاضر ۰/۰۱ مگاتن هیدروکربن در این ناحیه از خود خارج نموده اند.

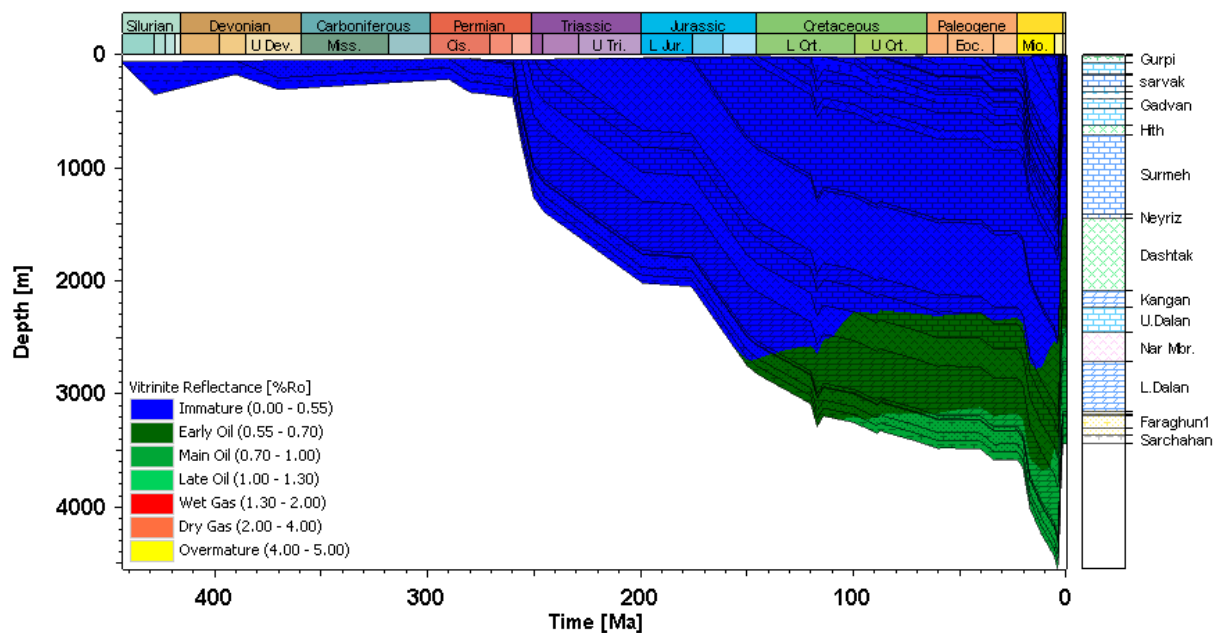
همانطور که بیان گردید یکی از اهداف این مطالعه بررسی میان-لایه‌های شیلی-ذغالی سازند فراقون در این منطقه می‌باشد. بر اساس این بازسازی (شکل ۱۰) بخش میانی سازند فراقون ۱۳۸ میلیون سال قبل وارد پنجره زایش هیدروکربن گردیده و ۶۹ میلیون سال قبل در عمق ۳۱۵۷ متری وارد اوج پنجره نفتی شده است. این میان‌لایه ۳/۹۷ میلیون سال قبل در حداکثر عمق ۴۲۹۵ متری قرار گرفته و در حال حاضر با عمق ۳۱۸۷ متری دارای ضریب انعکاس ویتترینیتی معادل ۰/۸۴ می‌باشد.

در شکل ۱۱ بازسازی تاریخچه حرارتی در این چاه نشان داده شده است. بر اساس این نمودار سازند سرچاهان در حداکثر عمق خود ۴۵۶۲ متری دمای ۱۳۷ درجه سانتیگراد و میان‌لایه‌های سازند فراقون دمای ۱۳۰ درجه سانتی‌گراد را تحمل نموده است.



