

## Genetic classification and geochemical evaluation of oil families in the South Dezful Embayment, southwest of Iran

Bahram Alizadeh<sup>1\*</sup>, Amir Abbas Jahangard<sup>1</sup>, Majid Alipour<sup>1</sup>, Ahmad Reza Gandumi Sani<sup>2</sup>

1- Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

2- Exploration Directorate, National Iranian Oil Company (NIOC EXP), Tehran, Iran

**Keywords:** South Dezful Embayment, Asmari, Bangestan and Khami reservoirs, Oil families, Oil geochemistry

### 1-Introduction

The southernmost part of the Dezful Embayment comprises the high API gravity oil and gas reservoirs trapped within a series of anticlines associated with a paleo-high structure, namely Kharg-Mish paleo-high. The oil and gas are trapped in four different intervals including the Surmeh (Upper Jurassic), Fahliyan (Neocomian), Gadvan (Barremian) and Dariyan (Aptian) formations. The reservoirs are separated by intermediate cap rocks, such as the Hith anhydrite or Gadvan marls. The thick shaly Kazhdumi Formation finally sealed the migrated hydrocarbons and isolated these oils from overlaying Upper Cretaceous-Tertiary oils (Asmari-Sarvak reservoirs). Due to a complicated sequence of folding and faulting, the nature of petroleum generation, migration and entrapment processes are still anonymous in this area.

Petroleum geochemistry provides crucial information on the nature of existing petroleum systems and their evolution. This work displays how detailed geochemical information can help to define lithology, organic matter type, and depositional environment of petroleum source rocks. Also, exercising statistical techniques can considerably facilitate the establishment of the genetic oil families within the study area. In this study, we investigated the possible genetic relationships between the two oil families belonging to Jurassic-Lower Cretaceous and the Upper Cretaceous-Tertiary reservoirs. These findings can significantly reduce the exploration risk and improve future filed development plans.

### 2-Geological setting

The Dezful Embayment is a part of the Folded and Faulted Zagros, a basin with an initial horst-graben nature, which is complicated later by structural dynamism (controlled by basement faults) in conjunction with halo-kinetic movements (Sherkati and Letouzey, 2004; Bordenave and Hegre, 2005; Fard et al., 2006). Repeated activation of NW-SE and NE-SW basement faults, mostly inherited from Precambrian orogenic and epeirogenic phases, has resulted in vertical and lateral facies changes during the evolution of the Zagros basin. Our study area is located between the Qatar-Kazerun Fault (QKF) from the east and the Kharg-Mish Fault (KMF) from the west (Fig. 1). The Mountain Front Fault (MFF) and the Zagros Frontal Fault (ZFF) respectively define the northern and southern boundaries of this area.

### 3- Samples and methods

Comprehensive geochemical analyses, including liquid chromatography, stable carbon isotope analysis, gas chromatography, and gas chromatography-mass spectrometry, were conducted on 14 oil samples from four different reservoirs, including Surmeh (Upper Jurassic), Fahliyan (Neocomian), Sarvak (Upper Cretaceous) and Asmari (Oligo-Miocene). The samples are collected from nine exploratory wells covering the whole study area. Genetic oil family classification of these samples was carried out utilizing geochemical and statistical

\*Corresponding author: alizadeh@scu.ac.ir

DOI: 10.22055/AAG.2020.31504.2053

Received 2019-10-23

Accepted 2020-02-06

techniques. HCA and PCA techniques were employed using a total of 15 source and age-related biomarker ratios (Peters et al., 2005) to define the genetic relations between the studied oils (Fig 2). Five steranes, nine hopanes, and one aromatic biomarker ratios were adopted for this purpose. The distance measurement method was used as "Euclidian" and the "Average within groups" was applied for the hierarchical clustering of the data set.

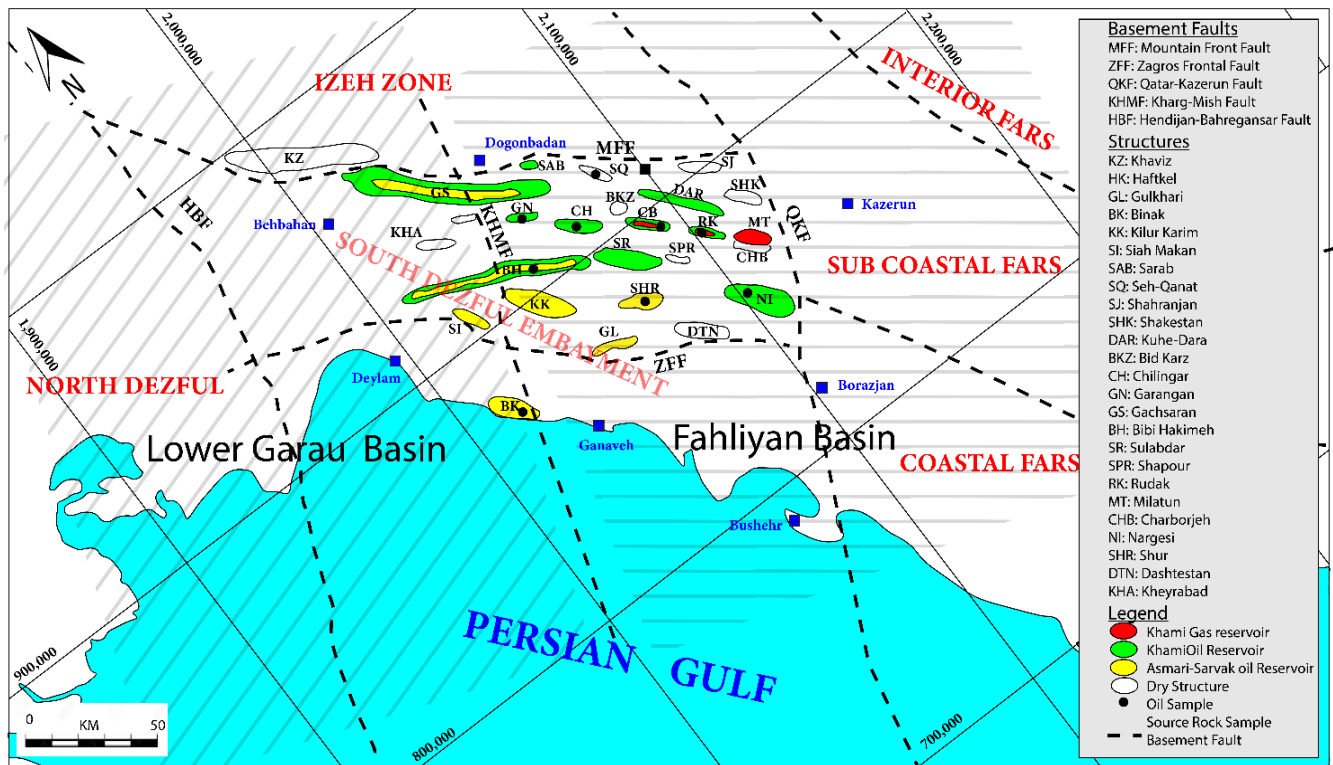


Fig. 1. Geographic distribution of studied oilfields within South Dezful Embayment (modified from Zagros structures Index Map, NIOC Exploration Directorate, 2001).

### 3- Results and discussion

The studied oils' gross compositional properties, including the API gravity, saturate, and asphaltene contents and the stable carbon isotope ratios of the asphaltene, classify the studied oils into two distinct oils families (Fig 3). The Asmari-Sarvak oil family is differentiated from the Khami Group oil family based on low  $C_{24}$ Tetracyclic/ $C_{23}$  Tricyclic terpanes, low Ts/Tm, and low tricyclic terpanes ( $C_{23}$ - $C_{33}$  homologs). In contrast, the Khami group oils are characterized by relatively higher concentrations of  $C_{30}$  Diahopne and  $C_{29}$ Ts. The  $C_{35}/C_{34}$  homohopane ratio ( $\geq 1$ ) for the Asmari-Sarvak oils is different from the ratios for Khami Group oils ( $< 1$ ). Regular sterane distribution patterns (i.e., m/z 217 and m/z 218 mass chromatograms) showing the predominance of  $C_{29}$  sterane would suggest a significant terrigenous input to the source rock of the Khami Group oils. Similar concentrations of  $C_{27}$  and  $C_{29}$  regular steranes in the sterane distribution pattern of the Asmari-Sarvak oil are consistent with the contribution of mixed terrigenous-marine organic matter to the related source rock (Waples and Machihara, 1991). Extended tricyclic terpane ratios (Holba et al., 2001) are higher than 0.68 in the Khami Group oils and less than 0.65 for the Asmari-Sarvak oil family. The ETR parameter suggests but does not prove, that the Asmari-Sarvak oils are originated from Middle to Late Cretaceous source rock (i.e., the Kazhdumi Formation), while the Khami Group oils should be derived from an older (Early Cretaceous) source rock. Based on the maturity-related biomarkers from steranes (Seifert and Moldowan, 1978) and triaromatic steroids (Mackenzie et al., 1981), the Asmari-Sarvak oil family is originated from a source rock with a thermal maturity as high as the middle oil window. The Khami Group oil family, by contrast, is generated by a mature source rock in the peak of oil generation.

### 4-Conclusion

Investigations of the oil biomarker fingerprints ( $m/z$  191,  $m/z$  217 and  $m/z$  231), hierarchical cluster analysis (HCA) and principal component analysis (PCA) deduced that the oils in the South Dezful Embayment could be classified into two major genetic families: the Khami Group oils and the Asmari-Sarvak oils. According to various biomarker ratios, the Asmari-Sarvak oil family is most likely originated from an anoxic to a semi-anoxic source rock (i.e., the Kazhdumi Formation) with mixed marine-terrigenous organic matter input and marly-carbonate facies. The source rock of this family has reached a thermal maturity level equivalent to the middle of the oil window. In contrast, the Khami Group oils are generated from a mature source rock corresponding to the peak of the oil generation window.

