

## مدلسازی یک بعدی سیستم نفتی در تعدادی از میادین فارس ساحلی و بررسی توان تولید میان لایه‌های شیلی در سازند کنگان

محمد حسین صابری<sup>۱\*</sup>، طاها اشرفی<sup>۲</sup>، احمدرضا ربانی<sup>۳</sup>

<sup>۱</sup>استادیار پردیس علوم و فناوری های نوین، دانشکده ی مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، Mh.saberi@semnan.ac.ir

<sup>۲</sup>کارشناسی ارشد، پردیس علوم و فناوری های نوین، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، Tahaashrafi@semnan.ac.ir

<sup>۳</sup>پرفسور دانشکده نفت دانشگاه صنعتی امیر کبیر، Rabbani@aut.ac.ir

(دریافت: ۰۵-۰۶-۱۳۹۶، پذیرش: ۲۱-۰۱-۱۳۹۸)

### چکیده

میادین فارس ساحلی در برگیرنده مقادیر قابل توجهی از هیدروکربن به ویژه به صورت گازی‌اند. مدلسازی سیستم نفتی به عنوان روشی برای رفع ابهامات اکتشافی و کاهش خطرات حفاری، ابزاری ارزان قیمت و مناسب است. در این مطالعه با جمع‌آوری اطلاعات زمین‌شناسی، استفاده از تحلیل داده‌های آنالیز راک-اول ۶ و مدلسازی یک بعدی با استفاده از نرم‌افزار پترومد ورژن ۱۱ و ۱۲ بر روی دو میدان در محدوده فارس ساحلی، احتمال منشا بودن سازند سرچاهان و میان لایه‌های شیلی سازند کنگان مورد بررسی قرار گرفت. نتایج مدلسازی نشان داد سازند سرچاهان به عنوان سنگ منشا اصلی در این میادین مطرح است، این سازند بین ۱/۹ تا ۱/۶ میلیون سال پیش به بیشترین عمق تدفین خود رسیده و در مجموع چیزی در حدود دو میلیون تن هیدروکربن تولید کرده است. همچنین این تحقیق نشان داد، میان لایه‌های شیلی سازند کنگان نمی‌تواند منشا اصلی هیدروکربن‌های موجود در منطقه باشد با این حال به وسیله این میان لایه‌ها مقادیر محدودی هیدروکربن تولید شده است که در مقایسه با حجم عظیم ذخایر این میادین بسیار ناچیز است و نمی‌تواند سنگ منشا اصلی تولیدکننده این هیدروکربن‌ها باشد.

### کلمات کلیدی

مدلسازی حوضه، سرچاهان، کنگان، فارس ساحلی

## ۱- مقدمه

احتمال منشا بودن میان لایه‌های شیلی کنگان برای هیدروکربن‌های میدان B مورد بررسی قرار خواهد گرفت (در میدان A میان لایه‌های شیلی دارای توان هیدروکربنی در سازند کنگان وجود ندارد). مدلسازی حوضه رسوبی از روش‌های نوین تحلیل و بررسی تولید و مهاجرت هیدروکربن در مدت زمان عمر حوضه رسوبی است. در ناحیه خلیج فارس و نواحی ساحلی ایران مدل‌های حوضه یک بعدی فراوانی ساخته شده است. در این مقاله تلاش شده تا با استفاده از روش مدلسازی یک بعدی حوضه رسوبی دلیل تشکیل نفت در یک محدوده گازی مشخص شود.

## ۲- روش کار

پس از مطالعه زمین‌شناسی منطقه، نمونه‌های گرفته شده از میدان‌های A و B به صورت جداگانه مورد آزمایش راک-اول برای تعیین توان هیدروکربن‌زایی قرار گرفتند. سپس با استفاده از داده‌های چاه، مطالعات زمین‌شناسی و نرم‌افزار مدلسازی سیستم نفتی پترومد ۲۰۱۱ و ۲۰۱۲ برای هر چاه یک مدل یک بعدی تاریخچه تدفین ساخته شد. حد پایین مدل‌ها برابر با حد پایین شیل‌های سیلورین-اردوئیسین سرچاهان است. همچنین اولین سازندی که چاه به آن نفوذ کرده است حد بالایی مدل در نظر گرفته شده است. مدل‌ها با استفاده از داده‌های انعکاس ویتترینایت و دمای درون چاهی مورد تصحیح قرار گرفت تا با وضعیت فعلی منطقه مطابقت حداکثری داشته باشد.

## ۲-۱- بررسی چیدمان زمین‌شناسی

زمین‌شناسی منطقه‌ای حوضه زاگرس و ارزیابی ساختاری در مقاله‌های علمی بسیاری مورد بحث قرار گرفته است [۱۰-۱۶]. رشته کوه‌های زاگرس با محور شمال‌غرب-جنوب‌شرق از اواخر کرتاسه تا نئوژن، لبه شمال‌شرقی صفحه عربی را تحت-تاثیر قرار داده است. سیستم گسل‌های پی‌سنگی شمال-جنوب کازرون و هنديجان محدوده فارس را از فروافتادگی دزفول و لرستان در شمال‌غرب که با سرعت بیشتری دچار فرونشست می‌شود، تفکیک می‌کند (شکل ۱) [۶، ۱۵، ۱۷، ۱۸]. ناحیه فارس ساحلی در بخش شمالی محور تاقدیس قطر-فارس با قدمت پرکامبرین قرار گرفته است و رسوبات این ناحیه از آن زمان تحت تاثیر این تاقدیس قرار داشته‌اند [۳، ۱۹]. زاگرس از شمال-شمال‌شرقی محدود به زاگرس رورانده، از شمال‌غربی محدود به ناحیه چین‌خورده دریای سیاه، از جنوب‌غربی محدوده به ناحیه ریفتی دریای سرخ و از جنوب‌شرق محدود به حاشیه اقیانوس هند است (شکل ۱) [۱۷، ۱۲].

خلیج فارس که جنوب ایران را از شبه جزیره عربستان مجزا می‌کند یک دریای سرحدی اقیانوس هند است که در بخش جنوبی حوضه فورلند زاگرس قرار می‌گیرد و مساحتی به وسعت تقریبی ۲۲۶۰۰۰ کیلومتر مربع را با عمق آب کمتر از ۱۱۰ متر (به طور متوسط ۳۵ متر) می‌پوشاند [۱]. با توجه به گزارش بررسی آماری انرژی جهانی بریتیش پترولیوم، ایران در پایان سال ۲۰۱۶ دارای ۹/۳ ذخایر اثبات شده نفت دنیا و ۱۸ درصد ذخایر اثبات شده گاز دنیا بوده است که اکثر این ذخایر در بخش ایرانی خلیج فارس تجمع یافته است [۲].

سنگ منشا مهم در حوضه زاگرس برای توالی‌های اواخر پالئوزوئیک تا اواخر تریاس، شیل‌های غنی از ماده آلی و رادیواکتیو سازند سرچاهان است [۳-۶]. شیل‌های سیاه سرچاهان در محدوده حوضه زاگرس ترازمانی‌اند و از هیرنانتین تا لاندورین تغییر می‌کنند. برخی از چاه‌های این ناحیه به سازند سرچاهان نفوذ کرده‌اند ولی به دلیل پیچیدگی‌های زمین‌شناسی موجود در منطقه، نتایج بررسی‌های انجام شده بر روی این چاه‌ها قابل تعمیم به کل ناحیه فارس ساحلی نیست و ضخامت حال حاضر این سازند در این منطقه همچنان ناشناخته است [۵]. در حالی که هیدروکربن‌های موجود در میداین گازی این ناحیه (سازند دالان و کنگان با سن پرمو-تریاس) به احتمال زیاد از شیل‌های سیلورین-اردوئیسین منشا می‌گیرند [۳، ۶، ۷]. منشا هیدروکربن موجود در واحدهای پرمین-تری استعدادی از میداین ناحیه فارس ساحلی در چند مطالعه میان لایه‌های شیلی سازند کنگان عنوان شده است، در مطالعاتی که میان لایه‌های کنگان به عنوان منشا اصلی معرفی شده‌اند، به دلیل ویژگی پوش‌سنگی بخش نار، هیدروکربن بخش بالای سازند نار (دالان بالایی) با بخش پایین (دالان پایینی) آن به کلی متفاوت است و منشا تشکیل متفاوتی دارد (منشا هیدروکربن‌های دالان پایینی سازند سرچاهان و هیدروکربن‌های دالان بالایی و کنگان به وسیله میان لایه‌های شیلی سازند کنگان تولید شده است) [۸، ۹].

در این مطالعه، مدلسازی یک بعدی سیستم نفتی مورد استفاده قرار گرفته است تا تکامل بلوغ سنگ منشا محتمل سیلورین- اردوئیسین در محدوده بررسی، مورد مطالعه قرار گیرد، همچنین زمان تولید و مهاجرت هیدروکربن بازسازی شود. حجم‌های محاسبه شده هیدروکربن‌های تجمع یافته با مقادیر واقعی مورد مقایسه قرار می‌گیرد تا بود یا نبود سنگ منشا سیلورین- اردوئیسین در این ناحیه مشخص شود. همچنین

بخش اصلی گازهای هیدروکربنی مخازن جنوب زاگرس در طی کراکینگ ثانویه نفت دیرینه به وجود آمده‌اند [۲۰]. شیل های غنی از ماده آلی سیلورین پایین (سازند سرچاهان) منشا اصلی گازهای طبیعی جنوب ایران تشخیص داده شده‌اند. سیستم نفتی اصلی این منطقه مربوط به دوره زمانی پالئوزوئیک است [۳،۶،۷]. سازندهای دالان و کنگان با سن به ترتیب پرمین بالایی و تریاس پایین مخازن کربناته اصلی این سیستم نفتی‌اند که با نهشته شدن سازند دشتک که تشکیل شده از تناوب‌های ضخیم کربناته/دولومیتی و انیدریت، حرکت هیدروکربن‌ها به سمت سطح متوقف شده و سیستم نفتی تشکیل شده است. سازند دشتک دارای سن ژوراسیک آغازی تا میانی است (شکل ۲) [۳،۶].

میادین مورد مطالعه در این بررسی در جنوب شهرستان لامرد در استان بوشهر و در ساحل خلیج فارس قرار دارند (شکل ۳). محدوده مورد بررسی در شمال جزیره لاوان و در شرق ساختمان عسلویه شرقی واقع شده است. در نقشه‌های قدیمی تاقدیس خلفانی و میدان A به صورت یکتا قدیس در نظر گرفته می‌شدند که بررسی بعدی جدا بودن این دو بخش را ثابت کرد. بررسی انجام شده همراه با انجام عملیات لرزه‌نگاری در سال ۱۳۸۳ نشان داد که تاقدیس که میدان A روی آن قرار دارد، خود از دو تاقدیس مستقل تشکیل شده است؛ میادین A و B هر کدام بر روی تاقدیس مجزا قرار دارند.

