



Determining geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of the Kazhdumi Formation: A case study from the Pazanan Field, Dezful Embayment

Mohadeseh Hajivahabi¹, Morteza Asemani², Jahanbakhsh Daneshian³ and Ali Opera⁴

1- M.Sc. (graduated), Dept. of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran

2- Assist. Prof., Dept. of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran

3- Prof., Dept. of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran

4- National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Article type: Original Research	The Dezful Embayment in the folded-thrust belt of the Zagros is considered one of the most critical oil-rich regions in Iran. The Kazhdumi Formation, With Late Aptian to Midle Albian age, is a recognized as one of the primary source rocks for crude oils in this area and holds significant geochemical importance. Despite this formation's key role in supplying oil to many fields, comprehensive geochemical information on the source rock quality, organic matter type, and thermal maturity is very limited due to the formation's deep depth and the lack of access to source rock samples. In this study, 30 cutting samples from Kazhdumi Formation in the Pazanan Field, were subjected to Rock-Eval pyrolysis geochemical analysis, in order to evaluate the hydrocarbon generation potential of this Formation in Central part of Dezful Embayment. Results showed that the total organic carbon (TOC) content of the samples ranges from 1.74% to 4.11%, with an average of 2.86%. Geochemical indices indicate the Type II kerogen is the predominant kerogen type in this formation. Additionally, the formation exhibits high hydrocarbon generation potential and good quality for oil production, and it is in the moderate maturity stage (mid-oil window). Overall, the findings demonstrate that the Kazhdumi Formation in the Pazanan field has significant potential for oil generation and, given its appropriate maturity, can serve as a primary source rock for this field.
Article history: Received: 2026 February 18 Accepted: 2026 August 18	
Keywords: Kerogen type Source rock potential Rock-Eval pyrolysis Thermal maturity Neutral organic carbon	

DOI: 10.22084/psj.2026.31759.1483

Corresponding author: Morteza Asemani, **E-mail:** m.asemani@khu.ac.ir

Cite this article: Mohadeseh Hajivahabi, Morteza Asemani, Jahanbakhsh Daneshian and Ali Opera (2026). Determining geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of the Kazhdumi Formation: A case study from the Pazanan Field, Dezful Embayment, *Applied Sedimentology*, Vol. 14, No. 27, pp: 199-218.



Journal of Applied Sedimentology by Bu-Ali Sina University Press is licensed under CC BY-NC 4.0

Web Site: <https://psj.basu.ac.ir> **E-mail:** nfag@basu.ac.ir

Extended Abstract

Introduction

Petroleum exploration success is directly dependent on the comprehensive and accurate analysis of petroleum systems. Petroleum geochemistry plays a fundamental role in enhancing exploration efficiency by enabling the assessment of source rock characteristics, hydrocarbon migration pathways, and accumulation processes, thereby significantly improving the likelihood of exploration success. Furthermore, the application of geochemical techniques in development and production can rapidly and cost-effectively resolve various operational challenges. A key component of any petroleum system is the presence of a prolific source rock with sufficient hydrocarbon generation potential, complemented by an effective reservoir, seal, and trap configuration. Evaluating the hydrocarbon potential of source rocks is therefore of particular importance, as it provides an assessment of their hydrocarbon-generating capacity and is crucial for identifying promising exploration targets.

Rock-Eval pyrolysis is one of the most widely used and standard techniques for geochemical assessment of source rocks due to its rapidity, simplicity, and relatively low cost. First introduced at the French Petroleum Institute (Institut Français du Pétrole), the Rock-Eval technique has become a widely used method for evaluating the quality, quantity, and thermal maturity of organic matter in source rocks.

The Dezful Embayment, covering more than 60,000 km², hosts approximately 8% of the world's oil reserves. In this region, the Asmari and Bangestan (including Sarvak and Ilam formations) carbonate reservoirs account for nearly 75% and 23% of the oil accumulations, respectively. Geochemical evidence indicates that the Kazhdumi (Albian) and Pabdeh (Middle Eocene to Early Oligocene) formations are the primary source rocks feeding these reservoirs.

Within the Upper Cretaceous to Lower Miocene petroleum system, the Kazhdumi and Pabdeh formations have charged the Asmari and Bangestan reservoirs, which are ultimately sealed by the Gachsaran Formation evaporites. Among these, the Kazhdumi Formation, with an average thickness of approximately 300 meters, is regarded as one of the most significant source rocks in the

Dezful Embayment, supplying a considerable portion of its oil fields.

Given the critical role of the Kazhdumi Formation in petroleum charge and its significance within the regional petroleum system, this study aims to geochemically evaluate the formation in the Pazanan oil field. The assessment focuses on determining its hydrocarbon generation potential, organic matter type, and organic-rich intervals to provide deeper insights into its contribution to the petroleum system dynamics of the area.

Geological Setting

The Dezful Embayment, located in the folded Zagros Basin—one of the richest hydrocarbon provinces of Iran—hosts some of Iran's most significant hydrocarbon fields, including the Pazanan oil field situated approximately 150 km southeast of Ahvaz city. Pazanan oil field is one of the most significant gas-condensate structures with an oil column in Iran, trending NW–SE with dimensions of nearly 60 km in length and 4–6 km in width, and is sealed by the Gachsaran evaporitic Formation dominated by marl. Structurally, it is highly fractured due to ongoing Zagros tectonics since the Late Cretaceous. The Kazhdumi Formation, one of the world's most prolific source rocks, is widely developed across the Dezful Embayment and Fars regions. It represents a low-energy, anoxic marine shale sequence over 300 meters thick, enriched with planktonic microfossils and interbedded argillaceous limestones, typically deposited within a restricted basin during the Albian. Its lower boundary is marked by iron oxide-rich red beds over the Dariyan Formation, while its upper transition gradually grades into the Sarvak limestones. Due to its exceptional source potential and clear geophysical signature on gamma-ray and density logs, the Kazhdumi Formation plays a crucial role in charging major reservoirs such as Asmari and Bangestan within the Dezful petroleum system.

Materials and Methods

In this study, 30 rock cutting samples from the Pazanan oil field, between depths of 3883.4 and 4119 meters, were analyzed using a Rock-Eval-6 pyrolysis instrument to evaluate the hydrocarbon generation potential of the Kazhdumi Formation. After sample preparation, the samples underwent two-stage

thermal treatments under inert and oxidative atmospheres to measure free hydrocarbons (S_1 peak), hydrocarbons generated from kerogen thermal cracking (S_2 peak), CO and CO₂ gases (S_3 peak), remaining organic carbon (S_4 peak), and mineral carbon (S_5 peak). Additionally, the T_{max} temperature was determined to identify the maximum hydrocarbon generation temperature (Lafargue et al., 1998).

Results and Discussion

A comprehensive geochemical evaluation of the Kazhdumi Formation in the Pazanan oil field was conducted to assess hydrocarbon generation potential, kerogen type, thermal maturity, and the influence of inert organic carbon and mineral matrix on source rock quality. Quality control of Rock-Eval pyrolysis data included cross-plots of S_1 versus TOC and migration indices (TOC/S_1) to distinguish between indigenous and migrated hydrocarbons. All analyzed samples exhibited migration indices below 1.5 and plotted within the indigenous hydrocarbon domain on S_1 versus TOC diagrams, confirming the absence of contamination and the reliability of the geochemical data.

Total organic carbon (TOC) values ranged from 1.74 to 4.11 wt% with an average of 2.86 wt%, classifying the formation as a fair-to-good source rock. However, considering the presence of inert organic carbon (TOC_{inert}) and thermal maturity, the effective TOC (TOC_{live}) was calculated using regression analysis. The average TOC_{inert} of 0.62 wt% resulted in a corrected TOC_{live} of 2.24 wt%, providing a more accurate assessment of source rock quality and hydrocarbon generation potential. Hydrogen index (HI) values ranged from 276 to 286 mgHC/g TOC. At the same time, the genetic potential (S_1+S_2) varied from 5.95 to 17.04 mgHC/g Rock, indicating good to very good hydrocarbon generation capacity (Peters, 1986; Peters and Cassa, 1994). Most samples were dominated by Type II kerogen, characteristic of marine algal organic matter, with only one sample showing mixed Type II/III features. HI versus TOC and S_2 versus TOC cross-plots confirmed the predominance of oil-prone kerogen, while S_3/S_2 ratios further reinforced the oil-generating potential.

Thermal maturity indicators, including T_{max} (437–441°C) and production index (PI), revealed that the Kazhdumi Formation has

entered the oil window and reached peak hydrocarbon generation (Espitalié et al., 1985; Tissot & Welte, 1984). PI values, calculated as the ratio of free hydrocarbons to total potential, corroborated the maturity assessment and demonstrated effective historical expulsion of hydrocarbons to overlying reservoirs.

Depth profiling of geochemical parameters identified three main depth intervals. The shallow interval (upper part of the formation) exhibited minimum TOC (~1.74%), moderate S_2 values (5.51–6.73 mgHC/g Rock), and Type II/III kerogen characteristics, indicating lower but adequate hydrocarbon potential. The middle interval (middle part of the formation) displayed maximum TOC (~4.11%), high S_2 values (~16.61 mgHC/g Rock), and dominant Type II kerogen, representing the most prospective zone with excellent oil-generating capacity. The deepest interval (lower part of the formation) maintained high TOC (2.55–3.48%), S_2 (9.61–12.47 mgHC/g Rock), and stable Type II kerogen features, reflecting uniform maturity and continued hydrocarbon potential. Matrix effects and inert organic carbon were evaluated using TOC versus S_2 cross-plots. Regression intercepts indicated the presence of inert carbon ($TOC_{inert}=0.62\%$) but negligible adsorption of hydrocarbons by the mineral matrix. Correcting for inert carbon increased the effective HI from 386 to 493 mgHC/g TOC, providing a more accurate assessment of the formation's hydrocarbon potential.

Overall, the Kazhdumi Formation in the Pazanan oil field is predominantly composed of Type II marine kerogen, exhibits fair to excellent hydrocarbon generation potential, and has achieved sufficient thermal maturity to enter the oil window. The middle stratigraphic interval represents the most prospective source zone, while corrected TOC and HI values highlight the significance of accounting for inert organic carbon in geochemical evaluations. These findings confirm the formation's critical role in charging overlying reservoirs and its strategic importance for petroleum exploration within the Dezful Embayment.

Conclusions

In this study, 30 drill cuttings from the Kazhdumi Formation in the Pazanan oil field,

located in the Dezful Embayment, were analyzed using Rock–Eval pyrolysis. The results indicate that the formation has a good to excellent hydrocarbon generation potential, with TOC values ranging from 1.74% to 4.11% and S_2 values between 5.5 and 16.6 mg HC/g rock, reflecting adequate organic richness and favorable preservation conditions. Kerogen analysis revealed a predominance of Type II, with only one sample showing mixed Type II/III characteristics, indicating high oil-generative capacity. Thermal maturity indicators, including PI and Tmax, confirm that most samples have entered the oil window, demonstrating that the Kazhdumi Formation has actively generated hydrocarbons during its geological history. Depth profiling of geochemical parameters (S_2 , TOC, HI, and Tmax) identified three main intervals, with the middle section exhibiting the highest hydrocarbon quality and abundance, marking it as the richest part of the formation. The results of this study are consistent with

previous investigations on the Kazhdumi Formation in the Dezful Embayment and indicate that, similar to other oil fields in the region, the Kazhdumi Formation in the Pazanan oil field is characterized by adequate organic matter richness, predominantly Type II kerogen, thermal maturity within the oil window, and favorable oil-generation potential. Furthermore, by providing field-specific geochemical data obtained from Rock–Eval pyrolysis analyses of the Kazhdumi Formation in the Pazanan oil field, this study complements the existing knowledge of this field and provides a more detailed assessment of the source rock quality and hydrocarbon generation potential. Overall, the Kazhdumi Formation serves as a major petroleum source rock in the Pazanan field, supplying hydrocarbons to the overlying reservoirs.



تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی و پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی: مطالعه موردی میدان پازنان در فروافتادگی دزفول

محدثه حاجی‌وهابی^۱، مرتضی آسمانی^{۲*}، جهانبخش دانشیان^۳ و علی اپرا^۴

۱- دانش‌آموخته کارشناسی‌ارشد، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۲- استادیار گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۳- استاد گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۴- شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز، ایران

اطلاعات مقاله	چکیده
نوع مقاله: مقاله پژوهشی تاریخچه مقاله: تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۱۱/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۵/۲۷ کلیدواژه‌ها: نوع کروژن پتانسیل سنگ‌منشأ پیرولیز راک-ایول بلوغ حرارتی کربن آلی خنثی	فروافتادگی دزفول در کمربند چین‌خورده - رورانده زاگرس یکی از مهم‌ترین نواحی نفت‌خیز ایران به شمار می‌رود. سازند کژدمی با سن آپسین پسین تا آلبین میانی، به عنوان یکی از اصلی‌ترین سنگ‌های منشأ نفت در این ناحیه شناخته شده و دارای اهمیت ژئوشیمیایی قابل‌توجهی است. با وجود نقش کلیدی این سازند در تأمین نفت بسیاری از میادین، اطلاعات جامع ژئوشیمیایی درباره این سازند از جمله کیفیت سنگ‌منشأ، نوع مواد آلی و درجه بلوغ حرارتی آن، در بسیاری از میدان‌ها به دلیل عمق زیاد این سازند و دسترسی نداشتن به نمونه‌های سنگ‌منشأ بسیار محدود می‌باشد. در این پژوهش، به منظور ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی در میدان پازنان (بخش مرکزی فروافتادگی دزفول)، ۳۰ نمونه خرده‌حفری مورد آنالیز ژئوشیمیایی پیرولیز راک-ایول قرار گرفت. نتایج نشان داد که مقدار کربن آلی کل (TOC) نمونه‌ها بین ۱/۷۴ تا ۴/۱۱ درصد وزنی متغیر بوده و میانگین آن ۲/۸۶ درصد وزنی است. بررسی شاخص‌های ژئوشیمیایی بیانگر وجود کروژن غالب نوع II در این سازند است. همچنین، این سازند دارای توان هیدروکربن‌زایی بالا و کیفیت مناسب برای تولید نفت بوده و در مرحله بلوغ متوسط (اواسط پنجره نفتی) قرار دارد. به‌طور کلی، یافته‌ها نشان می‌دهد که سازند کژدمی در میدان پازنان از پتانسیل قابل‌توجهی برای تولید نفت برخوردار است و با توجه به بلوغ مناسب مواد آلی این سازند به عنوان سنگ‌منشأ اصلی این میدان نقش ایفا نموده است.

DOI: 10.22084/psj.2026.31759.1483

* نویسنده مسئول: مرتضی آسمانی، E-mail: m.asemani@khu.ac.ir

استناد: محدثه حاجی‌وهابی، مرتضی آسمانی، جهانبخش دانشیان و علی اپرا (۱۴۰۵). تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی و پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی: مطالعه موردی میدان پازنان در فروافتادگی دزفول، رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۱۴، شماره ۲۷، صفحه ۱۹۹ تا ۲۱۸.

این نشریه علمی رایگان است و حق مالکیت فکری خود را براساس لایسنس کرییتیو کامنز (CC BY-NC 4.0) به نویسندگان واگذار کرده است.



آدرس وبسایت نشریه: <https://psj.basu.ac.ir> ایمیل نشریه: nfag@basu.ac.ir

۱- پیشگفتار

موفقیت در اکتشاف نفت و گاز به‌طور مستقیم به تحلیل جامع و دقیق سامانه‌های هیدروکربنی وابسته است (لافارگ و همکاران، ۱۹۹۸). امروزه ژئوشیمی نفت به عنوان یکی از شاخه‌های علوم پایه، نقشی اساسی در بهبود بازده اکتشاف و تولید ایفا می‌کند. به کمک روش‌ها و نظریه‌های این علم می‌توان بسیاری از مسائل مرتبط با سنگ‌منشأ، مهاجرت و تجمع هیدروکربن را مورد بررسی قرار داد و از این طریق احتمال موفقیت در اکتشافات را به میزان قابل‌توجهی افزایش داد (عزیزی و همکاران، ۱۳۸۹). علاوه بر این، کاربرد روش‌های ژئوشیمیایی در توسعه و تولید می‌تواند بسیاری از مشکلات عملیاتی را به صورت سریع و مقرون به صرفه حل نماید (پیترز و فاولر، ۲۰۰۲).

یکی از ارکان اصلی هر سامانه هیدروکربنی وجود سنگ‌منشأ غنی با توان زایش هیدروکربن است. در کنار آن، حضور مخزن، پوش سنگ و تله هیدروکربنی شرایط تکمیلی تشکیل یک سامانه هیدروکربنی کارآمد را فراهم می‌آورند (صادقی و همکاران، ۱۳۹۳). در این میان، بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ‌منشأ اهمیت ویژه‌ای دارد، زیرا این شاخص بیانگر میزان هیدروکربنی است که امکان تولید آن وجود دارد و از این رو نقش مهمی در شناخت و اکتشاف مناطق نفتی ایفا می‌کند (زینل‌زاده و همکاران، ۱۳۹۷). یکی از روش‌های استاندارد و پرکاربرد برای ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌منشأ، پیرولیز راک-ایول است (بهار و همکاران، ۲۰۰۱). این روش به دلیل سرعت بالا و هزینه پایین، به‌طور گسترده توسط شرکت‌های نفتی و محققان مورد استفاده قرار می‌گیرد (حکمت‌شعار و همکاران، ۱۳۹۴). دستگاه راک-ایول نخستین بار توسط اسپیتاله و همکاران (۱۹۸۴) در مؤسسه نفت فرانسه معرفی شد و امروزه ابزار اصلی برای تعیین کیفیت، کمیت و بلوغ حرارتی مواد آلی در سنگ‌های منشأ محسوب می‌شود (اسپیتاله و همکاران، ۱۹۸۴؛ بهار و همکاران، ۲۰۰۱).

کمربند چین‌خورده-رورانه زاگرس در ایران، یکی از غنی‌ترین مناطق نفتی جهان به‌شمار می‌رود و میزبان تجمعات فوق‌عظیم و عظیم نفت و گاز است (علیپور، ۲۰۲۴). فروافتادگی دزفول با وسعتی بیش از ۶۰ هزار کیلومتر مربع، حدود ۸ درصد از ذخایر نفت جهان را در خود جای داده است. در این ناحیه، نفت خام عمدتاً در دو مخزن کربناته آسماری و بنگستان تجمع یافته است؛

به‌طوری‌که مخزن آسماری حدود ۷۵ درصد و مخزن بنگستان (شامل سازندهای سروک و ایلام) نزدیک به ۲۳ درصد از ذخایر را در بردارد. بررسی‌های ژئوشیمیایی نشان می‌دهد که منشأ اصلی این نفت‌ها، دو سنگ‌منشأ کژدمی (آلبین) و پابده (ائوسن میانی تا الیگوسن پیشین) هستند (بوردونف و هگره، ۲۰۱۰). این دو سازند در سامانه هیدروکربنی کرتاسه بالایی تا میوسن زیرین، مخازن آسماری و بنگستان را تغذیه کرده و در نهایت توسط تبخیری‌های سازند گچساران (میوسن زیرین) پوشانده شده‌اند. در این میان، سازند کژدمی با میانگین ضخامت حدود ۳۰۰ متر، از مهم‌ترین سنگ‌های منشأ این ناحیه بوده و بخش عمده‌ای از میادین نفتی فروافتادگی دزفول از آن شارژ می‌شوند. علی‌رغم اهمیتی که سازند کژدمی از نظر زایش هیدروکربن در فروافتادگی دزفول دارد، مطالعات بسیار محدودی بر روی این سازند انجام شده است، زیرا عمق این سازند زیاد بوده و حفاری اکثر چاه‌ها در این منطقه تا سازند سروک انجام شده است. لذا دسترسی به نمونه‌های سنگ این سازند دشوار است و چاه‌های محدودی تا این سازند حفر شده‌اند. بوردونف و بروود (۱۹۹۵) مشخص کردند که سازند کژدمی یکی از مهم‌ترین سنگ‌های منشأ موجود در سامانه هیدروکربنی فروافتادگی دزفول می‌باشد که در یک حوضه بسته در دریای تتیس ته‌نشین شده است. این سازند مسئول تولید حدود ۷/۳ درصد ذخایر نفت کل جهان است که دارای حدود ۳۰۰ متر مارن‌های سیاه رنگ و سنگ‌آهک‌های رسی است. بوردونف و هگره (۲۰۱۰) پنج سامانه هیدروکربنی اصلی در کمربند چین‌خورده زاگرس و خلیج فارس را که باعث تجمع منابع نفت و گاز شده‌اند را معرفی نموده‌اند و عملکرد سامانه‌های هیدروکربنی مختلف را در طول زمان توصیف کردند. این محققین سازند کژدمی را به عنوان مهم‌ترین سنگ‌منشأ سامانه هیدروکربنی کرتاسه میانی-میوسن آغازین در فروافتادگی دزفول معرفی نمودند. زینل‌زاده (۱۳۹۰) سازندهای گدوان و کژدمی و زیانه سازند کژدمی در سازند داریان را با استفاده از لاگ گاما، پیرولیز راک-ایول و مدلسازی حرارتی در چاه شماره ۱۲۰ میدان بی‌بی حکیمیه مورد بررسی قرار داد. این محقق با استفاده از لاگ گاما زون‌های دارای سنگ‌منشأ احتمالی را مشخص کرد و با مقایسه با داده‌های حاصل از پیرولیز راک-ایول، نتیجه گرفت که زون‌های مورد مطالعه دارای کروژن نوع II

هستند. وی براساس نتایج مدل‌سازی حرارتی، وضعیت بلوغ سنگ‌های منشأ را در ابتدای پنجره نفت‌زایی تعیین نمود و شرح داد که هیدروکربن‌زایی از مواد آلی موجود در این سنگ‌های منشأ شروع شده اما خروج هیدروکربن از این سازندها هنوز رخ نداده است. عدالتی‌منش و همکاران (۱۳۹۳) ارزیابی پتانسیل سنگ‌منشأ سازندهای پابده، گورپی، کژدمی و گدوان در میدان آغاجاری را با استفاده از پیرولیز راک-ایول انجام دادند. نتایج نشان داد که سازند کژدمی دارای TOC حدود ۱/۸۵ تا ۲/۲۷ درصد است و از نظر غنای ماده‌ی آلی در محدوده خوب تا عالی قرار دارد و کروژن غالب آن از نوع II و II/III است و از بلوغ حرارتی کافی برخوردار بوده و نسبت به سایر سازندهای مورد بررسی، پتانسیل مطلوب‌تری برای تولید هیدروکربن دارد. سفیداری و همکاران (۲۰۱۶) به ارزیابی پتانسیل سازند کژدمی از لحاظ سنگ‌منشأ براساس داده‌های غنای ماده‌ی آلی، کیفیت و بلوغ حرارتی حاصل از نتایج پیرولیز راک‌ایول، انعکاس و بترینایت، تحلیل پالینوفاسیس‌ها و مطالعه تاریخچه تدفین در ۶۴ حلقه چاه مربوط به ۳۷ میدان مختلف و پنج رخنمون در شمال شرقی صفحه عربستان و در قسمت جنوبی اقیانوس نئوتتیس (یعنی فروافتادگی دزفول، خلیج فارس و منطقه ساحلی فارس) پرداختند. آن‌ها ذکر کردند که سازند کژدمی منشأ اصلی تولید نفت در بخش مرکزی فروافتادگی دزفول و دشت آبادان است و بیشترین غنای ماده آلی (TOC تا حدود ۱۱ درصد)، مقادیر بالای شاخص هیدروژن (HI) و غالب بودن کروژن نوع II در بخش مرکزی فروافتادگی دزفول مشاهده می‌شود و این سازند در تاقدیس‌های فروافتادگی دزفول واقع در نواحی شمال غربی خلیج فارس و در مجاورت تنگه هرمز در پنجره تولید نفت قرار دارد. این در حالی است که این سازند در تاقدیس‌های واقع در بخش‌های مرکزی خلیج فارس به‌ویژه در ارتفاعات قطر-گاوبندی، دارای مقادیر TOC و HI پایین‌تری است و کروژن غالب آن نوع III بوده و از نظر بلوغ حرارتی عمدتاً نابالغ است. کریمی و همکاران (۲۰۱۶) در میدان اهواز، سازند کژدمی را همراه با سازند پابده به روش پیرولیز راک-ایول و آزمایش‌های سینتیکی مورد مطالعه قرار دادند. نتایج نشان داد که سازند کژدمی دارای کروژن نوع II با پتانسیل «متوسط تا خوب» برای تولید هیدروکربن است. داده‌های مدل‌سازی حرارتی نشان داد که سازند کژدمی در این میدان از حدود ۶/۵ میلیون

