

## تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی و ارزیابی ژنتیکی میعانات گازی با استفاده از مطالعات بایومارکری و آنالیزهای شیمی سنجی در حوضه خلیج فارس، ایران

محمدحسین صابری<sup>۱\*</sup>، محمد جواد صیدی<sup>۲</sup>، احمدرضا ربانی<sup>۳</sup>

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

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

۳- استاد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر تهران

(دریافت: بهمن ۱۳۹۶، پذیرش: دی ۱۳۹۷)

### چکیده

در مطالعه حاضر به بررسی ویژگی‌های ژئوشیمیایی چهارده نمونه میعانات گازی در بخش مرکزی خلیج فارس و نواحی ساحلی این بخش پرداخته شده و همچنین با استفاده از آنالیز شیمی سنجی جهت دسته‌بندی و اختصاص حدود اطمینان، برای تعیین ژنتیکی خانواده‌های کاندنسیت در این حوضه استفاده شده است. نمونه‌های مورد مطالعه از مخازن دالان و کنگان (پرمین پسین - تریاس) مربوط به شش میدان گازی (میعانات گازی) که مهم‌ترین مخازن گازی ایران را تشکیل می‌دهند، جمع‌آوری شده‌اند. به منظور تخمین میزان بلوغ حرارتی نمونه‌ها و همچنین تعیین محیط رسوب گذاری سنگ منشا و نوع لیتولوژی آن از پارامترهای بایومارکری به دست آمده از نتایج کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی استفاده می‌شود. روش آماری مورد استفاده خوشه‌بندی سلسله مراتبی متراکم است که نشان می‌دهد گازهای مورد مطالعه در سه گروه ژنتیکی اصلی قرار دارند. در محدوده مورد بررسی از لحاظ بلوغ حرارتی یک روند کلی مشاهده می‌شود، به گونه‌ای که بلوغ از سمت غرب به شرق خلیج فارس و همچنین از فارس ساحلی به سمت خلیج فارس افزایش می‌یابد.

### کلمات کلیدی

بایومارکر، ارتباط ژنتیکی، آنالیز شیمی سنجی، بلوغ حرارتی، خلیج فارس

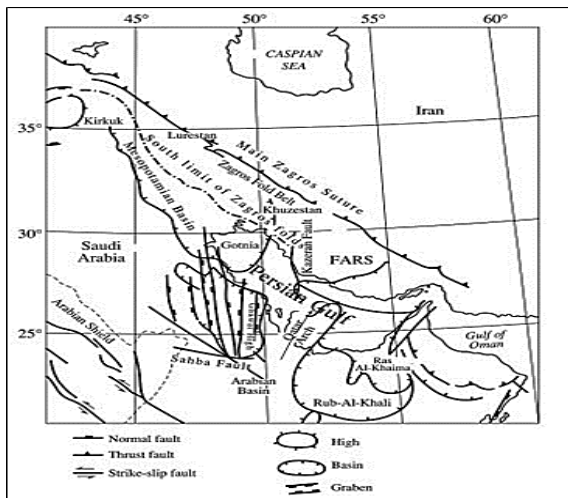
\* عهده دار مکاتبات: mh.saberi@semnan.ac.ir

## ۲- ساختار زمین‌شناسی

## ۱- مقدمه

## ۲-۱- زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

حوضه خلیج فارس در محل اتصال صفحات عربستان و اوراسیا واقع شده است. چندین عنصر ساختاری، در پایان پالتوزوئیک، از جمله ترف گوتنیا در شمال (عراق و سوریه)، کمان عربی در قسمت مرکزی حوضه (عربستان سعودی، شاخه شمالی خلیج فارس و بحرین) و رب الخالی در امارات متحده عربی (شکل ۱) در این حوضه شکل گرفته است.



شکل ۱: نقشه تکتونیکی و محل زایش هیدروکربنی منطقه خلیج فارس. اقتباس از [۲]

قسمت عمده نفت در عربستان سعودی و عراق در لایه‌های کربناته ژوراسیک تا کرتاسه انباشته شده، که از لایه‌های شیلی نهشته شده در حاشیه غیر فعال دریای تتیس با سن ژوراسیک و کرتاسه، منشا گرفته‌اند [۳]. در اوایل کرتاسه پسین (تورونین) مجموعه ای از وقایع در نتیجه بسته شدن اقیانوس تتیس در مزوزوئیک/سنوزوئیک رخ داده است [۴]. این مجموعه از وقایع منجر به تشکیل حوضه فورديپ<sup>۱</sup> مزوپوتامین که شامل حوضه زاگرس (استان‌های لرستان، دزفول و خوزستان و نواحی مجاور در عراق)، بلوک فارس (صفحه فارس) در جنوب غرب ایران، شیب شمالی کمان قطر و بیشتر قسمت‌های ناحیه خلیج فارس، شامل حوضه رب الخالی می‌شود. در پایان میوسن اولیه (بعد از مرحله برخورد) بلوک زاگرس با فشار بر روی لبه شرقی صفحه عربی رانده شد [۵].

بیش از ۳۶ سازند (کامبرین-کواترنری) در ستون چینه‌شناسی خلیج فارس وجود دارد (شکل ۲). افق‌های

حوضه خلیج فارس یکی از غنی‌ترین مناطق حاوی هیدروکربنی جهان است. این حوضه دارای ۵۷ درصد (۷۱۵ میلیارد بشکه) از ذخایر نفت خام جهان و ذخایر قابل توجه گاز طبیعی (۲۴۶۲ تریلیون فوت مکعب)، شامل ۴۵ درصد از ذخایر گاز ثابت شده جهان است [۱]. تاکنون مطالعات گسترده‌ای در خصوص ویژگی‌های ژئوشیمیایی هیدروکربورهای میادین خلیج فارس انجام شده است. از جمله، ربانی و همکاران (۲۰۱۴) اقدام به مطالعه ژئوشیمیایی ۳۳ نمونه نفتی از گستره خلیج فارس نموده‌اند. بر اساس این پژوهش با استفاده از روش خوشه‌بندی سلسله مراتبی و روش آماری آنالیز اجزای اصلی بر روی داده‌های ژئوشیمیایی (شامل اطلاعات ترکیبات اشباع، ایزوپرنوئیدها و بایمارکرها (استران و هوپان) چهار گروه ژنتیکی در محدوده خلیج فارس شناسایی گردید [۱]. مشهدی و ربانی (۲۰۱۵) نفت‌های سیستم هیدروکربنی کرتاسه در خلیج فارس را مورد بررسی قرار داده‌اند، در این مطالعه دو گروه ژنتیکی بر اساس پارامترهای ژئوشیمیایی تشخیص داده شد [۲].

