

Research Article**Organic geochemical characteristics and mineralogy of the Asmari basal shale unit in the central Dezful Embayment**Bahram Alizadeh^{1*}, Ali Opera¹, Mohsen Kalani²

1- Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz

2- Department of Geology, National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran

Key words: Asmari Formation, Organic geochemistry, Organic petrography, Mineralogy, Generation potential**1- Introduction**

The Oligo-Miocene Asmari Formation was deposited around an intra-shelf basin's margins in the central segment of the Tethyan seaway in the Zagros Foreland Basin (Van Buchem et al., 2010). Based on lithological composition and stratigraphic organization, four stratigraphic reference models are defined, each having a different palaeogeographical distribution: Type 1, sandstone dominated system; Type 2, mixed carbonate–siliciclastic system; Type 3, mixed carbonate–anhydrite system; Type 4, carbonate dominated system (Van Buchem et al., 2010). The Asmari Formation comprises mixed carbonate-siliciclastic lithologies in the central Dezful Embayment (corresponding to type 2 facies model), with thick shale intervals at the base. Despite decades of exploration, extraction, and field development activities in the Dezful Embayment, most studies have focused on reservoir quality and sedimentological studies. However, few studies have been done on the siliciclastic lithologies at the Asmari basal shale unit. In this study, various aspects of geochemistry, mineralogy, and the potential for exploration and development of these layers will be discussed.

2- Material and methods

A subset of 28 core and cutting samples was selected for X-Ray Diffraction (XRD) analysis on bulk and clay fractions. X-ray clay fraction analyses were carried out using Mg-saturated air-dried samples, which were subsequently treated with ethylene glycol and heated to 550°C as suggested by Poppe et al. (2001). The datasets were collected from 2 to 65°2θ for bulk samples and 2-35°2θ for clay samples. The BGMN software was used to quantify the mineralogical phases in the bulk samples.

A total of 74 core samples were analyzed, applying the Rock-Eval 6 pyrolysis technique. Following the standard procedure described by Behar et al. (2001), aliquots of pulverized samples (70-80 mg) were loaded into crucibles, and various geochemical parameters (e.g., S1, S2, S3, and Tmax) were measured.

For petrographic analyses and vitrinite reflectance measurement, a subset of 24 polished mounts were provided from core chips embedded in epoxy resin. Optical microscopy was performed using a Zeiss Axioplan II polarizing microscope, equipped with a J&M photomultiplier. Maceral analysis was conducted under incident white light and blue-light excitation (fluorescence mode).

3- Results and discussion

* Corresponding author: alizadeh@scu.ac.ir

DOI:10.22055/AAG.2021.35272.2170

Received 2020-10-24

Accepted 2021-01-16

The Asmari basal shale unit begins with a conspicuous increase of CGR and SGR response from the Pabdeh Formation top (Fig. 1). In general, the gamma ray's response starts with lower readings at the base and increases continuously to the middle of this section with high-frequency variations (due to thin limestone and sandstone interbeds). In the upper part of the basal Asmari shale, the fluctuation decreases, and the shale volume and the amount of gamma-ray reach their maximum values. These readings eventually decrease to lower readings in the middle part of the Asmari Formation. In general, the increase in gamma-ray values (CGR and SGR) can be related to an increase in clay minerals in the sedimentary environment or an increase in organic matter content (Siddique et al., 2013). The SGR shows the total amount of the three radioactive elements, including uranium, thorium, and potassium, and the CGR shows the amount of thorium and potassium.

Potassium and thorium are often found in clay minerals and their amount in rocks depends on the amount of clay minerals (Paxton et al., 2008). The high value of the CGR and the closeness of its absolute value to SGR suggests the input of large amounts of clay minerals (containing thorium and potassium) into the sedimentary environment (Fig. 1).

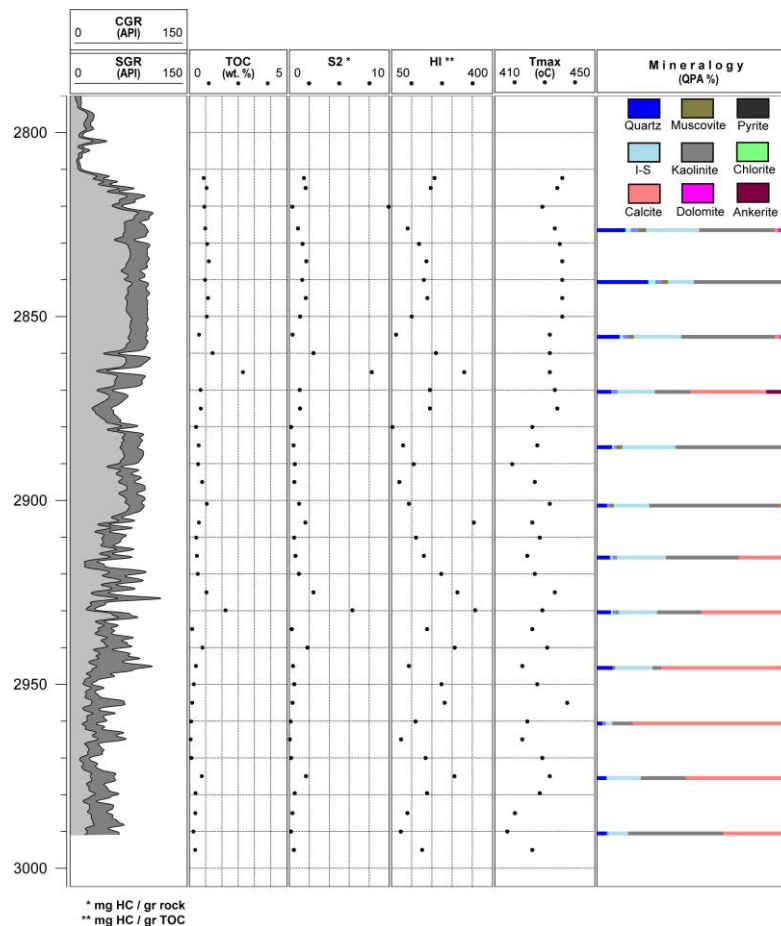


Fig. 1. Vertical plots of petrophysical log curves including computed gamma-ray (CGR), spectral gamma-ray (SGR) along with the bulk geochemical data (TOC, S₂, HI and T_{max}), and mineral composition of selected AZ well.

X-ray quantitative phase analyses (QPA) reveal that the Asmari basal shale is mainly composed of clay minerals, including kaolinite and mixed-layer illite-smectite (Fig. 1). Secondary essential minerals are calcite and quartz. Smectite is lacking, most likely due to increased burial depths since unstable smectite transforms into illite in the form of mixed-layer illite/smectite at temperatures higher than 60-80°C (Hower et al., 1976). Microscopic

examinations indicate that the organic matter in this unit has mostly originated from continental settings and comprises vitrinite, inertinite, pollen, woody phytoclasts with minor marine liptinite macerals amorphous materials (Fig. 2). The liptinite macerals (telalginite and lamalginite) are small and have low abundances in the studied samples. Incident white light microscopy indicates that framboidal pyrite is abundant in different sizes, and some samples have bitumen staining and solid bitumen (Fig. 2). The presence of solid bitumen can indicate the layers' thermal evolution and determine the hydrocarbon migration paths (Jacob, 1989). The solid bitumen in some samples may be due to hydrocarbon migration from the lower source/reservoirs to the Asmari basal shale unit.

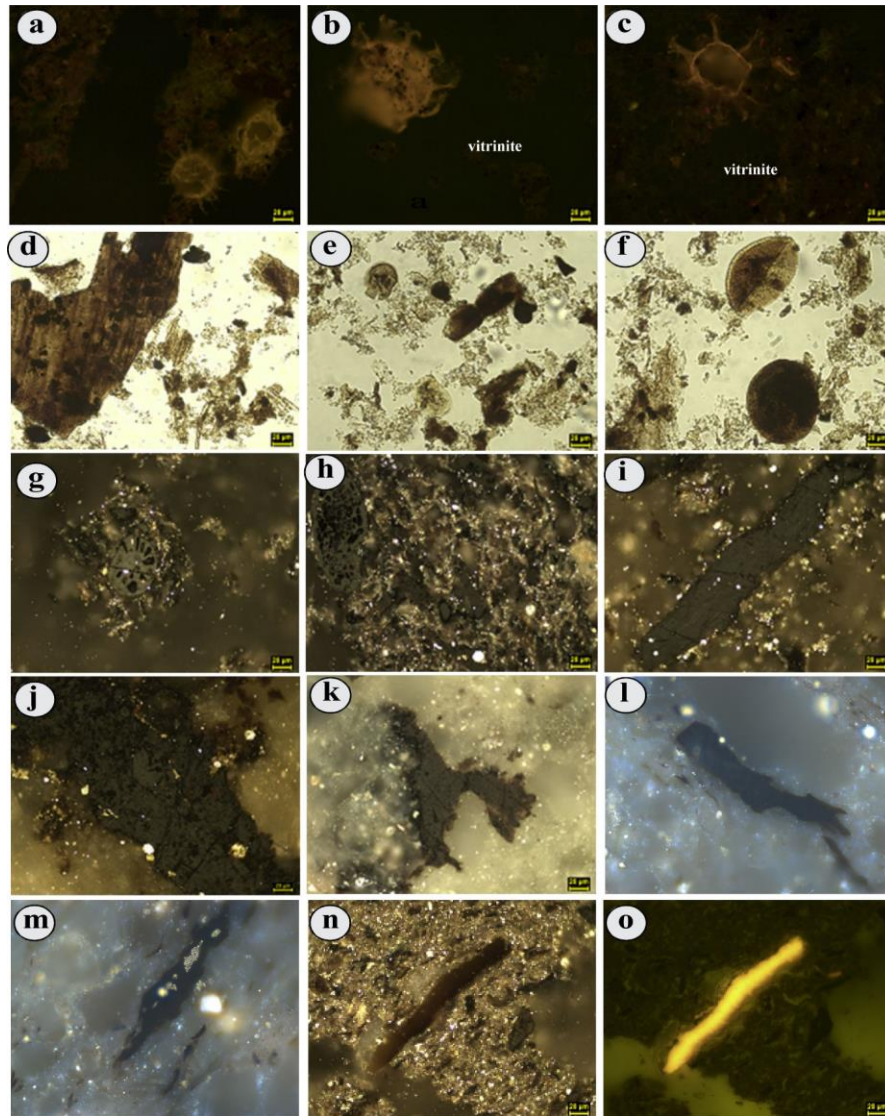


Fig. 2. Photomicrographs taken under incident white light and blue-light excitation on the studied samples; images were captured under an oil-immersion objective with 100X magnification; (a-c) palynomorphs under blue-light excitation, (d-e) woody phytoclasts, (f) pollen, (g-h) fusinite and semifusinite, (i-k) vitrinite particles associated with abundance of pyrite mineral, (l-m) solid bitumen with abundance of pyrite mineral, (n) liptinite under incident white light, and (o) liptinite under blue-light excitation.

TOC contents range from 0.2 to 1.25 wt. % (average of 0.75 wt. %), indicating poor to fair oil generation potential. HI, values ranging between 141 to 244 (mg HC/g TOC) are consistent with type III and II/III kerogen in agreement with the organic petrographic inspections. The dominance of terrestrial organic matter (kerogen type III) with a relatively high oxygen index indicates that the organic matter was most likely deposited under oxic/suboxic conditions when the relative sea level was low. In this study, the organic matter's thermal maturity within the Asmari basal shale is assessed using vitrinite reflectance (%Ro), pyrolysis Tmax and production index (PI) values. Vitrinite reflectance (0.45-0.7 %Ro) and Tmax values (417-444 °C, an average of 432 °C) suggest that the Asmari basal shale is thermally immature to early mature in the study area.

