

Comparative Geochemical Evaluation of Oil Seeps East and West of the Qatar–Kazerun Fault, Southwest Iran

Amir Abbas Jahangard^{*1}, Bahram Alizadeh², Majid Alipour², Ahmad Reza Gondami Sani^{3*}

1. Department of Geology, Faculty of Sciences, University of Isfahan, Isfahan, Iran

2. Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahwaz, Ahwaz, Iran

3. Department of Paleontology and Geochemical Studies, Exploration Directorate, National Iranian Oil Company, Tehran, Iran

Jahangard.amir@gmail.com

DOI: 10.22078/pr.2025.4323.3537

Received: June 27, 2025

Modify Date: November 22, 2025

Accepted: September 27, 2025

Introduction

Surface hydrocarbon seepages—such as crude oil, resin, tar, and solid bitumen—represent valuable indicators of subsurface petroleum system characteristics, including source rock type, maturity, migration pathways, and alteration processes. In structurally complex regions such as the Zagros Fold Belt, analyzing the chemistry of oil seeps provides crucial insights into hydrocarbon system dynamics, especially where reservoir exposure, uplift, and biodegradation complicate subsurface interpretations. Despite numerous seeps across the Fars sub-basin and Dezful Embayment, limited detailed geochemical work [1-6] has been conducted due to the

commonly severe alteration of seep oils. This study aims to address this gap by conducting an integrated whole-oil and biomarker analysis of eight representative seeps on both sides of the Qatar–Kazerun Fault, determining their genetic relationships, depositional environments, and correlation with known reservoir oils.

Geological Setting

The study area spans two key structural sub-zones of the Zagros Fold Belt: The Coastal Fars region to the east and the southern Dezful Embayment to the west (Fig. 1).

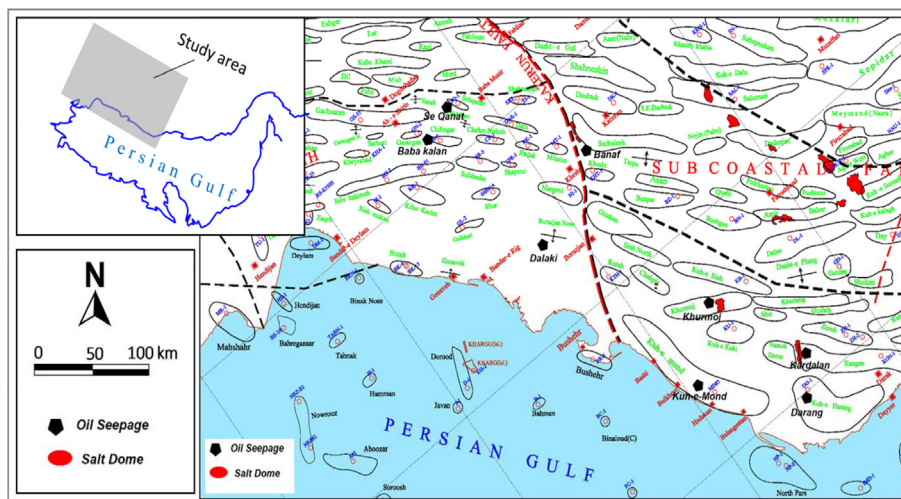


Fig. 1 Location of oil seepages and salt domes in the study area.

The Qatar–Kazerun Fault is a major basement structure with dominant right-lateral strike-slip motion and significant vertical displacement [7, 8]. Its long-lived tectonic activity has caused major lateral and vertical changes in sediment thickness, facies distribution, reservoir development, and source rock maturity across the region. In Coastal Fars, the presence of thick Hormuz Salt, numerous salt domes, and thinning of Miocene and younger strata have limited the maturation of Pabdeh and Kazhdumi source rocks, leaving deeper Jurassic carbonates (Neyriz Formation) as the primary potential source. Conversely, the Dezful Embayment hosts thick successions of mature Lower Cretaceous source rocks, primarily the Kazhdumi Formation, generating widespread Asmari–Sarvak petroleum systems. Thus, the Qatar–Kazerun Fault acts as a structural and geochemical boundary separating two distinct hydrocarbon provinces.

Materials and Methods

Eight oil seep samples, including liquid oils, viscous oils, and solid bitumen, were collected aseptically from both sides of the Qatar–Kazerun Fault. Asphaltenes were removed using n-heptane, followed by separation of saturate, aromatic, and resin fractions via column chromatography. GC and GC–MS analyses of saturate and aromatic fractions were conducted using standard HP-5971 and HP-5888 instruments. The saturate fraction was used to interpret n-alkane distributions, isoprenoid ratios, hopanes, and tricyclic terpanes. Aromatic fractions were analyzed for phenanthrenes, dibenzothiophenes, and mono- and triaromatic steroids. Stable carbon isotopes ($\delta^{13}C$) of asphaltenes were measured using EA–IRMS. Sixteen biomarker ratios were evaluated statistically using Principal Component

Analysis (PCA) and Hierarchical Cluster Analysis (HCA) to classify oil families.

Results and Discussion

Bulk Composition and Alteration

Coastal Fars seeps show 15–27% saturates, 29% aromatics, and high asphaltene contents (21–38.5%), with generally mild to moderate biodegradation. Kuh-e-Mand retains recognizable n-alkanes (C_{17} – C_{19}) and minimal UCM, whereas Darang, Kardalan, and Khormuj display extensive removal of light hydrocarbons. Dezful Embayment seeps exhibit more severe biodegradation, with 18–23% saturates, 18–30% aromatics, high UCM development, and strong removal of n-alkanes and isoprenoids.

Biomarker Characteristics and Source Rock Identification

Coastal Fars Seeps show high C_{22}/C_{21} tricyclic terpanes, high Gammacerane, low Ts/Tm, and absence of oleanane. Dominant C_{29} steranes with terrestrial input indicate a reducing carbonate source rock of Lower Jurassic age (Neyriz Formation). Kuh-e-Mand seep correlates strongly with Asmari/Jahrum/Sarvak reservoir oils of the Kuh-e-Mand field. Dezful Embayment Seeps exhibit strong tricyclic terpanes, high Gammacerane, presence of oleanane, and C_{27} -dominant steranes.

Consistent with the Lower Cretaceous Kazhdumi shale–marl source rock. Bonaf and Se Qanat closely resemble biodegraded Asmari–Sarvak oils of the southern Dezful Embayment [9–12]. Dalki seep forms a distinct group, with high Ts/Tm, low Gammacerane, and absence of oleanane, indicating affinity to Khami Group reservoir oils and deep fault-controlled migration (Fig. 2).

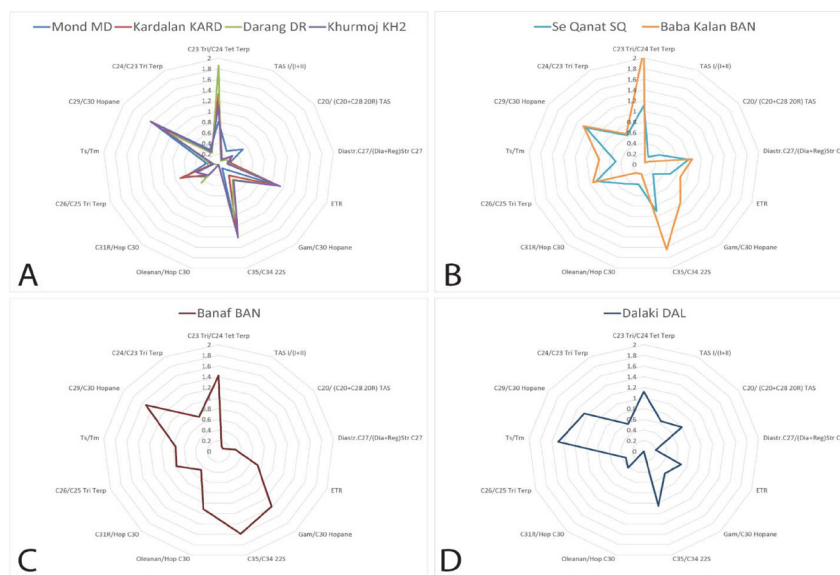


Fig. 2 Star diagrams showing the biomarker patterns of oil seeps from the Fars region (a), the Dezful Embayment (b), Banaf (c), and Dalki (d).

Statistical Classification

PCA and HCA robustly separate the samples into the Coastal Fars oil family (Jurassic carbonate source) and the Dezful Embayment oil family (Kazhdumi source),

with two isolated clusters: Bonaf and Dalki. These results confirm the existence of two genetically unrelated petroleum systems geographically separated by the Qatar–Kazerun Fault (Fig. 3).

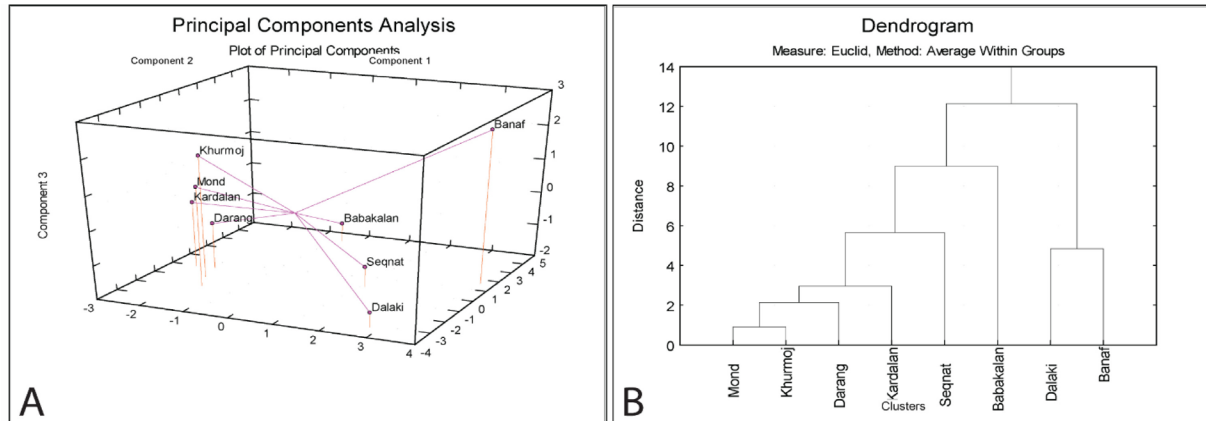


Fig. 3 Genetic relationships of oil seeps east and west of the Qatar–Kazerun Fault based on (a) principal component analysis, (b) hierarchical cluster analysis.

Conclusion

This study demonstrates that oil seeps on either side of the Qatar–Kazerun Fault belong to two distinct petroleum systems with no genetic linkage.

- Coastal Fars seeps originate from a Jurassic marine carbonate source rock deposited under reducing, semi-restricted conditions.
- Dezful Embayment seeps derive from the Kazhdumi shale–marl source rock.
- Biodegradation intensity, biomarker fingerprints, and stable isotopes support these interpretations.
- Dalki seep indicates deeper migration from Khami Group reservoirs.
- The Qatar–Kazerun Fault exerts primary control over reservoir type, source rock maturity, and hydrocarbon migration pathways, generating distinct seep populations.

These findings enhance understanding of active petroleum systems in the region and underscore the importance of structural controls in hydrocarbon exploration across the Zagros Basin.

