

# مطالعه ویژگی‌های ژئوشیمیایی هیدروکربن‌های مخازن ایلام و سروک در میادین مارون و کوپال

پژوهش‌نفت

سال بیست و یکم

شماره ۶۶

صفحه ۳۳-۲۳، ۱۳۹۰

محمدرضا کمالی<sup>۱</sup>، محمود معماریانی<sup>۱</sup> و هانیه جعفری درگاهی<sup>۲\*</sup>

۱- پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده اکتشاف و تولید

۲- دانشگاه آزاد واحد علوم تحقیقات، گروه زمین شناسی

Haniehjafary@yahoo.com

## چکیده

میادین نفتی مارون و کوپال از جمله میادین بزرگ واقع در ناحیه فروافتادگی دزفول است که در جنوب شرقی شهر اهواز در مجاورت میدان‌های نفتی آغاچاری و اهواز قرار گرفته است. سازندهای ایلام، سروک و آسماری، مخازن هیدروکربنی این دو میدان می‌باشند. به منظور بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی، نمونه نفت‌های مخازن ایلام و سروک در میادین مورد مطالعه با استفاده از تکنیک‌های ژئوشیمیایی متداول نظیر تست SARA، تکنیک کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی (MS-GC) تحت آنالیز قرار گرفتند. با توجه به نتایج آنالیزها که شامل توزیع برش‌های هیدروکربنی تشکیل دهنده این نفت‌ها (تست SARA) و همچنین مطالعه بیومارک‌های خانواده ترپان‌ها و استران‌های تخلیص شده از برش اشباع می‌شود، می‌توان گفت هیدروکربن‌های موجود در مخزن سروک در هر دو میدان مورد مطالعه، خصوصیات نفت‌های پارافینیک را نشان می‌دهد. در صورتی که ویژگی‌های هیدروکربور

موجود در مخزن ایلام واقع در میدان نفتی مارون، مشابه نفت‌های پارافینیک متمایل به نفتیک می‌باشد. همچنین هیدروکربور موجود در مخزن ایلام در میدان نفتی کوپال خصوصیات نفت‌های آروماتیک را دارا است. بررسی‌های ژئوشیمیایی نشان می‌دهد که هیدروکربن‌های تجمع یافته در مخازن یاد شده، از سنگ منشأهای کربناته، 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. بررسی پارامترهای بلوغ بیومارکر، حاکی از بلوغ متوسط در حد اوایل تا اواسط پنجره نفت زایی برای مواد آلی تولید کننده نفت‌های تجمع یافته در این میدان می‌باشد.

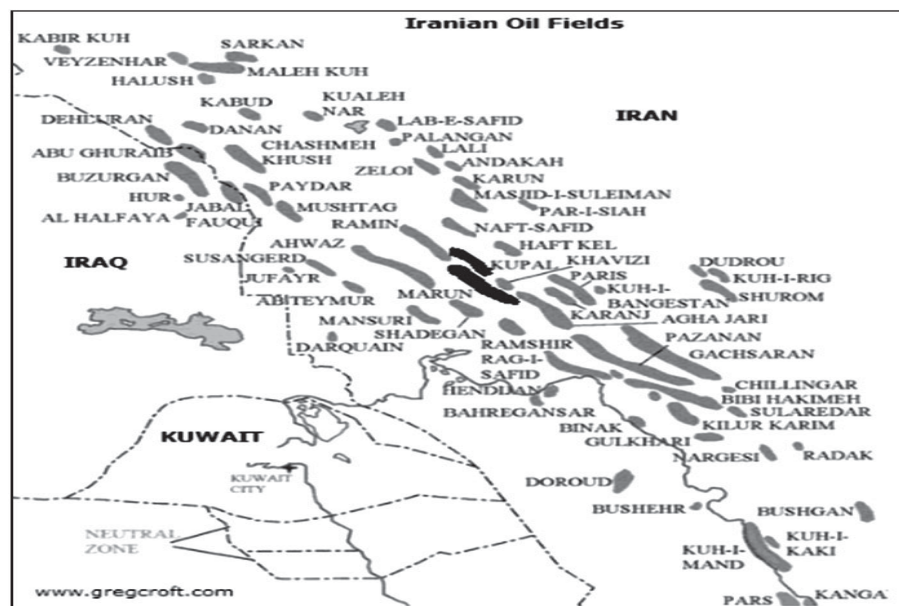
واژه‌های کلیدی: ژئوشیمی مخزن، سازند ایلام، سازند سروک، میدان مارون و کوپال، ترکیب نفت، بیومارکر

## Archive of SID

۶۵ km طول و به طور متوسط ۷ km عرض دارد. نفت این میدان در سازند آسماری و گروه بنگستان قرار گرفته 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 گروه بنگستان، ۱/۶٪ وزنی گوگرد دارد و درجه API آن ۳۱/۱ می باشد [۲]. میدان نفتی کوپال در ناحیه دزفول شمالی به صورت تاقدیسی 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 km طول و ۴ km عرض می باشد. بلندی بخش شرقی با تنها یک چاه (کوپال ۲)، حدود ۸ km طول و ۱/۵ km عرض داشته و ستون نفت کمتری در خود جای داده است. ذخایر نفت میدان کوپال حدود ۱/۱ میلیارد بشکه و ذخایر گاز آن ۵/۵ تریلیون فوت مکعب برآورد می شود. نفت خام کوپال با درجه API ۲۶/۶ در گروه بنگستان، ۲٪ وزنی گوگرد دارد [۳]. سنگ های مخزنی مورد مطالعه میداین مارون و کوپال، سازندهای ایلام و سروک است که غالباً دارای لیتولوژی کربناته هستند. هدف از انجام این تحقیق، مطالعه ویژگی های شیمیایی نفت میداین مورد مطالعه، تعیین شرایط رسوب گذاری، لیتولوژی سنگ منشاء احتمالی مولد آن ها و همچنین شناسایی نوع و درجه بلوغ مواد آلی مولد نفت است.

