





دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده علوم زمین

پایان نامه کارشناسی ارشد ژئوشیمی

مدل سازی ژئوشیمیایی و ارزیابی توان هیدروکربن زایی سازند پابده در یکی از میادین نفی جنوب غرب ایران

نگارنده

زینب اورک

استاد راهنما

دکتر معصومه کردی

استاد مشاور

دکتر احمد رضا کریمی

تیر ۱۳۹۸

تقدیم اثر

تقدیم بہ روح پاک پدرم....

کہ رفتش را باور ندارم....

و تقدیم بہ مادرم....

دریای بی کران فداکاری و عشق کہ وجودم برایش ہمہ رنج بود و وجودش بر ایم ہمہ مہر....

شکر و قدردانی

منت خدای را عزوجل، سپاس بی کران پروردگار یکتا را که هستی مان بخشید و به طریق علم و دانش رهنمونمان شد و به همنشینی رهروان علم و دانش مفتخرمان نمود و خوشه چینی از علم و معرفت را روزیمان ساخت.

تقدیر و تشکر از استاد با کمالات و فرهیخته؛ سرکار خانم دکتر معصومه کردی که با حسن خلق و فروتنی و با قلبی بزرگ، در تمامی مراحل تدوین پایان نامه با شکیبایی و علاقه مندی، راهنمایی های ارزشمندشان را دریغ نمودند و زحمت راهنمایی این پایان نامه را بر عهده گرفتند؛ همچنین از استاد با تقوا و فرزانه، جناب آقای دکتر احمد رضا کریمی که زحمت مشاوره این پایان نامه را در حالی متقبل شدند که بدون مساعدت ایشان، پیمودن این مسیر دشوار میسر نبود و از هیچ کمکی در این عرصه بر من دریغ ننمودند، را دارم.

از مادرم تنها تکیه گاه زندگیم، خواهرهای عزیزتر از جانم و دوست عزیزم گلناز علیخانی که همیشه مهربانی و محبتشان شامل حال من بود و همچنین آقای مهندس غلامرضا منجی بنخاطر حمایت های بی دریغ شان کمال سپاسگزاری را دارم.

با شکر فراوان

زینب اورک

تعمیرنامه

اینجانب زینب اورک دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته زمین‌شناسی/ژئوشیمی دانشکده علوم زمین دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان‌نامه مدل‌سازی ژئوشیمیایی و ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی سازند پابده دریکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران تحت راهنمایی دکتر معصومه کردی متعهد می‌شوم.

- تحقیقات در این پایان‌نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است .
- در استفاده از نتایج پژوهشهای محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است .
- مطالب مندرج در پایان‌نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است .
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « Shahrood University of Technology » به چاپ خواهد رسید .
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان‌نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان‌نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه ، در مواردی که از موجود زنده (یا بافتهای آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است .
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است .

تاریخ

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج ، کتاب ، برنامه های رایانه ای ، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد . این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود . استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان‌نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی‌باشد.

چکیده

آنالیز حوضه رسوبی، ابزاری مفید برای بازسازی و مطالعه فرآیند هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ است. هدف از انجام این مطالعه، مدل‌سازی ژئوشیمیایی و ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی سازند پابده در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران است. بدین منظور تعداد ۴۷ نمونه از خرده‌های حفاری در هفت چاه در میدان واقع در این نواحی توسط دستگاه راک-اول ۶ مورد آنالیز قرار گرفتند. همچنین با مدل‌سازی یک بعدی تاریخچه‌های تدفین و حرارتی در سه چاه A1، A2 و A3 در فروافتادگی دزفول جنوبی، تأثیرات متقابل رسوبگذاری، فرونشست و بالآمدگی‌های حوضه رسوبی بر روی تغییرات درجه حرارت نسبت به عمق و زمان و در نتیجه بلوغ سازند پابده و زایش هیدروکربن از آن مورد بررسی قرار گرفته است.

بررسی‌ها نشان دادند در این منطقه کروژن‌ها از نوع II، III و III/II می‌باشند ولی اکثراً نابالغاند و در مرحله دیانز قرار گرفته‌اند. پتانسیل هیدروکربن‌زایی ۹۰٪ نمونه‌ها در بخش متوسط تا عالی قرار دارند. رخساره‌های آلی این سازند در محدوده B، BC، C و CD می‌باشند. تنوع رخساره‌های آلی ناشی از تغییرات جانبی رخساره‌ها و تغییرات نسبی سطح آب دریا در زمان رسوبگذاری این سازند می‌باشند. سازند پابده در منطقه مورد مطالعه به سه زون ژئوشیمیایی قابل تقسیم می‌باشد. زون‌های بالایی و پایینی در زمان پسروری آب دریا با مقادیر TOC و HI پایین و کروژن نوع III ته‌نشست پیدا کرده‌اند. درحالی که زون میانی در زمان پیشروی آب دریا با مقادیر TOC و HI بالا و کروژن نوع II نهشته شده است. سازند پابده در منطقه مورد مطالعه به عنوان یک سنگ منشأ با پتانسیل هیدروکربن‌زایی خوب ولی نابالغ شناخته می‌شود و زون میانی این سازند می‌تواند به عنوان یک منبع هیدروکربنی غیرمتعارف در نظر گرفته شود.

نتایج حاصل از بازسازی تاریخچه تدفین نشان می‌دهد حوضه رسوبی در زمان نهشته شدن سازند پابده از پالئوسن تا الیگوسن، سرعت فرونشست کمی داشته است. بیشترین نرخ فرونشست در میوسن میانی تا پسین رخ داده که هم‌زمان با ته‌نشست سازند گچساران بوده است. سازند پابده در زمان پلیوسن در بیشترین عمق تدفین خود حدود ۲۰۷۴ تا ۳۲۲۰ متری قرار گرفته و بعداً این زمان از پلیوسن میانی تا حال حاضر بالآمدگی داشته که هم‌زمان با فاز اصلی چین‌خوردگی زاگرس بوده است. نتایج مدل‌سازی نشان می‌دهد سازند پابده از میوسن میانی در دمای بالاتر از ۶۰ °C و در پلیوسن میانی در دمای حدود ۱۰۰ °C قرار داشته است. سازند پابده اگرچه از میوسن میانی تا پلیوسن میانی شرایط مناسب برای زایش هیدروکربن را داشته است اما به علت بالآمدگی حوضه و عدم تداوم شرایط، در مدت زمان زمین‌شناسی کوتاه، فرصت لازم جهت بلوغ کامل و تولید هیدروکربن را نداشته است. بر اساس مقدار پایین $R_o (< 0.6\%)$ ، سازند پابده در منطقه مورد مطالعه در ابتدای پنجره نفتی قرار دارد و به علت عدم بلوغ حرارتی کافی به عنوان یک سنگ منشأ با پتانسیل ولی نابالغ در نظر گرفته می‌شود.

کلمات کلیدی: پتانسیل هیدروکربن‌زایی، سازند پابده، فروافتادگی دزفول جنوبی، آنالیز حوضه، بلوغ، تاریخچه تدفین، مدل‌سازی حرارتی

لیست مقالات مستخرج از پایان نامه

- ۱- اورک، ز.، کردی، م.، کریمی، ا. ر. (۱۳۹۷) "ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند پابده فروافتادگی دزفول"، چهارمین همایش انجمن رسوب شناسی ایران با تاکید بر مخازن هیدروکربوری، ۲-۳ آبان ماه، دانشگاه زنجان.
- ۲- اورک، ز.، کردی، م.، کریمی، ا. ر. (۱۳۹۷) "ارزیابی ژئوشیمیایی و گسترش رخساره‌های آلی سازند پابده در سواحل شمال غربی خلیج فارس و جنوب فروافتادگی دزفول با استفاده از تجزیه و تحلیل راک- اول" پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، ۳۴(۳)، ۹۵-۱۰۸.
- ۳- اورک، ز.، کردی، م.، کریمی، ا. ر. (۱۳۹۸) "مدل‌سازی تاریخچه تدفین و حرارتی جهت آنالیز حوضه رسوبی و تعیین بلوغ سازند پابده در فروافتادگی دزفول جنوبی" (مجله علمی-پژوهشی پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی)

فهرست مطالب

۱	فصل اول کلیات
۲	۱-۱ مقدمه
۳	۲-۱ ضرورت و اهداف تحقیق
۴	۳-۱ سنگ منشأ
۴	۴-۱ ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ منشأ
۵	۱-۴-۱ کمیت ماده آلی
۶	۲-۴-۱ کیفیت ماده آلی
۷	۳-۴-۱ کروژن
۸	۴-۴-۱ بلوغ ماده آلی
۹	۵-۴-۱ دیاگرام ون کرولن
۱۰	۶-۴-۱ پیرولیز راک اول
۱۱	۷-۴-۱ مدل سازی تاریخچه تدفین و حرارتی حوضه
۱۱	۵-۱ مروری بر تحقیقات گذشته
۱۲	۱-۵-۱ مطالعات مشابه در ایران
۱۳	۲-۵-۱ مطالعات مشابه در جهان
۱۴	۶-۱ ساختار پایان نامه
۱۵	فصل دوم زمین شناسی منطقه مورد مطالعه
۱۶	۱-۲ مقدمه
۱۶	۲-۲ جایگاه زمین ساختی

- ۱-۲-۲ زاگرس چین خورده ۱۶
- ۲-۲-۲ موقعیت فروافتادگی دزفول جنوبی ۱۷
- ۳-۲ چین‌شناسی کرتاسه-کواترنری فروافتادگی دزفول ۱۹
- ۱-۳-۲ سازند گرو ۱۹
- ۲-۳-۲ سازند فهلیان ۲۰
- ۳-۳-۲ سازند گدوان ۲۰
- ۴-۳-۲ سازند داریان ۲۱
- ۵-۳-۲ سازند کژدمی ۲۱
- ۶-۳-۲ سازند سروک ۲۱
- ۷-۳-۲ سازند ایلام ۲۲
- ۸-۳-۲ سازند گورپی ۲۲
- ۹-۳-۲ سازند پابده ۲۲
- ۱۰-۳-۲ سازند آسماری ۲۴
- ۱۱-۳-۲ سازند گچساران ۲۴
- ۱۲-۳-۲ سازند میشان ۲۴
- ۱۳-۳-۲ سازند آغا‌جاری ۲۵
- ۱۴-۳-۲ سازند بختیاری ۲۵

فصل سوم روش تحقیق

- ۲۷
- ۱-۳ مقدمه ۲۸
- ۲-۳ روش ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی شامل آنالیز پیرولیز راک-اول ۶ ۲۸
- ۳-۳ بازسازی تاریخچه تدفین ۳۰

۳۱	۱-۳-۳ معرفی نرم افزار پترومد
۳۱	۲-۳-۳ اطلاعات زمین شناسی
۳۲	۳-۳-۳ تاریخچه ساختاری و تکتونیکی
۳۲	۳-۳-۴ اطلاعات مربوط به کالیبراسیون مدل
۳۲	۵-۳-۳ داده‌های ژئوشیمیایی
۳۳	۶-۳-۳ داده‌های کینتیکی
۳۳	۷-۳-۳ درصد لیتولوژی سازندهای مختلف
۳۴	۸-۳-۳ شرایط مرزی
۳۵	۴-۳ ارزیابی نتایج مدل‌سازی

۳۷ فصل چهارم ارزیابی ژئوشیمیایی براساس پیرولیز راک-اول ۶

۳۸	۱-۴ مقدمه
۳۸	۲-۴ نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول ۶ و بررسی آغستگی نمونه‌ها
۴۰	۱-۲-۴ ارزیابی کمیت یا پتانسیل زایش ماده آلی
۴۲	۲-۲-۴ تعیین کیفیت ماده آلی
۴۴	۳-۲-۴ بلوغ حرارتی و نوع کروژن
۴۵	۴-۲-۴ رخساره آلی و محیط رسوبگذاری
۴۹	۵-۲-۴ زون بندی ژئوشیمیایی سازند پابده

۵۱ فصل پنجم مدل‌سازی تاریخچه تدفین حرارتی و آنالیز حوضه

۵۲	۱-۵ مقدمه
۵۲	۲-۵ کالیبراسیون مدل
۵۳	۱-۲-۵ کالیبراسیون مدل چاه A۱

۵۴.....	۲-۲-۵ کالیراسیون چاه A۲
۵۵.....	۳-۲-۵ کالیراسیون چاه A۳
۵۶.....	۳-۵ تاریخچه تدفین
۵۷.....	۱-۳-۵ بازسازی تاریخچه تدفین چاه A۱
۵۸.....	۲-۳-۵ بازسازی تاریخچه تدفین چاه A۲
۶۰.....	۳-۳-۵ بازسازی تاریخچه تدفین چاه A۳
۶۱.....	۴-۵ مدل سازی حرارتی و بلوغ
۶۲.....	۱-۴-۵ مدل سازی حرارتی و بلوغ چاه A۱
۶۳.....	۲-۴-۵ مدل سازی حرارتی و بلوغ چاه A۲
۶۴.....	۳-۴-۵ مدل سازی حرارتی و بلوغ چاه A۳
۶۶.....	۵-۵ تغییرات بلوغ سازند پابده بر اساس RO
۶۸.....	۶-۵ آنالیز حوضه رسوبی سازند پابده بر اساس مدل های تدفین و حرارتی
۷۱	فصل ششم نتیجه گیری
۷۲.....	۱-۶ نتیجه گیری
۷۴.....	۲-۶ پیشنهادها
۷۵	منابع

فهرست جداول

- جدول ۱-۴. پارامترهای تعیین کمیت، کیفیت و بلوغ سنگ منشأ (Peters and Cassa, 1994)..... ۳۸
- جدول ۲-۴. نتایج به دست آمده از پیرولیز راک-اول ۶ نمونه‌های سازند پابده در منطقه مورد مطالعه. ۳۹
- جدول ۳-۴. رخساره‌های آلی به همراه مواد آلی غالب، ارگانیسیم‌های اولیه و محیط رسوبی (اقتباس از Jones, 1987)..... ۴۷
- جدول ۱-۵. مقادیر ورودی دما و انعکاس ویتروینایت در چاه‌های مورد مطالعه. ۵۳
- جدول ۲-۵. اطلاعات و داده‌های ورودی به نرم افزار در چاه A۱..... ۵۷
- جدول ۳-۵. اطلاعات و داده‌ها ورودی به نرم‌افزار در چاه A۲..... ۵۸
- جدول ۴-۵. اطلاعات و داده‌های ورودی به نرم‌افزار چاه A۳..... ۶۰
- جدول ۵-۵. تطابق مقادیر Ro با زایش هیدروکربن (Waples, 1980)..... ۶۷
- جدول ۶-۵. مقادیر اندازه‌گیری شده Ro در چاه‌های مور دمطالع. ۶۷

فهرست اشکال

- شکل ۱-۱. دیاگرام ون کروئن که نشان دهنده انواع کروژن با درجه بلوغ متفاوت است (اقتباس از Tissot and Welte, 1984). ۱۰
- شکل ۱-۲. نقشه پهنه‌های اصلی زاگرس و زون فروافتادگی دزفول (اصلاح شده از Sepehr and Cosgrove, 2004). ۱۷
- شکل ۲-۲. نقشه ناحیه فروافتادگی دزفول و میداین هیدروکربوری (Karimi et al., 2016). ۱۸
- شکل ۳-۲. سیستم چینه‌شناسی کرتاسه-عهد حاضر لرستان، فروافتادگی دزفول و فارس (Karimi et al., 2016). ۱۹
- شکل ۴-۲. ستون چینه‌شناسی سازند پابده و موقعیت نمونه‌های مورد مطالعه در چاه شماره ۱. ۲۳
- شکل ۱-۳. روش آنالیز راک-اول ۶ برای محاسبه TOC ۲۹
- شکل ۲-۳. نمودار ترکیب لیتولوژی سازندهای ستون چینه‌شناسی در چاه‌های مورد مطالعه. ۳۳
- شکل ۱-۴. نمودار تغییرات مقادیر TOC در مقابل مقادیر S_1 جهت تعیین نفت برجا و نابرجازا در نمونه‌های سازند پابده (اقتباس از Hunt, 1996). ۴۱
- شکل ۲-۴. نمودار تغییرات مقادیر TOC در برابر مقادیر S_1+S_2 جهت تعیین پتانسیل هیدروکربنزایی نمونه‌های سازند پابده (اقتباس از Barker, 1974). ۴۱
- شکل ۳-۴. نمودار S_2 در برابر TOC جهت تعیین پتانسیل هیدروکربنزایی در نمونه‌های سازند پابده (اقتباس از Peters, 1986). ۴۲
- شکل ۴-۴. نمودار تغییرات S_2 در برابر TOC در نمونه‌های سازند پابده (اقتباس از Peters, 1986). ۴۳
- شکل ۵-۴. نمودار تغییرات HI در برابر OI در نمونه‌های سازند پابده. ۴۳
- شکل ۶-۴. نمودار تغییرات HI در مقابل T_{max} به منظور تعیین بلوغ حرارتی و نوع کروژن. ۴۵
- شکل ۷-۴. نمودار T_{max} در مقابل شاخص تولید. ۴۶
- شکل ۸-۴. نمودار OI در مقابل HI جهت تعیین رخساره آلی سازند پابده (اقتباس از Jones, 1987). ۴۶
- شکل ۹-۴. مدل موقعیت رخساره‌های آلی و نوع کروژن در سازند پابده در منطقه مورد مطالعه (اقتباس با تغییراتی از بهبهانی و همکاران، ۱۳۹۰). ۴۷

شکل ۴-۱۰. نمودار مقادیر TOC در مقابل HI به منظور شناسایی تعیین تغییرات نسبی سطح آب دریا در زمان رسوبگذاری سازند پابده (اقتباس از Dean et al., 1986)..... ۴۸

شکل ۴-۱۱. زون بندی ژئوشیمیایی سازند پابده بر اساس تطابق بین تغییرات مقادیر کربن آلی کل ، اندیس هیدروژن، توان هیدروکربن زایی و نوع کروژن در چاه شماره ۹ منطقه مورد مطالعه..... ۵۰

شکل ۵-۱. (A) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل سازی و داده واقعی %Ro، (B) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل سازی و داده واقعی دما و (C) تغییرات جریان حرارتی در چاه A۱..... ۵۴

شکل ۵-۲. (A) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل سازی و داده واقعی %Ro، (B) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل سازی و داده واقعی دما و (C) تغییرات جریان حرارتی در چاه A۲..... ۵۵

شکل ۵-۳. (A) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل سازی و داده واقعی %Ro و (B) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل سازی و داده واقعی دما و (C) تغییرات جریان حرارتی در چاه A۳..... ۵۶

شکل ۵-۴. نمودار تاریخچه تدفین چاه A۱ در فروافتادگی دزفول جنوبی..... ۵۸

شکل ۵-۵. نمودار تاریخچه تدفین چاه A۲..... ۵۹

شکل ۵-۶. نمودار تاریخچه تدفین چاه A۳..... ۶۱

شکل ۵-۷. نمودار تغییرات دما و تاریخچه تدفین چاه A۱..... ۶۲

شکل ۵-۸. نمودار تغییرات Ro و بلوغ حرارتی چاه A۱..... ۶۳

شکل ۵-۹. نمودار تغییرات دما و تاریخچه تدفین چاه A۲..... ۶۴

شکل ۵-۱۰. نمودار تغییرات Ro و بلوغ حرارتی چاه A۲..... ۶۴

شکل ۵-۱۱. نمودار تغییرات دما و تاریخچه تدفین چاه A۳..... ۶۵

شکل ۵-۱۲. نمودار تغییرات Ro و بلوغ حرارتی چاه A۳..... ۶۵

شکل ۵-۱۳. نمودار تغییرات %Ro در چاه های مورد مطالعه..... ۶۷

فصل اول

کلیات

۱-۱ مقدمه

ژئوشیمی نفت امروزه به عنوان یک علم بنیادی و بین‌رشته‌ای جهت بهبود بازده اکتشاف و تولید مواد هیدروکربنی به کار می‌رود. در این علم، با استفاده از تئوری‌ها و روش‌های مختلف ژئوشیمیایی بسیاری از مسائل مربوط به شناخت سنگ منشأ، مهاجرت نفت، تجمعات نفتی و زون‌های تولیدی و غیر تولیدی، توسعه میدان‌های نفتی و ... را مورد مطالعه قرار می‌دهند (Kaufman et al, 1990; Miller, 1995; Peters and Fowler, 2002).