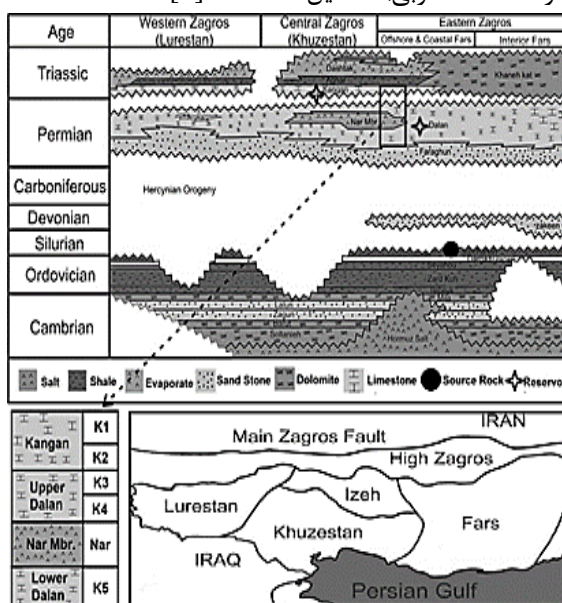
مطالعات انجام شده در خصوص بررسی ژئوشیمیایی در ناحیه خلیج فارس، عمدتاً به مخازن نفتی و سیستم هیدروکربنی ژوراسیک، کرتاسه و ترشیری مربوط بوده و تنها تعداد معدودی مطالعه در محدوده یک میدان بر روی سیستم نفتی پالتوزوئیک انجام شده است. از این رو در این پژوهش با استفاده از آنالیز ژئوشیمیایی با وضوح بالا و استفاده از روش آماری خوشه‌بندی سلسله مراتبی متراکم، برای ارزیابی ژنتیکی میان ۱۴ نمونه میعانات گازی جمع‌آوری شده از مخازن دالان و کنگان (پرمین و تریاس) مربوط به ۶ میدان در گستره خلیج فارس و نواحی فارس ساحلی پرداخته خواهد شد. با استفاده از مطالعات ژئوشیمیایی، سن سنگ منشاء احتمالی، بررسی محیط دیرینه و بلوغ حرارتی نسبی آنها تعیین شده و در نهایت با توجه به تفاسیر انجام شده بر روی بایومارکرها موجود می‌توان به یک روند مشخص از افزایش نحوه بلوغ و همچنین ایجاد یک تمایز معین از نظر محیط رسوب‌گذاری سنگ منشا در ناحیه دست یافت.

کمبرند کوهزایی زاگرس در حاشیه شمال شرقی صفحه عربی با راستای شمال غرب- جنوب شرق از ترکیه تا تنگه هرمز به طول بالغ بر ۲۰۰۰ کیلومتر گسترش یافته است. همانطور که در شکل ۱ مشخص است، راستاهای غالب ساختمانی در منطقه به دو بخش قابل تقسیم است. بخش اول ساختمان‌های شمالی- جنوبی که قدیمی‌تر بوده و در ارتباط با گسل‌های پی سنگی هستند و بخش دوم ساختمان‌های شمال غرب- جنوب شرقی که در ارتباط با چین خوردگی زاگرس (میوسن میانی) هستند و بر روی ساختمان‌های قدیمی‌تر شکل گرفته‌اند. سری ضخیم رسوبی در زاگرس (۶-۱۲ km) تاریخچه پیچیده تکتونیکی این منطقه را در خود حفظ نموده، که معرف تمام مراحل تکامل یک حوضه از فلات قاره غیرفعال تا ریفت و نهایتاً مراحل مختلف تغییر شکل در ارتباط با فرورانش<sup>۲</sup> افیولیت‌ها و برخورد قاره‌ای است [۵، ۷].

هیچ‌گونه رخنمونی از پی سنگ در بخش ایرانی زاگرس به چشم نمی‌خورد. تمام اطلاعات در زمینه عمق و ترکیب آن، حاصل اندازه‌گیری‌های گراویته، مغناطیس هوایی<sup>۳</sup>، برداشت‌های استراتیگرافیک و قطعاتی است که توسط دیاپیرهای نمک به سطح آورده شده، است. پی سنگ صفحه عربی در حاشیه غربی این صفحه رخنمون دارد [۸، ۹] و شباهت‌هایی با پی سنگ ایران مرکزی که در غرب بلوک طبرستان رخنمون دارد، نشان می‌دهد. کمپلکس هرمز در پروتروزوئیک پسین- کامبرین پیشین در یک حوضه تبخیری، جنوب و جنوب غرب ایران به دلیل ریفتینگ در صفحه عربی در امتداد روندهای شمالی- جنوبی نشأت نموده است [۱۰، ۱۱]. شواهد لرزه‌ای در فارس شمالی حاکی از وجود رسوبات پیش از هرمز بر روی پی سنگ، حداقل در پاره‌ای از نقاط زاگرس است [۱۲].