References

1. Rashidi, M., Tejeh, F. & Taherkhani, R. (2008). Investigation of geochemical characteristics of oil springs in the Mamatin area. 12th Conference of the Geological Society of Iran.
2. Azizi, A., Alizadeh, B. & Hosseini, H. (2011). Geochemical evaluation of hydrocarbons of oil springs and reservoirs in the south of Izeh area. Ministry of Science, Research and Technology - Shahid Chamran University of Ahvaz, Master's thesis.
3. Mousavi, M., Kamali, M. R., & AMIRI, B. H. (2012). Correlation between oil seeps and Asmari oil from the Masjid-I-sulaiman (MIS) oilfield. 1(1): 39-49.
4. Khoshsir, Z., Qavidel Siouki, M., Rabbani, A., Saadouni, J. (2015). Geological and geochemical study of Deh Naft oil spring in the Rudan area, northeast of Bandar Abbas, Monthly Oil and Gas Exploration and Production, 127, 71-77.
5. Saadouni, J., Rabbani, A. (2018). Organic geochemistry of oil springs in the northern Dezful region and their correspondence with oil from surrounding fields, Ministry of Science, Research and Technology, Amirkabir University of Technology, PhD thesis.
6. Shokraneh Aghdam, E., Jafarzadeh M., & Taheri, A. (2019). Geochemical study of oil springs in the Lorestan region, determining their origin and their relationship with the reservoir rocks of Maleh Kooch and Sarkan oil fields. Ministry of Science, Research and Technology, Shahrood University of Technology, MSc thesis.
7. Sepehr, M., & Cosgrove, J. W. (2005). Role of the Kazerun Fault Zone in the formation and deformation of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. Tectonics, 24(5).
8. Authemayou, C., Bellier, O., Chardon, D., Malekzade, Z., & Abassi, M. (2005). Role of the Kazerun fault system in active deformation of the Zagros fold-and-thrust belt (Iran). Comptes Rendus. Géoscience, 337(5), 539-545.
9. Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). The biomarker guide (Vol. 1). Cambridge university press.
10. Peters, K. E., & Moldowan, J. M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. Organic geochemistry, 17(1), 47-61. doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M.

11. Waples, D. W., & Machihara, T. M. (1991). Biomarkers for geologists. AAPG methods in exploration series no. 9. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.
12. Holba, A. G., Ellis, L., Dzou, I. L., Hallam, A., Masterson, W. D., Francu, J., & Fincannon, A. L. (2001, September). Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils. In 20th international meeting on organic geochemistry (Vol. 1, p. 464). EAOG Nancy, France.

مقایسه ژئوشیمیایی چشمه‌های نفتی شرق و غرب گسل قطر-کازرون، جنوب غرب ایران

امیرعباس جهانگرد^{۱*}، بهرام عزیززاده^۲، مجید علیپور^۲ و احمدرضا گندمی ثانی^۳

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان

۲- گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز

۳- اداره مطالعات و تحقیقات دیرینه‌شناسی و ژئوشیمی، مدیریت اکتشاف، شرکت ملی نفت ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۴/۰۶ تاریخ آخرین تغییرات: ۱۴۰۴/۰۹/۰۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۷/۰۵

چکیده

بررسی ژئوشیمیایی سیستم‌های نفتی واقع در شرق و غرب گسل قطر-کازرون در تعیین ریسک اکتشاف در منطقه و برنامه‌ریزی جهت اکتشافات آتی و مدیریت مخازن موجود بسیار حائز اهمیت است. بررسی مسیرهای مهاجرت و نشست مخازن زیرسطحی اطلاعات بسیار مفیدی در این زمینه فراهم می‌آورند. هدف از این مطالعه، بررسی ژئوشیمیایی چشمه‌های نفتی واقع در ناحیه فارس ساحلی و جنوبی‌ترین بخش از فروافتادگی دزفول است. به منظور تبیین ارتباط ژنتیکی بین این چشمه‌های نفتی هشت نمونه مورد آنالیز کلی ترکیب نفت و بررسی‌های بیومارکری قرار گرفت. تفاوت‌های بیومارکری موجود، به روشنی سنگ‌های منشاء متفاوتی را برای چشمه‌های نفتی مذکور پیشنهاد می‌کند. چشمه‌های نفتی فارس ساحلی از یک سنگ منشاء کربناته دریایی احيایی (همراه با ورود مواد آلی تخریبی) با بلوغی معادل اواسط پنجره نفتی مشتق شده‌اند. پارامترهای بیومارکری وابسته به سن، این سنگ منشاء را قدیمی‌تر از کرتاسه و به احتمال زیاد، ژوراسیک زیرین (سازند نیریز) تخمین می‌زنند. این در حالی است که چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول از یک سنگ منشاء شیلی-مارنی دریایی (سازند کژدمی) که در شرایط نیمه احيایی بستر حوضه رسوب کرده مشتق شده‌اند. درجه دگرسانی چشمه‌های نفتی ناحیه فارس ساحلی، خفیف و درجه دگرسانی چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول، از متوسط تا شدید متغیر می‌باشند. پیدایش چشمه‌های نفتی فارس ساحلی عمدتاً همراه با گنبد‌های نمکی و در فروافتادگی دزفول، همراه با گسل‌ها است. چشمه‌های نفتی فارس ساحلی ترکیبی مشابه با نفت مخازن آسماری/جهرم/سروک کوه‌مند را نشان می‌دهند. در حالی است که چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول با نفت مخازن آسماری-سروک فروافتادگی دزفول شباهت بیشتری دارند. ترکیب چشمه نفتی دالکی با ترکیب نفت مخازن گروه خامی واقع در جنوب فروافتادگی دزفول شباهت بیومارکری زیادی نشان می‌دهد. نتایج به‌دست آمده از این مطالعه حاکی از تاثیر مشهود فعالیت گسل قطر-کازرون بر نوع و گسترش مخازن و چشمه‌های نفتی در منطقه بوده و نقش این گسل را در تکامل دینامیکی سیستم‌های هیدروکربنی فعال موجود مشخص می‌سازد.

کلمات کلیدی: فروافتادگی دزفول جنوبی، فارس ساحلی، چشمه نفتی، ارتباط ژنتیکی، بررسی بیومارکری.

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: Jahangard.amir@gmail.com

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.4323.3537)

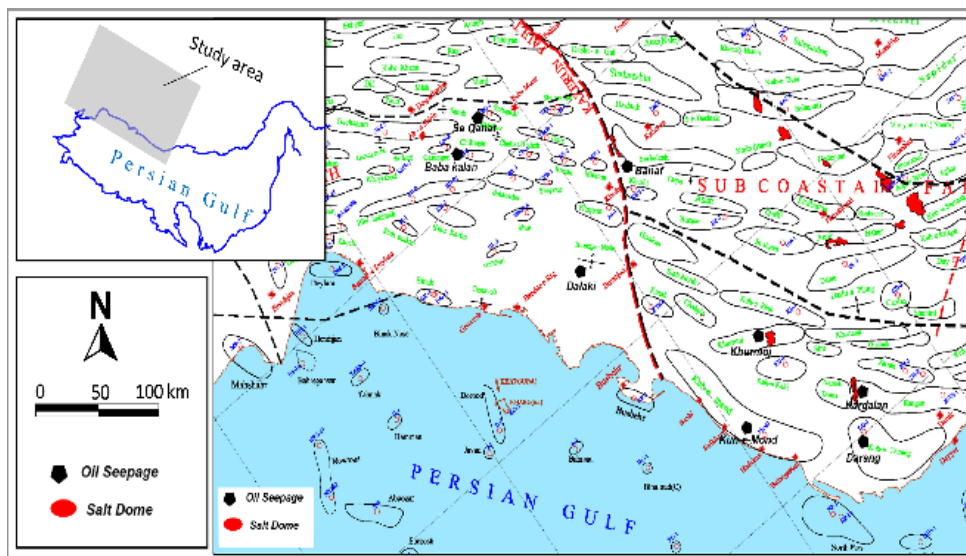
مقدمه

تراوشات هیدروکربنی نظیر بیتومن، آسفالت، رزین، قیر، گاز طبیعی و نفت خام در اثر فرار هیدروکربن‌های مایع و یا گاز به سطح زمین صورت می‌گیرد که این کار با عبور از میان لایه‌های زمین‌شناسی از طریق گسل‌ها، شکستگی‌ها، گنبدی‌های نمکی و یا مستقیماً با رخنمون یک لایه حاوی هیدروکربن در سطح زمین انجام می‌شود. شواهد نزدیک به سطح از هیدروکربن‌های در حال مهاجرت، اطلاعات بسیار ارزشمند و حیاتی درباره منشأ ماده آلی، بلوغ حرارتی، مهاجرت و شارژشدگی ساختارهای زیرسطحی در سیستم‌های نفتی ارائه می‌نماید. همه حوضه‌های نفتی حاوی هیدروکربن، انواع متفاوتی از سیگنال‌های نزدیک به سطح از خود نشان می‌دهند. آگاهی از سیستم تراوش هیدروکربنی و به تبع آن دینامیک هیدروکربنی یک حوضه، کلیدی برای فهم و استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی سطحی در ارزیابی حوضه و ریسک اکتشاف آن است. در اغلب موارد، یافتن ارتباط بین تراوشات نفتی نزدیک به سطح و فرآیندهای زیرسطحی زایش و به تله افتادن هیدروکربن، کمی پیچیده است. سیستم تراوش هیدروکربنی شامل چهار مولفه اصلی است: میزان فعالیت چشمه نفتی (ارزیابی کیفی یا کمی میزان نسبی تراوش، فعال یا غیرفعال بودن چشمه نفتی)، نوع چشمه نفتی (غلظت هیدروکربن‌های ترموژنیک مهاجرت کرده نسبت به ترکیبات ایجاد شده درجا)، مسیر مهاجرت (مسیر اصلی جریان تراوش نسبت به محل‌های زایش و به تله افتادن هیدروکربن) و به هم ریختگی و دگرسانی‌های نزدیک به سطح یا سطحی چشمه‌های نفتی (ناشی از فرآیندهای ثانویه نظیر آب شویی، تجزیه زیستی و غیره) [۱]. پارامترهای متعددی نظیر ترکیب ژئوشیمیایی نفتی اولیه و میزان بلوغ آن، سن و نحوه پیدایش چشمه در سطح زمین، شرایط تاثیر دگرسانی زیستی و آب‌شویی گاه به‌حدی است که ویژگی‌های اولیه

نظیر نوع ماده آلی در سنگ منشأ، میزان بلوغ حرارتی و شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ به‌طور کامل قابل تفسیر نیستند. از این‌رو مطالعات ژئوشیمیایی بسیار اندکی بر روی چشمه‌های نفتی زاگرس صورت گرفته است. این امر به‌دلیل میزان دگرسانی شدیدی است که این چشمه‌های نفتی در طول زمان زمین‌شناسی متحمل شده و تفسیرهای ژئوشیمیایی مرسوم را دشوار می‌سازند. از مطالعات صورت گرفته در این زمینه می‌توان به رشیدی و همکاران [۲]، عزیزی و همکاران [۳]، موسوی و همکاران [۴]، خوش سیر و همکاران [۵]، سعدونی و همکاران [۶]، شکرانه اقدام و همکاران [۷] اشاره نمود. هدف از این مطالعه، بررسی فرآیندهای ثانویه موثر بر ترکیب چشمه‌های نفتی و در نظر گرفتن آن‌ها در ایجاد یک ارتباط ژنتیکی میان چشمه‌های نفتی مورد مطالعه و نیز انطباق آن‌ها با ترکیب مخازن زیر سطحی است. هم‌چنین براساس شواهد بیومارکری با پی بردن به ترکیب مواد آلی، سن و لیتولوژی سنگ منشأ مربوطه، درک بیشتری از سیستم‌های نفتی موجود در دو سمت گسل قطر-کازرون که معرف دو زیرحوضه ساختاری-رسوبی فروافتادگی دزفول جنوبی و فارس است، حاصل شده و شواهدی از مسیرهای مهاجرت هیدروکربن‌ها و فرآیند به تله افتادگی آن‌ها ارائه می‌گردد.

زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه و سیستم‌های هیدروکربنی موجود

از دیدگاه ساختاری، منطقه مورد مطالعه شامل دو زیرزون ساختاری به نام‌های فارس ساحلی و فروافتادگی دزفول جنوبی است (شکل ۱). هر دو بخش، زیرمجموعه‌هایی از کمربند چین خورده زاگرس هستند. به‌دلیل وجود سری نمک هرمز با ضخامت قابل ملاحظه در بخش شرق گسل پی‌سنگی قطر-کارزون، زون فارس به نام حوضه نمکی هرمز نیز شناخته می‌شود.