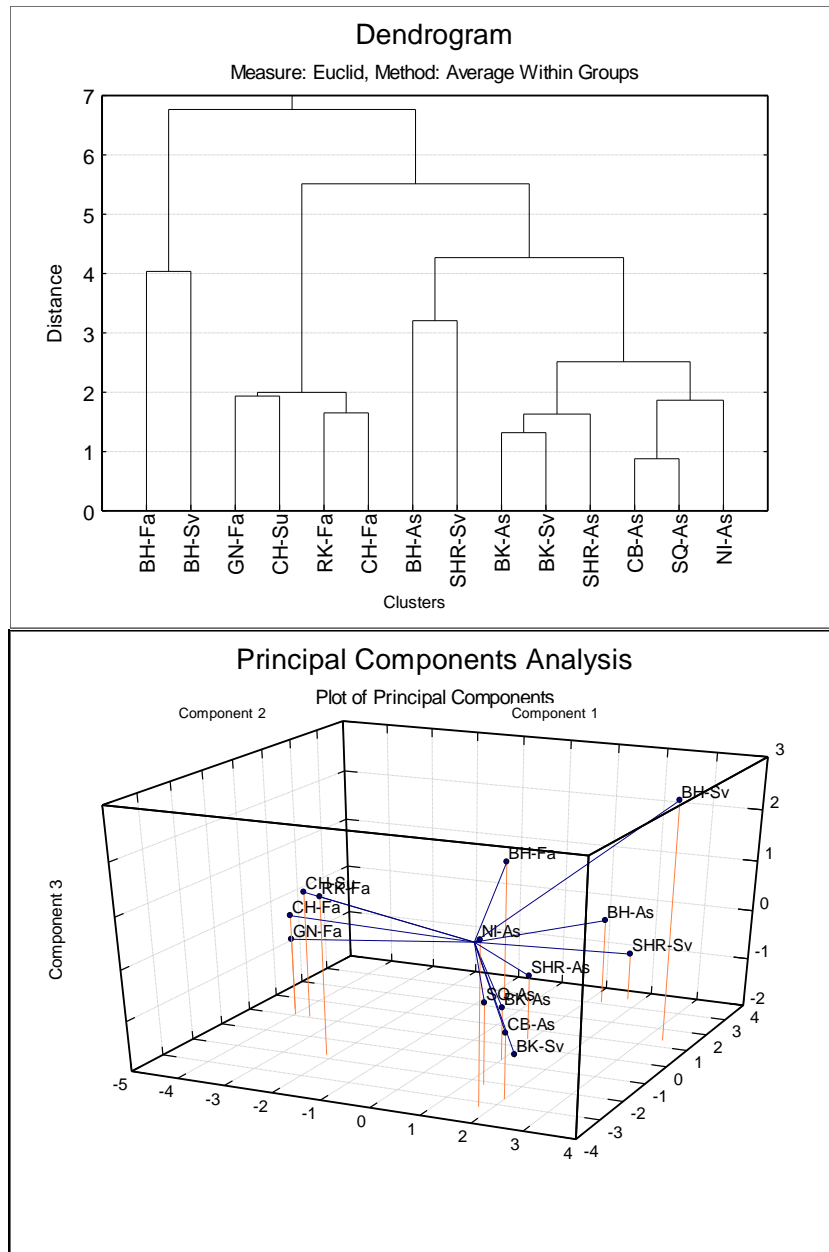


Fig. 2. Oil family classification in South Dezful Embayment according to Hierarchical Cluster Analysis (HCA) and Principle Component Analysis (PCA). The oil samples were classified into two major oil families of Sarvak-Asmari and Khami based on 15 source and age-related biomarker ratios.

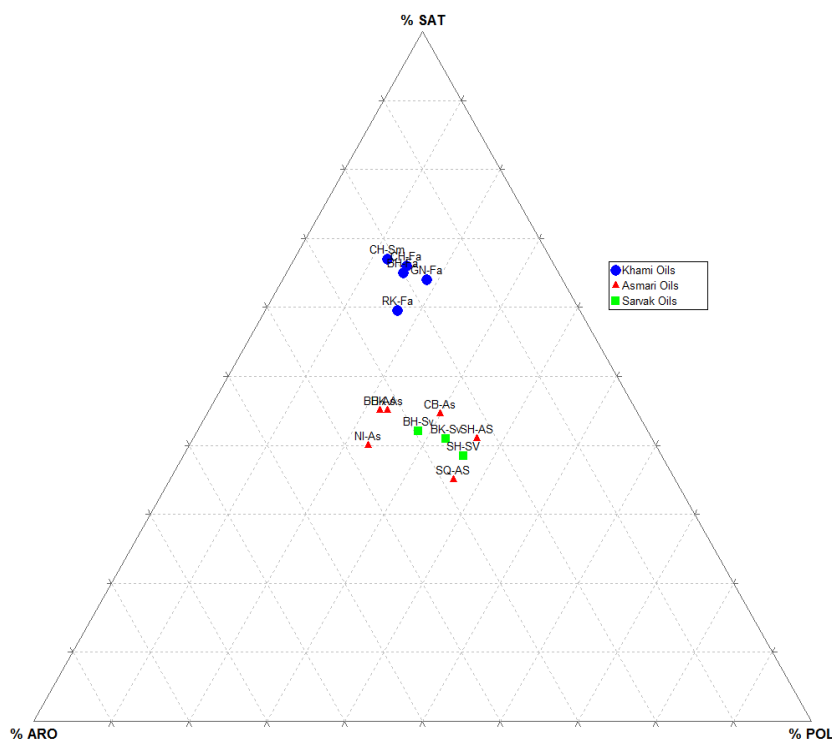


Fig. 3. Oil families classification based on the relative proportions of the saturates aromatics and polar compounds (resin and asphaltene).

The probable source rocks related to this oil family (i.e., the Lower Cretaceous Gadvan and Dariyan formations) were most likely deposited under semi-anoxic to dysoxic depositional conditions, where extended amounts of terrigenous organic matter could enter the basin. Generally, our results indicate that the immature to marginally-mature Pabdeh Formation has acted as a subordinate source rock impregnating the Asmari-Sarvak oils.

### Acknowledgments

The authors would like to thank the Shahid Chamran University of Ahvaz, particularly to the geology department for providing petroleum laboratory facilities, National Iranian Oil Company, Exploration Directorate (NIOC EXP), particularly geochemical research department for financial supports as well as technical management for providing samples and geological information.

### References

- Bordenave, M., Hegre, J., 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of Petroleum Geology* 28, 339-368.
- Fard, I.A., Braathen, A., Mokhtari, M., Alavi, S.A., 2006. Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. *Petroleum Geoscience* 12, 347-362.
- Holba, A., Ellis, L., Dzou, I., Hallam, A., Masterson, W., Francu, J., Fincannon, A., 2001. Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils, 20th International Meeting on Organic Geochemistry. EAOG Nancy, France, p. 464.
- Mackenzie, A., Hoffmann, C., Maxwell, J., 1981. Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 45, 1345-1355.
- Peters, K.E., Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J., 2005. *The biomarker guide*. Cambridge University Press.
- Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1978. Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 42, 77-95.

- Sherkati, S., Letouzey, J., 2004. Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21, 535-554.
- Waples, D., Machihara, T., 1991. *Biomarkers for Geologists. AAPG Methods in Exploration Series No. 9.* American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Alizadeh, B., Jahangard, A.A., Alipour, M., Gandumi Sani, A.R., 2020. Genetic classification and geochemical evaluation of oil families in the South Dezful Embayment, southwest of Iran. *Adv. Appl. Geol.* 10(2), 208-223.

DOI: 10.22055/AAG.2020.31504.2053

url: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_15334.html?lang=en](https://aag.scu.ac.ir/article_15334.html?lang=en)

## تعیین خانواده‌های نفتی و توصیف ژئوشیمیایی آن‌ها در فروافتادگی دزفول جنوبی، جنوب غربی ایران

بهرام علیزاده\*

دانشکده علوم زمین، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه شهیدچمران اهواز، اهواز، ایران

امیرعباس جهانگرد

دانشکده علوم زمین، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه شهیدچمران اهواز، اهواز، ایران

مجید علیپور

دانشکده علوم زمین، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه شهیدچمران اهواز، اهواز، ایران

احمدرضا گندمی ثانی

مدیریت اکتشاف، شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۸/۰۱ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۱۱/۱۷

\*alizadeh@scu.ac.ir

### چکیده

در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول، وجود ساختارهای نفتی متعدد و مخازن هیدروکربنی در افق‌های مختلف در مجاورت ساختارهای فاقد هیدروکربن نشان‌دهنده پیچیدگی ساختاری و فرآیندهای زایش، مهاجرت و به تله افتادگی هیدروکربن در این ناحیه است. بر همین اساس به منظور تبیین ارتباط ژنتیکی بین خانواده‌های نفتی و روشن‌تر ساختن وضعیت سیستم‌های نفتی فعال در منطقه، با بکارگیری روش‌های ژئوشیمیایی، ارتباط بین نفت‌های مخازن ژوراسیک با مخازن کرتاسه-ترشیری مورد بررسی قرار گرفت. ویژگی‌های کلی نفت و اثرانگشت‌های نفتی، وجود دو خانواده نفتی مجزا در مخازن آسماری-سروک و مخازن گروه خامی در منطقه مورد مطالعه را محتمل جلوه می‌دهد. تمایزات بیومارکری وابسته به منشأ و بلوغ به‌خوبی سنگ‌های منشأ متفاوتی را برای نفت‌های موجود پیشنهاد می‌کنند. نفت مخازن آسماری-سروک دارای بلوغی در محدوده اواسط پنجره نفتی هستند و هیدروکربن آن‌ها از منشأ یکسان و از نوع کربناته-مارنی با مشارکت مواد آلی دریایی-تخریبی مشتق شده است. شرایط رسوبگذاری سنگ منشأ این گروه عمدتاً احیایی تا نیمه احیایی بوده است. خانواده نفتی گروه خامی از سنگ منشأ قدیمی‌تر به سن کرتاسه زیرین و در شرایط رسوبگذاری نیمه‌اکسیدی-نیمه‌احیایی و با غلبه مواد آلی با منشأ تخریبی زایش یافته است. بلوغ سنگ منشأ این گروه از نفت‌ها در محدوده پیک زایش هیدروکربن قرار دارد.

**کلمات کلیدی:** فروافتادگی دزفول جنوبی، مخازن نفتی آسماری، بنگستان و خامی، خانواده نفتی، ژئوشیمی نفت

### مقدمه

جنوبی‌ترین بخش کمربند چین‌خورده زاگرس در دزفول جنوبی، یکی از زیرحوضه‌های نفتی مهم در جنوب غرب ایران است. در این ناحیه مخازن آسماری (الیکومیوسن) و بنگستان (کرتاسه فوقانی) حاوی مقادیر چشمگیر نفت قابل استحصال در تله‌های نفتی تاکدیمیسی-گسلی هستند. توالی رسوبی ژوراسیک فوقانی-کرتاسه زیرین (گروه خامی) محدوده مورد مطالعه حاوی منابع قابل ملاحظه‌ای از نفت با درجه سنگینی بالا (نفت سبک) و گاز در ساختارهای مرتبط با یک بلندای قدیمه (paleo-high) هستند (Fard et al., 2006; Bordenave and Hegre, 2010). به دلیل مطالعات زمین‌شناسی و ژئوشیمیایی محدود انجام شده در این بخش، ماهیت زایش هیدروکربن و مهاجرت آن از میان تاکدیس‌های به‌شدت گسل‌خورده همچنان ناشناخته است.

