

Original Research Paper

Hydrocarbon generation potential of Kazhdumi Formation in Tang-E Maghar and Perchestan sections compared to the other oil fields in the Zagros Basin

Haniyeh Ghayeni¹ and Mohamad Hosein Mahmudy-Gharaie^{1*}

¹Department of Geology, Faculty of Sciences, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, Iran

ARTICLE INFO

Article history:

Received: 2022 July 06

Accepted: 2022 July 26

Available online: 2023 March 21

Keywords:

Kazhdumi formation
Hydrocarbon production potential
Rock-Eval pyrolysis
Total organic carbon
Kerogen

ABSTRACT

Investigating the hydrocarbon generation of the Kazhdumi Formation is of significant importance, which is considered one of the most important sources of oil in the Zagros sedimentary basin. The expansion of the Kazhdumi Formation in the Zagros Basin has been associated with differences in the sedimentation depth of the basin leading to diversity in sedimentary facies and the organic matter preservations. In this study, five black shale samples were selected from Perchestan and Tang-E Maghar sections for analysis by Rock-Eval pyrolysis. These samples were compared to data from 25 Kazhdumi samples previously studied from different oil fields, including Nowrouz, Soroush, Azadegan, and Chah-E Binak in the Zagros Basin. Additionally, sedimentary environment and depositional conditions were investigated. Sedimentary and geochemical evidences indicate a dominant condition of high organic content shale deposition in the reducing to semi-oxidative environments. The total organic carbon (TOC) values ranged from 1.2 to 6.9%. and the thermal maturity of the samples indicates a wide range, from the immature range to the middle oil window, which are often in the range of type II and III kerogens. Finally, the TOC vs. S2 diagram represents the higher hydrocarbon generation potential of the Kazhdumi Formation in the Tang-E Maghar section, and the TOC vs. HI diagram shows the greater oil generation in the Soroush field, compared to the other studied areas.

1. Introduction

All over the world, the Albian stage has reflected warm and greenhouse conditions along with the relative increase in the ocean water level and decreased in dissolved oxygen in the deep parts of the sedimentary basins (Leckie et al., 2002; Jarvis et al., 2006; Jenkyns, 2010; Robinson et al., 2017). Predominance of these conditions during the Albian caused deposition of shale and marl rich in organic matter in the oceans including the Zagros Basin. The Kazhdumi Formation has been introduced as one of the most important source rocks of the Zagros

Basin (Vincent et al., 2010; Bordenave and Hegre, 2010; Burberry, 2015). The study of source rock plays an important role in the exploratory studies of hydrocarbon sources and one of the most important analyzes used in the evaluation of source rock is Rock-Eval pyrolysis (Mrkic et al., 2011; Zohrabzadeh et al., 2020). In this research, an attempt has been made to compare the data obtained from the Rock-Eval analysis of the black shale samples of the Kazhdumi Formation in the Tang-E Maghar and Perchestan sections to determine the type of kerogen, the organic facies and

* Corresponding author: Mohamad Hosein Mahmudy-Gharaie; E-mail: mhmgharaie@um.ac.ir

Citation:

Ghayeni, H., and Mahmudy-Gharaie, M.H., 2023. Hydrocarbon generation potential of the Kazhdumi Formation in Tang-E Maghar and Perchestan sections compared to the other oil fields in the Zagros Basin. Scientific Quarterly Journal, GEOSCIENCES, 33(1), 127, 27-42. <https://doi.org/10.22071/gsj.2022.350594.20144>

E-ISSN: 2645-4963; Copyright©2023 G.S. Journal & the authors. All rights reserved.

doi: 10.22071/gsj.2022.350594.2014

 dor: 20.1001.1.10237429.1402.33.1.3.0



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

finally the degree of maturity heat the samples. In addition, by using the data of previous studies, the hydrocarbon potential of the Kazhdumi Formation and oil generation will be compared in different sections.

2. Geological setting

The Zagros Basin is located along the eastern margin of the Arabian Plate (Sharland et al., 2001; Bahroudi and Koyi, 2003; Agard et al., 2011) where has been studied by many researchers due to abundant hydrocarbon reservoirs in this region (Bordenave, 2002; Sherkati and Letouzey, 2004; Carruba et al., 2006; Allen and Talebian, 2011). The Kazhdumi Formation (Aptian to Albian in age) is considered as one of the most important source rocks of hydrocarbons and therefore, many studies have been conducted on it. In this study the Kazhdumi Formation have been investigated in 6 different section and oil fields of Perchestan section (located in Izeh zone), the Tang-E Maghar section (located in Dezful Embayment), Soroush oil field (located in the Persian Gulf, 80 km southwest of Khark Island), Nowrouz oil field (located in the Persian Gulf, 93 km northwest of Khark Island), Azadegan oil field (located in Abadan plain, 80 km west of Ahvaz) and Chah-E Binak (located in Dezful Embayment) (Fig.1).

3. Study method

Totally 30 black shale samples (TOC>1%) of the Kazhdumi Formation were selected from 6 different regions in the Zagros basin in order to study the hydrocarbon production potential of this Formation. The shale samples were analyses using the Rock-Eval 6. This method, which has been conducted by heating organic matter in the absence of oxygen (Espitalié et al., 1977) is one of the most important geochemical methods (Behar et al., 2001) to obtain the parameters such as TOC, S1, S2, S3 and Tmax.

4. Results and discussion

The results of the analyzed samples are shown in Table 1. The samples are free of any contamination based on the data plot below the specified line in the "S1 vs. TOC diagram" (Fig. 2). The amounts of total organic carbon (TOC) of the studied samples fluctuated between 1.2 and 6.9%, which indicate that the black shales are in the range of good to excellent in terms of organic matter quantity. Nevertheless, the use of TOC values alone is not enough to evaluate the potential of source rocks, and usually, other parameters such as S2 values (residual hydrocarbon production potential in kerogen), along with TOC values, are used as indicators to evaluate the hydrocarbon generation potential (Fig. 3). It is also possible to use the diagram of total organic carbon (TOC) vs. genetic potential ($PP=S1+S2$) in order to check the hydrocarbon generation

potential (Fig. 4). In the S1 vs. S2 diagram, the higher values of S2 indicate the relatively good hydrocarbon generation potential of the Kazhdumi Formation (Fig. 5). Since the quantity and quality of the produced hydrocarbons is controlled by the type of organic matter (Tissot and Welte, 1984), determining of the kerogen type is important (Hosseiny et al., 2016). The graph of hydrogen index (HI) vs. oxygen index (OI) was used to identify the type of kerogen (Fig. 6), and for more accuracy, the graph of hydrogen index (HI) vs. Tmax (Peters, 1986) was used (Fig. 7). To identify the possible type of hydrocarbon, the TOC graph versus the hydrogen index (HI) (Jackson et al., 1980) was used (Fig. 8). The TOC versus Tmax diagram was used to evaluate the thermal maturity (Mukhupadhyay, 1995) of the studied samples (Fig. 9). Finally, the OI vs. HI diagram (Jones, 1987) has been used (Fig. 10) to determine the organic facies of the samples. In this diagram different parts of A, B, BC, C, CD and D, represent different conditions of sedimentary environment as following. A: strongly reductive lake environment; B: relatively reductive lake or marine environment; BC: environments containing detritus and semi-oxidized marine sediments with a high sedimentation rate; C: reductive environment with moderate sedimentation rate, CD: deep environments adjacent to orogenic areas and D: highly oxidized continental environments (Jones, 1987; Mukhupadhyay, 1995). Since hydrocarbon production depends on the thermal evolution of organic matter, determining the thermal maturity of organic matter is a very important issue in the source rock evaluation process (Hosseiny et al., 2016). The thermal evolution of organic matter can be evaluated using the diagram Tmax vs. PI (production index) (Dembicki, 2016). This diagram shows that the Kazhdumi Formation is located in three immature zones, close to the oil window and within the oil window (Fig. 11).

The investigations carried out on the selected samples showed that in terms of hydrocarbon generation potential, the Tang-E Maghar section is at excellent level, but the Perchestan section, Soroush, Nowrouz, Azadegan and Chah-E Binak fields are at a good to excellent level, which it indicates a more favorable situation of hydrocarbon generation in Tang-E Maghar section compared to other investigated areas. Usually, increasing the maturity of samples is directly related to increasing their depth (Peters, 1986). The results obtained from the examined samples indicate that the amount of organic matter is relatively high in the Tang-E Maghar section, which is probably located in the deepest marine part of the Dezful embayment, and the high depth has led to increase in the preservation of organic matter. On the other hand, although Tang-E Maghar shows a high hydrocarbon generation potential, but the Soroush field has been more oil-producing than the other investigated areas, which can be attributed to the increase in depth and the increase in the geothermal gradient in this area, which has led to an increase in thermal maturity in

the samples of Soroush field.

Generally, the measured values for the S2 parameter showed that the selected samples are at a poor to excellent level, and the data related to this parameter also indicate the more favorable condition of the Tang-E Magher section in terms of hydrocarbon generation. Our study results show that although the Kazhdumi Formation is in a favorable condition based on the amount of total organic carbon, but according to the S2 peak, which represents the amount of hydrocarbon remaining in the rock, it has a weak ability to produce the oil. This means that even if the samples were placed under favorable conditions for hydrocarbon generation, there was no increase in hydrocarbon production, and this difference in TOC and S2 parameters and hydrocarbon generation potential can be related to the presence of neutral or non-productive organic carbon in the studied sample.

5. Conclusion

The conclusion is only based on the limited data available. Comparison of different samples of Kazhdumi Formation in terms of hydrocarbon generation potential, shows that Tang-E Maghar section has more organic matter than other investigated sites. This issue can be justified due to the location of this section in the central part of the Dezful Embayment and under dysoxic to anoxic conditions prevailing in the sea at the time of shale deposition. Kazhdumi Formation samples in this study are mainly in the range of type II and III kerogens and indicate the ability of these black shales to produce oil and gas. The results of Rock-Eval pyrolysis show that although the Soroush oil field has less total organic carbon (TOC) compared to the Tang-E Maghar section, it is more oil generative, which can be related to the depth and burial history in this field.

بررسی پتانسیل هیدروکربورزایی سازند کژدمی در برش‌های تنگ ماغر و پرچستان و مقایسه آن با دیگر میادین نفتی در حوضه زاگرس

هانیه قاینی^۱ و محمدحسین محمودی قرائی^{۱*}^۱ گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

چکیده

بررسی توان هیدروکربورزایی سازند کژدمی، به عنوان مهمترین سنگ منشأ نفت در حوضه رسوبی زاگرس، اهمیت زیادی دارد. گسترش سازند کژدمی در حوضه زاگرس، با تفاوت‌هایی در ژرفا و شرایط رسوب گذاری زون‌های مختلف این حوضه و تغییراتی نظیر تنوع در رخساره‌های رسوبی و میزان حفظ‌شدگی ماده آلی همراه بوده است. در این مطالعه تعداد ۵ نمونه شیل سیاه از رخنمون‌های سطحی سازند کژدمی (برش پرچستان و برش تنگ ماغر)، انتخاب و توسط پیرولیز راک-اول آنالیز شدند، که نتایج حاصل از آن، میزان ماده آلی و توان هیدروکربورزایی بالایی را در برش تنگ ماغر، واقع در فروافتادگی دزفول نشان داد. همچنین برای مقایسه و بررسی بیشتر، داده‌های مربوط به ۲۵ نمونه از سازند کژدمی از میادین مطالعه شده در حوضه زاگرس (میدان نوروز، میدان سروش، میدان آزادگان و چاه بینک) انتخاب و بررسی شد. افزون بر مقایسه داده‌های سازند کژدمی، شرایط رسوب گذاری و محیط ته‌نشست آن نیز مورد بررسی قرار گرفت. شواهد رسوبی و ژئوشیمیایی، نشان از یک سنگ‌شناسی چیره شیلی برای سازند کژدمی همراه با مقدار بالای ماده آلی است که در محیطی احيایی تا نیمه اکسیدی نهشته شده‌اند. مقادیر به‌دست آمده برای کربن آلی کل (TOC) از ۱/۲ تا ۶/۹ درصد در نوسان بوده و بررسی بلوغ حرارتی نمونه‌ها یک بازه وسیع از محدوده نابالغ تا اواسط پنجره نفتی را نشان داد که بیشتر در محدوده کروژن‌های نوع II و III قرار گرفته‌اند. در نهایت رسم نمودارهای TOC/S₂ توان هیدروکربورزایی قابل قبول نمونه‌های مورد مطالعه در برش تنگ ماغر و نمودار TOC/HI نفت‌زا بودن سازند کژدمی در میدان سروش را نشان می‌دهد.

