

مطالعه ژئوشیمیایی میعانات گازی نواحی کپه‌داغ، بندرعباس و ایران مرکزی با استفاده از داده‌های ایزوتوپی و بایومارکری

محمدحسین صابری^{۱*}، آزاده حسینی^۲

۱- ایران، سمنان، دانشگاه سمنان، دانشکده مهندسی نفت، استادیار پردیس علوم و فناوری‌های نوین

۲- ایران، سمنان، دانشگاه سمنان، دانشکده مهندسی نفت، دانشجوی کارشناسی ارشد، پردیس علوم و فناوری‌های نوین

نویسنده مسئول، ایمیل: mh.saberi@semnan.ac.ir

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۰۵/۲۷

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۰۳/۲۳

چکیده

در مطالعه حاضر جهت بررسی ژئوشیمیایی در مناطق کپه‌داغ، بندرعباس و ایران مرکزی تعداد ۷ نمونه میعانات گازی (۳ نمونه از ناحیه بندرعباس، ۳ نمونه از ناحیه کپه‌داغ و ۱ نمونه از ایران مرکزی) تحت آنالیزهای کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی و ایزوتوپ پایدار کربن قرار گرفت. بر این اساس، محیط رسوبی سنگ منشأ هیدروکربن ناحیه بندرعباس دریایی با لیتولوژی کربناته و مارن همراه با کروژن نوع II و III، مواد آلی مولد هیدروکربن در حوضه کپه‌داغ عمدتاً در محیط کم‌عمق دریا و نواحی ساحلی نهشته شده است (کروژن نوع III) و از لحاظ بلوغ نسبت به سایر مناطق دارای بلوغ بالاتری است. در این مطالعه مشخص شد سنگ منشأ مولد هیدروکربن در ایران مرکزی (میدان سراجة قم) در محیط دریایی با لیتولوژی شیلی و کربناته نهشته شده است و از نظر بلوغ دارای کمترین میزان در مقایسه با دو ناحیه دیگر مورد مطالعه است. بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی، سن سنگ منشأ هیدروکربن‌های مورد مطالعه در نواحی کپه‌داغ و بندرعباس مربوط به دوران دوم زمین‌شناسی و در میدان سراجة قم مربوط به دوران سوم زمین‌شناسی است. همچنین از نظر بلوغ سنگ منشأ در این نواحی، ناحیه کپه‌داغ دارای بیشترین بلوغ و ناحیه ایران مرکزی دارای کمترین میزان بلوغ است.

کلمات کلیدی: بایومارکر، محیط رسوبی، بلوغ، سنگ منشأ، کپه‌داغ، زاگرس، ایران مرکزی.

۱- مقدمه

امروزه علاوه بر ارزیابی منطقه به‌لحاظ کلوزر ساختمانی، سایر اطلاعات ضروری شامل کیفیت و کمیت سنگ منشأ، تخلخل و نفوذپذیری سنگ مخزن، پوش سنگ، مهاجرت و مقدار بلوغ حرارتی نیز باید در برنامه اکتشافی مورد بررسی قرار گرفته و توزیع مکانی و زمانی این عناصر زمین‌شناختی بررسی شوند. ژئوشیمی آلی علمی است که کارایی آن در بهبود اکتشاف، مدیریت مخازن نفتی، تولید و توسعه میدانی نفتی ثابت شده است. یکی از اهداف مهم ژئوشیمی آلی، مشخص کردن واحدهای چینه‌ای است که در یک حوضه رسوبی بهترین سنگ‌های منشأ را تشکیل می‌دهند [۱].

بایومارکرها دارای ساختار شیمیایی کاملاً مشخصی هستند که رابطه نزدیکی با مواد اولیه زیستی تولیدشده به‌وسیله گیاهان، باکتری‌ها و جلبک‌ها دارند. بایومارکرها ی چندحلقه‌ای



پیچیده مانند هوپان‌ها^۱ و استران‌ها^۲ در چند دهه اخیر به دلیل کاربردشان از قبیل تعیین نوع و کیفیت ماده آلی، شرایط رسوب‌گذاری (مانند شوری، اکسیدشدن و...)، تشخیص میزان بلوغ، میزان تجزیه زیستی و مطالعات سنگ‌شناسی مورد توجه بیشتری قرار گرفته‌اند. چنین خصوصیتی، بایومارکرها را به طور بالقوه‌ای در تطابق نفت‌ها باهم توانا ساخته است [۲]. نواحی بندرعباس، کپه‌داغ و قم دارای بخش کثیری از منابع عظیم هیدروکربنی ایران هستند. در این حوضه‌ها عمده‌ترین مخازن گازی و میعانات گازی شناخته شده است. در این مطالعه با استفاده از پارامترهای ژئوشیمیایی، مقایسه بین میعانات گازی این سه حوضه رسوبی انجام می‌شود.

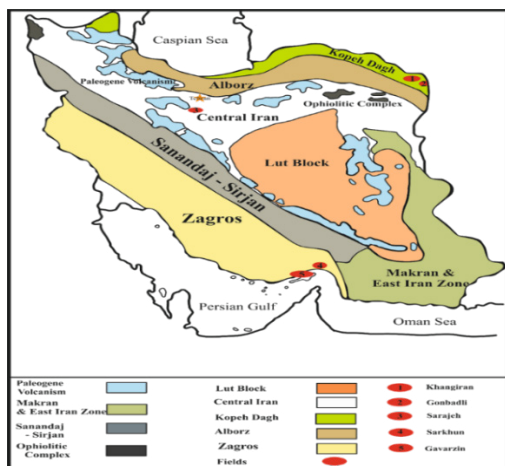
حوضه رسوبی کپه‌داغ یکی از حوضه‌های هیدروکربنی در شمال شرق ایران است که به دلیل ضخامت زیاد طبقات رسوبی شامل لایه‌های ضخیم شیلی، لایه‌های کربناتی و ماسه‌سنگ متخلخل و تکتونیک نسبتاً آرام می‌تواند به‌عنوان یک منطقه پتانسیل‌دار نفت و گاز مورد توجه قرار گیرد [۳]. با توجه به تحقیقات ساداتی و همکارانش (۲۰۱۶) در حوضه کپه‌داغ، داده‌های بایومارکری نشان از سطح بالایی از بلوغ حرارتی (منطقه پنجره گازی) و مواد آلی خشکی برای سنگ‌های منشأ دارد. گازهای ترموژنیک در سنگ‌های کرتاسه خشک‌تر و حاوی مقادیر کمتری از همولوگ‌های سنگین با گوگرد کم و یا بدون گوگرد در مقایسه با کربنات‌های ژوراسیک بالایی، که دارای مقادیر متغیر از میعانات و معمولاً گوگرد بیشتر است، هستند. رخساره‌هایی از مخزن و پوش سنگ در امتداد دمای مخزن، توزیع سولفید هیدروژن را کنترل می‌کنند [۱۶]. یونسی و ربانی (۱۳۸۳) بیان کردند که نکته قابل‌تأمل این است که بلوغ میعانات گازی مخزن شورریجه بیشتر از مزدوران بوده و در عوض اثرات آب‌شویی روی میعانات گازی شورریجه بیشتر است. این اختلاف با توجه به ترش بودن مخزن مزدوران و شیرین بودن مخزن شورریجه، می‌تواند به دلیل عملکرد فرایند احیای ترموشیمیایی سولفات در مخزن مزدوران باشد؛ زیرا با پیشرفت این فرایند، ترکیبات پارافینی بیش از ترکیبات آروماتیکی به مصرف می‌رسند [۴]. بررسی‌های ژئوشیمیایی (راک اول و کروماتوگرافی گازی) طاهری‌نژاد و همکارانش (۱۳۹۵) روی سنگ منشأ احتمالی کپه‌داغ شرقی نشان می‌دهد که سازندهای کشف‌رود و چمن‌بید، با توجه به نوع و بلوغ ماده آلی می‌توانند از سنگ‌های مادر منطقه محسوب شوند. سازند کشف‌رود با کروژنی از نوع دلتایی-دریایی در مرحله تولید گاز

خشک قرار دارد، در حالی که سازند چمن‌بید با کروژنی با منشأ دریایی کربناته در انتهای نفت‌زایی و در ابتدای تولید گاز تر است. طاهری‌نژاد و همکارانش (۱۳۹۵) بر اساس مطالعات راک اول و کروماتوگرافی گازی که روی سازندهای کشف‌رود و چمن‌بید انجام دادند مشخص کردند که هر دو سازند چمن‌بید و کشف‌رود سنگ منشأهای ضعیفی هستند. سازند چمن‌بید دارای پتانسیل نفت‌زایی در محدوده ضعیف است و در اواخر مرحله کاتائز (انتهای نفت‌زایی و تولید گاز تر) قرار دارد. سازند کشف‌رود در مرحله متائز و تولید گاز خشک قرار دارد. مواد آلی سازند کشف‌رود مخلوطی از کروژن نوع II و III و مواد آلی سازند چمن‌بید از کروژن نوع II است. محیط رسوبی سازند چمن‌بید دریایی، کربناته و احیایی است [۵].

در ایران مرکزی، میدان گازی سراجه قم تنها میدان گازی کشف‌شده، حاوی گاز شیرین بوده و سنگ مخزن آن آهک رسی سازند قم است. بر اساس مطالعات انجام‌شده توسط یونسی و ربانی (۱۳۸۳) روی بایومارکهای میعانات گازی سازند قم در ایران مرکزی مشخص شد که منشأ میعانات گازی در این ناحیه در محیط رسوبی حد واسط اکسیدی (قاره‌ای و دریاچه‌ای) و محیط اکسیدی (دریایی) بوده و تیپ کروژن سنگ منشأ آن اختلاطی از کروژن‌های نوع II و III است [۶]. بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی میعانات گازی توسط صابری و ربانی (۲۰۱۵) منشأ اصلی گازهای طبیعی جنوب ایران، شیل‌های غنی از مواد آلی سیلورین پایینی (سازند سرچاهان) است. مواد آلی دریایی، منشأ اصلی برای ذخایر گاز طبیعی در سیستم گازی پالئوزوئیک جنوب ایران است. در این تحقیق با استفاده از نسبت ایزوتوپ کربن مشخص شده است که کراکینگ حرارتی ثانویه در مخزن اتفاق افتاده است که ناشی از کراکینگ مایع در دمای بالای مخزن و تولید گاز در مخزن عمیق است. بر اساس مطالعات آزمایشگاهی، حجم گاز تولیدشده توسط کراکینگ ثانویه چهار برابر بیشتر از حجم گاز تولیدشده توسط کراکینگ اولیه بود. حجم بالای ذخایر گاز در میدان‌های گازی مورد مطالعه (تا ۱۳۰۰ تریلیون فوت مکعب) نشان داده است که این حجم عظیم نمی‌تواند تنها از طریق کراکینگ اولیه کروژن منتشر شود. این نکته، که نوع مواد آلی سازند سرچاهان به‌عنوان سنگ منشأ مواد آلی عمدتاً ساپروپولیک و به‌ندرت مواد آلی هومیک است، نشان داده که بسیاری از گازهای میداین مورد مطالعه، نتیجه کراکینگ نفت در مخزن بوده است و درصد کمی ناشی از کراکینگ حرارتی مواد آلی هومیک در سنگ منشأ است. همچنین نتایج حاصل از مطالعه بلوغ در این منطقه، نشان می‌دهد که با حرکت

1. Hopanes
2. Steranes

از بخش مرکزی خلیج فارس به سمت استان فارس بلوغ گاز افزایش می‌یابد [۱۷].