در پرمین پیشین پیشروی دریا در گستره وسیعی آغاز شده و واحد ماسه سنگی فراقون بر روی یک سطح نامنظم توپوگرافیکی رسوب نمود. ادگ<sup>۴</sup> تیلتهای یخچالی ساکمارین از جنوب شرقی عربستان سعودی نزدیک حاشیه سپر را گزارش کرده است. تعدادی طبقات زغالسنگ از ناحیه تراستی زاگرس گزارش شده که وجود آب و هوای نسبتاً گرم و مرطوب را در ساکمارین متصور می‌سازد. در پرمین میانی و پسین (سازند دالان) وجود رخساره کربنات‌های شلف داخلی و تبخیری‌ها به اثبات رسیده است. رخساره‌های ماسه‌ای و ولکانیک بازیک در بلافضل شمال

ژوراسیک و کرتاسه به علت غنای قابل توجه هیدروکربنی در پهنه کربناته خلیج فارس از اهمیت بسیار زیادی برخوردارند. در حاشیه شمالی صفحه عربی، یک حاشیه غیر فعال عظیم در طول ژوراسیک و کرتاسه پسین گسترش یافته است که منجر به رسوب توالی ایده آل عناصر سیستم نفتی شده است. سازند ضخیم سورمه/عرب (کالوین- کیمریجین) به عنوان مهم‌ترین سنگ مخزن کربناته در ژوراسیک در نظر گرفته شده است [۶]. در پایان پالئوزوئیک، حوضه خلیج فارس چند عنصر ساختاری، از جمله سه فرورفتگی بزرگ، تراف گوتنیا در شمال (عراق و سوریه)، تراف عربی در قسمت مرکزی حوضه (عربستان سعودی، شاخه شمالی خلیج فارس و بحرین) و تراف رب الخالی (در امارات متحده عربی) تشکیل شده است [۵].



شکل ۲: ستون چینه شناسی دوران پالئوزوئیک. اقتباس از [۱۹]

منطقه خلیج فارس بخشی از صفحه عربی است. زمان شکل‌گیری آن در وضعیت فعلی به اواخر میوسن، بعد از شکل‌گیری رشته کوه‌های زاگرس برمی‌گردد. این حوضه از نظر تکتونیکی شرایط حوضه فورلند را دارد [۷]. در الگوی تکتونیک صفحه‌ای، این منطقه در صفحه عربستان واقع شده و بستر پرکامبرین منطقه عموماً به طور ملایم به سمت شمال، شمال شرق و شرق شیب دارد. تاریخچه زمین‌شناسی منطقه بسیار شبیه به شبه جزیره عربستان است [۷].

جایگاه تکتونیکی و نحوه تکامل ژئودینامیکی صفحه عربی در زمان پالئوزوئیک به شرح زیر است:

بایومارکری و همچنین روش شیمی سنجی شامل خوشه‌بندی سلسله مراتبی مترام برای گروه‌بندی نمونه‌های کاندنسیت استفاده شده است.

نمونه‌های گازی در این پژوهش از لایه‌های مخزنی دالان و کنگان در میدان سلمان، خیام، مدار، تابناک، گلشن و پارس جنوبی جمع‌آوری شده، این میدان بر این اساس انتخاب شده‌اند که بخش میانی خلیج فارس و ناحیه ساحلی منتظر با این بخش تحت پوشش قرار بگیرد و بتوان در خصوص تغییرات ناحیه بحث نمود (موقعیت این میدان در شکل ۳ آمده است). نمونه‌گیری در حین عملیات تست ساق مته<sup>۷</sup> از جداکننده تست<sup>۸</sup> انجام شده است. برای این کار ابتدا رگلاتور مخصوص به قسمت بالایی جدا کننده تست وصل می‌گردد، سپس ظرف نمونه‌گیری با حجم ۱۱۰ میلی‌لیتر (تیوپ مخصوص<sup>۹</sup>) به رگلاتور متصل شده و فرآیند نمونه‌گیری انجام می‌شود. در این مطالعه هدف بررسی ویژگی‌های هیدروکربنی در مقیاس ناحیه در مخازن پرموتریاس منطقه مورد بررسی و ارتباط آنها با یگدیگر است، بنابراین می‌توان تفاوت‌های جزئی بین هیدروکربورهای موجود در هر یک از میدان نام برده را مد نظر قرار نداده و نمونه تهیه شده از هر میدان به عنوان معرف ویژگی‌های هیدروکربنی آن در نظر گرفت. این فرض با توجه به عدم وجود گسل و یا سد در داخل میدان مورد مطالعه و ماهیت هیدروکربورهای گازی، قابل قبول است.

از آنجایی که اغلب میعانات گازی به واسطه بلوغ بیش از حد مواد آلی تولید شده از سنگ مولد، تقریباً فاقد ترکیبات قطبی با وزن مولکولی بالا (رزین و آسفالتن) هستند [۱۳]، بنابراین نمونه‌های جمع‌آوری شده بدون انجام فرآیند تفکیک به برش‌های مختلف هیدروکربنی مورد آزمایش<sup>۱۰</sup> قرار گرفته‌اند.

جهت شناسایی هیدروکربن‌ها و ترکیبات مختلف آلکان‌های نرمال، ایزوپرنونوئیدهای پرستان، فیتان و اجزای اشباع نمونه‌ها توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی مورد آنالیز قرار گرفت. همچنین جهت تکمیل مطالعات بایومارکری برش‌های اشباع و آروماتیک توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی مورد آنالیز قرار گرفتند. جهت این کار یک میکرولیتر از نمونه با استفاده از نمونه‌گیری خودکار به دستگاه کروماتوگرافی گازی مدل اچ پی ۵۸۹۰ تزریق شد. گاز حامل در حین آزمایش هلیوم با جریان ثابت ۰/۳ میلی‌لیتر بر دقیقه است. برنامه دمایی

شرق گسله معکوس اصلی زاگرس احتمالاً مربوط به آغاز کافتن<sup>۵</sup> در طی پرمین است.

