

ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی و تاریخچه تدفین سنگ‌های مادر محتمل در میدان سلمان، شرق خلیج فارس

احسان حسینی*، علی رحمانی^۲

۱- گروه اکتشاف، دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران
۲- گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

(علمی - پژوهشی)

پذیرش مقاله: ۱۳۹۹/۳/۲۵ تأیید نهایی مقاله: ۱۳۹۹/۱۲/۱۸

چکیده

میدان سلمان، یکی از مهم‌ترین میادین تولیدی در بخش شرقی خلیج فارس محسوب می‌شود که در افق‌های کنگان/دالان دارای گاز و در افق‌های سورمه، گدوان و داریان دارای نفت است. پژوهش حاضر به بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازندهای گورپی، سروک، کژدمی، داریان، گدوان، فهلیان، سورمه و سرچاهان در میدان سلمان با استفاده از اطلاعات پیرولیز راک‌اول، انعکاس ویتترینایت و نتایج مدل‌سازی یک بعدی در یکی از چاه‌های عمیق میدان، می‌پردازد. بدین منظور ۵۰ نمونه سنگ، بجز سازند سرچاهان، از اعماق مختلف در دو چاه، مورد آنالیز و ارزیابی قرار گرفت. نمونه‌های مربوط به سازندهای سروک و سورمه به ترتیب پتانسیل هیدروکربن‌زایی خوب و متوسط را نشان دادند در حالی که بقیه نمونه‌ها دارای پتانسیل ضعیف بودند. مواد آلی سازند سروک دارای کروژن تیپ II و مواد آلی سازند سورمه دارای کروژن تیپ II/III بودند. بنابر انعکاس ویتترینایت حاصل از پتروگرافی و مدل‌سازی، سازند سروک نابالغ، سازند سورمه در اوایل پنجره نفتی و سازند سرچاهان در پنجره گازی قرار دارند. نسبت تبدیل برای سازند سرچاهان، ۹۵ درصد است در حالی که این نسبت برای سازندهای سروک و سورمه صفر می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: پتانسیل هیدروکربن‌زایی، تاریخچه تدفین، سنگ مادر، مدل‌سازی حرارتی، میدان سلمان.

مقدمه

حوضه رسوبی خلیج فارس یکی از غنی‌ترین و مهم‌ترین حوضه‌های هیدروکربنی جهان محسوب می‌شود. وجود سنگ‌های مادر غنی از مواد آلی، مخازن کربناته مناسب و پوش سنگ‌های مؤثر به همراه تاق‌دیس‌های بزرگ، باعث انباشت حجم بزرگی از نفت و گاز در این منطقه مهم شده است. بنابراین فعالیت‌های اکتشاف و تولید ذخائر هیدروکربنی در این حوضه رسوبی بسیار گسترده و چشم‌گیر است. یکی از روش‌های مفید در فعالیت‌های اکتشافی، مطالعات ژئوشیمیایی سیستم‌های نفتی حوضه رسوبی می‌باشد. یک سیستم نفتی شامل عناصر و فرآیندهایی چون سنگ مادر، سنگ مخزن، پوش سنگ، زمان زایش هیدروکربن، مهاجرت و چگونگی به تله افتادن آن را در بر می‌گیرد (Tissot and Welte, 1984). مطالعات

ژئوشیمیایی سیستم‌های نفتی به بررسی این عناصر و فرآیندها پرداخته و به کاهش ریسک حفاری و هزینه فعالیت‌های اکتشافی کمک می‌کند. محدوده مورد مطالعه، میدان نفتی و گازی سلمان است که در قسمت شرقی خلیج فارس واقع شده است (شکل ۱). در گذشته چندین پژوهش، به مطالعه سنگ‌های مادر، نفت‌ها و سیستم‌های نفتی بخش شرقی خلیج فارس پرداخته‌اند. (Bordenave and Hegre, 2010; Rabbani, 2008; Rabbani et al, 2014, Hosseiny et al, 2016; Hosseiny et al, 2017, Alizadeh et al, 2017). این پژوهش به بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ‌های مادر محتمل در میدان سلمان، با استفاده از اطلاعات پیرولیز راک اول، نتایج مطالعات پتروگرافی آلی و بازسازی تاریخچه تدفین رسوبات و زمان زایش هیدروکربن از سنگ مادر مورد نظر، می‌پردازد.



شکل ۱: موقعیت میدان سلمان و میادین همجوار در قسمت شرقی خلیج فارس (اقتباس با تغییر از Hosseiny et al, 2017).

منطقه مورد مطالعه

زمین شناسی و سیستم نفتی منطقه

خلیج فارس قسمتی از یک حوضه فورلند نامتقارن است که بر اثر کوهزایی زاگرس به وجود آمده است (Buerberry et al, 2011). این حوضه در صفحه عربی از شمال و شمال شرق به کوه‌های زاگرس و از جنوب غرب به سپر عربی محدود می‌شود (Sharland et al, 2001). میدان سلمان در ۱۵۰ کیلومتری جنوب- جنوب غرب جزیره لاوان و ۱۳۵ کیلومتری جنوب غرب جزیره کیش در بخش شرقی خلیج فارس واقع شده است (شکل ۱). این میدان یک تاقدیس گنبدی با محور شمالی است که به سبب نفوذ نمک تشکیل شده است (Ghazban, 2007). میدان سلمان در افق‌های کنگان و دالان دارای گاز و در افق‌های سورمه و گدوان (بوئیب) و داریان دارای نفت می‌باشد. زمین- شناسی منطقه‌ای خلیج فارس و سیستم‌های نفتی مرتبط با آن، تاکنون در گزارش‌های متعددی منتشر شده است (Grunau, 1977; Muris, 1980; Beydoun, 1988; Kashfi, 1992; Sharland et al, 2001; Bordenave and Hegre, 2010; Fathi et al, 2011; Hosseiny et al, 2016; Hosseiny et al, 2017). زمین‌شناسی میدان سلمان و نواحی همجوار آن از لحاظ چینه شناسی و سیستم‌های نفتی شباهت زیادی با قسمت عربی دارد و تا حد زیادی تحت تاثیر حوضه ربع‌الخالی در امارت متحده عربی می‌باشد. ستون چینه‌شناسی این ناحیه در شکل ۲ مشخص شده است. براساس گزارش حسینی و همکاران (Hosseiny et al, 2017)، سه سیستم نفت اصلی پالئوزوئیک، ژوراسیک پسین و کرتاسه پسین، این ناحیه را تحت‌تاثیر قرار می‌دهد. سیستم نفتی پالئوزوئیک، ذخائر عظیم گاز را در مخازن پرموتریاس کنگان/دالان شامل می‌شود و توسط شیل‌های سیاه و غنی از مواد آلی سرچاهان تغذیه می‌گردد.