شکل ۱ موقعیت چشمه‌های نفتی و گنبد‌های نمکی در ناحیه مورد مطالعه
 Fig. 1 Location of oil seeps and salt domes in the study area

سمت صفحه عربی و کوتاه‌شدگی (پوسته) متعاقب آن همچنان قابل توجه است [۱۴]. در ناحیه مورد مطالعه از زون فارس ساحلی، پیدایش چشمه‌های نفتی، عمدتاً با رخنمون گنبد‌های نمکی مطابقت دارد. گنبد‌های نمکی، واحدهای چینه‌شناختی دوران سوم، دوم و اول را قطع کرده و رخنمون یافته‌اند. گنبد‌های نمکی منطقه از زمان ژوراسیک زیرین شروع به بالا آمدگی کرده و تا زمان حاضر نیز فعالیت آن‌ها ثبت گردیده است [۱۵]. عملکرد فازهای کوهزایی، عدم رسوب‌گذاری ضخامت قابل ملاحظه‌ای از رسوبات از زمان کرتاسه فوقانی به بعد در ناحیه فارس ساحلی، تغییرشکل‌های ناشی از بالا آمدگی نمک و ایجاد چین‌خوردگی و گسل‌خوردگی شدید موجب شده است که این بخش از زاگرس چین‌خورده، فاقد مخازن بزرگ و پر تعداد در افق‌های آسماری، جهرم و سروک باشد. تنها ذخایر اقتصادی اثبات شده این بخش در تاکدیس‌های بوشگان و کوه خاکی (مخازن سروک) و افق‌های آسماری/جهرم/سروک کوه‌مند می‌باشد. لیکن مقادیر اندکی هیدروکربن (عمدتاً به شکل نفت مرده) در افق‌هایی از گروه خامی (سازندهای فلهیان و سورمه) در تاکدیس‌های کوه‌مند، فارس شمالی، خشت و بوشهر وجود دارد.

گسل پی‌سنگی قطر-کارزون، یک خطواره تکتونیکی با امتداد شمالی-جنوبی متعلق به زمان پرکامبرین است که به سمت غرب، شیب زیاد دارد. مهم‌ترین مولفه آن امتداد لغزی (راستگرد) است و گسل جبهه کوهستان را در حدود چندین کیلومتر جابه‌جا کرده است [۸ و ۹]. فعالیت این گسل سبب تغییر ضخامت رسوبات، ایجاد نبوده‌های چینه‌ای و تغییرات جانبی و قائم رخساره‌های رسوبی در زمان‌های مختلف زمین‌شناسی و به تبع سبب اختلافات زیاد در ضخامت و رخساره سنگ‌های منشأ، مخزن، پوش سنگ و در نهایت تمایز سیستم‌های نفتی در دو سمت این گسل شده است. بارزترین نشانه‌های فعالیت این گسل از دیدگاه تکتونیکی، ایجاد خمش در امتداد محور تاکدیس‌هایی مانند کوه‌مند، سربالش، گیسکان، خورموج و چاه پیر است [۱۰]. علاوه بر این، این گسل سبب ایجاد سیستم وسیعی از گسل‌ها و شکستگی‌های پرماند در تاکدیس‌های نظیر آسان، بُزیر، خورموج و کوه‌مند و [۱۱ و ۱۲] نیز ایجاد نقاط ضعف برای صعود گنبد‌های نمکی متعدد از جمله گنبد‌های نمکی بُناف، آهرم، خورموج و دشتی (کردلان) شده است [۱۳]. این گسل امروزه نیز کانون زمین‌لرزه‌های بزرگ بوده و مکانیسم امتداد لغزی آن با افزایش فشارها از

روش کار

در این مطالعه تعداد ۴ نمونه چشمه نفتی واقع در جنوبی‌ترین بخش فروافتادگی دزفول و ۴ نمونه چشمه نفتی از شمالی‌ترین بخش از ناحیه فارس ساحلی (در دو طرف گسل پی‌سنگی قطر-کازرون) مورد آنالیزهای کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی و آنالیز ایزوتوپی قرار گرفته‌اند. از این میان، نمونه‌های متعلق به فروافتادگی دزفول از چشمه‌های نفتی بناف، باباکلان، سه قنات و دالکی و نمونه‌های مربوط به فارس ساحلی از چشمه‌های نفتی کوه‌مند، کوه دارنگ، کوه خورموج و کوه گردلان برداشت گردید (شکل ۱). نمونه‌ها مایع، با ویسکوزیته بالا و جامد (بیتومینه) برداشت شده از رخنمون سطحی چشمه‌های نفتی به‌طور کاملاً استریل برداشت شده و در ظروف دربسته شیشه‌ای (برای جلوگیری از آلودگی و تغییر ترکیب ژئوشیمیایی) به آزمایشگاه منتقل گردید. در ابتدا با استفاده از حلال نرمال هپتان، آسفالتن موجود در نمونه‌ها جدا شده و سپس مالتن باقی‌مانده به‌روش کروماتوگرافی ستونی به‌اجزای اشباع، آروماتیک و رزین تفکیک گردید. بدین منظور از یک ستون کروماتوگرافی پر شده از آلومینای فعال (فاز ساکن) و حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و ترکیبی از دی‌کلرومتان-متانول (فازهای متحرک) به‌ترتیب برای تفکیک برش‌های اشباع، آروماتیک و رزین استفاده گردیده است. سپس آنالیزهای کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GCMS) بر روی برش‌های اشباع و آروماتیک توسط یک دستگاه کروماتوگرافی گازی Hewlett Packard 5971A متصل به یک طیف‌سنج جرمی Hewlett Packard 5888 انجام شد. برنامه حرارتی به‌کار رفته در آنالیز کروماتوگرافی گازی در محدوده دمایی ۴۰ تا ۳۰۰ °C با نرخ افزایشی ۴ °C/min و یک دوره هم‌دما (ایزوترمال) به‌مدت ۱۵ min بوده است.

در ناحیه فارس ساحلی به دلایل اشاره شده در بالا، بخش عمده سازندهای مخزنی آسماری، جهرم، سروک، ایلام، داریان و فهلیان در اثر چین‌خوردگی و گسل در سطح زمین رخنمون دارند و لذا فاقد پتانسیل مخزنی هستند. از دیدگاه ژئوشیمیایی، سازندهای پابده و کژدمی در ناحیه فارس ساحلی به‌دلیل داشتن ضخامت اندک و وجود رخساره‌های عمدتاً کم‌عمق و نیمه اکسیدی، فقیر از ماده آلی بود و پتانسیل هیدروکربن‌زایی پایینی دارند. همچنین ضخامت سازند گچساران در این بخش در مقایسه با فروافتادگی دزفول، بسیار کمتر است. ضخامت بسیار کمتر توالی رسوبی میوسن و جوانتر (گروه فارس)، که در تدفین و بلوغ سنگ‌های منشاء فروافتادگی دزفول (سازند کژدمی و پابده) به شکل طبقات روباره نقش اساسی را بازی می‌کنند، سبب عدم بلوغ کافی سنگ‌های منشاء در این منطقه شده است. در زمان ژوراسیک زیرین، بخش عمده ناحیه فارس، محل رسوب‌گذاری رخساره‌های تخریبی-دریایی نسبتاً عمیق تا عمیق سازند نیریز (بوتماه) بوده است. این رخساره‌ها به‌سمت خلیج فارس ماهیت تخریبی‌تر و لیتولوژی کربناته-آواری دارند [۱۶]. در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول، سازندهای آسماری، جهرم، سروک و گروه خامی، مخازن اثبات شده‌ای از نفت و گاز را دارا هستند. سازند کژدمی نیز سنگ منشاء موثر در منطقه با بلوغی در محدوده اواسط پنجره نفتی است. سازند پابده، نیمه بالغ بوده و در ابتدای پنجره نفتی قرار دارد و در ترکیب اصلی نفت مخازن، به‌صورت فرعی مشارکت کرده است. مخازن گروه خامی تقریباً تنها در تاق‌دیس‌های مرتبط با برجستگی قدیمه خارگ-میش حاوی هیدروکربن‌های سبک بوده و منشاء آن‌ها سازندی قدیمی‌تر از کژدمی (به‌احتمال زیاد گروه) است [۱۷ و ۱۸]. سازندهای گچساران، پابده-گورپی، کژدمی، گدوان و هیث، پوش سنگ مخازن مربوطه در این بخش را تشکیل می‌دهند.

بررسی ترکیب کلی نفت در چشمه‌های نفتی مورد مطالعه

چشمه‌های نفتی مطالعه شده از شمالی‌ترین بخش از فارس ساحلی (واقع در شرق گسل قطر-کازرون)، دارای ترکیب کلی ۱۵٪ هیدروکربن اشباع، ۲۹٪ هیدروکربن آروماتیک، ۵۶٪ ترکیبات قطبی و ۲۱٪ آسفالتن هستند (جدول ۱). ترکیب این گروه از چشمه‌ها بیتومن جامد بوده و شامل چشمه‌های نفتی خورموج، کردلان و دارنگ می‌باشد. پیدایش این گروه از چشمه‌های نفتی در ناحیه فارس ساحلی عمدتاً با محل رخنمون گندهای نمکی موجود در منطقه، مطابقت دارد [۱۵ و ۱۹] (شکل ۱). پراکندگی ترکیبات $C_{15}+$ با غلبه نرمال آلکان‌های $C_{17}-C_{19}$ در کروماتوگرام گازی برش اشباع چشمه نفتی کوه‌مند می‌تواند ناشی از بلوغ بالای نمونه و وجود یک سنگ منشاء کربناته دریایی باشد (شکل ۲ A).

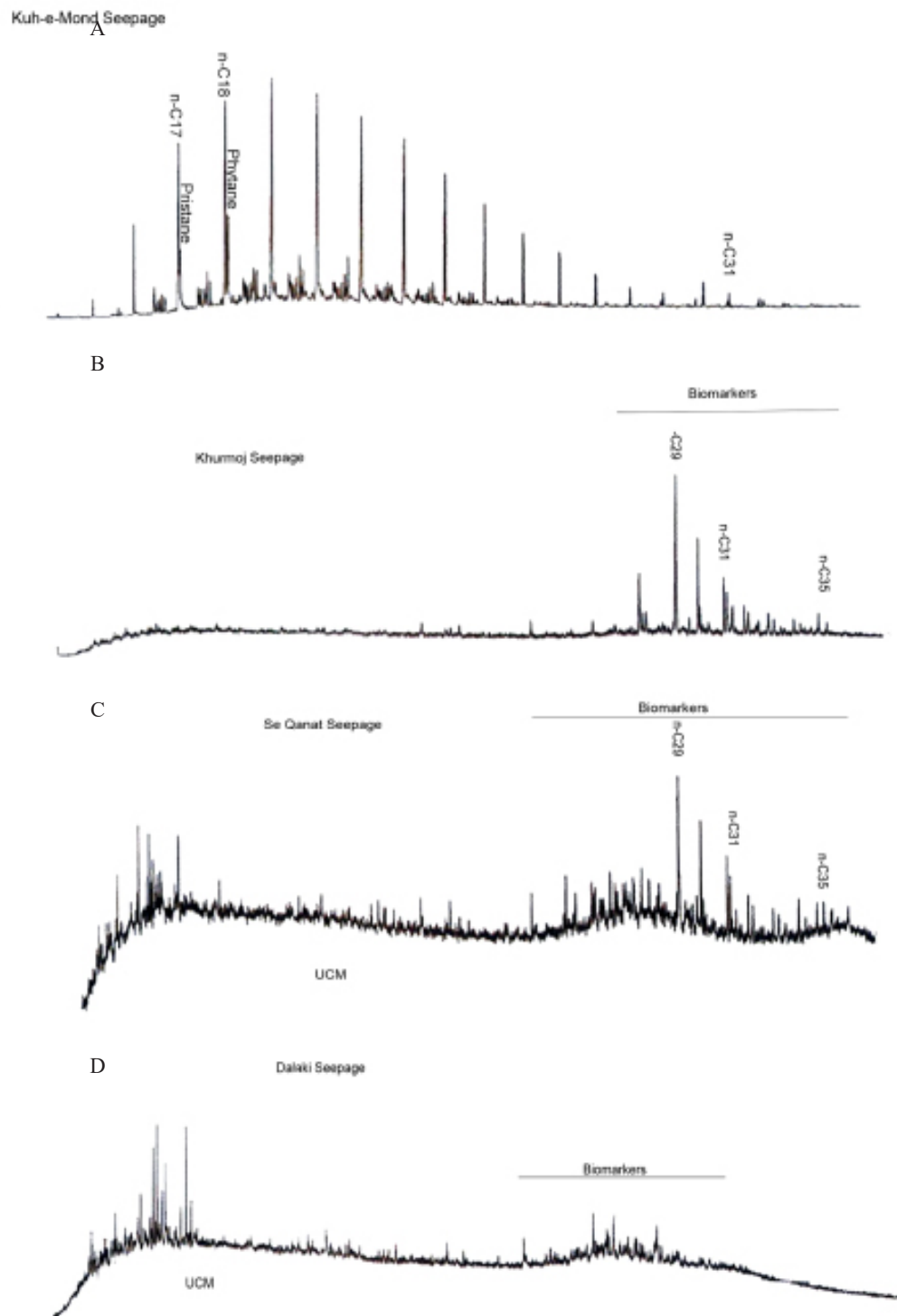
گاز هلیوم به‌عنوان گاز حامل با مقدار جریان ثابت در طی انجام آنالیز مورد استفاده قرار گرفته است. جهت اندازه‌گیری ترکیب ایزوتوپ پایدار کربن، برش‌های آسفالتن نمونه‌های نفتی توسط دستگاه آنالیزگر عنصری-طیف‌سنج جرمی ایزوتوپی EA-IRMS مورد آنالیز قرار گرفته‌اند. در این دستگاه، کربن آلی موجود در نمونه‌ها با احتراق در دمای $1000^{\circ}C$ به گاز مونواکسید کربن تبدیل می‌شود. سپس گاز حاصل به درون یک ستون کروماتوگرافی گازی که تحت شرایط هم‌دمای قرار دارد وارد شده و نهایتاً ترکیبات خروجی از ستون به ترتیب توسط بخش IRMS براساس جرم مولکولی از یکدیگر جدا شده و اندازه‌گیری می‌شوند. ترکیب ایزوتوپی هر مولکول بر مبنای مقایسه با ترکیب ایزوتوپی در نمونه استاندارد (PDB) بیان می‌شوند.

