

ارزیابی ژئوشیمیایی سازند سورمه به عنوان سنگ منشأ احتمالی در میدان پارس جنوبی

هادی کرمانشاهی^۱، محمود معماریانی^۱ و محمد رضا کمالی^۱

^۱پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران.

تاریخ دریافت: ۱۳۸۷/۰۸/۰۸ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۹/۰۲/۲۱

چکیده

با توجه به گسترش زیاد سازند سورمه در ناحیه خلیج فارس، این سازند به عنوان یک سنگ منشأ احتمالی برای میادین واقع در این ناحیه از جمله میدان پارس جنوبی مطرح است. برای بررسی توان هیدروکربن زایی این سازند، ارزیابی ژئوشیمیایی آن با استفاده از روش های متداول مطالعات ژئوشیمیایی مانند پیرولیز راک-اول، کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی (GC-MS) صورت گرفت. بر اساس داده های پیرولیز راک-اول کروژن موجود در این سازند از نوع II و III است. از سوی دیگر، این سازند از نظر محتوای ماده آلی فقیر است و پتانسیل هیدروکربن زایی مناسبی ندارد. مقایسه نتایج تحلیل های تکمیلی (GC, GC-MS) بر روی نمونه های این سازند و نمونه نفت میدان بیانگر وجود شباهت بسیار میان ویژگی های ژئوشیمیایی این دو است. مقایسه در صد اجزای سازنده مواد آلی (SARA) سازند سورمه و نفت میدان، نشان دهنده وجود ویژگی های نفت های پارافینیک- نفتنیک برای هر دو نمونه است. مطالعات بیومارکرهای شاخص از نوع استران ها ($m/z=217$) و تری ترین ها ($m/z=191$) نشان داد که مواد آلی موجود در سازند سورمه و مواد آلی مولد نفت میدان بلوغی متوسط (اوایل پنجره نفت زایی) منشأ دریای باز و اندکی قاره ای دارند که در محیطی کربناتی و نیمه احیایی تنه نشین شده اند. بر اساس نتایج تجزیه پیرولیز راک-اول می توان گفت که سازند سورمه در این ناحیه به عنوان سنگ منشأ احتمالی تولید کننده نفت میدان پارس جنوبی (دست کم به صورت محلی) معرفی نمی شود و وجود ویژگی های یکسان ژئوشیمیایی میان مواد آلی موجود در این سازند و نمونه نفت های این میدان صرفاً به دلیل آلودگی شدید این سازند به نفت مهاجرتی عبور کرده از این سازند است.

کلیدواژه ها: سازند سورمه، پیرولیز راک-اول، کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی طیف سنجی جرمی، بیومارکر

E-mail: Memarianim@ripi.ir

*نویسنده مسئول: محمود معماریانی

۱- مقدمه

منطقه خلیج فارس میزان تعداد زیادی از میادین عظیم هیدروکربنی خاورمیانه است که میدان پارس جنوبی بزرگ ترین ذخیره هیدروکربنی کشور با پتانسیل بسیار خوب تولید گاز از مخزن گازی (سازندهای کنگان و دالان) و نفت از لایه نفتی (سازندهای داریان بالایی و پایینی و بخش مدود سازند سروک)، مهم ترین و بزرگ ترین این میادین می باشد (شکل ۱).

بر این اساس، شناسایی ویژگی های ژئوشیمیایی هیدروکربن های موجود در لایه نفتی این میدان و سازندهایی که می توان آنها را به عنوان سنگ منشأ احتمالی مولد این هیدروکربن ها در نظر گرفت و همچنین تطابق این ویژگی ها با یکدیگر، برای شناسایی نقش سنگ های منشأ احتمالی این ناحیه در تولید نفت این میدان، ضروری است. تطابق ویژگی های ژئوشیمیایی سنگ های منشأ و سیال های مخازن بر پایه توانایی شناخت تشابهات و اختلافات فیزیکی و شیمیایی میان هیدروکربن های موجود در مخزن و بیتومن باقی مانده و قابل استخراج در سنگ منشأ استوار است.

سازند سورمه با سن ژوراسیک، یکی از سازندهایی است که با توجه به گسترش جغرافیای دیرینه گسترده ای که دارد (Zigler, 2001)، می توان آن را به عنوان سنگ منشأ احتمالی مولد نفت میدان پارس جنوبی در نظر گرفت (شکل ۲).

۲- روش مطالعه

در این پژوهش تعدادی نمونه از خرده های حفاری سازند سورمه، برای ارزیابی مقدماتی سنگ منشأ احتمالی شامل شناخت نوع کروژن، تعیین میزان بلوغ مواد آلی و رتبه بندی سنگ مادر و تعیین پتانسیل هیدروکربن زایی، تحت تجزیه پیرولیز راک-اول قرار گرفتند. پیرولیز حرارت دادن ماده آلی در نبود اکسیژن، برای تولید و آزاد شدن هیدروکربن از مواد آلی و تعیین پتانسیل هیدروکربن زایی باقی مانده در درجه حرارت های بالا و در مدت زمان کوتاه است و به نوعی بازسازی تولید هیدروکربن در مرحله کاتالیز است (Barker, 1974). این روش به علت نیاز نداشتن به صرف زمان زیاد و ساده و ارزان بودن، روش مناسبی برای ارزیابی ابتدایی سنگ منشأ است. این