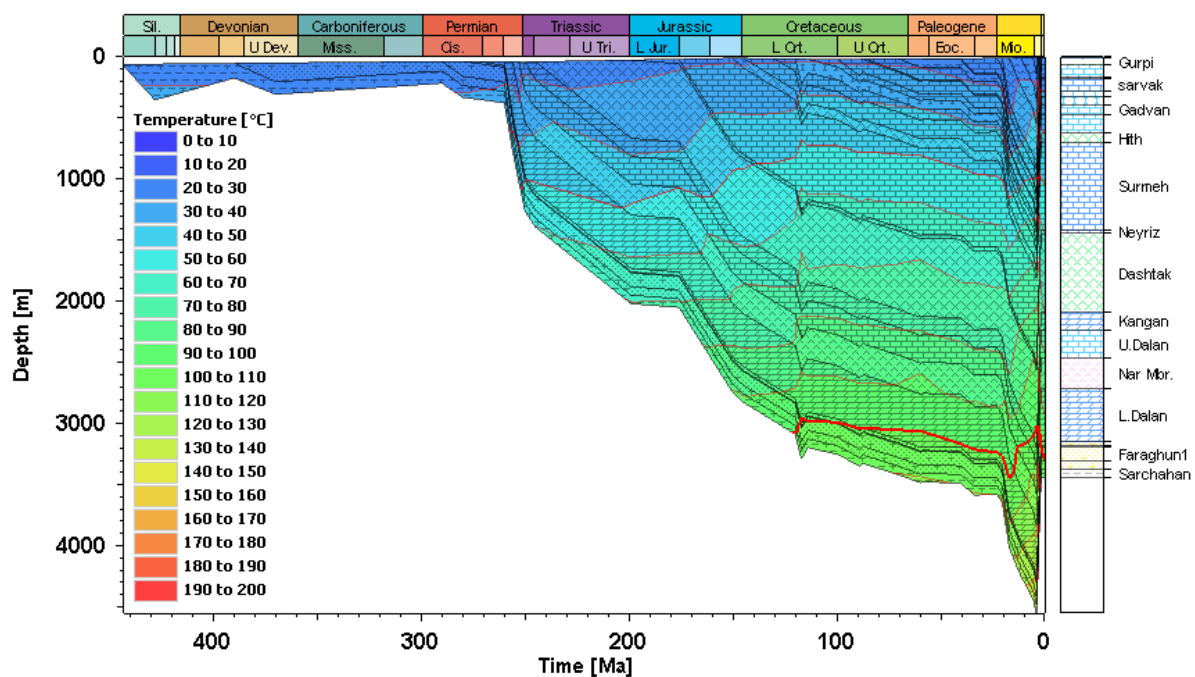
شکل ۱۰- خروجی محاسبه شده‌ی مدل و انطباق آن با مقادیر اندازه‌گیری شده‌ی واقعی (جدول ۲ و ۳) برای دماهای ته چاهی (چپ) و انعکاس ویتترینایت (راست).

Fig. 10. Calculated output of the model and its compliance with the actual measured values (Tables 2 and 3) for well bottom (left) and vitrinite (right) reflections.



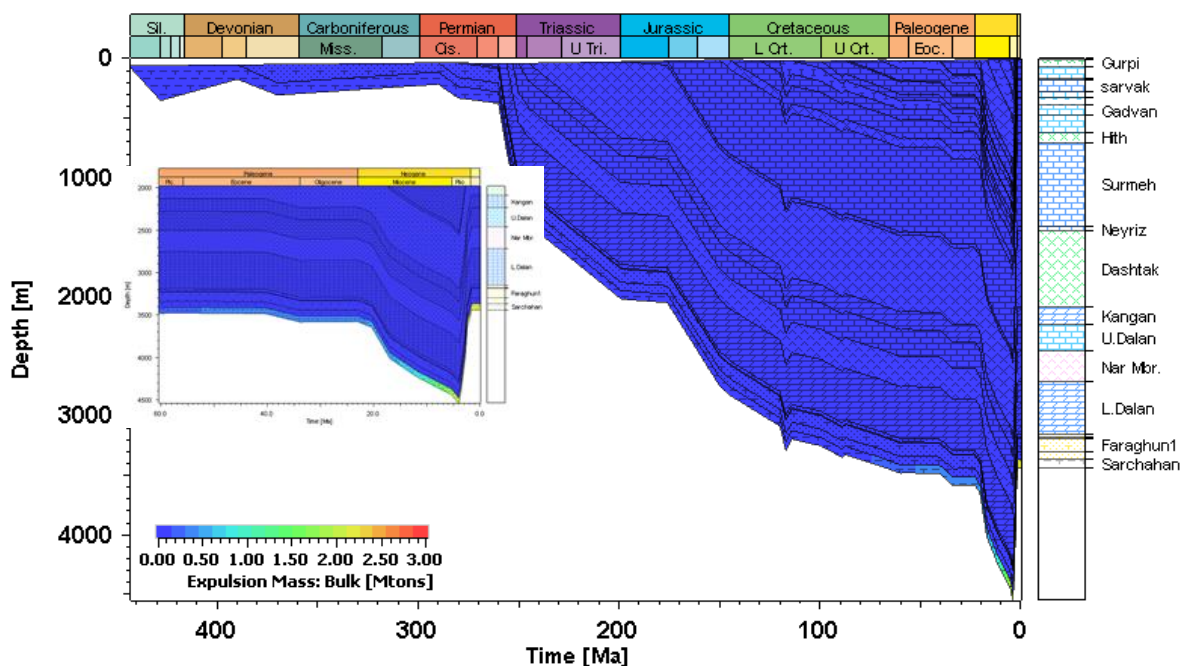
شکل ۱۱- نمودار تاریخچه تدفین با محدوده ضریب انعکاس ویتربنایت.

