

## Geochemical and reservoir continuity assessment of Asmari and Bangestan reservoirs oils in Dehluran oilfield, North Dezful Embayment, SW Iran

Farid Tezheh<sup>1</sup>, Bijan Beiranvand<sup>1\*</sup>, Hormuz Ghalavand<sup>2</sup>, Mohammad Reza Kamali<sup>1</sup>, Rahim Bagheri Tirtashi<sup>3</sup>

1- Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

2- Deputy of Development and Engineering, National Iranian Oil Company (NIOC), Tehran, Iran

3- Geochemistry Department, Exploration Directorate, National Iranian Oil Company (NIOC), Tehran, Iran

**Keywords:** Oil fingerprint, Reservoir continuity, Petroleum system, Asmari and Bangestan reservoirs, Dehluran oilfield

### 1-Introduction

Reservoir geochemistry can help determine paths for or barriers against the fluid flow in oil and gas fields (Hwang et al., 1994). Therefore, the best instrument for assessing the molecular composition of an oil sample is the gas chromatography technique (fingerprint; Kaufman et al., 1990). Dehluran oilfield produces oil from Asmari and Bangestan Formations as a reservoir. In this study, the trends of changes in geochemical parameters (Such as biomarker and carbon isotopes) was evaluated across the reservoirs and then, performing high-resolution gas chromatography (HRGC) and finally lateral and vertical reservoir continuity was examined across the field.

### 2-Geological setting

The Zagros basin is generally divided into three parts: The thrust zone, imbricated zone, and folded zone (Seppehr and Cosgrove, 2004). Dehluran oilfield, located in the west of Dezful Embayment, is a part of the Zagros fold-thrust belt. Based on previous studies in Dezful Embayment, Kazhdumi and Garau Formations are located in the oil generation stage and are considered the primary source rock (Bordenave and Burwood, 1990; Alizadeh et al., 2012).

### 3- Material and methods

In order to perform geochemical studies in this study, four wells (X1 well from Asmari Reservoir and Y1, Y2, and Y3 from Bangestan reservoir) with suitable distribution across the oilfield were selected. Figure 1 shows the position of reservoirs horizon along the stratigraphic column in each of the wells within the depth range of 2800 – 4500 m. Based on geophysical data, two faults were identified on the Dehluran structure; these could have acted as barriers or conduits against the fluid flow (Fig. 1).

The whole oil samples were subjected to GC analysis on an HP 5890 Series II apparatus equipped with a capillary column of 30 m in length, 0.2 mm in inner diameter, and 0.25  $\mu\text{m}$  in inner thickness, and a flame ionization detector (FID). GC-MS analysis was performed on a saturated fraction on a Shimadzu QP2010SE apparatus. Also, in order to carbon isotopes and CSIA measurements was used EA-IRMS. The specific gravity (i.e., density relative to water) is first measured using the Antonpaar SVM-3000 method detailed in ASTM D287 to derive the API gravity. HRGC and GC-MS of analysis were carried out at the Petroleum Laboratory of RIPI (Research Institute of Petroleum Industry) in Tehran, Iran. Also, the carbon isotopes were conducted by the Aachen laboratory (RTWH University) in Germany.

### 4- Discussion

#### 4-1- Bulk composition

\*Corresponding author: biranvandb@ripi.ir

DOI: 10.22055/AAG.2020.31762.2062

Received 2019-11-27

Accepted 2020-06-18

Four samples were analyzed in terms of API degree and sulfur content to assess the physical characteristics of oils. The results demonstrated that the API degree increases, the sulfur amounts of the oil decrease in the reservoir.

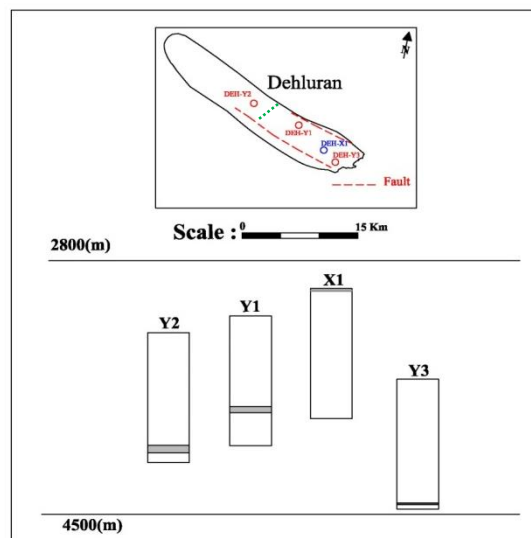


Fig. 1. Location map of the Dehluran oilfield wells and identified faults (red dotted lines). The well X1 is producing from Asmari reservoir and other wells (Y1, Y2 and Y3) are producing from Bangestan reservoir. The green dotted line across the Dehluran structure considered the probable discontinuity reservoir between of well Y2 and other wells identified based on the this result research.

#### 4-2- Depositional environment

The values of calculates terrigenous/aquatic ratios (TARs; Bourbonniere and Meyers, 1996), the plot of Pr/nC17 versus Ph/nC18 and steranes ratio (C29/C27(20R)) versus the Pr/Ph ratio (Mackenzie, 1984) and other parameters in studied oils indicate source rock deposited in reducing marine environment and derived from kerogen type II organic matters.

#### 4-3- Lithology of source rock

Based on the distribution of hopanes (m/z 191), all of the oils showed a higher abundance of C29 hopane rather than C30 hopane. This result illustrates carbonate source rock for the studied oil samples (Subroto et al., 1991). Low values of the ratio of C24-to-C23 terpanes against high values of C22-to-C21 tricyclic terpanes showed a carbonate-marl-dominated source rock (Zumberge and Ramos, 1996).

#### 4-4-Oils maturity

The changes trend of the  $18\alpha(\text{H})\text{-C}_{27}$  trinorhopane (Ts)/ $17\alpha(\text{H})\text{-C}_{27}$  trisnorhopane (Tm) against C29 Ts/Tm can be used to determine the maturity level of the oil samples (Ourisson et al., 1984). The result demonstrates that the studied oils are located in the early maturity zone. The calculated values of the Ts/Ts+Tm ratio (~ 0.2) in this study confirmed imperfect isomerization of the compounds and showed low to moderate maturity of the oils.

#### 4-5- Source rock age

According to the calculation of oleanane/(oleanane + hopane) ratio values in the Asmari and Bangestan reservoir oils (< 0.2), Upper Cretaceous or older source rock should be considered in the studied area. It is noted that the ratio was zero in three wells (Y1, Y2, and Y3) in Bangestan reservoir, while the well X1 (Asmari Reservoir) indicated oleanane/(oleanane + hopane) ratios of 0.06 that could be referred to the effect of a source rock younger than Upper Cretaceous (e.g., Pabdeh Formation) on the migrated oil in these wells. Also, the

changes of the Extended Tricyclic Terpane Ratio (ETR) against of C28/C29  $\beta\beta$  Sterane ratio show that the source rock was within Jurassic-Lower Cretaceous in age (probably Garau; Neocomian-Upper Turonian and Sargelou; Bajocian-Bathonian Formations).

#### 4-6- Isotopic changes of hydrocarbon fractions

The result of carbon isotopes trends values (Galimov plot and CSIA diagram) indicate that the Asmari and Bangestan reservoirs are related to each other, originating from the same petroleum system.

#### 4-7- Lateral and vertical continuity of Asmari and Bangestan reservoirs

The compounds used to identify the four oil samples using HRGC are listed in Table 1. The results show that two petroleum families were considered in the oil samples. The Y2 oil indicated significantly different hydrocarbon compositions from the wells X1, Y1, and Y3. In addition to geochemical data, reservoir pressure data can be used to evaluate reservoir continuity on studied samples. As shown in Figure 2, two different pressure gradients (i.e., 0.31 and 0.33 psi/ft) were measured for the Asmari and Bangestan reservoirs in the studied wells. Based on the results, X1 and Y3 wells have shown vertical continuity between Asmari and Bangestan reservoirs, and on the other hand, Y1 and Y3 have excellent lateral continuity in Bangestan reservoir. It should be noted that Y2 exhibited different pressure gradients, indicating discontinuity to other wells. These results are also confirmed by reservoir geochemistry analysis. The green dotted line (Fig. 1) the Dehloran oilfield considered the probable fault identified based on the reservoir geochemistry studies.

Table 1. Quantity and chemical identification of branched and cyclic compounds of crude oils from Dehloran oilfield (Asmari and Bangestan reservoirs).

Wells	Depth (m)	a/b	c/d	e/f	g/h	i/j	k/l	m/n	o/p	q/r
X1	2870-2876	0.86	0.69	1.00	1.28	1.35	1.25	1.43	0.83	0.91
Y1	3914-4065	1.26	0.83	0.91	1.44	1.4	1.68	1.37	0.64	0.92
Y2	4160-4360	1.2	0.92	1.01	1.38	0.88	2.34	1.48	0.31	0.73
Y3	4475-4487	-	0.8	1.3	1.43	1.39	1.49	1.42	0.71	0.95

a = 2- methylpentane; b = 3- methylpentane; c = 2, 3- diethylhexane; d = 3- methylhexane; e = Ethylcyclopentane; f = 2, 4- diethylhexane; g = 2- methylheptane; h = 3- methylheptane; I = 2, 6- dimethylheptane; j = 1,1,3 - trimethylcyclohexane; k = m + p Xylene; l = 4- methyloctane; m = 2, 5- diethyloctane; n = 2- methylnonane; o = 3 - methylnonane; p = 1, 2, 4- trimethylbenzene; q = 2, 5 dimethylnonane; r = 4- methyldecane.

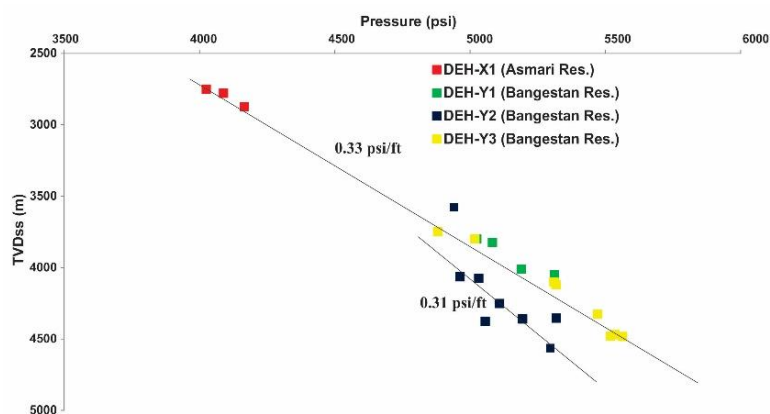


Fig. 2. The plot of formation pressure versus depth in Asmari and Bangestan reservoirs in Dehloran oilfield wells.

#### 5-Conclusion

- Assessment of the studied oils indicated that they are sour oil with an API degree, improving with decreasing sulfur amount.

- The distribution patterns of C27, C28, and C29 steranes, Pr/Ph, and TAR ratios showed that the source rocks were deposited in a reducing aquatic condition with low input of terrigenous matter.
- The values of C24 tricyclic terpanes, distribution patterns of C21, C22, C23, and other biomarker parameters show carbonate-marl dominated source rocks.
- The calculated biomarkers ratio of the steranes and terpanes indicates the studied oils are located in the early-maturity zone.
- The values of the Oleanane Index (OI), ETR, and C28/C29  $\beta\beta$  sterane show that the source rock of the Asmari and Bangestan reservoir oils is Jurassic-Cretaceous in age.
- The carbon isotopes on fractions and CSIA reveal that the Asmari and Bangestan reservoirs are correlated and generated from the same hydrocarbon system.

