

ارزیابی ژئوشیمیایی نفت‌های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده‌های بیومارکری در یکی از میادین نفتی دشت آبادان

الهام اسدی مهماندوستی*^۱، سیدعلی معلمی^۲، مهناز امیرحسینی^۳، عزیزالله حبیبی^۴

استادیار گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه خوارزمی، تهران

^۲پژوهشکده ازدیاد برداشت مخازن نفت و گاز، شرکت ملی نفت ایران

^۳دانشجوی کارشناسی ارشد زمین‌شناسی نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران

^۴دانشیارگروه شیمی، دانشکده شیمی، دانشگاه خوارزمی، تهران

e.asadi@khu.ac.ir

دریافت خرداد ۱۳۹۵، پذیرش مرداد ۱۳۹۵

چکیده

در این مطالعه ۸ نمونه نفت خام از مخازن سروک (۵ نمونه) و فهلیان (۳ نمونه) یکی از مهم‌ترین میادین نفتی دشت آبادان با استفاده از تکنیک‌های کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی (GC-MS)، مورد ارزیابی ژئوشیمیایی قرار گرفت. نوع نفت مخازن سروک از نوع پارافینیک- نفتینیک و آروماتیک حدواسط و نوع نفت مخزن فهلیان از نوع پارافینیک تشخیص داده شد. نسبت‌های بیومارکری مختلف برش‌های اشباع از قبیل نمودار تغییرات نسبت‌های $Pr/nC17$ و $Ph/nC18$ و نمودار تغییرات نسبت Pr/Ph در برابر نسبت استران‌های $C29/C27$ (20R) نشانه‌ی تشکیل سنگ منشأ در یک محیط دریایی احیایی برای نفت‌های هر دو مخزن مورد مطالعه است. همچنین غلظت بالای استران $C29$ در برابر $C27$ و $C28$ نشان می‌دهد که مواد آلی سنگ منشأ مورد نظر در یک محیط دریایی تشکیل شده که آثار ورود مواد آلی با کروژن قاره‌ای نیز در آن مشاهده می‌شود. نسبت بالای مقادیر هویان $C29$ به هویان $C30$ ، تغییرات نسبت استران $C27$ (Dia/Dia+Reg) در برابر مقادیر $Pr/(Pr+Ph)$ ، پایین بودن مقادیر دیااستران‌ها در مقابل استران و نمودار تغییرات Sterane/Hopane در مقابل نسبت استران‌های $C27/C29$ نشانه لیتولوژی کربناتی تا شیلی برای منشأ نفت‌های مورد مطالعه است. با توجه به بالا بودن میزان رزین، پراکندگی آلکان‌های نرمال، میزان بالای نسبت‌های $Pr/nC17$ و $Ph/nC18$ و UCM بالاتر نسبت به سایرین، نمونه‌های $K15$ و $K11$ مخزن فهلیان و نمونه $B5$ از مخزن سروک تخریب زیستی کم تا متوسط و نمونه $B19$ از مخزن سروک تخریب زیستی کمی را نشان می‌دهند. برطبق نمودارهای تغییرات نسبت $Pr/nC17$ در برابر $Ph/nC18$ ، تغییرات $C29$ Sterane $20S/(20S+20R)$ در برابر $C32$ hopane $22S/(22S+22R)$ ، تغییرات نسبت $C29$ Sterane $20S/(20S+20R)$ در برابر نسبت $C29$ Sterane $\alpha\beta/(\alpha\beta+\alpha\alpha)$ ، زمان تشکیل نمونه‌های دو مخزن مربوط به ابتدای پنجره‌ی نفتی می‌شود و نمونه‌های مخزن فهلیان مراحل پیشرفته‌تری از سطح پختگی را نسبت به نمونه‌های مخزن سروک نشان می‌دهند.

واژه‌های کلیدی: بیومارکر، دشت آبادان، کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی، مخزن سروک، مخزن فهلیان.

۱- مقدمه

بیومارکرها یا فسیل‌های شیمیایی^۱ را در حقیقت می‌توان ساختارهای شیمیایی آلی موجود در کره زمین دانست که ترکیب شیمیایی آن‌ها شباهت زیادی با ترکیبات موجود در ارگانوسم‌های اجدادی دارد. بیومارکرها می‌توانند بصورت مستقیم از موجودات زنده تشکیل و یا بوسیله تغییرات دیاژنتیکی و کاتاژنتیکی در رسوبات شکل بگیرند [۱۲، ۲۶]. بیومارکرها علاوه بر داشتن نظم ساختمانی خاص می‌بایست به اندازه کافی در موجودات زنده فراوان باشند تا بتوان به راحتی اثر آنها را در نفت تشکیل یافته خودشان مطالعه نمود. مهم‌ترین بیومارکرها شناخته شده هویان‌ها و استران‌های ۴ و ۵ حلقه‌ای، پارافین‌های نرمال، ایزوپرنوئیدهایی همچون پرستان و فیتان، کاروتن‌ها و پرفیرین‌ها هستند [۱۷].

در سال‌های اخیر با استفاده از روش‌های مختلف ژئوشیمیایی و بیومارکرها، مسائلی مربوط به سنگ منشأ، مخزن، تطابق نفت-نفت و نفت-سنگ منشأ در میدان‌های مختلف نفتی ایران بررسی شده است. به عنوان نمونه، علیزاده و همکاران [۱۱]، در مطالعه‌ای نفت خام مخازن آسماری و بنگستان در میدان نفتی مارون، به این نتیجه رسیدند که نفت‌های هر دو مخزن آسماری و بنگستان سنگ منشأ مشابه کربناتی-مارنی داشته که تحت شرایط شدید احیایی نهشته شده است. پارامترهای ژئوشیمیایی نفت‌های هر دو مخزن، بلوغ متوسط تا بالا و عدم فعالیت تخریب زیستی با محتوی بالای پارافین را نشان می‌دهند. ربانی [۲۹]، در بررسی ژئوشیمی نفت‌های خام بخش ایرانی خلیج فارس، به این نتیجه رسیده است که این نفت‌ها متعلق به سنگ منشأ دریایی بوده که در شرایط احیایی ته‌نشست یافته و دارای ترکیب بیومارکری و ایزوتوپی مشابه هستند. کمالی و همکاران (۱۳۹۰) [۵] در مطالعه ویژگی‌های ژئوشیمیایی هیدروکربن‌های مخازن ایلام و سروک در میداین مارون و کویال نشان دادند که هیدروکربن‌های تجمع یافته در مخازن یاد شده، از سنگ منشأهای کربناتی، در شرایط احیایی تا نیمه احیایی زایش یافته‌اند. کروژن سنگ منشأ احتمالی از نوع II و مخلوطی از نوع II و III می‌باشد، که بیانگر وجود مواد آلی با منشأ دریایی و مقادیر جزئی مواد آلی حمل شده از خشکی است. مشهدی و ربانی [۲۲]، در بررسی ژئوشیمیایی نفت‌های خام و سنگ‌های منشأ کرتاسه در بخش ایرانی خلیج فارس، به این نتیجه رسیدند که پتانسیل تولید هیدروکربن برای سازندهای منشأ گورپی و کژدمی ضعیف و برای عضو احمدی از سازند سروک ضعیف تا خوب است و از نظر حرارتی نابالغ تا بالغ بوده که در محیط دریایی و شرایط احیایی نهشته شده‌اند. علیزاده و همکاران [۱۰]، نیز در بررسی ژئوشیمیایی نفت‌های اتوسن تا کرتاسه در دشت آبادان، غرب تنوع در بلوغ حرارتی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه را پیشنهاد دادند.

کشف منابع جدید هیدروکربوری در حوضه رسوبی دشت آبادان مانند میداین نفتی آزادگان، دارخوین و یادآوران در چند سال گذشته بیانگر ضرورت انجام مطالعات جامع‌تر زمین‌شناسی در این حوضه رسوبی است. بر این اساس ۸ نمونه نفت خام از مخازن سروک (۵ نمونه) و فهلیان (۳ نمونه) در یکی از مهم‌ترین میداین نفتی ایران واقع در دشت آبادان (جنوب غرب ایران) انتخاب و مورد بررسی قرار گرفته است. هدف از این مطالعه تعیین شرایط محیط رسوبی (احیاء و اکسیدی)، ارزیابی بلوغ حرارتی سنگ منشأ

¹ Chemical fossils

ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میداین نفتی دشت آبادان

و نفت خام، پدیده‌ی تخریب زیستی، بررسی خصوصیات سنگ منشأ اعم از لیتولوژی و محیط رسوبی در میدان نفتی مورد مطالعه واقع در دشت آبادان می‌باشد.