سال پیش و سازند پابده از ۳/۵ میلیون سال پیش وارد مرحله اصلی زایش نفت شده‌اند. خلعت‌بری و همکاران (۲۰۲۰) ویژگی‌های سنگ‌منشأ کژدمی را در میدان نفتی خويز با آنالیز نمونه‌ها توسط دستگاه پیرولیز راک-ایول مطالعه کردند و رخساره آلی سنگ‌منشأ کژدمی را به دست آورده و به این نتیجه رسیدند که سازند کژدمی پتانسیل بالایی برای زایش هیدروکربن دارد و کروژن آن از نوع II است. آن‌ها ذکر کردند این سنگ‌منشأ وارد پنجره تولید نفت شده و دارای رخساره آلی محیط دریایی است. صفایی فاروجی و همکاران (۲۰۲۲) ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای کژدمی و پابده در میدان نفتی گچساران را با استفاده از دستگاه راک-ایول انجام دادند. در این میدان سازند کژدمی دارای پتانسیل متوسط تا خوب برای زایش هیدروکربن بوده و کروژن غالب آن نوع II/III می‌باشد. در مقابل، سازند پابده پتانسیل ضعیف تا خوب داشته و شامل انواع مختلف کروژن است، که نشان‌دهنده شرایط رسوب‌گذاری متفاوت این سازند می‌باشد. داده‌های راک-ایول و شاخص‌های بلوغ حرارتی نشان می‌دهند که مواد آلی مربوط به سازند کژدمی عمدتاً بالغ و در پنجره نفتی قرار دارد، در حالی که برای سازند پابده نابالغ است. علیپور (۲۰۲۲) با مطالعه ژئوشیمیایی آلی، چینه‌نگاری سکansı و چینه‌نگاری سنگی سازند کژدمی در جنوب غرب ایران، سازوکارهای کنترل‌کننده غنی‌شدگی مواد آلی، تغییرات جانبی و عمودی رخساره‌های آلی و محیط‌ها دیرینه‌ی رسوبی را بررسی کرد. نتایج نشان داد که رخساره‌های آلی سازند کژدمی دارای تغییرات جانبی و عمودی قابل توجهی هستند و غنی‌ترین رخساره‌های آلی در دوره‌های افزایش نسبی سطح دریا و تحت شرایط احیایی نهشته شده‌اند، در حالی که رخساره‌های فقیر از مواد آلی در شرایط اکسیدان و همزمان با افت نسبی سطح دریا تشکیل شده‌اند. وی نتیجه گرفت که بخش‌های مرتبط با افزایش سطح دریا بیشترین پتانسیل سنگ‌منشأ را داشته و توزیع مواد آلی در این سازند تحت تأثیر شرایط دیرینه رسوبی و تغییرات سطح دریا قرار گرفته است. علیپور (۲۰۲۴) با بررسی سامانه‌های هیدروکربنی کمر بند چین‌خورده-رورانده زاگرس و براساس عناصر اصلی سامانه هیدروکربنی (سنگ‌منشأ، سنگ مخزن، پوش سنگ) و فرآیندهای هیدروکربنی شامل تولید، مهاجرت و تجمع هیدروکربن، هشت سامانه هیدروکربنی اصلی را در توالی‌های پالئوژئیک، مزوزوئیک

و سنوزوئیک معرفی کرد. وی سامانه هیدروکربنی کژدمی- سروک/ ایلام (Kazhdumi- Sarvak/Illam) را به عنوان مهم‌ترین سامانه هیدروکربنی کرتاسه در فروافتادگی دزفول معرفی نمود. در این سامانه، سازند کژدمی با کروژن نوع II-S، غنای آلی مناسب و گستره وسیع به عنوان سنگ‌منشأ اصلی در فروافتادگی دزفول، سازندهای سروک و ایلام به عنوان مخزن و سازندهای گورپی و پابده به عنوان پوش‌سنگ عمل می‌کنند و این سامانه بخش عمده‌ای از ذخایر نفتی فروافتادگی دزفول را تأمین کرده و از کارآمدترین سامانه‌های هیدروکربنی زاگرس به شمار می‌رود. علیپور (۲۰۲۶) با بررسی شواهد ماکروسکوپی و میکروسکوپی زایش و خروج هیدروکربن از سازند کژدمی در برش سطحی کوه بنگستان در جنوب‌غرب ایران، نشان داد که این سازند از نظر بلوغ حرارتی در مراحل ابتدایی پنجره نفتی قرار دارد ($V_{Req} \approx 0.61\%$) و شرایط لازم برای زایش نفت را تجربه کرده است. همچنین، وجود بیتومین جامد، ماده آلی جلبکی فلئورسنت، شکستگی‌های پرشده از نفت و شواهد حضور نفت در تخلخل‌ها و شکستگی‌های کربنات‌های سازند سروک، خروج هیدروکربن از سنگ‌منشأ کژدمی و مهاجرت و تجمع هیدروکربن در سازند سروک را تأیید می‌کند. با توجه به نقش کلیدی سازند کژدمی در تغذیه مخازن نفتی و اهمیت آن در سامانه هیدروکربنی فروافتادگی دزفول، هدف اصلی این مقاله ارزیابی ژئوشیمیایی این سازند در میدان نفتی پازنان است. این مطالعه بر ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی، نوع مواد آلی و زون‌های غنی از ماده آلی در این سازند تمرکز دارد تا درک دقیق‌تری از نقش آن در پویایی سامانه هیدروکربنی منطقه را فراهم آورد.

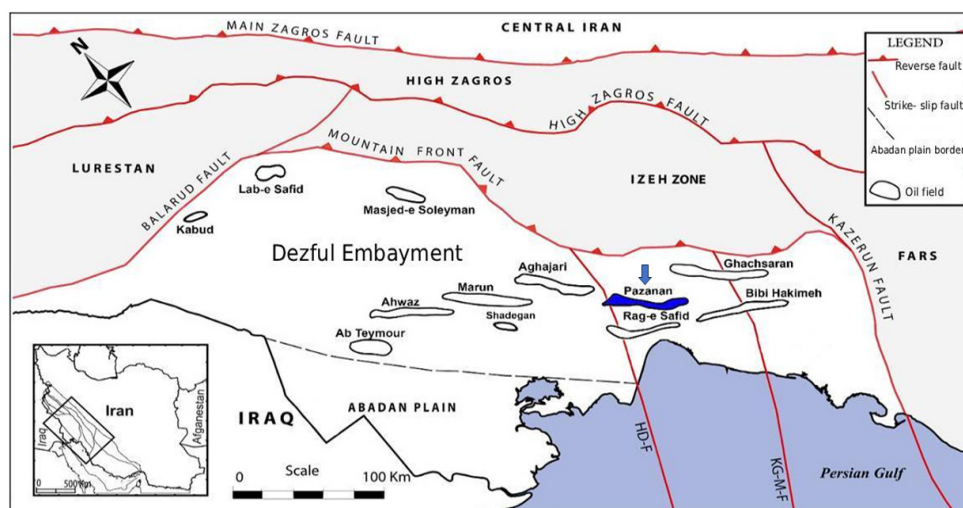
۲- زمین‌شناسی منطقه

حوضه رسوبی زاگرس با داشتن منابع عظیم نفت و گاز، از جایگاه مهم و ویژه‌ای در زمین‌شناسی نفت ایران برخوردار است (سعدی‌راد و همکاران، ۱۳۹۳). فروافتادگی دزفول، بخشی از زاگرس چین‌خورده به شمار می‌رود که عمده میدان‌های نفتی ایران در آن واقع شده‌اند (بوردونف و هگره، ۲۰۱۰). میدان نفتی پازنان یکی از میادین مهم این ناحیه است که در قسمت جنوبی فروافتادگی دزفول و در فاصله ۱۵۰ کیلومتری جنوب شرق اهواز واقع شده است. این میدان از شمال غرب به میدان آغاچاری، از شمال شرق

به میدان خویز، از شرق به میدان‌های بهبهان و گچساران، از جنوب شرق به میدان بی‌بی‌حکیمه و از جنوب غرب به میدان رگ‌سفید محدود می‌شود (شکل ۱). میدان پازنان با ابعادی در حدود ۶۰ کیلومتر طول و ۴ تا ۶ کیلومتر عرض، روندی شمال‌غرب- جنوب‌شرق داشته و به عنوان یکی از بزرگ‌ترین و مهم‌ترین میادین گاز میعانی کشور شناخته می‌شود که دارای ستونی از نفت نیز هست (عدالتی‌منش و همکاران، ۱۳۹۳؛ خلعت‌بری و همکاران، ۱۳۹۸). پوش‌سنگ اصلی مخزن آسماری در این میدان، بخشی از سازند تبخیری گچساران است که لیتولوژی آن شامل انیدریت، ژئپس، مارن و آهک بوده که مارن لیتولوژی غالب محسوب می‌شود (زرروانی و همکاران، ۱۳۸۷). تاکدیس پازنان در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول واقع شده و تحت تأثیر فعالیت‌های زمین‌ساختی مرتبط با کوهزایی زاگرس، شکستگی‌های متعددی در آن ایجاد شده است. رخنمون‌های سطحی این تاکدیس شامل سازندهای آغاچاری، میشان و گچساران هستند که عمدتاً دارای دره‌های عمیق و دامنه‌های پرشیب به ویژه در یال جنوب غرب به سمت دشت خوزستان هستند. این توپوگرافی ناهموار احتمالاً ناشی از یک رویداد کوهزایی بزرگ است که دگرشکلی آن از اواخر کرتاسه شروع شده، در نئوژن پایانی به اوج رسیده و فعالیت آن تاکنون ادامه یافته است (علیپور و همکاران، ۱۳۹۲). سازند کژدمی به عنوان یکی از غنی‌ترین سنگ‌های منشأ هیدروکربنی جهان شناخته می‌شود و نهشته‌های آن در یک حوضه بسته ته‌نشین شده‌اند (علیپور، ۲۰۲۲). این سازند یکی از مهم‌ترین واحدهای سنگ‌چینه‌ای کرتاسه زیرین در فروافتادگی دزفول است که به همراه سازندهای سروک و ایلام، گروه بنگستان (کرتاسه میانی- بالایی) را تشکیل می‌دهند (جیمز و وایند، ۱۹۶۵). مرز زیرین این سازند با سازند داریان توسط زون‌های قرمز حاوی اکسیدهای آهن مشخص می‌شود که احتمالاً با یک وقفه رسوب‌گذاری همراه بوده است (شکل ۲). در بعضی نقاط در حوضه زاگرس، سازندهای کژدمی و داریان هم‌ارز جانبی یکدیگر هستند (شایسته و کمالی، ۱۳۹۱). سن اصلی سازند کژدمی آپتین- آلبین تعیین شده (ون‌بوخم و همکاران، ۲۰۱۰)، هرچند آغاز رسوب‌گذاری نهشته‌های رسی آن احتمالاً به آپسین بالایی باز می‌گردد. بخش بالایی این سازند به صورت تدریجی به سنگ‌آهک سازند سروک می‌رسد که می‌تواند مربوط به زمان سنومانین

فرامینیفرها و رادیولاریا است (بوردونف و هگره، ۲۰۱۰). این سازند دارای بیش از ۳۰۰ متر ضخامت و عمدتاً از شیل‌های متورق با لامیناسیون ظریف و رنگ خاکستری تیره رنگ به همراه سنگ آهک‌رسی ریزدانه تشکیل شده است. در مطالعات پتروفیزیکی، این نهشته‌ها به خوبی توسط نمودارهای اشعه گاما و دانسیته قابل تشخیص هستند (بوردونف و هگره، ۲۰۱۰).