سنگ منشأ یک واحد سنگی است که نفت و گاز را به اندازه کافی تولید و از خود خارج می‌کند و موجب تشکیل تجمعات اقتصادی نفت و گاز می‌شود. پختگی سنگ منشأ و زایش مواد هیدروکربنی از آن توسط دو پارامتر زمان و درجه حرارت کنترل می‌شود (Wapels, 1980). شرایط رسوبگذاری و تدفین در حوضه رسوبی باعث افزایش درجه حرارت در طی زمان شده و شرایط دمایی لازم جهت پختگی و بلوغ مواد آلی موجود در سازندهای منشأ را به وجود می‌آورند. با مطالعه تاریخچه تدفین و حرارتی می‌توان تأثیرات متقابل رسوبگذاری، فرونشست و بالا آمدگی‌های حوضه رسوبی بر روی تغییرات درجه حرارت نسبت به عمق و زمان، مراحل و میزان پختگی ماده آلی در رسوبات را مورد بررسی قرار داد. مدل‌سازی‌های ژئوشیمیایی در واقع بررسی غیرمستقیم بلوغ سنگ منشأ می‌باشند تا بتوان عمق و دمای زایش نفت و گاز را مشخص و یا پیش‌بینی نمود (Hantschel and Kauerauf, 2009). این نوع مطالعات به‌طور گسترده در هنگام فعالیت‌های اکتشافی جهت پیش‌بینی بهترین و مناسب‌ترین ناحیه برای تجمعات هیدروکربنی و بعد از اکتشاف، به منظور ارائه بهترین مناطق تولیدی در هر میدان در شرکت‌های بزرگ نفتی در حال اجراست. در این بررسی‌ها می‌توان با استفاده از اطلاعات اکتشافی و تولیدی ناحیه و با ارزیابی سیستم نفتی فعال، ضمن معرفی مناطق با اولویت اکتشافی و یا توسعه‌ای تا حدود زیادی ریسک و عدم اطمینان در نتایج را کاهش داد.

سازند پابده به عنوان یکی از مهم‌ترین سنگ منشأهای احتمالی در فروافتادگی دزفول مخصوصاً بخش - های شمالی آن در نظر گرفته شده است. این سازند از لیتولوژی مارن، آهک و شیل تشکیل شده و سن آن پالتوسن تا الیگوسن است (درویش‌زاده، ۱۳۷۰). این سازند در نواحی جنوب‌شرقی لرستان، خوزستان و نواحی جنوبی فارس گسترش دارد (آقانباتی، ۱۳۸۳).

۲-۱ ضرورت و اهداف تحقیق

با توجه به ضرورت اکتشاف ذخایر جدید نفت و گاز و بررسی دقیق‌تر نواحی جنوب ایران و ناحیه‌ای سازندهای محتمل سنگ منشأ به عنوان اولین عنصر مهم و تأثیر گذار سیستم‌های نفتی، امری اجتناب ناپذیر است. در این راستا پی بردن به پتانسیل هیدروکربن‌زایی و بررسی شرایط یک سنگ منشأ از حیث دارا بودن شرایط اولیه زایش هیدروکربن اهمیت فوق‌العاده دارد. بررسی ناحیه‌ای سازند منشأ از این جهت مهم است که ممکن است در مناطق مختلف شرایط و پتانسیل آن سازند به دلیل متغیر بودن شرایط زمین‌شناسی متفاوت باشد، لذا تعیین شرایط آن سازند در نواحی مختلف ضروری است. در مطالعات ژئوشیمیایی، به منظور شناسایی کیفیت سنگ منشأ از نظر وضعیت بلوغ و پتانسیل هیدروکربن‌زایی معمولاً از بررسی مستقیم نمونه‌های خرده سنگ حاصل از چاه‌های حفر شده، استفاده می‌شود اما در بسیاری از مکان‌ها که حفاری نشده پی بردن به کیفیت سنگ منشأ تنها از طریق روش‌های غیر مستقیم امکان‌پذیر است. اهداف اصلی این تحقیق عبارتند از:

(۱) ارزیابی کمیت و بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ

(۲) ارزیابی کیفیت و بررسی نوع مولد آلی در سنگ منشأ

(۳) ارزیابی رخساره رسوبی سنگ منشأ

(۴) تعیین بلوغ حرارتی سنگ منشأ

(۵) مدل‌سازی تاریخچه تدفین و حرارتی و آنالیز حوضه

۱-۳ سنگ منشأ

مفهوم سنگ منشأ در اولین روزهای ایجاد صنعت نفت پیشنهاد گردید. در سال ۱۸۶۰، تنها یک سال پس از اکتشاف خارق‌العاده نفت به‌وسیله دراک (Drake) در تیتوسویل (Titusville) پنسیلوانیا، یک زمین‌شناس به نام نیوبری (Newberry) این نظریه که نفت پنسیلوانیا از شیل‌های بیتومینه به وجود آمده است را مطرح کرد (Bordenave, 1993).

کلیه‌ی سازندهای (سنگ‌های) دانه‌ریز حاوی مواد آلی که توان بالقوه تولید هیدروکربن را داشته باشد به عنوان کاندیدای سنگ منشأ در یک سیستم نفتی در حوضه رسوبی و به عنوان اولین عنصر تأثیرگذار سیستم نفتی مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرند. یک سازند منشأ می‌تواند در محلی از نوع مؤثر و در جای دیگری که هنوز به بلوغ حرارتی نرسیده است، از نوع بالقوه باشد و یا به علت تغییرات سطحی و شدید رخساره‌ای، فاقد هرگونه پتانسیل هیدروکربنی باشد (Waples, 1985). فرآیند مهاجرت اولیه، یک سنگ منشأ بالقوه را به یک سنگ منشأ مؤثر تبدیل می‌سازد (Bordenave, 1993).

در سیستم‌های نفتی حوضه رسوبی جنوب ایران که از نظر وجود مخازن نفتی و تولید هیدروکربن یکی از مهم‌ترین حوضه‌های نفتی دنیا است، سازندهای مختلفی به عنوان کاندیدای سنگ منشأ مطرح هستند. سازندهای سیاهو و سرچاهان نهشته شده در پالئوزویک، سازندهای سرگلو (ژوراسیک میانی)، گرو و گدوان (کرتاسه پایینی)، کژدمی (آلبین)، گورپی (کرتاسه بالایی) و سازند پابده در پالئوسن-الیگوسن در حوضه جنوب ایران مهم‌ترین کاندیداهای سنگ منشأ هستند.

۱-۴ ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ منشأ

ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ منشأ امری ضروری در مراحل اولیه اکتشاف ذخایر هیدروکربنی است. یک سنگ منشأ مؤثر باید از نظر کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی به مرحله تولید هیدروکربن رسیده باشد (Peters et al., 2005). بر اساس پارامترهای فوق می‌توان گفت که آیا سنگ منشأ مورد مطالعه تولید

هیدروکربن داشته است؟ در صورت رسیدن به مرحله تولید، می‌توان نوع هیدروکربن تولیدشده را نیز مشخص کرد.

۱-۴-۱ کمیت ماده آلی (Quantity of organic matter)

مقدار ماده آلی در سنگ‌های رسوبی اغلب برحسب محتوای مقدار کربن آلی کل (Total Organic Carbon) بیان می‌شود. کارایی کلی تبدیل کربن آلی موجود در سنگ منشأ به کربن موجود در مخازن نفتی، پایین است. این مقدار به طور کلی کم‌تر از ۱۵ درصد وزنی است (Hunt, 1995). راندمان زایش تجمع هیدروکربن‌ها در اکثر سیستم‌های نفتی دنیا بین ۰/۱۴-۰/۳ درصد و میزان هیدروکربن‌های قابل بازیافت برای این‌گونه سیستم‌های نفتی اغلب کمتر از ۰/۵ درصد است، لذا تعیین حداقل مقدار کربن آلی کل لازم برای سنگ‌های منشأ احتمالی در یک منطقه اکتشافی، جهت دستیابی به ذخایر هیدروکربن از اهمیت بالایی برخوردار است.

مقدار TOC عموماً به عنوان یک معرف از مقدار کروژن و بیتومن در سنگ منشأ استفاده می‌شود. واحدهای رسوبی با لایه‌بندی روشن معمولاً دارای مقادیر پایین مواد آلی هستند و این واحدها در طی شرایط تولید اولیه پایین مواد آلی رسوب کرده‌اند و یا شرایط مناسب جهت حفظ مواد آلی در رسوبات را نداشته‌اند. در مقابل، واحدهای رسوبی با لایه‌بندی تیره، غنی از مواد آلی هستند. این واحدها در طول یک دوره با تولید بالای مواد آلی و انتقال سریع مواد آلی در کل ستون آب تشکیل شده‌اند (Hunt, 1996). رنگ سنگ می‌تواند به عنوان معیاری برای میزان TOC قلمداد شود، اما نمی‌توان همیشه آن را به عنوان یک شاخص معتبر برای میزان TOC قلمداد کرد. استفاده از رنگ سنگ، به عنوان شاخصی جهت تخمین میزان TOC، بهتر است همواره توسط داده‌های آزمایشگاهی پشتیبانی شود. مقدار TOC در سنگ‌ها تاحدی وابسته به اندازه دانه‌های رسوبات است. مقدار ماده آلی بالا در رسوبات مؤید این است که تولید و حفظ مواد آلی و نیز انتقال آن‌ها به خوبی صورت گرفته است. کم‌ترین میزان حفظ مواد آلی

در محیط‌های با انرژی بالای نواحی ساحلی و دریا‌های محصور در خشکی (Inland sea) صورت می‌گیرد؛ جایی که تولید ماده آلی در ستون آب به اندازه لازم است اما جریان‌های قوی آب که حاوی مقادیر بالایی اکسیژن هستند، تخریب زیستی و شیمیایی مواد آلی را شدت می‌بخشند. چندین عامل در کنترل محتوای مواد آلی رسوبات دریایی نقش دارند که شامل ریزش مواد آلی در ستون آب، نرخ رسوبگذاری، عمق آب، فاصله از ساحل و ترکیب اکسیژن با آب‌های کف می‌باشند (Hunt, 1996).

۱-۴-۲ کیفیت ماده آلی (Quality of organic matter)

مهم‌ترین عامل در کنترل میزان و نوع هیدروکربن تولیدی از سنگ منشأ، مقدار هیدروژن موجود در ماده آلی یا به عبارت دیگر کیفیت ماده آلی (نفت زا، گاز زا یا خنثی) است. مقدار نفت و گاز تولیدشده از مواد آلی با افزایش نسبت اتمی H/C افزایش می‌یابد. تقریباً می‌توان تمام مواد آلی را به دو گروه اصلی ساپروپلیک (Sapropelic) و هومیک (Humic) تقسیم‌بندی نمود.

واژه ساپروپلیک به موادی اطلاق می‌گردد که حاصل تجزیه و پلیمریزه شدن مواد آلی لیپیدی از قبیل هاگ‌ها و جلبک‌های تک‌سلولی پلانکتونیک رسوب یافته در گل‌های دریایی یا دریاچه‌ای باشند که معمولاً تحت شرایط محیطی عاری از اکسیژن تشکیل می‌شوند. مواد آلی ساپروپلیک مانند چربی‌ها، روغن‌ها و واکس‌ها، نسبت اتمی H/C بالایی در محدوده ۱/۳ تا ۲ را نشان می‌دهند. مواد آلی هومیک به مواد حاصل از تجزیه و پلیمریزه شدن لیگنین (Lignin)، تنین (Tannin)، سلولز و ماده آلی کربونیزه گفته می‌شود که در تحت شرایط اکسیدان انباشته می‌شوند و مقاومت بالایی در مقابل پوسیدگی دارند. فرآیندهای هومیکی شدن در حضور اکسیژن و گرما در مناطق استوایی شتاب بیشتری دارد (Hunt, 1995).

۱-۴-۳ کروژن

کروژن ماده آلی غیر قابل حل در حلال‌های آلی می‌باشد که از انواع مختلف ماسرال‌ها تشکیل شده است. منشأ اولیه کروژن از اجزای گیاهان، جانوران و باکتری‌ها است که در سنگ‌های رسوبی تشکیل می‌شوند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

انواع کروژن را می‌توان براساس محتوای هیدروژن و اکسیژن یا به عبارت دیگر با توجه به نسبت‌های اتمی H/C و O/C یا شاخص‌های هیدروژن و اکسیژن HI و OI به چهار گروه زیر طبقه‌بندی کرد (Peters et al., 2005).

۱-۴-۳-۱ کروژن گروه یک (Type I)

بسیار نفت‌زا بوده و اندیس هیدروژن آن با استفاده از روش پیرولیز راک-اول، برای نمونه نابالغ در حدود ۶۰۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم TOC تعیین می‌شود. این نوع کروژن دارای ماده آلی از نوع جلبک، باکتری و عمدتاً ماسرال‌های بی‌شکل لیپتینیک (Liptinic) بوده که به ویژه در رسوبات دریاچه‌ای تشکیل می‌گردد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵). نسبت اتمی H/C در آن‌ها ۱ تا ۱/۹ و نسبت O/C برابر با ۰/۰۲ تا ۰/۱ است. مقدار سولفور این نوع کروژن اندک است.

۱-۴-۳-۲ کروژن گروه دو (Type II)

عمدتاً نفت‌زا بوده و تا حدی گاز‌زا است. نسبت اتمی H/C آن ۰/۸ تا ۱/۵ بوده و نسبت O/C آن ۰/۰۲ تا ۰/۲ است. مقادیر اندیس هیدروژن کروژن نوع II برای رسوبات نابالغ بین ۳۰۰-۶۰۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم TOC گزارش شده است. کروژن مذکور غالباً از ماسرال‌های لیپتینیدی مانند اسپورنایت، اگزینایت، بقایای زئوپلانکتون، فیتوپلانکتون و باکتری‌ها تشکیل شده است، ولی همانند کروژن نوع I ممکن است مقادیر جزئی ویتربینایت و اینرتینایت به همراه داشته باشد. مقادیر سولفور

کروژن نوع II نسبت به سایر کروژن‌ها زیاد است. غالب کروژن‌های نوع II دریایی هستند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

۱-۴-۳ کروژن گروه سه (Type III)

دارای نسبت‌های اتمی H/C آن ۰/۵ تا ۱ و نسبت O/C آن برابر با ۰/۰۲ تا ۰/۴ می‌باشد. کروژن نوع III نسبت به کروژن‌های نوع II و I هیدروکربن کمی تولید می‌کند و اساساً گاززا است. مقادیر اندیس هیدروژن آن در رسوبات نابالغ، ۵۰ تا ۲۰۰ میلی گرم هیدروکربن بر گرم TOC می‌باشد. مواد آلی این نوع کروژن معمولاً از گیاهان خشکی حاصل شده که حاوی مقادیر زیادی ماسرال‌های ویتروینایت و مقدار کمی اینترتینایت می‌باشد. این نوع کروژن‌ها غالباً در محیط‌های خشکی نزدیک به دریا تشکیل می‌شوند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

۱-۴-۳-۴ کروژن گروه چهار (Type IV)

این نوع کروژن را کربن مرده یا ماده آلی خنثی نامیده‌اند که دارای نسبت‌های اتمی H/C برابر با ۰/۵ تا ۰/۶ و O/C برابر ۰/۳ می‌باشد. اندیس هیدروژن این کروژن معمولاً کمتر از ۵۰ میلی گرم هیدروکربن بر گرم TOC است. مواد آلی مجدد رسوب یافته (Reworked) مشتق شده از سایر کروژن‌ها و به شدت اکسید شده در حین رسوبگذاری، اجزاء اصلی آن را تشکیل می‌دهند. اساساً این نوع کروژن توان تولید هیدروکربن را ندارد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

۱-۴-۴ بلوغ ماده آلی (Maturity of Organic Matter)

تکامل حرارتی سنگ منشأ باعث تغییرات در ویژگی‌های فیزیکی یا شیمیایی ماده آلی می‌شود. ماده

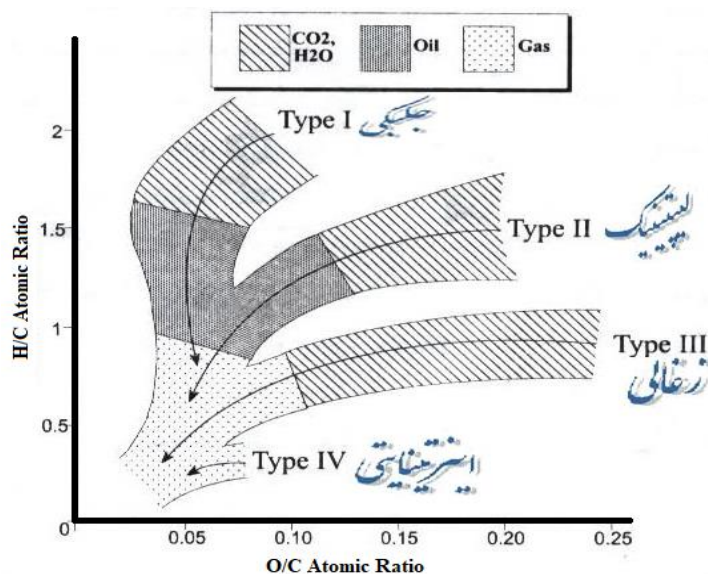
آلی

در رسوبات به طور کلی از دو بخش کروژن و بیتومن تشکیل شده است. مقادیر نسبی کروژن و بیتومن با افزایش عمق تدفین به تدریج تغییر پیدا می‌کند. محاسبات ترمودینامیکی نشان می‌دهد که در یک محیط احیایی، محصول نهایی تغییرات ماده آلی در اثر افزایش دما، متان و کربن هستند. از این مشاهده می‌توان چنین استنباط کرد که علت ایجاد دو محصول متفاوت در واقع توزیع دوباره هیدروژن در ساختار مولکولی ماده آلی است (Barker, 1996).

۱-۴-۵ دیاگرام ون کروژن (Van Krevelen Diagrams)

دیاگرام H/C در مقابل O/C توسط ون کروژن در سال ۱۹۶۱ به عنوان یک روش ساده و سریع برای نشان دادن فرآیندهایی شیمیایی زغالی شدن (Coalification Line)، معرفی گردید. عناصر اصلی زغال-ها را کربن، هیدروژن و اکسیژن تشکیل می‌دهند، تغییرات ترکیب زغال در طول تدفین، به وسیله رسم تغییرات نسبت‌های اتمی H/C در مقابل O/C مشخص می‌شود (Hunt, 1995).

در دیاگرام ون کروژن از سمت راست به چپ و در امتداد خطوط زغالی شدن اکسیژن نسبت به کربن، در حال کاهش بوده که این امر به دلیل تشکیل CO₂ یا H₂O است. هم‌چنین در دیاگرام مذکور با حرکت کردن از بالا به پایین، میزان هیدروژن نسبت به کربن کاهش می‌یابد که بخاطر تشکیل نفت و گازی است که دارای نسبت‌های H/C بالاتری نسبت به سایر کروژن‌ها و یا زغال‌ها می‌باشد. نقطه پایانی تمام واکنش‌ها، در منتهی‌الیه گوشه چپ دیاگرام است، جایی که تمامی مواد آلی باقیمانده، گرافیت را تشکیل می‌دهند (شکل ۱-۱)؛ (Hunt, 1996).



شکل ۱-۱. دیاگرام ون کروئلن که نشان دهنده انواع کروژن با درجه بلوغ متفاوت است (اقتباس از Tissot and

Welte, 1984).

۱-۴-۶ پیرولیز راک اول

روش پیرولیز از جمله روش‌هایی است که کاربردی وسیع در مطالعات ژئوشیمی نفت دارد و در واقع روش حرارتی است که برای تشخیص کیفیت و بلوغ حرارتی سنگ‌های منشأ استفاده می‌شود. قبل از ابداع روش پیرولیز در برخی از آزمایشگاه‌های شرکت‌های نفتی برای تعیین عناصر کربن، هیدروژن و اکسیژن موجود در کروژن حدود ۳۰۰ نمونه خرده حفاری با روش تجزیه و تحلیل عنصری در طول یک ماه بررسی می‌شد، از این رو محققان به دنبال روشی بودند که بتوانند در کوتاه‌ترین زمان، اطلاعات سنگ منشأ را ارائه کنند. در سال ۱۹۸۱ اسپیتالیه و همکارانش (Espitalie et al) در انستیتو نفت فرانسه موفق به ساخت و به کارگیری دستگاه پیرولیز راک اول شدند. این دستگاه می‌تواند تعداد زیادی نمونه سنگ منشأ را در مدتی کوتاه و با دقتی بالا به لحاظ کمی، کیفی و درجه بلوغ ارزیابی کند. در این روش آنالیز نمونه‌ها به طور خودکار انجام می‌گیرد و نتایج حاصل به صورت نمودار ژئوشیمیایی ارائه می‌گردد. ارزان بودن این روش از مزایای آن است.

۱-۴-۷ مدل سازی تاریخچه تدفین و حرارتی حوضه

بازسازی تاریخچه تدفین، نمایش گرافیکی تغییرات قائم افق‌های چینه‌ای در یک حوضه رسوبی است که معرف تاریخچه فرونشست و بالا آمدگی حوضه در زمان رسوبگذاری افق‌ها و بعد از آن، تاریخچه رسوبی و فرسایش یافتگی سازندها و وقوع ناپیوستگی‌ها است. بازسازی تاریخچه تدفین، روشی مؤثر برای تعیین زمان زایش هیدروکربن و چگونگی توزیع آن درون یک حوضه‌ی رسوبی یا سیستم نفتی است. هدف اصلی از بکارگیری این روش شبیه‌سازی پدیده‌های منجر به تشکیل نفت خام و گیر افتادن آن است (مانند رسوبگذاری، انتقال حرارت، زایش هیدروکربن، بیرون راندگی و مهاجرت)، یافتن نفت و گاز، ارزیابی اهداف اکتشافی و کاهش خطرپذیری عملیات است.