۲- زمین شناسی منطقه

دشت آبادان بخشی از جلگه‌ی میان رودان (بین‌النهرین) است که از نظر زمین‌شناختی پایانه‌ی شمالی سکوی عربی به شمار می‌آید. به دلیل پوشش‌های آبرفتی جوان، دانسته‌های زمین‌شناختی، به نتایج حاصل از حفاری‌های نفتی و مطالعات ژئوفیزیکی محدود است. دشت آبادان در انتهای جنوب‌غربی زاگرس واقع شده و از شمال و شمال‌شرقی به محدوده چین‌های زاگرس، از جنوب به عربستان و خلیج‌فارس و از غرب به کشور عراق محدود می‌گردد (شکل ۱). از ویژگی‌های این ناحیه می‌توان به حضور بلندی‌های شمالی-جنوبی و شمال شرقی-جنوب غربی اشاره کرد. ناحیه مورد نظر یک پهنه حدواسط وسیع میان پلاتفرم عربستان در جنوب غربی و فروافتادگی دزفول در شمال شرقی به شمار می‌رود. این داده‌ها نشان می‌دهند که در زیر رسوبات پوششی، نهشته‌های دوران‌های اول و دوم، به‌طور ملایم و در روندی شمالی-جنوبی (روند عربی) چین خورده‌اند و به ظاهر گذر از رخساره‌های تخریبی و کم‌ضخامت دشت آبادان به رخساره‌های دریایی و ستبر زاگرس چین‌خورده‌ی تدریجی است. به همین دلیل، افتخارنژاد (۱۳۵۹) [۱] [نواحی دشت‌گونه‌ی خوزستان را بخشی از زاگرس چین‌خورده می‌داند. ولی برخلاف زاگرس، دشت آبادان توان لرزه‌خیزی بسیار پایینی دارد به همین رو، حقی‌پور (۱۳۵۸) [۲] وجود یک شکستگی بزرگ و پوشیده را، با جهت شمال‌غربی-جنوب‌شرقی در حد فاصل زاگرس چین‌خورده و دشت محتمل می‌داند. دشت آبادان دارای خواص ساختمانی متفاوتی با زاگرس و فروافتادگی دزفول است. دشت آبادان لرزه‌خیز نیست و تاقدیس‌های این منطقه فاقد اثر سطحی و بیرون زدگی و حاصل گسل‌های پی سنگی است. در بعضی تاقدیس‌ها بستگی ساختمانی در افق آسماری دیده نمی‌شود و در این ناحیه مخازن عمیق‌تر بنگستان و خامی مورد توجه بیشتری هستند [۴].

از نظر چینه‌شناسی، اطلاعات مربوط به رسوبات تریاس و قبل از آن در ناحیه مورد مطالعه بسیار ناچیز است ولی براساس چاه‌های موجود در منطقه، اطلاعات نسبتاً مناسبی از رسوبات ژوراسیک و جوان‌تر وجود دارد. رسوبات کربناته-تخریبی کرتاسه مهم‌ترین مخازن نفتی در این ناحیه بشمار می‌آیند. برای نمونه سنگ مخزن فهلیان زیرین (معادل سازند یاماما و میناقیش در عراق و کویت) با سن بریاسین-والانژین آغازین بصورت موضعی دارای تخلخل بالا با رخساره کربناته بیوکلاستیک و بصورت بخشی کالک آرنایت است. توالی غالباً کربناته آلبین پایانی تا تورونین آغازین سازند سروک (معادل توالی‌های معدود، وارا، احمدی، رومیلا و میشریف در عراق و کویت) مهم‌ترین مخزن ناحیه مورد مطالعه با نفت نسبتاً سنگین (با درجه API حدود ۲۰ درجه) است. بخش بالایی سازند سروک با رخساره کربناته کم‌عمق از دیدگاه مخزنی با در نظر گرفتن ماهیت ریفی و بیوکلاستیک خواص مناسبی دارد. رخساره‌های لاگونی و همچنین نیمه عمیق در داخل این توالی ممکن است بعنوان یک سنگ پوشش موضعی عمل کرده باشند. توالی کامپانین-ماستریشیتین (سازند گورپی و بخش کربناته تارپور و سازند طیارات کویت) با رخساره سنگ آهک گلوکونیتی که بصورت موضعی دولومیتی شده شرایط تله چینه‌شناسی مناسبی دارد. شرایط سنگ‌پوش در این لایه مخزنی به حضور و یا عدم

حضور لایه شیلی (معادل سازند قرنا در کویت) بستگی دارد. توالی پالئوسن-ائوسن در ناحیه مورد مطالعه با تغییرات جانبی رخساره شیلی و عمیق پابده با رخساره کربناته و کم عمق جهرم مشخص می شود. سازند آسماری (غار در عراق و کویت) با سن ائوسن پایانی تا میوسن آغازین در منطقه غالباً رخساره تخریبی (بخش ماسه سنگی اهواز) با میان لایه های کربناته است. علیرغم تداخل بالا، این سازند مخزن مهمی بعلافت فقدان بستگی ساختمانی بشمار نمی آید. سازند گچساران (فارس پایینی در کویت و عراق) با سن میوسن آغازین-میانی رخساره غالباً انیدریتی-نمکی در شمال منطقه به رخساره غالباً مارنی در جنوب منطقه تبدیل می شود. در شمال منطقه (برای مثال میدان جفیر) سازند میشان با رخساره عمیق بر روی سازند گچساران گزارش شده است. سازند میشان بصورت جانبی بطرف جنوب غرب بتدریج به مارن و نهایتاً ماسه سنگ آغاچاری تغییر می یابد. سازند آغاچاری به سن میوسن میانی به بعد، تغییرات ضخامتی زیادی را نشان می دهد. بطوریکه در شمال ناحیه ضخامت حدود ۲ کیلومتر ولی در بخش جنوبی، ضخامت به کمتر از ۲۰۰ متر تقلیل می یابد [۳].

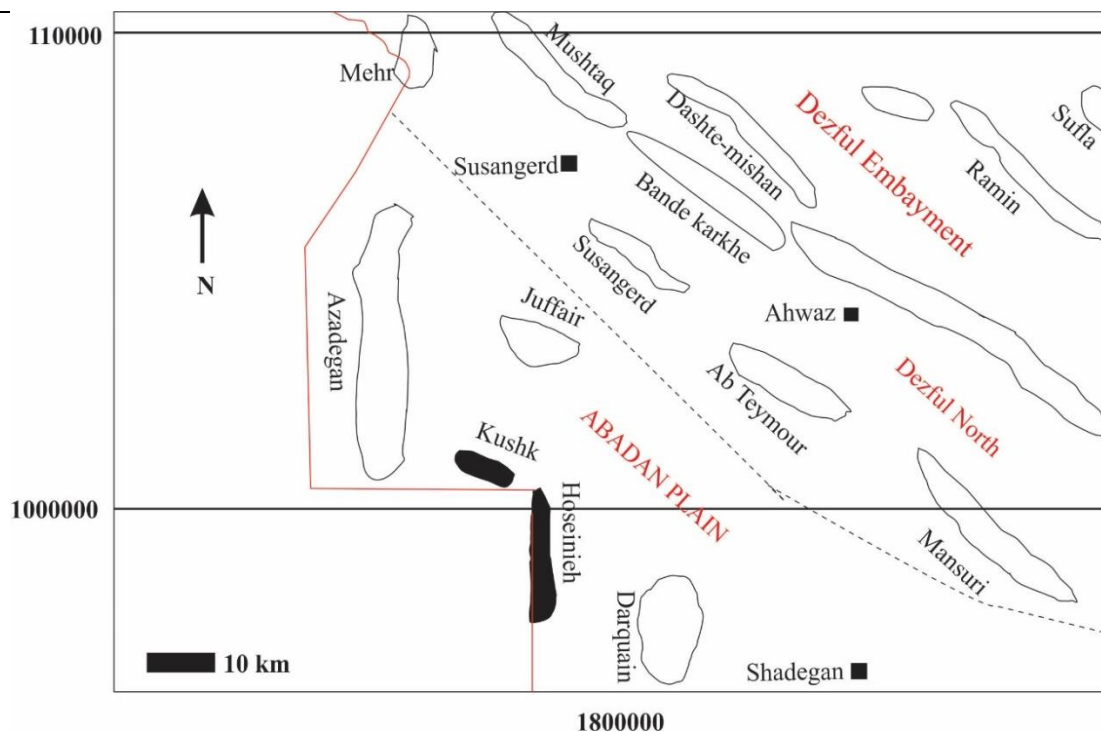
در شکل ۲ میداین نفتی مختلف واقع در دشت آبادان نشان داده شده است. با توجه به بررسی گزارشات و اطلاعات پتروفیزیکی میدان نفتی مورد مطالعه از نظر چینه شناسی دارای سازندهای آغاچاری، گچساران، آسماری، پابده، گورپی، ایلام، سروک، لافان، کژدمی، بورگان، داریان، گدوان، فهلیان و گرو می باشند و متوسط ضخامت شان در آغاچاری ۱۶۵ متر، گچساران ۳۲۴ متر، آسماری ۲۰۰ متر، پابده ۶۳۷ متر، گورپی ۴۷ متر، ایلام ۸۵ متر، لافان ۱۳ متر، سروک ۶۷۰ متر، کژدمی ۱۲۶ متر، بورگان ۵۰ متر، داریان ۱۷۷ متر و گدوان ۱۵۹ متر است.

به منظور انجام مطالعه ژئوشیمیایی و با توجه به بررسی موقعیت چاه های حفر شده در میدان نفتی مورد مطالعه ۸ چاه انتخاب شد که به ترتیب از جنوب به شمال شامل B21, K04, K11, B7, B19, K15, B3, B5 می باشد.



شکل ۱. موقعیت دشت آبادان در جنوب غربی ایران نسبت به زاگرس مرتفع، زون های لرستان، ایذه و فارس و فروافتادگی دزفول (اقتباس با تغییراتی از مطیعی، ۱۳۷۲) [۶].

ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میدین نفتی دشت آبادان



شکل ۲. موقعیت میدین نفتی در دشت آبادان (اقتباس با تغییراتی از مرادی و علیزاده، ۱۳۹۳) [۷].

