



<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 45-58

Received: 28.02.2024 Accepted: 07.05.2024

Research Paper

Geochemical assessment of the Pabdeh Formation from the perspective of conventional and unconventional hydrocarbon resources, southwest of Iran

Ehsan Hosseiny* 

Assistant Professor, Department of Mining and Metallurgical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran

ehosseiny@yazd.ac.ir

Ali Beirami

BSc, Department of Mining and Metallurgical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran

alibeirami1377@gmail.com

Amir Amini Mostafaabadi

BSc, Department of Mining and Metallurgical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran

amiramini0991@gmail.com

Abstract:

Organic matter is abundant in the shales and marls of the Pabdeh Formation in the southwestern Iran. They can be considered as a conventional or unconventional petroleum system in the region. This study evaluates the hydrocarbon generating potential and the feasibility of unconventional hydrocarbon resources of this formation from the viewpoint of petroleum geochemistry in the vast areas of southwest Iran. For this purpose, the results of Rock-Eval and vitrinite reflectance of the Pabdeh Formation from 43 oil fields in North Dezful Embayment, South Dezful Embayment, Abadan Plain, and northwestern Persian Gulf have been used. Geochemical parameters indicate that Pabdeh has good quantity and quality of organic matter in the region. However, it has not reached the maturity required for hydrocarbon generation in most areas. From the perspective of unconventional hydrocarbon resources, some layers of the Pabdeh Formation in the Dezful Embayment, especially in central areas, have the potential for oil shales. The shale oil potential is not suitable due to the low maturity and hydrocarbon saturation index of the Pabdeh Formation in the study area.

Keywords: Pabdeh Formation, Hydrocarbon Generating Potential, Oil Shale, Shale Oil

Introduction

The Zagros sedimentary basin hosts a significant amount of the world's oil and gas reserves. This high amount of hydrocarbon results from several active petroleum systems in this basin over geological time. The Pabdeh Formation in some regions of southwest Iran contains a good quantity and quality of organic matters that, can act as either a conventional or unconventional petroleum system under suitable thermal conditions. This study aims to assess the hydrocarbon generation potential and the feasibility of unconventional hydrocarbon resources of this formation across the vast areas of southwest Iran from the viewpoint of petroleum geochemistry. For this purpose, Rock-Eval and vitrinite reflectance results of the Pabdeh Formation in southwest Iran from 43 fields, covering 353 kilometers in

width and 596 kilometers in length, have been used.

Materials & Methods

In order to evaluate the hydrocarbon generation potential and the feasibility of the associated conventional and unconventional resources of the Pabdeh Formation on a regional scale, the Rock-Eval pyrolysis and vitrinite reflectance results of 641 samples within 43 fields across the Dezful Embayment, Abadan Plain, and northwest of the Persian Gulf were applied. Contamination can significantly impact the Rock-Eval pyrolysis results. In this research, the reliability and absence of contamination were assured before using the Rock-Eval data. For this purpose, samples with S1/TOC ratios greater than 1.5 and production indexes higher than 0.5 were excluded from the study. All Rock-Eval

*Corresponding author

Hosseiny E. Beirami A. & Amini Mostafaabadi A. (2024). Geochemical assessment of the Pabdeh Formation from the perspective of conventional and unconventional hydrocarbon resources, southwest of Iran. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 40(1):45-58. <https://doi.org/10.22108/jssr.2024.140843.1279>



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.2024.140843.1279>

pyrolysis and vitrinite reflectance information were uploaded, analyzed, and interpreted using the geochemical software p: IGI 3.5.1.

Discussion of Results & Conclusion

The Total Organic Carbon (TOC) levels in the studied samples vary from 0.09 to 1.6 wt%. Approximately 70% of the samples have a TOC greater than one, indicating that the Pabdeh Formation can quantitatively be considered a good source rock in the southwest of Iran. The highest organic matter content is found in the center of the Dezful Embayment. The Petroleum Potential Index is the sum of free hydrocarbons and those generated during the pyrolysis process. Samples from the Dezful Embayment exhibit the highest potential, while those from the northwest of the Persian Gulf show the lowest. Samples with good and very good potential contain Type II kerogen. The highest quality of organic matter in the Pabdeh Formation pertains to the central part of the Dezful Embayment.

Vitrinite reflectance is one of the standard and efficient methods for evaluating organic matter maturity. The vitrinite reflectance values of the studied samples vary between 0.2 and 1. Most samples have values less than 0.6 or close to it, indicating immature to the early stages of the oil window. Moreover, other maturity parameters such as T_{max} and Production Index confirm this result. Therefore, although the quantity and quality of organic matter in the Pabdeh Formation in southwest Iran are very good, the low maturity limits its contribution to hydrocarbon generation in the region. It should be noted that the samples were taken from the anticlines. It is therefore likely that this source rock could have matured in synclines and depressions and produced some hydrocarbons.

Growing demand for energy, coupled with depleting conventional hydrocarbon reserves, has focused attention on unconventional hydrocarbon resources. Oil shales are sedimentary rocks containing significant amounts of organic matter that have yet to reach the maturity stage necessary for hydrocarbon production. The TOC in oil shales ranges between 3 and 30 wt%. (Hosseiny & Mohseni 2023). It is evident that the greater the quantity and quality of organic matter in the oil shale, the greater and more economically

viable the recoverable oil will be. Oil shales are rocks rich in organic substances with vitrinite reflectance below 0.6% and T_{max} lower than 435 C° (Hinrichs et al. 2010). Accordingly, the strata of the Pabdeh Formation in the Dezful Embayment have the potential to be an oil shale resource especially in the central parts where the Aghajari, Rameshir, Gachsaran, and RageSefid fields are located. It should be noted that, in addition to geochemical characteristics, the depth and thickness of the shale layer, mineralogical and petrological characteristics, geology, energy requirements and costs as well as current technology, are incredibly important in assessing the feasibility and capability of oil shales.

Shale oils are liquid hydrocarbons in a free, soluble, or adsorbed state in marls or shales within the oil window. In other words, shale oils are petroleum resources found in source rocks that have not migrated or have migrated just a short distance from the source rock (Jiang et al. 2016). The quantity of organic matter plays a fundamental role in shale production potential and storage capacity. The minimum TOC to form a shale oil is two wt%. Since Type III kerogen is mainly associated with gas generation, source rocks containing this kerogen type have a lower potential for shale oil resources. In shale oils, the source rock must be situated within the oil window ($R_o = 0.6\%-1.2\%$) (Jiang et al. 2016). The first step in determining the sweet spots for shale oils is identifying the source rocks within the oil-generating window (Jarvie 2012). Determining the source rock's oil saturation is also highly important alongside maturity assessment. The amount of free hydrocarbons in the "S₁" peak of Rock-Eval directly reflects the hydrocarbon saturation in the source rock (Jarvie 2012). The source rock's Oil Saturation Index (OSI) is obtained through the formula $OSI = S_1 * 100 / TOC$. Layers with an OSI greater than 100 mg HC/g TOC are considered to have productive potential (Jarvie 2012). The Pabdeh Formation has appropriate conditions for shale oil resources regarding the quantity and quality of organic materials in the Dezful embayment, especially in central areas. However, the maturity level in these areas is not sufficient. In the northern parts of the Dezful embayment, the Pabdeh could be within the oil window. However, samples from these areas show TOC and OSI less than two percent and 100 mg HC/g TOC, respectively.