دما و زمان فاکتورهای اصلی در کنترل زایش نفت خام می‌باشند. دما فاکتور مهم‌تری است و زایش نفت به‌طور نمایی با دما تغییر می‌کند، درحالی‌که با زمان رابطه خطی دارد. در دماهای بالاتر از ۱۳۰ درجه سانتی‌گراد ماده‌ی آلی خیلی سریع‌تر به نفت‌زایی می‌رسد به طوری که از این دما به بالاتر به ازای هر ۱۰ درجه سانتی‌گراد افزایش دما، نرخ واکنش نفت‌زایی دو برابر می‌شود. بنابراین بازسازی مدل حرارتی حوضه در ارزیابی اینکه آیا میزان حرارت برای تبدیل ماده آلی به نفت خام مناسب بوده یا نه، از اهمیت زیادی برخوردار است. بازسازی مدل حرارتی به‌منظور ارزیابی تاریخچه دمایی سازندهای چینه‌ای در یک حوضه رسوبی انجام می‌گیرد. تاریخچه حرارتی معمولاً با استفاده از داده‌های نشانگر حرارتی مانند انعکاس ویتروینایت (Ro%) کالیبره می‌شود. این مدل‌سازی در ارزیابی کمی و شناخت ماهیت و حجم هیدروکربن تولیدی و تاریخچه دمای سنگ‌های موجود در حوضه رسوبی نقش مهمی دارد.

۱-۵ مروری بر تحقیقات گذشته

۱-۵-۱ مطالعات مشابه در ایران

بردانوو و هرگ (Bordenave and Herge, 2005) به طور کلی دو سنگ منشأ کژدمی و پابده را برای فروافتادگی دزفول معرفی کردند. در این مطالعه، زمان زایش و مهاجرت نفت و گاز، بعداز آغاز شکل‌گیری زاگرس در حدود ۳ الی ۸ میلیون سال ذکر شده است.

فولادوند و علیزاده (۱۳۸۸) با بررسی بازسازی تاریخچه تدفین، بلوغ حرارتی و ارزیابی هیدروکربن‌زایی میدان بینک با استفاده از داده‌های پیرولیز راک-اول و انعکاس ویتروینایت دریافتند بر اساس نتایج مدل‌سازی حرارتی، جریان حرارتی موجود در میداین مجاور بیشتر است. بررسی تاریخچه تولید نفتگیرها در سازندهای پابده، گورپی و لافان، هم‌زمان با آن برای سازند کژدمی و قبل از آن برای سازند گدوان بوده است.

سلمان زاده کله‌رودی و کمالی (۱۳۸۵) با مدل‌سازی ژئوشیمیایی به‌منظور تعیین پنجره‌های نفت و گاز زایی در ناحیه فروافتادگی دزفول به این نتیجه رسیدند که سازند پابده به دلیل کم بودن مقدار ماده آلی و بلوغ حرارتی پایین، نمی‌تواند سنگ منشأ باشد.

علیزاده و همکاران (Alizadeh et al., 2012) ژئوشیمی آلی و پتروگرافی سنگ منشأ کژدمی و پابده در بخش شمالی فروافتادگی دزفول را بررسی کردند و به این نتیجه رسیدند که سازند پابده در مرحله ابتدایی تا بلوغ کامل حرارتی برای تولید هیدروکربن است.

اپرا و همکاران (Opera et al., 2013) با بازسازی تاریخچه تدفین و مدل‌سازی بلوغ حرارتی کرتاسه-میوسن پیشین سیستم نفتی، فروافتادگی دزفول شمالی، جنوب غرب ایران به این نتیجه رسیدند که شروع تولید نفت از سنگ‌های منشأ در منطقه مورد مطالعه بسیار خوب و پس از رسوبگذاری است. سازند پابده به ترتیب از زمان ۵ میلیون سال پیش و در عمق ۳۷۰۰ متری وارد پنجره نفت‌زایی شده است.

کریمی و همکاران^a (Karimi et al., 2016) با بررسی ارزیابی ژئوشیمیایی و مدل‌سازی حرارتی سازند پابده با سن ائوسن-الیگوسن و سازند گورپی با سن کرتاسه در نواحی شمالی فروافتادگی دزفول دریافتند که بیشتر نمونه‌های سازند پابده حاوی کروژن نوع II هستند. بر اساس نتایج مدل‌سازی بلوغ حرارتی، پارامترهای کینتیکی و تحلیل راک‌اول، سازند پابده در میدان‌های نفتی زیلویی و نفت سفید نابالغ یا مرحله بالغ زودرس است.

کریمی و همکاران^b (Karimi et al., 2016) با آنالیزهای ژئوشیمی، روش‌های ژئوفیزیکی و مطالعات کینتیکی در فروافتادگی دزفول به بررسی تأثیر سیستم نفتی کرتاسه-میوسن در شکل‌گیری مخازن نفتی در این ناحیه پرداختند.

۱-۵-۲ مطالعات مشابه در جهان

حکیمی و احمد (Hakimi and Ahmed, 2016) با بررسی ویژگی‌های سنگ منشأ و هیدروکربن‌زایی رسوبات کرتاسه در حوضه جیز، شرق یمن و با مطالعه تاریخچه تدفین و مدل‌سازی حرارتی دریافتند که سازندهای موکالا (Mukalla) و هارشیات (Harshiyat) نابالغاند. سازند قیشن (Qishn) می‌تواند به عنوان یک سنگ منشأ مؤثر اما به صورت محدود عمل کند.

جمات و همکاران (Jumat et al., 2016) با بررسی ویژگی‌های ژئوشیمیایی، محیط رسوبگذاری و مدل‌سازی هیدروکربن‌زایی گروه پاکواو (Pakawau) نتایج نشان می‌دهد که هیدروکربن‌های پاکواو تاکنون پیک تولید را به دست نیاورده‌اند و از سنگ منشأ خارج شده‌اند.

حداد و همکاران (Hadad et al., 2017) با مدل‌سازی سنگ منشأ زئیت (Zeit) با سن میوسن در حوضه دریای سرخ به این نتیجه رسیدند که سازند زئیت به عنوان سنگ منشأ در اواخر پنجره نفت‌زایی قرار گرفته و وارد پنجره تولید گاز شده است.

حکیمی و همکاران (Hakimi, 2018) با مطالعه بازسازی تاریخچه تدفین و حرارتی حوضه موکالا-

سایهوت (Mukalla-Sayhut) در خلیج عدن به این نتیجه رسیدند که این مدل‌های حوضه‌ای نشان می‌دهد که سازند اوامر ردحوما (Umm Er Radhuma) یک سنگ منشأ موثر است که انتظار می‌رود مقدار قابل توجهی از نفت تولید شده به سنگ مخزن احتمالی موجود در حوضه موکالا-سایهوت منتقل کرده باشد.

العارق و همکاران (Al-Areeq et al., 2018) با ارزیابی سنگ منشأ نفت و هیدروکربن‌زایی توالی ژوراسیک بالایی در میدان جبل عیبان (Jabal Ayban)، حوضه ساباتین (Sabatayn)، یمن بر اساس مدل‌ها به این نتیجه رسیدند تولید اصلی هیدروکربن تقریباً در ۱۴۶ میلیون سال پیش اتفاق افتاده است و بخش مین را می‌توان سنگ منشأ با پتانسیل تولیدی بالا در میدان جبل عیبان در نظر گرفت.

۱-۶ ساختار پایان‌نامه

ساختار این تحقیق به نحوی است که نتایج بر مبنای روش‌های ژئوشیمیایی ارزیابی سنگ منشأ است و پس از بیان کلیات در این فصل، به بررسی زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه در فصل دوم که به صورت ناحیه‌ای فروافتادگی دزفول جنوبی در نظر گرفته شد مورد بحث قرار خواهیم داد.

در فصل سوم به معرفی روش‌های مورد استفاده در این تحقیق که پیرولیز راک-اول ۶، مدل‌سازی حرارتی و تاریخچه تدفین و معرفی نرم‌افزار پترومد است، می‌پردازیم. در فصل چهارم به تفسیر و تحلیل داده‌های پیرولیز راک-اول اختصاص داده شده است و فصل پنجم به تفسیر مدل‌سازی تاریخچه تدفین و حرارتی و آنالیز حوضه در چاه‌های مورد نظر می‌پردازیم.

فصل ششم ارزیابی نتایج به دست آمده و پیشنهادهایی جهت ادامه روند تحقیق‌ها در زمینه سنگ منشأ ارائه خواهد گردید.

فصل دوم

زمین شناسی منطقه مورد

مطالعه

۱-۲ مقدمه

منطقه مورد مطالعه، بخشی از زاگرس چین خورده است که در جنوب غرب ایران قرار دارد. در طی بررسی‌های عمومی زمین شناسی، ابتدا جایگاه زمین ساختی منطقه، مورد مطالعه قرار گرفته، سپس چینه شناسی سازندهای منطقه مطالعه گردیده است.

۲-۲ جایگاه زمین ساختی

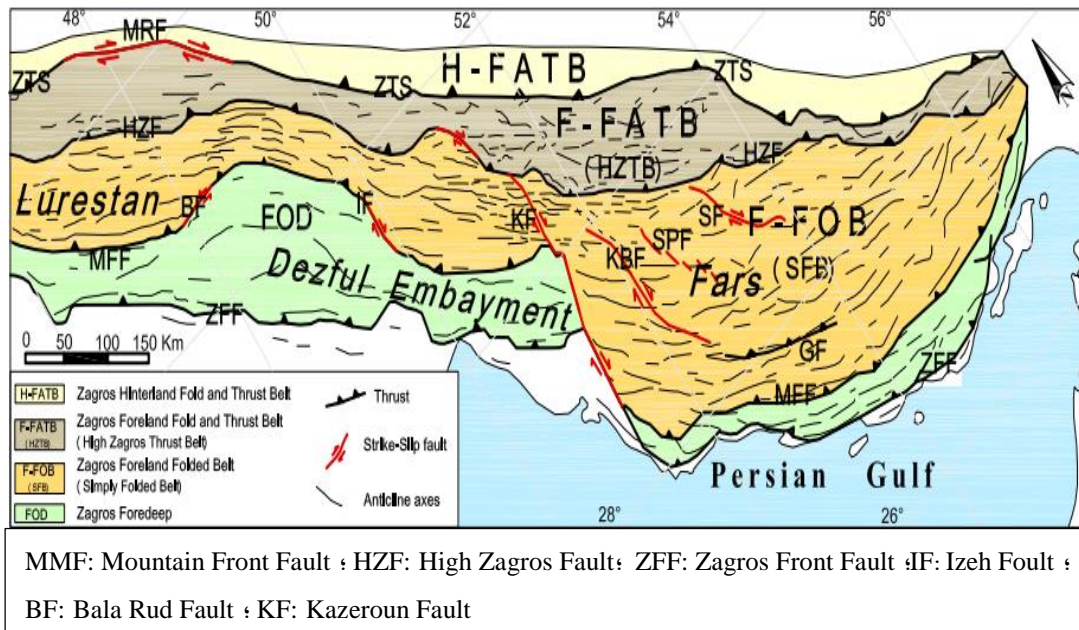
حوضه زاگرس به وسیله گسل عمان در جنوب شرق، گسل آناتولی در شمال غرب، گسل اصلی زاگرس در شمال شرق و سپر عربی در جنوب غرب محدود می‌شود (Bahroudi and Koyi, 2003). حوضه زاگرس شامل کمربند چین خورده و کمربند رانده، حوضه‌های بین‌النهرین و خلیج فارس است. کمربند کوهستانی زاگرس ایران از شمال غرب تا جنوب شرق ایران تا بالای تنگه هرمز گسترش یافته است. این کمربند کوهستانی به چندین زون تقسیم‌بندی می‌شود که از لحاظ ساختاری و تاریخچه رسوبگذاری با یکدیگر متفاوت هستند (Berberian and King, 1981).

۱-۲-۲ زاگرس چین خورده

حوضه رسوبی زاگرس یکی از مهم‌ترین حوضه‌های نفتی دنیا است که بیشترین گسترش آن در ایران بوده و تا کشورهای عراق، ترکیه و سوریه توسعه یافته است. کمربند چین خورده-رانده زاگرس، بخشی از کمربند آلپ-همیالیاست که نتیجه باز و سپس بسته شدن اقیانوس نئوتتیس میان صفحه ایران و صفحه عربی است (Alavi, 2004; Takin, 1972; Berberian and King, 1981). اقیانوس نئوتتیس بین صفحه عربی و صفحه ایران با ایجاد کافت در حاشیه شمال شرقی گندوانا در زمان کربونیفر پسین تا پرمین پسین شروع به باز شدن نمود. بازشدگی اقیانوس نئوتتیس تا اواخر تریاس ادامه داشت تا اینکه

در این زمان با بازشدگی کافت اقیانوس‌های اطلس و هند رژیم واگرایی بین صفحه عربی و صفحه ایران به همگرایی تبدیل شد. با فرورانش صفحه عربی به زیر ایران مرکزی اقیانوس نئوتتیس شروع به بسته شدن نمود و با برخورد صفحه عربی به ایران مرکزی در زمان میوسن پسین، اقیانوس نئوتتیس به طور کامل بسته شد. همگرایی و فشارش وارد شده که اکنون نیز ادامه دارد موجب چین خوردگی و ایجاد کمربند چین خورده-رانده زاگرس گردیده است (Alavi, 2004; Kordi, 2019)

در زون زاگرس چین خورده عملکرد توأم گسل‌های قطر-کازرون (KF)، ایزه (IF) و بالا رود (BF) موجب شکل‌گیری سه زون ساختاری-چینه‌ای فروافتادگی دزفول، لرستان و فارس شده است (شکل ۱-۲) (آقباتی ۱۳۸۳). تاریخچه و خصوصیات ساختاری، رسوبی و تجمع هیدروکربن در هر یک از این زون‌ها با یکدیگر متفاوت است.



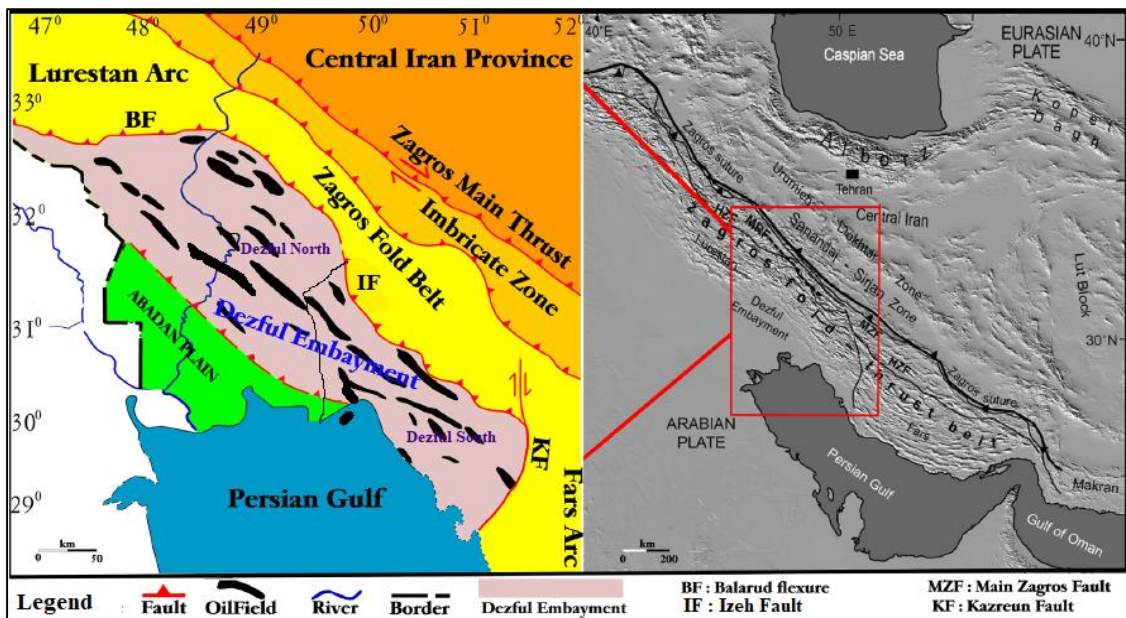
شکل ۱-۲. نقشه پهنه‌های اصلی زاگرس و زون فروافتادگی دزفول (اصلاح شده از Sepehr and Cosgrove, 2004).

۲-۲-۲ موقعیت فروافتادگی دزفول جنوبی

فروافتادگی دزفول در میان سه پدیده مهم ساختمانی یعنی زون خمشی گسلی کازرون (راست‌گرد)،

زون خمشی جبهه کوهستان و زون خمشی بالا رود (چپ‌گرد) قرار دارد (شکل ۲-۲) که نسبت به هرکدام دارای فروافتادگی ۳۰۰۰ تا ۶۰۰۰ متر است (آقناباتی، ۱۳۸۳).

منطقه مورد مطالعه در قسمت‌های جنوبی فروافتادگی دزفول قرار دارد. این منطقه از نظر مرزهای جغرافیایی از شمال به فروافتادگی دزفول شمالی، از جنوب شرق به استان بوشهر و از سمت شمال شرق به جبهه کوهستان زاگرس محدود می‌شود. میادین نفتی مهمی مانند میدان آجاجاری، کرنج، پارسی، بی بی حکیمه، گچساران، بنیک، پازنان و ... در فروافتادگی دزفول جنوبی واقع شده‌اند.

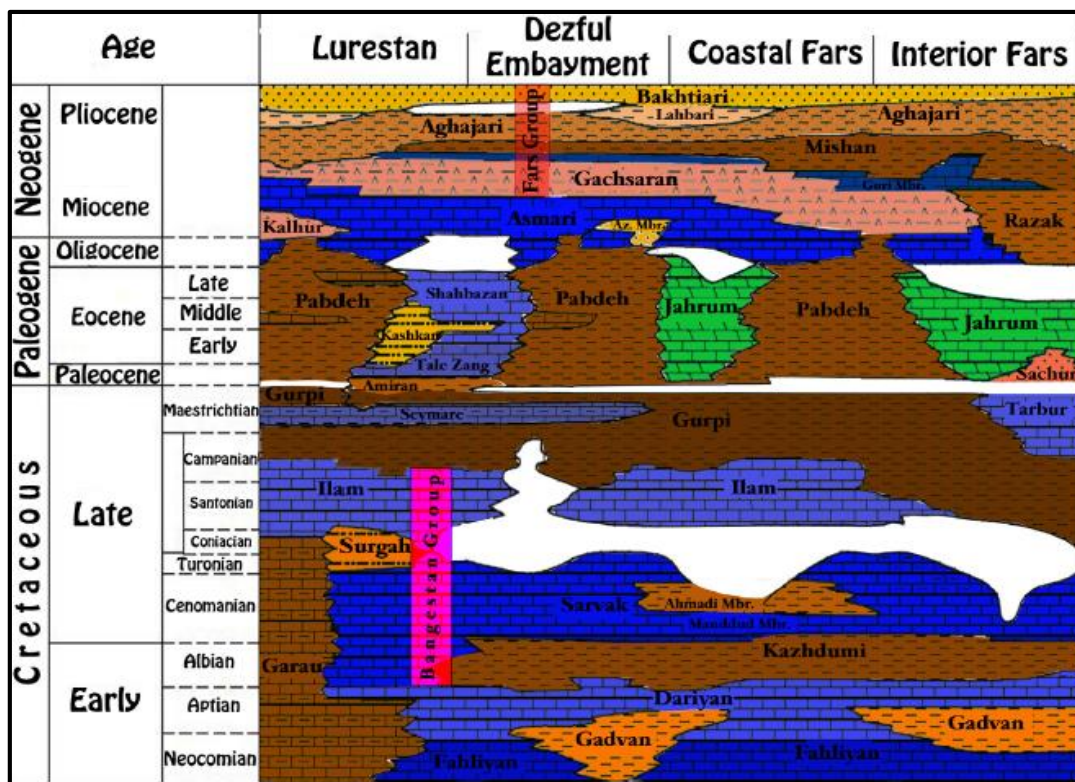


شکل ۲-۲. نقشه ناحیه فروافتادگی دزفول و میادین هیدروکربوری (Karimi et al., 2016^b).

پایداری تکتونیکی فروافتادگی دزفول نسبت به نواحی همجوار لرستان و فارس، تحت تأثیر گسل‌های پی‌سنگی فعال در تریاس پسین، ژوراسیک پسین، کرتاسه میانی و الیگوسن پیشین بوده که در تشکیل ساختار فروافتادگی دزفول و وجود خطواره‌هایی با امتداد شمالی-جنوبی و شرقی-غربی در جنوب فروافتادگی دزفول که در کرتاسه میانی آغاز و تا میوسن میانی ادامه داشته، نقش دارد و از مشخصات مهم تکتونیکی فروافتادگی دزفول بشمار می‌روند (مطیعی، ۱۳۷۴).

۳-۲ چینه‌شناسی کرتاسه-کواترنری فروافتادگی دزفول

از کرتاسه تا کواترنری تغییرات مهمی در شرایط رسوبگذاری و فرونشست حوضه فروافتادگی دزفول رخ داده است. در این شرایط متغیر سازندهای متفاوتی از نظر سنگ‌شناسی نهشته شدند. هر کدام از این سازندها با توجه به جنس، شرایط محیط رسوبگذاری و فرآیندهای دیاژنز نقش متفاوتی در سیستم‌های نفت کرتاسه-میوسن داشتند (شکل ۳-۲). بررسی خصوصیات سازندهای نهشته شده از دوره کرتاسه تا عهد حاضر در فروافتادگی دزفول جنوبی جهت درک نقش هر کدام در سیستم‌های نفتی کرتاسه-میوسن خواهیم پرداخت.



