

بررسی پیوستگی هیدروکربنی مخازن سروک و ایلام در میدان نفتی آزادگان با استفاده از تلفیق داده‌های ژئوشیمیایی، زمین‌شناسی و مهندسی مخزن

بهرام علیزاده

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز
مرکز تحقیقات زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز

مهراب رشیدی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز
اداره مطالعات و تحقیقات ژئوشیمی، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

علیرضا زراسوندی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز
مرکز تحقیقات زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز

سید رسول سیدعلی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز
مرکز تحقیقات زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز

محمد حسن علیئی

اداره کل ژئوفیزیک، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۰۲/۱۹

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۱۰/۱۱

alizadeh@scu.ac.ir

چکیده

میدان آزادگان واقع در دشت آبادان بعنوان یکی از بزرگترین میداین نفتی توسعه نیافته ایران محسوب می‌شود. مخازن کربناته سروک (کرتاسه میانی) و ایلام (کرتاسه بالایی) در این میدان توسط سازند شیلی لافان از یکدیگر جدا گردیده‌اند. در این تحقیق به منظور بررسی نحوه ارتباط نفت این مخازن با یکدیگر، داده‌های ژئوشیمیایی آلی با اطلاعات زمین‌شناسی و فشار مخزن ادغام گردید. بر اساس نتایج به دست آمده از داده‌های ژئوشیمیایی، نفت‌های این مخازن از لحاظ زایشی به یک خانواده نفتی با منشأ مشترک دریایی تعلق دارند و دارای خصوصیات ژئوشیمیایی و بلوغ یکسان در حد اواسط زون نفت‌زایی می‌باشند. با این حال، دو گروه نفتی متفاوت و غیر مرتبط در این مخازن بر اساس مطالعه ترکیبات هیدروکربنی سبک C7 تشخیص داده شد که اطلاعات فشار مخازن نیز آن را تأیید می‌نماید. این امر به دلیل عملکرد سازند کاملاً شیلی لافان است که علی‌رغم ضخامت کم بعنوان یک لایه ناتراوا عمل نموده و ارتباط مخازن سروک و ایلام را قطع نموده است. بر اساس نتایج حاصله، مطالعه ژئوشیمیایی مخازن هیدروکربنی می‌تواند به خوبی در تعیین پیوستگی مخازن مورد استفاده قرار گیرد و سبب بهبود مدل‌های مخزنی که نقش تعیین‌کننده‌ای در کاهش ریسک برنامه‌های توسعه و تولید میدان دارند، گردد.

کلمات کلیدی: ژئوشیمی مخزن، پیوستگی مخزن، مخازن کرتاسه، دشت آبادان، میدان نفتی آزادگان

مقدمه

از داده‌های فشار، لرزه‌نگاری، زمین‌شناسی و لاگ‌های پتروفیزیکی بعنوان ابزار اولیه جهت تشخیص پیوستگی (continuity) و یا بخش‌بندی (compartmentalization) مخازن استفاده می‌شود. هر کدام از این داده‌ها اطلاعاتی را در مورد بخش خاصی از زون‌بندی مخزنی ارائه می‌دهند و بهترین کارایی را هنگامی خواهند داشت که در ارتباط با یکدیگر مورد استفاده قرار گیرند (Cubitt et al., 2004). امروزه ژئوشیمی مخزن (reservoir geochemistry) بعنوان یک مکمل برای سایر روش‌ها معرفی شده است و به شکلی گسترده در این زمینه بکار برده می‌شود (Paez et al., 2010; Kaufman et al., 1990; England, 2007). این روش در شرایط کمبود داده‌های زمین‌شناسی و یا داده‌های لرزه‌ای با کیفیت خوب و یا در زمان بررسی مخازن مشابه می‌تواند به شناسایی مستقیم پیوستگی یا عدم پیوستگی زون‌های مخزنی کمک شایانی نماید. ژئوشیمی مخزن با استفاده از تلفیق اطلاعات و خصوصیات سیالات مخزنی، تاریخچه پرشدگی مخزن را روشن نموده و نسبت به روش‌های دیگر از هزینه کمتری برخوردار است. همچنین این روش در اوایل

برنامه‌های اکتشاف، توسعه و تولید از میداین هیدروکربوری غالباً با پیچیدگی‌های زیاد و هزینه هنگفت همراه است. تعیین وضعیت زمین‌شناسی و خصوصیات مخزنی میداین و تلفیق اطلاعات آن‌ها با یکدیگر از اهمیت بالایی در کاهش ریسک فعالیت‌های مربوطه و هزینه‌ها برخوردار است (England, 2007). بررسی و تعیین خواص عناصر سیستم نفتی شامل سنگ‌های منشأ، مخزن و پوش‌سنگ و همچنین روابط فیزیکی و شیمیایی حاکم بر آن‌ها نقش اساسی در این بررسی‌ها دارد (Hantschel and Kauerauf, 2009). یکی از موارد مهم در این خصوص، شناخت نحوه ارتباط مخازن هیدروکربنی و مشخص نمودن پیوستگی یا جدا شدگی آن‌ها در ارتباط با تاریخچه پرشدگی سیستم‌های نفتی است که نقش مؤثری را در برنامه‌ریزی‌های توسعه و تولید از میداین ایفاء می‌نماید. تشخیص ارتباط افقی و عمودی مخازن در راستای کمک به شناسایی مدل‌های مخزنی و افق‌های اکتشافی جدید در محدوده ساختمان‌های در حال تولید نیز اهمیت بالایی دارد. در دهه‌های گذشته تنها

ژئوشیمیایی تطابق نفت با نفت در مخازن سروک و ایلام، خصوصیات ژئوشیمیایی و زایشی آن‌ها مشخص شده و سپس با استفاده از روش‌های دقیق ژئوشیمی مخزنی و تلفیق نتایج حاصله با اطلاعات سنگ‌شناسی و فشار مخزنی سیال هیدروکربنی، پیوستگی عمودی و ارتباط این مخازن با یکدیگر مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج حاصل از این مطالعه تلفیقی به شناخت اهداف جدید اکتشافی در مجاورت میداین تولیدی و همچنین اعتبارسنجی و به‌روز نمودن مدل‌های مخزنی و مدیریت چاه‌های تولیدی در آینده کمک نموده و در نهایت منجر به کاهش ریسک فعالیتهای اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی و ارائه بهترین نقشه راه جهت برداشت از میدان خواهد شد.

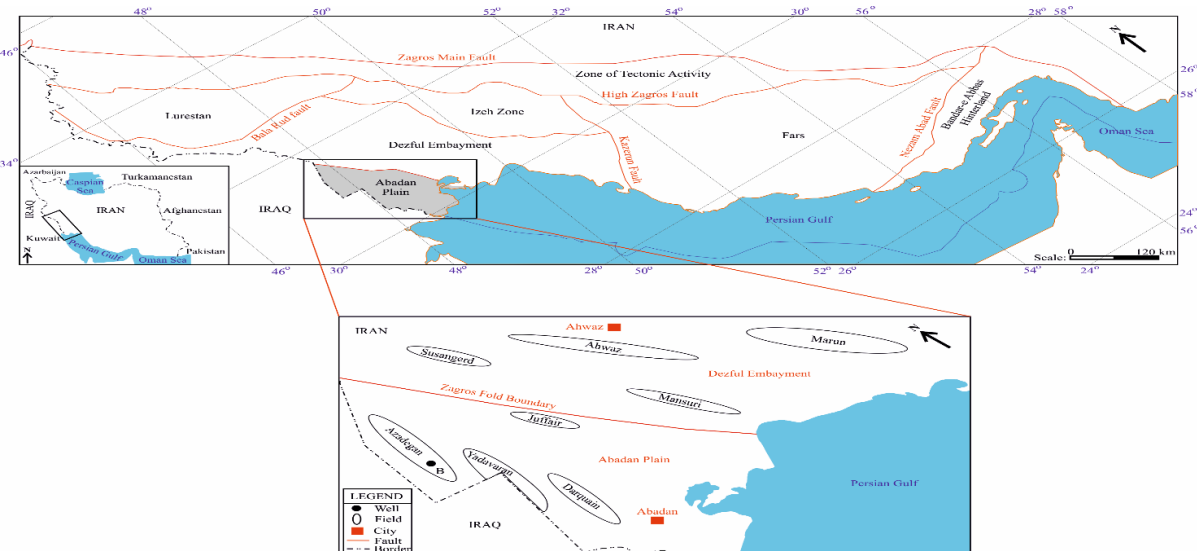
زمین‌شناسی منطقه

کمر بند کوهزایی زاگرس بخشی از سیستم کوهزایی آلپ - هیمالیا است که با وجود توالی ضخیم ۷ تا ۱۴ کیلومتری از رسوبات ته‌نشین شده در منطقه‌ای به طول تقریبی ۲۰۰۰ کیلومتر و عرض ۳۰۰-۱۰۰ کیلومتر مشخص می‌شود. از دیدگاه زمین‌ساختاری، حوضه رسوبی زاگرس به بخش‌های مختلفی همچون زون همپوشان زاگرس، زون چین‌خورده زاگرس، پیش‌گودال زاگرس، حوضه خلیج‌فارس و دشت آبادان بعنوان بخشی از حوضه مزوپوتامین (Mesopotamian) تقسیم شده است (آقنابتی، ۱۳۸۵). دشت آبادان در جنوب غربی ایران و در مرز با کشور عراق واقع شده و هم‌چنین بخشی از نواحی دریایی شمال خلیج فارس را نیز در بر می‌گیرد. این ناحیه از سمت شمال شرق به کمر بند زاگرس و از جنوب به خلیج‌فارس منتهی می‌شود. تاقدیس‌های موجود در دشت آبادان عمدتاً دارای روند شمالی - جنوبی بوده و در سطح زمین رخنمون ندارند. دشت آبادان با در برداشتن میداین عظیم نفتی از جمله آزادگان، یادآوران، جفیر و دارخوین بعنوان مهم‌ترین منطقه نفتی ایران بعد از فروافتادگی دزفول به شمار می‌رود (Berberian and King, 1981; Beydoun, 1991; Sharland et al., 2001, Alavi, 2004) (شکل ۱).

تولید از میدان قادر خواهد بود در تعیین تاریخچه شارژ میدان، تأثیر عوامل ثانویه بر مخزن و همچنین ارتباطات مخزنی ایفای نقش نماید (Paez et al., 2010; Kaufman et al., 1990; England et al., 2007).

روش‌های متعددی در زمینه مطالعه پیوستگی مخازن توسط محققان مختلف ارائه شده است. متداول‌ترین آزمایشات در این راستا شامل آنالیزهای فشار و دما (Paez et al., 2010)، تطابق ژئوشیمیایی نفت - نفت (Kaufman et al., 1990; Hwang and Baskin, 1994)، آنالیز ترکیبات هیدروکربنی سبک C7 (Ahanjan et al., 2016; Kaufman et al., 1990) و کروماتوگرافی گازی با دقت بالا (High Resolution Gas Chromatography, HRGC) (Kaufman et al., 1990) می‌باشند که می‌توانند با اطلاعات زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی تلفیق گردند.