Fig. 11. Burial history chart with vitrinite reflection coefficient range.



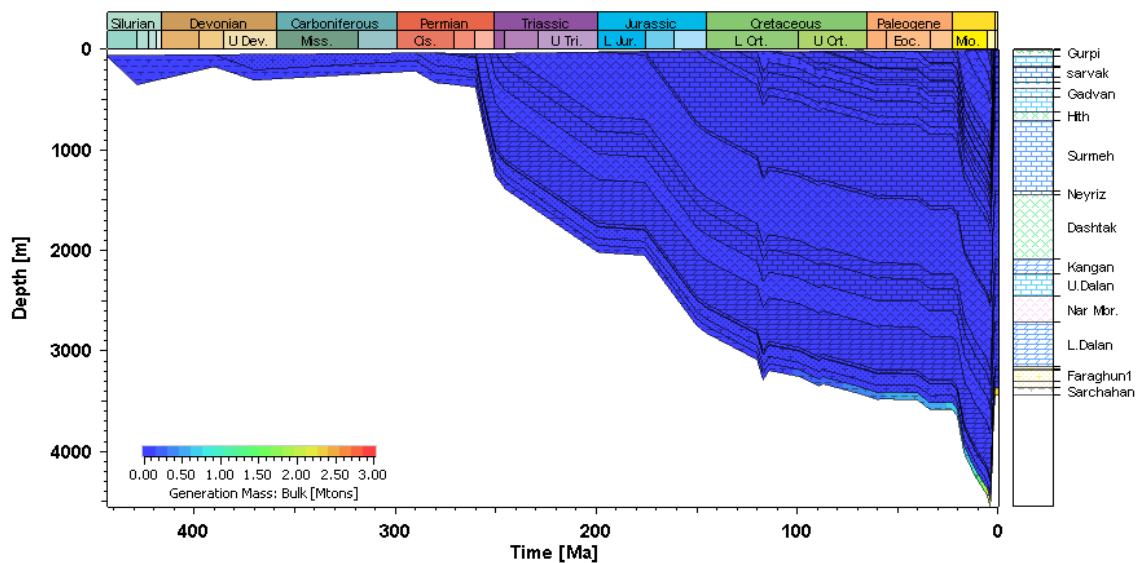
شکل ۱۲- تاریخچه تدفین و محدوده دماهای سازندهای موجود در چاه شماره ۲ نار.

Fig. 12. Burial history and temperature range of formations in well No. 2 Nar.



شکل ۱۳- تاریخچه تدفین بر اساس محدوده مقدار خروج هیدروکربن.

Fig. 13. Burial history based on the range of hydrocarbon emissions.



شکل ۱۴- نمودار تاریخچه تدفین بر اساس مقدار هیدروکربن تولیدی.

Fig. 14. Burial history chart based on the amount of hydrocarbon produced.

نتیجه گیری

فراقون نیز توانایی تولید هیدروکربن داشته باشد. نتایج پیرولیز راک-یول نمونه‌های سازند فراقون در چاه شماره ۲ نار نشان می‌دهد که میزان کل کربن آلی میان‌لایه‌های شیلی سازند فراقون $1/89$ و T_{max} آن حدود 430 درجه سانتی‌گراد می‌باشند و نشان دهنده آن است که از توان هیدروکربن‌زایی خوبی برخوردار می‌باشد.

