

مقایسه ژئوشیمیایی نفت های مخازن ایلام و سروک در میداین مارون و کوپال با استفاده از خواص فیزیکی و شیمیایی نمونه های مورد مطالعه

هانیه جعفری درگاهی، دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم تحقیقات *

محمدرضا کمالی، دانشیار ژئوشیمی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران

محمود معماریانی، استادیار شیمی آلی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران

چکیده

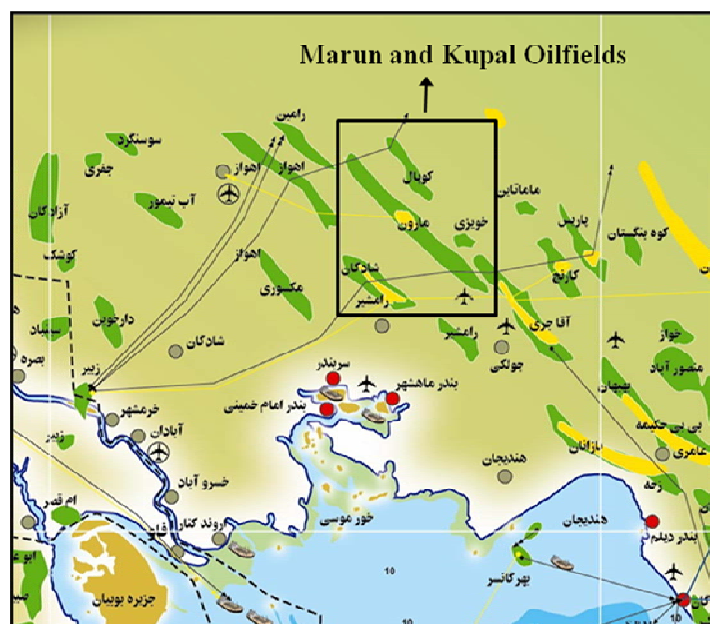
میداین نفتی مارون و کوپال از بزرگترین میداین ناحیه فروافتادگی دزفول است که در جنوب شرقی شهر اهواز در مجاورت میدانهای نفتی آغا جاری و اهواز قرار گرفته است. سازندهای ایلام و سروک مخازن هیدروکربنی این دو میدان می باشند. بمنظور بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی، نمونه نفتهای مخازن ایلام و سروک در میداین مورد مطالعه با استفاده از خواص فیزیکی و شیمیایی تحت آنالیز قرار گرفتند. بررسی خواص فیزیکی نمونه نفتهای مخازن یاد شده نظیر استفاده از درصد وزنی گوگرد، نسبت نیکل به وانادیوم، درجه API و دیگر پارامترهای فیزیکی حاکی از تشابه و بلوغ نسبتاً یکسان در نمونه های مورد مطالعه می باشد. مطالعه بیومارکرهای خانواده تریانها و استرانهای تخلیص شده از برش اشباع و همچنین بررسی های ژئوشیمیایی نشان می دهد که هیدروکربن های تجمع یافته در مخازن یاد شده، از سنگ منشائی کربناته مشتق شده اند. کروژن سنگ منشاء احتمالی از نوع II و مخلوطی از نوع II و III می باشد. بررسی پارامترهای بلوغ بیومارکر حاکی از بلوغی متوسط در حد اوایل تا اواسط پنجره نفت زائی برای مواد آلی تولید کننده نفتهای تجمع یافته در این میدان می باشد. مطالعه اندیس اولین نشانگر وجود مواد آلی با منشاء دریایی و حاکی از وجود سنگ مادر مولد نفت با سن قدیمی تر از کرتاسه می باشد.

واژه های کلیدی: ژئوشیمی مخزن، خواص فیزیکی، سازند ایلام و سروک، میدان مارون و کوپال، ترکیب نفت، بیومارکر

مقدمه

فروافتادگی دزفول، به علت وجود لایه های رسوبی ضخیم و دارا بودن سنگهای منشاء مستعد (کژدمی و پابده)، سنگ مخزن و پوش سنگ مناسب، گسترش ناحیه ای و موقعیت استراتژیک یکی از اقتصادی ترین حوضه های هیدروکربوری ایران به شمار می رود. شباهت انواع نفت خام در فروافتادگی دزفول از سبک تا سنگین مبین وجود ارتباط بین نفت موجود در مخازن واقع در میدانهای نفتی در این ناحیه می باشد. ارزیابی ژئوشیمیایی هیدروکربنهای موجود در مخازن میداین این ناحیه و تطابق خصوصیات آنها و تعیین ارتباط احتمالی، از طریق آنالیزهای ژئوشیمیایی، اطلاعات ذیقیمتی جهت تعیین انطباق نفت با نفت و نفت با سنگ منشاء جهت دستیابی به روند کلی توزیع نفت در حوضه فروافتادگی دزفول را می تواند حاصل کند. از طرفی پیش بینی نفت در زونهای مختلف مخزن مانند تعیین API، گرانیروی، مقدار واکس و گوگرد می تواند از نظر اقتصادی در توسعه میداین نفتی تأثیر به سزائی داشته باشد. میدان نفتی مارون با طول حدود ۶۵ کیلومتر و عرض متوسط ۷ کیلومتر می باشد. نفت این میدان در دو سازند آسماری و بنگستان قرار گرفته است که ذخایر قابل بازیافت آن ۹/۵ میلیارد بشکه و ذخایر گاز آن حدود ۴۵ تریلیون