نتایج و بحث

جدول ۱ نتایج آنالیزهای کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی و ایزوتوپی در نمونه‌های مورد مطالعه از چشمه‌های نفتی.

Table 1 Results of column chromatography, gas chromatography, and isotopic analyses in the studied samples from the oil seeps.

Name	Koh Mond	Kardalan	Darang	Khur Moj	Se Qanat	Baba Kalan	Dalki	Banaf
Sample Code	MD	KARD	DR	KH	SQ	BAN	DAL	BAN
Basin	Coastal South	Coastal South	Coastal South	Coastal South	South Dezful Emabymment	South Dezful Emabymment	South Dezful Emabymment	South Dezful Emabymment
Taype	Liquid	Soild Bitumen	Soild Bitumen	Soild Bitumen	Viscose	Viscose	Viscose	Soild Bitumen
SAT %	27	17	8	14	23	20	18	21
ARO %	29	28	24	29	28	18	30	29
POL %	44	55	68	57	49	62	52	50
ASPH %	38.5	22.5	35.5	22	21.5	32.5	18.5	28/5
SAT/ARO	0/93	0.61	0.33	0.48	0.82	0.09	0.60	0.72
$\delta^{13}C$ ASPH	-27.2	-26.3	-28	-27.1	-25.2	-25.4	-26.2	-24
CPI	0.98	-	-	-	-	-	-	-
Pr/nC17	0.38	-	-	-	-	-	-	-
Ph/nC18	0.46	-	-	-	-	-	-	-
Pr/Ph	0.67	-	-	-	-	-	-	-
Pr/Pr+Ph	0.40	-	-	-	-	-	-	-

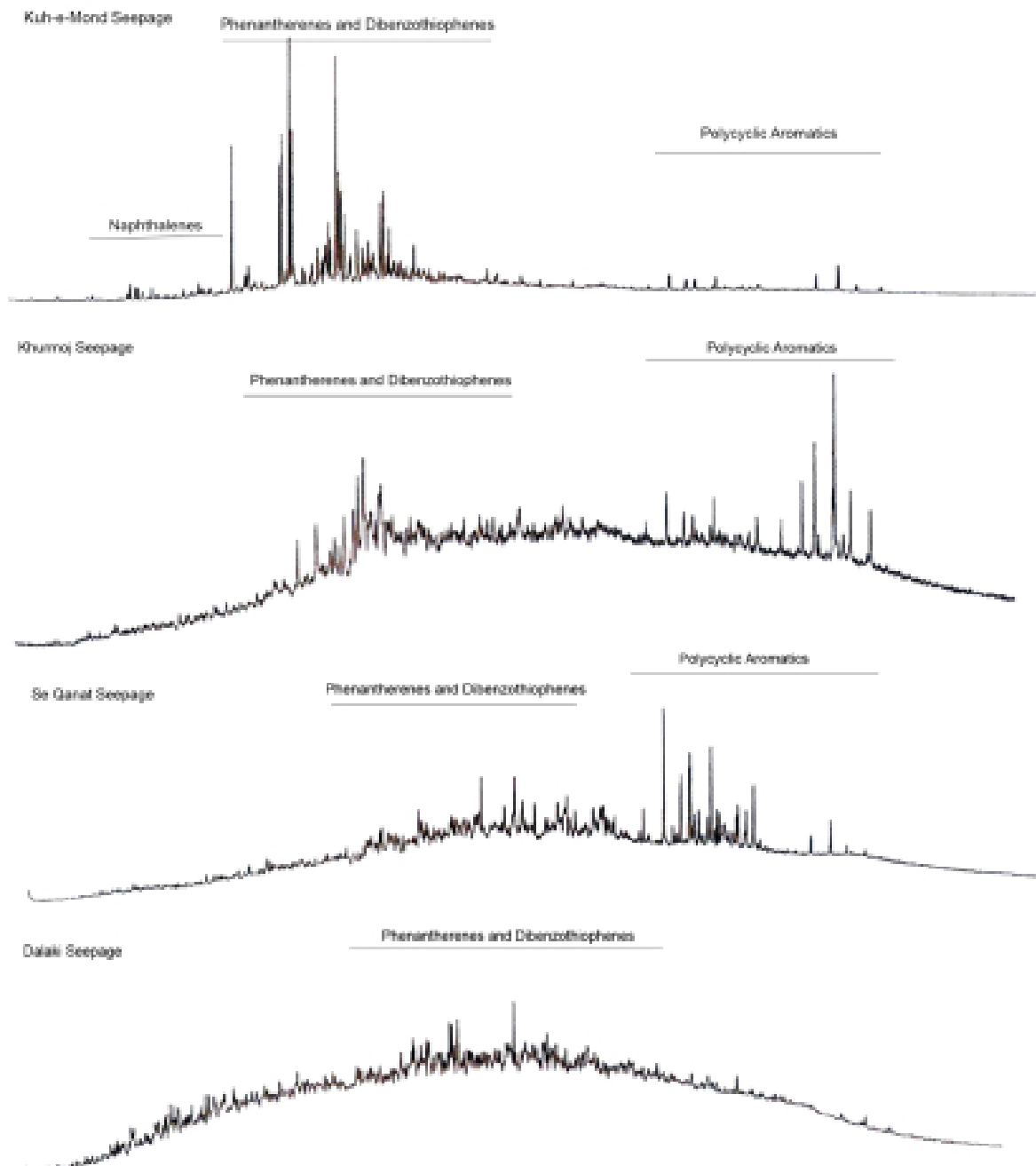


شکل ۲ نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی برش اشباع چشمه‌های نفتی مورد مطالعه.

Fig. 2 Results of gas chromatography analysis of the saturated fraction of the studied oil seep samples.

آلکان‌ها و ایزوپرنوئیدها در برش اشباع (شکل ۲ A)، فقدان برآمدگی مربوط به ترکیبات پیچیده تفکیک نشده (UCM) و وجود ترکیبات نفتالتن، فنانتران و دی بنزوتیوفن (شکل ۳ A) نشان می‌دهند که ترکیب هیدروکربنی چشمه نفتی کوه‌مند تحت تاثیر فرآیند دگرسانی زیستی قرار نگرفته است.

اما بررسی دقیق‌تر توزیع ترکیبات اشباع در این چشمه نفتی بیانگر حضور غیرعادی بخش بیومارکری (هوپان‌ها) در محدوده C_{29} - C_{35} است. نسبت Pr/Ph و CPI کمتر از یک و نسبت‌های پایین $Pr/n-C_{17}$ ، $Phy/n-C_{18}$ و $Saturates/Aromatics$ تایید کننده یک سنگ منشاء کربناته احیایی با مشارکت مواد آلی دریایی است (جدول ۱). توزیع عادی نرمال



شکل ۳ نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی برش آروماتیک در چشمه‌های نفتی مورد مطالعه.

Fig. 3 Results of gas chromatography analysis of the aromatic fraction in the studied oil seepage samples.

است. خمش ایجاد شده در امتداد محور تاقدیس سبب به وجود آمدن دسته شکستگی‌های فراوانی شده است [۲۰ و ۲۱] که در تراوش هیدروکربن‌ها به سطح و ایجاد این نوع چشمه نفتی، نقش اصلی را ایفا کرده است. شواهدی از حذف هیدروکربن‌های سبک نشان نداده و ترکیب آن با ترکیب کلی هیدروکربن مخازن آسماری/جهرم/سروک کوه‌مند کاملاً مطابقت دارد، می‌توان چنین نتیجه گرفت که این چشمه نفتی از لحاظ پیدایش، نسبت به سایر چشمه‌های نفتی فارس ساحلی، جوان‌تر بوده و همان‌طور که قبلاً بدان اشاره شد پیدایش آن مقارن با آخرین رخداد‌های کوهزایی زاگرس می‌باشد. تمرکز بیشتر از حد معمول ترکیبات پلی‌آروماتیک (شامل مونو و تری‌آروماتیک استروئیدها) در کروماتوگرام برش آروماتیک چشمه نفتی کوه‌مند حاکی از اختلاط با یک بیتومن نابالغ‌تر و با منشاء متفاوت است. از آنجایی که ترکیب کلی این چشمه نفتی چشمه‌های نفتی واقع در جنوبی‌ترین بخش از فروافتادگی دزفول در غرب گسل قطر-کازرون از نوع مایع با ویسکوزیته بسیار بالا بوده و شامل چشمه‌های نفتی باباکلان، سه قنات و دالکی (نرگسی) می‌باشند (شکل ۱). ترکیب کلی این چشمه‌ها تابع میزان تاثیر فرآیندهای ثانویه نظیر دگرسانی زیستی و آب‌شویی است. مقدار هیدروکربن اشباع ۲۳-۱۸٪، هیدروکربن آروماتیک ۳۰-۱۸٪، ترکیبات قطبی ۶۲-۴۹٪ و مقدار آسفالتن ۱۸/۵-۳۲/۵٪ متغیر است (جدول ۱). کروماتوگرام‌های گازی برش‌های اشباع و آروماتیک این گروه از چشمه‌های نفتی درجات شدید دگرسانی زیستی را به نمایش می‌گذارد (شکل ۲ C و ۲ D). در برش اشباع این نمونه‌ها بخش قابل توجهی از آلکان‌های نرمال و ایزوپرنوئیدها، با استثنای برخی ترکیبات نظیر آلکان‌های شاخه‌دار با فرمول مولکولی پیچیده، در اثر فرآیند تجزیه زیستی از بین رفته‌اند.

در کروماتوگرام‌های گازی برش اشباع این گروه، تنها ترکیبات بیومارکری، شامل استران‌ها و هویان‌ها در محدوده هیدروکربنی C_{26} - C_{35} قابل شناسایی هستند (شکل ۲ B). این درحالی است که تمامی ترکیبات اشباع کوتاه زنجیر از جمله نرمال آلکان‌ها، ایزوآلکان‌ها، سیکلوآلکان‌ها و ایزوپرنوئیدها در اثر فرآیندهای ثانویه نظیر هوازدگی، آب‌شویی و تبخیر از ترکیب کلی هیدروکربنی این چشمه‌های نفتی حذف گردیده‌اند.