۳- روش های مطالعه

در این مطالعه ۳ نمونه نفت خام از مخزن فهلیان به شماره چاه های K04, K11, K15 و ۵ نمونه نفت خام از مخزن سروک به شماره چاه های B3, B5, B7, B19, B21 انتخاب گردید. به منظور جداسازی رسوب آسفالتن از حلال نرمال هگزان استفاده شد. سپس اجزای اشباع، آروماتیک و رزین مالتن با روش کروماتوگرافی ستونی و به ترتیب با استفاده از حلال های نرمال هگزان، تولون و متانول تفکیک و درصد هرکدام مشخص گردید (جدول ۱). عملیات تفکیک نمونه های نفتی به برش های مختلف در دانشکده شیمی دانشگاه خوارزمی صورت پذیرفت. به منظور بررسی بیومارکرهاي اجزای اشباع، آزمایشات تکمیلی شامل کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی (GC-MS) در آزمایشگاه دانشگاه آبردین واقع در انگلستان (University of Aberdeen, UK) انجام گرفته است. دستگاه کروماتوگرافی گازی از نوع HP5890 به همراه طیفسنجی جرمی Hewlett Packard HP 5970 بوده است. برنامه دمایی دستگاه طوری تنظیم شد که دمای ابتدایی را به ازای هر ۴ درجه سانتیگراد بر دقیقه از ۶۰ درجه سانتیگراد به ۳۲۵ درجه سانتیگراد برساند. بیومارکرهاي مطالعه شده توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی- طیفسنجی جرمی شامل n-Alkane ($m/z=85$), Hopane ($m/z=191,205$), Steranes ($m/z=217,218$) و Diasteranes ($m/z=259$) می باشند.

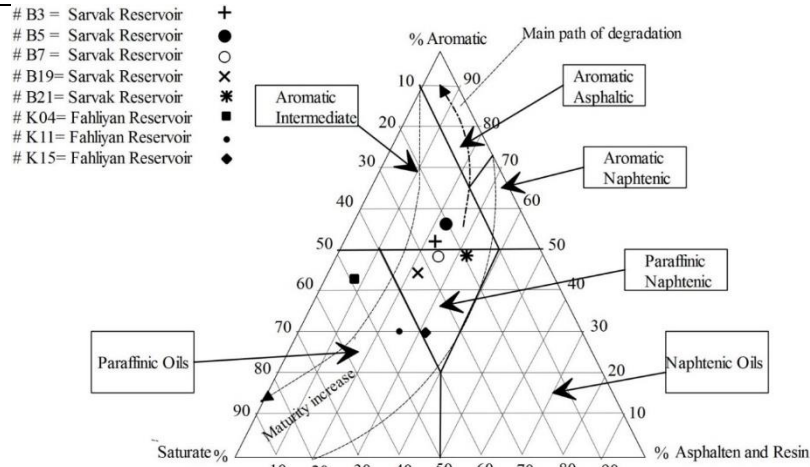
جدول ۱. درصد اجزای تفکیک شده نفت‌های خام حاصل از روش کروماتوگرافی ستونی.

مخزن	شماره نمونه	عمق (متر)	آسفالتن.٪	اشباع.٪	آروماتیک.٪	رزین.٪
سروک	B3	۳۰۰۰	۱۴/۵۲	۲۵/۶۴	۵۲/۷۱	۷/۱۲
	B5	۲۹۹۷-۳۰۰۴	۱۵/۲	۲۰/۱۹	۵۶/۵۳	۸/۰۷
	B7	۳۵۱۴-۳۶۲۸	۱۳/۶۲	۲۶/۹۹	۴۸/۵۸	۱۰/۷۹
	B19	۳۰۷۹-۳۹۶۸	۱۴/۷۶	۳۳/۵۷	۴۳/۹۱	۷/۷۴
	B21	۲۸۵۰-۲۸۷۵	۱۲/۷۲	۱۹/۳۹	۴۸/۴۸	۱۹/۳۹
فهلپان	K04	۴۰۷۰-۴۴۰۰	۰/۷۳	۴۹/۶۳	۴۴/۴۱	۵/۲
	K11	۴۰۳۰-۴۳۰۰	۲/۳۴	۴۵/۰۷	۳۰/۰۴	۲۲/۵۳
	K15	۴۲۵۰-۴۴۰۰	۱۰/۹۳	۳۹/۵۸	۲۹/۶۹	۱۹/۷۹

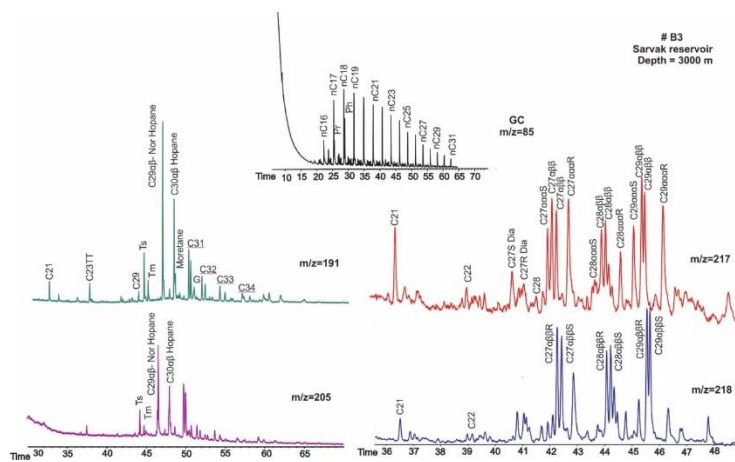
۴- بحث و بررسی

بررسی داده‌های کروماتوگرافی ستونی نمونه‌های نفت خام مخازن سروک و فهلپان در میدان نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که میزان متوسط اجزای اشباع در نمونه‌های مخزن فهلپان بالاتر از مخزن سروک می‌باشد (جدول ۱) به طوری که برطبق دیگرام مثلی تیسوت و ولته (Tissot and Welte, 1984) نفت مخزن سروک با درصد آروماتیک بالاتر، از نوع پارافینیک- نفتنیک و آروماتیک حدواسط و نفت مخزن فهلپان با درصد اشباع بالاتر، از نوع پارافینیک و با مراحل پیشرفته سطح پختگی می‌باشند (شکل ۳). از بیومارکهای متفاوت حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی بر روی اجزای اشباع ۵ نمونه نفت خام مخزن سروک و ۳ نمونه نفت خام مخزن فهلپان برای بدست آوردن پارامترهایی مانند شرایط محیط رسوبی، نوع مواد آلی، لیتولوژی و محیط سنگ منشأ، تخریب زیستی و بلوغ حرارتی نمونه‌ها در میدان نفتی مورد مطالعه استفاده شده است. نسبت‌های بیومارکری محاسبه شده در جدول ۲ آورده شده است. لازم به ذکر است به دلیل تبخیر اجزاء نفت و یا تخریب زیستی نمونه نفت خام سروک چاه B7، پیک‌های مشخصی در آنالیز کروماتوگرافی گازی اجزای اشباع این نمونه نشان داده نشده است و لذا پارامترهای حاصله محاسبه نشده‌اند. نمونه‌ای از کروماتوگرام‌های مورد مطالعه اجزای اشباع به عنوان شاهد از چاه شماره‌ی B3 مخزن سروک در شکل ۴ و چاه شماره K04 مخزن فهلپان در شکل ۵ نشان داده شده است.

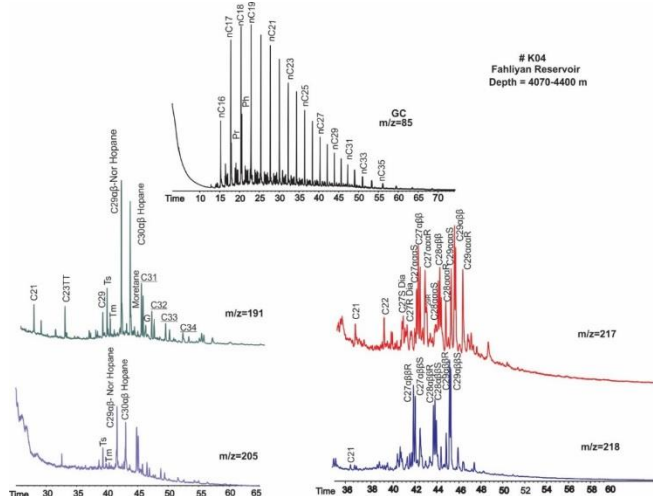
ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میدین نفتی دشت آبادان



شکل ۳. نمودار مثلثی اجزای نفت خام (اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتن) که می‌توان مسیر بلوغ حرارتی، تجزیه، نوع نفت و طبقه‌بندی نفت‌ها را شناسایی کرد [۳۱] (اقتباس از Tissot and Welte, 1984).



شکل ۴. نمونه‌ای از کروماتوگرام‌های مورد مطالعه‌ی اجزای اشباع مربوط به نفت خام چاه شماره‌ی B3 مخزن سروک براساس نسبت‌های متفاوت جرم به بار.



شکل ۵. نمونه‌ای از کروماتوگرام‌های مورد مطالعه‌ی اجزای اشباع مربوط به نفت خام چاه شماره‌ی K04 مخزن فهلیان براساس نسبت‌های متفاوت جرم به بار.

جدول ۲. داده های بیومارکری اجزای اشباع نفت های خام حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی- طیفسنجی جرمی.