فوت مکعب برآورد شده است. نفت میدان مارون در سازند بنگستان ۱/۶ درصد وزنی گوگرد دارد و درجه API آن ۳۱/۱ می باشد (Alizadeh et al. 2008). میدان نفتی کویال در ناحیه دزفول شمالی به صورت تافدیسی کشیده و تقریباً متقارن در حدود ۶۰ کیلومتری شرق-شمال شرق اهواز قرار دارد (شکل ۱). بلندی اصلی میدان در غرب قرار گرفته است و بر روی سطح تماس آب و نفت خود دارای ۴۰ کیلومتر طول و ۴ کیلومتر عرض می باشد، حال آنکه بلندی بخش شرقی با تنها چاه خود (کویال ۲) حدود ۸ کیلومتر طول و ۱/۵ کیلومتر عرض داشته و از ستون نفت کمتری نیز برخوردار می باشد. ذخایر نفت میدان کویال حدود ۱/۱ میلیارد بشکه و ذخایر گاز آن ۵/۵ تریلیون فوت مکعب برآورد می شود. نفت خام کویال با درجه API ۲۶/۶ در سازند بنگستان، ۲ درصد وزنی گوگرد دارد. سنگهای مخزنی مورد مطالعه میداین مارون و کویال، سازندهای ایلام و سروک است که غالباً دارای لیتولوژی کربناته هستند. هدف از انجام این مطالعه تعیین ویژگیهای فیزیکی و شیمیایی نفت میدان و تعیین شرایط رسوب گذاری و لیتولوژی سنگ منشاء احتمالی مولد آن، نوع و درجه بلوغ مواد آلی مولد آنها است.



شکل (۱). موقعیت میدین مارون و کوپال در فروافتادگی دزفول

روش تحقیق

بمنظور انجام مطالعات ژئوشیمیایی بر روی نفت مخازن ایلام و سروک میدین مورد مطالعه، ابتدا ۴ نمونه از چاه شماره ۲۲۴ (مخزن ایلام) و شماره ۲۲۵ (مخزن سروک) میدان نفتی مارون و چاه شماره ۲۶ (مخزن سروک) و شماره ۲۷ (مخزن ایلام) میدان نفتی کوپال از نمونه های مغزه استخراج شد. نفت استحصالی هر دو مخزن به منظور طی مراحل آماده سازی، پس از آسفالتن گیری با به کارگیری حلال پنتان نرمال، توسط تکنیک کروماتوگرافی ستونی با فاز ساکن آلومینا، سیلیکاژل و با استفاده از حلالهای نرمال هگزان، بنزن و اتانول جهت جدایش و تعیین درصد برشهای هیدروکربنی مورد تفکیک قرار گرفتند. پس از تهیه برشهای مختلف هیدروکربنی از نمونه ها، برش حاوی ترکیبات اشباع توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی تحت آزمایش قرار گرفت. با استفاده از این ابزار می

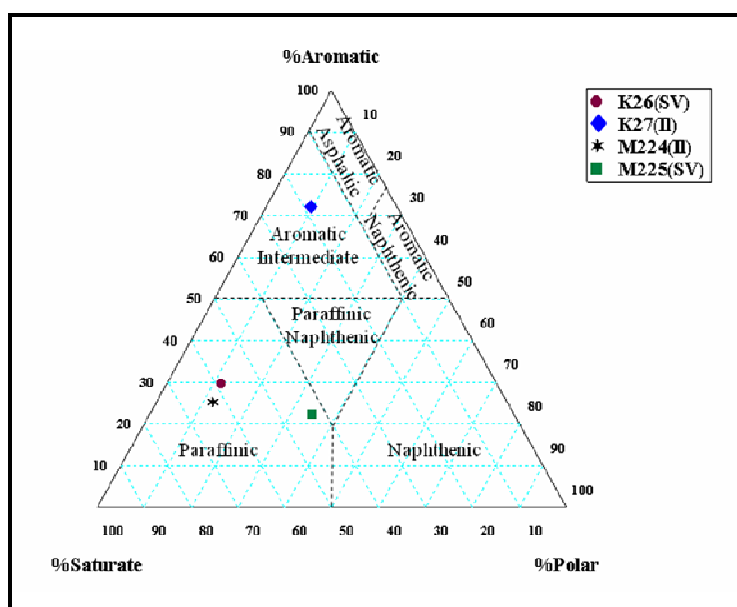
توان بیومارکرهای استرانه ها و هویان ها را مورد مطالعه قرار داد. از این روش نیز در جهت تعیین شاخص محیط های رسوبی، تعیین درجه پختگی مواد آلی و نفت، تخریب میکروبی بهره می گیرند (Bordenave 1993). تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی همچنین اطلاعات ارزشمندی در رابطه با بیومارکرها در اختیار قرار می دهد که در جهت تفسیر شرایط محیط رسوبگذاری، منشاء، نوع و میزان بلوغ مواد آلی و تطابق نفت با نفت و تطابق نفت با سنگ منشاء مناسب است (Waples 1991). بمنظور مقایسه ژئوشیمیایی نفتهای مخازن ایلام و سروک از بررسی های مربوط به تعیین درجه API، گرانیوی، مقدار گوگرد و اپزوتوپ پایدار کربن استفاده گردید.

بحث

با تلفیق مقادیر آسفالتن و رزین به عنوان برش ترکیبات قطبی و استفاده از برش هیدروکربن های اشباع و

به واسطه بیشتر بودن مقادیر برش قطبی خود و کمتر بودن برش اشباع نسبت به نفت ایلام، اندکی خصوصیات نفتهای نفتینیک را نیز نشان می دهد. نفت مخزن سروک در میدان نفتی کویال همانند مخزن سروک در میدان مارون دارای خصوصیات نفتهای پارافینیک می باشد. برخلاف مخزن ایلام واقع در میدان مارون، هیدروکربنهای این مخزن در میدان کویال خصوصیات نفتهای آروماتیک حدواسط را نشان می دهند.