اطلاعات مقاله

تاریخچه مقاله:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۴/۱۵

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۵/۰۴

تاریخ انتشار: ۱۴۰۲/۰۱/۰۱

کلیدواژه‌ها:

سازند کژدمی

پتانسیل تولید هیدروکربور

پیرولیز راک-اول

کربن-آلی کل

کروژن

۱- پیش‌نوشتار

آشکوب آلین در سراسر دنیا منعکس‌کننده شرایط گرم و گلخانه‌ای همراه با افزایش نسبی سطح تراز آب اقیانوس‌ها و توسعه شرایط احيایی در بخش‌های ژرف حوضه‌های رسوبی بوده است (Leckie et al., 2002; Jarvis et al., 2006; Jenkyns, 2010; Robinson et al., 2017). غلبه این شرایط در طول آشکوب آلین باعث ته‌نشست رسوباتی از جنس شیل و مارن غنی از ماده آلی در اقیانوس‌ها و از جمله حوضه زاگرس و به‌ویژه در مناطق فلات قاره‌ای مانند فروافتادگی دزفول شده است (Vincent et al., 2010; Farzipour Saein et al., 2013; Burberry, 2015). حوضه رسوبی زاگرس، یکی از نفت‌خیزترین حوضه‌های رسوبی جهان به‌شمار می‌آید که حدود ۱۰ درصد از مخازن نفتی را در خود جای داده است. با مطالعاتی که توسط بردناو و هگر (Bordenave and Hegre, 2010) در سیستم نفتی کرتاسه میانی انجام شده است، سازند کژدمی به‌عنوان یکی از مهمترین سنگ‌های منشأ حوضه زاگرس معرفی شده است. کژدمی، با دارا بودن درصد بالایی از ماده آلی (تا ۷ درصد) و پتانسیل نفتی قابل قبول، از لحاظ درجه بلوغ نیز به سطح مناسبی رسیده و منشأ اغلب میادین نفتی واقع در فروافتادگی دزفول در نظر گرفته شده است.

(Bordenave and Burwood, 1990; Bordenave and Huc, 1995; Bordenave, 2002; Kamali et al., 2006; Ghasemi-Nejad et al., 2009; Rabbani and Bagheri Tirtashi, 2010; Rahmani et al., 2010; Vincent et al., 2010; Alizadeh et al., 2012; Opera et al., 2013; Sfidari et al., 2016).

مطالعه سنگ منشأ نقش مهمی در مطالعات اکتشافی منابع هیدروکربنی دارد و از مهمترین آنالیزهای مورد استفاده در ارزیابی سنگ منشأ، می‌توان به پیرولیز راک-اول اشاره کرد (Mrkic et al., 2011; Zohrabzadeh et al., 2020). با استفاده از این روش می‌توان سنگ‌های منشأ غنی از ماده آلی را از سنگ‌های غیرمنشأ تشخیص داد و پتانسیل هیدروکربن‌زایی را در مناطق مختلف یک منطقه نفتی ارزیابی کرد و ریسک و هزینه حفاری را کاهش داد (عسکری، ۱۳۹۲؛ ربانی، ۱۳۹۱). پس از محاسبه متغیرهای تعیین نوع کروژن برای بررسی نوع ماده آلی، تعیین منشأ و محیط تشکیل آن امری ضروری است. در مطالعات ژئوشیمیایی ابتدا باید از عدم آلودگی نمونه‌ها مطمئن شد، زیرا در

* نویسنده مسئول: محمدحسین محمودی قرائی؛ E-mail: mhmgharaie@um.ac.ir

ماخذنگاری:

قاینی، ه. و محمودی قرائی، م.ح.، ۱۴۰۲، بررسی پتانسیل هیدروکربورزایی سازند کژدمی در برش‌های تنگ ماغر و پرچستان و مقایسه آن با دیگر میادین نفتی در حوضه زاگرس. فصلنامه علمی علوم زمین، ۳۳ (۱)، ۲۷-۴۲. <https://doi.org/10.22071/gsj.2022.350594.2014>

doi: 10.22071/gsj.2022.350594.2014

doi: 20.1001.1.10237429.1402.33.1.3.0

حقوق معنوی مقاله برای فصلنامه علوم زمین و نویسندگان مقاله محفوظ است.

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

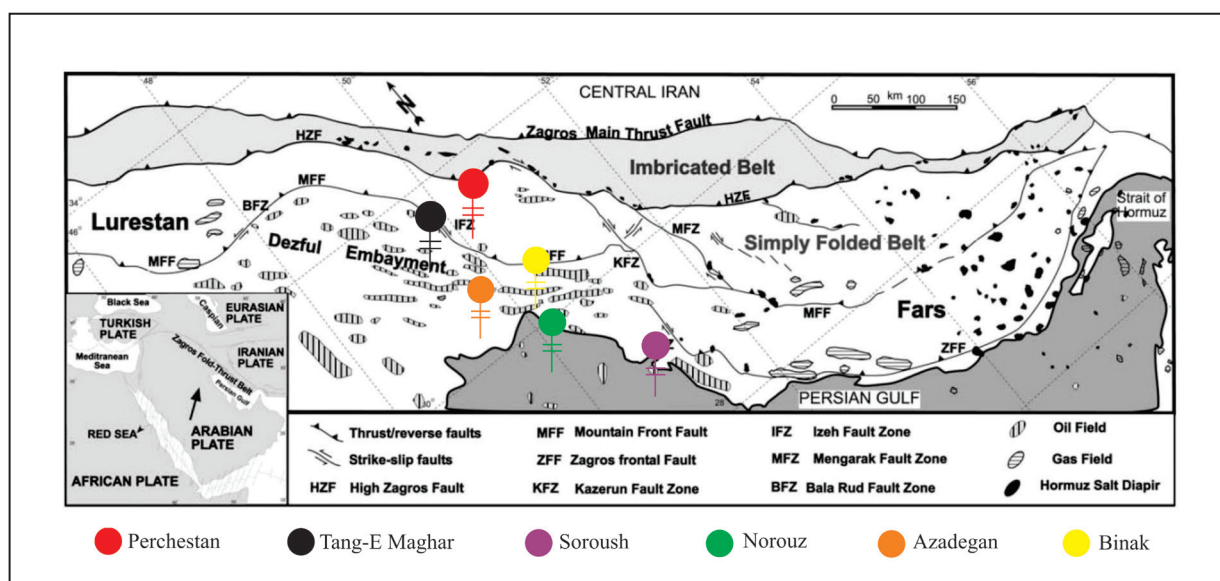
کمر بند کوهزایی زاگرس قرار گرفته‌اند. این گسل‌ها در نتیجه فورانش پوسته اقیانوسی نتوتیس شکل گرفته‌اند (۲) گسل‌های دیگر شامل رازک، هندیجان و کازرون می‌باشند که تقریباً عمود بر روند کلی کمر بند کوهزایی زاگرس هستند (Barzegar, 1994; Hessami et al., 2001; Yassaghi, 2006). فعالیتهای زمین‌ساختی در امتداد این گسل‌ها به همراه نوسانات منطقه‌ای و جهانی سطح آب دریا از عوامل مهم کنترل رسوب‌گذاری آیتین-آلبین در حوضه زاگرس می‌باشند (Mutterlose et al., 2009; Trabuco Alexander et al., 2011). رسوبات آیتین-آلبین در حوضه زاگرس توسط سازند کژدومی شناخته می‌شود که یکی از مهمترین سنگ منشأهای مواد هیدروکربوری به شمار می‌رود و از این رو مطالعات زیادی بر روی این سازند انجام گرفته است.

در این مطالعه، ۶ منطقه از سازند کژدومی شامل برش پرچستان (واقع در زون ایزه و در نزدیکی روستای پرچستان گورویل)، برش تنگ ماغر (واقع در فروافتادگی دزفول و در هسته فرسایش یافته تاقدیس بنگستان، ۴۵ کیلومتری شمال باختر شهر بهبهان و در نزدیکی روستای ماغر)، میدان نفتی سروش (واقع در خلیج فارس، ۸۰ کیلومتری جنوب باختر جزیره خارک)، میدان نفتی نوروز (واقع در خلیج فارس، ۹۳ کیلومتری شمال باختری جزیره خارک و ۹۷ کیلومتری منطقه ساحلی بهرگان)، میدان نفتی آزادگان (واقع در دشت آبادان، ۸۰ کیلومتری باختر اهواز، در نزدیکی شهر سوسنگرد و در مجاورت مرز ایران و عراق) و چاه بینک (واقع در فروافتادگی دزفول، ۲۰ کیلومتری شمال باختر شهرستان گناوه) مورد بررسی قرار گرفته است (شکل ۱).

فرایند ارزیابی قابل اطمینان سنگ منشأ، تشخیص هیدروکربن‌های برجا از نمونه‌های احتمالاً آلوده به هیدروکربن‌های مهاجرت کرده بسیار مهم است (Hunt, 1996). در این پژوهش سعی شده است تا با مقایسه داده‌های حاصل از آنالیز راک-اول نمونه‌های شیل سیاه سازند کژدومی در برش‌های تنگ ماغر و پرچستان، به بررسی میزان آلودگی، نوع کروژن، رخساره‌های آلی و در نهایت درجه بلوغ حرارتی نمونه‌ها پرداخته شود. همچنین با استفاده از داده‌های مطالعات پیشین و ترکیب اطلاعات موجود توان هیدروکربورزایی سازند کژدومی در نقاط مختلف مورد مقایسه قرار گیرد.

۲- موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی منطقه

حوضه زاگرس در امتداد حاشیه خاوری صفحه عربی واقع شده است (Sharland et al., 2001; Bahroudi and Koyi, 2003; Agard et al., 2011) و به دلیل دارا بودن مخازن هیدروکربوری فراوان مورد مطالعه بسیاری از پژوهشگران قرار گرفته است (Bordenave, 2002; Sherhati and Letouzey, 2004; Carruba et al., 2006; Allen and Talebian, 2011). ویژگی‌های زمین‌ساختی و رسوب‌شناسی به چهار زیرحوضه شامل زون لرستان، فروافتادگی دزفول، زون ایزه و حوضه فارس تقسیم می‌شود که عموماً به وسیله گسل‌های پی‌سنگی از یکدیگر جدا شده‌اند (Sherhati and Letouzey, 2004). به طور کلی گسل‌های اصلی در زاگرس به دو دسته تقسیم می‌شوند: (۱) گسل‌های با روند NW-SE مانند راندگی اصلی زاگرس که به موازات



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی نمونه‌های مورد مطالعه از سازند کژدومی به همراه گسل‌های مؤثر در این منطقه (Sepehr and Cosgrove, 2004).

