



Evaluation of hydrocarbon generation potential of turbidite shales of Amiran Formation in a surface-terrestrial section of Pusht-Jangal anticline, south of Lorestan using pyrolysis Rock-Eval 6

Nasim Maleki Sadeghi*¹ and Ahmad Ahmadi Khalaj²

1- Ph.D. (graduated), Dept. of Geology, Faculty of Science, Lorestan University, Khorramabad, Iran

2- Assoc. Prof., Dept. of Geology, Faculty of Science, Lorestan University, Khorramabad, Iran

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Article type: Original Research	The Amiran Formation (Maastrichtian-Paleocene) in the Zagros sedimentary basin has been accumulated with a considerable thickness in a deep sedimentary environment, where from the north of Lorestan to the south, fine-grained facies (alternation of shale and sandstone) are dominant. In this research, the Amiran Formation was evaluated as a possible source rock from the point of view of organic geochemistry and hydrocarbon generation potential in this part of the Zagros sedimentary basin. In this goal, a 473-meter-thick stratigraphic section was selected on the northern side of the Pusht-Jangal anticline, Kohdasht city, and 20 samples of dark-colored shales of this formation were collected for Rock-Eval 6 analysis. Plotting the S₂ values against the Toc of the samples indicates a weak to medium source rock and it ranks weak in terms of hydrocarbon generating power, so that the source rock index (SP_{IR}) of this formation is 1.65 and it has a weak hydrocarbon generating power. The kerogen of this formation was found to be a combination of type III and type II, but type III kerogen is more abundant, which can be due to the dominance of continental facies that make up this formation. Plotting the T_{max} values against HI showed that 75% of the samples are in the immature range and 25% of them are at the beginning of the oil generation window, or in other words, they have passed the thermal maturity by reaching the catagenesis stage, which is confirmed by T_{max} between 435 and 460 degrees Celsius. The diagram of HI versus Toc indicates the formation of various organic facies in Amiran Formation, these facies include organic facies CD (oxidizing) 40%, organic facies C (semi-oxidant) 45% and to a lesser extent organic facies BC (semi-reduction to semi-oxidant) 15%. This variety of facies can be due to the variety of organic materials with marine and continental origin and sedimentation in deep environments and the upper parts of the continental slope, whose continental origin is predominant. The Toc values of this formation are low due to the introduction of organic materials of continental origin (80% of the samples have Toc less than 1% by weight) and therefore the potential of the source rock has decreased.
Article history: Received: 2025 April 10 Accepted: 2025 June 8	
Keywords: Amiran Formation Hydrocarbon generation potential Posht- Jangal anticline Lorestan Kohdasht	

DOI: <https://doi.org/10.22084/NFAG.2025.30645.1663>

Corresponding author: Nasim Maleki Sadeghi, **E-mail:** setareh89amiri@gmail.com

Cite this article: Nasim Maleki Sadeghi and Ahmad Ahmadi Khalaj (2026). Evaluation of hydrocarbon generation potential of turbidite shales of Amiran Formation in a surface-terrestrial section of Pusht-Jangal anticline, south of Lorestan using pyrolysis Rock-Eval 6, *New Findings of Applied Geology*, Vol. 20, No. 39, pp: 220-235.



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

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

Extended Abstract

Introduction

The Zagros sedimentary basin is approximately the second largest sedimentary basin in the Middle East and has long been of interest to petroleum geologists. Jurassic to Eocene sediments in this basin has been described as pyrobitumen-bearing layers. The Amiran Formation is one of the formations of the Lorestan sedimentary basin, which in parts of this basin has major deposits of bitumen that are being extracted. These bitumens are of very good quality. Solid bitumens, bitumens or pyrobitumens are often the common organic components in mature oil and dry gas window rock sequences. This basin is one of the richest oil basins in the world due to its large, regular and young folds and the trapping of hydrocarbon reserves in many of its anticlines. Today, hydrocarbon source rocks can be evaluated using pyrolysis methods.

Rock-Eval pyrolysis provides information on the quality and type of organic matter, maturity, potential and actual potential, organic facies, total organic carbon (TOC) content, the state of the depositional environment in terms of oxidant and reduction conditions, and hydrocarbon migration from the source rock. Formations with shale and fine-grained lithologies have always been of interest and have been investigated in terms of organic geochemistry. Since the facies of the Amiran Formation were deposited in a deep sedimentary environment (submarine fan), there is a possibility of the presence of significant amounts of organic matter in them. Also, outcrops of petroleum materials, such as oil springs, extractable bitumen reserves, and natural bitumen in the study area require that this formation be investigated from the perspective of organic geochemistry and hydrocarbon generation potential. The study area is located within the boundaries of Kohdasht city. This area is tectonically part of the continental margin and structurally has parallel folds and dip-thrusts with low-dip subduction. This subzone is of particular importance for the preservation of organic matter due to the presence of important source rocks that were deposited during the Cretaceous. The Garu Formation, which is exclusively distributed in the Lorestan sedimentary basin, is a prominent example of

this source rock. The great thickness of the sediments accumulated during the Cenozoic in the Lorestan sedimentary basin has created the chance for the Mesozoic sediments of the Lorestan sedimentary basin to pass well through the oil window and reach thermal maturity. The study area is affected by the young tectonic movements of the Zagros. The axial plane of the anticlines and fault lines in the region is often vertical and their extension is northwest to southeast. In the anticline in question, the Gurpi, Amiran, Talehzang, Kashkan, Shahbazan-Asmari, Gachsaran formations and alluvial sediments of the present age are exposed. The thickness of the Amiran Formation in the study area is 473 meters, which is a sequence of conglomerate, dark gray shales, gray siltstone, and green sandstone, with fine-grained facies accounting for approximately 60 to 70 percent of the rock column. The Amiran Formation is contiguous and continuous over the Gurpi Formation, which is characterized on the surface by the change in color of the blue shale and marl to the green sandstones of the Amiran Formation. The upper boundary of the Amiran Formation is contiguous and continuous with the carbonates of the Talehzang Formation.

Materials and Methods

Twenty samples were collected from 30 to 40 cm below the outcrop surface in an undisturbed and unweathered manner from the shale units. Sampling was based on facies changes and perpendicular to the bedding, and whenever possible, dark-colored shale units that contain more organic matter were taken. These samples were immediately packaged and transported to the Tehran Petroleum Research Institute for analysis, where they were analyzed using a Rock-Eval 6 instrument.

Results and Discussion

The aim of this study is to investigate the possible hydrocarbon generation potential of the Amiran Formation from an organic geochemical perspective. The results of rock pyrolysis and calculated geochemical parameters are given in Table 1.

The total organic carbon (TOC) content of Amiran Formation samples, expressed as (wt%), varies between 0.2 and 1.2 with an average of 0.75, such that 40% of the

samples have TOC between 0 and 0.5, 40% between 0.5 and 1, 15% between 1 and 2, and 5% more than 2. In fact, 80% of the samples have TOC less than 1. Bitumens formed in the Amiran Formation have a high carbon percentage and are classified as very good quality natural bitumens. The Amiran Formation in the study area is a source rock with weak hydrocarbon generation potential, with 95% S₂ values less than 2.5 and 5% between 2.5 and 5 mgHc/gRock.

The T_{max} values of the Amiran Formation samples vary between 405 and 448 and an average of 429 (C°), such that 70% of the samples have T_{max} less than 435 °C and 30% of the samples have T_{max} between 435 and 470 C°. The Amiran Formation samples have an abundance of type II and type III kerogen and, if they undergo sufficient thermal maturity, they will have the potential to produce gaseous and liquid hydrocarbons. These results are also consistent with the hydrogen index results (60% of the samples have HI between 0 and 150 and 35% between 150 and 300 mgHc/gRock). The start of the oil window at T_{max} is between 435 and 465 C° and the end of the oil window at T_{max} is around 470 C°. Most of the Amiran Formation samples are in the immature stage (immature zone) (about 75%), the vitrinite reflectance coefficient of less than 0.5% of the samples also confirms this, and only a small number (20% at the beginning of the oil window and 5% in the middle of the oil window) are located.

The Amiran Formation in the study area is a source rock with weak to moderate potential. The Amiran Formation in the study area lacks traces of mineral matrix. Also, by extending the regression line, this line intersects the TOC axis, which indicates the presence of dead organic carbon in the Amiran Formation samples and this carbon has no role in the hydrocarbon generation potential. The facies range of this formation has been determined based on the HI and TOC values. Accordingly, the facies range of this formation includes: organic CD facies (oxidant) 40 percent, organic C facies (semi-oxidant) 45 percent, and to a lesser extent, organic BC facies (semi-reduction to semi-oxidant) 15 percent.

The oxidant and semi-oxidant conditions of the organic facies of the Amiran Formation are attributed to their formation during the period of sea level drop and the predominance of type III kerogen, and the semi-reduction of its organic facies is attributed to the period of relative sea level rise and the abundance of type II kerogen. The Amiran Formation samples in the study area have SPIr1.65 and are considered a source rock with low potential.

Conclusion

The results of this study showed that the kerogen of the Amiran Formation is a mixture of type II and type III, but type III kerogen is more abundant, which could be due to the dominance of continental facies forming this formation. These kerogens were formed in the sea level drop stage in terms of sea level changes, which is a reason for the dominance of continental facies in this formation. The vitrinite reflectance (RO) of most samples (75%) was less than 0.5 and was located in the immature zone, which is confirmed by a T_{max} less than 435°C, and only 25% of them were located in the beginning and middle of the oil-generating window. The organic facies constituting this formation include: organic CD facies (oxidant) 40 percent, organic C facies (semi-oxidant) 45 percent, and to a lesser extent, organic BC facies (semi-reduction to semi-oxidant) 15 percent. The oxidant and semi-oxidant organic facies developed during the period of falling sea level and the semi-reduction organic facies developed during the period of rising relative sea level. Under conditions of falling sea levels, organic matter from continental origin entered the sedimentary basin, causing a decrease in the TOC values of the samples, which in turn reduced the generative potential of the formation. Plotting S₂/TOC values of Amiran Formation samples in the study area showed that this formation is a source rock with weak to medium potential and the source rock index (SPIr) for it is 1.65 and is evaluated as a source rock with low potential and if sufficient thermal maturation stages are passed in it, gaseous and liquid hydrocarbons can be produced in it.



ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی شیل‌های توربیدیتی سازند امیران در یک برش سطح‌الارضی از تاق‌دیس پشت‌جنگل، جنوب لرستان با استفاده از روش پیرولیز Rock-Eval 6

نسیم ملکی صادقی^{۱*} و احمد احمدی خلجی^۲

۱- دانش‌آموخته دکترا زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه لرستان، خرم‌آباد، ایران

۲- دانشیار گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه لرستان، خرم‌آباد، ایران

اطلاعات مقاله	چکیده
نوع مقاله: مقاله پژوهشی تاریخچه مقاله: تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۱/۲۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۳/۱۸ کلیدواژه‌ها: سازند امیران پتانسیل هیدروکربن‌زایی تاق‌دیس پشت جنگل لرستان کوه‌دشت	سازند امیران (ماستریشتین-پالتوسن) در حوضه رسوبی زاگرس با ضخامت قابل‌توجهی در یک محیط رسوبی ژرف انباشته شده است، که از شمال لرستان به سمت جنوب، رخساره‌های ریزدانه (تناوب شیل و ماسه‌سنگ) غالب می‌باشند. در این پژوهش، سازند امیران به‌عنوان سنگ منشأ احتمالی از دیدگاه زمین‌شیمی آلی و پتانسیل هیدروکربن‌زایی در این بخش از حوضه رسوبی زاگرس مورد ارزیابی قرار گرفته است. در این راستا، یک برش چینه‌شناسی سطح‌الارضی به ضخامت ۴۷۳ متر در یال شمالی تاق‌دیس پشت‌جنگل، شهرستان کوه‌دشت، انتخاب و تعداد ۲۰ نمونه از شیل‌های تیره رنگ این سازند جهت آنالیز راک-ایوال ۶ برداشت گردید. رسم مقادیر S₂ در برابر TOC نمونه‌ها، بیانگر یک سنگ منشأ ضعیف تا متوسط می‌باشد و از نظر توان هیدروکربن‌زایی، ضعیف ارزیابی می‌شود؛ به‌گونه‌ای که شاخص سنگ منشأ (SPI_r) این سازند ۱/۶۵ بوده و توان هیدروکربن‌زایی ضعیفی دارد. کروژن این سازند مخلوطی از نوع III و نوع II تشخیص داده شد، اما کروژن نوع III فراوانی بیشتری دارد که می‌تواند به دلیل چیرگی رخساره‌های قاره‌ای تشکیل دهنده این سازند باشد. رسم مقادیر Tmax در برابر HI نشان داد ۷۵ درصد از نمونه‌ها در محدوده نابالغ قرار گرفته و ۲۵ درصد از آن‌ها در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار دارند؛ به عبارت دیگر، با رسیدن به مرحله کاتارز، بلوغ حرارتی را پشت سر گذاشته‌اند که با Tmax بین ۴۳۵ تا ۴۶۰ درجه سانتی‌گراد تأیید می‌شوند. نمودار HI در مقابل TOC حاکی از تشکیل رخساره‌های آلی گوناگون در سازند امیران می‌باشد. این رخساره‌ها شامل رخساره آلی CD (اکسیدان) ۴۰ درصد، رخساره آلی C (نیمه اکسیدان) ۴۵ درصد و به مقدار کمتر رخساره آلی BC (نیمه احیا تا نیمه اکسیدان) ۱۵ درصد می‌باشند. این تنوع رخساره‌ای می‌تواند به دلیل تنوع مواد آلی با منشأ دریایی و قاره‌ای و رسوب‌گذاری در محیط‌های ژرف و بخش‌های بالایی شیب قاره باشد، که منشأ قاره‌ای آن‌ها غالب می‌باشد. مقادیر TOC این سازند به دلیل ورود مواد آلی از منشأ قاره‌ای پایین می‌باشد (۸۰ درصد نمونه‌ها دارای TOC کمتر از ۱ درصد وزنی می‌باشند)، و لذا پتانسیل سنگ منشأ را کاهش داده است.

DOI: <https://doi.org/10.22084/NFAG.2025.30645.1663>

* نویسنده مسئول: نسیم ملکی صادقی، E-mail: setareh89amiri@gmail.com

استناد: نسیم ملکی صادقی و احمد احمدی خلجی (۱۴۰۵). ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی شیل‌های توربیدیتی سازند امیران در یک برش سطح‌الارضی از تاق‌دیس پشت‌جنگل، جنوب لرستان با استفاده از روش پیرولیز Rock-Eval 6. یافته‌های نوین زمین‌شناسی کاربردی، دوره ۲۰، شماره ۳۹، صفحه ۲۲۰ تا ۲۳۵.

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



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

۱- پیشگفتار

حوضه رسوبی زاگرس تقریباً دومین حوضه رسوبی در خاورمیانه و از دیرباز مورد توجه زمین‌شناسان نفتی بوده است. رسوبات ژوراسیک تا ائوسن در این حوضه، به‌عنوان لایه‌های دارای پیروبیومون توصیف شده‌اند (آلا و همکاران، ۱۹۸۰). سازند امیران یکی از سازندهای حوضه رسوبی لرستان است که در بخش‌هایی از این حوضه دارای ذخایر عمده‌ای از بیتومن است که مورد استخراج قرار می‌گیرند. این بیتومن‌ها از نظر کیفیت، در رده بسیار خوب قرار دارند (ملکی صادقی و همکاران، ۲۰۲۲). قیرهای جامد، بیتومن و یا پیروبیومون غالباً جزو مواد آلی رایج در توالی‌های سنگی بلوغ پنجره نفتی و گاز خشک هستند (امانول و همکاران، ۲۰۱۶؛ هاگلی و کاردوت، ۲۰۱۷؛ لیو و همکاران، ۲۰۱۷). این حوضه، به دلیل دارا بودن چین‌های بزرگ، منظم و جوان و به تله افتادن ذخایر هیدروکربنی در بسیاری از تاکدیس‌های آن به‌عنوان یکی از غنی‌ترین حوضه‌های نفتی جهان است. امروزه از روش‌های پیرولیزی می‌توان سنگ‌های منشأ هیدروکربوری را مورد ارزیابی قرار داد (ریدا و همکاران، ۲۰۲۲؛ سلیمان و همکاران، ۲۰۲۲؛ شهاتنا و همکاران، ۲۰۲۳؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴ - a؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴ - b؛ محمد و همکاران، ۲۰۲۴؛ ممدوح و همکاران، ۲۰۲۴). پیرولیز راک-ایوال (Rock-Eval)، کیفیت و نوع ماده آلی، بلوغ، پتانسیل بالقوه و بالفعل، رخساره آلی، محتویات کل کربن آلی (TOC)، وضعیت محیط نهشتگی از لحاظ شرایط اکسیدان و احیا و مهاجرت هیدروکربن از سنگ منشأ را ارائه می‌دهد (کوتاربا و همکاران، ۲۰۰۳؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۲؛ شهاتنا و همکاران، ۲۰۲۳؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴ - a؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴ - b؛ ممدوح و همکاران، ۲۰۲۴). مطالعات زمین‌شیمیایی متعددی بر روی سازندهای دارای پتانسیل سنگ منشأ در حوضه رسوبی زاگرس انجام شده است (آلا و همکاران، ۱۹۸۰؛ بوردناو و باروود، ۱۹۹۰؛ بوردناو و هاک، ۱۹۹۵؛ قاسمی‌نژاد و همکاران، ۲۰۰۹؛ ربانی و باقری تیرتاشی، ۲۰۱۰؛ علیزاده و همکاران، ۲۰۱۲ - a و b؛ ۲۰۱۲؛ مشهدی و همکاران، ۲۰۱۴؛ مشهدی و ربانی، ۲۰۱۵؛ کبرایی و همکاران، ۲۰۱۷). سازندهایی که سنگ‌شناسی شیلی و ریزدانه داشته‌اند همواره مورد توجه بوده و از نظر زمین‌شیمی آلی مورد بررسی قرار گرفته‌اند (کوتوربا و همکاران، ۲۰۰۳؛ آلا و همکاران، ۱۹۸۰؛ بوردناو، ۱۹۹۳). از