شکل ۳-۲. سیستم چینه‌شناسی کرتاسه-عهد حاضر لرستان، فروافتادگی دزفول و فارس (Karimi et al., 2016^b).

۳-۲-۱ سازند گرو

برش نمونه سازند گرو در ده کیلومتری شمال شرق دهکده آرکواز (قلعه دره) واقع در یال شمال

شرق کبیرکوه لرستان اندازه‌گیری و نمونه‌برداری شده است. در مقطع نمونه ضخامت قابل اندازه‌گیری این سازند به ۸۲۵ متر می‌رسد. این سازند در لرستان مرکزی دارای طبقات شیلی است ولی به‌طرف فروافتادگی ضخامت شیل‌ها کاهش می‌یابد و با کم شدن مقدار رس، طبقات آهکی جایگزین آن می‌شوند. سن سازند گرو بسیار متغیر است و طولانی‌ترین زمان دربرگیرنده آن مربوط به چاه یک امام حسن لرستان می‌باشد که رخساره سازند گرو از نئوکومین تا کنیاسین توسعه داشته است (مطیعی، ۱۳۷۴).

۲-۳-۲ سازند فهلیان

در کوه دال (برش نمونه) در نزدیکی روستای فهلیان، در ۹۰ کیلومتری شرق دوگنبدان (گچساران)، سازند فهلیان شامل ۳۶۵-۳۶۰ متر سنگ‌آهک‌های آلیتی متورق تا توده‌ای خاکستری - قهوه‌ای رنگ است. سازند مذکور در نواحی لرستان مشاهده نمی‌شود و سن آن نئوکومین - آپتین است (آقناباتی، ۱۳۸۳).

۲-۳-۳ سازند گدوان

سازند گدوان یک واحد بارز شیلی در میان دو آهک خشن در فروافتادگی دزفول، در زیر سازند داریان قرار دارد. ضخامت این سازند در محل برش نمونه (گوه گدوان در ناحیه فارس)، ۱۲۰ متر است. این سازند از مارن و شیل خاکستری تا زرد و آهک‌های تیره تشکیل شده‌است. در نواحی فارس بیشتر آهکی می‌شود. سن آن در فروافتادگی دزفول نئوکومین است. بخش آهک خلیج در وسط شیل‌های گدوان قرار دارد (آقناباتی، ۱۳۸۳).

۲-۳-۴ سازند داریان

نام این سازند از کوه گدوان در شمال دهکده داریان (شمال خاوری شیراز) انتخاب شد (James and Wynd, 1965). ضخامت این سازند در محل برش نمونه، ۲۸۶/۵ متر سنگ آهک قهوه‌ای-خاکستری است و به وفور دارای سنگواره اوربیتولینا و سن آن آپتین می‌باشد (آقناباتی، ۱۳۸۳). این سازند در زیر سازند کژدمی قرار دارد و تنها در نواحی فارس و فروافتادگی دزفول مشاهده می‌گردد.

۲-۳-۵ سازند کژدمی

نام سازند کژدمی از قلعه کژدمی در فروافتادگی دزفول (تنگ گورگورا- شمال گچساران) گرفته شده که در محل برش نمونه، ۲۳۰ متر شیل قیری خاکستری تیره و گاه سیاه رنگ، دارای لایه‌های آهک رسی تیره رنگ و مارن است. سن آن از آلبین تا سنومانین است (آقناباتی، ۱۳۸۳). سازند کژدمی در فروافتادگی دزفول در زیر سازند سروک قرار دارد.

۲-۳-۶ سازند سروک

سازند سروک در برش نمونه در تنگ سروک در کوه بنگستان، شمال بهبهان قرار دارد. در محل برش و فارس ساحلی، رخساره کم عمق این سازند و در لرستان رخساره عمیق آن را می‌توان دید. رخساره کم عمق سروک در محل برش نمونه، ۳۰۰ متر بوده و سازند از آهک سفید رنگ توده‌ای و دارای چرت تشکیل شده است. مرز پایینی سازند سروک با سازند کژدمی که در زیر آن قرار دارد به طور هم‌شیب و تدریجی است (آقناباتی، ۱۳۸۳).

۲-۳-۷ سازند ایلام

سازند ایلام در زیر سازند گورپی قرار دارد و در برش نمونه (تنگ گراب در شمال غربی کبیرکوه لرستان) ضخامت آن ۱۹۰ متر گزارش شده است. این سازند از آهک‌های رسی دانه‌ریز پلاژیک خاکستری رنگ با لایه‌بندی منظم و میان‌لایه‌های نازک شیل تشکیل شده است. سن آن سانتونین پیشین تا کامپانین است (آقانباتی، ۱۳۸۳).

۲-۳-۸ سازند گورپی

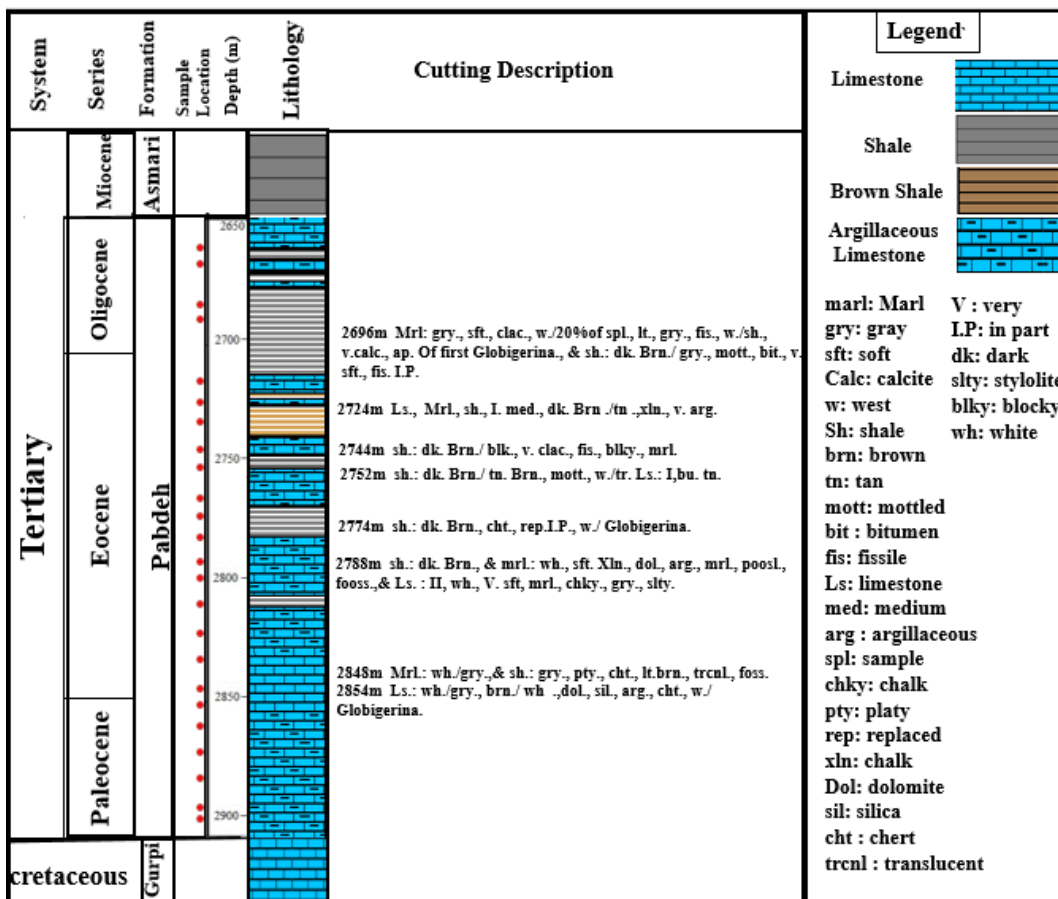
سازند گورپی در برش نمونه تنگ پابده در شمال مسجدسلیمان (میدان نفتی لالی) ۳۲۰ متر ضخامت دارد. در فروافتادگی دزفول در زیر سازند پابده قرار دارد. این سازند متشکل از مارن، شیل‌های خاکستری مایل به آبی است که میان‌لایه‌هایی از سنگ آهک‌های نازک رسی دارد. در فروافتادگی دزفول سن این سازند در کرتاسه پسین-سانتونین تا ماستریشتین گزارش شده است (آقانباتی، ۱۳۸۳).

۲-۳-۹ سازند پابده

سازند پابده که سازند مورد مطالعه در این تحقیق می‌باشد، در سال ۱۹۶۵ برای نخستین بار توسط جیمز و واند (James & Wynd) مطالعه و به عنوان سازند معرفی شد. برش نمونه واحد سنگی پابده در تنگ پابده در شمال میدان نفتی لالی مسجدسلیمان به ضخامت ۷۹۸/۳ متر، مطالعه شده است. این سازند از مارن، آهک و شیل تشکیل شده است و در نواحی جنوب شرقی لرستان، خوزستان و نواحی جنوبی فارس گسترش دارد (آقانباتی، ۱۳۸۳). طبقات این سازند عمدتاً حاوی سنگواره‌های پلانکتون و رخساره پلاژیک-رخساره دریای عمیق می‌باشد (شکل ۲-۳). بخش شیل ارغوانی در قسمت قاعده سازند قرار دارد. سازند پابده در زیر سازند آسماری در فروافتادگی دزفول قرار می‌گیرد. سن این سازند در فروافتادگی دزفول از پالئوسن تا الیگوسن گزارش شده است (آقانباتی، ۱۳۸۳). در فروافتادگی دزفول

اکثراً به عنوان جوان‌ترین سنگ منشأ شناخته می‌شود. این سازند در فروافتادگی دزفول در محیط پلاتفرمی و احیاء مناسب برای سنگ منشأ نهشته شده است، به طوری که در میدان‌های رگه سفید و بی بی حکیمه حدود ۲۰۰ متر سازند پابده دارای پتانسیل عالی سنگ منشأ می‌باشد (Bordenave and Burwood, 1990).

سازند پابده بسیار غنی از مواد آلی است ولی در بسیاری از نقاط به بلوغ لازم برای تولید هیدروکربن نرسیده است. در نقاطی که به بلوغ رسیده باشد می‌تواند سنگ منشأ با پتانسیل بالا باشد (افشار حرب، ۱۳۸۰). شکل ۲-۴ ستون چینه‌شناسی سازند پابده در چاه شماره ۱ منطقه مورد مطالعه در این تحقیق است.



شکل ۲-۴. ستون چینه‌شناسی سازند پابده و موقعیت نمونه‌های مورد مطالعه در چاه شماره ۱.

۲-۳-۱۰ سازند آسماری

در برش نمونه (تنگ گل ترش در کوه آسماری) دارای ضخامت ۳۱۴ متر است و در برخی از چاه‌ها ضخامت آن به حدود ۴۵۰ متر نیز می‌رسد. این سازند متشکل از آهک سخت و کرم رنگ تا قهوه‌ای رنگ با میان لایه‌های شیلی می‌باشد که حاوی درز و شکستگی‌های فراوان است. در جنوب فروافتادگی دزفول، سازند آسماری به مجموعه‌ای از ماسه‌سنگ، سنگ آهک و شیل تغییر رخساره می‌دهد. سن سازند آسماری از الیگوسن پسین تا بوردیگالین گزارش شده است. این سازند با سازند پایده که در زیر آن قرار دارد، هم شیب است (آقنابتی، ۱۳۸۳).

۲-۳-۱۱ سازند گچساران

سازند گچساران به طور عمده از سنگ نمک، مارن رنگارنگ، انیدریت، سنگ آهک و مقداری شیل بیتومین دار تشکیل شده است. این سازند در میوسن میانی نهشته شده و از لرستان تا فارس ساحلی گسترش دارد. سازند گچساران در منطقه فروافتادگی دزفول دارای ۷ عضو و ۱۶۰۰ متر ضخامت است.

۲-۳-۱۲ سازند میشان

ضخامت این سازند در برش نمونه (میدان نفتی گچساران) ۷۱۰ متر است و در فروافتادگی دزفول دارای ضخامت متفاوت است. عمده مارن‌های خاکستری در قسمت فوقانی آن و سنگ‌های آهکی به رنگ سفید تا کرم رنگ در قسمت زیرین سازند قرار دارد. این بخش از سازند که آهکی است بنام بخش آهک گوری معروف می‌باشد و در برش نمونه در حدود ۱۱۱ متر گزارش شده است. سازند میشان در میوسن پیشین-میوسن میانی نهشته شده است (آقنابتی، ۱۳۸۳).

۲-۳-۱۳ سازند آغاچاری

سازند آغاچاری در میوسن میانی تا پلیوسن نهشته شده است. این سازند در برش نمونه (میدان نفتی آغاچاری) دارای ضخامت ۲۹۶۶ متر است و از ماسه سنگ‌های آهکی و مارن‌های قرمز همراه با سیلتستون تشکیل شده است. در جنوب فروافتادگی دزفول رخساره این سازند، مارنی است (آقناباتی، ۱۳۸۳).

۲-۳-۱۴ سازند بختیاری

سازند بختیاری در برش نمونه (شمال مسجد سلیمان) دارای ضخامت ۵۵۰ متر متشکل از کنگومرای چرتی و ماسه سنگ‌های دانه درشت سیلیسی است. این سازند در بخش‌های مختلفی از مناطق کوهستانی فروافتادگی دزفول با ضخامت متفاوت گسترش دارد و در محدوده دشت خوزستان وجود ندارد. سن این سازند پلیوسن-پلیستوسن می‌باشد (آقناباتی، ۱۳۸۳).

فصل سوم

روش تحقیق

۳-۱ مقدمه

در این فصل به روش‌های مورد مطالعه که شامل آنالیزهای مرتبط با پیرولیز راک-اول و مدل‌سازی تاریخچه‌های تدفین و حرارتی می‌باشد، نرم‌افزارهای مورد استفاده، داده‌های ورودی و نتایج خروجی پرداخته خواهد شد.

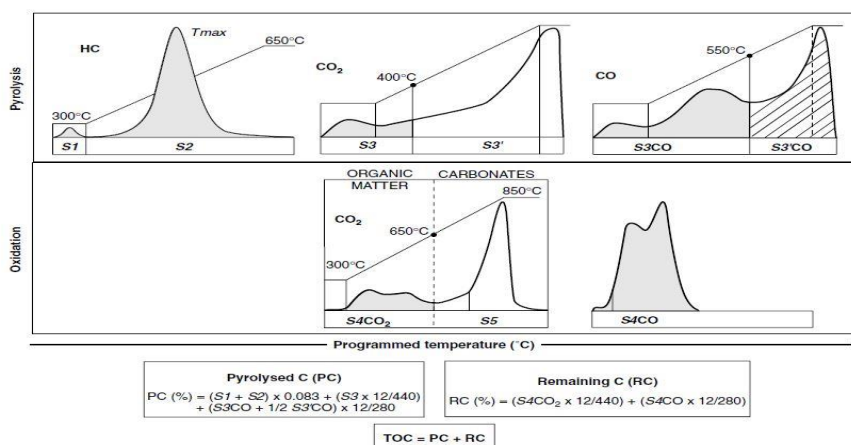
۳-۲ روش ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی شامل آنالیز پیرولیز

راک-اول ۶

در این مطالعه جهت آنالیز نمونه‌ها از دستگاه راک-اول ۶ دانشگاه امیرکبیر تهران به عنوان آخرین نسل از دستگاه راک-اول استفاده شده است. دستگاه راک-اول در سال ۱۹۹۶ توسط تکنولوژی وینچی (Vinci) تکمیل شده که به علت بالا بودن دقت آنالیز از بهترین روش‌ها جهت ارزیابی سنگ‌های منشأ به شمار می‌آید (Behar et al., 2001) دستگاه راک اول ۶ توسط لافارگو (Lafargue) و همکارانش در سال ۱۹۹۸ معرفی گردید.

روش پیرولیز حرارت دادن ماده‌آلی در غیاب اکسیژن برای تولید و آزاد شدن هیدروکربن از مواد آلی و تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی باقی‌مانده مواد آلی موجود در سنگ است که در آزمایشگاه در درجه حرارت بالا و مدت زمان کوتاه انجام می‌شود (Espitalié et al., 1980). در این روش مقدار کمی (معمولاً حدود ۷۵ تا ۱۰۰ میلی‌گرم) از نمونه‌ی پودر شده‌ی سنگ مورد نظر در محیط گاز خنثی نیتروژن یا هلیوم (محیط بدون اکسیژن) از دمای 100°C با نرخ افزایش دمای $25^{\circ}\text{C}/\text{min}$ تا دمای 850°C حرارت داده می‌شود. در نمونه‌های قدیمی دستگاه راک-اول فرآیند حرارت دادن تا دمای 600°C بوده است، اما در دستگاه راک-اول ۶، به دلیل شکسته شدن مواد آلی کروژن نوع III در دمای بالاتر از 600°C ، این فرآیند تا 850°C ادامه دارد (Dahl et al., 2004). هیدروکربن‌های آزاد موجود در نمونه‌ی

سنگ تا دمای حدود 300°C بخار شده و به عنوان پیک S_1 بر حسب میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ (mg HC/g Rock) ذخیره می شود. مواد آلی موجود در نمونه ی سنگ در فرآیند پیرولیز و حین فرآیند حرارت دادن، به هیدروکربن تبدیل شده و مقدار آن به عنوان پارامتر S_2 بر حسب میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ اندازه گیری و ثبت می شود. این دو پارامتر به وسیله ی آشکارساز یونی - شعله ای (Flame Ionization Detector) اندازه گیری می شوند. در ادامه حرارت دهی در فرآیند پیرولیز، برخی ترکیبات دارای اکسیژن، در دمای حدود 300°C تا 390°C شکسته می شوند و به صورت CO_2 آزاد می شوند (Wang and Scott, 2007). این مقادیر به وسیله ی سلول فروسرخ (IR-CELL) اندازه گیری می شوند و به عنوان پارامتر S_3 بر حسب میلی گرم دی اکسید کربن بر گرم سنگ نشان داده می شوند. مقدار CO نیز که از شکستن ترکیبات اکسیژن دار در فرآیند پیرولیز تولید می شود، به وسیله سلول فروسرخ اندازه گیری می شود. باقی مانده ی نمونه در کوره ی اکسیداسیون، تحت شرایط اتمسفر مصنوعی (N_2/O_2 ; 80/20) با نرخ افزایش دمای $20^{\circ}\text{C}/\text{min}$ تا دمای 850°C حرارت داده می شود. ترکیبات CO و CO_2 که در فرآیند اکسیداسیون آزاد می شوند نیز به وسیله سلول فروسرخ اندازه گیری می شوند (Behar et al., 2001). در شکل ۱-۳ منحنی های S_1 ، S_2 و S_3 آنالیز راک اول ۶ برای محاسبات کربن آلی کل نشان داده شده است.



شکل ۱-۳. روش آنالیز راک-اول ۶ برای محاسبه TOC

برخی از پارامترهای حاصل از نتایج آنالیز راک-اول شامل موارد زیر می باشد:

S₁: نمایانگر مقدار هیدروکربن آزاد است که در دمای ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد تبخیر شده و با واحد میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ (mg HC/g Rock) بیان می‌شود.

S₂: نمایانگر مقدار هیدروکربن و ترکیبات اکسیژن‌داری است که بین ۳۰۰ تا ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد در اثر شکست حرارتی کروژن و ترکیبات سنگین‌تر مانند رزین‌ها و آسفالتن‌ها آزاد می‌شود. پیک‌های S₂ در واقع همان توان موجود در نمونه سنگ است که با واحد میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ (mg HC/g Rock) تعریف می‌شود.

S₃: بیانگر ترکیبات اکسیژن‌داری است که در دمای ۴۰۰ درجه سانتی‌گراد تجزیه شده و گاز CO₂ آزاد می‌کند. پیک S₃ با واحد میلی‌گرم CO₂ در هر گرم سنگ (mg CO₂/g Rock) بیان می‌شود. **T_{max}**: دمایی است که در آن، پیک S₂ به بیشینه خود می‌رسد. این دما پارامتری مهم برای ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه‌های سنگ منشأ است.

شاخص هیدروژن (Hydrogen index) و شاخص اکسیژن (Oxygen index): نسبت میلی‌گرم هیدروکربن در پیک S₂ به گرم TOC، شاخص هیدروژن یا HI و نسبت میلی‌گرم هیدروکربن در پیک S₃ به گرم TOC، شاخص اکسیژن یا OI نامیده می‌شود (Hunt, 1995). این دو نوع شاخص در تعیین نوع کروژن به کار گرفته می‌شود (Tissot and Welte, 1984).