روش یک وسیله مناسب برای تشخیص سریع سنگ های منشأ مولد هیدروکربن از غیر منشأ است (Page & Kuhnel, 1980). همچنین تعدادی نمونه از هیدروکربن های استخراج شده از مغزه های سازندهای مخزنی این میدان و نمونه سیال مخزن داریان بالایی و مدود و نمونه خرده حفاری سازند سورمه، برای شناخت ماهیت دقیق ژئوشیمیایی و مقایسه این ویژگی ها با یکدیگر، تحت ارزیابی های تکمیلی توسط روش های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی قرار گرفتند. به این منظور، ابتدا نمونه های مورد نظر پس از طی مراحل آماده سازی، شامل پودر کردن، جدایش بیتومن با استفاده از حلال های آلی توسط دستگاه سکسوله، توسط روش کروماتوگرافی ستونی مورد جدایش برش های هیدروکربنی متشکله بیتومن (آزمون SARA) قرار گرفتند. پس از این مرحله نمونه ها توسط روش کروماتوگرافی گازی برای دستیابی به اطلاعات مفید در ارتباط با چگونگی گسترش آلکان های عادی و نسبت ایزوپرنوئیدهای پرستان و فیتان، تجزیه شدند. در پایان، از روش کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی برای شناخت ویژگی هایی نشانه های زیستی (بیومارکرها) نمونه های مورد مطالعه استفاده شد. برای تجزیه نمونه های مورد مطالعه، از تجهیزات آزمایشگاهی واحد پژوهش ژئوشیمی پژوهشگاه صنعت نفت استفاده شد.

۳- بحث

۳-۱. ارزیابی های مقدماتی

برای انجام ارزیابی های مقدماتی، ۱۳ نمونه خرده حفاری از این سازند پس از طی مراحل آماده سازی، به وسیله روش پیرولیز راک-اول تجزیه شد. نتایج این تجزیه در جدول ۱ ارائه شده است.

با بررسی دقیق داده ها و با توجه به مقادیر متغیرهای S_1 ، S_2 ، T_{max} ، PI و مقایسه این متغیرها با یکدیگر، مشخص شد که نتایج حاصل از این تجزیه، خالی از اشکال نیست. به عنوان مثال، بیشتر بودن مقادیر متغیر S_1 نسبت به S_2 و مقادیر بالای

مقایسه ویژگی‌های شیمیایی مواد آلی موجود در سازند سورمه و نمونه نفت میدان: با

توجه به این که نوع ماده آلی موجود در سازندها عاملی تأثیرگذار بر ترکیب کلی نفت‌های خام است، مقایسه درصد اجزای سازنده ماده آلی (SARA) سنگ‌های منشأ احتمالی و نفت، روش مناسبی برای تعیین ارتباط احتمالی میان این دو است. رسم نمودار مثلثی (Ternary Diagram) برای سه جزء Aromatic، Saturate و Polar (Tissot & Welte, 1984) بر اساس داده‌های حاصل از تفکیک برش‌های هیدروکربنی (جدول ۳) برای نمونه‌های مورد مطالعه، بیان‌کننده ویژگی‌های شیمیایی یکسان پارافینیک- نفتنیکی برای مواد آلی موجود در سازند سورمه و نفت میدان است (شکل ۵). می‌توان گفت محدوده قرارگیری نمونه‌ها نشان‌دهنده نفتی متوسط از نظر API و بلوغ است که باید با متغیرهای بلوغ بیومارکرها مقایسه شوند.