سازند سرچاهان سنگ منشا اصلی سیستم هیدروکربنی پالئوزوئیک در جنوب ایران می‌باشد. با مطالعه پالئولاگ چاه شماره ۲ نار مشخص گردید که در قسمت میانی فراقون میان‌لایه‌های شیلی وجود دارد که احتمال می‌رود علاوه بر سازند سرچاهان سازند

در این مطالعه مشخص گردید که میان لایه‌های شیلی-ذغالی سازند فراقون با ضخامت مجموع ۱۱ متر و میزان مجموع کربن اولیه ۲/۷ و اندیس هدیروژن اولیه ۳۰۰ توانسته‌اند مقدار اندکی هیدروکربن تولید و از خود خارج نمایند و به عنوان یک سنگ منشا ثانویه مطرح باشد. این بخش از سازند فراقون در این میدان ۶۹ میلیون سال قبل در عمق ۳۱۵۷ متری وارد اوج پنجره نفتی شده و تا کنون ۵/۵ میلیون سال قبل وارد مرحله خروج هیدروکربن شده و تاکنون ۰/۰۱ مگاتن از مجموع ۰/۰۴ مگاتن هیدروکربن تولیدی توسط این سازند از آن خارج شده است.

بازسازی تاریخچه تدفین وضعیت نهشته شدن و تدفین سازندها را در طول زمان زمین شناسی نشان می‌دهد. بر اساس این مدل-سازی در محل چاه نار ۲ در میدان نار، سازند سرچاهان در اواخر دوره ژوراسیک وارد پنجره نفتی شده و در اوایل دوره کرتاسه به مرحله اوج پنجره نفتی وارد شده است، سازند سرچاهان به عنوان منشا اصلی هیدروکربن‌های سیستم نفتی دوران پالئوزوئیک ۹۴ میلیون سال قبل به مرحله خروج هیدروکربن رسیده و تاکنون با انعکاس ویتربینایت ۰/۹۵، ۲/۱۷ مگاتن از مجموع ۲/۳۵ مگاتن هیدروکربن تولیدی خود را خارج نموده است.

منابع

- Afshari, N., Rabbani, A.R., 2006. Geochemical Investigation of Faraghun, Sarchahan and Siah Formations in Gas Generating in Fars and Bandar-Abbas Regions. Internal report, p. 1-9.
- Alavi, M., 1994. Tectonic of the Zagros Orogenic Belt of Iran-New Data and Interpretations. *Tectonophysics* 229, 211.
- Alizadeh, B., Saadati, H., Rashidi, M., Kobraei, M., 2016. Geochemical Investigation of Oils from Cretaceous to Eocene Sedimentary Sequences of the Abadan Plain, Southwest Iran. *Marine and Petroleum Geology* 73, 609-19.
- Attarian, M., Moalemmi, S.A., Memariani, M., 2016. Evaluation of burial history and thermal modeling of oil field located in the east of the Persian Gulf. *Proceedings of the 20th Conference of the Geological Society of Iran*.
- Bahroudi, A., Talbot, C.J., 2003. The Configuration of the Basement Beneath the Zagros Basin. *Journal of Petroleum Geology* 26, 257-82.
- Barker, C., 1974. Pyrolysis Techniques for Source Rock Evaluation. *AAPG Bulletin* 58(11), 2349-2361.
- Bordenave, M.L., 2008. The Origin of the Permo-Triassic Gas Accumulations in the Iranian Zagros Fold belt and Contiguous Offshore Areas: A Review of the Palaeozoic Petroleum System. *Journal of Petroleum Geology* 31(1), 3-42.
- Bordenave, M.L., Hegre J.A., 2010. Current Distribution of Oil and Gas Fields in the Zagros Fold Belt of Iran and Contiguous Offshore as the Result of the Petroleum Systems. *Geological Society, London, Special Publications* 330(1), 291-353.
- Edgell, H.S., 1992. The Permian System as an Oil and Gas Reservoir in Iran, Iraq and Arabia. *Proceedings of the Second Iranian Geological Symposium, Tehran*, pp. 1-17.
- Esfarili-Dizaji, B., Rahimpour-Bonab, H., 2013. A Review of Permo-Triassic Reservoir Rocks in the Zagros Area, Sw Iran: Influence of the Qatar-Fars Arch. *Journal of Petroleum Geology* 36(3), 257-79.
- Falcon, N.L., 1974. Southern Iran: Zagros Mountains. *Geological Society, London, Special Publications* 4(1), 199-211.
- Jalilian, A.H., Lasemi, Y., Aghanbati, A., 2011. Petrography and geochemistry of dolomites of Surmeh Formation in Fars region, southwestern Iran. *Advanced Applied Geology* 1(2), 67-76.
- Kashfi, M.S., 1992. Geology of the Permian Gas Reservoirs in the greater Persian Gulf area. *Journal of Petroleum Geology* 15(3), 465-80.
- Koop, W.J., Stoneley, R., 1982. Subsidence History of the Middle East Zagros Basin, Permian to Recent. *Philosophical Transactions of the Royal Society* 305, 149-68.

