

ارزیابی اولیه منشاء نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال با استفاده از داده‌های ایزوتوپی و ژئوشیمیایی

اشکان زردشتی^{۱*}، مرتضی طبایی^۲، محمود معماریانی^۳

۱- کارشناسی ارشد اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان، اصفهان، ایران

۲- دانشیار دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان، اصفهان، ایران

۳- استادیار شیمی آلی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

*ashkanzardashty@gmail.com

دریافت مرداد ۱۴۰۲، پذیرش شهریور ۱۴۰۲

چکیده

به منظور تجزیه و تحلیل خصوصیات ژئوشیمیایی، نمونه نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان در میدان کوپال مورد مطالعه با استفاده از تکنیک‌های ژئوشیمیایی گوناگون همچون تکنیک آسفالتین‌گیری، تکنیک کروماتوگرافی گازی، تکنیک کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی و تکنیک اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن، تحت آنالیز قرار گرفتند. سازندهای ستون چینه‌شناسی میدان کوپال، به ترتیب از سطح به عمق شامل: سازندهای آغاچاری، میشان، گچساران، آسماری، پابده، گورپی و گروه بنگستان (شامل سازندهای ایلام، سروک، کژدمی) است. هدف از این پژوهش مقایسه ایزوتوپ کربن و خصوصیات ژئوشیمیایی نفت‌های آسماری و بنگستان در میدان کوپال برای تعیین سنگ مادر و منشاء آنها است. با در نظر گرفتن نتایج تکنیک تست و تحلیل بیومارک‌های خانواده استران‌ها و ترپان‌ها استخراج شده از برش اشباع، می‌توان بیان کرد که نفت‌های تجمع یافته در مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال، دارای ویژگی‌های نفت‌های پارافینیک هستند که این نشان دهنده وجود نفتی سبک با کیفیت خوب، بالغ، گرانیزی کم و با سولفور بالا است. با قرار دادن نسبت پارامتر بیومارک‌ها در مقابل ایزوتوپ‌های کربن ۱۳ و بررسی نتایج کلی حاصل از نمودارها، مشخص شد که نمونه نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه از یک سنگ مولدی مشترک زایش یافته‌اند و دارای خصوصیات یکسانی هستند و تنها در میزان بلوغ، درجه سیالیت و میزان فرآیندهای مهاجرتی بین سنگ مولد و سنگ مخزن اندکی تفاوت دارند و همین‌طور سیر تحولی مواد آلی سنگ مولد به صورت طبیعی در میدان کوپال رخ داده است. مقادیر ایزوتوپ کربن در نفت‌ها بیانگر بلوغ متوسط سنگ مولد نفت‌ها است. رسم نمودار نسبت ایزوتوپ کربن ۱۳ آروماتیک در مقابل ایزوتوپ کربن ۱۳ اشباع نشان داد که هر دو نمونه نفت میدان مورد مطالعه متعلق به محیط‌های دریایی می‌باشد.

کلمات کلیدی: میدان کوپال، سازندهای آسماری و بنگستان، فرایند آسفالتین‌گیری، ایزوتوپ کربن ۱۳، بیومارکر

۱- مقدمه

در دهه‌های اخیر علم ژئوشیمی در کنار سایر علوم مرتبط با مطالعات اکتشافی به عنوان علم مهمی قلمداد می‌شود با استفاده از نتایج و بررسی‌های ژئوشیمیایی بر روی نمونه‌های سنگ و سیال می‌توان جنبه‌های مجهول و مبهم از نظر شناخت سیستم هیدروکربنی برای بهبود کارایی فعالیت‌های اکتشاف را شفاف نمود [۲۹]. علم ژئوشیمی (زمین شیمی) در اصل به مطالعه توزیع، ترکیبات شیمیایی و تحقیق و بررسی سرنوشت مواد آلی از گذشته تا به امروز (زمان پیدایش حیات انسان تا حال) است، به عبارت دیگر این علم پخش و مهاجرت عناصر شیمیایی در درون زمین و در جوانب زمان و مکان ارتباط دارد [۱۸]. از پرکاربردترین روش‌های ژئوشیمی می‌توان به روش‌های تجزیه و تحلیل هیدروکربنی (اثر انگشت)، روش ایزوتوپ پایدار، روش تجزیه و تحلیل پیرولیز، روش کروماتوگرافی گازی، روش کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی اشاره کرد [۳۵]. از دهه‌های گذشته تا به امروز بیشتر گسترش و پیشرفت علم ژئوشیمی به دلیل پیشرفت تکنیک‌های تجزیه‌ای است. از تاسیس کنندگان اصلی علم ژئوشیمی مدرن می‌توان به Clarke و پس از آن به Vernadsky و Gold Schmid را می‌توان معرفی کرد [۱۸].

امروزه علم ژئوشیمی در زیر شاخه‌های مهندسی نفت کاربرد بسزایی دارد و شاخه ژئوشیمی نفت به کاربرد اصول شیمیایی در تحقیق و بررسی تولید، منشاء، تجمع، مهاجرت و دگرسانی نفت می‌پردازد، به طور دقیق‌تر می‌توان گفت روش‌های ژئوشیمی نفت برای جستجو و شناسایی نفت و گاز بیشتر، بررسی زمان نهایی مهاجرت نفت از سنگ منشاء، شناسایی و بررسی سنگ‌های منشاء و تعیین مقدار ماده آلی، جستجو ترکیب نفتی درون مخازن، تراوشات سطحی و نشت‌ها برای شناسایی حوضچه‌ی نفت و شناسایی نوع و سطح بلوغ ماده آلی استفاده می‌گردد [۳۵]. با گذشت زمان مشخص گردید که بکارگیری اطلاعات حاصل از آنالیزهای ایزوتوپی، در مطالعات ژئوشیمی روش و تکنیک بسیار مهمی می‌باشد. امروزه با استفاده از ایزوتوپ‌های پایدار می‌توانند، اطلاعات دقیقی همچون محیط رسوبی، بلوغ حرارتی، مطالعات همبستگی نفت - نفت و سنگ منشاء، رخساره‌های منشاء را بدست آورند [۴۷]. تغییرات طبیعی در ایزوتوپ‌های کربن به دلیل تفاوت و تعادل و فرایند شکش جنبشی در چرخه کربن است، این امر باعث می‌شود که ایزوتوپ‌های کربن معلومات و داده‌هایی در مورد بلوغ، تولید و همبستگی ژنتیکی هیدروکربن‌ها و پیش سازه‌های آن را به ما بدهد، که می‌توان از این اطلاعات در اکتشاف گاز و نفت استفاده کرد [۵۱]. از آن جایی که ماده آلی بیوستز شده بیشتر از S.O.N.H.C ساخته شده است، شناخت ایزوتوپ‌های پایدار در عناصر برای اکتشاف منابع نفتی بسیار مهم و تاثیرگذار است [۵۰].

بیومارکرها در بررسی و تجزیه و تحلیل نفت‌ها بسیار مهم هستند، بیومارکرها می‌توانند اطلاعاتی مانند خواص زمین‌شناسی نفت‌ها، نشان دادن مناطق رسوبی، جزئیات بیشتر در مورد بلوغ و ... ارائه دهند [۵۴]. فراوانی بیومارکرهای نفت به صورت مقدار کم در سنگ منبع و در مخزن باعث حساسیت خاصی شده که برای از بین بردن حساسیت‌ها، از تکنیک‌های خاص کروماتوگرافی گازی و طیف سنجی جرمی استفاده می‌کنند [۴۶].

بررسی و مروری بر تاریخچه مطالعات ایزوتوپی و خصوصیات ژئوشیمیایی نفت‌های موجود در مخازن آسماری و بنگستان نشان می‌دهد که محققین زیادی در این زمینه تحقیق کرده‌اند. معماریانی و همکاران (۱۳۹۱)، مطالعات ژئوشیمیایی را بر روی میدان‌های نفتی مارون و کوپال واقع در ناحیه فروافتادگی دزفول به اتمام رساندند [۲۷]. ربانی و همکاران (۱۳۹۳)، به مقایسه و بررسی خصوصیات شیمیایی و فیزیکی نفت‌های میداین واقع در بخش خلیج فارس که متعلق به ایران است پرداختند [۱۰]. عزیززاده و همکاران (۱۳۹۴)، پژوهشی را در زمینه مطالعه و بررسی تاثیر گسل‌های میدان نفتی زیلابی بر روی ترکیب ژئوشیمیایی نفت واقع در مخازن آسماری و بنگستان به اتمام رساندند [۲۱]. زرا سوندی و همکاران (۱۳۹۵)، پژوهشی را در

زمینه مطالعه ایزوتوپی نفت مخازن گروه بنگستان در برخی از میداین دشت آبادان، جنوب غرب ایران به اتمام رساندند [۲۰]. ربانی و همکاران (۱۳۹۶)، پژوهشی را در زمینه کاربرد مطالعات ژئوشیمیایی و آماری پیشرفته در تعیین خانواده نفتی خلیج فارس به انجام رساندند [۱۱]. قلندری و همکاران (۱۳۹۷)، پژوهشی را در زمینه تجزیه و تحلیل دمای دیرینه بخش بالایی سازند سورمه با استفاده از ایزوتوپ‌های پایدار کربن و اکسیژن در حوضه خلیج فارس به انجام رساندند [۲۶]. رشیدی و همکاران (۱۳۹۸)، مطالعاتی را در زمینه بررسی پیوستگی هیدروکربنی مخازن ایلام و سروک واقع در میدان نفتی آزادگان با استفاده از تلفیق داده‌های ژئوشیمیایی، مهندسی مخزن و زمین شناسی به انجام رساندند [۲۲]. نجفی و همکاران (۱۳۹۹)، پژوهشی را در زمینه تجزیه و تحلیل بایواستراتیگرافی و لیتواستراتیگرافی سازند کژدمی واقع در زون ایزه به انجام رساندند [۳۴]. قلاوند و همکاران (۱۴۰۰)، پژوهش و مطالعاتی را در زمینه ارزیابی و بررسی ژئوشیمیایی و پیوستگی مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران واقع در ناحیه دزفول شمالی در موقعیت جنوب غربی ایران به انجام رساندند [۲۵]. فکته^۱ و همکاران (۲۰۱۱)، به تجزیه و تحلیل نوع ایزوتوپ هیدروژن منحنی‌های نفت خام پرداختند [۴۰]. ام‌ال نادى^۲ و همکاران (۲۰۱۴)، پژوهشی را در زمینه استفاده از روش‌های GC (کروماتوگرافی گازی)، GC-MS (کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی) برای همبستگی نفت - نفت در برخی از میدان‌های نفتی مصر واقع در خلیج سوئز به انجام رساندند [۳۹]. خلیفه^۳ و همکاران (۲۰۱۷)، مطالعاتی را در زمینه بررسی ژئوشیمیایی آلی نفت خام در میدان‌های نفتی کیکیندا و ولبیت در صربستان به انجام رساندند [۴۴]. ژونگ پینگ^۴ و همکاران (۲۰۱۸)، پژوهشی در زمینه روش‌های نوین برای آنالیز و بررسی ترکیب مولکولی و ایزوتوپ کربن هیدروکربن در گاز طبیعی فرار به انجام رساندند [۳۶]. چن^۵ و همکاران (۲۰۲۱)، آنالیز و بررسی در زمینه بهینه سازی شاخص‌های همبستگی منبع نفت، مواردی از عضو چانگ ۱۰ در منطقه اوردوس حوضه ژوجیاوان پرداختند [۵۶].

با توجه به مطالعات قبلی انجام شده در رابطه با نفت‌های آسماری و گروه بنگستان و وجود برخی ابهامات در مورد تعیین سنگ‌های مولد در میدان و همچنین شناخت ویژگی‌های سنگ‌های منشاء احتمالی و آگاهی و شناخت کلی از وضعیت و خصوصیات ژئوشیمیایی نفت‌های بنگستان و آسماری و محیط‌های تشکیل و سنگ مادر و ترکیبات آن‌ها از اهمیت فراوانی برخوردار است و در برنامه‌های حفاری و بهره‌برداری بسیار پراهمیت است، از سوی دیگر عدم شناخت خصوصیات ژئوشیمی و مدیریت ناکارآمد می‌تواند باعث کاهش ضریب بهره‌برداری و برنامه‌های حفاری پرهزینه می‌گردد [۳۳]. امروزه شناخت ویژگی‌ها و خصوصیات ژئوشیمیایی می‌تواند باعث بالا رفتن بازدهی کار در برنامه‌های اکتشافی و تولید در حوضه‌های نفتی و تعیین مسیرهای مهاجرت نفت، تعیین پارامترها و فاکتورهای زمین شناسی و شناخت و تعیین خویشاوندی نفت‌ها با سنگ‌های منشاء گردد [۶]. هدف اصلی از این تحقیق، ارزیابی و شناسایی ساختار آلی مانند بیومارکرها، ارزیابی میزان بلوغ، با استفاده از نتایج آزمایشات ایزوتوپ کربن، تکنیک‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی و طیف سنجی جرمی بر روی نمونه‌های نفت خام، از چاه‌های شماره ۵۸ و ۱۲ از مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال است.