میدان نفتی آزادگان در جنوب غربی ایران در ۸۰ کیلومتری غرب شهر اهواز و در مجاورت مرز ایران و عراق قرار دارد. چاه آزادگان شماره یک در سال ۱۳۵۵ حفر گردید ولی مجموعه مخازن عظیم این میدان با حفر دومین چاه در سال ۱۳۷۸ توسط مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران کشف شد. این میدان بعنوان یکی از بزرگترین میداین نفتی توسعه‌نیافته دنیا شناخته شده است (علیزاده و همکاران، ۱۳۹۳؛ مطیعی، ۱۳۸۹؛ Du et al., 2015). سازندهای کرتاسه سروک، کژدمی، گدوان و فهلیان بعنوان مخازن اصلی در این میدان معرفی گردیده‌اند (Alizadeh et al., 2016; Bordenave and Hegre, 2010; Du et al., 2016). با وجود انتشار گزارشات متعدد در خصوص زمین‌شناسی و ژئوشیمی سنگ‌های منشأ و نفت مخازن میدان آزادگان (به عنوان مثال علیزاده و همکاران، ۱۳۹۵؛ Abdollahie Fard et al., 2006; Alizadeh et al., 2012; Du et al., 2016; Kobraee et al., 2017)، مطالعات چندانی در خصوص پیوستگی و بخش‌بندی مخازن آن منتشر نشده است. بنابراین، نحوه ارتباط و پیوستگی عمودی مخازن آهکی سروک و ایلام در میدان آزادگان که هر دو حاوی نفت سنگین هستند نامشخص می‌باشد. از این رو در این پژوهش ابتدا با بکارگیری روش‌های



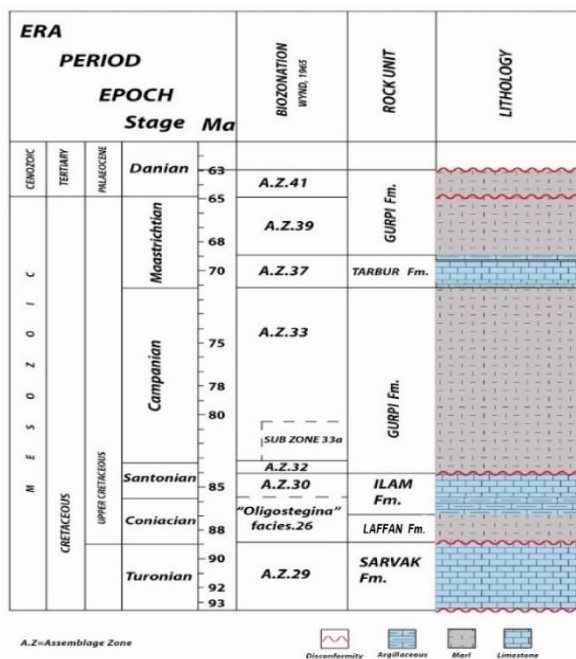
شکل ۱- تقسیمات ساختاری حوضه رسوبی زاگرس و موقعیت جغرافیایی دشت آبادان و میدان آزادگان

غرب - جنوب شرق در حاشیه جنوب غربی فروافتادگی دزفول مشخص می‌گردد (Abdollahie Fard et al., 2006). روند شمالی - جنوبی بعنوان مهمترین روند، در بازه زمانی ۶۲۰ الی ۶۴۰ میلیون سال پیش (نئوپروتروزویک) و در اثر برخورد تکتونیکی عمار (Amar) شکل گرفته است. فعالیت و تأثیر بلندی‌های قدیمی (paleohigh) و خطواره‌های گسلی که عموماً راستای شمال شرق - جنوب غرب و شمال غرب - جنوب شرق دارند سبب تغییرات و کنترل ضخامت،

نحوه چین‌خوردگی و نقش کلیدی افق‌های جدا کننده هرمز و گچساران در سبک ساختاری کمر بند چین خورده - رورانده زاگرس قابل توجه است. این سازندها بعنوان عامل اصلی در جدایش دشت آبادان و فروافتادگی دزفول در نظر گرفته شده‌اند. سه روند ساختاری شمال شرقی - جنوب غربی، شمالی - جنوبی و شمال غربی - جنوب غربی در ناحیه دشت آبادان تشخیص داده شده است. مرز بین ناحیه دشت آبادان و فروافتادگی دزفول بوسیله تاقدیس‌هایی با روند شمال

Abeed et al., 2011; Abdollahie) در مخازن کرتاسه منتهی شده است (Fard et al., 2006; Alizadeh et al., 2012, 2016; Beydoun, 1991; Du et al., 2016; Soleimani et al., 2017). سازند ایلام از گروه بنگستان با سن کرتاسه بالایی (سانتونی) متشکل از رسوبات آهکی و آهک رسی تا مارن، بطور پیشرونده بر روی سازند نازک شیلی لافان با سن کنیاسین قرار گرفته است. این سازند بعنوان یک مخزن دارای نفت سنگین به صورت سطح فرسایشی بر روی سازند سروک با سن کرتاسه میانی (تورونین) نهشته شده است و در رأس بالایی به صورت ناپیوسته در زیر سازند شیلی گورپی قرار دارد (James and Wynd, 1965 (شکل ۲). از سوی دیگر سازند سروک، مهمترین مخزن نفتی میدان آزادگان است که محیط رسوبگذاری آن رمپ کم عمق می باشد. اصلی ترین پوش سنگ مخازن سروک و ایلام را می توان سازندهای لافان و گورپی و همچنین میان لایه های شیلی در این مخازن معرفی نمود (James and Wynd, 1965, 2006; Du et al., 2016). همچنین سازندهای سرگلو (ژوراسیک میانی - بالایی) و گرو (کرتاسه پایینی) به عنوان سنگ های منشأ احتمالی در دشت آبادان معرفی شده اند (علیزاده و همکاران، ۱۳۹۳؛ Alizadeh et al., 2012, 2016). سازند کژدمی (کرتاسه میانی) علیرغم پتانسیل خوب مواد آلی موجود در آن به پختگی لازم جهت تولید هیدروکربور نرسیده و سازند گدوان (کرتاسه پائینی) نیز خصوصیات مناسب یک سنگ منشأ را در این میدان ندارد (AbdollahieFard et al., 2006; Alizadeh et al., 2012, 2016; Du et al., 2016, Zainalzadeh et al., 2015; Kobraei et al., 2017).

رخساره و توزیع واحدهای مخزنی و فشردگی رسوبات در ناحیه دشت آبادان شده است (Al-Husseini, 2000). در فعالیتهای بعد از رسوبگذاری و در فازهای فشارشی ناشی از برخورد دو صفحه ایران و عربی، این خطوارهها موجب تغییر در رفتارهای زمین شناسی گردیده که در نهایت منجر به تفاوت در اندازه، هندسه و ویژگی های چین ها و سبک چین خوردگی مخازن در طول بلندی های قدیمی نیز شده است. این موضوع ارتباط مستقیمی با توزیع هیدروکربن در دشت آبادان داشته و پرشدگی مخازن هیدروکربنی در این ناحیه را کنترل می نماید (Beydoun, 1991). بلندی قدیمی آزادگان، مهمترین ساختار با روند شمالی - جنوبی در این ناحیه است که ادامه گسترش شمالی بلندی های خوریس - بورگان در کشور کویت و بصره - زبیر در کشور عراق محسوب می شود (Al-Husseini, 2000). این بلندی قدیمی یک فروافتادگی پیچیده با هسته پی سنگی است که تعدادی از میادین نفتی دشت آبادان را در بر گرفته و تأثیر شگرفی بر توالی رسوبی از دیدگاه تغییرات رخساره ای، ضخامت و تکوین ساختاری و هیدروکربنی مخازن داشته است. توالی رسوبی دشت آبادان با ضخامت نازکی از آبرفت های عهد حاضر و در ادامه سازند آغاچاری (میو - پلیوسن) شروع شده و در حال حاضر تا سازند نیریز به سن ژوراسیک پایینی حفاری شده است. فعالیت تکنونیک آرام در دوران کرتاسه منجر به رسوبگذاری انواع مختلفی از مخازن آهکی کم عمق به خصوص سازندهای سروک و ایلام در ناحیه دشت آبادان شده است. با این وجود، دو فاز تکنونیک اصلی در کرتاسه پایانی و الیگومیوسن، ویژگی های مخزنی و نحوه تجمع هیدروکربور را در این ناحیه تحت تأثیر قرارداده که در نهایت به تجمع عظیم نفت



شکل ۲- ستون چینه شناسی کرتاسه میانی و بالایی در چاه مورد مطالعه که وضعیت قرارگیری سازندهای سروک و ایلام را نسبت به یکدیگر نشان می دهد.

از طریق کاغذ صافی جدا گردید. در گام بعدی به منظور جداسازی بخش های تشکیل دهنده مالتن (ترکیبات اشباع، آروماتیک و رزین) از روش کروماتوگرافی مایع استفاده شد. سپس آنالیزهای کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیفسنجی جرمی بر روی اجزای هیدروکربنی نمونه های مورد مطالعه (ترکیبات اشباع و آروماتیک) انجام شد. در نهایت، فراوانی انواع نشانگرهای زیستی (biomarkers) از طریق محاسبه مساحت زیر هر یک از پیک های حاصل از آنالیزهای مذکور و مقایسه آن ها با نمونه های استاندارد استخراج گردید. در این مطالعه، توزیع انواع نشانگرهای زیستی ترکیبات اشباع و آروماتیک مورد آنالیز و بررسی قرار گرفت. انواع پارامترهای بیومارکری با استفاده از نسبت های

مواد و روش ها

به منظور انجام مطالعه حاضر، نمونه های نفت مخازن سروک و ایلام که از تست چاه اکتشافی A در میدان آزادگان حاصل شدند، انتخاب گردید. در ابتدا جهت تطابق نفت با نفت، آنالیزهای ژئوشیمیایی شامل کروماتوگرافی مایع (Liquid Chromatography, LC)، کروماتوگرافی گازی (Gas Chromatography, GC)، کروماتوگرافی گازی - طیفسنجی جرمی (Gas Chromatography-Mass Spectrometry, GC-MS) و اندازه گیری ایزوتوپ پایدار کربن ۱۳ بر روی نمونه های نفت صورت پذیرفت. در این راستا، ابتدا نمونه ها با افزودن حلال نرمال هگزان ته نشینت و سپس