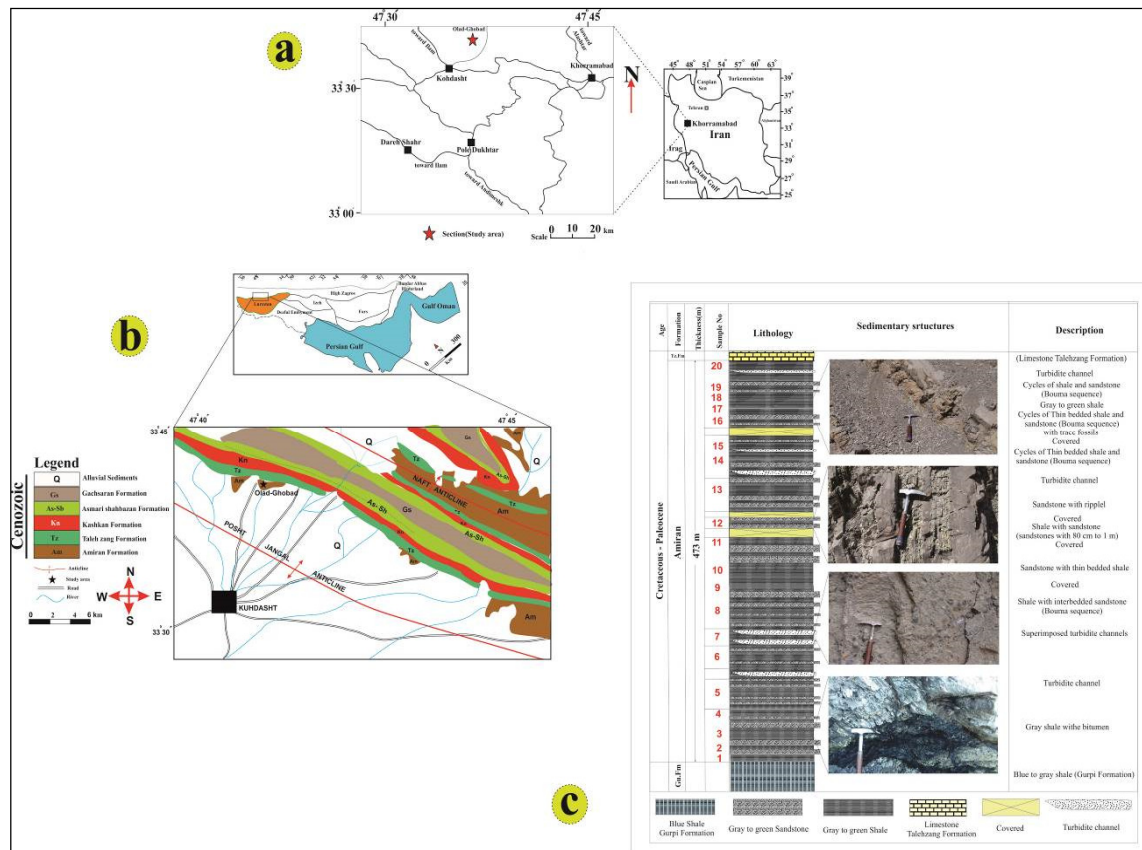
آن جایی که رخساره‌های سازند امیران در یک محیط رسوبی ژرف (مخروط زیردریایی) انباشته شده‌اند (زیگلر، ۲۰۰۱)، لذا احتمال وجود مقادیر قابل‌ملاحظه‌ای مواد آلی در آن‌ها وجود دارد، همچنین، رخنمون‌هایی از مواد نفتی، نظیر چشمه‌های نفتی، ذخایر بیتومن قابل استخراج و قیر طبیعی در منطقه مورد مطالعه، ایجاب می‌نماید که این سازند از دیدگاه زمین‌شیمی آلی و پتانسیل هیدروکربن‌زایی مورد بررسی قرار گیرد. منطقه مورد مطالعه در محدوده شهرستان کوهدشت واقع شده است. برش مورد مطالعه در یال شمالی تاکدیس پشت‌جنگل با مختصات جغرافیایی طول خاوری " 12.08 47°46' E و عرض شمالی " 33°34' 16.9 N می‌باشد (شکل ۱ - a). برش مورد مطالعه در ۱۵ کیلومتری شمال‌خاوری شهرستان کوهدشت و در ضلع شرقی روستای اولاد قباد واقع شده است که برای رسیدن به این برش، از طریق جاده آسفالتی شهرستان کوهدشت به سمت روستای مذکور، امکان پذیر می‌باشد.

۲- زمین‌شناسی و چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه

منطقه مورد مطالعه در قسمت ابتدایی زون چین‌خورده زاگرس و در زیر زون لرستان قرار گرفته است. این ناحیه از لحاظ زمین‌ساختی، بخشی از لبه آرام قاره‌ای بوده و از نظر ساختاری، دارای چین‌های موازی و راندگی‌های هم‌شیب با فرورانش با زاویه شیب کم می‌باشد (حیدری، ۲۰۰۸). این زیر زون، به دلیل داشتن سنگ‌های منشأ مهم که در طی کرتاسه رسوب‌گذاری نموده‌اند، از اهمیت ویژه‌ای جهت حفظ ماده آلی برخوردار هستند. سازند گرو، که منحصراً در حوضه رسوبی لرستان گسترش یافته است، نمونه بارزی این سنگ منشأها می‌باشد (جیمز و وایند، ۱۹۶۵؛ قربانی، ۲۰۱۵). ضخامت زیاد رسوبات انباشته شده در زمان سنوزوئیک در حوضه رسوبی لرستان، این شرایط را به وجود آورده است که رسوبات مزوزوئیک حوضه رسوبی لرستان، به‌خوبی از پنجره نفتی عبور نموده و به رسیدگی دمایی برسند (آلا و همکاران، ۱۹۸۰). منطقه مورد مطالعه تحت تأثیر حرکات زمین‌ساختی جوان زاگرس می‌باشد. سطح محوری تاکدیس‌ها و ناودیس‌های منطقه اغلب قائم و امتداد آن‌ها شمال‌غرب به جنوب‌شرق می‌باشد (امیری بختیار و نورایی‌نژاد، ۲۰۲۲). در تاکدیس مورد نظر، سازندهای گورپی، امیران، تله‌زنگ، کشکان، شهبازان-آسماری،

داده‌اند (شکل ۱- C). سازند امیران به‌طور هم‌شیب و پیوسته بر روی سازند گورپی قرار دارد که در روی زمین با تغییر رنگ شیل و مارن‌های آبی رنگ به ماسه‌سنگ‌های سبز زیتونی سازند امیران مشخص می‌شود. مرز بالایی سازند امیران با کربنات‌های سازند تله‌زنگ، به‌صورت هم‌شیب و پیوسته است (شکل ۲).

گچساران و رسوبات آبرفتی عهد حاضر رخنمون دارند (شکل ۱- b). ستبرای سازند امیران در منطقه مورد مطالعه ۴۷۳ متر است و شامل تناوبی از کنگلومرا، شیل‌های خاکستری تیره، سیلتستون خاکستری و ماسه‌سنگ سبز زیتونی می‌باشد؛ به‌طوری‌که رخساره‌های ریزدانه تقریباً ۶۰ تا ۷۰ درصد از ستون سنگ‌چینه‌ای را به خود اختصاص



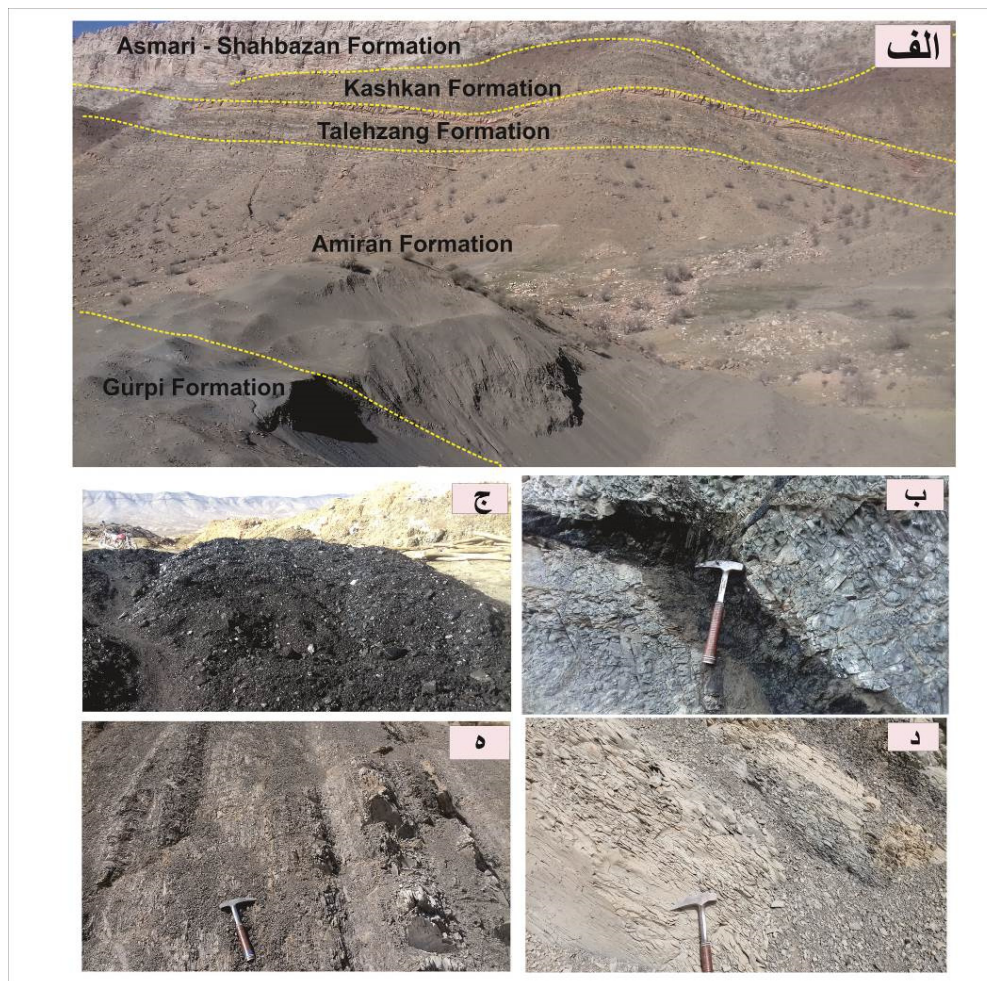
شکل ۱. a: موقعیت جغرافیایی و راه‌های دسترسی به منطقه مورد مطالعه. b: موقعیت پهنه‌های ساختاری زاگرس چین‌خورده (سپهر و کاسگرو، ۲۰۰۴). قسمتی از نقشه زمین‌شناسی ۱:۱۰۰۰۰۰ شهرستان کوهدشت به همراه گسترش سازندهای منطقه مورد مطالعه. c: ستون سنگ‌چینه‌ای سازند امیران در منطقه مورد مطالعه به همراه موقعیت نمونه‌های برداشت شده جهت آنالیز راک-ایوال که با اعداد قرمز رنگ نشان داده شده است.

Fig. 1. a: Geographical location and access ways to the studied area. b: The position of the folded Zagros structural zones (Sepehr and Cosgrove, 2004). A part of the geological map 1:100000 of Kohdasht city along with the expansion of the formations of the studied area. c: Amiran Formation stratigraphic column in the study area along with the location of samples taken for Rock-Eval analysis, which is shown with red numbers.

نمونه‌ها روی ستون چینه‌شناسی منطقه نشان داده شده است (شکل ۱- C). این نمونه‌ها برای آنالیز به پژوهشگاه صنعت نفت تهران ارسال شدند و با دستگاه راک‌ایول ۶ مورد آنالیز قرار گرفتند. در این مطالعه ارزیابی کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی بر اساس تقسیم‌بندی پترس (۱۹۸۶) و پترس و کاسا (۱۹۹۴)، هانت (۱۹۹۵) و دمبکی (۲۰۰۹) صورت گرفته است.