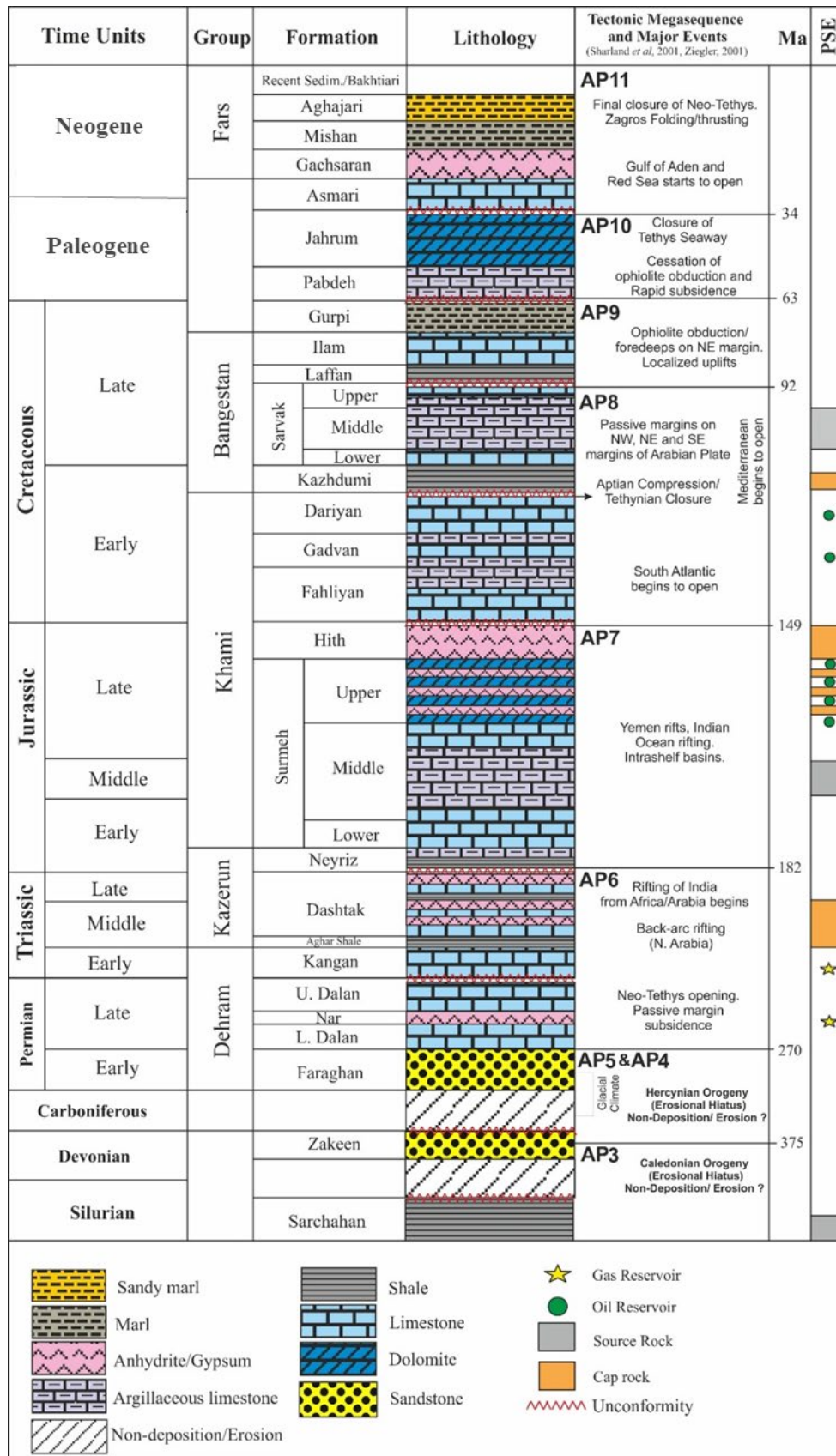
سیستم نفتی ژوراسیک پسین در خارج از آب‌های ایران فعال است و میداین ایرانی سلمان، رشادت، رسالت و بلال را تحت‌تاثیر قرار می‌دهد. سنگ مادر اصلی آن سازند دیاب (معادل سورمه میانی) است که شامل شیل و آهک رسی غنی از مواد آلی می‌باشد. جوان‌ترین سیستم نفتی این منطقه سیستم نفتی کرتاسه پسین است. سازند سروک بالایی مخزن اصلی و سروک میانی سنگ مادر این سیستم نفتی را تشکیل می‌دهد. ناحیه پختگی مواد آلی نفتی این سیستم در فروافتادگی نزدیک میداین سیری در داخل و خارج آب‌های سرزمینی ایران قرار دارد. جدای از سنگ مادرهای اصلی منطقه، لایه‌ها و میان لایه‌های شیلی سازندهایی نظیر گورپی، کژدمی، داریان، گدوان و فهلیان نیز در صورت داشتن مواد آلی با کیفیت مناسب می‌توانند به صورت فرعی در ذخائر هیدروکربنی منطقه نقش ایفا کنند. مقاله حاضر به دنبال پاسخگویی به این مسئله نیز هست.

مواد و روش‌ها

این مطالعه به ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های مادر محتمل در میدان سلمان با استفاده از نتایج آنالیز پیرولیز راک اول ۶ و انعکاس ویتروینایت به همراه نتایج حاصل از مدلسازی یک بعدی در یکی از چاه- های عمیق میدان می‌پردازد.

آنالیز پیرولیز راک اول

در این مطالعه، برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربن- زایی نمونه‌های سنگ مادر از راک اول ۶ که دارای دقت بالا در محاسبه کربن آلی کل (TOC)^۱ است، استفاده شد. بدین منظور ۵۰ نمونه سنگ از سازندهای گورپی، سروک، کژدمی، داریان، گدوان، فهلیان و سورمه در دو چاه میدان سلمان مورد آنالیز قرار گرفت (جدول ۱).



شکل ۲: ستون چین‌شناسی و عناصر سیستم‌های نفتی در میدان سلمان (اقتباس با تغییر از Hosseiny et al, 2017).

پژوهش‌های دانش زمین

جدول ۱: مقادیر میانگین پارامترهای آنالیز راکا اول ۶

Ro (%)	PI	OI (mg/gTOC)	HI (mg/gTOC)	T _{max} (°C)	S ₃ (mg/g)	S ₂ (mg/g)	S ₁ (mg/g)	TOC (%)	سازند
۰/۲۸	۰/۵۷	۳۶۹	۱۲۴	۳۷۶	۱/۳۶	۰/۵۳	۰/۷۶	۰/۳۸	گورپی
۰/۳۷	۰/۱۴	۹۵	۴۸۲	۴۱۶	۱/۹۱	۱۱/۳۲	۱/۶۶	۲/۲۸	سروک
-	۰/۴۳	۴۷۷	۱۸۲	۳۴۳	۰/۸۹	۰/۳۳	۰/۲۵	۰/۱۹	کزدمی
۰/۴۴	۰/۳۸	۲۷۶	۱۶۲	۴۰۴	۱/۱۰	۰/۸۴	۰/۵۳	۰/۴۷	داریان
۰/۵۱	۰/۳۴	۴۳۰	۱۶۴	۴۲۴	۳/۱۴	۱/۲۳	۰/۶۶	۰/۷۸	گدوان
۰/۴۳	۰/۴۸	۴۷۶	۱۸۴	۴۳۰	۱/۶۵	۰/۶۵	۰/۶۵	۰/۳۶	فهلپیان
۰/۵۵	۰/۴۲	۵۲۲	۲۴۳	۴۳۲	۳/۱۰	۱/۵۱	۰/۸۶	۰/۵۷	سورمه

از نمونه‌ها خرد شده و در اپوکسی رزین قرار می‌گیرند. سپس با استفاده از محلول آلومینا اتانول روی پارچه و ابریشم صیقل داده می‌شود (Taylor et al, 1998). برای اندازه‌گیری انعکاس ویتربینایت از میکروسکوپ Leitz-MPV-SP با طول موج ۵۴۶ نانومتر استفاده شده است.

مدلسازی یک بعدی حوضه رسوبی

مدلسازی سیستم نفتی حوضه رسوبی به تحلیل دقیق و کامل داده‌های زمین‌شناسی، ژئوفیزیکی، ژئوشیمیایی و مهندسی مرتبط با مناطق دارای پتانسیل نفتی در یک مدل می‌پردازد. این مدل عناصر و فرآیندهایی چون سنگ مادر، زمان زایش هیدروکربن، مسیر مهاجرت، مقدار و نوع هیدروکربن در طول زمان زمین‌شناسی و چگونگی به تله افتادن آن را در بر می‌گیرد. بنابراین مدلسازی سیستم نفتی حوضه رسوبی تاریخچه تدفین رسوبات، بلوغ مواد آلی، زایش و تراوش هیدروکربن از سنگ مادر، مهاجرت به سمت مخزن و تجمع در تله‌ها را در طول زمان زمین‌شناسی شبیه‌سازی می‌کند (Tissot and Welte, 1984; Welte and Yalcin, 1988; Yalcin et al, 1997). مدلسازی یک بعدی، تاریخچه نهشته شدن و تدفین رسوبات و چگونگی بلوغ مواد آلی را در طول زمان زمین‌شناسی در یک نقطه مورد بررسی قرار می‌دهد. مدلسازی دو بعدی زایش، مهاجرت و تجمع نفت و گاز در طول برش عرضی را نشان می‌دهد و

حدود ۱۰۰ تا ۱۵۰ میلی‌گرم از نمونه‌ها آسیاب شده و در یک محیط خنثی به مدت ۳ دقیقه تحت دمای ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد قرار می‌گیرند. در این مرحله هیدروکربن‌های آزاد موجود در سنگ رها شده و پیک S1 را تشکیل می‌دهد. سپس نمونه‌ها به صورت خطی با نرخ ۲۵ درجه سانتی‌گراد در دقیقه تا دمای ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد حرارت می‌بینند. گروه‌های کربوکسیل موجود در کروژن، در دمای بین ۳۰۰ و ۳۹۰ درجه سانتی‌گراد تجزیه می‌شوند و تشکیل دی‌اکسیدکربن می‌دهند (پیک S3)، هیدروکربن‌ها بین حدود ۳۵۰ تا ۵۵۰ درجه سانتی‌گراد در اثر شکست حرارتی کروژن تولید می‌شوند (پیک S2)؛ این روند ادامه یافته تا هنگامی که فقط کربن‌هایی باقی می‌مانند که دیگر قدرت زایش هیدروکربن را ندارند.

اندیس‌های هیدروژن (HI) و اکسیژن (OI) از نسبت این پیک‌ها با TOC محاسبه می‌گردند (Espitalie et al, 1985; Hosseiny et al, 2016). دمای بیشترین مقدار S2 با بیشترین مقدار تولید هیدروکربن منطبق بوده و به عنوان دمای بیشینه (T_{max}) گزارش می‌شود و از آن به عنوان پارامتر پختگی استفاده می‌گردد.

انعکاس ویتربینایت

یکی از راه‌های تعیین بلوغ محتوای مواد آلی موجود در سنگ مادر اندازه‌گیری مقدار انعکاس ویتربینایت موجود در کروژن است. بدین منظور تعداد ۱۸ عدد

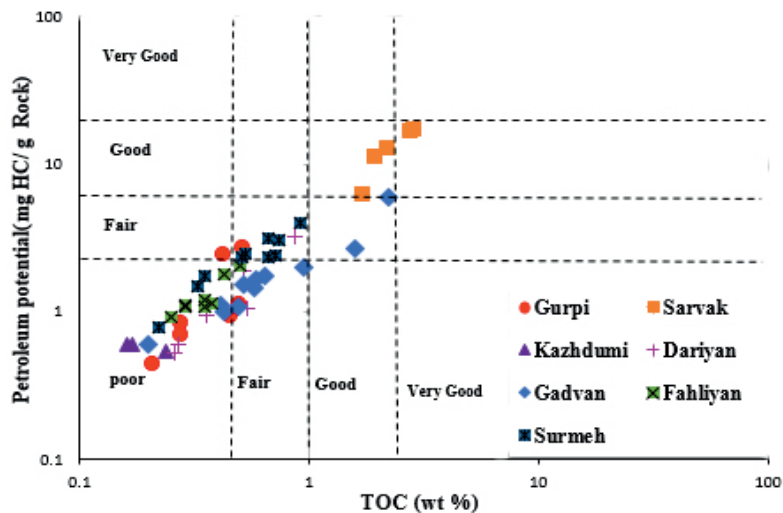
مختلف، جهت آنالیز پیرولیز راکا اول انتخاب گردید. شیل‌های غنی از مواد آلی سیلورین (سازند سرچاهان) در قسمت وسیعی از صفحه عربی و شمال آفریقا نهشته شده‌اند (Ghavidel-syooki et al, 2011) و به عنوان سنگ مادر اصلی مخازن گازی پرموتریاس در خلیج فارس از جمله میدان سلمان محسوب می‌شوند. مطالعات پیشین نشان می‌دهد که قسمت تحتانی سازند سرچاهان در کوه فراقان دارای TOC بین ۲/۹۴ و ۷/۱۹ درصد است (Saberi et al, 2016). در کوه گهگم این شیل‌های غنی از مواد آلی دارای بلوغ بیش از حد هستند و کربن آلی باقیمانده بین ۱/۵ و ۴/۲ درصد دارند (Bordenave and Burwood, 1990). این نهشته‌ها در عربستان سعودی دارای مقدار TOC، ۴ تا ۱۲٪ (میانگین ۴/۷٪) با کروژن تیپ II و نابالغ هستند (Abu-Ali et al, 1991; Cole et al, 1994). مقادیر میانگین بدست آمده برای پارامترهای راکا اول در جدول ۱ نشان داده شده است. مقدار TOC نمونه‌ها بین ۰/۱۶ و ۲/۸۳ درصد است که حدود ۹۰ درصد آنها مقدار TOC کمتر از یک دارند. همچنین مقدار پتانسیل هیدروکربنی (S1+S2) نمونه‌ها از ۰/۴۳ تا ۱۷/۵ متغیر است. مقدار پتانسیل هیدروکربنی کمتر از ۶ نشان دهنده پتانسیل ضعیف و متوسط سنگ مادر است در حالی که مقادیر بالاتر از ۶ مربوط به سنگ مادر خوب و عالی است (Tissot and Welte, 1984). بیشترین مقادیر TOC و پتانسیل هیدروکربنی مربوط به نمونه‌های سازند سروک است که دارای پتانسیل هیدروکربن‌زایی خوبی هستند (شکل ۳). نمونه‌های سورمه دارای پتانسیل متوسط و بقیه نمونه به جز یک نمونه از سازند گدوان دارای پتانسیل ضعیفی جهت زایش هیدروکربن هستند (شکل ۳).

مدلسازی سه بعدی به بازسازی سیستم نفتی در فضای سه بعدی در مقیاس مخزن و حوضه می‌پردازد (Al-Hajeri and Al-Saeed, 2009). در این مطالعه، مدلسازی یک بعدی تاریخچه تدفین با استفاده از نرم افزار پترومد (۲۰۱۱ - شلمبرژه) روی چاه B میدان سلمان انجام گرفت. اطلاعات لیتولوژی و عمق دیرینه لایه‌ها، سن وقایع زمین‌شناسی و مقدار فرسایش لایه‌ها از گزارش‌های زمین‌شناسی چاه و زمین‌شناسی میدان و مناطق همجوار، تعیین و وارد مدل گشت. اطلاعات ژئوشیمیایی شامل کربن آلی کل اولیه و اندیس هیدروژن اولیه از آنالیز نمونه‌های انتخابی به دست آمد. جهت اعمال مدل کینتیکی، برای سازند سروک میانی از نتایج پیرولیز نمونه در آزمایشگاه و برای سازندهای سورمه میانی و سرچاهان براساس تیپ کروژن از مدل‌های موجود در نرم افزار استفاده شد (Abu-Ali et al, 1991; Behar et al, 1997). دمای سطح آب و رسوب مرز بالایی برای انتقال حرارت را تشکیل می‌دهد. برای تعیین دمای سطحی دیرینه متوسط سالیانه، از عرض جغرافیایی ۲۶ درجه در منطقه عربی شمالی از نقشه جهانی توزیع دمای دیرینه استفاده گردید (Wygrala, 1989).

بحث و نتایج

ارزیابی سنگ‌های مادر

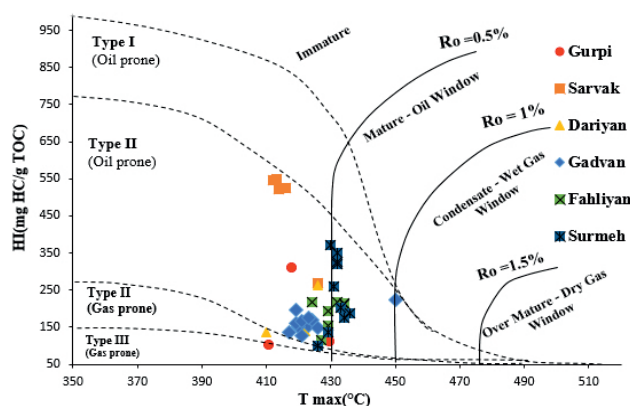
بر پایه اطلاعات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی میدان سلمان، سازندهای گورپی، سروک، کژدمی، داریان، گدوان، فهلیان، سورمه و سرچاهان مورد ارزیابی و بررسی ژئوشیمیایی قرار گرفتند. بجز سازند سرچاهان به علت عمق زیاد و نبود نمونه، از بقیه سازندها تعداد ۵۰ نمونه خرده حفاری از اعماق



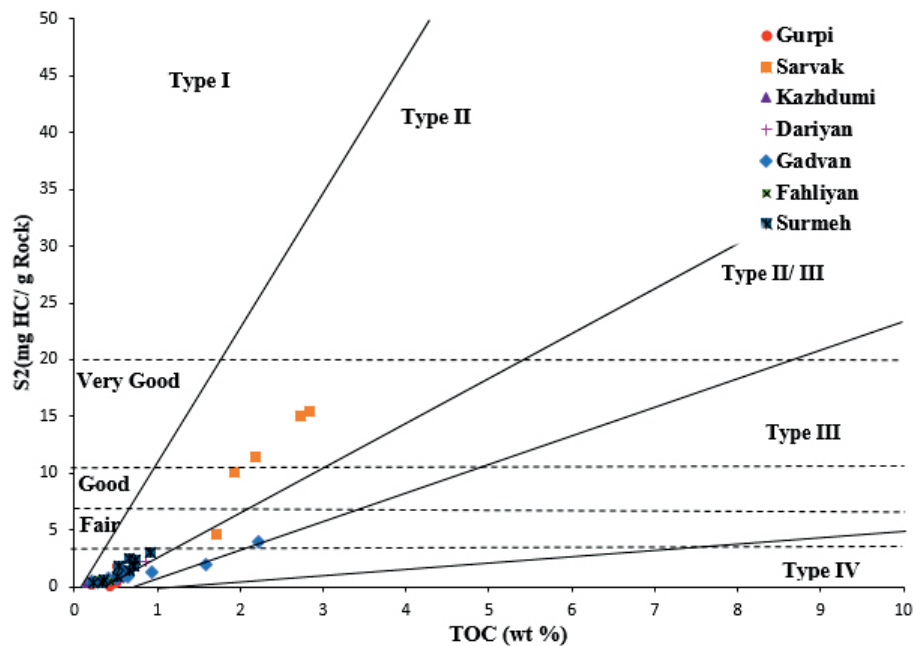
شکل ۳: نمودار پتانسیل هیدروکربن‌زایی در مقابل TOC برای نمونه‌های منتخب در میدان سلمان

هیدروژن کمتر از ۵۰ مربوط به کروژن تیپ IV می‌باشد که هیچ پتانسیلی برای تولید هیدروکربن ندارد (Tissot and Welte, 1984). نمونه‌های آنالیز شده اندیس هیدروژن ۳۵ تا ۵۵۰ را نشان می‌دهند. با توجه به نمودار اندیس هیدروژن و دمای بیشینه (T_{max}) (شکل ۴) نمونه‌های با پتانسیل خوب سازند سروک، کروژن تیپ II و نمونه‌های متوسط سورمه تیپ II/III را نشان می‌دهند. همچنین نمودار S2 در مقابل TOC (شکل ۵) نیز تیپ کروژن II و II/III را به ترتیب برای نمونه‌های سروک و سورمه تایید می‌کند (Langford and Blanc-Valleron, 1990).

خصوصیات، ترکیب و مقدار هیدروکربن تولیدی به نوع ماده آلی موجود در سنگ مادر بستگی دارد (Tissot and Welte, 1984). بنابراین تعیین نوع کروژن ماده آلی امری ضروری است. اندیس هیدروژن ($HI = S2/TOC \times 100$) یکی از شاخص‌های مهم برای تعیین نوع کروژن ماده آلی در سنگ مادر است (Espitalie et al, 1977; Tissot and Welte, 1984). اندیس هیدروژن بزرگتر از ۶۰۰ mg HC/g TOC معرف کروژن تیپ I و مقدار بین ۳۵۰ تا ۶۰۰ معرف تیپ II می‌باشد. برای کروژن تیپ III اندیس هیدروژن بین ۵۰ تا ۲۰۰ قرار می‌گیرد (Peters and Casa, 1994). همچنین اندیس



شکل ۴: نمودار اندیس هیدروژن در مقابل T_{max} که نوع کروژن و بلوغ را برای نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد (Tissot and Welte, 1984).



شکل ۵: نمودار S2 در مقابل TOC که تیپ کروژن نمونه‌های مورد مطالعه را نشان می‌دهد (Langford and Blanc, 1990).

۴۶۰ درجه سانتی‌گراد مربوط به پایان پنجره نفتی و شروع گازتر است (Espitalie et al, 1977). مقدار T_{max} برای نمونه‌های آنالیز شده کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد است که نشان دهنده بلوغ ناکافی برای تمام نمونه‌هاست (جدول ۱ و شکل ۴).

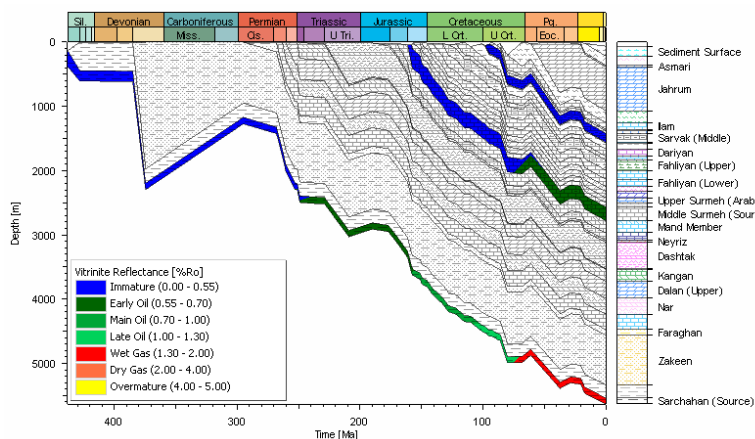
تاریخچه تدفین و مدلسازی حرارتی

هدف مدلسازی یک بعدی، تعیین تاریخچه تدفین و حرارتی سنگ مادر و زمان زایش هیدروکربن در یک نقطه است. بدین منظور، چاه B به عنوان عمیق‌ترین چاه میدان انتخاب گردید. مدل این چاه تا عمق ۵۶۳۲ متر انجام شده و سنگ مادرهای سرچاهان، سورمه میانی و سروک میانی را مورد بررسی قرار می‌دهد. برای ساخت مدل یک بعدی به اطلاعات چینه‌شناسی، سنگ‌شناسی سازندها نیاز است. ساختار و شکل تاریخچه تدفین به داده‌های ورودی مانند ضخامت، سن و مقدار فرسایش لایه‌ها وابسته است. شکل ۶ تاریخچه تدفین و روند نهشته شدن سازندها را برای چاه مطالعه شده نشان

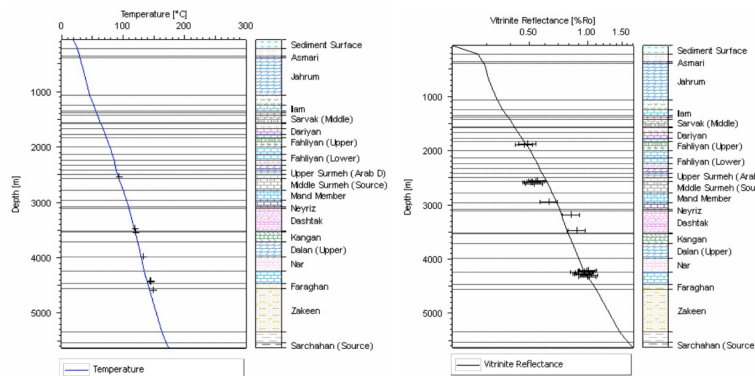
تعیین بلوغ حرارتی مواد آلی، از ضروریات ارزیابی سنگ‌های مادر می‌باشد. انعکاس ویتیرینایت یکی از ابزارهای پرکاربرد در تعیین بلوغ سنگ‌های مادر است (Dow, 1977; Waples et al, 1992). بدین منظور تعدادی از نمونه‌ها مورد سنجش مقادیر انعکاس ویتیرینایت قرار گرفتند. مقادیر اندازه‌گیری شده بین ۰/۳ و ۰/۵۵ می‌باشد که نشان می‌دهد نمونه‌ها در مرحله نابالغ تا اوایل بلوغ قرار دارند. بیشترین مقدار مربوط به نمونه‌های سورمه است که دارای بیشترین عمق تدفین نیز هستند. بلوغ این سازند از شمال در مرزهای آبی ایران به سمت جنوب در سواحل امارات متحده عربی افزایش می‌یابد. مقادیر انعکاس ویتیرینایت در قسمت عربی بین ۰/۷ تا ۱/۳ متغیر است (Hasan and Azer, 1985; Hosseiny et al, 2017). همچنین می‌توان از پارامتر T_{max} میزان بلوغ ماده آلی را تخمین زد. مقدار T_{max} پایین‌تر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد بیانگر بلوغ پایین کروژن است درحالی که مقادیر بالاتر از

گرمایی دیرینه استفاده شد. تاریخچه دمایی لایه‌ها در حوضه رسوبی با استفاده از مدل‌سازی حرارتی تخمین زده می‌شود و با انعکاس ویتروینایت کالیبره می‌گردد. رویه بلوغ بر پایه مدل سویننی و بورنهام (Sweeney and Burnham, 1990) روی تاریخچه تدفین چاه رسم شده است که یک چشم انداز از بلوغ سنگ‌های مادر را در طول زمان زمین‌شناسی نشان می‌دهد (شکل ۶). بنابر انعکاس ویتروینایت بدست آمده از مدل، سازند سروک میانی نابالغ و سازند سورمه میانی در اوایل پنجره نفتی قرار دارد. این سازند از زمان ۷۳ میلیون سال پیش وارد پنجره نفتی شده است. سازند سرچاهان در حال حاضر در پنجره گازی قرار دارد. این سازند از زمان ۱۵۷ میلیون سال پیش وارد اوج پنجره نفتی و از زمان ۷۵ میلیون سال پیش وارد پنجره گازی شده است.

می‌دهد. در این نمودار محور افقی، زمان زمین-شناسی و محور عمودی، عمق تدفین سازندها و خطوط نمودار روند فرونشست را نشان می‌دهد. قبل از اجرای مدل ضروری است عمق آب دیرینه، شار حرارتی و دمای سطح در طول زمان زمین-شناسی نیز در مدل بارگذاری گردد. با اجرای مدل، نتایج حاصل نیاز به کالیبراسیون با داده‌های واقعی اندازه‌گیری شده دارد. این فرآیند تا حصول یک مدل قابل اعتماد ممکن است چندین بار تکرار گردد. به منظور کالیبراسیون حرارتی مدل از اطلاعات دمای اندازه‌گیری شده در چاه‌ها و انعکاس ویتروینایت استفاده شد (شکل ۷). از اطلاعات دمایی چاه‌ها برای تخمین و کالیبراسیون جریان گرمایی حال حاضر و از اطلاعات ویتروینایت در اعماق مختلف، برای بازسازی و کالیبراسیون جریان

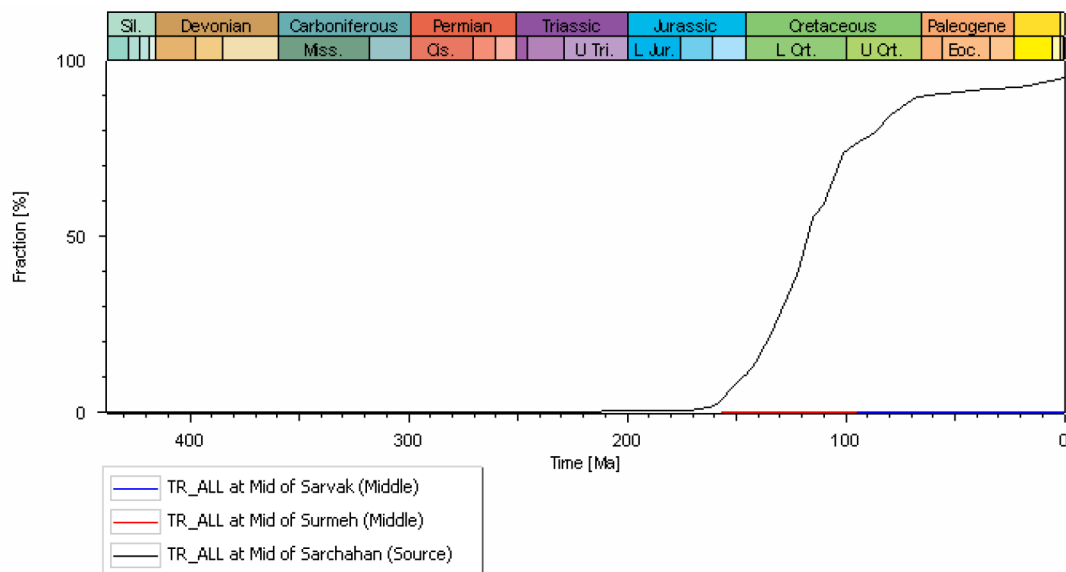


شکل ۶: مدل تاریخچه تدفین به همراه بلوغ مدل شده، برای چاه B میدان سلمان



شکل ۷: کالیبراسیون حرارتی مدل یک بعدی در چاه B میدان سلمان

نسبت تبدیل (TR) ^۴ سازند سرچاهان هم اکنون ۹۵٪ است در حالی که سازندهای سورمه میانی و سروک میانی دارای نسبت تبدیل صفر هستند (شکل ۸).



شکل ۸: نسبت تبدیل سازندهای سرچاهان، سورمه میانی و سروک میانی در چاه B میدان سلمان

نتیجه‌گیری

و دارای پتانسیل هیدروکربن‌زایی متوسط و تیپ کروژن II/III می‌باشد. بیشترین مقادیر TOC و پتانسیل هیدروکربن‌زایی مربوط به نمونه‌های سازند سروک است که دارای کروژن تیپ II نفتزا در میدان سلمان می‌باشد. اگرچه بلوغ این سازند در میدان سلمان پایین است ولی با افزایش عمق آن به سمت شرق می‌تواند حجم زیادی نفت و گاز تولید کند.

ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای مختلف در میدان سلمان، نشان داد که سازندهای سروک، سورمه و سرچاهان مهمترین سنگ‌های مادر در منطقه شرق خلیج فارس هستند. سازند سرچاهان در چاه B میدان سلمان در پنجره گازی قرار دارد و ۹۵ درصد پتانسیل خود را تاکنون تولید کرده است. سازند سورمه در میدان سلمان در اوایل پنجره نفتی است

پانویس

1-Total Organic Carbon
2-Hydrogen Index

3-Oxygen Index
4-Transmation Ratio

منابع

-Abu-Ali, M.A., Franz, U.A., Shen, J., Monnier, F., Mahmoud, M.D. and Chambers, T.M., 1991. Hydrocarbon generation and migration in the Paleozoic Sequence of Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers (SPE)

Middle East Oil Show, Manama, Bahrain, p. 345-356.
-Al-Hajeri, M.M. and Al-Saeed, M., 2009. Basin and Petroleum System Modeling. Schlumberger, Oilfield Review, v. 21(2).

- Alizadeh, B., Alipour, M., Chehrazi, A. and Mirzaie, S., 2017. Chemometric classification and geochemistry of oils in the Iranian sector of the southern Persian Gulf Basin. *Organic Geochemistry*, v. 111, p. 67-81.
- Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F. and Espitalie, J., 1997. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Organic Geochemistry*, v. 66, p. 321-339.
- Beydoun, Z.R., 1991. Arabian plate hydrocarbon geology and potential- A plate tectonic approach American Association of Petroleum Geologists Bulletin Studies in Geology, v. 33, 77 p.
- Bordenave, M.L. and Burwood, R., 1990. Source rock distribution and maturation in the Zagros belt; provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations. *Organic Geochemistry*, v. 16, p. 369-387.
- Bordenave, M.L. and 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 Special Publication 330, London, p. 291-353.
- Buerberry, C.M., Jackson, C.A.L. and Cosgrove, J.W., 2011. Late Cretaceous to Recent Deformation Related to Inherited Structures and Subsequent Compression within the Persian Gulf: A 2D Seismic Case Study. *Journal of the Geological Society*, v. 168, p. 485-498.
- Cole, G.A., Abu-Ali, M.A., Aoudeh, S.M., Carrigan, M.J., Chen, H.H., Colling, E.L., Gwathney, W.J., Al-Hajii, A.A., Halpern, H.I., Jones, P.J., Al-Sharidi, S.H. and Tobey, M.H., 1994. Organic geochemistry of the Paleozoic petroleum system of Saudi Arabia. *Energy Fuels*, v. 8, p. 1425-1442.
- Dow, W.G., 1977. Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of Geochemical Exploration*, v. 7, p. 77-99.
- Espitalié, J., Laporte, J.L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P. and Paulet, J., 1977. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potential pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v. 32, p. 23-45.
- Fathi Mobarakabad, A., Bechtel, A., Gratzel, R., Mohsenian, E. and Sachsenhofer, R.F., 2011. Geochemistry and origin of crude oils and condensates from the central Persian Gulf, offshore Iran, *Journal of Petroleum Geology*, v. 34, p. 261-275.
- Ghavidel-syooki, M., Álvaro, J.J., Popov, L., Ghobadi Pour, M., Ehsani, M.H. and Suyarkova, A., 2011. Stratigraphic evidence for the Hirnantian (latest Ordovician) glaciation in the Zagros Mountains, Iran. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, v. 307, p. 1-16.
- Ghazban, F., 2007. *Petroleum Geology of Persian Gulf*. Tehran, Iran: Tehran University.
- Grunau, H.R., 1977. Generation, migration entrapment and retention of hydrocarbons in the Middle East. *Pet. Time*, p. 33-43.
- Hassan, T.H. and Azer, S., 1985. The occurrence and origin of oil in Offshore Abu Dhabi. In: *Middle East Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, Bahrain, p. 143-160.
- Hosseiny, E., Rabbani, A.R. and Moallemi, S.A., 2016. Source rock characterization of the Cretaceous Sarvak Formation in the eastern part of the Iranian sector of Persian Gulf. *Organic Geochemistry*, v. 99, p. 53-66.
- Hosseiny, E., Rabbani, A.R. and Moallemi, S.A., 2017. Oil families and

- migration paths by biological markers in the eastern Iranian sector of Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 150, p. 54-68.
- Kashfi, M.S., 1992. Geology of the Permian "super-giant" gas reservoirs in the greater Persian Gulf area. *Journal of Petroleum Geology*, v. 15, p. 465-480.
- Langford, F.F. and Blanc-Valleron, M.M., 1990. Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 74, p. 799-804.
- Peters, K.E. and Cassa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System – From Source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 60, p. 93-120.
- Rabbani, A.R., 2008. Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf. *Journal of Petroleum Geology*, v. 31, p. 303-316.
- Rabbani, A.R., Kotarba, M.J., Baniasad, A.R., Hosseiny, E. and Wieclaw, D., 2014. Geochemical characteristics and genetic types of the crude oils from the Iranian sector of the Persian Gulf. *Organic Geochemistry*, v. 70, p. 23-43.
- Saber, M.H., Rabbani, A.R. and Ghavidel-syooki, M., 2016. Hydrocarbon potential and palynological study of the Latest Ordovician – Earliest Silurian source rock (Sarchahan Formation) in the Zagros Mountains, southern Iran. *Marine and Petroleum Geology*, v. 71, p. 12-25.
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Horbury, A.D. and Simmons, M.D., 2001. *Arabian Plate Sequence Stratigraphy*. Gulf Petrolink, Manama, Bahrain.
- Sweeney, J. and Burnham, A. K., 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics: *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, v. 74, p. 1559-1570.
- Taylor, G.H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R. and Robert, P., 1998. *Organic Petrology*. Gebrüder Borntraeger, Berlin, Stuttgart.
- Tissot, B.P. and Welte, D.H., 1984. *Petroleum formation and occurrence*, Springer Verlag, 699 p.
- Waples, D.W., Kamata, H. and Suizu, M., 1992. The art of maturity modeling: Part 1. Finding a satisfactory geological model. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 76, p. 31-46.
- Welte, D.H. and Yalcin, M.N., 1988. Basin modelling; a new comprehensive method in petroleum geology. *Organic Geochemistry*, v. 13, p. 141-151.
- Wygrala, B.P., 1989. *Integrated Study of an Oil Field in the Southern Po Basin, Northern Italy*: Ph.D. dissertation, University of Cologne, 217 p.
- Yalcin, M.N., Littke, R. and Sachsenhofer, R.F., 1997. Thermal history of sedimentary basins. In: Welte, D.H., Horsfield, B., Baker, D.R. (Eds.), *Petroleum and basin evolution*. Springer, p. 3-70.