پیشین باشد (بوردونف و هگره، ۲۰۱۰). از نظر جغرافیایی، سازند کژدمی در نواحی فارس و فروافتادگی دزفول گسترش قابل توجهی دارد (جیمز و وایند، ۱۹۶۵). مطالعه مقاطع نازک تهیه شده از چاه‌های عمیق میادین نفتی در بخش مرکزی فروافتادگی دزفول نشان می‌دهد که کل توالی سازند کژدمی در شرایط کم‌انرژی و بدون اکسیژن ته‌نشین شده و تنها حاوی جانداران پلانکتونیک از جمله



شکل ۱. نقشه تقسیمات ساختاری اصلی زاگرس شامل زاگرس مرتفع، زاگرس چین خورده (شامل فروافتادگی دزفول، لرستان، ایزه، فارس) و دشت آبادان. فروافتادگی دزفول و میادین نفتی مختلف در این ناحیه نیز نشان داده شده است. میدان پازنان به رنگ آبی مشخص است (با تصحیح از فرحزادی و همکاران، ۲۰۱۹).

Fig. 1. The map of the main structural subdivisions of the Zagros includes the High Zagros, the Folded Zagros (including the Dezful Embayment, Lurestan, Izeh, and Fars), and the Abadan Plain. The Dezful Embayment and the various oil fields within this area are also shown. The Pazanan field is highlighted in blue (modified from Farahzadi et al., 2019).

۳- مواد و روش‌ها

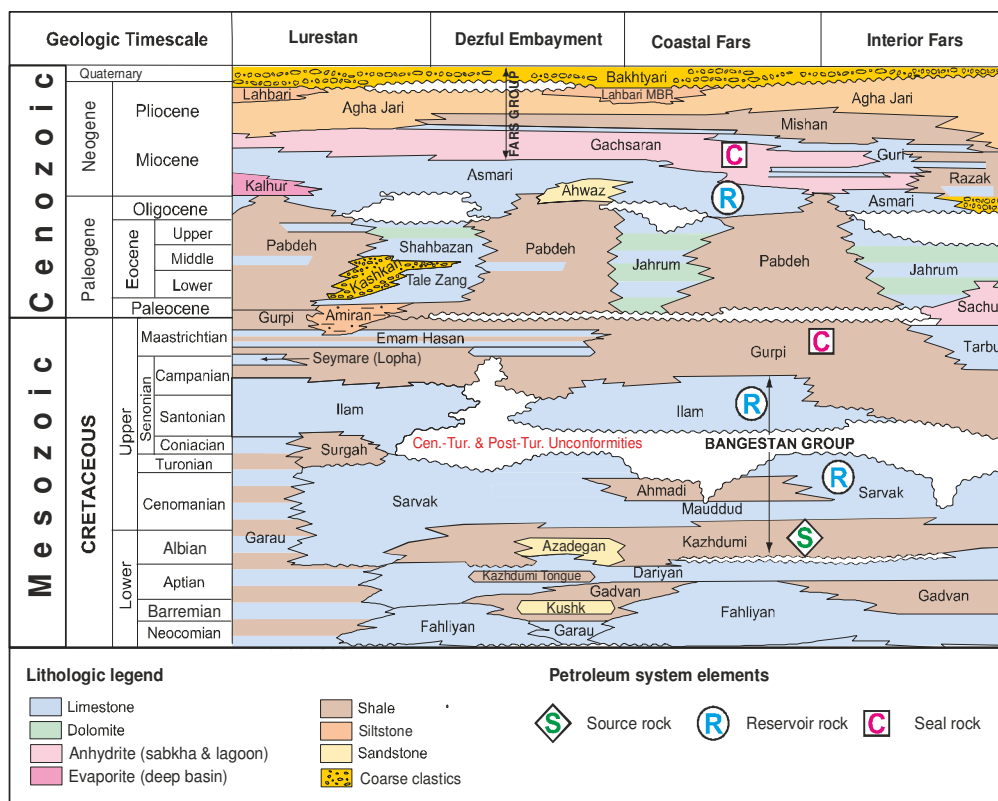
سپس پودر شدند. حدود ۱۰۰ میلی گرم از هر نمونه توزین و در دستگاه پیرولیز راک-ایول ۶ ساخت شرکت وینچی^۱ فرانسه تحت حرارت قرار گرفت. در این دستگاه نمونه‌ها در دو کوره مجزا، شامل کوره پیرولیز و کوره اکسیداسیون، حرارت داده شدند. در کوره پیرولیز نمونه در شرایط فاقد اکسیژن حرارت داده شده و طی آن هیدروکربن‌های آزاد و بالقوه موجود در سنگ منشأ، آزاد و اندازه‌گیری می‌شوند. در کوره اکسیداسیون نیز نمونه در حضور اکسیژن حرارت داده شده و کربن باقیمانده و کربن معدنی اندازه‌گیری می‌گردد. لذا این روش امکان ارزیابی پتانسیل زایش هیدروکربن، تعیین نوع مواد آلی، درجه بلوغ حرارتی و محتوای کربن آلی باقی‌مانده را فراهم می‌کند. در مرحله پیرولیز، ابتدا هیدروکربن‌های آزاد در اثر تبخیر به صورت پیک S₁ شناسایی می‌شوند. سپس با افزایش دما،

در این مقاله به منظور ارزیابی کمی و کیفی توان هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی، تعداد ۳۰ نمونه خرده‌حفری از یکی از چاه‌های میدان نفتی پازنان در فروافتادگی دزفول مورد آنالیز راک-ایول قرار گرفت. ضخامت سازند کژدمی در این چاه ۳۰۹/۱۲ متر بوده و این سازند از عمق ۳۸۱۰ تا ۴۱۱۹/۱۲ متر را شامل می‌شود. از لحاظ لیتولوژی سازند کژدمی در این چاه حدود ۸۳ درصد شیل و ۱۷ درصد سنگ‌آهک است. سازند بالایی و پایینی سازند کژدمی در این بخش به ترتیب شامل سازند سروک و سازند داریان می‌باشد. نمونه‌ها جهت آنالیز راک-ایول از عمق‌های ۳۸۸۳/۴ تا ۴۱۱۹ متری برداشت شدند که عمدتاً شامل بخش‌های شیلی و آهکی می‌باشند. پیش از انجام آزمایش، نمونه‌ها از هرگونه آلودگی سطحی پاک‌سازی و

^۱ Vinci

می‌گردند. در ادامه، نمونه به کوره اکسیداسیون منتقل شده و در مجاورت هوا حرارت داده می‌شود تا میزان کربن آلی باقی‌مانده (پیک S₄) و کربن معدنی (پیک S₅) اندازه‌گیری شوند (لافارگ و همکاران، ۱۹۹۸).

هیدروکربن‌های حاصل از شکست حرارتی کروژن به صورت پیک S₂ ثبت می‌گردند. دمایی که بیشترین زایش هیدروکربن در آن رخ می‌دهد به عنوان T_{max} تعیین می‌شود. علاوه بر این، گازهای CO و CO₂ حاصل از تجزیه ترکیبات اکسیژن‌دار نیز به صورت پیک S₃ اندازه‌گیری



شکل ۲. ستون چینه‌نگاری سنگی تعمیم یافته کمر بند چین‌خورده - رورونده زاگرس (ZFTB) و نمایش عناصر اصلی سامانه‌های هیدروکربنی در توالی‌های مزوزوئیک و سنوزوئیک (علیپور، ۲۰۲۴).

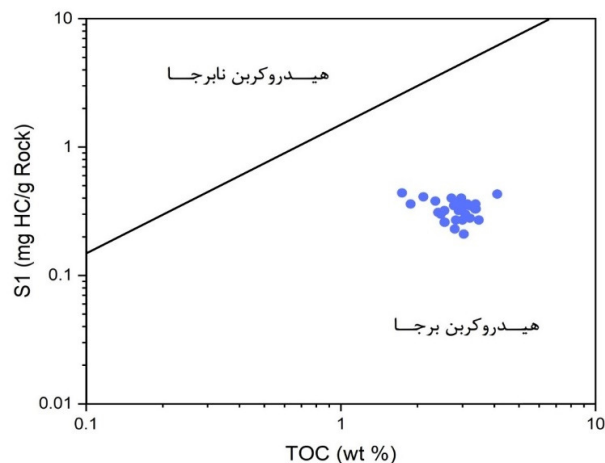
Fig. 2. Generalized lithostratigraphic column of the Zagros Fold-Thrust Belt (ZFTB), showing the major elements of the petroleum systems within the Mesozoic and Cenozoic successions (Alipour, 2024).

۴- نتایج و بحث

۴-۱- بررسی آلودگی نمونه‌های مورد مطالعه

جدول ۱ نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز راک-ایول نمونه‌های کژدمی در میدان پازنان را نشان می‌دهد. وجود آلودگی در نمونه‌ها به شدت نتایج حاصل از پیرولیز راک-ایول را تحت تاثیر قرار می‌دهد، بنابراین پیش از تحلیل داده‌های پیرولیز، باید از عدم وجود آلودگی و صحت نتایج اطمینان حاصل کرد (حسینی و همکاران، ۱۴۰۳). به منظور کنترل کیفی داده‌ها و بررسی احتمال آلودگی نمونه‌ها، از نمودار متقاطع S₁ در مقابل TOC برای تفکیک هیدروکربن‌های برجا و نابرجا استفاده شد (هانت، ۱۹۹۶). علاوه بر این شاخص

مهاجرت (نسبت S₁/TOC) نیز برای بررسی آلودگی نمونه‌ها کاربردی می‌باشد. براساس شاخص مهاجرت، اگر مقدار این شاخص بیشتر از ۱/۵ باشد، بیانگر وجود هیدروکربن‌های مهاجرت‌یافته در نمونه است، در حالی که مقادیر کمتر از ۱/۵ نشان‌دهنده برجا بودن هیدروکربن‌ها است (هانت، ۱۹۹۶). نتایج نشان داد که تمامی نمونه‌های مورد مطالعه دارای شاخص مهاجرت کمتر از ۱/۵ هستند و در نمودار S₁ در برابر TOC نیز در محدوده هیدروکربن‌های برجا قرار می‌گیرند (شکل ۳). بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که نمونه‌ها فاقد آلودگی بوده و داده‌های به دست آمده از آن‌ها برای تفسیرهای ژئوشیمیایی قابل اعتماد می‌باشند (هانت، ۱۹۹۶).



شکل ۳. نمودار S_1 در مقابل TOC برای تمایز بین هیدروکربن‌های برجا و هیدروکربن‌های نابرجا موجود برای نمونه‌های سازند کژدومی در میدان پازنان (اقتباس از هانت، ۱۹۹۶). خط تمایزدهنده نشان‌دهنده $S_1/TOC = 1.5$ است.

Fig. 3. The S_1 versus TOC plot used to distinguish between indigenous and non-indigenous hydrocarbons for the Kazhdumi Formation samples in the Pazanan field (adapted from Hunt, 1996). The discrimination line represents $S_1/TOC = 1.5$.

جدول ۱. نتایج آنالیز راک-ایول بر روی نمونه‌های سازند کژدومی در میدان پازنان

Table 1. The Rock-Eval pyrolysis results for the Kazhdumi Formation samples in the Pazanan field

Sample	S1	S2	Tmax	S3	TOC	HI	OI
S- 1	0.44	5.51	439	0.44	1.74	317	25
S- 2	0.38	6.73	440	0.54	2.35	286	23
S- 3	0.36	12.32	441	0.63	3.38	365	19
S- 4	0.43	16.61	438	0.93	4.11	404	23
S- 5	0.4	13.18	440	0.88	2.97	444	30
S- 6	0.35	12.61	439	0.81	2.78	454	29
S- 7	0.39	12.51	437	0.89	2.95	425	30
S- 8	0.41	9.19	438	1.12	2.11	436	53
S- 9	0.32	12.78	439	0.92	2.9	441	32
S- 10	0.26	11.21	438	0.72	2.56	438	28
S- 11	0.3	10.48	438	0.82	2.47	424	33
S- 12	0.4	12.04	439	0.86	2.72	442	32
S- 13	0.36	8.96	437	0.95	1.88	476	50
S- 14	0.32	10.74	438	0.85	2.55	421	33
S- 15	0.31	10.15	440	0.84	2.41	422	35
S- 16	0.27	10.62	442	0.81	3	354	27
S- 17	0.33	11.72	442	0.83	3.39	345	25
S- 18	0.23	10.47	441	0.75	2.8	374	27
S- 19	0.33	11.86	441	0.78	2.96	400	26
S- 20	0.27	12.47	441	0.73	3.48	358	21
S- 21	0.28	11.49	442	0.73	3.21	357	23
S- 22	0.35	11.78	443	0.74	3.21	367	23
S- 23	0.27	10.25	442	0.7	2.83	362	25
S- 24	0.21	10.63	443	0.72	3.04	349	24
S- 25	0.33	10.81	442	0.76	2.96	366	26
S- 26	0.36	11.08	443	0.71	3.14	353	23
S- 27	0.26	9.61	440	0.7	2.55	376	27
S- 28	0.3	11.07	441	0.72	3.08	360	23
S- 29	0.35	10.86	443	0.74	3.03	359	24
S- 30	0.33	11.62	443	0.74	3.36	346	22

۴-۲- کمیت ماده آلی

مقدار کربن آلی کل (TOC) در سازند کژدمی میدان نفتی پازنان بین ۱/۷۴٪ تا ۴/۱۱٪ متغیر بوده و میانگین آن برابر ۲/۸۶ درصد وزنی به‌دست آمده است (جدول ۱). براساس مقادیر به‌دست آمده و طبقه‌بندی ارائه شده توسط پیترز (پیترز، ۱۹۸۶)، این سازند در محدوده سنگ‌منشأ با کیفیت «متوسط تا خوب» قرار می‌گیرد. هر چند مقادیر TOC بیانگر غنای مناسب ماده آلی در سازند کژدمی هستند، اما استفاده از این پارامتر به تنهایی می‌تواند گمراه‌کننده باشد. زیرا وجود کربن آلی بی‌اثر و میزان بلوغ حرارتی، می‌توانند بر مقدار واقعی TOC و تفسیر آن اثرگذار باشند (صفایی فاروجی و همکاران، ۲۰۲۱). از این رو، برای ارزیابی دقیق‌تر کیفیت سنگ‌منشأ، ترکیب داده‌های TOC با سایر شاخص‌های ژئوشیمیایی ضروری است (پیترز، ۱۹۸۶؛ صفایی فاروجی و همکاران، ۲۰۲۱).

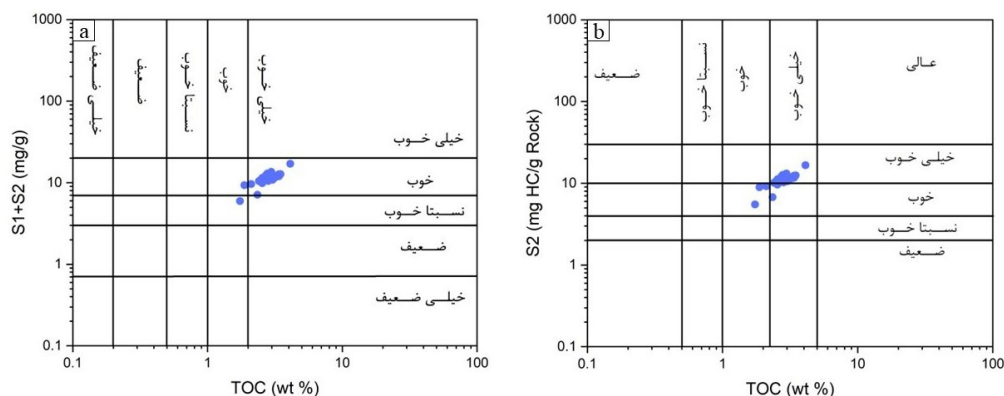
۴-۳- تعیین نوع کروژن و پتانسیل هیدروکربن‌زایی

پتانسیل زایش هیدروکربن یکی از معیارهای کلیدی در ارزیابی کیفیت سنگ‌منشأ است. پارامتر $S_1 + S_2$ به عنوان شاخص توان بالقوه زایش هیدروکربن مورد استفاده قرار می‌گیرد، به‌گونه‌ای که مقادیر بیش از ۶ نشان‌دهنده پتانسیل «خوب تا بسیار خوب» و مقادیر کمتر از ۶ معرف پتانسیل «ضعیف تا نسبتاً خوب» است (پیترز و کاسا، ۱۹۹۴). در نمونه‌های مورد مطالعه، مقدار $S_1 + S_2$ بین ۵/۹۵ تا ۱۷/۰۴ متغیر است (شکل ۴-ا). این مقادیر بیانگر پتانسیل «خوب تا بسیار خوب» سازند کژدمی در میدان پازنان از نظر زایش هیدروکربن هستند. پارامتر S_2 نیز به‌تنهایی شاخص مهمی برای تعیین توان هیدروکربنی محسوب می‌شود. نمونه‌هایی با مقدار $S_2 < 5$ (mgHC/gRock) به عنوان سنگ‌منشأ با کیفیت مناسب و مقادیر بالاتر از ۱۵ بیانگر پتانسیل «خوب تا عالی» هستند (پیترز، ۱۹۸۶). مقدار S_2 در نمونه‌های مورد مطالعه بین ۵/۵۱ تا ۱۳/۱۸ (mgHC/gRock) متغیر است (جدول ۱)، که نشان‌دهنده پتانسیل «خوب تا بسیار خوب» این سازند است (شکل ۴-ب). این وضعیت به‌ویژه ناشی از شرایط رسوب‌گذاری احیایی و حفظ مناسب مواد آلی در سازند کژدمی است. نوع کروژن از دیگر عوامل اساسی در پیش‌بینی کیفیت هیدروکربن‌های زایش یافته از سنگ‌های منشأ است، زیرا نوع و مقدار هیدروکربن‌های زایش یافته به

ویژگی‌های مواد آلی و شرایط حاکم بر محیط دیاژنز آن بستگی دارد (پیر و کوروی، ۱۹۹۵). نمودار S_2 در مقابل TOC ابزار مناسبی برای تعیین نوع و کیفیت ماده آلی محسوب می‌شود. مقادیر بالای TOC همراه با S_2 زیاد بیانگر سنگ‌منشأ نفت‌زا (کروژن نوع I یا II) و مقادیر پایین نشان‌دهنده سنگ‌منشأ گاززا (کروژن نوع III) است (هانت، ۱۹۹۶). نتایج نشان می‌دهند که ۲۹ نمونه از نمونه‌های مورد مطالعه از سازند کژدمی دارای کروژن نوع II و تنها یک نمونه دارای ویژگی‌های کروژن نوع II/III است (شکل ۵-ا). برای تأیید بیشتر، از شاخص هیدروژن (HI) در مقابل TOC نیز استفاده شد. مقادیر HI در نمونه‌های سازند کژدمی بین ۲۷۶ تا ۲۸۶ mgHC/gTOC متغیر است و نشان‌دهنده ظرفیت «نسبتاً خوب نفت‌زایی» این سازند است (پیترز، ۱۹۸۶) (شکل ۵-ب). همچنین نسبت S_2/S_3 در این مطالعه برابر با ۱۴/۳۱ است که به‌وضوح غلبه کروژن نوع II و توان نفت‌زایی بالای سازند کژدمی را نشان می‌دهد (شکل ۵-ج). نمودار متقاطع HI در برابر Tmax نیز به عنوان شاخص مکمل برای تعیین نوع کروژن به کار گرفته شد. نتایج این نمودار نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد بررسی عمدتاً دارای کروژن نوع II بوده و از نظر بلوغ حرارتی در محدوده پنجره‌ی نفتی قرار دارند (شکل ۶-ا). باید توجه داشت که ورود سنگ‌منشأ به محدوده بلوغ می‌تواند موجب کاهش HI شود و بنابراین تفسیر نوع کروژن با استفاده از این نمودار باید با احتیاط انجام شود. افزون بر این، نمودار اصلاح‌شده ون‌کروئن (HI در مقابل OI) نیز فراوانی کروژن نوع II را در این سازند تأیید می‌کند (تیسوت و ولت، ۱۹۸۴) (شکل ۶-ب). به‌طور کلی، مجموعه داده‌ها نشان می‌دهد که سازند کژدمی در میدان پازنان عمدتاً دارای کروژن نوع II است و از پتانسیل هیدروکربن‌زایی «خوب تا بسیار خوب» برای زایش نفت برخوردار است. این نتیجه‌گیری با مطالعات پیشین انجام گرفته بر روی سازند کژدمی در سایر بخش‌های حوضه‌ی زاگرس نیز به خوبی هم‌خوانی دارد (غلامی و همکاران، ۲۰۲۵؛ سفیداری و همکاران، ۲۰۱۶).

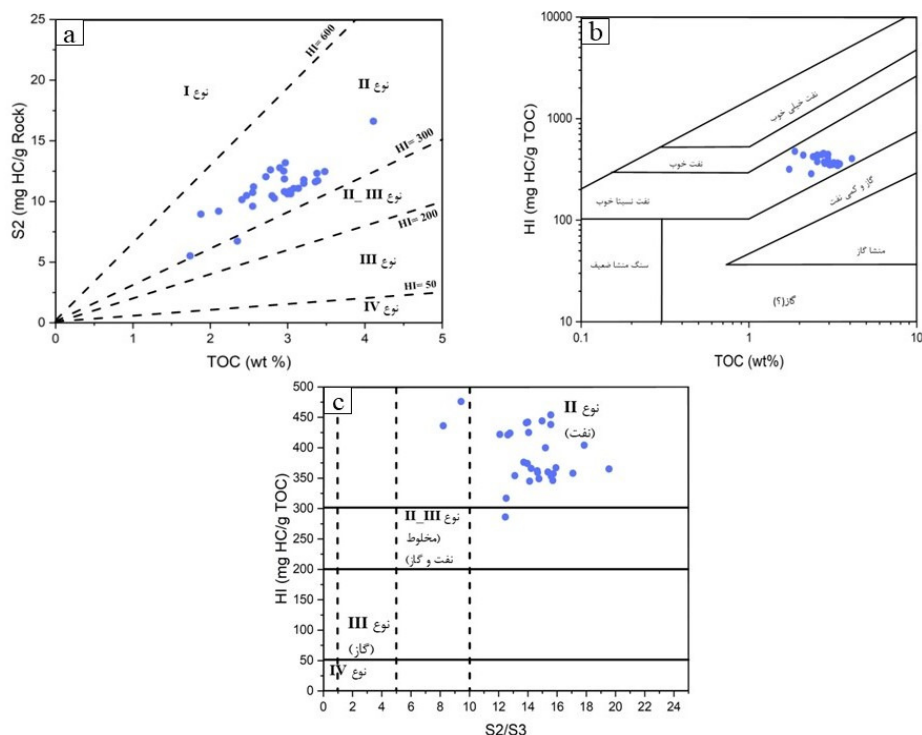
۴-۴- بلوغ حرارتی

بلوغ حرارتی یکی از مهم‌ترین عوامل در ارزیابی سنگ‌منشأ به شمار می‌رود و در کنار غنا و کیفیت مواد آلی، نقش تعیین‌کننده‌ای در قابلیت زایش هیدروکربن ایفا می‌کند.



شکل ۴. نمودارهای مربوط به تعیین پتانسیل زایش هیدروکربن برای نمونه‌های سازند کژدومی در میدان پازنان: (a) نمودار پتانسیل ژنتیکی ($S_1 + S_2$) در مقابل TOC (اقتباس از واپلز، ۱۹۸۵)؛ و (b) نمودار S_2 در مقابل TOC (با اقتباس از هانت، ۱۹۹۶).

Fig. 4. Diagrams used to determine the hydrocarbon generation potential of the Kazhdumi Formation samples in the Pazanan field: (a) the genetic potential ($S_1 + S_2$) versus TOC plot (adapted from Waples, 1985); and (b) the S_2 versus TOC plot (adapted from Hunt, 1996).



شکل ۵. نمودارهای مربوط به تعیین نوع کروژن و نوع هیدروکربن تولیدی برای نمونه‌های سازند کژدومی در میدان پازنان: (a) نمودار S_2 در مقابل TOC (با اقتباس از هانت، ۱۹۹۶)؛ (b) نمودار HI در مقابل TOC (با اقتباس از هانت، ۱۹۹۶)؛ و (c) نمودار HI در مقابل نسبت S_2/S_3 (با اقتباس از پیترز و کاسا، ۱۹۹۴).