## ۲-۲- موقعیت ناحیه مورد مطالعه

همانطور که بیان شد خلیج فارس و فارس ساحلی یک فرونشست ساختی کم عمق است که در اواخر دوره ترشیری در بخش جنوبی چین خوردگی زاگرس تشکیل شده است. محور و روند اصلی این ناحیه در زمان پلیو- پلیستوسن در اثر چین خوردگی زاگرس، شکل گرفته است. این منطقه ساختاری نامتقارن داشته و شیب آن در بخش ایرانی در مقایسه با بخش عربی بیشتر است. خلیج فارس از نظر شرایط ساختاری ویژگی‌های حوضه فورلند را در حاشیه رشته کوه‌های زاگرس دارد. در این مطالعه ۶ میدان در بخش مرکزی خلیج فارس و نواحی ساحلی مرتبط با آن انتخاب شده است (میدان سلمان، گلشن، پارس جنوبی، خیام، مدار و تابناک) (شکل ۳). این منطقه یکی از مهم‌ترین مناطق از نظر سیستم‌های نفتی پالئوزوئیک است. با توجه به این نکته که یکی از اهداف این مطالعه، بررسی تغییرات ویژگی‌های ژئوشیمیایی میعانات گازی در گستره ناحیه‌ای است، جهت انتخاب میدان، علاوه بر در اختیار بودن نمونه مناسب، بیشترین پراکندگی میدان مد نظر قرار گرفته است.



شکل ۳: موقعیت میدان مورد مطالعه در ناحیه فارس ساحلی و جنوب ایران

## ۳- ابزار و روش‌ها

در این مطالعه از روش‌های کروماتوگرافی گازی<sup>۶</sup> و کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی برای آنالیز

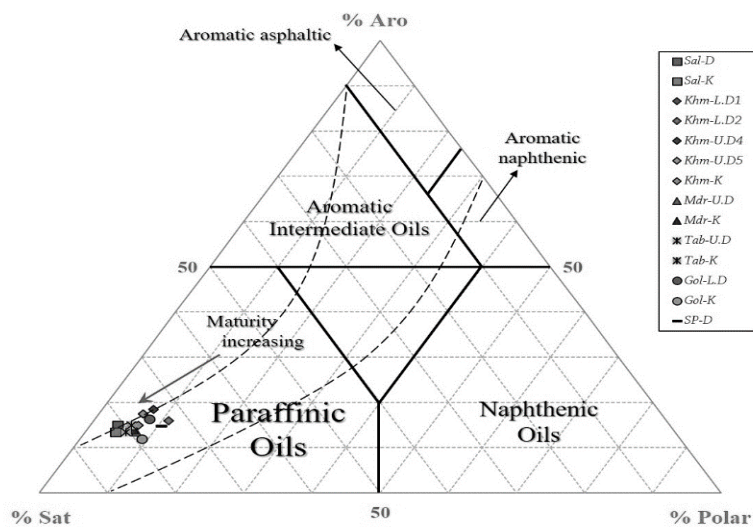


افزایش بلوغ حرارتی در نمونه‌ها، ترکیبات آروماتیک و قطبی به ترکیبات اشباع تبدیل می‌شوند [۱۵] (شکل ۵). همانطور که در نمودار واضح است تمامی نمونه‌ها در اثر بلوغ حرارتی بالا در ناحیه نفت‌های پارافینیک قرار گرفته و میزان ترکیبات اشباع در آنها بالاست. بر اساس این نمودار بیشترین بلوغ مربوط به نمونه‌های تابناک و کم‌ترین میزان بلوغ در نمونه‌های دالان بالایی میدان خیام دیده می‌شود.

بر اساس دیاگرام مثلثی تیسوت و ولته (۱۹۸۴) که سه جزء آن را ترکیبات اشباع، آروماتیک و قطبی (مجموع درصد رزین و آسفالتن) تشکیل می‌دهند، می‌توان خانواده نفتی، نفت منشا را تعیین کرد. به کمک این نمودار علاوه بر تعیین خانواده‌های نفتی، می‌توان در مورد بلوغ در نمونه‌ها نیز اظهار نظر کرد (هرچه نمونه‌ها به سمت کنج اشباع تمایل پیدا کنند، دارای بلوغ بیشتری هستند، زیرا با

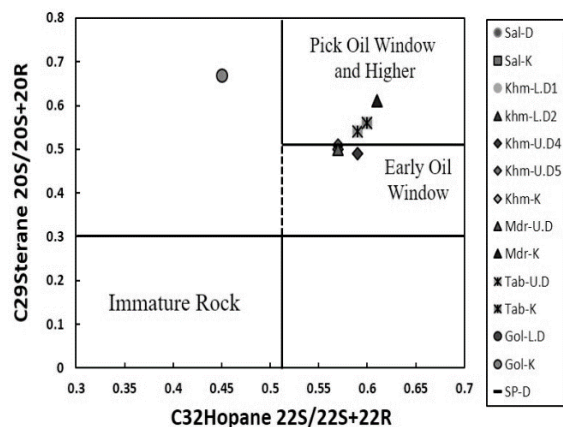
جدول ۱: جدول پارامترهای بایومارگری حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی- طیف سنج جرمی نمونه‌های میدانی مورد مطالعه

میدان نفتی	مخزن	Pr/n-C17	Ph/n-C18	Pr/Ph	C22/C21t	C24/C23t	C26/C25t	C24Te/C23t	C29H/C30H	Ts/(Ts+Tm)
سلمان	دالان	۰/۵	۰/۵	۱/۳۳	۱/۶۴	۰/۹۳	۰	۱/۲۹	۳/۸۳	۰/۷۲
سلمان	کنگان	۰/۵۳	۰/۵	۱/۳۳	۱/۶۳	۰/۹	۰	۰/۵	۳/۷۱	۰/۷۶
خیام (DST-1)	دالان پایینی	۰/۶۷	۱/۰۱	۱/۰۴	۰	۰/۷۶	۰/۷۹	۰/۳۲	۰/۴۶	۰/۵۱
خیام (DST-2)	دالان پایینی	۰/۴	۰/۶۵	۰/۹۷	۰	۱/۰۱	۰/۹۶	۰/۵	۰/۹۵	۰/۶۷
خیام (DST-4)	دالان بالایی	۰/۵	۰/۹۷	۰/۹	۰	۰/۶۶	۰/۷۲	۰/۲۷	۰/۴	۰/۴۳
خیام (DST-5)	دالان بالایی	۰/۶۷	۱/۰۱	۱/۰۴	۰	۰/۷۶	۰/۷۹	۰/۳۲	۰/۴۶	۰/۵۱
خیام (DST-6)	کنگان	۰/۵	۰/۷۶	۱/۰۶	۰	۰/۷۶	۰/۷۴	۰/۲۷	۰/۴۷	۰/۴۵
مدار	دالان بالایی	۰/۸۲	۰/۸۶	۱/۳۱	۰	۰/۵۵	۰/۸۴	۰/۳۵	۰/۶	۰/۵۵
مدار	کنگان	۰/۸۲	۰/۸۶	۱/۳۱	۰/۴۴	۰/۳۱	۰/۹۱	۰/۴	۰/۵۴	۰/۴۳
تابناک	دالان بالایی	۰/۶۷	۱/۳۱	۱/۰۹	۰/۳۶	۰/۵۷	۰/۵۸	۰/۰۹	۰/۴۷	۰/۵۱
تابناک	کنگان	۰/۶۷	۱/۱۵	۱/۰۳	۰/۶۴	۰/۵۶	۰/۷۱	۰/۱	۰/۵۶	۰/۵۲
گلشن	دالان پایینی	۰/۴۳	۰/۴۶	۱/۰۴	۰	۰/۴۵	۰/۶۶	۰/۱۴	۰/۷۲	۰/۶۵
گلشن	کنگان	۰/۴۳	۰/۷۱	۱/۰۱	۰/۳۲	۰/۵۷	۰/۵۲	۰/۰۸	۰/۷۷	۰/۶۹
پارس جنوبی	دالان پایینی	۰/۶۷	۰/۸۷	۱/۱۱	۰	۰/۷۸	۰/۸۵	۰/۱۶	۰/۷۶	۰/۳