بر اساس مطالعه میعانات گازی در جنوب غربی ایران که توسط آهن‌جان و ربانی (۲۰۱۷) انجام شده است، نشان می‌دهد که میعانات گازی این بخش عمدتاً آلیفاتیک هستند و کمتر در معرض تجزیه بیولوژیکی قرار گرفته‌اند. در این مطالعه با استفاده از توزیع آلکان‌ها و ایزوپروپنویدها در میعانات گازی نشان دادند که سنگ منشأ نمونه‌های کاندنسیت در محیط دریایی نهشته شده است. همچنین ماده آلی سنگ منشأ، از جلبک‌های دریایی در محیطی با شوری بالا نشئت گرفته است. مطالعه انعکاس و پتریانیت نمونه‌های کاندنسیت نشان می‌دهد که سنگ منشأ در اواخر پنجره نفت‌زایی و اوایل پنجره گاززایی است [۱۸].

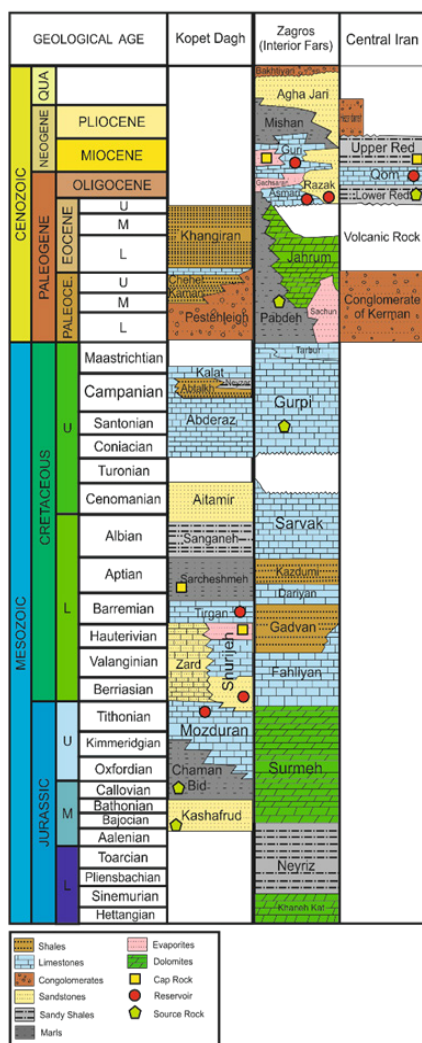
شکل ۱- ساختار زون‌های ایران و موقعیت میادین مورد بررسی [۱۹]

بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی میعانات گازی در حوضه زاگرس که توسط صابری و صیدی (۱۳۹۶) انجام گرفته، بیشتر نمونه‌های سنگ منشأ در اواخر پنجره نفت‌زایی و اوایل پنجره گاززایی است و سنگ منشأ با لیتولوژی کربناته-کلاستیک و حاوی کروژن نوع II با اندکی کروژن نوع III در محیطی دریایی نهشته شده است [۶].

همان طور که گفته شد، بررسی مجزای ژئوشیمیایی انجام شده در حوضه‌های کپه‌داغ، ایران مرکزی و زاگرس بلوغ و نوع محیط رسوب‌گذاری مواد آلی آن‌ها را بیان داشته است. در این مطالعه سعی می‌شود با استفاده از کاربردهای بایومارکری مواردی همچون بلوغ، محیط رسوبی و لیتولوژی سنگ منشأ، فرایندهای ثانویه و تعیین محدوده سنی سنگ منشأ میعانات گازی به صورت مجزا برای هر یک از حوضه‌های ذکر شده انجام شود. همچنین در این مطالعه مقایسه‌ای روی پارامترهای ژئوشیمیایی حوضه‌های کپه‌داغ، ایران مرکزی و زاگرس انجام می‌شود و بلوغ، محیط و تاریخچه رسوب‌گذاری سنگ منشأ مناطق یادشده را مورد تحلیل و مقایسه قرار می‌دهد.

۲- زمین‌شناسی

در شکل (۱) موقعیت حوضه‌های رسوبی در ایران نسبت به یکدیگر و موقعیت میادین مورد بررسی در این مطالعه ترسیم شده است. در این مطالعه هیدروکربن موجود در حوضه‌های کپه‌داغ، ایران مرکزی و زاگرس (بندرعباس) مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در شکل (۲) ستون چینه‌شناسی نواحی مورد بحث در این مطالعه به همراه سنگ منشأ احتمالی، سنگ مخزن و پوش سنگ در هر ناحیه مشخص شده است. در ادامه، به‌اجمال به بررسی ویژگی‌های زمین‌شناسی هر حوضه



شکل ۲- ستون چینه‌شناسی کپه‌داغ، زاگرس و ایران مرکزی [۲۰و۱۶]



۱-۲- کپه‌داغ

و صخره‌ساز تشکیل شده و لایه‌های مارن و شیل به‌صورت لایه‌های فرعی در آن دیده می‌شود. در شرق منطقه لایه‌های ضخیم سنگ دولومیت در سازند مذکور وجود دارد که دارای تخلخل قابل توجهی است. در شرقی‌ترین بخش منطقه، در شرق دهکده گنبدلی، در چاه‌های حفر شده در تاق‌دیزی به همین نام لایه‌های گچ در بخش‌های فوقانی این سازند دیده شده است و در بسیاری از رخنمون‌ها صد متر زیرین سازند از سنگ آهک میکریتی تشکیل شده که دارای رگه‌ها و یا گره‌های چرت است [۸]. کرتاسه پایینی سازند شوربچه شامل رسوبات آواری (سنگ‌های مخزن) است که از سنگ آهک پوشیده شده است [۲۲]. سازند شوربچه از شیل و رس سنگ‌های قهوه‌ای مایل به قرمز، ماسه‌سنگ‌های قهوه‌ای مایل به خاکستری، کنگلومرا، سنگ گچ و لایه‌های جزئی سنگ‌های کربناته تشکیل شده است [۸]. قسمت بالایی سازند شوربچه کرتاسه پایینی شامل رسوبات گچ/انیدریت است که تحت شرایط آب‌وهوای خشک به‌دلیل پایین آمدن آب دریا در دوره انتقال ژوراسیک/کرتاسه اتفاق افتاده است. این بسترهای تبخیری، سنگ پوشی را برای سازند شوربچه (مخزن ثانویه گازی در محدوده کپه‌داغ) و سازند مزدوران می‌سازد [۲۲].

۲-۲- ایران مرکزی

ایران مرکزی به‌شکل مثلثی است که در مرکز ایران قرار دارد و یکی از مهم‌ترین و پیچیده‌ترین ساختارهای زمین‌شناسی ایران است. از شرق به بلوک لوت، از شمال به رشته‌کوه‌های البرز و از جنوب به منطقه سنندج-سیرجان محدود می‌شود. آذربایجان در شمال غرب ایران مرکزی قرار گرفته است. این واحد زمین‌ساختی پیکره اصلی و میانی فلات ایران را پدید آورده است. ایران مرکزی علاوه بر اینکه یک واحد ساختاری عمده است، خود شامل تعدادی زیرمجموعه ساختاری از نظر زمین‌ساختی است؛ بنابراین با توجه به تنوع واحدهای تکتونیکی، سنگ‌شناسی و فرایندهای زمین‌شناختی، ردیف بسیار ضخیمی از سنگ‌های دگرگونی، رسوبی، آتشفشانی و رخساره‌های گوناگون سنگ‌های آذرین درونی پرکامبرین تا عهد حاضر در این فلات پهناور نمایان شده است [۱۹]. یکی از میادین مهم در این زون، میدان گازی سراج قم است. میدان گازی سراج در ۴۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر قم و ۱۴۰ کیلومتری تهران قرار دارد (شکل ۱). این میدان در سال ۱۳۳۷ با حفر چاه S-2 کشف شد و در سال ۱۳۳۸ به بهره‌برداری رسید. تولید انباشتی گاز غنی میدان تا پایان آذرماه ۱۳۸۵ معادل ۲/۳۴ میلیارد متر مکعب و تولید میعانات ۳/۷ میلیون

بخشی از جنوب غربی حوضه آمودریا که در شمال شرقی ایران قرار دارد (شکل ۱)، کپه‌داغ شرقی نامیده می‌شود [۱۶]. حوضه آمودریا حوضه بزرگی است که در طول دوره مزوزوئیک پس از بسته شدن اقیانوس پالئوتتیس، در منطقه ترکمنستان و ازبکستان واقع شده و از سمت جنوب غربی به ایران و از سمت جنوب شرقی به افغانستان گسترش یافته است [۲۱]. این حوضه یک منطقه عظیم دارای نفت و گاز است که تعدادی از میادین عظیم گازی در آن قرار دارد. دو میدان مهم گازی در شرق کپه‌داغ عبارت است از: خانگیران و گنبدلی که از رسوبات کربناته ژوراسیک بالایی (سازند مزدوران) و سیلیکات‌های کرتاسه پایینی (سازند شوربچه) تشکیل شده‌اند [۷]. با توجه به دیاژنز اولیه، سازند کشف‌رود به‌عنوان مخزن واجد شرایط نیست، بلکه به‌عنوان یکی از سنگ‌های منشأ بالقوه با لیتولوژی شیل در نظر گرفته می‌شود (داده‌هایی منتشر نشده است). با وجود این، شیل‌های آهکی سنگ آهک (مارن سنگ) و سنگ آهک نریتیک سازند چمن‌بید در ژوراسیک میانه با مقدار کل کربن آلی^۱ حدود ۱/۶ درصد، به‌عنوان منبع گاز در بخش شرقی حوضه کپه‌داغ است (شکل ۲). مهم‌ترین نکته این است که سازند چمن‌بید تا اواخر ترشباری (اواخر پالئوسن) به بلوغ کامل حرارتی نرسیده است [۱۶]. حجم ذخایر گاز قابل‌باز یافت در خانگیران (شکل ۱) توسط وزارت نفت ایران به‌میزان ۱۶/۹ تریلیون فوت مکعب تخمین زده شده است و گاز از پالایشگاه‌ها به شهرهای شمال شرقی ایران منتقل می‌شود [۲۲].