۳-۳ بازسازی تاریخچه تدفین

عدم دسترسی به اطلاعات مناطق حفاری نشده موجب گردید تا بسیاری از شرکت‌های نفتی به سمت استفاده از روش‌های غیر مستقیم برای ارزیابی و اکتشاف نفت بروند. ایران نیز به عنوان یکی از بزرگترین کشورهای تولیدکننده نفت از این قاعده مستثنی نبوده و در سال‌های اخیر پیشرفت‌های چشمگیری در این زمینه به انجام رسانده است. هر شبیه‌سازی عددی بر اساس مدل مفهومی پایه‌گذاری می‌شود، بنابراین اولین گام در مدل‌سازی تهیه مدل مفهومی منطقه مورد مطالعه است. این مدل فرآیندهای پایه

زمین شناسی (رسوبگذاری، عدم رسوبگذاری و فرسایش) را در طول تکامل یک حوضه شرح می‌دهد و مبنای مدل‌سازی عددی را ایجاد میکند (Welte and Yalcin, 1988). براساس مدل مفهومی تاریخچه زمین شناسی منطقه به رخدادهای متفاوت پیوسته تقسیم شده که هر رویداد دارای سن مطلق، ضخامت و لیتولوژی تعریف شده می‌باشد (Nelskamp et al., 2008).

۳-۳-۱ معرفی نرم افزار پترومد (Petroleum System Modeling)

پترومد (Petromod) نام تجاری بسته نرم‌افزاری شرکت IES (Integrated Exploration systems) زیر مجموعه شرکت شلمبرژه می‌باشد که در بازسازی تاریخچه تدفین و مدل حرارتی سیستم‌های نفتی از آن استفاده می‌شود. پترومد از ماژول‌های (Module) مختلف با مشخصات و وظایف متفاوت تشکیل شده است.

با استفاده از این ماژول‌ها، می‌توان فرآیندهای زایش، مهاجرت و تجمع هیدروکربن را پیش‌بینی کرد به عبارتی به تعبیر و تفسیر تله‌های نفتی پرداخت که نقش کلیدی در درک کیفی خطرپذیری اهداف اکتشافی و بررسی کیفی رویدادها و فرآیندهایی که منجر به تجمع نفت و گاز می‌گردند، دارد.

پترومد داده‌های چاه و اطلاعات زمین‌شناسی را با هم ادغام می‌کند تا سیر تحول یک حوضه رسوبی را مدل کند. این نرم افزار با انواع یک بعدی و دو بعدی، وجود سنگ منشأ و زمان تولید هیدروکربن، مسیر مهاجرت، امکان شارژ مخزن و میزان و نوع هیدروکربن موجود در سیستم نفتی را پیش‌بینی می‌کند. در این پژوهش جهت مدل‌سازی یک‌بعدی، تاریخچه‌های تدفین، حرارتی و بلوغ از این نرم‌افزار استفاده شده است.

۳-۳-۲ اطلاعات زمین شناسی

✓ اطلاعات زمین‌شناسی ناحیه‌ای حوضه مورد مطالعه

- ✓ اطلاعات چینه‌شناسی زمانی
- ✓ اطلاعات دیرینه‌شناسی: سن نسبی توالی‌های رسوبی و وقفه‌های زمانی، اطلاعات دیرینه عمق‌ها
- ✓ اطلاعات کلی از میداین شناخته شده (موقعیت جغرافیایی و چینه‌شناسی)
- ✓ مشخصات سیستم نفتی (سنگ منشأ، پوش سنگ و سنگ مخزن)

۳-۳-۳ تاریخچه ساختاری و تکتونیکی

- ✓ تکامل ساختاری بر مبنای ارزیابی رویدادهای تکتونیکی مختلف
- ✓ اصلاحات ساختاری مربوط به فرسایش و تخمین مقدار و سن هر ناپیوستگی، عمق آب شامل عمق گذشته و عمق کنونی

۳-۳-۴ اطلاعات مربوط به کالیبراسیون مدل

- ✓ اطلاعات انعکاس و پترینایت
- ✓ داده‌های دمایی
- ✓ مقادیر جریان گرمایی ناحیه‌ای (از اطلاعات موجود در مستندات می‌توان استفاده کرد)

۳-۳-۵ داده‌های ژئوشیمیایی

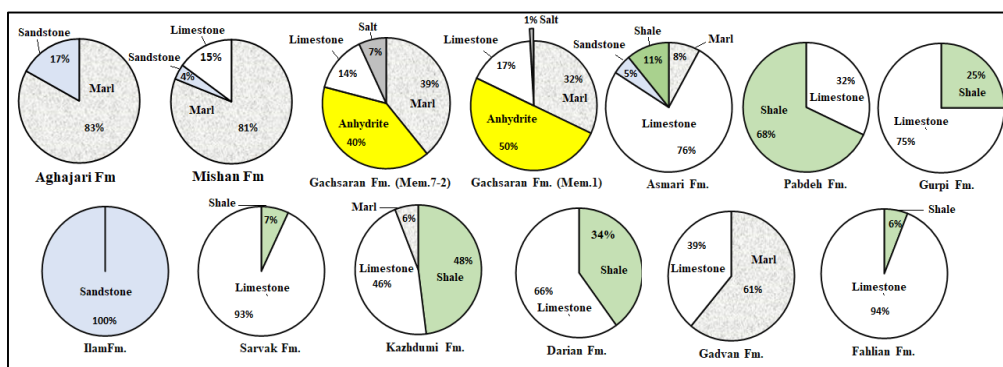
- ✓ داده‌ها و اطلاعات ژئوشیمیایی مهم‌ترین پارامترهای دخیل در تخمین زمان بلوغ و بیرون راندگی هستند و باید با دقت و کیفیت خوبی تهیه شوند.
- ✓ اطلاعات ژئوشیمیایی (TOC ، HI ، T_{max} ، Ro و ...) حاصل از نمونه‌های مغزه چاه و خرده‌های حفاری
- ✓ نوع سنگ منشأ و ضخامت آن

۳-۳-۶ داده‌های کینتیکی

دما حساس‌ترین پارامتر در زایش نفت است. بنابراین بازسازی تاریخچه حرارتی در ارزیابی پی‌جویی‌های نفتی بسیار ضروری است و پارامترهای کینتیکی تجزیه کروژن، کنترل‌کننده نوع و مقدار هیدروکربن‌های تولید شده می‌باشند (Tissot et al., 1987). در این تحقیق به دلیل نبود داده کینتیکی اندازه‌گیری شده برای سازند پابده از پارامترهای کینتیکی تعریف شده‌ی نرم‌افزار پترومد، TII (PB) Behar et al., (1997) استفاده شده است.

۳-۳-۷ درصد لیتولوژی سازندهای مختلف

ترکیب لیتولوژی سازندها از روی داده‌های لیتولوژی و لاگ گرافیکی چاه به دست آمده است. این لاگ توسط زمین‌شناسان سرچاه پس از نمونه‌برداری‌های متداول و مستمر ساخته می‌شود. برای به دست آوردن لیتولوژی هر سازند با استفاده از لاگ گرافیکی چاه ابتدا باید اصلاحات مورد نیاز نظیر خارج کردن محدوده‌ی عمقی که در آن نمونه نیست انجام پذیرد. ترکیب لیتولوژی به دست آمده برای کل سازندهای موجود در ستون چین‌شناسی میدان مورد مطالعه در شکل ۳-۲ ذکر گردیده است.



شکل ۳-۲. نمودار میانگین ترکیب لیتولوژی سازندهای حفر شده در چاه‌های مورد مطالعه.

۳-۳-۸ شرایط مرزی (Boundary Conditions)

شرایط مرزی به شرایط خاص حاکم بر مجموعه‌ای از معادلات دیفرانسیلی گفته می‌شود که در محدوده حوزه آن تعریف می‌گردد و در حل مسائل فیزیکی از اهمیت زیادی برخوردار است. در مدل‌سازی حوضه به شرایط اولیه برای دما و عمق تدفین سنگ منشأ و در نتیجه برای پختگی مواد آلی در طی زمان، اطلاق می‌شود.

۳-۳-۸-۱ جریان حرارتی (Heat Flow)

در کمربند چین‌خورده زاگرس و حوضه خلیج فارس جریان حرارتی زمان حال احتمالاً تحت تأثیر فروپيچش حاشیه شمال شرقی صفحه عربی قرار گرفته است (Bordenave and Hegre, 2005). نقشه‌ای از مقدار جریان حرارتی به وسیله رودکیز در سال ۲۰۰۷ برای مناطق ساحلی ایران رسم شده است (Rudkiewicz et al., 2007).

در عربستان سعودی مقدار جریان حرارتی ثابت ۶۰ میلی وات بر متر مربع در تطابق با داده‌های انعکاس ویتربینایت اندازه‌گیری شده در محل چاه را نشان می‌دهد (Abu Ali and Littke, 2005). براساس این مطالعات، مقدار جریان حرارتی فروافتادگی دزفول به طور قابل ملاحظه‌ای در مقایسه با مناطق مرتبط با حوضه زاگرس بالا می‌باشد. مقدار جریان حرارتی فروافتادگی دزفول نزدیک به مقدار جریان حرارتی اندازه‌گیری شده برای منطقه عربستان است (Opera et al., 2013).

با توجه به این شواهد، در این مطالعه مقدار جریان حرارتی ثابت در نظر گرفته شده است و با استفاده از داده‌های انعکاس ویتربینایت و داده‌های دمایی در محل چاه‌ها محاسبه شده است.

۳-۳-۸-۲ عمق آب دیرینه (Paleo Water Depth)

عمق آب دیرینه یکی از پارامترهای مهم در محاسبه میزان فرونشست تکتونیکی، مقدار فرسایش و نیز تخمین جریان گرمایی دیرینه می‌باشد. تخمین عمق دیرینه آب برای محاسبه فرونشست تکتونیکی دارای عدم قطعیت بالایی است. به همین دلیل یک ماکزیمم و مینیمم از عمق دیرینه آب در زمان‌های مختلف بیان می‌شود (Clift and Turner, 1998). برای تخمین عمق دیرینه آب روش‌های مختلفی وجود دارد که از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به روش مطالعه دیرینه‌شناسی و محیط رسوبی دیرینه اشاره کرد.

عمق آب دیرینه برای سازندهای کرتاسه میانی و بالایی از روی گزارش شرکت ملی نفت ایران (NIOC) و انستیتو نفت فرانسه (IFP) که در سال ۲۰۰۱ تحت عنوان سیستم‌های نفتی فروفادگی دزفول و فارس شمالی همکاری این دو شرکت به دست اجرا درآمده، تعیین شده است.

۳-۴ ارزیابی نتایج مدل‌سازی

دما (تاریخچه حرارتی): که تابعی از خصوصیات سنگ‌شناسی، نوع توزیع آن‌ها، شرایط مرزی جریان حرارتی سنگ بستر و دمای سطحی است.

پختگی و بلوغ ماده آلی (تاریخچه بلوغ): که تابع تاریخچه حرارتی است.

زمان و موقعیت تولید هیدروکربن: تابع پختگی سنگ منشأ در سیستم نفتی می‌باشد.

فصل چہارم

ارزیابی ژئوشیمیائی بر

اساس پیرولیز راک-اول ۶

۴-۱ مقدمه

هدف از انجام این مطالعه ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی سازند پابده به عنوان سنگ منشأ محتمل در یکی از میادین جنوب غرب ایران می‌باشد که به بحث و بررسی آنالیزهای ژئوشیمیایی انجام گرفته توسط دستگاه راک-اول ۶، پرداخته می‌شود. در بررسی سنگ منشأ، معیارهای کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی (جدول ۴-۱) در این تحقیق مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

۴-۲ نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول ۶ و بررسی آغشتگی

نمونه‌ها

نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول بر روی ۴۷ نمونه خرده حفاری از سازند پابده در هفت حلقه چاه مختلف در جدول (۴-۲) آورده شده است.

جدول ۴-۱. پارامترهای تعیین کمیت، کیفیت و بلوغ سنگ منشأ (Peters and Cassa, 1994).

Quantity	TOC (wt. %)	S ₁ (mg HC/g Rock)	S ₂ (mg HC/g Rock)	
Poor	0-0.5	0-0.5	0-2.5	
Fair	0.5	0.5-1	2.5-5	
Good	1-2	1-2	5-10	
Very Good	2-4	2-4	10-20	
Excellent	>4	>4	>20	
Quantity	HI(mg HC/g TOC)	S ₂ /S ₃	Kerogen type	
None	<50	<1	IV	
Gas	50-200	1-5	III	
Gas and Oil	200-300	5-10	II/III	
Oil	300-600	10-15	II	
Oil	>600	>15	I	
Maturation	Ro (%)	T max(C°)	TAI	
Immature	0.2-0.6	<435	1.5-2.6	
Mature	Early	0.2-0.65	435-445	2.6-2.7
	Peak	0.65-0.9	445-450	2.7-2.9
	late	0.9-1.35	450-470	2.9-3.3
Post mature	>1.35	>470	>3.3	

جدول ۴-۲. نتایج به دست آمده از پیرولیز راک اول ۶ نمونه‌های سازند پابده در منطقه مورد مطالعه.

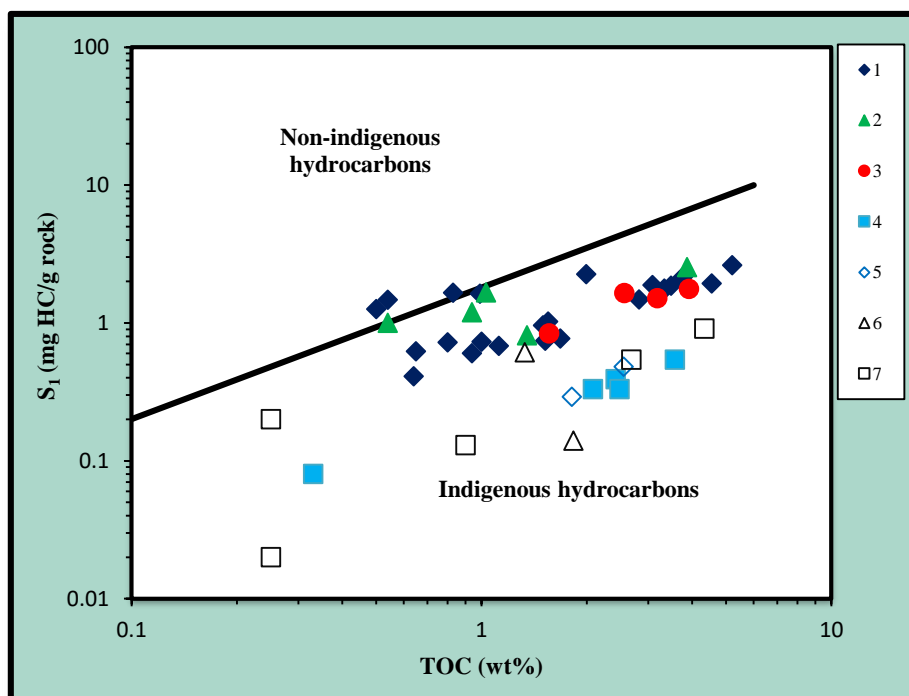
FM	Well	Depth (m)	S3	Tmax (°C)	OI	TOC (Wt. %)	S1	S2	HI	S1/S3	S1+S2	PI
Pb	1	2658	1.74	426	112	1.55	1.02	1.54	99	0.59	2.56	0.40
Pb	1	2665	1.36	423	209	0.65	0.62	0.82	126	0.46	1.44	0.43
Pb	1	2682	1.54	425	193	0.80	0.72	1.01	126	0.47	1.73	0.42
Pb	1	2688	1.02	423	68	1.50	0.96	1.47	98	0.94	2.43	0.40
Pb	1	2714	2.61	425	80	3.27	1.67	12.79	391	0.64	14.46	0.12
Pb	1	2723	1.83	424	59	3.08	1.88	14.42	468	1.03	16.30	0.12
Pb	1	2731	2.44	419	65	3.76	2.15	15.46	411	0.88	17.61	0.12
Pb	1	2743	2.02	419	44	4.55	1.93	22.96	505	0.96	24.89	0.08
Pb	1	2750	2.94	417	56	5.21	2.61	24.81	476	0.89	27.42	0.10
Pb	1	2763	1.95	420	52	3.73	2.02	16.16	433	1.04	18.18	0.11
Pb	1	2771	2.43	418	73	3.33	1.77	15.53	466	0.73	17.30	0.10
Pb	1	2780	1.78	423	51	3.48	1.86	14.92	429	1.04	16.78	0.11
Pb	1	2790	2.22	428	79	2.82	1.48	7.62	270	0.67	9.10	0.16
Pb	1	2797	1.45	423	154	0.94	0.60	2.43	259	0.41	3.03	0.20
Pb	1	2808	1.95	427	174	1.12	0.68	1.68	150	0.35	2.36	0.29
Pb	1	2820	1.15	429	68	1.68	0.77	1.91	114	0.67	2.68	0.29
Pb	1	2831	2.24	427	350	0.64	0.41	1.34	209	0.18	1.75	0.23
Pb	1	2843	1.78	426	178	1.00	0.73	1.89	189	0.41	2.62	0.28
Pb	1	2850	1.68	427	111	1.52	0.74	1.95	128	0.44	2.69	0.28
Pb	1	2859	0.85	425	170	0.50	1.26	1.50	300	1.48	2.76	0.46
Pb	1	2870	1.59	422	192	0.83	1.65	1.53	184	1.04	3.18	0.52
Pb	1	2881	1.43	423	72	1.99	2.25	3.23	162	1.57	5.48	0.41
Pb	1	2893	2.45	424	454	0.54	1.47	1.01	187	0.60	2.48	0.59
Pb	1	2898	2.13	431	215	0.99	1.63	1.97	199	0.77	3.60	0.45
Pb	2	2681	2.39	422	62	3.87	2.54	11.94	309	1.06	14.48	0.18
Pb	2	2752	2.61	424	253	1.03	1.66	2.59	251	0.64	4.25	0.39
Pb	2	2823	1.44	435	267	0.54	1.00	0.70	130	0.69	1.70	0.59
Pb	2	2870	0.53	437	39	1.35	0.81	1.45	107	1.53	2.26	0.36
Pb	2	2891	1.96	431	209	0.94	1.19	1.32	140	0.61	2.51	0.47
Pb	3	2640	2.66	426	171	1.56	0.84	1.60	103	0.32	2.44	0.34
Pb	3	2675	3.01	432	118	2.56	1.64	3.03	118	0.54	4.67	0.35
Pb	3	2701	2.20	427	69	3.18	1.51	11.80	371	0.69	13.31	0.11
Pb	3	2736	2.89	421	74	3.92	1.76	16.16	412	0.61	17.92	0.10
Pb	4	2015	1.28	434	53	2.42	0.39	3.16	131	0.30	3.55	0.11
Pb	4	2084	1.05	428	30	3.57	0.54	13.41	376	0.51	13.95	0.04
Pb	4	2090	0.98	434	47	2.08	0.33	1.38	66	0.34	1.71	0.19
Pb	4	2099	0.44	426	133	0.33	0.08	0.83	252	0.18	0.91	0.09
Pb	4	2140	1.30	426	52	2.48	0.33	10.96	442	0.25	11.29	0.03
Pb	5	2193	0.90	431	35	2.55	0.48	8.55	335	0.53	9.03	0.05
Pb	5	2243	1.40	427	77	1.81	0.29	11.41	630	0.21	11.70	0.02
Pb	6	2285	0.50	429	27	1.83	0.14	3.98	217	0.28	4.12	0.03
Pb	6	2346	0.94	431	71	1.33	0.61	2.19	165	0.65	2.80	0.22
Pb	7	1723	0.10	437	40	0.25	0.20	1.13	452	2.00	1.33	0.10
Pb	7	1841	1.32	423	30	4.33	0.91	27.54	636	0.69	28.45	0.03
Pb	7	1883	0.84	427	31	2.68	0.54	10.01	374	0.64	10.55	0.05
Pb	7	1933	1.03	433	412	0.25	0.02	1.81	724	0.02	1.83	0.01
Pb	7	1964	1.19	433	132	0.90	0.13	0.85	94	0.11	0.98	0.13

برای انجام مطالعات ژئوشیمیایی اطمینان از اینکه نمونه‌های مورد مطالعه دارای آلودگی و یا آغشتگی نیستند، بسیار ضروری است، به‌علت اینکه آلودگی نمونه‌ها، نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول را تحت تأثیر قرار می‌دهد. آغشتگی‌ها می‌تواند ناشی از مهاجرت هیدروکربن از لایه‌ها و سازندهای عمیق‌تر و آلودگی نمونه‌ها به نفت خام و مواد روغنی در حین حفاری باشد. بدین منظور از منحنی تغییرات S_1 در برابر TOC استفاده می‌شود (Hunt, 1996). براساس شکل (۴-۱)، قسمت اعظم نمونه‌های سازند پابده از نوع برج‌ها بوده و نشان می‌دهد که آغشتگی در اکثر نمونه‌ها رخ نداده است، فقط ۳ نمونه علائم جزئی آلودگی و هیدروکربن‌های نابرجا را نشان می‌دهند؛ بنابراین، این ۳ نمونه از ادامه مطالعه حذف شدند.