دو سیستم نفتی مشخص و مجزا در توالی رسوبی ژوراسیک-ترشیری در محدوده مورد مطالعه قابل توصیف هستند. سیستم نفتی کرتاسه فوقانی-ترشیری دارای سنگ منشأ سازند کژدمی به سن آلبین بوده که بخشی از نفت آن در مخازن گروه بنگستان (سازندهای سروک-ایلام) تجمع یافته و بخشی دیگر مخزن آسماری را در برخی از میادین تغذیه کرده است

(Bordenave and Hegre, 2010; Bordenave, 2014). سازندهای

شیلی-مارنی پابده و گورپی و سازند تبخیری گچساران، پوش‌سنگ‌های مخازن مربوطه را تشکیل می‌دهند.

سیستم نفتی ژوراسیک بالایی-کرتاسه زیرین همان‌گونه که اشاره شد با داشتن ذخایر قابل توجهی از نفت سبک حائز اهمیت است. نفت از سازند مارنی گدوان زیرین (Bordenave and Burwood, 1990; Bordenave and Huc, 1995; Bordenave and Hegre, 2010) و سازند کربناته-مارنی داریان تولید شده و از طریق سیستم پیچیده‌ای از گسل‌ها و چین‌خوردگی‌ها در افق‌های مخزنی سورمه، فهلپان، گدوان و داریان تجمع یافته است. سازند انیدریتی هیث، شیل‌های گدوان و شیل‌های زبانه کژدمی، پوش‌سنگ‌های حدواسط در این سیستم نفتی را تشکیل می‌دهند. این درحالی است که سازند کژدمی با ضخامت حدود ۲۰۰ تا ۳۰۰ متر از تناوب شیل و مارن به‌عنوان پوش‌سنگ نهایی این سیستم نفتی محسوب می‌شود و آن را از سیستم نفتی کرتاسه فوقانی-ترشیری مجزا می‌سازد. (Bordenave and Hegre, 2010) تفاوت‌های بارز ژئوشیمیایی نفت مخازن گروه خامی با نفت مخازن آسماری-سروک به روشنی مجزا بودن این دو سیستم نفتی را تأیید می‌نماید.



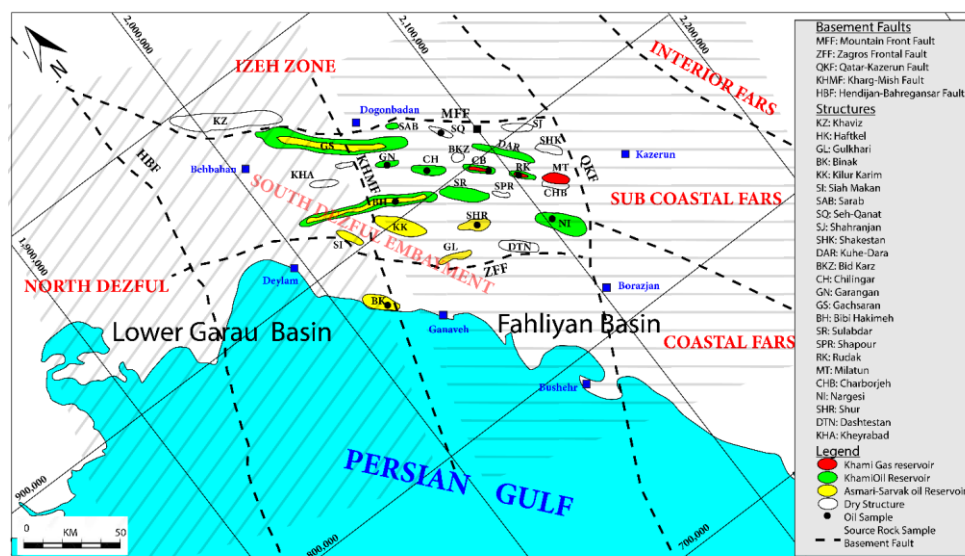
توسط گسل‌های پی‌سنگی است (Letouzey and Sherkati, 2004; Bordenave and Hegre, 2005).

جنوبی‌ترین بخش فروافتادگی دزفول از طرف شرق با گسل قطر-کازرون (QKF) محاط شده است. به سمت شمال شرق، این حوضه رسوبی توسط گسل پی‌سنگی جبهه کوهستان زاگرس (MFF) با امتداد NW-SE از زاگرس چین‌خورده ساده جدا می‌شود. مرز غربی حوضه، گسل پی‌سنگی خارک-میش (KHMF) با امتداد NE-SW است که ایجادکننده یک ساختار بلندای قدیمه در طی زمان کرتاسه-ترشیری است (Fard et al., 2006; Bordenave and Hegre, 2010). از سمت جنوب، حوضه توسط گسل پی‌سنگی پیشانی زاگرس (ZFF) با یک شیب تند از حوضه پیش‌خشکی خلیج‌فارس متمایز می‌گردد (شکل ۱).

وجود چنین سیستم‌های نفتی فعال و پویا در محدوده مورد مطالعه، ضرورت انجام مطالعات ژئوشیمیایی و مدل‌سازی تاریخچه تدفین را بیش از پیش روشن می‌سازد. انجام چنین مطالعاتی در کاهش ریسک اکتشاف و به حداقل رساندن حفر چاه‌های خشک و نیز تعیین اهداف اکتشافی آتی بسیار حائز اهمیت هستند. بر این اساس، هدف از این مطالعه تعیین خانواده‌های نفتی و توصیف ژئوشیمیایی آنها در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول با تکیه بر روش‌های ژئوشیمیایی آلی می‌باشد.

### زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

فروافتادگی دزفول یک فروافتادگی ساختاری از کمربند چین‌خورده و گسل‌خورده زاگرس و یک حوضه با دینامیک ساختاری پیچیده و کنترل شده



شکل ۱- موقعیت ساختارها و پراکندگی مخازن مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول جنوبی (برگرفته از نقشه ساختارهای زاگرس، مدیریت اکتشاف، شرکت ملی نفت ایران (Maghsoodi, 2001).

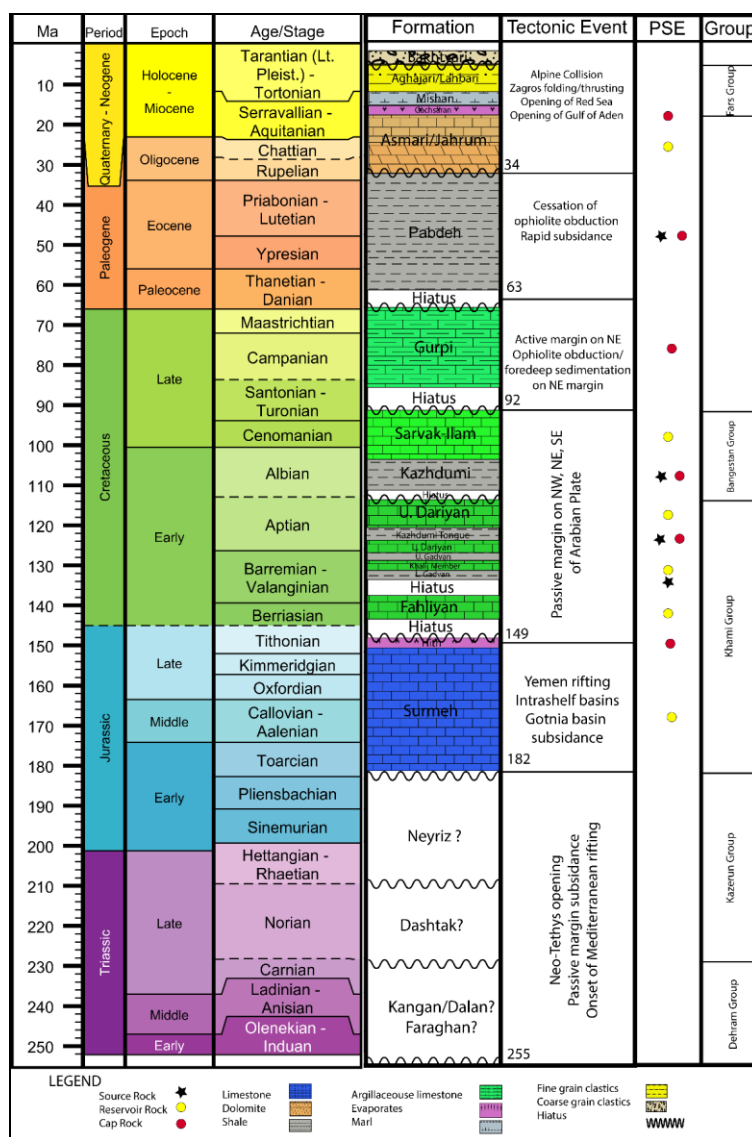
Fig. 1. Geographic distribution of studied oilfields within South Dezful Embayment (modified from Zagros structures Index Map, NIOC Exploration Directorate (Maghsoodi, 2001).