شکل ۵: دیاگرام مثلثی تیسوت و ولته ترسیم شده برای نمونه‌های مطالعه شده و تعیین خانواده نفتی، اقتباس از [۱۵]

بلوغ حرارتی بیانگر واکنش‌های ناشی از گرما است که باعث تبدیل مواد آلی به نفت می‌شود. فرآیندهای اولیه دیازن باعث می‌شود که باقی مانده گیاهی و باکتریایی در رسوبات به کروژن و بیتومن تبدیل گردد. فرآیندهای حرارتی عموماً وابسته به تدفین بوده و باعث تبدیل مواد به نفت و در نهایت گاز و گرافیت می‌شوند. نفت مخلوط پیچیده‌ای از محصولات نیمه پایدار است که در طی بلوغ به سمت مواد با پایداری ترمودینامیکی بیشتر سوق پیدا می‌کند. پتانسیل سنگ‌های منشاء بر اساس مفاهیم کمیت، کیفیت و بلوغ حرارتی مواد آلی تشریح می‌شود. بر اساس نظر پیترز و همکاران (۱۹۸۹)، به طور کلی مواد آلی بر مبنای ارتباط آنها با پنجره نفتی به نابالغ، بالغ و فرابالغ تقسیم می‌گردند [۱۵، ۱۶]. برخی از نسبت‌های ویژه بایومارکرهای اشباع و آروماتیک به عنوان مهم‌ترین شاخص‌های بلوغ حرارتی در نظر گرفته می‌شوند. برای تعیین بلوغ نمونه‌های کاندنسیت و همچنین زمان تشکیل آنها از سنگ منشاء، می‌توان از نمودار استاندارد تغییرات نسبت  $C_{32} \text{ hopane } 22S/(22S+22R)$  در برابر  $C_{29} \text{ sterane } 20S/(20S+20R)$  استفاده نمود [۱۷]. شکل ۸ میزان بلوغ نمونه‌ها، بلوغی در محدوده انتهایی پنجره نفت زایی و ابتدای پنجره گاززایی را نشان می‌دهد که مؤید میزان بلوغ تفسیر شده در سایر نمودارهاست. بیشترین میزان بلوغ در نمونه مدار دالان بالایی و کمترین میزان بلوغ در نمونه خیام دالان بالایی دیده می‌شود.

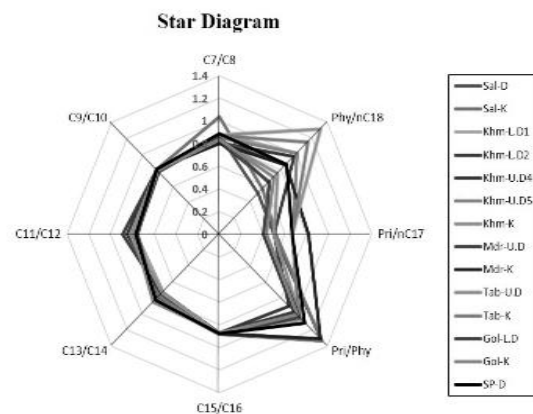


شکل ۸: تغییرات مقادیر  $C_{32} \text{Hopane } 22S/(22S+22R)$  در برابر  $C_{29} \text{Sterane } 20S/(20S+20R)$  به منظور تعیین بلوغ حرارتی نمونه‌های کاندنسیت. اقتباس از [۱۷]

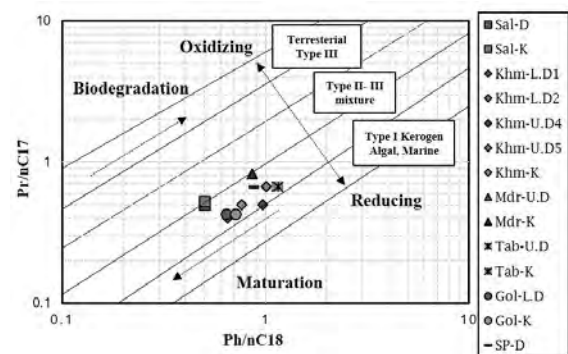
بلوغ در افق‌های رسوبی به تاریخچه حرارتی آنها وابسته است. هرچه عمق تدفین یک افق رسوبی بیشتر باشد، تجزیه حرارتی آن بیشتر است. البته باید به این نکته توجه نمود که

شکل ۶ نمودار ستاره‌ای حاصل از نسبت‌های آلکان‌های C7 الی C18 که از آنالیز کروماتوگرافی گازی به دست آمده است، را نشان می‌دهد. در این شکل روند تقریباً مشابهی برای تمامی نمونه‌های مورد مطالعه دیده می‌شود. این تشابه نشان از وجود سنگ منشا واحد برای نمونه‌های گرفته شده از مخازن دالان و کنگان دارد [۱۳].