4- Conclusion

In this study mineralogy, organic petrography, thermal maturity and generation potential of the basal shale unit of the Asmari Formation is investigated in Ahwaz, Marun and Kupal oilfields. Clay mineralogy including kaolinite and mixed layer illite-smectite are the most abundant minerals. Secondary important minerals are calcite and quartz. Microscopic examinations indicate that the organic matter in this unit have mostly originated from continental settings and comprises vitrinite, inertinite, pollen, woody phytoclasts with minor marine liptinite macerals and amorphous materials. TOC contents range from 0.2 to 1.25 wt. % (avg. 0.75 wt. %), indicating poor to fair oil generation potential. HI values ranging between 141 to 244 (mg HC/g TOC), is consistent with type III and II/III kerogen. Vitrinite reflectance (0.45-0.7 %Ro) and Tmax values (417-444 °C, average of 432 °C) suggest that the Asmari basal shale is thermally immature to early mature in the study area.

References

- Behar, F., Beaumont, V., De B. Pentead, H.L., 2001. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil and Gas Science and Technology* 56, 111-134.
- Hower, J., Eslinger, E.V., Hower, M.E., Perry, E.A., 1976. Mechanism of burial metamorphism of argillaceous sediment: 1. Mineralogical and chemical evidence. *AAPG Bulletin* 87, 725-737.
- Jacob, H., 1989. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen ("migrabitumen"). *International Journal of Coal Geology* 11, 65-79.
- Paxton, S.T., Aufill, M., Kamann, P., Krystyniak, A., 2008. Spectral gamma-ray response of Oklahoma shales in outcrop: Gas Shales Workshop, Oklahoma Geological Survey, University of Oklahoma, Norman, Oklahoma, October 22, 2008.
- Poppe, L.J., Paskevich, V.F., Hathaway, J.C., Blackwood, D.S., 2001. A laboratory manual for X-ray powder diffraction, US Geological Survey Open-File Report.
- Siddique, A.N., EL-Ghali, A.M., Bin Abd Rahman, H.A., Mijinyawa, A., Ben-Awuah, J., 2013. Depositional Environment of Shallow- Marine Sandstones from Outcrop Gamma- Ray Logs, Belait Formation, Meragang Beach, Brunei Darussalam. *Research Journal of Environmental and Earth Sciences* 5, 305-324.
- Van Buchem, F.S.P., Allan, T.L., Laursen, G.V., Lotfpour, M., Moallemi, A., Monibi, S., Motiei, H., Pickard, N.A.H., Tahmasbi, A.R., Vedrenne, V., Vincent, B., 2010. Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran, Geological Society, London, Special Publications 329(1), 219-263.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Alizadeh, B., Opera, A., Kalani, M., 2022. Organic geochemical characteristics and mineralogy of the Asmari basal shale unit in the central Dezful Embayment *Adv. Appl. Geol.* 12(1), 144-164.
DOI: 10.22055/AAG.2021.35272.2170
url: https://aag.scu.ac.ir/article_16805.html?lang=en

مطالعه ویژگیهای ژئوشیمی آلی و کانی‌شناسی بخش شیلی قاعده سازند آسماری در میداین مرکزی فروافتادگی دزفول

بهرام علیزاده*

گروه زمین شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز

علی اپرا

گروه زمین شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز

محسن کلانی

معاونت زمین‌شناسی گسترشی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۸/۰۳ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۱۰/۲۷

*bahrmaalizadeh@gmail.com

چکیده

سازند آسماری در میداین مرکزی فروافتادگی دزفول دارای سنگ‌شناسی مخلوط کربناته - آواری می‌باشد که بخش زیادی از قاعده این سازند را رسوبات دانه‌ریز شیلی تشکیل می‌دهد. در این مطالعه کانی‌شناسی، پتروگرافی آلی، بلوغ حرارتی و پتانسیل هیدروکربن‌زایی رسوبات شیلی قاعده سازند آسماری در میداین اهواز، مارون و کوپال مورد بحث و بررسی قرار گرفته است. نتایج آنالیز XRD نشان می‌دهد که کانی‌های رسی کائولینیت و مخلوط لایه ایلیت - اسمکتیت فراوانترین و پس از آن کلسیت و کوارتز تشکیل دهنده‌های اصلی قاعده سازند آسماری می‌باشند. مشاهدات پتروگرافی آلی مشخص می‌کند که مواد آلی موجود در این بخش بیشتر منشأ قاره‌ای داشته و از ذرات ویتروینایت، اینترینایت، پولن و فیتوکلاست چوب و همراهی مقدار کمتری مواد آلی دریایی لپتینایت و مواد آمورف تشکیل شده است. مقدار ماده آلی عمدتاً بین ۰/۲ تا ۱/۲۵ درصد وزنی (میانگین ۰/۷۵) متغییر بوده و نشان‌دهنده پتانسیل نفتزایی ضعیف تا نسبتاً خوب می‌باشد. شاخص هیدروژن بین (mg HC/g TOC) ۱۴۱ تا ۲۴۴ تغییر می‌کند که مطابق با کروژن نوع III و II/III است. چیرگی مواد آلی با منشأ قاره‌ای و بالا بودن نسبی شاخص اکسیژن بیانگر رسوبگذاری بخش شیلی قاعده سازند آسماری در شرایط اکسیدان و یا نیمه اکسیدی، مطابق با افت نسبی سطح آب دریا صورت گرفته است. اندازه‌گیری انعکاس ویتروینایت (Ro % 0.45 تا 0.7) و T_{max} آنالیز راک - ایول (۴۱۷-۴۴۴ °C و میانگین ۴۳۱ °C)، برای نمونه‌های مورد مطالعه بلوغ حرارتی مطابق با مرحله نابالغ تا ابتدای پنجره نفتی را نشان می‌دهند.

کلمات کلیدی: شیل قاعده سازند آسماری، ارزیابی ژئوشیمیایی، پتروگرافی آلی، کانی‌شناسی، پتانسیل هیدروکربن‌زایی

مقدمه

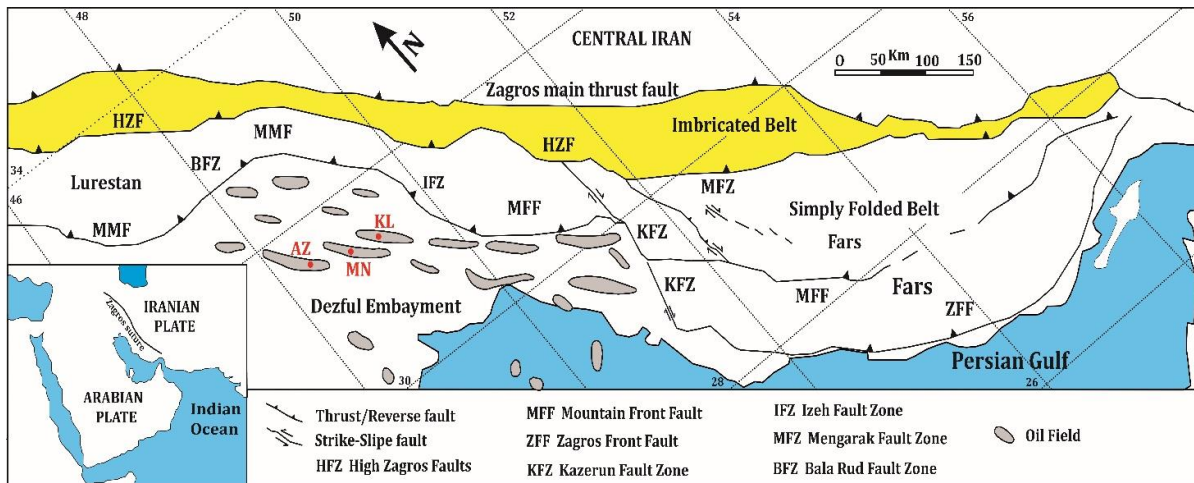
بوده است که نتیجه آن گسترش توالی‌های رسوبی با رخساره‌های متفاوت است (Vaziri-Moghaddam et al., 2006; Sharland et al., 2001; Shabafrooz et al., 2015).

سازند آسماری از نظر سنگ‌شناسی و خواص مخرنی بسیار ناهمگن است. بر اساس تغییرات چینه‌شناختی، رخساره و ترکیب سنگ‌شناسی در فروافتادگی دزفول، چهار مدل چینه‌ای متفاوت برای سازند آسماری که شامل مدل چینه‌ای عمدتاً آواری، مخلوط کربناته-آواری، مخلوط کربناته - تبخیری و عمدتاً کربناته پیشنهاد داده شده است (Van Buchem et al., 2010). این سازند در میداین مرکزی فروافتادگی دزفول همانند اهواز، مارون و کوپال (شکل ۱) بخش مخلوط کربناته-آواری را شامل می‌شود که قاعده این سازند در

ناحیه فروافتاده دزفول دارای بیشتر میداین نفتی حوضه رسوبی زاگرس بوده و در نتیجه بیشتر نفت تولیدی ایران را در بر می‌گیرد. سازند آسماری، سنگ مخزن اصلی نفت برگرفته از سیستم‌های نفتی فعال در فروافتادگی دزفول است. این سازند حدود ۷۵٪ ذخیره نفت فروافتادگی دزفول را در خود جای داده است (Bordenave, 2014). سازند آسماری در محدوده زمانی الیگوسن پسین تا میوسن پیشین در محیط‌های رسوبی دریایی کم عمق کربناته در حاشیه جنوبی دریای نئوتتیس گسترش یافته است (James and Wynd, 1965). این محدوده از نئوتتیس با مشخصات کلی یک رمپ کربناته با روند کلی شمال غرب - جنوب شرق و شیب ملایم به سمت شمال شرق از شرایط محیطی بسیار متنوع در بخش‌های مختلف برخوردار

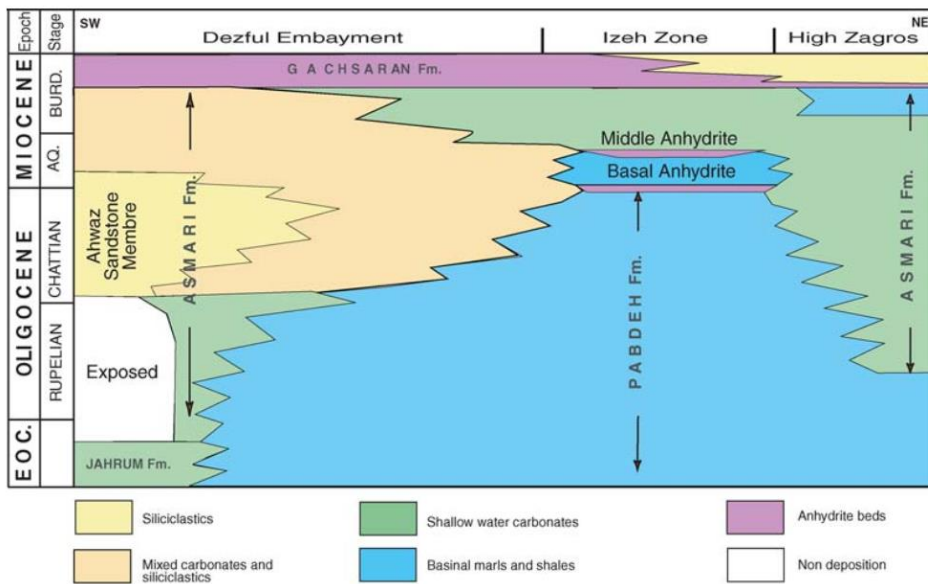
آواری قاعده سازند آسماری در میدین مرکزی فروافتادگی دزفول انجام نگرفته است. این رسوبات به دلیل ریزدانه بودن و در صورت نهشته شدن در شرایط احیایی، می‌توانند محیط مناسبی را برای تجمع و حفظ مواد آلی فراهم کنند. در این مطالعه جنبه‌های مختلف ژئوشیمیایی، کانی‌شناسی و همچنین پتانسیل اکتشاف و توسعه لایه-های شیلی در قاعده سازند آسماری، بحث و بررسی خواهد شد.