کپه‌داغ یک حوضه داخل قاره‌ای است که پس از بسته شدن پالئوتتیس در طول مرز تریاس-ژوراسیک تشکیل شده است [۱۶]. پس از بسته شدن پالئوتتیس در ژوراسیک میانی رسوب‌گذاری سازند کشف‌رود آغاز می‌شود. سازند کشف‌رود از ۳۰۰ تا ۲۵۰۰ متر از رسوبات دریایی عمیق طبقه‌بندی شده است. در ژوراسیک میانی، سازند کشف‌رود عمدتاً به‌صورت کنگلومرایبی است که شامل واحدهای سیلیکاته، ماسه‌سنگی و شیلی است. در قسمت غربی حوضه، سازند کشف‌رود در طول ژوراسیک میانی توسط سازند چمن‌بید که بیشتر شامل تغییرات شیل‌های خاکستری و آهک‌های مارنی است، پوشیده شده است [۲۲]. در مقابل نسبت به شرق، سازند کشف‌رود به‌طور مستقیم در ژوراسیک بالایی توسط سازند مزدوران که مخزن اصلی گاز در محدوده کپه‌داغ است، پوشیده شده است [۲۳]. سازند مزدوران از سنگ‌های کربناتی ضخیم لایه

1. TOC

متر مکعب بوده است [۹]. بر اثر حرکات کوهزایی پیرنه که آثار آن به صورت دگرشیبی و رسوبات قرمز قاره‌ای در اولیگوسن نمایان است، بخش‌هایی از ایران مرکزی از آب خارج می‌شود و بین سنگ‌های ائوسن و اولیگوسن در بیشتر قسمت‌ها نبود رسوب گذاری به چشم می‌خورد. در اولیگوسن پایانی، پیشروی دریا در ایران مرکزی موجب رسوب‌گذاری سازند قم شده که تا اوایل میوسن ادامه داشته است. در فاز کوهزایی میوسن میانی، رسوبات سازند قم تحت تأثیر چین‌خوردگی قرار گرفت و از آب خارج و بر روی آن رسوبات قرمز قاره‌ای جدیدی (سازند قرمز فوقانی) ته‌نشین شد که ضخامت آن در برخی نقاط کویر مرکزی به ۶۰۰۰ متر رسیده است [۱۰]. در ناحیه قم، رسوبات سازند قرمز تحتانی، در مرکز محور تاق‌دیس‌ها یافت می‌شود و تناوبی از مارن‌های رس‌دار رنگارنگ که در آن لایه‌های نازک گچ و شیل، سیلتستون و ماسه‌سنگ هماتیتی است هم یافت می‌شود. در بخش انتهایی، گاهی لایه‌های آتش‌فشانی هم به ضخامت متفاوت دیده شده است. ضخامت سازند قم ۱۲۰۰ متر است و از نظر لیتولوژی به ۹ ممبر تقسیم می‌شود. سن سازند قم اولیگوسن میانی-پایانی تا میوسن پیشین است و آن را معادل سازند آسماری در زاگرس می‌دانند. قدیمی‌ترین لایه‌های سازند قم در ناحیه مقطع نمونه دیده نمی‌شود، ولی کمی دورتر و در سمت جنوب، در کوه‌های جنوب و مغرب کاشان به صورت شیل‌های سبز فسیل‌دار ظاهر می‌شود که با لایه‌های کنگلومرایی سازند قرمز زیرین حالت بین‌لایه‌ای دارد، ولی به‌طور جانبی به سازند قم تبدیل می‌شود. سازند قرمز فوقانی شامل لایه‌های ضخیم قرمز رنگ گچ و نمکی است که در ایران مرکزی و شمال غرب ایران گسترش وسیع داشته و رسوبات سازند قم را می‌پوشاند. از نظر لیتولوژی، شبیه سازند قرمز زیرین است، لذا برای جداسازی آن از کلمه فوقانی استفاده می‌شود [۱۰].

۳-۲- زاگرس

کوه‌های زاگرس از شمال غربی به جنوب شرقی (کرمانشاه تا بندرعباس) ایران کشیده شده و در حاشیه شمال شرقی صفحه عربستان واقع است. کوه‌های زاگرس را می‌توان به وسیله گسل بالارود و قطر-کارزون به سه بخش غربی، مرکزی و شرقی تقسیم کرد [۲۴]. از نظر جغرافیایی زاگرس به نواحی لرستان، خوزستان و فارس تقسیم می‌شود [۷]. چرخه رسوبی فارس یک واحد زمین‌ساختی-چینه‌شناسی هم‌زمان با کوهزایی آلپ است که در یک دریای پسرونده به سمت جنوب غربی نهشته شده و تغییرات سنی آن از

میوسن پیشین تا پلیوسن است. این چرخه دربرگیرنده سازندهای گروه فارس (گچساران، میشان و آغاچاری) است که نشانگر یک فاز پسروری است. ضخامت تقریبی ردیف‌های موردنظر در لرستان و سکوی فارس ۳۰۰۰ متر است ولی در فروافتادگی دزفول و پس‌خشکی بندرعباس به حدود ۶۰۰۰ متر می‌رسد. طی دوره نئوژن، رسوبات گروه فارس متشکل از ماسه‌سنگ، مارن، سنگ آهک و رسوبات تبخیری است که به‌طور هم‌شیب روی آهک‌های آسماری (اولیگوسن-میوسن) تشکیل شده‌اند [۱۱]. دو نمونه از میدان‌های گازی این ناحیه میدان گازی سرخون با توان تولید روزانه ۱۵/۲ میلیون متر مکعب گاز و ۱۱۴۹۰ بشکه میعانات گازی، و میدان گازی گورزین با توان تولید روزانه ۲/۱ میلیون متر مکعب گاز و ۵۹۰ بشکه میعانات گازی است (شکل ۱). میدان سرخون دارای دو مخزن به نام‌های گوری-بازده و جهرم-رازک است [۱۲]. در طی پالئوژن توالی‌های تشکیل شده در پهنه زاگرس دارای تغییرات رخساره‌ای گسترده‌ای بوده است. نهشته‌های دریایی سازند آسماری با ضخامت ۳۱۴ متر شامل آهک‌های مقاوم و کرم‌رنگ نشان‌دهنده پیشروی دریا در طی زمان اولیگوسن پیشین در این بخش از ایران است. این شرایط تا زمان میوسن پیشین دوام داشته و با پسروری و کم‌عمق شدن دریا و تأثیر محیط‌های قاره‌ای، رسوبات تبخیری سازند گچساران در اواخر میوسن پیشین ته‌نشین شده است. در نواحی زاگرس مرتفع به‌جای سازند فوق سازند رازک تشکیل شده است که یک واحد آواری به ضخامت ۷۴۴/۴ متر از مارن‌های قرمز، سبز تا خاکستری‌رنگ سیلتی همراه با سنگ آهک‌های سیلتی است. مرز بالایی این سازند تدریجی بوده و با سنگ آهک‌های گوری (آهک‌های کرم‌رنگ) شروع و سپس به سازند میشان ختم می‌شود. مرز پایینی این سازند کنتاکتی تدریجی داشته و به آهک‌های آسماری تبدیل می‌شود. سازند میشان با ۷۱۰ متر ضخامت مارن خاکستری و سنگ آهک‌های رسی حاوی صدف سنگواره‌ها است. در مرز بالایی میشان، تشکیلات ماسه‌سنگی آغاچاری قرار دارد [۱۳ و ۱۴]. ارتباط حوضه زاگرس که تقریباً طی رسوب‌گذاری سازند گچساران با دریای مدیترانه برقرار بوده، از ابتدای رسوب‌گذاری سازند میشان و شاید پس از آن به تدریج قطع می‌شود. در اواخر اشکوب اکتیانین تا اوایل لانگین از میوسن، ارتباط محدود دریای میشان بین پلتفرم فارس و فروافتادگی دزفول به ارتباطی وسیع تبدیل شده و سازند گچساران در زیر این دریای کم‌عمق قرار می‌گیرد. این پیشروی یا به‌عبارت ساده‌تر بالآمدن سطح دریا موجب رسوب‌گذاری سازند میشان در محدوده وسیعی از فروافتادگی



به حوضه ایران مرکزی (میدان سراجه) و ۳ نمونه مربوط به حوضه زاگرس (بندرعباس) (۲ نمونه مربوط به میدان سرخون و ۱ نمونه مربوط به میدان گورزین) است.

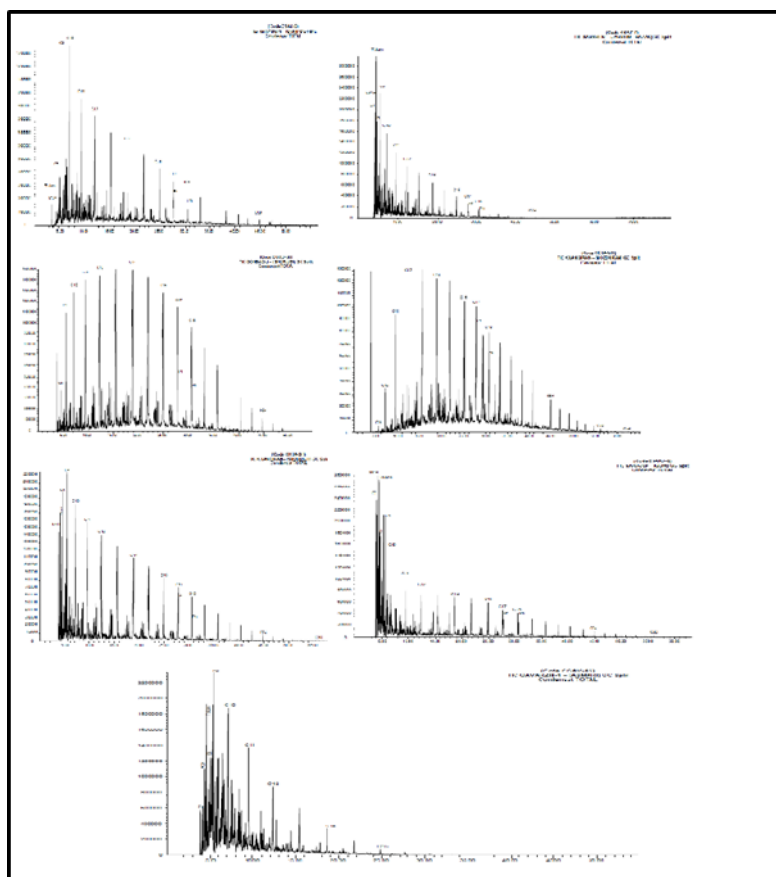
در این مطالعه برای بررسی ترکیبات هیدروکربنی میعانات گازی از سیستم Agilent 5975C MSD که به یک کروماتوگرافی گاز Agilent 7890A متصل شده بود، استفاده شده است. برای این کار دو ستون موئینه سیلیسی به قطر ۰/۳۲ میلی‌متر و ۰/۲۵ میلی‌متر به ترتیب برای اجزای هیدروکربن اشباع و آروماتیک و طول ۶۰ متر مورد استفاده قرار گرفت. در ابتدا ستون دارای دمای ۴۰ درجه سانتی‌گراد است که دما با نرخ ۳ درجه سانتی‌گراد در هر دقیقه تا ۳۲۵ درجه به مدت ۲۰ دقیقه افزایش می‌یابد. هلیوم به‌عنوان گاز حامل با سرعت ثابت ۱ میلی‌متر در دقیقه مورد استفاده قرار گرفت. دو دمای رابط و دمای انژکتور ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد است. دمای خط انتقال‌دهنده ۲۵۰ درجه سانتی‌گراد و دمای منبع یون ۲۳۰ درجه سانتی‌گراد است.