مقایسه شرایط محیط رسوبگذاری سنگ‌های منشأ احتمالی و سنگ مادر مولد نفت: در

ادامه، برای تعیین نوع شرایط محیطی با استفاده از نتایج روش کروماتوگرافی گازی (GC)، گسترش و فراوانی آلکان‌های عادی و ایزوپنیوئیدهای پرستان و فیتان، وضعیت سازند سورمه ارزیابی شد. بر اساس نسبت‌های P_{ri} و Phy به آلکان‌های همجوارشان ($n-C_{17}$ و $n-C_{18}$) (جدول ۴) (محاسبه شده از طیف‌های کروماتوگرافی گازی) نمودار $P_{ri}/n-C_{17}$ Vs. $Phy/n-C_{18}$ (Connan & Cassou, 1980) رسم شد (شکل ۶). همان‌گونه که مشاهده می‌شود، این نمودار نیز تأیید‌کننده کروژن نوع II و III تفسیر شده با استفاده از روش پیرولیز راک-اول و همچنین نشانگر شرایط نیمه‌احیایی برای محیط رسوبگذاری مواد آلی موجود در سازند سورمه است. از سوی دیگر بررسی نمونه‌های نفت تجزیه شده این میدان نیز حاکی از شرایط یکسانی مانند نمونه‌های سازند سورمه، هم از نظر نوع کروژن (II, III) مولد نفت این میدان و هم شرایط محیط نهشتگی (نیمه‌احیایی) است. از نسبت‌های مقادیر پرستان به فیتان (P_{ri}/Phy) نفت‌ها و بیومن‌ها نیز می‌توان برای نشان دادن پتانسیل احیایی بودن محیط رسوبگذاری سنگ منشأ استفاده کرد (Didyk et al., 1978)، به همین دلیل می‌توان از این نسبت برای شناسایی شرایط محیط نهشتگی سنگ منشأ نفت‌ها استفاده کرد (Hunt, 1996). در محیط‌های اکسیدان، این نسبت مقادیر بالایی دارد اما در محیط‌های احیایی رو به کاهش می‌گذارد (Powell & Mckirdy, 1973). به باور (Waples, 1985)، نسبت (P_{ri}/Phy) کمتر از یک نشان از وجود شرایط احیایی دارد. همان‌گونه که مشاهده می‌شود مقادیر متغیر P_{ri}/Phy همه نمونه‌های مورد مطالعه (جدول ۴) نیز کمتر از یک است. از آنجایی که این نسبت می‌تواند تحت تأثیر چند عامل قرار بگیرد، اندکی تفاوت در تفسیر نوع محیط رسوبگذاری (شرایط نیمه‌احیایی) با استفاده از نمودار (Connan & Cassou, 1980) (شکل ۶) و نسبت‌های P_{ri}/Phy (شرایط احیایی) احتمالاً مربوط به واکنش ایزوپرنیوئیدها با H_2S ، تشکیل نشدن پرستان از تجزیه فیتول و یا تأثیرات بلوغ حرارتی است (Hughe et al., 1995). به همین دلیل، تفسیر شرایط محیطی رسوبات منشأ با استفاده از نسبت‌های پرستان به فیتان باید توسط دیگر داده‌های ژئوشیمیایی و اطلاعات زمین‌شناسی مقایسه شود (Peters & Moldowan, 1993).

در ادامه، مطالعات تکمیلی بیومارکرها استران ($m/z=217$) و هوپان ($M/Z=191$) با استفاده از روش کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی بر روی نمونه‌های خرده حفاری سازند سورمه و نمونه نفت میدان برای بررسی بیشتر تطابق‌های احتمالی انجام شد. متغیرهای حاصل از مطالعه این نمودارها در جدول ۵ ارائه شده است.

از آنجا که فراوانی مقادیر استران‌های C_{27} ، C_{28} و C_{29} به ترتیب شاخص منشأ دریایی، دریاچه‌ای و قاره‌ای برای مواد آلی است، رسم مقادیر این متغیرها بر روی نمودار مثلثی (Huang & Menschein, 1979) نشان‌دهنده منشأ دریای باز با ورود اندکی مواد قاره‌ای برای نمونه نفت میدان و مواد آلی موجود در سازند سورمه است (شکل ۷). با توجه به این مطلب که نسبت هوپان‌های C_{29}/C_{30} شاخصی برای تعیین نوع ترکیب سنگ‌ها است (Peter & Michihara, 1991) و از سوی دیگر نسبت

PI (>0.4) با توجه به محدوده مقادیر متغیر T_{max} (۴۳۷-۴۲۰) که معرف بلوغی بیشینه تا اواخر مرحله دیاژنز است، غیرطبیعی به نظر می‌رسد (Peters, 1986)؛ زیرا کروژنی با این میزان پختگی نمی‌تواند مقادیر PI بالاتر از ۰/۴ داشته باشد. به نظر می‌رسد این ناهمخوانی میان داده‌ها به دلیل آلوده بودن این سازند به نفت مهاجرتی عبور کرده از این سازند است. این آلودگی‌ها باعث افزایش یا کاهش غیر واقعی نتایج تجزیه پیرولیز راک-اول می‌شود و در صورتی که عوامل تأثیرگذار بر این نتایج در نظر گرفته نشود می‌تواند منجر به تفسیری نادرست از ویژگی‌های سنگ‌های منشأ احتمالی شود.

بر اساس مطلب بالا، تعداد ۵ نمونه با توجه به پوشش مناسب از سازند بالا انتخاب و پس از طی مراحل حذف آلودگی‌ها، دوباره مورد تجزیه پیرولیز راک-اول قرار گرفتند. نتایج تجزیه دوباره در جدول ۲ ارائه شده است. با توجه به این موضوع که نتایج تجزیه مرحله دوم اعتبار بیشتری دارد، همه تفسیرها بر اساس نتایج تجزیه دوباره (After Extraction) صورت گرفته است.

تعیین نوع کروژن و میزان پختگی: برای تعیین نوع کروژن موجود در سازند سورمه نمودار HI Vs. T_{max} (Tissot & Espitalie, 1975; Espitalie et al., 1977) با استفاده از مقادیر متغیرهای HI و T_{max} رسم شد. بررسی نوع مواد آلی موجود در سازند سورمه با استفاده از این نمودار (شکل ۳) بیانگر کروژنی از نوع II و III در این سازند است. با توجه به مقادیر T_{max} ۴۰۹-۴۳۲°C و محدوده قرارگیری نقاط بر روی شکل، می‌توان بلوغی در حد اواخر مرحله دیاژنز (پیش از پنجره نفت‌زایی) را به نمونه‌های مورد مطالعه نسبت داد.

رتبه‌بندی سنگ مادر و تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی: بررسی میزان غنای کربن آلی، برای رتبه‌بندی سنگ مادر احتمالی و ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند سورمه (شکل ۴) با استفاده از نمودار S_1+S_2 Vs. TOC بر اساس نتایج تجزیه پیرولیز راک-اول مرحله دوم، بیانگر فقیر بودن این سازند از نظر محتوای کربن آلی و ضعیف بودن پتانسیل هیدروکربن‌زایی این سازند است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود مقایسه مقادیر متغیرهای حاصل از تجزیه مرحله اول پیرولیز راک-اول و نتایج تجزیه دوباره پس از شستشوی آلودگی‌ها، نشان از وجود تفاوت آشکار میان این متغیرها دارد. بر اساس نتایج تجزیه نمونه‌های آلوده، این نمونه‌ها حاکی از وجود یک سنگ مادر با ویژگی‌های مناسب است. حال آن که باید برای جلوگیری از تفسیر نادرست از ویژگی‌های سنگ مادر احتمالی، همه عوامل تأثیرگذار در نظر گرفته شود.

۳-۲. ارزیابی‌های تکمیلی

برای تعیین دقیق ماهیت ژئوشیمیایی مواد آلی موجود در سازند سورمه و هیدروکربن‌های موجود در مخازن نفتی این میدان و مقایسه این دو با هم، ارزیابی‌های تکمیلی با استفاده از نتایج تجزیه‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی و نتایج آزمون SARA روی نمونه‌های مورد نظر انجام گرفت. مطالعات بیومارکرها از جمله روش‌های معتبر در مطالعات ژئوشیمیایی است که با کمک سه روش بالا امکان‌پذیر است. بیومارکرها فسیل‌های مولکولی هستند که با توجه به شرایط ترمودینامیکی ثابتی که دارند، در شرایط مختلف زمین‌شناسی پایدار هستند (Brocks & Summons, 2004). بیومارکرها، اطلاعات کدگذاری شده درباره تنوع زیستی دیرین و شرایط محیطی هستند. آنها همچنین چرخه عناصر، شیمی آب و رسوب، شرایط اکسایش و احیا و تاریخچه حرارتی حوضه را ثبت می‌کنند (Peters & Moldowan, 1993).

دامنه گسترده کاربرد این ترکیبات، باعث به‌کارگیری آنها در تشخیص محیط‌های رسوبی سنگ مادر، درجه پختگی، تحولات دیاژنزی، فرایند مهاجرت و میزان تأثیرات تخریب میکروبی (Biodegradation)، تعیین منشأ مواد آلی و تطابق نفت با نفت و نفت با سنگ منشأ است (Peters & Moldowan, 1993; Bordenave, 1993).

۴- نتیجه گیری

با توجه به نتایج تجزیه پیرولیز راک- اول مرحله دوم (پس از حذف آلودگی‌ها) می‌توان گفت که سازند سورمه، کروژن‌هایی از نوع II و III دارد. همچنین این سازند از نظر غنای مواد آلی، فقیر و از نقطه نظر پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف است. از سوی دیگر، یکسان بودن ویژگی‌های ژئوشیمیایی حاصل از نتایج تجزیه‌های تکمیلی مانند ماهیت شیمیایی، شرایط محیط رسوبگذاری و میزان بلوغ مواد آلی استخراج شده از سازند سورمه و نمونه نفت میدان نشان از وجود ارتباط ژنتیکی میان مواد آلی موجود در سازند سورمه و نفت مخازن میدان دارد؛ حال آن که بر اساس نتایج مطالعات مقدماتی، سازند سورمه در این ناحیه به‌عنوان سنگ منشأ مولد نفت این میدان معرفی نمی‌شود و این شباهت‌ها، صرفاً به دلیل آلودگی شدید این سازند به هیدروکربن‌های مهاجرتی عبوری به‌سوی مخزن، از این سازند است. براساس نتایج مطالعات بالا، هیدروکربن‌های لایه نفتی میدان پارس جنوبی، ویژگی‌های شیمیایی نفت‌های پارافینیک- نفتنیک را نشان می‌دهند که سنگ منشأ احتمالی مولد این هیدروکربن‌ها، سازندی با ترکیب کربناتی و ته‌نشست کرده در محیطی نیمه‌احیایی است و منشأ تولید کننده این هیدروکربن‌ها نیز مواد آلی با منشأ دریایی باز با ورود اندکی مواد آلی قاره‌ای با بلوغی پایین در حد ابتدای پنجره نفت‌زایی بوده است.

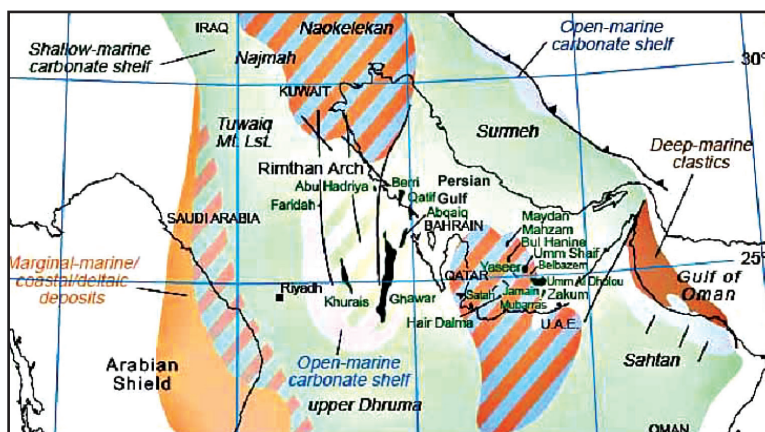
سپاسگزاری

این کار پژوهشی با حمایت مالی واحد پژوهش و توسعه شرکت نفت و گاز پارس و همچنین همکاری کارشناسان محترم واحد ژئوشیمی پژوهشگاه صنعت نفت انجام پذیرفته است که جا دارد سپاسگزاری بی‌پایان خود را تار این عزیزان کنیم.

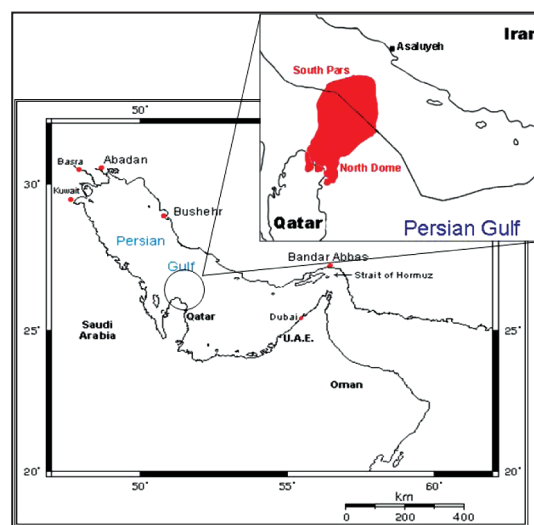
هوموئوپان C_{34}/C_{35} شاخصی برای شرایط اکسیدی محیط در نظر گرفته می‌شود (Peters & Moldowan, 1993)، رسم نمودار مقادیر C_{29}/C_{30} هوپان، در برابر نسبت C_{34}/C_{35} هوموئوپان، معرف ترکیب سنگ منشأ احتمالی مولد نفت میدان و شرایط محیطی آن است. همان‌گونه که در شکل ۸ مشاهده می‌شود، چگونگی پراکندگی نمونه‌های سازند سورمه و نمونه نفت میدان بیانگر سنگ منشأیی با ترکیب کربناتی در شرایط نیمه‌احیایی است.

مقایسه میزان بلوغ نمونه سنگ منشأ احتمالی (سازند سورمه) و نمونه نفت میدان: برای ارزیابی میزان بلوغ نمونه‌های سنگ منشأ احتمالی مورد مطالعه (سورمه) و نمونه نفت مخازن مدود، داریان بالایی و پایینی و مقایسه این دو، نمودار تغییرات نسبت $C_{29}S/(S+R)$ در برابر $29\beta\beta/(29\beta\beta+29\alpha\alpha)$ متغیرهای بیومارکر استران رسم شد (شکل ۹). همان‌گونه که در این نمودار مشاهده می‌شود، جدایش محسوسی در محدوده قرارگیری نمونه‌های نفت و سازند سورمه بر روی نمودار رسم‌شده وجود ندارد و تقریباً همه نمونه‌ها در یک محدوده قرار دارند. این نمودار نشان‌دهنده بلوغی یکسان در حد اوایل پنجره نفت‌زایی برای سنگ منشأ مولد نفت میدان و مواد آلی موجود در سازند سورمه است.

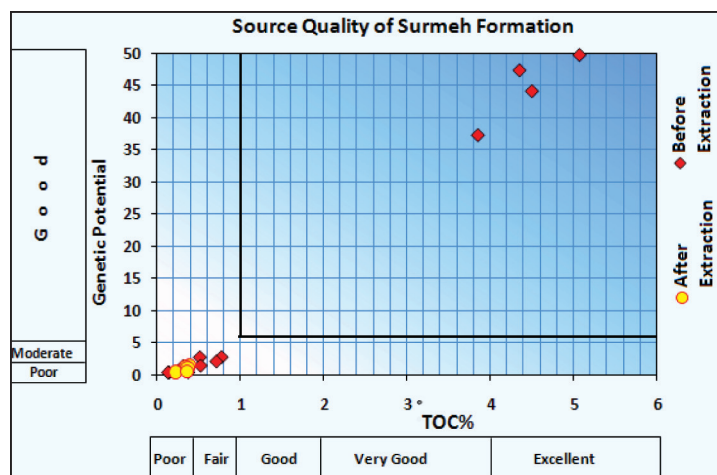
همچنین بررسی میزان بلوغ با استفاده از مقایسه مقادیر متغیرهای بلوغ هوپان $(Ts/Ts+Tm)$ و استران $(C_{29}S/(S+R))$ (شکل ۱۰) نیز نشان‌دهنده بلوغی در حد اوایل پنجره نفت‌زایی است. اندک تفاوت مشاهده شده در میزان بلوغ محاسبه شده با استفاده از متغیرهای بلوغ هوپان $(Ts/Ts+Tm)$ که مقادیر بلوغ کمتری را نسبت به بلوغ محاسبه شده با استفاده از متغیرهای بلوغ بیومارکرهای استران $(29\beta\beta/(29\beta\beta+29\alpha\alpha))$ نشان می‌دهند، مربوط به حساسیت این متغیر $(Ts/Ts+Tm)$ به رخساره آلی سنگ منشأ مولد هیدروکربن است (Moldowan et al., 1986). این نسبت کاهش غیرعادی را در سنگ‌های منشأ کربناتی نشان می‌دهد. همان‌گونه که بیان شد ترکیب سنگ مادر مولد نفت‌های مورد مطالعه نیز کربناتی بوده است که باعث کاهش مقادیر نسبت بالا می‌شود.



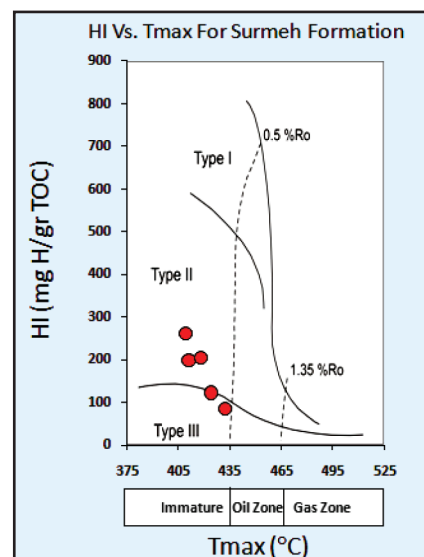
شکل ۲- گسترش جغرافیایی دیرینه سازند سورمه (Ziegler, 2001).



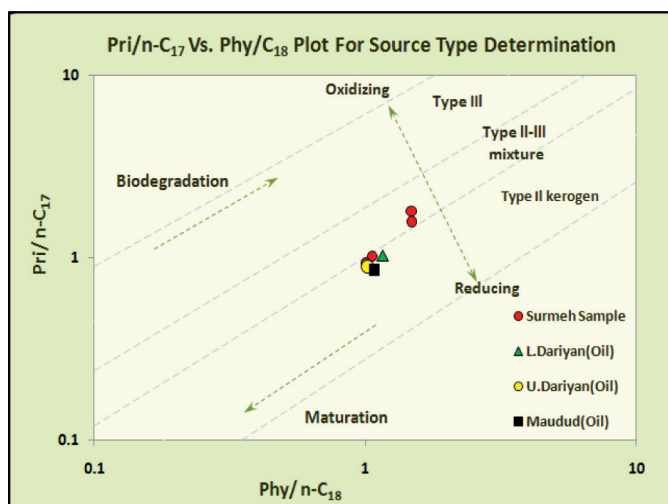
شکل ۱- موقعیت میدان پارس جنوبی در خلیج فارس.



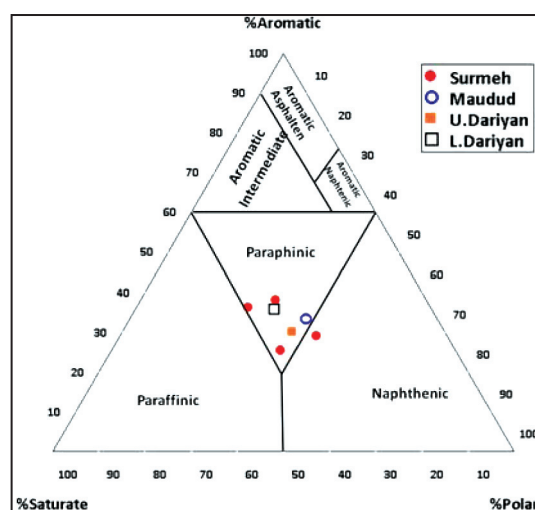
شکل ۴- رتبه بندی سنگ مادر و تعیین پتانسل هیدروکربن زایی سازند سورمه.



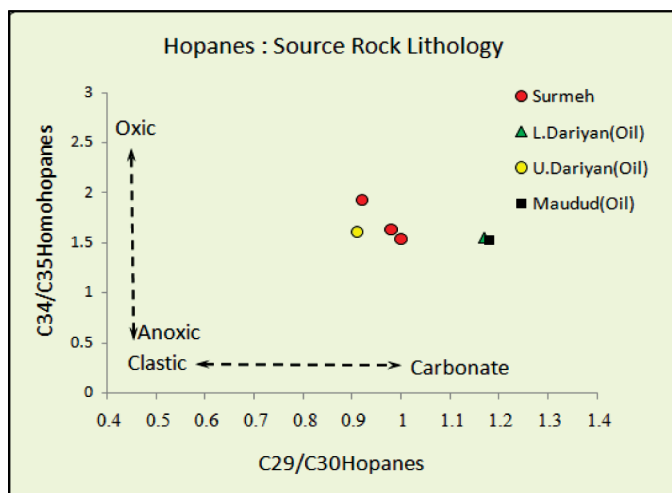
شکل ۳- نمودار HI Vs. Tmax برای نمونه های سازند سورمه با استفاده از نتایج آنالیز دوباره پیرولیز راک-اول.



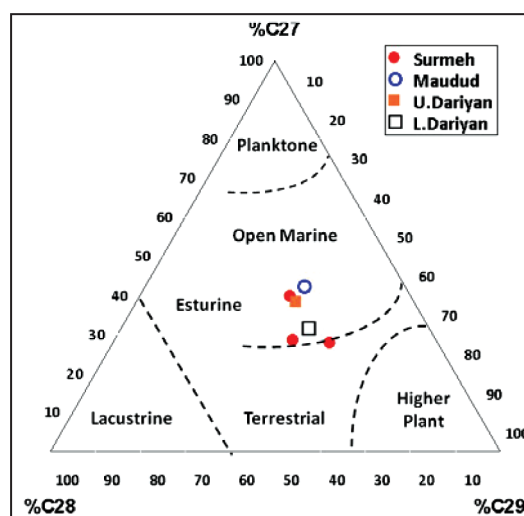
شکل ۶- شرایط محیط رسوبگذاری مواد آلی موجود در سنگ های منشأ احتمالی و سنگ مادر مولد نفت میدان.



شکل ۵- رسم نمودار مثلثی بر اساس نتایج آزمون SARA.



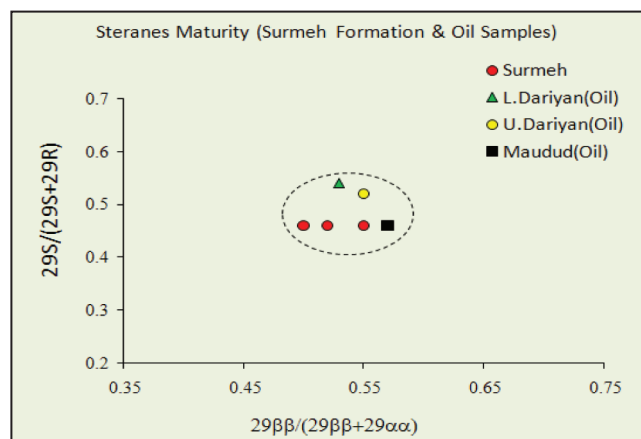
شکل ۸- تعیین ترکیب سنگی و شرایط رسوبگذاری با استفاده از متغیرهای بیومارکر (هوپان).



شکل ۷- نمودار مثلثی توزیع استران های C₂₇ و C₂₈ و C₂₉.

جدول ۲- نتایج تجزیه دوباره پیرولیز راک-اول.

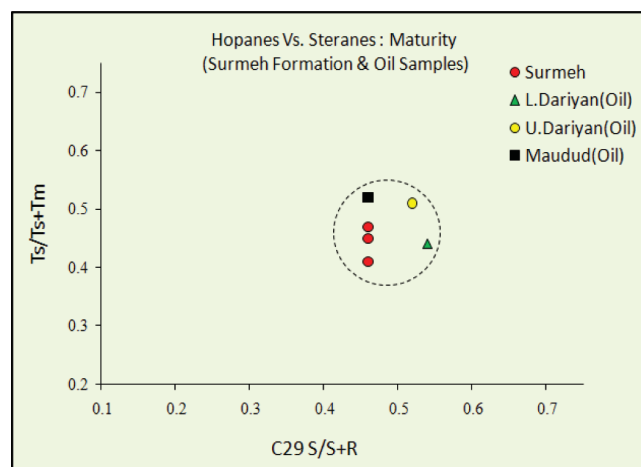
S1	S2	S3	Tmax	HI	OI	PI	TOC
0.76	0.78	2.05	411	200	526	0.49	0.39
0.41	0.89	1.62	409	262	476	0.32	0.34
0.38	0.76	1.51	418	205	408	0.33	0.37
0.14	0.27	1.04	424	123	473	0.34	0.22
0.19	0.31	1.21	432	86	336	0.38	0.36



شکل ۹- ارزیابی بلوغ با استفاده از متغیرهای بلوغ بیومارکر استران.

جدول ۳- نتایج آزمون SARA نمونه‌های سازند سورمه و نمونه نفت میدان.

Surmeh Formation				
Formation	Saturate%	Aromatic%	Resin%	Asphaltene%
Surmeh	39.64	36.52	23.82	Trace
	28.21	29.34	28.52	13.85
	32.58	38.25	21.45	7.6
	37.92	25.7	36.36	Trace
	Oil Sample			
Maudud	28.51	33.32	22.54	15.45
U.Dariyan	33.14	30.22	20.21	16.17
L.Dariyan	34.12	35.72	15.63	14.32



شکل ۱۰- ارزیابی بلوغ با استفاده از مقایسه متغیرهای هوپان‌ها و استران‌ها.

جدول ۱- نتایج تجزیه پیرولیز راک-اول مرحله اول.

جدول ۴- نتایج حاصل از تجزیه کروماتوگرافی گازی نمونه‌های مورد مطالعه.

Surmeh Formation			
Formation	Pri/Phy	Pri/C17	Phy/C18
Surmeh	0.67	1.81	1.48
	0.79	1.58	1.49
	0.69	1.02	1.06
	0.36	0.94	1.01
Oil Sample			
Maudud	0.524	0.859	1.079
U.Dariyan	0.49	0.9	1.02
L.Dariyan	0.51	1.03	1.16

S1	S2	S3	Tmax	HI	OI	PI	TOC
0.14	0.22	0.83	437	59	232	0.39	0.37
0.19	0.13	0.43	425	93	307	0.59	0.14
0.19	0.15	0.28	420	115	205	0.56	0.13
26.32	17.79	1.53	425	395	34	0.6	4.5
29.74	20	1.97	424	394	39	0.6	5.07
22.3	14.96	1.17	423	388	30	0.6	3.85
27.85	19.53	1.39	423	403	29	0.59	4.35
1.56	1.16	2.41	423	151	13	0.57	0.77
0.57	0.76	1.22	422	245	394	0.43	0.31
1.35	0.7	2.6	424	99	366	0.66	0.71
0.74	0.54	1.53	423	146	414	0.58	0.37
1.73	0.98	2.24	428	192	439	0.64	0.51
0.54	0.86	1.63	433	165	313	0.39	0.52

جدول ۵- محاسبه نسبت‌های مختلف بیومارکرها حاصل از تجزیه GC-MS روی نمونه‌های مورد مطالعه.

Surmeh Formation								
	C27%	C28%	C29%	$29\beta\beta/(29\beta\beta+\alpha\alpha)$	S/S+R	C34/C35	C29/C30	Ts/Ts+Tm
Surmeh	40	26.83	33.16	0.5	0.46	1.93	0.92	0.45
	28.78	31.84	39.36	0.52	0.46	1.54	1	0.41
	27.93	24.18	47.88	0.55	0.46	1.63	0.98	0.47
Oil Sample								
Maudud	22.3	41.8	35.1	0.57	0.46	1.53	1.18	0.52
U.Dariyan	26.2	38.1	34.8	0.55	0.52	1.61	0.91	0.51
L.Dariyan	26.76	31.12	41.11	0.53	0.54	1.55	1.17	0.44

References

- Barker, C., 1974 - Pyrolysis techniques for source rock evaluation, AAPG Bullrtin, Vol.58 p.2349-2361
- Bordenave, M. L., 1993- Applied petroleum geochemistry, Edition Technip, Paris, 524P.
- Brocks, J. J. & Summons, R. E., 2004- Sedimentary hydrocarbon, Biomarker for early life, Treatise on Geochemistry, Vol.8, PP.63-115
- Connan, J. & Cassou, A. M., 1980- Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et cosmochimia Acta*, Vol.44, P.1-23
- Didyk, B. M., Simoneit, B. R. T., Brassell, S. C. & Eglinton, G., 1978- Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, Vol.272, P.216-222
- Espitalie, J., Madec, M., Tissot, B., Menning, J. J. & Leplate, P., 1977- Source rock characterization method for petroleum exploration, *Proceeding of the 9th annual offshore technology conference*, Vol.3, P.439-448
- Hunt, J. M., 1996- Petroleum geochemistry and geology, 2ed. New York, W.H Freeman and Company, 749P.
- Huang, W. B. & Meinschein, W. G., 1979- Sterole as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimia Acta*, Vol.43, P.739-745
- Hughes, W. B., Holba, A. G. & Dzou, L. I. P., 1995- the ratio of dibenzothiophene to phenanthrene and pristine to phytane as indicator of depositional environment and lithology of petroleum source rock. *Geochimica et Cosmochimia Acta*, Vol.59, P.3581-359
- Moldowan, J. M., Sundroman, P. & Schoell, M., 1986- Sensitivity of biomarker properties to depostional environment and/or source input in the lower toarcian of S.W. Germany. *Organic Geochemistry*, Vol.10, P.915-926.
- Page, M. M. & Kuhnel, C., 1980- Rock Eval Pyrolysis as source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, Vol. 64, P.762
- Peters, K. E., 1986- Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis, *AAPG Bulletin*, Vol 70, P.318-329
- Peters, K. E. & Moldowan, J. M., 1991- Effects of source, thermal maturity and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic Geochemistry*, V.17, pp.47-61
- Peters, K. E. & Moldowan, J. M., 1993- The Biomarker Guide, Interpreting molecular fossil in petroleum and ancient sediments, Prentice Hall, 363P
- Powell, T. G., McKirdy, D. M., 1973- Relationship between ration of pristine to phytane, crude oil composition and geological environment in Australia. *Nature*, Vol.243, P.37-39
- Tissot, B. & Espitalie, J., 1975- Thermal evolution of organic materials in sediments; application of a mathematical simulation; petroleum potential of sedimentary basins and reconstructing the thermal history of sediments, *Revue de l'Institut Francais du Petrole et Annales des Combustibles Liquides*, v. 30/5, p. 743-777
- Tissot, B. P. & Welte, D. H., 1984- Petroleum formation and occurrence. 2th ed, Berlin, Springer, Verlag, 538P.
- Waples, D. W., 1985- Geochemistry in petroleum Exploration. Redial publish. CY. Dordrecht, 232P.
- Ziegler, M. A., 2001- Late Permian to Holocene Paleofacies of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrence, *Geoarabia*, Vol.3, P.445-504