



<https://jssr.ui.ac.ir/?lang=en>

Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches

E-ISSN: 2423-8007

Vol. 40, Issue 1, No. 94, Spring 2024, pp 59-78

Received: 24.04.2024 Accepted: 19.06.2024

Research Paper

Geochemical Evaluation of the Kazhdumi Formation in the Northwest of the Persian Gulf

Sadegh Barati Boldaji

Master of Science, Petroleum Geology Group, Research Institute of Applied Sciences, Tehran, Iran
baratiboldaji.s@gmail.com

Ebrahim Sfidari*

Assistant Professor, Petroleum Geology Group, Research Institute of Applied Sciences, Tehran, Iran
ebrahimspidari@ut.ac.ir

Ehsan Hosseiny

Assistant Professor, Faculty of Mining and Metallurgical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran
ehosseiny@yazd.ac.ir

Bijan Nouri

PhD, Iranian Offshore Oil Company, Tehran, Iran
nouri.b@gmail.com

Houshang Mehrabi

Master of Science, Petroleum Geology Group, Research Institute of Applied Sciences, Tehran, Iran
houshangmehrabi@gmail.com

Saeed Najari

Master of Science, Sealand Company, Tehran, Iran
ss.utgeo@gmail.com

Abstract

The Kazhdumi Formation (Albian) consists of shale to limestone and marl facies, considered as one of the most important source rocks in the north of the Arabian Plate. This study evaluates the geochemistry of the Kazhdumi Formation as a potential source rock in the northwest of the Persian Gulf in the Hendijan, Soroosh, Foroozan, and Kharg fields. For this purpose, Rock-Eval pyrolysis analysis was performed on 140 cutting samples to assess the quantity and quality of organic matter and 53 vitrinite reflectance samples to examine the maturity. The absence of stratification in the water column and unsuitable environmental conditions have not led to the proper preservation of organic matter. Therefore, organic matters are mostly influenced by continental type kerogen (Type III) in this study, ranging from immature to early mature kerogen based on vitrinite reflectance. However, towards the northeast sector of the Arabian Plate (Hendijan and Kharg fields), due to the presence of organism growth conditions in the water column and the prevailing anoxic conditions at the water-sediment contact (intra-shelf basin), the preservation of organic materials has occurred. The organic matter in this section is mostly marine type (Type II kerogen) and mature based on the vitrinite reflectance data. It seems that the Khafji-Hendijan paleo-high has played an important role in the maturity of the Kazhdumi Formation due to its influence on sediments after the deposition of the Kazhdumi Formation.

Keywords: Kazhdumi, Source rock, Persian Gulf, Hendijan, Foroozan

Introduction

The Persian Gulf is one of the richest sedimentary basins for the production and storage of hydrocarbons in the world. The presence of source rocks with abundant organic materials, reservoirs with carbonate composition, and the presence of suitable cap rocks along with existing traps have led to the accumulation of a large volume of oil and gas in the Persian Gulf. The presence of one-third of the world's gas reserves,

indicating the appropriate maturity of source rocks in the depths (Rabbani 2007), and considering the geopolitical and strategic position of the Persian Gulf, further emphasize the importance of research in this region. The early Aptian transgression led to the deposition of Dariyan (Shahbazan) limestones in southern Iran (James and Wynd 1965). Subsequently, a widespread regression in the late Aptian encompassed the region, resulting in a depositional hiatus at

*Corresponding author

Barati Boldaji S. Sfidari E. Hosseiny E. Mehrabi H. & Najari S. (2024). Geochemical Evaluation of the Kazhdumi Formation in the Northwest of the Persian Gulf. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 40(1):59-78. <https://doi.org/10.22108/jssr.2024.141259.1283>



2423-8007 / © 2024 University of Isfahan

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



<https://doi.org/10.22108/jssr.2024.141259.1283>

the top of the Dariyan Formation. Nevertheless, deposition continued in deeper areas such as the Garau seaway, Kazhdumi intra-shelf basins and the Bab Basin (Sfidari et al. 2016, 2021; Sfidari et al. 2024). During the Albian period, the Arabian Plate acted as a source of clastic sediments for the Burgan Delta (Bordenave and Burwood 1995). The delta previously mentioned has transitioned to deeper, anoxic conditions. Consequently, the sediments of the Burgan Formation have transformed into the Kazhdumi Formation, characterized by marl and black shale facies (Ziegler 2001). In Iranian fields along the shores of the Persian Gulf, such as Hendijan (near the decline of Dezful), the Kazhdumi Formation is mainly composed of shales, marls, and limestones with a small number of sandstones layers in a neritic environment. In the Soroosh, Nowruz, and Foroozan fields, which are further from the Iranian coast, an Arab unit like the Nahar Omar is still used instead of the Kazhdumi Formation. The purpose of this research is to investigate the hydrocarbon potential of the Kazhdumi Formation in the Hendijan, Soroosh, Foroozan, and Kharg fields located in the northwest of the Persian Gulf and evaluate organic-rich sedimentary environments using Rock-Eval pyrolysis and Vitrinite Reflectance.

Materials & Methods

The present study plan evaluates the hydrocarbon generation potential of the Kazhdumi Formation in the Hendijan, Soroosh, Foroozan, and Kharg fields using the results of Rock-Eval 6 pyrolysis and vitrinite reflectance to determine the hydrocarbon production potential. To achieve this goal, 140 samples were chosen for Rock-Eval analyses and 53 samples for vitrinite reflectance analyses.

Discussion of Results & Conclusions

Migration index and examination of infected samples: The curve of changes in S1 against the weight percentage of TOC was utilized to evaluate the contamination levels in the samples (Hunt 1996; Behar et al. 2001). Also, PI values above 0.5 are another criterion for the contamination of samples (Hunt 1996). Most of the samples are under the S1/TOC graph slope line, indicating the non-contamination of the samples.

Determination of the quantity and potential of the Kazhdumi Formation: The total organic carbon content for the Kazhdumi Formation, generally in the northwest region of the Persian Gulf, varies between 0.2 to 6.24 weight percent. In the Hendijan Field, the TOC content ranges from 0.86 to 6.24 weight percent, indicating an average to excellent quantity, with an average TOC content of 2.93, representing an excellent quantity. The TOC content for the Soroosh Field ranges from 0.2 to 1.66 weight percent, covering a weak to good quantity for the Kazhdumi Formation. In addition, the average TOC value of this formation in the Soroosh Field is 0.8 weight percent, indicating a quantity in the medium range. The TOC values in the Foroozan Field ranged from 0.62 to 1.58 weight percent with an average of 1.20, indicating a medium to good quantity. The TOC values in the Kharg Field are in the range of 0.62–0.78 weight percent, indicating that the quantity of the Kazhdumi Formation in this field is in the moderate range, (average 0.7). It should be noted that only four samples from the Kharg Field have been studied in this

research, which cannot be representative of the entire thickness of the Kazhdumi Formation in this field.

Quality and thermal maturity of the Kazhdumi Formation: Hydrogen index values in the Hendijan Field ranges from 309 to 613 (milligrams of hydrocarbon per gram of TOC), indicating a combination of Type I and Type II kerogen for the Kazhdumi Formation. In the Soroosh Field, this parameter ranges from 59 to 333 (milligrams of hydrocarbon per gram of TOC), representing Type III kerogen for most samples. In addition, in the Foroozan Field, the hydrogen index ranges from 133 to 736 (milligrams of hydrocarbon per gram of TOC). Out of the total samples studied, six samples have hydrogen index values below 200 (milligrams of hydrocarbon per gram of TOC), out of the total samples studied. The remaining samples in this field have values higher than 200 (milligrams of hydrocarbon per gram of TOC), indicating a combination of Type II and III kerogen. Hydrogen index values in the Kharg Field range from 193 to 291 (milligrams of hydrocarbon per gram of TOC), indicating Type III kerogen for the Kazhdumi Formation in this field. The plot of hydrogen index versus oxygen index also confirms the above results.

During high relative sea level (Figure 9), a large volume of cold and fresh water containing nutrients entered into the photic zone which led to the expansion of a productive organic zone in the water column. But, in the lower part, the non-oxygen conditions/suboxic zone prevailed. These conditions have led to high sedimentation rates and preservation rates of organic matter at the water-sediment boundary in deeper parts of the sedimentary environment, especially in the intrashelf basin (location of the Hendijan Field). The total organic carbon content and hydrogen index values in the Hendijan Field and to some extent the Kharg Field confirm the mentioned discussions. The shale-rich facies in the upper parts of the Kazhdumi Formation containing Type II kerogen in the Hendijan Field (as the southeastern part of the intrashelf basin) have formed under oxygen-free to suboxic environmental conditions. These conclusions are confirmed by oxygen-depleted conditions reported in the central to northeastern parts of the central Dezful depression (Bordenave and Hegre 2005; Sfidari et al. 2016).

At the same time, the southwest of the basin (the location of Foroozan and Soroosh fields) is influenced by the influx of turbulent river waters and no layering state in the water column (by density) has been created.

Therefore, as marine organic materials have been relatively degraded due to the dominance of dryness in the upper parts of the Kazhdumi Formation, this part of the formation has been deposited in marine conditions containing oxygen.

On the other hand, the interpretation of tectonic factors on events after the deposition of the Kazhdumi Formation provides clear information on the maturity changes of the Kazhdumi Formation from the Foroozan, Soroosh towards the Hendijan fields. It can be concluded that the greater maturity of the Kazhdumi Formation in the Hendijan Field compared to the Foroozan and Soroosh fields is due to the higher thickness of the upper Cretaceous sediments (Sarvak, Ilam, and Gurpi formations) in the northern part of the Hendijan–Khafji Paleo-High.



مقاله پژوهشی

ارزیابی ژئوشیمیایی سازند کژدمی در شمال غرب خلیج فارس

صادق براتی بلداجی، کارشناس ارشد، گروه زمین‌شناسی نفت، پژوهشکده علوم پایه کاربردی، سازمان جهاد دانشگاهی شهید

بهشتی، تهران، ایران

baratiboldaji.s@gmail.com

ابراهیم سفیداری^{ID*}، استادیار، گروه زمین‌شناسی نفت، پژوهشکده علوم پایه کاربردی، سازمان جهاد دانشگاهی شهید بهشتی،

تهران، ایران

ebrahimspidari@ut.ac.ir

احسان حسینی، استادیار، دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران

ehosseiny@yazd.ac.ir

بیژن نوری، دکتری، شرکت نفت فلات قاره ایران، تهران، ایران

nouri.b@gmail.com

هوشنگ مهربابی، کارشناس ارشد، گروه زمین‌شناسی نفت، پژوهشکده علوم پایه کاربردی، سازمان جهاد دانشگاهی شهید بهشتی،

تهران، ایران

houshangmehrabi@gmail.com

سعید نجاری، کارشناس ارشد، شرکت سی لند، تهران، ایران

ss.utgeo@gmail.com

چکیده

سازند کژدمی با سن آلبین دارای رخساره‌های شیلی تا آهک رسی و آواری در شمال صفحه عربی می‌باشد که به عنوان یکی از مهمترین سنگ منشاء‌های جنوب غرب ایران به حساب می‌آید. این مطالعه به ارزیابی ژئوشیمیایی سازند کژدمی به عنوان سنگ منشاء مستعد در شمال غرب خلیج فارس در میدان‌های هندیجان، سروش، فروزان و خارگ می‌پردازد. بدین منظور آنالیز پیرولیز راکا یول بر روی ۱۴۰ نمونه خرده حفاری جهت ارزیابی کمیت و کیفیت مواد آلی و ۵۳ نمونه انعکاس ویتربایت جهت بررسی بلوغ صورت گرفت. نتایج نشان می‌دهد که سازند کژدمی در بخش‌های جنوبی خلیج فارس (میدان‌های فروزان و سروش) تحت تاثیر ورودی آواری دلتای بورگان قرار داشته و به دلیل نبودن لایه‌بندی در ستون آب و شرایط احیایی مناسب، حفظ شدگی مناسب مواد آلی اتفاق نیفتاده است. بر اساس نتایج، مواد آلی این بخش از حوضه بیشتر تاثیر خشکی (کروژن نوع III) هستند که در محدوده نابالغ تا اوایل بلوغ از نظر انعکاس ویتربایت قرار دارند. با این وجود، به سمت بخش شمال شرقی صفحه عربی (میدان‌های هندیجان و خارگ) به دلیل وجود شرایط رشد ارگانوسم‌ها در ستون آب و حاکم بودن شرایط فاقد اکسیژن در کف حوضه (حوضه درون شلفی)، حفظ شدگی مواد آلی اتفاق افتاده است. در این بخش، مواد آلی بیشتر از نوع دریایی (کروژن نوع II) بوده که بر اساس نتایج انعکاس ویتربایت در محدوده بالغ قرار دارند. به نظر می‌رسد بلندای قدیمه خفجی-هندیجان نقش مهمی در بلوغ سازند کژدمی به دلیل تاثیراتی که بر رسوبات پس از سازند کژدمی داشته است، بازی کرده است.