- Mehdi Nia, M., Mousavi Harami, S.R., 2012. Petrography and Interpretation of the Exposure of the Early Permian Deposits (Faraghan Formation) in Golshan Square in the Persian Gulf. *Exploration and Production Monthly* 88, 65–71.
- Mohebbi Hosseinabadi, F., Memariani, M., Tejeh, F., 2016. Geochemical study and evaluation of Paleozoic sediments in Darang, Black Mountain and Cumin buildings. *Scientific-Extension Monthly of Oil and Gas Exploration and Production* 144, 42–47.
- Motiee, H., 1993. *Geology of Iran: Zagros stratigraphy*, Geological Survey of the Iran.
- Murris, R.J., 1980. Middle East: Stratigraphic Evolution and Oil Habitat. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 64(5), 597–618.
- Pouramini Bazanjani, S., Adabi, M.H., 2013. Effect of diagenesis on reservoir quality of Kangan Formation in Lavan field, Persian Gulf. *Advanced Applied Geology* 3(4), 33–47.
- Rudkiewicz, J.L., Sherkati, S.H., Letouzey, J., 2007. *Evolution of Maturity in Northern Fars and in the Izeh Zone (Iranian Zagros) and Link with Hydrocarbon Prospectivity*, Springer, Berlin, Heidelberg, p. 229–246.
- Saberi, M.H., Ashrafi, T., Khaleqi, M., 2017. One-dimensional modeling of sedimentary basin in Tabnak gas field, coastal Fars region, Iran. *Advanced Applied Geology* 7(3), 65–75.
- Saberi, M.H., Rabbani, A.R., 2015. Origin of Natural Gases in the Permo-Triassic Reservoirs of the Coastal Fars and Iranian Sector of the Persian Gulf. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 26, 558–69.
- Saberi, M.H., Rabbani, A.R., Ghavidel-Syooki, M., 2016. Hydrocarbon Potential and Palynological Study of the Latest Ordovician - Earliest Silurian Source Rock (Sarchahan Formation) in the Zagros Mountains, Southern Iran. *Marine and Petroleum Geology* 71, 12–25.
- Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004. Structural Framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21(7), 29–43.
- Sherkati, S.H., Letouzey, L., 2004. Variation of Structural Style and Basin Evolution in the Central Zagros (Izeh Zone and Dezful Embayment), Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21(5), 35–54.
- Taghavi, A., Najafi, M., Etemad, S., Najmeh Siddiq, M., 2018. Folding geometry in Varavi, Lamerd, Tabnak, Gaobandi, Khayyam and orbit gas fields in coastal Fars. *Advanced Applied Geology* 8, 33–43.
- Tissot B.P., Pelet, R., Ungarner P.H., 1987. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 71, 1445–1466.
- Vaezian, A., Ziaei, M., Kamali, M.R., Ghiyasi, F.J., Vaezian, S. 2013. A study on the geochemical properties of potential source rocks of Salman oil field in the Persian Gulf sedimentary basin, Iranian Geological Society.
- Wicker, K.M., Coastal E., 1981. Association Round Table. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions* 31(I), 295–300.
- Wygrala, B.P., 1989. *Integrated study of an oil field in the southern Pobasin, northern Italy*, Ph.D Thesis, Forschungszentrum Jülich GmbH, 328p.