چاه‌های میدین مذکور بیشتر شامل رسوبات آواری (شیل و ماسه-سنگ) می‌باشد (شکل ۲). با وجود دهه‌ها فعالیت‌های اکتشافی، استخراج و توسعه میدین در این ناحیه، به دلیل اهمیت فوق‌العاده مخزنی سازند آسماری، بیشتر مطالعات صورت گرفته بر روی مطالعات رسوب‌شناسی و خواص مخزنی این سازند متمرکز بوده و مطالعه قابل توجهی بر روی رسوبات



شکل ۱- نقشه موقعیت ساختاری و تقسیمات اصلی زاگرس شامل میدین مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول (اقتباس از Sepehr and Cosgrove, 2004).

Fig. 1. Location map of the main structural subdivisions of the Zagros Fold Belt including study area in the Dezful Embayment (modified from Sepehr and Cosgrove, 2004).



شکل ۲- مهمترین واحدهای سنگ چینه‌ای ترشیری در نواحی مختلف زاگرس، از جمله سازند آسماری (Van Buchem et al., 2010).

Fig. 2. Schematic presentation of the main lithostratigraphic units in the Zagros area, including Asmari Formation (Van Buchem et al., 2010).

موقعیت زمین‌شناسی

کمر بند چین‌خورده زاگرس قسمتی از سیستم کوهزایی آلپ-همیالیا می‌باشد که در اثر بسته شدن اقیانوس نئوتتیس (NeoTethys) بین صفحه عربی و ایران در زمان سنوزوئیک به وجود آمده است (Alavi and Mahdavi, 1994; Berberian and King, 1981; Hessami et al., 2001; Sherkati et al., 2005). کمر بند چین‌خورده زاگرس بر اساس الگوی ساختاری و چین‌شناسی به طور جانبی از سمت شمال غرب - جنوب شرق به واحدهای مختلفی شامل لرستان، فروافتادگی دزفول، زون ایذه و فارس تقسیم شده است (شکل ۱). فروافتادگی دزفول در قسمت شمال به یک زون خمشی به نام زون خمشی بالارود (شرقی - غربی)، در سمت شمال شرقی به خمشی دیگری بنام خمشی جبهه کوهستان (راستای شمال غربی - جنوب شرقی) و در سمت جنوب شرقی به یک زون پیچیده خمشی و گسلی (با امتداد شمالی - جنوبی) به نام زون گسله کازرون، محدود می‌گردد (Sephehr and; Cosgrove, 2004).

فروافتادگی دزفول در جنوب غرب ایران یکی از غنی‌ترین مناطق دنیا برای اکتشاف و توسعه میادین هیدروکربوری محسوب می‌گردد. در این ناحیه لایه‌های متعدد سنگ منشا با سن‌های زمین‌شناسی متفاوت وجود دارند (Beydoun et al., 1992; Bordenave and Hegre, 2010). منطقه مورد مطالعه، محدوده میادین مرکزی فروافتادگی دزفول را شامل می‌شود که شامل میادین اهواز، مارون و کوپال می‌باشد. این میادین دارای روند شمال غرب - جنوب شرق مطابق با روند اصلی زاگرس بوده و قاعده سازند آسماری در این میادین شامل رسوبات شیلی-ماسه‌ای می‌باشد. سازند آسماری به رسوبات ماسه‌سنگی، آهکی و دولومیتی در آسماری میانی و بالائی تبدیل می‌شود. با شروع الیگوسن میانی، ورود رسوبات سیلیسی آواری از سمت غرب به حوضه در میادین مرکزی فروافتادگی دزفول، در ارتباط با پایین افتادگی سطح آب دریا بوده است (Eherenberg et al., 2007). در واقع، پایین افتادگی سطح آب دریا منجر به رسوبگذاری شیل‌ها و ماسه‌سنگهای قاعده سازند آسماری در مرز تدریجی با شیل‌های آهکی و آهک‌های آرژیلی سازند پابده شده است. رسوبگذاری سازند آسماری در این زمان به شدت از باز شدن دریای سرخ تاثیر می‌پذیرد (Alavi, 2007; Sharland, 2001; Amini et al., 2010).

روش مطالعه

در این پژوهش تعداد ۷۴ عدد نمونه مغزه حفاری مربوط به شیل‌های قاعده سازند آسماری در ۳ چاه از میادین اهواز، مارون و کوپال جهت انجام آنالیز پیرولیز راک-ایول انتخاب شدند. مغزه حفاری به دلیل برجا بودن و آلوده نشدن به وسیله گل حفاری، معتبرترین نمونه برای انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی می‌باشد (Peters et al., 2005).

مقدار ۷۰ تا ۸۰ میلی‌گرم از هر نمونه تیمار و هموژنیزه شده و سپس آنالیز شدند. از پارامترهای مهم محاسبه شده توسط دستگاه راک - ایول که در این مطالعه از آنها استفاده شد، می‌توان به پارامترهای S_1 (مقدار هیدروکربن آزاد)، S_2 (توان هیدروکربن زایی)، TOC (مقدار کل کربن آلی موجود در نمونه)، T_{max} (دمای بیشینه در پیک S_2) اشاره نمود. همچنین با استفاده از پارامترهای فوق شاخص هیدروژن $(HI=S_2/TOC)$ ، شاخص پتانسیل هیدروکربن زایی $(PI=S_1/S_1+S_2)$ نمونه‌های مورد آنالیز محاسبه شدند (Behar et al., 2001).

برای مطالعه پتروگرافی آلی و اندازه‌گیری انعکاس ویترنایت ۲۴ نمونه مغزه انتخاب و پس از تهیه مقطع صیقلی مورد آنالیز قرار گرفتند. درصد نور منعکس شده (546 nm) از ذرات ویترنایت با استفاده از میکروسکوپ پتروگرافی مجهز به فتومتر (photometer-photomultiplier) اندازه‌گیری می‌شود (Taylor et al., 1998). در این مطالعه از میکروسکوپ Leitz-MPV-COMBI موجود در پژوهشگاه صنعت نفت برای پتروگرافی آلی و اندازه‌گیری انعکاس ویترنایت استفاده شده است. برای بررسی میکروسکوپی نمونه‌ها از نور انعکاسی و همچنین نور فلورسانس برای مشاهده خاصیت فلورسانس-زایی ماسرال‌ها استفاده شده است. برای کالیبره کردن دستگاه فوتومتر از نمونه‌های استاندارد (0.9، 0.56 و 0.43 %Ro) استفاده شد. همچنین اندازه‌گیری در محیط روغن امرسیون (Immersion oil) و با استفاده از عدسی 100x در آزمایشگاه مطابق با روش استاندارد تشریح شده توسط تایلور و همکاران، ۱۹۹۸ انجام شد.

آنالیز XRD روی ۲۸ عدد نمونه مغزه حفاری شامل نمونه بالک و رس جهت یافته انجام شد. جهت انجام آنالیز رس، نمونه‌ها به وسیله منیزیم اشباع، خشک شده و سپس به وسیله اتیلن گلیکول تیمار و تا دمای $550^{\circ}C$ حرارت داده شدند (Poppe et al., 2001). پراش پرتو ایکس نمونه‌ها در آزمایشگاه دانشگاه صنعتی شریف با استفاده از دستگاه PANalytical XPert Pro MDP ساخت کشور هلند اندازه‌گیری شد. داده‌ها برای نمونه بالک از زاویه 2θ 5° - 25° و برای نمونه‌های رس جهت یافته از زاویه 2θ 5° - 35° برداشت شدند. همچنین از نرم‌افزار BGMN (Bergmann et al., 1998) برای کمی کردن فازهای شناسایی شده نمونه‌های بالک سنگ استفاده شده است.

نتایج و بحث

پتروفیزیک

در این پژوهش، از نمودار گامای اسپکترال (SGR) و نمودار گامای تصحیح شده (CGR) جهت مشخص کردن بخش حاوی رسوبات آواری قاعده سازند آسماری و دارای پتانسیل احتمالی سنگ

توالی رسوبی قاعده سازند آسماری غایب است. نبود کانی اسمکتیت نمی‌تواند به دلیل شرایط محیط رسوبی سازند باشد، چرا که رس مخلوط لایه ایلیت - اسمکتیت به مقدار زیاد در این لایه حضور دارد. به دلیل افزایش عمق تدفین، در شرایط ترمودینامیکی ۷۰ تا ۸۰ درجه سانتی‌گراد، فرآیندهای تراکم شیمیایی همچون ایلیتی شدن کانی رسی ناپایدار اسمکتیت آغاز می‌شود. طی فرآیند ایلیتی شدن، اسمکتیت در مجاورت یون پتاسیم انحلال پیدا می‌کند. این فرآیند منتهی به ایجاد کانی رسی مخلوط لایه ایلیت - اسمکتیت، آزاد شدن سیلیس، آب و کاتیون‌های تبادل شونده می‌شود. (Hower et al., 1976; Kalani et al., 2015; Thyberg et al., 2010). تشکیل ایلیت-اسمکتیت با عمق تدفین و تاریخچه دمایی قاعده سازند آسماری در میادین مورد مطالعه مطابقت نشان می‌دهد. کلسیت دومین کانی عمده شیل قاعده سازند آسماری است (میانگین ۱۸٪). مشارکت کانی کوارتز بین ۲ تا ۵۰ درصد متغیر است (میانگین حدود ۹٪). کانی‌های فلدسپات پتاسیم و پلاژیوکلاز فراوانی کمی داشته و مقدار آنها بین ۰/۵ تا ۵ درصد تغییر می‌کند. نمودار مثلثی درصد فراوانی نسبی کانی‌های رسی، سیلیکاته و آهکی برای نمونه‌های آنالیز شده رسم شده است (شکل ۴). بر این اساس فراوانی نسبی مجموعه کانی‌های رسی بیشترین مقدار را دارد. با این حال مجموع کانی‌های کربناته نیز در تعدادی از نمونه‌های اهواز و مارون فراوانی قابل ملاحظه‌ای پیدا می‌کند.

پتروگرافی آلی

ماسرال‌ها کوچکترین اجزای باقی‌مانده‌های قابل تشخیص مواد آلی هستند که بر اساس خصوصیات مورفولوژیکی قابل مشاهده در مقاطع میکروسکوپی می‌توان آنها را از همدیگر تمیز داد. ماسرال‌ها با استفاده از ویژگی‌های میکروسکوپی مختلفی از جمله رنگ، برجستگی در سطح صیقل داده شده، مورفولوژی، انعکاس و فلورسانس‌زایی شناسایی و دسته‌بندی می‌شوند (Stach et al., 1982).