Figure 1. Geographical location of the studied samples from the Kazhdumi Formation along with the effective faults in this area (Sepehr and Cosgrove, 2004).

۳- روش مطالعه

۳ نمونه از چاه بینک (جهانی و همکاران، ۱۳۹۱) است. آنالیز صورت گرفته بر روی ۵ نمونه در دانشگاه داکینگ چین و توسط دستگاه راک-اول ۶ صورت گرفته است. این روش که برای دیگر نمونه‌ها نیز انجام شده، یکی از مهمترین روش‌های ژئوشیمیایی است (Behar et al., 2001) و نخستین بار توسط اسپتالی (Espitalié et al., 1977) معرفی شد که با حرارت دادن ماده آلی در غیاب اکسیژن انجام می‌شود. این دستگاه دارای متد Basin و Optkin نمونه بوده و پیش از

در انجام این مطالعه، ۳۰ نمونه شیل سیاه ($TOC > 1\%$) از سازند کژدومی مورد ارزیابی قرار گرفته است (جدول ۱)، که ۵ نمونه از برش تنگ‌ماغر و پرچستان براساس میزان ماده آلی بیشتر انتخاب شد و بقیه نمونه‌ها نیز براساس محتوی ماده آلی ($TOC > 1\%$) از دیگر نواحی مطالعه شده پیشین جهت مقایسه انتخاب شد، که شامل ۷ نمونه از میدان سروش (رضایی و همکاران، ۱۳۹۳)، ۸ نمونه از میدان نوروز (قاسمی‌نژاد و غنی‌آبادی، ۱۳۸۸)، ۷ نمونه از میدان آزادگان (حبیب‌نیا و همکاران، ۱۳۹۴)

هیدروکربوری این سازند انتخاب و مورد مطالعه قرار گرفت (جدول ۱).

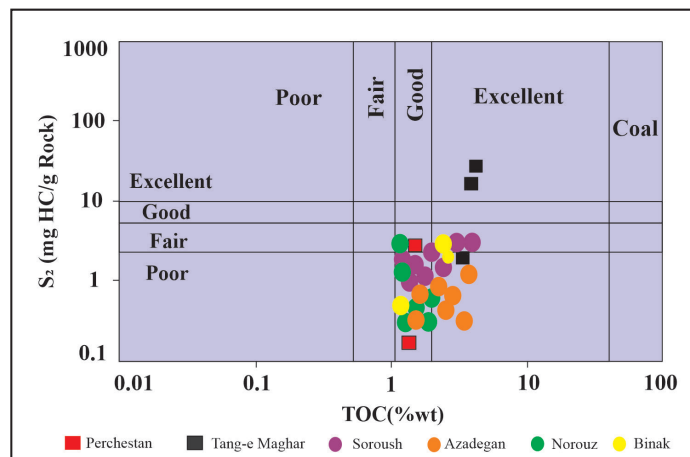
۴-۱- بررسی کلی داده‌ها

ابتدا به منظور بررسی میزان صحت نتایج، باید از عدم آلودگی نمونه‌های آنالیز شده اطمینان حاصل کرد، از این رو از رسم نمودار S1 در برابر درصد وزنی TOC استفاده شده است (شکل ۲). نمودار ارائه شده توسط هانت (Hunt, 1965) به وسیله یک خط، به دو محدوده مجزا تقسیم شده است که در صورت قرارگیری نقاط در زیر خط، نمونه‌ها بدون آلودگی و در صورت قرارگیری آنها در محدوده بالای خط نمونه‌ها آلوده و غیرقابل اطمینان محسوب می‌شوند. در این مطالعه به علت قرارگیری نقاط در محدوده مشخص شده زیر خط، نمونه‌ها فاقد هر گونه آلودگی هستند.

۴-۲- تعیین کمیت (غنا) و پتانسیل تولید هیدروکربور ماده آلی

معمولاً از مقدار کربن آلی کل به عنوان شاخص غنای ماده آلی و پتانسیل تولید هیدروکربور در رسوبات استفاده می‌شود (Mahboubipour et al., 2016). طبق تقسیم‌بندی پیتز (Peters, 1986) نمونه‌های با مقدار کربن آلی کل (TOC) کمتر از ۰/۵، ۰/۵-۱، ۱-۲ و بیش از ۲ درصد وزنی از لحاظ غنای ماده آلی به ترتیب در محدوده ضعیف، مناسب، خوب و عالی قرار می‌گیرند.

مقادیر محاسبه شده کربن آلی کل برای سازند کژدمی (بین ۱/۲ تا ۶/۹) در نوسان بوده که نشان‌دهنده قرارگیری این سازند از لحاظ کمیت ماده آلی در طیفی از خوب (Good) تا عالی (Excellent) است. با این وجود، استفاده از مقادیر TOC به تنهایی جهت ارزیابی پتانسیل سنگ‌های منشأ کافی نیست و معمولاً از دیگر متغیرها مانند، مقادیر S2 (پتانسیل تولید هیدروکربن باقیمانده در کروژن)، در کنار مقادیر TOC به عنوان شاخصی برای ارزیابی پتانسیل تولید هیدروکربور استفاده می‌شود (شکل ۳).



شکل ۳- نمودار TOC در برابر S2، نشان‌دهنده توان هیدروکربورزایی سازند کژدمی (Dembicki, 2009).

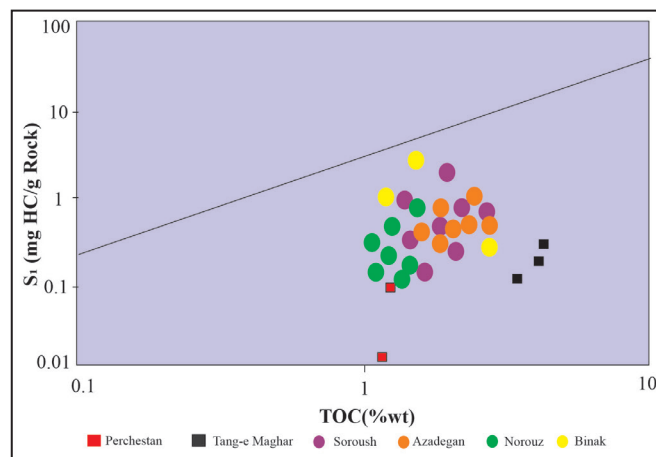
Figure 3. TOC vs. S2 chart, showing the hydrocarbon generation potential of Kazhdumi Formation (Dembicki, 2009).

شروع آنالیز توسط ۵۰ گرم از استاندارد IFP ۱۶۰۰۰۰ کالیبره می‌گردد. از مهمترین متغیرهای قابل ارزیابی در پیرولیز راک-اول می‌توان به پیک S1 اشاره کرد که با واحد میلی گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ (mg HC/g rock) بیان می‌شود و میزان هیدروکربن آزاد موجود در سنگ منشأ را نشان داده و در دمای ۳۰۰ درجه سانتی گراد ثبت می‌شود. پیک S2 به صورت میلی گرم هیدروکربور در هر گرم سنگ (mg HC/g rock) بیان می‌شود که نشان‌دهنده پتانسیل تولید هیدروکربن باقیمانده در کروژن و یا به عبارتی مقدار هیدروکربن‌های تولیدی در اثر شکست حرارتی کروژن بوده و به عنوان شاخص مقدار هیدروژن همراه با کروژن موجود در رسوب در دمای ۳۰۰ تا ۶۰۰ درجه سانتی گراد به ثبت می‌رسد. در طی حرارت دادن نمونه‌ها از ۳۰۰ تا ۳۹۰ درجه سانتی گراد، دی‌اکسید کربن حاصل از آنها اندازه‌گیری می‌شود که با عنوان S3 ثبت می‌شود. S3 با واحد میلی گرم دی‌اکسید کربن در هر گرم سنگ (mg CO2/g rock) بیان می‌شود و به عنوان شاخص مقدار اکسیژن همراه با کروژن استفاده می‌شود (Dembicki, 2016).

شاخص هیدروژن (HI) با فرمول $(S2/TOC \times 100)$ بیان می‌شود، و شاخص اکسیژن (OI) با فرمول $(Tmax\ S3 / TOC \times 100)$ به عنوان بیشینه درجه حرارتی که از پیک ثبت می‌شود، در نظر گرفته می‌شود. افزون بر این مقدار کل کربن آلی (TOC) از دیگر متغیرهایی هستند که به کمک پیرولیز راک-اول سنجیده می‌شوند (Dembicki, 2016). برای انجام این مطالعه، حدود ۵۰ تا ۷۰ میلی گرم از هر نمونه انتخابی پس از تیمار و همگن سازی توسط دستگاه راک-اول ۶ مورد بررسی قرار گرفتند تا اطلاعاتی در خصوص نوع کروژن، میزان ماده آلی و بلوغ حرارتی آن به دست آید.

۴-۳- نتایج و بحث

تعداد ۳۰ نمونه شیل سیاه از ۶ منطقه مختلف سازند کژدمی با مقادیر مختلف ماده آلی کل (TOC) از ۱/۲ تا ۶/۹ درصد، جهت بررسی کمی و کیفی پتانسیل تولید



شکل ۲- نمودار S1 در مقابل TOC برای اطمینان از عدم آلودگی نفتی نمونه‌ها (Hunt, 1995).

Figure 2. S1 vs. TOC diagram to ensure no oil contamination of samples (Hunt, 1995).

جدول ۱- متغیرهای ژئوشیمیایی ارزیابی شده توسط پیرولیز راک-اول در سازند کژدومی.

۱) قاسمی‌نژاد و غنی‌آبادی (۱۳۸۸)؛ ۲) قاسمی‌نژاد و همکاران (۱۳۹۴)؛ ۳) حبیب‌نیا و همکاران (۱۳۹۴)؛ ۴) جهانی و همکاران (۱۳۹۱).

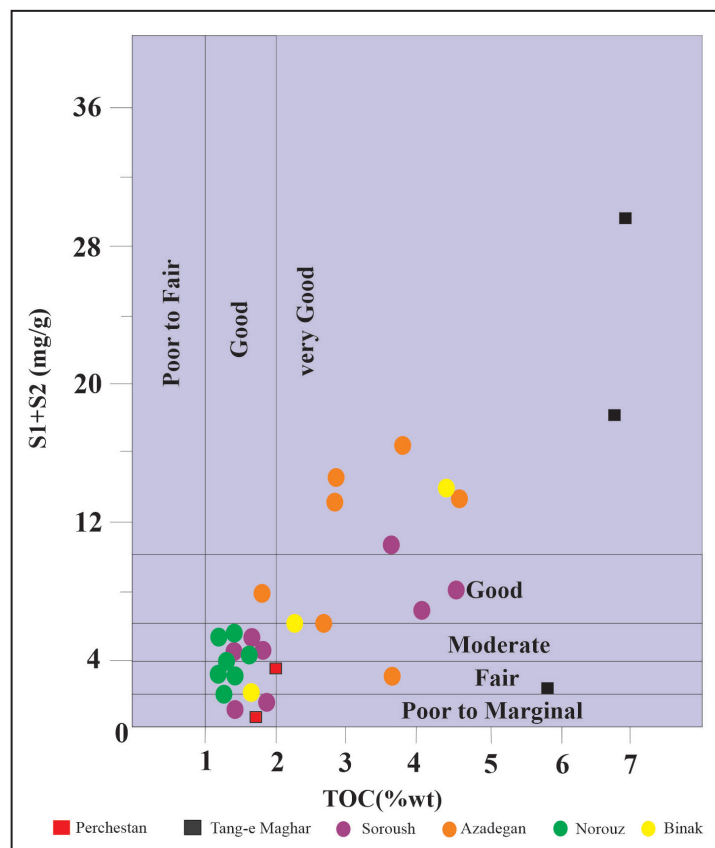
Table 1. Geochemical parameters evaluated by Rock-Eval pyrolysis in Kazhdumi Formation.