Lateral continuity of the reservoir improved by branched and cyclic compounds (C5 – C11), and formation pressure data confirmed two petroleum families in the studied area (Y2 and Y1, Y3). The action of a potential NE-SW trending fault in the center of the structure might result in the distinct behaviors exhibited at the wells. Also, excellent vertical reservoir continuity was observed in X1 and Y3 between Asmari and Bangestan reservoirs.

### Acknowledgments

The authors would like to thank the Exploration Directorate of the National Iranian Oil Company for performing the analysis in this project. Research Institute of Petroleum Industry (RIPI) is also a result of this acknowledged for providing the planned geochemical analyses. We are also grateful to the Iranian Central Oil Fields Company for providing us with the required facilities for taking oil samples of Dehluran oilfield.

### References

- 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.
- Alizadeh, M.L., 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.
- Bourbonniere, R.A., Meyers, P.A., 1996. Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie. *Limnology and Oceanography* 41, 352-359.
- Hwang, R.J., Ahmed, A.S., Moldowan, J.M., 1994. Oil Composition Variation and Reservoir Continuity: Unity Field, Sudan. *Organic Geochemistry* 21, 171-188.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., Elsinger, R.J., 1990. Gas Chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. In: Schumaker, D., Perkins, B.F. (Eds.), *Proceedings of the 9th Annual Research Conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*, p. 263-282.
- Mackenzie, A.S., Hoffmann, C.F., Maxwell, J.R., 1981. Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France-III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 45, 1345-1355.
- Ourisson, G., Albrecht, P., Rohmer, M., 1984. The microbial origin of fossil fuels. *Scientific American* 251, 44-51.
- Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004. Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21, 829-843.
- Subroto, E.A., Alexander, R., Kagi, R.I., 1991. 30-Norhopanes: their occurrence in sediments and crude oils. *Chemical Geology* 93, 179-192.
- Zumberge, J.E., Ramos, S., 1996. Classification of crude oils based on genetic origin using multivariate modeling techniques, 13<sup>th</sup> Australian Geological Convention, Canberra, Australia.

#### HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Tezheh, F., Beiranvand, B., Ghalavand, H., Kamali, M.R., Bagheri Tirtashi, R., 2021. Geochemical and reservoir continuity assessment of Asmari and Bangestan reservoirs oils in Dehluran oilfield, North Dezful Embayment, SW Iran. *Adv. Appl. Geol.* 11(2), 250-267.

DOI: 10.22055/AAG.2020.31762.2062

url: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_15861.html?lang=en](https://aag.scu.ac.ir/article_15861.html?lang=en)

## ارزیابی ژئوشیمیایی و پیوستگی مخزنی نفتهای مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران واقع در ناحیه دزفول شمالی، جنوب غرب ایران

فرید تژه

پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

بیژن بیرانوند\*

پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

هرمز فلاوند

معاونت مهندسی و توسعه، شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

محمد رضا کمالی

پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

رحیم باقری تیرناشی

مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۴/۲۶ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۱۰/۰۹

\*biranvandb@ripi.ir

### چکیده

در این مطالعه با برداشت سیستماتیک نمونه های هیدروکربنی از ۴ چاه مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران و انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی (GC-MS)، کروماتوگرافی گازی با وضوح بالا (HRGC) و آنالیز ایزوتوپی کربن، ارزیابی از وضعیت سیستم هیدروکربنی و پیوستگی جانبی و قائم دو مخزن با روش ژئوشیمی مخزن و ترکیبات اثرانگشت نفت (Oil fingerprint) انجام پذیرفت. بررسی الگوی پراکندگی آلکانهای نرمال به همراه بیومارکرهای شاخص محیط رسوبگذاری و رخساره های رسوبی نشان دادند سنگ منشاء نفتهای مورد مطالعه غنی از مواد آلی جلبکی بوده و در یک محیط احیایی دریایی کربناته با ورودی کم مواد آلی قاره ای تشکیل شده است. همچنین هیدروکربنهای مورد مطالعه بلوغ پایین تا متوسطی را از خود به نمایش می گذارند. نتایج پارامترهای ایزوتوپی و بیومارکری حاکی از منشاء مشترک هیدروکربن دو مخزن از یک سیستم نفتی با سن احتمالی ژوراسیک - کرتاسه زیرین می باشد. استفاده از ترکیبات آلکانهای حلقوی و زنجیره ای در هیدروکربنهای سبک C<sub>5</sub>-C<sub>11</sub> و همچنین داده های فشار سازندی جهت ارزیابی پیوستگی جانبی مخزن بنگستان حاکی از عدم ارتباط چاه واقع در شمال غرب میدان دهلران با سایر چاههای مورد مطالعه بوده که علت آن را می توان به حضور سدهای تراوایی یا غسل عایق نسبت داد. علاوه بر این پیوستگی قائم دو مخزن آسماری و بنگستان از طریق داده های ژئوشیمی مخزن و مهندسی نفت نیز تأیید گردید.

**کلمات کلیدی:** اثر انگشت نفت، پیوستگی مخزنی، سیستم نفتی، مخازن آسماری و بنگستان، میدان دهلران

### مقدمه

میدان نفتی دهلران به عنوان یکی از میادین نفتی واقع در غرب فروافتادگی دزفول بوده که تولید نفت از افق مخزنی آسماری و بنگستان آن انجام می گردد. ارزیابی و شناسایی نوع هیدروکربنهای موجود در افق آسماری و بنگستان میدان فوق الذکر و تعیین چگونگی روند تغییرات ژئوشیمیایی در آنها به عنوان یکی از نکات قابل بحث و بررسی در این مطالعه مورد کنکاش و جستجو قرار گرفته است. لذا در این تحقیق برای اولین بار در کشور سعی گردید با برداشت سیستماتیک نمونه های هیدروکربنی از چاههای در حال تولید میدان نفتی دهلران، مطالعه جامع ژئوشیمیایی بر روی آنها انجام گیرد. بدین منظور ابتدا با تعیین دقیق روند تغییرات بیومارکری (Fingerprint) و همچنین انجام ایزوتوپ کربن بر روی اجزای

هیدروکربنی و آنالیز ایزوتوپی ترکیبات خاص (CSIA) در نفتهای مخازن آسماری و بنگستان از دیدگاه ژئوشیمیایی مورد شناسایی قرار گرفته و سپس با انجام آنالیز کروماتوگرافی گازی با وضوحیت بالا (HRGC)، پیوستگی جانبی مخزن (Lateral Continuity) در چاههای نمونه برداری شده میدان دهلران تعیین می گردد. توجه به این نکته حائز اهمیت می باشد که نفتهای واقع در یک میدان اگر تاریخچه زمین شناسی مشابهی را طی کرده باشند (از قبیل شباهت در منشاء و پختگی)، نباید اختلاف فاحشی در ویژگی های فیزیکی از قبیل گرانشی، وزن مخصوص، سولفور و حتی ترکیبات بیومارکری از خود نشان دهند. بنابراین بهترین ابزار جهت شناسایی ترکیب مولکولی نفتها، استفاده از کروماتوگرافی گازی



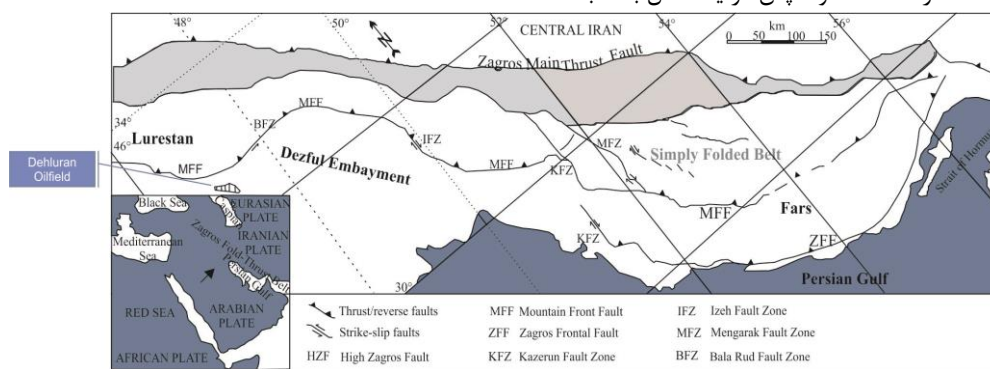
حفر چاه شماره ۲، سازندهای آسماری و بنگستان در آن مورد ارزیابی قرار گرفت (شکل ۱). این میدان با قرارگیری در غرب فروافتادگی دزفول به عنوان بخشی از کمربند چین خورده - رانده زاگرس به شمار می آید. کمربند کوهزایی زاگرس از سمت شمال غرب به جنوب شرق به سه ناحیه لرستان، فروافتادگی دزفول و فارس تقسیم می گردد. تمام این نواحی جزئی از حاشیه قاره ای پلاتفرم عربی بوده اند و اکنون توسط زونهای گسلی با روند N-S و E-W از یکدیگر جدا گشته اند. حوضه زاگرس به طور کلی به سه زون راندگی (Thrust zone)، زون درهم (Imbricated zone) و زون ساده چین خورده (Simply folded zone) تقسیم می گردد (Sephehr and Cosgrove, 2004). سازند آسماری به عنوان یک افق مخزنی هدف در فروافتادگی دزفول از آهکهای کرم رنگ تا قهوه-ای روشن تشکیل شده است که سخت و مقاوم است و سیستم های درز و لایه بندی آن نظم قابل توجهی را نشان می دهد. سن این سازند بر اساس فسیلهای بدست آمده به اولیگوسن تا میوسن زیرین نسبت داده می شود. سازند آسماری در محدوده مورد مطالعه از رخساره های آهک دولومیتی تا آهک همراه با لایه های نازک شیل تشکیل شده است. گروه بنگستان (مخازن ایلام و سروک) در میدان مورد مطالعه از آهک های دریایی کم عمق و دولومیت تشکیل شده که بر اساس مطالعات فسیل شناسی سن آنها به آلبین تا سانتونین نسبت داده می شود. در قسمت تحتانی سازند ایلام لایه های رسی مشاهده می-گردد که معادل سازند سورگام می باشد (Motiei, 1993). اگرچه سازند پایده در این ناحیه همچنان در شروع پنجره نفت زایی قرار دارد اما سازندهای کژدمی و گرو با وارد شدن به مرحله پنجره نفتی به عنوان سنگ منشاء اصلی در ناحیه فروافتادگی دزفول شناخته گردیده که از کروژن های نوع II و II/III تشکیل شده اند (Bordenave and Burwood, 1990; Alizadeh et al., 2012).

(Gas chromatography) می باشد (Kaufman et al., 1990). ترکیب شیمیایی محاسبه شده از طریق کروماتوگرافی گازی که به عنوان اثر انگشت (Fingerprint) شناخته می گردد می تواند به عنوان شاخص ویژگیهای مخزنی به حساب آید. برای مثال، از تکنولوژی اثر انگشت می توان در حل مسائل مهندسی تولید و توسعه مخزنی بهره جست به طوریکه بتوان افق های مخزنی مرتبط با یکدیگر را در چاههای مختلف شناسایی نمود. این تکنولوژی می تواند در تعیین اندازه یا گسترش (پیوستگی مخزنی) و حجم یک میدان مورد استفاده قرار گیرد تا با کمک آن نقشه های گسترش، تعداد و موقعیت چاههای مورد نیاز جهت حفاری را مشخص نمود (Kaufman et al., 1990; England et al., 1995; Smalley and Hale, 1996).