بررسی‌های میکروسکوپی نمونه‌ها نشان می‌دهد که شیل‌های قاعده سازند آسماری عمدتاً از مواد آلی قاره‌ای (کروژن نوع III) و مقدار کمتری مواد آلی دریایی تشکیل شده است (کروژن نوع II). ماسرال‌های کروژن نوع II بیشتر شامل لپتینایت و مواد بی‌شکل (amorphous) می‌باشند (شکل ۵). این ماسرال‌ها در نور انعکاسی به رنگ تیره (قهوه‌ای) و در نور فلورسانس به رنگ زرد مشاهده شدند. ماسرال‌های منشا گرفته از مواد آلی قاره‌ای شامل ویتربینایت، اینترتینایت (فوزینایت، شبه‌فوزینایت) می‌باشند. حضور مواد پالینومورف مثل دینوفلاژلاتها، پولن، فیتوکلاست (phytoclast) و کوتیکول گیاهان با منشا قاره‌ای در نمونه‌ها شایان توجه بود. کانی پیریت نیز در نمونه‌ها فراوان است که می‌تواند معرف محیط احیایی و یا نیمه

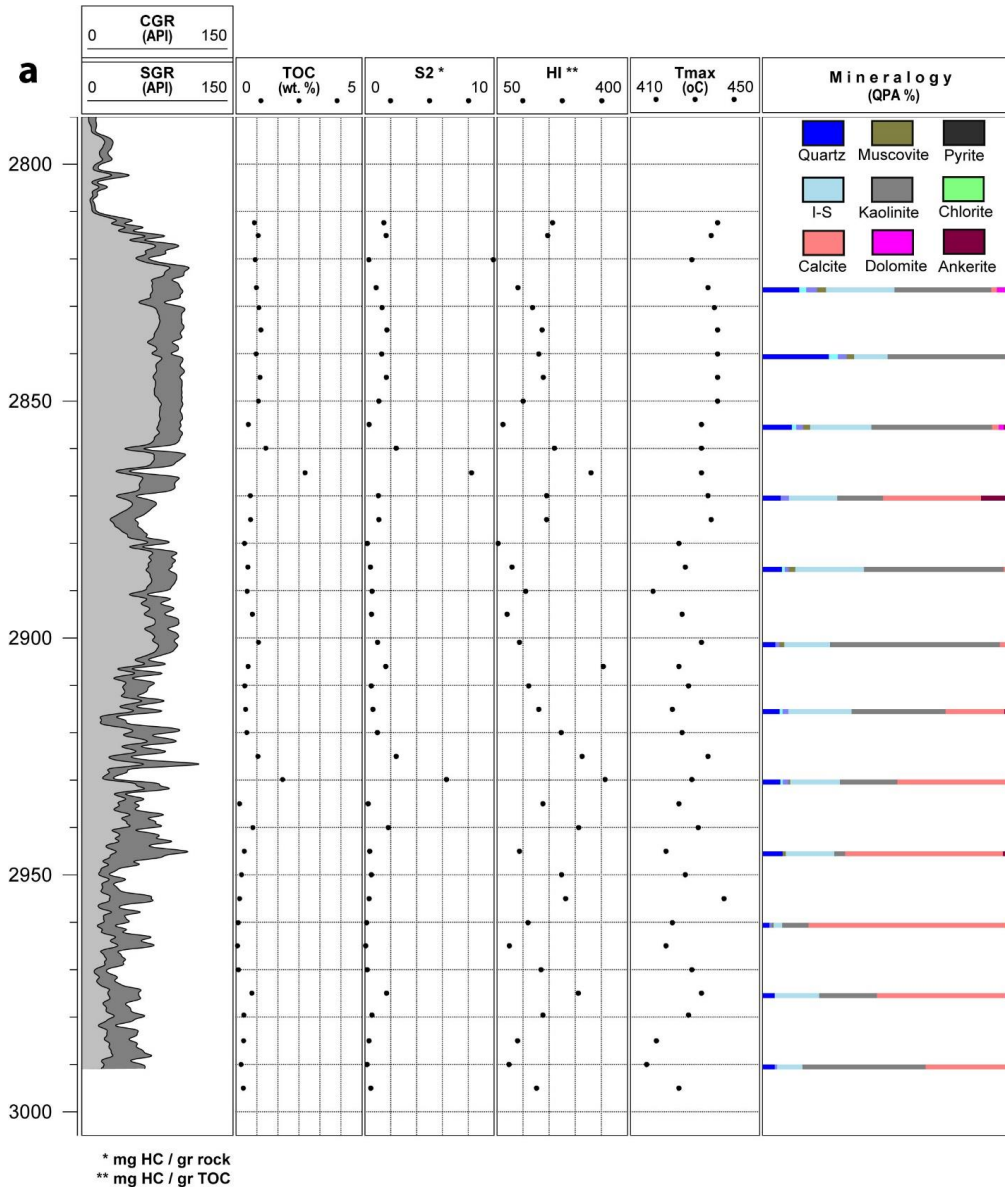
منشا استفاده شد. این بخش از سازند آسماری با افزایش پیوسته نمودار SGR و CGR در مرز بالایی سازند پایده شروع می‌شود. به طور کلی، پاسخ نمودار گاما با فرائت کمتر در قاعده شروع شده و به طور پیوسته و همراه با نوسان زیاد به دلیل وجود میان‌لایه‌های آهکی و ماسه‌سنگی تا میانه این بخش افزایش می‌یابد. در بخش بالایی قاعده سازند آسماری نوسان کمتر شده و حجم شیل و مقدار نمودار گاما به بیشینه مقدار خود رسیده و سرانجام با کاهش قابل ملاحظه نمودار گاما، شیل‌های قاعده‌ای از بخش میانی سازند آسماری مشخص می‌شوند (شکل ۳). نوسان و تغییر شکل نمودار گاما در سنگ‌های کربناته و آواری در ارتباط با محیط رسوب‌گذاری آنهاست (Serra, 1989). این نمودار می‌تواند اطلاعات با ارزشی در مورد ضخامت لایه‌ها، سنگ‌شناسی، اندازه دانه‌ها، محیط رسوبی و تغییرات سطح آب دریا فراهم کند (Siddique et al., 2013). عموماً افزایش مقادیر نمودار گاما (CGR و SGR) می‌تواند در رابطه با افزایش کانی‌های رسی در محیط و یا افزایش ماده آلی باشد. نمودار SGR مقدار کلی سه عنصر پرتوزا شامل اورانیوم، توریم و پتاسیم را نشان می‌دهد و نمودار CGR مقدار توریم و پتاسیم را نشان می‌دهد. (شکل ۳). پتاسیم و توریم اغلب در کانیهای رسی دیده می‌شوند و مقدار آنها در سنگها، تابع مقدار کانیهای رسی موجود در سنگ است (Paxton et al., 2008). مقدار بالای نمودار CGR در شیل‌های قاعده سازند آسماری، ورود مقدار زیاد کانی‌های رسی را به محیط رسوبی که دارای عناصر توریم و پتاسیم هستند، پیشنهاد می‌کند. با توجه به مقدار قابل ملاحظه نمودار CGR و نزدیک بودن قدر مطلق مقدار آن به نمودار SGR می‌توان گفت که عناصر توریم و پتاسیم در رسوبات قاعده سازند آسماری نسبت به اورانیوم از مقدار بیشتری برخوردار هستند. مقدار کمتر اورانیوم می‌تواند نشان‌دهنده کمبود ورود مواد آلی به محیط رسوبی و یا نبود شرایط مناسب برای حفظ مواد آلی باشد. اورانیوم به شکل درجا از آب دریا رسوب کرده و می‌تواند در ارتباط با رسوبگذاری آرام و شرایط احیایی محیط رسوبی و حضور ماده آلی باشد (Lüning and Kolonic, 2003; Paxton et al., 2008).

کانی‌شناسی

آنالیز کمی فازهای شناسایی شده به وسیله دستگاه XRD نشان می‌دهد که قاعده سازند آسماری در میادین مرکزی فروافتادگی دزفول عمدتاً از کانی‌های رسی، کوارتز، کلسیت و با مقدار کمتر دولومیت، آنکرت، کانی‌های فلدسپات پتاسیم و پلاژیوکلاز و همچنین پیریت و مسکویت تشکیل شده است (جدول ۱). کانی‌های رسی در شیل قاعده-ای غالب بوده و عمدتاً شامل کائولینیت (میانگین ۳۸٪) و ایلیت-اسمکتیت (میانگین ۲۲/۵٪) هستند. در تعدادی از نمونه‌ها کانی رسی کلریت به مقدار ۱ تا ۳ درصد حضور دارد (جدول ۱). اسمکتیت در

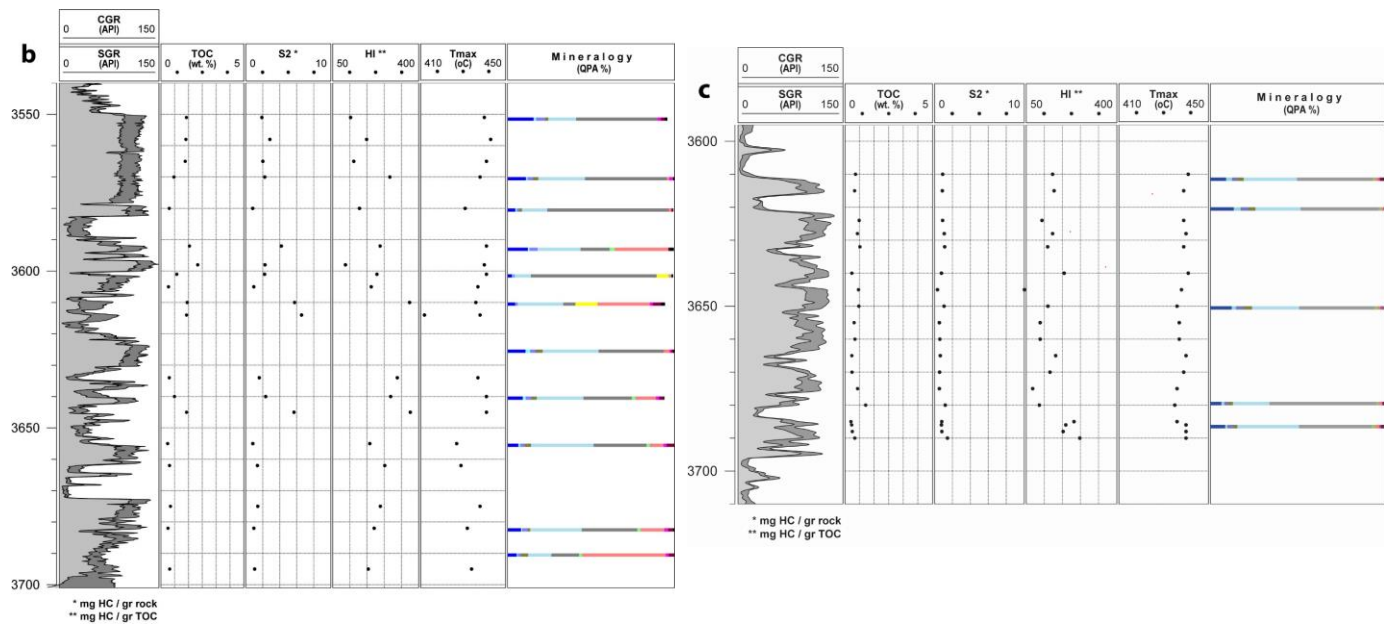
آلی طی دیاژنز و کاتازنز و همزمان با شروع پنجره نفتزایی تولید می-شوند (Hunt, 1996). حضور بیتومن‌های جامد می‌تواند عاملی برای شناسایی تکامل حرارتی لایه‌های دربرگیرنده و تعیین مسیرهای مهاجرت هیدروکربن باشد (Jacob, 1989). بیتومن‌های جامد موجود در شیل‌های قاعده سازند آسماری ممکن است ناشی از مهاجرت هیدروکربن از افق‌های پایین‌تر به مخزن آسماری باشند.