## ۲-۲- آنالیز ژئوشیمیایی

پیرولیز راک اول توسط مهندسان اکتشاف نفت برای اندازه‌گیری کمیت، کیفیت و بلوغ حرارتی ماده آلی در نمونه‌های سنگ مورد استفاده قرار می‌گیرد [۲۱]. پارامترهای راک اول را با دیگر اندازه‌گیری‌های ژئوشیمیایی معمول، مانند مجموع کربن آلی، فرآورده‌های بیتومن و هیدروکربن، انعکاس ویترونیات و شاخص دگرگونی حرارتی مقایسه می‌کنند. پیرولیز بدون پشتیبانی از دیگر بخش‌های ژئوشیمی، مناسب برای استفاده نیست. روش عملکرد آزمایش راک-اول در مقاله‌های متعددی از جمله پیترز و همکاران (۲۰۰۵) و هانتسچیل و کاتراف (۲۰۰۹) به تفصیل توضیح داده شده است [۲۲،۲۳].

## ۲-۳- مدلسازی یک بعدی

در نرم‌افزار مدلساز از داده‌های ورودی برای بازسازی وضعیت دیرینه سازندها در منطقه مورد بررسی استفاده می‌شود. این نرم‌افزار با استفاده از روش بک استریپینگ وقایع فرونهشت و بالآمدگی را مدلسازی می‌کند که پشت سر هم اتفاق می‌افتد. برای مدلسازی بلوغ حرارتی، ضروری است که عمق آب دیرینه،

شار حرارتی و دمای سطح در گذر زمان به عنوان شرایط مرزی مدل مشخص شود. در محاسبات تغییرات حرارتی در یک حوضه رسوبی، شرط مرزی بالایی، دمای سطح در گذر زمان است [۲۴]. ماژول یک بعدی نرم‌افزار پترومد دمای سطح در گذر زمان را با استفاده روش ویگرالا (۱۹۸۹) به دست می‌آورد [۲۵]. این تخمین بر اساس موقعیت جغرافیای دیرینه ناحیه مورد بررسی در گذر زمان، تغییرات در میانه دماهای دیرینه سطح در برابر عرض جغرافیایی و زمان زمین‌شناسی و همچنین عمق آب در زمان رسوب گذاری انجام می‌گیرد [۲۴]. محاسبات دمای سطح در گذر زمان ناحیه مورد بررسی این مطالعه بر اساس عرض جغرافیایی دیرینه شمال صفحه عربی انجام شده است. مقادیر عمق آب دیرینه برای محاسبه دمای سطح در گذر زمان مورد نیاز است. عمق آب دیرینه به ترکیبی از فرونهشت تکتونیکی و تغییرات جهانی در سطح دریاها وابسته است. با توجه به محیط‌های رسوبگذاری عمق آبی برابر صفر متر برای وقایع فرسایشی/ نبود رسوبگذاری در نظر گرفته شده است (چون فرسایش یا هوازگی در زمانی رخ می‌دهد که رسوبات در معرض اکسیژن قرار دارند و از آب خارج شده‌اند) و مقادیر عمق ۲۰ متر برای نهشته شدن کربناته‌ها و ۸۵ متر برای نهشته شدن شیل‌ها انتخاب شد (این اعماق طبق میانگین پیشنهادی بر اساس فسیل‌شناسی و مطالعات مدلسازی مشابه انتخاب شده است). در این مطالعه از مقادیر منفی استفاده نشده است. شار حرارتی شرط مرز پایینی انتقال حرارت به درون یک حوضه رسوبی است [۲۴]. شار حرارتی دیرینه یک پارامتر ورودی مهم در مدلسازی حوضه رسوبی است و معمولاً تعریف آن برای گذشته زمین‌شناسی سخت است، بنابراین مدل‌های تاریخچه حرارتی عموماً به ترتیب در برابر بلوغ و نیمرخ حرارتی مورد تصحیح قرار می‌گیرند. در این مطالعه دمای ته چاهی و داده‌های ضریب انعکاس ویترونیات به ترتیب برای تصحیحات دمایی و بلوغ مورد استفاده قرار گرفته‌اند. اخیراً مقادیر شار حرارتی در محدوده ۶۰-۶۸ میلی‌وات بر مترمربع تطابق خوبی را با اندازه‌گیری‌های ضریب ویترونیات در مرکز خلیج فارس نشان داده‌اند [۲۶]. از آنجا که خلیج فارس یک حوضه فورلند است و شار حرارتی در تمامی نواحی یک حوضه فورلند عدد ثابتی است [۲۲]، در محدوده مورد مطالعه در این مقاله نیز از همین مقادیر به عنوان مبنا استفاده شد. مقادیر دمای سطح در گذر زمان، عمق آب و شار حرارتی به کار رفته در جدول ۱ قابل مشاهده است. در نرم‌افزار پترومد با استفاده از مدل‌های مناسب بر پایه معادله، سرعت‌های واکنش از نوع آرنیوس و معادلات تبدیل ساده می‌توان مقادیر ضریب انعکاس

**HI شاخص هیدروژن**

$f$  تبدیل درصدی یا نسبت تبدیل کروژن

$p$  درصد کربن تولیدی در نفت

اندیس صفر بیانگر مقادیر اولیه

تبدیل درصدی کروژن و درصد کربن تولیدی از نتایج آزمایش راک-اول به ترتیب برابر ۹۱ و ۷۶ درصد در نظر گرفته شد. مرحله آخر پیش از اجرای مدل اختصاص داده‌های دمای درون چاهی و انعکاس ویتترینایت به عنوان پارامتر تصحیح به مدل و تصحیح پارامترهای مرزی تا مقداری است که مدل بر روی پارامترهای تصحیح منطبق شود. روش درصد  $R_0$  ساده مدل کینتیکی سویینی و برنهام (۱۹۹۰) برای محاسبه بلوغ حرارتی سازندهای مورد مطالعه، مورد استفاده قرار گرفت [۳۰]. این مدل نسبت به دیگر مدل‌های موجود جدیدتر است و همچنین محدوده بزرگتری از عمق و ویتترینایت را نسبت به دو مدل دیگر پوشش می‌دهد. رابطه ۲ نشان‌دهنده رابطه مورد استفاده در روش درصد  $R_0$  آسان است، پارامترهای مورد نیاز برای این رابطه از نتایج آنالیز راک اول حاصل می‌شود.

(۲)

$$Ro[\%] = 0.20 \left( \frac{4.55}{0.20} \right)^f (2)$$

که در آن:

$R_0$  ضریب تبدیل ویتترینایت

$f$  تبدیل درصدی کروژن

**۳- نتایج و بحث**

در محدوده مورد بررسی میدان B، ۲۸ نمونه و در میدان A، ۲۹ نمونه از فواصل چینه‌ای درون چاه مورد بررسی ژئوشیمیایی قرار گرفت، همچنین در مورد سازند سرچاهان داده‌های مربوط به مطالعه صابری و همکاران (۲۰۱۶) بر روی رخنمون این سازند در کوه فراقون مورد استفاده قرار گرفته است (جدول ۲) [۷]. برای تصحیح مدل از اطلاعات ضریب انعکاس ویتترینایت و دمای درون چاهی برای هر چاه به صورت جداگانه مطابق جدول ۳ و ۴ استفاده می‌شود. جدول ۲ و شکل ۴ نتایج مطالعات انجام شده آنالیز پیرولیز راک-اول بر روی نمونه‌های جمع‌آوری شده از میادین مورد مطالعه را نشان می‌دهد. نگاره S1 در برابر مجموع کربن آلی، بومی یا غیربومی بودن هیدروکربن‌های موجود در یک سازند را نشان می‌دهد [۲۸]. تمام نمونه‌های مورد مطالعه، هیدروکربن بومی دارند و تحت تاثیر مهاجرت نبوده‌اند (شکل ۴).

ویتترینایت را پیش‌بینی کرد، سپس این پیش‌بینی‌های حساس به تغییرات دما را می‌توان با داده‌های اندازه‌گیری شده مقایسه کرد به طوری که دمای‌های ورودی غیردقیق مانند شار حرارتی دیرینه محدود شده و یا مورد تصحیح قرار گیرند. برای محاسبه بالا آمدگی در هر لایه، ضخامت هر لایه با ضخامت متوسط آن لایه در منطقه و مقطع تیپ مقایسه شده و با کنار هم قرار دادن این اطلاعات و اطلاعات فسیل‌شناسی به دست آمده از پالئولوگ‌های این چاه‌ها در خصوص بالا آمدگی و فرسایش لایه‌ها تصمیم‌گیری شده است. در پایان خروجی مدل یک بعدی شکلی مشابه شکل ۱۱ و ۱۲ خواهد بود که تاریخچه تدفین رسوبات نام دارد. در نمودار تاریخچه تدفین پایین‌ترین خط مربوط به لایه‌ای که حد پایینی مدل را نشان می‌دهد به عنوان مبنا برای بررسی تغییرات وضعیت لایه‌ها در نظر گرفته می‌شود، هرچا شیب این خط به سمت پایین نمودار باشد، نشان‌دهنده فرونشست، هرچا شیب خط به طرف بالای نمودار باشد، بالا آمدگی و در مواقعی که خط افقی است رسوبگذاری اتفاق نیافتاده یا فرسایش در جریان بوده است.

اختصاص داده‌های مجموع کربن آلی و شاخص هیدروژن اولیه برای فواصل منشایی لازم است. مجموع کربن آلی اولیه از محاسبات کینتیک بالک (رابطه ۱) و ماژول محاسبات ژئوشیمیایی سنگ منشا نرم‌افزار پترومد که مخصوص محاسبات خواص اولیه سنگ منشا است، به دست می‌آید [۲۷، ۲۸]. شاخص هیدروژن اولیه به توصیه پیترز و همکاران (۲۰۰۶) و همچنین هانتس چیل و کائراف با توجه به نوع کروژن و بررسی‌های ژئوشیمیایی از روی محدوده‌های ارایه شده توسط پیترز (۱۹۹۴) به صورت نسبی و با تشخیص مدل-ساز انتخاب می‌شود [۲۳، ۲۷-۲۹]. برای محاسبات به شاخص تولید اولیه نیز نیاز است که به توصیه هانتس چیل و کائراف (۲۰۰۹) در شرایط سازند منشائی نابالغ برابر ۰/۲ خواهد بود [۲۳]. مجموع کربن آلی اولیه و شاخص هیدروژن اولیه به ترتیب برای سازند سرچاهان برابر ۱۲ درصد و ۴۸۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر هر گرم مجموع کربن آلی و برای میان لایه شیلی کنگان ۱/۹ درصد و ۴۵۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر هر گرم مجموع کربن آلی در نظر گرفته شد.