فعالیت مجدد گسل‌های پی‌سنگی با امتداد NW-SE و فعالیت مجدد گسل‌های پی‌سنگی و حرکات گسل‌های پی‌سنگی و نقش مؤثری بر شکل‌گیری و پرشدگی تله‌های چین‌خوردگی زاگرس، نقش مؤثری بر شکل‌گیری و پرشدگی تله‌های هیدروکربنی و حفظ هیدروکربن داشته است (Beydoun, 1993; Bordenave and Hegre, 2005). به عنوان مثال حرکات امتداد لغزی ناشی از جنبش‌های کوهزایی زمان سنومانین در امتداد دو گسل پی‌سنگی قطر-کازرون و خارک-میش سبب ایجاد یک فروافتادگی ساختاری به نام فروافتادگی بینک-بrazجان و یک برآمدگی ساختاری به نام بلندای قدیمه خارک-میش شده است (Sherkati and Letouzey, 2004; Bordenave, 2014; Baniasad et al., 2017). سازند سورمه (باتونین پایانی-کیمرجین) عمیق‌ترین افق حفاری شده در فروافتادگی دزفول جنوبی است و شامل رسوبات رمپ کربناته کم‌عمق دریای ژوراسیک است (شکل ۲). این سازند معادل چینه‌شناسی و مخزنی سازند عرب در خلیج‌فارس و عربستان بوده و از یک توالی رسوبی پسرونده شامل کربنات و تخییری تشکیل یافته است. در طی ژوراسیک پایانی (تیتونین) رسوب‌گذاری رخساره‌های تخییری کولابی سازند هیث در یک محیط پسرونده صورت گرفته است. حرکات تکتونیکی کرتاسه آغازی (برایزن-والانژین) با

فعالیت مجدد گسل‌های پی‌سنگی پرکامبرین با امتداد NW-SE و فعالیت مجدد گسل‌های پی‌سنگی و حرکات گسل‌های پی‌سنگی و تغییرات رخساره‌ای قائم و جانبی را در طی آخرین فازهای کوهزایی آلی زاگرس ایجاد کرده است. در طی پرمین زیرین-کرتاسه میانی (در حدود ۲۵۵ تا ۹۲ میلیون سال قبل) فروافتادگی دزفول جنوبی بخشی از حاشیه شمالی صفحه عربی واقع در عرض جغرافیای قدیمه ۲۵ تا ۳۰ درجه بوده است (Beydoun et al., 1992; Sepehr and Cosgrove, 2004; Bordenave and Hegre, 2005). Navabpour and Barrier, 2012). حکم‌فرمایی رژیم فشارشی با آغاز فرورانش افیولیت‌ها در زمان تورونین میانی، حوضه را به یک حاشیه فعال تبدیل کرده است. در انتها، حوضه فورلندی زاگرس با مقادیر بسیار زیادی از رسوبات آواری فلیش (رخساره‌های جلوی شیب سازند آغا‌جاری) و در طی آخرین فازهای کوهزایی آلی پر شده است (Ziegler, 2001; Alsharhan, 2014). توالی رسوبی مزوزوئیک و سنوزوئیک در فروافتادگی دزفول جنوبی دربرگیرنده سنگ‌های منشأ با توان بالای هیدروکربن‌زایی می‌باشد (Alizadeh et al., 2012) که با مخازن متخلخل و شکسته شده و لایه‌های ناتراوا به صورت بین لایه‌ای در ارتباط هستند (Murriss, 1980).

رسوبی، معرف رخدادهای فشارشی پس از آغاز کرتاسه فوقانی است. به دنبال پایان یافتن فرورانش پوسته اقیانوسی عربی به زیر صفحه اوراسیا در انتهای کرتاسه (۶۳ میلیون سال قبل)، این حوضه تکامل خود را به شکل یک حوضه پیش خشکی ادامه داده است. این حوضه تازه تغییر شکل یافته زاگرس، توسط رخساره‌های عمیق سازند پابده و به دنبال آن رخساره‌های کم عمق تر سازند آسماری، در طی پالئوسن-الیگوسن زیرین از رسوب پر شده است. در طی میوسن میانی تا پلیستوسن آغازی، این حوضه پیش خشکی، مرکز رسوب گذاری گروه فارس بوده است. فرونشست سریع، خصوصاً در زمان میوسن سبب تجمع ضخامت بسیار زیاد رسوبات تخییری-تخییری در یک حوضه کم وسعت پسرورنده شده است (شکل ۲). چین خوردگی‌های ناهماهنگ و گسل‌های متعدد و سطوح جدایش مکرر (به سبب وجود لایه‌های ضخیم نامقاومی چون سازند گچساران) سبب رسوبگذاری لایه‌های جوان تر (سازند آغاچاری، عضو لهبری و سازند بختیاری) به خصوص در زمان میوسن میانی شده است.

فعال سازی مجدد گسل پی‌سنگی خارک- میش سبب رسوب گذاری سنگ منشأ گرو در غرب و رخساره‌های مخزنی کم عمق رمپ میانی سازند فهلیان در شرق این گسل گردیده است (van Buchem et al., 2001; Ziegler, 2001). شیل، مارن و سنگ آهک (عضو خلیج) سازند گدوان به سن نوکومین پایانی-آپسین آغازین در یک محیط کم انرژی دریای باز رسوب یافته‌اند (van Buchem et al., 2001). بخش زیرین و میانی سازند داریان متشکل از رخساره‌های پلاژیک با حکم‌فرمایی متناوب شرایط عدم اکسیژن در بستر حوضه به تدریج به سمت بالا به کرنات‌های کم عمق داریان بالایی تغییر رخساره داده است. پس از وقفه رسوبی (Hiatus) آپسین پایانی-آلبین آغازی، حوضه رسوبی کژدمی در فروافتادگی دزفول و بخش عمده‌ای از فارس به شکل یک توالی رسوبی بزرگ مقیاس و تحت شرایط رسوب گذاری تخییری دریایی عمیق (Deep marine clastics) گسترش یافته است (شکل ۲). فرورانش تتیس جوان که در ۹۲ میلیون سال قبل آغاز شده است حوضه رسوب گذاری دریای کرتاسه را به یک حاشیه قاره‌ای فعال مبدل ساخته است. نبودهای چین‌های و ناپیوستگی‌های مکرر در توالی



شکل ۲- ستون چینه‌شناسی، رخدادهای تکتونیکی عمده و عناصر سیستم‌های نفتی موجود در جنوبی‌ترین بخش از فروافتادگی دزفول (Ziegler, 2001; Al-Husseini, 2008; Ogg, 2009; Cohen et al., 2013; Alsharhan, 2014; Bordenave, 2014).

Fig. 2. Stratigraphic column, major tectonic events and petroleum system elements in southernmost part of Dezful Embayment.



## روش کار

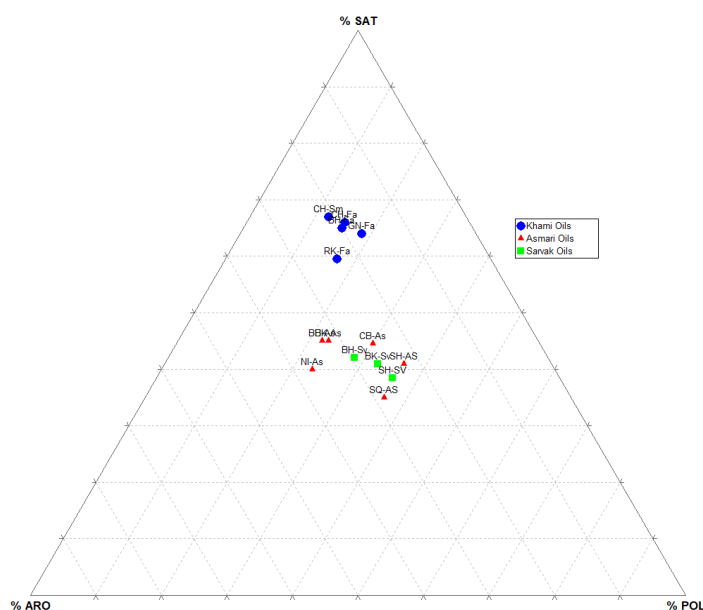
یکدیگر جدا شده و اندازه گیری می شوند. ترکیب ایزوتوپی هر مولکول بر مبنای مقایسه با ترکیب ایزوتوپی در نمونه استاندارد (PDB) بیان می شوند. برای انجام تجزیه و تحلیل خوشه بندی سلسله مراتبی (HCA) از تعداد ۱۴ نمونه نفتی استفاده شده است. برای این منظور از ۱۵ پارامتر بیومارکری وابسته به منشأ استفاده شده که از این تعداد ۵ پارامتر متعلق به استرانها، ۹ عدد مربوط به هوپانها و یک پارامتر وابسته به آروماتیکها می باشد. در تحلیل آماری HCA، برای محاسبه فاصله بین خوشهها از روش اقلیدسی (Euclid) استفاده شده و روش میانگین در هر گروه (Average within Groups) به منظور خوشه بندی بکار گرفته شده است. همچنین تحلیل آماری اجزای اصلی (PCA) نیز بر روی تعداد مشابه متغیرهای بکار رفته در روش HCA انجام گرفت که نتایج خوشه بندی یکسان به دست آمده در شکل شماره ۵ نمایش داده شده است.

## بحث و نتایج

## طبقه بندی خانواده های نفتی بر مبنای ترکیب کلی نفت و روش های آماری

بر اساس درجه سنگینی ( $API^{\circ}$  gravity)، درصد برش های اشباع، آروماتیک و ترکیبات قطبی و همچنین ترکیب ایزوتوپی کربن پایدار برش آسفالتن، نمونه های نفت به دو خانواده اصلی نفت مخازن آسماری- سروک و نفت مخازن گروه خامی قابل تفکیک هستند (شکل های ۳ تا ۵ و جدول ۱). خانواده نفتی گروه خامی با داشتن درجه سنگینی بالا ( $API > 38^{\circ}$ )، مقادیر بسیار اندک آسفالتن ( $ASP < 1.5\%$ )، مقادیر بالای هیدروکربن های اشباع ( $SAT > 60\%$ ) و میانگین نسبت ایزوتوپی  $-27\%$  از خانواده نفتی آسماری- سروک با میانگین درجه سنگینی  $30^{\circ}$  API، مقادیر آسفالتن بیش از ۷ درصد و مقادیر درصد برش اشباع کمتر از ۴۵ درصد شناخته می شوند. ترکیب ایزوتوپی میانگین کربن آسفالتن این گروه  $26\%$  می باشد (جدول ۱). بر اساس این پارامترها می توان بیان کرد که خانواده نفتی گروه خامی دارای بلوغ حرارتی بالاتری نسبت به خانواده نفتی آسماری- سروک می باشند.