اکسیدی در شرایط رسوبگذاری سازند باشد (Wilkin and Barnes, 1997). به طور کلی، حضور مواد آلی قاره‌ای نسبت به سنگهای منشا پابده و کژدمی که دارای محیط رسوبی دریایی و کروژن نوع II می‌باشند (Alizadeh et al., 2012; Bordenave and Hegre, 2010; Opera et al., 2013) بسیار قابل ملاحظه است. همچنین بیتومن جامد (solid bitumen) به صورت پراکنده در تعدادی از نمونه‌ها مشاهده شد. بیتومن‌های جامد در حین بلوغ مواد



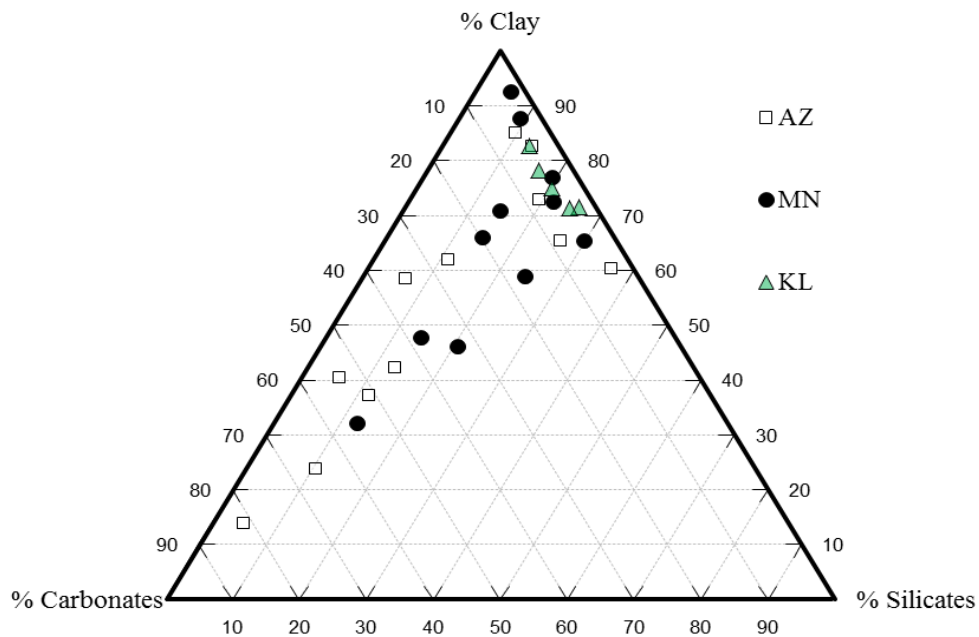
شکل ۳- ترسیم نمودارهای SGR و CGR در مقابل عمق به همراه داده‌های ژئوشیمیایی (TOC, S₂, HI و T_{max}) و ترکیب کانی‌شناسی در چاه‌های اهواز (a)، مارون (b) و کوپال (c).

Fig. 3. Vertical plots of petrophysical log curves including computed gamma-ray (CGR), spectral gamma-ray (SGR) along with the bulk geochemical data (TOC, S₂, HI, and T_{max}), and mineral composition of studied wells in (a) AZ, (b) MN, and (c) KL.



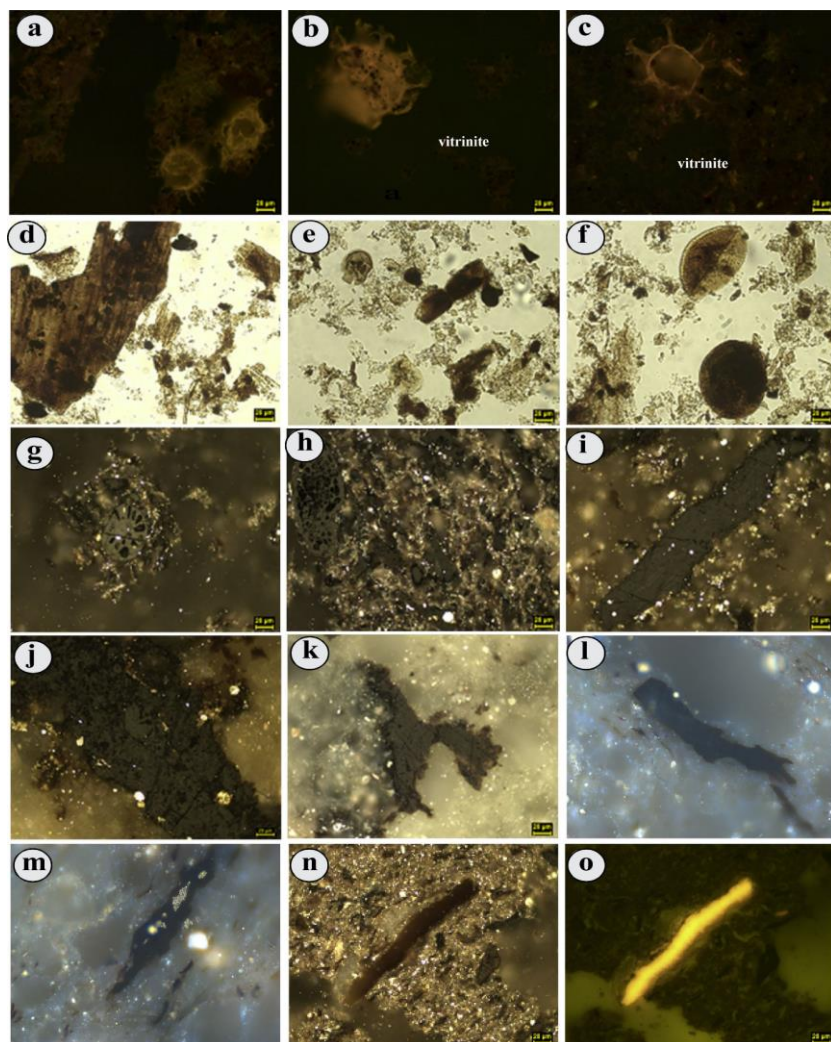
شکل ۳- ادامه.

Fig. 3. Continued.



شکل ۴- نمودار مثلثی مجموع درصد نسبی کانیهای رسی (کائولینیت، ایلیت - اسمکتیت و کلریت)، سیلیکاته (کوارتز، پلاژیوکلاز و فلدسپات پتاسیم) و کربنانه (کلسیت، دولومیت و آنکریت) در شیل قاعده‌ای سازند آسماری.

Fig. 4. Ternary diagram showing the main mineral phase categories including clay minerals, silicates and carbonates in the Asmari basal shale unit.



شکل ۵- تصاویر میکروسکوپی پتروگرافی آلی نمونه‌های مورد مطالعه، تصاویر در محیط روغن امرسیون و با بزرگمایی ۶۰۰ تا ۱۰۰۰ برابر گرفته شده است؛ (a-c) پالینومورف در نور فلورسانس، (d-e) فیتوکلاست و سایر مواد چوبی و گیاهی، (f) پولن، (g)، (h)، (g) فوزینایت و شبه‌فوزینایت، (i-k) ویتربینایت همراه با کانی‌های پیریت، (l)، (m) بیتومین جامد همراه با پیریت فراوان، (n) لپتینایت در نور انعکاسی و (o) لپتینایت در نور فلورسانس.

Fig. 5. Photomicrographs taken under incident white light and blue-light excitation on the studied samples: Images were captured under an oil-immersion objective with 100X magnification; (a-c) palynomorphs under blue-light excitation, (d-e) woody phytoclasts, (f) pollen, (g-h) *fusinite* and *semifusinite*, (i-k) vitrinite particles associated with abundance of pyrite mineral, (l), (m) solid bitumen with abundance of pyrite mineral, (n) liptinite under incident white light, and (o) liptinite under blue-light excitation.

آلوده نشدن به وسیله گل حفاری، بهترین و معتبرترین نمونه برای انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی می‌باشد. در این مطالعه، تمامی نمونه‌های انتخاب شده برای انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی از نمونه‌های مغزه حفاری انتخاب شدند. به منظور اطمینان از عدم آغشتگی نمونه‌ها به هیدروکربن‌های نابرجا از نمودار S_1/TOC استفاده می‌شود، مقادیر بالای S_1 در مقابل مقادیر پایین TOC نشان‌دهنده حضور هیدروکربن‌های نابرجا در نمونه‌ها است (Hunt, 1996). ترسیم این

مقدار ماده آلی

آلودگی نمونه‌ها به ترکیبات هیدروکربنی، نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز راکایول را تحت‌الشعاع قرار می‌دهد. بنابراین در انجام مطالعات ژئوشیمیایی اطمینان از اینکه نمونه‌های مورد مطالعه دچار آغشتگی به ترکیبات گل حفاری و یا نفت مهاجرت کرده از افق‌های پایینتر نیستند، بسیار ضروری است. مغزه حفاری به دلیل برج بودن و

نمونه‌ها دارای پتانسیل خوب می‌باشند. این موضوع می‌تواند در ارتباط با تغییرات محیط رسوبی و چیرگی شرایط اکسیدی و یا نیمه اکسیدی در زمان رسوبگذاری این بخش از سازند آسماری تفسیر گردد.

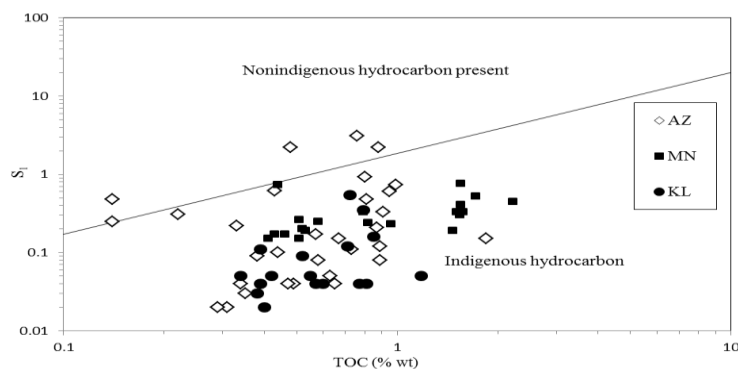
کیفیت ماده آلی (نوع کروژن)

تعیین نوع کروژن در سنگهای رسوبی، به دلیل ارتباط آن با پتانسیل هیدروکربن‌زایی و تعیین نوع هیدروکربن تولیدی، در مطالعات ژئوشیمیایی سنگهای منشا بسیار اهمیت دارد (Tissot and Welte, 1984). اساسا مقدار نسبی هیدروژن در کروژن تعیین کننده میزان کیفیت ماده آلی خواهد بود. بنابراین هرچه مقدار نسبی هیدروژن در کروژن بالاتر باشد، پتانسیل زایش نفتی آن نیز بالاتر خواهد بود (Peters and Casa, 1994). میانگین مقدار هیدروژن در نمونه‌های اهواز، مارون و کوپال به ترتیب برابر ۱۶۷، ۲۴۴ و ۱۴۱ بر حسب mg HC/g TOC و میانگین مقدار اکسیژن به ترتیب برابر ۲۴۶، ۶۸ و ۴۳ بر حسب $\text{mg CO}_2/\text{g TOC}$ می‌باشد. مقدار پایین شاخص هیدروژن (HI) و مقدار بالای شاخص اکسیژن (OI) و همچنین دامنه تغییرات زیاد این دو پارامتر در چاههای مورد مطالعه بیانگر تغییرات محیط رسوبگذاری و شرایط اکسیدی و نیمه اکسیدی در طول رسوب‌گذاری لایه‌های شیلی قاعده سازند آسماری می‌باشد. جهت پی‌بردن به نوع کروژن می‌توان از نمودار شاخص هیدروژن در برابر مقادیر شاخص اکسیژن استفاده کرد (شکل ۸). بر اساس این نمودار، اکثر نمونه‌های مورد مطالعه در محدوده کروژن نوع II/III و III قرار می‌گیرند ($\text{HI} < 300 \text{ mg HC/g TOC}$). همچنین نمودار S_2 در برابر TOC نیز نشان می‌دهد که اکثر نمونه‌های مورد مطالعه در محدوده کروژن نوع II/III و III قرار می‌گیرند (شکل ۹).

نمودار برای نمونه‌های مورد بررسی حاکی از آن است که بجز تعداد کمی از نمونه‌های میدان اهواز، بیشتر نمونه‌های آنالیز شده، عدم آغشتگی به گل حفاری و یا نفت مهاجرت یافته را نشان می‌دهند (شکل-۶).

مقدار ماده آلی موجود در سنگ منشا، دربردارنده کل کربن آلی (TOC) موجود در نمونه است که به درصد وزنی بیان شده و کروژن و بی‌تومن را در برمی‌گیرد (پیترز و همکاران، ۲۰۰۵). مقدار TOC و سایر پارامترهای اندازه‌گیری شده و محاسبه شده به وسیله دستگاه پیرولیز راک-ایول در جدول ۲ و شکل ۳ آورده شده است. بیشتر نمونه‌ها دارای مقدار TOC بین ۰/۲ تا ۱/۵ درصد بوده و میانگین TOC برای شیل قاعده‌ای در میدان اهواز ۰/۸ درصد، میدان مارون ۱ درصد و میدان کوپال ۰/۶۳ درصد می‌باشد. با توجه به مقدار کم ماده آلی موجود در رسوبات شیلی قاعده سازند آسماری می‌توان اظهار داشت که این بخش پتانسیل مناسبی برای تولید هیدروکربن را دارا نمی‌باشد. پایین بودن مقدار ماده آلی اندازه‌گیری شده به وسیله پیرولیز راک-ایول در انطباق کامل با بالا بودن کانی‌های حاوی توریم و پتاسیم (نمودار CGR) و پایین بودن مقدار اورانیم در محیط رسوبگذاری شیل قاعده‌ای می‌باشد (شکل ۳).