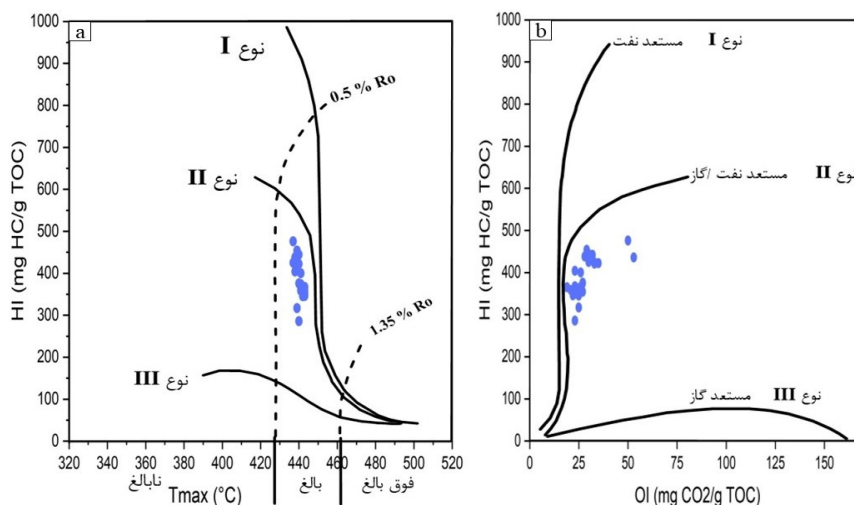
Fig. 5. Plots used to determine the kerogen type and the type of hydrocarbons generated for the Kazhdumi Formation samples in the Pazanan field: (a) the S_2 versus TOC plot (adapted from Hunt, 1996); (b) the HI versus TOC plot (adapted from Hunt, 1996); and (c) the HI versus S_2/S_3 ratio plot (adapted from Peters and Cassa, 1994).

دمایی است که در آن بیشترین نرخ زایش هیدروکربن از شکست حرارتی کروژن رخ می‌دهد و از محل اوج پیک S_2 در آنالیز پیرولیز راک-ایول محاسبه می‌شود (اسپیتاله و

برای بررسی میزان بلوغ حرارتی از پارامترهایی مانند T_{max} ، انعکاس ویتربنایت ($\%Ro$) و شاخص تولید (PI) استفاده می‌شود (پیترز و کاسا، ۱۹۹۴). پارامتر T_{max}

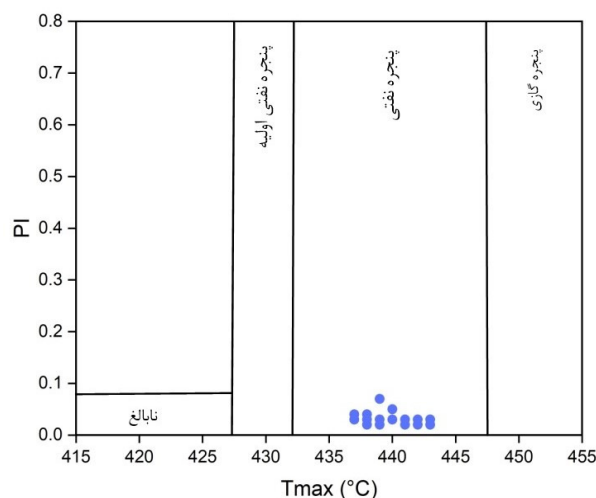
نمونه‌های سازند کژدمی در میدان پازنان (شکل ۷) نشان می‌دهد که این نمونه‌ها در محدوده پنجره نفتی قرار دارند. براساس این نتایج می‌توان بیان داشت که سازند کژدمی در میدان مورد مطالعه طی تاریخچه زمین‌شناسی خود توانسته است به مرحله زایش نفت برسد و هیدروکربن‌های تولیدشده نیز به سمت مخازن بالادست مهاجرت کرده‌اند. این نکته با مطالعات پیشین نیز به خوبی هم‌خوانی دارد (بورونف و بروود، ۱۹۹۰؛ علیپور، ۲۰۲۵).

همکاران، ۱۹۸۵). افزایش مقدار Tmax متناسب با افزایش بلوغ حرارتی سنگ‌منشأ است و به‌طور گسترده به عنوان شاخصی مطمئن برای تعیین سطح بلوغ به کار می‌رود (اسپیتاله و همکاران، ۱۹۷۷). شاخص تولید (PI) نیز از رابطه $PI = S_1 / (S_1 + S_2)$ محاسبه می‌شود و بیانگر نسبت هیدروکربن‌های آزاد (بیتومین) به کل هیدروکربن‌های بالقوه قابل تولید است (تیسوت و ولت، ۱۹۸۴). مقادیر بالاتر PI نشان‌دهنده بلوغ بیشتر و زایش هیدروکربن‌های آزاد در سنگ‌منشأ است. نمودار متقاطع PI در برابر Tmax برای



شکل ۶. نمودارهای مربوط به تعیین نوع کروژن برای نمونه‌های سازند کژدمی در میدان پازنان: (a) نمودار HI در مقابل Tmax (با اقتباس از هانت، ۱۹۹۶). (b) نمودار HI در مقابل OI (با اقتباس از هانت، ۱۹۹۶).

Fig. 6. Plots used to determine the kerogen type for the Kazhdumi Formation samples in the Pazanan field: (a) the HI versus Tmax plot (adapted from Hunt, 1996); and (b) the HI versus OI plot (adapted from Hunt, 1996).



شکل ۷. نمودار شاخص تولید (PI) در مقابل Tmax برای تعیین بلوغ حرارتی نمونه‌های سازند کژدمی در میدان پازنان (با اقتباس از هانت، ۱۹۹۶).

Fig. 7. The production index (PI) versus Tmax plot used to determine the thermal maturity of the Kazhdumi Formation samples in the Pazanan field (adapted from Hunt, 1996).

۴-۵- بررسی اثر کربن آلی خنثی یا ماتریکس معدنی یکی از کاربردهای مهم نمودار کربن آلی کل (TOC) در برابر هیدروکربن‌های پیرولیز شده (S_2)، بررسی میزان جذب هیدروکربن‌ها توسط کانی‌های موجود در ماتریکس سنگ و همچنین تمایز بین ماده آلی فعال و غیرفعال در سنگ‌منشأ است (پیترز، ۱۹۸۶؛ اسپیتاله و همکاران، ۱۹۷۷). در صورتی که جذب هیدروکربن توسط ماتریکس رخ ندهد یا کربن آلی غیرفعال وجود نداشته باشد، خط رگرسیون از مبدأ مختصات عبور خواهد کرد. اما اگر خط رگرسیون محورهای مختصات را در ناحیه مثبت قطع کند، این وضعیت نشان‌دهنده حضور کربن آلی غیرفعال (مرده) و یا اثر جذب ماتریکس در فرآیند پیرولیز است (داهل و همکاران، ۲۰۰۴؛ لنگفورد و بلانک-والرون، ۱۹۹۰).

$$\text{TOC}_{\text{live}} = \text{TOC}_{\text{observed}} - \text{TOC}_{\text{inert}} \quad \text{رابطه ۱}$$

که در رابطه فوق TOC_{live} ، $\text{TOC}_{\text{observed}}$ و $\text{TOC}_{\text{inert}}$ به ترتیب بیانگر کربن آلی فعال، کربن آلی مشاهده شده یا اندازه‌گیری شده و کربن آلی خنثی می‌باشد. مقدار میانگین TOC اندازه‌گیری شده برابر با $2/86\%$ و کربن آلی خنثی برابر $0/62\%$ است، لذا طبق رابطه (۱) مقدار میانگین TOC واقعی سازند کژدمی در میدان پازنان برابر $2/24\%$ خواهد بود. مقدار HI اصلاح شده نیز توسط رابطه (۲) محاسبه می‌شود.

$$HI_{\text{live}} = \frac{S_2}{\text{TOC}_{\text{live}}} \times 100 \quad \text{رابطه ۲}$$

که در رابطه فوق HI_{live} مقدار واقعی HI پس از در نظر گرفتن کربن آلی خنثی و S_2 مقدار میانگین پارامتر S_2 در نمونه‌های مورد مطالعه است. با توجه به اینکه مقدار S_2 میانگین در نمونه‌های مورد مطالعه برابر $11/05$ mgHC/gTOC است، مقدار HI اصلاح شده برابر با 493 خواهد بود. همانطور که مشاهده می‌شود با در نظر گرفتن کربن آلی خنثی مقدار HI افزایش یافته (از 386 به 493) و کیفیت واقعی سنگ‌منشأ بهتر ارزیابی شده است. با توجه به نتایج به دست آمده نیز سازند کژدمی در میدان پازنان عمدتاً دارای کروژن نوع II است.

۴-۶- بررسی روند عمقی پارامترهای پیرولیز

راکابول

براساس نمودارهای شکل ۹، سازند کژدمی را می‌توان برحسب تغییرات عمقی پارامترهای ژئوشیمیایی شامل دمای حداکثر (T_{max})، شاخص هیدروژن (HI)، کربن آلی کل (TOC) و پتانسیل هیدروکربنی باقی‌مانده (S_2) به سه محدوده اصلی تقسیم‌بندی کرد.

محدوده ۱ (قسمت بالایی سازند کژدمی): در این بازه، مقدار TOC کاهش یافته و به کمترین میزان خود می‌رسد (حداقل $1/74\%$ وزنی). براساس مقادیر S_2 ($5/51$ و $6/73$) mg HC/g Rock ، کیفیت هیدروکربنی در محدوده "خوب" قرار دارد. مقدار HI نشان می‌دهد که یک نمونه

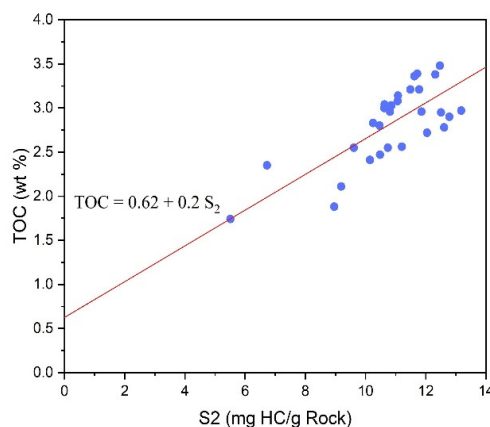
برخی از کانی‌های موجود در ماتریکس سنگ می‌توانند بخشی از هیدروکربن‌های آزاد شده در طول پیرولیز را جذب کنند. در این میان، کانی‌های رسی به عنوان اصلی‌ترین عامل جذب هیدروکربن تولیدی شناخته می‌شوند (بهار و همکاران، ۲۰۰۱). اثر جذب ماتریکس معمولاً با قطع شدن خط رگرسیون در بخش مثبت محور S_2 مشخص می‌شود و موقعیت این تقاطع می‌تواند به عنوان معیاری برای برآورد مقدار جذب هیدروکربن توسط ماتریکس سنگ مورد استفاده قرار گیرد (لنگفورد و بلانک-والرون، ۱۹۹۰). در مقابل، نقطه تقاطع خط رگرسیون با محور TOC نشان‌دهنده مقدار کربن آلی خنثی یا بی‌اثر است. کربن آلی خنثی قابلیت زایش هیدروکربن در طی بلوغ کروژن را ندارد زیرا مقدار هیدروژن موجود در این ماده آلی کم بوده و امکان تشکیل هیدروکربن وجود ندارد. کربن آلی خنثی عمدتاً از ماسرال اینرتینایت تشکیل شده است و این مواد آلی پیش از ورود به محیط ته‌نشینی سنگ‌منشأ به شدت اکسید شده‌اند (پیپر و کوروی، ۱۹۹۵).

شکل ۸ نمودار TOC در مقابل S_2 را برای نمونه‌های سازند کژدمی در میدان نفتی پازنان نشان می‌دهد. خط رگرسیون محور TOC را در ناحیه مثبت نمودار قطع می‌کند که این امر نشانگر وجود کربن غیرفعال و یا کربن آلی خنثی در این نمونه‌ها است. چون نمودار محور S_2 را در قسمت منفی قطع می‌کند لذا اثر ماتریکس در نمونه‌های کژدمی ناچیز و قابل صرف نظر کردن است (داهل و همکاران، ۲۰۰۴).