۳- مواد و روش‌ها

تعداد ۲۰ نمونه از ژرفای ۳۰ الی ۴۰ سانتی‌متری زیر سطح رخنمون، به‌صورت دست‌نخورده و غیرهوازده، از واحدهای شیلی برداشت گردید. نمونه‌برداری بر مبنای تغییرات رخساره‌ای و عمود بر لایه‌بندی صورت گرفت و حتی‌الامکان، از واحدهای شیلی دارای رنگ تیره، که دارای مواد آلی بیشتری هستند، انجام شد. موقعیت این



شکل ۲. الف: تصاویر صحرایی سازندهای رخنمون یافته در منطقه مورد مطالعه (دیده به سمت شمال). ب: رگه‌های بیتومن توسعه یافته در شیل‌های سازند امیران. ج: بخشی از ذخیره‌سازی بیتومن استخراج شده در سازند امیران در منطقه مورد مطالعه. د: رخساره شیلی سازند گورپی در منطقه مورد مطالعه. ه: رخساره شیلی به همراه میان لایه‌های ماسه‌سنگی سازند امیران در منطقه مورد مطالعه.

Fig. 2. a: Field images of outcrop formations in the study area (viewed towards the north). b: Bitumen veins developed in the shales of Amiran Formation. c: Depositing bitumen extracted in the Amiran Formation in the study area. d: Shale facies of Gurpi Formation in the study area. e: Shale facies along with sandstone interlayers of Amiran Formation in the studied area.

۴- نتایج

نتایج پیرولیز راک-ایوال

همان‌گونه که اشاره شد، هدف از این پژوهش، بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی احتمالی سازند امیران از دیدگاه زمین‌شیمی آلی است. نتایج پیرولیز راک-ایوال و پارامترهای زمین‌شیمیایی محاسبه شده در جدول ۱ ارائه شده است. با استفاده از دستگاه راک-ایوال پارامترهای S1 (هیدروکربن آزاد شده در درجه حرارت ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد)، S2 (هیدروکربن آزاد شده در درجه حرارت ۳۰۰ تا ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد)، S3 (دی‌اکسیدکربن تولید شده در درجه حرارت ۳۰۰ الی

۳۹۰ درجه سانتی‌گراد)، PI (پتانسیل زایشی)، HI (شاخص هیدروژن، $100S2/TOC$)، و مقادیر OI (شاخص اکسیژن، $mg\ CO_2/gTOC$)، T_{max} (حداکثر مقدار دمایی که در آن کروژن شکسته می‌شود، بر حسب درجه سانتی‌گراد) محاسبه شده است. در این پژوهش، ارزیابی سنگ منشأ احتمالی سازند امیران از نظر کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی بر اساس تقسیم‌بندی پترس (۱۹۸۶) و پترس و کاسا (۱۹۹۴) صورت گرفته است. معیارهای پذیرفته شده برای توصیف کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی موجود در سنگ‌های منشأ در جدول ۲ نشان داده شده است.

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

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

Sample No.	Formation	S1 (mgHc/gRock)	S2 (mgHc/gToc)	S3 (mgHc/gToc)	HI (mgHc/gToc)	OI (mgCO ₂ /gToc)	Tmax (°C)	TOC (wt%)	PI
Am- 1	Amiran	0.07	0.3	0.8	120	320	425	0.25	0.19
Am- 2	Amiran	0.9	0.09	0.07	23	18	432	0.4	0.91
Am- 3	Amiran	0.06	0.08	0.33	15	60	420	0.55	0.43
Am- 4	Amiran	0.04	0.85	0.25	71	21	405	1.2	0.04
Am- 5	Amiran	0.9	2.2	0.8	242	88	428	0.91	0.29
Am- 6	Amiran	0.3	0.9	0.07	102	8	440	0.88	0.25
Am- 7	Amiran	1.08	0.7	3.1	95	419	431	0.74	0.61
Am- 8	Amiran	0.6	1.02	0.7	144	99	410	0.71	0.37
Am- 9	Amiran	0.8	3.2	0.09	213	6	428	1.5	0.20
Am- 10	Amiran	1.03	0.8	0.05	200	13	432	0.4	0.56
Am- 11	Amiran	0.07	1.01	1.1	210	229	436	0.48	0.06
Am- 12	Amiran	0.09	0.9	2.8	138	431	438	0.65	0.09
Am- 13	Amiran	0.08	0.5	0.9	119	214	430	0.42	0.14
Am- 14	Amiran	0.9	1.5	1.1	183	134	418	0.82	0.38
Am- 15	Amiran	0.2	0.8	0.7	174	152	415	0.46	0.20
Am- 16	Amiran	0.11	2.1	0.6	382	109	440	0.55	0.05
Am- 17	Amiran	0.66	0.1	3.2	50	1600	438	0.2	0.87
Am- 18	Amiran	0.3	1.01	1.5	289	429	429	0.35	0.23
Am- 19	Amiran	0.08	0.5	0.65	33	43	448	1.5	0.14
Am- 20	Amiran	0.09	1.1	1.2	52	57	432	2.1	0.08
Max	Amiran	1.08	3.2	3.2	382	1600	448	2.1	0.9
Min	Amiran	0.04	0.08	0.05	15	6	405	0.2	0.04
Ave	Amiran	0.42	0.98	1.00	143	222	429	0.75	0.30

جدول ۲. معیارهای بررسی کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی موجود در سنگ‌های منشأ بر اساس تقسیم‌بندی پترس و کاسا (۱۹۹۴).

Table 2. Criteria for checking the quantity, quality and maturity of organic matter in the source rocks based on the classification of Petres and Cassa (1994).

Potential (quantity)	TOC (wt %)	S1 (mgHc/g rock)	S2 (mgHc/g rock)
Poor	<0.5	<0.5	<2.5
Fair	0.5-1	0.5-1	2.5-5
Good	1-2	1-2	5-10
Very good	2-4	2-4	10-20
Excellent	>4	>4	>20
Kerogen (quality)	Hydrogen index (mg HC/g TOC)	S2/S3	Main product at peak maturity
II	>600	>15	Oil
III	300-600	10-15	Oil
II/III	200-300	5-10	Oil/Gas
III	50-200	1-5	Gss
IV	<50	<1	None
Maturity	RO (%)	Tmax (°C)	PI
Immature	0.20-0.60	<435	<0.10
Mature (Early)	0.60-0.65	435-445	0.10-0.15
Mature (Peak)	0.65-0.90	445-450	0.25-0.40
Mature (Late)	0.90-1.35	450-470	>0.40
Postmature	>1.35	>470	

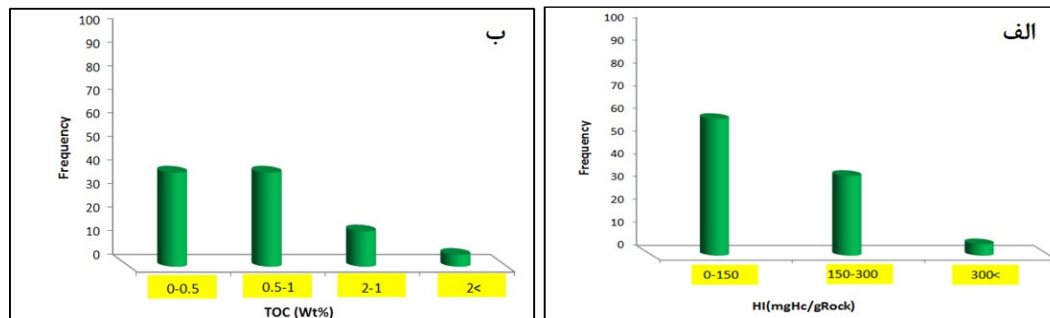
است؛ به‌گونه‌ای که ۶۰ درصد نمونه‌ها دارای HI بین صفر تا ۱۵۰ (mg HC/g TOC)، ۳۵ درصد بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ و ۵ درصد از نمونه‌ها بیشتر از ۳۰۰ (mg HC/g TOC) هستند (شکل ۳- الف).

شاخص هیدروژن^۱ (HI)

شاخصی است که از نسبت $(S2 \times 100) / TOC$ به‌دست می‌آید و به‌صورت mg HC/g TOC بیان می‌شود. شاخص هیدروژن نمونه‌های سازند امیران بین ۱۵ تا ۳۸۲ (mg HC/g TOC) و میانگین ۱۴۳ (mg HC/g TOC) متغیر

^۱ Hydrogen Index

(شکل ۳-ب). در واقع، ۸۰ درصد نمونه‌ها دارای TOC کمتر از ۱ درصد وزنی می‌باشند. بیتومن‌های تشکیل شده در سازند امیران دارای درصد کربن بالایی هستند و در رده قیرهای طبیعی با کیفیت بسیار خوب قرار می‌گیرند (ملکی صادقی و همکاران، ۲۰۲۲).



شکل ۳. الف: هیستوگرام فراوانی مقادیر شاخص هیدروژن نمونه‌های سازند امیران. ۶۰ درصد نمونه‌ها دارای HI بین ۰ تا ۱۵۰ (mg HC/g TOC) می‌باشند. ب: نمودار فراوانی مقادیر TOC نمونه‌های سازند امیران، فراوانی با TOC بین صفر تا ۰/۵ و ۰/۵ تا ۱ درصد می‌باشد.

Fig. 3. a: Frequency histogram of hydrogen index values of Amiran Formation samples. 60% of the samples have HI between 0 and 150 (mg HC/g TOC). b: Frequency diagram of TOC values of Amiran Formation samples. Frequency with TOC is between 0.5 and 0.5 to 1%.

mgHC/gRock، به‌ترتیب سنگ‌های منشأ با پتانسیل هیدروکربن‌زایی خوب و عالی هستند. همچنین، سنگ‌های منشأ که دارای S₂ بین ۲/۵ تا ۵ و کمتر از ۲/۵ mgHC/gRock هستند، به‌ترتیب در ردیف سنگ‌های منشأ با پتانسیل هیدروکربن‌زایی متوسط و ضعیف قرار می‌گیرند. لذا، سازند امیران در ناحیه مورد مطالعه، با داشتن مقادیر S₂ کمتر از ۲/۵ در ۹۵ درصد از نمونه‌ها و بین ۲/۵ تا ۵ mgHC/gRock در ۵ درصد از نمونه‌ها، یک سنگ منشأ با پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف می‌باشد (شکل ۴-ب).