فهلیان			سروک					مخزن
K15	K11	K04	B21	B19	B7	B5	B3	شماره نمونه
۲	۲	۰	۰	۱	-	۲	۰	UCM (unresolved complex mixture)
۱/۱۹۷	۱/۱۸۴	۰/۹۵۹	۱/۰۰۹	۱/۰۰۹	-	۱/۰۲۵	۱/۰۳۹	CPI
۰/۴۶	۰/۴۵	۰/۳۲	۰/۴۸	۱/۷۴	-	۱۴/۸۹	۰/۳۸	TAR
۰/۱۴	۰/۸۴	۰/۵۱	۰/۳۷	۰/۴۳	-	۰/۲۳	۰/۴۴	Pr/Ph
۰/۱۲	۰/۴۵	۰/۳۳	۰/۲۷	۰/۳۰	-	۰/۱۹	۰/۳۰	Pr/(Pr+Ph)
۰/۳۳	۱/۵۰	۰/۲۶	۰/۲۶	۱/۲۹	-	۲/۵۶	۰/۳۸	Pr/nC17
۱/۸۵	۱/۰۲	۰/۴۵	۰/۵۸	۰/۹۹	-	۱/۴۰	۰/۶۷	Ph/nC18
۰/۰۳	۰/۰۲	۰/۰۵	۰/۰۶	۰/۰۵	۰/۰۴	۰/۰۵	۰/۰۴	GI
۰/۵۰	۰/۹۸	۰/۲۹	۰/۵۵	۰/۸۲	۰/۹۰	۱/۳۰	۱/۰۱	C35S/C34S Hopane
۰/۶۲	۰/۵۸	۰/۵۹	۰/۵۸	۰/۵۸	۰/۵۹	۰/۵۷	۰/۵۸	C32Hopane 22S/(22S+22R)
۱/۰۶	۲/۱۷	۱/۰۱	۱/۵۵	۱/۴۸	۱/۶۸	۱/۲۸	۱/۳۹	C29/C30 Hopane
۰/۳۶	۰/۴۹	۰/۳۵	۰/۴۵	۰/۴۵	۰/۴۴	۰/۴۲	۰/۴۴	C31R/C30 Hopane
۳۳/۲۵	۴۱/۵۹	۳۱/۸۰	۳۳/۳۶	۳۲/۲۷	۳۴/۶۹	۳۳/۱۴	۳۲/۹۴	%C27 Sterane
۲۰/۹۵	۳۲/۰۴	۲۳/۸۴	۲۴/۸۲	۲۵/۹۰	۲۲/۴۶	۲۵/۳۸	۲۴/۷۲	%C28 Sterane
۴۶/۸۰	۲۶/۳۶	۴۴/۳۶	۴۱/۸۲	۴۲/۱۳	۴۲/۸۵	۴۱/۴۸	۴۲/۳۴	%C29 Sterane

۰/۱۵	۰/۳۵	۰/۱۶	۰/۱۸	۰/۱۹	۰/۱۵	۰/۲۰	۰/۱۸	C27Dia/(Dia+Reg) Sterane
۰/۴۰	۰/۴۹	۰/۴۶	۰/۳۷	۰/۳۶	۰/۳۴	۰/۳۳	۰/۳۶	C29Sterane 20S/(20S+20R)
۰/۵۰	۰/۴۷	۰/۴۷	۰/۴۵	۰/۴۹	۰/۴۷	۰/۴۵	۰/۴۵	C29Sterane $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$
۰/۶۹	۰/۲۲	۰/۷۱	۰/۶۸	۰/۷۱	۰/۶۷	۰/۶۸	۰/۷۱	Ts/(Ts+Tm)
۰/۶۸	۱/۵۷	۰/۷۱	۰/۷۹	۰/۷۶	۰/۸۰	۰/۷۹	۰/۷۷	C27/C29Sterane
۰/۴۴	۱/۲۱	۰/۵۳	۰/۵۹	۰/۶۰	۰/۵۲	۰/۶۱	۰/۵۸	C28/C29Sterane
۱/۰۳	۰/۶۵	۱/۲۴	۱/۲۹	۱/۱۳	۱/۳۵	۱/۱۰	۱/۱۹	C29/C27(20R) Sterane
۰/۴۹	۰/۳۲	۰/۵۱	۰/۲۳	۰/۲۲	۰/۲۲	۰/۲۳	۰/۲۲	Sterane/Hopane

CPI (Carbon Preference Index) = 1/2 {[(C25 + C27 + C29 + C31 + C33)/(C26 + C28 + C30 + C32 + C34)] + [(C25 + C27 + C29 + C31 + C33)/(C24 + C26 + C28 + C30 + C32)]} (Bray and Evans, 1961)

GI (gammacerane index) = gammacerane / hopane (Moldowan et al., 1985)

TAR (Terrigenous/Aquatic Ratios) = (nC27+nC29+nC31)/(nC15+nC17+nC19) (Bourbonniere and Meyers, 1996)

۴-۱- تخریب زیستی

تخریب زیستی یا تخریب میکروبی^۲ اکثراً در مخازن کم عمق با درجه حرارت پایین (کمتر از ۶۰ تا ۸۰ درجه) و غنی از مواد غذایی به وجود می آید و باعث تشکیل لایه های قیری^۳ شده در حالیکه در موارد نادری که مخازن عمیق دارای نفت تجزیه شده هستند، احتمال دارد که نفت قبل از دفن عمیق تجزیه شده باشد. در مخازن عمیق نسبت به کم عمق، این پدیده بسیار آرام است [۲۰].

تخریب میکروبی توسط میکروارگانیسم ها بصورت انتخابی، ابتدا بر روی هیدروکربن های سبک مانند آلکان های نرمال، ایزوپرنوئیدها، آلکان های شاخه دار و حلقه ای کوتاه و سپس بر روی آروماتیک های سبک اثر گذاشته و موجب از بین رفتن آنها می گردد [۳۱، ۳۴].

با توجه به بالا بودن میزان ترکیبات قطبی، توزیع پراکندگی آلکان های نرمال در طیف GC، میزان بالای نسبت های Pr/nC17، Ph/nC18 (شکل ۶) و UCM^۴ بالاتر که از نشانه های تخریب زیستی هستند، نمونه های K15 و K11 مخزن فهلپان و نمونه B5 از

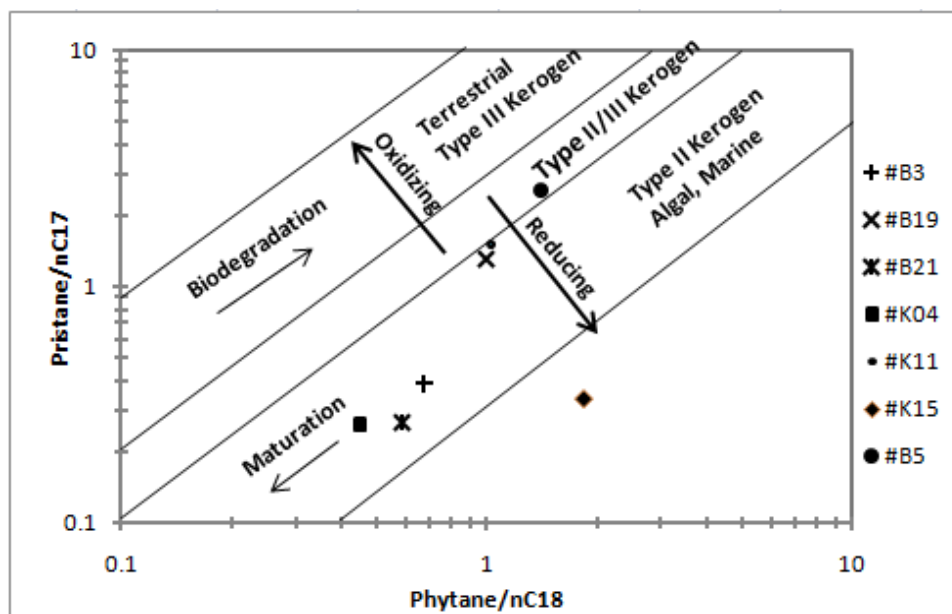
² Biodegradation

³ Tar mat

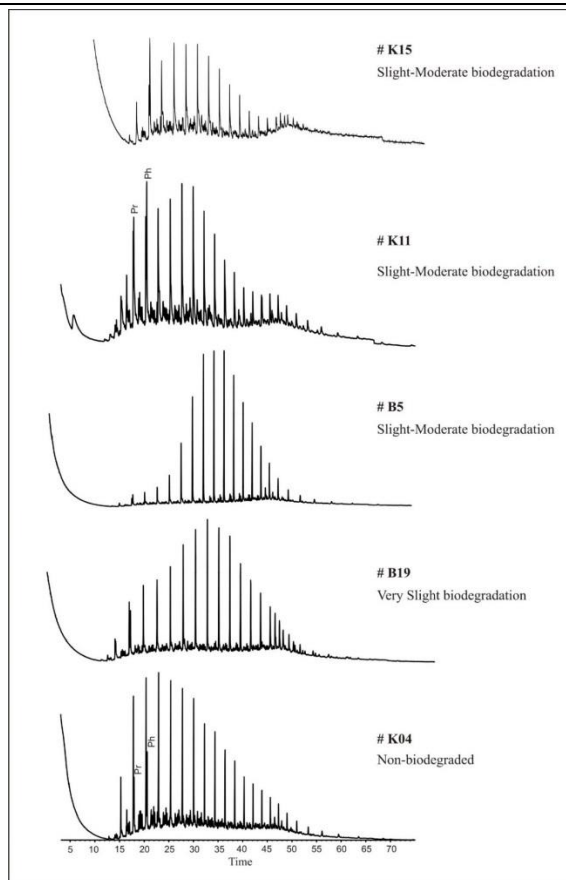
⁴ Unresolved Complex Mixture

ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میادین نفتی دشت آبادان

مخزن سروک تخریب زیستی کم تا متوسط و نمونه B19 از مخزن سروک تخریب زیستی کمی را نشان می دهند (شکل ۷). (جدول ۱ و ۲). در نفت هایی که تحت تأثیر تخریب میکروبی قرار می گیرند مقادیر گوگرد، رزین، آسفالتن و فلزاتی مانند وانادیوم و نیکل غنی تر می گردد و گراویته (API) آن پایین تر می آید. این پدیده با اثر بر روی غلظت و کیفیت نفت موجب پایین آمدن جنبه های اقتصادی نفت می گردد و مشکلات متعددی را در تولید و پالایش به وجود می آورد [۲۷،۲۶،۳۴].