در این مطالعه تعداد ۱۴ نمونه نفت از چاه های اکتشافی ۹ میدان نفتی واقع در جنوبی ترین بخش فروافتادگی ذفول مورد آنالیزهای کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی و آنالیز ایزوتوپی قرار گرفته اند. از این میان، تعداد ۵ نمونه متعلق به مخازن گروه خامی (سازندهای سورمه و فلهپان)، ۶ نمونه مربوط به مخزن آسماری و ۳ نمونه متعلق به گروه بنگستان (مخزن سروک) می باشد. در ابتدا با استفاده از حلال نرمال هپتان، آسفالتن موجود در نمونه ها جدا شده و سپس مالتن باقیمانده به روش کروماتوگرافی ستونی تفکیک گردید. بدین منظور، از یک ستون کروماتوگرافی پر شده از آلومینای فعال (فاز ساکن) و حلال های نرمال هگزان، بنزن و ترکیبی از دی کلرومتان- متانول (فازهای متحرک) به ترتیب برای تفکیک برش های اشباع، آروماتیک و رزین استفاده گردیده است. در ادامه آنالیزهای کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی (GCMS) بر روی برش های اشباع و آروماتیک توسط یک دستگاه کروماتوگرافی گازی Hewlett Packard 5971A متصل به یک طیف سنج جرمی Hewlett Packard 5888 انجام شد. برنامه حرارتی بکار رفته در آنالیز کروماتوگرافی گازی در محدوده دمایی ۴۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی گراد با نرخ افزایشی ۴ درجه سانتی گراد در دقیقه و یک دوره همدمای (ایزوترمال) به مدت ۱۵ دقیقه بوده است. گاز هلیوم به عنوان گاز حامل با مقدار جریان ثابت در طی انجام آنالیز مورد استفاده قرار گرفته است. بدین ترتیب میزان غلظت ترکیبات هیدروکربنی از جمله شاخص های زیستی (بیومارکرها) بر مبنای استاندارد بکار رفته و با محاسبه مساحت زیر هر پیک اندازه گیری گردید. جهت اندازه گیری ترکیب ایزوتوپ پایدار کربن، برش های آسفالتن نمونه های نفتی توسط دستگاه آنالیزگر عنصری - طیف سنج جرمی ایزوتوپی EA-IRMS مورد آنالیز قرار گرفته اند. در این دستگاه، کربن آلی موجود در نمونه ها با احتراق در دمای ۱۰۰۰ درجه سانتی گراد به گاز مونواکسید کربن تبدیل می شود. سپس گاز حاصل به درون یک ستون کروماتوگرافی که تحت شرایط همدمای قرار دارد وارد شده و نهایتاً ترکیبات خروجی از ستون به ترتیب توسط بخش IRMS بر اساس جرم مولکولی از



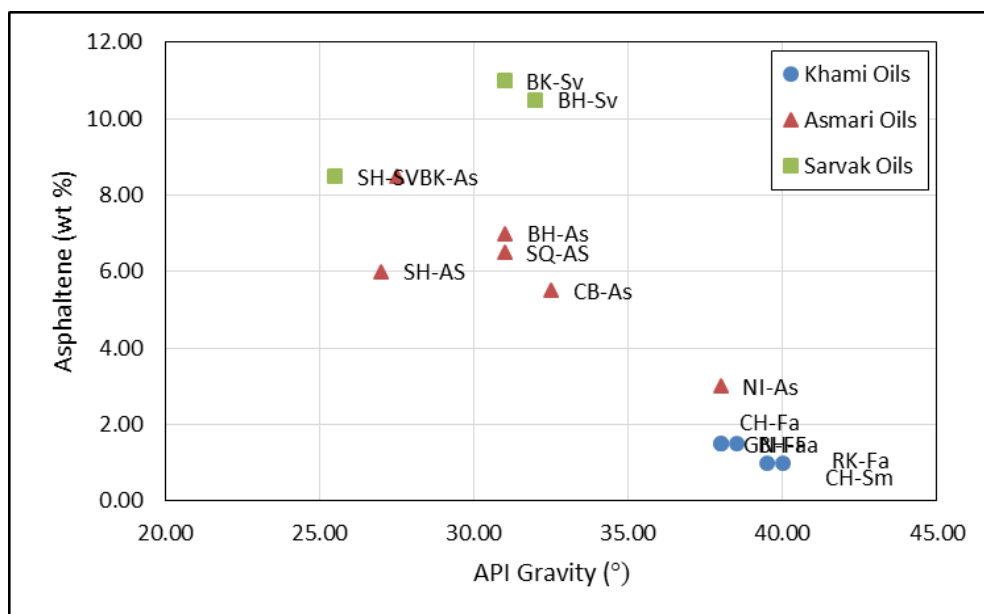
شکل ۳- طبقه بندی خانواده های نفتی بر اساس ترکیب برش های نفتی اشباع، آروماتیک و ترکیبات قطبی (رزین و آسفالتن).

Fig. 3. Oil families classification based saturates, aromatics and polar compounds (resin and asphaltene).

جدول ۱- ویژگی‌های کلی و نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی نفت مخازن در بخش جنوبی فروافتادگی درفول.

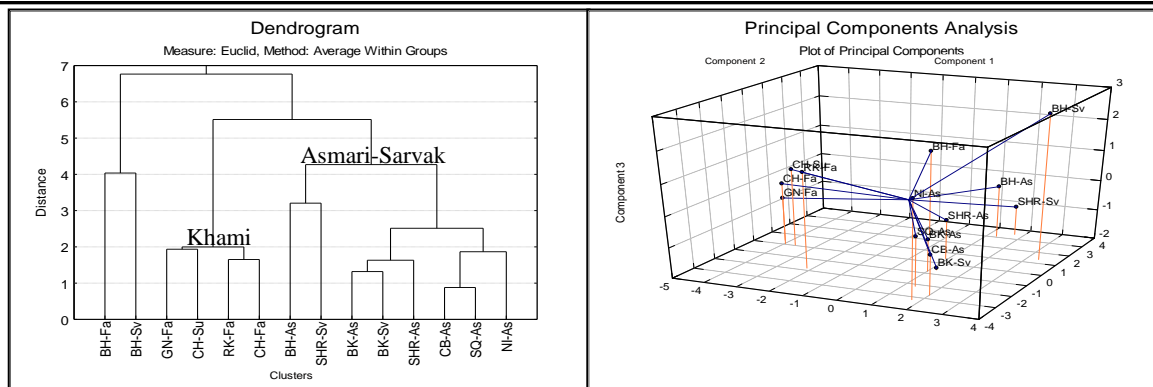
Table 1. Bulk properties and GC parameters of oils in the southern part of the Dezful Embayment.

Well	BH#40	GN#02	RK#01	CH#03	CH#03	BH#40	BK#02	CB#01	NI#01	SHR#01	SQ#01	BH#40	BK#02	SHR#01
Reservoir	Fahliyan	Fahliyan	Fahliyan	Fahliyan	Surmeh	Asmari	Asmari	Asmari	Asmari	Asmari	Asmari	Sarvak	Sarvak	Sarvak
Sample code	BH-Fa	GN-Fa	RK-Fa	CH-Fa	CH-Sm	BH-As	BK-As	CB-As	NI-As	SH-AS	SQ-AS	BH-Sv	BK-Sv	SH-SV
API Gravity	38.50	38.00	40.00	38.00	39.50	31.00	27.50	32.50	38.00	27.00	31.00	32.00	31.00	25.50
%SAT	65.00	64.00	59.50	66.00	67.00	45.00	45.00	44.50	40.00	41.00	35.00	42.00	41.00	38.50
%ARO	20.00	17.50	23.50	19.00	21.00	33.00	32.00	25.50	37.00	22.50	28.50	29.50	26.50	25.50
%POL	15.00	18.50	17.00	15.00	12.00	22.00	23.00	30.00	23.00	36.50	36.50	28.50	32.50	36.00
%ASPH	1.50	1.50	1.00	1.50	1.00	7.00	8.50	5.50	3.00	6.00	6.50	10.50	11.00	8.50
SAT/ARO	3.25	3.66	2.53	3.47	3.19	1.36	1.41	1.75	1.08	1.82	1.23	1.42	1.55	1.51
Pr/nC17	0.55	0.33	0.28	0.32	0.35	0.80	0.65	0.52	0.41	0.75	4.69	0.49	0.69	0.94
Ph/nC18	0.70	0.50	0.53	0.51	0.54	0.72	0.93	0.82	0.63	0.79	5.51	0.72	0.97	0.35
Pr/Ph	0.85	0.67	0.54	0.68	0.72	0.74	0.74	0.67	0.76	1.07	0.82	0.71	0.73	1.15
Pr/Pr+Ph	0.46	0.26	0.35	0.40	0.42	0.55	0.42	0.40	0.43	0.51	0.45	0.46	0.42	0.75
$\delta^{13}C$ ASPH (‰)	-26.90	-26.80	-27.30	-27.00	-27.10	-26.10	-26.50	-25.00	-25.50	-26.40	-25.60	-26.10	-26.30	-26.50
CPI	0.89	0.84	0.85	0.86	0.83	0.99	0.91	0.89	0.90	0.93	0.91	0.96	0.92	0.94



شکل ۴- تفکیک خانواده‌های نفتی بر اساس درجه سنگینی نفت و درصد برش آسفالتن.

Fig. 4. Oil families classification based on API gravity and asphaltene fraction content.

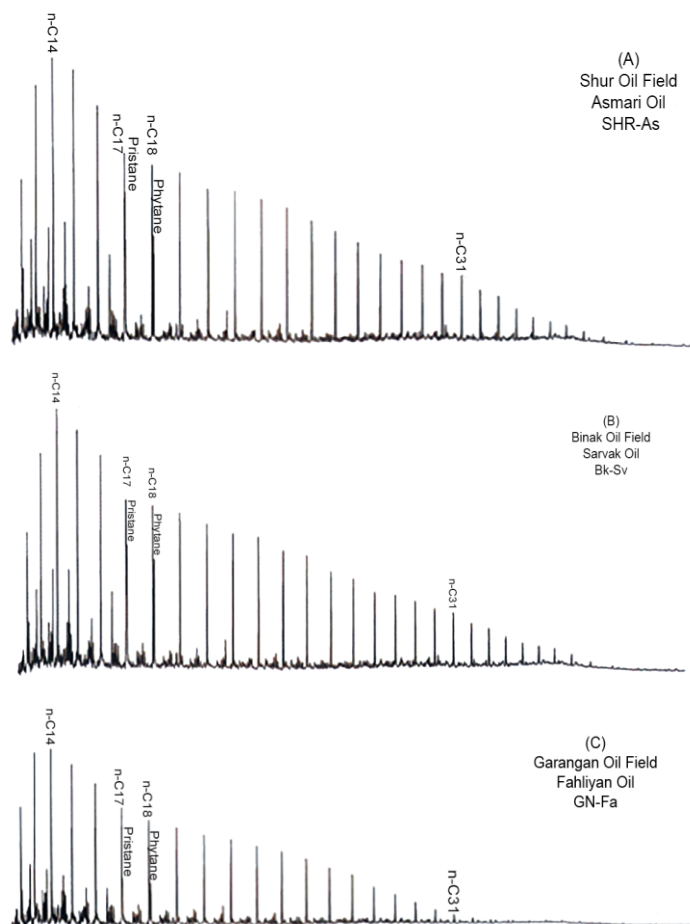


شکل ۵- تعیین خانواده‌های نفتی در فراافتادگی درفول جنوبی با استفاده از دو روش تحلیل خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی (HCA) و بررسی مولفه‌های اصلی (PCA). ۱۲ نمونه نفتی بر مبنای ۱۵ نسبت بیومارکری وابسته به منشأ و سن به دو خانواده اصلی گروه آسماری- سروک و گروه خامی تقسیم‌بندی شده‌اند.