¹ Fekete

² M. Elnady

³ Khalifa

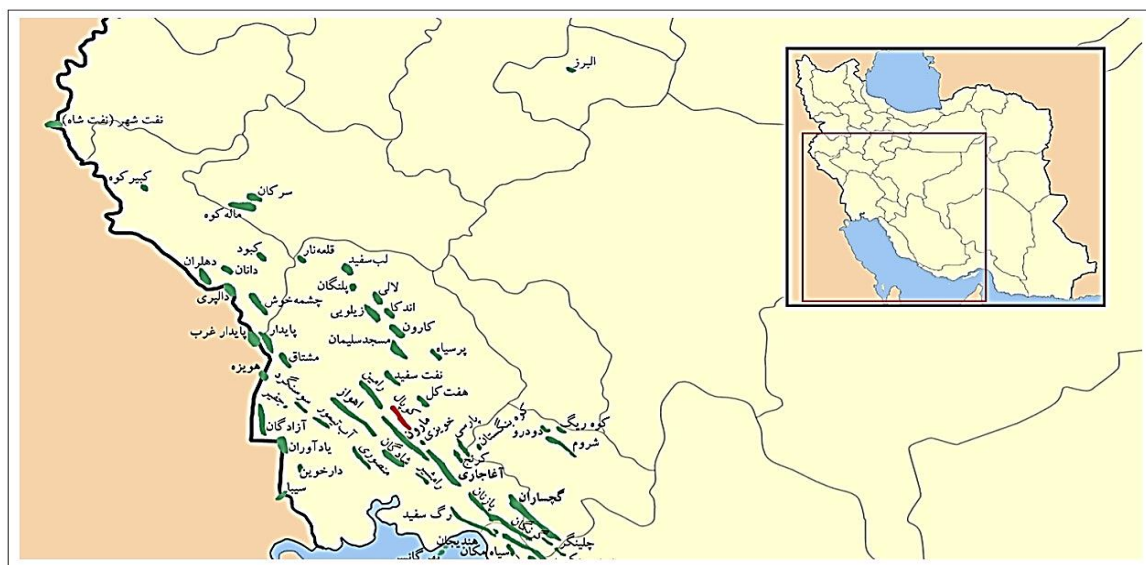
⁴ Zhongping Li

⁵ Chen

۲- زمین شناسی منطقه

۲-۱- میدان نفتی مورد مطالعه

میدان کوپال یکی از میدان‌های بزرگ نفتی واقع در استان خوزستان است [۸]، این میدان در ۲۵ کیلومتری جنوب غربی شهرستان هفتکل و ۵۰ کیلومتری شمال شرق اهواز و در قسمت مرکزی فروافتادگی دزفول شمالی قرار دارد (شکل ۲-۱) [۳۱]. میدان نفتی کوپال در محدوده عرض جغرافیایی $31^{\circ} 10'$ الی $31^{\circ} 32'$ و طول جغرافیایی $49^{\circ} 8'$ الی $49^{\circ} 27'$ واقع شده است و از جنوب به وسیله میدان آغاچاری و از جنوب غربی به وسیله میدان مارون و از شمال غرب به وسیله میدان رامین محدود می‌شود [۸]. از لحاظ مساحت میدان نفتی کوپال به طول ۳۹ کیلومتر و عرض ۴ کیلومتر است [۱۷]. این میدان در اصل به شکل یک تاقدیس کشیده و تقریباً متقارن است. میدان کوپال دارای ۲ مخزن آسماری و بنگستان است [۳۱]، مخزن بنگستان میدان نفتی کوپال در سال ۱۹۷۰ و مخزن آسماری میدان نفتی کوپال در سال ۱۹۶۵ کشف گردید، هر دو مخزن آسماری و بنگستان در این میدان دارای نفتی مشابه هستند که مقدار سولفور آنها نیز $1/4$ تا $1/8$ درصد متفاوت بوده و چگالی آنها ۳۴-۳۵ درجه API بوده است [۹]. سازندهایی که ستون چینه‌ای این میدان را تشکیل داده، به ترتیب براساس حفاری از سطح به عمق شامل: سازند های آغاچاری، میشان، گچساران، آسماری، پابده، گورپی و گروه بنگستان (شامل سازند های ایلام، سروک، کژدمی) است [۳۱]. سکانس رسوبات جوان تر از الیگوسن در میدان کوپال شامل: سازند آسماری، گچساران، میشان، آغاچاری و بختیاری است [۱۶]. سنگ منشاء میدان نفتی کوپال سازندهای کژدمی که شیل قیری خاکستری تیره و گاهی سیاه رنگ و دارای لایه‌هایی از سنگ مارن و آهک رسی تیره رنگ می‌باشند و سازند پابده که از شیل‌های خاکستری و مارن و لایه‌های آهک رسی دریایی بوده که بخش فوقانی سازند پابده در تمام ناحیه خلیج فارس نابالغ است و درحالی که بخش زیرین در پنجره تولید نفتی قرار دارد [۱۷]، سنگ مخزن گروه بنگستان میدان نفتی کوپال سازندهای ایلام و سروک است و سازند گچساران به عنوان پوش سنگ است میدان نفتی کوپال اساساً از سنگ‌های آهک و دولومیت همراه با میان لایه‌های نازکی از شیل و ماسه سنگ تشکیل شده اند [۳].



شکل ۲-۱: موقعیت قرارگیری میدان کوپال در نقشه ایران [۱۰]

۲-۲- سازند آسماری

در میدان کوپال سازند آسماری دارای لیتولوژی متفاوتی است که آن را می‌توان به دو بخش تقسیم نمود این دو بخش عبارتند از:

الف) بخش ماسه سنگی اهواز واقع در نواحی جنوبی فروافتادگی دزفول

ب) بخش تبخیری کلهر واقع در شمال باختری فروافتادگی دزفول و جنوب باختری لرستان [۵]

در سایر مناطق زاگرس سازند آسماری از سنگ‌های آهکی و دولومیتی تشکیل شده است.

الف) بخش ماسه سنگی اهواز:

بخش ماسه سنگی اهواز خود نیز به دو بخش بالایی و پایینی تقسیم می‌شوند:

۱- بخش بالایی: بیانگر آسماری بالایی و میانی است به این دلیل که این ماسه سنگ از بخش حاشیه جنوب باختری حوضه آسماری بیرونی فراتر رفته است و در جهت شمال خاوری با رسوبات آسماری بالایی و میانی رابطه زیانه ای دارد. در این بخش کانی‌هایی از نوع روتیل، تورمالین، گارنت، استارولیت، کیانیت، و هوربند یافت می‌شود که نشانگر یک منشاء آذرین و دگرگونی در این بخش است.

۲- بخش پایینی: در درون حوضه رسوبی آسماری به صورت عدسی‌های بزرگ پخش شده است ولی رخنمون ندارد و به سن ائوسن پسین تا الیگوسن است، ماسه سنگ‌های بخش پایینی از انواع کوارتز آرنایت و کوارتزوک با سیمان کربناتی و گاهی رسی است، خصوصیات سنگی این قسمت بیانگر نهشت در محیط‌های سبخای ساحلی است.

ب) بخش تبخیری کلهر:

بخش تبخیری کلهر در جنوب باختری لرستان واقع شده است. این بخش در ناحیه شمال خاوری به شکل بین انگشتی با آسماری میانی تداخل پیدا می‌کند. بخش تبخیری کلهر در پهلوی جنوبی کوه اناران با ضخامت ۱۱۸/۸ قرار دارد، سنگ شناسی آن شامل ژئپس، حاوی دو لایه آهک در بالا، مارن به همراه لایه‌های نازک آهک در وسط و ژئپس در پایین است. بخش تبخیری کلهر به سن زمین شناسی میوسن پیشین است [۲].

۲-۳- سازند گروه بنگستان

در میدان کوپال گروه بنگستان شامل سازندهای کژدمی، سازند سروک و سازند ایلام می‌باشد.

الف) سازند کژدمی

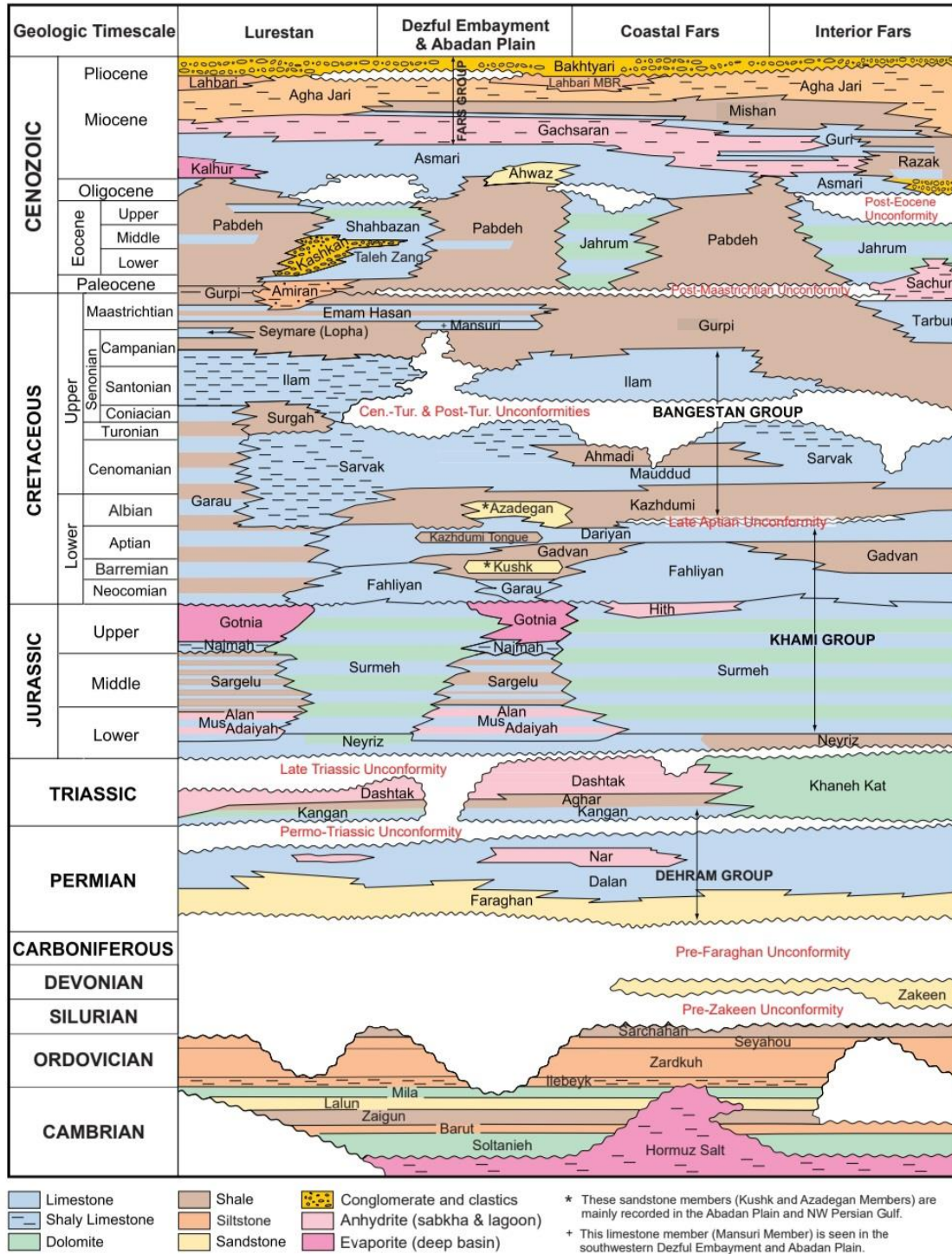
نام سازند کژدمی از قلعه کژدمی در تنگ گورگورا - شمال گچساران (فروافتادگی دزفول) گرفته شده است [۲]. نام قدیم این سازند، سازند عباد بود و این سازند جزئی از شیل‌های آمونیت دار به حساب می‌آید. سازند کژدمی یکی از سازندهای ناحیه زمین شناسی زاگرس به حساب می‌آید. سن این سازند به اواخر دوره زمین شناسی آپتین پیشین تا آلبین میانی برمی‌گردد. سازند کژدمی در زون ساختاری زاگرس واقع در جنوب و جنوب غربی ایران قرار گرفته است [۳۲]. این سازند با ضخامت ۱۲۰ متر شامل آهک‌های رسی تیره، شیل‌های سیاه رنگ تیره و مارن است [۶]. از ناحیه شمالی فروافتادگی دزفول در جهت شمال شرق لرستان به صورت تدریجی رخساره سازند کژدمی به ریف‌های کربناته تبدیل می‌شود، سازند گرو در نواحی جنوبی غرب لرستان و نواحی مرکزی جانشین سازند کژدمی می‌شود [۲۴]. سازند کژدمی به دلیل غنی بودن از مواد آلی، به عنوان سنگ منشاء نفت مخازن واقع در ناحیه فروافتادگی دزفول به شمار می‌آید [۱].