آروماتیک هر دو سازند، می توان به چگونگی توزیع نمونه ها از نقطه نظر کیفیت نفت ها پی برد. برای این منظور دیاگرام مثلثی (Tissot and Welte 1984) برای هیدروکربنهای هر دو سازند مخزنی ترسیم گردید. با توجه به محدوده فرارگیری نمونه های مورد مطالعه (شکل ۲)، می توان خصوصیات شیمیایی یکسانی برای نمونه نفتهای مخازن مورد مطالعه (ایلام و سروک) در میدان نفتی مارون از نوع پارافینیک را نسبت داد. شایان ذکر است نفت مخزن سروک واقع در میدان نفتی مارون



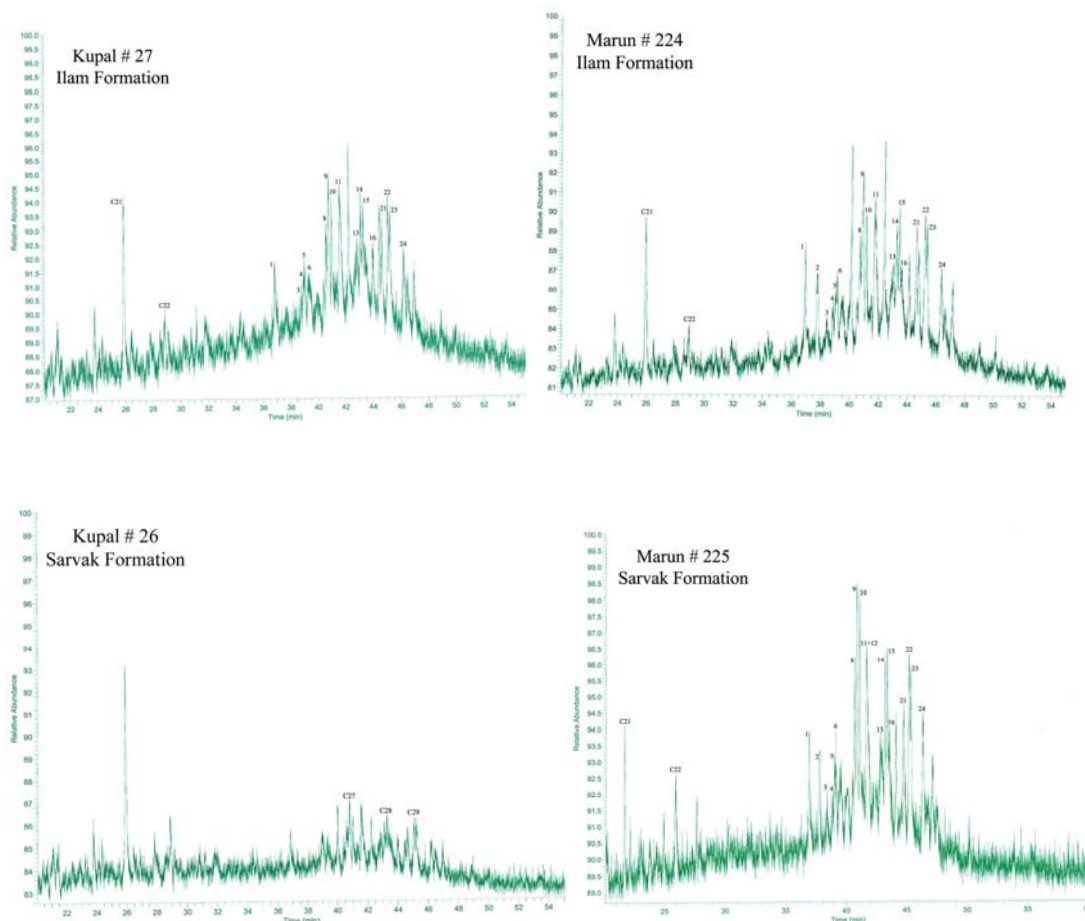
شکل (۲). دیاگرام مثلثی درصد برشهای تشکیل دهنده هیدروکربنهای مخازن ایلام و سروک در میادین مورد مطالعه

کروماتوگرامهای مربوط به توزیع استران ها ($m/z=217$) و هوپان ها ($m/z=191$) تطابق نسبتاً خوبی بین نفت مخازن ایلام و سروک بجز مخزن سروک واقع در میدان نفتی کویال، در میادین مورد مطالعه نشان می دهد (شکل ۳ و ۴). اختلاف در مخزن سروک واقع در میدان

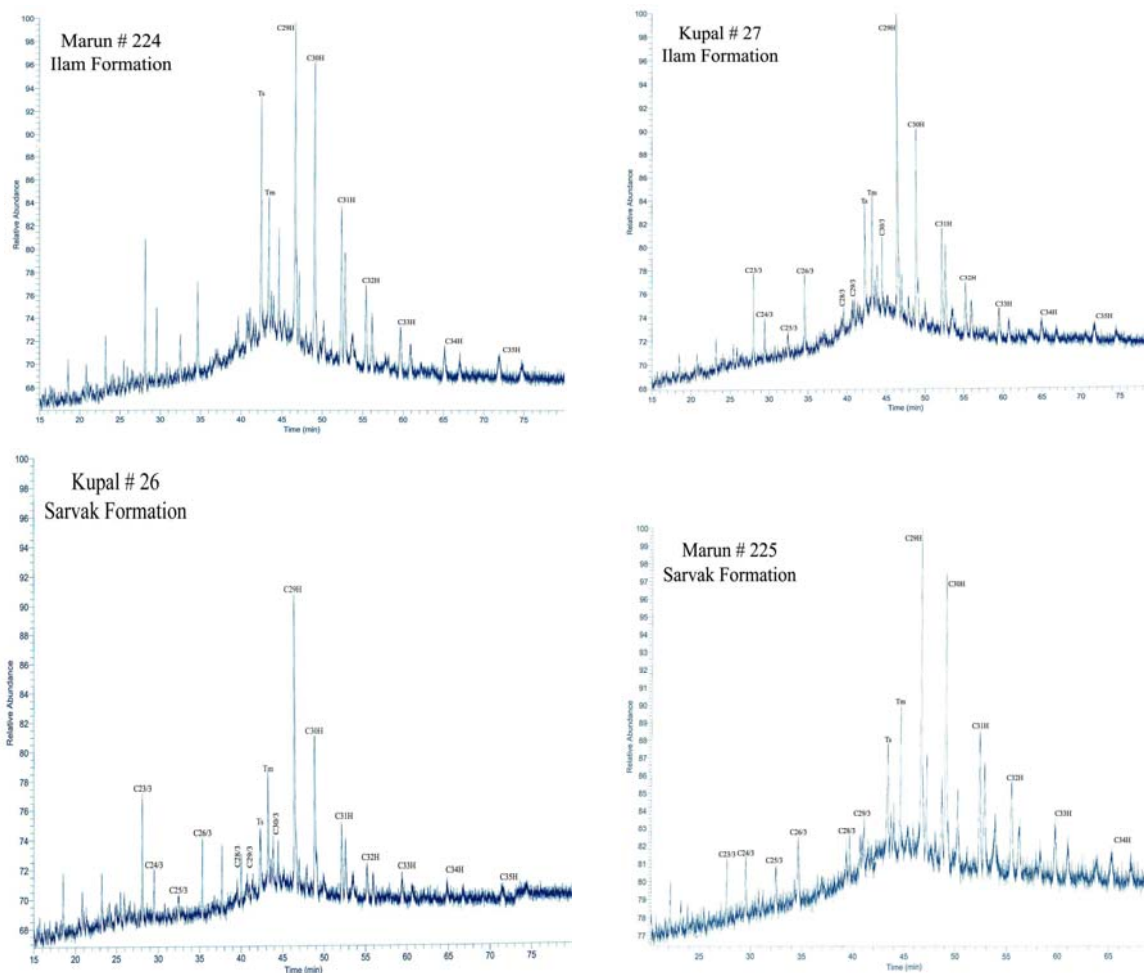
با توجه به الگوی کروماتوگرام که مربوط به توزیع استران ها در نمونه های چاههای مورد مطالعه می باشد، استرانهای C_{27}, C_{28} فراوانی نسبی بیشتری را نسبت به استرانهای C_{29} نشان می دهند. مقدار غلظت استرانها در نمونه های نفتی به صورت $C_{29} < C_{28} < C_{27}$ می باشد.