از نمودار S_2 در برابر TOC، جهت تعیین پتانسیل نفتی سنگهای منشا استفاده می‌شود. نمونه‌هایی که مقدار S_2 آنها کمتر از ۲/۵، بین ۲/۵ تا ۵ و بیشتر از ۵ بر حسب mg HC/g Rock باشد، به ترتیب دارای پتانسیل هیدروکربنی ضعیف، مناسب و خوب تا عالی می‌باشند (Peters and Casa, 1994). بر این اساس، شیل‌های قاعده‌ای پتانسیل هیدروکربنی ضعیف تا خوب را دارا می‌باشند که نمونه‌های مربوط به مارون دارای بیشترین پتانسیل هیدروکربنی می‌باشند (شکل ۷). به طور کلی، بیشتر نمونه‌ها به دلیل پایین بودن مقادیر پارامترهای S_2 و TOC، عمدتاً دارای پتانسیل ضعیف تا مناسب بوده و تعدادی از



شکل ۶- نمودار S_1 در برابر TOC جهت تعیین آلودگی نمونه‌ها به ترکیبات هیدروکربنی در چاه‌های مورد مطالعه.

Fig. 6. TOC vs. S_1 diagram, showing indigenous and nonindigenous hydrocarbons for the Asmari basal shale unit in the studied wells.

جدول ۱- نتایج کمی پراش پرتو ایکس نمونه‌های مطالعه شده در بخش شیلی قاعده سازند آسماری میدین اهوز، مارون و کوپال.

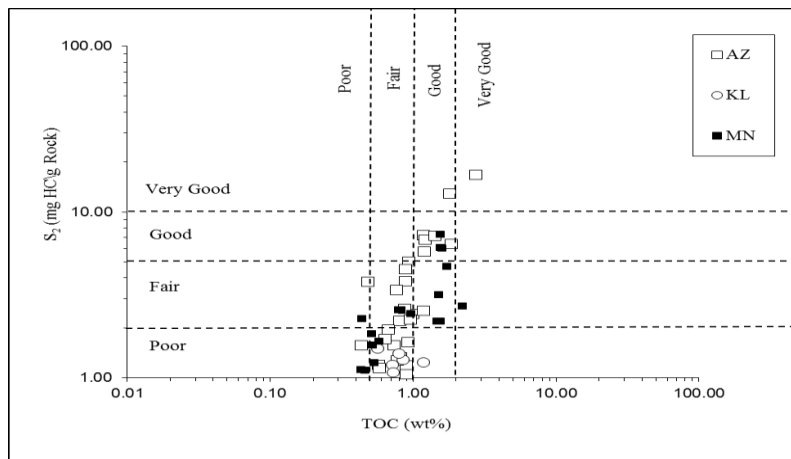
Table 1. Mineralogical composition (wt %) of the Asmari basal shale unit in the studied wells.

Well	Depth (m)	Quartz	Plagioclase	K-feldspar	Muscovite	Illite-Smectite	Kaolinite	Chlorite	Calcite	Dolomite	Ankerite	Pyrite
AZ	2826	14.54	2.76	4.17	3.55	26.97	38.17	0.00	2.23	3.87	2.18	0.91
AZ	2840	26.12	3.57	3.50	2.97	13.23	47.18	0.00	1.83	0.86	0.52	0.19
AZ	2855	11.59	1.74	2.65	2.80	24.16	47.63	0.00	2.53	2.06	3.05	0.19
AZ	2869	7.14	0.49	3.31	0.00	18.98	18.08	0.00	38.59	0.00	12.00	0.76
AZ	2885	7.68	1.16	1.47	2.61	27.10	55.11	0.00	2.34	0.59	0.96	0.34
AZ	2900	5.05	0.42	1.57	1.94	18.09	66.88	0.00	3.55	0.27	1.28	0.67
AZ	2915	6.78	1.14	2.21	0.00	25.02	37.07	0.00	23.08	0.00	3.59	1.07
AZ	2929	7.11	0.87	2.24	0.69	19.65	22.65	0.00	43.45	0.22	0.82	2.03
AZ	2945	7.92	0.00	0.00	1.28	19.10	4.26	0.00	62.21	0.00	1.83	1.06
AZ	2960	2.64	0.00	1.07	0.60	3.43	10.33	0.00	78.28	0.61	1.89	0.35
AZ	2975	4.85	0.00	0.00	0.00	17.52	22.76	0.00	50.64	0.38	2.63	0.79
AZ	2990	4.85	0.33	0.91	0.00	10.02	48.51	0.00	34.63	0.10	0.24	0.41
KL	3599	8.91	3.35	3.38	3.27	30.33	43.01	1.46	1.91	0.76	2.02	1.16
KL	3612	13.31	3.89	4.53	3.85	25.60	44.55	1.47	1.23	0.67	0.43	0.46
KL	3628	12.09	2.42	4.36	4.77	26.77	42.90	1.77	1.64	2.00	0.32	0.96
KL	3679	6.26	1.74	2.19	2.60	20.69	60.93	1.12	1.85	0.58	1.79	0.25
KL	3686	8.39	1.28	3.55	2.04	35.07	41.27	1.92	2.32	1.04	1.64	1.48
MN	3551	15.66	1.44	5.39	1.99	16.65	48.79	0.00	0.46	2.05	2.21	1.51
MN	3570	11.09	0.93	3.08	3.34	27.97	49.03	0.00	1.45	2.30	0.10	0.71
MN	3580	4.68	0.87	1.34	1.81	15.09	72.73	0.00	1.60	0.45	1.16	0.29
MN	3592	12.21	0.95	4.82	0.00	25.78	17.36	3.07	32.10	0.49	0.79	2.46
MN	3601	2.76	0.61	0.89	0.17	9.79	75.29	0.82	1.38	0.36	0.35	0.86
MN	3610	4.51	0.49	1.60	0.00	27.27	7.30	0.00	31.23	1.77	4.97	2.36
MN	3625	10.80	2.81	3.18	4.29	33.47	39.02	0.00	3.47	1.06	1.24	0.66
MN	3640	9.19	1.71	3.40	3.20	28.02	28.87	2.16	12.32	1.91	2.59	0.56
MN	3655	6.54	1.10	2.65	3.83	37.39	31.75	1.91	8.29	1.84	4.45	0.25
MN	3682	8.13	0.66	3.11	1.67	30.90	33.27	1.97	14.26	2.24	3.07	0.72
MN	3690	5.53	0.51	2.01	4.34	13.88	16.55	1.86	50.06	1.79	3.48	0.00

ارزیابی بلوغ حرارتی

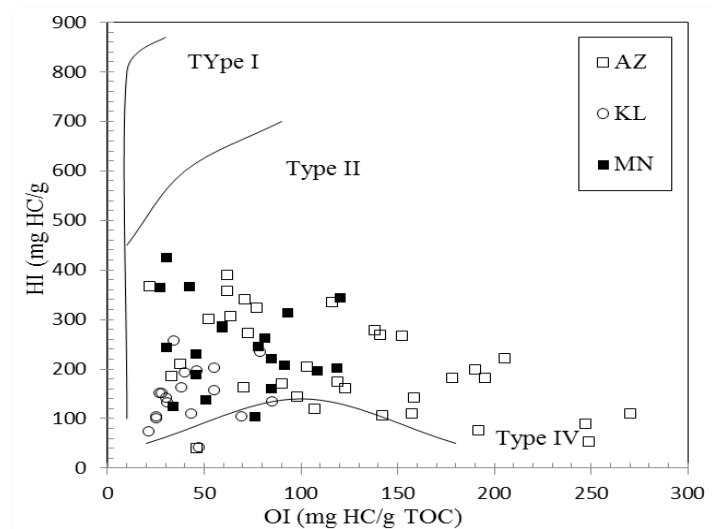
محدوده تغییرات پارامتر T_{max} برای نمونه‌های مورد مطالعه ($417-444$ و میانگین 432 °C)، بلوغ حرارتی مطابق با مرحله نابالغ تا ابتدای پنجره نفتی را نشان می‌دهند. نمودار $HI-T_{max}$ برای نمایش بلوغ و نوع ماده آلی نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که بیشتر نمونه‌های برداشت شده از میدان اهواز در مرحله نابالغ قرار می‌گیرند.

ویژگی مهم قابل بررسی در ارزیابی یک سازند به عنوان سنگ منشا احتمالی تولید کننده هیدروکربن، اندازه‌گیری میزان بلوغ مواد آلی موجود می‌باشد. به همین منظور از پارامتر T_{max} پیرولیز راک-آیول و میزان انعکاس ویتربنایت ($R_0\%$) به عنوان شاخص‌های اندازه‌گیری میزان بلوغ حرارتی مواد آلی استفاده شد.



شکل ۷- نمودار S_2 در برابر TOC جهت تعیین پتانسیل هیدروکربنی نمونه‌های برداشت شده از چاه‌های مورد مطالعه.

Fig. 7. TOC vs. S_2 diagram, showing hydrocarbon generation potential for the Asmari basal shale unit in the studied wells.



شکل ۸- نمودار شاخص هیدروژن در برابر شاخص اکسیژن رسم شده جهت تعیین نوع کروژن در چاه‌های مورد مطالعه.

Fig. 8. HI vs. OI diagrams, indicating type of kerogen for the Asmari basal shale unit in the studied wells.

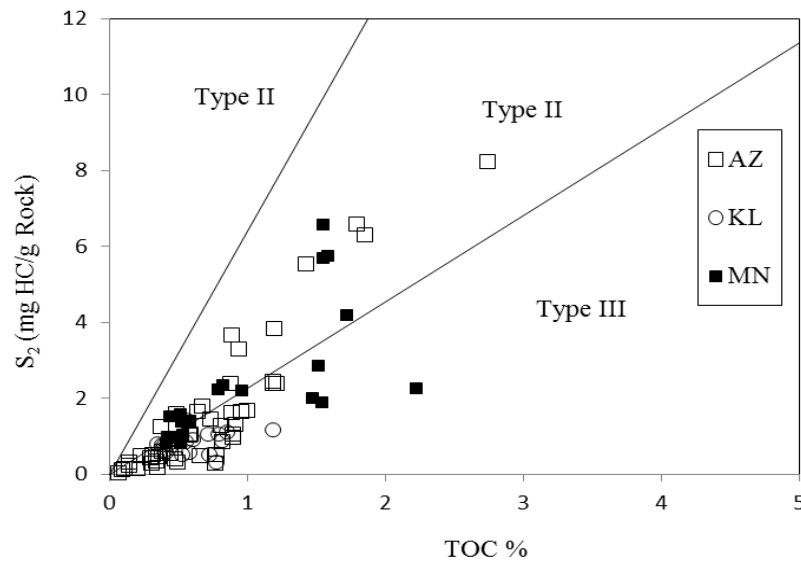
مورد نیاز برای شکست پیوندهای باقی مانده در کروژن در ارتباط با تولید هیدروکربن است (Peters, 1986). مقدار شاخص تولید اکثر نمونه‌های مورد مطالعه (میانگین ۰/۱۸) نشان‌دهنده نابالغ بودن و ابتدای پنجره نفتی بخش قاعده سازند آسماری می‌باشد (شکل ۱۱). تعدادی از نمونه‌های اهواز مقدار شاخص تولید آنها بالاتر بوده و پیک پنجره نفتی و همچنین آلودگی هیدروکربنی را نشان می‌دهند، که می‌تواند ناشی از تاثیر مهاجرت و نفت موجود در مخزن آسماری میدان اهواز باشد. همچنین ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه‌ها به وسیله اندازه‌گیری مقدار انعکاس ماسرال ویتربنایت موجود در رسوبات شیل قاعده‌ای سازند آسماری انجام شد (جدول ۲). انعکاس ویتربنایت یکی

درحالیکه نمونه‌های مربوط به چاه‌های مارون و کوپال بلوغ حرارتی بالاتر و ابتدای پنجره نفتی را نشان می‌دهند (شکل ۱۰). به دلیل اینکه عموماً نوع کروژن موجود در شیل‌های قاعده سازند آسماری III و II/III به دست آمده است، در نتیجه به دلیل پیچیدگی ساختاری کروژن نوع III، محدوده پنجره نفتی دامنه وسیع‌تری داشته و در مقایسه با کروژن نوع II، آغاز پنجره نفتی در دمای بالاتری رخ خواهد داد (Tissot et al., 1987).