(۱)

$$TOC_o = \frac{p \cdot HITOC}{HI_o(1-f)(\phi - TOC) + HITOC}$$

که در آن:

$TOC$  میزان کل کربن آلی

مجموع ظرفیت تولید هیدروکربن بیانگر توان هیدروکربن-زایی سنگ است (شکل ۵). در رسوبات پالئوزوئیک مورد مطالعه، این مقدار کمتر از ۲ است، اکثریت نمونه‌ها از لحاظ توان هیدروکربن‌زایی در بخش نازا قرار می‌گیرند اما چندین نمونه از سازند دالان (بخش بالایی) و کنگان در میدان A در محدوده تولید ناچیز هیدروکربن قرار می‌گیرد. مقادیر شاخص هیدروژن در محدوده ۲۰-۳۴۳ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ قرار دارند و از ترسیم شاخص هیدروژن در برابر مقدار کل کربن آلی (شکل ۶) توان هیدروکربن‌زایی نمونه‌ها غالباً چندان خوب نیست. نمونه‌های کنگان در میدان B در محدوده منشایی نفت با تولید متوسط و نمونه‌های دالان بالایی و پایینی در میدان B در محدوده منشایی گاز با تولید ناچیز قرار می‌گیرد (به همین علت در بخش مدلسازی صرفاً بخشی از سازند دالان در میدان B به عنوان منشا محتمل در نظر گرفته خواهد شد). همچنین در میدان A نمونه‌های کنگان منشا ضعیف گاز و نمونه‌های دالان بالایی می‌توانند منشا ضعیف نفت باشند. نوع ماده آلی موجود در سنگ‌های منشا را می‌توان، بر اساس نگاره بازنگری شده ون کروتن که ترسیم شاخص هیدروژن در برابر دمای بیشینه راک-اول است، تعیین کرد (شکل ۷). نمونه‌ها عموماً در بخش ترکیب کروژن نوع ۲ و ۳ این نگاره قرار می‌گیرند.

در نگاره ژئوشیمیایی مربوط به میدان B (شکل ۸) مشاهده می‌شود با افزایش عمق شاخص هیدروژن به بالاترین حد خود رسیده است که می‌تواند خبر از تغییرات بلوغ در سازند دالان بدهد که مقدار شاخص اکسیژن در حداقل است، با افزایش عمق تغییر قابل توجهی در مقدار مجموع کربن آلی رخ نداده پس احتمال تولید هیدروکربن منتفی است. تغییرات S1 و S2 بر روی نگاره محسوس نیست ولی شاخص تولید، روند افزایشی را نشان می‌دهد که دلیل بر آن است که مقدار S2 با افزایش عمق به طور کلی در برابر S1 روندی کاهشی را دنبال کرده است. دمای بیشینه نمودار راک اول تغییرات محسوسی را از خود در میدان B نشان نمی‌دهد. در میدان A (شکل ۸) شاخص هیدروژن و شاخص اکسیژن با افزایش عمق تغییرات یکسانی را نشان می‌دهند. مجموع کربن آلی در رنج کم و بدون تغییرات چشمگیر است، دمای بیشینه نمودار راک اول روندی ثابت را نشان می‌دهد. تغییرات S1 و S2 بر روی نگاره محسوس نیست ولی شاخص تولید روند افزایشی را نشان می‌دهد که دلیل بر آن است که مقدار S2 با افزایش عمق به طور کلی در برابر S1 روندی کاهشی را دنبال کرده است.

با توجه به نمونه‌های بررسی شده و نتایج مطالعه صابری و همکاران (۲۰۱۶)، سازند سرچاهان سنگ منشا محتمل در منطقه مورد بررسی است که به دو بخش فوقانی و تحتانی تقسیم می‌شود، تنها بخش زیرین دارای ظرفیت لازم برای تولید هیدروکربن است و از این نمونه‌ها برای مدلسازی استفاده خواهد شد [۷]. با توجه به نظریه‌های موجود در ارتباط با احتمال منشا بودن میان لایه‌های شیلی سازند کنگان، این میان لایه‌ها نیز درون فرآیند مدلسازی مورد بررسی قرار خواهند گرفت.

### ۳-۱- مدلسازی تاریخچه تدفین و تاریخچه حرارتی

در هر دو میدان میزان شار حرارتی در کرتاسه برابر ۶۵ میلی‌وات بر هر متر مربع بهترین تطبیق بین مقادیر اندازه‌گیری شده و محاسبه شده انعکاس ویتترینایت و دمای ته چاهی را نشان می‌دهد (شکل‌های ۹ و ۱۰).

در شکل ۹ میدان A (تصویر راست) سرچاهان به عنوان سنگ منشا موثر در محدوده تولید گاز خشک قرار دارد و حتی به سمت فوق بالغ می‌رود، به نحوی که بخش پایین سازند سرچاهان دمای ۱۵۲/۲۲ درجه سانتی‌گراد و کنگان ۱۲۰/۳۳ درجه سانتی‌گراد را تحمل کرده‌اند. در میدان B (تصویر چپ) سرچاهان به عنوان سنگ منشا موثر در محدوده تولید گاز خشک قرار دارد و حتی به سمت فوق بالغ می‌رود، به نحوی که بخش پایین سازند سرچاهان دمای ۱۵۶ و کنگان ۱۳۷ درجه سانتی‌گراد را تحمل کرده‌اند.

شکل ۱۰ مربوط به تصحیح مدل با استفاده از داده‌های تصحیح انعکاس ویتترینایت است. در میدان A (تصویر راست) برای بخش پایین سازند سرچاهان مقدار انعکاس ویتترینایت معادل ۱/۱۷ است که در بخش تولید گاز تر و میعانی و سازند کنگان انعکاس ویتترینایت معادل ۰/۷۵ که در محدوده نفت قرار می‌گیرند. در میدان B (تصویر چپ) مشاهده می‌شود برای بخش پایین سازند سرچاهان انعکاس ویتترینایت معادل ۱/۲۲ و در بخش تولید گاز تر و میعانی و سازند کنگان دارای انعکاس ویتترینایت معادل ۰/۷۳ بوده است که در محدوده نفت قرار می‌گیرند.

شکل ۱۱، مربوط به تاریخچه تدفین حرارتی مجموعه سازندهای موجود در میداین ناحیه بررسی است. در میدان A (شکل راست) بخش پایین سازند سرچاهان در ۱/۹ میلیون سال پیش به عمق ۵۱۸۲ متری رسیده و دمای ۱۵۴/۱۰ درجه سانتی‌گراد را تجربه کرده است. سازند کنگان در عمق ۳۸۱۱

در بخش‌های نازک با ضخامت مجموع ۲۰ متر در سازند کنگان میدان B وجود دارند (ضخامت بر اساس مطالعات پتروفیزیکی انجام شده توسط مدیریت اکتشاف نفت استخراج شده است) که در این مدلسازی، آن‌ها را برابر یک واحد چینه‌ای دقیقاً بین سازند کنگان و دالان بالایی در نظر گرفته‌اند و بالاترین میزان مجموع کربن آلی سازند کنگان برای محاسبه مجموع کربن آلی اولیه و کروژن نوع II از نتایج آنالیز راک-اول به عنوان کروژن این سازند اختصاص داده شده است. طبق نتایج، این میان لایه ها در ۱۰۰ میلیون سال پیش شروع به تولید هیدروکربن کرده‌اند و حداکثر تولید آن‌ها برابر ۰/۳ مگاتون بوده است. خروج هیدروکربن در این لایه رخ نداده است. این میزان تولید اساساً پاسخگوی حجم ذخیره ۱۷۰ میلیون بشکه‌ای نفت موجود در این میدان نیست و می‌توان نظریه منشا بودن این میان لایه‌ها در تولید حجم قابل توجه هیدروکربن مایع این محدوده را رد کرد و بیان داشت میان لایه‌های موجود در سازند کنگان در این میدان تنها به صورت جزئی می‌توانند بخش محدودی از هیدروکربن‌های موجود در مخزن کنگان میدان را شارژ کنند.

#### ۴- نتیجه‌گیری

شارحراتی ۶۵ میلی‌وات بر مترمربع بهترین انطباق را بین داده‌های اندازه‌گیری شده و محاسبه شده دماهای ته‌چاهی و انعکاس ویتربینایت ارایه می‌دهد. نتایج آزمایش راک-اول، وجود نمونه‌های سنگ اکثراً نابالغ یا با بلوغ اندک را در محدوده میداین نشان می‌دهد، پس سازندهای بررسی شده توان هیدروکربن‌زایی لازم برای تولید این حجم از هیدروکربن را نداشته‌اند. سازندهای فواصل تریاس، ژوراسیک و کرتاسه در نمودار S1 در برابر مجموع کربن آلی شواهدی از مهاجرت هیدروکربن نمایش نمی‌دهند. سرچاهان در مدلسازی سنگ منشا اصلی است و در هر دو میدان فوق به محدوده بالغ رسیده است. سرچاهان در میدان B تا ۱/۶ میلیون سال پیش در حال فرونهشت بوده و به دمای ۱۶۰/۹۲ درجه سانتی‌گراد و عمق ۵۴۴۶ متری رسیده است ولی در میدان A روند فرونهشت آن در ۱/۹ میلیون سال پیش متوقف شده و دمای ۱۵۴/۰۱۰ درجه سانتی‌گراد و عمق ۵۱۸۲ متر را تحمل کرده است، بنابراین روند فرونهشت در بخش شرقی (میدان B) دیرتر متوقف شده است. حجم هیدروکربن تولیدی در بخش شرقی منطقه مورد مطالعه (میدان B) بیشتر از بخش غربی (میدان A) است که دلیل آن عمق تدفین و دمای حداکثری بالاتر است. به دلیل مجاورت این دو میدان گروه مخزنی هر دو مخزن پالئوزویک

متری و در دمای ۱۲۲/۱۳۰ درجه سانتی‌گراد قرار داشته است. در میدان B (شکل چپ) بخش پایین سازند سرچاهان در ۱/۶ میلیون سال پیش به عمق ۵۴۴۶ متری رسیده است و دمای ۱۶۰/۹۲ درجه سانتی‌گراد و سازند کنگان در عمق ۴۰۳۴ متری و در دمای ۱۲۵/۰۵ درجه سانتی‌گراد قرار داشته‌اند.

شکل ۱۲ تاریخچه تدفین به همراه محدوده‌های طبقه‌بندی بر اساس انعکاس ویتربینایت‌رایه شده توسط سویننی و برنهام (۱۹۹۵) را نشان می‌دهد [۳۰]. در میدان A (شکل راست) سازند سرچاهان در محدوده اواخر پنجره نفتی و سازند کنگان در بخش میانه پنجره نفتی و در میدان B (شکل چپ) سازند سرچاهان در محدوده اواخر پنجره نفتی و سازند کنگان در بخش میانه پنجره نفتی قرار می‌گیرند. اطلاعات مربوط به دیگر سازندها در شکل‌هایی که تا به حال بررسی شد در جدول ۵ در دسترس است.

شکل ۱۳ نشان‌دهنده ضریب تبدیل کروژن برای سازند سرچاهان است. در میدان A (شکل بالا) و در عمق حداکثر، ۷۸/۲۳ درصد از کروژن این سازند و در میدان B (شکل پایین)، ۸۴/۳۵ درصد از کروژن موجود در سنگ منشا تبدیل به هیدروکربن شده است.

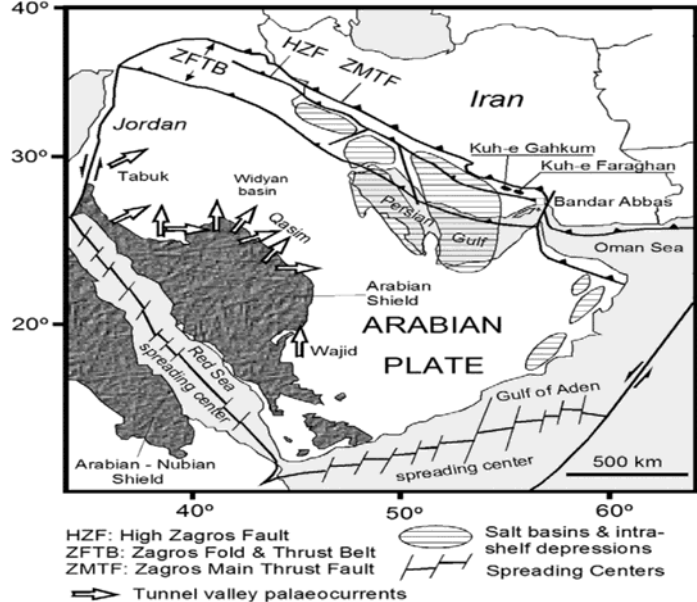
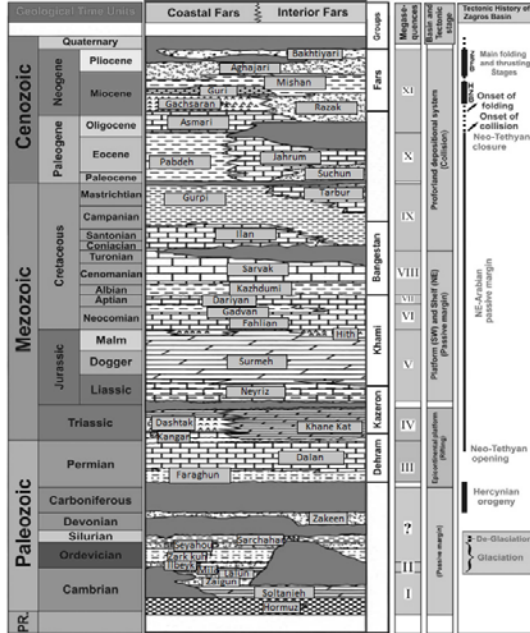
شکل ۱۴ نشان‌دهنده جرم بالک هیدروکربن تولیدی از سازند سرچاهان است. سازند سرچاهان در میدان A (شکل بالا) و در عمق حداکثر، ۰/۸۸ مگاتن هیدروکربن و در میدان B (شکل پایین) ۰/۹۶ مگاتن هیدروکربن تولید کرده است.

بخش دارای توان تولید سازند سرچاهان (بخش پایین) با نرم‌افزار مدلساز خود به سه قسمت تقسیم می‌شود (برای افزایش دقت محاسبات) که به ترتیب آن‌ها از پایین بخش یک، دو و سه نامیده می‌شوند. شکل ۱۵ نشان‌دهنده خروج هیدروکربن تولیدی از سازند سرچاهان است. همان‌طور که از هر دو نگاره مشخص است بیشتر از نیمی از هیدروکربن تولیدی از بخش سه سرچاهان پایین تولید شده است. در عمق حداکثر تدفین در میدان A (شکل بالا) خروج هیدروکربن از بخش یک ۰/۸۴۰، از بخش دو ۱/۶۷۷ و از بخش سه ۲/۵۱۰ مگاتن بر کیلومتر مربع و در میدان B (شکل پایین) خروج هیدروکربن از بخش یک ۰/۹۱۷، از بخش دو ۱/۸۳۱ و از بخش سه ۲/۷۴۲ مگاتن بر کیلومتر مربع بوده است. اطلاعات تفصیلی سازند سرچاهان در جدول ۶ قابل مشاهده است.

شکل ۱۶ مقدار و زمان تولید هیدروکربن میان لایه‌های شیلی کنگان را نشان می‌دهد. این لایه‌ها به صورت پراکنده و

عامل اصلی تولیدکننده نفت شناخته شده است. میان لایه‌های شیلی سازند کنگان هیدروکربن تولید کرده است اما این میزان معادل حجم عظیم هیدروکربن‌های مایع موجود در منطقه نیست.

است و سیستم نفتی برای هر دو در یک زمان تشکیل شده است، خروج هیدروکربن از هر دو سازند به دلیل شرایط مشابه با یک اختلاف زمانی ۵/۰ میلیون ساله تقریباً به صورت همزمان رخ داده است. در هر دو میدان بخش پایینی سازند سرچاهان

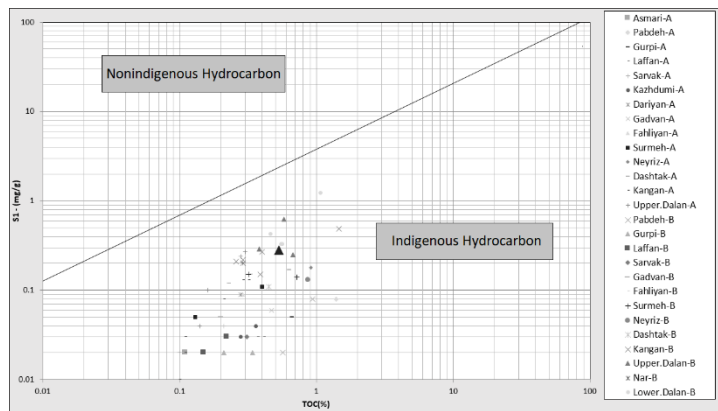


شکل ۲- ستون چینه‌شناسی فارس ساحلی [۳۲].

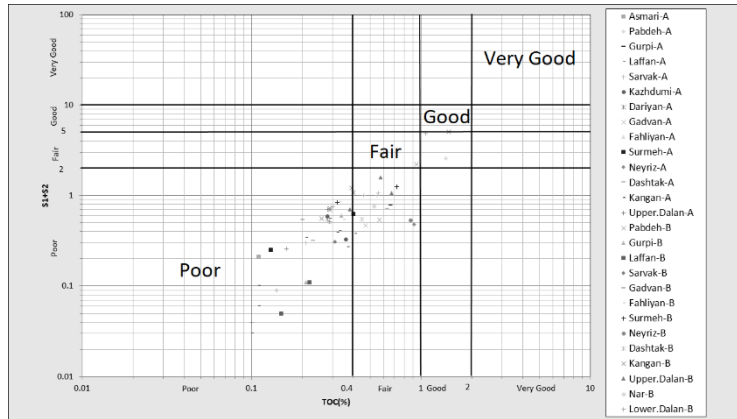
شکل ۱- ناحیه زاگرس و نواحی محدودکننده پیرامون آن [۳۱].



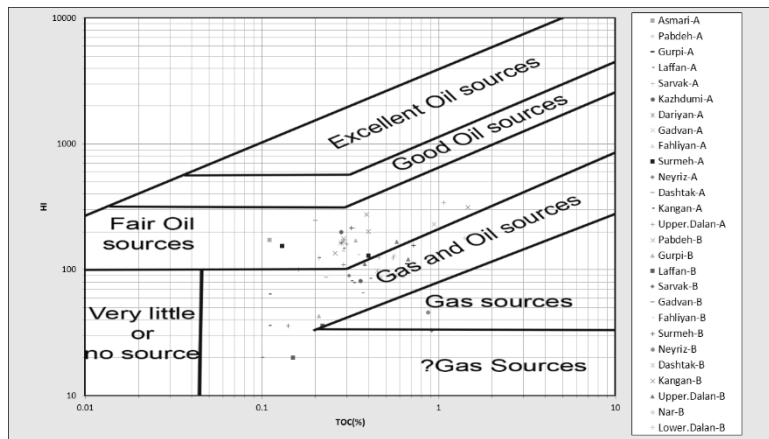
شکل ۳- محدوده مورد بررسی و میداین مورد مطالعه که بر روی آن مشخص شده‌اند.



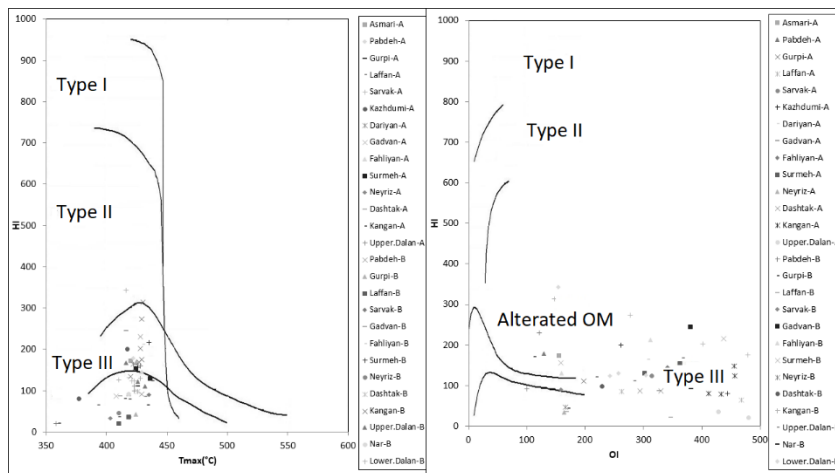
شکل ۴- نگاره S1 در برابر TOC برای تشخیص بین هیدروکربن‌های درجا و غیر درجای موجود در نمونه‌های میداین مورد مطالعه. خط شیب‌دار برابر است با  $S1/TOC=1.5$ .



شکل ۵- نگاره ظرفیت زایش (S1+S2) در برابر TOC برای بررسی کیفیت منشایی نمونه‌های مورد بررسی.

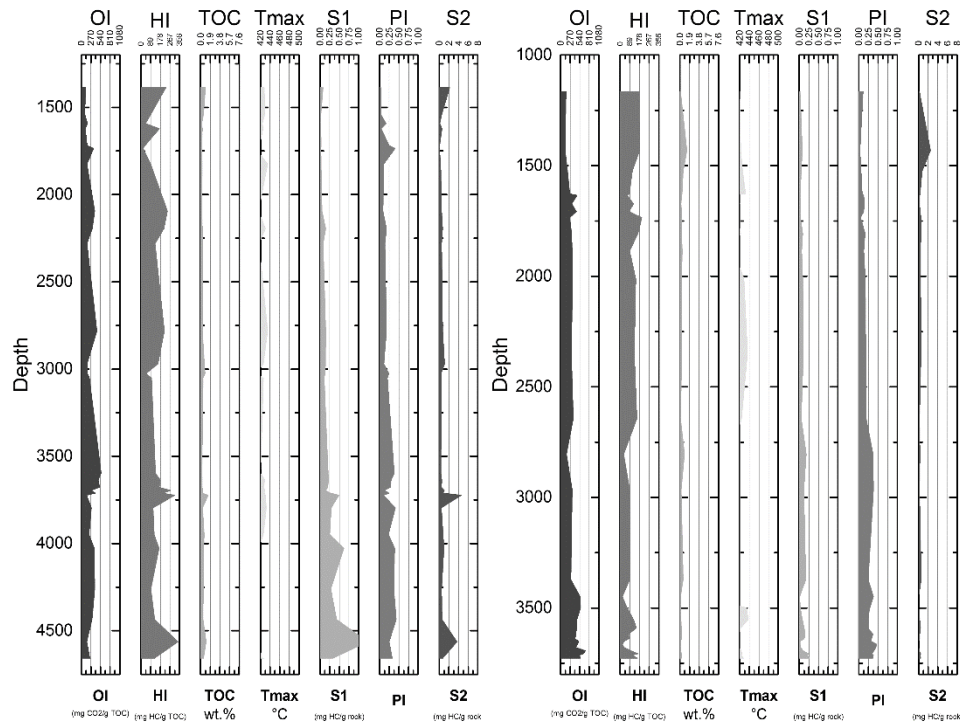


شکل ۶- نگاره HI در برابر TOC برای تعیین ظرفیت منشایی

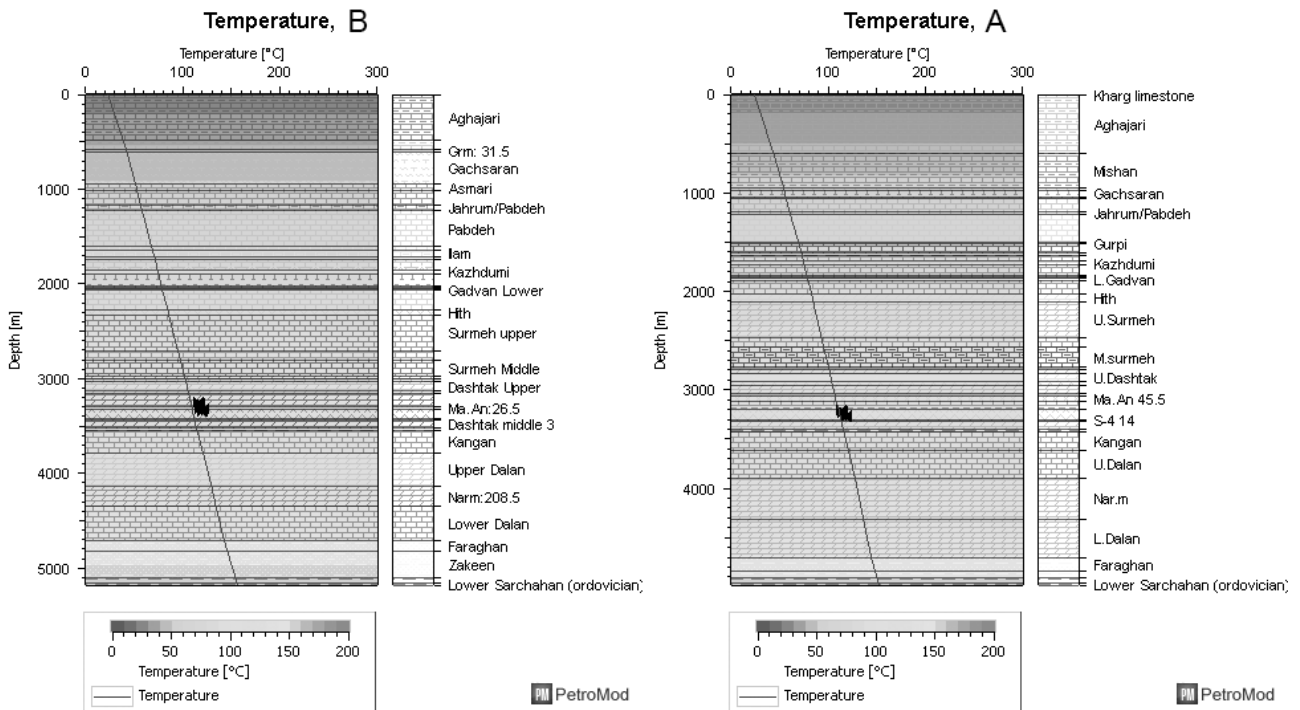


شکل ۷- نگاره ون- کروئلن تعدیل یافته HI در برابر Tmax (شکل چپ) و نگاره HI در برابر OI برای تعیین نوع کروژن و کیفیت منشایی (شکل راست).

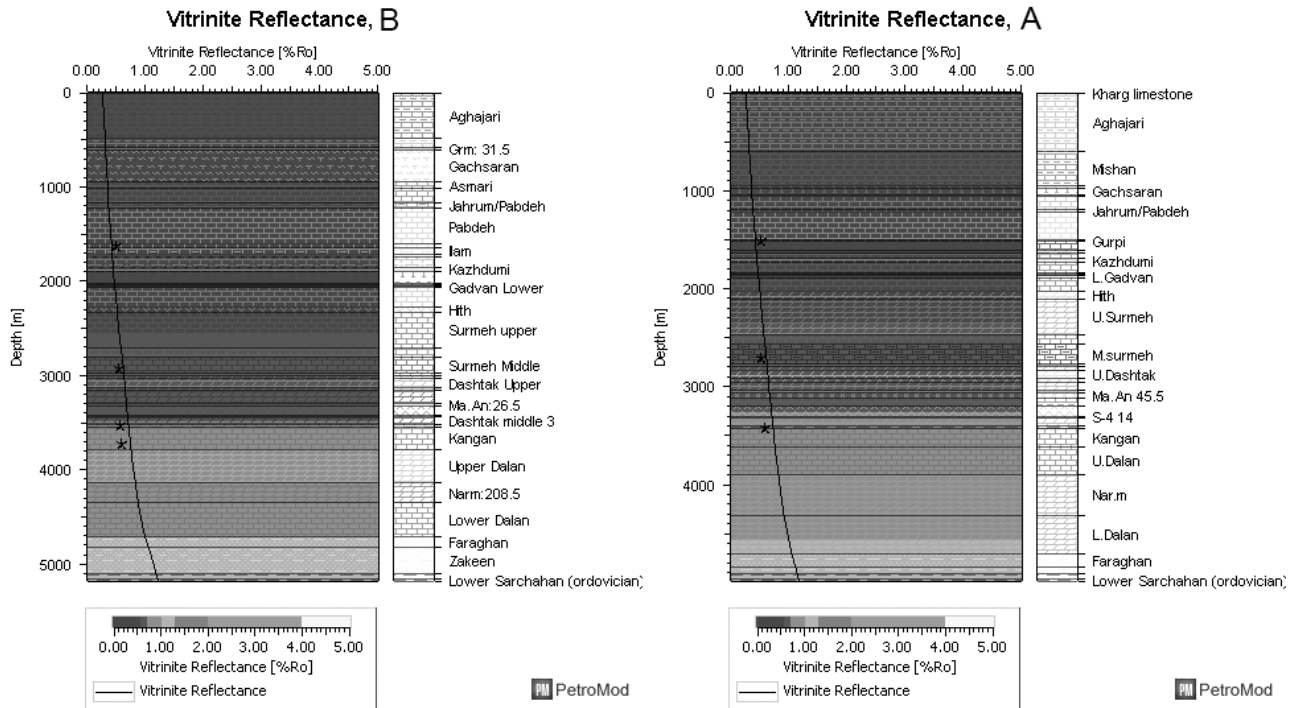




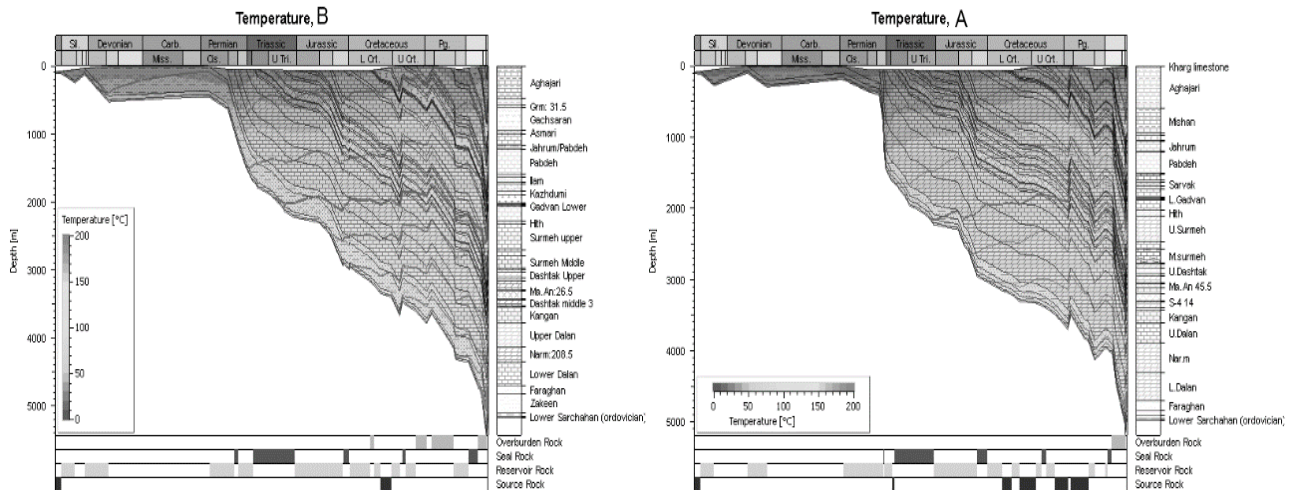
شکل ۸- نگاره ژئوشیمیایی در برابر عمق مربوط به چاه A (راست) و چاه B (چپ).



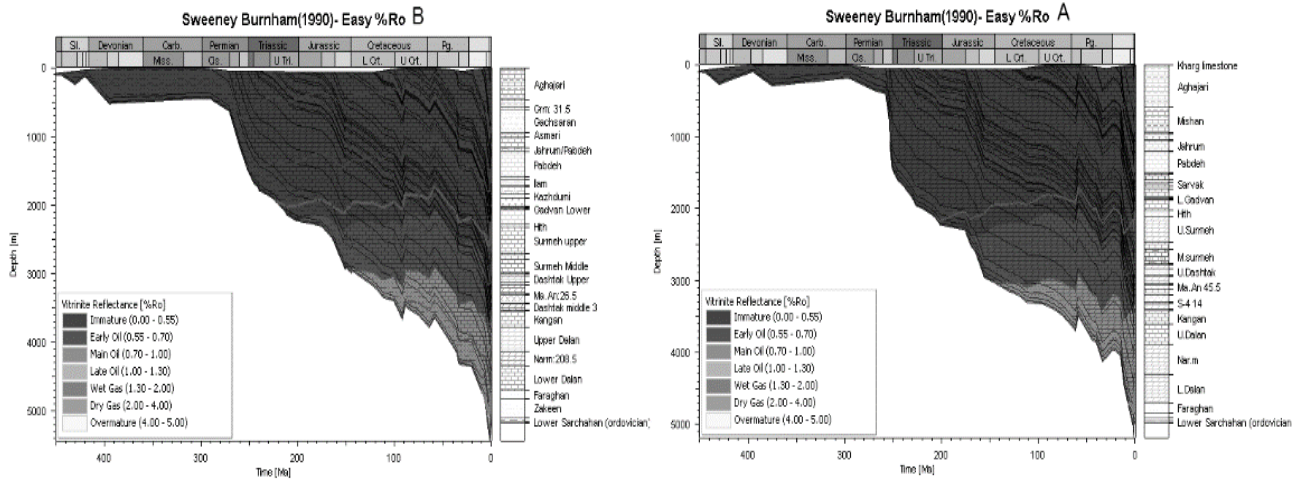
شکل ۹- بازسازی تاریخچه حرارتی برای منطقه مورد مطالعه (A راست، B چپ).



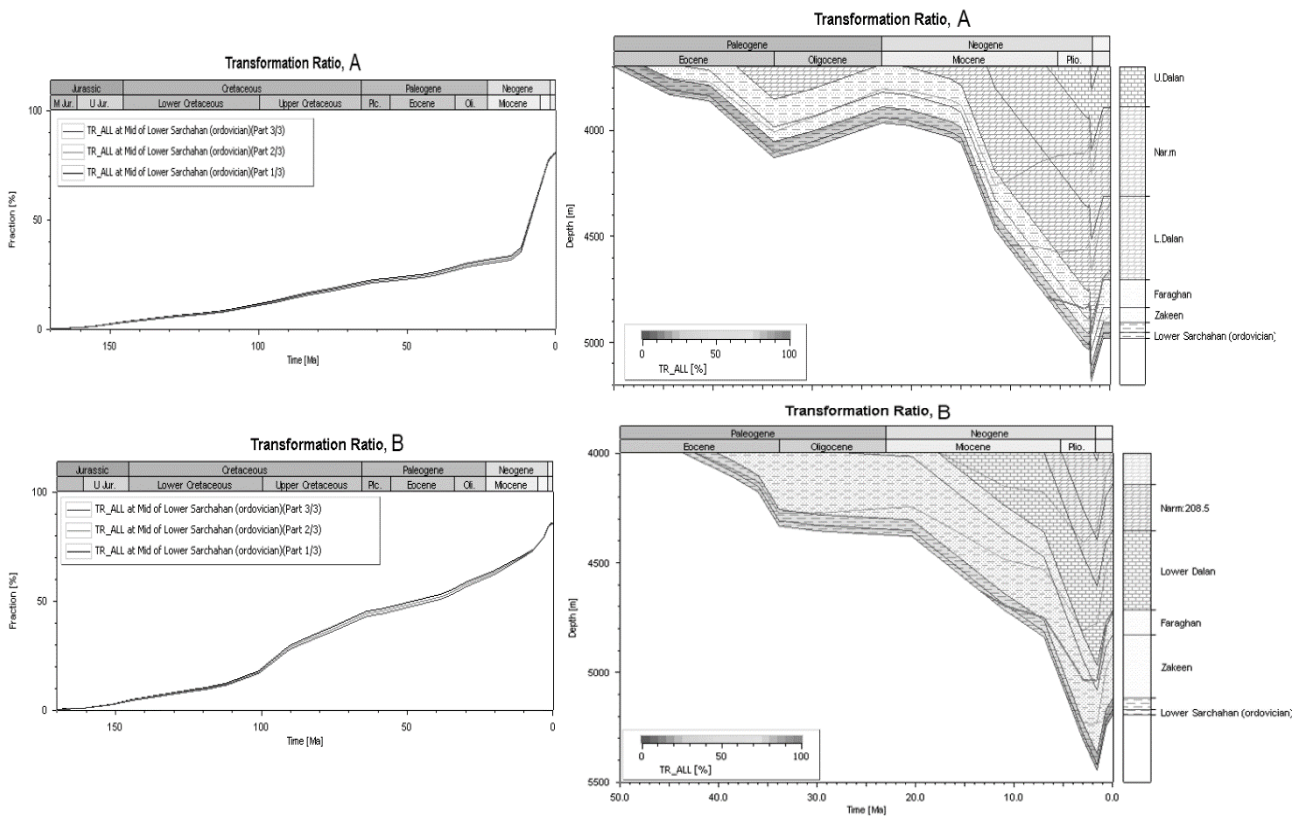
شکل ۱۰- بازسازی ضریب انعکاس ویتربینایت در برابر عمق به روش سوینی و برنهام در منطقه مورد مطالعه (A راست، B چپ).



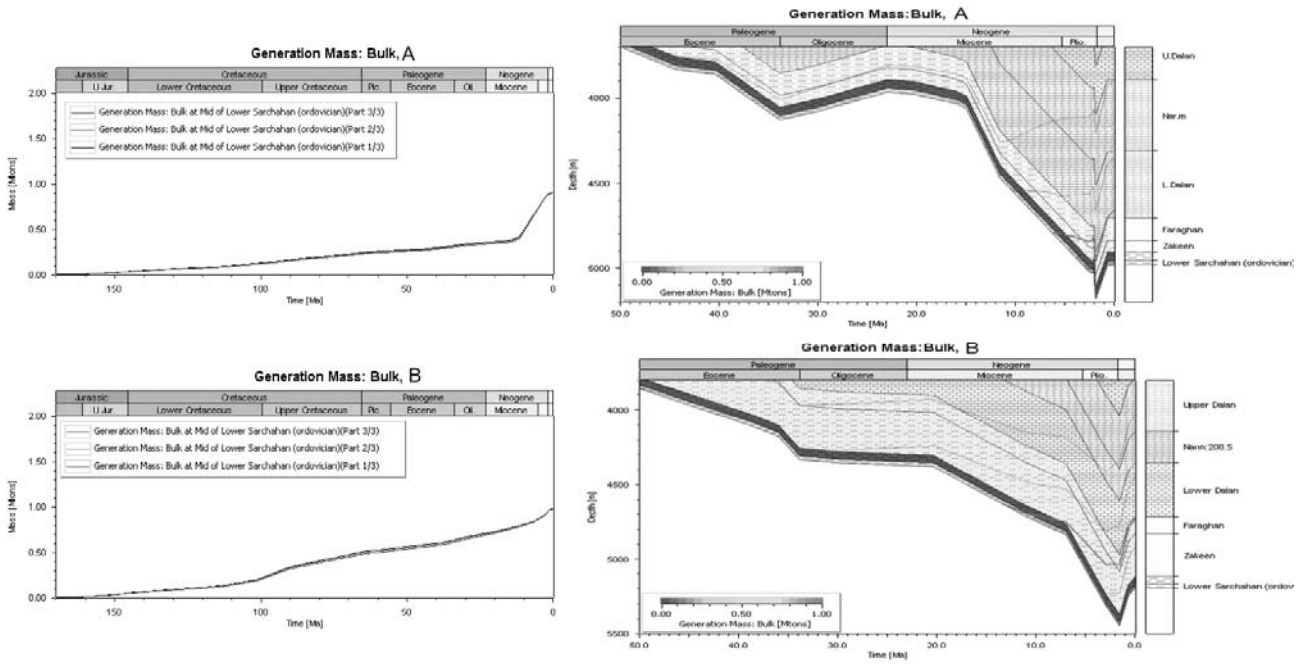
شکل ۱۱- نگاره تاریخچه تدفین به همراه دماهای سازندها در کنار نگاره سیستم نفتی مربوط به چاه A (راست) و B (چپ)



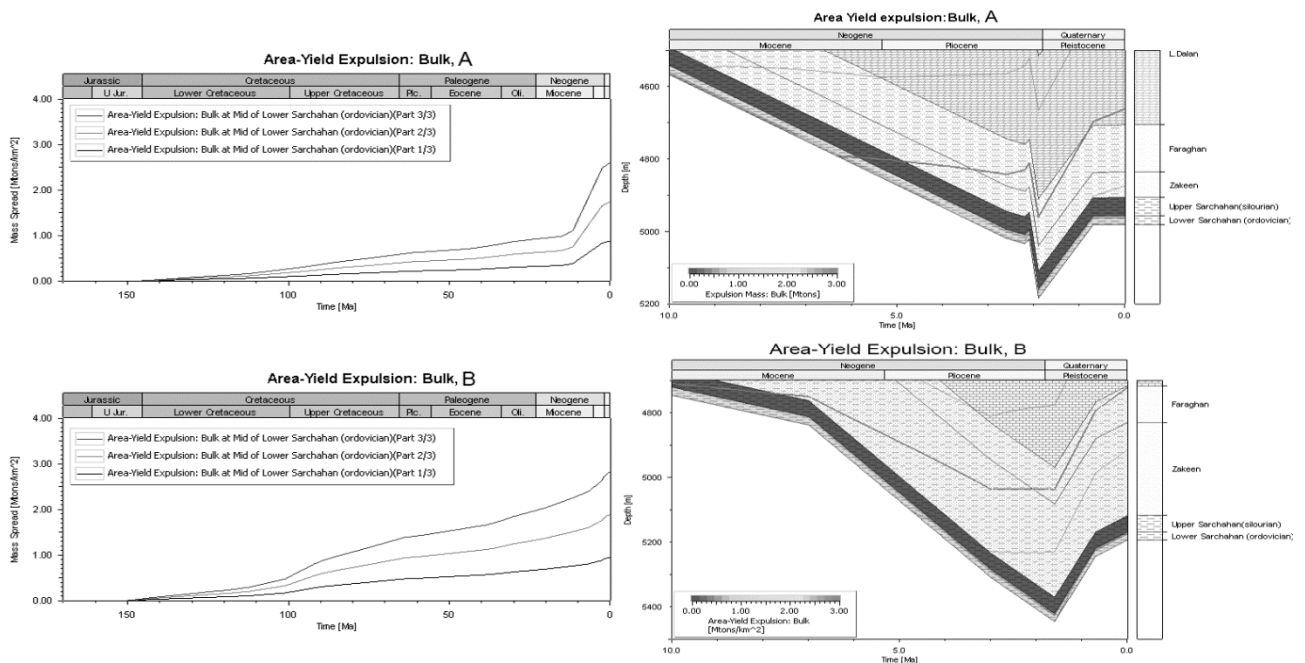
شکل ۱۲- نگاره تاریخچه تدفینی که محدوده‌های طبقه‌بندی مربوط به انعکاس ویتربنایت بر روی آن مشخص شده است در چاه A (راست) و B (چپ).



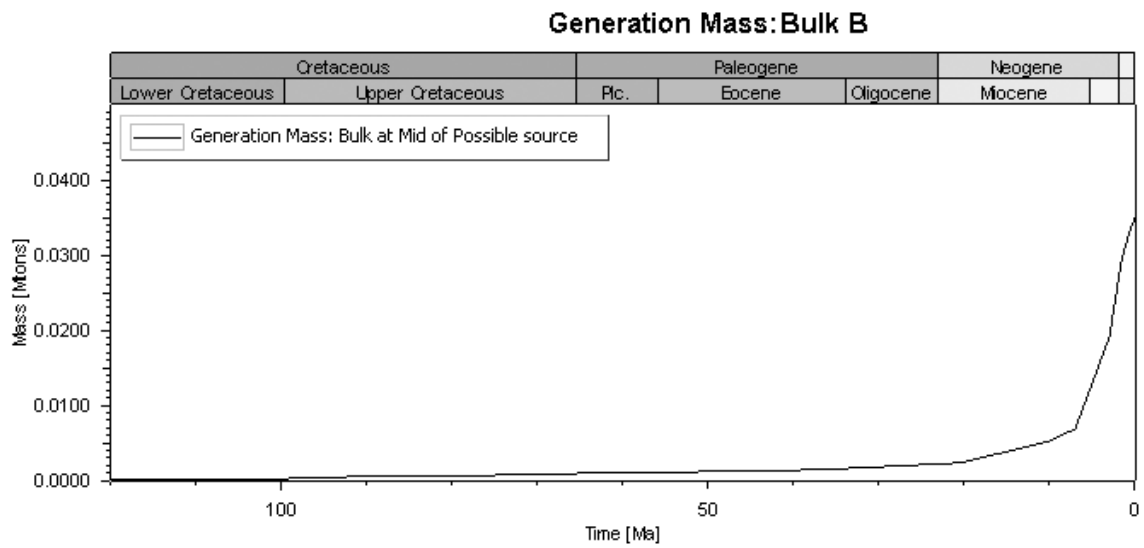
شکل ۱۳- ضریب تبدیل کروژن در چاه A بالا و B پایین (سمت چپ در برابر زمان و سمت راست بر روی تاریخچه تدفین)



شکل ۱۴- جرم هیدروکربن تولید بالک در چاه A بالا و B پایین (سمت چپ در برابر زمان و سمت راست بر روی تاریخچه تدفین)



شکل ۱۵- خروج هیدروکربن از سازند سرچاهان در چاه A بالا و B پایین (سمت چپ در برابر زمان و سمت راست بر روی تاریخچه تدفین)



شکل ۱۶- میزان و زمان تولید برای میان لایه شیلی سازند کنگان در میدان B.

جدول ۱- عمق آب دیرینه، دمای سطح در گذر زمان و شار حرارتی مورد استفاده در مدل ها.

سن	عمق آب دیرینه	دمای سطح در گذر زمان	شار حرارتی
Ma	m	°C	mW/m <sup>2</sup>
۰	۰	۲۱٫۲۰	۵۲
۳۰	۵۰	۲۳٫۳۳	۵۲
۶۰	۰	۲۸٫۳۴	۵۲
۹۰	۰	۳۰٫۰۰	۵۸
۱۲۰	۶۰	۲۸٫۰۰	۵۸
۱۵۰	۶۰	۲۸٫۰۰	۶۵
۱۸۰	۶۰	۲۳٫۶۰	۶۵
۲۱۰	۶۰	۲۵٫۰۷	۶۵
۲۴۰	۵۰	۲۹٫۰۰	۶۵
۲۷۰	۵۰	۲۲٫۰۲	۷۵
۳۰۰	۰	۲۲٫۶۶	۷۵
۳۳۰	۰	۲۵٫۰۰	۷۵
۳۶۰	۰	۲۳٫۰۷	۷۵
۳۹۰	۰	۲۳٫۰۷	۸۰
۴۲۰	۳۵	۲۲٫۰۷	۸۰
۴۵۰	۸۵	۲۱٫۰۷	۸۰

جدول ۲- میانگین داده‌های مربوط به آنالیز راک-اول.

میدان/ارخنمون	سازند	Tmax (°C)	PI	S2 (mg/g)	S1 (mg/g)	S3 (mg/g)	HI	TOC (%)	OI
A	آسماری	۴۲۰	۰/۱۱	۰/۱۹	۰/۰۲	۰/۱۷	۱۷۳	۰/۱۱	۱۵۵
	پابده	۴۲۲	۰/۰۳	۲/۵	۰/۰۸	۱/۸۱	۱۷۹	۱/۴	۱۲۹
	گورپی	۴۲۶	۰/۰۶	۰/۷۳	۰/۰۵	۱/۳۱	۱۱۱	۰/۶۶	۱۹۸
	لافان	۴۱۲/۵	۰/۱۱	۰/۲۹۵	۰/۰۳	۱/۴۰۵	۷۵	۰/۳۹	۳۶۵/۵
	سروک	۴۲۱	۰/۱۴	۰/۲۶	۰/۰۴	۰/۶۶	۱۲۴	۰/۲۱	۳۱۴
	کژدمی	۳۹۷	۰/۰۹	۰/۴۲۵	۰/۰۳۵	۱/۱۶۵	۱۴۰/۵	۰/۳۲	۳۵۲/۵
	داریان	۴۲۲	۰/۱۶	۰/۴۶	۰/۰۹	۰/۸۶	۱۶۴	۰/۲۸	۳۰۷
	گدوان	۴۰۸	۰/۱۳	۰/۴۱	۰/۰۶	۱/۵۳	۸۷	۰/۴۷	۳۲۶
	فهلین	۴۲۹	۰/۱۷	۰/۴۲	۰/۰۹	۰/۹۹	۱۴۵	۰/۲۹	۳۴۱
	سورمه	۴۳۰	۰/۱۸۵	۰/۳۶	۰/۰۸	۰/۸۴	۱۴۲	۰/۲۶۵	۳۳۲
	نیریز	۴۰۳	۰/۳۷	۰/۳	۰/۱۸	۱/۴۹	۳۳	۰/۹۱	۱۶۴
	دشتک	۴۱۴/۵	۰/۳۱	۰/۳۷۵	۰/۱۴۵	۱/۳۰۵	۸۷	۰/۴۳	۳۱۲
	کنگان	۴۱۴	۰/۳۰۶	۰/۱۹۱	۰/۰۷۹	۰/۹۶۷	۷۸/۸۶	۰/۲۱	۴۸۴/۱
دالان	۴۱۲/۷	۰/۳۹۵	۰/۲۴۸	۰/۱۴۵	۱/۲۰۳	۹۸/۳۳	۰/۲۱۲	۵۵۷	
B	پابده	۴۲۸/۵	۰/۰۳	۱/۳۴	۰/۰۵	۰/۸۶	۱۶۰/۵	۰/۷۵۵	۱۱۱
	گورپی	۴۲۴/۵	۰/۱۰۵	۰/۳۳۵	۰/۰۲	۰/۳۷	۱۰۷	۰/۲۷۵	۱۴۱/۵
	لافان	۴۱۴	۰/۳۲۵	۰/۰۵۵	۰/۰۲۵	۰/۴۴۵	۲۸	۰/۱۸۵	۲۵۷/۵
	سروک	۴۳۵	۰/۱۱	۰/۲۸	۰/۰۳	۰/۴۹	۹۰	۰/۳۱	۱۵۸
	گدوان	۴۱۶	۰/۰۹	۰/۴۹	۰/۰۵	۰/۷۶	۲۴۵	۰/۰۲	۳۸۰
	فهلین	۴۲۳/۵	۰/۱۶	۰/۵۸	۰/۱۱۵	۰/۷۹۵	۱۷۱/۵	۰/۳۴	۲۳۶
	سورمه	۴۳۰/۵	۰/۱۴۵	۰/۹۰۵	۰/۱۴۵	۱/۲۷	۱۸۶	۰/۵۲	۲۹۸
	نیریز	۴۱۰	۰/۲۴	۰/۴	۰/۱۳	۱/۴۴	۴۶	۰/۸۷	۱۶۶
	دشتک	۴۲۶	۰/۲	۰/۴۴	۰/۱۱	۱/۰۳	۹۸	۰/۴۵	۲۲۹
	کنگان	۴۲۷/۲	۰/۲۳۸	۱/۳۰۳	۰/۲۵۷	۱/۵۲۷	۲۱۱/۷	۰/۵۱۵	۳۹۶/۲
دالان	۴۲۱/۱	۰/۳۴	۱/۰۴۳	۰/۴۷	۱/۵۶۵	۱۵۱/۶	۰/۶	۲۷۶	
کوه فراقون *	سرچاهان	۴۵۸/۷	۰/۱۱۶	۳/۷۲۰	۰/۴۶۷	۰/۲۱۳	۷۱/۸۶	۵/۱۹۰	۸/۴۲۹

جدول ۳- داده‌های تصحیح (ضریب انعکاس ویتربینایت).

چاه	عمق (m)	سازند	ضریب انعکاس ویتربینایت
A	۱۵۲۰	گورپی	۰/۵۲
	۲۷۰۶	سورمه	۰/۵۲
	۳۴۲۱	دشتک	۰/۵۸
B	۱۶۲۹	گورپی	۰/۴۹
	۲۹۲۵	سورمه	۰/۵۴
	۳۵۳۳	آغار	۰/۵۵
	۳۷۲۳	کنگان	۰/۵۷

جدول ۴- داده‌های تصحیح (دمای درون چاهی).

چاه	عمق (m)	دما (°C)	چاه	عمق (m)	دما (°C)
B	۳۲۵۱	۱۱۵/۲۸	A	۳۲۱۵	۱۱۲/۵
	۳۲۶۱	۱۱۶/۶۷		۳۲۲۵	۱۱۳/۲۸
	۳۲۸۰	۱۱۶/۷۲		۳۲۳۴	۱۱۴/۵
	۳۳۲۰	۱۱۶/۹۰		۳۲۶۳	۱۱۷/۹۴
	۳۳۳۰	۱۲۱/۲۲		۳۲۷۳	۱۱۸/۱۶
	۳۳۵۷	۱۱۸/۶۶		۳۲۸۲	۱۱۸

جدول ۵- نتایج مدلسازی در سازندهای درون میادین.

تاریخچه تدفین حرارتی				ضریب انعکاس ویترینایت (%)	دما (°C)	سازند	میدان		
بلوغ بر اساس ضریب انعکاس ویترینایت	دما (°C)	عمق (m)	زمان تدفین حداکثری (میلیون سال پیش)						
میانہ پنجره نفتی	۱۲۲/۱۳	۳۸۱۱	۱/۹	۰/۷۵	۱۲۰/۳۳	کنگان	A		
	۱۲۹/۰۴	۴۰۹۴		۰/۸۲	۱۲۷/۲۸	دالان بالایی			
	۱۳۷/۵۲	۴۵۱۱		۰/۸۸	۱۳۳	نار			
	۱۴۵/۹۲	۴۹۰۷		۱/۰۵	۱۴۴/۱۸	دالان پایین			
اواخر پنجره نفتی	۱۴۹/۵۸	۵۰۳۶		۱/۱۱	۱۴۷/۸۶	فراقون			
	۱۵۱/۶۵	۵۱۰۷		۱/۱۴	۱۴۹/۸۴	زاکیین			
	۱۵۳/۲۲	۵۱۵۸		۱/۱۶	۱۵۱/۴۲	سرچاهان بالایی			
	۱۵۴/۰۱	۵۱۸۲		۱/۱۷	۱۵۲/۲۲	سرچاهان پایینی			
میانہ پنجره نفتی	۱۲۵/۰۵	۴۰۳۴		۱/۶	۰/۷۳	۱۳۷		کنگان	B
	۱۳۳/۷۸	۴۳۸۷			۰/۷۷	۱۲۴		دالان بالایی	
	۱۳۸/۱۲	۴۵۹۷			۰/۸۴	۱۳۱		نار	
	۱۴۶/۶۶	۴۹۵۷			۰/۹	۱۳۸/۵		دالان پایین	
اواخر پنجره نفتی	۱۴۹/۹۹	۵۰۶۸	۱/۰۱		۱۴۳	فراقون			
	۱۵۸/۴۸	۵۳۵۱	۱/۱۱		۱۵۰	زاکیین			
	۱۶۰/۰۹	۵۴۰۲	۱/۱۹		۱۵۴	سرچاهان بالایی			
	۱۶۰/۹۲	۵۴۲۹	۱/۲۲		۱۵۶	سرچاهان پایینی			



جدول ۶- نتایج مدلسازی در سازند سرچاهان.

سازند	میدان	عمق (m)	سن (میلیون سال پیش)	ضریب تبدیل کروژن (%)	حجم بالک هیدروکربن تولیدی (Mton)	بخش سازند در مدل	حجم هیدروکربن تولیدی از هر کیلومتر مربع (Mton/Km <sup>2</sup> )				
سرچاهان پایین	A	۲۵۵۱	۱۶۵	۰٫۳۲	۰	کل	۰				
		۴۶۴۳	۸٫۷	۵۰	۰٫۵۶	پایین	۰٫۵۲۸				
						وسط	۱٫۰۳۷				
						بالا	۱٫۵۳۹				
		۵۱۸۲	۱٫۹	۷۸٫۲۳	۰٫۸۸	پایین	۰٫۸۴۰				
						وسط	۱٫۶۷۷				
						بالا	۲٫۵۱۰				
		۴۹۸۰	۰	۸۰٫۸۶	۰٫۹۱	پایین	۰٫۸۷۰				
						وسط	۱٫۷۳۶				
	بالا					۲٫۵۹۸					
	B	۲۶۴۲	۱۶۲	۰٫۶	۰	کل	۰				
						۳۹۱۲	۴۷٫۶۱	۵۰	۰٫۵۶	پایین	۰٫۵۳۲
										وسط	۱٫۰۶۱
										بالا	۱٫۵۴۷
						۵۴۴۶	۱٫۶	۸۴٫۳۵	۰٫۹۶	پایین	۱٫۹۱۷
										وسط	۱٫۸۳۱
										بالا	۲٫۷۴۲
						۵۱۹۴	۰	۸۵٫۷۴	۰٫۹۸	پایین	۰٫۹۴۲
وسط										۱٫۸۸۱	
بالا	۲٫۸۱۷										

and depositional model,” *Earth-Science Rev.*, vol. 49, no. 1, pp. 121–200, 2000.

## منابع و مراجع

- M. L. Bordenave and J. A. Hegre, “Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems,” *Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, vol. 330, no. 1, pp. 291–353, 2010.
- D. P. Le Heron and J. A. Dowdeswell, “Calculating ice volumes and ice flux to constrain the dimensions of a 440 Ma North African ice sheet,” *J. Geol. Soc. London.*, vol. 166, no. 2, pp. 277–281, Mar. 2009.
- M. H. Saberi, A. R. Rabbani, and M. Ghavidel-syooki, “Hydrocarbon potential and palynological study of the Latest Ordovician – Earliest Silurian source rock (Sarchahan
- D. A. Ross, E. Uchupi, and R. S. White, “The geology of the Persian Gulf-Gulf of Oman Region: A synthesis,” *Rev. Geophys.*, vol. 24, no. 3, p. 537, 1986.
- BP, “BP Statistical Review of World Energy June 2017,” 2017.
- M. L. Bordenave, “The origin Of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros foldbelt And Contigupus Offshore areas: A review of the Paleozoic petroleum system,” *J. Pet. Geol.*, vol. 31, no. 1, pp. 3–42, Jan. 2008.
- S. Lüning, J. Craig, D. . Loydell, P. Štorch, and B. Fitches, “Lower Silurian ‘hot shales’ in North Africa and Arabia: regional distribution



18. H. Motiei, "Petroleum geology of Zagros," *Geol. Surv. Iran (in Farsi)*, 589p, 1995.
19. F. S. P. van Buchem, M. D. Simmons, H. J. Droste, and R. B. Davies, "Late Aptian to Turonian stratigraphy of the eastern Arabian Plate - depositional sequences and lithostratigraphic nomenclature," *Pet. Geosci.*, vol. 17, no. 3, pp. 211–222, Aug. 2011.
20. M. H. Saberi and A. R. Rabbani, "Origin of natural gases in the Permo-Triassic reservoirs of the Coastal Fars and Iranian sector of the Persian Gulf," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 26, pp. 558–569, 2015.
21. M. R. C. Kenneth E. Peters (), *Applied Source Rock Geochemistry: Chapter 5: Part II. Essential Elements*, vol. 77. AAPG Special Volumes, 1994.
22. K. E. Peters, C. C. Walters, and J. M. Moldowan, "The Biomarker Guide. Biomarkers and isotopes in the environment and human history, vol. 1," *Cambridge, New York*, 2005.
23. T. Hantschel and A. I. Kauerauf, *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. 2009.
24. M. N. Yalçın, R. Littke, and R. F. Sachsenhofer, "Thermal History of Sedimentary Basins," in *Petroleum and Basin Evolution*, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1997, pp. 71–167.
25. B. Wygrala, "Integrated Study of an Oil field in the Southern Po Basin, Northern Italy." Forschungszentrum Jülich GmbH, 1989.
26. E. Mohsenian, A. Fathi-Mobarakabad, R. F. Sachsenhofer, and A. Asadi-Eskandar, "3D basin modelling in the central persian gulf, offshore Iran," *J. Pet. Geol.*, vol. 37, no. 1, pp. 55–70, 2014.
27. E. Lafargue, F. Marquis, and D. Pillot, "Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production, and Soil Contamination Studies," *Rev. l'Institut Français du Pétrole*, vol. 53, no. 4, pp. 421–437, Jul. 1998.
28. J. Hunt, "Petroleum geochemistry and geology: by JM Hunt. WH Freeman and Company, New York, 1996, i--xii+ 743 pp. ISBN 07167-2441-3 (hardcover)." Elsevier, 1996.
8. A. Ahanjan, A. R. Rabbani, and S. Khajooie, "Assessing vertical compartmentalization within the KHM field, southwest of Iran: An integrated approach," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 35, pp. 1277–1283, Sep. 2016.
9. A. Ahanjan, A. R. Rabbani, and M. R. Kamali, "An improved understanding of the origin and mechanism of Permian-Triassic natural gas-condensate accumulations in the Gavbendi High, Southwest Iran: An integrated approach," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 37, pp. 217–233, 2017.
10. M. Ghavidel-syooki, J. J. Álvaro, L. Popov, M. G. Pour, M. H. Ehsani, and A. Suyarkova, "Stratigraphic evidence for the Hirnantian (latest Ordovician) glaciation in the Zagros Mountains, Iran," *Palaeogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol.*, vol. 307, no. 1, pp. 1–16, 2011.
11. M. Ghavidel-Syooki, L. E. Popov, J. J. Alvaro, M. Ghobadi Pour, T. Y. Tolmacheva, and M.-H. Ehsani, "Dapingian--lower Darriwilian (Ordovician) stratigraphic gap in the Faraghan Mountains, Zagros Ranges, southeastern Iran," *Bull. Geosci.*, vol. 89, no. 4, pp. 679–706, 2014.
12. M. S. Kashfi, "Geology Of The Permian 'Super-Giant' Gas Reservoirs In The Greater Persian Gulf Area," *J. Pet. Geol.*, vol. 15, no. 4, pp. 465–480, Oct. 1992.
13. A. R. Rabbani, "Petroleum geochemistry, offshore SE Iran," *Geochemistry Int.*, vol. 45, no. 11, pp. 1164–1172, Nov. 2007.
14. A. R. Rabbani, "Petroleum geology and geochemistry of the Persian Gulf," *Tafresh Tafresh Univ.*, 2013.
15. P. R. Sharland, R. Archer, D. M. Casey, and S. . Davies, R.B. Hall, "Sequence Stratigraphy of the Arabian Plate," *GeoArabia Spec. Publ.*, vol. 2, p. 371, 2001.
16. O. P. Wennberg *et al.*, "The Khaviz Anticline: an outcrop analogue to giant fractured Asmari Formation reservoirs in SW Iran," *Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, vol. 270, no. 1, pp. 23–42, 2007.
17. M. Alavi, "Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution," *Am. J. Sci.*, vol. 304, no. 1, pp. 1–20, 2004.

- (latest Ordovician) glaciation in the Zagros Mountains, Iran,” *Palaeogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol.*, vol. 307, no. 1–4, pp. 1–16, Jul. 2011.
32. R. Poursoltani, M. Pourkermani, K. Yazdjerdi, M. Almassian, and others, “Investigating the Impress of the Active Tectonics and the Rate of Fractures in Ilam Formation, Fars Area, SW Iran,” *Open J. Geol.*, vol. 6, no. 6, p. 498, 2016.
29. B. P. Tissot and D. H. Welte, *Petroleum formation and occurrence*. Springer Science & Business Media, 2013.
30. J. J. Sweeney and A. K. Burnham, “Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics (1),” *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, vol. 74, no. 10, pp. 1559–1570, 1990.
31. M. Ghavidel-syooki, J. J. Álvaro, L. Popov, M. G. Pour, M. H. Ehsani, and A. Suyarkova, “Stratigraphic evidence for the Hirnantian