Fig. 5. Oil family classification in South Dezful Embayment according to Hierarchical Cluster Analysis (HCA) and Principle Component Analysis (PCA). 12 oil samples were classified into two major oil families based on 15 source and age-related biomarker ratios.

آغستگی به بیتومن سازند پابده باشد. اختلاف کروماتوگرام‌های گازی نفت‌های گروه خامی در پایین‌تر بودن مقادیر نسبت‌های  $Pr/n-C_{17}$  و  $Ph/n-C_{18}$  و فراوانی کمتر نرمال آلکان‌های سنگین در مقایسه با نفت مخازن آسماری- سروک است (شکل ۶). این نکته به‌خوبی بلوغ بالاتر نمونه‌های گروه خامی را به اثبات می‌رساند.

الگوی تک‌مدال (Unimodal) کروماتوگرام‌های گازی مربوط به برش اشباع نفت‌های گروه آسماری-سروک، مقادیرنسبت‌های بیومارکری  $Pr/n-C_{17}$  و  $Ph/n-C_{18}$  بین ۰/۵ تا ۰/۸ و شاخص برتری کربن نزدیک به یک ( $CPI \sim 1$ ) حاکی از بالغ بودن نفت‌های مورد مطالعه و غالب بودن ماده آلی دریایی در سنگ منشأ مربوطه است. اختلاف اندک مشاهده شده در برخی از نسبت‌های بیومارکری نظیر  $Pr/Ph$  در نفت‌های مذکور می‌تواند ناشی از



شکل ۶- الگوی کروماتوگرام‌های گازی (TIC) برش اشباع در نمونه نفت مخازن آسماری (A)، سروک (B) و گروه خامی (C).  
Fig. 6. TIC saturate chromatograms in the Asmari (A), Sarvak (B) and Khami (C) reservoir oils.

## توصیف بیومارکری خانواده‌های نفتی

اثر انگشت بیومارکری هویان‌ها ( $m/z$  191) در بیشتر نفت‌های مخازن آسماری- سروک حاوی بیومارکر الثنان در غلظت‌های بسیار پایین است. وجود الثنان در نفت این مخازن، ناشی از آغشتگی در طی مهاجرت از میان سازند نابالغ تا نیمه‌بالغ پابده است. این آغشتگی نفتی حتی در نفت مخازن سروک هم مشاهده می‌گردد که خود گویای پیچیدگی ساختاری و فرآیند مهاجرت هیدروکربن در سیستم نفتی فعال منطقه است. از سوی دیگر، عدم وجود این شاخص بیومارکری در نفت‌های مخازن گروه خامی پیشنهاد می‌کند (ولی اثبات نمی‌کند) که سنگ منشأ مربوطه از لحاظ سنی، قدیمی‌تر از کرتاسه فوقانی می‌باشد.

بر اساس کروماتوگرام جرمی هویان‌ها، برجسته‌ترین تمایزات بیومارکری بین دو خانواده نفتی گروه خامی و آسماری- سروک عبارتند از: الف) پایین بودن نسبت‌های بیومارکری  $Ts/Tm$ ,  $C_{24}Tetracyclic/C_{23}Tricyclic$  و ب) کمتر بودن غلظت تریپان‌های سه‌حلقه‌ای (همولوگ‌های  $C_{23}-C_{33}$ ) در نفت‌های گروه سروک-آسماری نسبت به نفت مخازن گروه خامی (شکل ۷). اختلافات بیان‌شده ناشی از غلبه مواد آلی تخریبی- قاره‌ای در ترکیب سنگ منشأ نفت‌های گروه خامی و نیز بلوغ بیشتر سنگ منشأ وابسته به آن‌ها می‌باشد. فراوانی بیشتر دو بیومارکر شاخص  $C_{29}Ts$  و  $C_{30}Diahopane$  در نفت‌های گروه خامی خود دلیلی بر صحت فرضیه فوق است (شکل ۷).

به تعادل رسیدن فرآیند ایزومراسیون هویان‌ها  $C_{32}Hopane$  در تمامی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه حاکی از آن است که سنگ‌های منشأ هر دو خانواده نفتی، مرحله بلوغ اولیه را پشت سر گذاشته‌اند (جدول ۲). نسبت هموهویان‌های  $C_{35}/C_{34}$  و نسبت بیومارکری  $C_{29}/C_{30}hopane$  در نفت‌های گروه آسماری- سروک بیشتر و مساوی یک و در نفت‌های گروه خامی کمتر از یک می‌باشد. این مسئله با حکم‌فرمایی شرایط احیایی در زمان رسوبگذاری سنگ منشأ عمدتاً دریایی خانواده نفتی آسماری- سروک (سازند کژدمی) و سنگ منشأ عمدتاً تخریبی گروه نفت خامی سازگاری دارد. اگرچه باید بدین مسئله اشاره داشت که در درجات بلوغ بالا نسبت  $C_{35}/C_{34}$  کاهش (Peters and Moldowan, 1991) و نسبت  $C_{29}/C_{30}hopane$  (Peters et al., 2005) افزایش می‌یابد لذا در تعیین رخساره رسوبی بهتر است از پارامترهای بیومارکری بیشتری استفاده گردد (شکل ۷).

الگوی پراکندگی استران‌های منظم  $C_{29}-C_{27} \alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta$  20S+20R در کروماتوگرام‌های جرمی  $m/z$  218 و  $m/z$  217 و فراوانی استران  $C_{29}$  در نمونه‌های نفت مخازن گروه خامی، بیانگر مشارکت قابل ملاحظه مواد آلی قاره‌ای در ترکیب سنگ منشأ نفت مخازن مذکور است (شکل ۸). نفت مخازن آسماری و سروک در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول با مقادیر نسبتاً یکسان استران‌های منظم  $C_{27}$  و  $C_{29}$  و یا با اندکی غلبه استران  $C_{27}$  شناخته می‌شوند. این الگوی پراکندگی، شرایط رسوب‌گذاری ماده آلی با نسبت‌های یکسانی از مشارکت مواد آلی دریایی و قاره‌ای را آشکار می‌سازد که با رخساره

آلی سنگ منشأ شناخته شده آن (سازند کژدمی) به‌خوبی هم‌خوانی دارد (شکل ۸).

فراوانی نسبی کمتر استران‌های  $C_{21}$  و  $C_{22}$  در الگوی استران‌های منظم نفت‌های مخازن آسماری و سروک در مقایسه با استران‌های  $C_{29}-C_{27}$  بیانگر بلوغ کمتر این نفت‌ها نسبت به نمونه‌های نفت مخازن گروه خامی است. در نفت‌های مخازن گروه خامی مقادیر نسبی استران‌های کوتاه زنجیر در مقایسه با استران‌های طولی زنجیر نسبتاً بالا بوده و این مسئله بلوغ بیشتر این خانواده نفتی را تایید می‌کند. مقادیر پایین تا متوسط دیاستران‌ها در اثر انگشت نفتی استران همه نمونه‌های نفتی مورد مطالعه حاکی از غلبه رخساره‌های کربناته و مشارکت رس کمتر در سنگ‌های منشأ در محدوده مورد مطالعه است (شکل ۸). به دلیل مشارکت قابل ملاحظه مواد آلی تخریبی در سنگ‌های منشأ مولد نفت‌های گروه خامی، تعیین سن سازند بر مبنای شاخص بیومارکری  $C_{28}/C_{29}sterane$  امکان‌پذیر نمی‌باشد لیکن این نسبت به‌خوبی منشأ کرتاسه میانی تا بالایی را برای نفت‌های خانواده آسماری- سروک پیشنهاد می‌کند (شکل ۹ و جدول ۲).

بر مبنای پارامترهای بیومارکری وابسته به بلوغ استران‌ها، نسبت‌های بیومارکری  $C_{29} \alpha\alpha\alpha$  20S/(20S+20R) و  $C_{29} \alpha\beta\beta/( \alpha\alpha\alpha+ \alpha\beta\beta)$ ، نفت مخازن آسماری و سروک دارای بلوغ کمتر نسبت به نفت مخازن گروه خامی است. این پارامترها نشان می‌دهد که درجه بلوغ نفت مخازن گروه خامی نزدیک به پیک زایش هیدروکربن است در حالی که نفت مخازن آسماری و سروک در اواسط مرحله زایش هیدروکربن یا همان پنجره نفتی است (جدول ۲).

بررسی کروماتوگرام‌های جرمی ترکیبات تری‌آروماتیک استروئید ( $m/z$  231) نشان‌دهنده شباهت الگوی پراکندگی این ترکیبات در نفت مخازن آسماری و سروک است. نسبت‌های بیومارکری نسبتاً مشابه  $C_{27}/C_{28} 20R$ ،  $C_{28} 20S/C_{27} 20R$  و  $C_{26}/C_{28} 20S$  به‌خوبی ارتباط ژنتیکی نفت مخازن مذکور را تأیید می‌نماید. همچنین الگوی ترکیبات تری‌آروماتیک علاوه بر یکسان بودن منشأ، نزدیکی بلوغ نفت مخازن آسماری و سروک را پیشنهاد می‌کند که این خود بیانگر یکسان بودن سنگ منشأ مولد نفت‌های مربوطه است (شکل ۱۰).

تفاوت‌های اندک در الگوی تری‌آروماتیک نفت مخازن آسماری- سروک ناشی از اختلاط این نفت‌ها با بیتومن نابالغ سازند پابده است. اما الگوی بیومارکرهای تری‌آروماتیک در نفت‌های مخازن گروه خامی حاکی از بلوغ بالاتر است. مقادیر بالاتر نسبت‌های بیومارکری  $C_{28} 20S/C_{27} 20R$ ،  $C_{20}/(C_{20}+C_{28} 20R)$  و  $TAS I/(I+II)$  در مقایسه با نسبت‌های مشابه در نمونه‌های نفت مخازن آسماری- سروک، متفاوت بودن سنگ‌های منشأ این دو خانواده نفتی را نشان می‌دهد. بر مبنای الگوی کروماتوگرام جرمی  $m/z$  231، بلوغ سنگ منشأ مولد نفت‌های مخازن آسماری- سروک تقریباً مشابه و در اواسط پنجره نفتی است، در حالیکه بلوغ نفت مخازن گروه خامی بر همین اساس نزدیک به پیک زایش هیدروکربن است (شکل ۱۰).