بر مبنای الگوی بیومارکری در برش‌های اشباع و آروماتیک، این گروه از چشمه‌های نفتی میزان شدت دگرسانی خفیفی را نشان می‌دهند. الگوی کروماتوگرام گازی برش آروماتیک در نمونه‌های چشمه نفتی این گروه غلظت بیشتر ترکیبات بیومارکری مونو و تری‌آروماتیک را در مقایسه با آروماتیک‌های سبک‌تر به نمایش می‌گذارد (شکل ۳ B). در کروماتوگرام‌های برش آروماتیک این چشمه‌ها، ترکیبات نفتالن به‌طور کامل حذف شده و ترکیباتی نظیر فنانتران و دی‌بنزوتیوفن‌ها به‌طور بخشی حضور ندارند (شکل ۳ B). وجود یک برآمدگی^۱ مشخص در خط تراز^۲ که ناشی از وجود ترکیبات پیچیده تفکیک نشده^۳ می‌باشد به خوبی در الگوی کروماتوگرام برش آروماتیک نمونه‌های نفتی این گروه دیده می‌شود (شکل ۳ B). تعیین نسبت‌های $Pr/n-C17$ ، $Ph/n-C18$ ، Pr/Ph و CPI بر مبنای کروماتوگرام‌های برش اشباع و نسبت‌های نمونه‌های گروه فارس ساحلی با توجه به تاثیر فرآیندهای ثانویه و حذف ترکیبات فوق، میسر نیست. چشمه نفتی کوه‌مند از نوع مایع بوده و حاوی ۲۷٪ هیدروکربن اشباع، ۲۹٪ هیدروکربن آروماتیک، ۴۴٪ ترکیبات قطبی و ۳۸/۵٪ آسفالتن است (جدول ۱). ترکیب کلی و اثر انگشت بیومارکری این چشمه نفتی به‌طور کامل با ترکیب نفت مخازن آسماری/جهرم و سروک این میدان نفتی مطابقت دارد. مکانیسم ایجاد این چشمه نفتی عمدتاً تکنونیک

1. Hump

2. Base Line

3. UCM (Unresolved Complex Mixture)

عمدتاً شیلی-آواری است. در مقایسه با چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول، چشمه نفتی بناف درجات شدیدتری از دگرسانی زیستی را نشان می‌دهد. تاثیر دگرسانی زیستی با وجود UCM، فقدان نرمال آلکان‌ها و ایزوپرنوئیدها در کروماتوگرام برش اشباع قابل اثبات است (شکل ۴ A). حذف ترکیبات سبک آروماتیک نظیر خانواده‌های بنزن و نفتالن در اثر تبخیر، هوازگی و آب‌شویی به‌خوبی در الگوی کروماتوگرام برش آروماتیک آن نیز قابل مشاهده است (شکل ۴ B).

توصیف بیومارکری و طبقه‌بندی ژنتیکی چشمه‌های نفتی

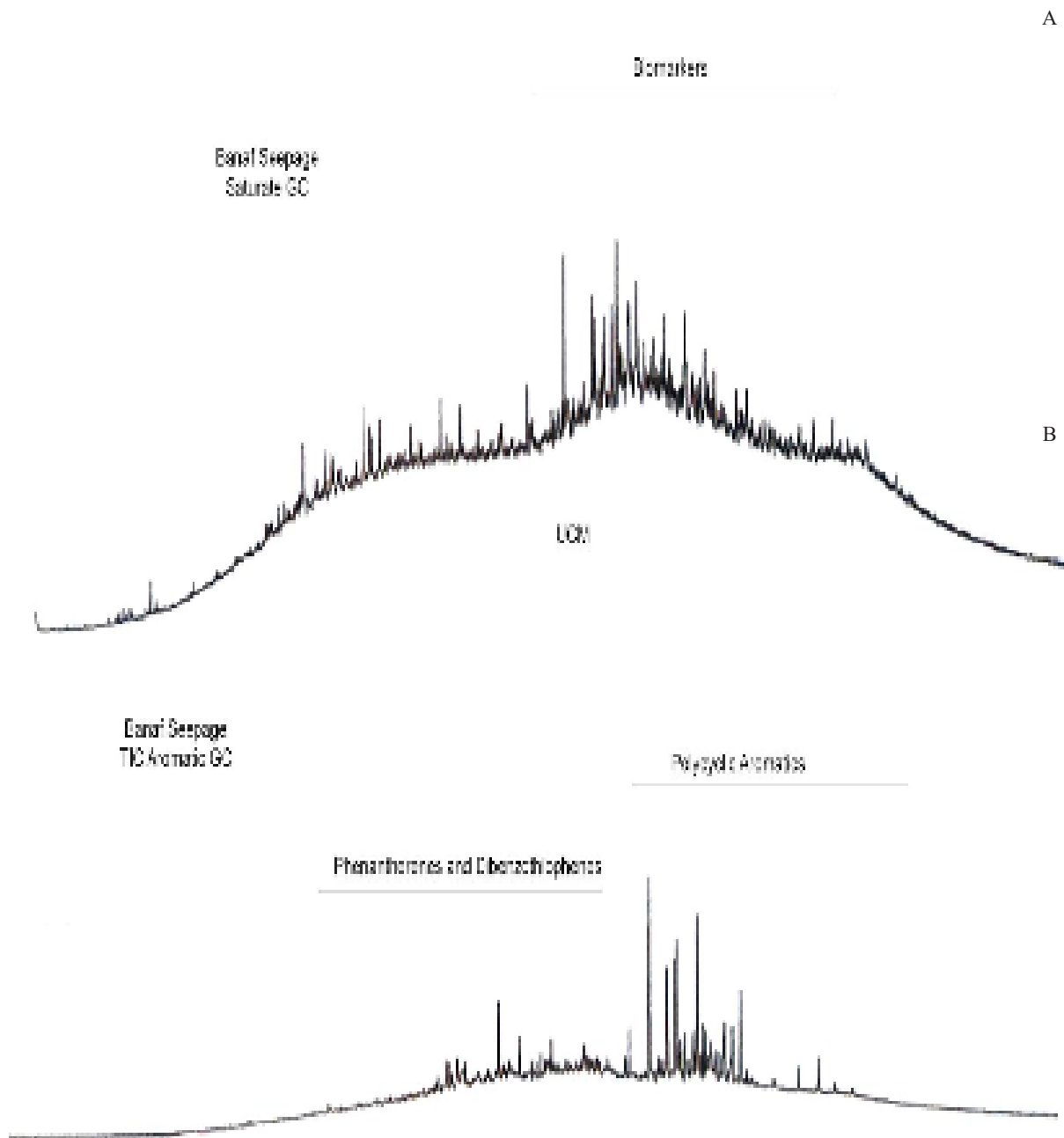
با توجه به الگوی کروماتوگرام‌های جرمی هویان‌ها مربوط به چشمه‌های نفتی ناحیه فارس ساحلی (شکل ۵ A و B، جدول ۲)، مشخصه‌های بیومارکری زیر را به نمایش می‌گذارد: بالا بودن نسبت‌های بیومارکری C_{29}/C_{22} tricyclic terpane، C_{29}/C_{21} hopane و C_{30}/C_{34} 22S homohopane و پایین بودن نسبت‌های بیومارکری C_{24}/C_{23} tricyclic terpane، C_{24}/C_{25} Tricyclic terpane و Tm و C_{30} diahopane و C_{29}/C_{30} Ts، چنین شواهدی به‌خوبی نشان می‌دهد که سنگ منشاء چشمه‌های نفتی بر روی یک پلاتنرم کربناته با ورود رس تخریبی بسیار اندک و در شرایط تقریباً احيایی رسوب کرده‌اند [۲۲]. وجود مقادیر نسبتاً قابل ملاحظه گاماسران و بالا بودن نسبت C_{35}/C_{34} 22S homohopane می‌توانند محصور بودن حوضه و وجود لایه‌بندی آب را در زمان رسوب سنگ منشاء پیشنهاد کند. البته باید توجه داشت که بالا بودن مقادیر بیومارکر گاماسران و نسبت C_{35}/C_{34} 22S homohopane می‌تواند تا حد اندکی، نتیجه جانبی عملکرد فرآیندهای ثانویه، خصوصاً دگرسانی زیستی نمونه‌ها باشد [۲۳]. اثر انگشت بیومارکری هویان‌ها (m/z ۱۹۱) در چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول، حاوی غلظت‌های بالایی از بیومارکرهای الثنان و گاماسران است (شکل ۵ C).

و بقایای به‌جای مانده از این فرآیند به شکل یک برآمدگی مشخص از ترکیبات UCM قابل مشاهده است (شکل ۲ C و ۲ D). با توجه به الگوی کروماتوگرام برش اشباع به‌دست آمده برای این چشمه‌های نفتی، حضور برجسته‌تر بیومارکرهای استران و هویان به‌خوبی به‌چشم می‌خورد که ناشی از مقاومت بیشتر این ترکیبات در مقابل عملکرد فرآیندهای ثانویه است. در برش آروماتیک این گروه از چشمه‌های نفتی، خانواده نفتالن به‌طور کامل و خانواده‌های فنانتران و دی‌بنزوتیوفن به‌طور عمده تجزیه شده‌اند (شکل ۳ C و ۳ D). در عوض، حضور پررنگ مونو و تری-آروماتیک استروئیدها، گویای پایداری بیشتر آن‌ها در مقابل فرآیندهای ثانویه خصوصاً دگرسانی زیستی است [۲۲]. چشمه نفتی بناف در مجاورت برونزد گنبد نمکی بناف و دقیقاً بر روی زون گسله قطر-کازرون قرار دارد (شکل ۱). ترکیب آن از نوع بیتومن جامد است. شباهت‌های ژئوشیمیایی و بیومارکری آن با چشمه‌های نفتی غرب گسل قطر-کازرون (فروافتادگی دزفول جنوبی) و نیز قرارگیری آن در بخش فرادیواره این گسل به‌خوبی ارتباط ژنتیکی هیدروکربن آن را با سیستم نفتی واقع در فروافتادگی دزفول روشن می‌سازد. مقدار هیدروکربن اشباع آن ۲۱٪، هیدروکربن آروماتیک ۲۹٪، ترکیبات قطبی ۵۰٪ و مقدار آسفالتن ۲۸/۵٪ است که از این نظر به ترکیب کلی چشمه نفتی سه‌قنات شباهت بسیار دارد (جدول ۱). مکانیسم تراوش هیدروکربن، به‌طور قطع به عملکرد گسل کازرون و تغییر شکل ناشی از بالا آمدگی گنبد نمکی بناف وابسته است. مشخصه بارز الگوی کروماتوگرام‌های برش اشباع و آروماتیک این نمونه چشمه نفتی، تمرکز بیشتر استران‌ها و مونو آروماتیک استروئیدها در مقایسه با سایر ترکیبات بیومارکری و غیر بیومارکری است (جدول ۲). در ترکیب این برش‌های نفتی، مقادیر کمی تری‌آروماتیک، دی‌بنزوتیوفن و هویان دیده می‌شود که نشان‌دهنده وجود یک سنگ منشاء