1) Ghasemi Nezhad and Ghani Abadi (2009); 2) Ghasemi Nezhad et al. (2015); 3 (Habib Nia et al. (2015); 4) Jahani et al. (2012).

Formation	Area	Depth (m)	Lithology	Samples	S ₁	S ₂	S ₃	T _{max}	HI	OI	PI	TOC(%wt)
KAZHDUMI	Perchestan	Outcrop	Shale	Q4-14	0.01	7.02	2.19	440	390	122	0.13	1.8
				Q4-52	0.09	3.73	3.5	432	187	175	0.02	2
	Tang-E Maghar	Outcrop	Shale	Q1-63	0.11	22.04	5.27	438	380	91	0.05	5.8
				Q1-137	0.3	17.43	10.72	417	260	160	0.02	6.7
				Q1-147	0.5	30.48	16.14	436	442	234	0.02	6.9
	Nowrouz field (1)	2140	Shale	No-1	1.66	1.33	2.31	436	88	152	0.55	1.52
		2154		No-2	1.15	1.52	3.04	434	86	172	0.43	1.77
		2174		No-3	2.64	3.48	5.82	436	86	143	0.43	4.07
		2200		No-4	3.20	3.56	6.64	434	76	142	0.32	4.67
		2218		No-5	1.23	1.48	3.21	432	81	175	0.47	1.83
		2320		No-6	2.07	2.64	5.94	436	71	160	0.44	3.71
		2470		No-7	0.96	1.95	3.05	439	125	196	0.33	1.56
		2510		No-8	0.79	2.3	2.86	434	132	162	0.25	1.76
	Soroush field (2)	2104	Shale	So-1	0.14	1.08	0.96	437	106	94	0.11	1.2
		2118.5		So-2	0.29	2.09	1.32	437	157	99	0.12	1.34
		21248		So-3	0.31	2.21	1.95	438	133	118	0.12	1.65
		2145.5		So-4	0.38	2.25	1	434	63	181	0.14	1.22
		2157.8		So-5	0.94	3.67	0.83	427	257	58	0.2	1.43
		2164.8		So-6	1.32	4.62	0.83	425	332	60	0.22	1.39
		2232		So-7	0.4	2.43	1.59	434	185	121	0.14	1.31
	Azadegan field (3)	3265	Shale	Az-1	0.85	15.29	5.21	421	496	137	0.13	3.8
		3275		Az-2	0.78	13.75	3.54	424	482	124	0.05	2.85
		3315		Az-3	0.69	6.9	2.96	427	459	159	0.09	1.86
		3325		Az-4	0.63	12.86	4.58	427	371	163	0.05	2.8
		3415		Az-5	0.69	5.36	6.12	431	194	222	0.09	2.76
		3425		Az-6	1.24	11.27	3.81	408	242	81	0.1	4.65
		3575		Az-7	0.58	2.64	1.98	433	193	53	0.9	3.68
	Chah-e Binak (4)	3994		Bi-1	4.4	8.46	6.32	434	193	144	0.34	4.39
		4103		Bi-2	3.17	3.2	2.46	433	143	110	0.3	2.23
		4028		Bi-3	1.6	1.38	3.11	426	209	192	0.43	1.62

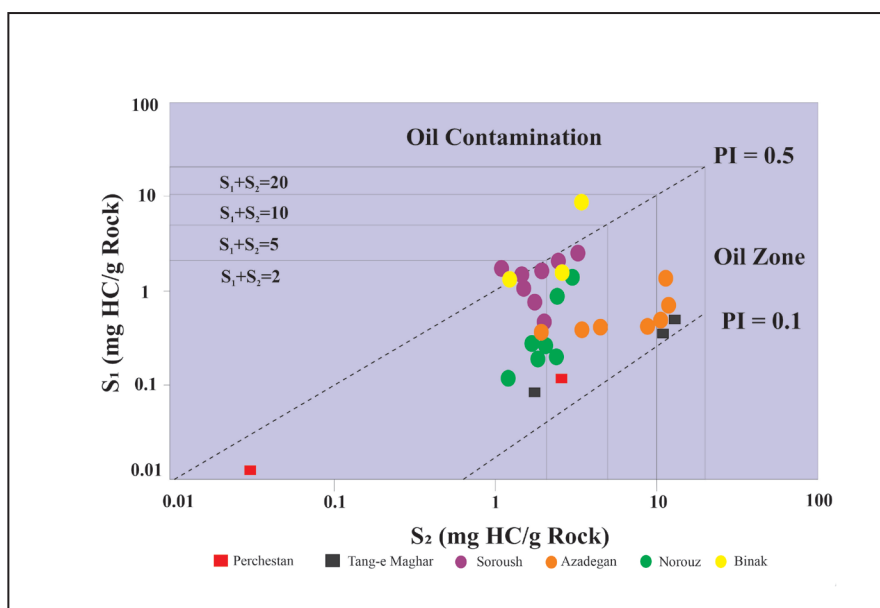
استفاده کرد (شکل ۴). در نمودار S1 در برابر S2، بیشتر بودن مقادیر S2 در سازند کژدمی، نشان‌دهنده پتانسیل هیدروکربورزایی نسبتاً خوب این سازند است (شکل ۵).

همچنین به منظور بررسی توان هیدروکربورزایی سازند کژدمی، می‌توان از نمودار مقدار کربن آلی کل (TOC) در مقابل پتانسیل ژنتیکی ($PP=S1+S2$) نیز



شکل ۴- نمودار تغییرات S1+S2 در برابر TOC به منظور ارزیابی پتانسیل ژنتیکی نمونه‌های مورد مطالعه (Espitalié et al., 1977).

Figure 4. S1+S2 vs. TOC chart in order to evaluate the genetic potential of the studied samples (Espitalié et al., 1977).



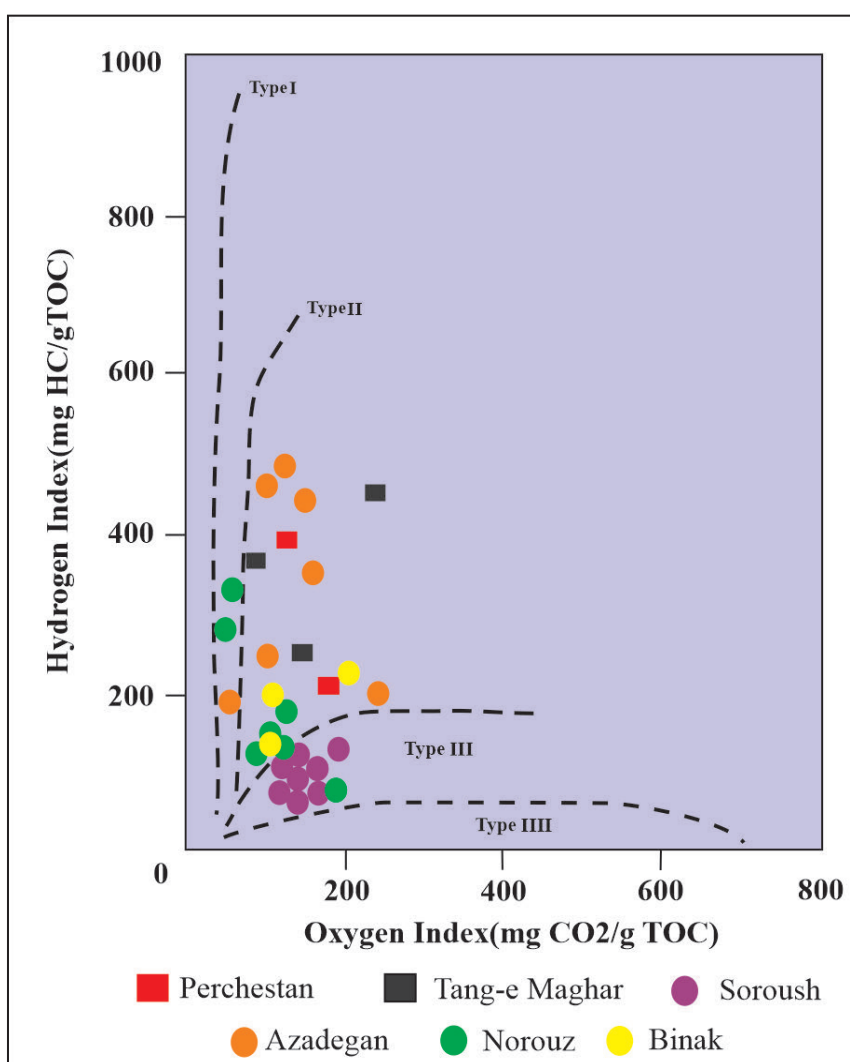
شکل ۵- نمودار S1 در برابر S2 نشان‌دهنده توان هیدروکربورزایی سازند کژدمی.

Figure 5. S1 vs. S2 chart showing the hydrocarbon generating potential of Kazhdumi Formation.