ارزیابی ژئوشیمیایی سازند پابده از دیدگاه منابع متعارف و نامتعارف هیدروکربنی در جنوب غرب ایران

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

ehosseiny@yazd.ac.ir

علی بیرامی، کارشناسی، دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران

alibeirami1377@gmail.com

امیر امینی مصطفی آبادی، کارشناسی، دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران

amiramini0991@gmail.com

چکیده

شیل‌ها و مارن‌های سازند پابده در مناطقی از جنوب غرب ایران، حاوی مقادیر درخور توجهی مواد آلی‌اند و نقشی اساسی در تشکیل یک سیستم نفتی متعارف یا نامتعارف در منطقه دارند. این پژوهش، روند تغییرات توان هیدروکربن‌زایی و امکان‌سنجی توان ذخایر نامتعارف هیدروکربنی این سازند را در گستره وسیع جنوب غرب ایران از دیدگاه ژئوشیمی نفت ارزیابی می‌کند. برای این منظور از نتایج آنالیز پیرولیز راک‌ایول و انعکاس ویتربینایت سازند پابده در ۴۳ میدان نفتی واقع در حوضه رسوبی زاگرس در زیرحوضه‌های فروافتادگی دزفول شمالی، فروافتادگی دزفول جنوبی، دشت آبادان و شمال غرب خلیج فارس استفاده شده است. بررسی پارامترهای ژئوشیمیایی نشان داد بیشتر نمونه‌های سازند پابده از نظر کمیت و کیفیت مواد آلی، دارای کربن آلی کل بالاتر از یک و تیپ کروژن II هستند، اگرچه در بیشتر مناطق، به بلوغ لازم برای زایش هیدروکربن نرسیده‌اند. از دیدگاه ذخایر نامتعارف نفتی، لایه‌هایی از سازند پابده در فروافتادگی دزفول، به‌ویژه در نواحی مرکزی آن، توان شیل‌های نفتی دارند. همچنین با توجه به پایین بودن بلوغ و شاخص اشباع هیدروکربن سازند پابده در منطقه مطالعه‌شده، به‌طور کلی توان نفت شیل این سازند در جنوب غرب ایران مناسب نیست.

واژه‌های کلیدی: سازند پابده، توان هیدروکربن‌زایی، شیل نفتی، نفت شیل.

* نویسنده مسئول

حسینی، احسان؛ بیرامی، علی. و امینی مصطفی آبادی، امیر. (۱۴۰۳). ارزیابی ژئوشیمیایی سازند پابده از دیدگاه منابع متعارف و نامتعارف هیدروکربنی در جنوب غرب ایران. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۴۰(۱): ۴۵-۵۸. <https://doi.org/10.22108/jssr.2024.140843.1279>



مقدمه

رسوبی زاگرس، سیستم نفتی پالئوژن است که سازند پابده به‌عنوان سنگ مادر در آن مطرح است (Bordenave and Hegre 2010). سازند پابده در مناطقی از جنوب غرب ایران، حاوی مقادیر چشمگیری ماده آلی با کیفیت مناسب است که در شرایط حرارتی مناسب، به‌عنوان یک سنگ مادر فعال در سیستم نفتی متعارف یا نامتعارف عمل می‌کند. هدف این پژوهش، ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند پابده و تعیین روند تغییرات کمی، کیفی و بلوغ مواد آلی و امکان‌سنجی توان ذخایر نامتعارف هیدروکربنی این سازند در گستره وسیع جنوب غرب ایران از دیدگاه ژئوشیمی آلی است. برای این منظور از نتایج آنالیز پیرولیز راکایول و انعکاس ویتروینایت لایه‌های غنی از مواد آلی سازند پابده در جنوب غرب ایران، از ۴۳ میدان در منطقه‌ای به وسعت ۳۵۳ کیلومتر عرض و ۵۹۶ کیلومتر طول استفاده شده است (شکل ۱).

حوضه رسوبی زاگرس، یکی از حوضه‌های غنی جهان از نظر منابع هیدروکربنی است که درصد چشمگیری از ذخایر استحصال‌شدنی نفت و گاز جهان را در خود جای داده است (Hosseiny and Rahmani 2021). این حجم عظیم از هیدروکربن، حاصل فعالیت چندین سیستم نفتی در طول زمان زمین‌شناسی در حوضه رسوبی زاگرس است (Ghazban 2007; Bordenave and Hegre 2010; Alizadeh et al. 2012; Rabbani et al. 2014). مطالعه سیستم‌های نفتی در فعالیتهای اکتشافی، اهمیت زیادی دارد. سنگ مادر یکی از عناصر اصلی سیستم نفتی است که باید در مراحل اولیه مطالعه ارزیابی شود. ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ مادر، اطلاعات مفیدی را درباره پتانسیل هیدروکربن‌زایی، نوع مواد آلی و درجه بلوغ آنها ارائه می‌دهد (Hunt 1996). یکی از سیستم‌های نفتی محتمل در حوضه



شکل ۱- نقشه میدان‌های مطالعه‌شده در جنوب غرب ایران

Fig 1- Map of studied fields in the south-western Iran

زمین‌شناسی

نام سازند پابده از تنگ پابده در شمال میدان نفتی لالی در مسجدسلیمان اقتباس شده است (Aghanabati 2006). با بازگشت شرایط پایدار به دنبال فعالیت‌های زمین‌ساختی کرتاسه پسین و بالا آمدن نسبی آب دریاها در پالئوسن و ائوسن، مارل‌ها و آهک‌های رسی عمیق سازند پابده، نهشته شدند (Sharland et al. 2001). در برش الگوی حد پایینی پابده، شیل و مارل‌های گورپی و حد بالایی آن، آهک‌های آسماری است (شکل ۲). گستره جغرافیایی سازند پابده، شامل نواحی جنوب غربی لرستان، خوزستان و بخش‌هایی از استان فارس و خلیج فارس است. از نظر فسیل‌شناسی، در بخش قاعده این سازند، فسیل‌های پالئوسن، در بخش‌های فوقانی فسیل‌های با سن ائوسن، الیگوسن و میوسن مشاهده شده است؛ از این رو پابده از سن پالئوسن تا میوسن را شامل می‌شود (Aghanabati 2006). نهشته شدن مارن‌ها و آهک‌های رسی سازند پابده در محیط عمیق و غیر اکسیدان، شرایط حفظ شدن مواد آلی را در این سازند در حین نهشته شدن فراهم کرده است؛ بنابراین وجود مواد آلی و حفظ شدن آنها، سازند پابده را سنگ مادری در منطقه جنوب غرب ایران مطرح می‌کند. ارزیابی ژئوشیمیایی روی پابده در کوه بنگستان و بخش‌هایی از لرستان، میانگین کربن آلی کل^۱ (TOC) را بین ۲ تا ۵ نشان می‌دهد (Bordenave and Hegre 2005). این واقعیت نشان می‌دهد که سازند پابده در جنوب غرب ایران، به عنوان سنگ مادر یک سیستم نفتی متعارف و یا نامتعارف مطرح است.

روش کار

به منظور ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی و امکان‌سنجی ذخایر متعارف و نامتعارف مرتبط با سازند پابده در یک مقیاس منطقه‌ای، از نتایج آنالیز راکایول و انعکاس ویتیرینایت، ۶۴۱ نمونه از این سازند در ۴۳ میدان از حوضه‌های رسوبی فروافتادگی دزفول شمالی، فروافتادگی دزفول جنوبی، دشت آبادان و شمال غرب خلیج فارس استفاده شد. مجموعه داده‌ها شامل اطلاعات پژوهش‌های گذشته به همراه تعدادی داده‌های جدید است (Kamali et al. 2006, Alizadeh et al. 2012, Mashhadi et al. 2015, Karimi et al. 2016A, Karimi et al.

2016B, Seyedali et al. 2018, Alizadeh et al. 2020, Sadouni and Parandavar 2021, Maleki et al. 2021, Moradi and Alizadeh 2005, Alizadeh et al. 2006, Maroufi et al. 2010, Azizi et al. 2010, Mousavi et al. 2012, Alizadeh et al. 2013A, Alizadeh et al. 2013B, Tolabi and Mousavi 2015, Sanmari and Hamami 2016A, Sanmari and Hamami 2016B, Sanmari and Hamami 2016C, Kobraei et al. 2017, Karami et al. 2017, Hamami 2017, Mahmoodzadeh et al. 2018, Safaei Farooji et al. 2019).