زیستی در نمونه نفت مخزن سروک در میدان کویال می باشد (شکل ۵). همچنین ترسیم این نمودار بیانگر شرایط محیط رسوبگذاری احیایی تا نیمه احیایی برای سنگ منشاء احتمالی مولد این نفتها می باشد که احتمالاً از کروژن نوع II و مخلوطی از کروژن های نوع II و III مشتق شده اند.

مارون می تواند به علت بلوغ بالا یا مهاجرت طولانی آنها باشد (Alizadeh et al. 2005). زیرا میزان پارافین در آن بالا بوده و از درصد آروماتیک و آسفالتن کمی برخوردار می باشد. از طرف دیگر ترسیم دیاگرام Pri/nC_{17} در مقابل (Connan and Cassou 1980) Phy/nC_{18} نمونه نفتها نیز تأیید کننده تفسیر صورت گرفته در مورد مهاجرت طولانی و نیز عدم تخریب



شکل (۳). کروماتوگرامهای مربوط به توزیع استران ها ($m/z=217$)



شکل (۴). کروماتوگرام های مربوط به توزیع هویان ها ($m/z=191$)

(Meinschein 1979 استفاده گردید (شکل ۶). از طرفی با توجه به مقدار پایین اندیس اولیان (کمتر از ۱۰ درصد) (Kamali and Ghorbani 2006) در نمونه

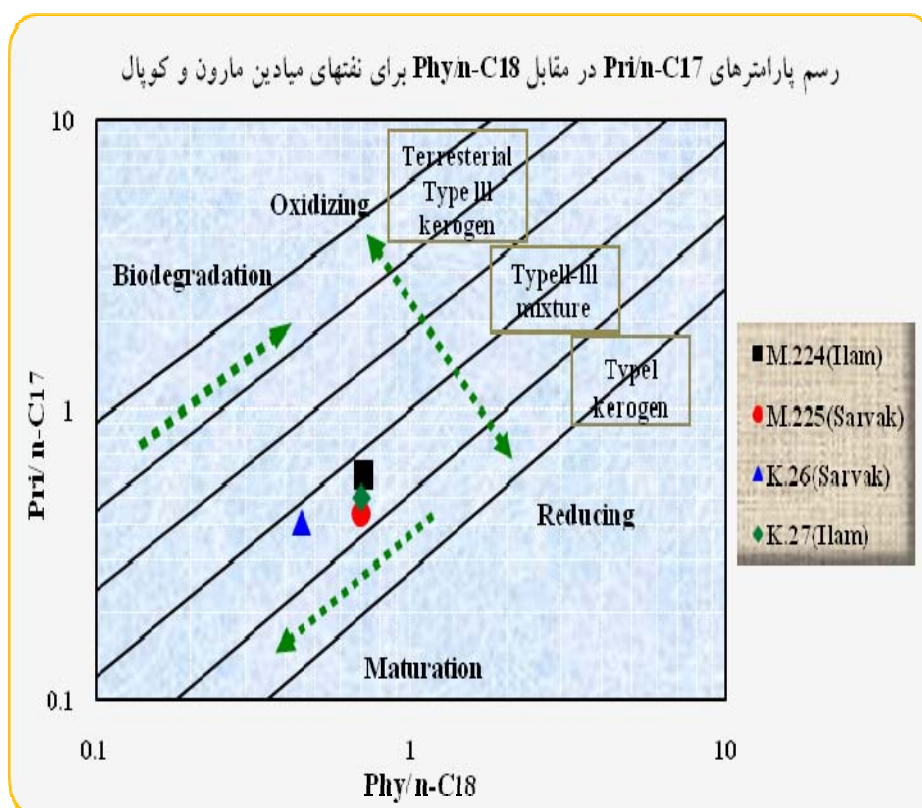
بمنظور تعیین منشأ مواد آلی و لیتولوژی سنگ مادر مولد احتمالی نفتهای میادین مورد مطالعه، از دیاگرام مثلی بیومارکهای استرانه‌های C_{27}, C_{28}, C_{29} (Huang and

ترکیباتی Tetracyclic Terpanes و Tricyclic Terpanes مقاوم در برابر تخریب میکروبی هستند (Kamali and Ghorbani 2006). از اینرو بمنظور بررسی دقیق نمونه نفتهای مخازن مورد مطالعه در میدین مارون و کوپال از این ترکیبات استفاده گردید.