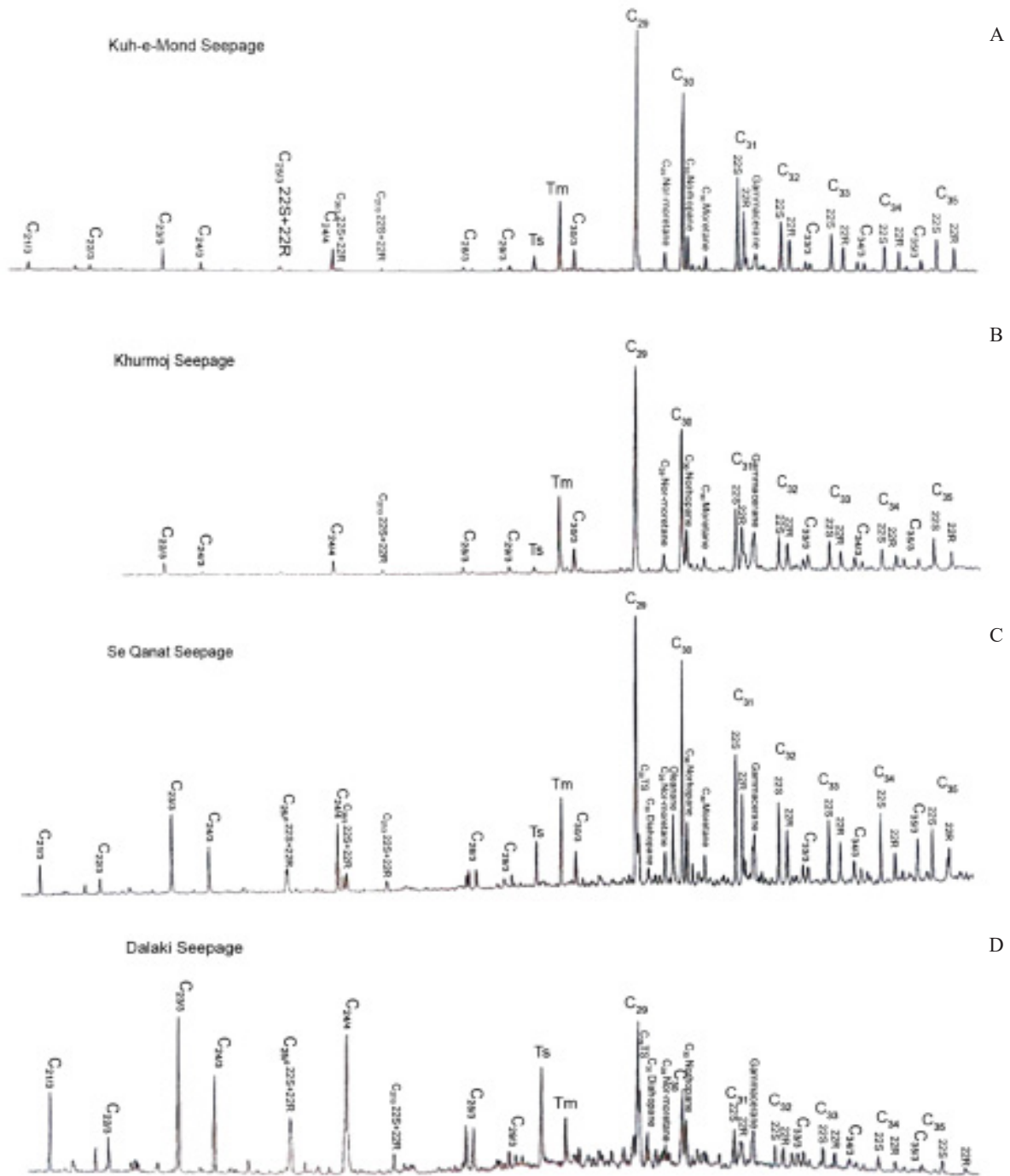
جدول ۲ شاخص‌های بیومارکری در نمونه‌های چشمه‌های نفتی در منطقه مورد مطالعه.

Table 2. Biomarker indices in the oil seep samples from the study area.

Name	Koh Mond	Kardalan	Darang	Khur Moj	Se Qanat	Baba Kalan	Dalki	Banaf
Sample Code	MD	KARD	DR	KH2	SQ	BAN	DAL	BAN
C ₂₃ Tri/C ₂₄ Tet Terp	0.81	1.33	1.86	1.11	1.11	2.16	1.12	1.42
C ₂₄ /C ₂₃ Tri Terp	0.32	0.27	0.25	0.28	0.62	0.65	0.58	0.73
C ₂₉ /C ₃₀ Hopane	1.42	1.15	1.04	1.43	1.22	1.27	1.25	1.53
Ts/Tm	0.21	0.1	0.14	0.09	0.49	0.78	1.49	0.75
C ₂₆ /C ₂₅ Tri Terp	0.61	0.71	-	0.41	0.88	0.94	0.33	0.78
C31R/Hop C30	0.3	0.25	0.45	0.26	0.48	0.21	0.41	0.46
Oleanan/Hop C30	0	0	0	0	0.38	0.18	0	1.11
DBT/PHN	075	-	-	-	-	-	-	-
C ₃₅ /C ₃₄ 22S	1.35	1.28	1.08	1.41	0.9	1.64	1.05	1.59
Gam/C30 Hopane	0.09	0.27	0.37	0.39	0.24	0.95	0.55	1.38
ETR	1/14	1.11	1.11	1.12	0.49	0.67	0.69	0.72
Diastr.C ₂₇ /(Dia+Reg)Str C ₂₇	0.18	0.22	0.17	0.15	0.79	0.84	0.21	0.29
Str C ₂₇ /Str C ₂₉ ααα 20R	0.84	0.81	0.95	0.57	-	-	-	-
Str C ₂₈ /Str C ₂₉ ααα 20R	0.41	0.32	0.37	0.32	-	-	-	-
% Str C ₂₇ ααα 20R (217)	37.4	38	41	31	-	-	-	-
% Str C ₂₈ ααα 20R (217)	18.2	15	16	17	-	-	-	-
% Str C ₂₉ ααα 20R (217)	44.4	47	43	52	-	-	-	-
% Str C ₂₇ (ααα+αββ)(20R+20S) (217)	34.5	31	32.5	34.5	37.5	22	36	39.5
% Str C ₂₈ (ααα+αββ)(20R+20S) (217)	23	24	24	23.5	27	27	32.5	31.5
% Str C ₂₉ (ααα+αββ)(20R+20S) (217)	42.5	45	43.5	42	35.5	51	31.5	29
MDBT Ratio (4MDBT/1MDBT, 198)	1.83	0.53	-	0.79	-	-	-	-
Ro MDR	0.75	0.73	-	0.73	-	-	-	-
MPI-1	0.73	-	-	-	-	-	0.78	-
Ro MPI-1	0.81	-	-	-	-	-	0.84	-
StrC ₂₉ ββ/(αα+ ββ)	0.58	0.52	0.53	0.53	-	-	-	-
StrC ₂₉ 20S/(20S+20R)	0.43	0.4	0.43	0.45	-	-	-	-
Hopane C ₃₂ 22S/(22S+22R)	0.59	0.61	0.54	0.57	-	-	-	-
C ₂₀ / (C ₂₀ +C ₂₈ 20R) TAS	0.51	0.24	0.17	0.29	0.32	0.1	0.8	0.09
TAS I/(I+II)	0.29	0.21	0.08	0.11	0.16	0.04	0.64	0.11



شکل ۴ نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی برش اشباع (A) و آروماتیک (B) در چشمه‌های نفتی بناف.
Figure 4. Results of gas chromatography analysis of the saturated (A) and aromatic (B) fractions in the Banaf oil seep samples.



شکل ۵ الگوی بیومارکری هوپانها (m/z 191) در نمونه‌های چشمه‌های نفتی مورد مطالعه.

Figure 5. Hopane (m/z 191) biomarker patterns in the studied oil seep samples.

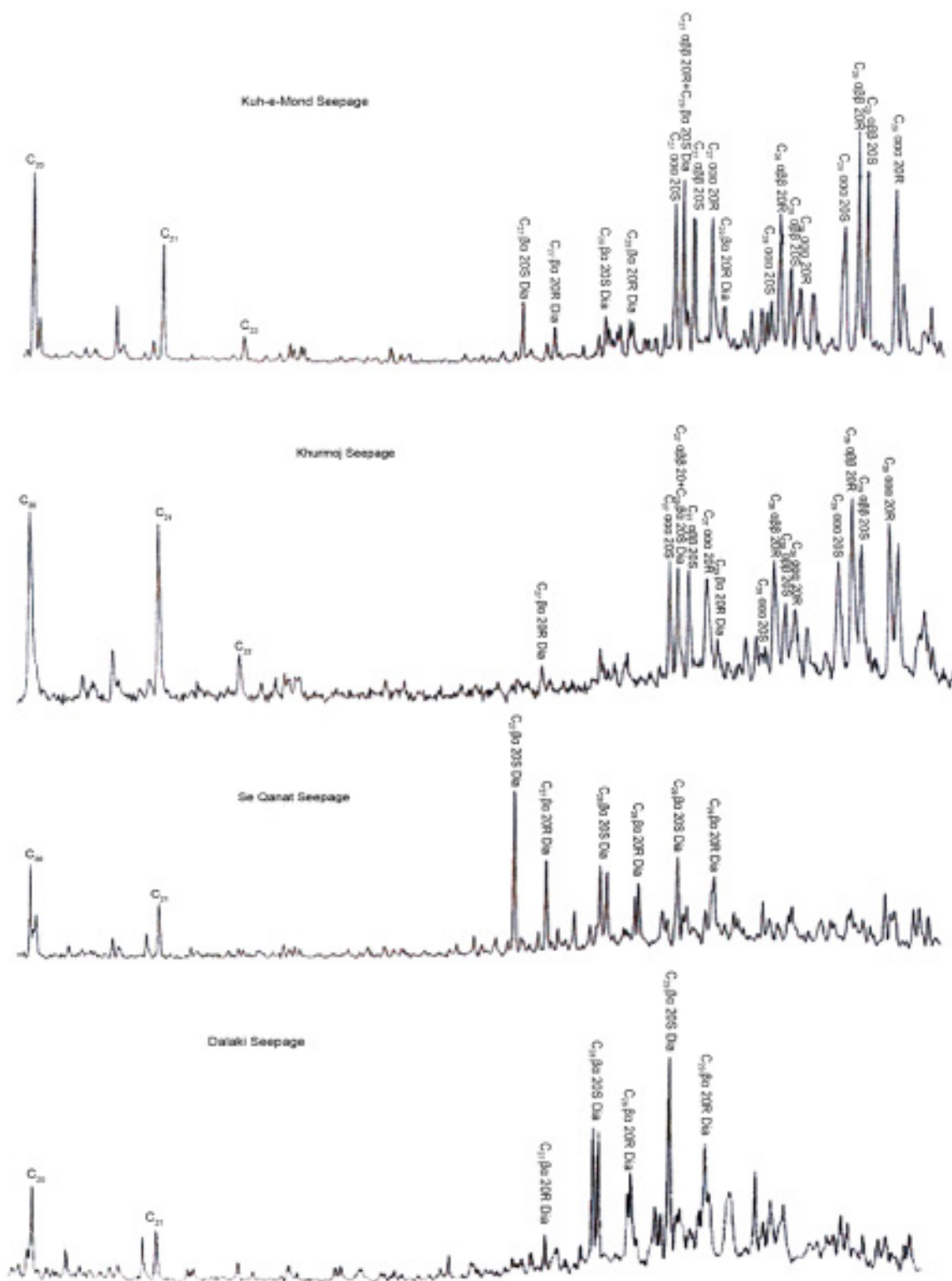
مقادیر نسبی بالای این ترکیبات بیومارکری، ناشی از مقاومت آن‌ها در مقابل فرآیندهای ثانویه موثر بر ترکیب چشمه‌های نفتی خصوصاً دگرسانی زیستی، در مقایسه با سایر ترکیبات از جمله هویان‌ها است [۲۲]. وجود الثنان در ترکیب این چشمه‌های نفتی، ناشی از آغشتگی نفت در طی مهاجرت از میان سازند نیمه‌بالغ پابده می‌تواند باشد. این آغشتگی نفتی حتی در نمونه‌های نفت مخازن آسماری و سروک میادین نفتی فروافتادگی دزفول جنوبی هم مشاهده می‌گردد که خود گویای پیچیدگی ساختاری و فرآیند مهاجرت هیدروکربن در سیستم نفتی فعال منطقه است. از سوی دیگر، عدم وجود الثنان در چشمه‌های نفتی ناحیه فارس ساحلی پیشنهاد می‌کند که سنگ منشاء مربوطه از لحاظ سنی، قدیمی‌تر از کرتاسه فوقانی بوده و به‌نظر می‌رسد که سازند پابده به‌دلیل بلوغ حرارتی بسیار پایین، مشارکتی در ترکیب هیدروکربنی چشمه‌های نفتی فارس ساحلی نداشته است. چشمه نفتی دارنگ با داشتن ترکیب سنگین‌تر (برش‌های آسفالتن و ترکیبات قطبی بیشتر)، مقادیر گاماسران و ترپان‌های سه‌حلقه‌ای C_{30} - C_{35} بیشتر، درجه دگرسانی بالاتری نسبت به سایر چشمه‌های نفتی فارس ساحلی نشان می‌دهد (جدول ۱ و ۲). نکته حائز اهمیت آن است که چشمه نفتی کوه موند در محدوده طیف ترکیبات بیومارکری (الگوی هویان‌ها و استران‌ها) شباهت کامل با چشمه‌های نفتی فارس ساحلی داشته درحالی‌که ترکیب کلی نفت و درجه دگرسانی کاملاً متفاوتی را نسبت به آن‌ها دارا می‌باشد که این امر به‌دلیل متفاوت بودن ماهیت پیدایش این چشمه نفتی (گسل) در مقایسه با سایر چشمه‌های نفتی فارس ساحلی (گنبد نمکی) است. الگوی کروماتوگرام جرمی هویان‌ها در چشمه‌های نفتی غرب گسل کازرون (فروافتادگی دزفول) درجات متوسط تا شدید دگرسانی زیستی را نشان می‌دهند. یکی از بارزترین مشخصه‌های این گروه، حضور برجسته ترپان‌های سه‌حلقه‌ای C_{21} - C_{35} نسبت به هویان‌ها و هموهویان‌ها