از جمله پارامترهایی که می‌توان جهت بررسی محیط رسوبی و نوع ماده آلی منشا هیدروکربورها استفاده نمود، نمودار نسبت  $Pr/n-C17$  در برابر  $Ph/n-C18$  است (شکل ۷). همان طور که در این شکل مشاهده می‌شود، هیدروکربورهای مورد بررسی در مخازن دالان و کنگان از سنگ منشا حاوی کروژن نوع II و III که در محیط احیایی نهشته شده است نشأت گرفته است. بر اساس این نمودار در هیچ یک از نمونه‌ها فرآیند تخریب میکروبی تأثیر نگذاشته است.



شکل ۶: دیاگرام ستاره‌ای جهت مقایسه توزیع نسبت آلکان‌های نرمال و ایزوپرنوئیدهای غیر حلقوی

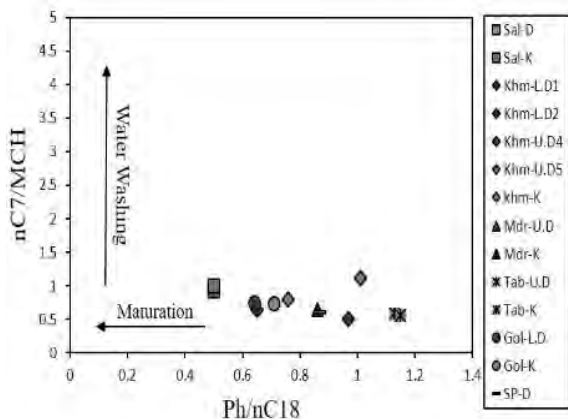


شکل ۷: استفاده از نسبت پرستان به آلکان نرمال ۱۷ در برابر نسبت فیتان به آلکان نرمال ۱۸

۴-۲- بلوغ حرارتی



بیش‌ترین میزان بلوغ را نمونه‌های دالان و کنگان میدان سلمان دارند (شکل ۱۰).



شکل ۱۰: نمودار اندیس پارافینیک در برابر نسبت پریستان به آلکان نرمال C18 جهت بررسی بلوغ

#### ۴-۳- مطالعه آماری

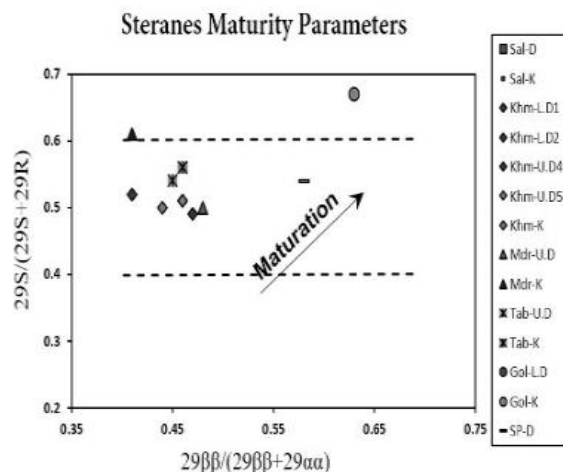
آنالیز خوشه‌ای سلسله مراتبی برای ایجاد گروه‌های کاندنسیته گازی مختلف در منطقه خلیج فارس برای همه ۱۴ نمونه استفاده شده است. این کار بر اساس ۹ پارامتر بایومارکری مربوط به منشا که به طور قابل توجهی توسط تجزیه بیولوژیکی، بلوغ حرارتی و مهاجرت تحت تاثیر قرار نگرفته بودند، انجام شده است. تجزیه و تحلیل خوشه‌ای سلسله مراتبی توسط پردازش مقیاس خودکار ۱۴، فاصله سنجی اقلیدسی ۱۵ و ارتباط افزایشی ۱۶ محاسبه شده با نرم‌افزار XLSTAT Version 2016.04.32525 تکمیل شده است [۱۸].

نتایج آنالیز آماری به صورت یک نمودار درختی<sup>۱۷</sup> برای پارامترهای بلوغ در شکل ۱۰ نشان داده شده است که از این نظر یک تمایز آشکار بین ۳ خانواده عمده (I-III) را نشان می‌دهد.

با توجه به نمودار درختی به دست آمده (شکل ۱۱)، قرارگیری دو نمونه گلشن (دالان پایینی) و خیام (دالان پایینی) در یک کلاس نشان دهنده این واقعیت است که نمونه‌های دالان پایینی با توجه به عمق بیشتر، میزان بلوغ حرارتی بیشتری از سایر نمونه‌ها دارند. همچنین قرارگیری نمونه‌های میدان سلمان در کنار نمونه‌های دالان پایینی و گلشن نیز می‌تواند نشان دهنده این موضوع باشد که در میدان سلمان بلوغ حرارتی بیشتر از سایر میدادین است. حال با در نظر گرفتن نمودارهای تفسیر شده بخش‌های قبل می‌توان به این موضوع اشاره داشت که نمونه‌های

افزایش یکنواخت حرارت با افزایش عمق به صورت ایده آل وجود ندارد.

تغییرات Sterane 29S/(29S+29R) در برابر Sterane  $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  در شکل ۹ نشان داده شده است. از این دیاگرام جهت تعیین میزان بلوغ استفاده می‌شود. به طور کلی با افزایش تدریجی بلوغ به میعانات گازی و گاز، نسبت استران‌های Sterane 29S/(29S+29R) در برابر Sterane  $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  افزایش می‌یابد [۱۷]. این نسبت هیچ‌گاه به یک نمی‌رسد، زیرا به موازات افزایش بلوغ و ادامه شکست مولکول‌های درشت‌تر، بایومارکرها نیز شکسته شده و در میان سایر فرآورده‌های هیدروکربنی از بین می‌روند. بنابراین کاربرد این پارامترها فقط تا مرحله قبل از کاتائز کامل و قبل از ورود به مرحله گاززایی معتبر است. بیش‌ترین بلوغ در میان نمونه‌ها مربوط به نمونه کنگان میدان گلشن و کم‌ترین میزان بلوغ را نمونه دالان پایینی در میدان خیام دارد.



شکل ۹: دیاگرام مقادیر C29S/S+R در برابر  $T_s/T_s+T_m$  پارامتر تعیین بلوغ کاندنسیته

از اندیس پارافینیکی در برابر نسبت فیتان به آلکان نرمال C<sub>۱۸</sub> می‌توان در بررسی بلوغ و آبشویی نمونه‌ها استفاده کرد [۱۷].

با توجه به شکل ۱۰ می‌توان گفت تقریباً هیچ اثری از فرآیند آبشویی در مخزن اتفاق نیفتاده است و با توجه به روند افزایشی بلوغ برای نمونه‌ها، می‌توان بیان نمود که این نمونه‌ها در محدوده انتهای پنجره نفت‌زایی و ابتدای پنجره گاززایی قرار دارند، که نشان از بلوغ بالاست. کم‌ترین بلوغ مربوط به نمونه‌های دالان و کنگان میدان تابناک است و



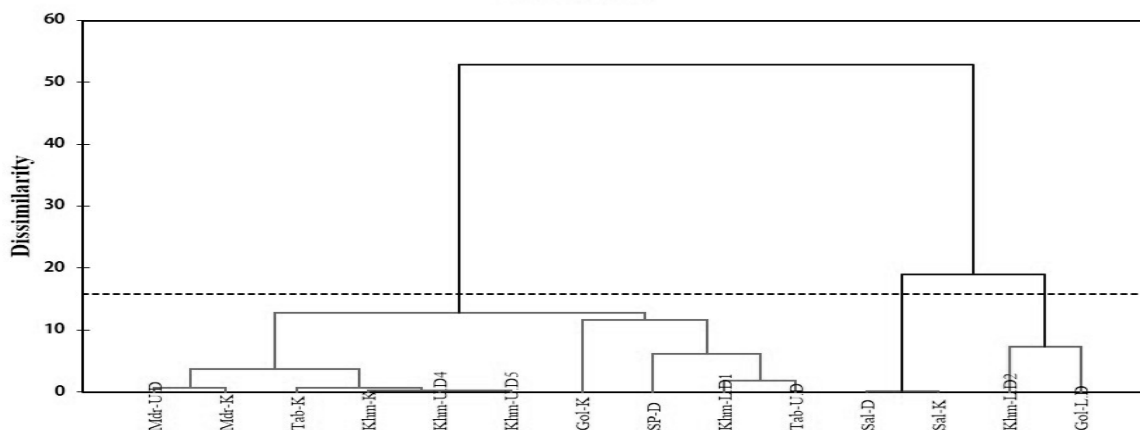
بخش عربی خلیج فارس در نظر گرفت. افزایش عمق از ناحیه فارس

#### ۵- نتیجه گیری

در این مطالعه ۱۴ نمونه کاندنسیت گازی حاصل از آنالیز GC جهت تعیین شرایط محیط رسوب گذاری سنگ‌های منشاء، لیتولوژی سنگ منشاء، بررسی روند بلوغ حرارتی و تفکیک ناحیه مورد مطالعه از نظر محیط رسوب گذاری مورد آنالیز قرار گرفته‌است. بر اساس طبقه‌بندی تیسوت و ولته اکثر نمونه‌ها در اثر بلوغ حرارتی بالا در ناحیه نفت‌های پارافینیک از نظر منشاء قرار می‌گیرند. با توجه به دیاگرام ستاره‌ای توزیع نسبت آلکان‌های نرمال و ایزوپروئوئیدهای غیر حلقوی، توزیع یکسان این دیاگرام سنگ منشاء واحدی را معرفی می‌کند.

میدان سلمان در بسیاری از نمودارها از نظر بلوغ دارای بالاترین میزان است و در برخی از نمودارها به علت بلوغ بیش از حد<sup>۱۸</sup>، بایومارک‌های نشان دهنده بلوغ از بین رفته اند. به عنوان مثال در نمودار Ph/nC18 در مقابل nC7/MCH به وضوح می‌توان دید که دو نمونه ی مربوط به میدان سلمان در روند بلوغ از سایر نمونه‌ها پیش‌تاز است. بر همین اساس می‌توان یک روند افزایشی بلوغ<sup>۱۹</sup> در نقشه میداین مورد مطالعه در نظر گرفت، به این صورت که بلوغ از سمت میدان گلشن به سمت میدان سلمان افزایش می‌یابد. دلیل آن می‌تواند ناشی از بیشتر بودن نرخ جریان گرمایشی<sup>۲۰</sup> در میدان سلمان باشد که نفت آن نیز بالغ‌تر و این نیز به فرآیندهای زمین ساختی منطقه مربوط می‌شود. همچنین با توجه به نمودارهای رسم شده برای بلوغ و کلاس بندی انجام شده در شکل ۱۱ می‌توان یک روند افزایش بلوغ از فارس ساحلی به سمت خلیج فارس و سپس

Dendrogram



شکل ۱۱: جدول پارامترهای بایومارکری حاصل از آنالیز کروماتوگرافی نمونه‌های میداین مورد مطالعه

با توجه به نمودار اندیس پارافینیکی در برابر نسبت فیتان به آلکان نرمال  $C_{18}$  می‌توان گفت تقریباً هیچ گونه آبشویی در مخزن اتفاق نیفتاده است. با توجه به نمودار اندیس پارافینیکی در برابر نسبت فیتان به آلکان نرمال  $C_{18}$  می‌توان گفت تقریباً هیچ گونه آبشویی در مخزن اتفاق نیفتاده است.

سه گروه اصلی از آنالیز آماری و انطباق با سنگ منشا با استفاده از پارامترهای بایومارکری مربوط به بلوغ شناسایی شد. با توجه به تفسیر انجام شده روی نمودارها و انطباق آن با نتایج HCA می‌توان یک روند افزایشی بلوغ در میداین مورد مطالعه از میدان گلشن به سمت میدان

نمودار تغییرات Pr/n-C17 در برابر Ph/n-C18 نشان دهنده سنگ منشاء احیایی نهشته شده در یک محیط دریایی برای تمام نمونه‌های مورد مطالعه است. همچنین با توجه به این نمودار این هیدروکربن‌ها از مخلوط کروژن‌های نوع II و III زایش یافته اند.