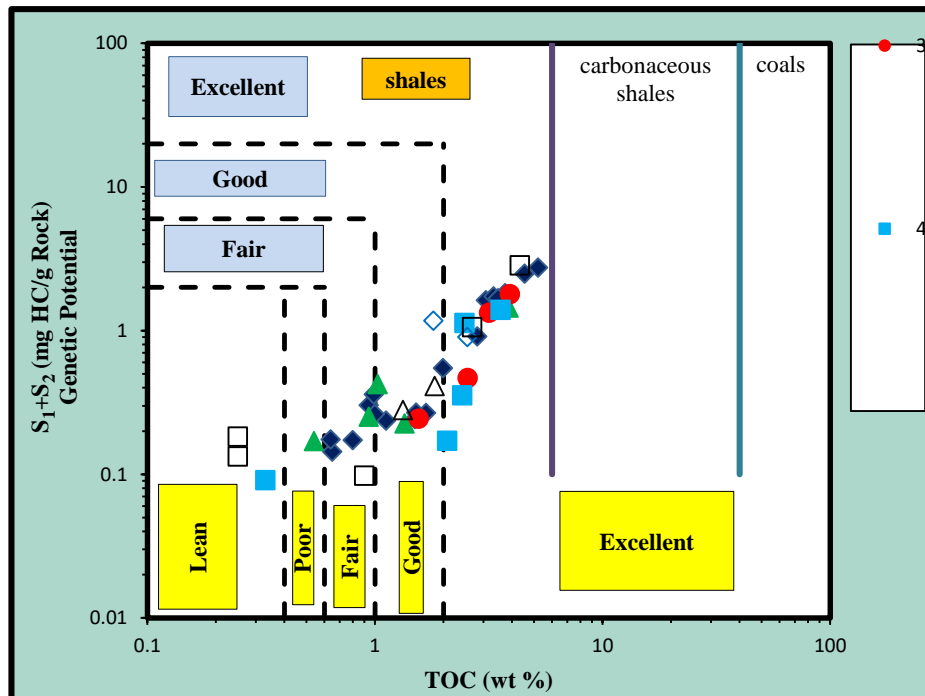
۴-۲-۱ ارزیابی کمیت یا پتانسیل زایش ماده آلی

مقدار ماده آلی، تحت عنوان کربن آلی کل (TOC) بیان می‌شود. سنگی توانایی تولید نفت و گاز را دارد که حداقل کربن آلی معینی داشته باشد و این مقدار با توجه به نوع سنگ منشأ متفاوت است. برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند پابده مقادیر S_1+S_2 و TOC حاصل از پیرولیز راک-اول نمونه‌ها با مقادیر استاندارد آن‌ها مورد ارزیابی قرار گرفت که در شکل (۴-۲) نشان داده شده است. مطابق این شکل، ۱۰ درصد نمونه‌ها در محدوده پتانسیل ضعیف، ۱۸ درصد در محدوده متوسط و ۷۲ درصد دارای پتانسیل خوب تا عالی هستند؛ بنابراین می‌توان سازند پابده را یک سنگ منشأ با توان هیدروکربن‌زایی متوسط تا عالی در نظر گرفت.

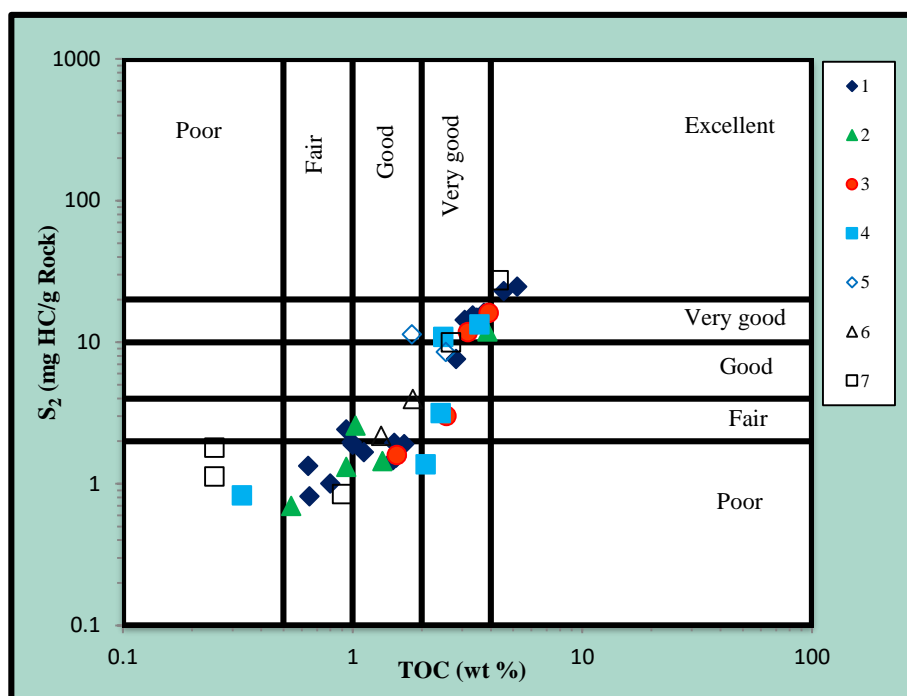
نمودار S_2 در برابر TOC (شکل (۴-۳) نیز برای تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی واحدهای رسوبی کاربرد دارد. بر طبق این نمودار مشاهده گردید که پتانسیل هیدروکربن‌زایی نمونه‌های سازند پابده از متوسط تا عالی متغیر است که تأییدکننده شکل (۴-۲) می‌باشد.



شکل ۴-۱. نمودار تغییرات مقادیر TOC در مقابل مقادیر S₁ جهت تعیین نفت برجا و نابرجازا در نمونه‌های سازند پابده (اقتباس از Hunt, 1996).



شکل ۴-۲. نمودار تغییرات مقادیر TOC در برابر مقادیر S₁+S₂ جهت تعیین پتانسیل هیدروکربن زایی نمونه‌های سازند پابده (اقتباس از Barker, 1974).



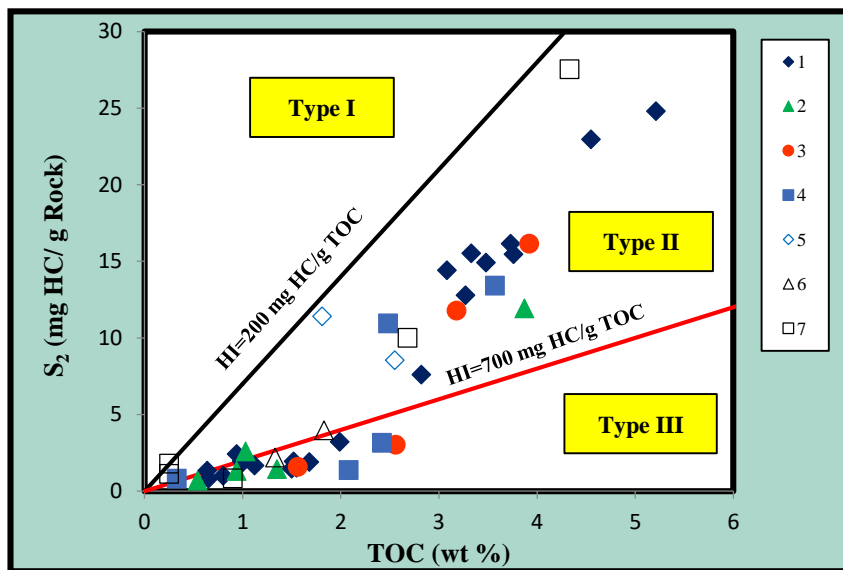
شکل ۴-۳. نمودار S₂ در برابر TOC جهت تعیین پتانسیل هیدروکربن زایی در نمونه‌های سازند پابده (اقتباس از Peters, 1986).

۴-۲-۲ تعیین کیفیت ماده آلی

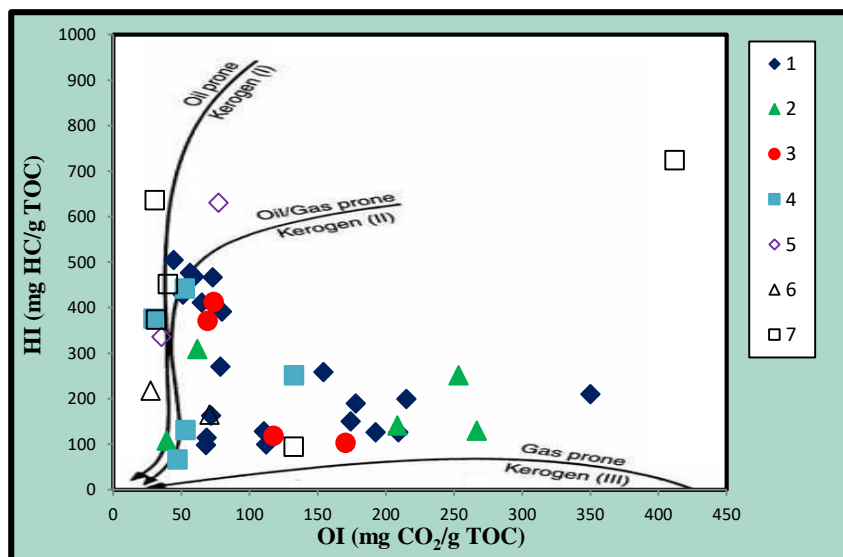
کیفیت یا نوع ماده آلی (کروژن) موجود در سنگ منشأ را می‌توان با استفاده از نمودار TOC در برابر S₂ مشخص نمود (Peters, 1986). بر طبق نظر اسپیتالیه و همکاران (Espitalie et al., 1985) کروژن نوع I غالباً دارای منشأ دریاچه‌ای است که طی پیرولیز قابلیت تولید ۸۰ درصد وزنی هیدروکربن را داشته و نفت زا است. کروژن نوع II که دارای منشأ دریایی است، می‌تواند در حدود ۵۰-۶۰ درصد وزنی هیدروکربن تولید کند. کروژن نوع III که از مواد چوبی با منشأ قاره تشکیل شده است، حداکثر ۱۵-۳۰ درصد وزنی هیدروکربن تولید می‌نماید و گاز زا است. لنگفورد و بلانک والرون (Langford and Blanc-) (Valleron, 1990) عنوان نمودند که در نمودار TOC/S₂ خطی که در محدوده HI= 700 mg HC/g قرار دارد به‌عنوان مرز جداکننده بین کروژن نوع I و II و خط دیگری که در محدوده HI= 200mg HC/g TOC قرار دارد به‌عنوان مرز جداکننده کروژن نوع II و III عمل می‌نماید. با توجه به نمودار

TOC در مقابل S2 (شکل ۴-۴) مشخص شد که نمونه‌های سازند پابده در محدوده کروژن نوع II، III و مخلوطی از این دو نوع کروژن واقع شده‌اند.

برای تعیین نوع کروژن می‌توان از نمودار ون کروژن (شکل ۴-۵) نیز استفاده نمود که طبق این نمودار کروژن‌ها از نوع II، III و مخلوطی از این دو نوع است که در صورت داشتن بلوغ مناسب، توانایی زایش نفت، گاز و نفت/گاز را دارند. این نمودار (شکل ۴-۵) تأییدکننده شکل ۴-۴ است.



شکل ۴-۴. نمودار تغییرات S2 در برابر TOC در نمونه‌های سازند پابده (اقتباس از Peters, 1986).



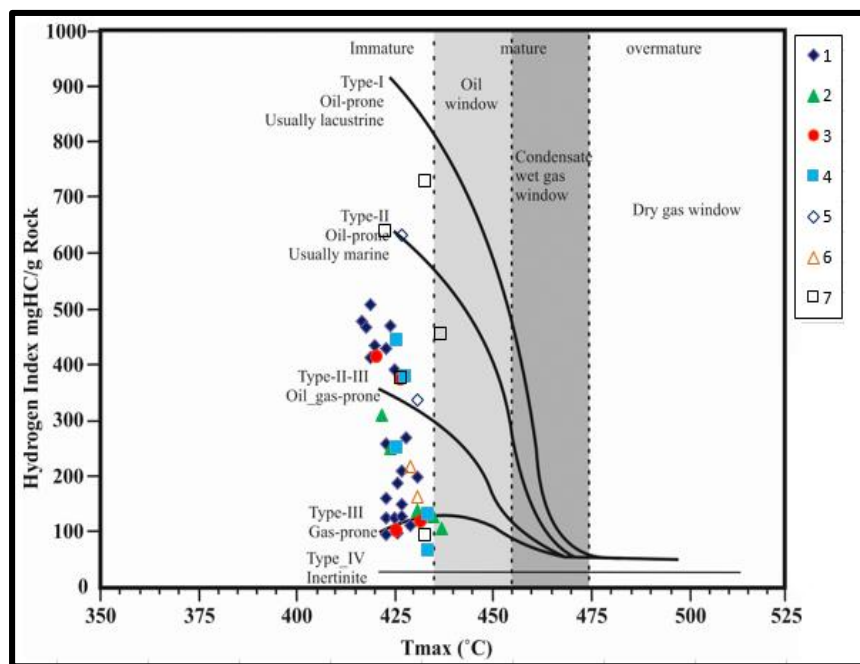
شکل ۴-۵. نمودار تغییرات HI در برابر OI در نمونه‌های سازند پابده.

۴-۲-۳ بلوغ حرارتی و نوع کروژن

جهت تعیین بلوغ ماده آلی و نوع آن از نمودارهای شاخص هیدروژن در برابر T_{max} (Espitalié et al., 1985) و T_{max} در برابر شاخص تولید (PI) استفاده می‌شود. محدوده بلوغ T_{max} ، برای انواع مختلف ماده آلی متفاوت است (Tissot and Walte, 1984; Bordenave, 1993). در روش پیرولیز پنجره زایش نفت از کروژن نوع اول و دوم در درجه حرارت بین $430-470^{\circ}\text{C}$ و برای تولید گاز خشک از کروژن نوع سوم در درجه حرارت بیشتر از 470°C است (Tissot et al., 1987; Peters, 1986). بر اساس شکل ۴-۶، مقادیر T_{max} برای نمونه‌های مورد مطالعه $437-417^{\circ}\text{C}$ است، بنابراین نمونه‌های سازند پابده عمدتاً در انتهای مرحله دیاژنز قرار داشته و وارد پنجره تولید نفت نشده‌اند. بر طبق این نمودار فقط تعداد کمی (حدود ۶/۸٪) از نمونه‌ها در ابتدای محدوده پنجره نفت زایی قرار گرفته‌اند. بر اساس توزیع نمونه‌ها در این نمودار، کروژن اکثر نمونه‌ها از نوع II، III و مخلوطی از این دو نوع است (تأییدکننده نمودارهای ون کرولن و S_2 در برابر TOC).

همانطور که در نمودار PI مقابل T_{max} نیز مشخص شده است اکثر نمونه‌های سازند پابده در منطقه مورد مطالعه در مرحله نابالغ قرار دارند (شکل ۴-۷).

با توجه به نابالغ بودن سازند پابده در فروافتادگی دزفول جنوبی بایستی سازند دیگری که دارای پتانسیل هیدروکربن‌زایی مناسب و بلوغ حرارتی کافی باشد به عنوان سنگ منشأ اصلی مواد هیدروکربوری در این ناحیه در نظر گرفت. در این مورد می‌توان به سازند کژدمی به عنوان سنگ منشأ احتمالی اشاره کرد که نیاز به بررسی‌های بیشتر دارد.



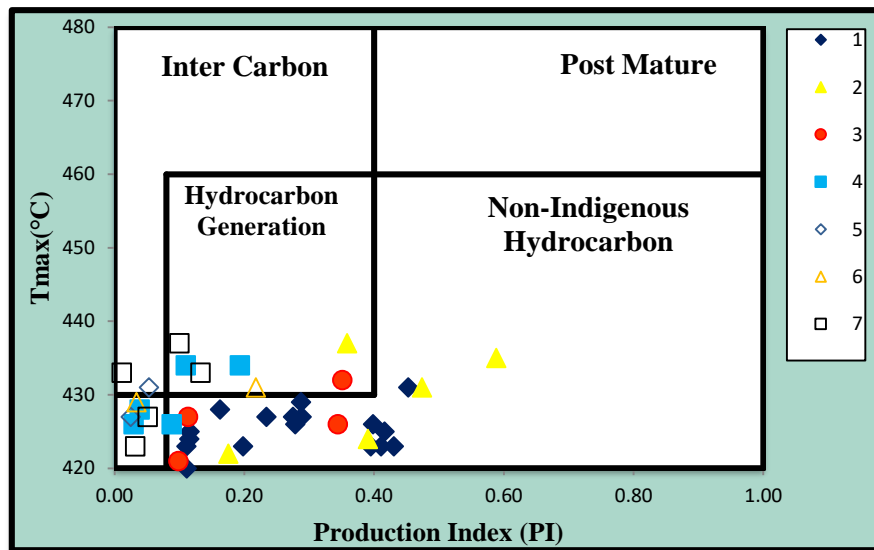
شکل ۴-۶. نمودار تغییرات HI در مقابل T_{max} به منظور تعیین بلوغ حرارتی و نوع کروژن

۴-۲-۴ رخساره آلی و محیط رسوبگذاری

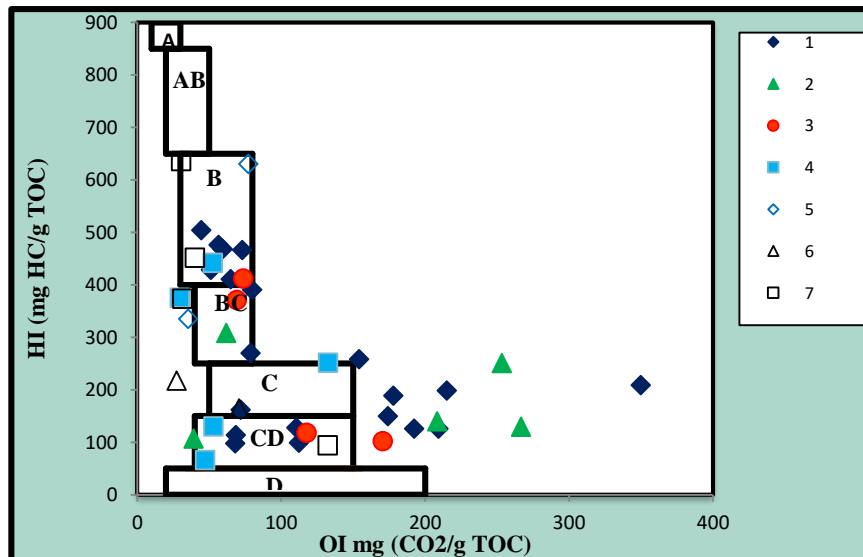
منظور از رخساره آلی، تعیین شرایط محیط رسوبی است که در آن مواد آلی همراه با رسوبات نهشته شده‌اند. جهت تعیین رخساره آلی و شرایط محیط رسوبگذاری از نمودار جونز (Jones, 1987) و یا تغییرات نمودار HI در برابر OI، استفاده می‌گردد (شکل ۴-۸). هرکدام از محدوده‌ها و محیط‌های رسوبگذاری مربوط به این نمودار در جدول ۴-۲ آورده شده است. نمودار OI/HI برای نمونه‌های سازند پابده محدوده‌ی رخساره‌های B، BC، C و CD را نشان می‌دهد. این محدوده‌ها شاخص محیط دریایی احیایی، نسبتاً احیایی تا نسبتاً اکسیدان می‌باشند. رخساره‌های تعیین‌شده توانایی تولید نفت در رخساره B تا گاز خشک در رخساره CD را دارند. چنین رخساره‌هایی با نوع کروژن‌های تعیین شده در این تحقیق (کروژن‌های نوع II، III و مخلوطی از این دو نوع) مطابقت دارند.

طبق نظر بهبهانی و همکاران (۱۳۹۰) محیط رسوبی سازند پابده در شمال غرب حوضه زاگرس و جنوب فروافتادگی دزفول از یک رمپ بیرونی با رخساره‌های پلاژیک (شرایط احیایی تا کمی احیایی) به صورت تدریجی به یک رمپ میانی با رخساره‌های پشته‌های آلیتی با انرژی زیاد و تحت تأثیر توفان (شرایط

نسبتاً اکسیدان) و سپس به قسمت‌های داخلی شول و در نهایت به یک لاگون (رمپ درونی) تحول یافته است؛ بنابراین تغییرات جانبی رخساره‌ها و نیز فرآیندهای توفانی عوامل احتمالی هستند که می‌توانند تنوع رخساره‌های آلی و کروژن‌های سازند پابده را توجیه نمایند. شکل ۴-۹ به‌طور شماتیک محیط رسوبی، موقعیت رخساره‌های آلی و نوع کروژن در سازند پابده را در منطقه مورد مطالعه نشان می‌دهد.