ب) سازند سروک

نام سازند آهکی سروک از تنگ سروک در کوه بنگستان در شمال غرب شهرستان بهبهان در استان خوزستان گرفته شده است [۳۲]. نام قدیم این سازند، سنگ آهک‌های هیپوریت دار، سنگ آهک لشتکان و سنگ آهک‌های رودیست دار است [۲]. سازند سروک سازند سروک پس از سازند آسماری به عنوان دومین مخزن نفتی اصلی در ناحیه زاگرس معرفی می‌گردد [۱۲]. سن این سازند به دوره زمین شناسی آلبین - تورونین (کرتاسه میانه) بر می‌گردد. اولین نمونه سازند سروک در تنگ سروک در بخش مرکزی دامنه جنوبی کوه بنگستان واقع در استان کهگیلویه و بویراحمد شهرستان بهمئی گرفته شد [۱۴]. مرز زیرین این سازند با شیل کژدمی به صورت تدریجی است و مرز بالایی آن با شیل‌های فارس ساحلی به صورت فرسایشی و همراه با ترکیبات حاوی آهن است [۲۳]. از مهم‌ترین میدان‌های نفتی این سازند به میدان‌های بی‌بی حکیمه، اهواز، کلیورکریم، سیاه مکان و سروستان می‌توان اشاره کرد، و همین‌طور از مهم‌ترین میدان‌های گازی این مخزن، می‌توان میدان‌های دال پری، بی‌بی حکیمه و کومند نام برد. سازند سروک دارای تخلخل‌های زیادی از نوع شکستگی است [۱۴]. ایجاد یک ناپوستگی موازی به سن زمین شناسی پس از سنومانین در بین سازند سروک، باعث شده این سازند به ۲ بخش سروک بالایی (تورونین) و سروک پایینی (سنومانین) تقسیم گردد [۲۳]. سازند سروک از ۲ رخساره متفاوت تشکیل شده است که در ناحیه لرستان رخساره عمیق سازند سروک و در ناحیه فارس ساحلی و کوه بنگستان رخساره‌های کم عمق این سازند را نیز می‌توان مشاهده کرد [۲].

ج) سازند ایلام

سازند ایلام اولین بار در تنگ گراب واقع در شمال غربی تاقدیس کبیر کوه در فاصله ۴۵ کیلومتری جنوب شرقی شهر ایلام در منطقه استان لرستان مورد بررسی قرار گرفت [۱]. نام سازند ایلام از شهرستان ایلام واقع در غرب کشور ایران گرفته شده است. در زمان‌های گذشته سازند آهکی ایلام به صورت بخشی از آهک بنگستان، بخشی از آهک لشتکان، بخشی از آهک هیپوریت دار، بخشی از آهک رودیست دار و بخشی از آهک کرتاسه میانه معرفی می‌گردید [۳۲]. سن سازند ایلام متعلق به دوره زمین شناسی مانونین تا کامپانین است. ضخامت این سازند حدود ۱۹۰ متر است. سنگ شناسی سازند ایلام شامل آهک‌های باریک لایه رس دار دانه ریز خاکستری رنگ است که این آهک‌ها حاوی شیل‌های به رنگ سیاه و دارای چینه بندی منظم هستند. این سازند دارای مخازن گازی در میدان هلوش و مخازن کوچک و فرعی نفتی در میدان‌های اهواز، آب تیمور، منصور، دارخوین و امام حسن است [۱۷]. حد بالایی سازند ایلام سازند گورپی است که نسبتاً همساز هستند و حد پایینی این سازند، سازند سورگاه است، آهک‌های پایه ایلام در حد پایینی از جنس سیلتی و ماسه‌ای است و حاوی استوانه‌ها و نودولهایی از هماتیت است که این ویژگی نشان دهنده یک ناهمسازی فرسایشی در این بخش است (شکل ۲-۲) [۳۲].



شکل ۲-۲: ستون چینه شناسی زاگرس [۱۰]

۳- روش کار

از نمونه نفت‌های چاه ۵۸ مخزن آسماری و چاه ۱۲ مخزن بنگستان میدان کوپال با به کار بردن تکنیک آسفالتین‌گیری، تکنیک کروماتوگرافی گازی، تکنیک کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی، تکنیک اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن به منظور بررسی

ایزوتوپ کربن، مقایسه ژئوشیمی و شناخت منشأ نفت مخازن آسماری و گروه بنگستان میدان کوپال استفاده گردید. آزمایش آسفالتین‌گیری، کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی بر روی ۲ نمونه نفت آسماری و بنگستان میدان کوپال در پژوهشگاه صنعت نفت تهران انجام گرفت و آزمایش اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن بر روی ۸ نمونه اشباع، آروماتیک، رزین، آسفالتین نمونه نفت آسماری و بنگستان میدان کوپال در آزمایشگاه تحقیقاتی ایزوتوپ‌های پایدار اراک صورت گرفت.

۳-۱- روش آسفالتین‌گیری (جداکردن آسفالتین)

اغلب پس از تلخیص بیتومن، باید اجزاء آسفالتین موجود در درون مواد بیتومن را از سایر ترکیبات شیمیایی همچون آروماتیک، رزین و اشباع جدا کرد که غالباً چنین تکنیکی، تکنیک آسفالتین‌گیری نامیده می‌شود. روش کار این روش به این شکل است که ابتدا بیتومن حل شده در حلال هپتان را بر روی یک هیتر به مدت ۱۵ دقیقه با درجه حرارت ۴۵ درجه سانتی‌گراد نگاه داشته می‌شود و سپس محلول از روی فیلتر مخصوص عبور داده می‌شود. با توجه به آن که ترکیبات آسفالتین توسط حلال هپتان حل نمی‌شود و فقط ترکیبات آروماتیک، رزین و اشباع را می‌تواند در خود حل کند، به همین دلیل ترکیب آسفالتین روی فیلتر باقی می‌ماند و سپس بقیه ترکیبات که مالتن نام دارند از فیلتر مخصوص عبور می‌کند. در ادامه برای خشک شدن فیلتر، آن را در محیط آزاد می‌گذارند و سپس وزن آسفالتین در مرحله بعد می‌توان مشخص کرد، در آخر ترکیبات مالتن و هپتان به وسیله دستگاه Rotary تبخیر می‌شود و انتهای کار تنها ترکیبات مالتن باقی خواهد ماند [۶].

۳-۲- کروماتوگرافی گازی

کروماتوگرافی یکی از روش‌های فیزیکی برای خالص‌سازی و جداسازی مواد، اندازه‌گیری اجزاء فرار در یک مخلوط است. کروماتوگرافی براساس بخش انتخابی اجزاء متفاوت شامل دو فاز است فاز اول، فاز ساکن است که دارای سطح گسترده، فاز دوم که فاز متحرک است، اساس کار این روش تقسیم یا جذب سطحی بین دو فاز متحرک و ساکن است، عامل جداکننده یا تفکیک‌کننده در اصل به مجموعه نیروی باز دارنده و محرکه گفته می‌شود [۷]. برای انجام این آزمایش ابتدا با استفاده از یک سرنگ، محلولی از نمونه را به داخل محفظه داغ انژکتور تزریق می‌شود، سپس اجزاء نمونه بر اثر ارتباط یا تماس با دمای بالای انژکتور خیلی زود تبخیر شده و در ادامه اجزاء نمونه تبخیر شده همراه با گاز حامل به سمت ستونی که درون آنی که قابلیت تنظیم دما را دارد هدایت می‌شود سپس هر یک از جزء نمونه، به صورت جداگانه با فاز ساکن درون ستون کروماتوگرافی بر هم‌کنش ایجاد کرده در این هنگام به دلیل تفاوت در مقدار بر هم‌کنش هر جزء نمونه با ستون، در طول ستون تفاوت سرعت حرکت برای اجزاء به وجود می‌آید، و پس از آن هر یک از جزءها از ستون خارج شده و به سمت آشکارساز رسیده، سپس هر کدام یک سیگنال الکتریکی تولید می‌کنند، که شدت سیگنال الکتریکی آن با میزان کمی آن جزء متناسب است، سیگنال الکتریکی تولید شده از هر جزء با ستون با رسیدن به بخش آشکارساز، به دستگاه ترسیم کروماتوگرام و محاسبه نتایج فرستاده می‌شود [۱۳].

۳-۳- طیف سنج جرمی

طیف سنج جرمی یکی از روش‌های طیف سنجی است [۴۵]. امروزه برای انتخاب ماهیت و ساختارهای شیمیایی اجزاء مخلوط جداسازی شده نیاز به استفاده از روش‌های آشکارسازی اسپکتروسکوپی است. که امروزه موثرترین روش پرکاربرد، روش آشکارسازی طیف سنج جرمی است، که این امکان را به ما می‌دهد، تا بتوانیم یک طیف جرمی برای مولکول که مانند اثر انگشت است فراهم سازیم [۱۳]. طیف سنج جرمی در اصل یک روش تجزیه‌یابی است که از این روش می‌توان اطلاعات کیفی درباره ساختار مولکولی، ترکیبات آلی، و معدنی و وزن مولکولی را بدست آورد. از این روش نیز می‌توان مایعات جامدات ... را به صورت کمی تجزیه کرد [۴۲]. روش کار این روش این‌گونه است که، ابتدا مولکول‌ها به درون محفظه

یونیزاسیون طیف سنج که در حلاء بسیار بالا قرار دارد وارد می‌شوند و سپس توسط الکترون‌ها بمباران الکترونی می‌شوند، انرژی که توسط بمباران الکترونی به مولکول‌ها منتقل شده، باعث یونیزه شدن آن‌ها می‌گردد و باعث تولید قطعات یونی مختلف می‌شود، یون‌های تولید شده ممکن است دارای بار مثبت یا منفی، تک بار، بار چندتایی باشند، در ادامه با استفاده از میدان الکتریکی یون‌های تشکیل شده شتاب گرفته و شروع به حرکت در جهت مسیر تجزیه‌گر جرمی می‌کنند و در آخر براساس و پایه نسبت جرم به بار (m/z)، جداسازی شده و به سمت شناساگر حرکت خودشان را ادامه می‌دهند.

۳-۴- کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی (GC - MS)

از دهه های گذشته تا به امروز GC-MS یکی از دستگاه‌های پرکاربرد در زمینه جداسازی و شناسایی ترکیبات به شمار می‌آید. روش های کروماتوگرافی - طیف سنجی جرمی برای تعیین صحت و ساختار شیمیایی اجزاء جداسازی شده مشخص کننده طیف سنج جرمی مورد استفاده قرار می گیرد [۱۵]. از این دستگاه می‌توان اطلاعات کیفی و کمی درباره ساختار ترکیبات و وزن مولکولی را بدست آورد [۴۸]. مهم ترین عامل استفاده از روش GC-MS مطالعه و بررسی بیومارکرها است. در روش آنالیز کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی، از دستگاه گاز کروماتوگراف برای جداسازی هیدروکربن‌های آروماتیک و اشباع قبل از ورود به دستگاه طیف سنج جرمی به کار برده می‌شود [۶]. در روش کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی، ابتدا اجزاء مخلوط توسط کروماتوگراف گازی جداسازی می‌شوند و سپس به وسیله طیف سنج جرمی شناسایی می‌شوند. در این روش هنگامی که اجزاء یک مخلوط توسط کروماتوگرافی جدا شده، سپس وارد محفظه یونیزاسیون طیف سنج جرمی شده و یونیزه می‌شوند و در آخر با به کارگیری از تجزیه‌گر جرمی براساس نسبت (m/z) جداسازی می‌شوند [۱۳] یا به عبارت دیگر به وسیله تجزیه و تحلیل کننده جرمی براساس جرم به بار جدا می‌شوند [۱۵].

۳-۵- روش طیف سنج جرمی - نسبت ایزوتوپی

روش طیف سنج جرمی - نسب ایزوتوپی یکی از پیشرفته‌ترین روش‌های ژئوشیمیایی برای اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن ۱۳ و تطابق نفت - نفت یا سنگ منشاء می‌باشد که توسط دستگاه اسپکترومتر جرمی اندازه‌گیری می‌شود [۹]. برای اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن ۱۳ از دستگاه‌های جدید به نام دستگاه آنالیز عنصری - طیف سنجی استفاده می‌گردد. روش کار این دستگاه به این گونه است که به طور مثال ماده هیدروکربنی ابتدا در دستگاه آنالیز عنصری قرار می‌دهند، تحت تاثیر حرارت بالا عناصر که عمدتاً کربن، اکسیژن، هیدروژن می‌باشند، به صورت گاز بالا آمده، به وسیله دستگاه گاز دی اکسید کربن تولید شده وارد دستگاه کروماتوگراف می‌گردد و پس از آن گاز دی اکسید کربن توسط فشار حاصل گاز هلیوم به طور اتوماتیک تزریق می‌گردد، به طور هم‌زمان با تزریق کردن گاز به دستگاه، عناصر کربن، هیدروژن، اکسیژن که ۳ نمونه استاندارد هستند هم تزریق می‌شوند و در مرحله بعدی دستگاه مربوطه ۳ پیک که مربوط به مقادیر کربن، هیدروژن، اکسیژن استاندارد است رسم می‌نماید و در آخر دستگاه به طور اتوماتیک مساحت پیک‌ها را از فرمول روبه‌رو محاسبه می‌کند [۴۹-۵۵].

$$\delta C13 = [(C13/C12)_{\text{sample}} - (C13/C12)_{\text{standard}}] / (C13/C12)_{\text{standard}} * 1000$$

در صورت نیاز، پس از محاسبه ایزوتوپ کربن برای شناسایی موارد همچون بلوغ حرارتی، سن زمین شناسی، میزان شوری، محیط رسوبی ... مقادیرهای بدست آمده از آزمایش را بر روی نمودارهای بخصوص قرار می‌دهیم [۶].

۴- بحث و نتایج

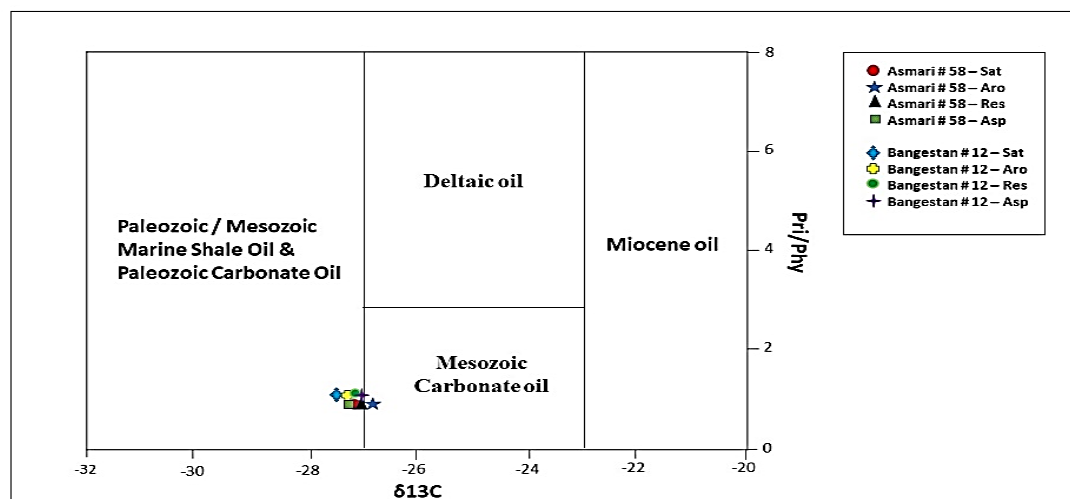
۴-۱- بررسی نتایج تکنیک ایزوتوپ کربن

نمونه نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه، با استفاده از تکنیک اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن آنالیز شده و نتایج آن در (جدول ۴-۱) شرح داده شد.

جدول ۴-۱: نتایج تکنیک ایزوتوپ کربن برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه

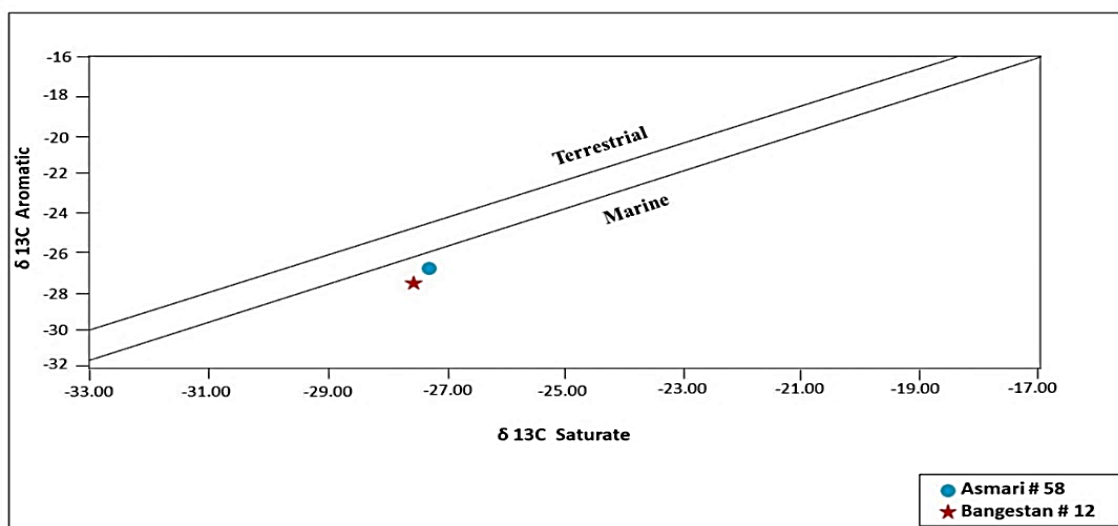
		Saturate	Aromatic	Resin	Asphaltene
Asmari	$\delta^{13}C(\%)$ VS VPDB	-27.22	-26.91	-27.09	-27.33
	STDEV	0.08	0.03	0.02	0.10
Bangestan	$\delta^{13}C(\%)$ VS VPDB	-27.60	-27.31	-27.25	-27.13
	STDEV	0.06	0.06	0.04	0.08

در این پژوهش آنالیز ایزوتوپ کربن ۱۳، بر روی نمونه‌های نفت در قالب برش های SARA برای نفت‌های آسماری و بنگستان صورت گرفت. رسم پارامتر Pri/Phy از ایزوپرینوئیدهای ۱۹ و ۲۰ کربنی در مقابل مقادیر کربن ۱۳ (جزء در هزار 000.8) بر روی نمونه‌های مورد مطالعه (شکل ۴-۱) نشان داد که نفت موجود در این مخازن در محیط دریایی تشکیل و متشکل از شیل و شیل‌های آهکی می‌باشد (جدول ۴-۱).



شکل ۴-۱: نمودار نسبت Pri/Phy در مقابل $\delta^{13}C$ برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۲۸]

به منظور تعیین محیط رسوبی و ویژگی‌های سنگ مولد احتمالی، از نمودار ایزوتوپی برش آروماتیک در مقادیر برش اشباع استفاده گردید، نتایج حاصل بیانگر تولید از یک سنگ مولدی که در محیط دریایی رسوب کرده است، برای نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان می‌باشد (شکل ۴-۲).



شکل ۴-۲: نمودار نسبت $\delta^{13}\text{C Aromatic}$ در مقابل $\delta^{13}\text{C Saturate}$ برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۱۲]

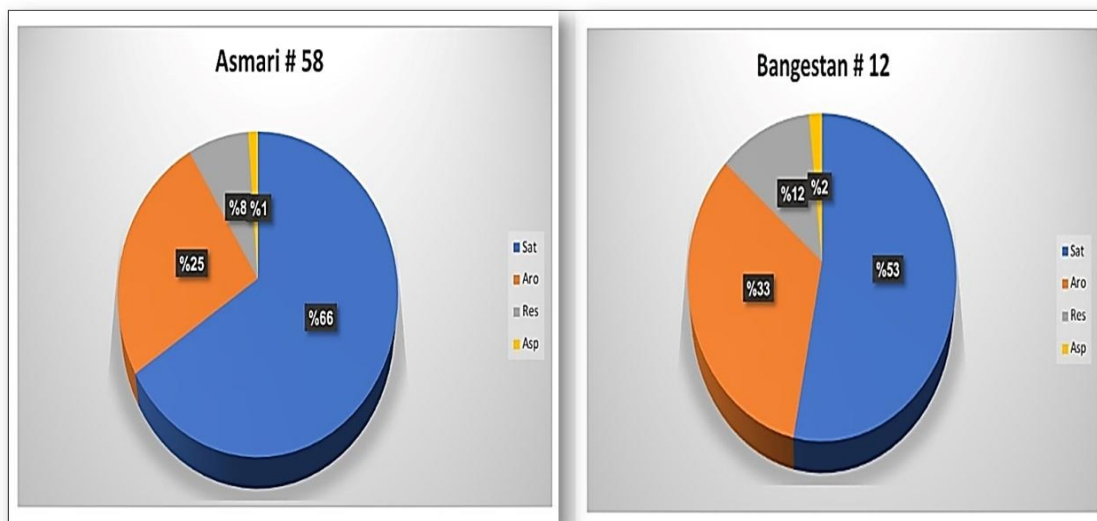
۴-۲- بررسی نتایج آنالیز SARA

نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال با استفاده از آنالیز SARA بررسی شده و نتایج آن در (جدول ۲-۴) شرح داده شد.

جدول ۴-۲: جدول نتایج آنالیز تست SARA برای نمونه نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال

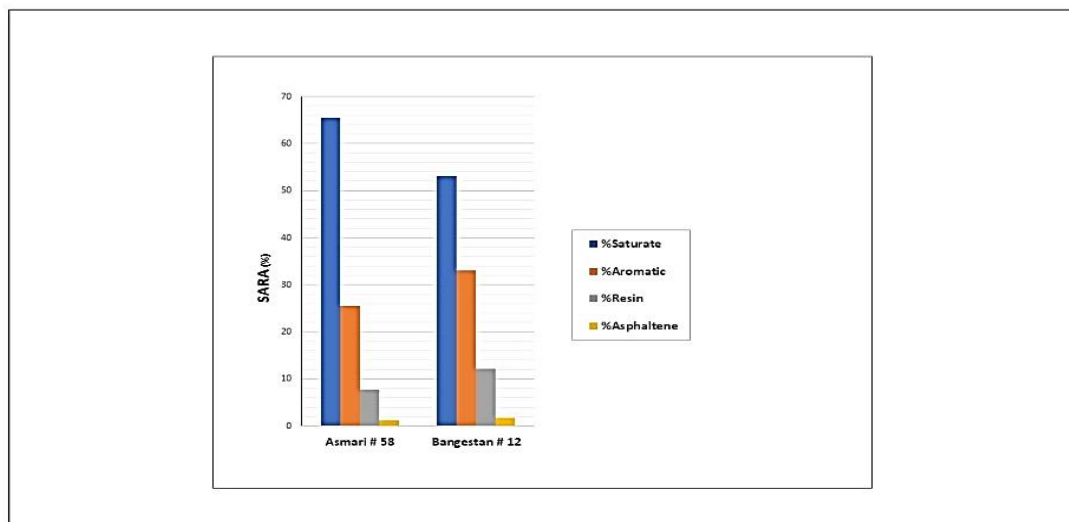
NO	Reservoir Sample	Saturate Content (%)	Aromatic Content (%)	Resin Content (%)	Asphaltene Content (%)
1	Asmari # 58	65.6	25.5	7.7	1.2
2	Bangestan # 12	53.1	33.0	12.2	1.7

برش‌های تشکیل‌دهنده نفت خام که شامل برش‌های اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتین است که به صورت درصد گزارش می‌شود. در هر دو مخزن آسماری و بنگستان از میادین مورد مطالعه، اشباع بیش‌ترین سهم و اجزاء آسفالتین کم‌ترین را به خود اختصاص داده‌اند (شکل ۴-۳). بالا بودن مقدار درصد ترکیبات اشباع می‌تواند بیانگر: (۱) کیفیت خوب و بالای نفت خام (۲) بالا بودن بلوغ حرارتی کروژن و مواد آلی موجود در سنگ مولد این نفت‌ها می‌باشد. از طرف دیگر زایش نفت‌های سبک‌تر در مراحل بلوغ بالا کروژن باعث می‌شود تا سیالات سبک تولید شده، فرآیند مهاجرت به تله‌های نفتی به راحتی رخ دهد. در نتیجه در ادامه فرآیند‌های مهاجرتی افق‌ها و یا سکانس‌های مخزنی بالاتر می‌توانند محتوی نفت خام سبک‌تر باشند. با توجه به اینکه برش اشباع نمونه‌های نفت در شرایط مختلف به راحتی تحت فرایندهای دگرسانی قرار می‌گیرند، بنابراین مقدار درصد بالای برش اشباع در نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که هر دو نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان از پدیده‌های تخریب زیستی تا حدود بسیاری مصون بوده است.