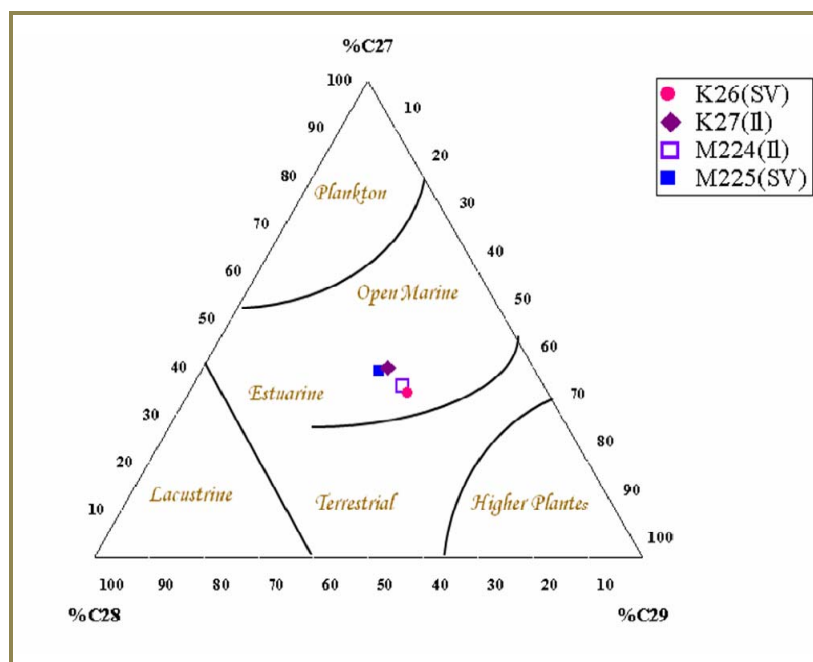
ترسیم نمودار C_{22}/C_{21} Tricyclic Terpene در مقابل C_{24}/C_{23} Tricyclic Terpene (Zumberge and Romos 1996) مشخص کننده سنگ منشاءای کربناته دریایی می باشد (شکل ۷).

نفتهای مورد نظر نیز تأیید کننده تفسیر صورت گرفته در مورد منشاء مواد آلی و لیتولوژی سنگ مادر مولد نفتهای موجود در مخازن مورد نظر می باشد.

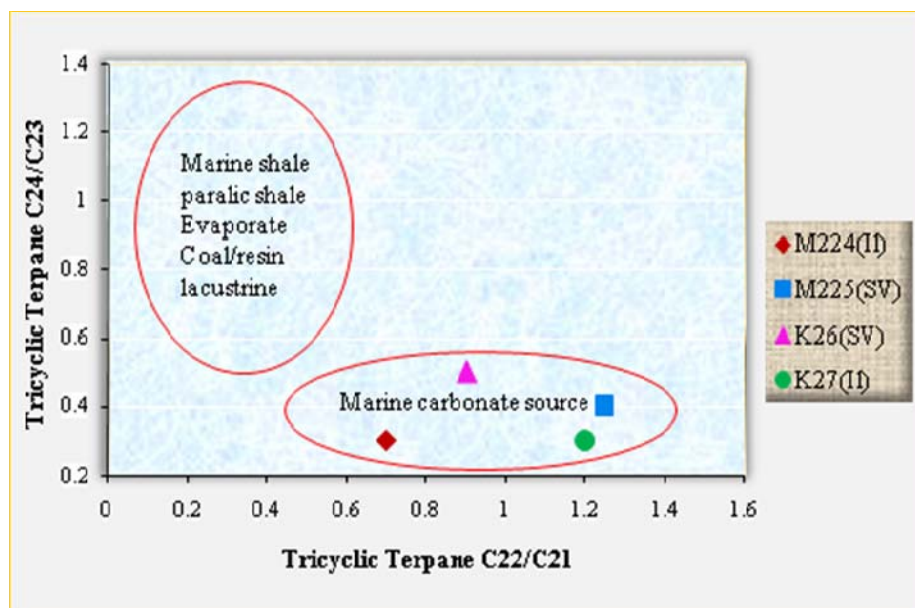
با توجه به دیاگرام مثلی فوق و نحوه توزیع مقادیر درصد بیومارکهای استرانی نمونه نفتهای مورد مطالعه می توان گفت، منشاء نفتهای تجمع یافته در این مخازن غالباً دارای منشاءای دریایی بوده است.



شکل (۵). نمودار تغییرات مقادیر $Pri/n-C_{17}$ در مقابل $Phy/n-C_{18}$



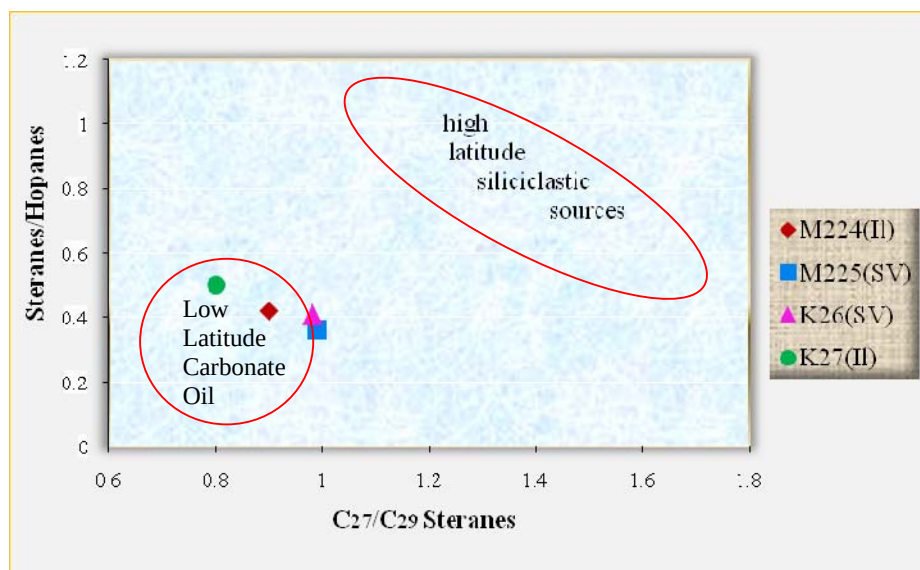
شکل (۶). دیاگرام مثلثی مفادیر بیومارکرهای استرانی C_{27} , C_{28} , C_{29} به منظور شناسایی محیط رسوبگذاری سنگهای منشاء نفت مخازن ایلام و سروک در میادین مورد مطالعه