## مقدمه

کمربند کوهستانی زاگرس، یکی از بهترین کمربندهای تراست چین خورده در معرض دید در جهان است. دامنه زاگرس، از یک سیستم آنتی کلین برآمده بزرگ مقیاس که در نتیجه کوهزایی اواخر میوسن تا پلیوسن تشکیل شده است و شامل دو منطقه بالا آمده لرستان به شمال و فارس به جنوب می باشد. در این بین ۵۰/۰۰۰ km منطقه فشرده شده وجود دارد که به عنوان فروافتادگی دزفول شناخته می شود. فروافتادگی دزفول، به علت وجود لایه های رسوبی ضخیم و دارا بودن سنگ های منشاء مستعد (کژدمی و پابده)، سنگ مخزن (ایلام، سروک و آسماری) و پوش سنگ مناسب (گچساران)، 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 میدان های نفتی در این ناحیه می باشد [۱]. ارزیابی ژئوشیمیایی هیدروکربن های موجود در مخازن میداین این ناحیه و تطابق خصوصیات آنها و همچنین تعیین ارتباط احتمالی از طریق آنالیزهای ژئوشیمیایی، اطلاعات با ارزشی جهت تعیین انطباق نفت با نفت و نفت با سنگ منشاء به منظور دستیابی به روند کلی توزیع نفت در حوضه فروافتادگی دزفول در اختیار ما قرار می دهد. میدان نفتی مارون حدود



شکل ۱- موقعیت میداین مارون و کوپال در فروافتادگی دزفول

ایلام و سروک با استفاده از تکنیک کروماتوگرافی ستونی (تست SARA) تفکیک شدند (جدول ۱). مقایسه نتایج به دست آمده از درصدهای مختلف تفکیک برش های هیدروکربنی حاصل از استخراج بیتومن از سنگ منشاء احتمالی ایلام و سروک در شکل ۲، نشان می دهد که روند تغییرات مقادیر برش های SARA، برای سازندهای ایلام و سروک در هر چهار چاه (مارون ۲۲۴، مارون ۲۲۵، کوپال ۲۶ و کوپال ۲۷)، نسبتاً به صورت همگن و هماهنگ با یکدیگر می باشد. نمودار توزیع درصد برش های هیدروکربنی که در شکل ۲ رسم شده، نشان می دهد که نفت دو مخزن از الگوی تقریباً مشابهی پیروی می کند اولین تفاوت برش های هیدروکربنی مربوط به برش آروماتیک است که مقدار آن برای نمونه نفت مخزن ایلام در میدان نفتی کوپال نسبت به نمونه نفت مخزن ایلام و سروک در میدان نفتی مارون و مخزن سروک در میدان نفتی کوپال بیشتر است. تفاوت دیگر مربوط به برش آسفالتن است که مقدار آن در نمونه نفت سروک در میدان نفتی مارون از سایر نمونه نفت های مورد مطالعه بیشتر است. دامنه تغییرات برش رزین در هر دو سازند کم و بیش مشابه بوده و تفاوت چندانی بین چهار چاه مورد مطالعه مشاهده نمی شود. به طور کلی شباهت ها در این نمودار بیشتر از تفاوت ها می باشد. این تفاوت ها را نیز می توان مربوط به منشاء این نفت ها و یا مرتبط با تغییرات ثانویه ای دانست که هیدروکربور در مخزن متحمل شده است [۶].

با تلفیق مقادیر آسفالتن و رزین به عنوان برش ترکیبات قطبی و استفاده از برش هیدروکربن های اشباع و آروماتیک هر دو سازند، می توان به چگونگی توزیع نمونه ها از نقطه نظر کیفیت نفت ها پی برد. برای این منظور دیاگرام مثالی [۷] برای هیدروکربن های هر دو سازند مخزنی ترسیم گردید.

## روش تحقیق

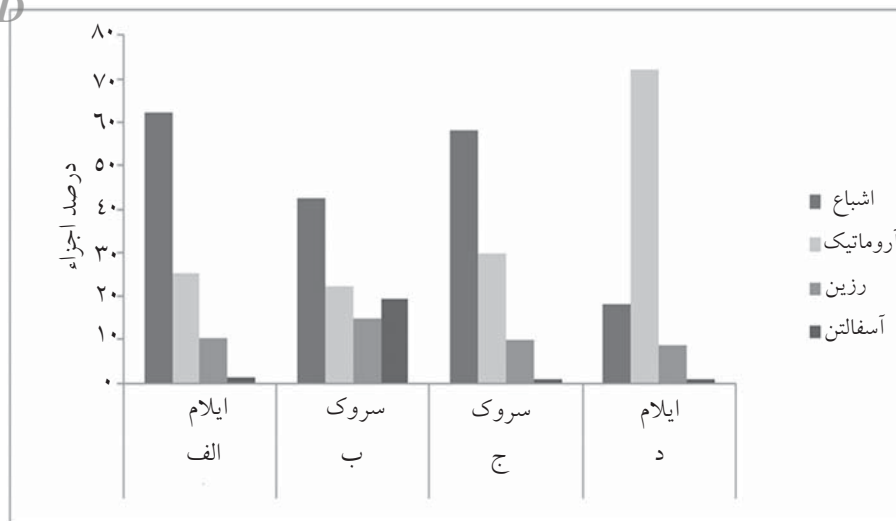
به منظور انجام مطالعات ژئوشیمیایی بر روی نفت مخازن ایلام و سروک میدین مورد مطالعه، ابتدا نفت استحصالی هر دو مخزن آماده سازی گردید. برای این کار در ابتدا فرایند آسفالتن گیری با حلال پنتان نرمال انجام شد و سپس، توسط تکنیک کروماتوگرافی ستونی با فاز ساکن آلومینا و یا سیلیکاژل و همچنین با استفاده از حلال های نرمال هگزان، بنزن و اتانول، برش های هیدروکربنی نفت ها تفکیک شده و درصد آنها مشخص گردید. پس از تهیه برش های مختلف هیدروکربنی از نمونه ها (۲ نمونه از مخزن ایلام و ۲ نمونه از مخزن سروک هر دو مخزن واقع در میدین نفتی مارون و کوپال)، برش حاوی ترکیبات اشباع توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی در پژوهشگاه صنعت نفت تحت آزمایش قرار گرفت. برش های اشباع از بیتومن استحصالی هم زمان با آنالیز کروماتوگرافی گازی، تحت آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی نیز قرار گرفت. با استفاده از این ابزار می توان بیومارک های استران ها و هوپان ها را مورد مطالعه قرار داد. از این روش به منظور تعیین شاخص محیط های رسوبی، تعیین درجه پختگی مواد آلی، نفت و شناسایی تخریب میکروبی بهره می گیرند [۴]. تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی همچنین اطلاعات ارزشمندی در رابطه با بیومارکها در اختیار ما قرار می دهد که برای تفسیر شرایط محیط رسوب گذاری، منشاء، نوع و میزان بلوغ مواد آلی و تطابق نفت با نفت و تطابق نفت با سنگ منشاء مناسب است [۵].