می‌تواند به تعیین خصوصیات محیط رسوبگذاری کروژن و طبقه‌بندی آن‌ها کمک نماید (Hunt, 1996; Peters et al., 2005). در این راستا، داده‌های حاصل از آنالیز کروماتوگرافی مایع بر روی نمونه‌های نفت مخازن سروک و ایلام (جدول ۱) بررسی شد. با توجه به داده‌های بدست‌آمده، بخش قابل توجهی از نمونه‌های مورد مطالعه شامل ترکیبات قطبی (رزین و آسفالتین) و آروماتیکی می‌باشد. همچنین مقایسه روند کلی پیک‌های مربوط به ترکیبات مختلف در نمونه‌های نفت خام مخازن سروک و ایلام (شکل ۳) نشان می‌دهد که نفت این دو مخزن کاملاً مشابه یکدیگر بوده، حداکثر فراوانی پیک‌ها در محدوده ترکیبات C_{16} تا C_{21} قرار داشته و میزان ترکیبات مختلف در آن‌ها یکسان می‌باشد (Hunt, 1996). تنها نکته قابل توجه در کروماتوگرام‌های مربوط به این دو نفت، بالاتر بودن میزان تخریب زیستی (biodegradation) در نمونه نفت مخزن ایلام است که با توجه به میزان انحناء یا شکل گرده‌ماهی بیشتر در الگوی کروماتوگرام نفت این مخزن نسبت به نفت مخزن سروک، مشخص می‌گردد (Connan, 1984; Peters et al., 2005; Volkman et al., 1986). یکی از بهترین نمودارهایی که به منظور تعیین ارتباط ژنتیکی نفت مخازن مختلف با یکدیگر استفاده می‌گردد، نمودار ستاره‌ای (star diagram) می‌باشد (Hwang and Baskin, 1994). با توجه به این نمودار، نفت‌های مورد مطالعه مخازن سروک و ایلام از نظر خصوصیات و ترکیب مولکولی تشابه خوبی با یکدیگر دارند، بطوریکه می‌توان آن‌ها را در یک خانواده نفتی قرار داد (شکل ۴-الف). به منظور طبقه‌بندی شیمیایی نمونه‌های نفت خام، دیاگرام مثلثی تیسوت و ولته (Tissot and Welte, 1984) که بر مبنای درصد سه جزء اشباع (saturate)، آروماتیک (aromatic) و ترکیبات قطبی (polar) بنا شده است، مورد استفاده قرار گرفت. بر اساس نتایج حاصل از این نمودار، نمونه‌های مورد بررسی در محدوده نفت‌های پارافینیک - نفتنیک قرار می‌گیرند (شکل ۴-ب). عدم اختلاف در نوع نفت‌های مورد مطالعه بر اساس درصد اجزاء تشکیل‌دهنده آن‌ها، بیانگر یکنواختی سیالات مخزنی مطالعه‌شده است.

تری تریپان، استران و هوپان بر اساس جرم به بارهای ۱۹۱ و ۲۱۷ بعنوان بیومارکرهای اشباع و از سوی دیگر فناترن‌ها و استروئید مونو آروماتیک‌ها براساس جرم به بارهای ۱۷۸، ۱۸۴، ۱۹۲، ۱۹۸ و ۲۵۳ بعنوان بیومارکرهای آروماتیک شناسایی شدند. آنالیز ایزوتوپ پایدار کربن ۱۳ نیز توسط دستگاه آنالیز عنصری - طیف‌سنجی جرمی مدل MAT 251 IR-MS صورت پذیرفته است. با استفاده از بررسی دقیق انواع پارامترهای بیومارکری و ایزوتوبی شاخص موجود در نفت‌های خام مورد مطالعه، وضعیت محیط رسوبگذاری، بلوغ و سن سنگ منشاء نفت‌ها شناسایی و بر این اساس تطابق نفت - نفت صورت پذیرفت. آنالیز ترکیبات هیدروکربنی سبک C_7 (C7 light hydrocarbons) جهت تعیین پیوستگی مخازن بوسیله شناسایی ترکیبات موجود در محدوده C_5 تا C_9 و با استفاده از دستگاه کروماتوگرافی گازی سری ۸۰۰۰ که به آشکارگر شعله‌ای یونی (Flame Ionization Detector, FID) مجهز می‌باشد، انجام شد. طول ستون موئین کروماتوگرافی ۳۰ متر و قطر داخلی آن ۰/۲۵ میلی‌متر بوده است. همچنین از هیدروژن به عنوان گاز حامل (carrier gas) با سرعت تقریبی ۴۰ سانتی‌متر در ثانیه استفاده شد. نتایج حاصل از این آنالیز با استفاده از نمودارهای ستاره‌ای هالپرن (Halpern star diagram) و دیگر نمودارها تفسیر گردید. در نهایت جهت اندازه‌گیری مقادیر نیکل و وانادیوم در نمونه‌های نفت خام مورد مطالعه از دستگاه طیف‌سنج جرمی - پلاسمای جفت‌شده القایی (-ICP MS) استفاده شد. اندازه‌گیری سایر عناصر نیز شامل کربن، هیدروژن، اکسیژن و سولفور جهت بررسی‌های تکمیلی صورت پذیرفت. از سوی دیگر، اطلاعات زمین‌شناسی و سنگ‌شناسی مخازن مورد مطالعه با توجه به گزارشات و لاگ‌های چاه‌پیمایی موجود و همچنین داده‌های فشار مخازن بر اساس اندازه‌گیری‌های فشار سازند در دست چاه بدست آمد.

بحث

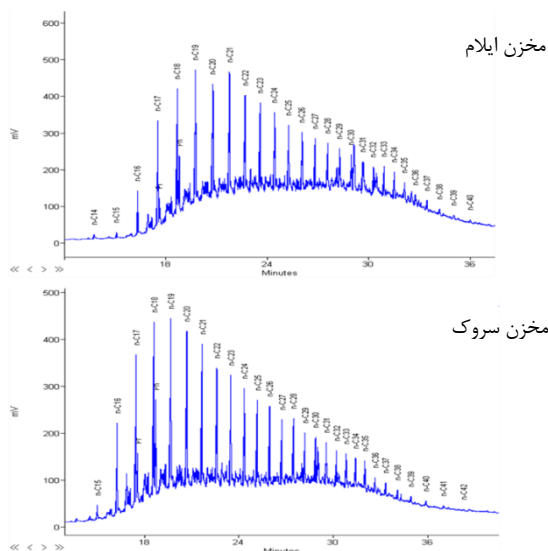
تعیین ترکیب و نوع نفت مخازن

ترکیب و نوع کروژن مواد آلی موجود در رسوبات، ارتباط مستقیمی با ترکیب و نوع نفت حاصل از آن دارد. لذا بررسی درصد اجزای تشکیل‌دهنده نفت‌ها

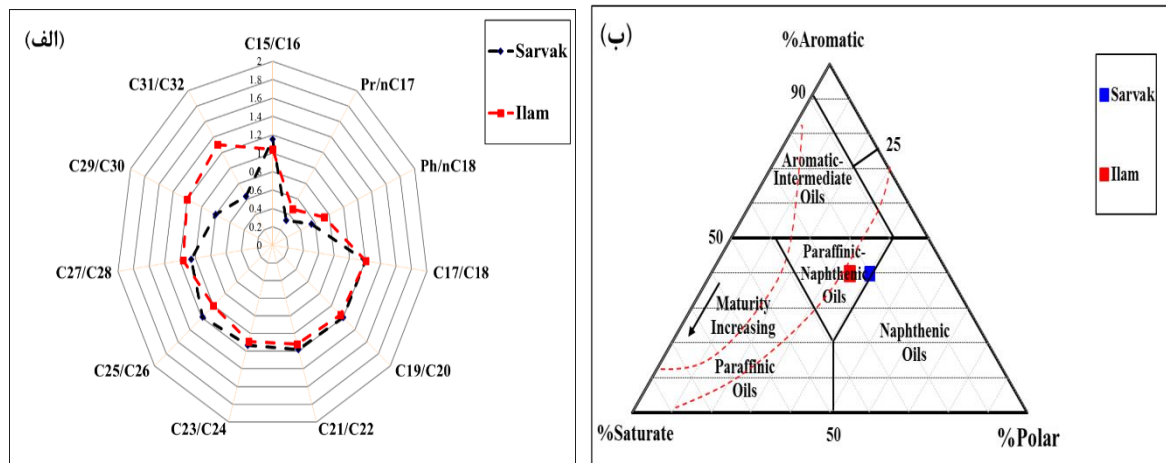
جدول ۱- نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی مایع و گازی بر روی نمونه‌های نفت خام مخازن ایلام و سروک.

| مخزن | اشباع | آروماتیک | ترکیبات قطبی | Pr/Ph | Pr/nC ₁₇ | Ph/nC ₁₈ | TAR | CPI |
|-------|-------|----------|--------------|-------|---------------------|---------------------|------|------|
| ایلام | ۲۲ | ۴۲ | ۳۶ | ۰/۳۲ | ۰/۵۰ | ۱/۲ | ۰/۱۰ | ۰/۷۹ |
| سروک | ۲۰ | ۳۹ | ۴۱ | ۰/۴۷ | ۰/۶۰ | ۱/۲۱ | ۰/۲۷ | ۰/۹۹ |

Pr/nC₁₇ = pristane/n-heptadecane; Ph/nC₁₈ = phytane/n-octadecane; TAR = terrigenous to aquatic ratio $([nC_{27} + nC_{29} + nC_{31}]/[nC_{15} + nC_{17} + nC_{19}])$; CPI = carbon preference index $(2 [C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29}]/[C_{22} + 2 (C_{24} + C_{26} + C_{28}) + C_{30}])$.



شکل ۳- الگوی کروماتوگرام گازی برش‌های اشباع نفت سازندهای ایلام و سروک که نشان‌دهنده میزان بیشتر تخریب زیستی در نمونه نفت مخزن ایلام می‌باشد.



شکل ۴ - (الف) نمودار ستاره‌ای حاصل از پارامترهای مختلف کروماتوگرام گازی که نشان‌دهنده تشابه خوب ترکیب مولکولی نفت مخازن سروک و ایلام و هم‌خانواده بودن آن‌ها می‌باشد (ب) دی‌گرام مثلثی تیستوت و ولته (Tissot and Welte, 1984) که نشان‌دهنده قرارگیری نمونه‌های نفت مورد مطالعه در محدوده نفت‌های پارافینیک - نفتینیک است.

جرمی نمونه‌های مورد مطالعه، هیدروکربن‌های سبک فراوانی زیادی داشته و نسبت تریپان‌های سه حلقه‌ای بالا بوده که نشان‌دهنده میزان پایین تخریب و تأثیرپذیری نمونه‌ها از فرآیندهای ثانویه می‌باشد. بنابراین، مقادیر پرستان، فیتان و نسبت‌های آن‌ها قابل اطمینان است. نمودار تغییرات نسبت بیومارک‌های آروماتیک دی‌بنزوتیوفن به فنانترن در مقابل نسبت پرستان به فیتان (شکل ۵-ب) به منظور تعیین رخساره سنگی و محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ مولد نفت استفاده می‌گردد (Hughes et al., 1995). بر اساس این نمودار، نفت‌های خام مورد مطالعه در محدوده منطقه IA قرار گرفته‌اند که نشان می‌دهد سنگ منشأ تولید کننده آن‌ها کربناته و مربوط به محیط دریایی می‌باشد.

مقادیر پائین نسبت مواد خشکی به دریایی (Terrigenous/Aquatic Ratio, TAR)، نسبت پرستان به فیتان کمتر از یک (جدول ۱) و بالاتر بودن غلظت استران‌های C_{27} نسبت به C_{28} و C_{29} (جدول ۳)، نشان‌دهنده فراوانی مواد آلی دریایی نسبت به قاره‌ای در سنگ‌های منشأ تولید کننده نفت‌های مورد مطالعه است (Peters et al., 2005).

مقادیر گوگرد، نسبت نیکل به وانادیوم و همچنین درجه API نمونه‌های نفت مورد بررسی (جدول ۲) نیز تفاوت قابل توجهی نداشته که نشان‌دهنده یکنواختی ویژگی‌های کلی نفت‌های موجود در دو مخزن ایلام و سروک و هم‌خانواده بودن آنها می‌باشد. این موضوع تأییدکننده نتایج حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی مایع و گازی در خصوص شباهت ترکیبی نفت‌های مورد مطالعه است.

تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ نفت مخازن

بر اساس نتایج به‌دست آمده از آنالیز کروماتوگرافی گازی (جدول ۱)، مقادیر پرستان به فیتان برای نفت‌های مخازن سروک و ایلام کمتر از یک می‌باشد که نشان‌دهنده حاکم بودن شرایط احیایی در زمان رسوب‌گذاری سنگ‌های منشأ مولد آن‌ها است. همچنین نمودار $Pristane/n-C_{17}$ در مقابل $Phytane/n-C_{18}$ (Connan and Cassou, 1980) نیز حاکی از محیط رسوبی دریایی و شدیداً احیایی همراه با کروژن نوع II برای سنگ‌های منشأ مربوطه می‌باشد (شکل ۵-الف). مقادیر این نسبت‌ها ممکن است در اثر فرآیندهای ثانویه تأثیرگذار بر روی نفت در طی مهاجرت و تفریق فازی تغییر نموده و باعث ایجاد خطا در تعیین محیط رسوبی سنگ منشأ مولد آن‌ها گردد (Milner et al., 1977; Connan, 1984). با توجه به الگوی کروماتوگرام گازی - طیف‌سنجی

جدول ۲- مقادیر نیکل و وانادیوم، درصد گوگرد، درجه API و فشار مخزن در نمونه‌های نفت مورد مطالعه.

| مخزن | نیکل (ppm) | وانادیوم (ppm) | نیکل/وانادیوم | گوگرد (%) | API | فشار (psi) |
|-------|------------|----------------|---------------|-----------|-----|------------|
| ایلام | ۲۹ | ۱۲۵ | ۰/۲۳ | ۶/۱ | ۱۹ | ۴۳۰۰ |
| سروک | ۴۵ | ۱۴۵ | ۰/۳۱ | ۵/۶ | ۲۱ | ۴۵۰۰ |

جدول ۳- مقادیر بیومارک‌های استران مرتبط با رخساره رسوبی و سن سنگ منشأ برای نمونه‌های نفت مورد مطالعه.

| مخزن | بیومارک‌های مرتبط با رخساره رسوبی | | | | | | بیومارک مرتبط با سن |
|-------|-----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------------------|----------|-------------------------|-------------------------|
| | % C_{27} Sterane | % C_{28} Sterane | % C_{29} Sterane | C_{27} Dia/(Dia+Reg) Sterane | DBT/PHEN | C_{27}/C_{29} Sterane | C_{28}/C_{29} Sterane |
| ایلام | ۳۴ | ۲۵ | ۴۱ | ۰/۱ | ۴/۳ | ۱/۳ | ۰/۶۲ |
| سروک | ۳۶ | ۲۳ | ۴۱ | ۰/۱ | ۳/۱ | ۱/۲ | ۰/۶۱ |

C_{27} Dia/(Dia+Reg) Sterane = C_{27} Diasterne/(Diasterane + Regular Sterane); DBT/PHEN = dibenzothiophene/phenanthrene; C_{27}/C_{29} Sterane = $C_{27}/C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ steranes; C_{28}/C_{29} Sterane = $C_{28}/C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ steranes.

استرانه‌ها به صورت $C_{28} > C_{27} > C_{29}$ و $C_{29}/C_{27} < 2$ می‌باشد که بیان‌کننده محیط رسوبی غالباً دریایی با ورود مقادیر اندکی از مواد خشکی است. عدم وجود و یا کاهش شدید مقادیر بیومارکرهاى اشباع C_{28} Bisnorhopane نفت‌های مخازن سروک و ایلام (جدول ۴) نشان‌دهنده وجود شرایط دریایی کربناته در زمان تشکیل سنگ‌های منشأ تولیدکننده آنها می‌باشد (Seifert et al., 1978). از سوی دیگر، نمودار مثلثی تغییرات استران‌های C_{27} ، C_{28} و C_{29} (Moldowan et al., 1985) بیانگر سنگ‌های منشأ کربناته دریایی برای نفت‌های مورد بررسی است (شکل ۵-ه). همچنین نمودار تغییرات ایزوتوپ‌های پایدار کربن آروماتیک ($\delta^{13}C_{Aro}$) در مقابل اشباع ($\delta^{13}C_{Sat}$) تأییدکننده منشأ دریایی برای نمونه‌های نفت مطالعه‌شده است (Sofer, 1984) (شکل ۵-و). جهت شناسایی موقعیت جغرافیایی سنگ منشأ تولیدکننده نفت مخازن می‌توان از نمودار تغییرات نسبت استران به هوپان در مقابل نسبت استران‌های C_{27}/C_{29} استفاده کرد (Andrusevich et al., 2000). تغییرات نسبت استران به هوپان در مقابل نسبت استران‌های C_{27}/C_{29} (جدول ۴) نشان می‌دهد که نفت مخازن مورد مطالعه از سنگ‌های منشأ کربناته که در عرض جغرافیایی پایین قرار می‌گیرند، سرچشمه گرفته‌اند.

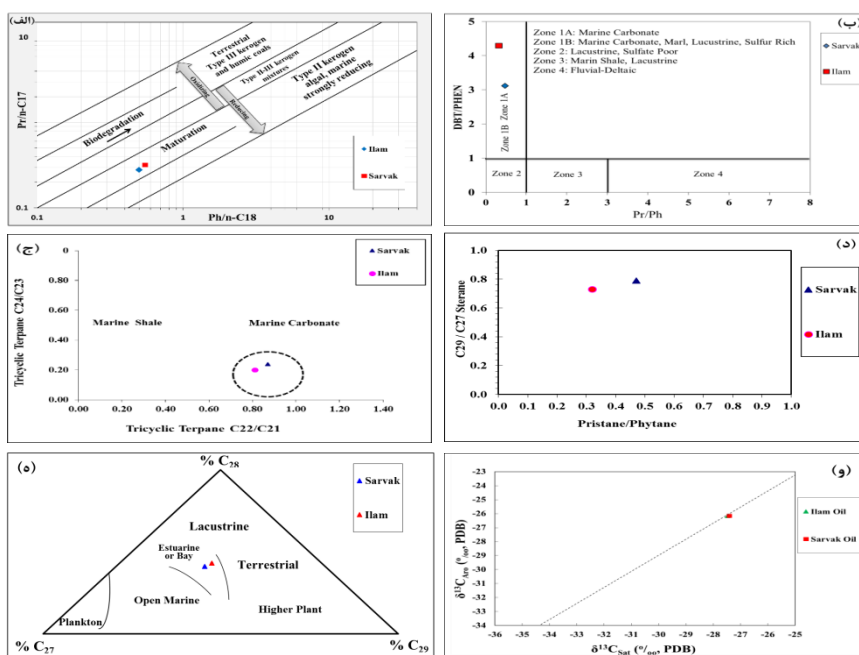
غالب بودن ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{23} در نمونه‌های مورد بررسی نشان‌دهنده محیط رسوبی دریایی برای سنگ‌های منشأ مولد آنها می‌باشد. همچنین مقادیر پایین ترپان‌های سه حلقه‌ای در محدوده C_{26} تا C_{30} دلالت بر تشکیل سنگ منشأ در محیط رسوبی کم‌عمق و یا شلف کربناته دارد. علاوه بر این، مقادیر پایین نسبت ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{24}/C_{23} در نمونه‌ها نشان‌دهنده سنگ‌شناسی غالباً آهکی برای سنگ‌های منشأ است (Peters et al., 2005; Hunt, 1996) (جدول ۴).

بر اساس نمودار نسبت ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{24}/C_{23} در مقابل C_{22}/C_{21} (شکل ۵-ج) و همچنین نمودار نسبت استران‌های C_{29}/C_{27} در برابر نسبت پرستان به فیتان (شکل ۵-د)، سنگ‌های منشأ کربناته دریایی برای نفت‌های مورد مطالعه معرفی گردید. همچنین با توجه به بالا بودن مقادیر نسبت هوپان‌های C_{29}/C_{30} (بیشتر از ۰/۸)، روند کاهش توزیع هوموئوپان‌ها از C_{31} به سمت C_{35} و بالا بودن نسبت هوپان‌های $C_{31}R/C_{30}$ در مقابل نسبت ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{26}/C_{25} ، سنگ‌های منشأ تولیدکننده نفت‌های مورد بررسی از نوع دریایی کربناته تعیین شد (Clark and Philip, 1989; Zumbege and Ramos, 1996). در نمونه‌های نفت مطالعه‌شده، روند توزیع استران‌ها در نسبت بار به جرم ۲۱۷، "V" شکل بوده و نسبت توزیع

جدول ۴- مقادیر ایزوتوپ پایدار کربن ۱۳ و بیومارکهای هوپان مرتبط با رخساره رسوبی برای نمونه‌های نفت مورد مطالعه.

| مخزن | بیومارکهای مرتبط با رخساره رسوبی | | | | | | | | | Whole-Oil Stable C_{13} Isotope |
|-------|----------------------------------|---|---|--------------------------------------|--------------------------------------|------------------|---------------------------------------|---|---------------------|-----------------------------------|
| | G/C ₃₁ Hop | C ₂₂ Tri/C ₂₁ Tri | C ₂₄ Tri/C ₂₃ Tri | C ₃₅ /C ₃₄ Hop | C ₂₉ /C ₃₀ Hop | Homohopane Index | C ₃₁ R/C ₃₀ Hop | C ₂₆ Tri/C ₂₅ Tri | C ₂₈ BNH | |
| ایلام | ۰/۱۲ | ۰/۸۱ | ۰/۲۰ | ۱/۲۰ | ۱/۸۲ | ۰/۱۰ | ۰/۴۶ | ۰/۶۸ | . | -۲۹/۴ |
| سروک | ۰/۱۳ | ۰/۸۷ | ۰/۲۴ | ۱/۵۰ | ۱/۶۷ | ۰/۱۰ | ۰/۸۸ | ۰/۶۲ | . | -۲۸/۳ |

G/C₃₁ Hop = Gammacerane/C₃₁ Homohopane; C₂₂ Tri/C₂₁ Tri = C₂₂ Tricyclic Terpene/C₂₁ Tricyclic Terpene; C₂₄ Tri/C₂₃ Tri = C₂₄ Tricyclic Terpene/C₂₃ Tricyclic Terpene; C₃₅/C₃₄ Hop = C₃₅ Hopane/C₃₄ Hopane; C₂₉/C₃₀ HOP = C₂₉17 α -norhopane/C₃₀17 α -Hopane; Homohopane Index = C₃₅/C₃₁-C₃₅ homohopanes; C₃₁R/C₃₀ Hop = C₃₁R-Hopane/C₃₀17 α -Hopane; C₂₆ Tri/C₂₅ Tri = C₂₆ Tricyclic Terpene/C₂₅ Tricyclic Terpene; C₂₈ BNH = C₂₈ Bisnorhopane.



شکل ۵. نمودارهای (الف) $Pr/n-C_{17}$ در مقابل $Ph/n-C_{18}$ (Connan and Cassou, 1980) (ب) نسبت بیومارکهای آروماتیک دی بنزوتیوفن به فنانتن در مقابل نسبت پرستان به فیتان (Hughes et al., 1995) (ج) نسبت ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{24}/C_{23} در مقابل C_{22}/C_{21} (د) نسبت استران‌های C_{29}/C_{27} در برابر نسبت پرستان به فیتان (ه) تغییرات استران‌های C_{27} ، C_{28} و C_{29} (Moldowan et al., 1985) (و) تغییرات ایزوتوپ‌های پایدار کربن آروماتیک ($\delta^{13}C_{Aro}$) در مقابل اشباع ($\delta^{13}C_{Sat}$) (Sofer, 1984)، همگی نشان‌دهنده محیط دریایی با سنگ‌شناسی کربناته برای منشأ مولد نفت‌های مورد مطالعه می‌باشد.

تعیین بلوغ نفت مخازن

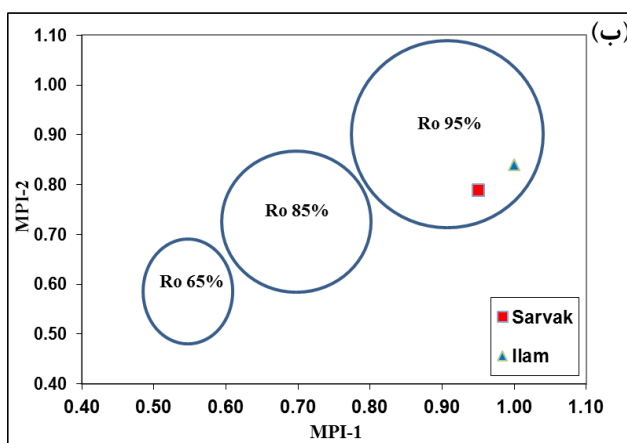
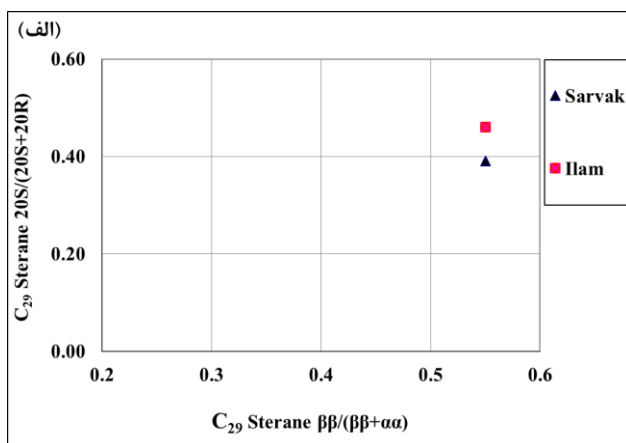
بلوغ سیال هیدروکربوری و در نتیجه بلوغ سنگ منشأ تولید کننده آن را می‌توان با استفاده از پارامترهای بیومارکری مانند C_{29} Sterane $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ و $20S/(20S+20R)$ (جدول ۵) (Peters et al., 2005). بر اساس نمودار تغییرات پارامترهای ذکر شده برای نمونه‌های مورد مطالعه، سنگ(های) منشأ نفت مخازن سروک و ایلام از نظر بلوغ در اواسط پنجره نفتی قرار می‌گیرد (شکل ۶- الف) (Ourisson et al., 1984). ذکر این نکته ضروری است که نفت مخزن سروک بطور جزئی بلوغ بیشتری نسبت به نفت مخزن ایلام نشان می‌دهد که ممکن است به علت تغییر در لیتولوژی سنگ منشأ مولد آن‌ها و یا تأثیر عوامل ثانویه باشد. همانطور که قبلاً اشاره گردید، میزان تخریب زیستی در نفت مخزن ایلام بیشتر بوده و این موضوع می‌تواند ارزیابی بلوغ حرارتی آن را بطور محسوسی تحت تأثیر قرار دهد. مقادیر شاخص فرد کربنی (Carbon Preference Index, CPI) برای نفت‌های مورد مطالعه، نزدیک به عدد یک بوده (جدول ۱) که نشان

دهنده بلوغ بالای نمونه‌ها است (Clarck and Philip, 1987; Peters and Moldowan, 1993; Peters et al., 2005). بطور کلی بیومارکرای آروماتیکی به علت اینکه دارای پایداری بیشتری در مقابل حرارت، فشار و دگرسانی زیستی هستند، کاربرد بیشتری در زمینه تعیین پختگی دارند. در این راستا، نمودار تغییرات شاخص‌های متیل فنانترن (Methylphenanthrene Index) نسبت به یکدیگر برای نفت‌های مورد مطالعه ترسیم شد (شکل ۶- ب). بر اساس این نمودار، بلوغ حرارتی نمونه‌های نفت مخازن سروک و ایلام در محدوده اواسط تا بیشینه نفت‌زائی (معادل با انعکاس ویترونیات ۰/۹۵) می‌باشد که با نتایج پیشین مطابقت دارد. همچنین تغییرات استروئیدهای تری آروماتیک C_{26}/C_{28} و C_{27}/C_{28} (Radke, 1998) حکایت از بلوغ بالای این نفت‌ها دارد و نتایج بیومارکرای اشباع را تأیید می‌نماید (جدول ۵). در مجموع، نتایج ارزیابی بلوغ نفت‌های مخازن مورد مطالعه نشان داد که این سیالات هیدروکربنی از بلوغ نسبتاً بالایی برخوردار هستند و در اواسط پنجره نفتی قرار گرفته‌اند.

جدول ۵- مقادیر بیومارکرای مرتبط با پختگی سنگ منشأ برای نفت‌های مورد مطالعه.

| مخزن | Ts/ (Ts+Tm) | C_{31} Hopane 22S/ (22S+22R) | C_{29} Sterane $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ | C_{29} Sterane 20S/ (20S+20R) | C_{26}/C_{28} TAS | C_{27}/C_{28} TAS | Rc | MPI-1 | MPI-2 |
|-------|-------------|--------------------------------|---|---------------------------------|---------------------|---------------------|------|-------|-------|
| ایلام | ۰/۲۱ | ۰/۶۸ | ۰/۵۷ | ۰/۴۷ | ۰/۲۱ | ۱/۱۰ | ۰/۷۵ | ۰/۸۴ | ۱ |
| سروک | ۰/۲۰ | ۰/۵۴ | ۰/۵۵ | ۰/۴۴ | ۰/۲۷ | ۱/۰۷ | ۰/۸۲ | ۰/۷۹ | ۰/۹۲ |

$Ts/(Ts+Tm) = 18\alpha(H)\text{-trisorhopane}/[18\alpha(H)\text{-trisorhopane} + 17\alpha(H)\text{-trisorhopane}]$; C_{26}/C_{28} TAS = C_{26}/C_{28} triaromatic steroids; C_{27}/C_{28} TAS = C_{27}/C_{28} triaromatic steroids; Rc = $0.6 \text{ MPI-1} + 0.4$ (for 0.65 to 1.35% Ro); MPI-1 = methyl phenanthrene index-1 ($[1.5 \text{ (2-methylphenanthrene} + 3\text{-methylphenanthrene)]}/[\text{phenanthrene} + 1\text{-methylphenanthrene} + 9\text{-methylphenanthrene}]$); MPI-2 = Methyl Phenanthrene Index ($[3 \text{ (2MP)}]/[P + 1MP + 9MP]$).



شکل ۶- الف) نمودار نسبت‌های بیومارکری C_{29} Sterane $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ در مقابل C_{29} Sterane 20S/(20S+20R) (Ourisson et al., 1984) که نشان‌دهنده بلوغ در حد اواسط پنجره نفتی و افزایش جزئی پختگی حرارتی سنگ منشأ مولد نفت مخزن ایلام نسبت به سروک می‌باشد (ب) نمودار نسبت بیومارکرای آروماتیک MPI-1 در برابر MPI-2 که بیانگر بلوغ حرارتی در محدوده اواسط تا بیشینه نفت‌زائی (معادل با انعکاس ویترونیات ۰/۹۵) برای نمونه‌های مورد مطالعه می‌باشد.

(Grantham and Wakefield, 1988). مقادیر نسبت استران‌های C_{28}/C_{29} در نفت‌های مورد بررسی، سنی معادل کوتاه پایینی و یا ژوراسیک را برای سنگ(های) منشأ مولد آن‌ها پیشنهاد می‌نماید. از سوی دیگر به منظور تعیین بازه‌های سنی نفت‌های مورد مطالعه از آزمایش ایزوتوپ پایدار کربن ۱۳ استفاده شد. در نمونه‌های نفتی که بلوغ بالایی داشته باشند، میزان ایزوتوپ کربن مخصوصاً در بخش‌های سبک‌تر نفت به سمت سنگین‌تر شدن سوق پیدا می‌کند. به همین دلیل تغییر مقدار ایزوتوپ اندازه‌گیری شده می‌تواند سبب عدم قطعیت در تعیین دقیق سن سنگ منشأ گردد. نزدیک بودن میزان پختگی نفت‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که مقادیر اندازه‌گیری شده تحت تأثیر بلوغ

تعیین سن سنگ منشأ تولید کننده نفت مخازن

از نسبت بیومارکرای اشباع Oleanane/(Oleanane + Hopane) می‌توان به منظور تشخیص نفت‌های با سن جوان‌تر از کوتاه میانی استفاده نمود. مقادیر این نسبت در نمونه‌های مورد مطالعه برابر با صفر بوده که نشان‌دهنده تولید این نفت‌ها از سنگ(های) منشأی با سن کوتاه میانی یا قدیمی‌تر می‌باشد (Peters et al., 2005). نسبت استران‌های C_{28}/C_{29} یکی دیگر از نسبت‌های بیومارکری است که به عنوان شاخص سن سنگ منشأ مولد نفت مطرح می‌باشد. با گذر زمان زمین‌شناسی، میزان استران‌های C_{28} نسبت به C_{29} کاهش یافته و این اساس می‌تواند سن نسبی نمونه‌ها را مشخص نمود

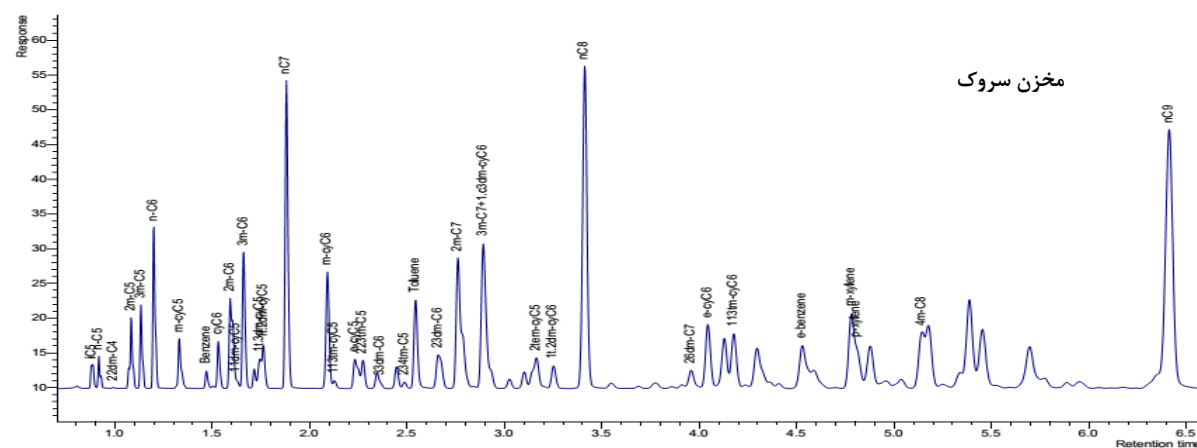
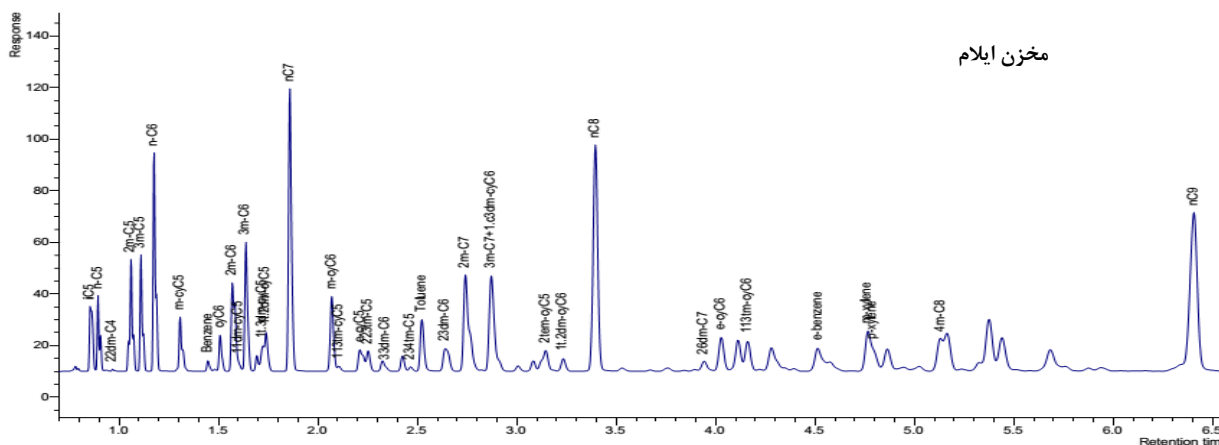
پترولیوم را شامل می‌شوند. این هیدروکربن‌ها محصول شکست گرمایی (thermal cracking) ترکیبات هیدروکربنی سنگین‌تر بوده و در محدوده دمایی ۷۵ تا ۱۴۰ درجه سانتی‌گراد بوجود می‌آیند (Tissot and Welte, 1984).

با توجه به خواص ژئوشیمیایی مشابه و هم‌خانواده بودن نفت مخازن سروک و ایلام از لحاظ زایشی، بمنظور تعیین پیوستگی و ارتباط عمودی این دو مخزن، ترکیبات هیدروکربنی سبک بوسیله آمیزش کروماتوگرافی گازی با دقت بالا (HRGC) مورد مطالعه قرار گرفت. کروماتوگرام‌های گازی با دقت بالا در محدوده ترکیبات ایزوپنتان تا نرمال نونان برای نفت‌های مورد مطالعه را می‌توان در شکل ۷ مشاهده نمود. در این ارتباط، کلیه پارامترها نرمالیزه شده تا مقایسه آن‌ها در نمونه‌های مورد بررسی میسر گردد. لازم به ذکر است که از دیدگاه ژئوشیمی مخزن، هرگاه تفاوت در نسبت‌های ریزیک‌ها کمتر از ۱۰ درصد (ناشی از خطای مربوط به دستگاه و محاسبه مساحت زیر پیک‌ها) باشد، پیوستگی و ارتباط مخازن با یکدیگر تأیید می‌گردد (Thompson, 1983; Peters et al., 2005).

قرار نگرفته و قابل اعتماد هستند (علیزاده و همکاران، ۱۳۹۵). همچنین مقادیر ایزوتوپ پایدار کربن ۱۳ در نمونه‌های نفت مخازن ایلام و سروک مشابه بوده (جدول ۴) و نشان‌دهنده تولید آن‌ها بوسیله سنگ‌های (منشأیی با سن کوتاه - ژوراسیک می‌باشد که می‌توان آن را به سازندهای گرو یا سرگلو نسبت داد (Alizadeh et al., 2015; Bordenave and Hegre, 2010; Baniasad et al., 2017)). البته در خصوص منشأ نفت‌های مورد مطالعه، این نکته لازم به ذکر می‌باشد که سازند کژدمی نیز احتمالاً به صورت جزئی در شارژ مخازن سروک و ایلام تأثیرگذار بوده است (Zainalzadeh, 2015). در هر حال با توجه به نتایج حاصل از بیومارکرها و سطح بلوغ حرارتی متوسط تا بالای نفت‌های مورد مطالعه، به نظر می‌رسد که سازند کژدمی با کیفیت ضعیف و بلوغ پایین خود در ناحیه دشت آبادان، تأثیر چندانی در تولید نفت این مخازن نداشته است.

ترکیبات هیدروکربنی سبک C7

هیدروکربورهای سبک که شامل ترکیبات هیدروکربنی C₁ تا C₉ می‌باشند بخشی مهم در نفت و گاز بوده که تقریباً بیش از ۵۰ درصد کل کربن موجود در

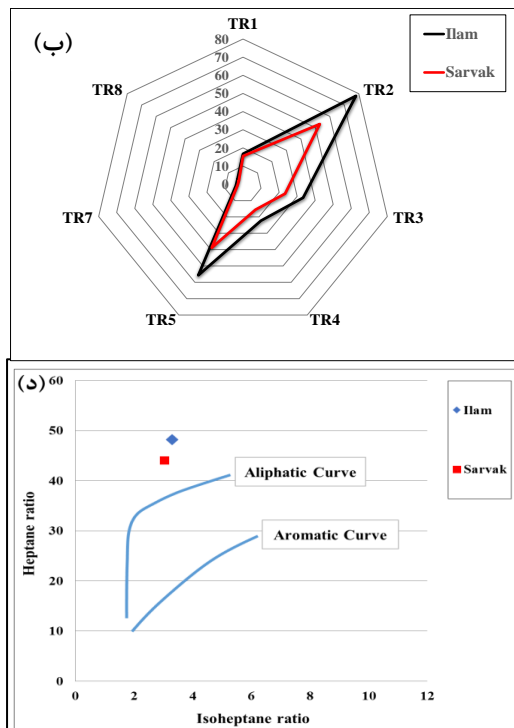


شکل ۷- کروماتوگرام‌های گازی با دقت بالا بین ترکیبات ایزوپنتان تا نرمال نونان برای نمونه‌های نفت مخازن ایلام و سروک جهت بررسی ترکیبات سبک هیدروکربنی.

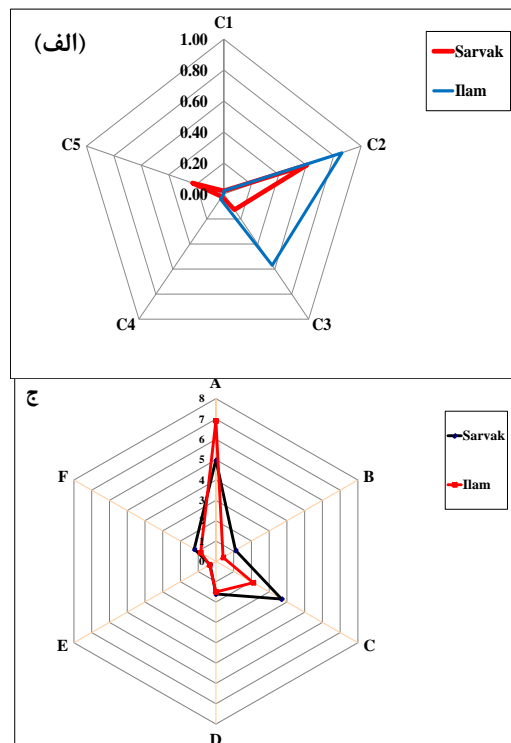
نمودارهای ستاره‌ای، نمونه‌های نفت از یکدیگر تفکیک و به دو گروه مجزاء تقسیم شده‌اند. همچنین شش نسبت دیگر شامل مولفه‌های A-F به منظور بررسی بیشتر عدم شباهت در نمونه‌ها محاسبه گردید. نمودار ستاره‌ای بر اساس پارامترهای مذکور (شکل ۸-ج) نشان‌دهنده تفاوت در مقدار نسبت‌های A (n-benzene/1,1-dimethylcycloC₅), B (benzene/1,1-dimethylcycloC₅) و C (nC₇/methylcycloC₆) و بنابراین وجود دو گروه نفتی مجزاء در مخازن سروک و ایلام می‌باشد که با نتایج قبل همخوانی دارد. از سوی دیگر،

نمودارهای مختلف هالپرن (Halpern, 1995) جهت بررسی و تطابق نمونه‌های نفت مورد مطالعه با استفاده از نتایج آنالیزهای کروماتوگرافی گازی هیدروکربن‌های سبک مورد استفاده قرار گرفت. در این راستا، نمودار ستاره‌ای هالپرن بر اساس نسبت‌های C1-C5 (شکل ۸-الف) و Tr1-Tr8 (شکل ۸-ب) ترسیم گردید. نتایج این تفاسیر بیان می‌کند در صورتی که نفت‌ها دارای یک سنگ منشاء مشترک باشند، تفاوت در پختگی و پارامترهای ثانویه باعث جدایش آن‌ها در مخزن خواهد شد. با توجه به عدم شباهت این پارامترها در

با میزان تولوئن (Toluene) در نفت دارد. بنابراین، فراوانی این ترکیب در نمونه نفت خام نشانه خوبی جهت مشخص نمودن فاصله مهاجرت از سنگ منشاء می‌باشد، بطوریکه در فواصل طولانی مهاجرت، میزان تولوئن به دلیل حلالیت بالا بشدت کاهش می‌یابد. بالا بودن نسبی میزان تولوئن در نمونه‌های نفت مورد مطالعه دلالت بر کوتاه بودن مسیر مهاجرت و نزدیکی به خاستگاه آن‌ها دارد.



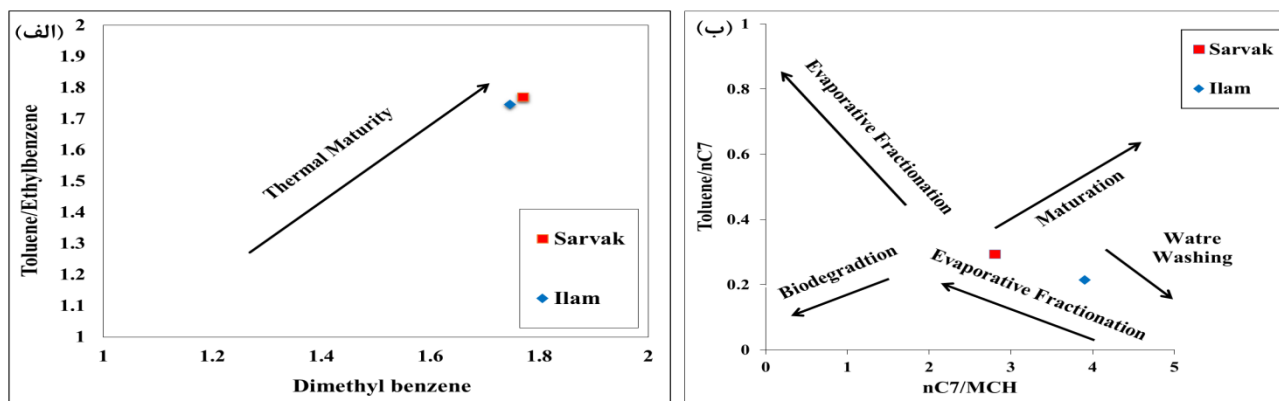
نسبت‌های هپتان و ایزوهپتان می‌توانند بعنوان نشانه‌ای از منشأ (نوع کروژن تولید کننده نفت خام) مورد استفاده قرار گیرند (Thompson, 1983). نمودار نسبت هپتان (Heptane Ratio) در برابر نسبت ایزوهپتان (Isoheptane Ratio)، منشاء گرفتن نمونه‌های نفت دو مخزن ایلام و سروک از یک سنگ منشأ مشترک کربناته دریایی با کروژن نوع II را تأیید می‌نماید (شکل ۸-د). همچنین شایان ذکر است که بطور کلی میزان نسبت Tr1 رابطه مستقیمی



شکل ۸- نمودارهای ستاره‌ای مرتبط با نسبت‌های به‌دست آمده از ترکیبات هیدروکربنی سبک شامل (الف) C1-C5^a، (ب) Tr1-Tr5^b و (ج) A-F^c که وجود دو گروه نفتی مجزا را در مخازن سروک و ایلام مشخص می‌نماید (د) نمودار نسبت هپتان در برابر نسبت ایزوهپتان که نشان می‌دهد هر دو نمونه نفت از یک سنگ منشأ کربناته دریایی مشترک با کروژن نوع دوم تولید شده‌اند. C1 = 2,2-dimethylpentane/P3; C2 = 2,3-dimethylpentane/P3; C3 = 2,4-dimethylpentane/P3; C4 = 3,3-dimethylpentane/P3; C5 = 3-ethylpentane; P3 = 2,2-dimethylpentane + 2,3-dimethylpentane + 2,4-dimethylpentane + 3,3-dimethylpentane + 3-ethylpentane; ^bTR1 = toluene/X; TR2 = nC7/X; TR3 = 3-methylhexane/X; TR4 = 2-methylhexane/X; TR5 = P2/X; TR6 = 1-cis-2-dimethylcyclopentane/X; TR7 = 1-trans-2-dimethylcyclopentane/X; TR8 = P2/P3; X = 1,1-dimethylcyclopentane; P2 = 2-methylhexane + 3-methylhexane; ^cA = n-C7/toluene; B = benzene/1,1-dimethylcycloC5; C = nC7/methylcycloC6; D = 2-tethylmethylcycloC5/1,2-dimethylcycloC6; E = 2,6-dimethylC7/1,1,3-trimethylcycloC6; F = m-xylene/4-methylC8

toluene/nC7 در برابر nC7/MCH ترسیم گردید (شکل ۹-ب) بر اساس این نمودار، نفت مخازن ایلام و سروک دارای شرایط نسبتاً نرمالی بوده و تنها اندکی تحت تأثیر عوامل آبشویی و تفریق تبخیری قرار گرفته‌اند. همچنین این نمودار نشان می‌دهد که در نفت مخزن سروک عامل تفریق تبخیری و در نفت سازند ایلام پدیده آبشویی با شدت بیشتری عمل نموده است. سایر عوامل ثانویه از قبیل تخریب زیستی و بلوغ حرارتی بر روی هیچ‌یک از نمونه‌ها تأثیر نداشته است. در مجموع و با توجه به پارامترهای بدست‌آمده از آنالیز کروماتوگرافی گازی با دقت بالا می‌توان اظهار داشت که نفت مخازن ایلام و سروک بطور کامل از یکدیگر متمایز بوده و از روندهای مختلفی پیروی می‌کنند. بنابراین وجود یک مانع که سبب عدم ارتباط و اختلاط سیال دو مخزن گردیده قابل پیش‌بینی است. این مانع می‌تواند سازند کاملاً شیلی لافان باشد که با تراوایی پایین خود شرایط را برای قطع ارتباط این دو مخزن فراهم نموده است.

از لحاظ پختگی حرارتی، نمودار نسبت Toluene/Ethylbenzene مقابل نسبت Toluene/Dimethylbenzene (Lis et al., 2008) حکایت از یکسان بودن سطح بلوغ نمونه‌های نفت مورد مطالعه دارد (شکل ۹-الف). همچنین لازم به ذکر است که نسبت‌های حاصل از ترکیبات هیدروکربنی سبک می‌توانند جهت بررسی اثر پدیده‌های ثانویه مانند آبشویی (water washing)، تفریق تبخیری (evaporative fractionation) و تخریب زیستی (biodegradation) و نیز تعیین خانواده‌های نفتی مختلف مورد استفاده قرار گیرند. در اثر مهاجرت نفت از سنگ منشأ به سنگ مخزن که به عنوان مهاجرت ثانویه شناخته می‌شود، تغییراتی در ترکیب نفت اولیه ایجاد می‌گردد. تغییرات حاصل از ورود آب‌های جوی منجر به پدیده آبشویی و گاهی تخریب زیستی شده و نفت‌های سبک را به نفت‌های سنگین‌تر تبدیل می‌کند. همچنین تفریق تبخیری منجر به تشکیل نفت‌های میعانی و گاز گردیده که با آسفالت‌زدایی و تشکیل پیروبیومن در مخزن همراه است. به منظور بررسی تأثیر عوامل ثانویه بر روی نمونه‌های نفت مورد مطالعه، نمودار تقاطعی

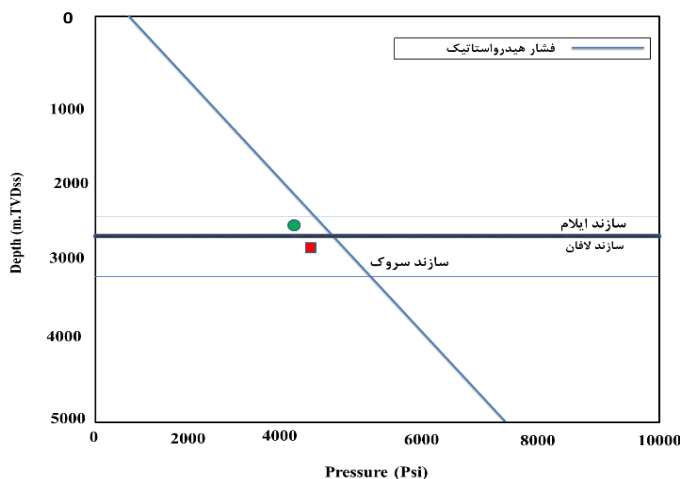


شکل ۹- (الف) نمودار Toluene/Ethylbenzene در مقابل Dimethylbenzene که بیانگر نزدیک بودن سطح بلوغ حرارتی نمونه‌های نفت مخزن سروک و ایلام می‌باشد (ب) نمودار Toluene/nC₇ در برابر nC₇/MCH که نشان دهنده تأثیر پدیده آیشویی در نفت مخزن ایلام و تفریق تبخیری در نفت مخزن سروک (و به میزان کمتری ایلام) می‌باشد. همچنین بر اساس این نمودار، عوامل پختگی و تخریب زیستی نقش چندانی در این مخازن ندارند.

دیدگاه مهندسی نفت

یک سد ارتباطی عمل نموده و مخازن سروک و ایلام را از هم جدا نموده است. جدایش این دو مخزن بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی نیز بطور کامل تأیید گردید. بنابراین، مخازن سروک و ایلام در میدان نفتی آزادگان فاقد پیوستگی عمودی بوده و باید بعنوان دو لایه مجزا در مدلسازی مخزن در نظر گرفته شوند. لازم به ذکر است که مدلسازی مخزن با در نظر گرفتن جزئیات لایه‌های مختلف و نحوه ارتباط آن‌ها با یکدیگر در ابتدای برنامه‌های توسعه و تولید میدان می‌تواند منجر به ارائه سناریوهای مختلف مخزنی و متعاقباً افزایش ضریب موفقیت و کاهش ریسک در هزینه و زمان حفاری گردد.

چگونگی ارتباط مخزنی از دیدگاه مهندسی نفت را می‌توان با استفاده از نمودار فشار مخزن در برابر عمق بررسی نمود (Paez et al., 2010، معروفی و همکاران، ۱۳۹۶). بر اساس این نمودار، دو سطح فشاری متفاوت با اختلافی در حدود 200 psi در مخازن سروک و ایلام قابل تشخیص است (شکل ۱۰). مخازن مورد مطالعه دارای سطح آب - نفت مجزا بوده و از نظر فشاری نیز با هم تفاوت دارند. همچنین فشار هر دو مخزن نرمال و از فشار هیدرواستاتیک محاسبه شده در چاه کمتر می‌باشد. بررسی ستون چینه‌شناسی چاه مورد مطالعه نشان می‌دهد که سازند کاملاً شیلی لافان با وجود ضخامت کم بعنوان



شکل ۱۰- نمودار عمق در برابر فشار برای مخازن سروک و ایلام که نشان دهنده دو سطح فشاری متفاوت در آن‌ها می‌باشد.

مطالعه خصوصیات پارافینی - نفتنی داشته و از نظر توزیع برش‌های اشباع، آروماتیک و قطبی الگوی یکسانی دارند. با توجه به تشابه خصوصیات و ترکیب شیمیایی کلی نمونه‌های مورد مطالعه، الگوی نسبتاً یکسان کروماتوگرام‌های گازی و در نهایت عدم تفاوت قابل توجه در مقادیر گوگرد، نسبت نیکل به وانادیوم و همچنین درجه API، نفت‌های مخازن سروک و ایلام متعلق به یک خانواده می‌باشند. همچنین نتایج آنالیزهای کروماتوگرافی گازی بر روی برش اشباع نمونه‌های نفت خام نشان داد که نفت‌های مخازن سروک و ایلام از یک سنگ منشأ مشترک دریایی (با ورود اندکی مواد آلی قاره‌ای) که دربرگیرنده کروژن نوع II است و در محیط رسوبی شدیداً احیایی با شوری نرمال تنه‌نشست کرده است، تولید شده‌اند. بیومارکهای برش‌های اشباع و آروماتیک نفت‌های

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، پیوستگی عمودی مخازن کرتاسه سروک (تورونین) و ایلام (سانونین) در میدان نفتی آزادگان با استفاده از تلفیق اطلاعات زمین‌شناسی و فشار مخزنی با نتایج ژئوشیمیایی حاصل از آنالیزهای مختلف مانند کروماتوگرافی مایع (LC)، کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی با دقت بالا (HRGC)، کروماتوگرافی گازی - طیف سنجی جرمی (GC-MS)، ترکیبات سبک هیدروکربنی C₇ و ایزوتوپ پایدار کربن ۱۳ مورد بررسی قرار گرفت. سازند سروک بعنوان مخزن اصلی در این میدان، بواسطه سازند نازک کاملاً شیلی لافان از مخزن ایلام جدا گردیده است. بر اساس نتایج حاصل از آزمایش‌های کروماتوگرافی مایع، نفت‌های مربوط به مخازن مورد

تأیید می‌نماید. بر اساس نمودار فشار در برابر عمق برای مخازن سروک و ایلام، دو سطح فشاری متفاوت و ناپیوسته در این سازندها قابل تشخیص است که نشان‌دهنده تمایز کامل نفت‌های این مخازن و عدم ارتباط عمودی آن‌ها با یکدیگر می‌باشد. با توجه به نتایج حاصله و با بررسی ستون چینه‌شناسی در چاه مورد مطالعه می‌توان اظهار داشت که سازند کاملاً شیلی لافان (کنیاسین) با وجود ضخامت کم بعنوان یک مانع مؤثر عمل نموده و باعث عدم ارتباط نفت مخازن سروک و ایلام گردیده است. نتایج این مطالعه می‌تواند در برنامه‌ریزی و تهیه نقشه راه توسعه و تولید از این مخازن در میدان نفتی آزادگان نقش مهمی را ایفاء نمایند.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می‌دانند که از مساعدت‌های بی دریغ مرکز تحقیقات زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت دانشگاه شهید چمران اهواز و همچنین مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران جهت حمایت در انجام آنالیزها و صدور مجوزهای لازم کمال تشکر و قدردانی را به عمل آورند.

مورد مطالعه، بلوغی تقریباً یکسان و در حد اواسط پنجره نفت‌زائی را برای نمونه‌ها معرفی می‌نمایند. همچنین مقادیر ایزوتوپ پایدار کربن ۱۳ در نمونه‌های نفت مخازن ایلام و سروک مشابه بوده و نشان‌دهنده تولید آن‌ها بوسیله سنگ‌(های) منشأ مشترک کربناته با سن کرتاسه پایینی - ژوراسیک می‌باشد که می‌توان آن را به سازندهای گرو یا سرگلو نسبت داد. نمودارهای ستاره‌ای هالپرن با توجه به نسبت‌های به‌دست آمده از آنالیز ترکیبات هیدروکربنی سبک (C1-C5, TR1-TR8, A-F) ترسیم و بر این اساس دو گروه مجزای نفتی و بدون ارتباط با یکدیگر در مخازن سروک و ایلام شناسایی شد. در این رابطه لازم به ذکر است که با توجه به نمودار toluene/nC7 در برابر nC7/MCH پدیده آبشویی در نفت مخزن ایلام و تفریق تبخیری در نفت مخزن سروک (و به میزان کمتری ایلام) تأثیر گذار بوده و عوامل پختگی و تخریب زیستی نقش چندانی در این مخازن نداشته‌اند. بالا بودن نسبی میزان تولوئن در دو نمونه نفت دلالت بر کوتاه بودن مسیر مهاجرت و نزدیکی آن‌ها به منشأ دارد. همچنین ارتباط میان نسبت‌های هپتان و ایزوهپتان، ایجاد نفت‌های مورد مطالعه از یک سنگ منشأ مشترک کربناته دریایی با کروژن نوع دو را

منابع

- آقاناتی، ع.، ۱۳۸۵. زمین‌شناسی ایران. انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، چاپ سوم، ۶۰۶ صفحه.
- علیزاده، ب.، تمیشه، ح.، زراسوندی، ع.، رشیدی، م.، ۱۳۹۵. مطالعه ایزوتوبی نفت مخازن گروه بنگستان در برخی از میداین دشت آبادان، جنوب غرب ایران، مجله زمین‌شناسی کاربردی پیشرفته، شماره ۲۰، ص ۸۵-۷۷.
- علیزاده، ب.، سعادت، ح.، صمصامی، ج.، حسینی، س. ح.، گندمی ثانی، ا.، ۱۳۹۳. بررسی ژئوشیمیایی و تعیین خانواده‌های نفتی مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان، مجموعه مقالات سی‌امین گردهمایی علوم زمین، سازمان زمین‌شناسی ایران.
- مطیعی، ه.، ۱۳۸۹. مقدمه‌ای بر ارزیابی مخازن نفتی زاگرس برای زمین‌شناسان. انتشارات آراین زمین، چاپ اول، جلد دوم.
- Abeed, Q., Alkhafaji, A., Littke, R., 2011. Source rock potential of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous succession in the southern Mesopotamian basin, southern Iraq. *Journal of petroleum geology*, 34:117-134.
- Abdollahie Fard, I., Braathen, A., Mokhtari, M., Alavi, S.A., 2006. Interaction of the Zagros Fold-Thrust belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. *Petroleum Geoscience*, 12:347-362.
- Ahanjan, A., Rabbani, A.R., Khajooei, S., 2016. Assessing compartmentalization within the KHM field, southwest of Iran: An integrated approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35:1277-1283.
- Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., Janbaz, M., 2012. Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of the Dezful Embayment, Iran. *Organic Geochemistry*, 49: 36-46.
- Alizadeh, B., Saadati, H., Rashidi, M. and Kobraei, M., 2016. Geochemical investigation of oils from Cretaceous to Eocene sedimentary sequences of the Abadan Plain, Southwest Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 73:609-619.
- Andrusevich, V.E., Engel, M.H., Zumberge, J.E., 2000. Effects of paleolatitude on stable carbon isotope composition of crude oils. *Geology*, 28:847-850.
- Aqrawi, A.A.M., Badics, B., 2015. Geochemical characterization, volumetric assessment and shale-oil/gas potential of the Middle Jurassic-Lower Cretaceous source rocks of NE Arabian Plate. *GeoArabia*, 20:99-140.
- Baniasad, A., Rabbani, A.R., Moallemi, S.A., Soleimany, B., Rashidi, M., 2017. Petroleum system analysis of the northwestern part of the Persian Gulf, Iranian sector. *Organic Geochemistry*, 107:69-85.
- Beydoun, Z.R., 1991. Arabian plate hydrocarbon geology and potential: A plate tectonic approach. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Tulsa*.
- Bordenave, M.L., Hegre, J.A., 2010. Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. In: Leturmy, P., Robin, C. (eds.), *Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic*. Geological Society, London, Special Publications, 291-353.
- Clark, J.P., Philp, R.P., 1989. Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the black creek basin, Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 37:401-416.
- Connan, J., 1984. Biodegradation of crude oils in reservoirs, In: Brooks, J., Welte D.H. (eds.), *Advances in Petroleum Geochemistry*. Academic Press, London.
- Cubitt, J.M., England W.A., Larter, S., 2004. *Understanding petroleum Reservoirs: Towards an Integrated Reservoir Engineering and Geochemical Approach*. Geological Society, London, Special Publications.
- Du, Y., Chen, J., Cui, Y., Xin, J., Wang, J., Li, Y.Z., Fu, X., 2016. Genetic Mechanism and development of the unsteady Sarvak play of the Azadegan oil Field, Southwest of Iran, *Petroleum Science* 13: 34-51.
- England, W.A., 2007. Reservoir geochemistry-A reservoir engineering perspective. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58:344-354.
- Halpern, H.I., 1995. Development and application of light-hydrocarbon-based star diagrams. *AAPG Bulletin*, 79:801-811.

- Hantschel, T., Kauerauf, A.I., 2009. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer-Verlag, Berlin.
- James, G.A., Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG Bulletin, 49:2182-2245.
- Hughes, W.B., Holba, A.G., Dzou, L.I.P., 1995. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59:3581-3598.
- Hwang, R.J., Baskin, D.K., 1994. Reservoir connectivity and oil homogeneity in a large-scale reservoir, The Middle East Petroleum Geosciences Geo '94. Gulf PetroLink, Bahrain, 529-541.
- Hunt, M.J., 1996. Petroleum geochemistry and geology, 2nd ed. W. H. Freeman and Company, New York.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., Elsinger, R.J., 1990. Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico. In: Schumaker, D., Perkins, B.F. (eds.), Gulf coast oils and gases: Their characteristics, origin, distribution, and exploration and production significance. Proceedings of the 9th Annual Research Conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (SEPM), New Orleans, 263-282.
- Kobraei, M., Rabbani, A.R., Taati, F., 2017. Source rock characteristics of the Early Cretaceous Garau and Gadvan formations in the western Zagros Basin-Southwest Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7:1051-1070.
- Lafargue, E., Le Thiez, P., 1996. Effect of water washing on light ends compositional heterogeneity. *Organic Geochemistry*, 24:1141-1150.
- Lis G.P., Mastalerz M., Schimmelmann A., 2008. Increasing maturity of kerogen type II reflected by alkybenzene distribution from pyrolysis-gas chromatography-mass spectrometry. *Organic Geochemistry*, 39:440-449.
- Ourisson, G., Albrecht, P., Rohmer, M., 1984. Microbial origin of fossil fuels. *Scientific American*, 251:44-51.
- Milner, C.W.D., Rogers, M.A., Evans, C.R., 1977. Petroleum transformations in reservoirs, *Journal of Geochemical Exploration*, 7:101-153.
- Paez, R.H., Lawrence, J.J., Zhang, M., 2010. Compartmentalization or gravity segregation? Understanding and predicting characteristics of near-critical petroleum fluids. In: Jolley, S.J., Fisher, Q.J., Ainsworth, R.B., Vrolijk, P., Delisle, S. (eds.), Reservoir Compartmentalization. Geological Society, London, Special Publications, 43-53.
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. The biomarker guide. Cambridge University Press, Cambridge.
- Seifert, W.K., Moldowan, M.J., 1978. Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 42:77-95.
- Sharland, P.R., 2001. Arabian Plate sequence stratigraphy. GeoArabia special publication 2, Gulf PetroLink, Manama.
- Smalley, P.C., England, W.A., 1994. Reservoir compartmentalization assessed with fluid compositional data. *SPE Reservoir Engineering*, 8:175-180.
- Sofer, Z., 1984. Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. AAPG Bulletin, 68:31-49.
- Soleimani, B., Hassani Giv, M., Abdollahi Fard, I., 2017. Formation pore pressure variation of the Neocomian sedimentary succession (the Fahliyan Formation) in the Abadan Plain basin, SW of Iran. *Geofluids*, 2017:1-13.
- Soleimany, B., 2010. Reactivation of deep seated folds in northwest Persian Gulf. PhD Thesis, Department of Geodynamics and Geophysics, University of Barcelona.
- Thompson, K.F.M., 1979. Light hydrocarbons in subsurface sediments. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43: 657-672.
- Thompson, K.F.M., 1983. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47: 303-316.
- Thompson, K.F.M., 1987. Fractionated aromatic petroleums and the generation of gas-condensates. *Organic Geochemistry*, 11: 573-590.
- Thompson, K.F.M., 1988. Gas condensate migration and petroleum fractionation in deltaic systems. *Marine and Petroleum Geology*, 5: 237-246.
- Thompson, K.F.M., 2006. Mechanisms controlling gas and light end composition in pyrolysates and petroleum: applications in the interpretation of reservoir fluid analyses. *Organic Geochemistry*, 37: 798-817.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag, Berlin.
- Volkman, J.K., Maxwell, J.R., 1986. Acyclic isoprenoids as biological markers. In: Johns, R.B. (ed.), Biological markers in the sedimentary record. Elsevier, Amsterdam, 1-46.
- Zumberge, J.E., 1987. Terpenoid biomarker distributions in low maturity crude oils. *Organic Geochemistry*, 11: 479-496.
- Zeinalzadeh, A., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Sajjadian, V.A., 2015. Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26:419-426.