ژئوشیمی مخزن می تواند به عنوان ابزاری جهت شناسایی معابر و یا موانع جریان سیال در میداندین نفتی و گازی استفاده گردند (Hwang et al., 1994). چندین مطالعه در دنیا در خصوص پیوستگی مخزنی و محاسبات آماری ارتباط بین آنها در میداندین نفتی و گازی انجام گردیده است. در این پژوهش برای اولین بار در کشور از نفتهای مخازن آسماری و بنگستان میدان نفتی دهلران به عنوان یک نمونه موردی، جهت ارزیابی پیوستگی جانبی با استفاده از روش کروماتوگرافی گازی با وضوح بالا (High Resolution Gas Chromatography) استفاده شده است. همچنین با استفاده از روشهای کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی (GC-MS) و انجام آنالیز ایزوتوپی کربن خصوصیات ژئوشیمیایی سنگ منشاء نفتهای مورد مطالعه مورد ارزیابی قرار گرفته است.

### زمین شناسی منطقه (Geological Setting)

میدان نفتی دهلران با طول ۴۲ کیلومتر و عرض ۶ کیلومتر در سال ۱۳۵۱ با حفر چاه شماره ۱ کشف و سپس در یک سال بعد با



شکل ۱- نمایش موقعیت ساختمانی سه زون ایجاد شده در کمربند رانده - چین خورده زاگرس و موقعیت میدان نفتی دهلران (اقتباس از Sephehr and Cosgrove, 2004).

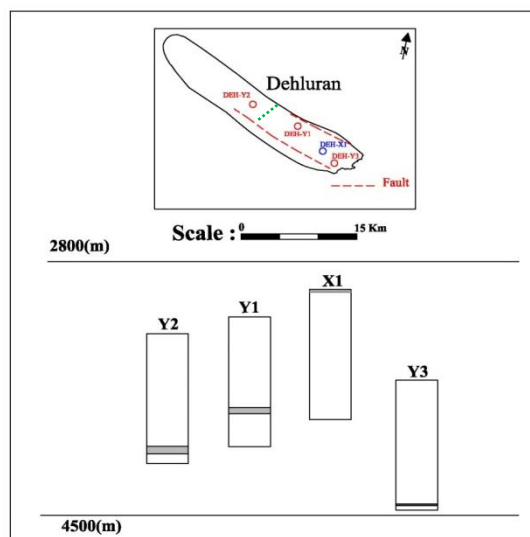
Fig. 1. Structural location of the three zones established by the Zagros thrust-fold belt, and the position of Dehluran oilfield. Adapted from Sephehr and Cosgrove (2004).

**روش تحقیق**

در میدان نفتی دهلران تعداد ۳۲ حلقه چاه حفاری شده است که از این تعداد، ۱۵ حلقه چاه تولیدی بوده و از مخازن آسماری و بنگستان آنها برداشت صورت می‌گیرد. در این پژوهش به منظور انجام مطالعات ژئوشیمیایی تعداد ۴ حلقه چاه (X1, Y1, Y2 و Y3) بر اساس پراکندگی جغرافیایی آنها و نوع مخزن در حال برداشت انتخاب گردیدند. موقعیت قرارگیری افق مخزنی تولیدی در هر یک از چاهها در ستون چینه شناسی با محدوده عمقی ۲۸۰۰ تا ۴۵۰۰ متری در شکل ۲ ترسیم شده است. تولید در چاه X1 از مخزن آسماری و در بقیه چاههای مورد مطالعه (Y1, Y2 و Y3) از مخزن بنگستان صورت می‌گیرد. دو گسل ژئوفیزیکی در ساختمان دهلران تشخیص داده شده است که می‌توانند به عنوان سدهایی در جهت مسدود کردن جریان سیال و یا به عنوان معبرهایی برای عبور سیال عمل کرده باشند (شکل ۲). هیدروکربن مایع در این ساختمان

از آهکها و دولومیت‌های مخازن آسماری و بنگستان تولید می‌گردد (Exploration Directorate, 1982).

نمونه‌های نفت خام مورد مطالعه از افق‌های مخزنی مذکور متعلق به ۴ چاه تولیدی میدان دهلران می‌باشد (شکل ۲). این نمونه‌های نفت تحت شرایط اتمسفری از سرچاه (Wellhead) جمع‌آوری گردید تا نمایش دهنده نوع واقعی نفت تولیدی از آنها باشند. مرحله آسفالت زدایی بر اساس روش شول (Schoell et al., 1981) انجام پذیرفت. در این مرحله آسفالتن نفت خام در محلول دی کلرو متان به مدت ۲۴ ساعت رسوب داده شده و پس از عبور از کاغذ صافی، هیدروکربن باقیمانده (Malten) را جهت جدایش اجزای هیدروکربنی، به ستون کروماتوگرافی مایع (Liquid chromatography) وارد می‌نمایند. در این روش از نرمال پنتان (حلال غیر قطبی) جهت جدایش ترکیبات اشباع، از بنزن جهت جدایش ترکیبات آروماتیک و در نهایت از محلول متانول - دی کلرومتان (با نسبت ۱ به ۲) به منظور تفکیک رزین استفاده گردید.



شکل ۲- موقعیت قرارگیری چاههای مورد مطالعه و گسل‌های تشخیص داده شده (خط چین های قرمز رنگ) در میدان دهلران. افق‌های مخزنی در حال برداشت از هر چاه نیز در مقطع پایینی به نمایش گذاشته است. چاه X1 به عنوان چاه تولیدی از مخزن آسماری و بقیه چاهها (Y1, Y2 و Y3) از مخزن بنگستان برداشت صورت می‌گیرد. خط چین سبز رنگ احتمال عدم پیوستگی چاه Y2 را بر اساس نتایج این مطالعه با سایر چاهها نشان می‌دهد.

Fig. 2. Location map of the studied wells and identified faults (red dotted lines) in Dehloran oilfield. The lower section further demonstrates the producing horizons along each well. The well X1 is producing from Asmari reservoir and other wells (Y1, Y2 and Y3) are producing from Bangestan reservoir. The green dotted line across the Dehloran structure highlights the probable discontinuity reservoir between of well Y2 and other wells identified based on the this result study.

پذیرفت. در این دستگاه گاز حامل (Carrier gas) هلیوم بوده که با نرخ جریانی ۳۰۰ ml/s به دستگاه تزریق می‌گردد. دمای کوره بر اساس یک برنامه خطی از ۸۰ تا ۳۰۰ درجه سانتیگراد افزایش می‌یابد به طوریکه نرخ افزایش دما ۳ درجه سانتیگراد به ازای هر دقیقه می‌باشد. دماهای اولیه و نهایی به ترتیب برای مدت زمان ۵ و ۲۰

آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) بر روی نمونه‌های کل نفت (Whole oil) توسط دستگاه HP مدل ۵۸۹۰ سری II که مجهز به ستون به طول ۳۰ متر با قطر داخلی ۰/۲ میلی‌متر و با ضخامت داخلی ستون مویینه ۰/۲۵ میکرومتر می‌باشد و از آشکارگر FID (Flame Ionization Detector) استفاده می‌کند، انجام

تعیین درجه API مورد آنالیز قرار گرفتند (جدول ۲). همانطور که مشاهده می‌گردد سنگین‌شدگی نفت مخزن آسماری نسبت به نفتهای مخزن بنگستان کاملاً مشهود می‌باشد. بدین ترتیب نوع نفتهای مورد مطالعه از لحاظ میزان گوگرد (Chang et al., 2012)، جزء نفتهای ترش (Sour oil) و از جهت میزان API (Danyluk et al., 1984)، نفت مخزن آسماری جزء نفتهای سنگین (Heavy Oil) و نفتهای مخزن بنگستان در رتبه نفتهای متوسط (Intermediate Oil) طبقه‌بندی می‌گردند. همانطور که در نمونه‌های مورد مطالعه مشاهده می‌گردد افزایش درجه API و سبک‌شدگی نفت خام با کاهش میزان سولفور کاملاً در مخازن مشهود می‌باشد.

نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی (GC) بر روی کل نفت حاکی از یکسان بودن پراکندگی آلکانهای نرمال در نفتهای دو مخزن آسماری و بنگستان دارد (شکل ۳a) به طوریکه مقادیر CPI کمتر از ۱ برای تمامی نفتها حاکی از فراوانی آلکانهای نرمال زوج می‌باشد که این امر می‌تواند رسوبگذاری سنگهای منشاء مولد هیدروکربنها را در یک محیط احیایی دریایی نشان دهد (جدول ۲) (Hunt, 1996). مقادیر نسبت های Pristane/Phytane، Pristane/n-C17 و Phytane/n-C18 عدم تأثیر پدیده ثانویه تجزیه زیستی (Biodegradation) را در نفتهای دو مخزن به نمایش می‌گذارد (Hughes et al., 1995).

### تعیین محیط رسوبگذاری نفتهای مورد مطالعه

مقادیر کم نسبت قاره‌ای به دریایی (Terrigenous/Aquatic Ratios, TARs) محاسبه شده (Bourbonniere and Meyers, 1996) برای نمونه‌های مورد مطالعه، نشان دهنده فراوانی مواد دریایی نسبت به قاره‌ای در محیط ته نشست آنها دارد. نمودار تغییرات مقادیر Pr/nC17 در برابر Ph/nC18 (Connan and Cassou, 1980) جهت تفسیر محیط رسوبگذاری سنگ‌های منشاء نفتهای مورد مطالعه حاکی از ته نشست آنها در یک محیط احیایی دریایی بوده که از ماده آلی دارای تلفیق کروژن نوع II مشتق شده است. همانطور که مشاهده می‌گردد نمونه نفت مخزن آسماری بلوغ پایین‌تری را نسبت به نفتهای مخزن بنگستان از خود به نمایش می‌گذارد (شکل ۴) که البته نتایج آن باید با کمک پارامترهای بیومارکری که در ادامه مبحث بیان می‌گردد مورد ارزیابی قرار گیرد. از نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) می‌توان جهت جدایش نوع محیط رسوبگذاری نفت استفاده نمود. در محیط‌های اکسیدان، نسبت Pr/Ph بالا بوده در حالیکه در محیط‌های احیایی این نسبت رو به کاهش می‌گذارد (Powell and McKirdy, 1973; Ten Haven et al., 1988). محاسبه نسبت Pr/Ph محاسبه شده برای نفتهای خام (کمتر از یک) نشان می‌دهد شرایط نسبتاً احیایی در زمان نهشتگی سنگهای منشاء مورد مطالعه حکمفرما بوده است (Hunt, 1996). نمودار تغییرات نسبت استرانهای (20R)

دقیقه ثابت نگه داشته می‌شوند. پیکهای خروجی بر اساس زمان ابقاء (Retention time) در ستون شناسایی و محاسبه می‌گردند. آنالیز کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی (GC-MS) بر روی جزء اشباع نیز توسط دستگاه Shimadzu Qp 2010se انجام پذیرفت. این دستگاه با توانایی شناسایی ترکیبات جرم به یون (m/z) بین ۵۰ تا ۵۰۰ در هر ثانیه یک اسکن را انجام داده و یونهای با ترکیبات مشخص ۱۹۱ و ۲۱۷ که به ترتیب به عنوان تری سیکلیک ترپان (Tricyclic terpane) و پنتاسیکلیک ترپان (Pentacyclic terpane) می‌باشند را تفکیک می‌نماید. در این دستگاه دما در ۷۰ درجه سانتیگراد برای یک دقیقه ثابت مانده و سپس به ازای هر دقیقه، ۸ درجه سانتیگراد حرارت افزایش یافته تا به ۳۰۰ درجه سانتیگراد برسد و در نهایت به مدت ۲۰ دقیقه دما بر روی ۳۰۰ درجه، ثابت می‌ماند.