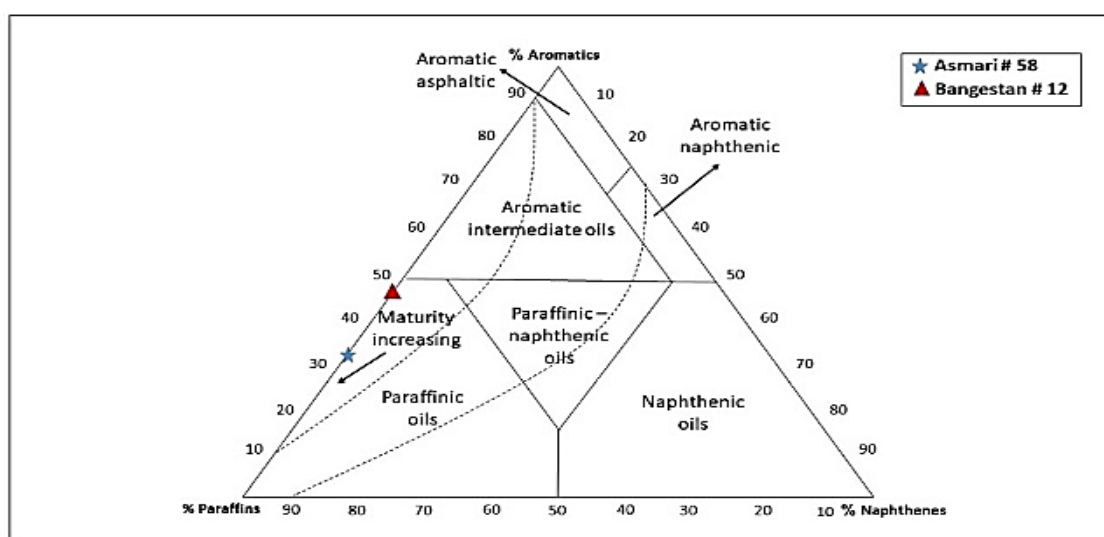
شکل ۴-۳: درصد اجزاء تشکیل دهنده نمونه نفت مخازن بنگستان و آسماری میدان مورد مطالعه [۱۸]

مقایسه نتایج حاصل از درصد‌های مختلف هیدروکربنی و غیر هیدروکربنی حاصل از نفت‌های خام مورد مطالعه که روند تغییرات مقادیر درصدی برش‌های SARA، برای نفت‌های آسماری در چاه ۵۸ و سازند بنگستان در چاه ۱۲ میدان کوپال نسبتاً به صورت یکنواخت و سازگار با یکدیگر می باشد. دیاگرام پراکندگی درصد برش‌های هیدروکربنی که در (شکل ۴-۴) ترسیم شده، مشخص می کند که نمونه نفت دو مخزن آسماری و بنگستان از یک الگو نسبتاً یکسانی تبعیت می کند. برش‌های هیدروکربنی مربوط به ۳ برش آروماتیک، رزین و آسفالتین نشان می دهد که درصد این برش‌ها در نفت بنگستان چاه ۵۸ کوپال نسبت به نفت آسماری چاه ۱۲ میدان کوپال بیشتر است و همین طور درصد برش اشباع نشان داد که برش اشباع نفت آسماری چاه ۵۸ کوپال نسبت به نفت بنگستان چاه ۱۲ دارای درصد بیش تری است.



شکل ۴-۴: مقایسه درصد اجزاء SARA در نمونه‌های مخازن مورد مطالعه [۱۸]

ترسیم دیاگرام مثلثی تیسوت^۱ و ولته^۲ (۱۹۸۴) برای مقادیر یا درصد برش‌ها هیدروکربن‌های آروماتیک و پارافینیک و نفتینیک برای نمونه نفت‌های مورد بررسی (جدول ۴-۲)، نشان دهنده ویژگی شیمیایی یکسان پارافینی، برای نفت‌ها است (شکل ۴-۵) چگونگی توزیع نقاط مربوط به این نفت‌ها نشان می‌دهد که هر دو نفت تجمع یافته در مخازن آسماری و بنگستان، عمدتاً نفتی سبک، پارافینیک و با کیفیت خوب می‌باشند. چگونگی توزیع نمونه‌های مورد بررسی براساس درصد SARA نمونه در دیاگرام مثلثی نشان می‌دهد که نفت‌های هر دو میدان احتمالاً از یک سنگ مولد تولید شده‌اند. هر دو نفت با توجه به درصد SARA پارافینیک می‌باشند که قاعدتاً دارای API نسبتاً بالا و از نظر اقتصادی نیز نفت‌هایی با کیفیت به شمار می‌آیند. فقط تفاوت آن‌ها در میزان بلوغ، سیالیت و رخداد مهاجرت‌های پی‌درپی از سنگ مولد دیده می‌شود. به عبارت دیگر زایش‌های اولیه که عمدتاً نفت‌های متوسط هستند، در اولین افق مخزنی (سروک) دیده می‌شوند و در زایش‌های بعد نفت‌های تولید شده اندکی سبک و با API بیشتر توانسته است تا به مخزن آسماری هم جابه‌جا شود و به همین خاطر بلوغ نفت آسماری اندکی بیشتر است.

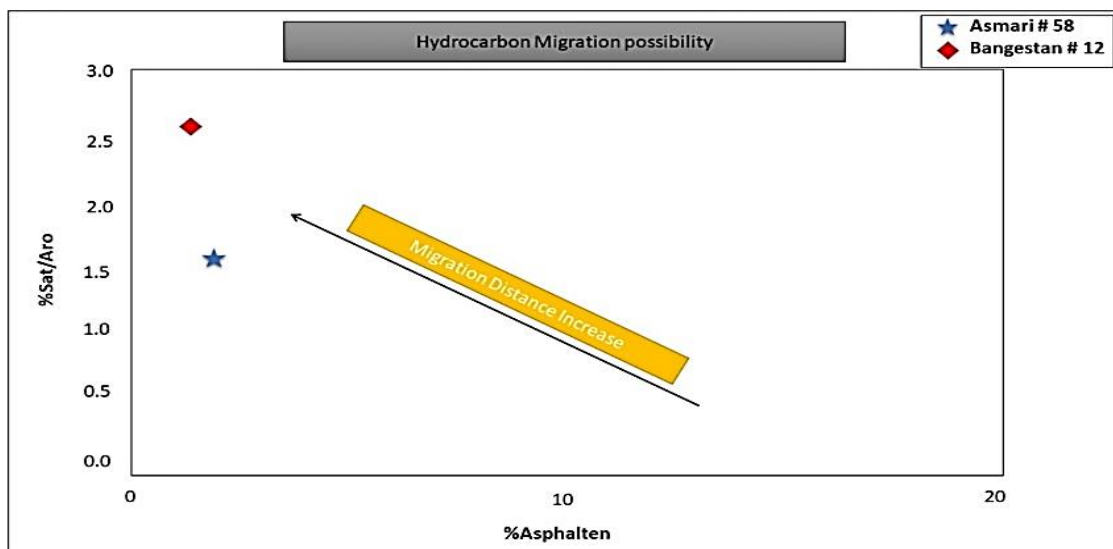


شکل ۴-۵: دیاگرام مثلثی درصد برش‌های تشکیل دهنده هیدروکربن‌های مخازن آسماری و بنگستان در میدان مورد مطالعه [۴۴]

جهت تجزیه و تحلیل میزان مهاجرت نمونه نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان از نسبت Sat/Aro. در مقابل Asphaltene. استفاده گردید. همان طوری که بر روی نمودار (شکل ۴-۶) دیده می‌شود مهاجرت نفت از سنگ مولد تا مخزن آسماری مسافت بیشتری را طی نموده و در مورد مخزن بنگستان فاصله طولانی دیده نمی‌شود. بالا بودن نسبت Sat/Aro نمونه نفت بنگستان نشان می‌دهد که نفت تولید شده از سنگ مولد در زمان‌های مختلف باعث شده برش اشباع با اجزاء سبک تری به این مخزن وارد شده در حالی که این نسبت در مورد نفت آسماری حاکی از زایش‌های قبلی (مقدار برش اشباع بیشتر نسبت به برش آروماتیک) از سنگ مولد می‌باشد.

¹ Tissot

² Volte



شکل ۴-۶: نمودار نسبت %Sat/Aro در مقابل %Asphalten برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۲۱]

۴-۳- بررسی نتایج آنالیز کروماتوگرافی، کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی

نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه تحت آنالیزهای کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی قرار داده و نتایج آن را در جداول (۴-۳ و ۴-۴) شرح داده شد.

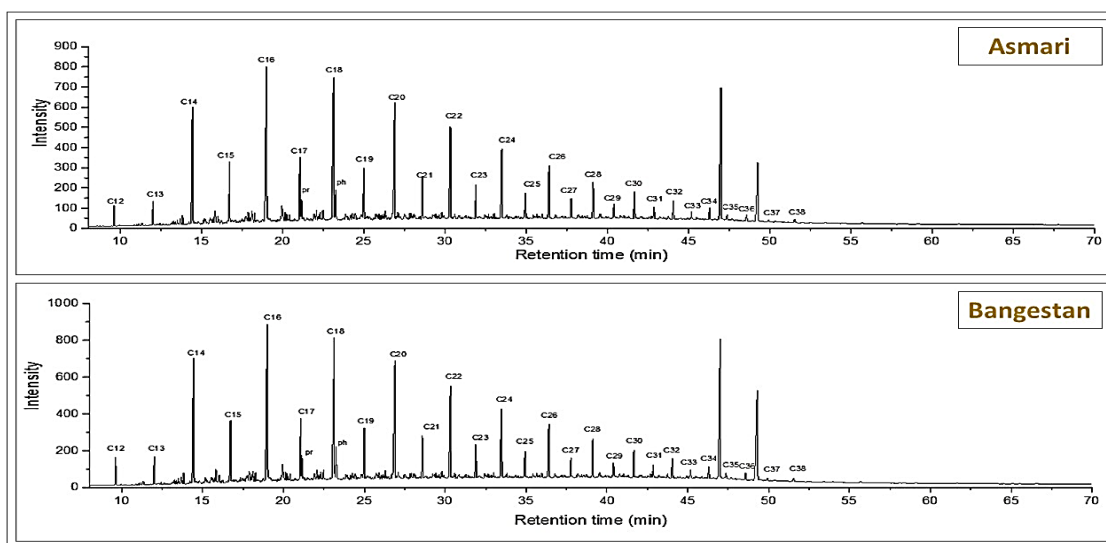
جدول ۴-۳: نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی بر روی برش اشباع نمونه‌های نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه

	Asmari # 58	Bangestan # 12
Phy/pri	0.79	0.80
Pri/n-17	0.47	0.53
Phy/n-18	0.48	0.48
C17/C18	0.32	0.29
C19/C20	0.34	0.31
C21/C22	0.40	0.37
C23/C24	0.44	0.42
C25/C26	0.48	0.47
C27/C28	0.50	0.49
C29/C30	0.56	0.55
C31/C32	0.58	0.63
C33/C34	2.25	2.50
C35/C36	1.92	1.90

جدول ۴-۴: نتایج حاصل از آنالیز برش اشباع جهت تعیین پارامترها و نسبت‌های مختلف بیومارکری با استفاده از تکنیک کروماتوگرافی - طیف سنجی جرمی

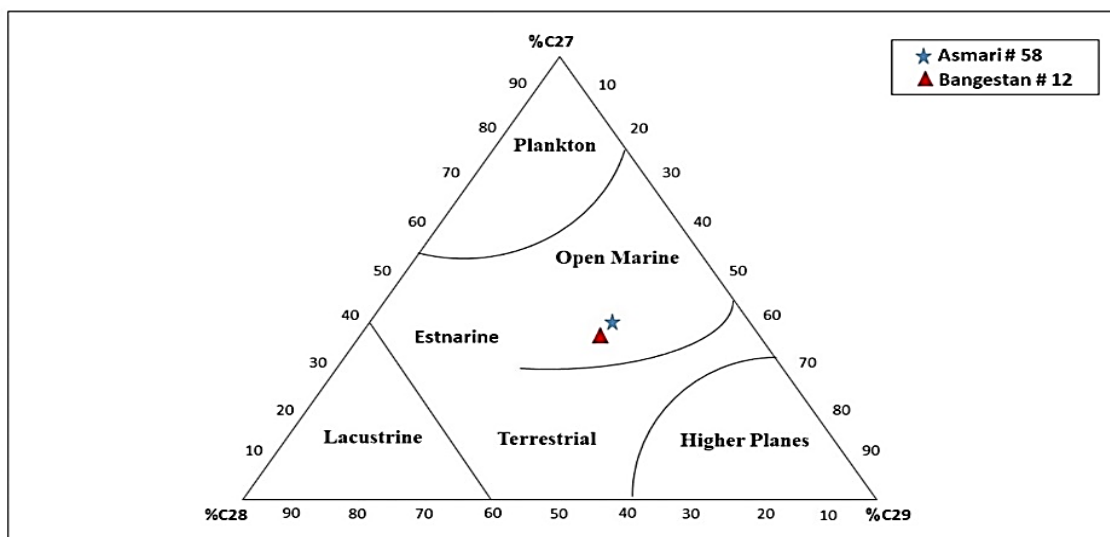
	Asmari # 58	Bangestan # 12
% C27	38.54	35.32
% C28	21.25	24.06
% C29	40.19	40.60
C29/C27 Sterane (20)	0.98	0.99
C29 20S/(20S+20R)	0.46	0.45
C29 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	0.57	0.56
C34HS/C35HS	0.69	0.74
C29H/C30H	1.28	1.21
Ts/(Ts+Tm)	0.39	0.32
C29 S/(S+R)	0.46	0.45

الگو کروماتوگرام‌های نمونه نفت مخازن آسماری و گروه بنگستان میدان کوپال در (شکل ۴-۷) شرح داده شد.