است. براساس تغییرات این نسبت، شدت دگرسانی زیستی به تدریج از چشمه نفتی سه قنات، سپس باباکلان و در نهایت بناف افزایش می‌یابد (جدول ۲). بر مبنای بیومارکریهای مقاوم در مقابل تجزیه زیستی و نسبت‌های بیومارکری C_{26}/C_{21} tricyclic terpane، C_{22}/C_{21} tricyclic terpane و C_{25} tricyclic terpane لیتولوژی سنگ منشاء این چشمه‌های نفتی از نوع شیل و مارن‌های دریایی تعیین می‌گردد. این درحالی است که نسبت‌های بیومارکری $C_{31}R/C_{30}$ hopane، C_{29}/C_{30} hopane و C_{35}/C_{34} hopane با مقادیر بالا، یک لیتولوژی غالب کربناته را پیشنهاد می‌کنند [۲۲]. علت این تناقض، دگرسانی زیستی انتخابی هویان و همولوگ‌های C_{31} - C_{34} هموهویان‌ها نسبت به سایر ترکیبات بوده که خود باعث تغییر نسبت‌های بیومارکری وابسته شده است. به همین دلیل محاسبه نسبت بلوغ حرارتی $22S+22R/C_{32}$ در نمونه‌های چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول و تعیین بلوغ سنگ منشاء مربوطه براساس این پارامتر بیومارکری امکان‌پذیر نمی‌باشد. الگوی پراکندگی استران‌های منظم C_{27} - C_{29} $\alpha\alpha+\alpha\beta\beta$ (20S+20R) در کروماتوگرام‌های جرمی m/z ۲۱۸ و m/z ۲۱۷ ($C_{29}>C_{27}>C_{28}$) و فراوانی استران C_{29} در نمونه‌های چشمه‌های نفتی فارس داخلی (خورموج، دارنگ، کردلان و کوه‌مند)، بیانگر مشارکت قابل ملاحظه مواد آلی قاره‌ای در ترکیب سنگ منشاء چشمه‌های نفتی مذکور است (شکل ۵ A و ۵ B). در این چشمه‌های نفتی، مقادیر دیاستران‌ها بسیار کم و در مقابل مقادیر استران‌های C_{20} و C_{21} بالا می‌باشد. همان‌طور که پیش‌تر بدان اشاره شد ترکیب ژئوشیمیایی این چشمه‌های نفتی چندان دستخوش دگرسانی زیستی نشده است. این امر به خوبی از توزیع نرمال استران‌ها و دیاستران‌ها در کروماتوگرام‌های m/z ۲۱۷ و m/z ۲۱۸ این چشمه‌های نفتی مشهود می‌باشد. مقادیر پایین دیاستران‌ها با شواهد دیگر بیومارکری مبنی بر وجود یک سنگ منشاء کربناته با مقادیر رس پایین و بلوغ حرارتی اندک، مطابقت دارد.

نمونه نسبت Ts/Tm و $C_{24}Tet/C_{23}Tri$ بالاتر و غلظت گاماسران پایین‌تری را نشان می‌دهد. همچنین حضور مشخصی از بیومارکر C_{26} tricyclic terpane در آن به چشم نمی‌خورد. به علاوه بیومارکر التان که در سایر چشمه‌های نفتی در اثر عملکرد فرایند دگرسانی زیستی به‌عنوان یک پیک برجسته قابل تشخیص است در ترکیب هیدروکربنی این چشمه نفتی اصلاً مشاهده نمی‌شود (شکل ۵ D). با توجه به تشابهات بیومارکری این چشمه نفتی با نفت مخازن گروه خامی، به نظر می‌رسد این چشمه نفتی در اثر عملکرد گسل (احتمالاً گسل پی‌سنگی برازجان) از تاقدیس‌های عمیق حاوی هیدروکربن در مخازن خامی به سطح تراوش کرده باشد. در تبیین تشابهات و تفاوت‌های بیومارکری در ترکیب چشمه‌های نفتی مورد مطالعه از نمودارهای ستاره‌ای استفاده شده است. برای این منظور ۱۳ نسبت‌های بیومارکری مورد استفاده قرار گرفته است که در نمودارهای شکل ۷ مشخص گردیده‌اند. مزیت استفاده از این نمودارها این است که تشابهات یا احیاناً اختلافات بیومارکری موجود در بین پارامترهای متعدد به‌طور قابل مشاهده و بررسی است. نمودارهای شکل ۷ به‌خوبی تشابه ترکیبی چشمه‌های نفتی زون فارس، فروافتادگی دزفول را نشان داده و اختلافات مربوط به دو چشمه نفتی بناف و دالکی را نمایان می‌سازد. همچنین به‌منظور تعیین ارتباط ژنتیکی و خانواده‌های چشمه‌های نفتی، تعداد ۱۶ پارامتر بیومارکری (شامل نسبت‌های استرانی، هوپانی و تری آروماتیکی) با بهره‌گیری از دو روش آماری تحلیل مولفه‌های اصلی (PCA) و خوشه‌بندی سلسله مراتبی (HCA) مورد بررسی قرار گرفته‌اند (شکل ۸). نسبت‌های به‌کار رفته در دو روش فوق شامل تمامی پارامترهای بیومارکری است که مقادیر آنها برای تمامی نمونه‌ها در جدول ۲ گزارش شده‌اند. برای محاسبه فواصل خوشه‌بندی از روش اقلیدسی و برای خوشه‌بندی از روش میانگین در هر گروه استفاده شده است.

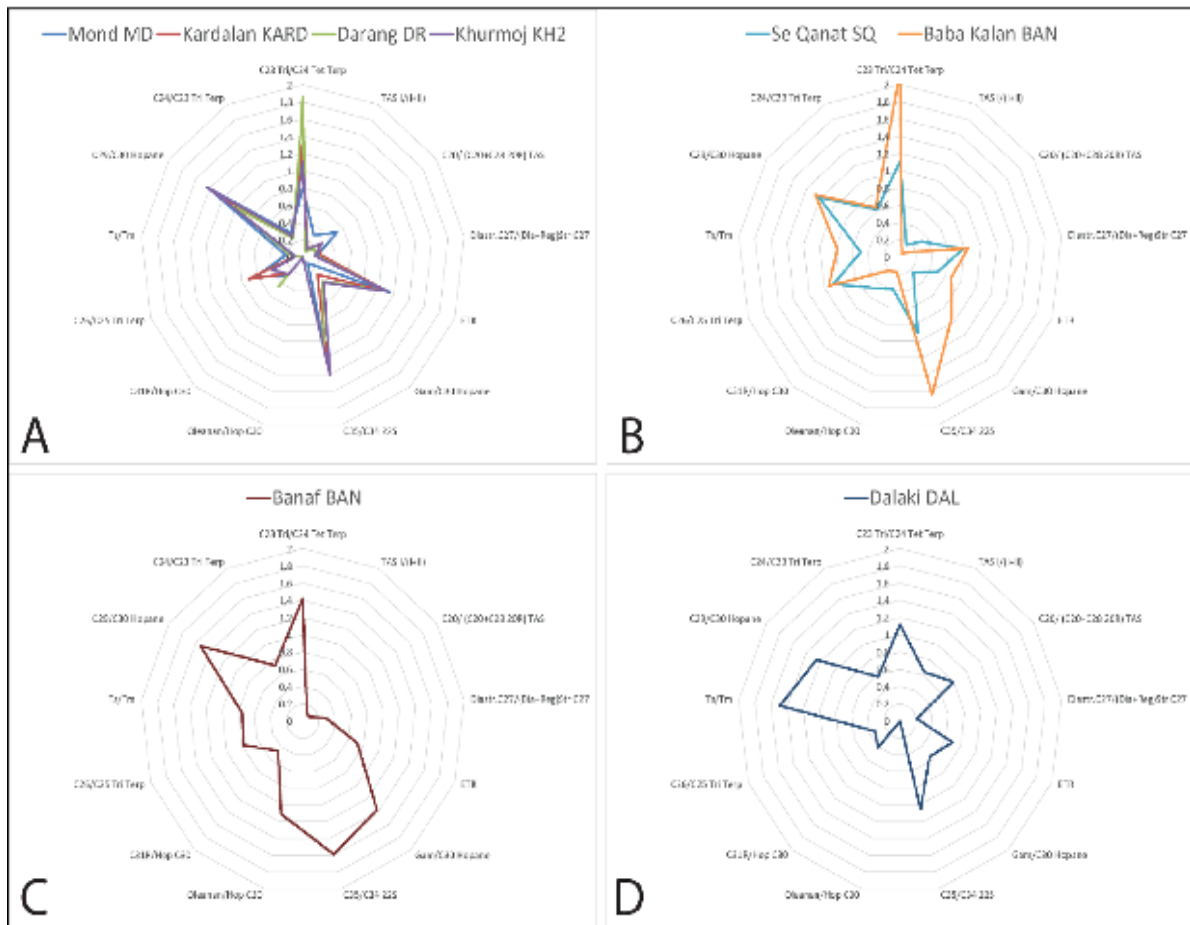
به‌دلیل مشارکت قابل ملاحظه مواد آلی تخریبی در سنگ‌های منشاء مولد چشمه‌های نفتی فارس ساحلی، تعیین سن دقیق سنگ منشاء بر مبنای شاخص بیومارکری C_{28}/C_{29} sterane امکان‌پذیر نمی‌باشد. لیکن این نسبت ($C_{28}/C_{29} \alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta$) می‌تواند منشاء قدیمی‌تر ($20S+20R$ sterane ~ 0.55) از کرتاسه زیرین (به احتمال زیاد ژوراسیک زیرین، سازند نیریز) را برای نمونه‌های مذکور پیشنهاد کند [۲۴]. از سوی دیگر نسبت بیومارکری (Extended Tricyclic Terpanes ETR ~ 1.15) وجود یک سنگ منشاء به سن ژوراسیک زیرین را بیش از پیش محتمل جلوه می‌دهد (جدول ۲) [۲۵]. چشمه‌های نفتی واقع در فروافتادگی دزفول به‌طور واضح تأثیر یک فرایند دگرسانی زیستی شدید را بر توزیع استران‌های نرمال و دیاستران‌ها به نمایش می‌گذارند. در این گروه از نمونه‌ها، فرایند تخریب زیستی، بخش عمده استران‌های نرمال خصوصاً $C_{27}-C_{29} \alpha\alpha\alpha$ 20S+20R را حذف کرده و در مقابل غلظت نسبی دیاستران‌ها افزایش یافته است. به‌دلیل عملکرد شدید دگرسانی زیستی، محاسبه پارامترهای بیومارکری وابسته به استران‌ها برای نمونه‌های چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول میسر نیست. با این وجود، توزیع استران‌های نرمال به جای مانده در چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول جنوبی، غلبه استران C_{27} و وجود یک سنگ منشاء با ترکیب آلی عمدتاً دریایی (سازند کژدمی) را محتمل جلوه می‌دهد (شکل ۶ C و ۶ D). به‌طور کلی ترکیب چشمه‌های نفتی سه‌فئات، باباکلان و بناف بسیار به ترکیب نفت مخازن آسماری-سروک میادین بخش فروافتادگی دزفول شباهت دارد که در اثر ایجاد گسله‌های جوان به سطح زمین تراوش کرده‌اند.