به منظور انجام آنالیز ایزوتوپی بر روی پنج جزء هیدروکربنی نیز از دستگاه EA-IRMS استفاده گردید. بدین صورت که پس از آماده سازی، نمونه‌ها به صورت قطره‌ای و متناوب به داخل کوره‌ای (Oven) با دمای ۱۰۰۰ درجه سانتیگراد چکانده شده و در حضور اکسیژن سوزانده می‌شوند. گاز CO<sub>2</sub> حاصل جهت یونیزه‌شدن و ارزیابی، وارد دستگاه GC-IRMS می‌گردد. مقادیر ترکیبات ایزوتوپ کربن بر اساس نسبت آنها به یک گاز مرجع یا ترکیبات همزمان تزریق شده سنجیده و سپس عدد نهایی ایزوتوپ کربن ۱۳ (δ13C) محاسبه می‌گردد. نمونه‌های استاندارد استفاده شده در این مطالعه، IA-R002 با مقدار δ13C، ۲۸/۰۶- با مقیاس V-PDB می‌باشد. همچنین به منظور جدایش و شناسایی محیط رسوبگذاری هیدروکربنهای مخازن آسماری و بنگستان در میدان تولیدی از آنالیز ایزوتوپی کربن Compound Specific Isotope Analysis (CSIA) بر روی جزء اشباع (Saturate) استفاده گردید.

لازم به ذکر است در این مطالعه، انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی GC-MS، GC و HRGC در آزمایشگاه ژئوشیمی پژوهشگاه صنعت نفت و آنالیز ایزوتوپی بر روی اجزای هیدروکربنی و همچنین ترکیبات خاص (CSIA) در آزمایشگاه دانشگاه آخن کشور آلمان صورت پذیرفته است.

### بحث و بررسی

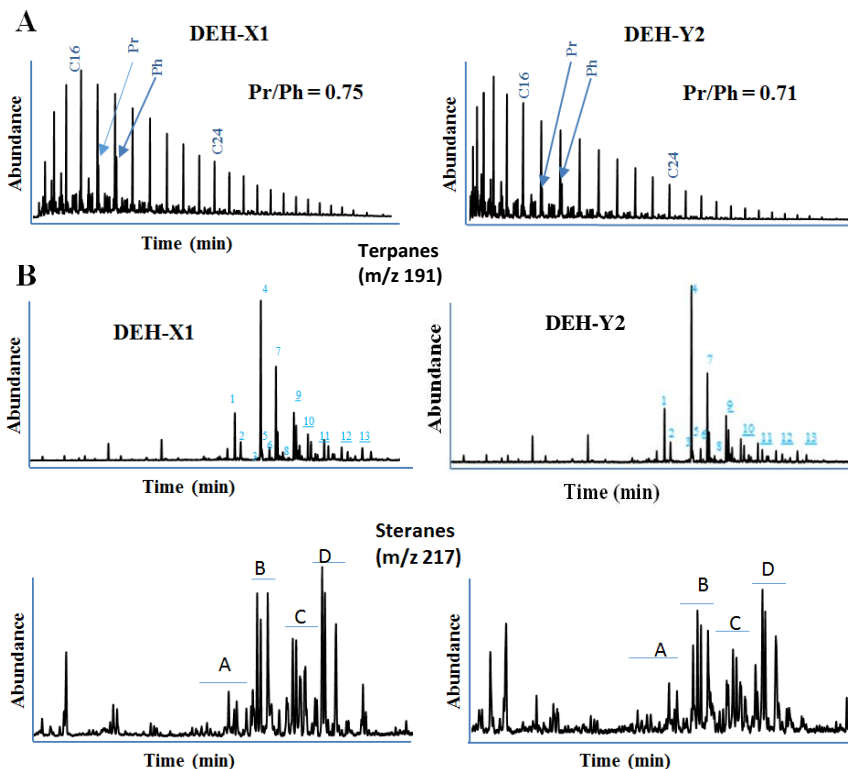
#### ترکیب کلی (Bulk Composition)

از ۴ نمونه آنالیز شده نفت مخازن آسماری و بنگستان، کروماتوگرام گازی و فرگمنتوگرام استرانها و ترپانها برای چاههای X1 و Y2 جهت نمایش در شکل ۳ انتخاب گردیدند. نام ترکیبات پیکهای بیومارکری در جدول ۱ ارائه گردیده است. همچنین مقادیر نسبتهای محاسبه شده حاصل از آنالیزهای GC و GC-MS در جدول ۲ مشاهده می‌گردد. به منظور ارزیابی فیزیکی نمونه‌ها، چهار نمونه نفت چاههای مورد مطالعه از لحاظ میزان درصد گوگرد و



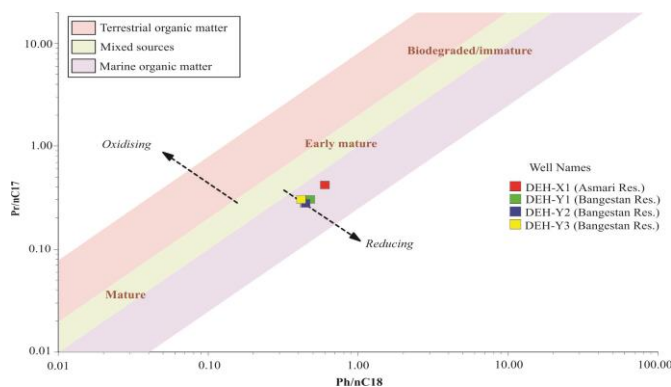
(m/z 191) نشان دهنده تشکیل سنگ منشاء در یک محیط دریایی می‌باشد، چرا که این ترپانها در سنگهای منشاء قاره‌ای دیده نمی‌شوند (Ourisson et al., 1982).

Pr/Ph نسبت برابر  $C_{29}$  Steranes/ $C_{30}$  Hopane و  $C_{29}/C_{27}$  (Mackenzie et al., 1981)، نیز نشان‌دهنده سنگ منشائی احیایی بوده که از مواد آلی جلبکی مشتق شده‌اند (شکل ۵). حضور ترپانهای سه‌حلقه‌ای (Tricyclic terpanes) در طیف کروماتوگرام



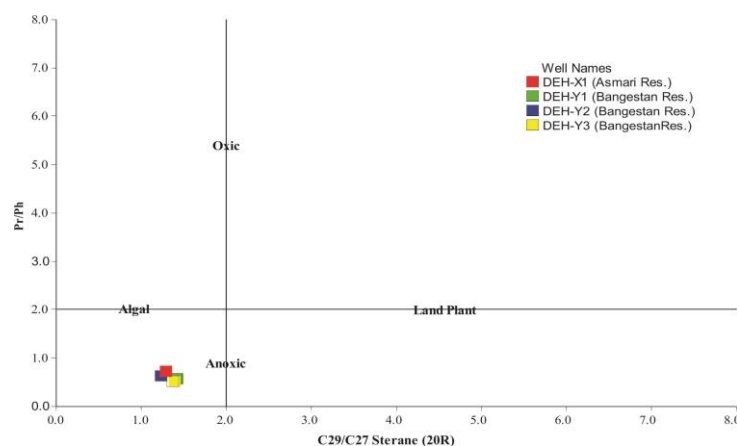
شکل ۳- (a) کروماتوگرامهای گازی هیدروکربنهای اشباع و (b) فراگمنتوگرامهای حاصل از GC-MS در هیدروکربنهای اشباع (m/z 191, 217) نمونه‌های نفت در دو چاه DEH-X1 (مخزن آسماری) و DEH-Y2 (مخزن بنگستان) میدان دهلران. نام ترکیبات در جدول ۱ ارائه شده است.

Fig. 3. (a) Gas chromatograms of the saturated hydrocarbons and (b) The fragmentograms obtained from GC-MS analysis on saturated hydrocarbons (m/z 191, 217) of the oil samples selected from wells DEH-X1 (Asmari reservoir) and DEH-Y2 (Bangestan reservoir) in Dehloran oilfield. The corresponding compounds are listed in Table 1.



شکل ۴- تغییرات مقادیر  $Pr/nC_{17}$  در برابر  $Ph/nC_{18}$  در نفتهای مخازن آسماری و بنگستان حاکی از شرایط احیایی در زمان رسوبگذاری با بلوغ متوسط در آنها دارد.

Fig. 4. Variations of  $Pr/nC_{17}$  versus  $Ph/nC_{18}$  in the Asmari and Bangestan reservoirs oils indicate reducing depositional environment and intermediate maturity.



شکل ۵- نمودار تغییرات مقایسه‌ی استرانهای  $C_{29}/C_{27}$  (20R) در مقابل Pr/Ph که مشتق شدن نفتهای مورد مطالعه را از سنگ منشاء احیایی جلبکی به خوبی نشان می‌دهد.

Fig. 5. Plot of variations of  $C_{29}/C_{27}$  (20R) steranes versus Pr/Ph ratio; the plot clearly indicates that the studied oil samples were originated from a reducing algal source rock.

جدول ۱- نام پیکهای شماره گذاری شده در شکل ۳ (ترپانها و استرانها).

Table 1. Identification for numbered peaks in figure 3 (Terpanes and Steranes).

Terpanes Peaks of m/z 191		
Compound No.	Formula	Assignment
1	$C_{27}H_{46}$	$C_{27}18\alpha(H)$ , $21\beta(H)$ -22,29,30-trisnorhopane ( $C_{27}$ Ts)
2	$C_{27}H_{46}$	$C_{27}17\alpha(H)$ , $21\beta(H)$ -22,29,30-trisnorhopane (Tm)
3	$C_{28}H_{48}$	$C_{28}17\alpha(H)$ , $21\beta(H)$ -28,30-bisnorhopane
4	$C_{29}H_{50}$	$C_{29}17\alpha(H)$ , $21\beta(H)$ -25-norhopane
5	$C_{29}H_{50}$	$C_{29}18\alpha(H)$ , $21\beta(H)$ -30-norneohopane
6	$C_{29}H_{50}$	$C_{29}17\beta(H)$ , $21\alpha(H)$ -30-norhopane (normoretane)
7	$C_{30}H_{52}$	$C_{30}17\alpha(H)$ , $21\beta(H)$ -hopane
8	$C_{30}H_{52}$	$C_{30}17\beta(H)$ , $21\alpha(H)$ -hopane (moreane)
9	$C_{31}H_{54}$	$17\beta,21\beta(H)$ -30-homohopane (22S & R)
10	$C_{32}H_{56}$	$17\alpha,21\beta(H)$ -30,31-bishomohopane (22S & R)
11	$C_{33}H_{58}$	$17\alpha,21\beta(H)$ -30,31,32-trishomohopane (22S & R)
12	$C_{34}H_{60}$	$17\alpha,21\beta(H)$ -30,31,32,33-tetrakishomohopane (22S & R)
13	$C_{35}H_{62}$	$17\alpha,21\beta(H)$ -30,31,32,33,34-pentakishomohopane (22S & R)
Sterane Peaks of m/z 217		
Compound No.	Formula	Assignment
A	-	Diasterane
B, C, D	-	$C_{27}$ - $C_{29}$ Steranes

کم می‌باشد. در الگوی پراکندگی استرانها ( $m/z$  217) فراوانی کم دیاسترانها به استرانها در نمونه‌ها نشان دهنده سنگهای منشاء کربناته فقیر از رس و شرایط غیر احیایی می‌باشد (Peters and Moldowan, 1993). فراوانی نسبی استرانهای  $C_{27}$ ،  $C_{28}$  و  $C_{29}$  می‌تواند جهت جدایش محیطهای دریایی و قاره‌ای مورد استفاده قرار گیرد. فراوانی استرانهای  $C_{27}$  و  $C_{29}$  در نمونه‌ها حاکی از سنگ منشاء دریایی با ورودی مواد قاره‌ای می‌باشد که این امر در نتایج پیشین نیز به خوبی تأیید می‌گردد (Peters and Moldowan, 1993; Ekpo et al., 2013).

بیومارکر الینان ( $18\alpha(H)$ -oleanane) مشتق شده از آنژیوسپرمها (گیاهان گل‌دار) و گیاهان عالی می‌باشد (Moldowan et al., 1994). یکی از کاربردهای آن استفاده از شاخص الینان (Oleanane Index, OI) (Oleanane/ $C_{30}$  Hopane) است به طوریکه نفتهای دارای OI بالا (بیشتر از ۳۰ درصد) نشان دهنده منشاء قاره‌ای و وجود گیاهان عالی زیاد و مقادیر OI پایین (کمتر از ۱۰ درصد) شاخص یک منشاء دریایی با مواد قاره‌ای کم در زمان ته‌نشست سنگ منشاء می‌باشد (Hunt, 1996). مقادیر محاسبه شده OI در تمامی نفتهای مورد مطالعه نشان می‌دهد که محیط رسوبگذاری سنگهای منشاء مولد هیدروکربنها دریایی با مواد قاره‌ای

جدول ۲- پارامترهای محاسبه شده مولکولی، ترکیبی و ایزوتوپی نفت‌های خام میدان دهلران (مخزن آسماری چاه (X1) و مخزن بنگستان چاههای (Y1، Y2 و Y3).

Table 2. Bulk composition and molecular parameters of crude oils from Dehluran oilfield (Asmari reservoir (X1 well) and Bangestan reservoir (Y1, Y2 and Y3 wells).

Wells	Depth (m)	API	S%	CPI	Pr/Ph	Pr/n-C <sub>17</sub>	Ph/n-C <sub>18</sub>	TAR	C <sub>29</sub> /C <sub>27</sub> (20R) Sterane	C <sub>29</sub> /C <sub>30</sub> Hopane
X1	2870-2876	19	4.61	0.96	0.75	0.42	0.61	0	1.31	1.71
Y1	3914-4065	27	3.44	0.95	0.67	0.30	0.47	0	1.42	1.89
Y2	4160-4360	22	3.57	0.93	0.70	0.28	0.44	0	1.29	2.01
Y3	4475-4487	24	3.39	0.64	0.56	0.30	0.41	0	1.37	1.53

Wells	Depth (m)	Ol./C <sub>30</sub> H	C <sub>22</sub> /C <sub>21</sub> Tricyc. Terpane	C <sub>24</sub> /C <sub>23</sub> Tricyc. Terpane	Ts/Tm	C <sub>29</sub> Ts/C <sub>29</sub> Tm	Ol./Ol.+Hop.	ETR	C <sub>28</sub> /C <sub>29</sub> ββ Sterane
X1	2870-2876	0.06	0.95	0.26	0.23	0.06	0.06	0.88	0.60
Y1	3914-4065	0	0.92	0.23	0.20	0.06	0	0.97	0.69
Y2	4160-4360	0	0.92	0.23	0.20	0.06	0	0.99	0.67
Y3	4475-4487	0	0.95	0.26	0.24	0.07	0	1.14	0.73

Wells	Depth (m)	δ <sup>13</sup> C saturate (‰)	δ <sup>13</sup> C aromatic (‰)	δ <sup>13</sup> C whole oil (‰)	δ <sup>13</sup> C resin (‰)	δ <sup>13</sup> C asphaltene (‰)
X1	2870-2876	-27.2	-27.0	-27.1	-26.5	-27.4
Y1	3914-4065	-27.1	-27.1	-27.2	-26.7	-27.6
Y2	4160-4360	-27.2	-27.2	-27.2	-26.7	-27.9
Y3	4475-4487	-27.3	-27.0	-27.1	-26.8	-27.6

Pr/Ph = Pristane/Phytane; Ol./C<sub>30</sub>H = Oleanane/C<sub>30</sub>17α(H), 21β(H)-hopane; Ts/Tm = 18α(H) – trisnorhopane/17α(H)-trisnorhopane; TAR = (C<sub>27</sub>+C<sub>29</sub>+C<sub>31</sub>)/(C<sub>15</sub>+C<sub>17</sub>+C<sub>19</sub>); C<sub>29</sub>Ts/C<sub>29</sub>Tm = C<sub>29</sub>18α(H), 21β(H)-30-norhopane/C<sub>29</sub>17α(H), 21β(H)-25-norhopane; Ol./Ol.+Hop. = Oleanene/Oleanane + C<sub>30</sub>17α(H), 21β(H)-hopane; ETR = (C<sub>28</sub> Tricyclic Terpane + C<sub>29</sub> Tricyclic Terpane/18α(H) – trisnorhopane (Ts); CPI = [(C<sub>25</sub>+C<sub>27</sub>+C<sub>29</sub>+C<sub>31</sub>)+(C<sub>23</sub>+C<sub>25</sub>+C<sub>27</sub>+C<sub>29</sub>+C<sub>31</sub>)]/2(C<sub>24</sub>+C<sub>26</sub>+C<sub>28</sub>+C<sub>30</sub>+C<sub>32</sub>).

نسبت 18α(H)-C<sub>27</sub> Trisnorhopane (Ts)/17α(H)-C<sub>27</sub> Trisnorhopane (Tm) در برابر C<sub>29</sub> TS/Tm می‌تواند جهت تعیین سطح بلوغ در نمونه‌ها استفاده گردد (Ourisson et al., 1984). همانطور که مشاهده می‌گردد (شکل ۶) کلیه نفتهای مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران در محدوده بلوغ اولیه (Early mature) واقع می‌گردند. این نتیجه حاکی از یکسان بودن نسبی بلوغ در چاههای مورد مطالعه علیرغم مخازن متفاوت می‌باشد (جدول ۲). مقادیر نسبت مورتان به هوپان C<sub>30</sub> با افزایش بلوغ حرارتی کاهش می‌یابند به طوریکه مقادیر این نسبت از ۰/۱۵ تا ۰/۸ در سنگهای منشاء و نفتهای نابالغ شروع شده و تا ۰/۰۵ در نمونه‌های بالغ متغیر می‌باشد (Mackenzie et al., 1981; Seifert and Moldowan, 1980). این مقادیر در نمونه‌های مورد مطالعه بین ۰/۱ تا ۰/۲۹ بوده که حاکی از درجه بلوغ پایین در آنها دارد که تأیید کننده نتایج پیشین نیز می‌باشد.

از آنجائیکه هوپان Ts - 22, 29, 30 (18α(H) - Trisnorhopane) از پایداری حرارتی بیشتری نسبت به

### تعیین ترکیب سنگ‌شناسی (Lithology) سنگ منشاء نفتهای مورد مطالعه

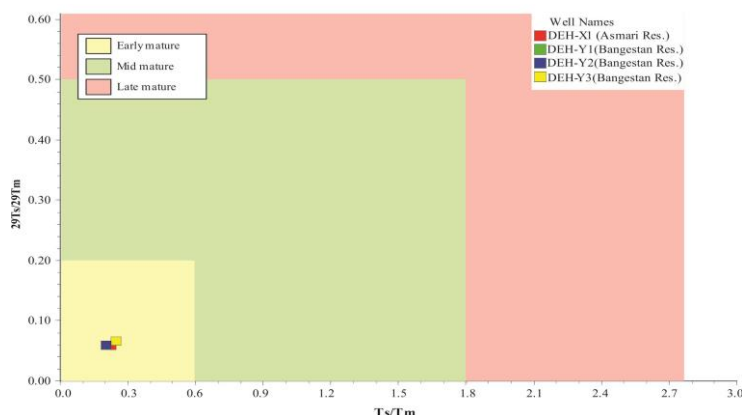
همانطور که در پراکندگی هوپان (m/z 191) مشاهده می‌گردد نفتهای خام مخزن آسماری میدان دهلران، فراوانی C<sub>29</sub>-hopane بیشتری نسبت به C<sub>30</sub>-hopane را نشان می‌دهند. این امر می‌تواند سنگ منشاء کربناته را برای نفتهای فوق تداعی نماید (Subroto et al., 1991). مقادیر بالای نسبت ترپانهای سه حلقه‌ای C<sub>22</sub>/C<sub>21</sub> و مقادیر پائین نسبت C<sub>24</sub>/C<sub>23</sub> در نفتهای خام (جدول ۲) مشخص کننده سنگ منشائی کربناته - مارنی می‌باشد (Zumberge and Ramos, 1996). مقادیر نسبتاً بالای ترپان چهارحلقه‌ای C<sub>24</sub> (Tetracyclic terpanes) در اکثر نمونه‌های مورد مطالعه نیز حاکی از لیتوژی غیرشیلی برای آنها می‌باشد (Peters et al., 2005).

### تعیین درجه بلوغ نفتهای مورد مطالعه

در این مطالعه بلوغ حرارتی توسط پارامترهای محاسبه شده از بیومارکر ترپان‌ها (m/z 191) مورد ارزیابی قرار گرفت. تغییرات

محاسبه شده این نسبت در نمونه‌ها (حدود ۰/۲) حکایت از ایزومریزاسیون ناقص ترکیبات داشته و بلوغ پایین تا متوسطی را به نمایش می‌گذارد.

هوپان (Tm (17 $\alpha$  (H) - 22, 29, 30 - Trisnorhopane) بر خوردار می‌باشد، لذا افزایش نسبت Ts/Tm می‌تواند نشان دهنده افزایش بلوغ حرارتی نمونه باشد (Peters et al., 1993). مقادیر



شکل ۶- ترسیم نمودار Ts/Tm در برابر 29Ts/29Tm حاکی از بلوغ اولیه در چاههای میدان دهلران دارد.

Fig. 6. The plot of Ts/Tm versus 29Ts/29Tm indicates early maturity in oils of Dehluran oilfield.

نسبت ETR (Extended Tricyclic Terpane Ratio) می‌-

باشد (Holba et al., 2001):  $ETR = (C_{28} + C_{29}) / Ts$

استفاده از نسبت فوق (جدول ۲) در برابر نسبت استران  $C_{28}/C_{29}$   $\beta\beta$  Sterane می‌تواند نفتهای دارای سن‌های مختلف را از یکدیگر جدا نماید (Grantham and Wakefield, 1988). همانطور که مشاهده می‌گردد (شکل ۷) نمونه نفتهای مورد مطالعه سنگ منشائی در محدوده سنی ژوراسیک - کرتاسه زیرین (احتمالاً سازندهای گرو و سرگلو) را از خود به نمایش می‌گذارند.