۴-۳- نوع کروژن و کیفیت ماده آلی

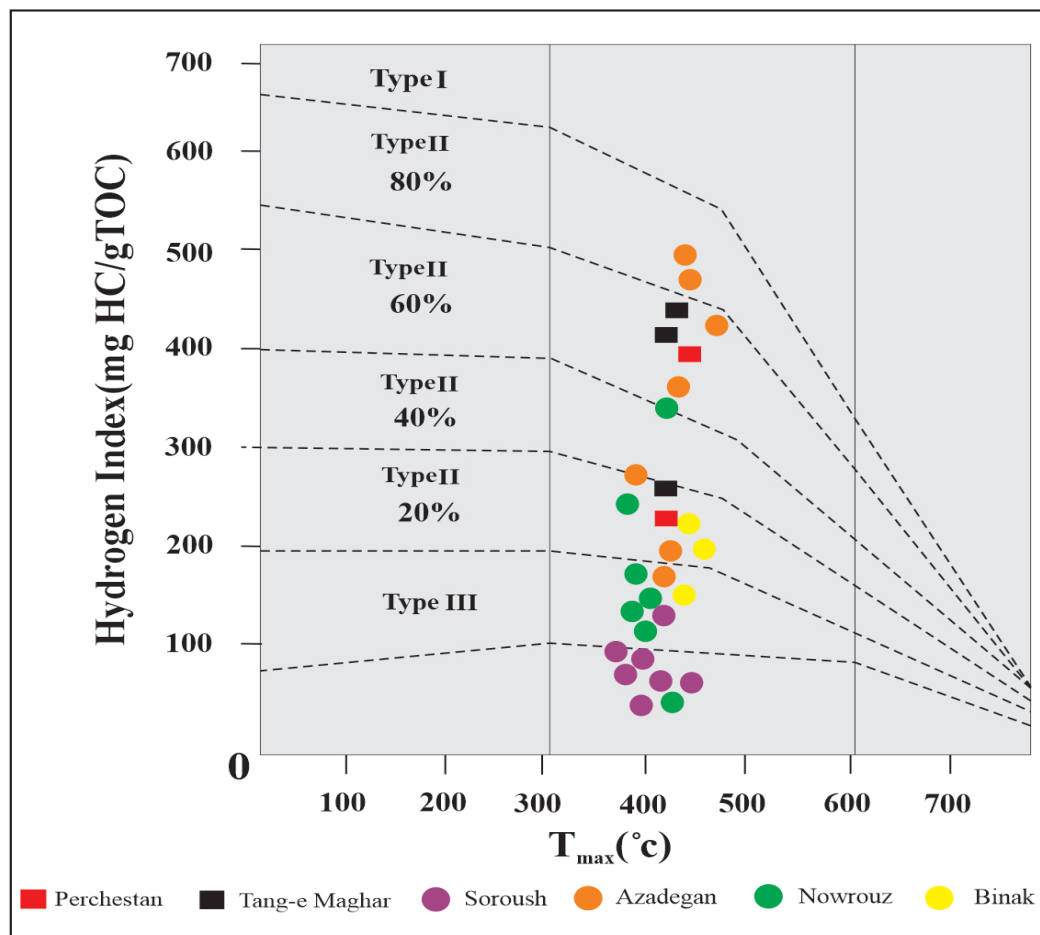
دریایی احیایی تشکیل می‌شود. ۳- کروژن نوع III غالباً از گیاهان دریایی تشکیل شده و عمدتاً گاز خشک تولید می‌کند. ۴- کروژن نوع IIII که توانایی تولید نفت و گاز ندارد. از نمودار شاخص هیدروژن (HI) در برابر شاخص اکسیژن (OI) برای شناسایی نوع کروژن (شکل ۶)، و جهت دقت بیشتر از نمودار شاخص هیدروژن (HI) در برابر Tmax (Peters, 1986)، استفاده شد و برای شناسایی نوع هیدروکربور احتمالی از نمودار TOC در برابر شاخص هیدروژن (HI) (Jackson et al., 1980) (شکل ۷ و ۸)، استفاده شد. در شکل ۸ افزون بر نوع هیدروکربور، کیفیت ماده آلی نیز قابل برآورد است. در نهایت، از نمودار TOC در برابر Tmax برای ارزیابی میزان بلوغ حرارتی نمونه‌های این سازند استفاده شد (Mukhopadhyay, 1995) (شکل ۹).

از آنجا که کمیت و کیفیت هیدروکربن‌های تولیدی با نوع ماده آلی کنترل می‌شود (Tissot and Welte, 1984, Espitalié, 1986)، تعیین نوع کروژن در سنگ‌های منشأ بالقوه (Potential) امری مهم به‌شمار می‌آید (Hosseiny et al., 2016). نوع ماده آلی یک فاکتور مهم در تعیین نفت‌زا یا گاززا بودن سنگ‌های منشأ محسوب می‌شود (Tissot and Welte, 1984)، که می‌توان از متغیرهای حاصل از آنالیز راک-اول برای تعیین آن استفاده کرد (Espitalié et al., 1985). کروژن‌ها عموماً در ۴ گروه طبقه‌بندی می‌شوند (Espitalié et al., 1977): ۱- کروژن نوع I یا کروژن جلبیکی غنی از اجزای جلبیکی بوده و خاص محیط‌های دریاچه‌ای است. ۲- کروژن نوع II اغلب از مخلوط گیاهان دریایی و خشکی در محیط‌های



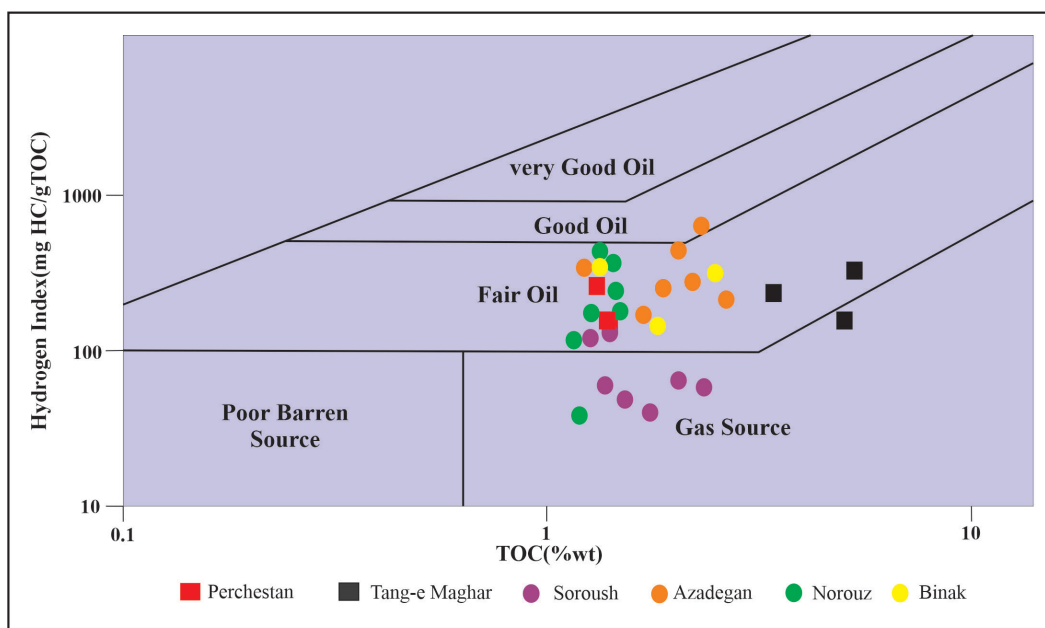
شکل ۶- نمودار HI در برابر OI برای تشخیص نوع کروژن سازند کژدمی (Espitalié et al., 1977).

Figure 6. HI vs. OI chart to distinguish the kerogen type of Kazhdumi Formation (Espitalié et al., 1977).



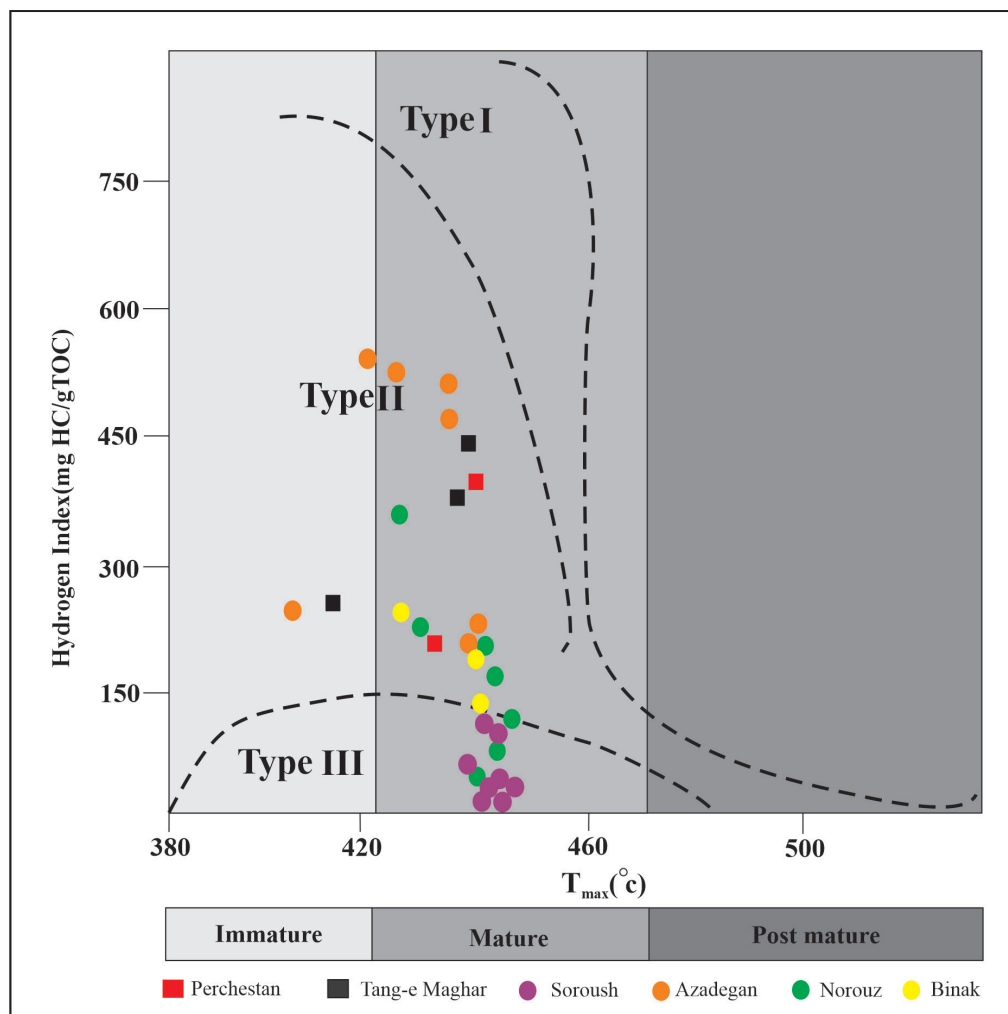
شکل ۷- نمودار HI/ T_{max} بر روی نمودار ون-کروئن به منظور شناسایی نوع هیدروکربور احتمالی و نوع ماده آلی (Peters, 1986).

Figure 7. HI vs. T_{max} plot on the van-Croon plot to identify possible hydrocarbon type and organic matter type (Peters, 1986).



شکل ۸- نمودار TOC در برابر HI جهت تعیین کیفیت ماده آلی یا نوع هیدروکربور تولیدی از سازند کژدمی (Jackson et al., 1980).

Figure 8. TOC vs. HI to determine the quality of organic matter or the type of hydrocarbon produced from Kazhdumi Formation (Jackson et al., 1980).



شکل ۹- نمودار HI در برابر Tmax برای تشخیص بلوغ حرارتی سازند کژدمی (Mukhupadhyay, 1995).

Figure 9. HI vs. Tmax diagram to identify the thermal maturity of the Kazhdumi Formation (Mukhupadhyay, 1995).

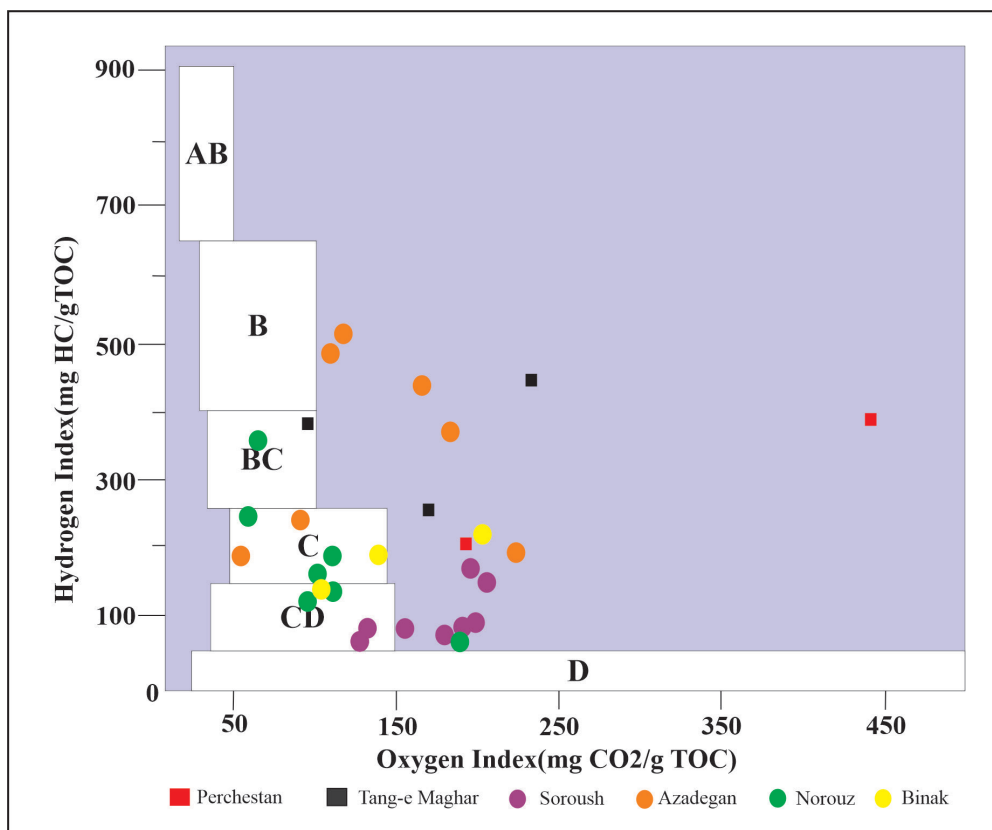
۴-۴- تعیین رخساره آلی

سروش در دو زون رخساره‌ای محیط‌احیایی با نرخ رسوب‌گذاری متوسط و محیط‌های ژرف مجاور مناطق کوهزایی، در چاه بینک در دو زون رخساره‌ای محیط‌احیایی با نرخ رسوب‌گذاری متوسط و محیط‌های ژرف مجاور مناطق کوهزایی و در برش پرچستان در دو زون رخساره‌ای محیط‌های حاوی مواد آواری و همچنین رسوبات دریایی نیمه‌اکسیدی با نرخ رسوب‌گذاری بالا و محیط‌احیایی با نرخ رسوب‌گذاری متوسط قرار گرفته است (شکل ۱۰).

۴-۵- بلوغ حرارتی

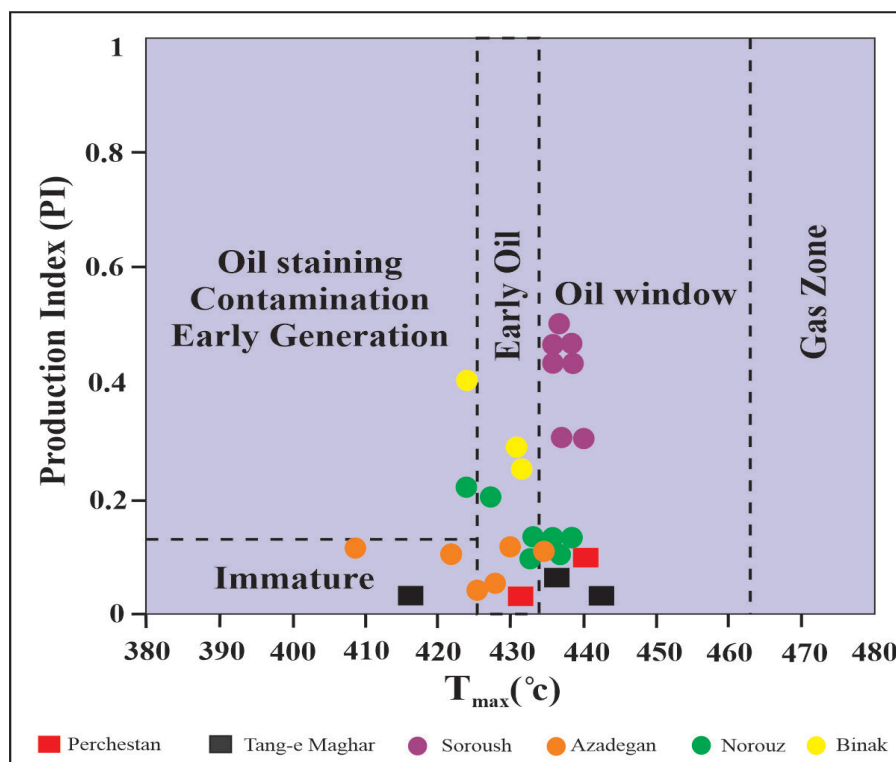
از آن جا که تولید هیدروکربن به تکامل حرارتی ماده آلی بستگی دارد، در فرایند ارزیابی سنگ منشأ تعیین بلوغ حرارتی ماده آلی فرایند بسیار مهمی به‌شمار می‌آید (Hosseiny et al., 2016). به کمک نمودار Tmax در برابر شاخص تولید (PI) می‌توان تکامل حرارتی ماده آلی را ارزیابی کرد (Dembicki, 2016). این نمودار نشان می‌دهد که سازند کژدمی در سه زون نابالغ، نزدیک به پنجره نفتی و پنجره نفتی قرار گرفته است (شکل ۱۱).

برای تعیین رخساره آلی از نمودار جونز (Jones, 1987) استفاده شده است (شکل ۱۰). در این نمودار بخش A: بیانگر محیط دریاچه‌ای به شدت‌احیایی، بخش B: محیط دریاچه‌ای یا دریایی نسبتاً‌احیایی، بخش BC: محیط‌های حاوی مواد آواری و همچنین رسوبات دریایی نیمه‌اکسیدی با نرخ رسوب‌گذاری بالا، بخش C: محیط‌احیایی با نرخ رسوب‌گذاری متوسط، بخش CD: محیط‌های ژرف مجاور مناطق کوهزایی و بخش D: محیط‌های قاره‌ای به شدت اکسیدان است (Jones, 1987; Mukhupadhyay, 1995, Wilson et al., 2002). رسم نمودار رخساره‌ای جونز برای سازند کژدمی، نشان‌دهنده قرارگیری نمونه‌ها در برش تنگ ماغر و میدان آزادگان، در سه زون رخساره‌ای محیط دریاچه‌ای یا دریایی نسبتاً‌احیایی، محیط‌های حاوی مواد آواری و همچنین رسوبات دریایی نیمه‌اکسیدی با نرخ رسوب‌گذاری بالا و محیط‌احیایی با نرخ رسوب‌گذاری متوسط، در میدان نوروز در سه زون رخساره‌ای محیط‌های حاوی مواد آواری و همچنین رسوبات دریایی نیمه‌اکسیدی با نرخ رسوب‌گذاری بالا، محیط‌احیایی با نرخ رسوب‌گذاری متوسط و محیط‌های ژرف مجاور مناطق کوهزایی، در میدان



شکل ۱۰- نمودار HI/OI برای تعیین رخساره آلی سازند کژدمی (Jones, 1987).

Figure 10. HI vs. OI diagram to determine the organic facies of Kazhdumi Formation (Jones, 1987).



شکل ۱۱- نمودار شاخص هیدروکربن‌زایی (PI) در برابر Tmax برای تعیین میزان بلوغ نمونه‌های سازند کژدمی (Al-Ameri and Zumberge, 2012).

Figure 11. hydrocarbon generation index (PI) vs. Tmax to determine the maturity of Kazhdumi Formation samples (Al-Ameri and Zumberge, 2012).

۵- تحلیل نتایج

بررسی‌های انجام شده بر روی نمونه‌های انتخابی، حاکی از عدم آلودگی آنها بوده و بنابراین تمام نتایج حاصل از این آنالیز مورد اطمینان است. بر اساس بررسی‌های انجام شده در رابطه با میزان کربن آلی کل از لحاظ کمیت یا غنای ماده آلی و همچنین پتانسیل هیدروکربورزایی، برش تنگ ماغر در سطح عالی و برش پرچستان، میدان‌های سروش، نوروز، آزادگان و چاه بینک در سطح خوب تا عالی قرار می‌گیرند، که نشان‌دهنده وضعیت مطلوب‌تر هیدروکربورزایی برش تنگ ماغر نسبت به دیگر نقاط مورد بررسی است. در مقابل، مقادیر اندازه‌گیری شده برای متغیر S₂، بیانگر قرارگیری نمونه‌های انتخابی در سطح ضعیف تا عالی هستند، که داده‌های مربوط به این متغیر نیز نشان‌دهنده وضعیت مطلوب‌تر برش تنگ ماغر از لحاظ هیدروکربورزایی است. در مجموع داده‌های مورد استفاده در بررسی کمیت و غنای ماده آلی بیان می‌کنند که اگر چه سازند کژدمی بر اساس مقادیر کربن آلی کل در وضعیت مطلوبی قرار دارد، اما با توجه به پیک S₂ که بیانگر میزان هیدروکربور باقیمانده در سنگ است از توانایی ضعیفی برای تولید برخوردار است، به این معنا که اگر نمونه‌ها حتی در شرایط مطلوب برای تولید هیدروکربور قرار گیرند، افزایش تولید هیدروکربن صورت نمی‌گیرد که این تفاوت در متغیرهای TOC و S₂ و پتانسیل هیدروکربورزایی می‌تواند مرتبط به حضور کربن آلی خنثی یا غیرتولیدی در این سازند باشد. البته به نظر می‌رسد که برش تنگ ماغر حاوی مقادیر کمتری از ماده آلی مرده (Dead) بوده است، زیرا نسبت به دیگر محدوده‌های مورد بررسی، پتانسیل هیدروکربن‌زایی بیشتری را چه از نظر TOC و چه از نظر S₂ نشان می‌دهد. بر اساس نمودارهای ارزیابی شده، داده‌های برش تنگ ماغر در دو محدوده کروژن از نوع II، I، برش پرچستان تنها در محدوده کروژن نوع II، میدان سروش در محدوده کروژن نوع III، میدان نوروز در کروژن‌های II، I و III، میدان آزادگان در کروژن I و II و در نهایت چاه بینک نیز همانند پرچستان تنها در محدوده کروژن نوع II قرار گرفته است که بیانگر این است که توانایی تولید نفت در سازند کژدمی بیشتر از گاز است. نوسانات زیادی که در مقادیر متغیرهای اندازه‌گیری شده قابل مشاهده است را می‌توان به تغییرات کیفی و کمی ماده آلی نهشته شده در بخش‌های مختلف حوضه ناشی از تغییرات ژرفا، در اثر پیشروی یا پسروی متعدد آب دریا در هنگام نهشته‌شدن سازند کژدمی نسبت داد.