ماکزیمم درجه حرارت (T_{max})

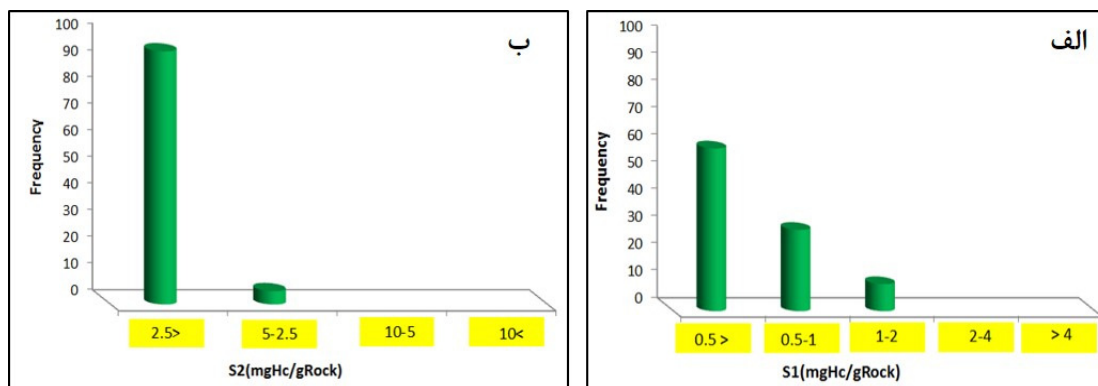
مقادیر T_{max} که به‌صورت °C بیان می‌شود، دمایی است که پیک S₂ در آن حداکثر خود را نشان داده و به‌عنوان یک پارامتر بسیار عالی جهت ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه سنگ منشأ مورد استفاده قرار می‌گیرد. مقادیر T_{max} نمونه‌های سازند امیران بین ۴۰۵ تا ۴۴۸ و میانگین ۴۲۹ (°C) در تغییر است؛ به‌گونه‌ای که ۷۰ درصد نمونه‌ها دارای T_{max} کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد و ۳۰ درصد نمونه‌ها دارای T_{max} بین ۴۳۵ تا ۴۷۰ درجه‌سانتی‌گراد هستند (شکل ۵).

کل کربن آلی^۲ (TOC)

مقدار کل کربن آلی (TOC) نمونه‌های سازند امیران بین ۰/۲ تا ۲/۱ درصد وزنی، و با میانگین ۰/۷۵ درصد وزنی، در نوسان است؛ به‌گونه‌ای که ۴۰ درصد نمونه‌ها دارای TOC بین صفر تا ۰/۵، ۴۰ درصد بین ۰/۵ تا ۱ درصد وزنی، بین ۱ تا ۲/۵ درصد بیش از ۲ درصد می‌باشند

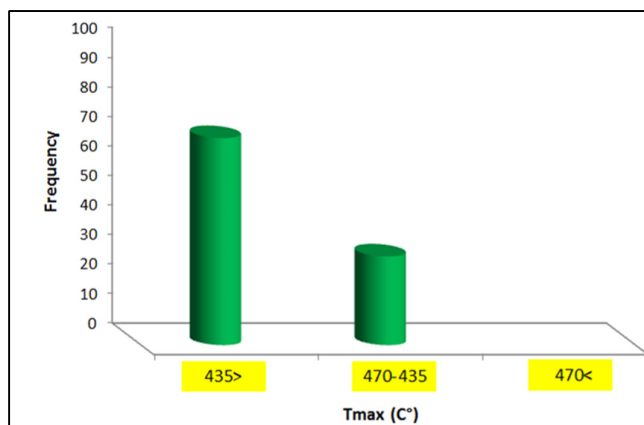
پارامترهای S₁ و S₂ (به ترتیب هیدروکربن آزاد شده در درجه حرارت ۳۰۰ و ۶۰۰ تا درجه سانتی‌گراد) طبق مطالعات اسپیتالیه و همکاران (۱۹۸۵) و پترس (۱۹۸۶)، سنگ‌های منشأ دارای S₁ کمتر از ۰/۵، بین ۰/۵ تا ۱، بین ۱ تا ۲، بین ۲ تا ۴ و بیشتر از ۴ mgHC/gRock به‌ترتیب در ردیف سنگ‌های منشأ با پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف، متوسط، خوب، خیلی خوب و عالی قرار می‌گیرند. سازند امیران در منطقه مورد مطالعه، با داشتن مقادیر S₁ کمتر از ۰/۵ به میزان ۶۰ درصد، بین ۰/۵ تا ۱ به میزان ۳۰ درصد و بین ۱ تا ۲ mgHC/gRock به میزان ۱۰ درصد در ردیف سنگ‌های منشأ با پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف قرار می‌گیرد (شکل ۴-الف). همچنین طبق مطالعات صورت گرفته (اسپیتالیه و همکاران، ۱۹۸۵؛ پترس، ۱۹۸۶؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۲؛ سلیمان و همکاران، ۲۰۲۲؛ شهاثا و همکاران، ۲۰۲۳؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴-ا؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴-ب)، سنگ‌های منشأ که دارای S₂ بین ۲/۵ تا ۵ و کمتر از ۲/۵ mgHC/gRock هستند، به‌ترتیب در ردیف سنگ‌های منشأ با پتانسیل هیدروکربن‌زایی متوسط و ضعیف قرار می‌گیرند. سنگ‌های منشأ دارای S₂ بین ۵ تا ۱۰ و بیشتر از ۱۰

^۲ Total Organic Carbon



شکل ۴. هیستوگرام مقادیر S_1 و S_2 نمونه‌های سازند امیران در منطقه مورد مطالعه. الف: بیشترین فراوانی با S_1 کمتر از ۰/۵ mgHc/gRock می‌باشد. ب: بیشترین فراوانی با S_2 کمتر از ۲/۵ mgHc/gRock می‌باشد.

Fig. 4. Histogram of S_1 and S_2 values of Amiran Formation samples in the study area. a: The highest frequency with S_1 is less than 0.5 mgHc/gRock. b: The highest frequency with S_2 is less than 2.5 mgHc/gRock.



شکل ۵. هیستوگرام مقادیر T_{max} نمونه‌های سازند امیران، فراوانی با مقادیر کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد می‌باشد.
Fig. 5. Histogram of T_{max} values of Amiran Formation samples, abundance with values less than 435°C.

۵- بحث

نوع کروژن^۳

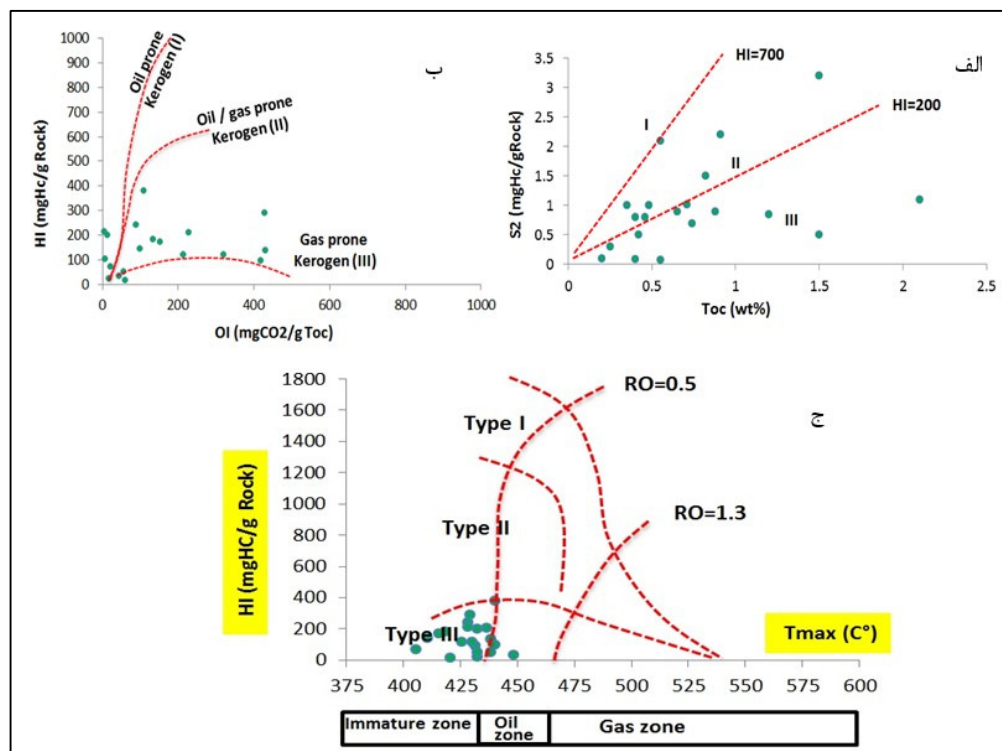
انواع کروژن را می‌توان به کمک نمودار مقادیر S_2 در برابر TOC مشخص نمود (لنگفورد و بلنس والرون، ۱۹۹۰؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۲؛ سلیمان و همکاران، ۲۰۲۲؛ شهادتا و همکاران، ۲۰۲۳). تعیین نوع کروژن به کمک مدل سینتیکی و بر اساس نوع مواد آلی نسبت به نمودار ون-کروئل انجام شده و تفکیک می‌شود (چن و همکاران، ۲۰۱۷؛ چن و همکاران، ۲۰۱۹؛ شهادتا و همکاران، ۲۰۲۳؛ محمد و همکاران، ۲۰۲۴). نمونه‌های سازند امیران در منطقه مورد مطالعه مخلوطی از کروژن‌های نوع II و III هستند؛ به گونه‌ای که کروژن نوع III دارای فراوانی ۶۰ درصد و کروژن نوع II دارای