واژه‌های کلیدی: کژدمی، سنگ منشاء، خلیج فارس، هندیجان، فروزان.

* نویسنده مسئول

براتی بلداجی، صادق؛ سفیداری، ابراهیم؛ حسینی، احسان؛ نوری، بیژن؛ مهربابی، هوشنگ و نجاری، سعید. (۱۴۰۳). ارزیابی ژئوشیمیایی سازند کژدمی در شمال غرب خلیج فارس. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۴۰(۱): ۵۹-۷۸.



مقدمه

رسوبات دریایی و قاره‌ای در شرق گسترش یافته و باعث شده است تا مرزهای آبی ایران در خلیج فارس، بخش اعظمی از نفت توسعه‌یافته میدان‌های هیدروکربنی را در مخازن کربناته با سن ژوراسیک، کرتاسه و ترشیاری در خود ذخیره کنند (Rabbari et al. 2014). آشکوب آلبین در تمامی نقاط دنیا بیانگر شرایط گرم و گلخانه‌ای به همراه بالا آمدن نسبی تراز آب اقیانوس‌ها و گسترش شرایط احیایی در بخش‌های عمیق حوضه‌های رسوبی است (Jarvis et al. 2006; Jenkyns 2010; Robinson et al. 2017). غالب‌شدن این شرایط محیطی در طول این آشکوب، به تهنشست رسوباتی از جنس‌های شیل و مارن غنی از مواد آلی در اقیانوس‌ها و از جمله حوضه رسوبی زاگرس و خلیج فارس منجر شده است (Farzipour Saein et al. 2013; Burberry 2015).

خلیج فارس از غنی‌ترین حوضه‌های رسوبی برای تولید و ذخیره هیدروکربن در جهان است. حضور سنگ‌های منشأ با مواد آلی فراوان، مخازنی با جنس کربناته و حضور پوش سنگ‌های مناسب همراه با تاقیدیس‌های موجود، باعث ذخیره‌شدن حجم بالایی از نفت و گاز در خلیج فارس شده است. حضور یک سوم ذخایر گازی دنیا که نشان‌دهنده بلوغ مناسب سنگ منشأ در اعماق (Rabbari 2007) است و همچنین موقعیت ژئوپلیتیک و استراتژیک خلیج فارس، اهمیت پژوهش در این منطقه را بیشتر می‌کند.

هدف از انجام این پژوهش، بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی در میدان‌های هندیدجان، سروش، فروزان و خارگ واقع در شمال غرب خلیج فارس و ارزیابی محیط‌های رسوبی غنی از ماده آلی، با استفاده از پیرولیز راک‌ایول و بازتابندگی ویتربنیت است.

زمین‌شناسی منطقه

در طول دوره نئوژن، خلیج فارس به‌عنوان یک حوضه فورلندی عمل کرده (Alavi 2004) و بخش عمیق‌تر آن در حاشیه شمالی و ساحل ایرانی قرار گرفته است (Alsharhan

ژئوشیمی آلی از تلفیق علوم زمین‌شناسی و شیمی آلی شکل گرفته است. هدف از این علم، انجام روش‌های شیمیایی با دیدگاه خاص زمین‌شناسی است. علم ژئوشیمی فرآیندهای ذخیره مواد آلی، تبدیل آنها به کروژن، درجه بلوغ، منشأ هیدروکربن، چگونگی تشکیل و مهاجرت هیدروکربن در یک سیستم نفتی (Peters and Moldowan 1991; LeCompte and Hursan 2010) را می‌شناسد و بررسی می‌کند. بررسی عوامل ثانویه بر هیدروکربن‌ها و طبقه‌بندی آنها و همچنین ارائه مدل‌های حوضه‌ای از سیستم‌های نفتی موجود در حوضه رسوبی از دیگر کاربردهای این علم به حساب می‌آید (Kotarba et al. 2003). برای اکتشاف یک منطقه دارای هیدروکربن، ابتدا باید عناصر و فرآیندهای شکل‌گیری نفت و گاز مطالعه شود. در یک سیستم نفتی، سه عنصر سنگ منشأ، سنگ مخزن و پوش سنگ و فرآیندهایی چون زمان زایش، مهاجرت و نحوه به تله افتادن هیدروکربن نقش دارند (Tissot and Welte 1984). ساده‌ترین و سریع‌ترین روش برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی یک سازند، پیرولیز راک‌ایول است که اطلاعات کاربردی و مفیدی راجع به میزان، نوع و بلوغ حرارتی ماده آلی و پتانسیل باقی‌مانده نمونه ارائه می‌دهد. با بررسی دقیق این مؤلفه‌ها (کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی) در یک سیستم نفتی، سنگ منشأ مولد هیدروکربن و آشپزخانه نفتی مرتبط با آن شناسایی و حفاری در نواحی انجام می‌شود که پتانسیل هیدروکربنی دارند؛ این کار، از اتلاف سرمایه نیز جلوگیری می‌کند (Hunt 1996).

خلیج فارس در جنوب غرب آسیا، بین ایران و شبه‌جزیره عربستان واقع شده و در اواخر میوسن پسین شکل گرفته است. زمین‌ساخت بزرگ‌مقیاس منطقه، بیانگر آن است که رشته‌کوه‌های زاگرس و خلیج فارس در ادامه ورقه عربی قرار گرفته است (Ghazban 2007). رسوبات بخش زیرین پرکامبرین همراه با بخش فوقانی رسوبات دوران سوم (ترشیاری) و در ادامه، رخداد آتش‌فشان‌ها در غرب و

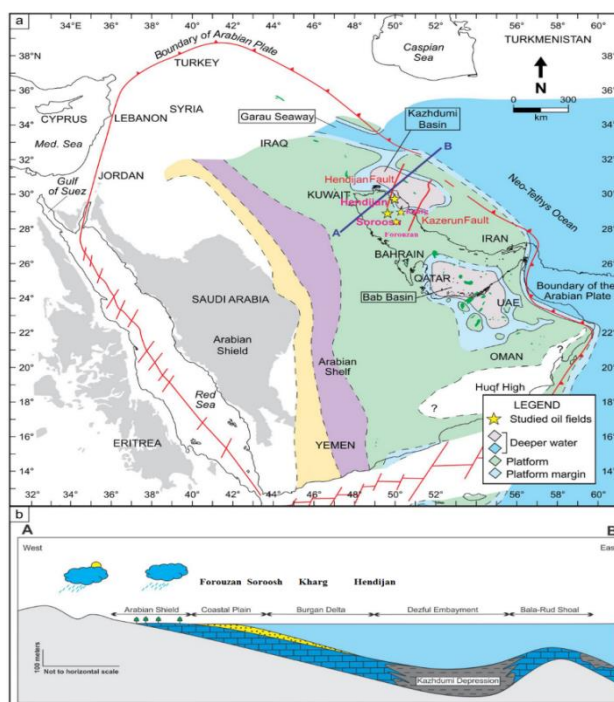
رخساره داده است (Ziegler 2001). در میدان‌های ایرانی فراساحل خلیج فارس از قبیل هندیجان (نزدیک فروافتادگی دزفول)، سازند کژدمی عمدتاً از شیل، مارن و سنگ‌آهک با مقدار ناچیزی از لایه‌های ماسه‌سنگی در یک محیط نرتیک تشکیل شده است. در میدان‌های سروش، نوروز و فروزان، که از ساحل ایران دورترند، هنوز واحد سنگی عربی از قبیل نهر عمر به جای سازند کژدمی استفاده می‌شود. دلیل این امر به سبب افزایش سهم ماسه در این بخش از حوضه و حضور ضخامت در حدود ۴۰ متری رخساره ماسه‌ای در بالا و پایین لایه سنگ‌آهک شیلی است (Ghazban 2007). سازند کژدمی در نهایت با سنگ‌آهک‌های به سن سنومانین سازند سروک در زمان گسترش پلتفرم کربناته در سنومانین جایگزین شده است.

مرز پیوسته سازند کژدمی با سازند سروک، در بخش شمال غربی خلیج فارس نشان می‌دهد که بلندای قدیمه خفجی-هندیجان در زمان رسوب‌گذاری سازند کژدمی از نظر تکنونیک غیرفعال بوده است. در طول رسوب‌گذاری سازندهای سروک، ایلام و گورپی بلندای قدیمه شروع به فعالیت کرده است. در نتیجه این فعالیت‌ها ضخامت سازندهای ذکر شده در بخش‌های مختلف شمال غرب خلیج فارس (محل میدان‌های هندیجان، خارگ، سروش و فروزان) متنوع بوده و نقش مهمی در میزان بلوغ سازند کژدمی داشته است؛ برای مثال، ضخامت رسوبات سروک تا گورپی در بخش شمالی خفجی-هندیجان (میدان‌های هندیجان و خارگ) از بخش جنوبی آن (میدان‌های سروش و فروزان) بیشتر بوده است که تأثیرگذاری طولانی مدت‌تر فعالیت تکنونیک در بخش جنوبی را نشان می‌دهد.

(and Nairn 1997). براساس واحدهای سنگ چینه‌نگاری، الگوهای ساختاری و تجمعات هیدروکربنی بخش ایرانی خلیج فارس، به چندین ناحیه مجزا تقسیم می‌شود که از میان آنها بخش شمال غربی، غنی‌ترین ناحیه هیدروکربنی است (Sfidari et al. 2016, 2021). این بخش از خلیج فارس با فروافتادگی دزفول در شرق، دشت آبادان در شمال و کویت در غرب محدود شده است. بلندای قدیمه خفجی-هندیجان و پایین‌افتادگی بینک نقش مهمی در سیستم نفتی این بخش از خلیج فارس بازی می‌کند (Baniasad et al. 2016; Sfidari et al. 2024). به نظر می‌رسد بلندای قدیمه خفجی-هندیجان، نتیجه گسل‌های پی‌سنگی ایجاد شده در پرکامبرین بر اثر بسته شدن زمین درز عمار^۱ و برخورد بخش شمال شرقی صفحه عربی باشد. این ساختارهای با امتداد شمالی-جنوبی، نقش مهمی در حفظ‌شدگی و بلوغ سنگ منشأهای منطقه داشته‌اند.

در طول ژوراسیک و کرتاسه، صفحه عربی در حاشیه غیرفعال گندوانا و در نزدیکی استوا قرار داشت (Sharland et al. 2001). در گذر ژوراسیک به کرتاسه، محیط خشک مربوط به اواخر ژوراسیک به تدریج با یک آب و هوای مرطوب جایگزین شد (Roth and Bowdler 1981). پیشروی ابتدای آپتین به رسوب‌گذاری سنگ‌آهک‌های داریان (شعبیا) در جنوب ایران منجر شد (James and Wynd 1965). در ادامه یک پس‌روی گسترده در اواخر آپتین، منطقه را فرا گرفت و به نهشته‌شدن رسوب در رأس سازند داریان منجر شد. با این وجود، رسوب‌گذاری در مناطق عمیق‌تر از قبیل حوضه گرو و حوضه‌های درون شلفی کژدمی و باب ادامه پیدا کرد (شکل ۱). در طول دوره آلین، سپر عربی، منشأ رسوبات آواری دلتای بورگان (در مناطق فراوانی از قبیل شمال شرق عربستان سعودی، دور از ساحل کویت و جنوب عراق گسترش داشت) عمل کرده است (Bordenave and Burwood 1995). دلتای مذکور به سمت جنوب غرب ایران از طریق شرایط فاقد اکسیژن عمیق‌تر فروافتادگی کژدمی جایگزین شده و رسوبات سازند بورگان به مارن و شیل‌های سیاه سازند کژدمی تغییر

¹ Amar Suture



شکل ۱- (a) پالتوژئوگرافی صفحه عربی در زمان آلبین (Van Buchem et al. 2010) و (b) گسترش حوضه رسوبی کژدمی در زمان رسوب‌گذاری (Bordenave and Burwood 1995)

Fig 1- (a) Arabian Plate paleo-geography in Albian (Van Buchem et al. 2010), (b) Kazhdumi Basin development during sedimentation (Bordenave and Burwood 1995)

روش کار

در طرح مطالعاتی حاضر، توان هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی در میدان‌های هنديجان، سروش، فروزان و خارگ با استفاده از نتایج پیرولیز راک‌ایول ۶ و انعکاس ویتربینایت برای تعیین نقاط مستعد تولید هیدروکربن ارزیابی می‌شود.