شکل ۶. نمودار تغییرات نسبت های $Pr/nC17$ در برابر $Ph/nC18$ که جهت تعیین شرایط محیطی، بلوغ حرارتی و تخریب زیستی نمونه ها بکار برده شده است (اقتباس از [Connan and Cassou, 1980; Hunt, 1996; Wang et al., 2016] [۱۵،۱۷،۳۳]).



شکل ۷. کروماتوگرام GC نمونه‌های نفت خام K15، K11، B5 و B19 از مخزن سروک به منظور بررسی تخریب زیستی (بر اساس نظر Wenger et al., 2002 [۳۴]).

۴-۲- ارزیابی میزان بلوغ حرارتی^۵ در نفت‌های خام مخازن سروک و فهلیان

شاخص ارجحیت کربن (CPI)^۶ اولین بار توسط Bray and Evans (1961) [۱۴] پیشنهاد شده است. این شاخص براساس تغییرات پراکندگی آلکان‌های نرمال با زنجیره‌ی بلند در طی بلوغ حرارتی می‌باشد. در رسوبات عهد حاضر، منشأ اصلی این آلکان‌های نرمال از گیاهان عالی مومدار است [۳۱]. این پارامتر می‌تواند برای تطابق نمونه‌هایی که بلوغ حرارتی مشابهی دارند، مورد استفاده قرار گیرد. با افزایش بلوغ حرارتی مواد آلی، طول زنجیره آلکان‌های نرمال کوتاه‌تر می‌شود، بنابراین نفت‌هایی که بلوغ حرارتی پائینی داشته و مومدار می‌باشند، دارای مقادیر بیشتری از آلکان‌های نرمال سنگین هستند [۳۲]. این پارامتر برای نمونه‌های مورد مطالعه، به طور میانگین دارای مقدار ۱/۰۶ است که نشان می‌دهد سنگ‌های منشأ از لحاظ حرارتی بالغ می‌باشند [۱۷] (جدول ۲). پیترز و همکاران [۲۶] معتقدند که اگرچه این نسبت برای ارزیابی بلوغ حرارتی مناسب است اما می‌تواند تحت تاثیر فرآیند تخریب زیستی و لیتولوژی سنگ منشأ قرار گیرد.

⁵ Thermal maturity

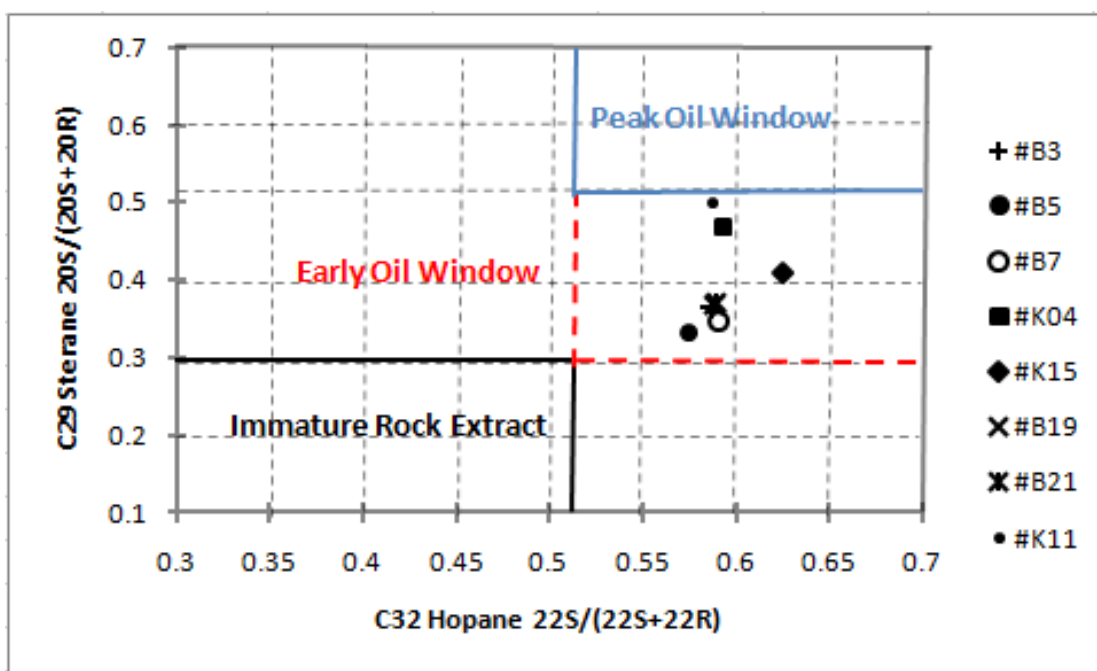
⁶ Carbon Preference Index

ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میادین نفتی دشت آبادان

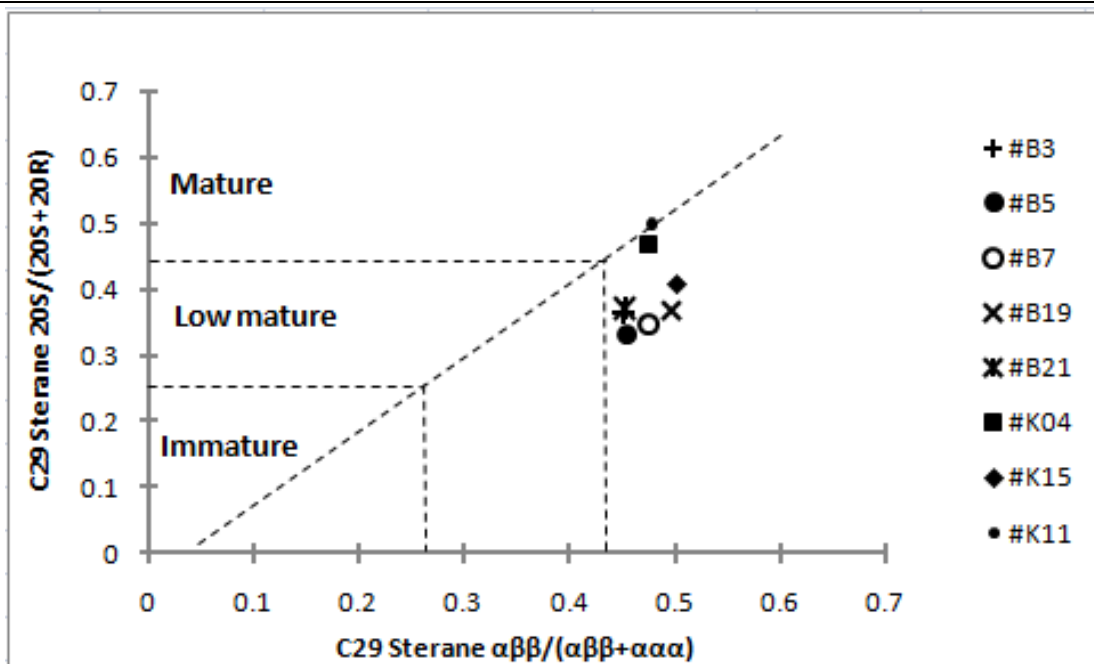
نمودار تغییرات نسبت $Pr/nC17$ در برابر $Ph/nC18$ جهت ارزیابی بلوغ حرارتی در نمونه های مخازن سروک و فهلیان حاکی از این است که نمونه های K04 مخزن فهلیان، B21، B3 مخزن سروک دارای بلوغ حرارتی بالاتری نسبت به سایر نمونه ها هستند. نمونه ی K04 از مخزن فهلیان که دارای کمترین آسفالتن و بیشترین اجزای اشباع است، بیشترین بلوغ حرارتی را نشان می دهد [۱۵] (شکل ۶).

توزیع پارامتر $C29\ Sterane\ 20S/(20S+20R)$ در برابر $C32\ hopane\ 22S/(22S+22R)$ نشان می دهد که تمامی نفت های مورد بررسی، در محدوده ی ابتدای پنجره ی نفتی قرار گرفته اند. نمونه نفت های مخزن فهلیان مراحل بالایی از سطح پختگی را در مقایسه با نفت های مخزن سروک نشان می دهند [۲۵] (شکل ۸).

همچنین نمودار تغییرات نسبت $C29\ Sterane\ 20S/(20S+20R)$ در برابر $C29\ Sterane\ \alpha\beta/(\alpha\beta+aaa)$ ، نیز بیانگر این است که تمامی نمونه ها به ابتدای پنجره نفتی مربوط بوده و در محدوده ی بالغ قرار گرفته اند [۲۶] (شکل ۹).



شکل ۸ نمودار تغییرات $C32\ Hopane\ 22S/(22S+22R)$ در مقابل تغییرات $C29\ Sterane\ 20S/(20S+20R)$ به منظور ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه ها و زمان تشکیل شان از سنگ منشأ (اقتباس از Ourisson et al., 1984) [۲۵].



شکل ۹. نمودار تغییرات C29 Sterane $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ در مقابل تغییرات C29 Sterane 20S/(20S+20R) که بیانگر بلوغ نمونه‌های نفت خام مورد بررسی است (اقتباس از Peters et al., 2005; Dong et al., 2015) [۱۶،۲۶].

۳-۴- تعیین شرایط محیطی سنگ منشأ تشکیل دهنده‌ی نفت‌های مورد مطالعه

جهت تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ از نسبت‌های بیومارکری محاسبه شده و دیاگرام‌های متفاوتی استفاده شده است. استفاده از دیاگرام ستاره‌ای^۷ آلکان‌های نرمال فرد به زوج بر روی چهار نمونه نفت مخزن سروک و سه نمونه نفت مخزن فهلیان نشان‌دهنده‌ی هم‌پوشانی نسبی نسبت‌های آلکان‌های نرمال فرد به زوج بوده و می‌تواند پیشنهاد دهنده‌ی یکی بودن منشأ نمونه‌ها باشد [۱۹،۱۱] (شکل ۱۰). نمونه B5 و K15 به دلیل فرآیند تخریب زیستی دارای مقدار بالاتری از نسبت‌های Pr/nC17 و Ph/nC18 می‌باشند. به طور کلی تفاوت‌های مشاهده شده در هم‌پوشانی نسبت‌های آلکان‌های نرمال فرد به زوج را می‌توان به منشأ این نفت‌ها و یا با تغییرات ثانویه مرتبط دانست که هیدروکربور در مخزن متحمل شده است. با این وجود اطلاعات بیشتر بیومارکری برش‌های آروماتیک و ایزوتوپی برای تایید یکی بودن منشأ نمونه‌ها لازم است.

علاوه بر این بررسی داده‌های حاصل از کروماتوگرافی گازی، نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه دارای مقادیر فیتان (Ph) بالایی هستند به طوری که نسبت Pr/Ph در تمامی نمونه‌ها کمتر از یک بوده و می‌تواند نشان‌دهنده‌ی شرایط احیایی و تشکیل سنگ منشأ آن‌ها در محیط دریایی باشد [۱۸،۲۸].

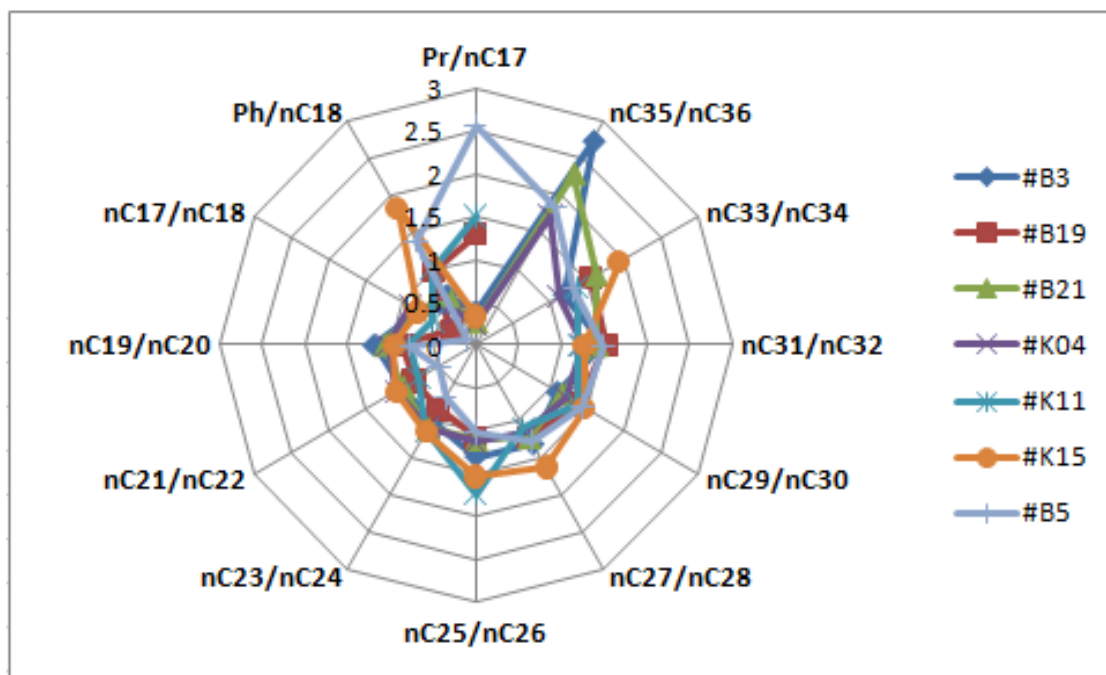
⁷ Star diagram

ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میداین نفتی دشت آبادان

یکی از نسبت های آلکان های نرمال که مقادیر نسبی هیدروکربن های قاره ای به هیدروکربن های دریایی در سنگ منشأ را بیان می کند، نسبت مواد قاره ای به دریایی (TAR)^۸ است. پایین بودن این نسبت در تمامی نمونه های مورد بررسی نشان دهنده ی فراوانی مواد دریایی نسبت به مواد قاره ای می باشد [۱۳] (جدول ۲).

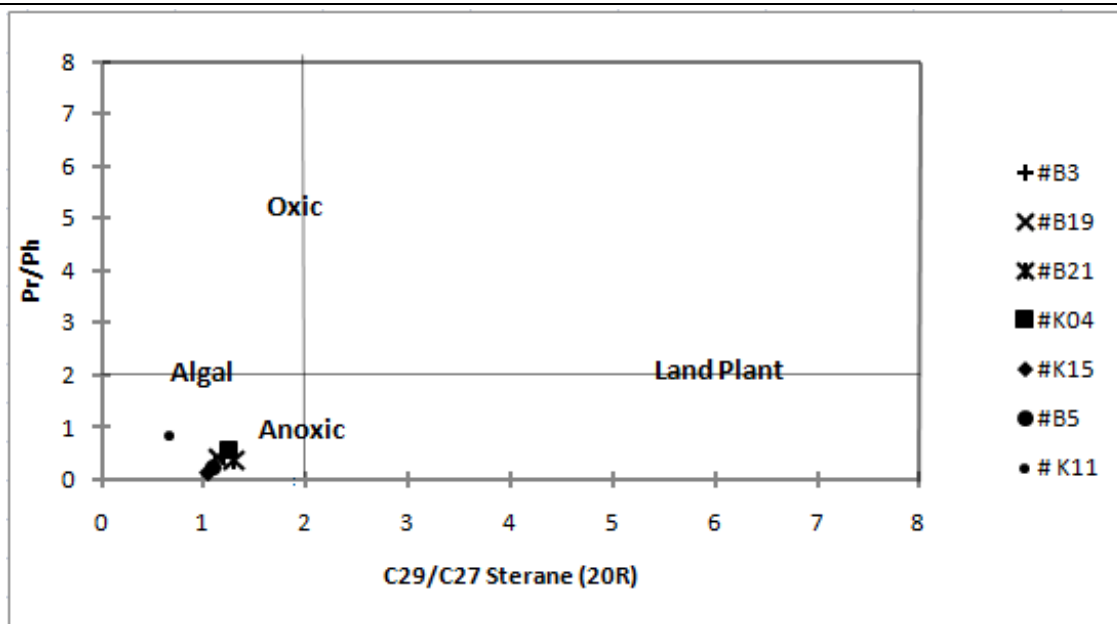
استفاده از نمودار تغییرات نسبت Pr/Ph در برابر نسبت استران های C29/C27 (20R) نیز نشانه ی سنگ منشأ نهشته شده تحت شرایط احیایی که از مواد آلی جلبکی مشتق شده است، می باشد [۲۱] (شکل ۱).

فراوانی استران C29 نسبت به C28 و C27 در نمونه های نفت خام دو مخزن گویای این است که مواد آلی سنگ منشأ مورد نظر در یک محیط دریایی تشکیل شده که آثار ورود مواد آلی با کروژن قاره ای نیز در آن مشاهده می شود [۲۳] (جدول ۲).



شکل ۱۰. نمودار ستاره ای آلکان های نرمال فرد به زوج و نسبت های ایزوپرنوئیدها جهت مقایسه نمونه های نفت مورد بررسی.

⁸ Terrigenous/Aquatic Ratios



شکل ۱۱. نمودار تغییرات نسبت‌های Pr/Ph در مقابل C29/C27 Sterane (20R) که تعیین کننده شرایط محیطی و نوع مواد آلی سنگ منشأ می‌باشد (اقتباس از Mackenzie et al., 1981) [۲۱].

۴-۵- تعیین لیتولوژی و محیط سنگ منشأ تشکیل دهنده نفت‌های مخازن مورد مطالعه

به منظور تعیین لیتولوژی سنگ منشأ نفت‌های خام مخازن سروک و فهلیان از داده‌های متفاوتی استفاده شده است. براساس جدول ۲ نسبت Pr/Ph محاسبه شده برای تمام نمونه‌های دو مخزن مذکور، کمتر از ۲ می‌باشد. این قضیه می‌تواند بیانگر سنگ منشأ کربناته احيایی دریایی و غنی از ماده‌ی آلی برای هر دو مخزن باشد [۳۵].