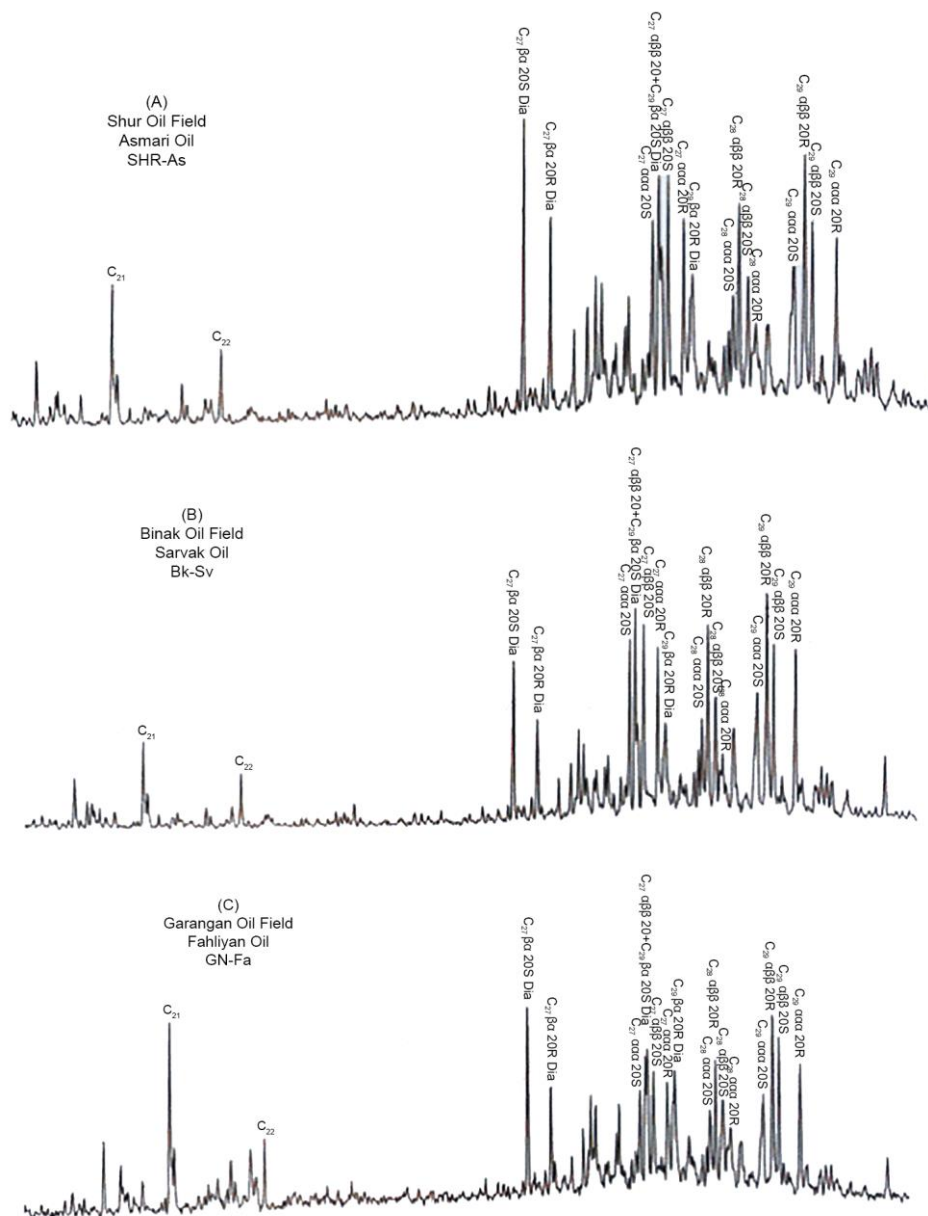
جدول ۲- نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی- طیفسنج جرمی نفت مخازن در بخش جنوبی فرافتادگی دزفول.

Table 2. GC parameters of oils in the southern part of the Dezful Embayment.

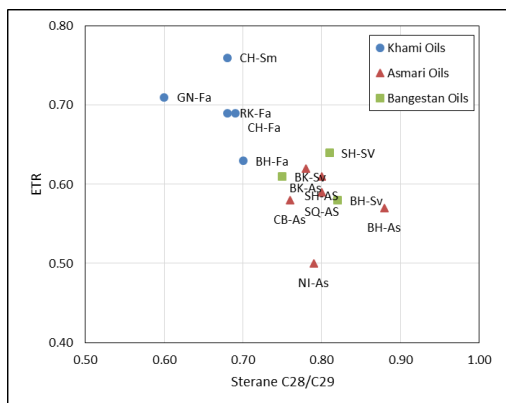
Well	BH#40	GN#02	RK#01	CH#03	CH#03	BH#40	BK#02	CB#01	NI#01	SHR#01	SQ#01	BH#40	BK#02	SHR#01
Reservoir	Fahliyan	Fahliyan	Fahliyan	Fahliyan	Surmeh	Asmari	Asmari	Asmari	Asmari	Asmari	Asmari	Sarvak	Sarvak	Sarvak
Sample code	BH-Fa	GN-Fa	RK-Fa	CH-Fa	CH-Sm	BH-As	BK-As	CB-As	NI-As	SH-AS	SQ-AS	BH-Sv	BK-Sv	SH-SV
D.I.=C <sub>23</sub> /C <sub>24</sub>	1.26	1.14	0.74	1.12	1.39	2.51	1.60	1.28	0.79	1.31	1.07	1.16	1.55	3.03
C <sub>24</sub> /C <sub>23</sub> Tri Terp	0.82	0.93	0.56	0.85	0.69	0.88	0.68	0.60	0.56	0.62	0.60	0.51	0.68	0.64
C <sub>31R</sub> /Hop C <sub>30</sub>	0.42	0.38	0.43	0.41	0.46	0.46	0.56	0.66	0.57	0.45	0.57	0.53	0.55	0.41
C <sub>26</sub> /C <sub>25</sub> Tri Terp	0.92	1.08	0.96	1.10	0.99	0.92	0.83	0.75	0.52	0.95	0.81	1.01	0.83	0.95
C <sub>35</sub> /C <sub>34</sub> 22S	0.89	0.56	0.95	0.61	0.65	1.30	0.99	0.99	1.10	1.02	0.98	1.34	0.97	1.11
Oleanan/Hop C <sub>30</sub>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.20	0.06	0.06	0.15	0.09	0.16	0.00
Diastr.C <sub>27</sub> / (Dia+Reg)Str C <sub>27</sub>	0.18	0.30	0.27	0.36	0.27	0.35	0.21	0.20	0.17	0.29	0.18	0.24	0.21	0.30
Gam/C <sub>30</sub> Hopane	0.12	0.12	0.08	0.20	0.22	0.26	0.09	0.11	0.12	0.11	0.12	0.17	0.06	0.11
Ts/Tm	1.55	2.18	1.77	2.26	3.12	1.22	0.68	0.65	0.87	0.71	0.48	0.44	0.67	0.78
DBT/PHN	1.11	1.72	2.37	1.86	2.01	1.11	1.62	1.52	2.27	0.85	1.95	1.23	0.51	0.51
Str C <sub>27</sub> /Str C <sub>29</sub>	1.17	0.78	0.74	0.72	0.77	1.02	0.89	0.86	0.80	0.91	0.81	1.30	0.86	1.15
C <sub>29</sub> /C <sub>30</sub> Hopane	0.50	0.55	0.86	0.56	0.52	0.48	0.69	1.05	1.11	0.68	0.89	1.14	0.69	0.53
Str C <sub>28</sub> /Str C <sub>29</sub>	0.70	0.60	0.68	0.69	0.68	0.88	0.78	0.76	0.79	0.80	0.80	0.82	0.75	0.81
ETR	0.63	0.71	0.69	0.69	0.76	0.57	0.62	0.58	0.50	0.61	0.59	0.58	0.61	0.64
% Str C <sub>27</sub>	40	32.5	31.5	31.5	33	36	33.5	31.5	32	33.5	31.5	40.5	33	37.5
% Str C <sub>28</sub>	26.00	26.00	26.00	25.00	24.50	29	29	29.5	28	30	30	28.5	29	30
% Str C <sub>29</sub>	34	41.5	42.5	43.5	42.5	35	37	39	40	36.50	38.5	31	38	32.50
M.N.Ratio (2-MN/1-MN, 142)	1.29	1.37	1.21	1.48	1.49	1.08	1.00	0.90	1.20	1.09	0.88	0.89	1.18	1.05
MDBT Ratio (4-MDBT/1-MDBT)	4.14	6.51	3.37	7.05	7.14	3.21	2.74	2.55	4.36	1.62	1.58	2.51	2.70	1.89
MPI-1	0.85	0.93	0.84	0.94	0.94	0.67	0.60	0.69	0.87	0.58	0.75	0.68	0.64	0.60
Str C <sub>29</sub> αββ/(ααα+ αββ)	0.56	0.58	0.55	0.62	0.64	0.53	0.46	0.42	0.52	0.47	0.42	0.41	0.45	0.49
Str C <sub>29</sub> ααα 20S/(20S+20R)	0.45	0.51	0.47	0.48	0.45	0.45	0.49	0.48	0.43	0.52	0.50	0.47	0.48	0.51
Hopane C <sub>32</sub> 22S/(22S+22R)	0.64	0.63	0.62	0.61	0.62	0.57	0.58	0.58	0.56	0.59	0.71	0.57	0.55	0.60
Rc(a)=0.6(MPI-1)+0.37 (for Ro<1.3)	0.88	0.93	0.87	0.93	0.93	0.77	0.73	0.78	0.89	0.72	0.82	0.78	0.75	0.73
Ro from MDR	0.80	0.85	0.78	0.86	0.86	0.78	0.77	0.77	0.80	0.75	0.75	0.77	0.77	0.75
Ro from MNR	0.85	0.88	0.82	0.91	0.92	0.78	0.75	0.72	0.82	0.78	0.71	0.71	0.81	0.77
C <sub>28</sub> 20S/C <sub>27</sub> 20R	1.02	1.71	0.80	1.33	1.16	0.69	0.89	0.70	1.10	1.04	0.68	0.68	1.02	1.14
% C <sub>26</sub> TAS	18.5	20	19	20.5	22	20.5	21	22.5	20	22	20.5	21	16	23
% C <sub>27</sub> TAS	35	35	30	31	32.5	41	29	40	34	38	41.5	40	35	32.5
% C <sub>28</sub> TAS	46.50	45	51.00	48.5	45.5	38.5	50	37.5	46	40	38	39	49	44.5