## بحث

به منظور بررسی و تشخیص تشابهات و تفاوت ها در خصوصیات هیدروکربنی موجود در مخازن واقع در میدین تحت مطالعه، نمونه نفت های دو مخزن

جدول ۱- نتایج تست SARA برای نمونه نفت های مخازن ایلام و سروک

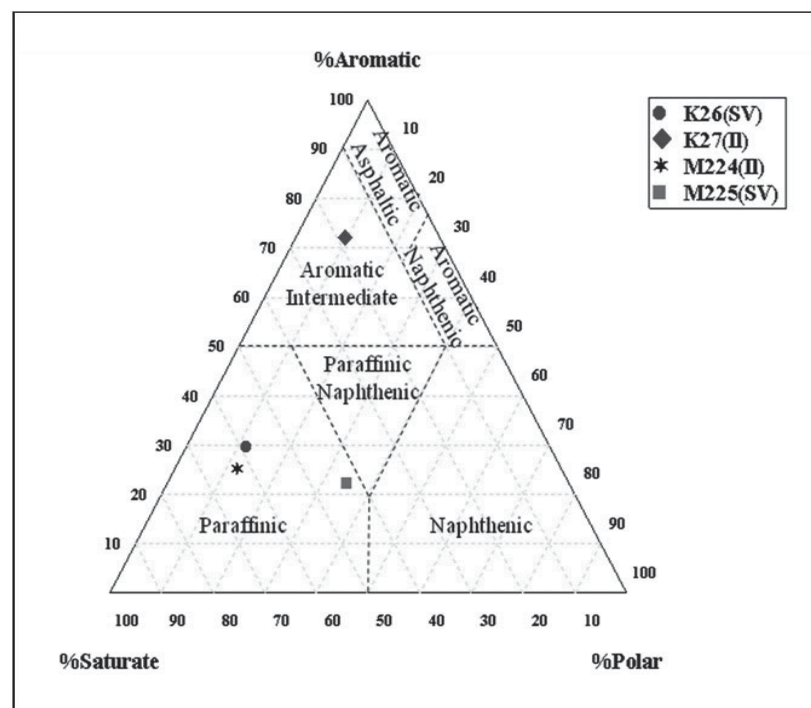
آسفالتن	رزین	آروماتیک	اشباع	مخزن	شماره نمونه	شماره چاه
۱/۳۴	۱۰/۵۴	۲۵/۱۲	۶۲/۳	ایلام	A	مارون #۲۲۴
۱۹/۴۵	۱۴/۹۲	۲۲/۴۴	۴۲/۶۲	سروک	B	مارون #۲۲۵
۱/۱۱	۱۰/۱۴	۲۹/۷۴	۵۸/۱۲	سروک	C	کوپال #۲۶
۰/۷۹	۸/۷۶	۷۲/۰۷	۱۸/۱۷	ایلام	D	کوپال #۲۷



شکل ۲- مقایسه درصد اجزاء SARA در نمونه‌های نفت مخازن مورد مطالعه

نشان می‌دهد. نفت مخزن سروک در میدان نفتی کوپال همانند مخزن سروک در میدان مارون، دارای خصوصیات نفت‌های پارافینیک می‌باشد. برخلاف مخزن ایلام واقع در میدان مارون، هیدروکربن‌های این مخزن در میدان کوپال خصوصیات نفت‌های آروماتیک حد واسط را نشان می‌دهد. ویژگی آروماتیکی بودن این نفت، در توزیع مقادیر برش‌های SARA در شکل ۲ چاه د نیز مشاهده می‌گردد.

با توجه به محدوده قرارگیری نمونه‌های مورد مطالعه (شکل ۳)، می‌توان برای نمونه نفت‌های مخازن ایلام و سروک در میدان نفتی مارون از نوع پارافینیک نسبت داد. شایان ذکر است نفت مخزن سروک واقع در میدان نفتی مارون، خصوصیات شیمیایی یکسانی به واسطه بیشتر بودن مقادیر برش قطبی و کمتر بودن برش اشباع نسبت به نفت ایلام، اندکی خصوصیات نفت‌های نفتینک را نیز