آنالیز پیرولیز راکایول یکی از سریع‌ترین و کاربردی‌ترین روش‌هایی است که برای ارزیابی یک سنگ مادر استفاده می‌شود و اطلاعات ارزشمندی را از کیمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی ارائه می‌دهد (Behar et al. 2001). پیرولیز در واقع حرارت دادن ماده آلی در نبود اکسیژن است. هدف از این کار، تولید و آزاد شدن هیدروژن از مواد آلی در دمای بالا و در زمان کوتاه است که این روش به نوعی بازسازی تولید هیدروکربن در مرحله کاتائز به شمار می‌آید (Hunt 1996). پارامترهای اندازه‌گیری شده در پیرولیز راکایول شامل S_1 (هیدروکربن آزاد موجود در سنگ)، S_2 (هیدروکربن تولیدی حاصل از پیرولیز)، S_3 (ترکیبات اکسیژن‌دار موجود در کروژن)، T_{max} (دمای بیشینه تولید S_2) است. همچنین براساس این پارامترها، پارامترهای دیگری نظیر TOC، شاخص هیدروژن^۲ ($HI=S_2/TOC*100$)، شاخص اکسیژن^۳ ($OI=S_3/TOC*100$)، شاخص تولید^۴ ($PI=S_1/S_1+S_2$) و توان هیدروکربن‌زایی^۵ ($PP=S_1+S_2$) تعریف می‌شود (Behar et al. 2001).

آلودگی در نمونه‌ها، نتایج حاصل از پیرولیز راکایول را به شدت تحت تأثیر قرار می‌دهد. در این پژوهش پیش از تجزیه و تحلیل نتایج پیرولیز راکایول، از نبود آلودگی و مطمئن بودن آنها اطمینان حاصل شده است. برای این منظور داده‌هایی که نسبت S_1/TOC بزرگ‌تر از ۱/۵ و شاخص تولید بیشتر از ۰/۵ داشتند، از مطالعات کنار گذاشته شدند. بالابودن این نسبت‌ها در نمونه‌های آلوده، به علت افزایش مقدار S_1 در اثر آلودگی و هیدروکربن‌های نابرجا رخ می‌دهد (Hosseiny and Barati Boldaji 2020).

یکی از روش‌های مؤثر و مطمئن در ارزیابی بلوغ مواد آلی، استفاده از انعکاس ویتیرینایت است (Taylor et al. 1998).

² Hydrogen Index

³ Oxygen Index

⁴ Production Index

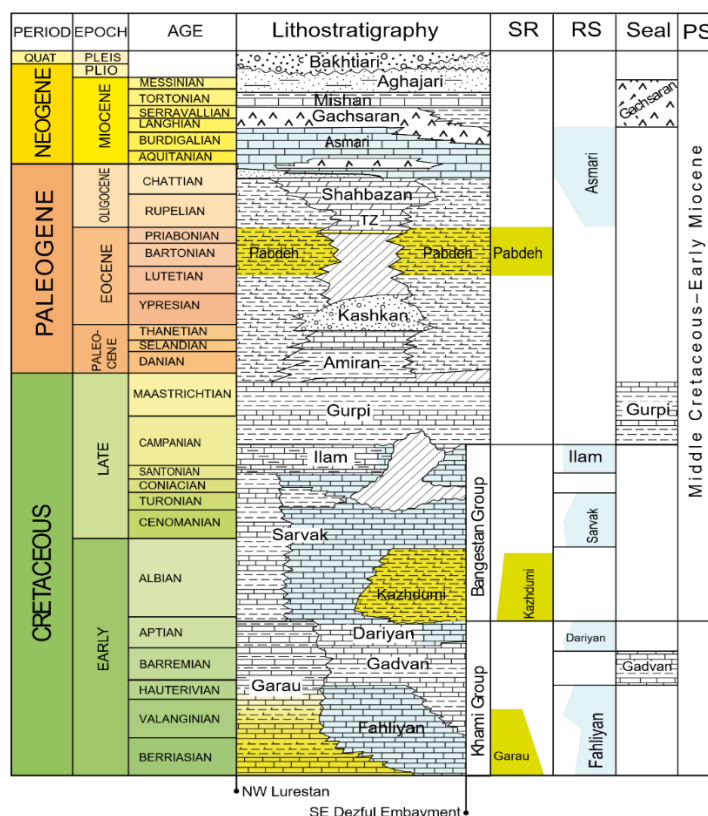
⁵ Petroleum Potential

¹ Total Organic Carbon



ویرینایت در نرم‌افزار ژئوشیمیایی IGI.3.5.1: بارگذاری، تجزیه و تحلیل شده است.

در این پژوهش از اطلاعات انعکاس ویرینایت ۱۸۱ نمونه از میدان‌های مختلف موجود در منطقه مطالعه استفاده شده است. شایان ذکر است که تمام اطلاعات راکایول و انعکاس



شکل ۲- ستون چینه‌شناسی و عناصر مختلف سیستم نفتی در منطقه مطالعه‌شده (Bordenave and Hegre 2005)

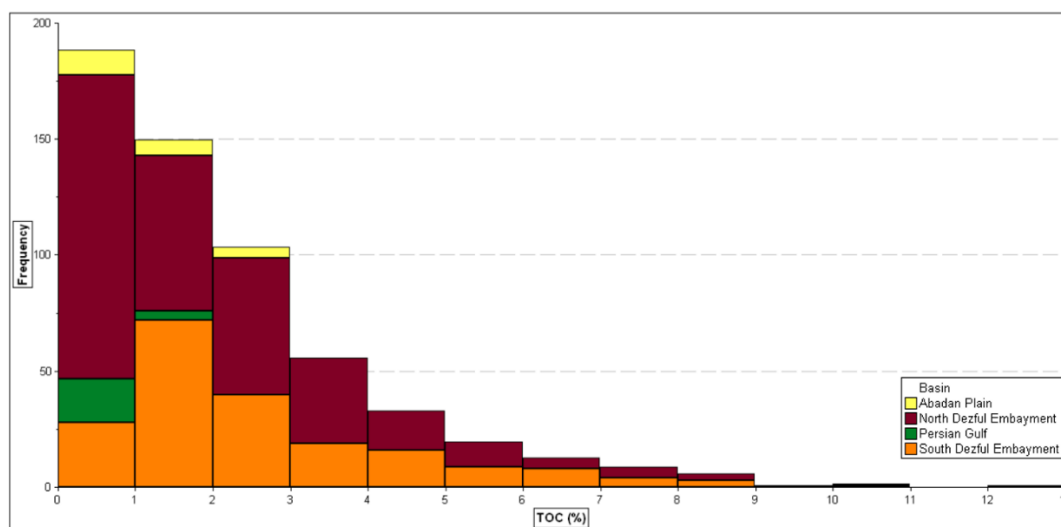
Fig 2- Generalized stratigraphy and petroleum systems elements in the study area (Bordenave and Hegre 2005)

میزان TOC در نمونه‌های مطالعه‌شده از ۰/۰۹ تا ۱۶ درصد وزنی متغیر است. حدود ۷۰ درصد نمونه‌ها TOC بزرگ‌تر از یک‌اند که این امر نشان می‌دهد سازند پابده از دیدگاه کمی، یک سنگ مادر خوب در منطقه جنوب غرب ایران است (شکل ۳). شکل ۴ الف، نقشه توزیع TOC میانگین را در منطقه مطالعه‌شده نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، بیشترین میزان مواد آلی در سنگ مادر پابده در مرکز فروافتادگی دزفول وجود دارد.