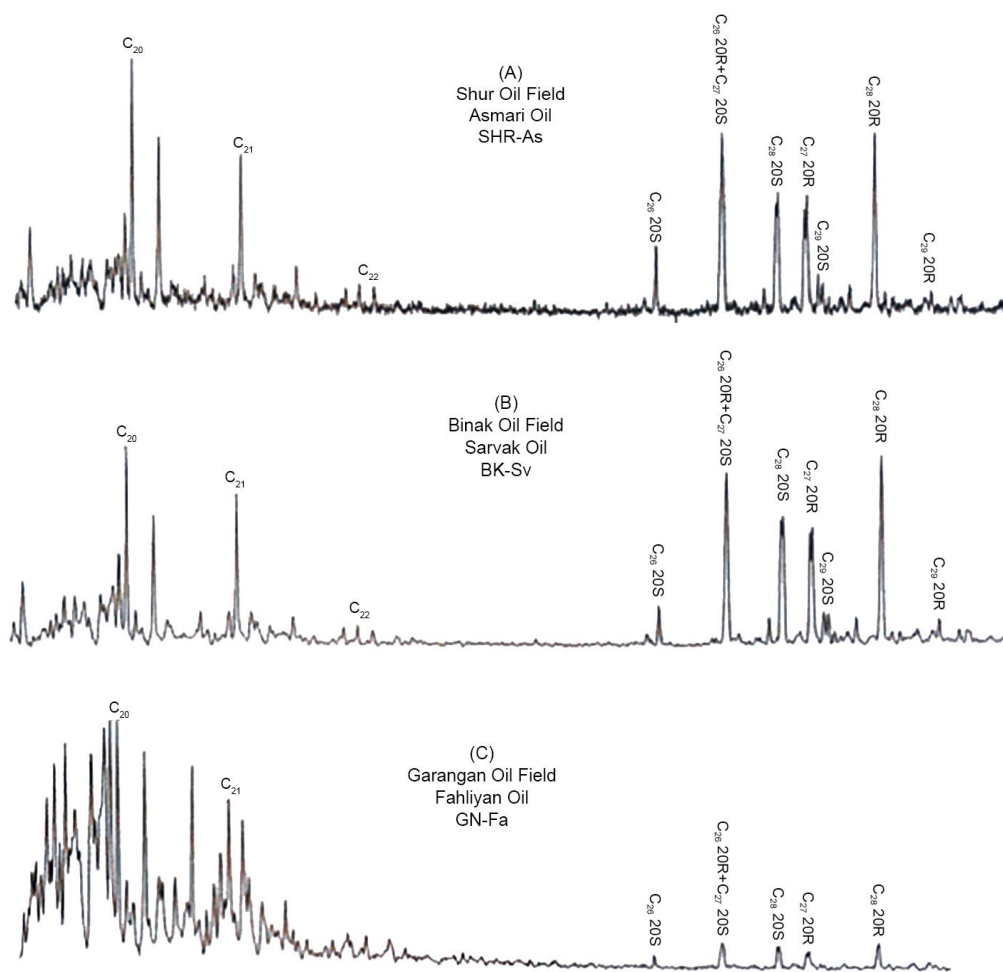




شکل ۸. الگوی کروماتوگرام جرمی استران‌ها ( $m/z$  217) در نفت‌های مخازن آسماری (A)، سروک (B) و خامی (C).  
 Fig. 8. Sterane mass chromatograms ( $m/z$  217) in the Asmari (A), Sarvak (B) and Khami (C) oils.



شکل ۹- تفکیک دو خانواده نفتی آسماری- سروک و خامی بر مبنای شاخص‌های وابسته به سن سنگ منشأ نسبت‌های بیومارکری استران‌ها ( $C_{28}/C_{29}$  sterane (Grantham and Wakefield, 1988) و تریان‌های سه‌حلقه‌ای  $ETR = C_{28} + C_{29} / (C_{28} + C_{29} + Ts)$  (Holba et al., 2001).  
 Fig. 9. Oil family identification based on age-related biomarkers of  $C_{28}/C_{29}$  sterane and Extended Tricyclic Terpene ( $ETR = C_{28} + C_{29} / (C_{28} + C_{29} + Ts)$ ).



شکل ۱۰- الگوی کروماتوگرام جرمی تری آروماتیک استروئیدها ( $m/z$  231) در نفت‌های مخازن آسماری (A)، سروک (B) و خامی (C).  
 Fig. 10. Triaromatic mass chromatograms ( $m/z$  231) of Asmari (A), Sarvak (B) and Khami (C) reservoir oils.

### نتیجه گیری

نفت مخازن سروک و فهلیان میدان بی‌بی حکیمه با دارا بودن خصوصیات بیومارکری نسبتاً متفاوت به احتمال زیاد از سنگ منشأ با رخساره آلی متفاوتی مشتق شده‌اند. نفت مخزن آسماری میدان بی‌بی حکیمه نسبت به سایر مخازن آسماری مقادیر الثنان کمتر و نسبت  $Ts/Tm$  بالاتری دارد. نفت سروک این میدان با مقادیر تریپان‌های سه حلقه‌ای بیشتر و نسبت بیومارکری  $Ts/Tm$  بالاتر و فاقد الثنان شناخته می‌شود. نفت مخزن خامی این میدان بطور کلی بلوغ بیومارکری پایین‌تری نسبت به نفت‌های خامی میادین مجاور نشان می‌دهد. این آنومالی‌ها به خوبی نشان می‌دهند که سیستم نفتی در غرب گسل خارگ-میش تفاوت‌های آشکار با شرق آن گسل داشته و سیالات مخزنی سازندهای آسماری، سروک و فهلیان در اثر جابجایی‌های گسلی با یکدیگر ارتباط دارند. بررسی‌های آماری نیز جدایش مشخصی در نتایج روش‌های PCA و HCA این میدان نشان داده و تفسیرهای بیومارکری را تأیید می‌نمایند.

### 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.

بررسی‌های ژئوشیمیایی انجام گرفته بر روی مخازن نفتی واقع در جنوبی‌ترین بخش از فروافتادگی دزفول وجود دو خانواده نفتی آسماری- سروک و خانواده نفتی گروه خامی را بطور قوی محتمل جلوه می‌دهد. بر اساس ترکیب و ویژگی‌های کلی نفت و نیز اثرانگشت‌های بیومارکری اجزای مختلف نمونه‌های نفتی، دو خانواده نفتی به‌خوبی از یکدیگر متمایزند. روش‌های آماری HCA و PCA بکار رفته در این مطالعه همانند روش‌های مرسوم ژئوشیمیایی تطابق نفت- نفت نتایج مشابهی را ارائه می‌دهند. خانواده نفتی آسماری- سروک از سنگ منشایی با بلوغی معادل اواسط پنجره نفتی مشتق شده‌اند که عمدتاً در شرایط احیایی تا نیمه احیایی و با مشارکت دو نوع ماده آلی دریایی و قاره‌ای نهشته شده است (سازند کژدمی). این درحالی است که نفت‌های خانواده گروه خامی از سنگ‌های منشأ عمدتاً غنی از مواد آلی تخریبی و در شرایط نیمه‌اکسیدی- نیمه‌احیایی منشأ گرفته و بلوغی بالغ بر پیک زایش هیدروکربن را تجربه کرده‌اند. سازند پابده با بلوغ حرارتی پایین با آغشته کردن نفت مخازن آسماری- سروک تنها به‌عنوان سنگ منشأ فرعی این خانواده نفتی مطرح است.

## منابع

- Al-Husseini, M., 2008. Middle East geological time scale 2008: Cenozoic Era, Cretaceous and Jurassic Periods of Mesozoic Era. *GeoArabia*, 13 (4).
- 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.
- Alsharhan, A., 2014. Petroleum systems in the Middle East. Geological Society, London, Special Publications 392, 361-408.
- Baniasad, A., Rabbani, A.R., Moallemi, S.A., Soleimany, B., Rashidi, M., 2017. Petroleum system analysis of the northwestern part of the Persian Gulf, Iranian sector. *Organic Geochemistry* 107, 69-85.
- Beydoun, Z., 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: Chapter 11.
- Beydoun, Z.R., 1993. Evolution of the Northeastern Arabian Plate Margin and Shelf: Hydrocarbon Habitat and Conceptual Future Potential. *Rev. Inst. Fr. Pét.* 48, 311-345.
- Bordenave, M., 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., Burwood, R., 1990. Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt: provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations. *Organic Geochemistry* 16, 369-387.
- Bordenave, M., Hegre, J., 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of Petroleum Geology* 28, 339-368.
- Bordenave, M., 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, London, Special Publications 330, 291-353.
- Bordenave, M., Huc, A., 1995. The Cretaceous source rocks in the Zagros foothills of Iran. *Revue de L'institut Français du Petrole* 50, 727-752.
- Cohen, K., Finney, S., Gibbard, P., Fan, J.-X., 2013. The ICS international chronostratigraphic chart. *Episodes* 36, 199-204.
- Fard, I.A., Braathen, A., Mokhtari, M., Alavi, S.A., 2006. Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. *Petroleum Geoscience* 12, 347-362.
- Grantham, P., Wakefield, L., 1988. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry* 12, 61-73.
- Holba, A., Ellis, L., Dzou, I., Hallam, A., Masterson, W., Francu, J., Fincannon, A., 2001. Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils, 20th International Meeting on Organic Geochemistry. EAOG Nancy, France, p. 464.
- Letouzey, J., Sherkati, S., 2004. Salt movement, tectonic events, and structural style in the central Zagros fold and thrust belt (Iran), Salt-sediment interactions and hydrocarbon prospectivity: 24th Annual Research Conference, Gulf Coast Section, SEPM Foundation, pp. 444-463.
- Maghsoodi, M., 2001. Zagros Structures Index Map, 2001 ed. Geological Division, Exploration Directorate, National Iranian Oil Company, Tehran, Iran, p. Zagros Structural Index Map.
- Murris, R., 1980. Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat. *AAPG Bulletin* 64, 597-618.
- Navabpour, P., Barrier, E., 2012. Stress states in the Zagros fold-and-thrust belt from passive margin to collisional tectonic setting. *Tectonophysics* 581, 76-83.
- Ogg, G., 2009. International stratigraphic chart. International Commission on Stratigraphy.
- Peters, K., Moldowan, J., 1991. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic geochemistry* 17, 47-61.
- Peters, K.E., Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J., 2005. *The biomarker guide*. Cambridge University Press.
- Sepehr, M., Cosgrove, J., 2004. Structural framework of the Zagros fold–thrust belt, Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21, 829-843.
- Sherkati, S., Letouzey, J., 2004. Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21, 535-554.
- van Buchem, F., Letouzey, J., Gaumet, F., Rudkiewicz, J., Mengus, J., Baghbani, D., Sherkati, S., Asillian, H., Keyvani, F., Ashrafzade, R., 2001. The petroleum systems of the Dezful Embayment and Northern Fars (south-west Iran). NIOC-IFP Joint Study Research Project.
- Ziegler, M.A., 2001. Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. *GeoArabia* 6(3), 445-504.