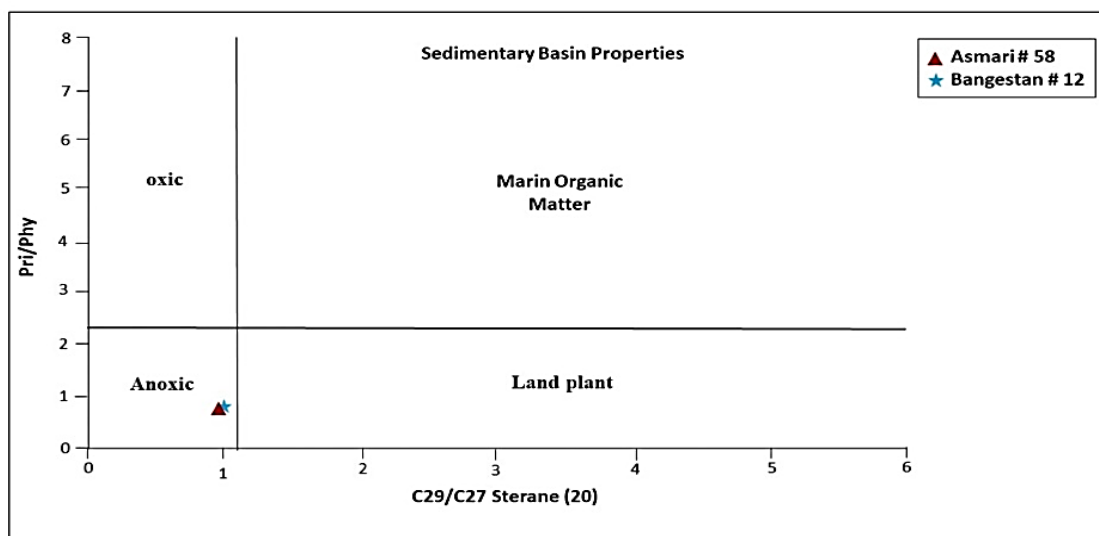
شکل ۴-۷: الگو کروماتوگرام‌های نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه

دی‌اگرام مثلثی با استفاده از درصد استران‌ها C27، C28، C29 بر روی نمونه‌های برش اشباع نفت‌های آسماری و بنگستان نشان داد که این نفت‌ها احتمالاً از سنگ منشاء واحدی زایش یافته‌اند. سنگ مولد این نفت‌ها در محیط دریایی نسبتاً عمیق رسوب گذاری و مواد آلی موجود در آن عمدتاً دریایی و با کروژنی از نوع II-S می‌باشد (شکل ۴-۸).



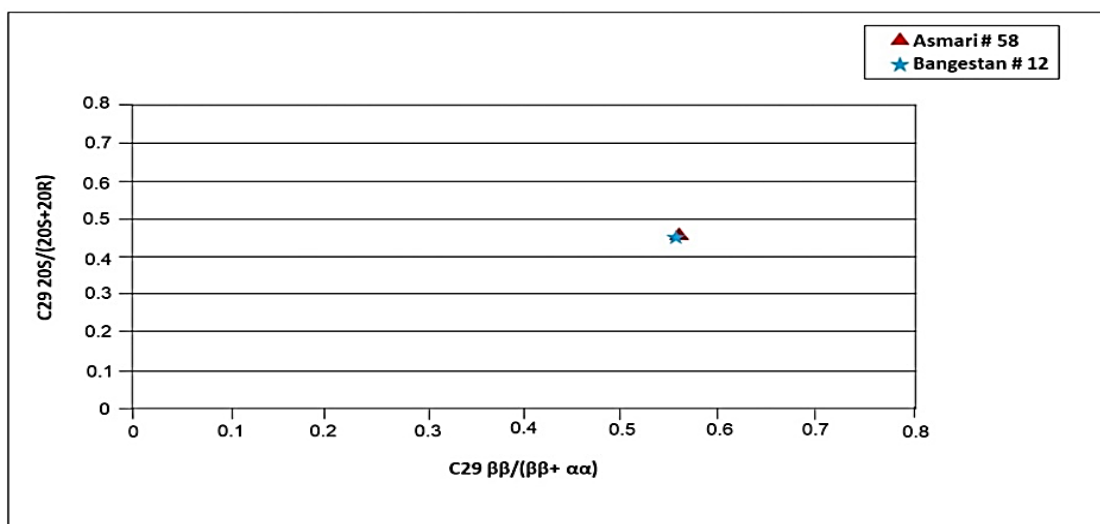
شکل ۴-۸: دیاگرام مثلثی مقادیر بیومارکرهاي استرانی C29.C28.C27 [۳۲]

به منظور بررسی و ارزیابی شرایط محیط رسوبی نسبت Pri/Phy در مقابل C29/C27 برای نمونه نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان رسم گردید (شکل ۴-۹) نتایج حاصل نشان می‌دهد که هر دو نمونه نفت میدان مورد مطالعه متعلق به سنگ مولدی است که در محیطی کاملاً احيایی رسوب کرده است.



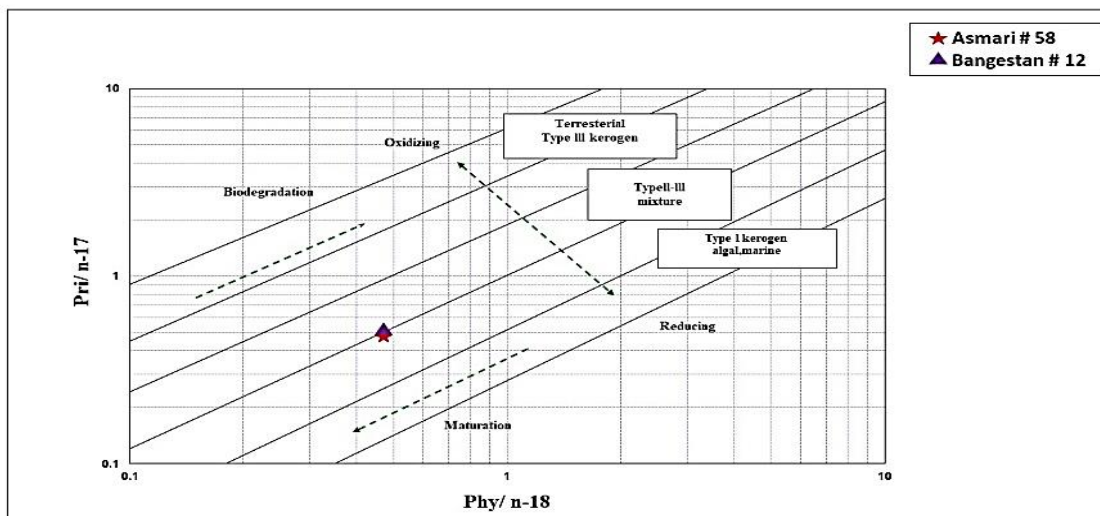
شکل ۴-۹: نمودار نسبت Pri/Phy در مقابل C29/C27 Sterane (20) برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۱۰]

جهت ارزیابی میزان بلوغ نفت‌های مورد مطالعه از رسم پارامترهای ایزومرهای مختلف بیومارکرهاي استرانها C29 S/(S+R) در مقابل C29 $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ استفاده گردید (شکل ۴-۱۰). این نمودار نشان می‌دهد که نفت‌های موجود در مخازن آسماری و بنگستان در میدان کوپال از سنگ مادری زایش یافته که در مرحله پنجره نفتی (کاتائز) قرار دارد. به عبارت دیگر نفت‌های زایش یافته از سنگ مولد نه تنها در گروه بنگستان بلکه در مخزن آسماری هم تجمع یافته است.



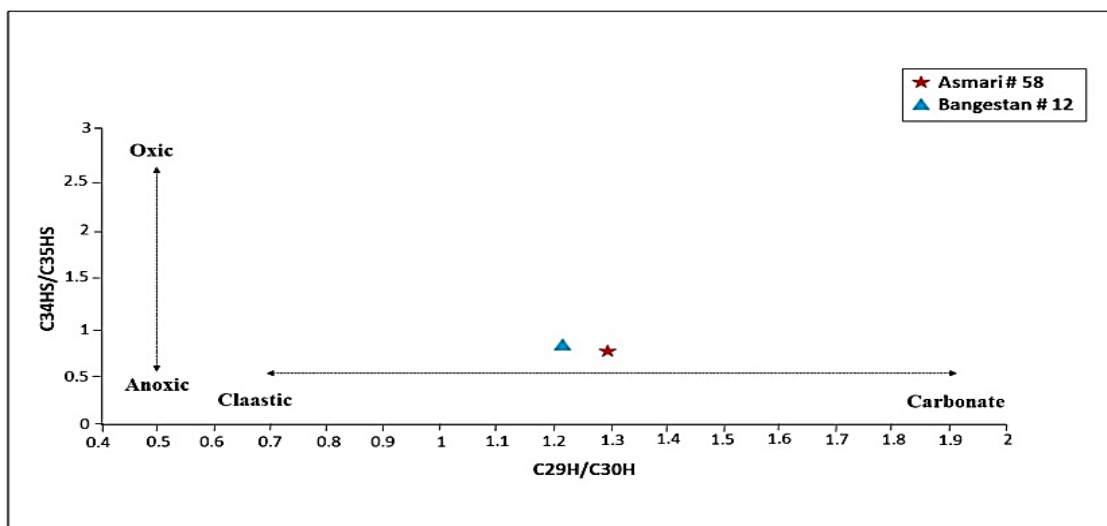
شکل ۴-۱۰: نمودار نسبت $C_{29} 20S/(20S+20R)$ در مقابل $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ برای نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۱۰]

به منظور تجزیه و تحلیل نمونه نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال، نمودار نسبت $Pri/n-17$ در مقابل $phy/n-c18$ رسم گردید، نتایج نشان می‌دهد که هر دو نمونه نفت مخازن مورد مطالعه از نظر محیط رسوب گذاری در محدوده احیایی قرار گرفته‌اند علاوه بر این نتایج دیگر نمودار نشان می‌دهد که سنگ منشأ نمونه نفت میدان مورد مطالعه از نوع کروژن‌های II-S و تا حدودی III است همین طور نتایج بیانگر تشابه ژنتیکی هر دو نفت آسماری و بنگستان است و در نتیجه از یک سنگ مادر منشأ گرفته است (شکل ۴-۱۱).



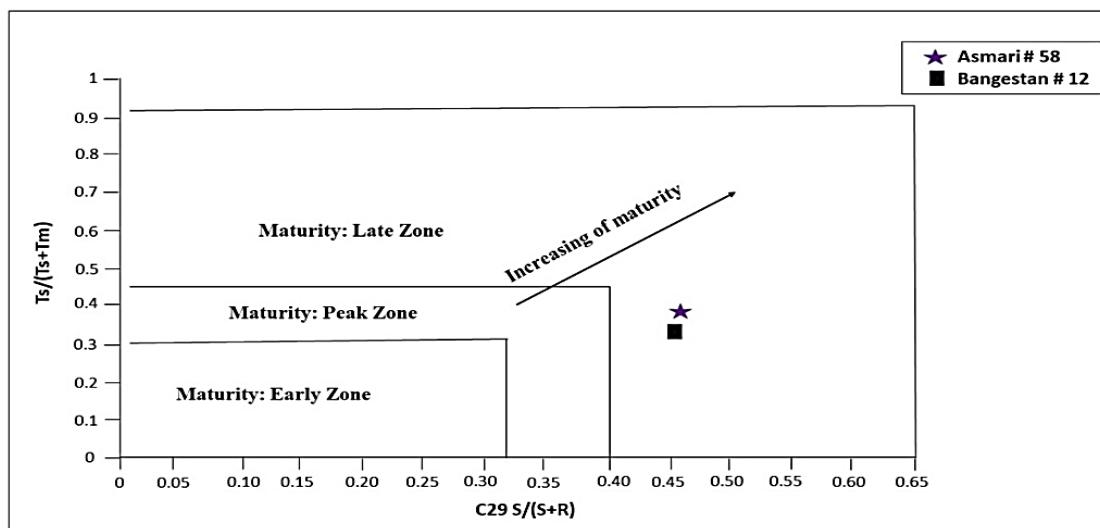
شکل ۴-۱۱: نمودار تغییرات مقادیر $pri/n-17$ در مقابل $phy/n-18$ نمونه نفت‌های میدان مورد مطالعه [۲۹]

جهت تعیین محیط رسوبی و همچنین پی بردن به لیتولوژی سنگ مولد نفت‌های مورد مطالعه از پارامتر $C_{34}HS/C_{35}HS$ از هوپان‌ها در مقابل $C_{29}H/C_{30}H$ از همین خانواده استفاده گردید. نمودار فوق الذکر (شکل ۴-۱۲) بیانگر این است که نفت‌های مورد مطالعه در میدان کوپال زایش از سنگی مولدی را نشان می‌دهد که مواد آلی و کروژن آن دریایی بوده و این سنگ مادر در محیط کاملاً احیایی رسوب کرده است.