فراوانی ۴۰ درصد است (شکل ۶- الف). منشأ این نوع کروژن‌ها (نوع III) را می‌توان به منشأ خشکی (مواد آلی گیاهی) و دریایی نسبت داد که طی مرحله دیاژنز و کاتائز، توانایی تولید نفت و گاز را خواهند داشت. کروژن‌های نوع I هیدروکربورهای مایع تولید می‌کنند. ساختار این نوع کروژن‌ها به گونه‌ای است که حداکثر توان تولید آن‌ها، فرآورده سیال (نفت خام) می‌باشد. منشأ مواد آلی این نوع کروژن، عمدتاً جلبک‌های آب شیرین است (کروژن نوع دریاچه‌ای). کروژن‌های نوع II در مراحل اولیه دیاژنز مقادیر زیادی گاز CO_2 و هیدروکربورهای مایع و در مراحل پایانی فاز کاتائز و متائز، گاز متان تولید می‌کنند. بیشتر کروژن‌های نوع II دریایی می‌باشند (تیسوت و همکاران، ۱۹۷۴). نمودار

^۳ Kerogen Type

پنجره نفتی در T_{max} بین ۴۳۵ تا ۴۶۵ درجه سانتی‌گراد و پایان پنجره نفتی در T_{max} حدود ۴۷۰ درجه سانتی‌گراد است (هانت، ۱۹۹۶). اکثر نمونه‌های سازند امیران در مرحله نابالغ (زون نابالغ) قرار دارند (حدود ۷۵ درصد). ضریب انعکاس ویتروینیت کمتر از ۰/۵ درصد نمونه‌ها نیز این موضوع را تأیید می‌کند و تنها تعداد کمی از نمونه‌ها (۲۰ درصد در ابتدای پنجره نفتی و ۵ درصد در اواسط پنجره نفتی) قرار گرفته‌اند (شکل ۶-ج).

OI در مقابل HI علاوه بر تعیین نوع کروژن، بیانگر نوع هیدروکربن تولید شده نیز می‌باشد (هانت، ۱۹۹۶). طبق این نمودار، نمونه‌های سازند امیران دارای فراوانی کروژن نوع II و نوع III می‌باشند و چنانچه بلوغ حرارتی کافی را طی کنند توان تولید هیدروکربن گازی و مایع را خواهند داشت (پترس و کاسا، ۱۹۹۴) (شکل ۶-ب). این نتایج با نتایج شاخص هیدروژن (۶۰ درصد نمونه‌ها دارای HI بین صفر تا ۱۵۰ و ۳۵ درصد بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ mgHc/gRock می‌باشند) نیز سازگاری دارد. شروع



شکل ۶. الف: نمودار S2 در مقابل TOC که بیانگر نوع کروژن می‌باشد. اکثر نقاط در محدوده کروژن نوع II و III قرار گرفته‌اند. ب: مقادیر OI در مقابل HI برای سازند امیران در منطقه مورد مطالعه. بیشتر کروژن‌های سازند امیران از نوع II و III بوده و در محدوده تولید نفت و گاز قرار دارند. ج: نمودار HI در مقابل T_{max} که بیانگر بلوغ ماده آلی می‌باشد. بیشتر نمونه‌های سازند امیران در زون نابالغ قرار دارند و تنها مقدار کمی از آن‌ها در ابتدا و اواسط پنجره نفتی قرار دارند.

Fig. 6: a: S2 vs. TOC graph, which indicates the type of kerogen. Most of the points are in the range of type II and III kerogen. b: OI versus HI values for Amiran Formation in the study area. Most of the kerogens of Amiran Formation are of type II and III and are in the range of oil and gas production. c: The diagram of HI versus T_{max} , which shows the maturity of organic matter. Most of the samples of Amiran Formation are in the immature zone and only a few of them are in the beginning and middle of the oil window.

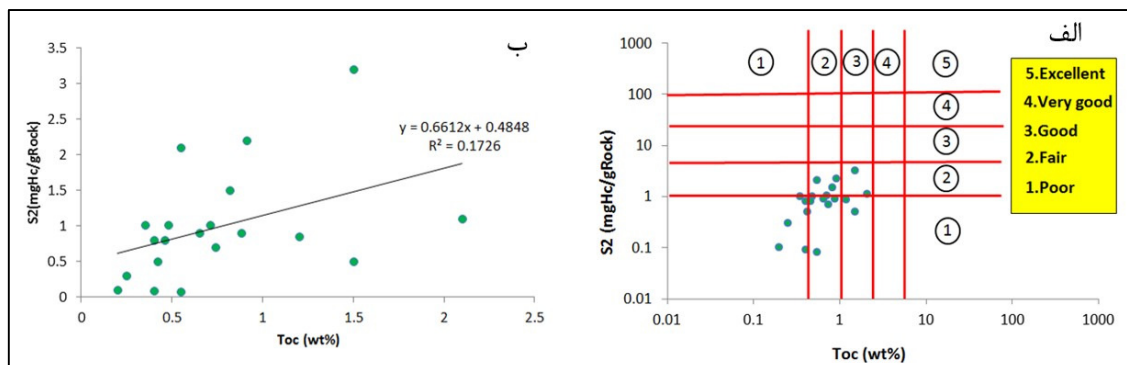
پتانسیل ضعیف تا متوسط می‌باشد (شکل ۷-الف). همچنین، با استفاده از نمودار S2/TOC می‌توان میزان جذب هیدروکربن توسط ماتریکس سنگ و کربن آلی مرده را تعیین نمود. در مواردی که جذب هیدروکربن توسط ماتریکس سنگ وجود ندارد، خط رگرسیون در این نمودار

پتانسیل هیدروکربن‌زایی، ماتریکس کانی، کربن آلی مرده

نمودار S2/TOC بیانگر پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ می‌باشد (پترس، ۱۹۸۶؛ مهدی و همکاران، ۲۰۲۲). سازند امیران در منطقه مورد مطالعه، یک سنگ منشأ با

همکاران، ۲۰۲۴؛ ممدوح و همکاران، ۲۰۲۴). سازند امیران در منطقه مورد مطالعه، فاقد آثار ماتریکس کانی می‌باشد (شکل ۸ ب). همچنین با امتداد دادن خط رگرسیون، این خط محور TOC را قطع می‌کند که بیانگر وجود کربن آلی مرده در نمونه‌های سازند امیران است و این کربن، هیچ نقشی در پتانسیل هیدروکربن‌زایی ندارد (داهل و همکاران، ۲۰۰۴) (شکل ۷-ب).

باید از نقطه مبدا عبور کند. اگر این خط در نمودار مذکور محور Xها را در جهت مثبت قطع نماید، بیانگر وجود ماتریکس کانی در حین پیرولیز می‌باشد، ولی اگر محور Xها را در جهت منفی قطع نماید، بیانگر عدم ماتریکس کانی در نمونه‌ها می‌باشد (کاتز ۱۹۸۳؛ اسپیتالیه و همکاران، ۱۹۸۵؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۲؛ سلیمان و همکاران، ۲۰۲۲؛ شهانتا و همکاران، ۲۰۲۳؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴-ا ریدا و همکاران، ۲۰۲۴-b؛ محمد و



شکل ۷. الف: نمودار S_2/TOC که بیان‌گر پتانسیل هیدروکربن‌زایی (هانت، ۱۹۸۶) است. سازند امیران یک سنگ منشأ با پتانسیل ضعیف تا متوسط می‌باشد. ب: مقادیر S_2 در مقابل TOC برای مشخص نمودن کربن آلی مرده و ماتریکس کانی (کاتز، ۱۹۸۳؛ اسپیتالیه و همکاران، ۱۹۸۵؛ داهل و همکاران، ۲۰۰۴). نمونه‌های سازند امیران در منطقه مورد مطالعه فاقد آثار ماتریکس کانی و کربن آلی مرده می‌باشند که این نوع کربن هیچ نقشی در پتانسیل هیدروکربن‌زایی ندارد.

Fig. 7. a: S_2/TOC diagram, which expresses the potential of hydrocarbon generation (Hunt, 1986). Amiran Formation is a source rock with weak to medium potential. b: S_2 versus TOC values to characterize dead organic carbon and mineral matrix (Katz, 1983, Espitalie et al., 1985, Dahl et al., 2004). The samples of Amiran Formation in the studied area do not have traces of mineral matrix and dead organic carbon, which has no role in hydrocarbon generation potential.

سیستم تراکت^۴ و رخساره‌های آلی^۵

برای اطمینان از وجود یا عدم آغستگی نمونه‌ها به مواد هیدروکربنی، از نمودار S_1/TOC استفاده می‌شود (هانت، ۱۹۹۶). این نمودار نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه سازند امیران بدون آلودگی بوده و در واقع درجازه بوده‌اند (شکل ۸-الف). نمونه‌ها در زیر مرز دو گروه مواد هیدروکربنی نابرجا و برج‌ها و در محدوده هیدروکربن‌های برج‌قرار می‌گیرند. برای پی بردن به وضعیت سطح آب دریا در هنگام ته‌نشست یک سنگ منشأ و موقعیت سازند از دیدگاه چینه‌نگاری سکansı و سیستم تراکت، می‌توان از نمودار HI/TOC استفاده کرد (پاسلی و همکاران، ۱۹۹۱؛ لئیل و همکاران، ۲۰۲۳). در سیستم تراکت سطح بالای آب (TST) بیشترین مقدار TOC در رسوبات انباشته می‌شود،

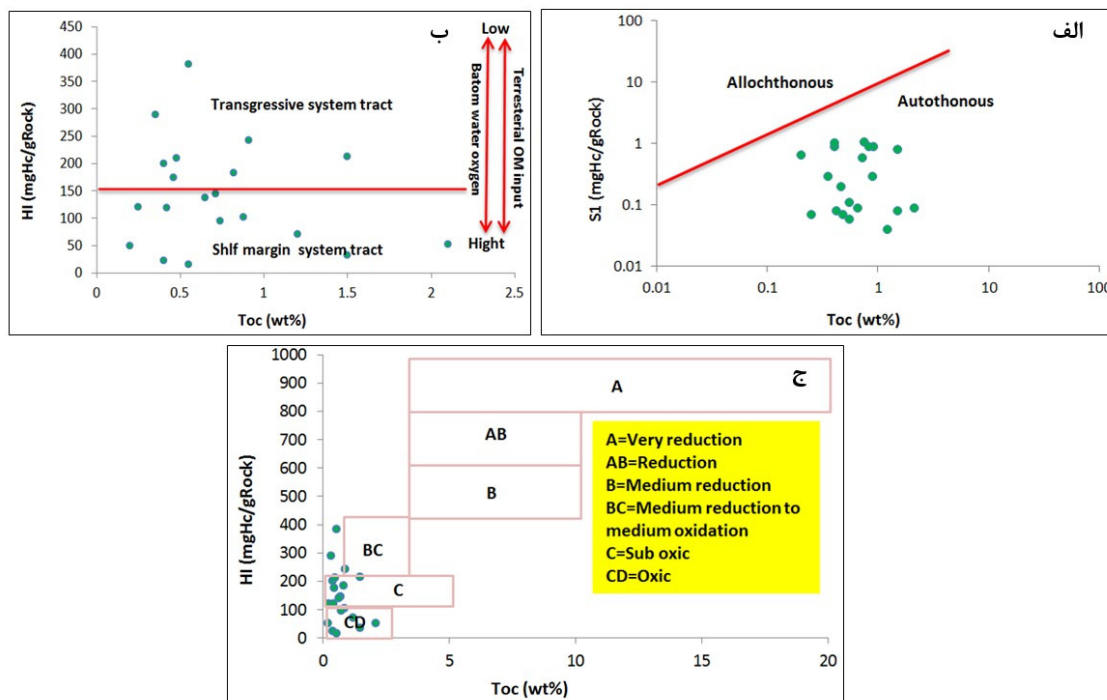
ولی در زمان سطح پایین آب (LST) قسمت بزرگی از فلات قاره از آب خارج بوده و مواد آلی از خشکی وارد محیط رسوبی می‌شود و در نتیجه مقدار TOC نمونه‌ها کاهش پیدا می‌کند (هانت، ۱۹۹۶؛ لئیل و همکاران، ۲۰۲۳). با توجه به نمودار HI در مقابل TOC (شکل ۸-ب)، بیشتر نمونه‌های سازند امیران در سطح پایین آب بر جای گذاشته شده‌اند (حدود ۶۰ درصد) که دلیل آن می‌تواند چیرگی رخساره‌های قاره‌ای در تشکیل آن‌ها باشد و همین امر موجب کاهش مقادیر TOC شده است (۸۰ درصد نمونه‌ها دارای TOC کمتر از ۱ درصد وزنی می‌باشند) و پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند را کاهش می‌دهد. ازاین‌رو، کروژن‌های سازند امیران عمدتاً از نوع III بوده (۶۰ درصد) و ۴۰ درصد آن‌ها از نوع II با رخساره‌های دریایی می‌باشد

^۵ Organic Facies

^۴ System Tract

است (شکل ۸-ج). بر این اساس، محدوده رخساره این سازند شامل: رخساره آلی CD (اکسیدان) ۴۰ درصد، رخساره آلی C (نیمه اکسیدان) ۴۵ درصد و به مقدار کمتر رخساره آلی BC (نیمه احیا تا نیمه اکسیدان) ۱۵ درصد می‌باشند. شرایط اکسیدان و نیمه اکسیدان رخساره‌های آلی سازند امیران به تشکیل آن‌ها در زمان افت سطح آب دریا و برتری کروژن نوع III، و نیمه احیا بودن رخساره‌های آلی آن، به زمان بالا آمدن سطح نسبی آب دریا و فراوانی کروژن نوع II نسبت داده می‌شود.

که در زمان بالا آمدگی سطح آب دریا شکل گرفته‌اند و همین موضوع سبب شده است که مواد آلی موجود در سازند امیران، مخلوطی از کروژن‌های نوع II و III باشند. این نمودار همچنین برای تعیین رخساره‌های آلی نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد (جونز، ۱۹۸۷؛ عبدل-فتاح و همکاران، ۲۰۲۲؛ شهاتنا و همکاران، ۲۰۲۳؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴-a؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴-b؛ محمد و همکاران، ۲۰۲۴؛ ممدوح و همکاران، ۲۰۲۴). بر اساس مقادیر HI و TOC، محدوده رخساره این سازند تعیین شده



شکل ۸. الف: مقادیر S1 در مقابل TOC (هانت، ۱۹۹۶). این نمودار بیانگر عدم آلودگی نمونه‌های سازند امیران و برجا بودن هیدروکربن‌های تولیدی می‌باشد. ب- مقادیر HI در مقابل TOC برای تعیین سیستم تراکت (پاسلی و همکاران، ۱۹۹۱). بیشتر نمونه‌های سازند امیران در سطح پایین آب بر جای گذاشته شده‌اند. ج: نمودار مقادیر TOC در مقابل HI برای تعیین رخساره آلی (جونز، ۱۹۸۷). اغلب نمونه‌های سازند امیران در ناحیه مورد مطالعه در شرایط اکسیدان تا نیمه اکسیدان و شرایط کمی احیاء رسوب کرده‌اند.

Fig. 8. a: S1 values versus TOC (Hunt, 1996). This diagram shows the absence of contamination of Amiran Formation samples and the presence of produced hydrocarbons. b- HI values versus TOC to determine the tract system (Pasley et al., 1991). Most of the samples of Amiran Formation are bottom of the water sea level. c: Plot of TOC versus HI values for organic facies determination (Jones, 1987). Most of the samples of Amiran Formation in the studied area were deposited under oxidant to semi-oxidative conditions and slightly reducing conditions.

شاخص سنگ منشأ (SPI_r)

برای پی بردن به حداکثر هیدروکربن تولیدی از ستونی از یک سنگ منشأ در یک متر مربع از سطح تولید (دیماسیون و هوپزینگا، ۱۹۹۱)، از معادله یک استفاده می‌شود:

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

که در آن، SPI_r شاخص سنگ منشأ، h ضخامت سنگ منشأ (بر حسب متر)، ρ وزن مخصوص سنگ منشأ و مقدار $\overline{(S1 + S2)}$ متوسط شاخص تولید (بر حسب کیلوگرم هیدروکربن در تن سنگ منشأ) می‌باشد. بر پایه مطالعات دیماسیون و هوپزینگا (۱۹۹۱)، چگالی سنگ‌های منشأ را ۲/۵ تن در متر مکعب برآورد شده است. ایشان همچنین

و به‌عنوان یک سنگ منشأ با پتانسیل کم ارزیابی می‌شوند (ریدا و همکاران، ۲۰۲۴ - a؛ ریدا و همکاران، ۲۰۲۴ - b؛ محمد و همکاران، ۲۰۲۴؛ ممدوح و همکاران، ۲۰۲۴) (جدول ۳).

بیان کرده‌اند که سنگ‌های منشأیی که SPI_r آن‌ها کمتر از ۲، بین ۲ تا ۷ و بیشتر از ۷ باشد، به‌ترتیب پتانسیل سنگ منشأ کم، متوسط و بالا هستند. ضخامت سازند امیران در منطقه مورد مطالعه حدود ۴۷۳ متر می‌باشد. نمونه‌های سازند امیران در منطقه مورد مطالعه دارای SPI_r ۱/۶۵ بوده

جدول ۳. محاسبه مقدار SPI_r برای سازند امیران در منطقه مورد مطالعه. مقدار ۱/۶۵ بیانگر وجود یک سنگ منشأ با پتانسیل کم است.

Table 3. Calculation of SPI_r value for Amiran Formation in the study area. The value of 1.65 indicates the presence of a source stone with low potential.

پتانسیل سنگ منشأ	شاخص SPI_r	$(S1 + S2)$	چگالی (تن در متر مکعب)	ضخامت (متر)	سازند
کم	۱/۶۵	۱/۴۰	۲/۵	۴۷۳	امیران

کاملاً در پنجره نفت‌زایی قرار گیرد و تولید هیدروکربن‌های مایع کند.

۶- نتیجه‌گیری

نتایج حاصل از این پژوهش نشان داد که کروژن سازند امیران ترکیبی از نوع II و نوع III می‌باشد، اما کروژن نوع III فراوانی بیشتری دارد که می‌تواند به دلیل چیرگی رخساره‌های قاره‌ای تشکیل دهنده این سازند باشد. این کروژن‌ها از نظر تغییرات سطح آب دریا در مرحله پایین آمدگی سطح آب دریا تشکیل شده‌اند، که دلیلی بر چیرگی رخساره‌های قاره‌ای در این سازند می‌باشد. انعکاس ویتیرینیت (RO) اکثر نمونه‌ها (۷۵ درصد) کمتر از ۰/۵ بوده و در زون نابالغ قرار گرفتند، که با T_{max} کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد تأیید می‌شوند، و تنها ۲۵ درصد از آن‌ها در ابتدا و اواسط پنجره نفت‌زایی قرار گرفتند. رخساره‌های آلی تشکیل دهنده این سازند شامل: رخساره آلی CD (اکسیدان) ۴۰ درصد، رخساره آلی C (نیمه اکسیدان) ۴۵ درصد و به مقدار کمتر، رخساره آلی BC (نیمه احیا تا نیمه اکسیدان) ۱۵ درصد می‌باشند، که رخساره‌های آلی اکسیدان و نیمه اکسیدان در شرایط افت سطح آب دریا و رخساره‌های آلی نیمه احیایی در زمان بالاآمدگی سطح نسبی آب دریا گسترش یافته‌اند. در شرایط افت سطح آب دریا مواد آلی از منشأ قاره‌ای وارد حوضه رسوبی شده و سبب کاهش مقادیر TOC نمونه‌ها شده است؛ همین موضوع پتانسیل زایشی سازند را کاهش داده است، رسم مقادیر S_2/TOC نمونه‌های سازند امیران در منطقه مورد مطالعه نشان داد که این سازند یک سنگ منشأ با پتانسیل ضعیف تا متوسط می‌باشد و شاخص سنگ منشأ (SPI_r) برای آن ۱/۶۵ بوده و یک سنگ منشأ با پتانسیل کم ارزیابی می‌گردد، و چنانچه مراحل بلوغ حرارتی کافی در آن طی شود (یعنی در اعماق پایین‌تر در ناحیه)، این سازند می‌تواند