شکل (۷). موقعیت نمونه های مورد مطالعه در نمودار تغییرات مفادیر نسبت تریانهای سه حلقه ای C_{22}/C_{21} در برابر C_{24}/C_{23}

شود (Andrusevich et al. 2000). تقریباً همه نمونه های نفتی مورد مطالعه در این نمودار محیط هائی با عرض جغرافیایی پائین را نشان می دهند (شکل ۸).

برای تشخیص موقعیت عرض جغرافیایی سنگ منشاء تشکیل دهنده دو میدان و لیتولوژی آنها، از نسبت تغییرات استران به هویان (Sterane/Hopane) در برابر نسبت استرانهای $\text{C}_{27}/\text{C}_{29}$ استفاده می



شکل ۸). نمودار تغییرات مقادیر نسبت $\text{C}_{27}/\text{C}_{29}$ Steranes در برابر مقادیر Steranes/Hopanes

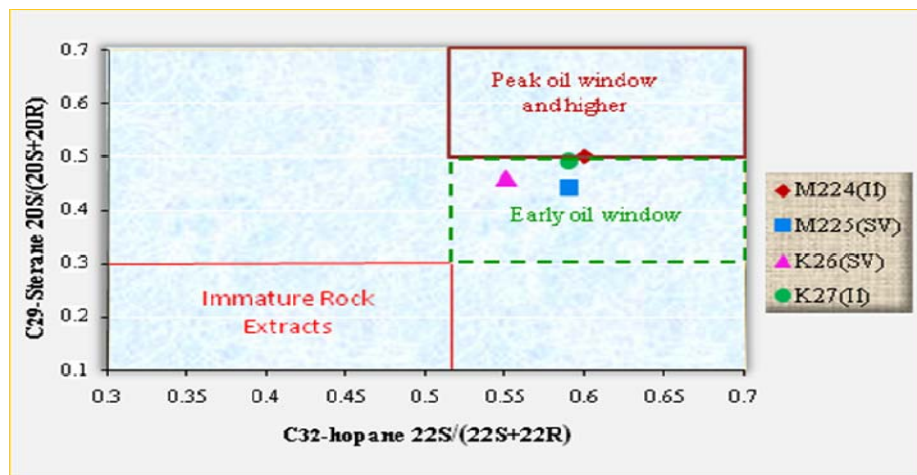
مخازن مورد مطالعه، می توان پیشنهاد کرد که این نفتها از سنگ منشأهایی با سنی قدیمی تر از کرتاسه زایش یافته اند.

چهار ترپانهای چهار حلقه ای با افزایش بلوغ بیشتر می شود (Behar and Albrecht 1984). با توجه به مقادیر ترپانهای چهار حلقه ای موجود در نمونه های مورد مطالعه نفت مخازن مورد مطالعه تقریباً بلوغ یکسان را نشان می دهند.

مهمترین پارامترهایی که می تواند سنگهای منشائی با سن کرتاسه یا جوانتر را از سنگهای منشاء قدیمی تر تفکیک نماید استفاده از نسبت $\text{Oleanane/Oleanane+Hopane}$ (Peters et al. 1999). با توجه به عدم وجود اولین در کروماتوگرامهای مربوط به نمونه نفتهای

چهار ترپانهای چهار حلقه ای با افزایش بلوغ بیشتر می شود (Behar and Albrecht 1984). با توجه به مقادیر ترپانهای چهار حلقه ای موجود در نمونه های مورد مطالعه نفت مخازن مورد مطالعه تقریباً بلوغ یکسان را نشان می دهند.

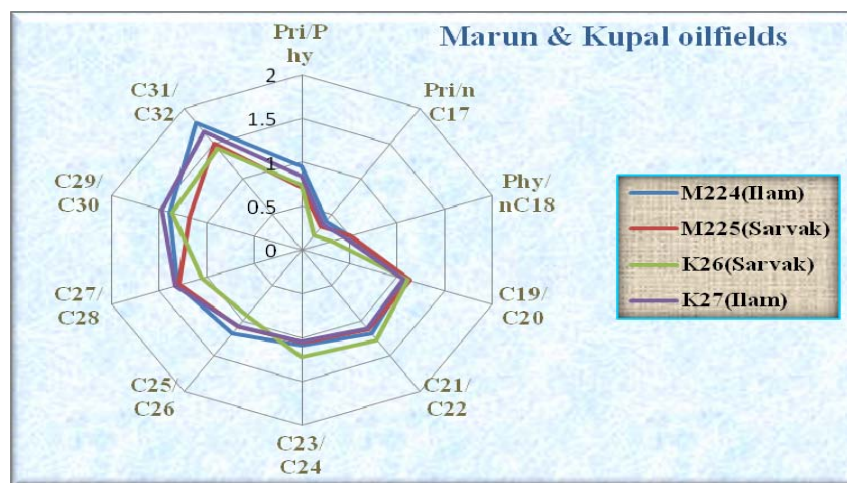
مهمترین پارامترهایی که می تواند سنگهای منشائی با سن کرتاسه یا جوانتر را از سنگهای منشاء قدیمی تر تفکیک نماید استفاده از نسبت $\text{Oleanane/Oleanane+Hopane}$ (Peters et al. 1999). با توجه به عدم وجود اولین در کروماتوگرامهای مربوط به نمونه نفتهای



شکل (۹). نمودار تغییرات مقادیر هویان $C_{32} 22S/22S+22R$ در برابر استران $C_{29} 20S/20S+20R$ به منظور تعیین بلوغ نفتهای مخازن ایلام و سروک در میادین مورد مطالعه

تحت مطالعه دیده می شود. البته اندکی تفاوت جزئی در مقادیر C_{31}/C_{32} ، C_{29}/C_{30} ، C_{27}/C_{28} در مخزن میدان نفتی کویال دیده می شود که می تواند مربوط به سنگ منشاء این نفتها یا مرتبط با تغییرات ثانویه باشد. در مجموع ارتباط ژنتیکی بین نمونه ها به خوبی دیده می شود.

جهت ارزیابی و چگونگی توزیع آلکانهای نرمال و ایزوپرنوئیدهای نمونه نفتهای مخازن میادین مورد مطالعه، براساس پارامترهای بدست آمده از کروماتوگرامهای گازی نفتها، دیاگرام ستاره ای (Kaufman et al. 1990) ترسیم گردید. همان طور که از شکل (۱۰) پیداست، همپوشانی نسبتاً خوبی در مقادیر آلکانهای نرمال و نسبتهای ایزوپرنوئیدها برای نفتهای



شکل (۱۰). دیاگرام ستاره ای آلکانهای نرمال و نسبتهای ایزوپرنوئیدها نمونه نفتهای مخازن ایلام و سروک

با افزایش دما، گرانروی نفت کاهش یافته و نفت سبک تر می شود. نتایج بدست آمده حاصل از مطالعه ویژگیهای فیزیکی نیز بیانگر آن است که با افزایش دما با شکسته شدن ترکیبات سنگین مولکولهای هیدروکربن، از میزان گرانروی نفتها کاسته شده و بر درجه API آن افزوده می گردد. نتایج نیز حاکی از سنگین تر بودن نفت موجود در مخزن سروک واقع در میدان مارون نسبت به دیگر نمونه ها می باشد.

در جایی که تخریب میکروبی عامل اصلی باشد مقدار سولفور به مقدار قابل توجهی افزایش می یابد (Kamali and Ghorbani 2006). مقدار بالای سولفور در مخزن سروک واقع در میدان نفتی مارون در مقایسه با سایر نفتهای مورد مطالعه می تواند مرتبط با تخریب میکروبی باشد. اگرچه اثری از تخریب میکروبی در کروماتوگرامهای مربوط به برش اشباع نفت مخزن سروک در میدان مارون مشاهده نمی شود.

جهت تعیین منشاء و محیط رسوبگذاری سنگ منشاء از نسبت نیکل به وانادیوم نیز استفاده می گردد (Kamali and Ghorbani 2006). نتایج حاصل از بررسی درصد وزنی نیکل و وانادیوم و نسبت Ni/V بیانگر تولید نفت ها از سنگ های منشاء دریایی در یک شرایط احیایی است. مطالعه اندیس CPI حاکی از بلوغ مواد آلی تشکیل دهنده نفتهای موجود در مخازن ایلام و سروک در میدین مورد مطالعه می باشد. اندازه گیری اندیس

بمنظور مشخص کردن چگونگی رابطه ژنتیکی بین نفتها از عمل تطابق استفاده می شود (Waples and Curiale 1999). جهت مقایسه نفتهای مخازن ایلام و سروک در میدین مارون و کوپال از پارامترهای تطابق استفاده گردید. بطور کلی چگالی نفت در گروه بندی اولیه و شناسائی ژنتیکی انواع مختلف نفت خام مفید است (Kamali and Ghorbani 2006). از آنجائی که اکثر نفتهای سنگین با درجه API پایین در نتیجه تخریب میکروبی نفتهای بالغ به وجود می آیند یا حاصل تولید اولیه سنگهای منشاء با بلوغ پایین هستند و سنگهای با درجه API بالا از سنگهای منشاء با بلوغ بالا یا در اثر شکست حرارتی نفتها در مخازن به وجود می آیند، درصد اجزای پارافینی، نفتنی و آروماتیکها تأثیر بسزائی در درجه API نفت دارند (Kamali and Ghorbani 2006). مقایسه درجه API نفتهای موجود در مخازن مورد مطالعه (جدول ۱) نیز تأیید کننده مطلب ذکر شده است. همانطور که در جدول (۱) مشاهده می شود درجه API نفتهای موجود در مخزن ایلام در میدین مارون و کوپال و نفت مخزن ایلام در میدان کوپال دارای درجه API بیش از ۳۰ می باشند و این مؤید آن است که این نفتها از درجه بلوغ بالایی برخوردارند. نفت موجود در مخزن سروک واقع در میدان نفتی مارون دارای درجه API کمتری نسبت به سایر نمونه های نفتی مورد مطالعه می باشد این اختلاف را می توان مربوط به منشاء این نفتها و یا مرتبط با تغییرات ثانویه در سازند دانست.

CPI نشان از بلوغ بیتومن دارد (Kamali and Ghorbani 2006).

باشد (Gabrielyan 1962). همانگونه که در داده های جدول (۱) مشاهده می شود مخزن سروک در میدان نفتی کویال بالاترین درجه API را نسبت به سایر نمونه های مورد بحث دارد.