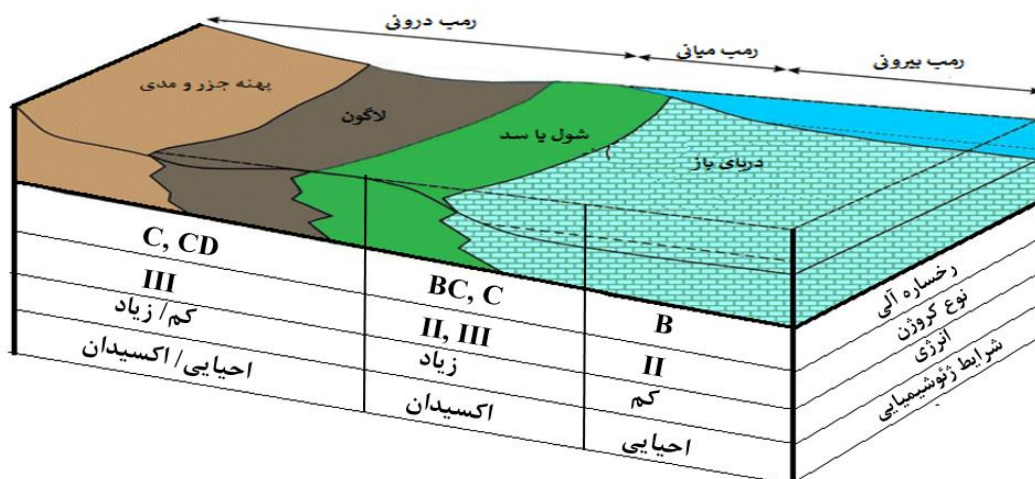
شکل ۴-۷. نمودار T_{max} در مقابل شاخص تولید.



شکل ۴-۸. نمودار OI در مقابل HI جهت تعیین رخساره آلی سازند پابده (اقتباس از Jones, 1987).

جدول ۳-۴. رخساره‌های آلی به همراه مواد آلی غالب، ارگانسیم‌های اولیه و محیط رسوبی (اقتباس از Jones, 1987).

Organic Facies	HI	OI	TOC WT %	Dominant Organic Matter	Primary Organisms	Depositional Environments	Primary Products
A	>850	10-30	5-20	Algal Amorph	Botryococcus, Tasmanites	Lacustrine, persistent anoxia, stratified H ₂ O. Warm humid climate	Oil
AB	850-650	20-50	3-10	Amorphous highly fluor. Minor terrestrial input	Conspicuous Tasmanites	Persistent anoxia, transgressive, warm-equable climate. Well laminated	Oil
B	650-400	30-80	3-10	Amorphous, common terrestrial input	Conspicuous Tasmanites during K. Marine/non-marine algae & associated bacteria	Less persistent anoxia marine or lacustrine. Transgressive seas shallow-medium depths. Laminated	Oil
BC	400-250	40-80	1-3	Mixed: some oxidation. Partially oxidized during K. Algal	Variable algal input. Diverse	Terrestrial & marine OM. Pro-delta muds-outer shelf, upper continental slopes. Rapid deposition in Oxid H ₂ O. Rapid vertical variations	Liquids & Gas
C	250-125	50-150	0.5-2	Terrestrial: some oxidation	Telinite & Colinite. Low amounts of spores, cuticles & resinite	Oxid H ₂ O-Moderate rapid deposition in anoxic conditions	Gas prone
CD	125-50	40-150	0.5-2	Oxidized: Reworked Organic Matter	Varying amounts terrestrial & reworked OM some fine grain amorphous OM of unknown origin.	Marine fore-deeps in front of rising mountain ranges	Moderate Dry Gas capacity
D	<50	20-200	<0.5-2	Highly oxidized	Dominant inertinite. Highly oxidized or re-deposited residual OM.	Deep ocean to terrestrial	Dry Gas only at high maturity

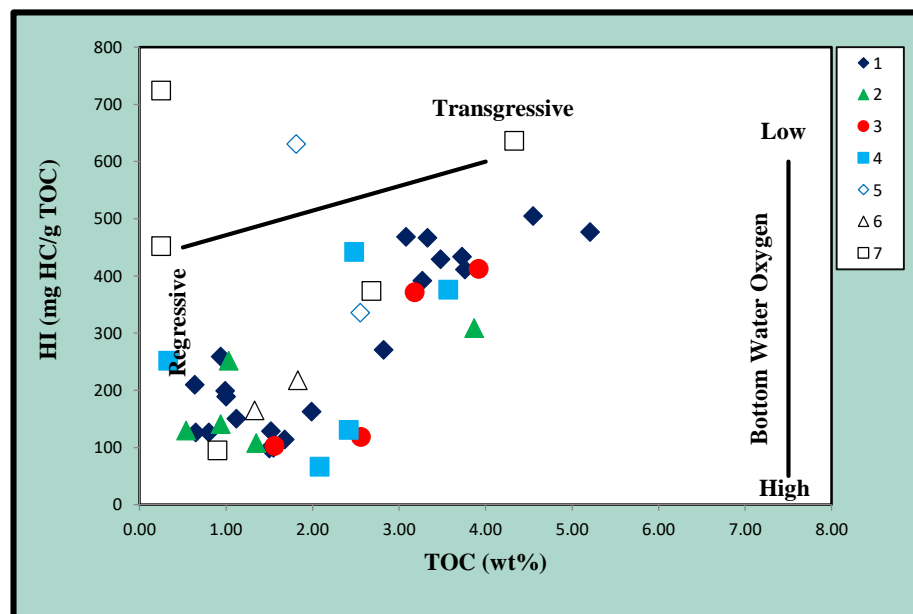


شکل ۳-۴. مدل موقعیت رخساره‌های آلی و نوع کروژن در سازند پابده در منطقه مورد مطالعه (اقتباس با تغییراتی از بهبهانی و همکاران، ۱۳۹۰).

تغییرات نسبی سطح آب دریا (پیشروی و پسروی) از عواملی هستند که سبب ایجاد تغییرات عمودی

رخساره‌ها در توالی‌های رسوبی می‌گردند. نمودار HI در برابر TOC (Dean et al., 1986) در سازند پابده (شکل ۴-۱۰) متغیر بودن شرایط محیطی در اثر پیشروی و پسروی‌های آب دریا در زمان نهشته شدن این سازند را نشان می‌دهد.

بررسی‌های چینه‌شناسی سکانسی سازند پابده در شمال غرب حوضه زاگرس و جنوب فروافتادگی دزفول توسط عزیزاده و همکاران (۱۳۹۱) نشان داده است که در زمان پالئوسن پسین تا ائوسن میانی (بخش زیرین سازند پابده) سطح نسبی آب دریا پایین (سیستم تراکت پسرونده)، در زمان ائوسن پیشین (بخش میانی سازند پابده) سطح نسبی آب دریا بالا (سیستم تراکت پیشرونده) و در زمان الیگوسن پیشین (بخش بالایی سازند پابده) دوباره سطح نسبی آب دریا پایین (سیستم تراکت پسرونده) بوده است؛ بنابراین تنوع رخساره‌های آلی و نوع کروژن‌های سازند پابده با منشأ دریایی، خشکی و مخلوطی از این دو در سیستم‌های پسروی-پیشروی-پسروی قابل توجیه است.

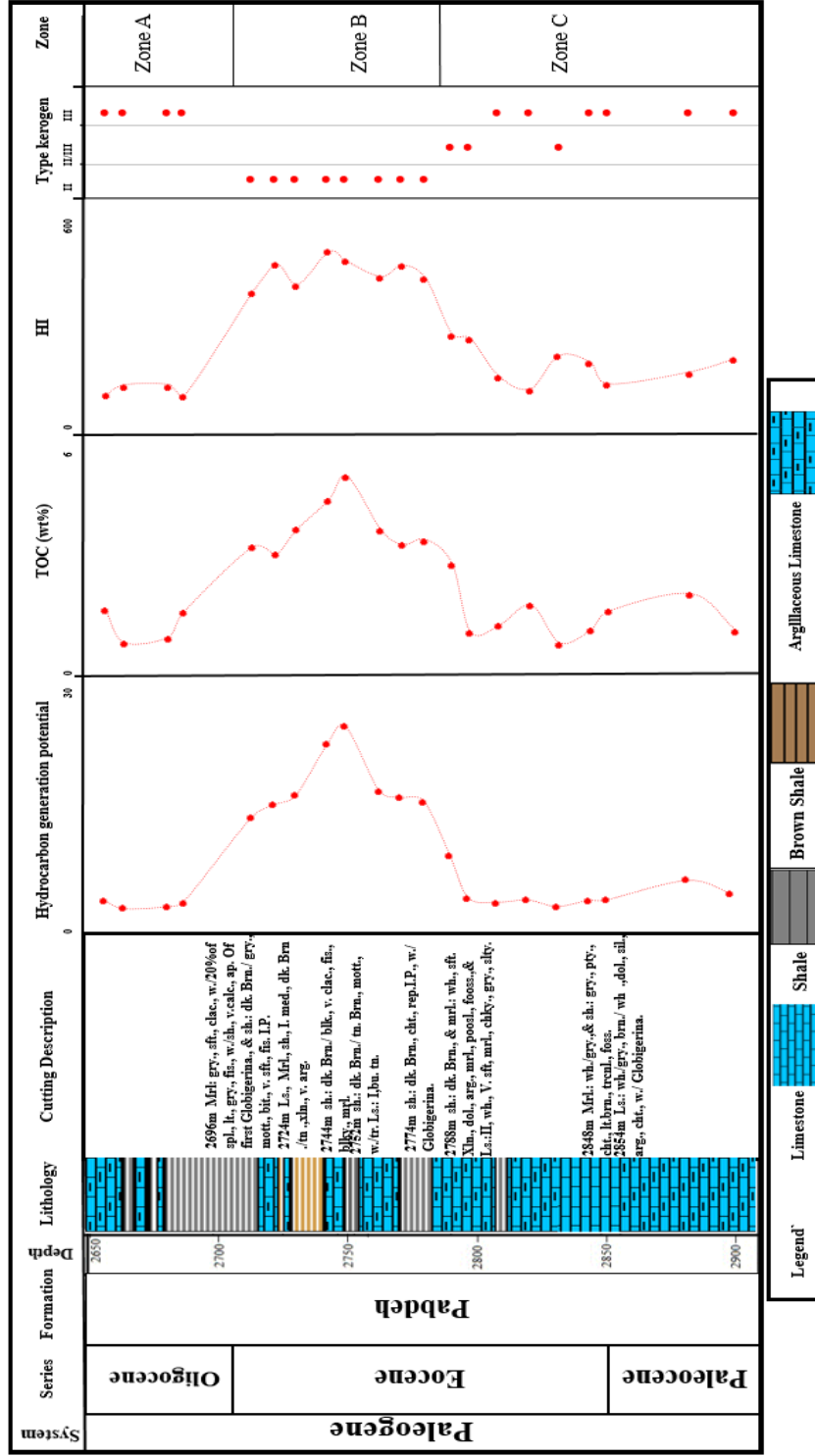


شکل ۴-۱۰. نمودار مقادیر TOC در مقابل HI به منظور شناسایی تعیین تغییرات نسبی سطح

آب دریا در زمان رسوبگذاری سازند پابده (اقتباس از Dean et al., 1986).

۴-۲-۵ زون بندی ژئوشیمیایی سازند پابده

به منظور زون بندی ژئوشیمیایی سازند پابده، تغییرات مقادیر کربن آلی کل، اندیس هیدروژن، توان هیدروکربن زایی و نوع کروژن دریکی از چاه های مورد مطالعه با یکدیگر تطابق داده شده است (شکل ۴-۱۱). همان طور که در شکل نشان داده شده است، براساس مقادیر پارامترهای مذکور، سازند پابده به سه زون ژئوشیمیایی A، B و C قابل تقسیم است. از آنجایی که معمولاً شرایط پسروری سطح آب دریا مقادیر TOC و HI پایین تری را نسبت به شرایط پیشروی سطح آب دریا با مقادیر TOC و HI بالاتری نشان می دهد، می توان نتیجه گرفت که زون C (بخش زیرین سازند پابده) در زمان پایین بودن نسبی سطح آب دریا ته نشست پیدا کرده که هم زمان با کاهش مقادیر TOC و HI بوده است. با توجه به پایین تر بودن نسبی سطح آب دریا در این زمان، همانطور که در نمودار مشخص شده است، نوع مواد آلی این زون عمدتاً کروژن نوع III است که منشأ خشکی داشته و توان تولید گاز را دارد. زون B (بخش میانی سازند) در زمان بالا بودن نسبی سطح آب دریا ته نشست پیدا کرده که مقادیر بالاتر TOC و HI را نشان می دهد. کروژن های این زون عمدتاً از نوع II و دریایی بوده و توان تولید نفت را دارند. وجود شیل های قهوه ای (مشخص شده در ستون لیتولوژی) در این زون، افزایش نسبی سطح آب دریا در این زمان را تأیید می کند. زون A (بخش بالایی سازند) در زمان پایین آمدن مجدد نسبی سطح آب دریا و با کاهش مقادیر TOC و HI ته نشست پیدا کرده است. نوع مواد آلی این زون عمدتاً کروژن نوع III با منشأ خشکی و توان تولید گاز است.



marl: Marl
 V: very
 gry: gray
 LP: in part
 sft: soft
 dk: dark
 Calc: calcite
 sily: stylolite
 w: west
 blk: blocky
 wh: white
 brn: brown
 tn: tan
 mott: mottled
 bit: bitumen
 fis: fissile
 Ls: limestone
 med: medium
 arg: argillaceous
 spl: sample
 chky: chalk
 py: platy
 rep: replaced
 xln: chalk
 Dol: dolomite
 sil: silica
 chert: chert
 trel: translucent

شکل ۴-۱. زون بندی ژئوشیمیایی سازند پابده بر اساس تطابق بین تغییرات مقادیر کربن آلی کل، اندیس هیدروژن، توان هیدروکربن زایی و نوع کروژن در چاه شماره ۱ منطقه مورد مطالعه.

فصل پنجم

مدل سازی تاریخچه تدفین
حرارتی و آنالیز حوضه

۵-۱ مقدمه

معمول‌ترین شیوه برای تعیین عمق آغاز تولید نفت استفاده از تاریخچه تدفین است که این روش به وسیله واپلس (Waples) در سال 1980 با استفاده از داده‌های کالیبراسیون، گسترش و توسعه یافت. تاریخچه تدفین، سرگذشت لایه‌ها از زمان رسوبگذاری تا زمان حال است و تدفین لایه‌ها در طول زمان زمین‌شناسی را نشان می‌دهد. در زمان‌های مختلف سنگ منشأ در اعماق مختلف قرار گرفته و از دمای محیط رسوبی به دمای زمان حال رسیده است. برای محاسبه‌ی میزان پختگی یک لایه، دما و مدت زمانی که یک لایه در دماهای مختلف قرار گرفته است در محاسبات وارد می‌شود (Barker, 1996). کالیبراسیون مدل، مدل‌سازی تاریخچه تدفین و حرارتی، تعیین بلوغ حرارتی و آنالیز حوضه سازند پابده در جنوب غرب ایران از اهداف اصلی مطالب عنوان شده در این فصل می‌باشد. در این پایان نامه مدل-سازی‌های یک‌بعدی توسط نرم افزار پترومد (نسخه ۲۰۱۱.۱) برای سه چاه A۱، A۲ و A۳ انجام شده است.

۵-۲ کالیبراسیون مدل

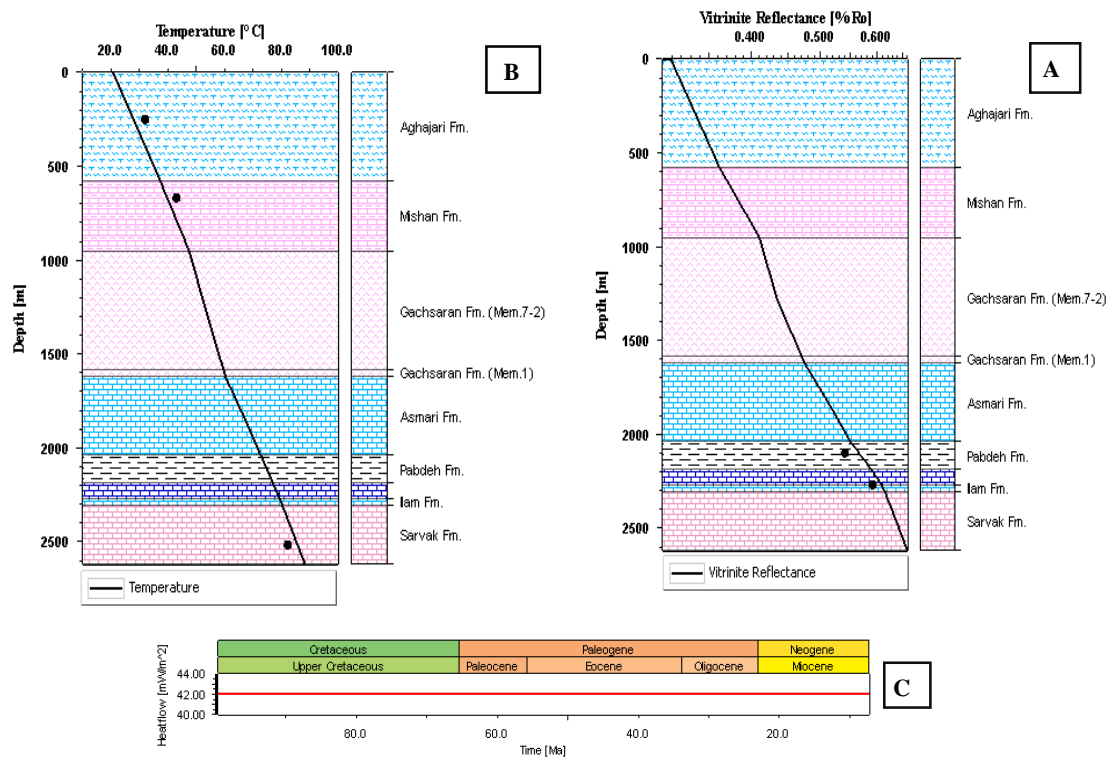
کالیبراسیون، یک انطباق بهینه بین پارامترهای اندازه‌گیری شده و مدل برقرار می‌سازد و برای مدل‌سازی مؤثر نقش کلیدی دارد. به عبارت دیگر، جریان‌های گرمایی در مدل حرارتی باید به‌نحوی تنظیم گردند که منحنی‌های تغییرات شاخص‌های حرارتی اندازه‌گیری شده از یک طرف و محاسبه شده از طرف دیگر بر یکدیگر منطبق شوند. مقادیر انعکاس ویتترینایت و دمای ته چاه حاصل از مدل‌سازی با داده‌های واقعی مقادیر انعکاس ویتترینایت و دما (جدول ۵-۱) مقایسه شدند.

جدول ۵-۱. مقادیر ورودی دما و انعکاس ویترینایت در چاه‌های مورد مطالعه.

Well	Depth (m)	Temperature (° C)	Ro(%)	TOC
A1	251	32		
	666	43		
	2520	82		
	2098		0/54	1/50
	2268		0/59	
A2	1484	64		
	1904	76		
	2156	80		
	2293		0/60	1/80
	2243		0/62	
	3774		0/82	
	4047		0/88	
A3	768	60		
	1166	69		
	1351	73		
	1882		0/55	2/00
	1983		0/58	
	3289		0/89	
	3552		0/81	

۵-۲-۱ کالیبراسیون مدل چاه A1

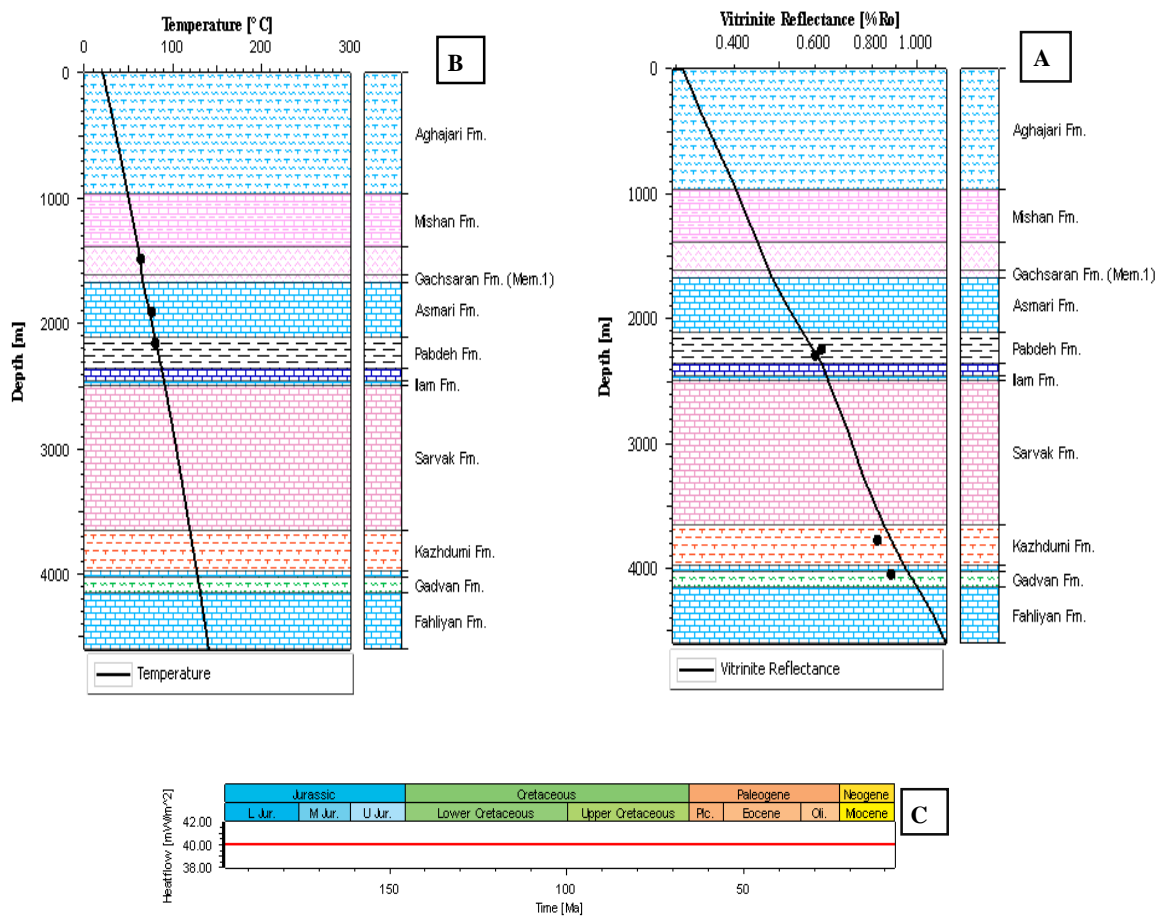
عمیق‌ترین سازند حفاری شده در این چاه، سازند سروک است. طبق کالیبراسیون انجام شده با استفاده از داده‌های انعکاس ویترینایت و دمای ته چاه در این چاه (جدول ۵-۱)، نتایج آنالیزهای مربوط به جریان حرارتی بعد از کالیبراسیون مقدار ۴۲ میلی وات بر مترمربع، بهترین انطباق را با داده‌های واقعی انعکاس ویترینایت و دما نشان می‌دهد (شکل ۵-۱).