References

- Ala, M. A., Kinghorn, R. R. F., Rahman, M. (1980) Organic geochemistry and source rock characteristics of the Zagros petroleum province, Southwest of Iran Petroleum Geology, 3: 61-86.
- Abdel Fattah, M. I., Sen, S., Abuzied, S. M., Abioui, M., Radwan, A. E., Benssaou, M. (2022) Facies analysis and petrophysical investigation of the late Miocene Abu Madi sandstones gas reservoirs from offshore Baltim east field (Nile Delta, Egypt). Mar. Pet. 137: 105501.
- Alizadeh, B., Janatmakan, N., GHalavand, H., GHobeysavi, A. (2012a) Geochemistry and sequence stratigraphy of the Pabdeh Formation in Mansouri oil field, Southwest of Iran. Journal of Advanced Applied Geology, 1(5): 27- 40.
- Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., Janbaz, M. (2012b) Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of Dezful Embayment, Iran. Organic Geochemistry, 49: 36-46.
- Amiri Bakhtiar, H., Nouraei Nezhad, M. R. (2022) Stratigraphy of Zagros. Publication of the oil-rich area in the south. 390 pp. (in Persian).
- Bordenave, M. L. (1993) Applied Petroleum Geochemistry, Paris: Editions Technip, 524 p.
- Bordenave, M. L., Burwood, R. (1990) Source rock distribution and maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations, Organic Geochemistry, 16: 366-387.
- Bordenave, M. L., Huc, A. Y. (1995) The Cretaceous source rock in the Zagros Foothills of Iran: Reve De InstitutFrancais Du Petrol., 50: 727-754.
- Chen, Z., Liu, X., Guo, Q., Jiang, C., Mort, A. (2017) Inversion of source rock hydrocarbon generation kinetics from Rock-Eval data, Fuel, 194: 91-101.

- Chen, Z., Liu, X., Osadetz, K. G. (2019) Petroleum generation kinetic models for Late Ordovician kukersite Yeoman formation source rocks, Williston Basin (southern Saskatchewan), Canada, *Fuel*, 241: 234–246.
- Dahl, B., Bojesten Keoford, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E. (2004) A new approach to interpreting Rock-EvalS2 and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry*, 35(11-12): 1461-1477.
- Demaison, G. J., Huizinga, B. J. (1991) Genetic classification of the petroleum system. *AAPG. Bulletin*, 75: 1624-1643.
- Dembicki, H. (2009) Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG Bulletin* 93, 341e356.
- Emmanuel, S., Eliyahu, M., Day-Stirrat, R. J., Hofmann, R. (2016) Impact of thermal maturation on nano-scale elastic properties of organic matter in shales. *Marine and Petroleum Geology*, 70: 175–184.
- Espitalie, J., Deroo, G., Marquis, F. (1985) La pyrolysis Rock-Eval at ses applications *Revue Institut France-aisdu Petrol*, part I, 40: 563-587, part II, 40: 755-784 (in French).
- Ghasemi Nejad, E., Head, A. M., Naderi, M. (2009) Palynology and petroleum potential of the Kazhdumi Formation (Cretaceous: Albian–Cenomanian) in the South Pars field, northern Persian Gulf, *Marine and Petroleum Geology*. *Marine and Petroleum Geology*, 26: 805–816.
- Ghorbani, M. (2015) *Stratigraphy of Iran*. Arian Zamin Publication. 330 pp. (in Persian)
- Hackley, P. C., Zhang, L., and Zhang, T. (2017) Organic petrology of peak oil maturity Triassic Yanchang formation lacustrine mudrocks, Ordos Basin, China. *Interpretation*, 5: SF211–SF223. <https://doi.org/10.1190/INT-2016-0111.1>.
- Heydari, E. (2008) Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran, ScienceDirect, Elsevier, *Tectonophysics*, 451: 56–70.
- Hunt, J. H. (1995) *Petroleum Geochemistry and Geology*. W. H. Freeman, New York, p. 743.
- Hunt, J. M. (1996) *Petrpleum geochemistry and geology*. W.H.Freeman and Company, New York, 743 p.
- James, G. A., Wynd, J. G. (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG Bulletin*, 49: 2182-2245.
- Jones, R. W. (1987) Organic facies. In: Brooks, J., and Welte, D., (Eds). *Advances in petroleum geochemistry 2*. Academic Press, London, 1-9.
- Katz, B. J. (1983) Limitation of Rock-Eval pyrolysis from typing organic matter, *organic Geochemistry*, 4: 195-199.
- Kobrae, M., Rabanni, A., Taati, F. (2017) Source rock characteristics of the Early Cretaceous Garau and Gadvan formations in the western Zagros Basin–southwest Iran. *J Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 7: 1051–1070.
- Kotorba, M. J., Wieclaw, D., Kosakowski, P., Zacharski, J., Kowalski, A. (2003) Evaluation of source rock and petroleum potential of middle Jurassic strata in the south-eastern part of Poland, *Prezeglad. GeologiCzny*, 51: 1031-1040.
- Langford, F. F., Blanc Valleron, M. M. (1990) Interpreting Rock- Eval pyrolysis data using of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon: *AAPG. Bull.*, 74 (6): 804-779.
- Leila, M., Radwan, A. A., Abdel-Fattah, M. I. (2023) Lithofacies Controls on hydrocarbon generation potentiality of the Syn-Rift late cretaceous Rakopi deltaic facies in the north-eastern offshore part of Taranaki basin, New Zealand. *Minerals*, 13 (9): 1169.
- Liu, B., Schieber, J., Mastalerz, M. (2017) Combined SEM and reflected light petrography of organic matter in the New Albany shale: a perspective on organic porosity development with thermal maturation. *International Journal of Coal Geology*, 184: 57–72. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.11.002>.
- Mahdi, A. Q., Abdel-Fattah, M. I., Hamdan, H. A. (2022) An integrated geochemical analysis, basin modeling, and palynofacies analysis for characterizing mixed organic-rich carbonate and shale rocks in Mesopotamian Basin, Iraq: insights for multisource rocks evaluation. *J. Pet. Sci. Eng*, 216: 110832.
- Maleki Sadeghi, N., Ahmadi, Khalaji, A., Zarei Sahamieh, R., Tahmasbi, Z. (2022) Evaluation of physical and chemical characteristics of bituminous deposite in Lorestan sedimentary basin. *Journal of New Findings in Applied Geology*, 17(34): 114-126.
- Mamdouh, M., Reda, M., Raef, A., Zein El Din, M. Y., Abdelhafeez, T. H., Al- Hashim, M. H. (2024) Reservoir Quality, Lithotypes Assessment, and Geochemical Source Rocks Analysis: Insights from Well Logs and Pyrolysis Data, Karama Field. North-Western Desert, Egypt. *Geofluids*.
- Mashhadi, Z. S., Rabbani, A. R. (2015) Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rock in the Iranian sector of the Persian Gulf; an oil–oil and oil–source rock correlation study. *Int. J. Coal Geol.*, 146: 118–144.
- Mashhadi, Z. S., Kamali, M. R., Rabbani, A. R. (2014) Source rock evaluation and geochemical characterization of AlbianKazhdumi Formation offshore SW Iran. In: Third EAGE exploration workshop, 6–9 April 2014, Abu Dhabi, UAE.
- Mohamed, I., Fattah, A., Reda, M., Fathy, M., Diao, A., Saadawi, M., Alshehri, F., Mohamed, S. A. (2024) Oil-source correlation and Paleozoic source rock analysis in the Siwa Basin, Western Desert: Insights from well-logs, Rock-Eval

- pyrolysis, and biomarker data, *Energy Geoscience* 5 (2024) 100298.
- Pasley, M., Gregory, W., Hart, G. F. (1991) Organic matter variations in transgressive and regressive shale. *Organic Geochemistry*, 17(4): 483-509.
- Peters, K. E., Cassa, M. R. (1994) Applied source rock geochemistry. In: Magoon, L. B., Dow, W. G. (Eds.), *The petroleum system- From source to trap*: American Association of Petroleum Geologists Memoir, 60: 93-120.
- Peters, K. E. (1986) Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis. *Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 70: 318-329.
- Rabbani, A. R., Bagheri Tirtashi, R. (2010) Hydrocarbon source rock evaluation of the super-giant Ahwaz oilfield, SW Iran. *Aust J Basic ApplSci*, 4: 673-686.
- Reda, M., Fathy, M., Gawad, E. A. (2022) Comprehensive 3D reservoir modelling and basin analysis: an insight into petroleum geology to re-evaluate the hydrocarbon possibilities in the Siwa Basin, North-Western Desert, Egypt. *Geol. J.* 57 (4), 1600e1616.
- Reda, M., Mostafa, T., Raef, A., Fathy, M., Alshehri, F., Ahmed, M. (2024a) Hydrocarbon Reservoir Characterization in the Challenging Structural Setting of Southern Gulf of Suez: Synergistic Approach of Well Log Analyses and 2D Seismic Data Interpretation.
- Reda, M., Abdel-Fattah, M. I., Fathy, M., Bakr, A. (2024b) Integrated analysis of source rock evaluation and basin modeling in the Abu Gharadig Basin, western Desert, Egypt: insights from pyrolysis data, burial history, and trap characteristics. *Geol. J.* <https://doi.org/10.1002/gj.4938>.
- Sepehr, M., Cosgrove, J. W. (2004) Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Mar Pet Geol*, 21: 829-843.
- Shehata, A. A., Sarhan, M. A., Abdel-Fattah, M. I., Mansour, S. (2023) Geophysical assessment for the oil potentiality of the Abu Roash "G" reservoir in west Beni Suef basin, Western Desert, Egypt. *J. Afr. Earth Sci*, 199: 104845.
- Soliman, S. R., Salama, Y. F., El-Sayed, M. I., Abdel-Fattah, M. I., Abd-Allah, Z. M. (2022) Assessment of mineralogical and geochemical composition of oligocene/Eocene black shale deposits in beni suef area, Egypt. *Adv. Mater. Sci. Eng.*
- Ziegler, M. A. (2001) Late Permian to Holocene Paleofacies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences, *GeoArabia*, 6: 445- 504.