پیرولیز راک‌ایول

دستگاه پیرولیز راک‌ایول را انستیتو نفت فرانسه (IFP) اختراع کرد. آنالیز نمونه‌ها در این دستگاه به صورت خودکار انجام می‌شود. مدت‌زمان کوتاه و ارزان بودن آنالیزها از ویژگی‌های مهم این روش است که با آن تعداد زیادی نمونه آنالیز (Behar et al. 2001; Sfidari 2024) و اطلاعات کاربردی درباره نوع مواد آلی، پتانسیل باقی‌مانده، کل کربن آلی^۱ (برحسب درصد

وزنی) و تحول حرارتی مواد آلی آشکار می‌شود. در واقع پیرولیز راک‌ایول وسیله‌ای کاربردی برای تشخیص سریع‌تر سنگ‌های مولد هیدروکربن از غیر مولد است (Page and Kuhnelt 1980). برای انجام آنالیز، از خرده‌های حفاری، مغزه‌ها و یا نمونه‌های سطح‌الارضی استفاده می‌شود (Bordenave 1993).

دستگاه راک‌ایول ۶، دو کوره پیرولیز و اکسیدان دارد. پتانسیل تولید هیدروکربن نمونه‌های آماده‌شده به کمک کوره پیرولیز در شرایط محیطی خنثی و افزایش دما، با یک برنامه حرارتی خاص، بررسی می‌شود. این فرآیند تقلیدی از تولید طبیعی هیدروکربن در طول مرحله کاتارز در طبیعت است (Barker 1974). ۷۵-۵۰ میلی‌گرم از نمونه سنگ در حضور گازی خنثی (همانند نیتروژن) تا دمای ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد حرارت داده می‌شود. بالاترین دما تا ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد،

¹ Total Organic Carbon: TOC

می‌شود (Espitalié et al. 1977; Hosseiny and Barati Boldaji 2022; Dembicki 2020).

در این پژوهش تعداد ۱۴۰ نمونه خرده‌حفراری از سازند کژدمی در میدان‌های هندیدجان، سروش، فروزان و خارگ گرفته و پیرولیز راک‌ایول انجام شده است. این کار برای تعیین نوع کروژن، محتوی کربن کل آلی و بلوغ حرارتی به‌منظور شناسایی کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی موجود در سازند کژدمی و تعیین توان هیدروکربن‌زایی این سازند، در چاه‌های مذکور است. نتایج آنالیز راک‌ایول در جدول ۱ آورده شده است.

اندازه‌گیری انعکاس ویترنایت

ویترنایت یک نوع ماسرال با منشأ خشکی در سنگ‌های منشأ است که میزان انعکاس نور از سطح صیقلی‌شده ویترنایت با بالارفتن درجه بلوغ، افزایش پیدا می‌کند؛ بنابراین انعکاس ویترنایت بهترین روش برای شناسایی میزان بلوغ منشأ است (Hunt 1996; Dembicki 2022). اندازه‌گیری انعکاس ویترنایت با استفاده از میکروسکوپ نوری انعکاسی^۵ مجهز به تجهیزات فتومالتی‌پلایر^۶، یک سیستم کامپیوتری متصل به آن و به روش اندازه‌گیری غوطه‌ور در روغن انجام می‌گیرد. در ابتدا باید میکروسکوپ را کالیبره کرد که از قرص‌های استاندارد شیشه‌ای برای این کار استفاده می‌شود؛ سپس یک باریکه‌ای از نور کالیبره‌شده را به سطح ویترنایت می‌تابانیم و مقدار نوری که انعکاس پیدا می‌کند با بخش فتومالی‌پلیر ثبت و به رایانه ارسال می‌شود. به‌طور معمول بیش از ۳۰ تا ۱۰۰ عدد اندازه‌گیری برای هر نمونه لازم است. درنهایت میانگین مقادیر خوانده‌شده برای هر مقطع با عنوان درجه انعکاس ویترنایت^۷ بیان می‌شود (Sfidari 2024).

تعداد ۵۳ نمونه خرده‌حفراری از سازند کژدمی در میدان‌های هندیدجان، سروش و فروزان برای اندازه‌گیری ضریب انعکاس ویترنایت و بررسی بلوغ حرارتی این سازند انتخاب شده است. نتایج این اندازه‌گیری‌ها برحسب مقادیر میانگین انعکاس ویترنایت در جدول ۲ آورده شده است.

باعث آزادشدن هیدروکربن‌های فرار موجود در نمونه می‌شود که به‌صورت پیک S1 (برحسب میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ) است و میزان هیدروکربن‌های آزاد موجود در نمونه را نشان می‌دهد. در دمای ۳۹۰-۳۰۰ درجه سانتی‌گراد، گروه‌های کربوکسیل درون کروژن تجزیه و به‌صورت گازهای CO و CO₂ بررسی می‌شوند که به‌صورت پیک S3 (برحسب میلی‌گرم دی‌اکسید کربن بر گرم سنگ) و بیانگر مقدار اکسیژنی‌اند که در ساختار کروژن موجود در رسوبات وجود دارد. همچنین در دمای بین ۳۹۰ تا ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد، هیدروکربن‌هایی که در پی شکست حرارتی کروژن تشکیل می‌شوند، بیانگر پیک S2 (برحسب میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ) و معرف پتانسیل هیدروکربن‌زایی‌اند که در شرایط طبیعی در سنگ منشأ باقی مانده و هنوز به هیدروکربن تبدیل نشده است. از پارامترهای مهم پیرولیز راک‌ایول نیز به Tmax (دمایی که پیک S2 به بالاترین مقدار خود می‌رسد) اشاره می‌شود و پارامتری بسیار کاربردی برای بررسی بلوغ حرارتی سنگ‌های منشأ است (Behar et al. 2001; Sfidari 2024). با تمام شدن مرحله پیرولیز، نمونه به کوره اکسیدان منتقل می‌شود. حرارت تا ۸۵۰ درجه سانتی‌گراد بالا می‌شود و ماده آلی تحت شرایط اتمسفر مصنوعی (N₂/O₂; 80/20) سوزانده می‌شود. نتیجه این مرحله، مقدار کربن باقی مانده است که با پیک S4 بیان می‌شود (Sfidari 2024).

از نسبت این پیک‌های به دست آمده با TOC، اندیس‌هایی محاسبه می‌شوند که به موارد زیر اشاره می‌شود: اندیس هیدروژن^۱، معرف مقدار هیدروکربنی است که با توجه به مقادیر مواد آلی موجود در سنگ منشأ تولید می‌شود؛ اندیس اکسیژن^۲، بیانگر مقدار دی‌اکسید کربن تولیدشده با توجه به مقدار ماده آلی موجود در سنگ منشأ است؛ اندیس تولید^۳، نشان‌دهنده مقدار هیدروکربن تولیدشده از سنگ منشأ نسبت به کل هیدروکربنی است که سنگ منشأ توانایی تولید آن را دارد و همچنین به پتانسیل هیدروکربن‌زایی^۴ نیز اشاره

¹ Hydrogen Index: HI=100*S2/TOC

² Oxygen Index: OI=100*S3/TOC

³ Production Index: PI=S1/(S1+S2)

⁴ Petroleum Potential: PP=S1+S2

⁵ Reflected Light Microscope

⁶ Photomultiplier

⁷ Vitrinite Reflectance: Ro%



جدول ۱- نتایج آنالیز پیرولیز راک‌ایول نمونه‌های سازند کزومی در میدان‌های مطالعه‌شده شمال غرب خلیج فارس

Table 1- Kazhdumi Rock-Eval Pyrolysis result for studied oil fields in the northwestern part of the Persian Gulf

Field	Well name	Depth (m.)	Petroleum potential (quantity)				Kerogen type (quality)		Thermal maturity		S1/TOC
			TOC	S1	S2	PP	HI	OI	Tmax	PI	
Hendiyan	HD-A	3021	1.43	0.11	5.91	6.02	413	96	417	0.02	0.08
		3023	2.28	0.31	13.39	13.70	587	62	417	0.02	0.14
		3025	2.28	0.85	12.44	13.29	546	51	415	0.06	0.37
		3031	4.54	5.97	27.83	33.80	613	26	418	0.18	1.31
		3033	1.28	1.55	5.48	7.03	428	73	448	0.22	1.21
		3035	1.87	2.36	7.57	9.93	405	40	428	0.24	1.26
		3037	1.32	1.06	5.30	6.36	402	62	456	0.17	0.80
		3039	1.50	2.00	6.50	8.50	433	45	440	0.24	1.33
		3043	2.00	2.00	7.50	9.50	375	35	440	0.21	1.00
		3045	1.87	1.06	7.61	8.67	428	48	454	0.12	0.57
		3049	1.31	1.24	4.82	6.06	368	40	449	0.20	0.95
		3053	1.85	1.82	5.72	7.54	309	35	430	0.24	0.98
		3055	2.00	1.28	6.80	8.08	340	30	430	0.16	0.64
		3061	2.15	1.29	9.04	10.33	420	23	440	0.12	0.60
		3063	1.63	2.07	5.77	7.84	354	44	454	0.26	1.27
		3067	3.09	2.05	17.72	19.77	573	34	428	0.10	0.66
		3071	3.51	1.82	19.89	21.71	567	31	427	0.08	0.52
		3074	2.65	1.01	14.64	15.65	572	41	431	0.06	0.38
		3075	3.00	1.50	14.00	15.50	467	31	431	0.10	0.50
		3077	3.33	1.88	14.33	16.21	430	25	430	0.12	0.56
		3079	3.33	1.13	14.53	15.66	436	24	429	0.07	0.34
		3083	2.88	0.79	11.68	12.47	406	20	435	0.06	0.27
		3084	5.00	0.50	25.00	25.50	500	16	425	0.02	0.10
		3089	6.18	0.35	33.41	33.76	541	16	421	0.01	0.06
		3093	5.48	0.32	33.03	33.35	603	23	421	0.01	0.06
		3099	5.00	0.70	30.00	30.70	600	23	423	0.02	0.14
		3099	4.60	1.23	25.20	26.43	548	20	424	0.05	0.27
		3103	6.24	0.45	36.25	36.70	581	19	422	0.01	0.07
		3108	5.49	0.43	32.05	32.48	584	20	426	0.01	0.08
		3112	4.11	0.55	24.00	24.55	584	26	424	0.02	0.13
		3115	3.50	0.50	20.00	20.50	572	28	425	0.02	0.14
		3117	2.88	0.40	14.86	15.26	516	27	428	0.03	0.14
		3123	1.84	0.18	6.47	6.65	352	27	433	0.03	0.10
3127	3.51	0.69	20.42	21.11	582	30	426	0.03	0.20		
3131	1.64	0.50	6.54	7.04	399	38	434	0.07	0.30		
3135	1.00	0.40	3.70	4.10	370	64	443	0.10	0.40		
3137	0.86	0.19	3.03	3.22	352	77	448	0.06	0.22		
	Max		6.24	5.97	36.25	36.70	613	96	456	0.26	1.33
	Ave	-	2.93	1.15	14.93	16.08	474	37	432	0.10	0.49
	Min		0.86	0.11	3.03	3.22	309	16	415	0.01	0.06
Soroosh	SR-A	2094	0.42	0.23	0.35	0.58	83	281	426	0.40	0.55
		2097	0.61	0.17	0.60	0.77	98	262	430	0.22	0.28
		2100	0.53	0.16	0.49	0.65	92	264	423	0.25	0.30
		2103	0.58	0.13	0.79	0.92	136	200	429	0.14	0.22
		2106	0.37	0.19	0.76	0.95	205	186	416	0.20	0.51
		2109	0.31	0.12	0.25	0.37	81	339	426	0.32	0.39
		2110	0.38	0.13	0.52	0.65	137	289	427	0.20	0.34
		2112	0.50	0.18	0.50	0.68	100	256	430	0.26	0.36
		2115	0.44	0.14	0.47	0.61	107	257	433	0.23	0.32
		2120	0.43	0.25	0.89	1.14	207	181	424	0.22	0.58
		2121	0.49	0.28	0.99	1.27	202	149	423	0.22	0.57
		2124	0.61	0.64	1.54	2.18	252	169	421	0.29	1.05
		2130	0.67	0.40	1.19	1.59	178	239	424	0.25	0.60
		2133	0.83	0.31	1.02	1.33	123	223	426	0.23	0.37
		2139	1.14	0.43	1.56	1.99	137	149	432	0.22	0.38
		2140	1.10	0.40	1.40	1.80	127	145	431	0.22	0.36
		2145	0.52	0.10	0.43	0.53	83	242	421	0.19	0.19
		2148	0.85	0.27	1.09	1.36	128	169	430	0.20	0.32
		2150	0.89	0.27	1.08	1.35	121	163	431	0.20	0.30
		2154	0.91	0.18	0.81	0.99	89	173	432	0.18	0.20
2085	0.46	0.10	0.53	0.63	115	167	423	0.16	0.22		
2090	0.42	0.08	0.42	0.50	100	160	423	0.16	0.19		
2100	0.38	0.05	0.32	0.37	84	137	423	0.13	0.13		
2110	0.70	0.10	0.80	0.90	114	87	421	0.11	0.14		
2115	0.77	0.12	0.94	1.06	122	87	421	0.11	0.16		
2130	0.20	0.04	0.14	0.18	70	355	428	0.22	0.20		
2140	0.40	0.12	0.25	0.37	63	175	425	0.32	0.30		
2145	0.51	0.18	0.37	0.55	73	137	423	0.33	0.35		

Field	Well name	Depth (m.)	Petroleum potential (quantity)				Kerogen type (quality)		Thermal maturity		S1/TOC		
			TOC	S1	S2	PP	HI	OI	Tmax	PI			
Foroozan	SR-B	2148	0.92	0.23	0.88	1.11	96	159	431	0.21	0.25		
		2154	0.95	0.46	1.38	1.84	145	175	424	0.25	0.48		
		2970	1.02	0.14	1.08	1.22	106	94	437	0.11	0.14		
		2960	1.17	0.20	1.76	1.96	151	108	435	0.10	0.17		
		2950	1.34	0.29	2.09	2.38	157	99	437	0.12	0.22		
		2930	1.66	0.31	2.21	2.52	133	118	438	0.12	0.19		
		2920	1.38	0.18	1.89	2.07	137	124	440	0.09	0.13		
		2910	0.95	0.18	1.32	1.50	138	96	440	0.12	0.19		
		2900	0.80	0.10	0.50	0.60	63	181	461	0.17	0.13		
		2890	1.22	0.38	2.25	2.63	184	82	434	0.14	0.31		
		2880	1.43	0.94	3.67	4.61	257	58	427	0.20	0.66		
		2870	1.39	1.32	4.62	5.94	332	60	425	0.22	0.95		
		2860	0.83	0.21	1.34	1.55	161	128	435	0.14	0.25		
		2850	0.78	0.28	1.27	1.55	162	129	434	0.18	0.36		
		2840	0.96	0.24	1.74	1.98	181	120	433	0.12	0.25		
		2830	0.83	0.25	1.12	1.37	135	123	437	0.18	0.30		
		2820	0.93	0.71	3.10	3.81	333	97	427	0.19	0.76		
		2800	0.74	0.15	0.44	0.59	59	200	436	0.25	0.20		
		2790	0.82	0.16	0.90	1.06	109	154	436	0.15	0.19		
		2780	1.03	0.20	1.30	1.50	126	110	436	0.13	0.19		
		2770	1.02	0.18	1.10	1.28	107	113	437	0.14	0.18		
		2760	1.31	0.40	2.43	2.83	185	121	434	0.14	0.31		
		2750	0.78	0.21	0.96	1.17	124	138	436	0.18	0.27		
		2740	0.72	0.18	1.28	1.46	178	118	429	0.12	0.25		
			Max	-	1.66	1.32	4.62	5.94	333	355	461	0.40	1.05
			Ave	-	0.80	0.26	1.18	1.44	138	164	430	0.19	0.33
			Min	-	0.20	0.04	0.14	0.18	59	58	416	0.09	0.13
		Foroozan	FR-A	1994-96	1.09	1.09	6.16	7.25	565	75	437	0.15	1.00
				2000-02	1.29	1.45	8.76	10.21	679	73	438	0.14	1.12
				2004-06	0.70	0.54	2.14	2.68	306	177	431	0.20	0.77
				2008-10	0.62	0.67	3.09	3.76	498	116	434	0.18	1.08
				2014-16	0.83	0.79	4.46	5.25	537	135	434	0.15	0.95
				2023-24	1.23	0.90	4.04	4.94	328	69	436	0.18	0.73
				2028-29	0.75	0.63	2.52	3.15	336	147	435	0.20	0.84
				2033-34	1.10	0.44	2.56	3.00	233	216	434	0.15	0.40
				2039-40	0.85	0.50	1.61	2.11	189	139	427	0.24	0.59
				2050-51	0.90	0.49	1.83	2.32	203	106	435	0.21	0.54
				2065-66	0.95	0.43	2.18	2.61	229	129	435	0.16	0.45
2070-71	0.87			1.07	4.62	5.69	531	97	437	0.19	1.23		
2075-76	0.78			0.64	4.79	5.43	614	164	438	0.12	0.82		
2079-80	1.58			0.96	11.63	12.59	736	59	437	0.08	0.61		
2170-71	1.13			1.02	7.09	8.11	627	176	438	0.13	0.90		
Foroozan	FR-B			1886	1.08	0.89	1.75	2.64	162	137	432	0.34	0.82
				1900-04	1.02	0.90	1.73	2.63	170	219	426	0.34	0.88
				1908-12	1.25	0.62	1.67	2.29	134	154	431	0.27	0.50
				1928-32	1.25	0.78	1.66	2.44	133	172	428	0.32	0.62
				1938-42	1.16	0.72	1.54	2.26	133	172	428	0.32	0.62
		Max	-	1.58	1.45	11.63	12.59	736	219	438	0.34	1.23	
Ave	-	1.02	0.78	3.79	4.57	367	137	434	0.20	0.77			
Min	-	0.62	0.43	1.54	2.11	133	59	426	0.08	0.40			
Kharg	KG-A	3108	0.76	0.74	1.47	2.21	193	89	421	0.33	0.97		
		3110-12	0.78	0.51	1.70	2.21	218	223	423	0.23	0.65		
		3118-20	0.62	0.36	1.55	1.91	250	240	427	0.19	0.58		
		3138	0.65	0.48	1.89	2.37	291	189	425	0.20	0.74		
		Max	-	0.78	0.74	1.89	2.37	291	240	427	0.33	0.97	
		Ave	-	0.70	0.52	1.65	2.18	238	185	424	0.24	0.74	
Min	-	0.62	0.36	1.47	1.91	193	89	421	0.19	0.58			

جدول ۲- مقادیر میانگین انعکاس ویتربایت اندازه‌گیری شده بر نمونه‌های سازند کژدومی در میدان‌های مطالعه شده

Table 2- Vitrinite reflectance result for studied oil fields in the Kazhdumi Formation

Field	Well name	Depth (m.)	Thermal maturity		Field	Well name	Depth (m.)	Thermal maturity	
			Tmax	Ro%				Tmax	Ro%
Hendijan	HD-A	3029	441	0.78	Soroosh	SR-A	2100	423	0.45
		3033	448	0.90			2110	427	0.53
		3037	456	1.05			2120	424	0.47
		3039	440	0.76			2121	423	0.45
		3041	434	0.65			2133	426	0.51
		3043	440	0.76			2148	430	0.46
		3049	449	0.92			2085	423	0.71
		3053	430	0.58			2100	423	0.64
		3055	430	0.58			2130	428	0.65
		3063	454	1.01			2148	431	0.72
		3067	428	0.54			2960	435	0.69
		3071	427	0.53			2930	438	0.68
		3075	431	0.60			2910	440	0.67
		3077	430	0.58			2890	434	0.66
		3079	429	0.56			2870	425	0.65
	3117	428	0.54	2760	434	0.61			
	3127	426	0.51	2740	429	0.60			
	3131	434	0.65	Max	440	0.72			
	3135	443	0.81	Ave	429	0.60			
	3137	448	0.90	Min	423	0.45			
	3167	432	0.67	Foroozan	FR-A	2001	438	0.51	
	3101	422	0.57			2023	436	0.54	
	3087	424	0.60			2065	435	0.55	
	3083	425	0.60			2079	437	0.53	
	3075	428	0.62			1902	426	0.45	
	3065	428	0.62			1910	431	0.60	
	3047	430	0.65			1940	428	0.56	
	3039	430	0.65			Max	438	0.60	
	3020	419	0.57			Ave	433	0.53	
	Max	456	1.05			Min	426	0.45	
	Ave	434	0.68						
	Min	419	0.51						

نتایج

بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند کژدومی در شمال غرب خلیج فارس در میدان‌های هندیکان، سروش، فروزان و خارگ هدف مطالعه حاضر بوده و آنالیزهای مورد نیاز بر نمونه‌های جمع‌آوری شده به وسیله دستگاه پیرولیز راک‌ایول انجام شده است. همچنین براساس پارامترهای به دست آمده از این آنالیزها، نمودارهای استاندارد اولیه برای تعیین کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی این سازند ترسیم و در ادامه این نمودارها تفسیر می‌شود.

(Behar et al. 2001). همچنین در اثر نفوذ مواد هیدروکربنی که در گل حفاری وجود دارد نیز، نمونه‌ها دچار آلودگی می‌شوند (Smith 1994). بنابراین برای بررسی میزان آلوده‌بودن نمونه‌های مطالعه شده، از منحنی تغییرات S1 در برابر درصد وزنی TOC استفاده می‌شود (Hunt 1996; Behar et al. 2001). شیب نمودار S1 در برابر TOC که برابر ۱/۵ و یک حد آستانه برای تعیین نمونه‌های آلوده است. نمونه‌های بالای این خط نشان‌دهنده هیدروکربن‌های نابرجا^۱ (مهاجرت یافته و آلوده) و نمونه‌های پایین این خط بیانگر هیدروکربن‌های برجها^۲ (غیر مهاجر) است. همچنین مقادیر PI بالای ۰/۵ نیز یک معیار دیگری برای آلوده‌بودن نمونه‌هاست (Hunt 1996).

با بررسی شکل ۲ مشاهده شد که بیشتر نمونه‌های مطالعه شده در زیر خط شیب نمودار S1/TOC قرار دارند و نشان‌دهنده آلوده‌نبودن نمونه‌ها هستند؛ اما از مجموع ۱۴۰ نمونه، بیست و سه نمونه از میدان هندیکان، یک نمونه از

اولین قدم در مطالعات ژئوشیمیایی، بررسی میزان آلودگی نمونه‌های مطالعه شده و اطمینان از آلودگی نداشتن نمونه‌هاست؛ زیرا آلوده‌بودن نمونه‌ها، نتایج به دست آمده از پیرولیز راک‌ایول را تحت تأثیر قرار می‌دهد و تفسیر نامعتبری را به همراه دارد. این آلودگی ناشی از مهاجرت هیدروکربن از لایه‌ها و سازندهای پایینی نشئت گرفته است (Hunt 1996;

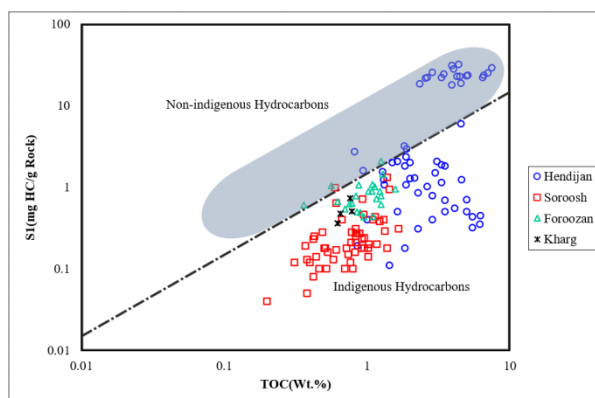
شاخص مهاجرت و بررسی نمونه‌های آلوده

۱ Non-indigenous Hydrocarbon
۲ Indigenous Hydrocarbon

محدوده شمال غرب خلیج فارس در بازه ۰/۲ تا ۶/۲۴ درصد وزنی متغیر است. در میدان هندیجان مقدار TOC بین ۶/۲۴-۰/۸۶ درصد وزنی در بازه کمیته متوسط تا عالی و مقدار میانگین TOC سازند کژدمی در این میدان برابر ۲/۹۳ درصد وزنی است که کمیت را در بازه عالی نشان می‌دهد. مقدار TOC برای میدان سروش در محدوده ۱/۶۶-۰/۲۰ درصد وزنی است که بازه کمیته ضعیف تا خوب را برای سازند کژدمی شامل می‌شود. همچنین مقدار میانگین TOC این سازند در میدان سروش برابر ۰/۸۰ درصد وزنی و بیانگر کمیته در محدوده متوسط است. از دیگر میدان‌های مطالعه شده، به میدان فروزان اشاره می‌شود که مقادیر TOC این میدان در بازه ۱/۵۸-۰/۶۲ درصد وزنی و نشان‌دهنده محدوده متوسط تا خوب سازند کژدمی در این میدان است. همچنین مقدار میانگین TOC این سازند در میدان مذکور ۱/۰۲ درصد وزنی و نشان‌دهنده کمیت خوب سازند کژدمی است. مقادیر TOC در میدان خارگ هم در بازه ۰/۷۸-۰/۶۲ درصد وزنی است که کمیت سازند کژدمی در این میدان در محدوده متوسط قرار دارد و مقدار میانگین TOC برای این میدان ۰/۷۰ درصد وزنی و بیانگر کمیت متوسط سازند کژدمی این میدان است (شکل ۳). شایان ذکر است که در این مطالعه، فقط چهار نمونه از میدان خارگ بررسی شده است که نماینده تمام ضخامت سازند کژدمی در این میدان نیست.