معادله خط رگرسیون در نمودار TOC در مقابل S_2 برای نمونه‌های سازند کژدمی در میدان پازنان به صورت

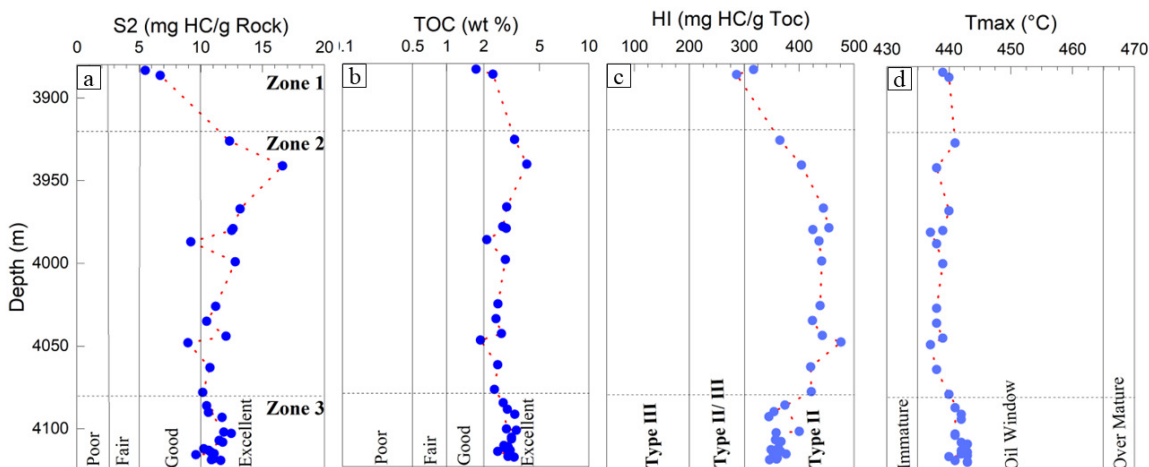
است (اسپیتاله و همکاران، ۱۹۸۵). این محدوده کیفیت هیدروکربنی پایین‌تری نسبت به سایر بخش‌ها دارد اما همچنان توانایی تولید نفت را دارا می‌باشد.

در محدوده کروژن نوع II/III و یک نمونه نیز در محدوده کروژن نوع II قرار دارد. همچنین مقادیر Tmax در این بخش نشان‌دهنده حضور نمونه‌ها در محدوده پنجره نفتی



شکل ۸. نمودار TOC در مقابل S₂ برای تعیین مقدار کربن خنثی و یا اثر ماتریکس برای نمونه‌های سازند کژدومی در میدان پازنان (داهل و همکاران، ۲۰۰۴).

Fig. 8. The TOC versus S₂ plot used to determine the inert carbon content or matrix effect for the Kazhdumi Formation samples in the Pazanan field (Dahl et al., 2004).



شکل ۹. بررسی روند عمقی پارامترهای پیرولیز راک-ایول در سازند کژدومی میدان پازنان: (a) نمودار S₂ برای مشخص کردن تغییرات پتانسیل باقی‌مانده، (b) نمودار TOC برای مشخص کردن تغییرات توان هیدروکربن‌زایی، (c) نمودار HI برای مشخص کردن تغییرات هیدروکربن تولیدی و (d) نمودار Tmax برای مشخص کردن تغییرات بلوغ حرارتی (با اقتباس از دمبیک، ۲۰۲۲).

Fig. 9. Investigation of the vertical trends of Rock-Eval pyrolysis parameters in the Kazhdumi Formation of the Pazanan field: (a) the S₂ plot to identify variations in residual hydrocarbon potential, (b) the TOC plot to identify variations in hydrocarbon generation capacity, (c) the HI plot to identify variations in the type of hydrocarbons generated, and (d) the Tmax plot to identify variations in thermal maturity (adapted from Dembicki, 2022).

در عمق ۳۹۴۱ متر (حدود ۱۱-۴٪ وزنی) می‌رسد و در محدوده عالی قرار می‌گیرد. نوسانات TOC در این بخش نشان‌دهنده تغییر در میزان ماده آلی ورودی و شرایط رسوبی است. مقادیر S₂ در این محدوده افزایش چشمگیری دارند (تا حدود ۱۶/۶ mg HC/g Rock) و کیفیت هیدروکربنی خیلی خوب تا عالی است (شکل ۹).

محدوده ۲ (قسمت میانی سازند کژدومی): در این عمق، پارامترها نوسانات مشخصی دارند. مقدار Tmax بین ۴۳۷ تا ۴۴۱ C° در نوسان است و همه مقادیر در محدوده پنجره نفتی قرار دارند. شاخص هیدروژن عمدتاً در محدوده نوع II قرار دارد که نشان‌دهنده غالب بودن کروژن دریایی با پتانسیل نفت‌زایی است. مقدار TOC به بیشترین سطح خود

بهترین کیفیت را از نظر توان هیدروکربنی دارد و نشان‌دهنده شرایط رسوبی غنی از ماده آلی و حفظ‌شدگی مناسب آن است. به طور کلی، اکثر نمونه‌ها در این بازه از کیفیت خوب تا عالی برخوردارند و این موضوع نشان‌دهنده پتانسیل بالای این قسمت از سازند کژدمی در میدان پازنان است.

محدوده ۳ (قسمت پایینی سازند کژدمی): در این بخش، مقادیر T_{max} حدود $437^{\circ}C$ تا $440^{\circ}C$ و نسبتاً پایدار هستند که نشان‌دهنده بلوغ یکنواخت نمونه‌ها در پنجره نفتی است. شاخص هیدروژن در این محدوده نشان‌دهنده حضور کروژن نوع II است و نشان‌دهنده غالب بودن کروژن نفت‌زا است. مقدار TOC بین $2/55\%$ تا $3/48\%$ در نوسان بوده و نشان‌دهنده کیفیت آلی "خوب تا عالی" است. مقدار S_2 نیز در بازه $9/61$ تا $12/47$ mg HC/g Rock تغییر می‌کند که در محدوده خوب تا عالی طبقه‌بندی می‌شوند (هانت، ۱۹۹۶). این بخش با کیفیت آلی خوب و پتانسیل هیدروکربنی عالی، نشان‌دهنده بلوغ پایدار و توان تولیدی بالاست. لذا سازند کژدمی در این محدوده نیز دارای توان بالقوه بالای زایش هیدروکربن است. در مجموع، سازند کژدمی در میدان پازنان به طور عمده دارای کروژن نوع II است، در محدوده بلوغ (پنجره نفتی) قرار دارد و توان هیدروکربنی آن از "خوب" تا "عالی" متغیر است.

۴-۷- مقایسه نتایج با مطالعات پیشین

نتایج این پژوهش، جایگاه سازند کژدمی را به عنوان مهم‌ترین سنگ‌منشأ سامانه هیدروکربنی فروافتادگی دزفول که توسط بوردونف و بروود (۱۹۹۵) و بوردونف و هگره (۲۰۱۰) و علیپور (۲۰۲۲) مطرح شده است، تأیید می‌کند و با مدل سامانه هیدروکربنی ارائه‌شده توسط علیپور (۲۰۲۴) نیز سازگار است و نتایج حاصل با یافته‌های علیپور (۲۰۲۲) درباره رخساره‌های آلی، شرایط دیرینه رسوبی و غنی‌شدگی مواد آلی در سازند کژدمی همخوانی دارد. به‌طوری‌که غنای مناسب ماده آلی و کیفیت مطلوب سنگ‌منشأ در نمونه‌های مورد مطالعه، مؤید شرایط مناسب رسوب‌گذاری و حفظ ماده آلی در این سازند است. همچنین این نتایج با مطالعه منطقه‌ای سفیداری و همکاران (۲۰۱۶) مبنی بر غلبه کروژن نوع II، مقادیر نسبتاً بالای TOC و قرارگیری سازند کژدمی در پنجره تولید نفت در بخش مرکزی فروافتادگی دزفول همخوانی دارد. داده‌های

ژئوشیمیایی به‌دست آمده از میدان پازنان نشان می‌دهد که این سازند در این میدان نیز از غنای مناسب ماده آلی، کروژن غالب نوع II، بلوغ حرارتی کافی و پتانسیل بالای نفت‌زایی برخوردار است. همچنین، نتایج این پژوهش با مطالعات انجام‌شده در سایر میدان‌های فروافتادگی دزفول همخوانی قابل‌توجهی دارد. در میدان‌های آغاچاری (عدالتی منش و همکاران، ۱۳۹۳)، بی‌بی حکیمه (زینل‌زاده، ۱۳۹۰)، اهواز (کریمی و همکاران، ۲۰۱۶)، گچساران (صفایی فاروجی و همکاران، ۲۰۲۲) و خویز (خلعت‌بری و همکاران، ۲۰۲۰)، سازند کژدمی به عنوان سنگ‌منشأ با کروژن غالب نوع II، غنای مناسب ماده آلی، پتانسیل خوب تا بسیار خوب برای زایش هیدروکربن و بلوغ حرارتی در محدوده پنجره نفتی معرفی شده است. نتایج مطالعه حاضر در میدان پازنان نیز همین ویژگی‌ها را نشان می‌دهد و بیانگر آن است که سازند کژدمی در این میدان از نظر کیفیت سنگ‌منشأ و بلوغ حرارتی با بخش مرکزی فروافتادگی دزفول تطابق دارد. همچنین، شواهد مربوط به قرارگیری سازند کژدمی در مرحله زایش نفت در این پژوهش، با نتایج علیپور (۲۰۲۶) مبنی بر ورود این سازند به مراحل ابتدایی پنجره نفتی و وقوع زایش و خروج هیدروکربن در جنوب غرب ایران نیز همخوانی دارد. با وجود این همخوانی، داده‌های اختصاصی میدان پازنان نشان می‌دهد که میانگین TOC برابر $2/86$ درصد وزنی و HI اصلاح‌شده حدود 493 mgHC/gTOC است که بیانگر کیفیت مناسب سنگ‌منشأ و توان بالای هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی در این میدان می‌باشد.

۵- نتیجه‌گیری

در این پژوهش ۳۰ نمونه خرده‌حفاری از سازند کژدمی در میدان نفتی پازنان واقع در فروافتادگی دزفول توسط پیرولیز راک-ایول مورد آنالیز ژئوشیمیایی قرار گرفت. نتایج حاصل نشان داد که سازند کژدمی از نظر زایش هیدروکربن دارای پتانسیل خوب تا عالی است. مقادیر TOC در محدوده $1/74$ تا $4/11$ درصد وزنی و مقادیر S_2 بین $5/5$ تا $16/6$ mg HC/g Rock قرار گرفته است که بیانگر غنای آلی مناسب و شرایط مطلوب حفظ‌شدگی ماده آلی می‌باشد. بررسی نوع کروژن براساس نمودارهای S_2 در برابر TOC، HI در برابر TOC، HI در برابر T_{max} ، نمودار HI در برابر نسبت S_2/S_3 و نمودار اصلاح‌شده ون کروئل (HI)

۶- تشکر و قدردانی

از سردبیر محترم مجله رسوب‌شناسی کاربردی و داوران گرامی به دلیل بررسی دقیق مقاله، ارائه نظرات ارزشمند و پیشنهادهای سازنده که نقش مؤثری در بهبود کیفیت این پژوهش داشتند، صمیمانه تشکر و قدردانی می‌شود. همچنین، از شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب به دلیل همکاری و در اختیار گذاشتن داده‌های مورد استفاده در این پژوهش و فراهم کردن امکان انجام این مطالعه، صمیمانه سپاسگزاری می‌شود.

References

- 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. (2024) Petroleum systems of the Iranian Zagros Fold and Thrust Belt. *Results in Earth Sciences*, 2: 100027. <https://doi.org/10.1016/j.rines.2024.100027>.
- Alipour, M. (2025) Source rocks of the Zagros Fold and Thrust Belt (ZFTB). In *Basics of Petroleum Geochemistry: with examples for the Zagros fold and thrust belt of Iran*. Cham: Springer Nature Switzerland, 57-76. https://doi.org/10.1007/978-3-031-86938-9_5.
- Alipour, M. (2026) Evidence for petroleum generation and expulsion from the Aptian-Albian Kazhdumi source rock at Kuh-e-Bangestan surface section, SW Iran. *Carbonates and Evaporites*, 41: 87.
- Alipour, R., Ghasemi, M., Mokhtari, M., and Gelal Zadeh, A. (2013) Analysis of fractures in the Asmari reservoir rock in the Pazanan oilfield, southwest Iran. *Kharazmi Journal of Earth Sciences*, 12(2): 483–500, (in Persian).
- Azizi, A., Hosseini, H., NouraeNezhad, Kh., Alizadeh, B., and Tajeh, F. (2010) Evaluation of hydrocarbon generation potential and geochemical comparison of the Kazhdumi and Pabdeh formations in the Gachsaran oilfield. *Exploration and Production Journal*, (76): 64–67. (in Persian).
- Behar, F., Beaumont, V. D. E. B., and Pentead, H. D. B. (2001) Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil and Gas Science and Technology*, 56 (2): 111-134. <http://doi.org/10.2516/ogst:2001013>.
- Bordenave, M. L., and Burwood, R. (1990) Source rock distribution and maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations. *Organic Geochemistry*, 16(1–3): 369–387. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90055-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90055-5).

در برابر (OI) نشان داد که اغلب نمونه‌ها دارای کروژن نوع II بوده و تنها یکی از نمونه‌ها ترکیبی از کروژن نوع II/III دارند. همچنین، مقادیر پایین S_2 و شاخص اکسیژن (OI)، بیانگر اکسیژن کم موجود در ماده آلی و شرایط احیایی مناسب در زمان رسوب‌گذاری است که در کنار مقادیر نسبتاً بالای HI، بیانگر غلبه کروژن نوع II و پتانسیل بالای نفت‌زایی سازند کژدمی است. بنابراین، این سازند توانایی زایش مقادیر قابل توجهی هیدروکربن مایع را دارا می‌باشد. نتایج حاصل از پیرولیز راک-ایول نشان داد که مواد آلی بیشتر نمونه‌ها در محدوده پنجره نفتی قرار داشته و وارد مرحله بلوغ حرارتی شده‌اند. شاخص PI و Tmax به وضوح بیانگر این موضوع هستند که سازند کژدمی در گذشته زمین‌شناسی فرآیندهای هیدروکربن‌زایی را طی کرده و در زایش نفت نقش فعال داشته است.

علاوه بر این، تحلیل روند تغییرات عمقی پارامترهای ژئوشیمیایی (S_2 ، TOC، HI و Tmax) نشان داد که سازند کژدمی از بالا به پایین قابل تفکیک به سه محدوده اصلی است که در آن‌ها نوسانات مقادیر TOC و S_2 با تغییر در کیفیت و فراوانی ماده آلی ارتباط مستقیم دارد. در محدوده ۲ و ۳ نمونه‌ها از کیفیت خوب و اکثراً عالی برخوردارند و محدوده میانی دارای مواد آلی با بالاترین پتانسیل زایش هیدروکربن را نشان داد و به عنوان غنی‌ترین بخش سازند کژدمی در میدان پازنان شناخته می‌شود.

نتایج این پژوهش با مطالعات پیشین انجام‌شده بر روی سازند کژدمی در فروافتادگی دزفول هم‌خوانی دارد و نشان می‌دهد که این سازند در میدان پازنان نیز همانند سایر میادین منطقه، از غنای ماده آلی مناسب، کروژن غالب نوع II، بلوغ حرارتی در محدوده پنجره نفتی و پتانسیل مطلوب نفت‌زایی برخوردار است. در عین حال، این پژوهش با ارائه داده‌های ژئوشیمیایی اختصاصی حاصل از آنالیز پیرولیز راک-ایول نمونه‌های سازند کژدمی در میدان پازنان، اطلاعات موجود درباره این میدان را تکمیل کرده و ارزیابی دقیق‌تری از کیفیت سنگ‌منشأ و توان هیدروکربن‌زایی آن ارائه می‌دهد. همچنین با توجه به نتایج این مطالعه، می‌توان نتیجه گرفت که سازند کژدمی به‌عنوان یکی از مهم‌ترین سنگ‌های منشأ نفتی در سامانه هیدروکربنی میدان پازنان عمل کرده و تأمین‌کننده اصلی نفت در مخازن بالادست این میدان بوده است.

- Bordenave, M. L., and Burwood, R. (1995) The Albian Kazhdumi Formation of the Dezful Embayment, Iran: one of the most efficient petroleum generating systems. In *Petroleum source rocks*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 183-207. http://doi.org/10.1007/978-3-642-78911-3_11.
- Bordenave, M. L., and 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 of London, Special Publications*, 330 (1): 291-353. <http://doi.org/10.1144/SP330.14>.
- Dahl, B., Bojesen-Koefed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E. (2004) A new approach to interpreting Rock-Eval S₂ and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry*, 35: 1461-1477. <http://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2004.07.003>.
- Dembicki, H. (2022) Practical petroleum geochemistry for exploration and production. Elsevier, 415 p. <http://doi.org/10.1016/B978-0-323-95924-7>.
- Edalatimanesh, N., Kadkhodaei, A., Alizadeh, B., Heydarifard, M. H., and Khani, B. (2015) Geochemical investigation of petroleum source rocks by using Rock-Eval data in the Aghajari Oilfield. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 30(4): 87-102. (in Persian).
- Espitalié, J., Madec, M., Tissot, B., Mennig, J. J., and Leplat, P. (1977) Source rock characterization method for petroleum exploration. In offshore technology conference, OTC, 2935p. <https://doi.org/10.4043/2935-ms>.
- Espitalié, J., Marquis, F., and Barsony, I. (1984) Geochemical logging. In *Analytical pyrolysis*. Butterworth-Heinemann, 276-304.
- Espitalié, J., Deroo, G., Marquis, F. (1985) Rock-Eval pyrolysis and its applications. *Revue De L InstitutFrancais Du Petrole*, 40(5): 563-579. <https://doi.org/10.2516/ogst:1986003>.
- Farahzadi, E., Alavi, S. A., Sherkati, S., and Ghassemi, M. R. (2019) Variation of subsidence in the Dezful Embayment, SW Iran: influence of reactivated basement structures. *Arabian Journal of Geosciences*, 12: 1-22. <http://doi.org/10.1007/s12517-019-4758-5>.
- Gholami, Z., Alipour, M., and Ammari, A. (2025) Organofacies heterogeneity of the Aptian-Albian source rock (Kazhdumi Formation) in selected oilfields from the Zagros Basin *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 40 (4): 63-74.
- Hekmat-Shoar, M., Hasan-Nejad, A., Me'mariani, M., and Mosadegh, H. (2015) Investigation of hydrocarbon generation Potential of Mobarak formation by the use of pyrolysis Rock-eval 2 geochemical method. *Journal of Petroleum Research*, 25 (85/2): 132-144. (in Persian). <http://doi.org/10.22078/pr.2016.603>.
- Hosseiny, E., Beirami, A., and Amini Mostafaabadi, A. (2024) Geochemical assessment of the Pabdeh Formation from the perspective of conventional and unconventional hydrocarbon resources, southwest of Iran. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 40 (1): 45-58. (in Persian).
- Hunt, J. M. (1996) *Petroleum Geochemistry and Geology*. (2ndedn.), WH Freeman, San Francisco, USA, 743p.
- James, G. A., and Wynd, J. G. (1965) Stratigraphic Nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area. *AAPG Bulletin*, 49: 2182-2245.
- Karimi, A. R., Rabbani, A. R., and Kamali, M. R. (2016) A bulk kinetic, burial history and thermal modeling study of the Albian Kazhdumi and the Eocene-Oligocene Pabdeh formations in the Ahvaz anticline, Dezful Embayment, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146: 61-70. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.04.015>.
- Khalatbari, M., Kamali, M., Arian, M., and Ghorbani, B. (2019) Geochemical investigation of oils from Asmari and Sarvak reservoirs in Pazanan oil field and Khaviz reservoir in Khaviz oil field using gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry methods. *Petroleum Research*, 29 (107). (in Persian). <https://doi.org/10.22078/pr.2019.3505.2601>.
- Khalatbari, M., Kamali, M., Arian, M., and Ghorbani, B. (2020) Geochemical characterization of kazhdumi source rock in the khaviz oil field, southwest of Iran, using rock-eval pyrolysis. *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 9 (1): 85-93.
- Lafargue, E., Marquis, F., and 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.
- Langford, F., Blanc-Valleron, M. M. (1990) Interpreting RockEval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon (1). *AAPG bulletin*, 74: 799-804.
- Pepper, A. S., and Corvi, P. J. (1995) Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and petroleum geology*, 12 (3): 291-319. [http://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](http://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E).
- Peters, K. E. (1986) Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 70: 318-329.
- Peters, K. E., and Cassa, M. R. (1994) Applied source rock geochemistry. In: Magoon LB, Dow WG (eds) *The petroleum system—from source to trap*, AAPG Memoir, American Association

- of Petroleum Geologists, Oklahoma, USA, 60: 93–120.
- Peters, K. E., and Fowler, M. G. (2002) Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. *Organic Geochemistry*, 33 (1): 5-36. [http://doi.org/10.1016/S0146-6380\(01\)00125-5](http://doi.org/10.1016/S0146-6380(01)00125-5).
- Sadeghi, M., Kamali Ghavami Riabi, R., and Ghorbani, B. (2014) Evaluation of geochemical characteristics of organic matter in the Pabdeh and Gurpi formations of the Nosrat oilfield, southern Persian Gulf using Rock-Eval 6 pyrolysis and gas chromatography. *Quarterly Journal of Earth Sciences (Stratigraphy and Sedimentology)*, 24 (94): 317–326. (in Persian).
- Safaei-Farouji, M., Kamali, M. R., Rahimpour-Bonab, H., Gentzis, T., Liu, B., and Ostadhasan, M. (2021) Organic geochemistry, oil-source rock, and oil-oil correlation study in a major oilfield in the Middle East. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207: 109074. <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109074>.
- Safaei-Farouji, M., Kamali, M., and Hakimi, M. H. (2022) Hydrocarbon source rocks in Kazhdumi and Pabdeh formations—a quick outlook in Gachsaran oilfield, SW Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12 (6): 1489-1507. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01413-w>.
- Sfidari, E., Zamanzadeh, S. M., Dashti, A., Opera, A., and Tavakkol, M. H. (2016) Comprehensive source rock evaluation of the Kazhdumi Formation, in the Iranian Zagros Foldbelt and adjacent offshore. *Marine and Petroleum Geology*, 71: 26-40.
- Saedirad, F., Mousavi-Harmi, R., and Mahbubi, A. (2014) Sequence stratigraphy of the Kazhdumi Formation in the Azadegan oilfield. *Journal of Petroleum Research*, 24(77): 26–33. (in Persian). <http://doi.org/10.22078/pr.2014.352>.
- Shayesteh, M., and Kamali, M. (2012) Petroleum geochemistry: Case studies from southwest Iran. Research Institute of Petroleum Industry, 204p. (in Persian).
- Tissot, B. P., and Welte, D. H. (1984) Petroleum Formation and Occurrence. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>.
- Van Buchem, F. S. P., Baghbani, D., Bulot, L.G., Caron, M., F., Gaumet, F., Hosseini, A., Keyvani, F., Schroeder, R., Swennen, R., and Vedrenne, V., Vincent, B. (2010) Barremian-Lower Albian sequence-stratigraphy of southwest Iran (Gadvan, Dariyan and Kazhdumi formations) and its comparison with Oman, Qatar and the United Arab Emirates. In: Van Buchem, F.S., Al-Husseini, M., Maurer, F., and Droste, H. (eds) *GeoArabia Special Publication 4*, Gulf PetroLink, Bahrain, 2: 503-548. <https://doi.org/10.2113/9781733475761-07>.
- Waples, D. W. (1985) Geochemistry in petroleum exploration. D. Reidel Publishing Co., Dordrecht- Boston- Lancaster, 1–232. <https://doi.org/10.1007/978-94-009-5436-6>.
- Zarvani, A., Soleimani, B., and Amiri-Bakhtiar, H. (2008) Assessment of maturity and depositional environment of bitumen shale of the Asmari cap rock in the Pazanan oilfield using GC–MS and isotopic analyses ($\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{34}\text{S}$). *Applied Geology Quarterly*, 4 (3): 171–178. (in Persian).
- Zeinalzadeh, A. (2011) Evaluation of Kazhdumi and Gadvan source rocks in the Bibi Hakimeh-120 well. *Journal of Petroleum Research*, 21 (65): 8–71. (in Persian).
- Zeinalzadeh, A., Mousavi-Harmi, R., and Mahbubi, A. (2018) Investigation of petroleum generation processes of the Kazhdumi source rock in the Darakhowin oilfield feeding area, Abadan Plain. *Journal of Petroleum Research*, 28 (99): 46–58. (in Persian).