شکل ۵-۱. نمودار انطباق مناسب نتایج مدل سازی و داده واقعی $RO\%$ (B) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل سازی و داده واقعی دما و (C) تغییرات جریان حرارتی در چاه A1.

۵-۲-۲-۲ کالیبراسیون چاه A۲

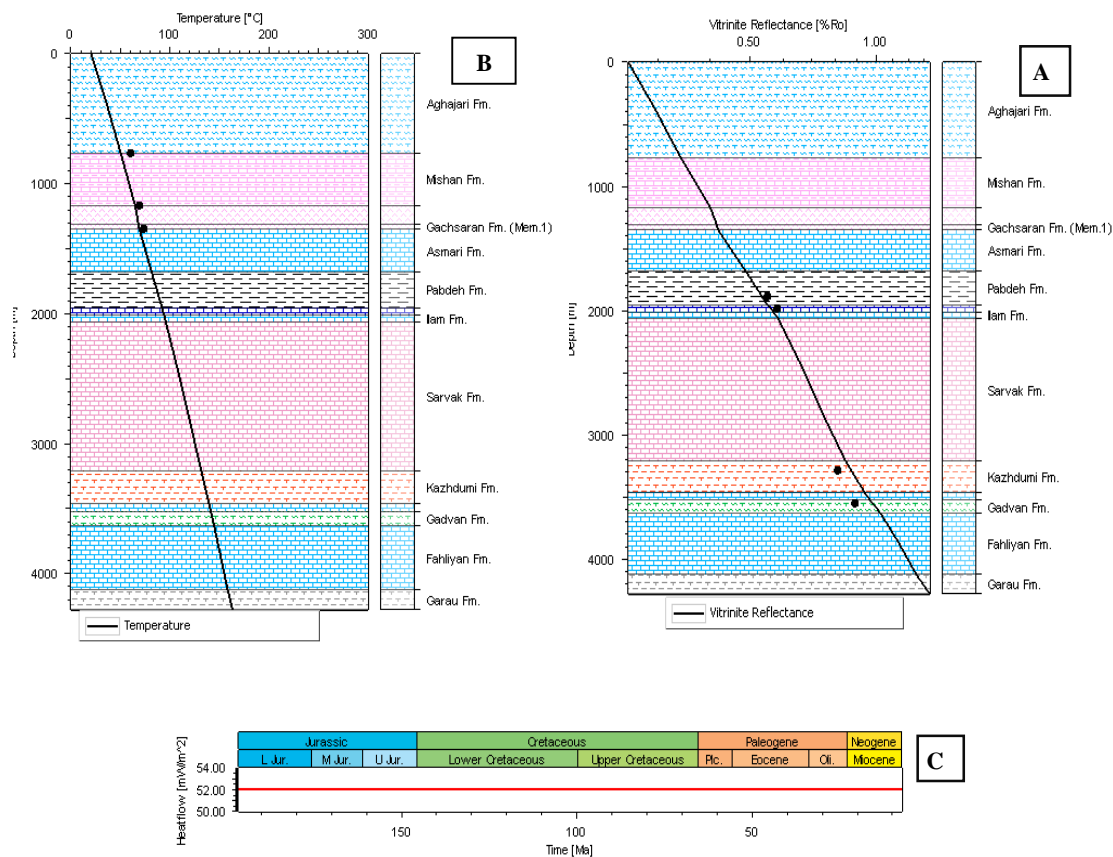
عمیق ترین سازند حفاری شده در این چاه سازند فهلیان است. طبق کالیبراسیون انجام شده با استفاده از داده های انعکاس ویتترینایت و دمای ته چاه (جدول ۵-۱)، در این چاه نتایج آنالیزهای مربوط به جریان حرارتی مقدار ۴۰ میلی وات بر مترمربع بعد از کالیبراسیون بهترین انطباق را با داده های واقعی انعکاس ویتترینایت و دما نشان می دهد (شکل ۵-۲).



شکل ۵-۲. نمودار انطباق مناسب نتایج مدل‌سازی و داده واقعی $Ro\%$ ، (B) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل‌سازی و داده واقعی دما و (C) تغییرات جریان حرارتی در چاه A۲.

۵-۲-۳ کالیبراسیون چاه A۳

آخرین سازند حفاری شده در این چاه سازند گرو است. طبق کالیبراسیون انجام شده با استفاده از داده‌های انعکاس و پتیرینایت و دمای ته چاه در این چاه نتایج آنالیزهای مربوط به جریان حرارتی مقدار ۵۲ میلی وات بر مترمربع بعد از کالیبراسیون بهترین انطباق را با داده‌های واقعی انعکاس و پتیرینایت و دما نشان می‌دهد (شکل ۵-۳).



شکل ۵-۳. نمودار انطباق مناسب نتایج مدل‌سازی و داده واقعی %Ro و (B) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل‌سازی و داده واقعی و (A) نمودار انطباق مناسب نتایج مدل‌سازی و داده واقعی و (C) تغییرات جریان حرارتی در چاه A۳.

۳-۵ تاریخچه تدفین

به منظور ترسیم تاریخچه تدفین در چاه‌های مورد مطالعه اطلاعات ورودی به نرم‌افزار شامل داده‌های زمین‌شناسی (نوع لیتولوژی، نوع مرز لایه‌ها، ضخامت لایه‌های مختلف و ...)، داده‌های ژئوشیمیایی، شرایط مرزی، عمق آب، نام و مختصات چاه، عمق حفاری و ... است. سن رسوبگذاری هر یک از سازندها از پالئولاگ‌ها، اطلاعات میکروپالئونتولوژی و هم‌چنین با توجه به آخرین گزارش نشریه ژئوئوربیا از چینه‌شناسی منطقه خاورمیانه که در سال ۲۰۰۸ منتشر گردیده، استخراج شده است. محور افقی دیاگرام‌های تاریخچه تدفین، سن بر حسب میلیون سال و محور عمودی آن عمق بر حسب متر است.

۵-۳-۱ بازسازی تاریخچه تدفین چاه A۱

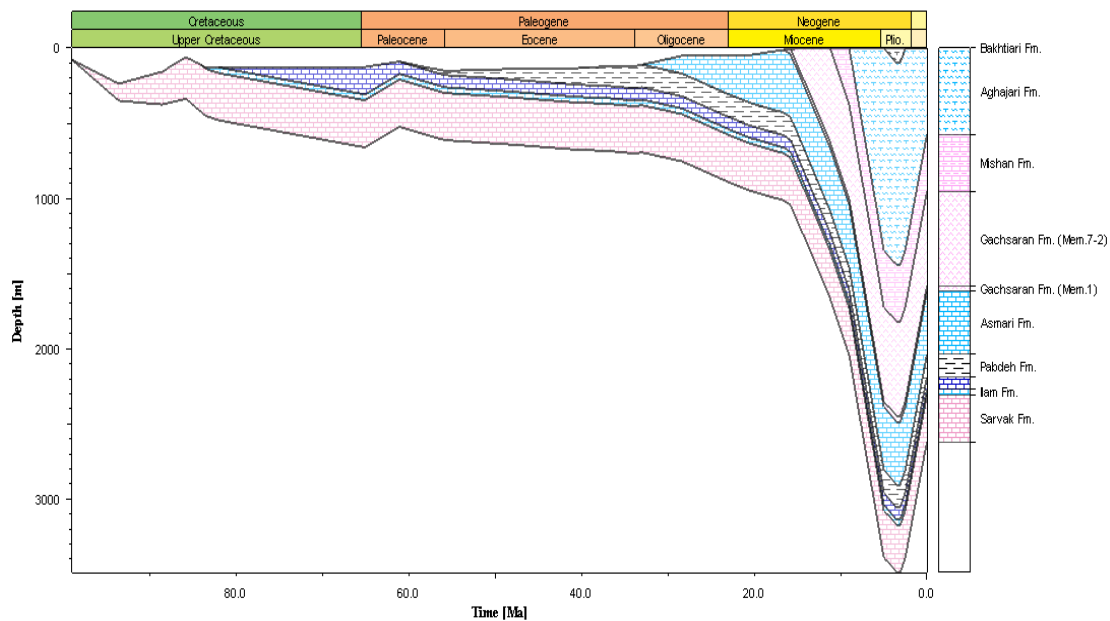
جدول ۲-۵ اطلاعات چاه A۱ را نشان می‌دهد که جهت تهیه مدل استفاده شده است.

جدول ۲-۵ داده‌ها و اطلاعات ورودی به نرم افزار در چاه A۱.

Layer	Top	Base	Thick	Depo. From [Ma]	Depo. To [Ma]	TOC [%]	HI	PSE ^۱
Aghajari Fm.	0	576	576	9	5			
Mishan Fm.	576	954	378	11.20	9			
Gachsaran Fm. (Mem.7-2)	954	1582	628	15.80	11.20			
Gachsaran Fm. (Mem.1)	1582	1619	37	16.60	15.80			Seal Rock
Asmari Fm.	1619	2037	418	33	16.60			Reservoir Rock
Pabdeh Fm.	2037	2188	151	61	33	1.50	188	Source Rock
Gurpi Fm.	2188	2269	81	82	65	1.40	294	Source Rock
Ilam Fm.	2269	2307	38	84	82			
Sarvak Fm.	2307	2621	314	99	84			Reservoir Rock

مدل سازی تاریخچه تدفین یک بعدی بر روی چاه شماره A۱ انجام گرفت (شکل ۲-۵). این چاه تا عمق ۲۶۲۱ متری (سازند سروک) حفاری شده است. حوضه از پالئوسن تا الیگوسن پیشین در زمان نهشته شدن سازند پابده، دارای سرعت تدفین آرام حدود ۶ متر در هر میلیون سال بوده است. پس از رسوبگذاری سازند پابده، از الیگوسن پیشین تا میوسن میانی حدود ۱۷ متر در هر میلیون سال تدفین داشته است. از میوسن میانی تا میوسن پسین به شدت تدفین سازند پابده افزوده شده به طوری که در این مدت با سرعت ۲۱۷ متر در هر میلیون سال ته‌نشست داشته است. ولی از پلیوسن میانی حوضه شروع به بالا آمدگی و فرسایش نموده که این بالا آمدگی تا عهد حاضر ادامه دارد. امروزه سازند پابده در این چاه در عمق ۲۰۳۷ تا ۲۱۸۸ متری قرار دارد (شکل ۲-۵).

^{۱۱} Petrolume System



شکل ۴-۵. نمودار تاریخچه تدفین چاه A۱ در فرافتادگی دزفول جنوبی.

۵-۳-۲ بازسازی تاریخچه تدفین چاه A۲

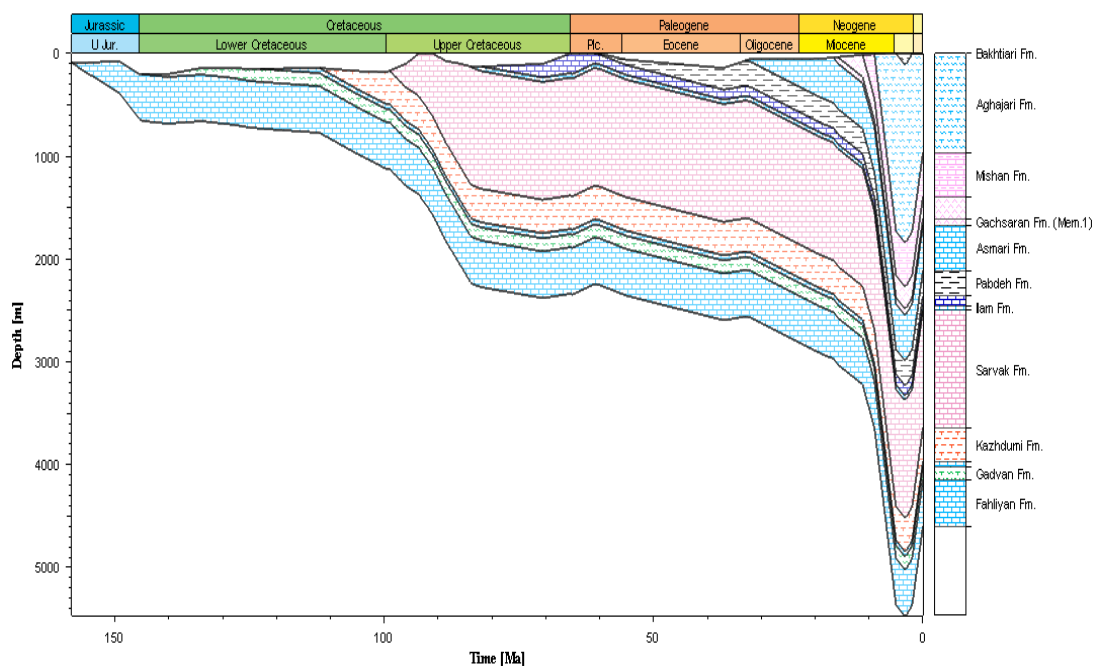
جدول (۳-۵) داده‌ها و اطلاعات ورودی به نرم‌افزار در چاه A۲ را نشان می‌دهد. چاه A۲ تا عمق

۵۴۷۰ متری و تا قاعده سازند فهلیان حفاری شده است.

جدول ۳-۵. داده‌ها و اطلاعات ورودی به نرم‌افزار در چاه A۲.

Layer	Top	Base	Thick	Depo. From [Ma]	Depo. To [Ma]	TOC [%]	HI	PSE
Aghajari Fm.	0	963	963	9	5			
Mishan Fm.	963	1391	428	11.20	9			
Gachsaran Fm. (Mem.7-2)	1391	1607	216	15.80	11.20			
Gachsaran Fm. (Mem.1)	1607	1668	61	16.60	15.80			Seal Rock
Asmari Fm.	1668	2110	442	33	16.60			Reservoir Rock
Pabdeh Fm.	2110	2356	246	61	33	1.80	385	Source Rock
Gurpi Fm.	2356	2453	97	82	65	0.70	260	Source Rock
Ilam Fm.	2453	2497	44	84	82			
Sarvak Fm.	2497	3643	1146	99	84			Reservoir Rock
Kazhdumi Fm.	3643	3969	326	112	99	2.50	320	
Darian Fm.	3969	4019	50	123	112			
Gadvan Fm.	4019	4146	127	145	123	0.40	179.00	
Fahliyan Fm.	4146	4600	454	158	145			

نتایج مدل‌سازی نشان می‌دهد که سازند پابده از پالئوسن میانی تا ائوسن پسین دارای سرعت تدفین ۱۲ متر در هر میلیون سال بوده است. از ائوسن پسین تا الیگوسن پیشین حوضه ۱۲ متر در هر میلیون سال بالا آمدگی داشته است. پس از رسوبگذاری سازند پابده، از الیگوسن پیشین تا میوسن میانی سرعت تدفین حوضه تا حدود ۳۰ متر در هر میلیون سال افزایش یافته است. از میوسن میانی تا میوسن پسین به شدت تدفین حوضه افزوده شد به طوری که در این مدت‌زمان سازند پابده با سرعت ۲۹۲ متر در هر میلیون سال ته‌نشست داشته است. سازند پابده در پلیوسن میانی به بیشترین عمق تدفین خود، ۳۲۲۰ متر رسید. از پلیوسن میانی تا عهد حاضر حوضه بالا آمدگی داشته به طوری که امروزه سازند پابده در این چاه از عمق ۲۱۱۰ تا ۲۳۵۶ متری قرار دارد (شکل ۵-۶).



شکل ۵-۵. نمودار تاریخچه تدفین چاه A۲.

۵-۳-۳ بازسازی تاریخچه تدفین چاه A۳

برای بازسازی تاریخچه تدفین چاه A۳، اطلاعات جدول (۴-۵) مورد استفاده قرار گرفت. این چاه تا

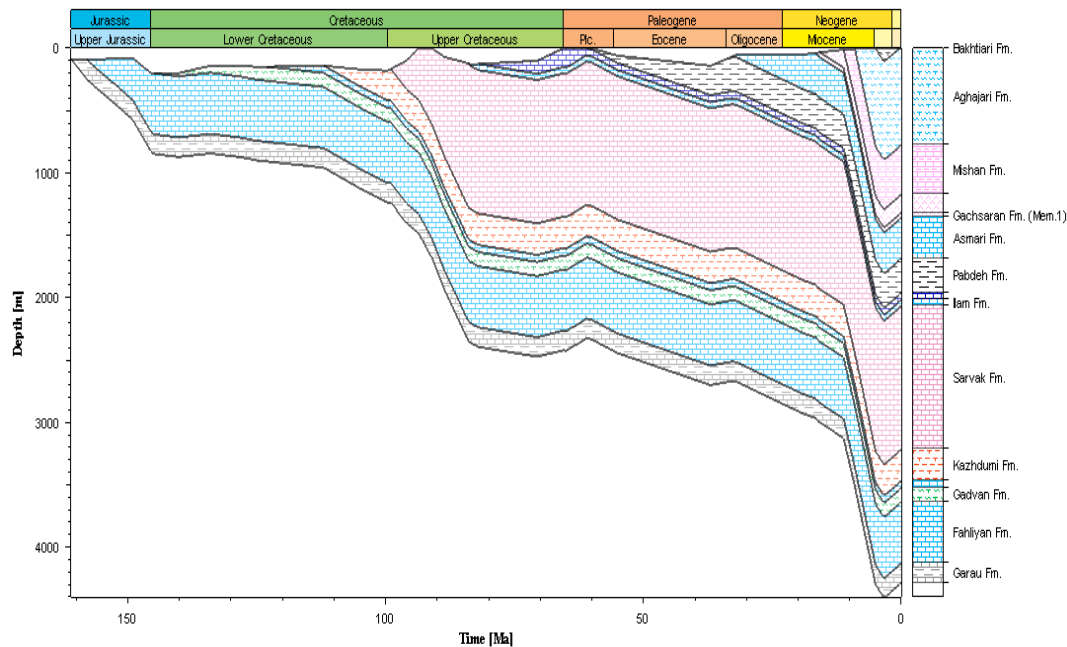
عمق ۴۴۰۰ متری و تا قاعده سازند گرو حفاری شده است.

جدول ۵-۴. داده‌های و اطلاعات ورودی به نرم‌افزار چاه A۳.

Layer	Top	Base	Thick	Depo. From [Ma]	Depo. To [Ma]	TOC [%]	HI	PSE
Aghajari Fm.	0	963	963	9	5			
Mishan Fm.	963	1391	428	11.20	9			
Gachsaran Fm. (Mem.7-2)	1391	1607	216	15.80	11.20			
Gachsaran Fm. (Mem.1)	1607	1668	61	16.60	15.80			Seal Rock
Asmari Fm.	1668	2110	442	33	16.60			Reservoir Rock
Pabdeh Fm.	2110	2356	246	61	33	2.00	101	Source Rock
Gurpi Fm.	2356	2453	97	82	65	0.50	152	Source Rock
Ilam Fm.	2453	2497	44	84	82			
Sarvak Fm.	2497	3643	1146	99	84			Reservoir Rock
Kazhdumi Fm.	3643	3969	326	112	99	2.50	43	
Darian Fm.	3969	4019	50	123	112			
Gadvan Fm.	4019	4146	127	145	123	0.50	152	
Fahliyan Fm.	4146	4600	454	158	145			
Garau Fm.	4123	4280	157	161	158			

بر اساس نتایج بازسازی تاریخچه تدفین، حوضه از پالئوسن تا اوایل ائوسن پسین، حدفصل زمانی ۶۱ تا ۳۷ میلیون سال، دارای سرعت تدفین حدود ۱۵/۵ متر در هر میلیون سال و از ۳۷ تا ۳۲ میلیون سال شاهد یک بالا آمدگی با سرعت ۷ متر در هر میلیون سال بوده است (شکل ۵-۶). بعد از این دوره‌ی نبود رسوبگذاری، از الیگوسن پیشین تا میوسن میانی، سرعت تدفین افزایش داشته به طوری که مقدار آن ