

بررسی بایومارکرهای نفت و مدل‌سازی دو بعدی سیستم‌های نفتی ترشیاری-کرتاسه ترف بینک، شمال غرب خلیج فارس

نوید وحیدی مطلق*، احمدرضا ربانی، سید علی معلمی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر
پیام حسن‌زاده، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

چکیده

در اثر حرکات قائم گسل‌های عمیق، تندشیب و با روند شمال‌شرق-جنوب غرب پی سنگ که بلندی‌های دیرینه‌ی هندوچان و خارک-میش را به‌وجود آورده‌اند ترف بینک در شمال غرب خلیج فارس تکامل یافته است. پیچیدگی ساختمانی و کمبود داده، فعالیت‌های اکتشافی و توسعه‌ای را در این ناحیه با چالش مواجه کرده است. هدف این مطالعه ارزیابی توانایی زایش سنگ‌های منشأ کرتاسه در ترف بینک و درک بهتر تاریخچه‌ی تدفین و زمان زایش هیدروکربن‌هاست. شیوه‌ی کار این مطالعه مدل‌سازی سیستم‌های نفتی کرتاسه-ترشیاری در ترف بینک بر مبنای یک برش عرضی شرقی-غربی است که از چاه-۲ میدان هندوچان به‌سوی عمیق‌ترین بخش ترف و از آنجا به سوی چاه-۱ میدان درود امتداد دارد. برای نیل به این هدف ابتدا به کمک مطالعات انطباق نفت-نفت، بایومارکرهای پنج نمونه نفت از دو افق تولیدی (فهلپان و آسماری) میادین هندوچان، بهرگانسر و درود تحلیل شده و دو نوع نفت متفاوت و سازگار با سیستم‌های نفتی از پیش تعریف شده در منابع مطالعاتی شناسایی گردیدند. پس از شناسایی این سیستم‌ها مدل‌سازی یک و دوبعدی به کمک نرم‌افزار پترومد^۱ در دستور کار قرار گرفت. مدل‌های یک‌بعدی نشان می‌دهند که با وجود عدم حضور سنگ منشأ گرو (کرتاسه‌ی پیشین) در میدان درود، این سازند در موقعیت کنونی میدان هندوچان در اوج محدوده‌ی زایش نفت قرار دارد. سنگ منشأ کزدمی (کرتاسه‌ی میانی) تنها در پلیستوسن پسین و آن هم به‌دلیل وجود رسوبات سازند آجاجاری در هر دو میدان هندوچان و درود تعمیق و بالغ شده است. ارزیابی تاریخچه‌ی گرمایی، تکامل حوضه و مسیرهای مهاجرت در عمیق‌ترین بخش ترف بینک منجر به مدل‌سازی دوبعدی این ترف شد. مدل‌های دو بعدی نشان می‌دهند که هر دو سازند گرو و کزدمی بلوغ گرمایی متفاوتی را در موقعیت‌های مختلف درون ترف بینک تجربه می‌کنند. در بخش‌های مرکزی ترف بینک، سازند گرو در محدوده‌ی زایش گاز خشک قرار دارد. این در حالی است که سازند کزدمی در محدوده‌ی زایش گاز تر قرار داشته و بلوغ گرمایی هر دو سازند به سوی یال‌های منتهی به بلندی‌های دیرینه کاهش می‌یابد.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۴/۷/۲۸

تاریخ ارسال به داور: ۹۴/۸/۵

تاریخ پذیرش داور: ۹۵/۳/۱۱

واژگان کلیدی:

میدان هندوچان، میدان درود، ترف بینک، سیستم نفتی، مدل‌سازی یک‌بعدی، مدل‌سازی دوبعدی

مقدمه

با هدف ارزیابی سنگ‌های منشأ توانمند و تعیین خانواده‌های نفتی در سراسر خلیج فارس یا شمال غرب آن صورت گرفته اما با توجه به برآیند آنها می‌توان نتیجه گرفت که نفت افق فهلپان (سازند فهلپان در میدان درود با نام یاماما شناخته می‌شود) در دو میدان درود و هندوچان و نفت افق آسماری در دو میدان هندوچان و بهرگانسر به خانواده‌های نفتی متفاوتی تعلق دارند و از سنگ‌های منشأ متفاوتی زایش یافته‌اند [۵-۲]. برای ارزیابی جزئی‌تر این نتایج و درک بهتر سیستم‌های نفتی ترف بینک، دو نمونه نفت از میدان هندوچان (افق‌های آسماری و فهلپان)، یک نمونه نفت از میدان بهرگانسر (افق آسماری) و دو نمونه نفت از میدان درود (افق‌های آسماری و فهلپان) انتخاب و از گزارش‌های کروماتوگرافی گازی (GC2)،

در شمال غرب خلیج فارس ناحیه‌ی فروافتاده‌ای به‌نام ترف بینک وجود دارد (شکل-۱). این ترف در نتیجه‌ی حرکات قائم گسل‌های عمیق، تندشیب و با روند شمال‌شرق-جنوب غرب موجود در پی سنگ که بلندی‌های دیرینه‌ی هندوچان و خارک-میش را به‌وجود آورده‌اند تکامل یافته است. میدان درود در یال شرقی و میدان هندوچان و بهرگانسر در یال غربی این ترف واقع شده‌اند [۱]. مطالعات انطباقی پیشین در این ناحیه نشان می‌دهند که نفت‌های میادین هندوچان، بهرگانسر و درود محتوای گوگرد زیادی داشته و تحت شرایط احیایی، از توالی‌های کربناته و کروژن نوع-II گوگردار منشأ گرفته‌اند. این نفت‌ها دچار تخریب زیستی نشده و بلوغ نسبتاً کمی دارند. هرچند این مطالعات

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (navid.v.motlagh@gmail.com)

پی سنگ در دو سوی آن به وجود آمده است. این گسل های نرمال پی سنگی که به نام های برآمدگی هندیجان-بهرگانسر و برآمدگی خارک-میش معروفند (شکل ۱) در دوران پرکامبرین شکل گرفته اند و همزمان با رخداد های زمین ساختی آتی، بارها فعال شده اند و با تأثیر بر الگوی رسوب گذاری یا حرکت دادن توده های نمکی هرمز، به شکل گیری ساختار های زمین شناسی و تله های تاقدیسی که میادین بزرگ امروزی را به وجود آورده اند کمک کرده اند [۱].

در شکل ۱- محدودی گسترش تمام تاقدیس های بزرگ قابل مشاهده است. برآمدگی های دیرینه نظیر برآمدگی هندیجان-بهرگانسر و برآمدگی خارک-میش تقریباً بر کمربند چین خورده ی زاگرس عمود است. در این شکل محدودی تقریبی گسترش تراف بینک با خط چین نشان داده شده است [۶].

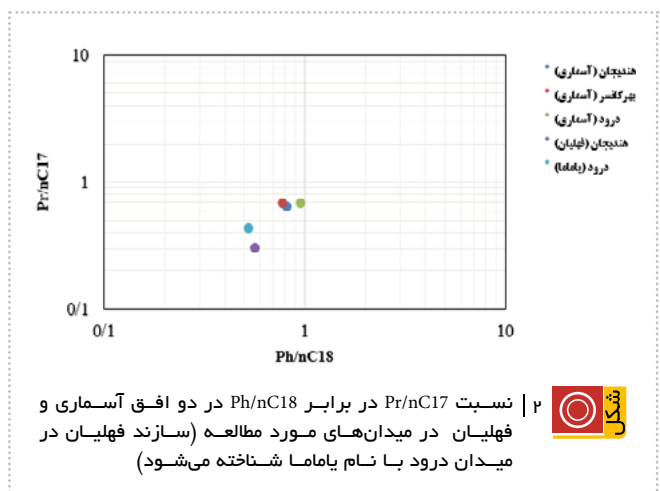
۲- داده ها و روش کار

۲-۱- ژئوشیمی نفت

۲-۱-۱- شاخص بلوغ گرمایی و محیط رسوب گذاری

توزیع ایزوپرنوئیدها (C15 تا C20) به ویژه نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) عمدتاً بازگو کننده ی تاریخچه ی دیاژنز است [۷]. مقادیر بسیار زیاد Pr/Ph نشان دهنده ی تأثیر رسوبات خشکی است. اگر نسبت Pr/Ph به مقدار قابل توجهی کمتر از یک باشد شاخصی از محیط های رسوبی به شدت احیایی است [۸]. البته با توجه به وجود موارد استثناء و هم چنین کاهش این نسبت، در حین مرحله ی کاتارنز باید توزیع ایزوپرنوئیدها در کنار سایر اطلاعات زمین شناسی بررسی شود. نسبت های Pristane/nC17 و Phytane/nC18 اطلاعات با ارزشی از تخریب زیستی، بلوغ و شرایط دیاژنزی به همراه دارند. ترسیم این دو نسبت در قالب یک نمودار دوبعدی بهترین راه برای نمایش این اطلاعات است (شکل ۲) [۹].

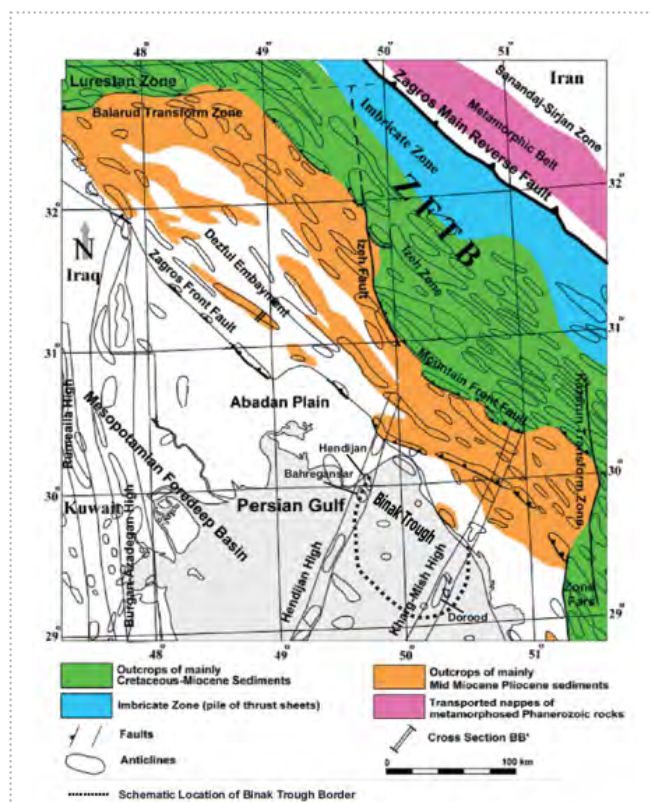
با استفاده از نمودار شکل ۲- تخریب زیستی نفت ها، شرایط



کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی (GC-MS3) آنها برای این منظور استفاده شد. پیچیدگی ساختمانی و کمبود داده، فعالیت های اکتشافی و توسعه ای را در این ناحیه با چالش مواجه کرده است. هدف این مطالعه درک بهتر تاریخچه ی تدفین و زمان زایش هیدروکربن ها است. بنابراین مدل سازی سیستم های نفتی کرتاسه-ترشیاری در تراف بینک بر مبنای یک برش عرضی شرقی-غربی که از چاه ۲- میدان هندیجان به سوی عمیق ترین بخش تراف و از آنجا به سوی چاه ۱- میدان درود امتداد دارد، می تواند راهگشا باشد.

۱- زمین شناسی ناحیه

شواهدی وجود دارد که نشان می دهد در اثر حرکت چپ لغز گسل های نجد در بخش های جنوبی صفحه ی عربی، پی سنگ خلیج فارس در پرکامبرین پسین، پیش از رسوب گذاری سری هرمز و در امتداد شمال-جنوب گسل خورده و سری هرمز در مجموعه ای از تراف های با روند شمالی-جنوبی نهشته شده است. تراف بینک عضوی از این مجموعه است که در شمال غرب خلیج فارس واقع شده و از نظر زمین شناسی بخشی از فروافتادگی دزفول به حساب می آید. این تراف در اثر گسل خوردگی



۱ | نقشه ی ساده شده ی زمین شناسی از بخش غربی کمربند چین خورده ی زاگرس (ZFTB)، که در شرکت ملی نفت ایران با مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰۰ تهیه شده است.



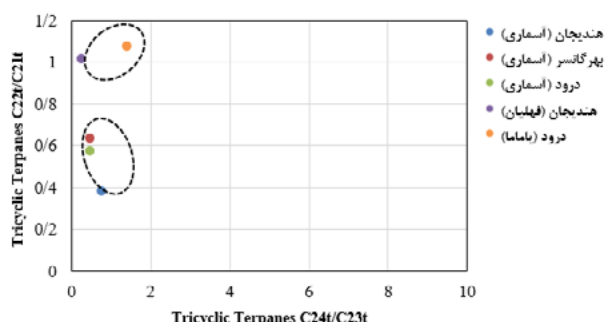
است برای پی بردن به ویژگی‌های سنگ‌های منشأ روش‌های ژئوشیمیایی گوناگونی وجود دارد. با توجه به رفتار کمی شاخص‌های سنگ منشأ در افق‌های فهلیان (یاماما) و آسماری در میداین اطراف تراف بینک (جدول-۱) می‌توان نتیجه گرفت که سنگ منشأ نفت افق فهلیان (یاماما) نسبت به نفت افق آسماری، کربناته‌تر بوده و میزان کانی‌های رسی در سنگ منشأ نفت افق آسماری بیشتر بوده است.

نسبت‌های C24/C23 و C22/C21 از ترپان‌های سه‌حلقه‌ای برای شناسایی نفت‌های زایش یافته از افق‌های شیلی و کربناته مناسب هستند. شرکت ژئومارک^۳ بر مبنای مطالعه‌ی ۵۰۰ نمونه‌ی نفت از سراسر دنیا به این نتیجه رسیده که در نفت‌های زایش یافته از

اکسایش-کاهش و همچنین نوع ماده‌ی آلی در محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ بررسی می‌شود. در این شکل نمونه‌ی نفت‌های منطبق با دایره‌ی خط‌چین نشان داده شده‌اند [۱۰]. همان‌طور که در شکل-۲ دیده می‌شود نفت افق آسماری در میداین هندیدجان، بهرگانسر و درود و نفت افق فهلیان در میدان هندیدجان (که در میدان درود با نام یاماما شناخته می‌شود) در یک موقعیت مکانی هستند و از این منظر می‌توان گفت انطباق خوبی دارند. قرار گرفتن همه‌ی نمونه‌ها در این موقعیت مکانی (شکل-۲)، ضمن تأیید حاکم بودن شرایط احیایی در محیط رسوبی سنگ‌های منشأ، نوع ماده‌ی آلی که کروژن نوع II (منشأ دریایی، جلبکی) است را نیز بازگو می‌کند. با توجه به بالغ‌تر بودن نفت افق فهلیان (یاماما) نسبت به نفت افق آسماری می‌توان گفت نفت افق آسماری نسبت به نفت افق فهلیان (یاماما) از سنگ منشأ جوان‌تری زایش یافته است.

۲-۱-۲- شاخص‌های سنگ‌شناسی

ترکیب بایومارک‌های یک سنگ منشأ و نفت‌هایی که زایش می‌دهند تحت تأثیر سنگ‌شناسی است. این تأثیرات ممکن است ناشی از برهم کنش‌های بین بایومارک‌ها و کانی‌های موجود در سنگ منشأ (به‌ویژه کانی‌های رسی) یا ویژگی‌های ذاتی آب منفذی (برای مثال افزایش جمعیت باکتری‌های احیاکننده‌ی گوگرد و واکنش با بایومارک‌ها به سبب کمبود آهن در رسوبات کربناته) باشد [۱۰]. در مطالعاتی نظیر این مقاله که تعداد نمونه‌های نفت برای مطالعات انطباق ناکافی و کم



۳ | نفت‌های زایش یافته از افق‌های کربناته می‌توانند با نسبت C22/C21 زیاد و نسبت C24/C23 کم از نفت‌های زایش یافته از افق‌های شیلی متمایز شوند [۱۰].

۱ | شاخص‌های کمی و کیفی نفت‌های زایش یافته از افق‌های شیلی و کربناته [۱۶-۱۰]

نوع نفت	شیل	کربناته	بهرگانسر (آسماری)	درود (آسماری)	هندیدجان (آسماری)	درود (یاماما)	هندیدجان (فهلیان)
Steranes/ 17α-hopanes	High	Low	۰/۲۶	۰/۳۱	۰/۴۲	۰/۱۵	۰/۱۶
C22/C21 tricyclic terpanes	Low	High	۰/۶۳	۰/۵۷	۰/۳۸	۱/۰۷	۱/۰۱
C24/C23 tricyclic terpanes	High	Low	۰/۴۹	۰/۴۸	۰/۷۷	۰/۳۰	۰/۲۶
C24 tetra-/C26 tricyclic diterpanes	Low- medium	Medium- high	۲/۱۲	۱/۸۴	۱/۳۴	۶/۲۳	۶/۷۳
C24 tetra-/C23 tricyclic diterpanes	Low- medium	Medium- high	۱/۱۳	۰/۹	۰/۸۲	۱/۴۱	۱/۶۱
C29/C30 hopane	Low	High (>1)	۰/۹۵	۰/۹۹	۰/۷۳	۱/۴۲	۱/۳۷
Ts/(Ts+ Tm)	High	Low	۰/۳۷	۰/۳۱	۰/۴۷	۰/۲۳	۰/۲

را که نسبت به سازند کژدمی کربناته تر است به عنوان محتمل ترین گزینه را برای زایش نفت افق فهلیان (یاماما) مطرح می کند.

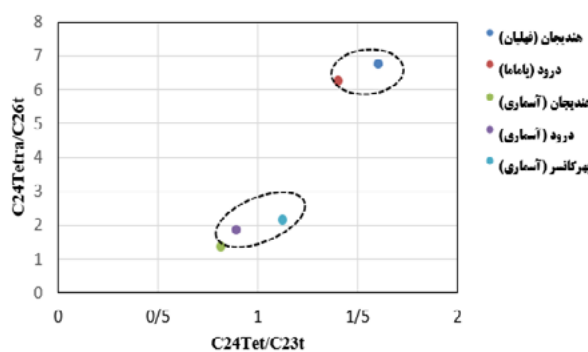
۲-۲-۱- مدل سازی یک بعدی

در این مطالعه برای مدل سازی و تفسیر تاریخچه ی زایش، مهاجرت و تجمع هیدروکربن ها از نرم افزار پترومد استفاده شده است. بهتر است در شروع کار از مدل های یک بعدی برای تعیین زمان بندی زایش نفت، بلوغ سنگ منشأ و درک درست تاریخچه تدفین استفاده کرد. اطلاعات سنگ شناسی و سن زمین شناسی لایه ها از گزارش تکمیل چاه های کلیدی استخراج شد. به علت دستیابی به داده های ژئوشیمیایی (مقادیر درصد TOC، شاخص هیدروژن و داده های انعکاس و پترینایت (%Ro)) و داده های دمایی چاه، در این مطالعه جهت واسنجی^۵ مدل ها از چاه ۱- میدان درود و چاه ۲- میدان هندیجان استفاده گردید. برای وارد کردن بازه های فرسایشی و ضخامت فرسایش یافته از مطالعات پیشین مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران استفاده شد (جدول ۳ و ۲).

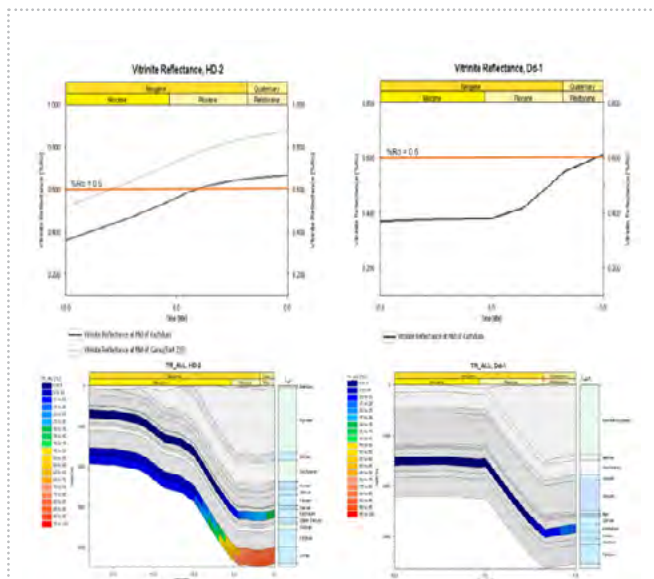
یکی از چالش های مهم مدل سازی سیستم های نفتی، انتخاب الگوی کینتیکی مناسب برای اعمال به سنگ منشأ و شبیه سازی واکنش های منجر به زایش هیدروکربن هاست. الگوهای کینتیکی بحار و همکاران [۱۸] بیشترین هماهنگی را با سنگ های منشأ کرتاسه ی جنوب غرب ایران و خلیج فارس دارند. نمودار انعکاس و پترینایت در برابر زمان در چاه ۲- میدان هندیجان نشان می دهد که بخش زیرین سازند گرو حدود ۸ میلیون سال پیش

افق های کربناته نسبت C22/C21 زیاد و نسبت C24/C23 کم است (شکل ۳). نسبت تریپان های C24 Tet/C26 و C24 Tet/C23 tricyclic از جمله شاخص های رایج برای شناسایی سنگ های منشأ هستند. هر چند منشأ تریپان چهار حلقه ای C24 شناخته شده نیست اما فراوانی تریپان چهار حلقه ای C24 نشان از چیدمان کربناته و تبخیری رخساره های سنگ منشأ دارد [۱۷]. بنابراین با ترسیم این دو نسبت در برابر یکدیگر در قالب یک نمودار دوعبده می توان به ارزیابی خوبی از شیلی یا کربناته بودن سنگ های منشأ نفت دست یافت (شکل ۴) [۱۰]. همان طور که در شکل های ۴-۳ دیده می شود بار دیگر نفت های افق فهلیان (یاماما) به خوبی از نفت های افق آسماری متمایز می شوند. موقعیت مکانی افق فهلیان (یاماما) حاکی از کربناته تر بودن سنگ های منشأ نفت آن است. به عبارت دیگر با توجه به تعریف سنگ شناسی مارل (۳۵-۶۵ درصد کربنات کلسیم و ۳۵-۶۵ درصد رس) می توان گفت درصد حضور کانی های رسی در سنگ منشأ نفت افق آسماری بیشتر از سنگ منشأ نفت افق فهلیان (یاماما) است.

۲-۲-۲- مدل سازی سیستم های نفتی



شکل ۴ | نفت های زایش یافته از افق های کربناته می توانند با نسبت تریپان های C24 Tet/C23 tricyclic و نسبت C24 Tet/C26 tricyclic از نفت های زایش یافته از افق های شیلی متمایز شوند [۱۰].



شکل ۵ | نمایش انعکاس و پترینایت (%Ro) (زیاد و نسبت تبدیل کم) در گذر زمان زمین شناسی برای مدل های واسنجی شده در چاه ۱- میدان درود (راست) و چاه ۲- میدان هندیجان (چپ)

برای دستیابی به نتایج بهتر و دقیق تر در این مطالعه، تنها سنگ های منشأ گرو و کژدمی مدل سازی شدند و به دلیل کمبود اطلاعات از سایر گزینه ها صرف نظر شد. از سوی دیگر طبق گزارش های زمین شناسی، سازند کژدمی به خصوص در محدوده ی میدان هندیجان شیلی تر است. از این رو می توان سازند کژدمی را گزینه ای برای زایش نفت افق آسماری دانست. سازندهای سرگلو (سیستم نفتی ژوراسیک میانی) و حنیفا-جبل طویق (سیستم نفتی ژوراسیک پسین) با افق فهلیان ارتباط مستقیمی ندارند [۵]. هم جواری سازند فهلیان و سازند گرو و تغییر رخساره به یکدیگر در تراف بینک، سازند گرو

۲ | ورودی‌های اصلی برای مدل‌سازی یک‌بعدی و دوبعدی در چاه-۲ میدان هندیجان

Stratigraphic Unit	Depth (m)		Present Thickness (m)	Deposition (Ma)		Erosion/Hiatus (Ma)		Erosion Thickness (m)	Total Organic Carbon (%)	Hydrogen Index (mg HC/grock)
	Top	Base		From	To	From	To			
Bakhtiari	۰	۳۸	۳۸	۴.۵	۱/۵	۱/۵	۰	۷۷		
Aghajari	۳۸	۱۶۴۷	۱۶۰۹	۱۰	۴/۵					
Mishan	۱۶۴۷	۱۸۴۵	۱۹۸	۱۲	۱۰					
Gachsaran	۱۸۴۵	۲۳۸۴	۵۳۹	۱۷	۱۲					
Asmari	۲۳۸۴	۲۵۵۰	۱۶۶	۲۰	۱۷					
Jahrum	۲۵۵۰	۲۷۰۵	۱۵۵	۳۷/۲	۳۳/۹	۳۳/۹	۲۰	۱۱۰		
Pabdeh	۲۷۰۵	۲۹۴۵	۲۴۰	۵۸/۷	۳۷/۲				۰/۷	۱۰۰
Gurpi	۲۹۴۵	۲۹۶۳	۱۸	۸۳/۵	۶۵/۵	۶۵/۵	۵۸/۷	۱۲۰	۰/۶۷	۱۹۴
Sarvak	۲۹۶۳	۳۰۵۷	۹۴	۹۷	۹۰	۹۰	۸۳/۵	۹۰		
Kazhdumi	۳۰۵۷	۳۲۶۱	۲۰۴	۱۱۰	۹۷				۲/۷۷	۳۸۰
Upper Dariyan	۳۲۶۱	۳۳۷۲	۱۱۱	۱۱۸	۱۱۵	۱۱۵	۱۱۰	۷۰		
Lower Dariyan	۳۳۷۲	۳۴۳۳	۶۱	۱۲۱	۱۱۸					
Gadvan	۳۴۳۳	۳۵۴۷	۱۱۴	۱۲۷	۱۲۱				۰/۹۷	۱۷۲
Fahliyan	۳۵۴۷	۳۹۸۵	۴۳۸	۱۳۷	۱۲۷				۰/۴۲	۸۸
Garau	۳۹۸۵	۴۳۸۶	۴۰۱	۱۴۲	۱۳۷				۰/۸۱	۸۳

نوبت به تاریخ‌بندی آن می‌رسد. در مرحله‌ی بعد اطلاعات مربوط به سن رخدادها، وقفه‌های رسوبی و ضخامت‌های فرسایش یافته، ویژگی‌های ژئوشیمیایی نظیر TOC، HI و الگوریتم کینتیکی مناسب برای سنگ‌های منشأ، از مدل‌های یک‌بعدی برگرفته شده و در مدل دوبعدی اعمال می‌شوند. در نهایت با تعیین هندسه‌ی دیرینه‌ی حوضه‌ی رسوبی، تعیین شرایط مرزی و همچنین انتخاب روش مدل‌سازی، فرآیند مهاجرت (هیبرید^۲) سیستم‌های نفتی در امتداد برش مذکور مدل‌سازی می‌شوند (شکل-۶). هر دو سازند کژدمی و گرو در بخش‌های میانی و عمیق تراف بینک بسیار سریع‌تر از بخش‌های مرتفع و واقع بر تاقدیس‌های درود و هندیجان به مرحله‌ی بلوغ رسیده‌اند و هم‌اکنون به ترتیب در مرحله‌ی زایش گاز تر و گاز خشک قرار دارند. این در حالی است که محدوده‌های بلوغ به سمت یال‌های منتهی به تاقدیس‌ها کاهش می‌یابد؛ به طوری که در موقعیت تاقدیس‌ها، کژدمی

و سازند کژدمی حدود ۴ میلیون سال پیش بالغ شده‌اند. سازند گرو در میدان درود به سازند فهلیان تغییر رخساره می‌دهد اما نمودار انعکاس ویترنایت در برابر زمان در چاه-۱ میدان درود برای سازند کژدمی حاکی از آنست که این سازند تنها در عهد حاضر و به لطف رسوبات سازند آجاجاری وارد پنجره‌ی نفت‌زایی شده است (شکل-۵).

۲-۲-۲- مدل‌سازی دو بعدی

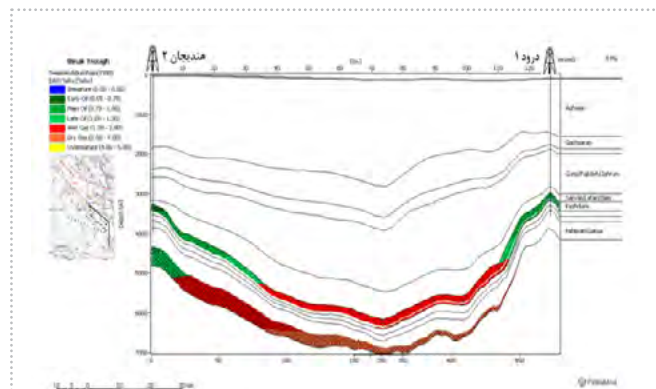
برای مدل‌سازی دوبعدی سیستم‌های نفتی کرتاسه تا عهد حاضر در تراف بینک، به کمک نرم‌افزار Petrel برشی در امتداد میدان هندیجان به سمت عمیق‌ترین بخش تراف بینک و از آنجا به سمت میدان درود روی مدل سه بعدی تهیه شده از تراف بینک زده شد تا در نرم‌افزار پترومد بازخوانی آن انجام گردیده و سنگ‌بنای مدل‌سازی دوبعدی باشد. پس از آماده‌سازی و تطبیق داده‌های ورودی با برش عرضی،

۲ | ورودی‌های اصلی برای مدل‌سازی یک‌بعدی و دوبعدی در چاه-۱ میدان درود

Stratigraphic Unit	Depth (m)		Present Thickness (m)	Deposition (Ma)		Erosion/Hiatus (Ma)		Erosion Thickness (m)	Total Organic Carbon (%)	Hydrogen Index (mg HC/grock)
	Top	Base		From	To	From	To			
Bakhtiari /Aghajari	۰	۱۳۸۵	۱۳۸۵	۵	۱/۷	۱/۷	۰	۱۰۰		
Mishan	۱۳۸۵	۱۴۸۳	۹۸	۱۲	۱۰	۱۰	۵	۲۰		
Gachsaran	۱۴۸۳	۱۷۸۲	۲۹۹	۱۵	۱۲					
Asmari	۱۷۸۲	۱۸۹۱	۱۰۹	۳۰	۱۵					
Jahrum	۱۸۹۱	۲۴۹۵	۶۰۴	۴۹	۳۴	۳۴	۳۰	۱۰۰		
Gurpi	۲۴۹۵	۲۵۴۶	۵۱	۸۳	۶۵	۶۵	۶۰	۶۰	۱/۲	۳۲۰
Ilam	۲۵۴۶	۲۵۷۲	۲۶	۸۵	۸۳					
Laffan	۲۵۷۲	۲۵۹۷	۲۵	۸۹	۸۵				۳	۲۳۰
Sarvak	۲۵۹۷	۲۷۵۶	۱۵۹	۹۸	۹۳	۹۳	۸۹	۱۵۰	۲	۲۲۰
Kazhdumi	۲۷۵۶	۲۹۲۵	۱۶۹	۱۱۱	۹۸				۱/۲	۲۷۰
Dariyan	۲۹۲۵	۳۰۴۵	۱۲۰	۱۲۱	۱۱۲	۱۱۲	۱۱۱	۳۰		
Gadvan	۳۰۴۵	۳۲۷۷	۲۳۲	۱۲۷	۱۲۱				۱	۲۱۰
Yamama	۳۲۷۷	۳۵۳۸	۲۶۱	۱۳۷	۱۲۷				۲	

هندیجان)، افق داریان و افق یاماما در میدان درود را شارژ کرده‌اند. سیالات زایش یافته از سنگ‌های منشأ علاوه بر مهاجرت قائم و کوتاه‌برد به سوی افق‌های حامل و مخزنی، مهاجرت جانبی نیز داشته‌اند (شکل-۷). در حقیقت با توجه

و گرو هر دو در مرحله‌ی زایش نفت قرار دارند. تاقدیس درود ۸۸/۶ میلیون سال پیش شروع به شکل‌گیری کرده و پیدایش آن ناشی از دو فاز دگرشکلی است که منجر به برافزایش چین‌ها شده است. اولین فاز برافزایشی چین‌ها ناشی از جاگیری افولیت‌های اقیانوس نئوتتیس بر حاشیه‌ی نافع‌ال صفحه‌ی عربی و فعالیت مجدد گسل‌های موجود در پی سنگ و احتمالاً حرکت توده‌های نمکی (کنیاسین، سانتونین، کامپانین و ماستریختین) است. دومین فاز برافزایشی در اثر کمانش و پیدایش رشته کوه زاگرس رخ داده و منجر به فشردگی بیشتر چین‌ها (میوسن پیشین، پلیوسن و پلیستوسن) شده است [۱۹].

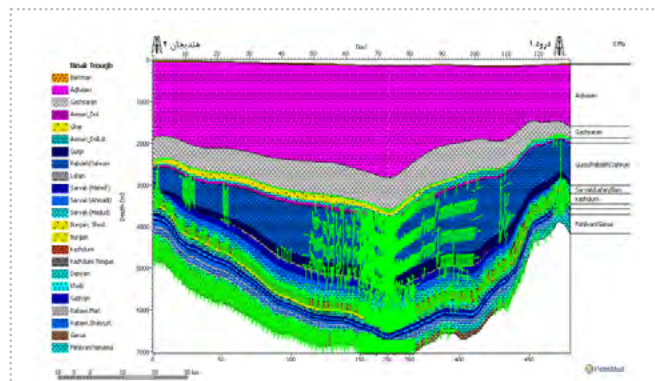


۶ | مدل دوبعدی از ترفاف بینک. دو سازند کژدمی و گرو به‌همراه محدوده‌های بلوغ در حال حاضر نشان داده شده‌اند

۲-۲-۱- مسیرهای مهاجرت و تجمعات

مدل مهاجرت نشان می‌دهد که سنگ‌های منشأ، مخازن افق آسماری (عضو غار در میدان هندیجان و افق‌های آهکی آسماری در میدان درود)، افق سروک در بخش‌های میانی ترفاف، عضو ماسه‌سنگی بورگان (نهر عمر یا آزادگان در میدان

منشأ استفاده گردد. همان‌طور که در شکل ۸- مشاهده می‌شود در عمیق‌ترین بخش‌های این تراف سازندهای گرو و کزدمی



مدل دوبعدی فرآیند مهاجرت در تراف بینک. سیالات زایش یافته (نفت و گاز) از سنگ‌های منشأ علاوه بر مهاجرت قائم و کوتاه‌برد به‌سوی افق‌های حامل و مخزنی، مهاجرت جانبی نیز داشته‌اند



به بالغ‌تر بودن سنگ‌های منشأ در بخش‌های میانی (عمیق) تراف بینک، زایش نفت و گاز ابتدا در این محدوده‌ها آغاز می‌شود و در اثر اختلاف فشار بسیار زیاد میان بخش‌های عمیق و دو تاقدیس درود و هنديجان، سیالات زایش یافته به‌صورت جانبی خود را به افق‌های مخزنی این دو تاقدیس می‌رسانند. هرچند مدل‌های بلوغ گرمایی نشان می‌دهند که بخش‌های عمیق سنگ‌های منشأ از میوسن پیشین شروع به تولید گاز کرده‌اند، اما تجمعات گازی مطابق انتظار به وجود نیامده‌اند.

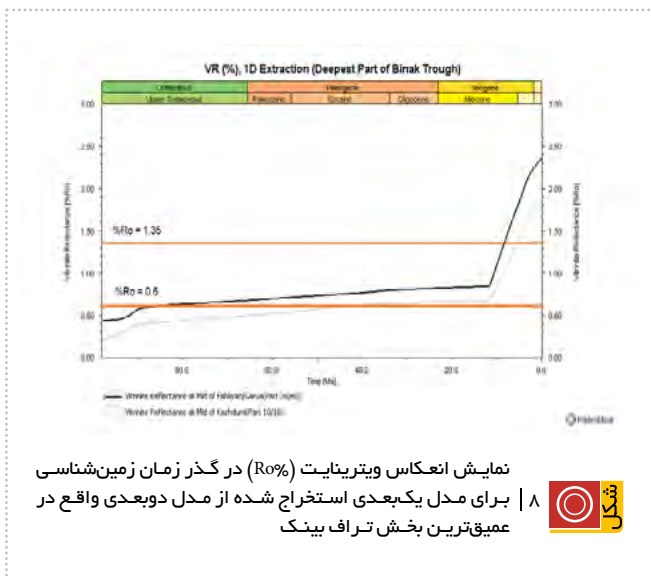
۲-۲-۲-۲- برون‌آوری یک‌بعدی

بلوغ گرمایی سنگ‌های منشأ در تراف بینک را می‌توان با استخراج مدلی یک‌بعدی از عمیق‌ترین بخش این تراف ارزیابی کرد. بدین منظور با استفاده از ابزاری که نرم‌افزار فراهم کرده شبه‌چاهی در عمیق‌ترین بخش تراف بینک حفر شد تا از مدل‌های یک‌بعدی آن برای ارزیابی بلوغ سنگ‌های

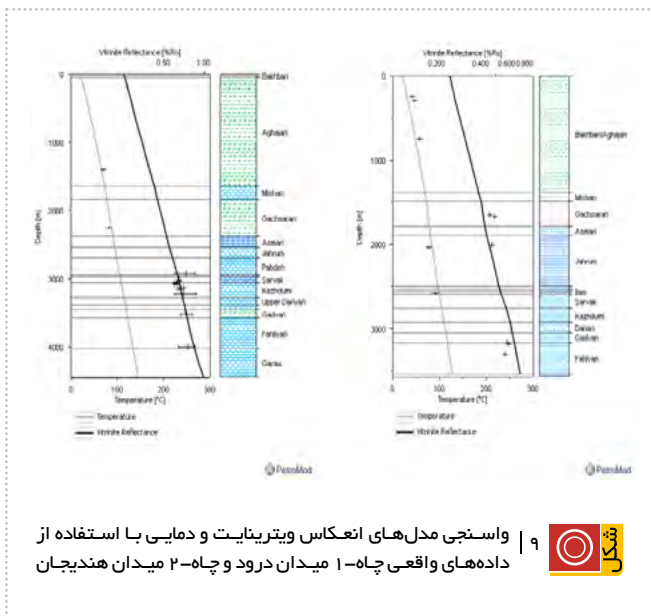
۴ | داده‌های مورد نیاز برای واسنجی مدل‌های یک‌بعدی میدان هنديجان و درود



عمق (متر)	چاه-۲ میدان هنديجان			عمق (متر)	چاه-۱ میدان درود		
	انعکاس و تیرنایت (%)				دمای تصحیح شده ته چاه (°C)	انعکاس و تیرنایت (%) (محاسبه شده از T _{max})	دمای تصحیح شده ته چاه (°C)
	متوسط	کمینه	بیشینه				
۱۴۰۰	-	-	-	۶۹	-	۴۰	
۲۲۶۵	-	-	-	۸۱	-	۴۶	
۲۹۳۲	۰/۷۳	۰/۶۰	۰/۸۵	-	-	۵۶	
۳۰۳۸	۰/۶۵	-	-	-	۴۵/۰	-	
۳۰۴۶	۰/۶۵	-	-	-	۴۹/۰	-	
۳۰۶۴	۰/۶۲	-	-	-	۴۷/۰	-	
۳۰۷۴	۰/۶۲	-	-	-	-	۷۶	
۳۰۸۲	۰/۶۰	-	-	-	-	۹۱	
۳۰۸۶	۰/۶۰	-	-	-	۶۰/۰	-	
۳۱۴۸	۰/۷۰	-	-	-	۶۲/۰	-	
۳۱۵۴	۰/۷۳	-	-	-	۵۸/۰	-	
۳۱۶۷	۰/۶۷	-	-	-	-	۱۱۵	
۳۲۳۶	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۸۷	-	-	-	
۳۵۲۶	۰/۷۴	۰/۶۶	۰/۸۱	-	-	-	
۴۰۱۸	۰/۷۵	۰/۶۴	۰/۸۵	-	-	-	



نمایش انعکاس ویتترینایت (VRo) در گذر زمان زمین‌شناسی برای مدل یکبعدی استخراج شده از مدل دوبعدی واقع در عمیق‌ترین بخش تراف بینک



۹ | واسنجی مدل‌های انعکاس ویتترینایت و دمایی با استفاده از داده‌های واقعی چاه-۱ میدان درود و چاه-۲ میدان هندجیان



آجاجاری را در تعمیق و بلوغ سنگ‌های منشأ به‌ویژه در بخش‌های عمیق تراف بینک نشان می‌دهند.

■ مدل‌سازی فرآیند مهاجرت نشان می‌دهد که سیالات زایش یافته (نفت و گاز) از سنگ‌های منشأ، علاوه بر مهاجرت قائم و کوتاه‌برد به‌سوی افق‌های حامل و مخزنی، مهاجرت جانبی نیز داشته‌اند.

■ سازند کژدمی در شمال‌غرب خلیج فارس از توانمندی خوبی برخوردار است [۲۱ و ۲۰]. با توجه به ابهام در نحوه‌ی زایش هیدروکربن‌ها توسط این سنگ منشأ در گذشته، می‌توان گفت مدل‌های دوبعدی ساخته شده حداقل در محدوده‌ی تراف بینک این ابهامات را رفع می‌کنند. ■

که اصلی‌ترین سنگ‌های منشأ به‌شمار می‌آیند به‌ترتیب در کرتاسه‌ی بالایی (حدود ۸۵ میلیون سال پیش) و ائوسن (حدود ۴۰ میلیون سال پیش) وارد پنجره‌ی نفت‌زایی شده‌اند. این دو افق تقریباً هم‌زمان با هم در میوسن، پنجره‌ی بلوغ را پشت سر گذاشته و وارد پنجره‌ی گازی شده‌اند.

۲-۲-۳- واسنجی

قبل از ارزیابی نهایی مدل‌های خروجی و نتیجه‌گیری، باید از صحت و درستی مدل‌ها اطمینان حاصل کرد. شاخص انعکاس ویتترینایت و داده‌های دمایی ته چاه از جمله رایج‌ترین داده‌هایی هستند که برای واسنجی مدل به کار می‌روند (جدول-۴). بنابراین ابتدا باید مدل انعکاس ویتترینایت و مدل دمایی که توسط نرم‌افزار محاسبه شده‌اند با داده‌های واقعی چاه-۱ میدان درود و چاه-۲ میدان هندجیان واسنجی شوند. همان‌طور که در شکل-۹ مشاهده می‌شود مدل‌های حاصل از نرم‌افزار انطباق بسیار خوبی با داده‌های واقعی دارند. از این رو می‌توان به نتایج مدل‌سازی اطمینان کرد.

نتیجه‌گیری

■ رفتار کمی شاخص‌های سنگ منشأ در بایومارکرهای نفت افق‌های فهلیان (یاماما) و آسماری در میادین اطراف تراف بینک (جدول-۱) حاکی از آنست که سنگ منشأ نفت افق فهلیان (یاماما) نسبت به نفت افق آسماری، کربناته‌تر و مقدار کانی‌های رسی در سنگ منشأ نفت افق آسماری بیشتر بوده است.

■ هرچند سازند گرو در میدان درود رسوب‌گذاری نکرده اما در میدان هندجیان به لطف رسوبات سازند آجاجاری در عمق مناسبی قرار گرفته و اکنون در اوج پنجره‌ی نفتی قرار دارد. سازند کژدمی تنها در پلیستوسن پسین و آن هم به لطف سازند آجاجاری در هر دو میدان وارد پنجره‌ی نفت‌زایی شده و در چاه-۲ میدان هندجیان نسبت به چاه-۱ میدان درود بالغ‌تر است.

■ مدل‌های دوبعدی نشان دادند که هر دو افق کژدمی و گرو در بخش‌های میانی و عمیق تراف بینک بسیار سریع‌تر از بخش‌های مرتفع و واقع بر تاقدیس‌های درود و هندجیان به مرحله‌ی بلوغ رسیده‌اند.

■ در حال حاضر هر دو افق کژدمی و گرو در بخش‌های میانی تراف بینک پنجره‌ی نفت‌زایی را پشت سر گذاشته، وارد پنجره‌ی گازی شده‌اند و با گذر از بخش‌های عمیق در امتداد یال‌ها به سمت مناطق مرتفع‌تر محدوده‌های بلوغ کاهش می‌یابد.

■ مدل‌های یک و دوبعدی نقش تأثیرگذار رسوبات سازند

- | | | |
|---|-------------------------|-----------|
| 1. PetroMod | 4. GeoMark Research Inc | 7. Hybrid |
| 2. Gas Chromotography | 5. Calibration | |
| 3. Gas Chromotography Mass Spectrometry | 6. Gridding | |

- [1] Ghazban, F., & Motiei, H., 2007; "Petroleum Geology of the Persian Gulf": Tehran University Press, Tehran, Iran.
- [2] Rabbani, A. R., & Kamali, M. R. (2005). Source rock evaluation and petroleum geochemistry, offshore SW Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 28(4), 413-428.
- [3] Rabbani, A. R. (2008). Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf. *Journal of Petroleum Geology*, 31(3), 303-316.
- [4] Rabbani, A. R., Kotarba, M. J., Baniasad, A. R., Hosseiny, E., 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. p. 29-43.
- [5] Bordenave, M. L., 2014, "Petroleum systems and distribution of the oil and gas fields in the Iranian part of the Tethyan Region", In: Marlow, L., Kendall, C., Yose, L., (eds.), *Petroleum systems of the Tethyan region*, AAPG Memoir 106, p. p. 505-540.
- [6] Fard, I. A., 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*, v. 12, No. 4, p. p. 347-362.
- [7] Illich, H. A. and Grizzle, P. L., 1983, Comment on "Comparison of Michigan Basin crude oils" by Vogler et al., *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 47, p. p. 1151-6.
- [8] Volkman, J. K., Maxwell, J. R., 1986, "Acylic isoprenoids as biological markers", In: Johns, R. B. (ed.), *Biological Markers in the Sedimentary Record*, Elsevier, New York, p. p. 1-42.
- [9] Waples, D. W., 1985; "Geochemistry in petroleum exploration": Springer Science & Business Media.
- [10] Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M., 2005; "The biomarker guide, volume 2—biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history": Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- [11] Moldowan, J.M., Seifert, W.K., Gallegos, E.J., 1985, "Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks", *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 69, p. p. 1255-1268.
- [12] Connan, J., Bouroulec, J., Dessort, D., Albrecht, P., 1986, "The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a Sabkhalaeo environment from Guatemala: a molecular approach", In: *Advances in Organic Geochemistry*, v. 1, Pergamon Press, p. p. 29-50.
- [13] Pu, F., King, J.D., Claypool, G.E., 1987, "Characteristics of Biomarker Compounds in Chinese Crude Oils. In: *Petroleum Geochemistry and Exploration in the Afro-Asian Region*, A.A.Balkema p. p. 197-202 ISBN: 90 6191 791 3.
- [14] Ten Haven, H.L., de Leeuw, J.W., Sinninghe-Damste, J.S., Schenck, P.A., Palmer, S.E., Zumberge, J., 1988, "Application of biological markers in the recognition of palaeo-hypersaline environments, In: *Lacustrine Petroleum Source Rocks*, Geol. Soc. Sp. Publ. No. 40, Blackwell Scientific Publications p. p. 123-130.
- [15] McKirdy, D. M., Aldridge, A. K. and Ypma, P. J. M., 1983, "A geochemical comparison of some crude oils from Pre-Ordovician carbonate rocks", In: *Advances in Organic Geochemistry 1981* (M. Bjorøy, C. Albrecht, C. Cornford, et al., eds.), John Wiley & Sons, New York, p. p. 99-107.
- [16] Palacas, J. G., 1984, "Carbonate rocks as sources of petroleum: geological and chemical characteristics and oil-source correlations", In: *Proceedings of the Eleventh World Petroleum Congress 1983*, v. 2, John Wiley & Sons, Chichester, UK, p. p. 31-43.
- [17] 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*, v. 37, No. 4, p. p. 401-416.
- [18] Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F., 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. 26, No. 5/6, p. p. 321-339.
- [19] Soleimany, B., 2010, "Reactivation of Deep Seated Folds in Northwest Persian Gulf", Ph.D Dissertation, Univeristy of Barcelona, Spain, 242 p.
- [20] ربانی، احمدرضا، ۱۳۹۲؛ زمین‌شناسی و ژئوشیمی نفت خلیج فارس؛ انتشارات دانشگاه تفرش.
- [21] Mashhadi, Z. S., Rabbani, A. R., & Kamali, M. R., 2015, "Geochemical characteristics and hydrocarbon generation modeling of the Kazhdumi (Early Cretaceous), Gurpi (Late Cretaceous) and Pabdeh (Paleogene) Formations, Iranian sector of the Persian Gulf", *Marine and Petroleum Geology*, v. xxx, p. p. 1-20.