شکل ۴-۱۲: نمودار نسبت $C34HS/C35HS$ در مقابل $C29H/C30H$ برای نمونه نفت‌های مورد مطالعه [۴۳]

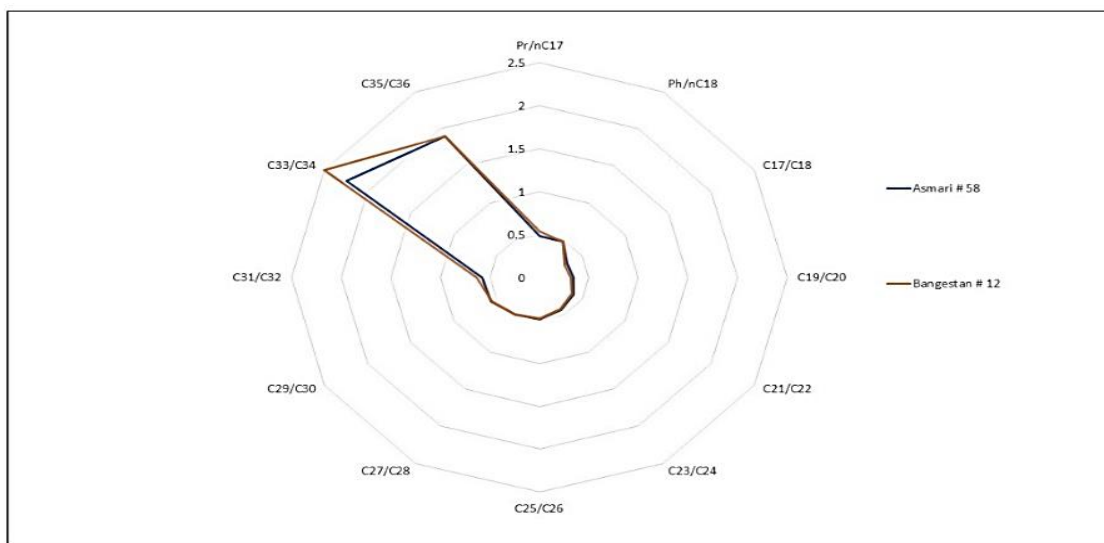
جهت ارزیابی میزان بلوغ نفت‌های تجمع یافته در مخزن آسماری و گروه بنگستان از پارامترهای بیومتری هویانها $(Ts/Ts+Tm)$ در مقابل نسبت استران‌ها منظم از خانواده ۲۹ کربنی استفاده شد (شکل ۴-۱۳). نتایج نشان می‌دهد که نفت‌های این مخازن (آسماری و بنگستان در میدان کوپال) از سنگ مادری زایش یافته که در داخل پنجره نفت‌زایی قرار دارد و مهاجرت هیدروکربن‌های تولیدی به مخازن بنگستان و آسماری نشان از جابه‌جایی عمودی به افق‌های بالایی سکانس‌های رسوبی رخ داده است، به گونه‌ای که آثار انگشت مواد آلی در هر دو مخزن یکسان و از سنگ مولد واحدی بوجود آمده‌اند.



شکل ۴-۱۳: نمودار نسبت $Ts/(TS+TM)$ در مقابل $C29 S/(S+R)$ برای نمونه نفت‌های مورد مطالعه [۱۹]

به دلیل تجزیه و تحلیل چگونگی توزیع ایزوپرنوئیدها و آلکان‌های نرمال نمونه نفت‌های مخازن آسماری و گروه بنگستان میدان کوپال براساس نسب‌های بدست آمده از آنالیز کروماتوگرام گازی، دیاگرام ستاره‌ای رسم گردید (شکل ۴-۱۴)، نتایج حاصل نشان داد که نمونه نفت مخزن آسماری میدان کوپال و نمونه نفت مخزن بنگستان میدان کوپال از لحاظ خصوصیات

با یکدیگر تشابه دارند و همپوشانی نسبتاً خوبی در نسبت‌های ایزوپرینوئیدها و مقادیر آلکان‌های نرمال برای نمونه نفت‌های میدان کوپال دیده می‌شود.



شکل ۴-۱۴: دیاگرام ستاره‌ای و چگونگی توزیع آلکان‌های فرد به زوج و نسبت‌های ایزوپرینوئیدی نمونه‌های نفت مخازن آسماری و بنگستان [۳۴]

۵- نتیجه‌گیری

نتایج حاصل از تجزیه و تحلیل تکنیک اندازه‌گیری ایزوتوپ کربن بر روی نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال نشان داد که سیر تحولی مواد آلی سنگ مولد به صورت طبیعی در میدان کوپال رخ داده است، هر دو نمونه نفت آسماری و گروه بنگستان میدان کوپال متعلق به محیط دریایی می‌باشد، زایش هیدروکربن‌ها از سنگ مولد، با کروژنی از نوع II-S و تا حدودی III است و زایش هیدروکربن‌ها بدون رخداد دگرسایبی خاصی بر روی فرایند زایش و مهاجرت نفت‌ها صورت گرفته است. در ادامه نتایج حاصل از تکنیک آسفالتین‌گیری نشان داد که اجزا اشباع بیش‌ترین سهم و اجزاء آسفالتین کم‌ترین سهم را به خود اختصاص داده‌اند، فرآیند مهاجرت به تله‌های نفتی به راحتی رخ داده است، هر دو نمونه نفت مخازن آسماری و بنگستان از پدیده‌های تخریب زیستی تا حدود بسیاری مصون بوده‌اند نمونه نفت دو مخزن آسماری و بنگستان از یک الگوی نسبتاً یکسانی تبعیت می‌کند هر دو نفت تجمع یافته در مخازن آسماری و بنگستان، عمدتاً نفتی سبک، با کیفیت خوب، بالغ، گرانبوی کم، و با سولفور بالا می‌باشند، مهاجرت نفت از سنگ مولد تا مخزن آسماری مسافت بیشتری را طی نموده و در مورد مخزن بنگستان فاصله طولانی دیده نمی‌شود. در آخر نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی نشان داد که نمونه نفت مخزن آسماری میدان کوپال و نمونه نفت مخزن بنگستان میدان کوپال از لحاظ خصوصیات با یکدیگر تشابه دارند و همپوشانی نسبتاً خوبی در نسبت‌های ایزوپرینوئیدها و مقادیر آلکان‌های نرمال دیده می‌شود و سنگ مولد این نفت‌ها در محیط دریایی نسبتاً عمیق رسوب گذاری و مواد آلی موجود در آن عمدتاً دریایی است و مواد آلی و کروژن سنگ مولد این نفت‌ها در داخل پنجره نفت زایی قرار دارد، هر دو نمونه نفت میدان مورد مطالعه متعلق به سنگ مولدی است که در محیطی کاملاً احیایی رسوب کرده است نفت‌های موجود در مخازن آسماری و بنگستان در میدان کوپال از سنگ مادری زایش یافته که در مرحله پنجره نفتی (کاتازنز) قرار دارد.

قلاوند و همکاران (۱۴۰۰)، پژوهش و مطالعاتی را در زمینه ارزیابی و بررسی ژئوشیمیایی و پیوستگی مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران واقع در ناحیه دزفول شمالی در موقعیت جنوب غربی ایران به انجام رساندند و دریافتند که سنگ منشاء نفت مورد مطالعه مربوط به محیط‌های احيایی دریایی کربناته است و از لحاظ بلوغ حرارتی، بلوغ حرارتی پایین تا متوسط است در حالی که در مطالعات انجام شده بر روی مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال منشاء نفت مربوط به محیط‌های کاملاً احيایی دریایی کربناته با بلوغ حرارتی بالا می‌باشد [۲۵]. اسدی مهماندوستی و همکارانش (۱۳۹۰)، به تجزیه و تحلیل ژئوشیمیایی سنگ‌های منشاء و نفت خام میدان نفتی مارون با استفاده از دستگاه پیرولیز راک اول و کروماتوگرافی گازی پرداختند و نتایج نشان داد که با مطالعات انجام شده بر روی مخازن آسماری و بنگستان میدان کوپال مشابه است با این تفاوت که ایشان در مطالعات انجام شده در میدان مارون دریافتند که زایش هیدروکربن از سنگ مولد با کروژنی از نوع II و III است ولی در مطالعات انجام شده زایش هیدروکربن از سنگ مولد با کروژنی از نوع II-S و تا حدودی III است [۴].

سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر بهمن سلیمانی (استاد دانشگاه شهید چمران اهواز) و دکتر افشین زهدی (دانشیار دانشگاه زنجان) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] آرین، م.، جعفری درگاهی، ه.، ۱۳۸۹، دیباچه‌ای بر زمین شناسی نفت ایران: انتشارات آثار نفیس، ۲۷۲ صفحه.
- [۲] آقانباتی، س.ع.، ۱۳۸۳، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی کشور، ۶۴۰ صفحه.
- [۳] ایرانی کورعباسلو، ب.، موسوی حرمی، س.، محبوبی، ا.، کد خدایی ایلخچی، ع.، ۱۳۹۱، فرایندهای دیاژنزی و تاثیر آن بر روی کیفیت مخزنی سازند آسماری میدان نفتی کوپال: اولین کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی.
- [۴] اسدی مهماندوستی، ا.، علیزاده، ب.، آدابی، م.ح.، ۱۳۹۰، ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشاء و نفت‌های خام میدان نفتی مارون با استفاده از دستگاه پیرولیز راکایول و کروماتوگرافی گازی: فصلنامه علمی علوم زمین، دوره بیست و یکم، شماره هشتاد و دوم، صفحه ۳۸-۳۱.
- [۵] اسدی مهماندوستی، ا.، لشگری، س.، معلمی، س.ع.، دانشیان، ج.، ۱۴۰۰، مدل سازی سازند آسماری به منظور تعیین میزان تولید کربنات و تامین رسوب و پارامترهای موثر بر آن در میداين نفتی انتخابی دشت آبادان: فصلنامه پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، دوره سی و هفتم، شماره دوم، صفحه ۹۶-۷۷.
- [۶] اشکان، ع. م.، ۱۳۸۳، اصول مطالعات ژئوشیمیایی سنگ‌های منشاء هیدروکربوری و نفت‌ها با نگرش ویژه به حوضه رسوبی زاگرس: شرکت ملی نفت ایران، صفحه ۴۰۳.
- [۷] اکبری نوشاد، آ.، ۱۳۹۳، مبانی کروماتوگرافی گازی: آزمایشگاه شرکت پالایش نفت تبریز، صفحه ۳۱.
- [۸] اورجانی، ش.، محبوبی، ا.، موسوی حرمی، س. ر.، ۱۳۹۰، ریز رخساره‌ها، محیط‌های رسوبی و چینه نگاری سکانس رسوبات الگیو - میوسن (سازند آسماری) در میدان نفتی کوپال، فروافتادگی دزفول مرکزی: نشریه زمین شناسی ایران، دوره پنجم، شماره نوزدهم، صفحه ۶۰-۴۵.
- [۹] ترابی، س.، کمالی، م.، ۱۳۹۴، مطالعه ژئوشیمیایی تشکیل میان لایه‌های فیری در مخزن بنگستان در میدان نفتی کوپال: نشریه علمی - پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، دوره پنجم، شماره دهم، صفحه ۱۷-۱.