بحث و تحلیل یافته‌های پژوهش

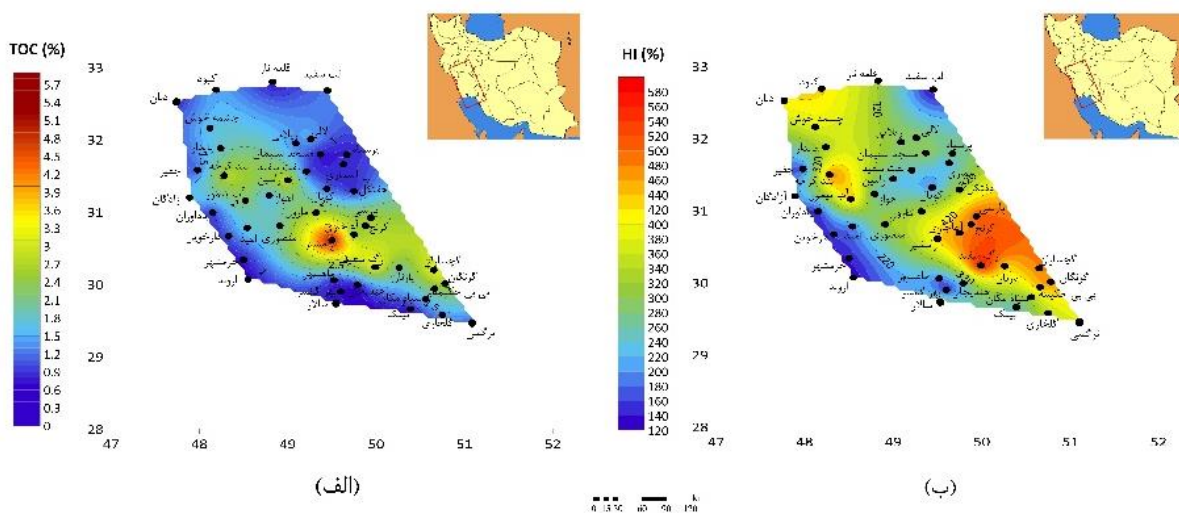
ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی

اولین گام در ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی یک سنگ مادر، تخمین کمی میزان مواد آلی موجود در سنگ مادر مدنظر است. این مهم با استفاده از اندازه‌گیری میزان کربن آلی کل در سنگ انجام و به‌صورت درصد وزنی بیان می‌شود. مقادیر TOC بالاتر از یک نشان‌دهنده سنگ مادر خوب، خیلی خوب و عالی از نظر کمیت مواد آلی است (Hosseiny et al. 2016).



شکل ۳- نمودار فراوانی بازه‌های مختلف کربن آلی کل برای سازند پابده در حوضه‌های مطالعه‌شده

Fig 3- Histogram of TOC for Pabdeh samples in the studied basins

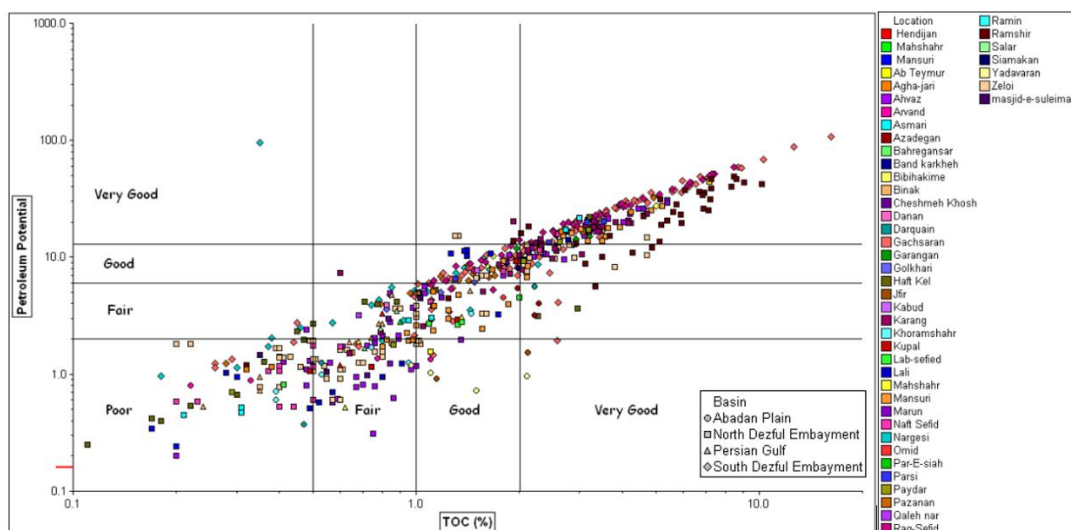


شکل ۴- الف- نقشه توزیع کربن آلی کل در منطقه مطالعه‌شده؛ ب- نقشه توزیع شاخص هیدروژن در منطقه مطالعه‌شده

Fig 4- Distribution of TOC (A) and HI (B) of Pabdeh across the study area

نمونه‌های مطالعه‌شده، بیانگر توانمندبودن سنگ مادر پابده در زایش هیدروکربن در جنوب غرب ایران است. نمونه‌های مربوط به فروافتادگی دزفول، بیشترین و نمونه‌های مربوط به شمال غرب خلیج فارس، کمترین توان هیدروکربن‌زایی را از خود نشان می‌دهند (شکل ۵).

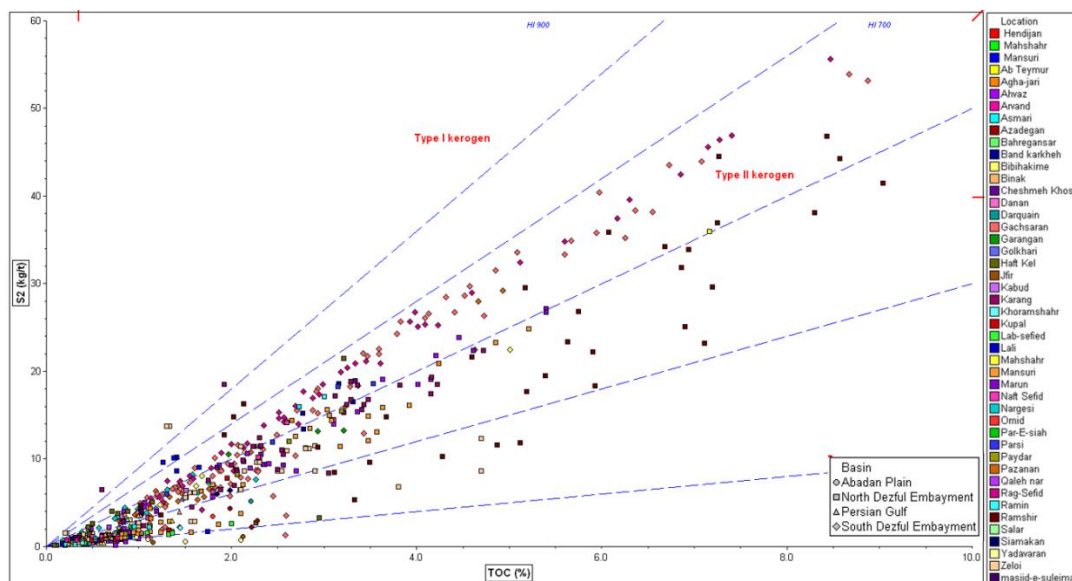
شاخص توان هیدروکربن‌زایی، مجموع هیدروکربن‌های آزاد و هیدروکربن‌های تولیدی در طول فرآیند پیرولیز است. مقادیر بالای ۶ برای این شاخص بیانگر سنگ مادر توانمند در زایش هیدروکربن است (Tissot and Welte 1984). ترسیم نمودار شاخص توان هیدروکربن‌زایی در مقابل TOC برای



شکل ۵- نمودار توان هیدروکربن‌زایی در مقابل کربن آلی کل برای نمونه‌های سازند پابده در حوضه‌های مطالعه‌شده
Fig 5- Plot of petroleum potential versus TOC for Pabdeh samples in the studied basins

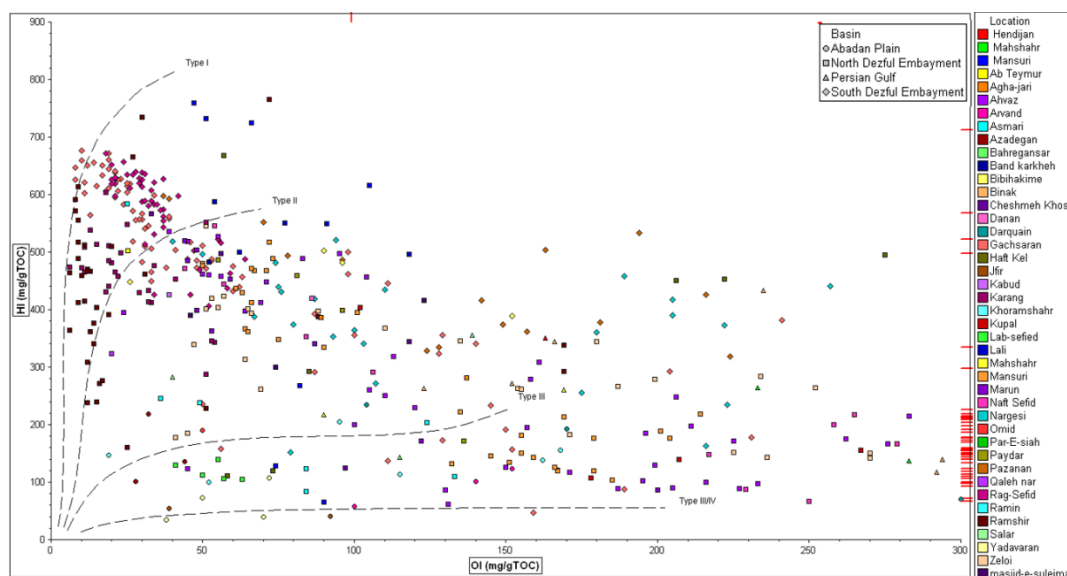
شناسایی و تعیین تپ کروژن سنگ مادر از آن جهت حائز اهمیت است که بر میزان و نوع هیدروکربن تولیدی مؤثر است (Tissot and Welte 1984). از نمودار S_2 در مقابل TOC برای تعیین نوع کروژن استفاده می‌شود، مرزهای تفکیک‌کننده در حقیقت همان مقدار شاخص هیدروژن را نشان می‌دهد (Langford and Blanc-Valleron 1990). کروژن نوع I که منشأ دریاچه‌ای دارد، نفت‌زاست و قابلیت تولید ۸۰ درصد وزنی هیدروکربن را طی فرآیند پیرولیز دارد. همچنین کروژن نوع II با منشأ دریایی، قابلیت تولید ۵۰ تا ۶۰ درصد وزنی هیدروکربن را دارد. کروژن نوع III از مواد چوبی با محیط قاره‌ای می‌گیرد، عموماً گاززاست و حداکثر ۱۵ تا ۳۰ درصد وزنی هیدروکربن را تولید می‌کند (Orak et al. 2018). همان‌طور که در شکل ۶ مشاهده می‌شود، نمونه‌های پابده با کمیت خوب و عالی، کروژن تپ II دارند، در حالی که نمونه‌های با کمیت مواد آلی متوسط، دارای کیفیت پایین‌تری‌اند. نمودار شبه ون‌کروئلن در شکل ۷ نیز، این نتیجه‌گیری را تأیید می‌کند. مطابق این نمودار، تعداد زیادی از نمونه‌های سازند پابده تپ کروژن II و کیفیت مناسبی برای تولید نفت در هنگام بلوغ دارند. همچنین نقشه توزیع میانگین شاخص هیدروژن در منطقه مطالعه‌شده، همخوانی خوبی با نتایج قبلی دارد (شکل ۴ ب). بیشترین کیفیت مواد آلی در سازند پابده، به قسمت مرکزی فروفاتدگی دزفول مربوط است.

شکل ۶- همان‌طور که در شکل ۶ مشاهده می‌شود، نمونه‌های پابده با کمیت خوب و عالی، کروژن تپ II دارند، در حالی که نمونه‌های با کمیت مواد آلی متوسط، دارای کیفیت پایین‌تری‌اند. نمودار شبه ون‌کروئلن در شکل ۷ نیز، این نتیجه‌گیری را تأیید می‌کند. مطابق این نمودار، تعداد زیادی از نمونه‌های سازند پابده تپ کروژن II و کیفیت مناسبی برای تولید نفت در هنگام بلوغ دارند. همچنین نقشه توزیع میانگین شاخص هیدروژن در منطقه مطالعه‌شده، همخوانی خوبی با نتایج قبلی دارد (شکل ۴ ب). بیشترین کیفیت مواد آلی در سازند پابده، به قسمت مرکزی فروفاتدگی دزفول مربوط است.



شکل ۶- نمودار تغییرات S_2 در مقابل TOC برای نمونه‌های سازند پابده در حوضه‌های مطالعه‌شده

Fig 6- Plot of S_2 versus TOC for Pabdeh samples in the studied basins



شکل ۷- نمودار تغییرات شاخص هیدروژن در مقابل شاخص اکسیژن برای نمونه‌های سازند پابده در حوضه‌های مطالعه‌شده

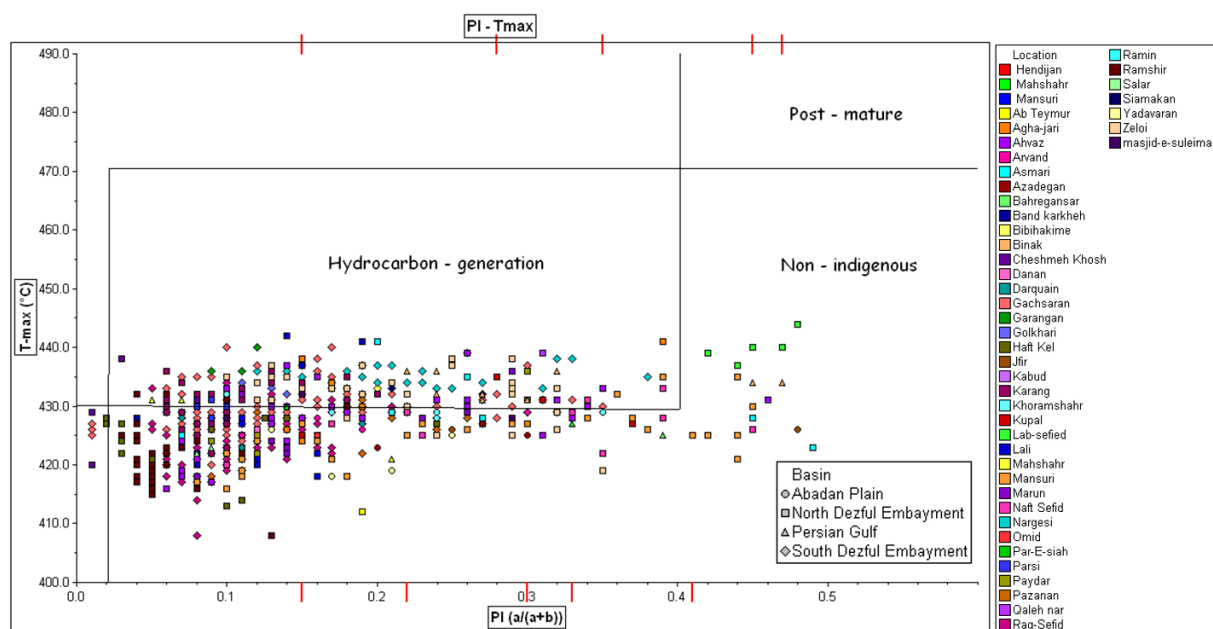
Fig 7- Plot of HI versus OI for Pabdeh samples in the studied basins

مقدار کمتر از ۰/۶ یا نزدیک به آن را دارند که نشان‌دهنده بلوغ‌نداشتن یا اوایل پنجره نفتی است. مقادیر انعکاس ویتربنایت برای نمونه‌های برخی از میدان‌های مربوط به شمال حوضه رسوبی دزفول مانند نفت سفید بین ۰/۷ تا ۱ درصد گزارش شده است (Karimi et al. 2016A) که بیانگر اوج پنجره نفتی برای سازند پابده در آن نواحی است. همچنین گزارش‌های مربوط به مقایسه ویژگی‌های ژئوشیمیایی پابده و

سومین گام در ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی یک سنگ مادر، بررسی میزان بلوغ مواد آلی است. یکی از روش‌های استاندارد و کارا در ارزیابی بلوغ مواد آلی، روش انعکاس ویتربنایت است. بازتاب نور از ویتربنایت با درصد بیان می‌شود و مقادیر انعکاس ویتربنایت کمتر از ۰/۶٪، بیانگر نابالغ بودن سنگ مادر است (Dow 1977). انعکاس ویتربنایت نمونه‌های مطالعه‌شده بین ۰/۲ و ۱ متغیر است. عمده نمونه‌ها

مرحله نابالغ یا اوایل بلوغ‌اند، بنابراین اگرچه وضعیت سازند پاینده از نظر کمیت و کیفیت مواد آلی در جنوب غرب ایران بسیار مناسب است، به‌علت پایین‌بودن بلوغ آن، مشارکت پایینی در تولید هیدروکربن در این منطقه دارد. باید توجه داشت نمونه‌های اخذشده به تاق‌دیس‌های میدان‌های نفتی مربوط است؛ بنابراین به احتمال زیاد این سنگ مادر در نادرسیس‌ها و فروافتادگی‌ها به مراحل از بلوغ می‌رسد و در برخی مناطق نیز مقداری هیدروکربن تولید می‌کند.

نفت موجود در مخزن آسماری این نواحی، تطابق مثبتی را نشان می‌دهد که تأییدکننده بلوغ این سنگ مادر در نواحی شمالی فروافتادگی دزفول است (Bordenave and Hegre 2010). از دیگر پارامترهای بلوغ، T_{max} و شاخص تولید است. نمودار این دو پارامتر در مقابل هم، نتایج حاصل از تحلیل انعکاس و تیرینیت را برای بیشتر میدان‌ها تأیید می‌کند (شکل ۸). البته در برخی از میدان‌ها مانند نفت سفید، ناهمخوانی در این دو پارامتر مشاهده می‌شود. در مجموع، این پارامترها نشان دادند قسمت عمده نمونه‌های پاینده در جنوب غرب ایران، در



شکل ۸- نمودار تغییرات شاخص تولید در مقابل T_{max} برای نمونه‌های سازند پاینده در حوضه‌های مطالعه‌شده

Fig 8- Plot of T_{max} versus PI for Pabdeh samples in the studied basins

شیل‌های نفتی، سنگ‌های رسوبی حاوی مقدار درخور توجهی مواد آلی‌اند که هنوز به مرحله‌ای از پختگی برای تولید هیدروکربن نرسیده‌اند (Hosseiny and Mohseni 2023). تولید نفت و گاز از این منابع با استفاده از بلوغ و پیرولیز مصنوعی کروژن انجام می‌شود (Lee 1990). این فرآیند نیازمند مصرف چشمگیری از انرژی است و از نظر زیست‌محیطی نیز چالش‌برانگیز است. این محدودیت‌ها سبب شده است که هزینه تولید هیدروکربن از این منابع نسبت به ذخایر متعارف بسیار بیشتر باشد.

شیل‌های نفتی

نیاز روزافزون به انرژی همراه با کاهش ذخایر متعارف هیدروکربنی سبب شده است تا توجه‌ها به ذخایر نامتعارف هیدروکربنی جلب شود. یکی از این منابع نامتعارف هیدروکربنی، شیل‌های نفتی است که جایگزین مناسبی برای نفت‌های متعارف است. تخمین‌های انجام‌شده در سرتاسر دنیا، ۱۰ درصد از نفت استحصال‌شده جهانی را به این منابع مرتبط دانسته‌اند (U.S. Energy Information Administration).

هیدروکربنی منابع نفت شیل به کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی موجود در سنگ مادر وابسته است. کمیت مواد آلی نقش اساسی بر توان تولید هیدروکربن و ظرفیت ذخیره شیلها دارد. حداقل کمیت مواد آلی برای تشکیل یک نفت شیل TOC بزرگتر از ۲ درصد وزنی است. با توجه به اینکه کروژن تیپ III، بیشتر دارای توان تولید گاز است، سنگ مادرهای حاوی این تیپ کروژن، توان پایینی برای ذخایر نفت شیل دارند. برای اینکه نفت داخل شیل موجود باشد، سنگ مادر باید در محدوده پنجره نفتی قرار گیرد ($Ro = 0.6\% - 1.2\%$) (Jiang et al. 2016). در کنار پارامترهای ژئوشیمیایی، پارامترهای دیگری نظیر ضخامت لایه‌های شیل، ترکیب کانی‌شناسی، تخلخل، تراوایی و قابلیت شکنندگی شیلها بر میزان ذخایر نفت شیل و قابلیت تولید از آنها مؤثر است. اولین گام در تعیین نواحی دارای توان اقتصادی نفت شیلها، تعیین سنگ‌های مادر در نواحی با پنجره نفت‌زایی است (Jarvie 2012). در کنار بررسی وضعیت بلوغ، تعیین میزان اشباع نفت در سنگ مادر نیز اهمیت بالایی دارد. میزان هیدروکربن آزاد در پیک "S₁" راکایول به‌طور مستقیم انعکاس‌دهنده اشباع هیدروکربن در سنگ مادر است (Jarvie 2012). شاخص اشباع هیدروکربن^۱ (OSI) در سنگ مادر از طریق $OSI = S_1 * 100 / TOC$ به دست می‌آید. لایه‌های با شاخص اشباع بزرگتر از ۱۰۰ mg HC/g TOC قابلیت تولید دارند (Jarvie 2012).

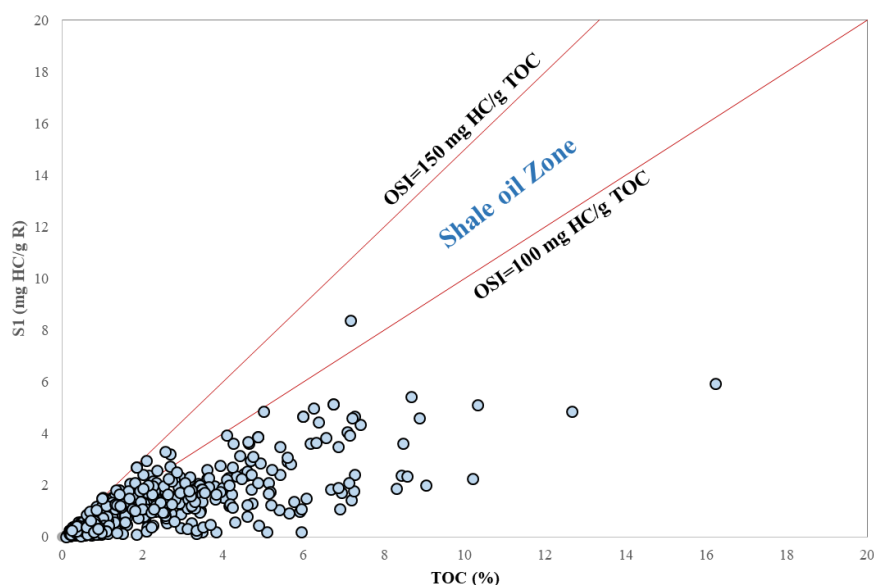
سازند پابده از نظر کمیت و کیفیت مواد آلی در فروافتادگی دزفول، به‌ویژه در نواحی مرکزی شرایط مناسبی برای این نوع ذخایر دارد (اشکال ۴ و ۵)؛ اما بلوغ مواد آلی در این نواحی مناسب نیست (شکل ۸). همان‌طور که قبلاً اشاره کردیم، پابده در نواحی شمال فروافتادگی دزفول در پنجره نفتی واقع شده است، اگرچه نمونه‌های آن نواحی نیز، میزان کربن آلی کل و شاخص اشباع هیدروکربن را به‌ترتیب پایین‌تر از ۲ درصد وزنی و ۱۰۰ mg HC/g TOC نشان می‌دهد (شکل ۹).

اولین گام در ارزیابی شیل‌های نفتی، انجام مطالعات ژئوشیمیایی مرتبط با تعیین کمیت، کیفیت و بلوغ مواد آلی موجود در شیل نفتی است. بالابودن کمیت و کیفیت مواد آلی موجود در سنگ، از اهمیت بسزایی برخوردار است. بر مبنای شرایط زمین‌شناسی لایه‌های شیلی، حداقل کمیت و کیفیت مواد آلی برای شیل‌های نفتی متفاوت است. بر همین مبنای میزان کربن آلی کل برای شیل‌های نفتی بین ۳ تا ۳۰ درصد وزنی متغیر است (Hosseiny and Mohseni 2023). پرواضح است که هرچه مقدار میزان کمیت و کیفیت مواد آلی در شیل‌های نفتی بیشتر باشد، نفت استحصال‌شدنی از آنها بیشتر و از نظر اقتصادی مقرون به صرفه‌تر است. از نظر بلوغ مواد آلی نیز، شیل‌های نفتی، سنگ‌های غنی از مواد آلی نابالغ‌اند که انعکاس ویتربینایت زیر ۰/۰۶٪ و T_{max} پایین‌تر از ۴۳۵ هستند (Hinrichs et al. 2010). با توجه به این ویژگی‌های ژئوشیمیایی، لایه‌هایی از سازند پابده در میدان‌های واقع در فروافتادگی دزفول، توان شیل‌های نفتی را دارند (اشکال ۵ و ۸). بیشترین توان شیل‌های نفتی برای سازند پابده در مرکز فروافتادگی دزفول و جایی است که میدان‌های آغاچاری، رامشیر، گچساران و رگ سفید واقع شده‌اند و با حرکت به سمت حاشیه‌های منطقه مطالعه‌شده، از توان آن کاسته می‌شود (شکل ۴). شایان ذکر است که برای ارزیابی قابلیت و توان بهره‌برداری از شیل‌های نفتی، علاوه بر ویژگی‌های ژئوشیمیایی، بررسی مؤلفه‌های عمق و ضخامت لایه شیل نفتی، مشخصات کانی‌شناسی، سنگ‌شناسی، زمین‌شناسی، میزان انرژی و هزینه مورد نیاز به‌همراه فناوری روز دنیا، اهمیت بسزایی دارد.

نفت شیلها

نفت شیلها به هیدروکربن‌های مایعی گفته می‌شود که به‌صورت آزاد، محلول یا جذب‌شده در گلسنگ‌ها یا شیلها در بازه پنجره نفتی وجود دارد. به بیان دیگر نفت شیلها، منابع نفتی موجود در سنگ‌های مادرند که مهاجرت اولیه نکرده یا مسافت کوتاهی را در سنگ مادر طی کرده‌اند (Jiang et al. 2016). این منابع به‌صورت مستقیم از روش‌های حفاری افقی و شکاف هیدرولیکی استخراج می‌شود. توان

¹ Oil Saturation Index



شکل ۹- نمودار تغییرات شاخص اشباع هیدروکربنی در مقابل کربن آلی کل برای نمونه‌های سازند پابده در منطقه مطالعه شده

Fig 9- Plot of S_1 versus TOC for Pabdeh samples in the study area

نتیجه

کیفیت مواد آلی در جنوب غرب ایران بسیار مناسب است، به‌علت پایین‌بودن بلوغ آن، مشارکت پایینی در تولید هیدروکربن در این منطقه دارد. از دیدگاه ژئوشیمیایی، بخش‌هایی از سازند پابده در فروافتادگی دزفول، توان شیل‌های نفتی را دارد. بیشترین توان شیل‌های نفتی در مرکز فروافتادگی دزفول، یعنی جایی است که میدان‌های آغاجاری، رامشیر، گچساران و رگ سفید قرار دارند و با حرکت به سمت حاشیه‌های منطقه مطالعه شده از توان آن کاسته می‌شود. سازند پابده از نظر کمیت و کیفیت مواد آلی در فروافتادگی دزفول، به‌ویژه در نواحی مرکزی شرایط مناسبی برای ذخایر نفت شیل دارد، اما بلوغ مواد آلی در این نواحی مناسب نیست. پابده در نواحی شمال فروافتادگی دزفول در پنجره نفتی واقع شده است، اگرچه نمونه‌های آن نواحی نیز میزان کربن آلی کل و شاخص اشباع هیدروکربن پایینی را از خود نشان می‌دهد.

به‌منظور ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی و امکان‌سنجی توان شیل‌های نفتی و نفت‌های شیلی سازند پابده در جنوب غرب ایران، نتایج راک‌ایول و انعکاس ویترونیات، ۶۴۱ نمونه این سازند از ۴۳ میدان از حوضه‌های رسوبی فروافتادگی دزفول، دشت آبادان و شمال غرب خلیج فارس در منطقه‌ای به وسعت ۳۵۳ کیلومتر عرض و ۵۹۶ کیلومتر طول بررسی و ارزیابی شد. حدود ۷۰ درصد نمونه‌های مطالعه شده TOC بزرگ‌تر از یک داشتند و بیشترین مقادیر به قسمت‌های مرکزی فروافتادگی دزفول مربوط بود. بیشترین و کمترین توان هیدروکربن‌زایی به ترتیب به فروافتادگی دزفول و شمال غرب خلیج فارس مربوط بود. نمونه‌های پابده با کمیت خوب و عالی دارای کروژن تیپ II بودند، در حالی که نمونه‌های با کمیت مواد آلی متوسط، کیفیت پایین‌تری داشتند. نقشه توزیع میانگین شاخص هیدروژن در منطقه مطالعه شده، همخوانی خوبی با نتایج مربوط به نقشه توزیع TOC نشان داد. بررسی پارامترهای بلوغ نشان داد که قسمت وسیعی از سازند پابده در جنوب غرب ایران، در مرحله نابالغ یا اوایل بلوغ قرار دارد؛ بنابراین اگرچه وضعیت سازند پابده از نظر کمیت و

References

- Aghanabati A. 2006. Geology of Iran. Third Print, 580 P.
 Alizadeh B. Hamidi F. and Rezaei Mouloud K. 2013B. Investigation of oil generation potential of the Kazhdumi, Pabdeh, and Gadvan formations in one

- Persian Gulf. *Journal of Analytical and Numerical Methods in Mining Engineering (in Persian)*, 10(23): 79-89.
- Hosseiny E. and Mohseni A.R. 2023. Garau Formation as an unconventional hydrocarbon resource in southwestern Iran: A geochemical investigation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13:1535-1549.
- 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.
- Hosseiny E. and Rahmani A. 2021. Evaluation of petroleum generation potential and burial history of probable source rocks in the Salman field, eastern part of the Persian Gulf. *Researches in Earth Sciences*, 12 (2): 112-123.
- Hunt J.M. 1996. *Petroleum geochemistry and Geology*, 2nd Ed. W.H. Freeman Company, New York, 743 p.
- Jarvie D. M. 2012. Shale resource systems for oil and gas: Part 2—Shale-oil resource systems, In: Breyer J. A. (Ed.), *Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97*: 89-119.
- Jiang Z. Zhang W. Liang C. Wang Y. Liu H. and Chen X. 2016. Basic characteristics and evaluation of shale oil reservoirs. *Petroleum Research*, 2:149-163.
- Kamali M. R. Fathi M. A. and Mohsenian E. 2006. Petroleum geochemistry and thermal modeling of Pabdeh Formation in Dezful Embayment. *Journal of Science (University of Tehran)*, 32(2): 1-11.
- Karami A. Memariyani M. Kamali M. R. and Hosseiny E. 2017. Investigating the geochemical characteristics and evaluating the hydrocarbon generation potential of Gurpi and Pabdeh formations in a number of fields located in the northwest of the Persian Gulf. *Iranian Journal of Petroleum Geology*. Tehran. 13(7): 63-77
- Karimi A. R. Rabbani A. R. and Kamali M. R. 2016B. A bulk kinetic, burial history and thermal modeling study of the Albian Kazhdumi and the Eocene-Oligocene Pabdeh Formation in the Ahvaz Anticline, Dezful Embayment, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Tehran 146: 61-70.
- Karimi A. R. Rabbani A. R. Kamali M. R. and Heidarifard M. H. 2016A. Geochemical evaluation and thermal modeling of the Eocene-Oligocene Pabdeh and Middle Cretaceous Gurpi formations in the northern part of the Dezful Embayment. *Arabian Journal of Geosciences*, 9: 1-16.
- Kobraei M. Rabbani A. R. and Taati F. 2017. Investigating the production potential in formations of Pabdeh origin (Tarshiyari) and Khajdami (Lower Cretaceous) in the region Dasht Abadan, southwest of Iran. *Journal of Research of Oil*, Tehran, 27(2): 4-17.
- Langford F.F. and Blanc-Valleron M.M. 1990. of the southwestern Iranian oil fields. The First National Virtual Conference of Earth Sciences. Urmia.
- Alizadeh B. Jannatmakan N. Ghalavand H. and Ghabishavi A. 2013A. Geochemistry and sequential stratigraphy of the Pabdeh Formation in the Mansouri oil field, southwest Iran. *Advanced Applied Geology*, 1 (5): 27-40.
- Alizadeh B. Opera A. Kalani M. and Alipour M. 2020. Source rock and shale oil potential of the Pabdeh Formation (Middle-Late Eocene) in the Dezful Embayment, southwest Iran. *Geologica Acta*, 18: 1-22.
- Alizadeh B. Sarafdokht H. Rajabi M. Opera A. and Janbaz M. 2012. Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of the Dezful Embayment, Iran. *Organic Geochemistry*, 49: 36-46.
- Alizadeh B. Moradi M. Ghalavand H. 2006. Geochemical study of Pabdeh Formation in Ahvaz oil field. 9th Symposium of Geological Society of Iran, Tehran.
- Azizi A. Alizadeh B. Hosseini S. H. Tezheh F. and Norainejad KH. 2010. Evaluation of hydrocarbon production potential and geochemical comparison of Kazhdomi and Pabdeh formations in Gachsaran oil field. *Scientific Monthly Oil and Gas Exploration and Production*, (76): 64-67.
- Behar F. Beamont V. and Penteodo H. 2001. Rock-Eval 6 technology performance and developments, *Oil & Gas Science and Technology*, 56: 111-134.
- Bordenave M.L. and Hegre J.A. 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Fold Belt, Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 28: 339-368.
- 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. London, Geological Society, 330 (Special Publications), 291-353.
- Dow W.G. 1977. Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of Geochemical Exploration*, 7: 79-99.
- Ghazban F. 2007. *Petroleum Geology of the Persian Gulf*. Tehran University and National Iranian Oil Company Publications, Tehran, 707 p.
- Hamami B. 2017. Evaluation of the potential and capacity of hydrocarbon generation of Pabdeh source rock in the Naft-Safid oil field located in the Dezful Depression. 4th International conference on oil, gas and prochemical, Tehran University, Iran.
- Hinrichs KU. Michaelis W. and Rullkötter J. 2010. Advances in organic geochemistry. Proceedings of the 24th International Meeting on Organic Geochemistry, Bremen, Germany, 6-11 September 2009. *Org Geochem*, 41(9):857-1074.
- Hosseiny E. and Barati Boldaji S. 2020. Evaluation of hydrocarbon generation potential of Sargelu source rock in the southwestern Iran and northwestern

- 1022-1034.
- 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.
- Safaei Farooji M. Rahimpour Bonab H. and Ghorbani B. 2019. Geochemical evaluation and hydrocarbon generation potential of Pabdeh and Gurpi formations in Gachsaran oil field, using rock- eval pyrolysis and organic material petrography methods. *Scientific Monthly Oil and Gas Exploration and Production, National Iranian Oil Company*, 165: 45-52.
- Senemari S. and Hamami B. 2016A. Evaluation of Pabdeh Formation in Dehluran well as a source rock. *International Conference on Innovation in Science and Technology, Tehran University*, 771-780.
- Senemari S. and Hamami B. 2016B. Evaluation of the maximum temperature for the production of Pabdeh source rock hydrocarbons in the Gachsaran oil field located in the Dezful Depression. *The Second National Conference and Exhibition of Laboratory Equipment and Materials of Iran's Oil Industry, Shahid Beheshti University*.
- Senemari S. and Hamami B. 2016C. Evaluation and comparison of the amount of organic matter of Pabdeh source rock located in Paznanan and Mansouri oil fields in the depression of Dezful. *The Second National Conference and Exhibition of Laboratory Equipment and Materials of Iran's Oil Industry, Shahid Beheshti University*.
- Seyedali S. R. Alizadeh B. and Safardokht H. 2018. Geochemical Assessment of Pabdeh Formation in Gachsaran Oil Field, SW Iran. *2nd International Conference on Oil, Gas, Petrochemical and HSE*.
- 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: Geo Arabia Special Publication 2. Gulf Petroleum Link, Bahrain*, 371 p.
- Taylor G.H. Teichmüller M. Davis A. Diessel C.F.K. Littke R. and Robert P. 1998. *Organic Petrology. Gebrüder Borntraeger, Berlin, Stuttgart*, 335-428.
- Tissot B. and Welte D. H. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence. (Second Ed.) Springer Verlag, Berlin*, 699 p.
- Tolabi E. and Mousavi H. 2015. Modelling petroleum generation of Oligo-Miocene Pabdeh Formation in the Golkhari. *International Specialized Congress Science and Earth, Tehran*, 1-11.
- U.S. Energy Information Administration. 2013. *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. U.S. Energy Information Administration, Washington, DC*, 76 p.
- Interpreting rock-eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 74: 799-804.
- Lee S. 1990. *Oil Shale Technology. CRC Press*, 280p.
- Mahmoodzadeh N. Fardoost F. Qavami Riyabi R. and Jafarzadeh M. 2018. Evaluation of geochemical properties of Pabdeh Formation organic matters in northern Dezful oil fields using gas and gas-mass chromatography and comparison with rock- eval pyrolysis. *The Second National Conference of the Economic Geology Association of Iran, Isfahan University*.
- Maleki A. Saberi M. H. Moallemi S. A. and Jazayeri M. H. 2021. Evaluation of hydrocarbon generation potential of source rock using two-dimensional modeling of sedimentary basin: a case study in north Dezful Embayment, southwest Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(7): 2861-2876.
- Maroufi KH. Heydari Fard M. H. Azizi A. and Khani B. 2010. Evaluating the hydrocarbon potential of Pabdeh Formation in Maron field by rock-eval 6 device. *The First National Conference on Novel Technologies in Oil and Gas Industries, Islamic Azad University, Omidiya branch*.
- Mashhadi Z. Rabbani A. and Kamali M. 2015. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation modeling of the Kazhdumi (Early Cretaceous), Gurpi (Late Cretaceous) and Pabdeh (Paleogene) formations, Iranian sector of the Persian Gulf. *Marine and Petroleum Geology, Tehran*. 66: 978-997.
- Moradi M. and Alizadeh B. 2005. Investigation of Pabdeh Formation in Zeloi oil field using petrophysical and geochemical logs. *24th Earth Science Symposium Conference, Tehran*.
- Mousavi M. H. Abdolzadeh S. Kamali M. R. Shayesteh M. Ahmadi A. and Kaabifar A. 2012. Organic geochemistry of Upper Cretaceous (Gurpi Formation) and Paleogene (Pabdeh Formation) source rocks in Par-E-Siah field, NW Izeh, Iran. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 28(4): 1-24. <https://doi.org/10.1001.1.20087888.1391.28.4.1.0>
- Orak Z. Kordi M. and Karimi A.R. 2018. Geochemical evaluation and organic facies distribution of the Pabdeh Formation in northwestern coastal part of the Persian Gulf and southern Dezful Embayment by rock-eval analysis. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, 34: 95-108. <https://doi.org/10.22108/jssr.2019.114396.1079>
- Parandavar M. and Sadouni J. 2021. Evaluation of organic matter richness of Eocene strata based on calcareous nannofossils and rock-eval analysis in north Dezful, Iran. *Journal of Earth Science*, 32(4):