نسبت ترپان‌های سه حلقه ای  $C_{22}/C_{21}$  در برابر  $C_{24}/C_{23}$  بیانگر وجود سنگ منشاء شیلی دریایی برای این ذخایر است که مؤید وجود سنگ منشاء سرچاهان به عنوان شیل‌های غنی از ماده آلی برای این هیدروکربورهاست.

نمودار استاندارد تغییرات نسبت hopane sterane  $22S/(22S+22R)$  -  $C_{32}$  در برابر sterane  $20S/(20S+20R)$  -  $C_{29}$  بلوغی در محدوده انتهای پنجره نفتی و ابتدای پنجره گاززایی را نشان می‌دهد.

Prospectivity: Concepts, Applications, and Case Studies for the 21st Century: 24th Annual, SOCIETY OF ECONOMIC PALEONTOLOGISTS AND MINERALOGISTS, pp. 753–778.

[13] F. D. Mango, (1991) "The stability of hydrocarbons under the time-temperature conditions of petroleum genesis," , Publ. online 11 July 1991; | doi10.1038/352146a0, vol. 352, no. 6331, p. 146.

[14] R. Karner, (1998) Chemometric Techniques for Quantitative Analysis - Richard Kramer - Google Books.

[15] B. P. Tissot and D. H. Welte, (1984) "Petroleum Formation and Occurrence, A New Approach to Oil and Gas Exploration, Second Edition," Springer-Verlag Berlin Heidelberg. New York 1978, p. 720, 1984.

[16] K. E. Peters, J. M. Moldowan, A. R. Driscoll, and G. J. Demaison, (1989) "Origin of Meatrice oil by cosourcing from Devonian and Middle Jurassic source rocks, Innter Moray Firth, UK," Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., vol. 73, no. 4, pp. 454–47.

[17] G. Ourisson, P. Albrecht, and M. Rohmer, (1982) "Predictive microbial biochemistry from molecular fossils to procaryotic membranes," Trends Biochem. Sci., vol. 7, no. 7, pp. 236–239.

[18] J. H. Ward, (1963) "Hierarchical Grouping to Optimize an Objective Function," J. Am. Stat. Assoc., vol. 58, no. 301, pp. 236–244, Mar.

[19] M. H. Saberi and A. R. Rabbani, (2015) "Origin of natural gases in the Permo-Triassic reservoirs of the Coastal Fars and Iranian sector of the Persian Gulf," J. Nat. Gas Sci. Eng., vol. 26, pp. 558–569.

<sup>1</sup> Foredeep

<sup>2</sup> Abduction

<sup>3</sup> Aeromagnetic

<sup>4</sup> Edegell

<sup>5</sup> Rifting

<sup>6</sup> Gas Chromatography

<sup>7</sup> DST

<sup>8</sup> test separator

<sup>9</sup> isotube wellhead sampler

<sup>10</sup> SARA Test

<sup>11</sup> d4-Cholestane

<sup>12</sup> Trend

<sup>13</sup> Clustering

<sup>14</sup> Auto Scale

<sup>15</sup> Euclidian metric distance

<sup>16</sup> Incremental linkage

<sup>17</sup> Dendrogram

<sup>18</sup> Over Mature

<sup>19</sup> Increasing Maturity Trend

<sup>20</sup> Heat Flow

سلمان و همچنین از فارس ساحلی به سمت خلیج فارس و بخش عربی در نظر گرفت.

## مراجع

[1] A. R. Rabbani, M. J. Kotarba, A. R. Baniasad, E. Hosseiny, D. Wieclaw, (2014) "Geochemical characteristics and genetic types of the crude oils from the Iranian sector of the Persian Gulf" Organic Geochemistry, 70, 29–43.

[2] Z. S. Mashhadi, A. R. Rabbani, (2015) "Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: An oil–oil and oil–source rock correlation study", International Journal of Coal Geology, 146, 118–144.

[3] A. O. W. M. G. Ayres, M. Bilal, R. W. Jones, L. W. Slentz, M. Tartir, (1982) "Hydrocarbon Habitat in Main Producing Areas, Saudi Arabia," Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., vol. 66, no. 1, pp. 1–9.

[4] M. A. Ziegler, (2001) "Late Permian to Holocene Paleofacies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences," AAPG.

[5] A. I. Konyuhov and B. Maleki, (2006) "The Persian Gulf Basin: Geological history, sedimentary formations, and petroleum potential," Lithol. Miner. Resour., vol. 41, no. 4, pp. 344–361, Jul.

[6] M. L. Bordenave, (2002) "Gas Prospective Areas in the Zagros Domain of Iran and in the Gulf Iranian Waters (PDF Download Available)," AAPG Annu. Meet., pp. 10–13.

[7] A. R. Rabbani, (2013), Petroleum geology and geochemistry of the Persian Gulf. (in Persian).

[8] M. L. Falcon, (1967) "The geology of the northeast margin of the Arabian basement Shield," Br. Assoc. Adv. Sci., vol. 24, pp. 31–42.

[9] A. M. A. S. A. A.-H. K. de G. A. A. A. N. G. Konert and H. J. Droste, (2001) "AAPG Memoir 74, Chapter 24: Paleozoic Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Arabian Plate," pp. 483–515.

[10] J. V. Harrison, (1930) "The Geology of some Salt-Plugs in Laristan, Southern Persia," Q. J. Geol. Soc., vol. 86, no. 1–4.

[11] Peter Kent, (1970) "The Salt Plugs of the Persian Gulf Region - Peter Kent - Google Books," Leicester Lit. Philos. Soc., vol. 64.

[12] J. Letouzey and S. Sherkati, (2004) "Salt Movement, Tectonic Events, and Structural Style in the Central Zagros Fold and Thrust Belt (Iran)," in Salt Sediment Interactions and Hydrocarbon