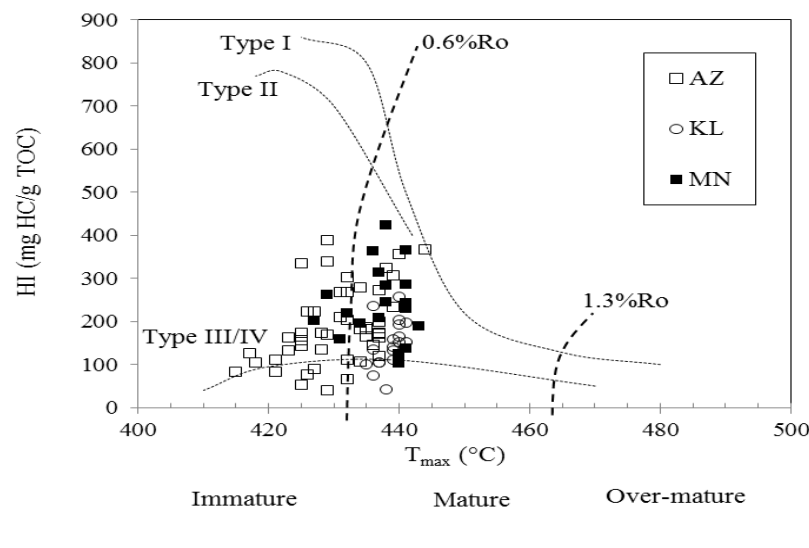
با افزایش بلوغ در طی کاتازنز، مقدار S_2 کاهش و مقدار S_1 افزایش می‌یابد. بنابراین شاخص تولید هیدروکربن (PI) همانند T_{max} با افزایش بلوغ افزایش می‌یابد. این روند بیانگر افزایش انرژی حرارتی

کوپال ابتدای پنجره نفتی را نشان می‌دهند (0.45 تا 0.7 درصد) که در توافق نسبی با بلوغ حرارتی T_{max} راک - ایول می‌باشد.

از معتبرترین پارامترهای تعیین بلوغ حرارتی سنگ منشا می‌باشد (Barker, 1996; Dow, 1977). داده‌های انعکاس ویتیرینایت بلوغ حرارتی شیل‌های قاعده‌ای را در میدان اهواز نابالغ و در میدان مارون و



شکل ۹- نمودار S_2 در برابر TOC جهت تعیین نوع کروژن موجود در نمونه‌های برداشت شده از چاه‌های مورد مطالعه.
Fig. 9. TOC vs. S_2 indicating type of kerogen for the Asmari basal shale unit in the studied wells.



شکل ۱۰- نمودار شاخص هیدروژن در برابر T_{max} رسم شده به منظور تعیین بلوغ نمونه‌های برداشت شده از چاه‌های مورد مطالعه.
Fig. 10. HI vs. T_{max} indicating thermal maturity for the Asmari basal shale unit in the studied wells.

نتیجه‌گیری

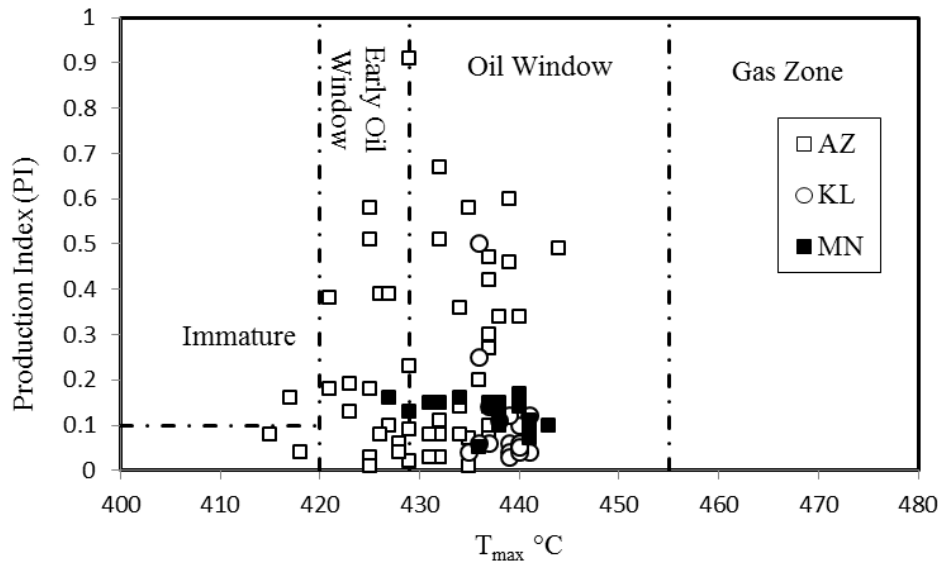
توجه و پیوسته نمودار SGR و CGR از بخش میانی و بالایی سازند آسماری مشخص می‌شود که بیانگر غالب بودن رسوبات شیلی در این بخش می‌باشد.

آنالیز کمی فازهای شناسایی شده به وسیله دستگاه XRD نشان می‌دهد که قاعده سازند آسماری در میداین مرکزی فروافتادگی دزفول

در این پژوهش تعداد ۷۴ عدد نمونه مغزه حفاری مربوط به شیل-های قاعده سازند آسماری در ۳ چاه از میداین اهواز، مارون و کوپال مورد آنالیز پیرولیز راک-ایول، پتروگرافی آلی و کانی‌شناسی قرار گرفتند. بخش شیل قاعده‌ای سازند آسماری به وسیله افزایش قابل

آن کانی کلسیت و کوارتز به ترتیب با میانگین ۱۸٪ و ۹٪ مهمترین کانی‌های سازنده هستند.

عمدتا از کانی‌های رسی، کوارتز، کلسیت و با مقدار کمتر دولومیت، کانی‌های فلدسپات پتاسیم و پلاژیوکلاز تشکیل شده است. کانی‌های رسی (کائولینیت ۳۸٪ و ایلیت-اسمکتیت ۲۲٪) غالب بوده و پس از



شکل ۱۱- نمودار مقادیر T_{max} در برابر PI رسم شده جهت تعیین بلوغ نمونه‌های برداشت شده از چاههای مورد مطالعه.

Fig. 11. PI vs. T_{max} indicating thermal maturity for the Asmari basal shale unit in the studied wells.

شامل می‌شود. در این میان این بخش در میدان اهواز نابالغ بوده و در میادین مارون و کوپال در ابتدای پنجره نفتزایی قرار می‌گیرد. به طور کلی، پایین بودن مقدار ماده آلی، غالب بودن مواد آلی با منشأ قاره‌ای و بالا بودن نسبی شاخص اکسیژن در مقابل شاخص هیدروژن بیانگر رسوبگذاری بخش شیل قاعده‌ای سازند آسماری در شرایط اکسیدان و یا نیمه اکسیدی در نتیجه پسروی و افت نسبی سطح آب دریا بوده است.

تشکر و قدردانی

بدین وسیله از شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، بویژه معاونت فنی-زمین‌شناسی گسترشی و اداره پژوهش و فناوری جهت تأمین نمونه مغزه حفاری، داده و اطلاعات و همچنین حمایت مالی تشکر و قدردانی می‌شود. از مرکز پژوهشی زمین‌شیمی و زمین‌شناسی دانشگاه شهید چمران و همچنین از پژوهشکده علوم زمین پژوهشگاه صنعت نفت برای انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی و کانی‌شناسی سپاسگذاری می‌شود.

مقدار ماده آلی بین ۰/۲ تا ۱/۲۵ درصد وزنی متغییر بوده و شاخص هیدروژن نمونه‌های مطالعه شده از (mg HC/g TOC) ۱۴۱ تا ۲۴۴ تغییر می‌کند. بنابراین مقدار پایین ماده آلی، شاخص هیدروژن و همچنین پارامترهای S_1 و S_2 آنالیز راک-یول بیانگر ضعیف تا نسبتاً خوب بودن پتانسیل هیدروکربن شیل‌های قاعده سازند آسماری می‌باشد.

شیل‌های قاعده سازند آسماری عمدتاً از مواد آلی قاره‌ای شامل ویتربینایت، اینترینایت (فوزینایت، شبه‌فوزینایت) و حضور مواد پالینومورف، پولن، فیتوکلاست چوب و کوتیکول گیاهان که نمایانگر کروژن نوع III هستند، تشکیل شده است. همچنین مواد آلی حاوی کروژن نوع II با منشأ دریایی شامل لپتینایت و مواد آمورف به مقدار کم در نمونه‌ها مشاهده شد.

داده‌های انعکاس ویتربینایت و T_{max} نشان می‌دهند که شیل‌های قاعده سازند آسماری از مرحله نابالغ تا مرحله ابتدای پنجره نفتی را

جدول ۲- داده‌های حاصل از آنالیز راک - ایول و انعکاس ویتترینایت در بخش شیلی قاعده سازند آسماری میدین اهوز، مارون و کوبال.

Table 2. Results of Rock-Eval pyrolysis and measured vitrinite reflectance data in the studied wells.

Well	Depth (m)	S ₁ (mg HC/g rock)	S ₂ (mg HC/g rock)	HI (mg HC/g TOC)	OI (mg CO ₂ /g rock)	PI (S ₁ / S ₁ + S ₂)	T _{max} (°C)	TOC (wt%)	VRr (%)
AZ	2812.4	0.11	1.46	199	190	0.07	437	0.73	0.6
AZ	2815.1	2.21	1.63	186	33	0.58	435	0.88	
AZ	2820.2	3.11	0.3	40	46	0.91	429	0.76	
AZ	2826.1	0.48	0.86	106	142	0.36	434	0.81	0.61
AZ	2830.3	0.33	1.32	145	98	0.20	436	0.91	
AZ	2835	0.73	1.7	171	90	0.30	437	0.99	
AZ	2840.1	0.92	1.29	162	123	0.42	437	0.8	0.65
AZ	2845	0.6	1.65	174	119	0.27	437	0.95	
AZ	2850	0.12	1.07	120	107	0.10	437	0.89	
AZ	2855	0.04	0.32	66	301	0.11	432	0.49	0.57
AZ	2859.9	4.86	2.41	204	103	0.67	432	1.18	
AZ	2865.1	8.51	8.25	302	52	0.51	432	2.74	
AZ	2870	0.17	1.03	183	195	0.14	434	0.57	0.58
AZ	2875	0.08	1.07	183	178	0.07	435	0.58	
AZ	2880	0.04	0.18	53	249	0.18	425	0.34	
AZ	2885	0.04	0.42	90	247	0.09	427	0.47	0.55
AZ	2890.1	0.1	0.55	127	318	0.15	417	0.44	
AZ	2895	0.04	0.5	77	192	0.07	426	0.65	
AZ	2900.9	0.08	0.97	110	157	0.08	432	0.89	0.48
AZ	2906	2.21	1.6	335	116	0.58	425	0.48	
AZ	2910.1	0.03	0.48	135	331	0.06	428	0.35	
AZ	2915.1	0.09	0.61	162	388	0.13	423	0.38	0.53
AZ	2920	0.61	0.96	222	205	0.39	426	0.43	
AZ	2925	0.21	2.41	278	138	0.08	434	0.87	
AZ	2929.9	0.15	6.31	340	71	0.02	429	1.85	0.53
AZ	2935	0.25	0.24	173	471	0.51	425	0.14	
AZ	2940	0.15	1.81	269	141	0.08	431	0.67	0.45
AZ	2945	0.22	0.36	110	270	0.38	421	0.33	
AZ	2950	0.31	0.49	223	301	0.39	427	0.22	
AZ	2955	0.48	0.32	234	411	0.60	439	0.14	
AZ	2960.1	0.03	0.12	133	729	0.20	423	0.09	0.47
AZ	2965	0.01	0.05	83	671	0.17	421	0.06	

جدول ۲-۱/۵-۱

Table 2. Continued.