همان‌طور که قبلاً اشاره شد، برای ارزیابی کمیت مواد آلی علاوه بر پارامتر TOC، از پارامترهای S2 یا اندیس پتانسیل هیدروکربن‌زایی نیز استفاده می‌شود. هنگامی که اندیس پتانسیل هیدروکربن‌زایی مقداری کمتر از ۶ داشته باشد، توان ضعیف و متوسط سازند را نشان می‌دهد. در صورتی که مقادیر بالاتر از ۶ این اندیس، نشان‌دهنده سازندی با کیفیتی در محدوده خوب و عالی است (Hosseiny and Barati Boldaji 2020). مقادیر میانگین اندیس پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی در میدان‌های هندیجان، سروش، فروزان و خارگ به ترتیب برابر ۱۶/۰۸، ۱/۴۴، ۴/۵۷ و ۲/۱۸ است که این مقادیر بیانگر حضور میدان هندیجان در

میدان سروش و سه نمونه از میدان فروزان، یعنی در مجموع ۲۷ نمونه آلوده (مقادیر S1/TOC بالاتر از ۱/۵ و مقادیر PI بالای ۰/۵) شناسایی شد که چون این نمونه‌های آلوده در تفسیرهای نمودارها خطا ایجاد می‌کنند، برای حذف نمونه‌های آلوده تصمیم گرفته و در تحلیل‌های ژئوشیمیایی بعدی از آن استفاده شد.



شکل ۲- نمودار شاخص مهاجرت برای تعیین نمونه‌های آلوده سازند کژدمی در میدان‌های مطالعه شده (Hunt 1996)

Fig 2- Migration index plot for detecting the contaminated samples of the Kazhdumi Formation in the study areas (Hunt 1996)

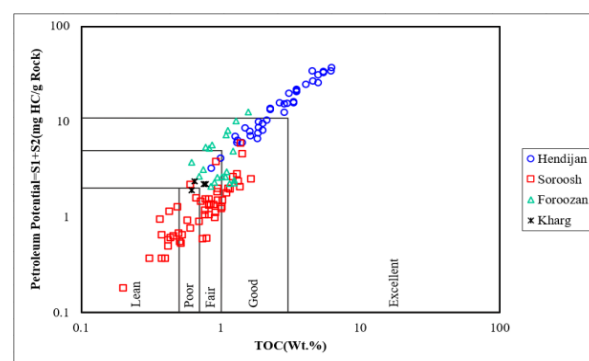
تعیین کمیت و پتانسیل تولید هیدروکربن ماده آلی سازند کژدمی

برای تعیین کمیت ماده آلی و پتانسیل هیدروکربن‌زایی یک سازند از مقدار کربن آلی کل (TOC) استفاده می‌شود (Mahbobipour et al. 2016; Hosseiny and Mohseni 2023). نمونه‌های با مقدار TOC پایین‌تر از ۰/۵ در محدوده ضعیف، ۰/۵-۱ محدوده متوسط، ۱-۲ محدوده خوب و بیش از ۲ درصد وزنی در محدوده عالی قرار می‌گیرند (Peters 1986). استفاده از TOC به‌تنهایی برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند کافی نیست و از مقادیر S1 و S2 همراه با TOC برای ارزیابی سازند مدنظر و تعیین کمیت آن استفاده می‌شود (Huang et al. 2003). از نمودار تغییرات TOC در برابر اندیس پتانسیل هیدروکربن‌زایی نیز، برای ارزیابی کمیت مواد آلی استفاده می‌شود (Tissot and Welte 1984). میزان کربن آلی کل برای سازند کژدمی، به‌صورت کلی در

در برابر Tmax استفاده می‌شود (Peters 1986; Hunt 1996). همچنین با استفاده از نمودار TOC در مقابل S₂، نوع ماده آلی (کروژن) حاضر در سنگ منشأ و کیفیت سازند تعیین می‌شود (Peters 1986). TOC با عنوان یک تابع خطی در نظر گرفته می‌شود که شیب این نمودار برابر با اندیس هیدروژن است (Espitalié 1986). اندیس هیدروژن بزرگ‌تر از ۶۰۰ (میلی‌گرم هیدروکربن/گرم TOC) معرف تیپ I کروژن و مقادیر بین ۳۵۰ تا ۶۰۰ (میلی‌گرم هیدروکربن/گرم TOC) معرف تیپ II کروژن است. برای کروژن تیپ III مقدار اندیس هیدروژن بین ۵۰ تا ۲۰۰ (میلی‌گرم هیدروکربن/گرم TOC) تعیین شده است (Langford and Blanc-Valleron 1990; Peters and Cassa 1994; Hunt 1996). مقادیر اندیس هیدروژن کمتر از ۵۰ (میلی‌گرم هیدروکربن/گرم TOC) نیز، به کروژن تیپ IV مربوط است که هیچ پتانسیلی برای تولید هیدروکربن ندارد (Tissot and Welte 1984). هرچه مقدار نسبی هیدروژن در کروژن موجود بیشتر باشد، پتانسیل نفت‌زایی کروژن نیز بالاتر و بیانگر کیفیت بالای مواد آلی موجود در سازند است. با توجه به پارامترهای استفاده‌شده به‌جهت رسم نمودار و برای تعیین نوع ماده آلی، باید دقت کرد که این پارامترها علاوه بر نوع ماده آلی، تحت تأثیر بلوغ و همچنین عوامل ثانویه تأثیرگذار بر مواد آلی قرار دارند (Peters and Cassa 1994).

مقادیر اندیس هیدروژن در میدان هندیجان بین ۳۰۹ تا ۶۱۳ (میلی‌گرم هیدروکربن/گرم TOC) است که نشان‌دهنده تیپ II کروژن برای سازند کژدمی است. در میدان سروش، این پارامتر در بازه ۵۹ تا ۳۳۳ (میلی‌گرم هیدروکربن/گرم TOC) و بیانگر تیپ III کروژن برای بیشتر نمونه‌های سازند مذکور در این میدان است. همچنین در میدان فروزان مقدار اندیس هیدروژن بین ۱۳۳ تا ۷۳۶ (میلی‌گرم هیدروکربن/گرم TOC) متغیر است و از مجموع نمونه‌های مطالعه‌شده، تعداد شش نمونه مقادیر اندیس هیدروژن پایین‌تر از ۲۰۰ (میلی‌گرم هیدروکربن/گرم TOC) را دارند. بقیه نمونه‌های این میدان نیز، مقادیری بالاتر از ۲۰۰ (میلی‌گرم هیدروکربن/گرم TOC)

محدوده کمی خوب و عالی و میدان‌های سروش، فروزان و خارگ کمی در بازه ضعیف و متوسط‌اند. روند تغییرات این اندیس با روند تغییرات پارامتر TOC در شمال غرب خلیج فارس، رابطه مستقیمی دارند.



شکل ۳- نمودار تغییرات TOC در مقابل اندیس پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی در میدان‌های مطالعه‌شده (Tissot and Welte 1984)

Fig 3- The graph of TOC versus the hydrocarbon potential index of the Kazhdumi Formation in the study fields (Tissot and Welte 1984).

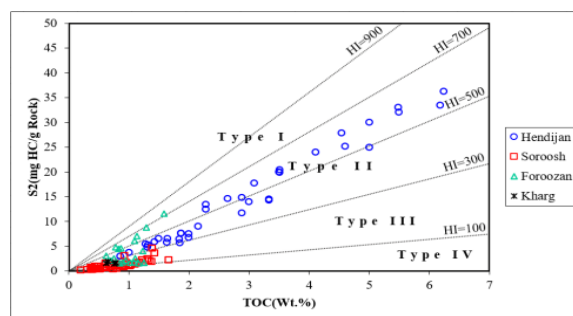
تعیین کیفیت و نوع کروژن سازند کژدمی

با توجه به اینکه بررسی کمیت و کیفیت هیدروکربن‌های تولیدی یک سازند با تعیین نوع ماده آلی پایش می‌شود، تعیین دقیق تیپ کروژن در سنگ‌های منشأ بسیار مهم است (Tissot and Welte 1984; Hosseiny et al. 2016). مطالعه مربوط به ارزیابی سنگ منشأ با پیرولیز راکایول انجام و تیپ کروژن موجود در سازند مشخص می‌شود (Dembicki 2022). برای تعیین نفت‌زا یا گاززابدون سنگ‌های منشأ، نوع ماده آلی اولیه یک فاکتور مهم به حساب می‌آید (Tissot and Welte 1984). ماده آلی انحلال‌ناپذیر در حلال‌های آلی را کروژن گویند که از انواع ماسرال ایجاد می‌شود و از اجزای گیاهان، جانوران و باکتری‌هاست که در سنگ‌های رسوبی ایجاد می‌شوند (Batten 1996; Barati Boldaji et al. 2024). از نمودار تغییرات اندیس هیدروژن در برابر اندیس اکسیژن که به نمودار ون کروژن تصحیح‌شده معروف است، برای تعیین تیپ کروژن و به‌جهت دقت بالاتر و تأیید نتایج، از نمودار تغییرات اندیس هیدروژن

میزان بلوغ مواد آلی تخمین زده می‌شود. اگر مقدار پارامتر Tmax کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد و مقدار اندیس تولید ۰/۱ باشد، معرف نابالغ بودن کروژن و مقادیر Tmax بیشتر از ۴۶۰ درجه سانتی‌گراد و اندیس تولید بالاتر از ۰/۴، بیانگر پایان پنجره نفتی و شروع محدوده گاز تر است (Espitalié et al. 1977). برای استفاده از پارامترهای Tmax و PI باید دقت زیادی داشت؛ زیرا این دو پارامتر تحت تأثیر نوع ماده آلی، نوع کانی و آلوده شدن نمونه‌ها قرار می‌گیرند (Hosseiny and Barati Boldaji 2020). تغییر در مقادیر پارامترهای حرارتی مواد آلی، به شرایط زمان-دما و تا حدودی به نوع ماده آلی موجود وابسته است که تقریباً معرف مراحل زایش نفت است (Ghayeni and Mahmudy Gharaie 2023). در کروژن تیپ I و II، بازه پنجره بلوغ زایش هیدروکربن ۴۳۰-۴۷۰ درجه سانتی‌گراد و در کروژن نوع III برای تولید گاز خشک، دما بیشتر از ۴۷۰ درجه سانتی‌گراد است (Peters 1986; Tissot et al. 1987). با بررسی نمودار Tmax در برابر اندیس هیدروژن، علاوه بر اینکه بلوغ حرارتی نمونه‌ها بررسی می‌شود، تیپ کروژن موجود در نمونه‌ها نیز بررسی شدنی و تعیین شدنی است (Tissot and Welte 1984; Espitalié et al. 1985).

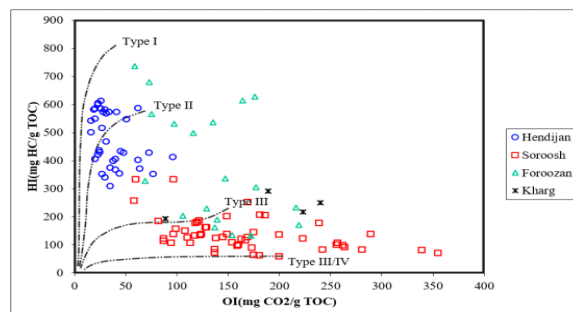
تغییرات انعکاس ویترنایت نسبت به عمق، در شکل ۶ رسم شده است. با توجه به شکل، مقادیر انعکاس ویترنایت نمونه‌های میدان هندیدجان در بازه ۰/۵۸-۰/۹۰ درصد است که وارد زون بلوغ شده‌اند و نمونه‌های مربوط به میدان‌های سروش و فروزان در محدوده زون نابالغ و اوایل بلوغ حضور دارند. نتایج داده‌های انعکاس ویترنایت صحت مقادیر بلوغ براساس مقادیر Tmax را تأیید می‌کند. این نتیجه براساس شکل ۷ نیز استنباط می‌شود. میزان همبستگی بین مقادیر Tmax و نمونه‌های انعکاس ویترنایت برابر با ۰/۶۷ است که تفسیر درست از میزان بلوغ نمونه‌های انتخاب شده را نشان می‌دهد. همچنین با توجه به شکل ۸، مقادیر میانگین Tmax برای سازندهای هندیدجان، سروش و فروزان به ترتیب برابر با ۴۳۴، ۴۲۹ و ۴۳۳ درجه سانتی‌گراد است؛ بنابراین این نمودار نیز تأییدکننده بالغ بودن نمونه‌های میدان هندیدجان و حضور میدان‌های سروش و فروزان در محدوده زون نابالغ است.

را دارند که بیانگر تلفیق کروژن تیپ II و III است. مقادیر اندیس هیدروژن در میدان خارگ هم بین ۱۹۳ تا ۲۹۱ (میلی گرم هیدروکربن/گرم TOC) و بیانگر تیپ III کروژن برای سازند کژدمی در این میدان است (شکل ۴). نمودار اندیس هیدروژن در مقابل اندیس اکسیژن هم نتایج به دست آمده فوق را تأیید می‌کند (شکل ۵).



شکل ۴- نمودار تغییرات S2 در برابر TOC برای تعیین نوع کروژن موجود در سازند کژدمی در میدان‌های مطالعه‌شده (Langford and Blanc-Valleron 1990)

Fig 4- S2 diagram against TOC for determining the type of kerogen present in the Kazhdumi Formation in the studied fields (Langford and Blanc-Valleron 1990)



شکل ۵- نمودار اندیس هیدروژن در برابر اندیس اکسیژن برای سازند کژدمی در میدان‌های مطالعه‌شده (Hunt 1996)

Fig 5- Hydrogen versus oxygen index diagram for the Kazhdumi Formation in the studied fields (Hunt 1996)

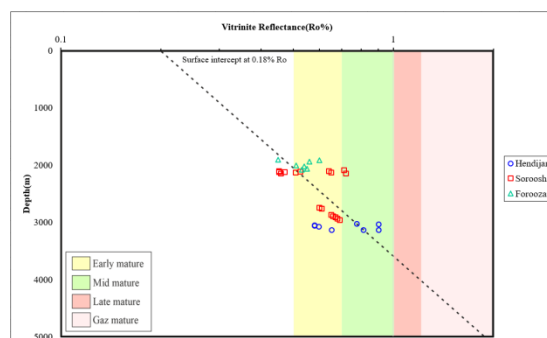
بلوغ مواد آلی سازند کژدمی

تولید هیدروکربن، به تکامل حرارتی ماده آلی موجود وابسته است (Hosseiny et al. 2016)؛ بنابراین از ضروری‌ترین کارها در ارزیابی سازندهای مستعد سنگ منشأ، تعیین بلوغ حرارتی مواد آلی است. انعکاس ویترنایت از روش‌های کاربردی برای تعیین میزان بلوغ سنگ منشأ است (Dow 1977; Waples et al. 1992). با استفاده از پارامتر Tmax و اندیس تولید نیز،

بحث

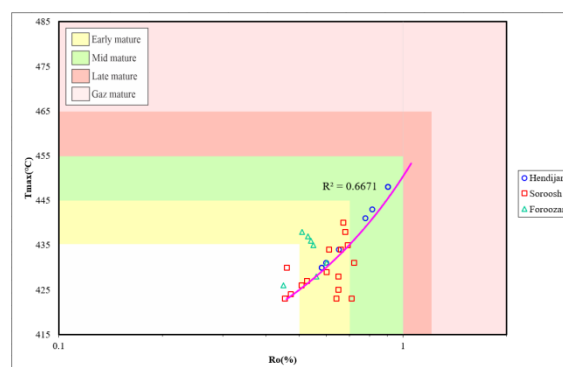
تفسیر تغییرات نسبی سطح آب دریا در کنار دینامیک رسوبی-تکتونیکی کف حوضه، در طول زمان اطلاعات مناسبی را درباره تولید، حفظ و غنای مواد آلی حوضه ارائه می‌دهد و به تعیین خصوصیات سنگ منشأ کمک می‌کند (Sfidari et al. 2024; Ruvalcaba Baroni et al. 2020; Sfidari et al. 2016). در طول زمان آپتین-آلبین، بخش شمال شرقی صفحه عربی در بخش حاشیه غیرفعال اقیانوس نئوتتیس قرار داشته است که در آن حوضه‌های درون‌شلفی در محیط رسوبی دیرینه غلبه داشته‌اند (Van Buchem et al. 2010; Sharland et al. 2001). کاهش محسوس دما، همراه با گسترش کلاهک‌های یخی در انتهای آپتین، به پایین‌افتادن گسترده سطح آب دریا و تخریب سکوی کربناته منجر شده است (Van Buchem et al. 2010). در نتیجه این پس‌روی، یک وقفه رسوبی گسترده در بالای سازند داریان (شعبیا) رخ می‌دهد و برش‌هایی به‌صورت دره‌های گسترده، در سکوی کربناته صفحه عربی ایجاد می‌شود (Sharlan et al. 2001). در ابتدای آلبین، گرم‌شدن هوا در مقیاس جهانی رخ داده است که در نتیجه آن، هجوم آواری‌ها به شکل ماسه‌سنگ‌ها و شیل‌های گسترده در شمال شرقی صفحه عربی، از طریق تشدید رواناب قاره‌ای از بخش جنوب غربی به سمت شمال اتفاق افتاده است (Davies et al. 2019). در این زمان رودخانه‌ها مقدار زیادی از مواد مغذی خشکی را از طریق زیرشاخه‌های دلتای بزرگ بورگان در دریا آزاد کرده‌اند و فیتوپلانکتون‌ها نیز در بخش فوتیک زون، ستون آب دریا را در شرایط مرطوب و گرمسیری از آن تغذیه کرده است (Bordenave and Hegre 2005). در نتیجه این شرایط، مواد آلی فراوانی در بخش حاوی نور آب دریا تشکیل شده است که حفظ‌شدگی و کیفیت آن تحت تأثیر شرایط محیط (بی‌اکسیژن، نیمه‌اکسیژن‌دار یا حتی اکسیدان) بوده و خود شرایط محیط نیز با تغییرات نسبی سطح آب دریا و تخلیه رودخانه آب شیرین از جنوب غربی محدود شده است (Bordenave and Hegre 2005; Alipour 2022).

در زمان‌های پایین‌بودن سطح آب دریا، دلتای بورگان از جنوب غرب به سمت شمال شرق پیشروی کرده است که در



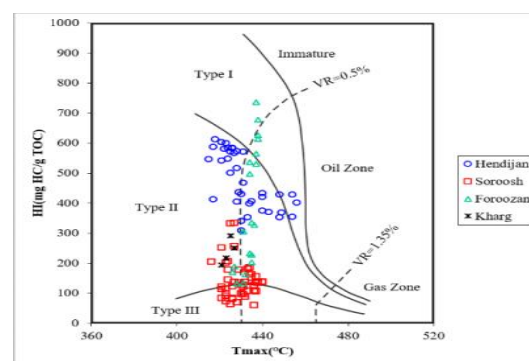
شکل ۶- نمودار میانگین انعکاس ویترنایت اندازه‌گیری شده در برابر عمق برای نمونه‌های سازند کژدومی در میدان‌های مطالعه‌شده

Fig 6- The graph of average vitrinite reflectance measured against depth for samples of the Kazhdumi Formation in the studied fields



شکل ۷- نمودار میانگین انعکاس ویترنایت اندازه‌گیری‌شده در برابر Tmax برای نمونه‌های سازند کژدومی در میدان‌های مطالعه‌شده

Fig 7- The plot of vitrinite reflectance measured against Tmax for samples of the Kazhdumi Formation in the studied fields.



شکل ۸- نمودار اندیس هیدروژن در برابر Tmax برای تعیین تیپ کروژن و بلوغ نمونه‌های سازند کژدومی در میدان‌های مطالعه‌شده (Espitalié et al. 1985).

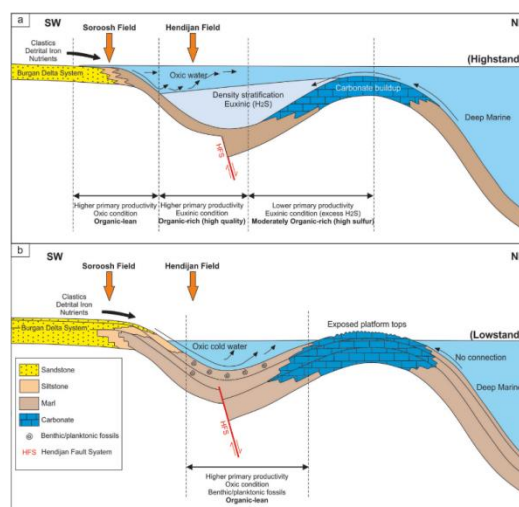
Fig 8- Hydrogen index versus Tmax for determining the kerogen type and maturity of samples from the the Kazhdumi Formation in the study fields (Espitalié et al. 1985).

ایجاد شده است. این شرایط باعث رسوب گذاری بالا و نرخ حفظ شدگی مواد آلی در مرز آب-رسوب در بخش های عمیق تر محیط رسوبی، به خصوص حوضه درون شلفی (محل میدان هندیجان) شده است. محتوای مقدار کل کربن آلی و اندیس هیدروژن در میدان هندیجان و تا حدودی میدان خارگ مباحث ذکر شده را تأیید می کنند (جدول ۱). رخساره غنی از مواد آلی بخش های شیلی بالایی سازند کژدمی حاوی کروژن نوع II در میدان هندیجان (به عنوان بخش جنوب شرقی حوضه درون شلفی) بوده و در شرایط محیطی، فاقد اکسیژن تا نیمه اکسیژن دار تشکیل شده اند. این نتیجه گیری ها با شرایط فاقد اکسیژن گزارش و در بخش های مرکزی به سمت شمال شرق بخش مرکزی فروافتادگی دزفول تأیید می شود (Bordenave and Hegre 2005; Sfidari et al. 2016).

همان زمان، جنوب غرب حوضه (محل میدان های فروزان، سروش) تحت تأثیر ورود آب های رودخانه ای آشفته قرار گرفته و در ستون آب، حالت لایه بندی (به وسیله چگالی) ایجاد نشده است. به این سبب، مواد آلی دریایی نسبتاً بی ارزش و تخریب شده همراه با غلبه نوع خشکی در قسمت های شیلی بالایی سازند کژدمی در شرایط دریایی حاوی اکسیژن رسوب کرده است. نتایج آنالیز پیرولیز راکاپول (HI, S2) نشان دهنده حضور رخساره های فقیر از مواد آلی حاوی کروژن نوع III با شرایط حفظ شدگی ناچیز (مقدار پایین HI) در میدان های سروش و فروزان است. شواهد رسوب شناسی و پتروگرافی شرایط حاوی اکسیژن را در بخش جنوبی خلیج فارس و همچنین میدان های سروش و فروزان را تأیید می کنند (شکل ۹). براساس بحث ذکر شده، آشکار است که تأثیر هم زمان محیط رسوبی-شرایط تکتونیکی (ورود مواد مغزی قاره منجر به افزایش تولید مواد آلی در ستون فوتیک زون) و تغییرات نسبی سطح آب دریا (توزیع محل های با شرایط فاقد اکسیژن در حوضه کژدمی)، مسئول تغییرات کمیت و نوع مواد آلی در میدان های فروزان، سروش و هندیجان بوده است.

از طرف دیگر، تفسیر عوامل تکتونیکی بر وقایع بعد از رسوب گذاری سازند کژدمی، اطلاعات روشنی را از تغییرات بلوغ سازند کژدمی از میدان فروزان و سروش به سمت میدان

نتیجه آن پالس های آواری به حوضه وارد شده اند (شکل ۹-b). در طول این زمان ها، شرایط دلتای پراثری، بر بسیاری از مناطق جنوب غربی خلیج فارس (مانند میدان های فروزان، سروش، نوروز) و کشورهای حاشیه جنوبی (خفجی و صفانیه در عربستان سعودی، نهر عمر در عمان و بورگان در کویت) غلبه داشته و به رسوب گذاری رخساره های ماسه سنگی درشت و ضخیم منجر شده است (عضو ماسه سنگی A و B از سازند کژدمی در میدان های فروزان، نوروز و سروش). هم زمان با این شرایط، در بخش شمالی و عمیق تر، حوضه رسوبی درون شلفی فاقد لایه بندی در ستون آب و حاوی اکسیژن غلبه داشته و رخساره های گل سنگ و شیل های فقیر از مواد آلی، با آثاری از ورودی خشکی در بخش پایینی سازند کژدمی (شکل ۹-a) رسوب گذاری کرده است (محل میدان هندیجان در این مطالعه) (Nouri et al. 2016; Sfidari et al. 2016; Alipour 2022).



شکل ۹- (a) بازسازی محیط رسوبی حوضه کژدمی در شمال شرق خلیج فارس در زمان بالا بودن سطح آب دریا و (b) پایین بودن سطح آب دریا (با تغییرات از Alipour 2022)

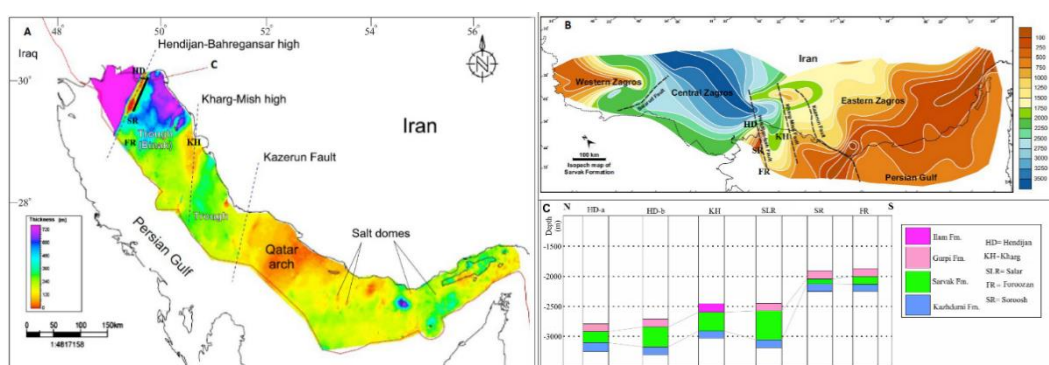
Fig 9- Reconstruction of the sedimentary environment of the Kazhdumi Basin in the northeast of the Persian Gulf during high and lowstand sea level (adapted from Alipour 2022)

در زمان های بالا بودن سطح نسبی آب دریا (شکل ۹)، حجم زیادی از آب سرد و شیرین حاوی مواد مغذی خشکی باعث گسترش زون ارگانیک تولیدی در بخش فوتیک زون ستون آب و در بخش تحتانی ستون آب، شرایط فاقد اکسیژن

کربناته سروک بیرون زده و در بعضی مکان‌ها نبود رسوب‌گذاری سازندهای سروک و ایلام در کرتاسه بالایی در جنوب غرب خلیج فارس اتفاق افتاده است (Shiroodi et al. 2015; Mehrabi et al. 2015).

تغییرات ضخامت سازندهای سروک، ایلام و گورپی در طول این بلندای قدیمه، منطبق با روند ساختاری آن است (Shiroodi et al. 2015). به علاوه، در بخش شمالی و جنوبی بلندای قدیمه خفجی-هندیجان، رخساره‌ها و ضخامت سازند سروک متفاوت است (شکل ۱۰). در بخش شمالی (محل میدان هندیجان)، ضخامت سازند سروک بیشتر از بخش جنوبی (محل میدان‌های فروزان و سروش) است که نشان‌دهنده تأثیرگذاری بیشتر این عناصر ساختاری در بخش جنوبی نسبت به بخش شمالی است (شکل ۱۰). این عوامل به عمق تدفین بیشتر سازند کژدمی در بخش شمالی (میدان هندیجان) نسبت به بخش جنوبی (میدان‌های فروزان و سروش) بلندای قدیمه منجر شده است؛ از این رو، نتیجه‌گیری می‌شود که بلوغ بیشتر سازند کژدمی در میدان هندیجان در مقایسه با میدان‌های فروزان و سروش به دلیل ضخامت بیشتر رسوبات کرتاسه بالایی (سازندهای سروک، ایلام و گورپی) در بخش شمالی بلندای قدیمه خفجی-هندیجان بوده است (شکل ۱۰).

هندیجان ارائه می‌دهد. عقیده بر این است که تکتونیک محلی، یکی از عوامل شکل‌گیری و گسترش حوضه کژدمی در طول آلبین بوده است (حوضه درون‌شلفی و پلاتفرم کربناته فارس) (Alsharhan and Nairn 1997). همچنین وقایع بعد از رسوب‌گذاری سازند کژدمی نیز تحت تأثیر همین تکتونیک محلی بوده است (Bordenave and Burwood 1995)؛ برای نمونه، گسل‌های پی‌سنگی با روند شمالی-جنوبی (سیستم‌های گسله خفجی-هندیجان، خارگ-میش و کازرون) همراه با پشته‌های عمیق نمکی هرمز (میدان‌های گنبدی قرارگرفته بر بلندای قدیمه خفجی-هندیجان)، به تغییرات ضخامت رسوبات کرتاسه پسین در شمال شرق صفحه عربی منجر شده است (شکل ۱۰). پیوستگی و مرز تدریجی بین سازند کژدمی و سروک در ناحیه سیستم گسله هندیجان-خفجی، فعالیت‌نداشتن این سیستم در ابتدای سنومانین است (Mehrabi et al. 2015). با وجود این، فعالیت‌های مهم تکتونیک در انتهای سنومانین در امتداد این سیستم گسلی پی‌سنگی، به رشد بلندای قدیمه و گودال‌ها شامل بلندای قدیمه خفجی-هندیجان و گودال بینک در طول کرتاسه بالایی منجر شده است (شکل ۱۰). این بلندای و گودال‌های شکل‌گرفته به تغییرات زیاد رخساره و ضخامت توالی کربناته منجر شده است. در امتداد گسل پی‌سنگی خفجی-هندیجان، پلاتفرم

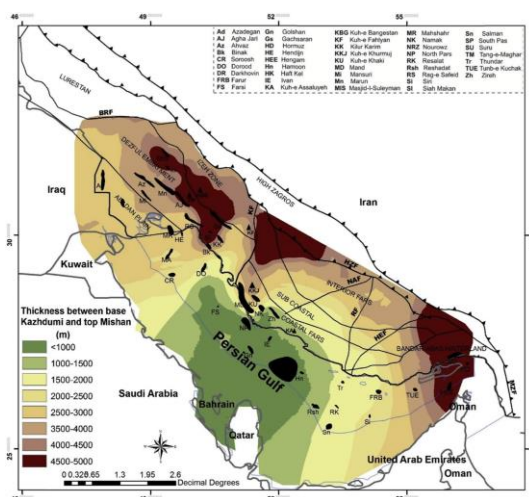


شکل ۱۰- (a) نقشه هم‌ضخامت توالی کربنات کرتاسه بالایی در خلیج فارس براساس تفسیر داده‌های لرزه‌ای (اقتباس از Mehrabi et al. 2015)، (b) تغییرات ضخامت سازند سروک (Khalili 1974) و (c) تأثیر بلندای قدیمه هندیجان-خفجی بر کاهش ضخامت سازند سروک از هندیجان تا فروزان (Noori et al. 2016)

Fig 10- (a) Thickness map of the upper carbonate sequence in the Persian Gulf based on seismic interpretation of data (adapted from Mehrabi et al. 2015), (b) Changes in Sarvak Formation thickness (Khalili 1974), and (c) Influence of the Hendijan-Khafji paleo high on the reduction of Sarvak Formation thickness from Hendijan to Foroozan (Noori et al. 2016)

در عمق تدفین از میدان هندیجان به سمت میدان‌های سروش و فروزان، بلوغ بیشتر این سازند را در میدان هندیجان نشان می‌دهد (شکل‌های ۶ و ۸). مقادیر T_{max} و R_o نشان‌دهنده ابتدای پنجره بلوغ (انعکاس ویترنایت در حدود ۰/۷۵) برای سازند کژدمی در میدان هندیجان‌اند. با وجود این، همچنین مقادیری در میدان‌های سروش (انعکاس ویترنایت در حدود ۰/۶) و فروزان (انعکاس ویترنایت در حدود ۰/۶۲)، نشان‌دهنده شرایط نابالغ در این دو میدان است. بحث ارائه‌شده نقش تکتونیک محلی (بلندای قدیمه خفجی-هندیجان) و فعالیت‌های بعد از رسوب‌گذاری سازند کژدمی را در بلوغ این سازند آشکار می‌کند.

ضخامت ۳۹۰۰ متری (سازند کژدمی تا رأس سازند میشان) قبل از چین‌خوردگی اصلی زاگرس، برای بلوغ و خروج هیدروکربن از سازند کژدمی پیشنهاد شده است (Bordenave and Burwood 1995). نقشه هم‌ضخامت تجمعی قبل از چین‌خوردگی زاگرس (انتهای سازند کژدمی تا رأس سازند میشان)، نشان‌دهنده تأثیر فعالیت‌های ساختاری در عمق تدفین سازند کژدمی است (شکل ۱۱) (Sfidari et al. 2016). عمق تدفین ۲۵۰۰ تا ۳۰۰۰ متری برای سازند کژدمی در میدان سروش، گزارش شده است (شکل ۱۱). با وجود این، عمق تدفین ۳۵۰۰ تا ۳۰۰۰ متری برای سازند کژدمی در میدان هندیجان گزارش شده است (شکل ۱۱). این اختلاف



شکل ۱۱- ضخامت تجمعی بالای سازند کژدمی قبل از چین‌خوردگی زاگرس رأس سازند میشان تا سازند کژدمی (Sfidari et al. 2016)

Fig 11- The cumulative thickness above the Kazhdumi Formation before the Zagros orogeny (the top of the Mishan Formation to the Kazhdumi Formation) (Sfidari et al. 2016)

نتیجه

سروش، فروزان و خارگ برای پیرولیز راکایول و انعکاس ویترنایت جمع‌آوری شد. نتایج آزمایش‌ها نشان داد که میانگین مقدار کل کربن آلی در میدان‌های هندیجان، سروش، فروزان و خارگ به ترتیب ۲/۹۳، ۰/۸۰، ۱/۰۲ و ۰/۷۰ درصد وزنی است. همچنین مقدار میانگین اندیس هیدروژن به ترتیب ۴۷۴، ۱۳۸، ۳۶۷ و ۲۳۸ (میلی گرم هیدروکربن/گرم TOC) است. براساس نتایج

مطالعه ژئوشیمیایی سنگ منشأ، یکی از پارمترهای مهم ارزیابی سیستم‌های نفتی در یک حوضه رسوبی است. در این مطالعه، ارزیابی ژئوشیمیایی سازند کژدمی در شمال غرب خلیج فارس، به‌عنوان یکی از سنگ منشأهای احتمالی بررسی و مطالعه شده است. برای مطالعه سازند کژدمی در شمال غرب خلیج فارس، خرده‌های حفاری از میدان‌های هندیجان،

- Alsharhan A.S. and Nairn A.E.M. 1997. *Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East*. Elsevier, Amsterdam, New York, 843 p.
- Baniasad A. Rabbani A. Sachse V.F. Littke R. Moallemi S.A. and Soleimany B. 2016. 2D basin modeling study of the Binak Trough, northwestern Persian Gulf, Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 77: 882-897. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.07.025>.
- Barati Boldaji S. Sefidari E. Mehrabi H. and Zamanzadeh S.M. 2024. Geochemical evaluation of potential source rocks based on Rock-Eval Pyrolysis and Vitrinite reflectance analyses in Foroosan oil field. *Scientific Quarterly Journal of Geosciences*, 34(2): 59-74. <https://10.22071/gsj.2023.422750.2119>.
- Barker C. 1974. Pyrolysis techniques for source-rock evaluation. *AAPG Bulletin*, 58(11): 2349-2361. <https://doi.org/10.1306/83D91BAF-16C7-11D7-8645000102C1865D>.
- Batten D.J. 1996. Palynofacies and palaeoenvironmental interpretation. In: Jansonius J. and McGregor D.C. (Eds.), *Palynology: Principles and Applications*, Vol 3, American Association of Stratigraphic Palynologists Foundation, College Station, 1011-1064 p.
- Behar F. Beaumont V.D.E.B. and Penteado H.D.B. 2001. Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2): 111-134. <https://doi.org/10.2516/ogst:2001013>.
- Bordenave M.L. 1993. *Applied Petroleum Geochemistry*. Editions Technip, Paris, 524p.
- Bordenave M.L. and Burwood R. 1995. The Albian Kazhdumi Formation of the Dezful Embayment, Iran: one of the most efficient petroleum generating systems. In *petroleum source rocks* (183-207). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 183-207. https://doi.org/10.1007/978-3-642-78911-3_11.
- Bordenave M.L. and Hegre J.A. 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 28(4): 339-368. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2005.tb00087.x>.
- 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>.
- Davies R.B. Simmons M.D. Jewell T.O. and Collins J. 2019. Regional controls on siliciclastic input into Mesozoic depositional systems of the Arabian plate and their petroleum significance. In: Al-Anzi H.R. Rahmani R.A. Steel R.J. Soliman O.M. (Eds.), *Siliciclastic Reservoirs of the Arabian Plate: AAPG Memoir*, 116: 103-140. <https://10.1306/13642165M1183798>.

انعکاس ویتربینایت سازند کژدمی در میدان‌های هنديجان و خارگ وارد زون بلوغ و به سمت میدان‌های سروش و فروزان از مقدار آن کاسته می‌شود و در زون نابالغ قرار دارد.

براساس نتایج این مطالعه و انطباق آن با مطالعات رسوب‌شناسی و تکتونیکی انجام‌شده در منطقه، نتیجه این است که تغییرات نسبی سطح آب دریا در قالب جابه‌جایی دلتا در طول حوضه رسوبی قدیمه آلبین، نقش اصلی در ته‌نشست و حفظ‌شدگی مواد آلی را در سازند کژدمی بازی کرده است.

در مناطق نزدیک ورودی آواری دلتای قدیمه، رسوبات دانه‌درشت با کروژن نوع III یا نوع خشکی در رسوبات موجود بوده است که مقدار مواد آلی پایینی را دارد (میدان‌های سروش و فروزان). با وجود این، با دورشدن از منشأ ورودی آواری و نزدیک‌شدن به حوضه درون‌شلفی، نقش ورودی رسوبات آواری کمتر و مواد آلی به خوبی در رسوبات کف حوضه حفظ شده‌اند که در نتیجه این امر، مواد آلی دریایی نوع II در رسوبات به خوبی حفظ شده‌اند (میدان هنديجان).

تغییرات بلوغ سازند کژدمی در شمال غرب خلیج فارس، به عوامل تکتونیکی و ساختارهای قدیمه پی سنگی در ارتباط است. به دلیل تأثیر بلندای قدیمه در رسوب‌گذاری سازندهای بعد از سازند کژدمی در شمال غرب خلیج فارس، ضخامت سازندهای سروک، گورپی و ایلام از شمال به سمت جنوب بلندای قدیمه با کاهش همراه بوده است. این تغییرات ضخامت سازندهای فوقانی به بلوغ بیشتر سازند کژدمی در میدان هنديجان و خارگ و بلوغ پایین‌تر و عمق تدفین کمتر این سازند در میدان‌های سروش و فروزان منجر شده است.

References

- Alavi M. 2004. Regional stratigraphy of the Zagros Fold-Thrust Belt of Iran and its proforeland evolution. *American Journal of Science*, 304(1): 1-20. <http://dx.doi.org/10.2475/ajs.304.1.1>.
- Alipour M. 2022. Organic facies and paleo-depositional environments of the Aptian–Albian Kazhdumi source rock in the Zagros basin of Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 145: 105887. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105887>.

- Organic Geochemistry, 34(7): 993-1008. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(03\)00035-4](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(03)00035-4).
- Hunt J.M. 1996. Petroleum Geochemistry and Geology. 2nd Edition, W.H. Freeman and Company, New York, 743 p.
- James G.A. and Wynd J.G. 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG Bulletin, 49(12): 2182-2245. <https://doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D>.
- Jarvis I.A.N. Gale A.S. Jenkyns H.C. and Pearce M.A. 2006. Secular variation in Late Cretaceous carbon isotopes: a new $\delta^{13}C$ 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>.
- Khalili M. 1974. The Biostratigraphic Synthesis of the Bangestan Group in Southwest Iran. National Iranian Oil Company. Report No. 1219.
- Kotarba M.J. Więclaw D. Kosakowski P. Zacharski J. and Kowalski A. 2003. Evaluation of source rock and petroleum potential of Middle Jurassic strata in the south-eastern part of Poland. Polish, English sum mary). Przegląd Geologiczny, 51: 1031-1040.
- Langford F.F. and Blanc-Valleron M.M. 1990. Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon. AAPG Bulletin, 74(6): 799-804. <https://doi.org/10.1306/0C9B238F-1710-11D7-8645000102C1865D>.
- LeCompte B. and Hursan G. 2010. Quantifying source rock maturity from logs: How to get more than TOC from delta log R. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22. <https://doi.org/10.2118/133128-MS>.
- 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. Marine and Petroleum Geology, 77: 991-1009. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.05.004>.
- Mehrabi H. Rahimpour-Bonab H. Hajikazemi E. and Jamalian A. 2015. Controls on depositional facies in Upper Cretaceous carbonate reservoirs in the Zagros area and the Persian Gulf, Iran. Facies, 61: 1-24. <https://doi.org/10.1007/s10347-015-0450-8>.
- Noori B. Ghadimvand N.K. Movahed B. Yousefpor M. 2016. Provenance and tectonic setting of late lower Cretaceous (Albian) Kazhdumi Formation sandstones (SW Iran). Open J. Geol., 6(8): 721-739. <https://doi.org/10.4236/ojg.2016.68055>.
- Page M.M. and Kuhnel C. 1980. Rock-Eval pyrolysis as source rock screening technique. AAPG Bulletin, 64(5): 762-762.
- Peters K.E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. AAPG Bulletin, 70(3): 318-329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>.
- Dembicki H. 2022. Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production. Elsevier, 424p.
- Dow W.G. 1977. Kerogen studies and geological interpretations. Journal of Geochemical Exploration, 7: 79-99. [https://doi.org/10.1016/0375-6742\(77\)90078-4](https://doi.org/10.1016/0375-6742(77)90078-4).
- Espitalié J. 1986. Use of Tmax as a Maturation Index for Different Types of Organic Matter. Comparison with Vitrinite Reflectance. In: Burrus J. (Ed.), Thermal Modeling in Sedimentary Basins. Publications de l'Institut Français du Pétrole / Institut Français du Pétrole, 44. Editions Technip, Paris, 475-496. <https://oceanrep.geomar.de/id/eprint/40227>.
- Espitalié J. Deroo G. and Marquis F. 1985. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie. Revue de 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, Review Institut Français du Pétrole, 32(1): 23-42. <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: 2117-2135. <https://doi.org/10.1007/s00531-013-0921-5>.
- 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 of Geosciences, 33(1): 27-42. <https://doi.org/10.22071/gsj.2022.350594.2014>.
- Ghazban F. 2007. Petroleum Geology of the Persian Gulf. Tehran University and National Iranian Oil Company Publications, Tehran, 707 p.
- Hosseiny E. and Barati Boldaji S. 2020. Evaluation of hydrocarbon generation potential of Sargelu source rock in southwestern Iran and the northwestern Persian Gulf. Journal of Analytical and Numerical Methods in Mining Engineering, 10(23): 79-89. <https://doi.org/10.29252/annm.2020.14351.1451>.
- Hosseiny E. and Mohseni A. 2023. Garau Formation as an unconventional hydrocarbon resource in southwestern Iran: a geochemical investigation. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 13(7): 1535-1549. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01634-1>.
- 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. Organic Geochemistry, 99: 53-66. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.06.005>.
- Huang B. Xiao X. and Zhang M. 2003. Geochemistry, grouping and origins of crude oils in the Western Pearl River Mouth Basin, offshore South China Sea.

- 210: 105158.
<https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2023.105158>.
- Sfidari E. Zamanzadeh S.M. Dashti A. Opera A. and Tavakkol M.H. 2016. Comprehensive source rock evaluation of the Kazhdumi Formation, in the Iranian Zagros Foldbelt and adjacent offshore. *Marine and Petroleum Geology*, 71: 26-40. <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. Simmon M.D. 2001. *Arabian Plate Sequence Stratigraphy*. GeoArabia Special Publication 2. Oriental Press, Manama Bahrain, 371 p.
- Shiroodi S.K. Ghafoori M. Faghih A. Ghanadian M. Lashkaripour G. and Moghadas N.H. 2015. Multi-phase inversion tectonics related to the Hendijan–Nowrooz–Khafji Fault activity, Zagros Mountains, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences*, 111: 399-408. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2015.08.015>.
- Smith J.T. 1994. Petroleum System Logic as an Exploration Tool in a Frontier Setting. *AAPG Mem*, 60: 25-49.
- Tissot B.P. and Welte D.H. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence* Springer-Verlag. Berlin Heidelberg, New York, Tokio, 699 p.
- Tissot B.P. Pelet R. and Ungerer P.H. 1987. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. *AAPG Bulletin*, 71(12): 1445-1466. <https://doi.org/10.1306/703C80E7-1707-11D7-8645000102C1865D>.
- Van Buchem F.S.P. Baghbani D. Bulot L.G. Caron M. Gaumet F. Hosseini A. Keyvani F. Schroeder R. Swennen R. Vedrenne V. 2010. Barremian-lower Albian sequence-stratigraphy of southwest Iran (Gadvan, Dariyan and Kazhdumi formations) and its comparison with Oman, Qatar and the United Arab Emirates. In: van Buchem F.S. Al-Husseini M. Maurer F. Droste H. (Eds.), *GeoArabia Special Publication*, 4(1): Gulf PetroLink, Bahrain, 503–548.
- Waples D.W. Kamata H. and Suizu M. 1992. The art of maturity modeling, part 1: finding a satisfactory geologic model. *AAPG Bulletin*, 76(1): 31-46. <https://doi.org/10.1306/BDF875E-1718-11D7-8645000102C1865D>.
- Ziegler M.A. 2001. Late Permian to Holocene Paleofacies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences. *GeoArabia*, 6(3): 445-504. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0603445>.
- Peters K.E. and Cassa M.R. 1994. Applied source-rock geochemistry. In: Magoon L.B. and Dow W.G. (Eds.), *The Petroleum System. From Source to Trap*, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, 93-120.
- Peters K.E. and Moldowan J.M. 1991. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic Geochemistry*, 17(1): 47-61. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90039-M](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M).
- Rabbani A.R. 2007. Petroleum geochemistry, offshore SE Iran. *Geochemistry International*, 45(11): 1164-1172. <https://doi.org/10.1134/S0016702907110109>.
- Rabbani A.R. Kotarba M.J. Baniasad A.R. Hosseiny E. and Wieclaw D. 2014. Geochemical characteristics and genetic types of the crude oils from the Iranian sector of the Persian Gulf. *Organic Geochemistry*, 70, 29-43. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2014.02.010>.
- 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): 1-15. <https://doi.org/10.1111/sed.12349>.
- Roth P.H. Bowdler J.L. 1981. Middle Cretaceous calcareous nannoplankton, biogeography and oceanography of the atlantic ocean. *Soc. Econ. Paleont. and Mineralog.*, Tulsa, Special Publication 32: 517-546.
- Ruvalcaba Baroni I. Palastanga V. and Slomp C.P. 2020. Enhanced organic carbon burial in sediments of oxygen minimum zones upon ocean deoxygenation. *Frontiers in Marine Science*, 6: 839 p. <https://doi.org/10.3389/fmars.2019.00839>.
- Sfidari E. 2024. *Reservoir Geochemistry*. Shahid Beheshti Center-Academic Center for Education, Culture and Research Publications, Tehran, 278 p.
- Sfidari E. Sharifi M. Amini A. Zamanzadeh S.M. and Kadkhodaie A. 2021. Reservoir quality of the Surmeh (Arab-D) reservoir in the context of sequence stratigraphy in Salman Field, Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198: 108180. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108180>.
- Sfidari E. Sharifi M. Yazdi-Moghadam M. and Hakimi-Zanouz A. 2024. Geochemical pyrolysis, petrographical analysis and burial history reconstructions of the Kazhdumi Formation in the Hendijan and Soroosh oil fields, northwestern Persian Gulf. *Journal of African Earth Sciences*,