همان‌طور که پیش‌تر یاد شد نهشته‌شدن سازند کژدمی، با تغییرات اقلیمی جهانی همراه بوده است. کاهش ناگهانی دمای زمین در آپتین پسین و ایجاد کلاهک‌های یخی، پسروی دریاها و تخریب پلتفرم‌های کربناته را در پی داشته است (Van Buchem et al., 2010; Yose et al., 2010; Maurer et al., 2013) و سپس افزایش ناگهانی دما در شروع آشکوب آلبن و به دنبال آن بالا آمدن سطح آب دریاها سبب شروع دوباره رسوب‌گذاری شده است (Coccioni et al., 2006). این گرم‌شدگی ناگهانی که به دنبال افزایش گازهای گلخانه‌ای (CO₂ و CH₄) ایجاد شد یکی از مهمترین عوامل در کاهش گاز اکسیژن بود که به حفظ‌شدگی بیشتر ماده آلی و تبدیل سازند کژدمی به یک سنگ منشأ غنی منجر شد. موارد یاد شده وجود نوسانات در نمونه‌های مورد آنالیز را توضیح می‌دهد، اما با این حال گفتنی است که میدان سروش احتمالاً در شرایط پایدارتری نسبت به دیگر نقاط مورد مطالعه نهشته شده است، زیرا نوسانات کمتری از آن به ثبت رسیده است. در ارزیابی میزان بلوغ

حرارتی با توجه به تغییر Tmax از عدد ۴۰۸ تا ۴۴۰، نمونه‌ها در طیف وسیعی از نظر درجه بلوغ قرار می‌گیرند. به طور کلی، مقادیر Tmax کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد شاخص کروژن نابالغ و مقادیر بیش از ۴۶۰ درجه سانتی‌گراد پایان پنجره نفت‌زایی و آغاز زون تولید گاز تر را نشان می‌دهد (Espitalié et al., 1997). ذکر این نکته ضروری است که به جهت قابل اطمینان بودن مقادیر Tmax محاسبه شده، باید مقادیر S₂ بیشتر از ۰/۲ (میلی گرم هیدروکربن بر هر گرم سنگ) باشد (Peters, 1986). در نمونه‌های مطالعه شده از سازند کژدمی، با توجه به این که مقادیر محاسبه شده در تمام نمونه‌ها بیشتر از ۰/۲ است، بنابراین اعداد قابل اطمینان هستند. معمولاً افزایش میزان بلوغ نمونه‌ها با افزایش ژرفای آنها ارتباط مستقیم دارد (Peters, 1986). نتایج حاصل از نمونه‌ها بیانگر بالا بودن نسبی میزان ماده آلی در برش تنگ ماغر است، که احتمالاً در ژرف‌ترین بخش دریایی زون فروافتادگی دزفول قرار داشته و این ژرفای بالا سبب افزایش حفظ‌شدگی ماده آلی شده است. از طرفی وجود گلاکونیت و پیریت فراوان در این برش (قاینی و همکاران، زیر چاپ) دلیل روشنی بر کاهش سطح اکسیژن آب در این بخش از حوضه است که توانسته به حفظ‌شدگی هر چه بیشتر ماده آلی کمک نماید. در ادامه باید یادآوری شود که اگرچه طبق آنالیز انجام شده برش تنگ ماغر توان هیدروکربورزایی بالایی را نشان می‌دهد اما میدان سروش نسبت به دیگر نقاط مورد بررسی نفت‌زا تر بوده است که علت آن را می‌توان به افزایش ژرفا و افزایش شیب زمین‌گرایی در این منطقه نسبت داد که منجر به افزایش بلوغ حرارتی در نمونه‌های میدان سروش شده است.

۶- نتیجه‌گیری

نتیجه‌گیری بررسی‌های انجام شده فقط براساس داده‌های محدود موجود می‌باشد. مقایسه نقاط مختلف سازند کژدمی از نظر پتانسیل هیدروکربورزایی، با استفاده از نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول نشان می‌دهد برش سطحی تنگ ماغر دارای میزان ماده آلی بیشتری نسبت به دیگر سایت‌های مورد بررسی است. این موضوع با توجه به قرارگیری این برش در بخش مرکزی فروافتادگی دزفول و تحت شرایط کم‌اکسیژنی (Dysoxic) تا بی‌اکسیژنی (Anoxic) غالب بر آشکوب آلبن در زمان نهشته‌شدن، می‌تواند قابل توجیه باشد. افزون بر این، بلوغ بالا در این منطقه می‌تواند مربوط به فعالیت گسل‌های پی‌سنگی (از جمله گسل هنديجان) در طول تاریخچه تدفین آن باشد. شرایط خاص حاکم بر سراسر زمین در این آشکوب، سبب ایجاد رخساره‌های آلی در سازند کژدمی شد که در یک محیط احیایی تا نیمه‌اکسیدی با نرخ رسوب‌گذاری متوسط تا بالا نهشته شده‌اند. نمونه‌های کژدمی در این مطالعه، عمدتاً در محدوده کروژن‌های نوع II و III قرار گرفته‌اند و بیانگر توانایی این سازند در تولید نفت و گاز می‌باشند. این مقدار در برخی از سایت‌ها مانند میدان سروش و نوروز به حدی رسیده که از نظر توان تولید هیدروکربور به یک سطح اقتصادی مناسب رسیده‌اند. نتایج پیرولیز راک-اول نشان می‌دهد که اگرچه میدان نفتی سروش نسبت به برش تنگ ماغر کربن آلی کل (TOC) کمتری دارد اما نفت‌زا تر بوده که می‌تواند مرتبط به ژرفا و تاریخچه تدفین باشد که در این میدان به عنوان یک محرک برای افزایش روند بلوغ حرارتی و در نتیجه رسیدن به سطح بالایی از تولید نفت عمل کرده است

جهانی همراه بوده است. کاهش ناگهانی دمای زمین در آپتین پسین و ایجاد کلاهک‌های یخی، پسروی دریاها و تخریب پلتفرم‌های کربناته را در پی داشته است (Van Buchem et al., 2010; Yose et al., 2010; Maurer et al., 2013) و سپس افزایش ناگهانی دما در شروع آشکوب آلبن و به دنبال آن بالا آمدن سطح آب دریاها سبب شروع دوباره رسوب‌گذاری شده است (Coccioni et al., 2006). این گرم‌شدگی ناگهانی که به دنبال افزایش گازهای گلخانه‌ای (CO₂ و CH₄) ایجاد شد یکی از مهمترین عوامل در کاهش گاز اکسیژن بود که به حفظ‌شدگی بیشتر ماده آلی و تبدیل سازند کژدمی به یک سنگ منشأ غنی منجر شد. موارد یاد شده وجود نوسانات در نمونه‌های مورد آنالیز را توضیح می‌دهد، اما با این حال گفتنی است که میدان سروش احتمالاً در شرایط پایدارتری نسبت به دیگر نقاط مورد مطالعه نهشته شده است، زیرا نوسانات کمتری از آن به ثبت رسیده است. در ارزیابی میزان بلوغ

کتابنگاری

- جهانی، م.، فضلی، ل.، سنماری، س. و کریمی، ا.، ۱۳۹۱، ارزیابی ژئوشیمیایی سازند کژدمی در چاه بینک-۴ با استفاده از روش پیرولیز راک-اول. مجله ژئوشیمی، سال اول، شماره دوم، ص ۱۲۹-۱۳۴.
- حبیب‌نیا، ب.، عسکری، س.، حسینی، ع. و علیزاده، ب.، ۱۳۹۴، ارزیابی ژئوشیمیایی سازند کژدمی در چاه‌های میدان نفتی آزادگان با استفاده از روش پیرولیز راک-اول. مجله ژئوشیمی، سال چهارم، شماره سوم، ص ۲۳۱-۲۴۰.
- ربانی، ا. ر.، ۱۳۹۱، ژئوشیمی میدانی نفت و گاز خلیج فارس (گزارش پژوهشی، شرکت نفت فلات قاره ایران)، ص ۹۴.
- رضایی، ز.، قاسمی‌نژاد، ا.، حاجی کاظمی، ا. و شیخ‌ذکریایی، ج.، ۱۳۹۳، بررسی شرایط محیط و خصوصیات ژئوشیمیایی سازند کژدمی در میدان نفتی سروش بر اساس شواهد پالینولوژیکی و پیرولیز راک-اول. مجله پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، سال سی و یکم، شماره پیاپی ۵۹، شماره دوم، ص ۳۵-۵۰.
- عسکری، س.، ۱۳۹۲، تطابق پارامترهای بلوغ حرارتی با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی در میدان نفتی آزادگان، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعت نفت آبادان، ۱۱۰ ص.
- قاسمی‌نژاد، ا.، رضایی، ز. و شیخ‌ذکریایی، ج.، ۱۳۹۴، بررسی شرایط محیط و خصوصیات ژئوشیمیایی سازند کژدمی در میدان نفتی سروش بر اساس شواهد پالینولوژیکی و پیرولیز راک-اول. مجله پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، سال سی و یکم، شماره پیاپی ۵۹، شماره دوم، ص ۳۵-۵۰.
- قاسمی‌نژاد، ا. و غنی‌آبادی، س.، ۱۳۸۸، بررسی پتانسیل هیدروکربورزایی و محیط انباش سازند کژدمی در میدان نفتی نوروز، شمال باختر خلیج فارس. مجله پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، سال بیست و پنجم، شماره پیاپی ۳۷، شماره دوم، ص ۳۴-۱۹.
- قایتی، ه.، محمودی‌قرایی، م.ح.، موسوی‌حرمی، ر.، وحیدی‌نیا، م. و شریفی، ج.، ۱۴۰۲، شواهد رسوب‌شناسی و ژئوشیمیایی گذر آبتین به آلین در فروافتادگی دزفول - حوضه رسوبی زاگرس، دوفصلنامه زمین‌شناسی کاربردی، سال یازدهم، شماره پیاپی ۲۱، ۱۳۵۱. doi: 10.22084/psj.2022.26211.1351.

References

- Agard, P., Omrani, J., Jolivet, L., Whitechurch, H.B., Spakman, W., Monie, P., Meyer, B., and Wortel, R., 2011. Zagros orogeny: a subduction-dominated process. *Geological Magazine*, 148, 692–725. <https://doi.org/10.1017/S001675681100046X>.
- Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., and Janbaz, M., 2012a. Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (paleogene) potential source rock in Southern part of the Dezful Embayment, Iran. *Org. Geochem.* 49, 36-46. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.05.004>.
- Allen, M.B., and Talebian, M., 2011. Structural variation along the Zagros and the nature of the Dezful Embayment. *Geological Magazine*, 148: 5-6, 911–924. <https://doi.org/10.1017/S0016756811000318>.
- Bahroudi, A., and Koyi, H., 2003. Effect of spatial distribution of Hormoz salt on deformation style in the Zagros fold and thrust belt: an analogue modelling approach *Journal of the Geological Society*. 160, 719-733. <https://doi.org/10.1144/0016-764902-135>.
- Barzegar, F., 1994. Basement fault mapping of E Zagros Flooded Belt (SW of Iran) based on space-born remotely sensed data. In *Proceedings of the 10th Thematic Conference On Geologic Remote Sensing: Exploration, Environment and Engineering*, 9–12 May 1994, San Antonio, TX (Texas: Environmental Research Institute of Michigan), 10, 455–466.
- Behar, F., Beaumont, V., and Pentea do, B., 2001. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments, *Oil and Gas Science and Technology-Rev. IFB*, 56, 111-134. <https://doi.org/10.2516/ogst:2001013>.
- Bordenave, M. L., 2002. The Middle Cretaceous to Early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran, and its prospect evaluation. In *AAPG Annual Meeting*, Houston, Texas, 6, 1-9.
- 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, *Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, 330, 291–353. <https://doi.org/10.1144/SP330.14>.
- Bordenave, M.L., and Burwood, R., 1990. Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt: provenance of the Asmari and Sarvak reservoirs oil accumulations. *Organic Geochemistry*, 16, 369-387. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90055-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90055-5).
- Burberry, C. M., 2015. The effect of basement fault reactivation on the Triassic - recent geology of Kurdistan, north Iraq. *Journal of Petroleum Geology*, 38:1, 37–58. <https://doi.org/10.1111/jpg.12597>.
- Carruba, S., Perotti, C. R., Buonaguro, R., Calabro, R., Carpi, R., and Naini, M., 2006. Structural pattern of the Zagros fold-and-thrust belt in the Dezful Embayment (SW Iran). In *Styles of Continental Contraction* (eds S. Mazzoli & R. W. H. Butler), Geological Society of America, 414, 11–32. [https://doi.org/10.1130/2006.2414\(02\)](https://doi.org/10.1130/2006.2414(02)).
- Coccioni, R., Luciani, V., and Marsili, A., 2006. Cretaceous oceanic anoxic events and radially elongated chambered planktonic foraminifera: Paleocological and paleoceanographic implications. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 23, 66–92. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2006.09.024>.
- Dembicki, H., 2016. *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*. Elsevier, 0-331.
- Espitalié, J., 1986. Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance, *Therm. Model. Sediment. Basins*, 44, 475–496. <https://doi.org/10.1306/7895690>.

- Espitalie, J., Deroo, G., and Marquis, F., 1985. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie., Rev. l'Institut français du Pétrole, 40:6, 755–784. <https://doi.org/10.2516/ogst:1985045>.
- Espitalié, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., and Paulet, J., 1977. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution,” Rev. l'Institut Français du Pétrole, 32, 23–45. <https://doi.org/10.2516/ogst:1977002>.
- Farzipour-Saein, A., Nilfouroushan, F., and Koyi, H., 2013. The effect of basement step/topography on the geometry of the Zagros fold and thrust belt (SW Iran): an analog modeling approach. International Journal of Earth Sciences, 102:8, 2117–2135. <https://doi.org/10.1007/s00531-013-0921-5>.
- Ghasemi Nezhad, A., and Ghani Abadi, S., 2009. Investigating the hydrocarbon generation potential and accumulation environment of Kazhdumi Formation in Nowruz oil field, north west of Persian Gulf. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Research, 25(37), 19-34. (in persian)
- Ghasemi Nezhad, A., Rezaei, Z., and Sheikh Zakariaei, J., 2015. Investigating environmental conditions and geochemical characteristics of Kazhdumi Formation in Soroush oil field based on palynological evidence and rock-Eval pyrolysis. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Research, 31(59), 35-50. (in persian)
- Ghasemi-Nejad, E., Head, A.M., and Naderi, M., 2009. Palynology and petroleum potential of the Kazhdumi Formation (Cretaceous: Albiane Cenomanian) in the south pars field, northern Persian Gulf. Mar. Pet. Geol. 26, 805-816. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.05.005>.
- Habib Nia, B., Askari, S., Hoseini, A., and Alizadeh, B., 2015. Geochemical evaluation of Kazhdumi Formation in Azadegan oil field wells using Rock-Eval pyrolysis method. Journal of Geochemistry, 4(3), 129-134. (in persian)
- Hessami, K., Koyi, H.A., and Talbot, C.J., 2001. The significance of strike-slip faulting in the basement of the Zagros fold and thrust belt. Journal of Petroleum Geology, 24, 5–28. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2001.tb00659.x>.
- Hosseiny, E., Rabbani, A. R., and Moallemi, S. A., 2016. Source rock characterization of the Cretaceous Sarvak Formation in the eastern part of the Iranian sector of Persian Gulf, Org. Geochem. 99, 53–66. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.06.005>.
- Hunt, J. M., 1996. Petroleum geochemistry and geology. 2. WH Freeman New York.
- Jackson, K. S., Hawkins, P., and Bennett, A. J. R., 1980. Regional facies and geochemical evaluation of the southern denison trough, queensland, Appea J., 20:1, 143–158. <https://doi.org/10.1071/AJ79013>.
- Jahani, M., Fazli, L., and Sanmari, S., Karimi, A., 2012. Geochemical evaluation of Kazhdumi Formation in Chahe Binak-4 using Rock-Eval pyrolysis method. Journal of Geochemistry, 1(2), 129-134. (in persian)
- Jarvis, I., Gale, A. S., Jenkyns, H. C., and Pearce, M. A., 2006. Secular variation in Late Cretaceous carbon isotopes: a new $\delta^{13}\text{C}$ carbonate reference curve for the Cenomanian – Campanian (99.6–70.6 Ma). Geological Magazine, 143:5, 561–608. <https://doi.org/10.1017/S0016756806002421>.
- Jenkyns, H.C., 2010. Geochemistry of oceanic anoxic events. Geochemistry, Geophysics, Geosystems, 11:3, 1-30. <https://doi.org/10.1029/2009GC002788>.
- Jones, R., 1987. Organic Facies. In: Brooks, J., Welte, D. (Eds.), Advances in Petroleum Geochemistry, Acad. Press. New York, 1–90. <https://doi.org/10.1007/978-94-017-0763-3-5>.
- Kamali, M., Fathi Mobarakabad, A., and Mohsenian, E., 2006. Petroleum geochemistry and thermal modeling of Pabdeh Formation in Dezful Embayment, J. Sci. (University Tehran), 32, 1–11.
- Leckie, R.M., Bralower, T.J., and Cashman, R., 2002. Oceanic anoxic events and plankton evolution: biotic response to tectonic forcing during the mid-Cretaceous. Paleooceanography, 17, 13-1-29. <https://doi.org/10.1029/2001PA000623>.
- Mahbobipour, H., Kamali, M. R., and Solgi, A., 2016. Organic geochemistry and petroleum potential of Early Cretaceous Garau Formation in central part of Lurestan zone, northwest of Zagros, Iran, Mar. and Petroleum Geology, 77, 99-110. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.05.004>.
- Maurer, F., Van Buchem, S.P.F., Eberli, G.P., Pierson, B.J., Raven, M.J., Larsen, P.H., Al- Hussein, M.I., and Vincent, B., 2013. Late Aptian long-lived glacio-eustatic lowstand recorded on the Arabian Plate. Terra Nova, 25, 87-94. <https://doi.org/10.1111/ter.12009>.
- Mrkic, S., Stojanovic, K., Kostic, A., Nytoft, H.P., and Sajnovic, A., 2011. Organic geochemistry of Miocene source rocks from the Banat Depression (SE Pannonian Basin, Serbia), Organic Geochemistry, 42, 655-677. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2011.03.025>.
- Mukhopadhyay, P., 1995. Organic facies and maturation of Jurassic/Cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotian Basin, Canada, Org. Geochem, 22, 85–104. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(95\)90010-1](https://doi.org/10.1016/0146-6380(95)90010-1).
- Mutterlose, J., Bornemann, A., and Herrle, J., 2009. The Aptian-Albian cold snap: evidence from mid Cretaceous icehouse interludes. N. Jb. Geol. Paläont. Abh, 252, 217–225. <https://doi.org/10.1127/0077-7749/2009/0252-0217>.

- Opera, A., Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Janbaz, M., Fouladvand, R., and Heidarifard, M.H., 2013. Burial history reconstruction and thermal maturity modeling for the middle Cretaceous Early Miocene petroleum system, southern Dezful embayment, SW Iran. *Int. J. Coal Geol.* 120, 1-14. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.08.008>.
- Peters, K. E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis," *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, 70:3, 318-329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>.
- Rabbani, A.R., and Bagheri Tirtashi, R., 2010. Hydrocarbon source rock evaluation of the supergiant Ahwaz oilfield, SW Iran. *Aust. J. Basic Appl. Sci.* 4, 673-686. <https://doi.org/10.15875-4413>.
- Rahmani, O., Aali, J., Mohseni, H., Rahimpour-Bonab, H., and Zalaghaie, S., 2010. Organic geochemistry of Gadvan and Kazhdumi Formations (Cretaceous) in south pars field, Persian Gulf, Iran. *J. Pet. Sci. Eng.* 70, 57-66. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.09.009>.
- Robinson, S.A., Heimhofer, U., Hesselbo, S.P., and Petrizzo, M.R., 2017. Mesozoic climates and oceans – a tribute to Hugh Jenkyns and Helmut Weissert. *Sedimentology*, 64, 1-15. <https://doi.org/10.1111/sed.12349>.
- 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. *Mar. Pet. Geol.* 71, 26-40. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.12.011>.
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Horbury, A.D., and Simmons, M.D., 2001. Arabian Plate sequence stratigraphy. *GeoArabia* 371. 2, Gulf PetroLink, Bahrain. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0901199>.
- Sherkati, S., and Letouzey, J., 2004. Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. *Marine Petroleum Geology*, 21, 535-554. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.01.007>.
- Tissot, B.P., and Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer, New York.
- Trabucho Alexandre, J., Van Gilst, R.I., Rodriguez-Lopez, J.P., and de Boer, P.L., 2011. The sedimentary expression of oceanic anoxic event 1b in the North Atlantic. *Sedimentology*, 58, 1217-1246. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2010.01202.x>.
- Van Buchem, F.S.P., Baghbani, D., Bulot, L.G., Caron, M., Gaumet, F., Hosseini, S.A., Keyvani, F., Schroeder, R., Swennen, R., Vedrenne, V., and 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.P., Al-Husseini, M.I., Maurer, F. & Droste, H.J. (eds) *Barremian Aptian Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Eastern Arabian Plate*. *GeoArabia Special Publication*, 2, 503-548. <https://doi.org/10.1016/9781733475761>.
- Vincent, B., Buchem, F.S.P., Van Bulot, L.G., Immenhauser, A., Caron, M., Baghbani, D., and Huc, A.Y., 2010. Carbon-isotope stratigraphy, biostratigraphy and organic matter distribution in the Aptian e lower Albian successions of southwest Iran (Dariyan and Kazhdumi Formations). In: van Buchem, F.S.P., Al-Husseini, M.I., Maurer, F., Droste, H.J. (Eds.), *Barremian Aptian Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Eastern Arabian Plate*, *GeoArabia*, Gulf PetroLink, Bahrain, 2, 139-197.
- Wilson, P.A., Norris, R.D., and Cooper, M.J., 2002. Testing the Cretaceous greenhouse hypothesis using glassy foraminiferal calcite from the core of the Turonian tropics on Demerara Rise: *Geology*, 30, 607-710. <https://doi.org/10.1130/0091-7613>.
- Yassaghi, A., 2006. Integration of Landsat imagery interpretation and geomagnetic data on verification of deep-seated transverse fault lineaments in SE Zagros, Iran. *International Journal of Remote Sensing*, 27:20, 4529-4544. <https://doi.org/10.1080/01431160600661283>.
- Yose, L.A., Strohmenger, C.J., Al-Hosani, I., Bloch, G., and Al-Mehairi, Y., 2010. Sequence-stratigraphic evolution of an Aptian carbonate platform (Shuaiba Formation), eastern Arabian Plate, onshore Abu Dhabi, United Arab Emirates. *GeoArabia Spec.* 4, 309-340. <https://doi.org/10.1016/9781733475761>.
- Zohrabzadeh, M., Rahimpour-Bonab, H., and Aleali, M., 2020. The Middle Cretaceous – Lower Miocene 3D petroleum system Modeling of Kupal Oil Field, South West of Iran, Dezful Embayment. *Geopersia* 10:1, 165-194. <https://doi.org/10.22059/GEOPE.2019.281259.648477>.