در شکل (۳) کروماتوگرام‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی مشاهده می‌شود. در جداول ۱ الی ۳ بخشی از نتایج آنالیزهای انجام‌شده در این مطالعه لیست شده است.

دزفول و فارس می‌شود. در پایان، سازند میشان به‌وسیله سازند آغاچاری پوشانده می‌شود [۱۱]. سنگ آهک گوری، ممبر سازند میشان در اوایل دوره میوسن میانه‌ای است، که گاز را در بخش جنوب غربی ناودیس زاگرس تولید می‌کند [۲۳]. نام این بخش، از تنگ گوری کوه هرنگین استان فارس گرفته شده است. قبلاً این واحد سنگ‌چینه‌ای با عناوین سازند گوری یا سنگ آهک اپرکولینادار شناخته می‌شد. بخش گوری در جنوب شرقی زاگرس حداکثر ضخامت را داشته و به‌طرف ناحیه فارس و خوزستان نازک می‌شود؛ به‌طوری که در فروافتادگی دزفول آثار لایه‌های نازک این بخش مشاهده می‌گردد [۱۱].

۳- ابزار و روش

در این مطالعه تعداد ۷ نمونه کاندنسیت از حوضه‌های کپه‌داغ، زاگرس و ایران مرکزی مورد آنالیز کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی و ایزوتوپ کربن قرار گرفته است (جدول ۱). از این تعداد نمونه‌ها ۳ نمونه مربوط به حوضه کپه‌داغ (۲ نمونه مربوط به میدان خانگیران و ۱ نمونه مربوط به میدان گنبدلی)، ۱ نمونه مربوط



شکل ۳- طیف حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی روی نمونه‌های اولیه میعانات گازی

جدول ۱- بخشی از نتایج آنالیزهای انجام شده

parameters	GAV-AS	GOB-SH	KHA-MO	KHA-SH	SAR-G	SARJ-Q	SAR-R
C7/C8	0.19	0.20	0.63	0.74	0.01	0.78	0.75
C9/C10	1.11	0.57	0.16	0.84	0.82	1.03	1.01
C11/C12	1.56	0.70	0.42	0.98	1.01	1.21	1.11
C13/C14	1.92	0.87	0.98	1.04	1.40	1.25	1.35
C15/C16	2.39	1.10	1.20	1.44	1.18	1.20	1.66
pr/nc17	0.50	0.25	0.33	0.43	0.67	0.69	0.61
ph/nc18	1.05	0.19	0.52	0.28	0.93	1.11	0.86
pr/ph	1.98	1.77	0.87	1.80	1.23	0.87	1.25
C13δWhole Condensate	-25.9	-25.4	-25.1	-25.5	-26.2	-21.5	-25.6

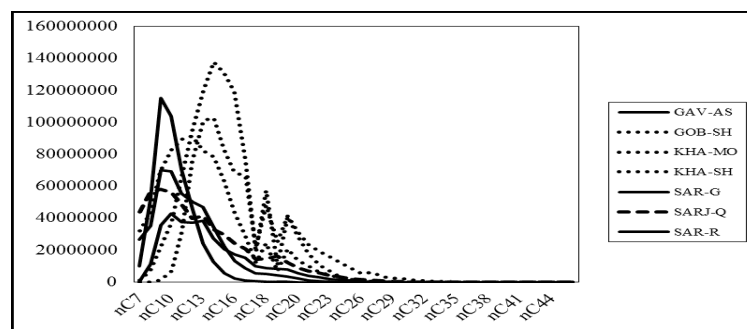
جدول ۲- پارامترهای بایومارکری هوپانی نمونه‌های میعانات گازی

parameters	GAV-AS	GOB-SH	KHA-MO	KHA-SH	SAR-G	SARJ-Q	SAR-R
H35s/H34s	0.96	0.00	0.00	0.00	0.58	0.73	0.92
C32S/(S+R)	0.50	0.00	0.00	0.00	0.56	0.58	0.57
Gam/C30H	0.13	0.00	0.00	0.00	0.42	0.24	0.23
Ts/(Ts+Tm)	0.47	0.62	0.00	0.00	0.15	0.49	0.43
C22t/C21t	0.60	0.73	0.00	0.00	0	0.56	0.65
C24t/C23t	0.47	0.96	0.00	0.00	0.59	0.71	0.56

جدول ۳- پارامترهای بایومارکری استرانی نمونه‌های میعانات گازی

parameters	GAV-AS	GOB-SH	KHA-MO	KHA-SH	SAR-G	SARJ-Q	SAR-R
C2920S/(S+R)	0.48	0	0	0	0.50	0.40	0.51
C29ββ/(αα+ββ)	0.46	0	0	0	0.49	0.41	0.52

مورد بررسی حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی را نشان می‌دهد (نقطه چین مربوط به حوضه کپه‌داغ، خط چین مربوط به ایران مرکزی و خطوط ممتد مربوط به حوضه زاگرس است).



شکل ۳- نمودار فراوانی آلکان‌های نرمال در میادین گورزین، سرخون، گنبدلی، خانگیران و سراج

همان طور که در (شکل ۴) مشخص است، در نمونه‌های مورد بررسی فراوانی هیدروکربن‌های سبک غالب است، فراوانی آلکان‌های نرمال در مقایسه با آلکان‌های نرمال سنگین در این میادین بیان‌کننده عدم تأثیر فرایندهای ثانویه نظیر تخریب میکروبی و آب‌شویی بر نمونه‌های کاندنسیت مورد مطالعه است [۱۵]. آنالیز سارای انجام شده روی نمونه‌های میعانات مورد مطالعه در (جدول ۴) و (شکل ۵) مشخص شده است.

جدول ۴- درصد اجزای حاصل از آنالیز سارا روی نمونه‌های میعانات گازی

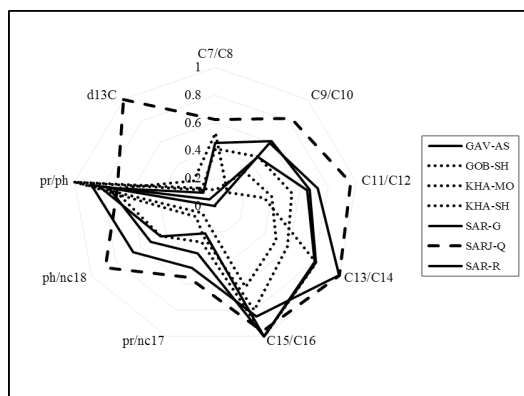
parameters	GAV-AS	GOB-SH	KHA-MO	KHA-SH	SAR-G	SARJ-Q	SAR-R
Saturated hydrocarbons (%)	0	87.00%	82.00%	86.00%	73.00%	84.50%	88.00%
Aromatic hydrocarbons (%)	0	7.50%	13.00%	11.00%	17.50%	12.50%	8.50%
Polars (%)	0	5.50%	5.00%	2.50%	9.50%	13.00%	3.50%
Asphaltenes (%)	0	0.50%	0.50%	0.40%	1.00%	0.70%	0.50%



که می‌توان به بلوغ بالای مواد آلی منشأ این میعانات گازی پی برد (شکل ۶).

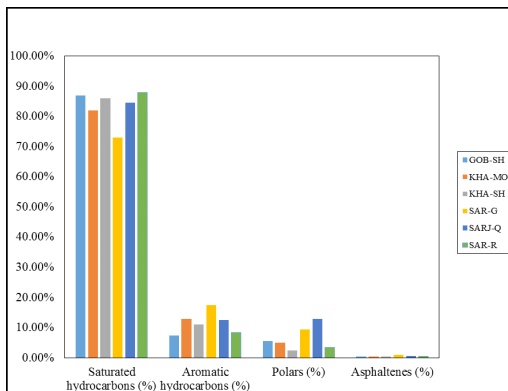
نمودار دیگری که می‌تواند در تعیین خانواده‌های نفتی کمک کند، نمودار ستاره‌ای است. کافمن و همکارانش (۱۹۹۰) با استفاده از نسبت‌های بایومارکری برای انجام تطابق نفت-نفت نمودار ستاره‌ای را ترسیم کردند [۲۶]. صابری و صیدی (۱۳۹۶) بر اساس تأثیرات فرایند ثانویه، محیط رسوبی و بلوغ بر روی نمونه‌های کاندنسیته، نمودار ستاره‌ای را که شامل درصد فراوانی ترکیبات اشباع، نسبت پرستان به فیتان، نسبت پرستان به آلکان C17 و نسبت فیتان به آلکان نرمال C18 است جهت گروه‌بندی نمونه‌های کاندنسیته معرفی کرده‌اند [۶].

در این مطالعه برای مقایسه ویژگی‌های میعانات گازی در میداین مختلف و پی‌بردن به سنگ منشأهای احتمالی این هیدروکربن‌ها نمودار ستاره‌ای در محدوده آلکان‌های نرمال C7 تا C18 به دلیل اینکه این محدوده کمتر دستخوش تغییرات ناشی از فرایندهای ثانویه قرار می‌گیرند، ترسیم شد (شکل ۷).



شکل ۷- نمودار ستاره‌ای جهت مقایسه توزیع آلکان‌های نرمال و ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی در حوضه زاگرس

همان طور که در نمودار (شکل ۷) مشاهده می‌شود، نمونه‌های مربوط به میداین سرخون (مخزن رازک و گوری) و میدان گورزین (مخزن آسماری) روند یکسانی دارند (جز در نسبت آلکان نرمال C7 به C8 که ناشی از فرار بودن نمونه‌های کاندنسیته است که سبب تبخیر برخی از ترکیبات سبک در حین نمونه‌گیری شده است). همچنین کاندنسیته‌های میدان خانگیران (مخزن شوربچه و مزدوران) و میدان گنبدلی (مخزن شوربچه) روند یکسانی دارند که نشان‌دهنده منشأ یکسان در این مخازن است که این موضوع نشان‌دهنده شارژ شدن توسط سنگ منشأ واحد است.

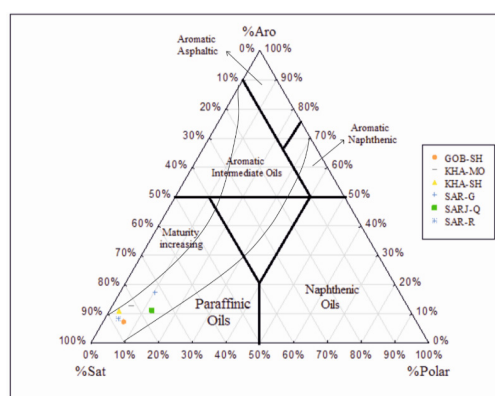


شکل ۵- فراوانی ترکیبات اشباع، آروماتیک، قطبی و آسفالتین در میداین مورد مطالعه

۴- تعبیر و تفسیر

۴-۱- تعیین خانواده‌های نفتی

از نمودارهایی که می‌توان برای تعیین خانواده‌های نفتی استفاده کرد، نمودار مثلثی تیسوت و ولته است. برای رسم این نمودار از سه جزء اشباع، آروماتیک و ترکیبات قطبی (مجموع درصد رزین و آسفالتین) استفاده می‌شود [۲۵]. بر اساس این نمودار، هیدروکربن‌ها در گروه‌های آروماتیکی-نفتنیکی، نفتنیکی، پارافینیکی-نفتنیکی و پارافینیکی قرار می‌گیرند. همچنین بر اساس این نمودار علاوه بر تعیین خانواده‌های نفتی، می‌توان در مورد بلوغ نمونه‌ها اظهار نظر کرد (هرچه نمونه‌ها به سمت رأس اشباع تمایل پیدا کنند، بلوغ افزایش می‌یابد؛ زیرا با افزایش بلوغ حرارتی در نمونه‌های هیدروکربنی، ترکیبات آروماتیکی و قطبی به ترکیبات اشباع تبدیل می‌شوند).

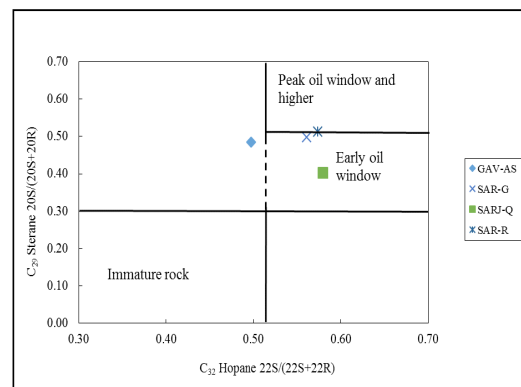


شکل ۶- نمودار مثلثی تیسوت و ولته برای تعیین خانواده‌های نفتی

همان طور که در (شکل ۵) مشاهده شد، نمونه‌های میعانات گازی مورد مطالعه بیشتر از نوع پارافینیکی و آلکان‌های سبک و اشباع هستند. در نمودار مثلثی تیسوت و ولته مشاهده می‌شود که نمونه‌های مورد مطالعه در ناحیه پارافینیکی قرار می‌گیرند

۲-۴- تشخیص بلوغ سنگ منشأ

بلوغ حرارتی بیانگر واکنش‌های ناشی از گرماست که باعث تبدیل مواد آلی رسوبی به نفت می‌شود. فرایندهای اولیهٔ دیاژنز باعث می‌شود که باقی‌ماندهٔ گیاهی و باکتریایی در رسوبات به کروژن و بیتومن تبدیل شود. فرایندهای حرارتی عموماً وابسته به تدفین بوده و باعث تبدیل مواد به نفت و در نهایت گاز و گرافیت می‌شود. پتانسیل سنگ منشأ بر اساس مفاهیم کمیت، کیفیت و بلوغ حرارتی مواد آلی تشریح می‌شود [۲۷]. یکی از نمودارهایی که می‌تواند برای تعیین بلوغ نمونه‌های کاندنسیت و همچنین زمان تشکیل کاندنسیت‌ها از سنگ منشأ مورد استفاده قرار گیرد، نمودار تغییرات مقادیر C_{32} Hopane $22S/22S+22R$ در مقابل C_{29} Sterane $20S/20S+20R$ است (شکل ۸) [۲۸]. در این نمودار با افزایش بلوغ نسبت C_{29} Sterane $20S/20S+20R$ افزایش می‌یابد؛ زیرا با افزایش بلوغ و تدفین و در مراحل تبدیل مواد آلی به هیدروکربن، استران R به مخلوطی از استران S و R تبدیل می‌شود.

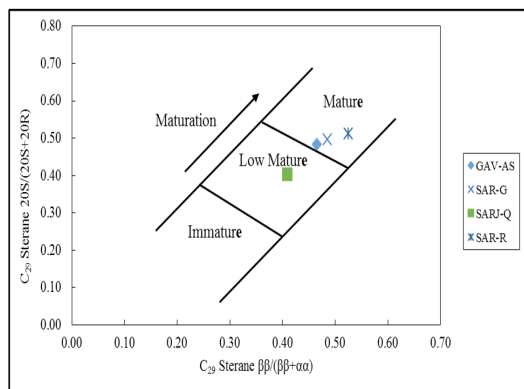


شکل ۸- تغییرات مقادیر C_{32} Hopane $22S/22S+22R$ در مقابل C_{29} Sterane $20S/20S+20R$ به منظور تعیین بلوغ حرارتی نمونه‌های گاز کاندنسیت

با توجه به شکل (۸) نمونهٔ مربوط به میدان سراج کمترین میزان بلوغ را داراست. نمونه‌های مربوط به میدان سرخون بیشترین بلوغ را در بین نمونه‌ها دارند (با توجه به ماهیت نمونه‌های کاندنسیت بلوغ بالا و فراریت آن‌ها، در نمونه‌های مربوط به میدان خانگیان و گنبدلی متأسفانه بایومارکرهای موردنظر قابل شناسایی نبوده‌اند).

پارامتر بایومارکری دیگر مورد استفاده در بررسی بلوغ میعانات گازی، مقادیر C_{29} Sterane $20S/20S+20R$ در مقابل C_{29} Sterane $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ است (شکل ۹). آرایش $\alpha\alpha$ فرم بیولوژیکی استران‌ها است و با افزایش بلوغ، این فرم

به مخلوط $\alpha\alpha$ و $\beta\beta$ تبدیل می‌شود. این نسبت از حدود ۰ تا $0/1$ (تعادل) تغییر می‌کند. بر اساس مطالعات انجام شده این پارامتر مستقل از نوع مادهٔ آلی منشأ است و در مقایسه با $20S/20R$ (دیرتر به تعادل می‌رسد؛ بنابراین در سطوح بالایی از بلوغ به خصوص در نمونه‌های کاندنسیت کاربرد بیشتری دارد. همچنین در پیش‌ماده‌های استروئید موجود در آرگانیزم‌های زنده تنها آرایش R در اتم کایرال ۲۰ یافت می‌شود و به تدریج در خلال بلوغ و تدفین به مخلوطی از استران‌های R و S تبدیل می‌شود. در نتیجه می‌توان با استفاده از $20S/(20S+20R)$ در استران C_{29} در مورد بلوغ تصمیم‌گیری کرد. با افزایش بلوغ، این نسبت از ۰ تا $0/15$ افزایش می‌یابد. همچنین باید توجه شود که شوری در این نسبت تأثیرگذار است، لذا باید به شوری دقت شود [۲۹]. به‌طور کلی، با افزایش روند بلوغ نفت توأم با افزایش نسبت C_{29} Sterane $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ در مقابل C_{29} Sterane $20S/20S+20R$ افزایش می‌یابد. افزایش فرم استران به‌صورت مخلوط $\alpha\alpha$ و $\beta\beta$ و تغییر اتم کایرال استران C_{29} از حالت R به حالت S در نمونه‌های میداین گازی سرخون، حاکی از بلوغ بالای این میعانات گازی در بین نمونه‌های مورد مطالعه است. کمترین میزان مخلوط $\alpha\alpha$ و $\beta\beta$ ، در نمونه‌های مربوط به میدان سراج است که بلوغ پایین این میعانات را نشان می‌دهد.



شکل ۹- نمودار مقادیر C_{29} Sterane $20S/20S+20R$ در برابر C_{29} Sterane $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ جهت تعیین میزان بلوغ

از تغییرات C_{29} Sterane $S/S+R$ در مقابل $Ts/Ts+Tm$ برای بیان میزان بلوغ استفاده می‌شود (شکل ۱۰). ترکیب Ts دارای پایداری بیشتری نسبت به ترکیب Tm است و پارامتر $Ts/Ts+Tm$ با افزایش بلوغ افزایش می‌یابد. نمودار تغییرات C_{29} Sterane $S/S+R$ در مقابل $Ts/Ts+Tm$ نشان‌دهندهٔ بلوغی در حد انتهای پنجرهٔ نفت‌زایی و ابتدای پنجرهٔ گاززایی (تولید کاندنسیت) است.



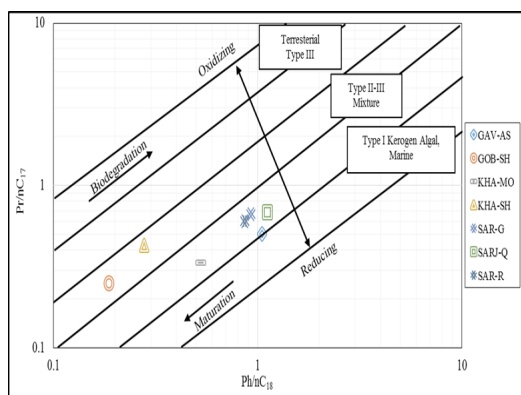


کمترین بلوغ حرارتی و نمونه‌های میادین سرخون و گورزین دارای بلوغ حرارتی متوسط در مقایسه با سایر نمونه‌هاست.

۳-۴- محیط رسوب‌گذاری و لیتولوژی سنگ منشأ

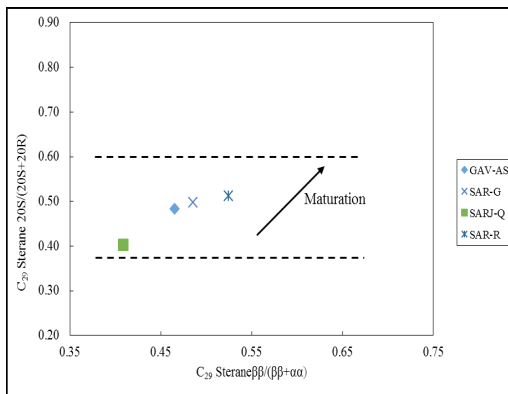
از بایومارکرها می‌توان اطلاعاتی در خصوص مواد آلی منشأ، شرایط محیطی در طول رسوب‌گذاری و تدفین، و لیتولوژی سنگ منشأ به دست آورد.

به‌منظور تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ احتمالی مولد میعانات گازی و نوع کروژن از پارامترهای Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18 می‌توان استفاده کرد [۳۰]. نسبت‌های پرستان به آلکان نرمال C17 و فیتان به آلکان C18، دو نسبت مهم مرتبط با پرستان و فیتان هستند و به‌طور گسترده به‌عنوان شاخصی برای تعیین نوع سنگ منشأ، محیط رسوبی و بلوغ ماده آلی کاربرد دارند. این نسبت‌ها در حین بلوغ به‌علت اینکه با افزایش بلوغ، آلکان‌های نرمال نسبت به ایزوپروپونوئیدها سریع‌تر تولید می‌شوند، کاهش می‌یابند. اما در اثر تخریب میکروبی پارافین‌های نرمال از بین می‌روند و بنابراین هر دو نسبت به‌علت تخریب میکروبی افزایش می‌یابند [۳۱].