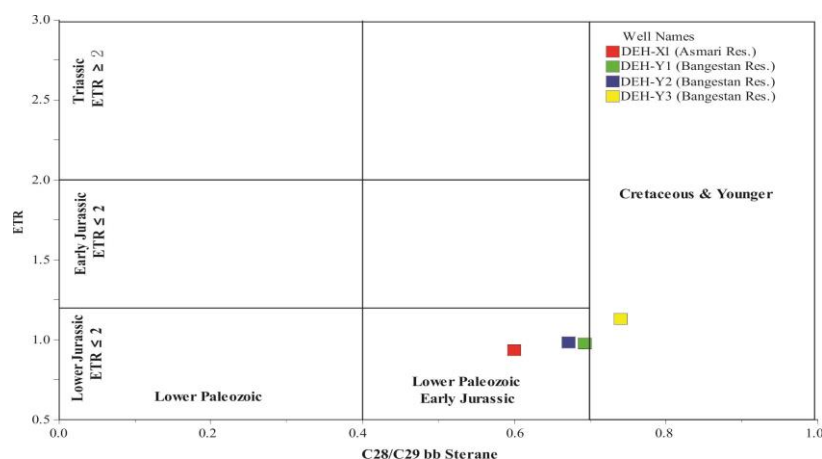
### تغییرات ایزوتوپی اجزای هیدروکربنی در نفتهای مورد مطالعه

جدول ۲ نشان دهنده مقادیر ایزوتوپی بخشهای اشباع، نفت خام، آروماتیک، رزین و آسفالتن در نمونه‌های نفت مخازن آسماری و بنگستان در میدان دهلران می‌باشد. همانگونه که ملاحظه می‌شود مقادیر ایزوتوپی آروماتیک ( $\delta^{13}C$  Aro.) به دلیل قطبیت بیشتر سنگینتر از مقادیر اشباع ( $\delta^{13}C$  Sat.) است و همچنین مقدار تغییر ایزوتوپی در نفت مخازن مورد مطالعه برای هر دو برش (نسبت به هم) تقریباً کمتر از ۲٪ بوده که نشان دهنده منشأ اولیه یکسان و به احتمال زیاد عدم تغییرات ثانویه بر روی نفت‌های مورد مطالعه است.

با استفاده از روند تغییرات مقادیر نسبت ایزوتوپی کربن در ترکیبات نفتی مختلف (اشباع شده، کل نفت، آروماتیک، NSO؛ رزین و آسفالتن) از منحنی گالیمو (Galimov curve) استفاده گردید (Galimov, 1973). همانطور که مشاهده می‌گردد (شکل ۸) تمامی نفتها مورد مطالعه با همپوشانی بسیار خوبی که از یکدیگر به نمایش می‌گذارند به خوبی ارتباط دو مخزن آسماری و بنگستان و یکی بودن سیستم هیدروکربنی آنها را نشان می‌دهند.

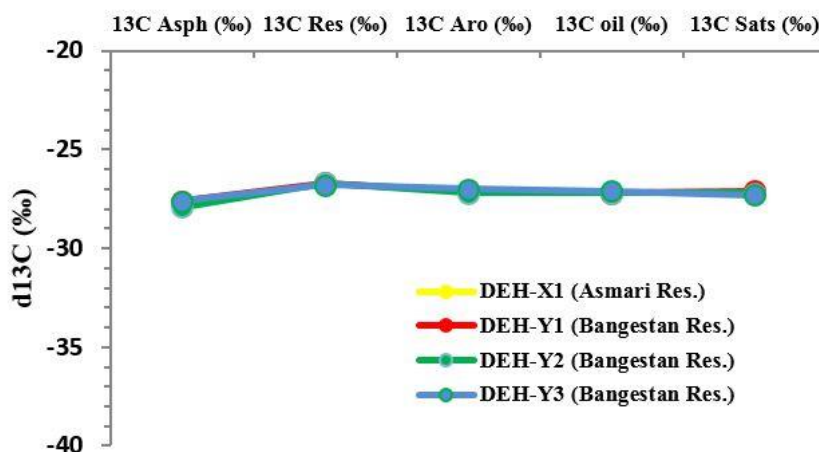
### تعیین سن سنگ منشاء نفتهای مورد مطالعه

پارامترهای بیومارکری تعیین سن به رده یا گروه‌های خاصی از موجودات و مواد آلی اولیه تشکیل شده توسط آنها مربوط می‌شوند (مانند الئینان حاصل از گیاهان آنژیوسپرم، دیانواستران مشتق شده از داینوفلاژله‌ها و ۲۴- ایزوپروپیل کلستان از اسفنج‌ها و ...). هرگاه مقادیر نسبت Oleanane/(Oleanane+Hopane) بالاتر از ۰/۲ گردد، نشان دهنده نفتهای مشتق شده از سنگ منشائی با سن ترشیاری می‌باشد (Peters et al., 2005). مقادیر محاسبه شده نسبت فوق در تمامی نفتهای مخازن آسماری و بنگستان (کمتر از ۰/۲) حاکی از قدیمی بودن سن سنگهای منشاء نفتها (قدیمی تر از کرتاسه بالایی) می‌باشند. لازم به ذکر است که این نسبت در نمونه‌های نفت مخزن بنگستان (Y1، Y2، Y3) معادل صفر محاسبه گردیده ولی در نمونه نفت مخزن آسماری (X1) حدود ۰/۰۶ ارزیابی شد. علت این امر را می‌توان به تأثیر سنگ منشائی جوانتر از کرتاسه بالایی در تولید نفت این چاهها نسبت داد. مطالعات ژئوشیمیایی انجام گرفته در حوضه رسوبی زاگرس نشان می‌دهد سازند پایده (با سن پالئوسن) به عنوان یکی از سنگهای منشاء دارای پتانسیل هیدروکربنی در ناحیه شناخته می‌گردد که بیومارکر الئینان نیز به عنوان یک شاخص مهم آن مطرح می‌باشد (Bordenave and Burwood, 1990; Alizadeh et al., 2018). لذا می‌توان دو عامل احتمالی را برای حضور الئینان در این چاه در نظر گرفت اول اینکه می‌توان تأثیر سازند پایده را در تولید نفت این مخزن مطرح نمود و یا اینکه عملکرد تأثیر شستشوی هیدروکربنی (Leaching) در زمان مهاجرت سیال (Curiale, 2002) و عبور از سازند پایده سبب شده است بیومارکر الئینان را نیز با خود همراه کرده باشد. یکی از پارامترهای مهم دیگر که کمتر تحت تأثیر بلوغ حرارتی قرار می‌گیرد و می‌تواند جهت جدایش نفتهای خام تشکیل شده از سنگهای منشایی با سن ژوراسیک از تریاس بکار رود، استفاده از



شکل ۷- نمودار تغییرات مقادیر استرانهای  $C_{28}/C_{29}$  bb در برابر ETR در نمونه‌های مورد مطالعه (اقتباس با تغییرات از Holba et al., 2001 و Grantham and Wakefield, 1988).

Fig. 7. Plot of variations of  $C_{28}/C_{29}$   $\beta\beta$  Sterane ratio versus ETR in the studied samples. Adapted from Holba et al. (2001) and Grantham and Wakefield (1988).



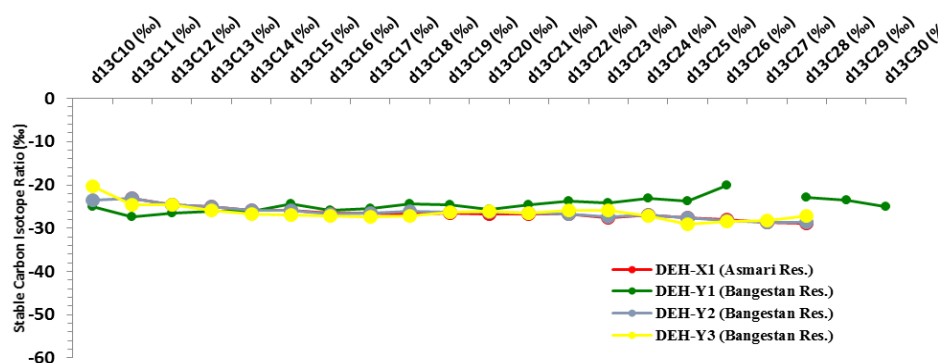
شکل ۸- نمودار گالیمو ترسیم شده بر اساس مقادیر ایزوتوپی کربن بر روی ۵ جزء هیدروکربنی به منظور تطابق نفتهای مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران.

Fig. 8. Galimov diagram based on 5 fractions carbon isotopes values in order to correlation of Asmari and Bangestan reservoirs oils in Dehluran oilfield.

گرفتن نفتهای فوق از سنگ منشاء واحد نیز تقویت می‌گردد (Gratzer et al., 2011). از روند تغییرات پروفایل‌های ایزوتوپی میتوان تا حدودی محیط ته نشست مواد آلی را تشخیص داد. روند تغییرات پروفیل ایزوتوپی در نمونه‌های مورد مطالعه تقریباً مسطح همراه با شیب نسبتاً کمی در جهت تهی شدگی (Depletion) ایزوتوپی به سمت ترکیبات سنگین‌تر بوده که حاکی از ورود مواد آلی قاره‌ای به داخل محیط دریایی در زمان ته نشست سنگهای منشاء مولد هیدروکربنها دارد که این امر نیز نتایج حاصل از پارامترهای ژئوشیمیایی که در مباحث پیشتر بیان گردید، تأیید می‌نماید.

نتایج آنالیز ایزوتوپ کربن برای ترکیبات جزء به جزء در هیدروکربن‌های اشباع (n-alkanes) بین آلکانهای  $nC_{10}$  تا  $nC_{20}$  نیز بر روی ۴ نمونه نفت مورد مطالعه انجام پذیرفت. همانطور که پیشتر بیان گردید یکی از مهمترین کاربردهای آنالیز ایزوتوپی بر روی ترکیبات خاص در انطباق نفت - نفت می‌باشد. در شکل ۹، پروفیل ایزوتوپی بر روی آلکانهای نرمال بین  $nC_{10}$  تا  $nC_{30}$  در نفتهای مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران ترسیم شده است. همانطور که مشاهده می‌گردد تمامی نفتهای این دو مخزن از روند یکسانی برخوردار بوده و اختلافی کمتر از ۳ پرمیل دارند. این نتیجه نشان می‌دهد تمامی نفتهای مورد مطالعه در یک خانواده نفتی قرار داشته که با نتایج بیومارکری نیز تأیید می‌گردد. بنابراین نشأت





شکل ۹- روند تغییرات ایزوتوپ کربن ترکیبات خاص (CSIA) به منظور تطابق نفتهای مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران.  
 Fig. 9. The trend of Compound Specific Isotope Analysis (CSIA) in order to correlation of Asmari and Bangestan reservoirs oils in Dehluran oilfield.

Y1 و Y3 از خود به نمایش می‌گذارد. با توجه به موقعیت جغرافیایی چاه Y2 که با فاصله بیشتری نسبت به دو چاه دیگر و در شمال غرب ساختمان دهلران واقع شده‌اند، حضور احتمالی سد تراوایی (Permeability barriers) یا گسل احتمالی در فاصله بین چاه Y2 با چاههای دیگر مخزن بنگستان سبب گردیده است علیرغم یکی بودن سیستم هیدروکربنی، از لحاظ مخزنی با یکدیگر در ارتباط نباشند. در شکل ۱، خط چین سبز رنگ جدایش چاه Y2 را از سایر چاهها نشان می‌دهد. این امر می‌تواند در مباحث افزایش تولید و فرآیندهای ثانویه ازدیاد برداشت و در نهایت کاهش هزینه‌ها در میدان بسیار کارآمد باشد. همچنین به منظور ارزیابی پیوستگی قائم (Vertical continuity) دو مخزن آسماری و بنگستان نیز از تغییرات پارامترهای آلکانهای نرمال حلقوی و شاخه دار در چاه X1 و چاه Y3 استفاده گردید. علت استفاده از چاه Y3 قرارگیری جغرافیایی در مجاورت چاه X1 و عدم تولید از دو مخزن در یک چاه واحد می‌باشد. همانطور که در شکل ۱۱ مشاهده می‌گردد پیوستگی مخزنی خوبی بصورت قائم در دو مخزن حکمفرما می‌باشد. علت تفاوت‌های ناچیز در الگوی ترسیم شده نیز به خاطر اختلاف‌های حاصل از پختگی دو هیدروکربن است. علاوه بر این به منظور تأیید نتایج حاصل از داده‌های ژئوشیمی و ارزیابی پیوستگی مخزنی می‌توان از داده‌های فشار چاهها نیز استفاده شود. به منظور کالبراسیون داده‌ها، کلیه نتایج فشارها از تست DST بوده که نسبت به سطح دریا محاسبه گردیده‌اند. همانطور که در شکل ۱۲ مشاهده می‌گردد دو گرادیان فشاری متفاوت (۰/۳۱ و ۰/۳۳ psi/ft) در چاههای مورد مطالعه محاسبه می‌گردد. بر این اساس، چاههای X1 و Y3 دارای پیوستگی قائم بوده و از طرفی چاههای Y1 و Y3 نیز پیوستگی جانبی خوبی را از خود به نمایش می‌گذارند. متفاوت بودن گرادیان فشاری در چاه Y2 نیز به خوبی داده‌های ژئوشیمی مخزن را مورد تأیید قرار می‌دهد. همچنین نتایج فوق نشان می‌دهند که دو گسل اصلی در یالهای شمالی و جنوبی ساختمان (شکل ۲) نقش اساسی در ناپیوستگی یا پیوستگی مخازن آسماری و بنگستان نداشته‌اند.

### بررسی اثرانگشت نفت‌های خام و پیوستگی جانبی و قائم مخازن آسماری و بنگستان

اختلاف ترکیب سیالات مخازن نفتی یک میدان یا زون‌های یک مخزن نشانگر عدم تداوم مخزن یا زون‌های مخزنی بوده و نشان می‌دهد که سیال زونهای مخزنی به همدیگر جریان ندارند (Hwang et al., 1994). شناخت مخازن و زون‌های مجزا و پراکندگی آنها، می‌تواند ما را در توسعه میدان و مخازن نفتی راهنمایی نموده و به ما امکان تخمین دقیق ذخیره مخزن و استراتژی تولید بهتر را بدهد (Kamali and Ghorbani, 2006). مقایسه و تطابق اثر انگشتی کروماتوگرامهای گازی (Gas chromatographic fingerprint) نفتهای مخازن، می‌تواند بصورت گسترده‌ای جهت ارزیابی پیوستگی مخازن برای توسعه و مدیریت یک میدان مورد استفاده قرار بگیرد (Slentz, 1981; Kuafman et al., 1990). این دیدگاه بر اساس مشاهدات تجربی بنا شده است که نشان می‌دهد نفتهای مشتق شده از یک مخزن به هم پیوسته (Continuous reservoir) یک کروماتوگرام مشابه داشته در حالیکه نفتهایی با مخازن جدا از یکدیگر، تفاوت‌های فاحشی را در کروماتوگرام‌ها از خود به نمایش می‌گذارند.

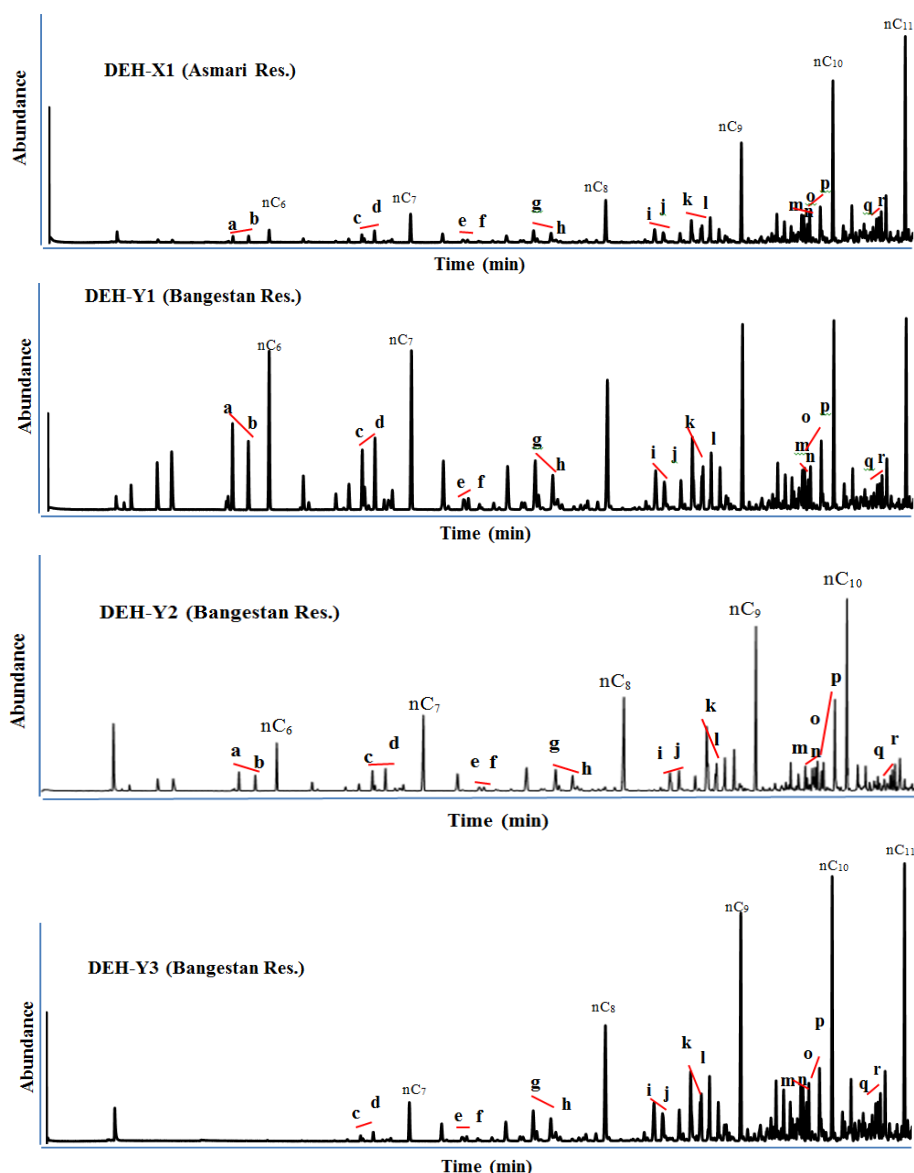
در این مطالعه از تکنولوژی اثر انگشت (Fingerprint) توسط آنالیز کروماتوگرافی گازی با وضوح بالا (HRGC) جهت ارزیابی پیوستگی مخازن آسماری و بنگستان در جهت جانبی (Lateral) و قائم (Vertical) در میدان نفتی دهلران استفاده می‌گردد. جهت انجام این امر از بلندای (Height) ترکیبات هیدروکربنهای سبک بین C<sub>5</sub>-C<sub>11</sub> بهره گرفته شد. ترکیبات استفاده شده جهت جدایش ۴ نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران در جدول ۳ و شکل ۱۰ به نمایش گذاشته شده است. در شکل ۱۱، دیاگرام ستاره ای (Star plot) نسبت‌های محاسبه شده ترکیبات استفاده شده حلقوی و زنجیره‌ای جهت ارزیابی پیوستگی مخزنی جانبی در مخزن بنگستان چاههای مورد مطالعه ترسیم گردیده است. همانطور که مشاهده می‌گردد چاه Y2 با تغییراتی که در پارامترهای محاسبه شده از خود نشان می‌دهد به وضوح عدم پیوستگی خود را با چاههای

جدول ۳- کمیت و مشخصات شیمیایی ترکیبات حلقوی و شاخه‌دار آلکانهای نرمال نفتهای خام مخازن آسماری و بنگستان میدان نفتی دهلران.

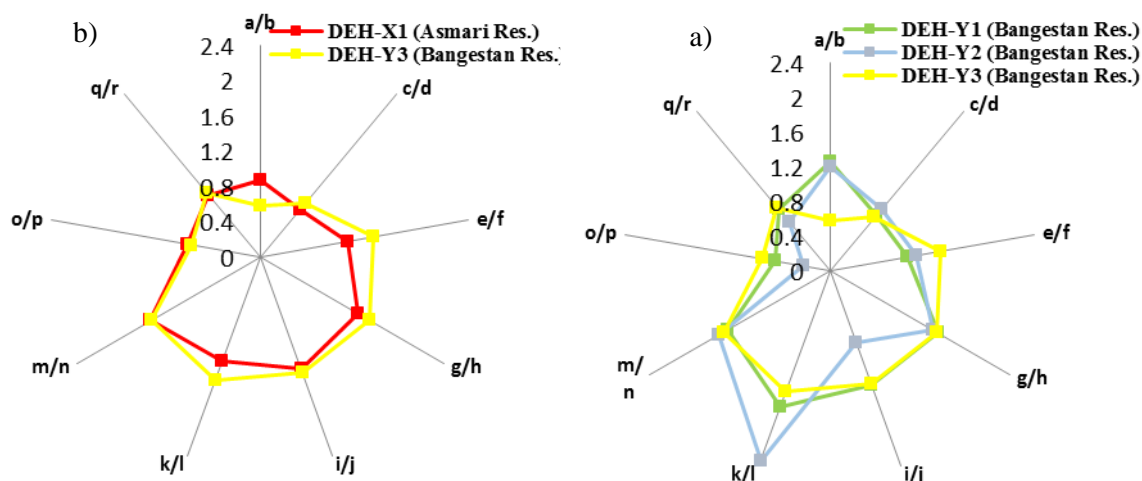
Table 3. Quantity and chemical identification of branched and cyclic compounds of crude oils from Dehluran oilfield (Asmari and Bangestan reservoirs).

Wells	Depth (m)	a/b	c/d	e/f	g/h	i/j	k/l	m/n	o/p	q/r
X1	2870-2876	0.86	0.69	1.00	1.28	1.35	1.25	1.43	0.83	0.91
Y1	3914-4065	1.26	0.83	0.91	1.44	1.4	1.68	1.37	0.64	0.92
Y2	4160-4360	1.2	0.92	1.01	1.38	0.88	2.34	1.48	0.31	0.73
Y3	4475-4487	-	0.8	1.3	1.43	1.39	1.49	1.42	0.71	0.95

a = 2-methylpentane; b = 3- methylpentane; c = 2,3-diethylhexane; d = 3-methylhexane; e = Ethylcyclopentane; f = 2,4-diethylhexane; g = 2-methylheptane; h = 3-methylheptane; I = 2,6-dimethylheptane; j = 1,1,3-trimethylcyclohexane; k = m+p Xylene; l = 4-methyloctane; m = 2,5-diethyloctane; n = 2-methylnonane; o = 3-methylnonane; p = 1,2,4-trimethylbenzene; q = 2,5 dimethylnonane; r = 4-methyldecane.