- [۱۰] ربانی، ا.، بنی اسد، ع.، حسینی، ا.، ده یادگاری، ا.، ۱۳۹۳، مقایسه خصوصیات فیزیکی و شیمیایی نفت‌های میدین واقع در بخش ایرانی خلیج فارس: مجله پژوهش نفت، دوره بیست و چهارم، شماره هفتاد و نهم، صفحه ۱۰۷-۹۵.
- [۱۱] ربانی، ا.، بنی اسد، ع.، ر.، ۱۳۹۶، کاربرد مطالعات ژئوشیمیایی و آماری پیشرفته در تعیین خانواده‌های نفتی خلیج فارس: مهندسی منابع معدنی، دوره دوم، شماره دوم، صفحه ۷۷-۶۹.
- [۱۲] زین العابدینی، س.، طباطبایی ریسی، س.، ه.، فضلی، ل.، باقری، ح.، ۱۳۹۲، بررسی نقطه شکست سنگ مخزنی سازند سروک در یکی از چاه‌های واقع در میدان نفتی جفیر: زمین شناسی ژئوتکنیک، دوره نهم، شماره سوم، صفحه ۱۰-۱.
- [۱۳] سادات فتح الهی، س.، سلطان نژاد، م.، ۱۳۹۴، معرفی دستگاه کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی: مجله دانش آزمایشگاهی ایران، دوره سوم، شماره چهارم، صفحه ۲۸-۲۱.
- [۱۴] سعیدی رضوی، ب.، عسگری، ف.، کمالی، م.، ر.، کاظم زاده، ع.، ا.، ۱۳۹۸، زیست چینه نگاری، ریز رخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانشی سازند سروک در یکی از میدین نفتی، جنوب غرب ایران: نشریه علمی رخساره‌های رسوبی، دوره دوازدهم، شماره بیست و دوم، صفحه ۱۰۸-۹۱.
- [۱۵] سلطانی، ا.، ابوالقاسمی، م.، ۱۳۹۷، معرفی دستگاه کروماتوگرافی گازی طیف سنج جرمی: فصلنامه رویکردهای نوین در آزمایشگاه‌های علمی ایران، دوره دوم، شماره یکم، صفحه ۴۵-۳۹.
- [۱۶] سلیمانی، ب.، محمدی، ی.، ۱۳۸۸، مطالعه سنگ شناسی پوش سنگ مخزن آسماری با استفاده از روش‌های چاه پیمایی (GR) و پتروگرافی میدان نفتی کوپال: زمین شناسی ژئوتکنیک، دوره پنجم، شماره چهارم، صفحه ۳۱۰-۳۰۰.
- [۱۷] شرکت بهره‌برداری نفت و گاز مارون.
- [۱۸] صمدی، ر.، ۱۳۹۹، زمین شناسی اقتصادی: گروه آموزشی و پژوهشی زمین آزمون، صفحه ۶۶.
- [۱۹] طاهری نژاد، م.، آسمانی، م.، ربانی، ا.، ر.، ۱۳۹۵، طبقه بندی ژنتیکی نفت‌های میدین شرق خلیج فارس با استفاده از طیف سنجی مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین: نشریه علمی - پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، سال ششم، شماره دوازدهم، صفحه ۷۹-۶۰.
- [۲۰] علیزاده، ب.، همیشه، ح.، زراسوندی، ع.، رشیدی، م.، ۱۳۹۵، مطالعه ایزوتوپی نفت مخازن گروه بنگستان در برخی از میدین دشت آبادان، جنوب غرب ایران: فصلنامه زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره ششم، شماره دوم، صفحه ۸۸-۷۷.
- [۲۱] علیزاده، ب.، حسینی نژاد، س.، شایسته، م.، ۱۳۹۴، بررسی تاثیر گسل‌های میدان نفتی زیلایی بر ترکیب ژئوشیمیایی نفت مخازن آسماری و بنگستان: مجله پژوهش نفت، دوره بیست و پنجم، شماره یکم-هشتاد و پنجم، صفحه ۱۱۲-۱۰۰.
- [۲۲] علیزاده، ب.، رشیدی، م.، زراسوندی، ع.، سیدعلی، س.، علیی، م.، ۱۳۹۸، بررسی پیوستگی هیدروکربنی مخازن سروک و ایلام در میدان نفتی آزادگان با استفاده از تلفیق داده‌های ژئوشیمیایی، زمین شناسی و مهندسی مخزن: زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره نهم، شماره دوم، صفحه ۹۴-۸۳.
- [۲۳] غلامی زاده، پ.، آدابی، م.، ح.، ۱۳۹۰، مطالعه فرایندهای دیاژنتیکی و تغییرات ژئوشیمیایی عناصر فرعی سازند سروک در جنوب ایران: پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، دوره بیست و هفتم، شماره یکم، صفحه ۷۲-۵۱.
- [۲۴] قلاوند، ه.، ۱۳۷۵، لیتواستراتیگرافی و بیواستراتیگرافی سازند‌های داریان و کژدمی در جنوب غرب ایران (نواحی فارس و فرواتادگی دزفول): پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی تهران.
- [۲۵] قلاوند، ه.، کمالی، م.، ر.، باقری، ر.، بیرانوند، ب.، تزه، ف.، ۱۴۰۰، ارزیابی ژئوشیمیایی و پیوستگی مخزنی نفت‌های مخازن آسماری و بنگستان میدان دهلران واقع در ناحیه دزفول شمالی، جنوب غرب ایران: فصلنامه زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره یازدهم، شماره دوم، صفحه ۲۶۷-۲۵۰.

- [۲۶] قلندری، ز.، وحیدی نیا، م.، موسوی حرمی، س.، ۱۳۹۷، بررسی دمای دیرینه بخش بالایی سازند سورمه با استفاده از ایزوتوپ های پایدار کربن و اکسیژن (حوضه خلیج فارس): یازدهمین همایش ملی تخصصی زمین شناسی دانشگاه پیام نور و بیست و یکمین همایش انجمن زمین شناسی ایران، صفحه ۷۶-۷۲.
- [۲۷] کمالی، م. ر.، معماریانی، م.، جعفری درگاهی، ه.، ۱۳۹۰، مطالعه ویژگی های ژئوشیمیایی هیدروکربن های مخازن ایلام و سروک در میداین مارون و کوپال: مجله پژوهش نفت، دوره بیست و یکم، شماره شصت و ششم، صفحه ۳۳-۲۳.
- [۲۸] کرمانشاهی، ه.، معماریانی، م.، کمالی، م. ر.، ۱۳۹۰، ارزیابی ژئوشیمیایی سازند سورمه به عنوان منشأ احتمالی در میدان پارس جنوبی: نشریه علوم زمین، سال بیست و یکم، شماره هشتاد و یکم، صفحه ۱۳۴-۱۲۹.
- [۲۹] کرمی، آ.، معماریانی، م.، کمالی، م. ر.، حسینی، ا.، ۱۳۹۶، بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی و ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند های گورپی و پابده در تعدادی از میداین واقع در شمال غرب خلیج فارس: نشریه علمی - پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، دوره هفتم، شماره سیزدهم، صفحه ۷۷-۶۳.
- [۳۰] کرمی، ه.، احتشامی فر، ر.، کمالی، م. ر.، قربانی، ب.، هندی، س. ص.، قبادی، ر. ا.، صفحی، س. م.، ۱۳۸۹، ژئوشیمی آلی و سیستم های نفتی: پژوهشگاه صنعت نفت، صفحه ۵۷۸.
- [۳۱] محمدی، م.، سلیمانی، ب.، محمودیان، م.، ۱۳۹۶، پیش بینی فشار غیر عادی سازند با استفاده از داده های سرعت لرزه ای سه بعدی، میدان کوپال: پژوهش نفت، دوره بیست و هفتم، شماره نود و هفتم، صفحه ۱۱۵-۱۰۳.
- [۳۲] مطیعی، ه.، ۱۳۸۲، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس: سازمان زمین شناسی کشور، صفحه ۵۵۶.
- [۳۳] معروفی، خ.، علیزاده، ب.، رکنی، ا.، فجرک، م.، ۱۳۹۶، تلفیق راه کارهای زمین شیمی و مهندسی مخزن جهت بررسی ارتباط جریانی مخازن آسماری و بنگستان در میدان نفتی گچساران: فصلنامه زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره هفتم، شماره چهارم، صفحه ۳۹-۲۷.
- [۳۴] نجفی، ز.، ۱۳۹۹، بایواستراتیگرافی و لیتواستراتیگرافی سازند کژدمی در زون ایذه: پایان نامه ارشد، صفحه ۷۴۷.
- [۳۵] هانت، ج.، قلی زاده گللو، ق.، ۱۳۸۸، ژئوشیمی نفت و زمین شناسی: شرکت نفت فلات قاره ایران، صفحه ۸۹۸.
- [36] Cao, C., Li, Z., Li, L., and Du, L., 2018, Method for analyzing the molecular and carbon isotope composition of volatile hydrocarbons (C1-C9) in natural gas: *Hindawi Journal of Analytical Methods in Chemistry*, 2018, Article ID 4512081, 9 Pages <https://doi.org/10.1155/2018/4512081>.
- [37] Chung, H.M., Rooney, M.A., Toon, M. B., and Claypool G. E., 1992, Carbon isotope composition of marine crude oils. *American Association of petroleum Geologists*, **76**, 1000-1007.
- [38] 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*, **44**, 1-23.
- [39] Elnady, M.M., and Saleh Mohamed, N., 2014, Application of gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry for oil-oil correlation of some egyptian oilfields in teh gulf of suez. *Egyptian petroleum Research Institute*, **2**, 5, 1-11.
- [40] Fekete, J., Sajgo, C., and Demény, A., 2011, Hydrogen isotope type-curves of very hot crude oils. *Rapid communications in mass Spectrometry*, **25(1)**, 19-191.
- [41] Huang, W.Y., and Meinschein, W.G., 1979, Sterol as ecological indicator. *Geochimica et cosmochimica acta*, **43**, 739-745.
- [42] James, W.R., 1923, Undergraduate instrumental analysis: 5th ed., Publisher: New York: M. Dekker, 1995, 858P.
- [43] Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., and Elsinger, R.J., 1990, Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: Application in the Gulf of Mexico. In D. Schumacher and B. F. Perkins (eds.), *Gulf Coast oils and gases: Their characteristics, origin, distribution, and exploration and production significance: Proceedings of the ninth Annual research conference gcsespm. Society of economic paleontologists and mineralogists' foundation*, 263-282.

- [44] Khalifa, H., et al., 2017, Gas chromatography-mass spectrometry (gc-ms) in organic geochemical investigation of crude oils from kikinda and velebit fields in Serbia. *International journal of research-granthaalayah*, **5**, 6.
- [45] Kitson, F.G., Larsen, B.S., and Mcewen, C.N., 1996, Gas chromatography and mass spectrometry: A practical Guide: Aharcourt science and technology company, Uspany, Usa, 381.
- [46] Niessen, W.M.A., 2001, Current practice of gas chromatography-mass spectrometry: New York. Marcel Dekker, Inc, 55-94.
- [47] Obesejana, A.B., Liu, B., and Ostadhassan, M., 2022, Stable isotope geochemistry of the organic elements within shales and crude oils: A Comprehensive Review. *National Center for Biotechnology Information*, **27**,1, 34.
- [48] Rood, D., 1999, A Practical guide to the care, maintenance, and troubleshooting of capillary gas chromatographic systems. Wiley-VCH, 344.
- [49] Sherhati, S., and Letouzey, J., 2004, Variation of structural style and basin evolution in the central zagros (izeh zone and dezful embayment), iran. *Marine and petroleum geology*, **21**(5), 535-554.
- [50] Sofer, Z., 1991, Stable isotopes in petroleum exploration: Chapter 9: Geochemical methods and exploration. Amoco production company Tulsa, Oklahoma, U.S.A, 103-106.
- [51] Stahl, W.J., 1979, Carbon isotopes in petroleum geochemistry, In: Lectures in isotope geology. Springer, Berlin, Heidelberg, 274-282.
- [52] Subroto E.A., Alexander R., and Kagi R.I., 1991, 30-Nrhopanes, Their occurrence in sediments and crue oils. *Chemical geology*, **93**, 179-192.
- [53] Tissot, B.P., and Welte D.H., 1984, Petroleum formation and occurrence: 2nd edition. Springer-verlog, New york, 723.
- [54] Wang, Z., and Stout, S., 2007, Oil spill environmental forensics: fingerprinting and source identification: Academic Press, 1-53.
- [55] Waples, D.W., 1985, Geochemistry in petroleum exploration: Publisher Springer Dordrecht, Boston, International Human Resources Development Corporation, 232P.
- [56] Xu, K., Chen, S., Hou, Y., Lu, Z., Li, C., and Han, M., 2021, Optimization of oil source correlation indexes: a case of chang 10 member in ordos basin'zhoujiawan area. *Arabian journal of geosciences*, **14**(20), 1-12.

Preliminary assessment of the origin of oil in Asmari and Bangestan reservoirs of Kopal field using isotopic and geochemical data

*Ashkan Zardashti¹, Morteza Tabaei², Mahmood Memariani³

1-MSc Petroleum Exploration, Department of Mining Engineering, Isfahan University of Technology Isfahan, Iran

2-Associate professor, Department of Mining Engineering, Isfahan University of Technology Isfahan, Iran

3-Assistant Professor, of Organic Chemistry, petroleum Industry Research Institute, Tehran, Iran
ashkanzardashty@gmail.com*

Received: August 2023, Accepted: September 2023

Abstract

In order to analyze the geochemical characteristics, the oil samples of the Asmari reservoirs and the Bangestan group in the Kopal field were studied using various geochemical techniques such as asphaltting technique, gas chromatography technique, gas chromatography-mass spectrometry technique and carbon isotope measurement technique, were subjected to analysis. The formations of the stratigraphic column of the Kopal field, in order from the surface to the depth, include: Aghajari, Mishan, Gachsaran, Asmari, Pabdeh, Gurpi and Bangestan group (including Ilam, Saruk, Kozhdami formations). the purpose of This research is a comparison of carbon isotope and geochemical properties of Asmara and Bangestan oils in Kopal field to determine their parent rock and origin. Considering the results of the testing technique and analysis of biomarkers of the esteranes and terpanes family extracted from saturated cutting, it can be stated that the oils accumulated in the Asmari and Bangestan reservoirs of the Kopal field have the characteristics of oil. are paraffinic, which indicates the existence of light oil with good quality, mature, low viscosity and high sulfur. By placing the ratio of biomarker parameters against carbon 13 isotope and examining the general results of the graphs, it was found that the oil samples of Asmari reservoirs and Bangestan reservoirs in the studied field are from a common generative rock. have been found and have the same characteristics and only slightly differ in maturity, degree of fluidity, and the amount of migration processes between the source rock and the reservoir rock, and similarly, the transformation course of the source rock organic materials has occurred naturally in the Copal field. The values of carbon isotopes in the oils indicate the average maturity of the rocks producing the oils. The graph of the ratio of the aromatic carbon 13 isotope against the saturated carbon 13 isotope showed that both field oil samples The subject of study belongs to marine environments.

Keywords: Copal field, Asmari and Bangestan formations, asphaltting process, carbon 13 isotope, Biomarker