AZ	2970	0.02	0.17	168	506	0.11	429	0.1	
AZ	2975	0.05	1.67	268	152	0.03	432	0.63	0.57
AZ	2979.6	0.02	0.54	173	302	0.04	428	0.31	
AZ	2985	0.01	0.31	105	374	0.03	418	0.3	
AZ	2990	0.01	0.16	82	515	0.06	415	0.2	
AZ	2995	0.02	0.45	156	322	0.04	425	0.29	
MN	3551	0.3	1.89	123	34	0.14	440	1.54	0.68
MN	3558	0.33	2.84	188	45.9	0.10	443	1.51	
MN	3565	0.19	2.01	136	51	0.09	441	1.47	
MN	3570	0.33	2.23	283	59.5	0.13	438	0.79	0.66
MN	3580	0.15	0.81	159	85	0.16	431	0.51	
MN	3592	0.52	4.19	243	30.6	0.11	441	1.72	
MN	3598	0.45	2.26	102	76.5	0.17	440	2.22	
MN	3601	0.23	2.21	230	45.9	0.09	441	0.96	
MN	3605	0.17	0.94	207	91.8	0.15	437	0.46	
MN	3610	0.33	5.74	363	27.2	0.05	436	1.58	
MN	3614	0.76	6.56	424	30.6	0.10	438	1.55	
MN	3634	0.26	1.59	313	93.5	0.14	437	0.51	
MN	3640	0.24	2.34	286	59.5	0.09	441	0.82	
MN	3645	0.41	5.68	366	42.5	0.07	441	1.55	
MN	3655	0.15	0.82	201	119	0.15	427	0.41	0.69
MN	3662	0.2	1.37	262	81.6	0.13	429	0.52	
MN	3675	0.25	1.41	244	78.2	0.15	438	0.58	
MN	3682	0.17	0.95	219	85	0.15	432	0.43	
MN	3695	0.19	1.04	195	108.8	0.15	434	0.53	0.71
MN	3890	0.74	1.53	343	120.7	0.33	291	0.44	
KL	3595	0.04	0.91	152	28	0.04	441	0.6	0.68
KL	3599	0.05	0.87	158	55	0.05	439	0.55	
KL	3600.9	0.04	0.9	111	43	0.04	439	0.81	
KL	3602.4	0.12	1.08	152	27	0.10	440	0.71	
KL	3607.5	0.16	1.13	133	31	0.12	439	0.85	0.66
KL	3611.7	0.11	0.77	197	46	0.13	441	0.39	
KL	3618.7	0.04	0.33	43	47	0.11	438	0.77	

جدول ۲-۵/امه.

Table 2. Continued.

KL	3622.8	0.35	1.06	134	85	0.25	436	0.79	0.57
KL	3628.1	0.09	0.54	104	69	0.14	437	0.52	0.62
KL	3628.5	0.04	0.59	104	25	0.06	437	0.57	
KL	3679.5	0.04	0.64	164	38	0.06	440	0.39	0.63
KL	3683	0.02	0.57	142	30	0.03	439	0.4	0.54
KL	3683.7	0.54	0.54	75	21	0.50	436	0.72	
KL	3684.7	0.05	1.19	101	25	0.04	435	1.18	
KL	3685.4	0.05	0.8	235	79	0.06	436	0.34	
KL	3686.4	0.03	0.77	203	55	0.04	440	0.38	
KL	3687.5	0.05	0.81	193	40	0.06	440	0.42	0.60

منابع

- Alavi, M., 2007. Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of Science* 307, 1064-1095.
- Alavi, M., Mahdavi, M.A., 1994. Stratigraphy and structures of the Nahavand region in western Iran, and their implications for the Zagros tectonics. *Geological Magazine* 131, 43-47.
- Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., 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.
- Amini, A., Ranjbaran, M., Sajadi, F., Lankarani, M., Honarmand, J., Mahdipor, Z., Tavakoli, V., Daraei, M., Ansari, M., Mohammadpor, H., Ramazani, F., 2010. Facies analysis and sequence stratigraphy of Asmari, Ilam, and Sarvak formations in the Danan Block. National Iranian Oil Company, Internal Report (unpublished).
- Barker, C., 1996. Thermal modeling of petroleum generation: theory and applications, *Developments in Petroleum Science*, P. 600.
- Behar, F., Beaumont, V., De B. Pentead, H.L., 2001. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil and Gas Science and Technology* 56, 111-134.
- Berberian, M., King, G.C.P., 1981. Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. *Canadian Journal of Earth Science* 18, 210-265.
- Bergmann, J., Friedel, P., Kleeberg, R., 1998. BGMN - a new fundamental parameters based Rietveld program for laboratory X-ray sources, its use in quantitative analysis and structure investigations, in: IUCr Commission on Powder Diffraction Newsletter.
- Beydoun, Z.R., Clarke, M.H., Stoneley, R., 1992. Petroleum in the Zagros Basin; a late Tertiary foreland basin overprinted onto the outer edge of a vast hydrocarbon-rich Paleozoic-Mesozoic passive-margin shelf, in: *Foreland Basins and Foldbelts*. AAPG Memoir 55, 309-339.
- Bordenave, M.L., 2014. Petroleum Systems and Distribution of the Oil and Gas Fields in the Iranian Part of the Tethyan Region. AAPG Memoir 106, 505-540.
- Bordenave, M.L., Hegre, J., 2010. Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geological Society of London, Special Publication* 330, 291-353.
- Dow, W.G., 1977. Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of Geochemical Exploration* 7, 79-9.

- Ehrenberg, S.N., Pickard, N.A.H., Laursen, G.V., Monibi, S.Z., Mossadegh, K.T. Svana, A.A., Aqrawi, A.M., McArthur, J.M., Thirlwall M.F., 2007. Strontium isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene– Lower Miocene), SW Iran. *Journal of Petroleum Geology* 30, 107–128.
- Hessami, K., Koyi, H.A., Talbot, C.J., Tabasi, H., Shabanian, E., 2001. Progressive unconformities within an evolving foreland fold-thrust belt, Zagros Mountains. *Journal Geological Society of London* 158, 969–981.
- Hower, J., Eslinger, E.V., Hower, M.E., Perry, E.A., 1976. Mechanism of burial metamorphism of argillaceous sediment: 1. Mineralogical and chemical evidence. *AAPG Bulltin* 87, 725-737.
- Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*. 2nd edition. W.H. Freeman and Company, New York, P. 743.
- Jacob, H., 1989. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen (“migrabitumen”), *International Journal of Coal Geology* 11, 65-79.
- James G.A., Wynd J.G., 1965. Stratigraphic Nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area. *AAPG Bulltin* 49, 2182-2245.
- Kalani, M., Jahren, J., Mondol, N.H., Faleide, J.I., 2015. Compaction processes and rock properties in uplifted clay dominated units- the Egersund Basin, Norwegian North Sea. *Marine and Petroleum Geology* 68, 596-613.
- Lüning, S., Kolonic, S., 2003. Uranium spectralmgamma-ray response as a proxy for organic richness in black shales: applicability and limitations. *Journal of Petroleum Geology* 26, 153-174.
- Opera, A., Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Janbaz, M., Fouladvand, R., Heidarifard, M.H., 2013. Burial history reconstruction and thermal maturity modeling for the Middle Cretaceous-Early Miocene Petroleum System, southern Dezful Embayment, SW Iran. *International Journal of Coal Geology* 120, 1-14.
- Paxton, S.T., Aufill, M., Kamann, P., Krystyniak, A., 2008. Spectral gamma-ray response of Oklahoma shales in outcrop: Gas Shales Workshop, Oklahoma Geological Survey, University of Oklahoma, Norman, Oklahoma, October 22, 2008.
- Peters, K.E., 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin* 70, 318-329.
- Peters, K.E., Casa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry, in Magoon, L.B., and Dow, W.G., eds., *The petroleum system-from source to trap*. AAPG Memoir 60, Chapter 5.
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. *The Biomarker Guide*, 2nd Edition. Cambridge University Press, p. 680.
- Poppe, L.J., Paskevich, V.F., Hathaway, J.C., Blackwood, D.S., 2001. A laboratory manual for X-ray powder diffraction, US Geological Survey Open-File Report.
- Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004. Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21, 829-843.
- Serra, O., 1989. Sedimentary environments from wire line logs, Schlumberger Publications, p. 243.
- Shabafrooz, R., Mahboubi, A., Vaziri-Moghaddam, H., Ghabeishavi, A., Moussavi-Harami, R., 2015. Depositional architecture and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari platform; Southeastern Izeh Zone, Zagros Basin, Iran. *Facies* 61, 1-32.
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A. P., Horbury, A.D., Simmons, M.D., 2001. Arabian Plate sequence stratigraphy. *GeoArabia Special Publication No 2*, Gulf PetroLink, Bahrain, p. 371.
- Sherkati, S., Molinaro, M., Frizon de Lamotte, D., Letouzey, J., 2005. Detachment folding in the Central and Eastern Zagros fold-belt (Iran): Salt mobility, multiple detachments and late basement control. *Journal Structural Geology* 27, 1680-1696.
- Siddique, A.N., EL-Ghali, A.M., Bin Abd Rahman, H.A., Mijinyawa, A., Ben-Awuah, J., 2013. Depositional Environment of Shallow- Marine Sandstones from Outcrop Gamma- Ray Logs, Belait Formation, Meragang Beach, Brunei Darussalam. *Research Journal of Environmental and Earth Sciences* 5, 305-324.
- Stach, E., Mackowsky, M.T., Teichmüller, M., Taylor, G.H., Chandra, D., Teichmüller, R., 1982. *Stach's Textbook of Coal Petrology*, third Revised and Enlarged Edition. Ber- lin-Stuttgart, Gebrüder Borntraeger, P. 535.

- Taylor, G.H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R., Robert, P., 1998. Organic Petrology. Schweizerbart Science Publishers, Stuttgart, Germany, p. 704.
- Thyberg, B., Jahren, J., Winje, T., Bjørlykke, K., Faleide, J.I., Marcussen, Ø., 2010. Quartz cementation in Late Cretaceous mudstones, northern North Sea: Changes in rock properties due to dissolution of smectite and precipitation of micro-quartz crystals. *Marine and Petroleum Geology* 27, 1752–1764.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence. 2nd Edition. Springer - Verlag, Berlin P. 699.
- Van Buchem, F.S.P., Allan, T.L., Laursen, G. V., Lotfpour, M., Moallemi, A., Monibi, S., Motiei, H., Pickard, N.A.H., Tahmasbi, A.R., Vedrenne, V., Vincent, B., 2010. Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran, Geological Society, London, Special Publications. Vol. 329(1), 219-263.
- Vaziri-Moghaddam, H., Kimiagari, M., Taheri, A., 2006. Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo – Miocene Asmari Formation in SW Iran. *Facies* 52, 41-51.
- Wilkin, R.T., Barnes, H.L., 1997. Formation processes of framboidal pyrite. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 61, 323-339.



©2022 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers.