



Research Article

Determination of geochemical properties and oil- oils correlation of Asmari and Sarvak Formation based on biomarker and isotopic studies in one of the fields in the northwestern Persian Gulf

Bijan Beiranvand^{*1} , Nasrin Beiranvand², Hadi Kermanshahi¹

1-Geoscience Institute, Upstream Campus, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

2-Department of Geology, Faculty of Geoscience, University of Shahid Bahonar, Kerman, Iran

Received: 07 May 2023 Accepted: 05 Sep 2024

Extended Abstract

Introduction

Asmari and Sarvak formations are the two main reservoir elements in the Cretaceous and Paleogene hydrocarbon petroleum systems of the Zagros sedimentary basin. The lithological composition, sedimentological features, stratigraphic column and geological events affecting these two formations in the studied area are somewhat different from other parts of the Zagros sedimentary basin, and this is one of the factors affecting the chemical composition of reserved oils and their hydrocarbon families. The reservoir parts of these two formations and their time equivalents in the neighboring countries are considered as the main hydrocarbon reservoirs of the region and therefore have always been the focus of researchers in this field. The oil in these two reservoirs is not of a single origin and is often identified as a mixture of oils of different origins in different fields. This issue is much more common in the case of Asmari reservoir hydrocarbons. Therefore, here it has been tried to determine the exact origin of the oils in these two reservoirs and their affinity with the oils produced from Stones of different origins.

Materials and Methods

In order to carry out geochemical studies on the oil of Asmari reservoirs (Ghar) and Sarvak Maidan in the studied field, first the extracted oil of both reservoirs was prepared. In this regard, first, the separation process of asphaltene cutting was done with normal pentane solvent, then by column chromatography technique with stationary phase of alumina or silica gel, and also using normal solvents of hexane, benzene and ethanol, other hydrocarbon cuttings of oils. separated and their percentage was determined. After preparing different hydrocarbon fractions from oil samples, the saturated fractions were subjected to gas chromatography-mass spectrometry analysis at the same time as gas chromatography analysis. The analysis of the results of these laboratory methods can be used to study the sedimentary environment, determine the degree of maturity of organic materials, oil and identify microbial degradation (Bordenave et al, 1993). In general, the laboratory methods of gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry contain valuable information regarding biomarkers, which are widely used in studies of oil-to-oil compatibility and oil-to-source rock compatibility.

Citation: Beiranvand, B. et al, 2025. Determination of geochemical properties and oil- oils correlation of Asmari and Sarvak Formation, *Res. Earth. Sci.* 15(4), (111-125) DOI: 10.48308/esrj.2022.102683

* Corresponding author E-mail address: biranvandb@ripi.ir





Results and Discussion

Based on the results, it seems that the studied oil samples are the same in terms of chemical composition, and except for a small difference in the aromatic, resin and asphaltene fractions, no significant difference is observed in the hydrocarbon fractions of these oils. Also, in order to investigate the sedimentation environment conditions of the source rock producing these oils, the ratios of Pr/ Ph and Pr/ Ph versus CV or standard variable and the curve of changes in Pr/nC17 parameter against Ph/nC18 have been used. The results indicate that all the oil in two reservoirs was produced from the same source rock with an open sea facies and probably deltaic environment. In addition, the investigation of the maturity indices of the aromatic, hopane and aromatic biomarkers related to the oil samples of both formations showed the same characteristic and indicates a degree of maturity in the early to middle of the oil generation window. Accurate biomarker studies indicate the Jurassic age and older for the studied oil producing rocks.

Conclusion

The results of the experiments show that the oil reserved in these two formations can be considered the same in terms of chemical characteristics. Examining the relative frequency of C27, C29, and C28 strains using a triangle diagram shows that the oil of the two reservoirs studied was produced from open marine facies and possibly a deltaic environment with the introduction of some continental organic matter. Accordingly, by using different methods of geochemical studies, it can be said that the oils accumulated in the Asmari reservoirs (Ghar) and Sarvak Maidan in the studied field are produced from a formation with the same sedimentation conditions and with an age of Jurassic and older. The set of studied biomarker parameters is indicative of the carbonate lithology of the source rock of these two formations. The study of the maturity indices of strane, hopane and aromatic biomarkers belonging to the Asmari (Ghar) and Sarvak reservoirs, indicate that the same characteristics and the maturity of oil-producing organic matter in the early to middle of the oil generation window.

Keywords: Asmari (Ghar), Sarvak, Biomarker, Oil-Oil correlation, Carbon Isotope.





تعیین خصوصیات ژئوشیمیایی و تطابق نفت‌های مخازن آسماری و سروک با استفاده از مطالعات بیومارکری و ایزوتوپی در یکی از میداین شمال غرب خلیج فارس

بیژن بیرانوند*^۱ ID، نسرين بیرانوند^۲، هادی کرمانشاهی^۱

۱- پژوهشکده علوم زمین، پردیس بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۲- گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه شهید باهنر کرمان، کرمان، ایران

(پژوهشی) دریافت مقاله: ۱۴۰۲/۰۲/۱۷ پذیرش نهایی مقاله: ۱۴۰۳/۰۶/۱۵

چکیده گسترده

مقدمه

سازندهای آسماری و سروک دو عنصر اصلی مخزنی در سیستم‌های هیدروکربنی کرتاسه و پالئوژن حوضه رسوبی زاگرس می‌باشند. ترکیب سنگ‌شناسی، ویژگی‌های رسوب‌شناسی، ستون چینه‌شناسی و رخداد‌های زمین‌شناسی تاثیرگذار بر این دو سازند در منطقه مورد مطالعه با سایر بخش‌های حوضه رسوبی زاگرس تا حدودی متفاوت بوده و این موضوع از عوامل تاثیرگذار بر ترکیب شیمیایی نفت‌های ذخیره شده و خانواده‌های هیدروکربنی آنهاست. بخش‌های مخزنی این دو سازند و معادل‌های زمانی آنها در کشورهای همجوار به عنوان مخازن اصلی هیدروکربنی منطقه به شمار آمده و از اینرو همواره مورد توجه پژوهشگران این حوزه قرار داشته‌اند. نفت موجود در این دو مخزن از منشاء واحدی نبوده و غالباً در میداین مختلف به صورت مخلوطی از نفت‌هایی با منشاءهای متفاوت شناسایی شده است. این موضوع در مورد نفت‌های مخزن آسماری بسیار شایع‌تر می‌باشد. لذا در اینجا سعی شده است تا با بررسی و ارزیابی دقیق نفت این دو مخزن و نفت تولید شده توسط سنگ‌های منشاء احتمالی تغذیه کننده این دو مخزن، تعیین منشاء دقیق نفت‌های موجود در این دو مخزن و قرابت آنان با نفت‌های تولید شده از سنگ منشاءهای مختلف صورت گیرد.

مواد و روش‌ها

به‌منظور انجام مطالعات ژئوشیمیایی بر روی نفت مخازن آسماری (غار) و سروک میدان مورد مطالعه، ابتدا نفت استحصالی هر دو مخزن آماده‌سازی شد. در این راستا، ابتدا فرآیند جدایش برش آسفالتن با حلال پنتان نرمال انجام شد، سپس توسط تکنیک کروماتوگرافی ستونی با فاز ساکن آلومینا و یا سیلیکا ژل و همچنین با استفاده از حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و اتانول، سایر برش‌های هیدروکربنی نفت‌ها تفکیک شده و درصد آنها مشخص شد. پس از تهیه برش‌های مختلف هیدروکربنی از نمونه نفت‌ها، برش‌های اشباع هم‌زمان با آنالیز کروماتوگرافی گازی، تحت آنالیز کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی نیز قرار گرفتند. از تجزیه و تحلیل نتایج این روش‌های آزمایشگاهی می‌توان به‌منظور مطالعه محیط رسوبی، تعیین درجه پختگی مواد آلی، نفت و شناسایی تخریب میکروبی بهره گرفت.

استناد: بیرانوند، ب. و همکاران، ۱۴۰۳. تعیین خصوصیات ژئوشیمیایی و تطابق نفت‌های مخازن آسماری و سروک، پژوهشهای دانش

زمین: ۱۵(۴)، (۱۱۱-۱۲۵)، DOI: 10.48308/esrj.2022.102683

E-mail: biranvandb@ripi.ir

* نویسنده مسئول:





به‌طور کلی، روش‌های آزمایشگاهی کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی دربردارنده اطلاعات ارزشمندی در رابطه با بیومارکرها هستند که در مطالعات تطابق نفت با نفت و تطابق نفت با سنگ منشا کاربرد گسترده‌ای دارند.

نتایج و بحث

براساس نتایج به دست آمده به نظر می‌رسد که نمونه‌های نفتی مورد مطالعه از نظر ترکیب شیمیایی یکسان بوده و به جز اندک تفاوتی در مقادیر برش آروماتیک، رزین و آسفالتن اختلاف معنی‌داری در برش‌های هیدروکربنی تشکیل‌دهنده این نفت‌ها مشاهده نمی‌شود. همچنین، به‌منظور بررسی شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ منشا مولد این نفت‌ها، از نسبت‌های پرستان به فیتان، پرستان به فیتان در برابر CV یا متغیر استاندارد و نمودار میزان تغییرات پارامتر Pr/nC_{17} در برابر Ph/nC_{18} استفاده شده است. نتایج حاصل نشان می‌دهد که نفت دو مخزن مورد مطالعه از یک سنگ منشاء با رخساره دریای باز و احتمالاً محیط دلتایی تولید شده است. علاوه بر این، بررسی شاخص‌های بلوغ بیومارکرها، استرانی، هوپانی و آروماتیکی مربوط به نمونه‌های نفت هر دو سازند، ویژگی یکسانی را نشان داده و معرف درجه‌ای از بلوغ در حد اوایل تا اواسط پنجره نفت‌زایی است. بررسی‌های بیومارکری دقیق معرف سن ژوراسیک و قدیم تر برای سنگ مولد نفت‌های مورد مطالعه می‌باشد.

نتیجه‌گیری

نتایج آزمایش‌های انجام شده نشان می‌دهد که نفت ذخیره شده در این دو سازند را از نظر ویژگی‌های شیمیایی تا حدودی می‌توان یکسان دانست. بررسی فراوانی نسبی استران‌های C_{27} ، C_{28} و C_{29} با استفاده از دیاگرام مثلثی نشان می‌دهند که نفت دو مخزن مطالعه شده از سنگ منشا با رخساره دریای باز و احتمالاً محیط دلتایی با ورود مقداری مواد آلی قاره‌ای تولید شده است. بر این اساس، با استفاده از روش‌های مختلف مطالعات ژئوشیمیایی می‌توان گفت که نفت‌های تجمع یافته در مخازن آسماری (غار) و سروک میدان مورد مطالعه، از یک سازند با شرایط رسوب‌گذاری یکسان و با سنی در حدود ژوراسیک و قدیم تر تولید شده‌اند. مجموعه پارامترهای بیومارکری مورد مطالعه معرف لیتولوژی کربناته سنگ منشا مولد نفت این دو سازند می‌باشد. مطالعه شاخص‌های بلوغ بیومارکرها، استرانی، هوپانی و آروماتیکی، نفت‌های مخازن آسماری (غار) و سروک میدان مورد مطالعه هر دو ویژگی یکسانی را نشان داده و معرف بلوغ ماده آلی مولد نفت در حد اوایل تا اواسط پنجره نفت‌زایی هستند.

واژگان کلیدی: آسماری، سروک، بیومارکر، تطابق نفت- نفت، ایزوتوپ کربن.

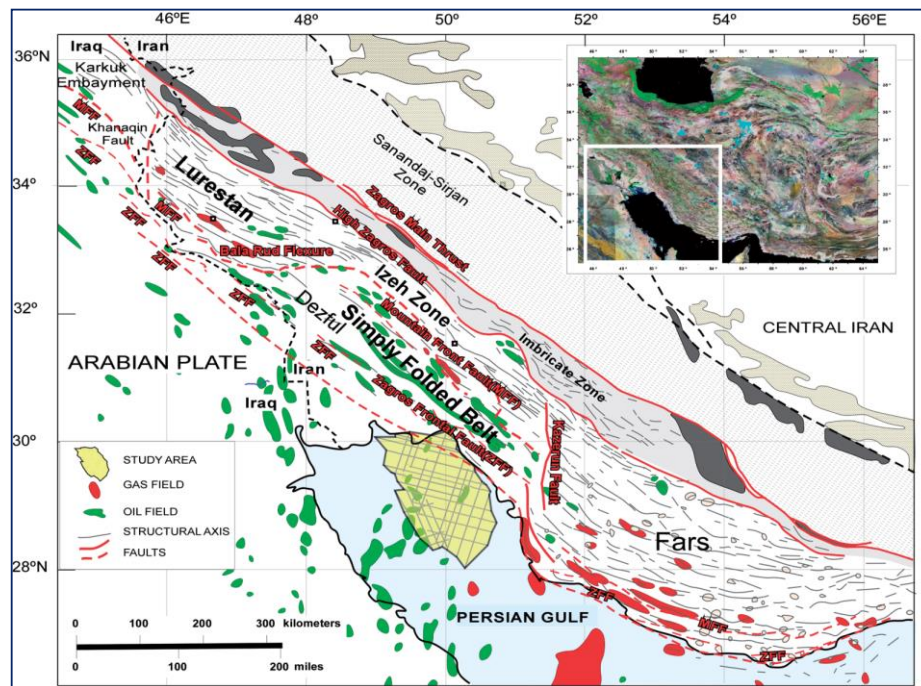
مقدمه

خلیج فارس به‌دلیل موقعیت جغرافیایی خاص و منابع غنی از مشتقات هیدروکربنی همواره دارای اهمیت و ارزش بالایی بوده و انجام اکتشافات در این زمینه روز به روز بر اهمیت این منطقه می‌افزاید. اغلب مخازن نفتی شناسایی شده منطقه، در سنگ‌های کربناته و تنها بخش کمی از ذخایر هیدروکربنی در سنگ‌های غیرکربناته یافت می‌شوند (Rabbani, 2007). پارامترهای متعددی در به وجود آمدن این ذخایر عظیم هیدروکربنی در حوضه خلیج فارس نقش دارند که از آن جمله می‌توان به حضور سنگ‌های منشا با

گسترش زیاد و غنی از مواد آلی، مخازن با کیفیت و پوش سنگ‌های مؤثر به همراه تله‌های نفتی ساختمانی که در تاق‌دیس‌های عظیم واقع شده‌اند، اشاره کرد. محدوده جغرافیایی و زمین‌شناسی شمال غرب خلیج فارس در مقایسه با سایر بخش‌های حوضه رسوبی زاگرس در شکل ۱ نشان داده شده است. زمین‌شناسی منطقه و پارامترهای مؤثر در انباشت هیدروکربن در میداین این حوضه از دیرباز مورد بررسی واقع شده اند (Rabbani, 2008). بنابراین، مطالعات عمده در این بخش طی چند دهه اخیر، به بررسی سنگ‌های منشا پابده و کژدمی و مخزن‌های آسماری و

2016; Bagheri, 2016; Shaishte, 2017; Kamali and Shaishta, 2017; Geochemical Department of the (research Institute of Petroleum Industry, 2018

سروک در جنوب ایران با استفاده از آنالیزهای بیومارکری Shaishte et al, 2003; Alizadeh, 2004;) پرداخته‌اند (Senobar Limakshi, 2013; Rezaei, 2014; Shaaban,



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی محدوده شمال غرب خلیج فارس

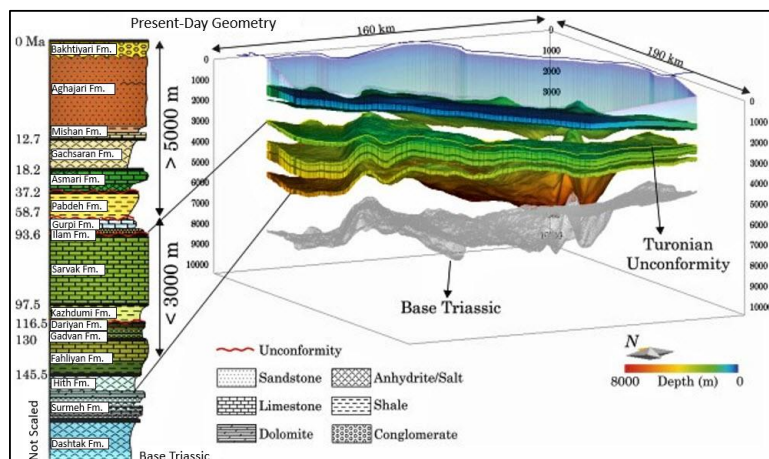
سنگ منشا بسیار مناسب است، بخش‌های ماسه‌سنگی آن یکی از غنی‌ترین مخازن منطقه بوده و بخش‌های قاعده‌ای این سازند نیز به‌عنوان یک پوشش مناسب برای مخازن کربنات داریان از اهمیت ویژه‌ای برخوردار هستند (Alizadeh and Sepahvand, 2001). روی این واحد چینه‌شناسی، سازند سروک با سن سنوماین و لیتولوژی آهکی قرار دارد که بخش بالایی آن در چاه مورد مطالعه دارای عملکرد مخزنی است. همان‌طوری که در شکل ۲ نیز دیده می‌شود، تکتونیک فعال منطقه باعث شده است تا بخشی عمده‌ای از سازند سروک و تمامی سازند ایلام در امتداد ناپیوستگی تورونین تخریب شده و فاقد ستون چینه‌شناسی باشد. روی این بخش، سازندهای گورپی و پابده به سن پالئوسن تا الیگوسن پایینی با ضخامتی در حدود ۲۷۰ متر متشکل از شیل آهکی با میان لایه‌های سنگ آهک چرتی و مارن قرار گرفته است. از نکات قابل توجه چینه‌شناسی چاه مورد مطالعه، حضور سازند جهرم بر روی سازند پابده و به‌صورت ناپیوسته در زیر سازند آسماری است. در این چاه سازند آسماری با سن الیگوسن میانی-میوسن

مواد و روش‌ها

ناحیه مورد مطالعه یکی از غنی‌ترین مناطق هیدروکربنی حوضه رسوبی خلیج فارس را تشکیل می‌دهد. در این ناحیه چهار سیستم نفتی شاخص حوضه زاگرس با تنوعی از عناصر سیستم نفتی کربناته و سیلیسی آواری به خوبی گسترش یافته‌اند (شکل ۲ و ۳). سازند گرو به‌عنوان یک سنگ منشا احتمالی (Kobraei et al, 2017; Baiasad et al, 2019 and 2021; Amirkhani et al, 2015)، عمیق‌ترین سازند حفاری شده در چاه مورد مطالعه است. روی این سازند، سازند فهلیان با سن کرتاسه پیشین و لیتولوژی آهک ضخیم لایه قرار دارد که بیشترین گسترش خود را در حوضه خلیج فارس در این ناحیه نشان می‌دهد. در این چاه، سازند گدوان با لیتولوژی مارن و شیل به همراه سنگ آهک رسی با ضخامتی در حدود ۸۰ متر روی سازند فهلیان و در زیر سنگ آهک داریان قرار دارد. سازند کژدمی با سن آلبین یکی از مهم‌ترین واحدهای چینه‌شناسی مزوزوئیک خلیج فارس در ناحیه شمال غرب این حوضه رسوبی است که با توجه به تنوع رخساره‌های سنگی خود علاوه بر اینکه یک

میانمی متشکل از سه بخش دولومیت بالایی، ماسه سنگ غار و بخش دولومیت زیرین است. بخش ماسه‌سنگی غار در چاه مورد مطالعه عمدتاً مخزن بوده و از نفت آن نمونه‌برداری شده است. در مقابل، سازند سروک با یک افق مخزنی کربناته در بالا و یک سنگ منشا احتمالی در بخش میانی بارزترین سازند مخزنی در میدان مورد مطالعه است. بنابراین با توجه به اینکه نمونه‌های نفتی مطالعه اخیر از دو مخزن آسماری و سروک گرفته شده‌اند، در اینجا بیشتر مورد بررسی قرار می‌گیرند. سازند آسماری و معادل‌های زمانی آن در منطقه خلیج فارس یکی از مهمترین مخازن نفتی منطقه است. این سازند مخزن مناسبی برای هیدروکربن‌هایی هستند که از سنگ‌های منشأ کرتاسه میانی تولید شده و به این سازند مهاجرت کرده‌اند. سازند آسماری در منطقه مورد مطالعه از دو بخش ماسه سنگی و کربناته با مشخصات مخزنی مناسب و مقدار ذخیره نفتی قابل ملاحظه‌ای تشکیل شده است (Nairn and

با این وجود، طبقات ماسه سنگی بخش غار به طرف شرق ناحیه تغییر رخساره داده و به سنگ‌های رسی تبدیل می‌شوند (Motiei, 2014). عضو ماسه سنگی اهواز (یا همان بخش ماسه سنگی غار) افق‌های مخزنی مناسبی را در میادین نفتی ابودر، هنديجان، درود، بهرگانسر و سروش در خلیج فارس تشکیل می‌دهد. بخش قابل‌توجهی از ورودی‌های آواری این سازند از صفحه عربی، که نشان‌دهنده برآمدگی قابل‌توجهی است، در میوسن اولیه منشأ گرفته و باعث تشکیل دلتای اهواز (غار) شده است (Motiei, 2014). آهک‌ها و دولومیت‌های سازند آسماری عموماً در زیر سکوی کربناته دریایی کم‌عمق و عضو اهواز (غار) در محیط دلتایی تا کم‌عمق - دریایی در طی الیگوسن و میوسن تحتانی نهشته شده‌اند. سازند آسماری در نواحی شمال غرب خلیج فارس نسبت به سایر بخش‌های خلیج فارس ضخامت بیشتری دارد.



شکل ۲: نمای کلی از دو سیستم نفتی اصلی و ستون چینه‌شناسی آنها در منطقه شمال غرب خلیج فارس. اقتباس از بنی اسد و همکاران (Baniasad et al, 2021) با تغییرات جزئی.

سازند سروک به سن آلبین-تورونین یکی از غنی‌ترین مخازن نفتی جنوب غربی ایران است. این سازند در برش الگو با ضخامت ۸۳۲ متر از سه واحد اصلی تشکیل شده است (James and Wynd, 1965). معادل زمانی این سازند در کشورهای جنوب خلیج فارس سازندهای میشریف، احمدی/خطیه و مادود هستند که به ترتیب معادل سازند سروک بالایی، میانی و پایینی می‌باشند. از نظر سنگ شناسی، سروک بالایی عمدتاً با سنگ آهک، قسمت میانی

سنگ آهک آرژیلیتی و مارن/شیل و سروک پایینی از سنگ آهک تشکیل شده است. پراکندگی و ضخامت این سازند در نقاط مختلف خلیج فارس به دلیل برخی رویدادهای زمین شناسی مرتبط با حرکات زمین ساختی (مانند فرسایش) متغیر است. این رویداد تکتونیکی توسط سطوح فرسایش گسترده حوضه در بالای آن ثبت شده است (Motiei, 2014).

| Time Units | Group | Formation | Lithology |
|------------|-----------|-------------|-------------------|
| Neogene | Fars | Pleistocene | Aghajari |
| | | Miocene | Mishan |
| | | | Gachsaran |
| Paleogene | | Oligocene | Asmari (Ghar) |
| | | Eocene | Jahrum |
| | | Paleocene | Pabdeh |
| | | | Gurpi |
| Cretaceous | Bangestan | Upper | Sarvak |
| | | Lower | Kazhdumi (Burgan) |
| | | | Dariyan |
| | Gadvan | | |
| | Khami | Fahliyan | |
| | | Garau | |
| | | | |

| | | | | | |
|--|------------|--|--------------|--|------------------|
| | Sandy Marl | | Shale | | Argil. Limestone |
| | Marl | | Limestone | | Dolomite |
| | Sandstone | | Unconformity | | |

شکل ۳: ستون چینه‌شناسی چاه مورد مطالعه

انجام شد، سپس توسط تکنیک کروماتوگرافی ستونی با فاز ساکن آلومینا و یا سیلیکا ژل و همچنین با استفاده از حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و اتانول، سایر برش‌های هیدروکربنی نفت‌ها تفکیک شده و درصد آن‌ها مشخص شد. پس از تهیه برش‌های مختلف هیدروکربنی از نمونه نفت‌ها، برش‌های اشباع هم زمان با آنالیز کروماتوگرافی گازی، تحت آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی نیز قرار گرفتند. از تجزیه و تحلیل نتایج این روش‌های آزمایشگاهی می‌توان به منظور مطالعه محیط رسوبی، تعیین درجه پختگی مواد آلی، نفت و شناسایی تخریب میکروبی بهره گرفت (Bordenave et al, 1993). به طور کلی، روش‌های آزمایشگاهی کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی در بردارنده اطلاعات ارزشمندی در رابطه با بیومارکرها هستند که در مطالعات تطابق نفت با نفت و تطابق نفت با سنگ منشا کاربرد گسترده‌ای دارند (Waples and Machihara, 1991).

نتایج

به منظور بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی هیدروکربن‌های موجود در مخازن میدان تحت مطالعه، برش‌های سازنده نفت‌های دو مخزن آسماری و سروک با روش کروماتوگرافی ستونی (تست SARA) تفکیک شدند (جدول ۱). با توجه به مقادیر هر یک از برش‌های هیدروکربنی سازنده نمونه‌های مورد مطالعه می‌توان گفت از نظر ترکیب شیمیایی

سروک بالایی به عنوان مهمترین بخش مخزنی این سازند در ناحیه شمال غرب خلیج فارس پراکندگی و ضخامت بسیار متفاوتی را نشان می‌دهد. به طوری که در قسمت شمال غربی این ناحیه (مانند میادین هندیجان، بهرگانسر، نوروز) و همچنین در قسمت جنوبی آن از میدان آرش تا میدان فرزاد وجود ندارد. بخش میانی این سازند در اغلب نقاط شمال غرب خلیج فارس به جز در میدان هندیجان و بهرگانسر توسعه یافته است. این بخش که غالباً دارای ویژگی‌های سنگ منشاء است، دارای ضخامت‌های متفاوتی در این ناحیه است. بر خلاف دو بخش مذکور، بخش پایینی سازند سروک تقریباً در تمام مناطق شمال غربی خلیج فارس با ضخامت قابل توجهی وجود دارد. این بخش اساساً شامل آهک، آهک دولومیتی و آهک مارنی است. بنابراین در این منطقه از خلیج فارس به علت وجود یک دوره فرسایشی بین پایان رسوب‌گذاری کرتاسه میانی و ابتدای دوره رسوب‌گذاری کرتاسه بالایی، تمامی یا بخشی از قسمت فوقانی کرتاسه میانی فرسایش یافته و از بین رفته است. در ضمن، ساختمان‌های طاق‌دیسی که به صورت پراکنده با دامنه‌های به نسبت آرام در خارج از محورهای اصلی قرار دارند از جهت و یا امتداد ویژه‌ای تبعیت نمی‌کنند (ربانی، ۱۳۹۲). به منظور انجام مطالعات ژئوشیمیایی بر روی نفت مخازن آسماری (غار) و سروک میدان مورد مطالعه، ابتدا نفت استحصالی هر دو مخزن آماده‌سازی شد. در این راستا، ابتدا فرآیند جدایش برش آسفالتن با حلال پنتان نرمال

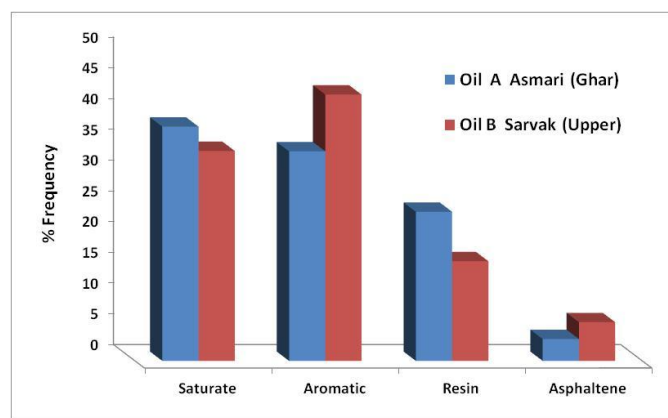
al, 1995). بیومارکرها را می‌توان به‌منظور تعیین لیتولوژی، سن و محیط نهشتگی سنگ منشأ، بلوغ حرارتی سنگ منشأ در طی تولید هیدروکربن به کار برد که چنین داده‌هایی نقش کلیدی در مدل‌سازی حوضه بر عهده دارند. در این مطالعه، جهت بررسی شرایط محیط رسوب‌گذاری برای نمونه‌های مورد مطالعه از نسبت‌های پرستان به فیتان، پرستان به فیتان در برابر متغیر استاندارد، میزان تغییرات پارامتر Pr/nC_{17} در برابر Ph/nC_{18} استفاده شده است. مقادیر محاسبه شده از نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) برای هر دو نمونه نفت مورد مطالعه حاکی از شرایط احیایی حکم‌فرما بر محیط رسوب‌گذاری سازند مولد این هیدروکربن‌ها است (Powell and McKirdy, 1973). تاثیرپذیری این نسبت از شرایط مختلف محیطی، موجب شد که برای دستیابی به اطلاعاتی دقیق‌تر، از سایر پارامترهای بیومارکری جهت تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری استفاده شود. لذا، تغییرات مقادیر پرستان به فیتان در برابر پارامتر متغیر استاندارد (Sofer, 1984) ترسیم شده است (شکل ۶). با توجه به محدوده قرارگیری نمونه‌ها، رسوب‌گذاری سنگ مادر مولد نفت‌ها در شرایط محیطی احیایی تایید می‌شود.

نفت‌های مخازن آسماری (غار) و سروک میدان تحت مطالعه یکسان بوده و به جز تفاوت اندک در مقادیر برش آروماتیک، رزین و آسفالتن اختلاف چشمگیری در توزیع این برش‌های هیدروکربنی سازنده در نفت‌ها مشاهده نمی‌شود. به‌طور کلی این اختلاف مقادیر می‌تواند ناشی از فرآیندهای نمونه‌برداری، آماده‌سازی نمونه، شرایط مخزنی و تاثیر مکانیسم‌های مهاجرت نفت به مخزن آسماری و سروک باشد (شکل ۴). به‌منظور ارزیابی و مطالعه چگونگی توزیع آلکان‌های نرمال و ایزوپرنوئیدهای نمونه نفت‌های مخازن میدان تحت مطالعه، بر اساس پارامترهای به دست آمده از کروماتوگرام‌های گازی نفت‌ها که در (جدول ۱) ارائه شده است، دیگرام ستاره‌ای (Kaufman et al, 1990). ترسیم شد (شکل ۵). به‌طور کلی، بررسی دقیق مقادیر نسبت‌های مورد مطالعه نشان می‌دهند که شباهت و تطابق مناسبی بین الگو توزیع مقادیر نسبت‌های آلکان‌های نرمال و ایزوپرنوئیدهای غیرخطی وجود دارد. جهت تشخیص نوع و درجه پختگی ماده آلی و تعیین شرایط محیط رسوبی سنگ مادر احتمالی مولد نفت‌های میدان مورد نظر و مقایسه نفت‌ها با یکدیگر، می‌توان از پارامترهای مختلف بیومارکرها استفاده کرد. بیومارکرها می‌توانند الگوی مناسبی در ارزیابی محیط دیرینه باشند (De Leeuw et

جدول ۱: اطلاعات برش‌های هیدروکربنی، آلکان‌های زوج و فرد و نسبت‌های ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی، نسبت‌های بیومارکری به دست آمده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی برای نفت‌های مخازن آسماری و سروک

| | Sample Oil | |
|--|---------------------------|--------------------|
| | Asmari (Ghar) (well A) | Sarvak (well B) |
| % Saturate fraction | ۳۸/۱ | ۳۴/۲ |
| % Aromatic fraction | ۳۴/۱ | ۴۳/۳ |
| % Resin fraction | ۲۴/۳ | ۱۶/۲ |
| % Asphaltene fraction | ۳/۶ | ۶/۳ |
| C26/ C25 Tricyclin Terpane | ۰/۴۸ | ۰/۶۳ |
| C31R/ C30 hopane | ۰/۴۳ | ۰/۴۸ |
| C29 20S/ (20S+20R) | ۰/۴۵ | ۰/۴۸ |
| C29 $\beta\beta$ / ($\beta\beta+\alpha\alpha$) | ۰/۵۶ | ۰/۵۷ |
| C28/C29 regular Sterane | ۰/۶۶ | ۰/۶۵ |
| MDR= 4 MDRT/ 1MDRT | ۲/۴۸ | ۲/۲۲ |
| C29 Ts/ (C29Ts+C29H) | ۰/۲۶ | ۰/۲۵ |
| TA(I)/TA(I+II) | ۰/۱۱ | ۰/۱۳ |
| C32 hopane 22S/(22S+22R) | ۰/۵۷ | ۰/۵۸ |
| C29 Sterane 20S/(20S+20R) | ۰/۴۵ | ۰/۴۸ |
| Pri/C17 | ۰/۴۳ | ۰/۴۳ |
| Phy/C18 | ۰/۷۷ | ۰/۷۴ |

| | | |
|--|---------|---------|
| Pri/phy | ۰/۶۲ | ۰/۶۸ |
| C19/C20 | ۱/۱۸ | ۱/۱۶ |
| C21/C22 | ۱/۰۶ | ۱/۱۰ |
| C23/C24 | ۱/۰۶ | ۱/۰۹ |
| C25/C26 | ۱/۱۱ | ۱/۱۶ |
| C27/C28 | ۱/۰۷ | ۱/۱۹ |
| C29/C30 | ۱/۰۶ | ۱/۰۷ |
| C31/C32 | ۱/۰۲ | ۱/۰۳ |
| CPI | ۰/۹۹ | ۱/۰۳ |
| Saturate fraction Stable carbon isotopes d13C (‰) | -۲۷/۷ | -۲۷/۶ |
| Aromatic fraction Stable carbon isotopes d13C (‰) | -۲۷/۲ | -۲۷/۴ |
| CV | -۲/۰۷۰۲ | -۲/۵۷۷۲ |



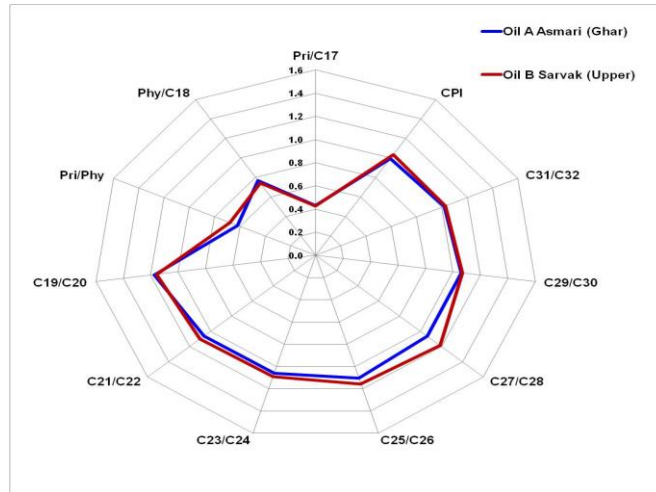
شکل ۴: درصد فراوانی برش‌های هیدروکربنی نفت‌های دو مخزن

بیشتری دارند (Peters et al, 2005). با توجه به دیگرام مثلثی (Huang and Meinschein, 1979) و نحوه توزیع مقادیر درصد بیومارکری استرانی نمونه نفت‌های مورد مطالعه، می‌توان گفت که نفت‌های تجمع یافته در این مخازن غالباً از یک سنگ منشا با رخساره دریای باز با ورود مقادیری مواد آلی قاره‌ای تولید شده است (شکل ۸). از طرفی نیز با توجه به نوع کروژن (نوع II و III) مولد نفت‌های مورد مطالعه می‌توان ورود مقادیری مواد آلی قاره‌ای را به محیط رسوبی متصور شد. ترسیم نمودار مقادیر ایزوتوپ کربن برش اشباع در برابر برش آروماتیک (Sofer, 1984) نیز رخساره رسوبی دریای باز سازند مولد هیدروکربن‌های این مخازن را تایید می‌کند (شکل ۹). با ترسیم نمودار مقادیر نسبت Sterane $C_{27} \text{ Dia}/(\text{Dia}+\text{Reg})$ در برابر $\text{Pr}/(\text{Pr}+\text{Ph})$ (Moldowan et al, 1986) در (شکل ۱۰)، می‌توان گفت که نفت مخازن سروک و آسماری (غار) میدان تحت مطالعه از سازندی با لیتولوژی کربناته منشا گرفته است. نسبت بیومارکری دیگری که جهت بررسی محیط

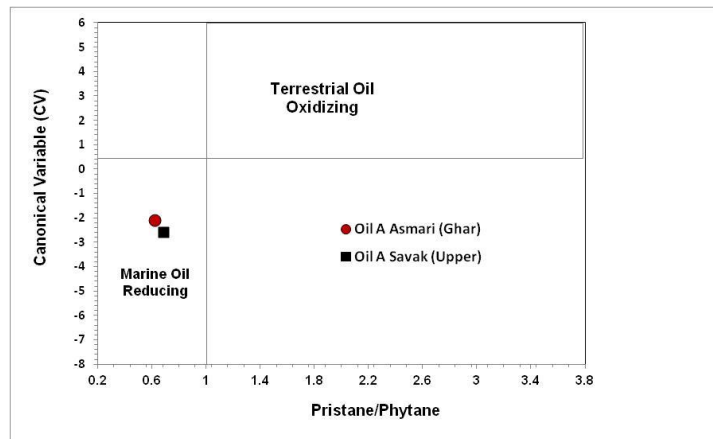
نمودار میزان تغییرات پارامتر Pr/nC_{17} در برابر Ph/nC_{18} (Connan and Cassou, 1980) به جهت شناخت شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ مادر مولد نفت‌های مورد مطالعه در دو مخزن آسماری و سروک ترسیم شده است (شکل ۷). هر دو نسبت $\text{Phy}/\text{nC}_{18}$ و $\text{Pri}/\text{nC}_{17}$ با افزایش بلوغ به علت بالا رفتن مقدار پارافین‌های نرمال کاهش و در طی تخریب میکروبی به علت کاهش پارافین‌های نرمال افزایش می‌یابند. با توجه به جایگاه قرارگیری نمونه‌ها، یک محیط رسوبی با ویژگی اکسیدی-احیایی و نفت‌هایی با منشا کروژن نوع II و III قابل تفسیر است. استران‌های C_{27} , C_{28} , C_{29} پارامترهای شاخص منشاء مواد آلی هستند و در تعیین و تفکیک محیط رسوبی دیرینه به کار می‌روند (Huang and Meinschein, 1979). به‌طور کلی، منشا استران‌های C_{29} گیاهان خشکی بوده که به وفور در کروژن نوع III یافت می‌شوند، در حالی که منشاء استران‌های C_{27} فیتوپلانکتون‌های دریایی و منشاء استران‌های C_{28} جلبک‌های دریاچه‌ای هستند که در کروژن‌های نوع II و I فراوانی

مولد نفت‌های مورد مطالعه است (شکل ۱۱ و جدول ۱). جهت تعیین میزان بلوغ نفت‌های میدان مورد مطالعه بر اساس پارامترهای بلوغ بیومارکرهای خاص، از آنالیز کروماتوگرافی گازی- طیف سنج جرمی برش اشباع نمونه نفت‌ها استفاده شد.

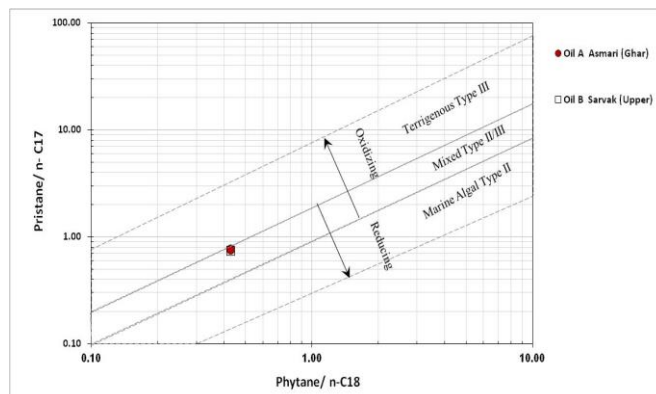
رسوب‌گذاری در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفت، پارامتر مقادیر نسبت Hopane $C_{31}R/C_{30}$ در مقایسه با مقادیر C_{26}/C_{25} Tricyclic Terpane است (Zumberge and Ramos, 1996). مقادیر پارامترهای مذکور و محل قرارگیری نمونه‌ها معرف لیتولوژی کربناته برای سنگ منشا



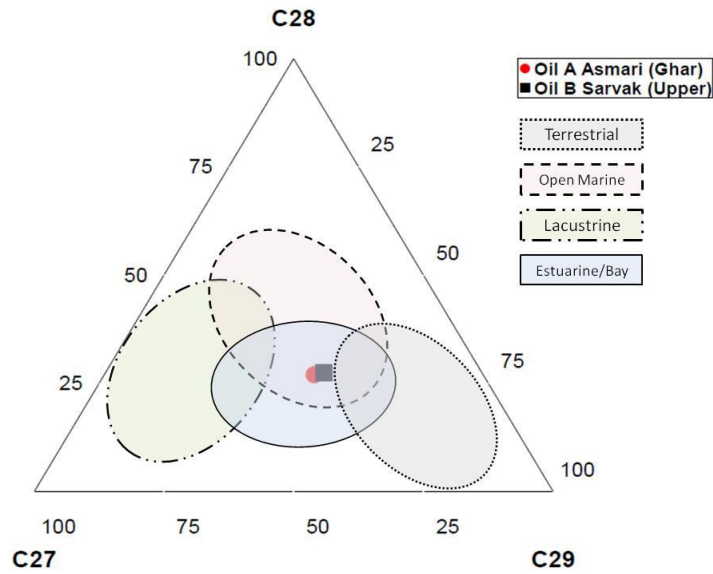
شکل ۵: دیاگرام ستاره‌ای برای نفت‌های مخازن مورد مطالعه



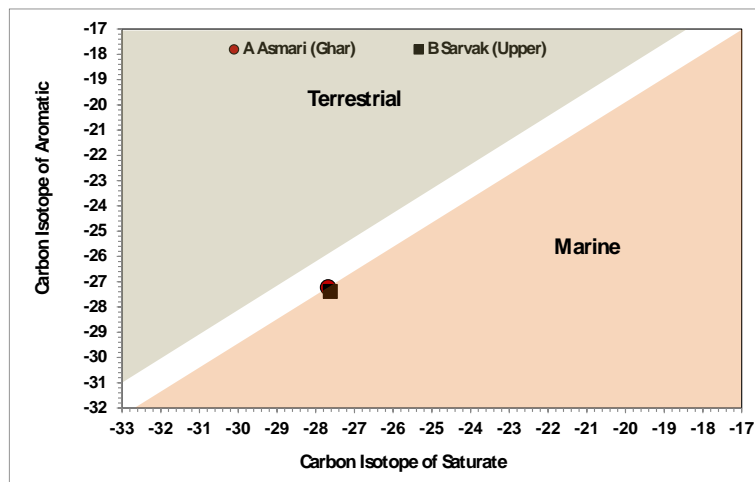
شکل ۶: تغییرات مقادیر پرستان به فیتان در برابر پارامتر CV جهت تعیین شرایط رسوب‌گذاری



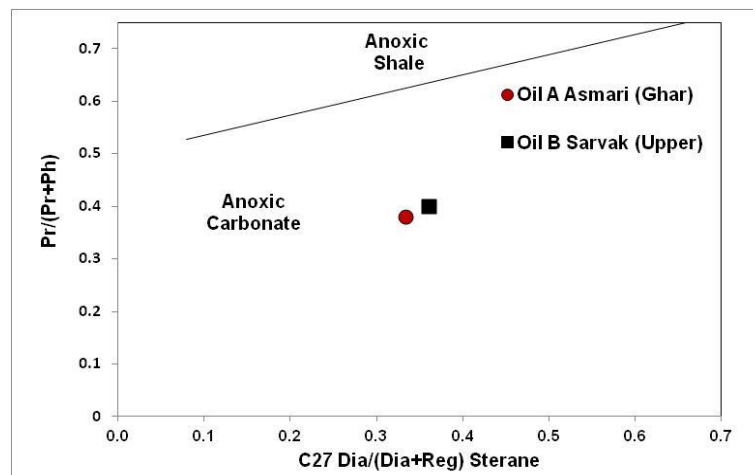
شکل ۷: میزان تغییرات پارامتر Pr/nC_{17} در برابر Ph/nC_{18} به جهت شناخت شرایط محیط رسوب‌گذاری نفت‌های مورد مطالعه (Connan and Cassou, 1980).



شکل ۸: نمودار مثلثی استران‌های C₂₇، C₂₈ و C₂₉ (Huang and Meinschein, 1979)



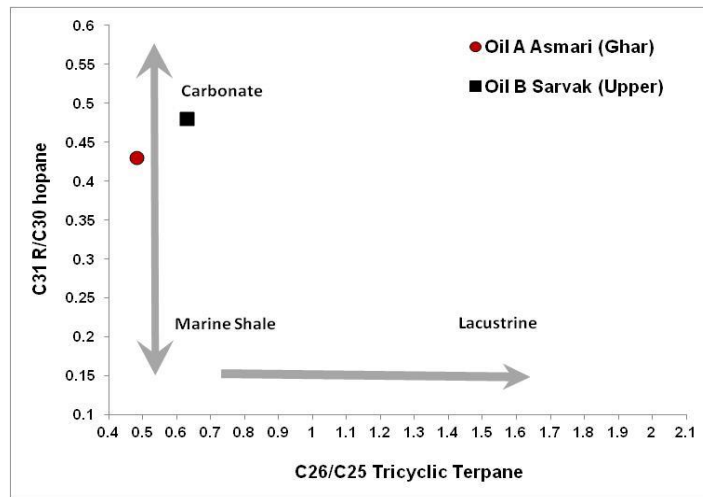
شکل ۹: نمودار پراکندگی مقادیر ایزوتوپ کربن برش اشباع و آروماتیک (Sofer, 1984)



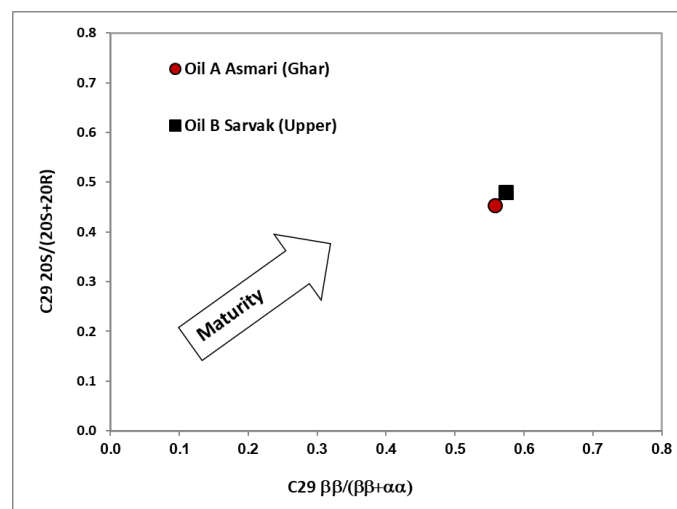
شکل ۱۰: C₂₇ Dia/(Dia+Reg) Sterane در برابر نسبت (Pr/(Pr+Ph)) جهت تعیین لیتولوژی (Moldowan et al, 1986)

حد اوایل تا اواسط پنجره نفت‌زایی بوده است. استفاده از پارامترهای بلوغ بیومارکرهای آروماتیکی نظیر تری آروماتیک استروئیدها (TA) و متیل دی بنزوتیوفن‌ها (MDR) و تلفیق آن‌ها با پارامترهای بلوغ بیومارکرهای هوپان، روش کاربردی دیگری جهت ارزیابی میزان بلوغ نفت‌ها می‌باشد. از این جهت نمودار تغییرات مقادیر $MDR=4MDBT/1MDBT$ در برابر $TA(I)/TA(I+II)$ (شکل ۱۴) و همچنین نمودار پراکندگی مقادیر $MDR=4MDB$ در برابر $C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29})$ (شکل ۱۵) Mackenzie et al, (1981). در هر دو نمودار ترسیم شده بلوغی یکسان در حد ابتدای پنجره نفت‌زایی ارزیابی گردید.

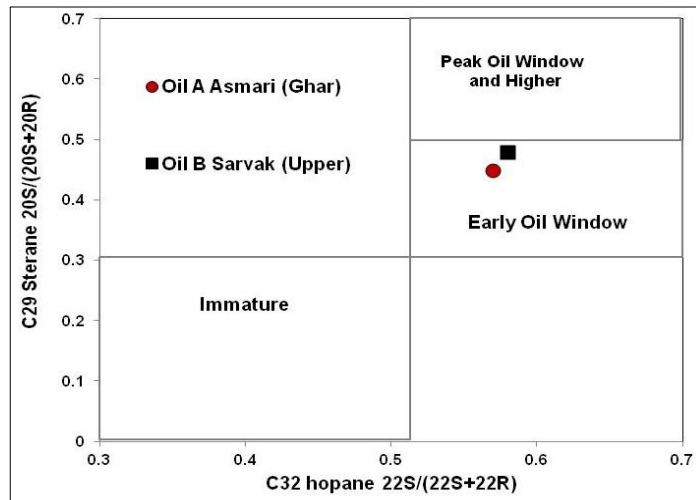
با توجه به اینکه با افزایش بلوغ، نسبت $C_{29} Sterane$ $20S/(20S+20R)$ در برابر $C_{29} C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ افزایش می‌یابد (Peters et al, 2005; Seifert, 1986) ترسیم دیاگرام فوق برای نمونه نفت‌های میدان مذکور نشان می‌دهد که نفت‌های تجمع یافته در لایه‌های مختلف مخزنی، روند بلوغ حرارتی یکسانی را سپری کرده‌اند (شکل ۱۲). پارامتر دیگر مورد استفاده جهت ارزیابی بلوغ حرارتی استفاده از $C_{29}20S/(20S+20R) Sterane$ در برابر $C_{32} Hopane 22S/(22S+22R)$ (Ourisson et al, 1982) است (شکل ۱۳). بر این اساس، نفت‌های مورد مطالعه بلوغی در حد اواسط پنجره نفت‌زایی را نشان می‌دهند. این بدین معناست که مواد آلی سنگ منشأ مولد این نفت‌ها حداقل در زمان زایش این هیدروکربن‌ها دارای بلوغی در



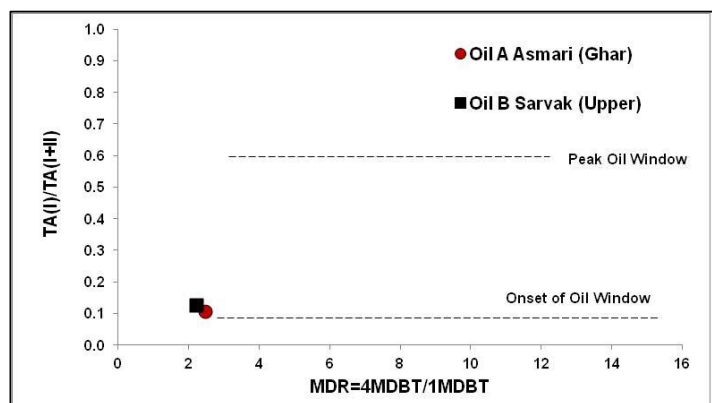
شکل ۱۱: نسبت $C_{31}R/C_{30} Hopane$ در مقابل $C_{26}/C_{25} Tricyclic Terpene$ جهت تعیین منشأ نفت‌ها (Zumberge and Ramos, 1996).



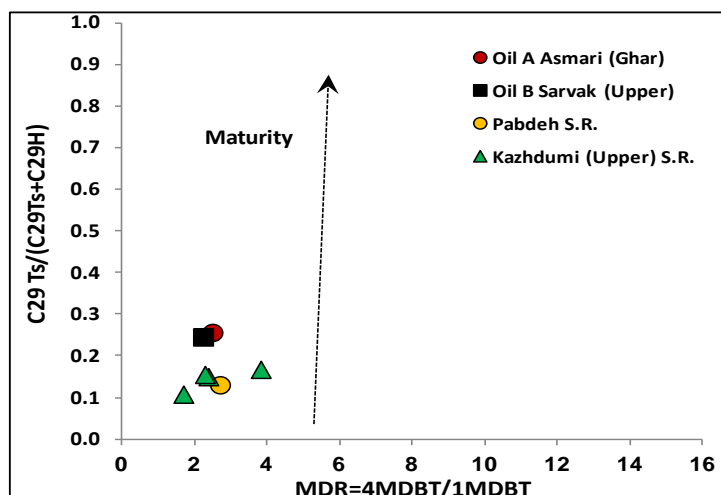
شکل ۱۲: $C_{29} Sterane$ $20S/(20S+20R)$ در برابر $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ جهت ارزیابی میزان بلوغ حرارتی (Peters et al, 2005).



شکل ۱۳: پارامتر دیگر مورد استفاده جهت ارزیابی بلوغ حرارتی استفاده از $C_{29} 20S/(20S+20R)$ Sterane در برابر C_{32} Hopane $22S/(22S+22R)$ است.



شکل ۱۴: نمودار تغییرات مقادیر $TA(I)/TA(I+II)$ در برابر $MDR=4MDBT/1MDBT$ (Mackenzie et al, 1981).



شکل ۱۵: نمودار $C_{29} Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)$ در برابر $MDR=4MDBT/1MDBT$ جهت ارزیابی بلوغ نفتها (Mackenzie et al, 1981).

به مقادیر نسبت C_{28}/C_{29} استرانها می توان سن یابی سنگ منشا مولد نفتها را انجام داد. این پارامتر مطالعاتی می تواند متمایز کننده نفتهای کرتاسه و جوانتر (بالتر از

یکی از کاربردهای مطالعات بیومارکرها، بازسازی سن سنگ منشا مولد هیدروکربن ها می باشد (Peters et al, 2005; Grantham and Wakefield, 1988). از این جهت، با توجه

ژئوشیمیایی می‌توان گفت که نفت‌های تجمع یافته در مخازن آسماری (غار) و سروک میدان مورد مطالعه، از یک سازند با شرایط رسوب‌گذاری یکسان و با سنی در حدود ژوراسیک و قدیم‌تر تولید شده‌اند. مجموعه پارامترهای بیومارکری مورد مطالعه معرف لیتولوژی کربناته سنگ منشا مولد نفت‌ها می‌باشد. از نظر میزان بلوغ و بر اساس مطالعات شاخص‌های بلوغ بیومارکرهای استرانی، هوپانی و آروماتیکی، نفت‌های مخازن آسماری (غار) و سروک میدان مورد مطالعه هر دو ویژگی یکسانی را نشان می‌دهند و معرف بلوغ ماده آلی مولد نفت در حد اوایل تا اواسط پنجره نفت‌زایی هستند.

سپاسگزاری

نویسنده این مقاله از هیچ سازمان یا ارگانی کمک مالی دریافت نکرده است.

از نفت‌های ژوراسیک و قدیمی‌تر (کمتر از ۰/۷) باشد. با توجه به مقادیر نسبت C28/C29 نفت‌های مورد مطالعه (جدول ۱) می‌توان سن ژوراسیک و قدیم‌تر را برای سنگ منشا مولد این دو نفت در نظر گرفت.

نتیجه‌گیری

انجام تست SARA بر روی نمونه نفت دو مخزن آسماری و سروک نشان داد که می‌توان با چشم‌پوشی از اندک تفاوت میان فراوانی برش‌های هیدروکربنی، نفت‌ها را از نظر ویژگی‌های شیمیایی یکسان دانست. بررسی فراوانی نسبی استران‌های C₂₇، C₂₈ و C₂₉ با استفاده از دیاگرام مثلی نشان می‌دهند که نفت دو مخزن مطالعه شده از سنگ منشا با رخساره دریای باز و احتمالاً محیط دلتایی با ورود مقداری مواد آلی قاره‌ای تولید شده است. با توجه به بررسی‌های انجام شده با استفاده از روش‌های مختلف مطالعات

References

- Alizadeh, B., 2004. Comparison of oil from Asmari reservoir/Jahrom, Nargesi field with oil from oil wells near Dalki river, research project of NISOC, 14 p (In Persian).
- Alizadeh, B. and Sepahvand, S., 2001. Petroleum source rock evaluation of Kazhdumi shale formation, SW Iran. International Conference Geology of Oman.
- Amirkhani, A., Mirzakhani, M., Sepahvand, S. and Sadoni, J., 2015. Upper Cretaceous Petroleum System of Northwestern Persian Gulf. Iranian Journal of Earth Sciences 7, p. 153-163 (In Persian).
- Bagheri, S., 2016. Geochemical evaluation of the probable source rock of Pabdeh and investigation of the properties of the Asmari reservoir in the Lali oil field, Master's thesis, Shahid Chamran University of Ahvaz, (In Persian).
- Baniasad, A.R., Littke, R., Froidl, F., Grohmann, S. and Soleimany, B., 2021. Quantitative hydrocarbon generation and charge risk assessment in the NW Persian Gulf: A 3D basin modeling approach. Marine and Petroleum Geology, v. 126, Doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.104900.
- Baniasad, A.R., Sachse, V., Littke, R. and Soleimany, B., 2019. Burial, temperature and maturation history of cretaceous source rock in the NW Persian Gulf, offshore SW Iran: 3D basin modeling. Journal of Petroleum Geology, v. 42(2), p. 125-144.
- Bordenave, M.L., Espitalie', J., Leplat, P., Oudin, J.L. and Vandenbroucke, M., 1993. Screening techniques for source rock evaluation. In: Bordenave, M.L. (ed.), Applied Petroleum Geochemistry. Editions Technip, Paris, p. 219-278.
- Connan, J. and Cassou, A.M., 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. Geochimica et Cosmochimica Acta, v. 44, p. 1-23.
- De Leeuw, J.W., Frewin, N.L., Van Bergen, P.F., Damsté, J.S. and Collinson, M.E., 1995. Organic carbon as a paleoenvironmental indicator in the marine realm. Geological Society, London, Special Publications, v. 83, p. 43-71.
- Geochemistry Department of Research Institute of Petroleum Industry, 2018. Complementary study of compatibility of oil from Asmari / Jahrom reservoir of Nargesi field with oil from oil springs near Dalki River using advanced geochemical analysis, research project of National Petroleum Regions Company, 250 p.
- Grantham, P. J. and Wakefield, L.L., 1988. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. Organic Geochemistry, v. 12, p. 61-73.
- Huang, W.Y. and Meinschein, W.G., 1979. Sterols as ecological indicators. Geochimica et Cosmochimica Acta, v. 43, p. 739-745.
- Hunt, J.M., 1996. Petroleum geochemistry and geology. In: Freeman, W.H (ed.), US, New York, v. 2, 617 p.

- James, G.A. and Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG Bulletin, v. 49, p. 2182-2245.
- Kamali, M.R. and Shayesteh, M., 2008. Basics of Geochemistry in oil exploration, Tehran, Research Institute of Petroleum Industry Publications, 17 p (In Persian).
- Kaufman, R.L., Ahmed, D.S. and Elsinger, R.J., 1990. Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. October 1, p. 263-282.
- Kobraei, M., Rabbani, A.R. and Taati, F., 2017. Source rock characteristics of the Early Cretaceous Garau and Gadvan formations in the western Zagros Basin-southwest Iran. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, p. 1051-1070 (In Persian).
- Mackenzie, A.S., Hoffmann, C.F. and Maxwell, J.R., 1981. Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France-III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. Geochimica et Cosmochimica Acta, v. 45, p. 1345-1355.
- Moldowan, J.M., Sundararaman, P. and Schoell, M., 1986. Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW-Germany. Organic Geochemistry, v. 10, p. 915-926.
- Motiei, H., 2014. Stratigraphy of Zagros. Geological organization of the country, Tehran, 497 p (In Persian).
- Nairn, A.E.M. and Alsharhan, A.S., 1997. Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. Elsevier, Amsterdam, Netherlands, 843 p.
- Ouirsson, G., Albrecht, P. and Rohmer, M., 1982. Predictive microbial biochemistry-from molecular fossils to procaryotic membranes. Trends in Biochemical Sciences, v. 7, p. 236-239.
- Peters, K.E., Peters, K.E., Walters, C.C. and Moldowan, J.M., 2005. The biomarker guides, v. 1, Cambridge University Press, UK, 399 p.
- Powell, T.G. and McKirdy, D.M., 1973. Relationship between ratio of pristane to phytane, crude oil composition and geological environment in Australia. Nature Physical Science, v. 243, p. 37-39.
- Rabbani, A.R., 2012. Geology and Geochemistry of Persian Gulf, Professor Hesabi University affiliated with Amirkabir University of Technology (Polytechnic), Tafaresh Branch, 582 p (In Persian).
- Rabbani, A.R., 2007. Petroleum geochemistry, offshore SE Iran. Geochemistry International, v. 45, p. 1164-1172 (In Persian).
- Rabbani, A.R., 2008. Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf, Journal of Petroleum Geology, v. 31, p. 303-316.
- Rezaei, Z., 2014. Investigating the geochemical causes of H₂S contamination of Asmari reservoirs of Masjid Sulaiman oil field, Master's thesis, Shahid Chamran University of Ahvaz, 210 p (In Persian).
- Seifert, W.K., 1986. Use of biological markers in petroleum exploration, Methods in Geochemistry and Geophysics, v. 24, p. 261-290.
- Senobar Limakshi, A., 2005. Geochemical study of Asmari oil reservoirs in Dezful oil fields, Master's thesis, Shahid Chamran University of Ahvaz (In Persian).
- Shaaban, L., 2016. Investigating the geochemical relationship between the Asmari oil reservoir of the Haftkal oil field and the Bangestan reservoir of the Sefid oil field, Master's thesis, Shahid Chamran University of Ahvaz, 210 p (In Persian).
- Shayesteh, M., 2008. Applied methods in reservoir geochemical studies, NISOC, Report No. P-6377, p. 15 (In Persian).
- Shayesteh, M. and Senobar Limakshi, A., 2003. The state of hydrocarbon reservoirs in the southern oil-rich regions from the perspective of petroleum geochemistry, NISOC, Report No. P-5309, p. 11 (In Persian).
- Sofer, Z., 1984. Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. AAPG Bulletin, v. 68, p. 31-49.
- Waples, D.W. and Machihara, T., 1991. Biomarkers for geologists: a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology. AAPG methods in exploration series, Tulsa, Oklahoma, 91 p.
- Zumbege, J.E. and Ramos, S., 1996. Classification of crude oils based on genetic origin using multivariate modeling techniques. Presented at the 13th Australian Geological Convention, February 19-23, Canberra, Australia.