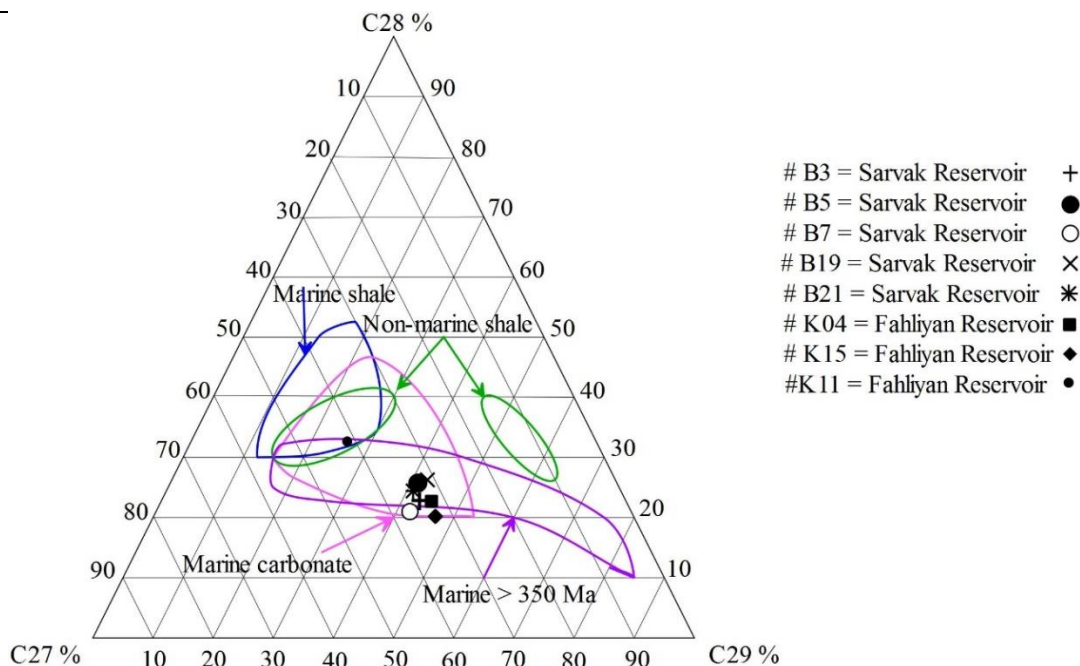
نسبت بالای مقادیر هویان C29 به هویان C30 در نمونه‌های مورد بررسی نیز می‌تواند نشان دهنده سنگ منشأ کربناته برای نمونه‌های مورد مطالعه باشد [۳۰] (جدول ۲).

ترسیم دیاگرام مثلثی مقادیر استران‌های C27، C2 و C29 در شکل ۱۲ و استفاده از نمودار تغییرات نسبت استران C27 (Dia/Dia+Reg) در برابر مقادیر Pr/(Pr+Ph) در شکل ۱۳ می‌تواند بازگوکننده سنگ منشأی کربناتی دریایی در محیط احيایی برای نفت‌های خام مخازن سروک و فهلیان باشد [۲۴، ۲۶، ۹]. استثناء در خصوص نمونه K11 است که بیانگر تشکیل از یک سنگ منشأ شیلی در محیط احيایی می‌باشد.

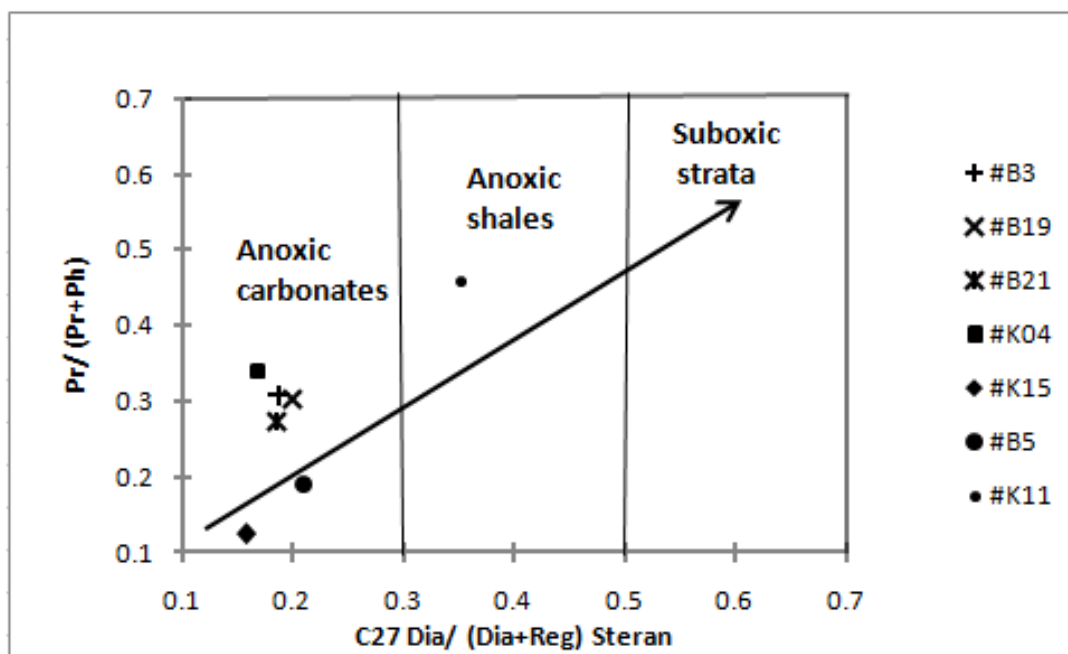
همچنین پایین بودن مقادیر دیااستران‌ها به استران‌ها می‌تواند منشأ کربناتی- شیلی را نشان دهد [۲۴، ۲۶] (جدول ۲).

دیاگرام تغییرات نسبت‌های استران به هویان (Sterane/Hopane) در برابر نسبت استران‌های C27/C29 که علاوه بر لیتولوژی، نشان دهنده عرض جغرافیایی سنگ منشأ نیز می‌باشد [۸] بیانگر سنگ منشأ کربناتی در محیط‌های با عرض جغرافیایی پایین برای نمونه‌های دو مخزن به استثنای نمونه K11 (بدلیل تشکیل از یک سنگ منشأ شیلی) است (شکل ۱۴).

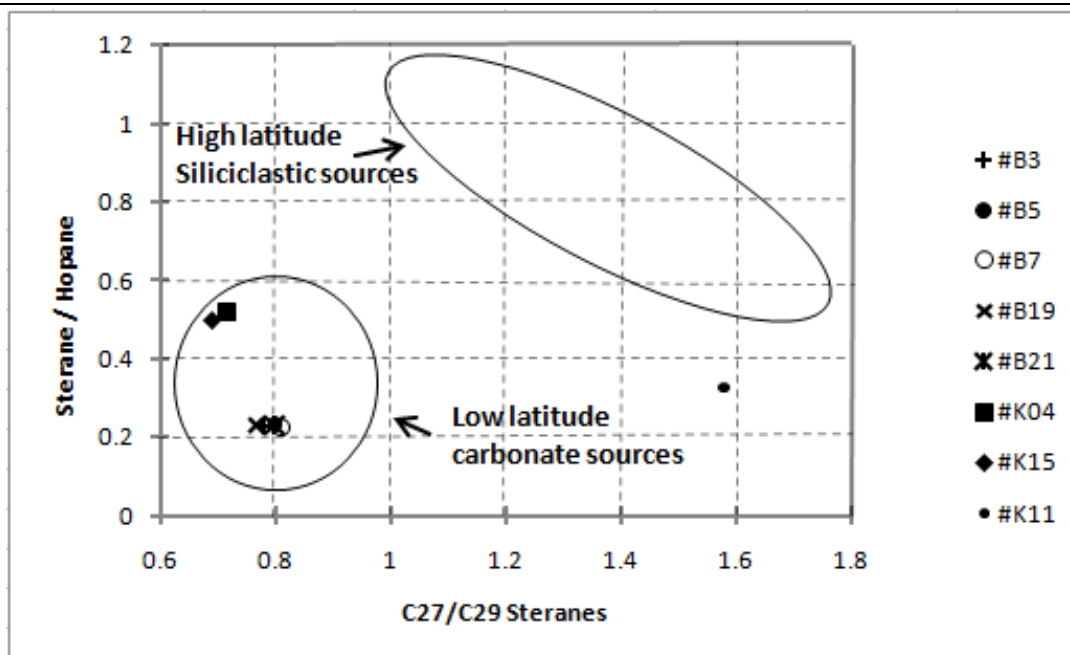
ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میدین نفتی دشت آبادان



شکل ۱۲. نمودار مثلثی استران های C27، C28 و C29 که بیانگر لیتولوژی کربناته دریایی برای نفت های خام مورد بررسی است (اقتباس از [۲۳] Moldowan et al., 1985).



شکل ۱۳. نمودار تغییرات نسبت های C27 Dia/(Dia+Reg) Sterane در برابر Pr/(Pr+Ph) به منظور تشخیص لیتولوژی بکار برده شده است و تمام نمونه ها (بجز K11) در محدوده ی کربناته احیایی قرار گرفته اند (اقتباس از [۲۶] Peters et al., 2005).



شکل ۱۴. نمودار تغییرات استران‌های C27/C29 در برابر تغییرات استران به هوپان Sterane/Hopane جهت تشخیص لیتولوژی و عرض جغرافیایی سنگ منشأ که تمام نمونه‌ها (بجز K11) در محدوده‌ی سنگ منشأ کربناتی با عرض جغرافیایی پایین قرار گرفته اند (اقتباس از [۸]. (Andrusevich et al., 2000

۵- نتیجه گیری

با تعیین درصد آسفالتن و برش‌های اشباع، آروماتیک و رزین نفت‌های خام مورد بررسی، بیشترین و کمترین مقدار آسفالتن به ترتیب مربوط به نمونه‌های B5 و K04 است. نمونه‌های سروک دارای بیشترین مقدار اجزای آروماتیک و نمونه‌های فهلپان دارای بیشترین اجزای اشباع هستند. برطبق دیاگرام مثلی مربوط به اجزای اشباع، آروماتیک و قطبی (رزین+آسفالتن)، نفت‌های مخزن سروک از نوع پارافینیک- نفتنیک و آروماتیک حدواسط و نفت مخزن فهلپان از نوع پارافینیک هستند.

بالا بودن میزان ترکیبات قطبی، توزیع پراکندگی آلکان‌های نرمال در طیف GC، میزان بالای نسبت‌های Pr/nC17، Ph/nC18 و UCM بالاتر که از نشانه‌های تخریب زیستی هستند، نمونه‌های K15 و K11 مخزن فهلپان و نمونه B5 از مخزن سروک تخریب زیستی کم تا متوسط و نمونه B19 از مخزن سروک تخریب زیستی کمی را نشان می‌دهند.

نمودار تغییرات نسبت Pr/nC17 در برابر Ph/nC18، نمودار تغییرات C29 Sterane 20S/(20S+20R) در برابر C32hopane، تغییرات نسبت C29 Sterane 22S/(22S+22R) در برابر C29 Sterane $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ ، بیانگر قرار گرفتن در پنجره نفتی و بلوغ حرارتی نمونه‌های دو مخزن است. نمونه‌های مخزن فهلپان در میدان نفتی مورد مطالعه، مراحل پیشرفته‌تری از سطح پختگی را نسبت به نمونه‌های مخزن سروک نشان می‌دهند.

ارزیابی ژئوشیمیایی نفت های خام مخازن سروک و فهلیان با استفاده از داده های بیومارکری در یکی از میدین نفتی دشت آبادان

با مطالعه داده های بیومارکری اجزاء اشباع نمونه های نفت، می توان خصوصیات سنگ منشاء کربناتی تا شیلی نهشته شده در شرایط احیایی را به سنگ مادر نفت های مخازن سروک و فهلیان نسبت داد. مطالعه C28، C27، C29 بیومارکرای استرانی حاکی از منشأ دریایی مواد آلی تولید کننده نفت به همراه ورود اندکی مواد آلی قاره ای برای نفت های مورد مطالعه است.

سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر سلیمانی، دکتر معماریانی و دکتر شکاری فرد بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد.

منابع

- [1] افتخارنژاد، ج.، ۱۳۵۹، تفکیک بخش های مختلف ایران از نظر ساختمانی در ارتباط با حوضه های رسوبی: نشریه انجمن نفت، صفحات ۱۹-۲۸.
- [2] حقی پور، ع.، ۱۳۵۸، نقشه زمین شناسی ایران: مقیاس ۱/۲۵۰۰۰۰، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور.
- [3] عبداللهی فرد، ا.، ذبیحی، س.، میری، س.ا.، معتمدی، ح.، ۱۳۹۴، نگرشی جدید در اکتشاف نفت حوضه پیش گود زاگرس (دشت آبادان- جنوب غرب ایران): سومین همایش ملی زمین ساخت و زمین شناسی ساختاری ایران.
- [4] عرب سالاری، س.، ۱۳۹۲، ارزیابی خواص مخزنی سازند فهلیان در میدین واقع در دشت آبادان (دارخوین و جفیر): پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی واحد دماوند، ۱۸۱ صفحه.
- [5] کمالی، م.ر.، معماریانی، م.، جعفری درگاهی، ه.، ۱۳۹۰، مطالعه ویژگی های ژئوشیمیایی هیدروکربن های مخازن ایلام و سروک در میدین مارون و کوپال: مجله پژوهش نفت، شماره ۶۶، صفحات ۲۳-۳۳.
- [6] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران- زمین شناسی نفت زاگرس: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۷۲ صفحه.
- [7] مرادی، ه.، علیزاده، ب.، ۱۳۹۳، بررسی بلوغ حرارتی سازند کژدمی با استفاده از پارامترهای ژئوشیمیایی مولکولی در میدان نفتی یادآوران: مجله یافته های نوین زمین شناسی کاربردی، جلد ۱۶، صفحات ۴۷-۵۷.
- [8] ANDRUSEVICH, V. E., ENGEL, M. H., and ZUMBERGE, J. E., 2000, Effects of paleolatitude on stable carbon isotope composition of crude oils: *Geology*, **28**, 847-850.
- [9] ASADI MEHMANDOUSTI, E., ADABI, M. H., BOWDEN, S., and ALIZADEH, B., 2015, Geochemical Investigation, Oil-Oil and Oil-Sourcerock Correlation in the Dezful Embayment, Marun Oilfield, Zagros, Iran: *Marin and Petroleum Geology*, **68**, 648-663.
- [10] ALIZADEH, B., SAADATI, H., RASHIDI, M., and KOBRAEI, M., 2016, Geochemical investigation of oils from Cretaceous to Eocene Sedimentary sequences of the Abadan Plain, Southwest Iran: *Marin and Petroleum Geology*, **73**, 609-619.
- [11] ALIZADEH, B., ADABI, M. H., TEZHEH, F., 2007, Oil-Oil Correlation of the Asmari and Bangestan Reservoirs Using Gas Chromatography and Stable Isotopes in Marun Oilfield, SW Iran: *Science & Technology*, **31**, 241-253.
- [12] BORDENA VE, M. L., 1993, Applied Petroleum Geochemistry: *Editions technip, Paris*, 524.
- [13] BOURBONNIERE, R. A., and MEYERS, P. A., 1996, Sedimentry geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie: *Limnology and Oceanography*, **41**, 352-359.
- [14] BRAY, E. E., and EVANS, E. D., 1961, Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **22**, 2-15.
- [15] CONNAN, J. and CASSOU, A. M., 1980, Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **44**, 1-23.

- [16] DONG, T., HE, S., LIU, G., HOU, Y., and HARRIS, N. B., 2015, Geochemistry and correlation of crude oils from reservoirs and source rocks in southern Biyang Sag, Nanxiang Basin, China: *Organic Geochemistry*, **80**, 18-34.
- [17] HUNT, J. M., 1996, Petroleum Geochemistry and Geology: 2nd Edition. W.H. Freeman and Company, New York. 743.
- [18] HUGHES, W. B., HOLBA, A. G., and 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.
- [19] KAUFMAN, R. L., AHMED, A. S., and ELSINGER, R. J., 1990, Gas chromatography as a development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs applications in the Gulf of Mexico: In: *GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings*, 263-282.
- [20] LARTER, S., KOOPMANS, M. P., HEAD, I., APLIN, A., LI, M., WILHELMS, A., TELNAES, N., BOWEN, M., ZHANG, C., TIESHEN, W., and YIXIAN, Y., 2000, Biodegradation rates assessed geologically in a heavy oilfield –implications for a deep, slow (Largo) biosphere: *Abstract 120, GeoCanada 2000-The Millennium Geoscience Summit, Calgary*, 4.
- [21] MACKENZIE, A. S., HOFFMANN, C. F., and MAXWELL, J. R., 1981, Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France-III, Changes in aromatic steroid hydrocarbons: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **45**, 1345-1355.
- [22] MASHHADI, Z. S., and RABBANI, A. R., 2015, Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: An oil–oil and oil–source rock correlation study: *Coal Geology*, **146**, 118-144.
- [23] MOLDOWAN, J. M., SEIFERT, W. K., and GALLEGOS, E. J., 1985, Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **69**, 1255-1268.
- [24] MOLDOWAN, J. M., SUNDARAMAN, P., and SCHOELL, M., 1986, Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/ or source input in the Lower Toarcian of S.W. Germany: *Organic Geochemistry*, **10**, 915-926.
- [25] OURISSON, G., ALBRECHT, P., and ROHMER, M., 1984, Predictive microbial biochemistry from molecular fossils to prokaryotic membranes: *Trends Biochemistry Sciences*, **7**, 236-239.
- [26] PETERS, K. E., WALTERS, C. C., and MOLDOWAN, J. M., 2005, The Biomarkers Guide: *Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History, Cambridge University Press, Second Edition*, 1155.
- [27] PETERS, K. E., and MOLDOWAN, J. M., 1993, The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments, Prentice-Hall, Englewood Clis, New Jersey: *Wiley, Chichester*, 504-512.
- [28] POWELL, T. G. and 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.
- [29] RABBANI, A. R., 2008, Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf: *Petroleum Geology*, **31**, 303-316.
- [30] SUBROTO, E. A., ALEXANDER, R., and KAGI, R. I., 1991, 30-Norhopanes: their occurrence in sediments and crude oils: *Chemical Geology*, **93**, 179-192.
- [31] TISSOT, B. P., and WELTE, D. H., 1984, Petroleum Formation and Occurrence: 2nd Edition. *Springer-Verlag, New York*.
- [32] WAPLES, D. W., 1985, Geochemistry in Petroleum Exploration: *Reidel Publish. Cy., Dordrecht*, 232.
- [33] WANG, G., XUE, Y., WANG, D., SHI, S., GRICE, K., and GREENWOOD, P. F., 2016, Biodegradation and water washing within a series of petroleum reservoirs of the Panyu Oil Field: *Organic Geochemistry*, **96**, 65-76.
- [34] WENGER, L. M., DAVIS, C. L., and ISAKSEN, G. H., 2002, Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality: *Society Petroleum Engineers Reservoir Evaluation and Engineering*, **5**, 375-383.
- [35] ZUMBERGE, J. E., and RAMOS, S., 1996, Classification of crude oils based on genetic origin using multivariate modeling techniques: *Presented at the 13th Australian Geological Convention, Canberra, Australia*.