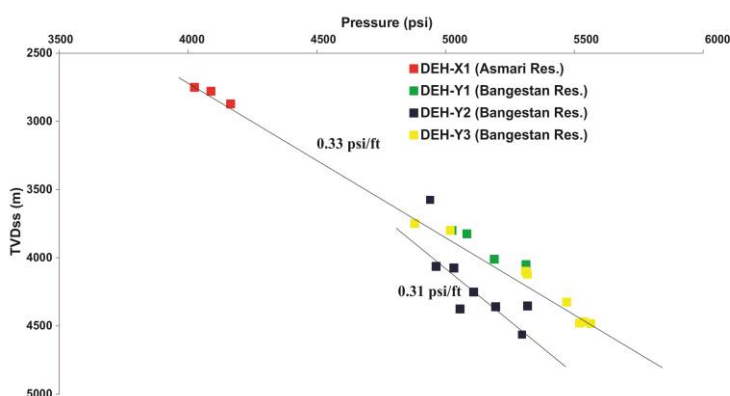


شکل ۱۰- پیکهای شماره گذاری شده آلکانهای خطی، حلقوی و شاخه دار در GC دارای وضوح بالا (HRGC) در چاههای X1، Y1، Y2 و Y3. Fig. 10. Numbered peaks of linear, cyclic and branched alkanes in the HRGC of whole oil in X1, Y1, Y2 and Y3 wells.



شکل ۱۱- (a-b) دیاگرام ستاره ای ترسیم شده بر اساس نسبت پیک های انتخاب شده از آنالیز HRGC در چاههای میدان دهلران (مخازن آسماری و بنگستان).

Fig. 11. (a-b) Star diagram of selected peak ratios from HRGC fingerprinting of Dehloran wells (Asmari and Bangestan reservoirs).



شکل ۱۲- ترسیم نمودار تغییرات فشار سازندی نسبت به عمق در مخازن آسماری و بنگستان چاههای میدان دهلران که حضور دو گرادیان فشاری متفاوت را نشان می‌دهد.

Fig. 12. The plot of formation pressure versus depth in Asmari and Bangestan reservoir in Dehloran oilfield demonstrates the presence of two different pressure gradients.

### نتیجه گیری

ترپانها با توجه به ایزومریزاسیون ناقص ترکیبات، درجه بلوغ پایین-متوسطی را برای نفتهای دو مخزن نشان می‌دهد.

- سن سنگ منشاء نفتهای مورد مطالعه با استفاده از مقادیر پارامتر ETR، شاخص الینان (Oleanane Index) و  $\beta\beta$   $C_{28}/C_{29}$  و Sterane محدود سنی ژوراسیک - کرتاسه زیرین (احتمالاً سازندهای گرو و سرگلو) را نشان می‌دهند.
- نتایج آنالیز ایزوتوپ کربن و آنالیزهای بیومارکری نشان داد تمامی نفتهای مخازن آسماری و بنگستان در یک خانواده نفتی قرار داشته و نشأت گرفتن از سیستم هیدروکربنی واحد را به نمایش می‌گذارند.
- استفاده از ترکیبات آلکانهای حلقوی و زنجیره‌ای در هیدروکربنهای سبک  $C_{5}-C_{11}$  و داده‌های فشار سازندی جهت

- ارزیابی پارامترهای کلی نفتهای مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران نشان می‌دهد که نفتهای مورد مطالعه در محدوده نفتهای ترش (Sour oil) طبقه‌بندی شده و افزایش درجه API نفتها با کاهش میزان سولفور همراه می‌باشد. همچنین محاسبه پارامترهای Pr/Ph، TAR و پراکندگی استرانهای  $C_{27}, C_{28}, C_{29}$  در نفتهای مورد مطالعه حاکی از ته نشست سنگهای منشاء در یک محیط دریایی احیایی با ورودی کم ماده آلی قاره‌ای می‌باشد.
- پراکندگی ترکیبات تری سیکلیک ترپانهای  $C_{21}, C_{22}, C_{23}$  و  $C_{24}$  به همراه استرانها نشان می‌دهند لیتولوژی سنگ منشاء مولد نفتها، کربناته - ماری می‌باشد. استفاده از بیومارکهای استرانها و

### تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله لازم می‌دانند از مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران به دلیل فراهم نمودن هزینه‌های آنالیزها در این پروژه قدردانی نمایند. همچنین از پژوهشگاه صنعت نفت به منظور انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی نیز تشکر می‌گردد. جا دارد از شرکت ملی مناطق نفت مرکزی ایران به دلیل همکاری جهت مهیا نمودن شرایط نمونه‌برداری از میدان دهلران نیز سپاسگزاری شود.

ارزیابی پیوستگی جانبی مخزن بنگستان حاکی از ارتباط چاههای Y1 و Y3 و جدایش آن از چاه Y2 (واقع در شمال غرب ساختمان) می‌باشد. علت این موضوع را می‌توان به حضور سدهای تراوایی یا گسل احتمالی ژئوفیزیکی در حدفاصل این چاهها نسبت داد. همچنین پیوستگی قائم دو مخزن آسماری و بنگستان نیز از طریق داده‌های ژئوشیمی مخزن و مهندسی نفت نیز تأیید گردید.

### منابع

- Alizadeh, B., Maroufi, K., Fajrak., M., 2018. Hydrocarbon reserves of Gachsaran oilfields, SW Iran: Geochemical characteristics and origin. *Marine and Petroleum Geology* 92, 308-318.
- 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.
- Bordenave, M.L., 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.
- Bourbonniere, R.A., Meyers, P.A., 1996. Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie. *Limnology and Oceanography* 41, 352-359.
- Chang A.F., Pashikanti, K., Liu, Y.A., 2012. *Refinery Engineering: Integrated Process Modeling and Optimization*, First Edition. Wiley-VCH Verlag GmbH and Co. KGaA. 56p.
- Connan, J., Cassou, A.M., 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 44, 1-23.
- Curiale, J.A., 2002. A review of the occurrences and causes of migration-contamination in crude oils. *Organic Geochemistry* 33, 1389-1400.
- Danyluk, M., Galbraith, B., Omana, R., 1984. Towards definitions for heavy crude oil and tar sands, in Meyer, R.F., Wynn, J.C., and Olson, J.C., Eds., *The future of heavy crude and tar sands: United Nations Institute for Training and Research (UNITAR) Second International Conference, Caracas, Venezuela, February 7-17*, p. 7-11.
- Ekpo, B.O., Essien, N.E., Fubara, E.P., Ibok, U.J., Ukpabio, E., Wehner, H., 2013. Petroleum geochemistry of cretaceous outcrops from the calabar flank, South Eastern, Nigeria. *Mar. Petroleum Geology* 48, 171-185.
- England, W.A., Muggeridge, A.H., Clifford, P.J., Tang, Z., 1995. Modelling density-driven mixing rates in petroleum reservoirs on geological time-scales, with application to the detection of barriers in the Forties Field (UKCS). In: Cubbit, J.M., England, W.A. (Eds.), *The Geochemistry of Reservoirs*, Geological Society of London, U.K, p. 1185-1201.
- Exploration Directorate, 1982. *The Geology Study of Dehluran Oilfield, Internal Report, Report No. 3772*.
- Galimov, E.M., 1973. *Carbon isotopes in oil and gas geology*. Nedra Press, Moscow. Transl NASA TT F-682, Washington, DC.
- Grantham, P.J., Wakefield, L. L., 1988. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry* 12, 293-304.
- Gratzer, R., Bechtel, A., Sachsenhofer, R.F., Linzer, H.G., Reischenbacher, D., Schulz, H.M., 2011. Oil-source rock correlations in the Alpine Foreland basin of Austria: insights from biomarker and stable carbon isotope studies. *Marine and Petroleum Geology* 28, 1171-1186.
- Holba, A.G., Ellis, L., Dzou, I.L., 2001. Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils. Presented at the 20<sup>th</sup> International Meeting on Organic Geochemistry 10, 10-14.
- Hughes, W.B., Holba, A.G., Dzou, L.I.P., 1995. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 59, 3581-3598.
- Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*, 2<sup>nd</sup> Edition. W.H. Freeman and Company, New York. 743 p.

- Hwang, R.J., Ahmed, A. S., Moldowan, J.M., 1994. Oil Composition Variation and Reservoir Continuity: Unity Field, Sudan. *Organic Geochemistry* 21, 171-188.
- Kamali, M.R., Ghorbani, B., 2006. *Organic Geochemistry from Phytoplanktons to Oil Generation*, Pars Arian Zamin Publications.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., Elsinger, R.J., 1990. Gas Chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. In: Schumaker, D., Perkins, B.F. (Eds.), *Proceedings of the 9<sup>th</sup> Annual Research Conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*, p. 263–282.
- Mackenzie, A.S., Hoffmann, C.F., Maxwell, J.R., 1981. Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France-III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 45, 1345-1355.
- Moldowan, J.M., Huizinga, B.J., Dahl, J.E., Fago, F.J., Taylor, D.W., Hickey, L.J., 1994. The molecular fossil record of oleanane and its relationship to angiosperms. *Science* 265, 768-771.
- Motiei, H., 1993. *Iran Geology: Zagros Stratigraphy*, Geological Survey of Iran Publications.
- Ourisson, G., Albrecht, P., Rohmer, M., 1982. Predictive microbial biochemistry-From molecular fossils to prokaryotic membranes. *Trends Biochemistry Sciences* 7, 236-239.
- Ourisson, G., Albrecht, P., Rohmer, M., 1984. The microbial origin of fossil fuels. *Scientific American* 251, 44-51.
- Peters, K.E., Moldowan, J.M., 1993. *The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. *The Biomarker Guide*, Cambridge University Press.
- Powell, T.G., McKirdy, D.M., 1973. The effect of source material, rock type and diagenesis on the n-alkane content of sediments. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 37, 523-633.
- Schoell, M., Teschner, M., Wehner, H., Durand, B., Oudin, J.L., 1981. Maturity related biomarker and stable isotope variation and their application to Oil/Source Rock Correlation in the Mahakam Delta Kalimantan. *Advance Organic Geochemistry*, 156–163.
- Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1980. The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry. *Physics and chemistry of the Earth* 12, 229-237.
- Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004. Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21, 829-843.
- Slentz, L.W., 1981. Geochemistry of reservoir fluids as unique approach to optimum reservoir. SPE #9582. In: Presented at Middle East Oil Technical Conference (Manama, Bahrain).
- Smalley, P.C., Hale, N.A., 1996. Early Identification of Reservoir Compartmentalization by Combining a Range of Conventional and Novel Data Types, SPE Paper No. 30533.
- Subroto, E.A., Alexander, R., Kagi, R.I., 1991. 30-Norhopanes: their occurrence in sediments and crude oils. *Chemical Geology* 93, 179-192.
- Ten Haven, H.L., de Leeuw, J.W., Sinninghe Damste, J.S., Schenck, P.A., Palmer, S.E., Zumberge, J.E., 1988. Application of biological markers in the recognition of palaeo-hypersaline environments. In K. Kelts, A. Fleet, and M. Talbot (Eds.), *Lacustrine Petroleum Source Rocks: Special Publication 40*, Geological Society, p. 123-130.
- Zumberge, J.E., Ramos, S., 1996. Classification of crude oils based on genetic origin using multivariate modeling techniques, 13<sup>th</sup> Australian Geological Convention, Canberra, Australia.