با افزایش عمق مقدار پارافین بالا می رود و بالاترین مقدار گوگرد نیز در کم عمق ترین نمونه ها موجود می

جدول ۱. نتایج حاصل از بررسی پارامترهای فیزیکی نفتها در مخازن ایلام و سروک در میداین مورد مطالعه

Oilfield	Well No.	Depth (m)	Reservoir	Sp.Gr 60/60F	API	Pour Point °C	Kin. Viscosity Cst			Sulfur Wt%	V-Ni (ppm) V Ni		CPI
							10°C	20°C	40°C				
Marun	224	***	Ilam	0.86	32.37	-15	23	12.37	6.3	1.36	34.1	7.9	0.98
Marun	225	3654	Sarvak	0.90	25.65	-18	90.57	47	18.75	2.37	62.6	18.3	0.92
Kupal	26	4396	Sarvak	0.86	33.48	-18	16.2	9.34	4.99	1.52	8.8	2.6	0.98
Kupal	27	***	Ilam	0.86	32.92	-24	15.26	9.8	5.25	1.5	22.1	5.6	1

نتیجه گیری

با توجه به مطالعات ژئوشیمیایی انجام شده بر روی نمونه های نفت مخازن ایلام و سروک در میداین مورد مطالعه می توان چنّه نتیجه گرفت که از نظر غلظت و توزیع مقادیر برشهای هیدروکربنی نفت هر دو مخزن تقریباً مشابه بوده و به طور کلی الگوی یکسانی را دارند.

هر چند تفاوت های اندکی در میان آنها قابل مشاهده می باشد. عموماً هیدروکربنها خصوصیات نفتهای پارافینیک را نشان می دهند. نفت مخزن سروک واقع در میدان نفتی مارون پارافینیک متمایل به نفتنیک بوده در حالیکه نفت مخزن ایلام واقع در میدان کویال کاملاً آروماتیک می باشد. کروماتوگرام های مربوط به توزیع استرانها

stable isotopic s of carbon and sulfur in Marun oilfields. SW.Iran. Iranian Journal of Science and Technology.

- Alizadeh, B., Ghalavand, H., and Fajrak, M.M., 2008, the study of Bangestan reservoir's oil using chromatography. SW .Iran. The 26th symposium on Geosciences.

- Andrushevich, V.E., Engel, M.H., and Zumberge, J.E., 2000, Effects of paleolatitude on stable carbon isotope composition of crude oils: Geology, v.28, p. 845-850.

- Behar, F.H., and Albrecht, P., 1984, Correlations between carboxylic acids and hydrocarbons in several crude oils. Alteration by biodegradation: Organic Geochemistry, v.6, p. 505-604.

- Bordenave, M.L., 1993, Applied petroleum geochemistry, Edition Technip, Paris, 524 p.

- Connan, J., and Cassou, A.M, 1980, Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. Geochemica et Cosmochimica Acta, v.44, p.1-23.

- Gabrielyan, A. G., 1962, on the formation of oil and gas pools in the Volgograd-Volga region. Geologicheskoe stroenie neftegazonosnost' Volgograd-skoi oblasti, 1, p. 248-273

(m/z=217) و هویان ها (m/z=191) تطابق نسبتاً خوبی بین نفت مخازن ایلام و سروک در میدین مورد مطالعه نشان می دهد. با توجه به مطالعات بیومارکرها می توان خصوصیات سنگ منشاءای کرناته نهشته شده در شرایط احیایی را به سنگ مادر این نفتها نسبت داد. نتایج مطالعات نشان دهنده این مطلب است که کروژن مولد این نفتها کروژنی از نوع II و مخلوطی از II و III بوده است. مطالعه C_{27}, C_{28} و C_{29} بیومارکرهای استرانی حاکی از منشاء دریایی مواد آلی تولید کننده نفت به همراه ورود اندکی مواد آلی فاره ای می باشد. حضور تریانهای سه حلقه ای Tricyclic Terpanes ، استفاده از نسبت $Oleanane/Oleanane+Hopane$ ، نسبت استرانهایی C_{28}/C_{29} و سایر پارمترها نشان از سنگ منشاء کرناته با سن قدیمی تر از کرتاسه دارند. از نظر میزان بلوغ، بررسی بیومارکرهای شاخص بلوغ خانواده هویانها و استرانهها، معرف بلوغی تقریباً یکسان در حد اوایل تا اواسط پنجره نفت زایی می باشند. مطالعه خواص فیزیکی نیز تفسیر صورت گرفته در مورد منشاء و محیط رسوبگذاری مواد آلی و بلوغ سنگ منشاءهای تشکیل دهنده مخازن مورد مطالعه واقع در میدین مارون و کویال را تأیید می کند.

منابع

- Alizadeh, B., Adabi, M.H., and Tezheh, F., 2005, Oil correlation of Asmari and Bangestan reservoirs using Gas Chromatography (GC) and

- Tissot, B.P., and Welte, D.H, 1984, Petroleum Formation and Occurrence. 2nd Edition. Springer-Verlog. New York.
- Waples, D.W, 1991, Biomarker for geologist. A practical guide to the application of Steranes and teriterpanes in petroleum geology. AAPG Methods in exploration series 9.
- Waples, D.W., and Curiale, J.A., 1999, Oil-oil and oil-source rock correlations. In: Beaumont, E.A., Foster, N.H. (Eds.), Exploring for Oil and Gas Traps: American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, Oklahoma, p. 8-71.
- Zumberge, J.E., and Romos, S., 1996, Classification of crude oils based on genetic origin using multivariate modeling techniques. Presented at the 13th Australian Geological convention, Canberra, Australia.
- Huang, W.Y., and Meinschein, W.G., 1979, Sterol as ecological indicator: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v.43, p.739-745.
- Kamali, M.R., and Ghorbani, B., 2006, Organic geochemistry from phytoplankton to oil production. Arian press, Tehran, 318 p.
- Kaufman, R.I, Ahmad, A.S., and Elsinger, R.J., 1990, Gas chromatography as development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs: application in the gulf of Mexico. In: GCSSEPM foundation Ninth annual Research in Conference Proceedings, p.263-282.
- Ourisson, G., Albrecht, p., and Rohmer, M., 1984, The microbial origin of fossil fuels: *Scientific American*. v.251, p.44-51.
- Peters, K.E., Clutson, M.J., and Robertson, O., 1999, Mixed marine and lacustrine input to an oil-cemented sandstone breccias from Brora, Scotland: *Organic Geochemistry*, v.30, p. 237-248