شکل ۱۲- نمودار Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18

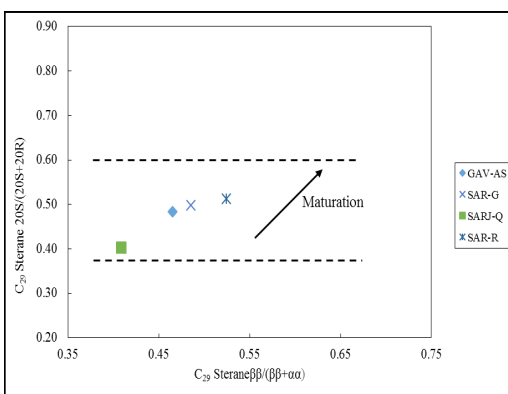
بر اساس نمودار شکل (۱۲) میعانات گازی مربوط به میدان گورزین تمایل بیشتری به کروژن‌های جلبکی و دریایی نشان می‌دهند و میدان سرخون نیز ترکیبی از کروژن نوع II و III است. با توجه به روند بلوغ حرارتی، نمونه‌های میادین گنبدلی و خانگیران با سنگ مخزن شورپیجه نشان‌دهنده بیشترین بلوغ هستند و نمونه میدان سراج به کمترین بلوغ را در بین این میادین داراست (این نکته مؤید بلوغ بالای نمونه‌های مربوط به ناحیه کپه‌داغ و حذف بخشی از بایومارکرهاست که در بخش قبل بیان شد). نکته دیگر به‌دست‌آمده از این نمودار محیط



شکل ۱۰- نمودار تغییرات C29 Sterane S/S+R در مقابل جهت تعیین بلوغ Ts/Ts+Tm

این نمودار نیز به‌تأیید از نمودارهای قبل مؤید بلوغ حرارتی بالای میدان سرخون و بلوغ حرارتی پایین میدان سراج در مقایسه با سایر نمونه‌های مورد مطالعه است.

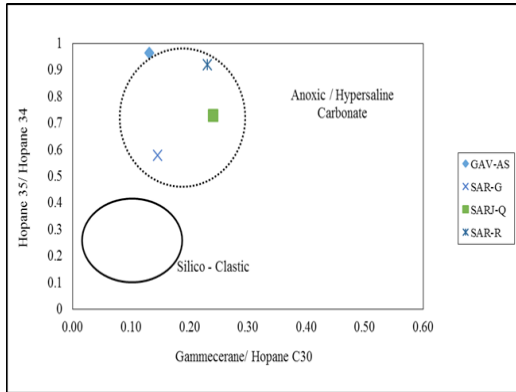
از نمودار فراوانی نسبت آلکان نرمال C7 به متیل سیکلوهگزان در مقابل نسبت ایزوپروپونوئید فیتان به آلکان نرمال C18 می‌توان در مورد بلوغ و آب‌شویی نمونه‌ها اظهار نظر کرد (شکل ۱۱). در این نمودار بیشترین بلوغ مربوط به نمونه‌های میدان گنبدلی در کپه‌داغ است و کمترین بلوغ مربوط به نمونه‌های میدان سراج است (این نمودار نشان می‌دهد که علت نبود بخشی از بایومارکرها در نمونه‌های مربوط به منطقه کپه‌داغ بلوغ حرارتی بسیار بالای این نمونه‌ها و شکست حرارتی بایومارکهای مورد نظر است).



شکل ۱۱- نمودار اندیس پارافینیک در مقابل نسبت آلکان نرمال C18 برای بررسی بلوغ

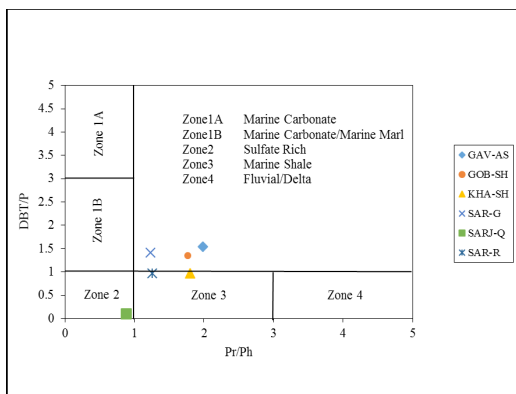
بر اساس نتایج این بخش می‌توان بیان کرد که هیدروکربن‌های موجود در منطقه کپه‌داغ دارای بیشترین بلوغ در مقایسه با سایر نمونه‌هایی است که سبب شده است بایومارکهای موجود در نمونه‌ها عمدتاً از نمونه حذف شده باشد. نمونه هیدروکربن مربوط به میدان سراج قم دارای

رسوب گذاری مربوط به میدان های گنبدلی و خانگیران است که تمایل به محیط کم عمق و اکسیدی تر در مقایسه با سایر نمونه ها دارد، این موضوع نشان دهنده تأثیر بیشتر کروژن نوع III در منشأ مواد آلی مولد هیدروکربن های این میدان است. یکی از نمودارهای بسیار مناسب جهت تعیین محیط رسوبی مواد مولد هیدروکربن ها، استفاده از نسبت استران هاست. جهت تعیین دقیق منشأ و محیط رسوبی مواد آلی مولد احتمالی میعانات گازی، دیاگرام مثلی درصد فراوانی استران های C28، C27 و C29 حاصل از کروماتوگرافی گازی-طیفسنجی جرمی رسم شده است (شکل ۱۳). این نمودار برای اولین بار توسط هوانگ و مینسچین (۱۹۷۹) پیشنهاد شد. با توجه به این دیاگرام و نحوه توزیع درصد مقادیر این نشانگرهای زیستی می توان بیان کرد که منشأ عمده مواد آلی تولیدکننده این هیدروکربن ها از مواد آلی با منشأ دریایی همراه با ورود مواد آلی با منشأ قاره ای به حوضه رسوبی است [۳۲]. توزیع نمونه های مورد مطالعه در این نمودار، محیط دریایی باز را نشان می دهد. با توجه به روند توزیع نمونه های مورد بررسی در این مطالعه، میدان سرخون و گورزین بیشتر به سمت محیط دریایی تمایل دارد و نمونه های میدان خانگیران، گنبدلی و سراج به سمت محیط رسوبی خشکی تمایل دارند.



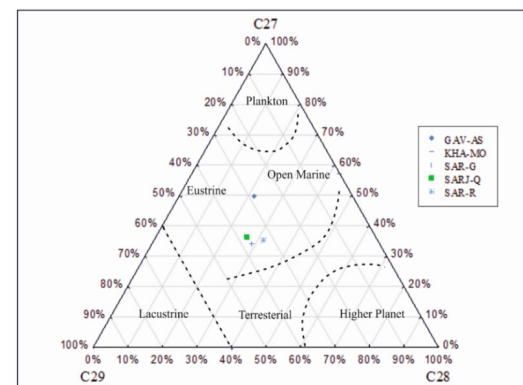
شکل ۱۴- کاربرد اندیس گاماسران و هموپان در بررسی شوری و لیتولوژی

با توجه به (شکل ۱۴) و قرار گیری نمونه های میداین گورزین، سرخون و سراج در مقادیر بیش از ۰/۱ می توان گفت که محیط رسوب گذاری کربناته همراه با شوری و تبخیر بالاست. نسبت دی بنزتئوفن به فنانترن (DBT/P) شاخص بسیار خوبی برای شناسایی لیتولوژی سنگ منشأ است که با کربنات ها نسبت بیش از یک و با شیل نسبت کمتر از یک دارد [۳۴]. در این نمودار نمونه های هیدروکربنی در چهار ناحیه قرار می گیرند. ناحیه ۱A نشانگر کربناته دریایی، ناحیه ۱B نشانگر کربناته دریایی و مارن، ناحیه ۲ نشانگر محیط های غنی از سولفات و مخلوطی از شیل و کربناته، ناحیه ۳ نشانگر شیل دریایی و ناحیه ۴ نشانگر محیط رسوبی دلتایی و آبرفتی است [۳۵].



شکل ۱۵- استفاده از نسبت Pr/Ph در مقابل DBT/P برای بررسی سنگ منشأ

با توجه به (شکل ۱۵) و این نکته که نمونه ها بین ناحیه ۲ و ۳ قرار دارند، محیط رسوب گذاری ماده آلی منشأ این هیدروکربن ها محیط دریایی غنی از سولفات (محیط به شدت احيایی) و مخلوطی از شیل و کربناته دریایی است. از نسبت تریان سه حلقه ای C24 به C23 در مقابل نسبت تریان سه حلقه ای C22 به C21 برای تعیین ویژگی سنگ منشأ مولد میعانات گازی استفاده می شود.



شکل ۱۳- نمودار درصد فراوانی استران های C28، C27 و C29 برای تعیین منشأ مواد آلی سنگ منشأ

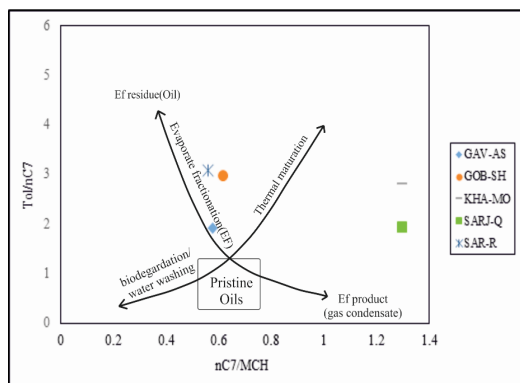
اندیس گاماسران (نسبت گاماسران به هوپان C30) یکی از پارامترهای مهم در بررسی محیط رسوب گذاری است. اگر این اندیس کمتر از ۰/۱ باشد بیان کننده محیط آب شیرین و اگر بیشتر از این مقدار باشد، نشانگر محیط شور است. به کمک نمودار اندیس هموپان (نسبت هوپان C35 به هوپان C34) در مقابل اندیس گاماسران می توان محیط رسوبی و شوری را مشخص کرد (شکل ۱۴) [۳۳].

1. open marine

(بندرعباس) بیشتر در محیطی دریایی با لیتولوژی کربناته و مارن با کروژن نوع II و III در شرایط احیایی شدید نهشته شده است. میعانات مورد مطالعه در ایران مرکزی (قم) نیز در شرایط محیط رسوب گذاری شیلی و کربناته دریایی نهشته شده است. همچنین میعانات گازی در حوضه کپه داغ بیشتر به سمت محیط خشکی تمایل داشته و عمدتاً دارای کروژن نوع III است. همچنین این میعانات دارای بیشترین بلوغ حرارتی در میان نمونه‌های مورد مطالعه است.

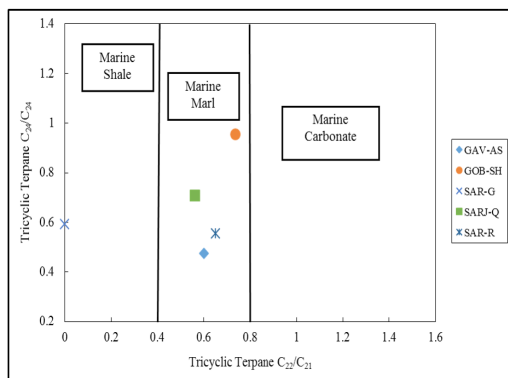
۴-۴- تشخیص فرایندهای ثانویه

فرایندهای ثانویه که بر کیفیت مخزن تأثیر می‌گذارند عبارتند از: تخریب میکروبی و آب‌شویی، تشکیل آسفالتین، دگرسانی حرارتی، تغییر درجه سبکی نفت، تغییرات فازی در نفت و گاز همراه، بلوری شدن واکس‌های موجود در ترکیب نفت، آسفالت‌زدایی طبیعی، با استفاده از نسبت‌های بایومارکری می‌توان تعدادی از این موارد را بررسی کرد. از جمله این پارامترها اندیس پارافینیکی در برابر اندیس آروماتیکی است. اندیس آروماتیکی عبارت است از: نسبت درصد فراوانی تولوئن به درصد فراوانی آلکان نرمال C7، و اندیس پارافینیکی عبارت است از: درصد فراوانی آلکان نرمال C7 به درصد فراوانی متیل سیکلوهگزان. به کمک نمودار اندیس آروماتیکی در برابر اندیس پارافینیکی می‌توان در مورد فرایندهای ثانویه‌ای همانند آب‌شویی و تفریق تبخیری اظهار نظر کرد.



شکل ۱۸- نمودار نسبت استران C27 در برابر نسبت پرستان به فیتان جهت بررسی ویژگی‌های سنگ منشأ

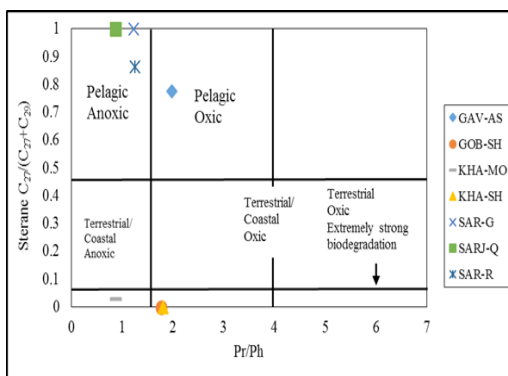
در نمودار (شکل ۱۸) اندیس پارافینیکی در برابر اندیس آروماتیکی در نمونه‌های مورد مطالعه ترسیم شده است. بر اساس این نمودار هیچ‌گونه تخریب میکروبی و آب‌شویی در نمونه‌های مورد مطالعه اتفاق نیفتاده و همچنین روند افزایش



شکل ۱۶- استفاده از تریپان‌های سه حلقه‌ای در بررسی لیتولوژی سنگ منشأ

با توجه به (شکل ۱۶) می‌توان در مورد لیتولوژی سنگ منشأ نمونه‌های مورد مطالعه اظهار نظر کرد. بر اساس این نمودار، سنگ منشأ مولد هیدروکربن‌های میادین گندلی، سراج، گورزین و سرخون از نوع مارن دریایی است.

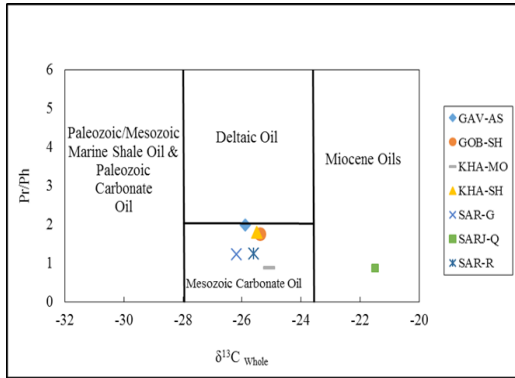
بر مبنای نسبت استران‌های C27/(C27+C29) می‌توان در خصوص ساحلی بودن محیط رسوب گذاری اظهار نظر کرد. دیگرام این نسبت در مقابل نسبت پرستان به فیتان به طور واضح نوع منشأ ماده آلی (خشکی، ساحلی و دریایی) و شرایط اکسیدان محیط رسوب گذاری را نشان می‌دهد.



شکل ۱۷- نمودار نسبت استران C27 در برابر نسبت پرستان به فیتان جهت بررسی ویژگی‌های سنگ منشأ

بر اساس نمودار (شکل ۱۷) محیط رسوب گذاری سنگ منشأ مولد هیدروکربن میادین سراج و سرخون در محیط دریایی احیایی نهشته شده است. بر اساس این نمودار محیط رسوبی سنگ منشأ مربوط به میدان گورزین بیشتر به سمت محیطی دریایی و اکسید متمایل شده است و محیط رسوبی سنگ منشأ مربوط به میدان خانگیران نیز به محیط خشکی و ساحلی نزدیک است و این به معنای بیشتر بودن کروژن‌های نوع III است.

با توجه به موارد ذکر شده، میعانات گازی در حوضه زاگرس



شکل ۲۰- نسبت Pr/Ph در مقابل ایزوتوپ کل هیدروکربن‌ها جهت تعیین سن سنگ منشأ

همان گونه که در شکل (۲۰) مشخص است، نمونه میدان سراجة مربوط دارای منشأ مربوط به دوران میوسن و نمونه‌های سایر میداین مربوط به سنگ منشأهای کربناته با سن مزوزوئیک است.

۵- نتیجه‌گیری

بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی انجام شده روی ۷ نمونه کاندنسیت از نواحی کپه‌داغ (میدان خانگیران و گنبدلی)، ایران مرکزی (میدان سراجة قم) و بندرعباس (میدان سرخون و گورزین) می‌توان موارد زیر را بیان کرد:

۱. هیدروکربن‌های مورد مطالعه در حوضه کپه‌داغ (مخازن شورجه و مزدوران، میداین خانگیران و گنبدلی) دارای سنگ منشأ یکسان بوده و از نظر بلوغ حرارتی دارای بیشترین میزان در مقایسه با میداین ناحیه ایران مرکزی و بندرعباس هستند. مواد آلی مولد این هیدروکربن‌ها عمدتاً از نوع خشکی (کروژن نوع III) بوده که در محیط کم‌عمق نیمه‌اکسیدان نهشته شده است.

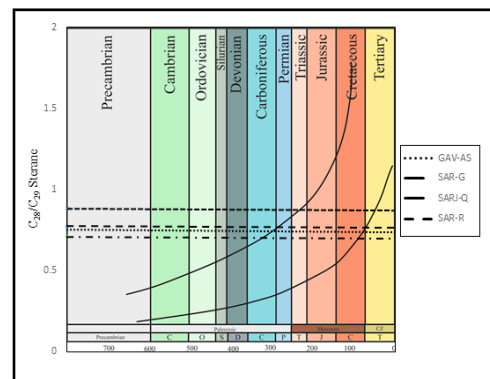
۲. کاندنسیتهای ناحیه بندرعباس (میدان سرخون و گورزین با مخازن گوری-رازک و آسماری) از منشأ یکسان شارژ شده‌اند و دارای بلوغ حرارتی متوسطی در مقایسه با ناحیه ایران مرکزی و کپه‌داغ هستند. مواد آلی مولد میعانات گازی تحت شرایط محیط دریایی با لیتولوژی کربناته و مارن در شرایط احیایی شدید نهشته شده است و نوع مواد آلی مولد این هیدروکربن‌ها عمدتاً کروژن نوع II در ترکیب با کروژن نوع III است.

۳. هیدروکربن مورد مطالعه در ایران مرکزی (میدان سراجة قم) دارای کمترین بلوغ حرارتی در مقایسه با سایر

بلوغ حرارتی نمونه‌ها به سمت بلوغ تمایل پیدا کرده است. روند افزایش گازشویی یا شکست تبخیری نیز در نمونه‌های کاندنسیت دیده نمی‌شود. تفریق تبخیری هم تنها در میداین حوضه زاگرس تا حدودی دیده می‌شود و حاکی از آن است که نشت هیدروکربن از مخازن از طریق گسل و یا طبقات سنگی فوقانی با شدت کم رخ داده است [۴].

۴-۵- تعیین محدوده سنی سنگ منشأ

کاربرد دیگر داده‌های بایومارکری، تعیین حدود سنی سنگ منشأ مولد هیدروکربن‌هاست. یکی از پارامترهای مورد استفاده نسبت استران C28 به C29 است (نمودار گرانتهم). در نمودار گرانتهم نسبت استران‌های C28 به C29 با توجه به افزایش نقش مواد آلی خشکی ورودی به حوضه رسوبی به سمت حال حاضر ترسیم می‌شود؛ بر این اساس، با افزایش سن سنگ منشأ مقدار استران C28 نسبت به C29 افزایش می‌یابد [۳۶ و ۳۷]. اگر نسبت C28/C29 کمتر از ۰/۵ باشد، سنگ منشأ مولد آن دارای محدوده سنی پالئوزوئیک، اگر بین ۰/۵-۰/۷۴ باشد، سنگ منشأ مولد آن دارای محدوده سنی اواخر پالئوزوئیک تا اوایل ژوراسیک، اگر بیش از ۰/۷۴ باشد، سنگ منشأ مولد آن دارای محدوده سنی اواخر ژوراسیک تا میوسن است.



شکل ۱۹- تعیین محدوده سنی سنگ منشأ با استفاده از نمودار گرانتهم-ویکفیلد

با توجه به نمودار گرانتهم (شکل ۱۹)، نسبت C28/C29 نمونه مربوط به ایران مرکزی و نمونه‌های مربوط به حوضه زاگرس در محدوده بیش از ۰/۷۴ قرار دارند و این نشان از این دارد که سن سنگ منشأ مولد آن‌ها در محدوده سنی اواخر ژوراسیک تا میوسن است.

یکی دیگر از راه‌هایی که برای تعیین سن و لیتولوژی سنگ منشأ می‌توان استفاده کرد، نمودار تغییرات نسبت پرستان به فیتان در مقابل ایزوتوپ پایدار کربن ($\delta^{13}C$) است.



[۵] طاهری‌نژاد، مرتضی، میلاد مقصودی، فاطمه باسره، «رزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشأ در چاه‌های خانگیران - ۳۰ امیرآباد - ۱ و نمونه‌های سطحی کپه‌داغ شرقی با استفاده از دستگاه پیرولیز راک اول و کروماتوگرافی گازی»، سومین کنفرانس بین‌المللی نفت، گاز، پالایش و پتروشیمی با رویکرد توسعه ارتباط دولت، دانشگاه و صنعت، ۱۳۹۵.

[۶] صابری، محمدحسین، محمدجواد صیدی، «بررسی ژئوشیمیایی میعانات گازی میادین کنگان، نار و تابناک در حوضه خلیج فارس ایران»، چهارمین همایش بین‌المللی نفت، گاز و پتروشیمی، ۱۳۹۶.

[۷] آقانباتی، سیدعلی، زمین‌شناسی ایران، ۱۳۸۳.

[۸] افشارحرب، عباس، زمین‌شناسی ایران: زمین‌شناسی کپه‌داغ، سازمان زمین‌شناسی کشور، تهران، ۱۳۷۳.

[۹] ابطحی، سیدتقی، «طرح ذخیره‌سازی گاز در میدان سراجة قم»، اکتشاف و تولید، ۱۳۸۷.

[۱۰] درویش‌زاده، علی، زمین‌شناسی ایران: چینه‌شناسی، تکتونیک، دگرگونی و ماگماتیسم، ۱۳۷۰.

[۱۱] امیری‌بختیار، حسن، «بازنگری چینه‌شناسی زاگرس: سازندهای آغاچاری و میشان»، ماهنامه علمی ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، ش ۱۱۰، ص ۳۹-۴۳، ۱۳۹۲-۱۳۹۳.

[۱۲] کرم‌پور، بدرالدین، میررضا موسوی، رضا اهری‌پور، احسان غفرانی، «بررسی میکروفاسیس، محیط رسوبی و خصوصیات مخزنی سازند جهرم در میدان گازی سرخون (بندرعباس)»، اولین کنگره ملی کاوش نفت و گاز - تولید صیانتی، ۱۳۸۸.

[۱۳] اعتمادی، بیژن، زهرا ذاکرعباسی، «بررسی ویژگی‌های سرامیکی رس‌های دو سازند رازک و میشان استان فارس»، علم و مهندسی سرامیک، سال اول، ش ۲، ۱۳۹۱.

[۱۴] معلمی، سیدعلی، محمدعلی صالحی، افشین زاهدی، «ژئوشیمی ماسه‌سنگ‌های سازند رازک، جنوب خاور حوضه رسوبی زاگرس: کاربرد در تعیین جایگاه زمین‌ساختی، سنگ مادر و هوازدگی دیرینه»، علوم زمین، ۱۳۹۵.

[۱۵] ربانی، احمدرضا، سارا صفاران، «مطالعه ژئوشیمیایی نفت مخزن فهلیان میدان دارخوین»، دومین کنگره مهندسی نفت ایران، ۱۳۸۶.

[16] Saadati, H., et al., "Geochemical characteristics and isotopic reversal of natural gases in eastern Kopeh-Dagh, NE Iran", Marine and Petroleum Geology, 78: p. 76-87, 2016.

[17] Saberi, M.H. and A.R. Rabbani, "Origin of

نمونه‌های موردبررسی است که در محیط احیایی حد واسط از کروژن نوع III در ترکیب با کروژن نوع II تولید شده است.

۴. سنگ منشأ مولد هیدروکربن‌های میدان سراجة مربوط به دوران میوسن و سنگ منشأ مولد هیدروکربن‌های سایر میادین مربوط دوران مزوزوئیک است.

۵. مقایسه بین سه ناحیه کپه‌داغ (مخازن شوریرجه و مزدوران، میادین خانگیران و گنبدلی)، ایران مرکزی (میدان سراجة قم با مخزن سازند قم) و ناحیه بندرعباس (میدان سرخون و گورزین با مخزن گوری-رازک و آسماری) نشان می‌دهد که هیدروکربن‌های هر ناحیه دارای سنگ منشأ یکسان و خاص خود است. در ناحیه کپه‌داغ سنگ منشأ دارای بیشترین میزان بلوغ و سنگ منشأ در ناحیه ایران مرکزی (قم) دارای کمترین میزان بلوغ است. همچنین هیدروکربن‌های ناحیه کپه‌داغ از منشأ عمدتاً خشکی و هیدروکربن‌های ناحیه بندرعباس عمدتاً از منشأ دریایی در محیط به‌شدت احیایی تولید شده و در ایران مرکزی (قم) هیدروکربن‌ها از ترکیب کروژن نوع II و III در محیط نیمه‌اکسیدان حاصل شده‌اند.

۶- مراجع

[۱] علیزاده، بهرام، ندا جنت‌مکان، هرمز فلاوند، محمدحسین حیدری‌فرد، «مطالعه ژئوشیمیایی و تأثیر تغییرات محیط رسوبی بر پتانسیل هیدروکربنی سازند پابده در میدان نفتی منصور»، زمین‌شناسی نفت ایران، سال سوم، ش ۴، ۱۳۹۱.

[۲] شیری، مهدی، سیدرضا موسوی‌حرمی، محمدرضا رضایی، علی کدخدایی ایلخچی، «مقایسه پارامترهای پیرولیز راک اول و بایومارکرها: مطالعه موردی سنگ منشأ هورنوالی سیلتستون مرکز استرالیا»، زمین‌شناسی نفت ایران، سال سوم، ش ۴، ص ۹۰، ۱۳۹۱.

[۳] طاهری‌نژاد، مرتضی، مرتضی آسمانی، احمدرضا ربانی، «طبقه‌بندی ژنتیکی نفت‌های میادین شرق خلیج فارس با استفاده از طیف‌سنجی مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین»، ش ۱۲، ص ۲۱، ۱۳۹۵.

[۴] یونسی، محمد، احمدرضا ربانی، «بررسی منشأ سولفید هیدروژن در مخازن گاز طبیعی جنوب ایران»، کنفرانس مهندسی معدن ایران، ۱۳۸۳.



- [24] Saberi, M.H., A.R. Rabbani, and M. Ghavidel-syooki, "Hydrocarbon potential and palynological study of the Latest Ordovician–Earliest Silurian source rock (Sarchahan Formation) in the Zagros Mountains, southern Iran", *Marine and Petroleum Geology*, 71: p. 12-25, 2016.
- [25] Alizadeh, B., M. Adabi, and F. Tezheh, "Oil-oil correlation of Asmari and Bangestan reservoirs using gas chromatography and stable isotopes in Marun oilfield, SW Iran", *Iranian Journal of Science and Technology (Sciences)*, 31(3): p. 241-253, 2007.
- [26] Kaufman, R. Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico, in GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings, October 1, 1990.
- [27] Peters, K., et al., "Origin of Beatrice oil by co-sourcing from Devonian and Middle Jurassic source rocks, inner Moray Firth, United Kingdom", *AAPG Bulletin*, 73(4): p. 454-471, 1989.
- [28] El Diasty, W.S., et al., "Hydrocarbon source rock potential in the southwestern Gulf of Suez graben: Insights from organic geochemistry and palynofacies studies on well samples from the Ras El Bahar Oilfield", *Marine and Petroleum Geology*, 80: p. 133-153, 2017.
- [29] Jalees, M.I., F. Tahira, and H. Saleem, "Study on the geochemical correlation of crude oils of Palaeocene and Jurassic ages from the Potowar Indus Basin in northern Pakistan", *Chinese Journal of Geochemistry*, 29(1): p. 82-93, 2010.
- [30] Chen, J., et al., "Geochemical evidence for mudstone as the possible major oil source rock in the Jurassic Turpan Basin, Northwest China", *natural gases in the Permo-Triassic reservoirs of the Coastal Fars and Iranian sector of the Persian Gulf*", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26: p. 558-569, 2015.
- [18] Ahanjan, A., A.R. Rabbani, and M.R. Kamali, "An improved understanding of the origin and mechanism of Permian-Triassic natural gas-condensate accumulations in the Gavbendi High, Southwest Iran: An integrated approach", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 37: p. 217-233, 2017.
- [19] Ghorbani, M., "A summary of geology of Iran", in *The Economic Geology of Iran*, Springer, p. 45-64, 2013.
- [20] Mahbobipour, H., M.R. Kamali, and A. Solgi, "Organic geochemistry and petroleum potential of Early Cretaceous Garau Formation in central part of Lurestan zone, northwest of Zagros, Iran", *Marine and Petroleum Geology*, 77: p. 991-1009, 2016.
- [21] Ulmishek, G.F., "Petroleum geology and resources of the Amu-Darya basin, Turkmenistan, Uzbekistan, Afghanistan, and Iran", US Department of the Interior, US Geological Survey, 2004.
- [22] Robert, A.M., et al., "Structural evolution of the Kopeh Dagh fold-and-thrust belt (NE Iran) and interactions with the South Caspian Sea Basin and Amu Darya Basin", *Marine and Petroleum Geology*, 57: p. 68-87, 2014.
- [23] Taheri, J., F.T. Fürsich, and M. Wilmsen, "Stratigraphy, depositional environments and geodynamic significance of the Upper Bajocian–Bathonian Kashafrud Formation, NE Iran", *Geological Society, London, Special Publications*, 312(1): p. 205-218, 2009.

Organic Geochemistry, 32(9): p. 1103-1125, 2001.

[31] Volk, H., et al., "Variability of petroleum inclusions in vein, fossil and vug cements—a geochemical study in the Barrandian Basin (Lower Palaeozoic, Czech Republic)", Organic Geochemistry, 33(12): p. 1319-1341, 2002.

[32] Huang, W.-Y. and W. Meinschein, "Sterols as ecological indicators", Geochimica et cosmochimica acta, 43(5): p. 739-745, 1979.

[33] Magnier, C., et al., "Geochemical characterization of source rocks, crude oils and gases of Northwest Cuba", Marine and Petroleum Geology, 21(2): p. 195-214, 2004.

[34] Rabbani, A.R., et al., "Geochemical characteristics and genetic types of the crude oils from the Iranian sector of the Persian Gulf", Organic Geochemistry, 70: p. 29-43, 2014.

[35] Alizadeh, B., K. Maroufi, and M. Fajrak, "Hydrocarbon reserves of Gachsaran oilfield, SW Iran: Geochemical characteristics and origin", Marine and Petroleum Geology, 2017.

[36] Peters, K.E. and J. Moldowan, The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments Prentice-Hall, New Jersey, 343, 1993.

[37] Grantham, P. and L. Wakefield, "Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time", Organic Geochemistry, 12(1): p. 61-73, 1988.



Investigating Gas Condensate of Kopet Dag, Bandar Abbas and Central Iran Regions Using Isotope and Biomarker Data

Mohammad Hossein Saberi^{1*}, Azade Hosseini²

1-Iran, Semnan, Semnan University, Petroleum Engineering Department, Assistant Professor

2- Iran, Semnan, Semnan University, Petroleum Engineering Department, M.Sc Student

Corresponding Author, Email: mh.saberi@semnan.ac.ir

Abstract

In this study, gas condensate of Bandar Abbas, Kopet Dag and Qom (Central Iran) regions have been studied in organic geochemistry. In this regard, 7 gas condensate samples (3 samples from Bandar Abbas, 3 samples from Kopet Dag and 1 sample from Central Iran) were used to determine the geochemical characteristics of gas chromatography, gas chromatography-mass spectrometry, and Isotope of carbon studies. Based on the parameters obtained from the Biomarkers study, sedimentary environment source rock of the hydrocarbons of the Bandar Abbas with lithology carbonate and marl with kerogen type II and III, the hydrocarbon producing organic materials in the Kopet Dag basin is mainly deposited in the shallow marine and coastal areas (kerogen type III) and in comparison with other regions, it has higher maturity. The Biomarker's parameters showed that the source rock of Central Iran (Serajeh Qom Field) is deposited in marine environment with shale and carbonate lithology and, compared to the other two studied regions, has the lowest degree of maturity. This study shows that the source rock age of the studied hydrocarbons in the Kopet Dag and Bandar Abbas areas belong to the second geological era, and the source rock of the hydrocarbons in the Serajeh Field is related to the third geological era. Also, the difference in maturation of gas condensate samples in these three areas indicates that the samples of the Kopet Dag region have the highest maturation and the samples related to Central Iran have the lowest maturation.

Keywords: Biomarker, Sedimentary environment, Maturity, Source rock, Kopet Dag, Zagros, Central Iran.