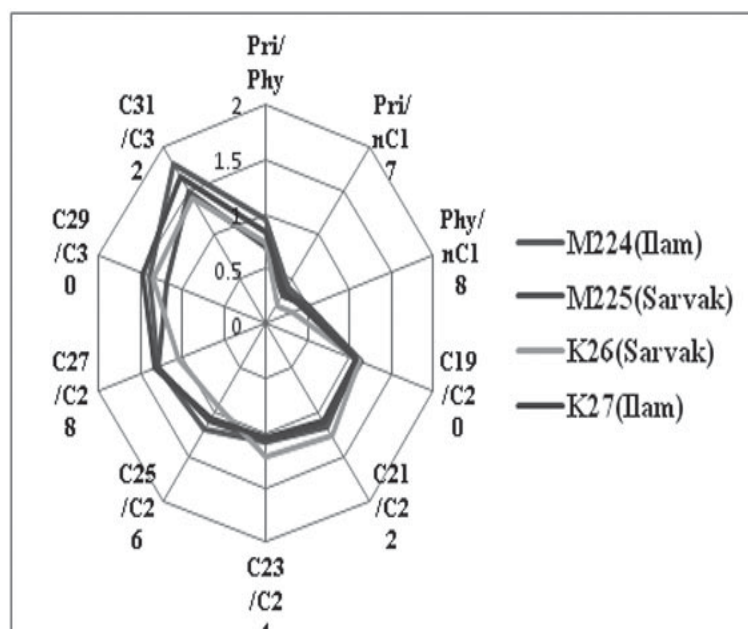
شکل ۳- دیاگرام مثلثی درصد برش‌های تشکیل دهنده هیدروکربن‌های مخازن ایلام و سروک در میداین مورد مطالعه [۷]

پارامترهای کلیدی از بیومارکرهای خانواده استران و هوپان نفت های میادین مورد مطالعه در جدول ۳ ارائه شده است. زنجیره جانبی Phytol تحت شرایط احیایی در رسوبات از پورفیرین ها جدا شده و فیتول ( $C_{30}$ ) حاصل می شود، فیتول حاصله به دی هیدروفیتول و سپس به فیتان ( $C_{20}$ ) تبدیل می گردد. فیتول تحت شرایط اکسیدی به اسید فیتانیک و سپس با از دست دادن یک مولکول  $CO_2$  به پرستان ( $C_{19}$ ) تبدیل می شود. بنابراین می توان از نسبت پرستان به فیتان جهت تشخیص شرایط محیط رسوب گذاری سنگ های منشاء استفاده کرد [۱۰]. بر طبق تقسیم بندی Waples، معمولاً مقادیر Pri/Phy (جدول ۲) کمتر از ۱ نشانگر نهشت در محیط رسوبی احیایی می باشد [۱۱]. البته این نسبت می تواند تحت تأثیر عوامل گوناگونی قرار گیرد [۱۲]. لذا در این پژوهش، برای اطمینان، از سایر پارامترها نیز استفاده گردید. با استفاده از پارامترهای  $Pri/n-C_{17}$ ،  $Phy/n-C_{18}$ ، می توان خصوصیات مواد آلی موجود در این سازندها را از نقطه نظر نوع کروژن، روند پختگی، فرآیندهای احتمالی دگرسایبی و شرایط محیط رسوب گذاری مشخص و ارزیابی نمود [۱۳]. ترسیم نمودار تغییرات مقادیر  $Pri/nC_{17}$  در مقابل  $Phy/nC_{18}$  در شکل ۵، بیانگر شرایط محیط رسوب گذاری احیایی تا نیمه احیایی برای سنگ منشاء احتمالی مولد این نفت ها می باشد که احتمالاً از کروژن نوع II و مخلوطی از کروژن های نوع II و III مشتق شده اند.

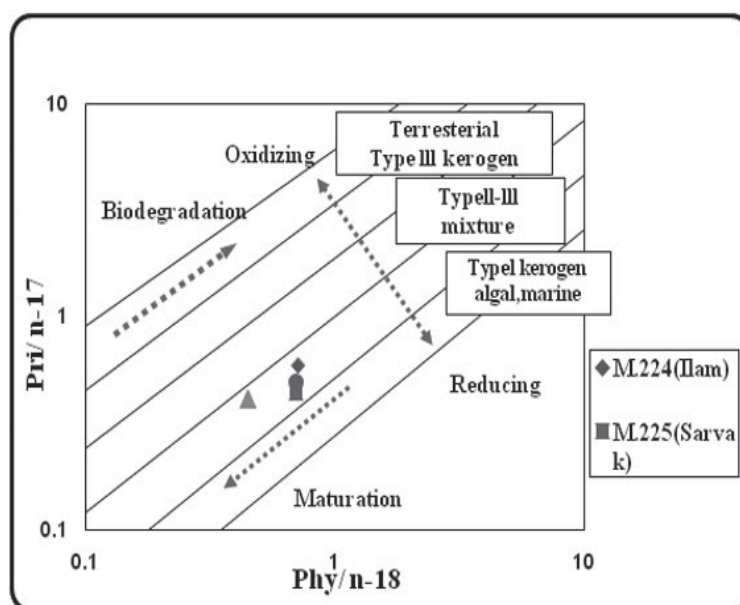
به منظور ارزیابی و مطالعه چگونگی توزیع آلکان های نرمال و ایزوپرنوئیدهای نمونه نفت های مخازن میادین مورد مطالعه، براساس پارامترهای به دست آمده از کروماتوگرام های گازی نفت هایی که در جدول ۲ ارائه گردید، دیاگرام ستاره ای [۸] در شکل ۴ ترسیم گردید. همان گونه که از شکل ۴ پیداست، همپوشانی نسبتاً خوبی در مقادیر آلکان های نرمال و نسبت های ایزوپرنوئیدها برای نفت های مورد مطالعه دیده می شود. البته اندکی تفاوت جزئی در مقادیر  $C_{29}/C_{30}$ ،  $C_{27}/C_{28}$  و  $C_{31}/C_{32}$  در مخزن میدان نفتی کوپال مشاهده می شود که می تواند مربوط به سنگ منشاء این نفت ها یا مرتبط با تغییرات ثانویه باشد. در مجموع ارتباط ژنتیکی بین نمونه ها به خوبی دیده می شود. جهت تشخیص نوع و درجه پختگی ماده آلی، تعیین شرایط محیط رسوبی نهشت سنگ منشاء احتمالی مولد نفت های میادین مورد مطالعه و مقایسه نفت ها با یکدیگر و با سنگ منشاء، می توان از پارامترهای مختلف بیومارکرها استفاده نمود. بیومارکرها می توانند الگوی مناسبی در ارزیابی محیط های دیرینه باشند [۹]. بیومارکرها را می توان به منظور تعیین لیتولوژی، سن و محیط نهشت خاص سنگ منشاء، بلوغ حرارتی سنگ منشاء در طی تولید و همچنین مقدار نسبی نفت تولیدی در برابر گاز تولیدی ماده آلی در کروژن منشاء، به کار برد که چنین داده هایی نقش کلیدی در پیش بینی مدل سازی حوضه بر عهده دارند. مقادیر

جدول ۲- نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی نفت های میادین مورد مطالعه

	M224 (ایلام)	M225 (سروک)	K26 (سروک)	K27 (ایلام)
Pri/Phy	۰/۹	۰/۷	۰/۷	۰/۸
Pri/nC17	۰/۴	۰/۳	۰/۲	۰/۳
Phy/nC18	۰/۵	۰/۵	۰/۳	۰/۴
C19/C20	۱/۱	۱/۱	۱/۱	۱/۱
C21/C22	۱/۲	۱/۱	۱/۳	۱/۱
C23/C24	۱/۱	۱/۱	۱/۲	۱/۰
C25/C26	۱/۲	۱/۱	۰/۹	۱/۱
C27/C28	۱/۳	۱/۳	۱/۰	۱/۳۹
C29/C30	۱/۴	۱/۲	۱/۳	۱/۵
C31/C32	۱/۸	۱/۵	۱/۴	۱/۷



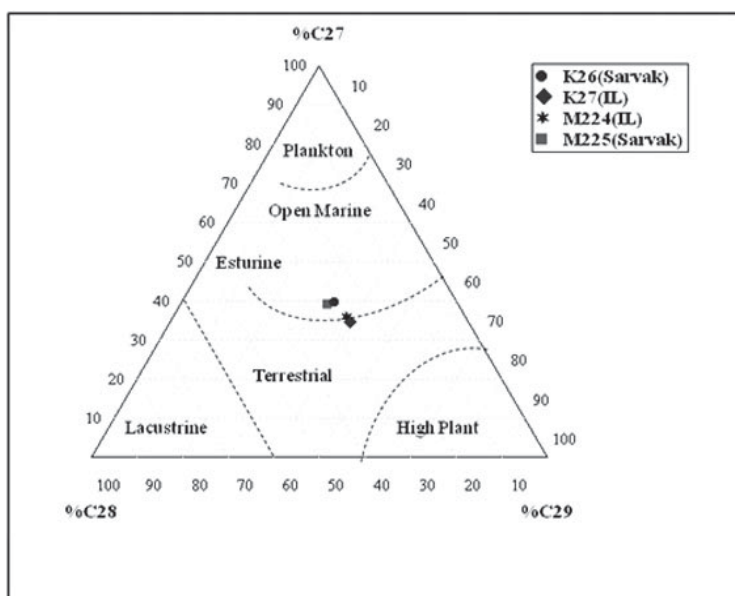
شکل ۴- دیاگرام ستاره‌ای آلکان‌های نرمال و نسبت‌های ایزوپرینوئیدها نمونه نفت‌های مخازن ایلام و سروک



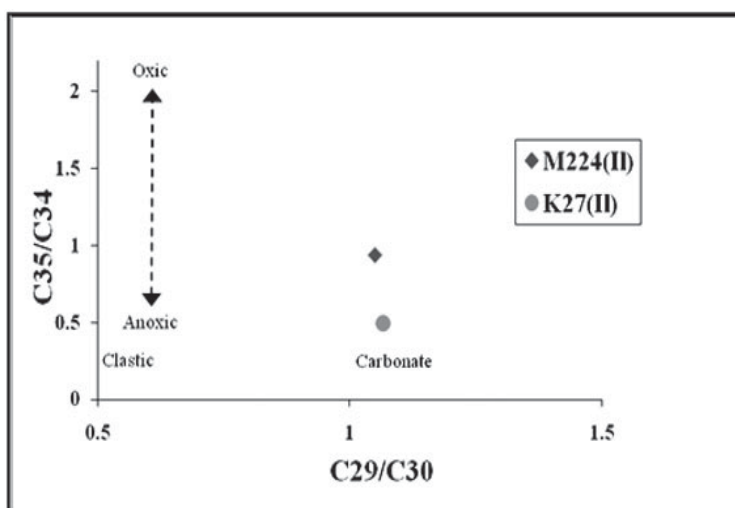
شکل ۵- نمودار تغییرات مقادیر  $Pri/n-C_{17}$  در مقابل  $Phy/n-C_{18}$  [۱۳]

قاره‌ای بوده است. با ترسیم مقادیر پارامترهای  $C_{29}/C_{30}$  در مقابل  $C_{35}/C_{34}$  [۱۵] از بیومارک‌های هوپان‌ها نیز می‌توان وضعیت محیط رسوبی و لیتولوژی سنگ منشاء احتمالی را مشخص نمود. ترسیم این نمودار برای داده‌های این پژوهش در شکل ۷، بیان‌گر این مطلب است که لیتولوژی سنگ منشاء مولد نفت‌ها، سازندی کربناته با شرایط احیایی تا نیمه احیایی بوده است.

به‌منظور تعیین منشاء مواد آلی و لیتولوژی سنگ مادر مولد احتمالی نفت‌های میادین مورد مطالعه، دیاگرام مثلی بیومارک‌های استران‌های  $C_{27}, C_{28}, C_{29}$  [۱۴] در شکل ۶ رسم گردید. با توجه به دیاگرام مثلی فوق و نحوه توزیع مقادیر درصد بیومارک‌های استرانی نمونه نفت‌های مورد مطالعه، می‌توان گفت که نفت‌های تجمع یافته در این مخازن غالباً دارای منشاء دریایی با ورود اندکی مواد آلی



شکل ۶- دیاگرام مثلثی مقادیر بیومارکرهای استرانی  $C_{27}$ ،  $C_{28}$ ،  $C_{29}$  [۱۴]



شکل ۷- دیاگرام  $C_{35}/C_{34}$  در مقابل  $C_{29}/C_{30}$  [۱۵]

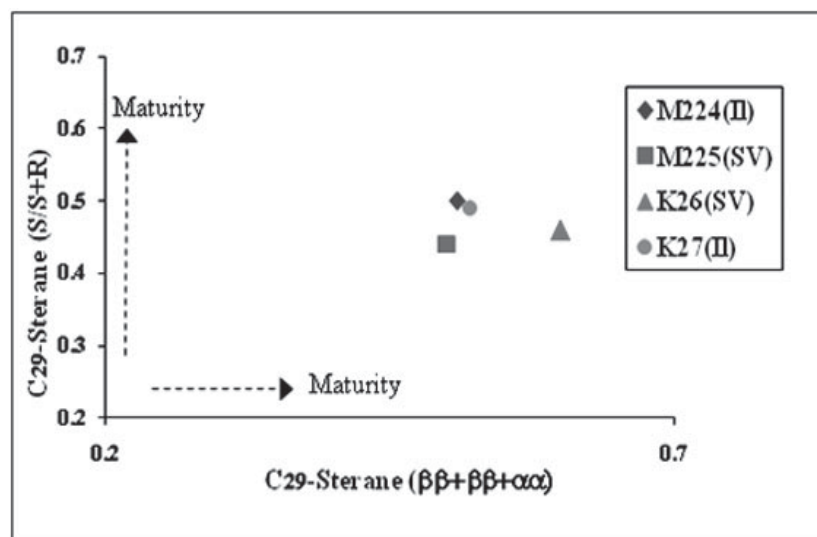
می دهد که نفت های تجمع یافته در لایه های مختلف مخزنی، بلوغی در حد اوایل تا اواسط پنجره نفت زایی را دارا هستند.

مقایسه مقادیر پارامترهای بلوغ بیومارکرهای استران  $C_{29} [\beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha]$  و هوپان  $Ts/Ts+Tm$  نفت ها در شکل ۹ نیز حاکی از بلوغی یکسان می باشد. وجود اختلاف بین مقادیر این دو پارامتر می تواند به دلیل حساسیت زیاد پارامتر  $Ts/Ts+Tm$  به کانی های رسی باشد. بدین صورت که نفت های مشتق شده از سنگ های کربناته مقادیر پایین غیرواقعی را نشان می دهد [۱۷].

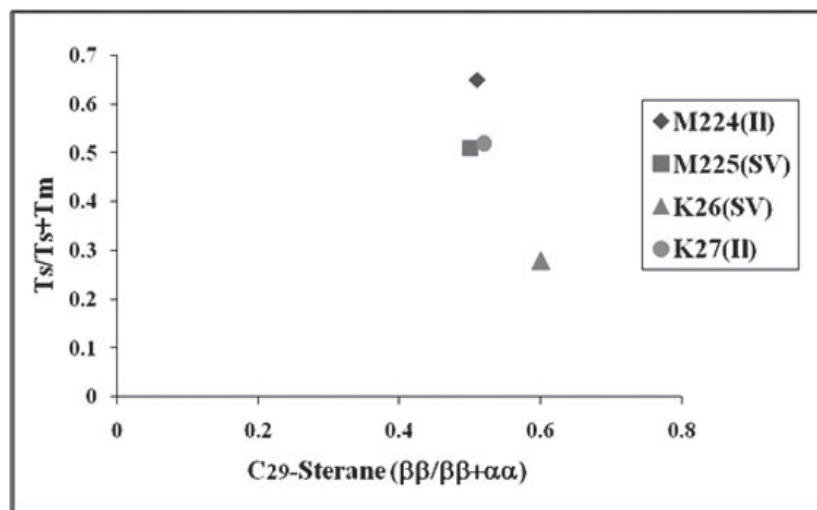
جهت تعیین بلوغ نفت های میدین مورد مطالعه بر اساس پارامترهای بلوغ بیومارکرهای خاص، از آنالیز GC-MS برش اشباع نمونه نفت ها استفاده گردید (جدول ۳). بدین منظور مقادیر پارامترهای  $C_{29} [20S/20S+20R]$  استران ها در برابر  $C_{29} [\alpha\alpha/\beta\beta+\alpha\alpha]$  در شکل ۸ و همچنین دیاگرام نسبت های  $Ts/Ts+Tm$  هوپان در مقابل  $C_{29} [\beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha]$  استران نیز در شکل ۹ رسم گردید. با توجه به اینکه با افزایش بلوغ، نسبت استران های  $C_{29} [20S/20S+20R]$  در برابر  $C_{29} [\alpha\alpha/\beta\beta+\alpha\alpha]$  افزایش می یابد [۱۶]، ترسیم دیاگرام مقادیر نسبت های فوق برای میدان مذکور در شکل ۸ نشان

جدول ۳- مقادیر پارامترهای بیومارکرها با استفاده از تکنیک GC-MS

Biomarker Type	M224 (ایلام)	M225 (سروک)	K26 (سروک)	K27 (ایلام)
Ts/Ts+Tm	۰/۶	۰/۵	۰/۶	۰/۵
C <sub>29</sub> /C <sub>30</sub>	۱/۰	۰/۹	۲/۱	۱/۷
C <sub>35</sub> /C <sub>34</sub>	۰/۹	-	-	۰/۵
C <sub>32</sub> S/S+R	۰/۶	۰/۶	۰/۵	۰/۶
C <sub>29</sub> S/S+R	۰/۵	۰/۴	۰/۵	۰/۵
C <sub>29</sub> ββ/ββ+αα	۰/۵	۰/۵	۰/۶	۰/۵
% C <sub>27</sub>	۳۶	۳۹/۳	۴۰	۳۴/۹
% C <sub>28</sub>	۲۶	۲۸/۶	۲۶/۷	۲۵/۶
% C <sub>29</sub>	۳۸	۳۲/۱	۳۳/۳	۳۹/۵



شکل ۸- تعیین بلوغ مواد آلی مخازن مورد مطالعه براساس ترسیم مقادیر پارامترهای [20S/20S+20R] C<sub>29</sub> استرانها در برابر [C<sub>29</sub> αα/ββ+αα]



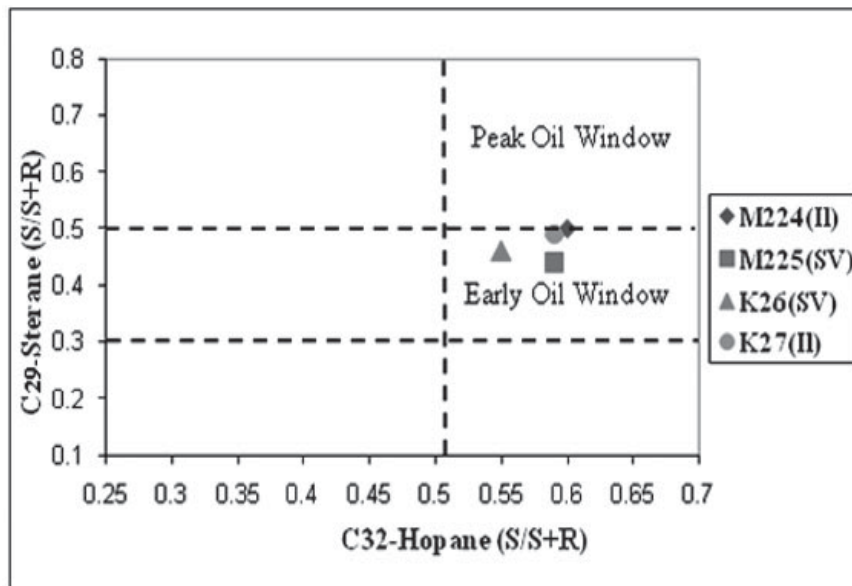
شکل ۹- تعیین بلوغ مواد آلی مخازن مورد مطالعه براساس ترسیم دیاگرام نسبت‌های Ts/Ts+Tm هویان در مقابل [ββ/ββ+αα] C<sub>29</sub> استران



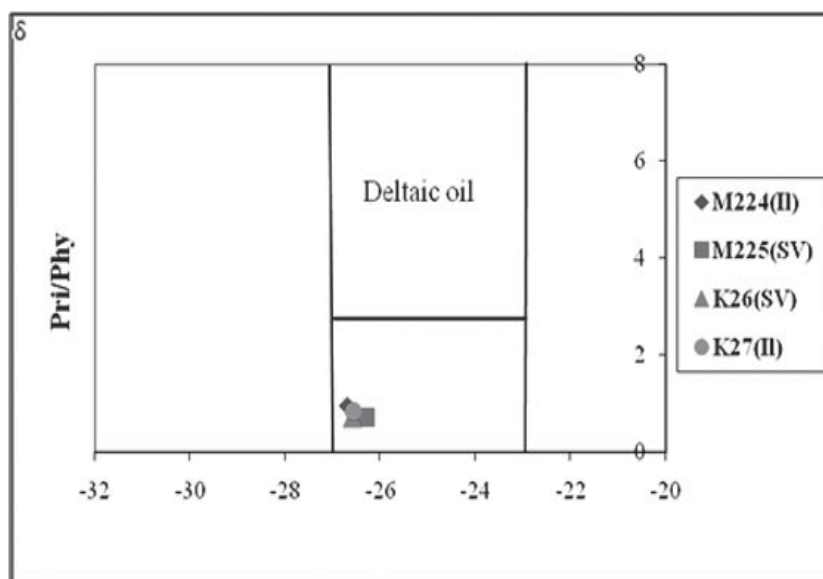
## Archive of SID

جهت تعیین سن و لیتولوژی سنگ منشاء مولد احتمالی از پارامترهای Pri/Phy و ایزوتوپ کربن  $\delta^{13}\text{C}$  استفاده گردید [۱۹]. این دیاگرام (شکل ۱۱) مبین آن است که سنگ منشاء نفت های ایلام و سروک میادین مارون و کوپال، از نوع کربناته و متعلق به دوران مزوزوئیک می باشند. ترسیم این دیاگرام در شکل ۱۱ نیز تأیید کننده تفسیر صورت گرفته در مورد لیتولوژی سنگ منشاء مولد نفت ها با استفاده از ترسیم دیاگرام  $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$  در برابر  $\text{C}_{29}/\text{C}_{30}$  می باشد.

همچنین به منظور بررسی دقیق میزان بلوغ نفت ها از نمودار تغییرات  $\text{C}_{32}\text{-Hopane } 22\text{S}/22\text{S}+22\text{R}$  در مقابل  $\text{C}_{29}\text{-Sterane } 20\text{S}/20\text{S}+20\text{R}$  [۱۸] استفاده گردید. با توجه به شکل ۱۰ که نشان دهنده محدوده قرارگیری تقریباً یکسان در هر چهار نمونه مورد مطالعه می باشد، مشخص می شود که این نفت ها در حال حاضر بلوغی در حد اوایل تا اواسط پنجره نفت زایی را نشان می دهند. به طور کلی بررسی پارامترهای مختلف بلوغ، بیان گر بلوغی تقریباً یکسان برای نفت های مخازن میادین مورد مطالعه می باشد.



شکل ۱۰- نمودار تغییرات  $\text{C}_{32}\text{-Hopane } 22\text{S}/22\text{S}+22\text{R}$  در مقابل  $\text{C}_{29}\text{-Sterane } 20\text{S}/20\text{S}+20\text{R}$  [۱۸]



شکل ۱۱- نمودار Pri/Phy در مقابل ایزوتوپ کربن  $\delta^{13}\text{C}$  [۱۹]

بیومارکرهای تخلیص شده از برش اشباع نمونه نفت‌ها، می‌توان خصوصیات سنگ منشاء کربناته نهشته شده در شرایط احیایی تا نیمه احیایی را به سنگ مادر این نفت‌ها نسبت داد. نتایج مطالعات، نشان‌دهنده این مطلب است که کروژن مولد این نفت‌ها کروژنی از نوع II و مخلوطی از II و III بوده است. مطالعه  $C_{28}$ ،  $C_{27}$  و  $C_{29}$  بیومارکرهای استرانی حاکی از منشاء دریایی مواد آلی تولید کننده نفت به همراه ورود اندکی مواد آلی قاره‌ای می‌باشد. از نظر میزان بلوغ، بررسی بیومارکرهای شاخص بلوغ خانواده هوپان‌ها و استران‌ها، معرف بلوغی تقریباً یکسان در حد اوایل تا اواسط پنجره نفت زایی می‌باشد.

## نتیجه‌گیری

با توجه به مطالعات ژئوشیمیایی انجام شده بر روی نمونه‌های نفت مخازن ایلام و سروک در میدین مورد مطالعه، می‌توان گفت از نظر غلظت و توزیع مقادیر برش‌های هیدروکربنی (اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتین) نفت هر دو مخزن تقریباً مشابه بوده و به‌طور کلی الگوی یکسانی دارند. هر چند تفاوت‌های اندکی در میان آنها مشاهده می‌شود. عموماً هیدروکربن‌ها خصوصیات نفت‌های پارافینیک را نشان می‌دهند. نفت مخزن سروک واقع در میدان نفتی مارون، پارافینیک متمایل به نفتینیک بوده در حالی که نفت مخزن ایلام واقع در میدان کوپال کاملاً آروماتیک می‌باشد. با توجه به نتایج مطالعات

## منابع

- [1] Kermanshahi H. & Memariani M., *Geochemical investigation of oil layer hydrocarbons in South Pars field*, Research Institute of Petroleum Industry, 2009.
- [2] Fajrak M.M., Alizadeh B. & Ghalavand H., *Study of Bangestan formation in Marun oilfield using of chromatography method*, The 26<sup>th</sup> symposium on Geosciences, Tehran 2007.
- [3] Omidpour A. & Amini A., *Evaluating of diagenesis history and its effect on reservoir qualification of Asmari formation in Kupal oilfield*, Papers summery of 22 symposium on Geoscience, Tehran, Geological Survey of Iran (GSI), pp. 810-812, (2003)
- [4] Bordenave M.L., *Applied petroleum geochemistry*, Edition Technip, Paris, pp. 524, 1993.
- [5] Waples D.W., Biomarker for geologist, *A practical guide to the application of steranes and teriterpanes in petroleum geology*, AAPG Methods in exploration series 9, 1991.
- [6] Kamali M.R. & Ghorbani B., *Organic geochemistry from phytoplankton to oil production*, Arian press, Tehran, 318, 2006.
- [7] Tissot, B.P. & Welte D.H., *Petroleum formation and occurrence*, 2<sup>nd</sup> Edition. Springer-Verlog. New York, 1984.
- [8] Kaufman R.I., Ahmad A.S. & Elsinger R.J., *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 conference proceedings, pp.263-282, 1990.
- [9] De Leeuw J.W., Frewin N.L., Van Bergan P.F., Sinninghe Damste J.S. & Collinson M.E., "Organic carbon as a paleoenvironmental indicator in marine realm", Geological Society of London. Vol.83, pp. 43-71, (1995)
- [10] Hunt J.M., *Petroleum geochemistry and Geology*, 2<sup>nd</sup> edition. W.H, Freeman and company, New York. pp. 743, 1996.
- [11] Waples D.W., *Geochemistry in petroleum exploration*, Redial Publish. Cy., Dordrecht, pp. 232, (1985)

- [12] Houghes W.B., Holba A.G. & Dzou LIP., "The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicator of depositional environment and lithology of petroleum source rock," *Geochemica et Cosmochimica acta*, Vol. 59, pp. 3581-3598, 1995.
- [13] Connan J. & Cassou A.M., "Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels," *Geochemica et Cosmochimica Acta*, Vol. 44, pp.1-23, 1980.
- [14] Huang W.Y. & Meinschein W.G., "Sterol as ecological indicator", *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 43, pp. 739-745, 1979.
- [15] Subroto E.A., Alexander R. & Kagi R.I., "30-Nrhopanes: Their occurrence in sediments and crude oils", *Chemical Geology*, Vol. 93, pp.179-192, 1991.
- [16] Seifert W.K. & Moldowan J.M., "Use of biological marker in Petroleum exploration. In: (R.B.Johns, ed.), *Methods in Geochemistry and Geophysics*", Vol. 24, pp. 261-290, 1986.
- [17] Mckirdy D.M., Aldridge A.K. & Ypma J.M.A. "Geochemical comparison of some crude oils from Per-Ordoivician carbonate rocks", In: *Advance in Organic Geochemistry*, J.Wiley and Sons, New York, pp. 99-107, 1983.
- [18] Subroto E.A., Alexander R. & Kagi R.I., "The microbial origin of fossil fuels", *Scientific american*. Vol. 251, pp. 44-51, 1984.
- [19] Chung H.M., Rooney M.A., Toon M.B. & Claypool G.E., "Carbon isotope composition of marine crude oils", *AAPG*, Vol. 76, pp.1000-1007, 1992.