از دیدگاه بیومارکری، چشمه‌نفتی دالکی که در لبه ساحلی فروافتادگی دزفول واقع می‌شود تمایزاتی با سایر چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول دارد. الگوی کروماتوگرام جرمی m/z ۱۹۱ این



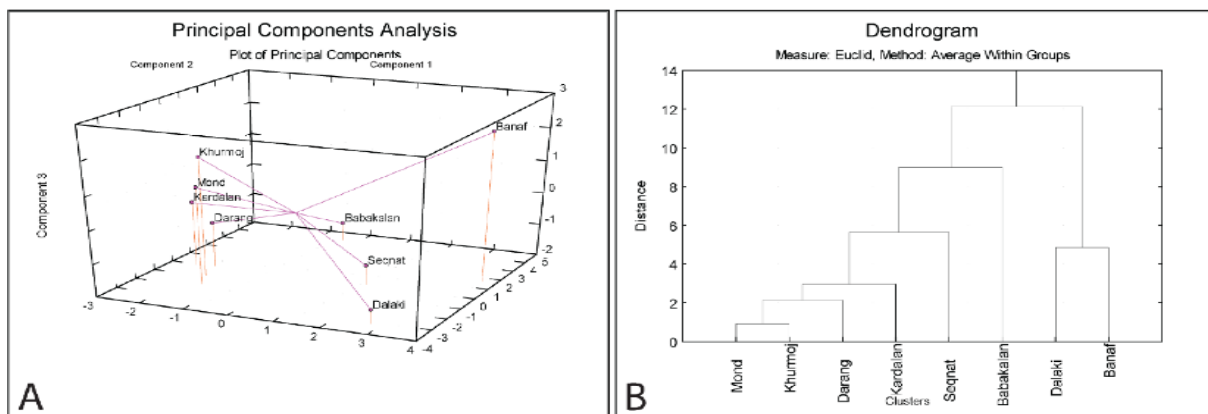
شکل ۶ الگوی بیومارکری استران‌ها (m/z ۲۱۷) در نمونه‌های چشمه‌های نفتی مورد مطالعه.

Figure 6. Sterane (m/z 217) biomarker patterns in the studied oil seep samples.



شکل ۷ نمودار ستاره‌ای نشان‌دهنده الگوی بیومارکری چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول (A)، ناحیه فارس (B)، دالکی (C) و بناف (D).

Figure 7. Star diagrams illustrating the biomarker patterns of oil seeps from the Dezful Embayment (A), Fars region (B), Dalki (C), and Banaf (D).



شکل ۸ ارتباطات ژنتیکی چشمه‌های نفتی شرق و غرب گسل قطر کازرون براساس دو روش خوشه‌بندی سلسله مراتبی (A) و تحلیل مولفه‌های اصلی (B).

Figure 8. Genetic relationships of oil seeps east and west of the Qatar-Kazerun Fault based on hierarchical cluster analysis (A) and principal component analysis (B).

نتیجه گیری

بررسی الگوهای بیومارکری برش‌های اشباع و آروماتیک چشمه‌های نفتی کردلان، دارنگ و خورموج نشان می‌دهد که بخش عمده ترکیب هیدروکربنی آن‌ها که اساساً از یک سنگ منشاء قدیمی منشاء گرفته است، به دلیل برونزد ناشی از بالا آمدن گندهای نمکی موجود در منطقه، به‌طور کامل از بین رفته است. این درحالی است که چشمه نفتی کوه‌مند که شباهت بیومارکری زیادی به این گروه دارد ترکیب اولیه خود را حفظ نموده است. این چشمه نفتی جوان‌تر در اثر فعالیت‌های تکتونیکی گسل کازرون در مراحل پایانی کوهزایی زاگرس شکل گرفته و لذا ترکیب اولیه خود را همانند مخازن آسماری/سروک کوه‌مند حفظ نموده است. از میان چشمه‌های نفتی فارس ساحلی چشمه نفتی دارنگ، بیشترین و چشمه نفتی کوه‌مند، کمترین میزان دگرسانی ژئوشیمیایی را در ترکیب خود متحمل شده‌اند. بخش بیومارکری به‌جای مانده که در تمامی کروماتوگرام‌های برش اشباع و آروماتیک این چشمه‌های نفتی قابل تشخیص است بلوغ حرارتی سنگ منشاء را در محدوده اواسط پنجره نفتی ($R_o \sim 0.75$) مشخص می‌سازد. سن تخمینی سنگ منشاء مولد این چشمه‌های نفتی بر مبنای نسبت‌های بیومارکری استران‌ها و تریپان‌های سه‌حلقه‌ای، ژوراسیک زیرین و به احتمال زیاد، سازند نیریز در نظر گرفته شده است. سنگ منشاء این گروه از نوع کربناته و برروی یک پلاتفرم کربناته نیمه محصور با ورود مواد آلی تخریبی در شرایط احیایی رسوب کرده است. ترکیب این گروه از چشمه‌های نفتی بسیار شبیه به ترکیب نفت مخازن آسماری/جهرم/سروک کوه‌مند است.

چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول (سه قنات، باباکلان و بناف) از یک سنگ منشاء شیلی-مارنی به سن کرتاسه زیرین (سازند کژدمی) و در شرایط

رسوب‌گذاری نیمه احیایی- نیمه اکسیدی مشتق شده‌اند. ترکیب کلی و نسبت‌های بیومارکری، دگرسانی شدید زیستی را در این چشمه‌های نفتی تایید می‌کند. وجود مقادیر قابل ملاحظه بیومارکر الثنان در ترکیب این چشمه‌های نفتی، آغشتگی نفت به بیتومن سازند پابده را در طی مهاجرت یا پس از به تله افتادن هیدروکربن پیشنهاد می‌کند. ترکیب این دسته از چشمه‌های نفتی شباهت زیادی به ترکیب نفت مخازن آسماری- سروک (میادین سه‌قنات، گرنگان، چلینگر) در این بخش از فروافتادگی دزفول دارد. چشمه نفتی دالکی با ترکیب بیومارکری متفاوت در ناحیه ساحلی بخش جنوبی فروافتادگی دزفول به احتمال زیاد از تراوش هیدروکربن‌های مخارن گروه خامی واقع در تاقدیس‌های زیرسطحی عمیق (به احتمال زیاد تاقدیس برازجان) منشاء گرفته است. ترکیب نفت آن، بلوغ بالاتری نسبت به سایر چشمه‌های نفتی فروافتادگی دزفول داشته و فاقد الثنان است.

با توجه به نتایج این مطالعه، چشمه‌های نفتی مطالعه شده در دو طرف گسل قطر-کازرون دارای ماهیت ژئوشیمیایی منحصر به فردی بوده و دو خانواده مجزا را تشکیل می‌دهند. همچنین می‌توان نتیجه گرفت که این خانواده‌ها از سیستم‌های نفتی مجزایی منشاء گرفته‌اند که در دو طرف گسل قطر-کازرون واقع شده‌اند.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می‌دانند تا از همکاری بی‌دریغ مرکز پژوهشی زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت دانشگاه شهید چمران اهواز و بخش مطالعات زمین‌شناسی و زمین‌شیمی مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران تشکر و قدردانی نمایند.

مراجع

- [1]. Abrams, M. A. (2005). Significance of hydrocarbon seepage relative to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology*, 22(4), 457-477. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
- [2]. Rashidi, M., Tegeh, F., & Taherkhani R. (2008). Investigation of geochemical characteristics of oil springs in the Mamatin area. 12th Conference of the Geological Society of Iran. (in Persian).
- [3]. Azizi A., Alizadeh B., & Hosseini H. (2011). Geochemical evaluation of hydrocarbons of oil springs and reservoirs in the south of Izeh area. Ministry of Science, Research and Technology - Shahid Chamran University of Ahvaz, Masters thesis. (in Persian).
- [4]. Mousavi, M., Kamali, M. R., & AMIRI, B. H. (2012). Correlation between oil seeps and Asmari oil from the Masjid-I-sulaiman (MIS) oilfield. (in Persian).
- [5]. Khoshsir Z., Qavidel Siouki M., Rabbani A., & Saadouni J. (2015). Geological and geochemical study of Deh Naft oil spring in the Rudan area, northeast of Bandar Abbas, *Monthly Oil and Gas Exploration and Production*, 127, 71-77. (in Persian).
- [6]. Saadouni J., & Rabbani A. (2018). Organic geochemistry of oil springs in the northern Dezful region and their correspondence with oil from surrounding fields, Ministry of Science, Research and Technology, Amirkabir University of Technology, PhD thesis. (in Persian).
- [7]. Shokraneh Aghdam, E., Jafarzadeh, M., Taheri A. (2019). Geochemical study of oil springs in the Lorestan region, determining their origin and their relationship with the reservoir rocks of Maleh Kooch and Sarkan oil fields. Ministry of Science, Research and Technology, Shahrood University of Technology, MSc thesis. (in Persian).
- [8]. Sepehr, M., & Cosgrove, J. W. (2005). Role of the Kazerun Fault Zone in the formation and deformation of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Tectonics*, 24(5).
- [9]. Authemayou, C., Bellier, O., Chardon, D., Malekzade, Z., & Abassi, M. (2005). Role of the Kazerun fault system in active deformation of the Zagros fold-and-thrust belt (Iran). *Comptes Rendus. Géoscience*, 337(5), 539-545.
- [10]. Safari, H. O., Pirasteh, S., & Mansor, S. B. (2011). Role of the Kazerun fault for localizing oil seepage in the Zagros Mountain, Iran: an application of GiT. *International Journal of Remote sensing*, 32(1), 1-16.
- [11]. Carminati, E., Aldega, L., Trippetta, F., Shaban, A., Narimani, H., & Sherkati, S. (2014). Control of folding and faulting on fracturing in the Zagros (Iran): The Kuh-e-Sarbalesh anticline. *Journal of Asian Earth Sciences*, 79, 400-414. doi.org/10.1016/j.jseae.2013.10.018.
- [12]. Mobasher, K., & Babaie, H. A. (2008). Kinematic significance of fold-and fault-related fracture systems in the Zagros mountains, southern Iran. *Tectonophysics*, 451(1-4), 156-169. doi.org/10.1016/j.tecto.2007.11.060.
- [13]. Koyi, H. A., Ghasemi, A., Hessami, K., & Dietl, C. (2008). The mechanical relationship between strike-slip faults and salt diapirs in the Zagros fold-thrust belt. *Journal of the Geological Society*, 165(6), 1031-1044.
- [14]. Berberian, M. (1995). Master "blind" thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics. *Tectonophysics*, 241(3-4), 193-224. doi.org/10.1016/0040-1951(94)00185-C.
- [15]. Talbot, C. J., & Jarvis, R. J. (1984). Age, budget and dynamics of an active salt extrusion in Iran. *Journal of Structural Geology*, 6(5), 521-533. doi.org/10.1016/0191-8141(84)90062-2.
- [16]. Martin, A. Z. (2001). Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. *GeoArabia*, 6(3), 445-504.
- [17]. Bordenave, M. L. (2014). Petroleum systems and distribution of the oil and gas fields in the Iranian part of the Tethyan Region.
- [18]. Bordenave, M. L., & 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. doi.org/10.1144/SP330.
- [19]. Arian, M., & Noroozpour, H. (2015). Tectonic geomorphology of Iran's salt structures. *Open Journal of Geology*, 5(2), 61-72.
- [20]. Shafiei, A., & Dusseault, M. B. (2012, June). Natural fractures characterization in a carbonate heavy oil field. In ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium (pp. ARMA-2012). ARMA.
- [21]. Kamali, M. R., & Rezaee, M. R. (2003). Burial history reconstruction and thermal modelling at Kuh-e Mond, SW Iran. *Journal of petroleum Geology*, 26(4), 451-464.
- [22]. Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). *The biomarker guide* (Vol. 1). Cambridge university press.
- [23]. Peters, K. E., & Moldowan, J. M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic geochemistry*, 17(1), 47-61. doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M.
- [24]. Waples, D. W., & Machihara, T. M. (1991). Biomarkers for geologists. AAPG methods in exploration series no. 9. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.
- [25]. Holba, A. G., Ellis, L., Dzou, I. L., Hallam, A., Masterson, W. D., Francu, J., & Fincannon, A. L. (2001, September). Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils. In 20th international meeting on organic geochemistry (Vol. 1, p. 464). EAOG Nancy, France.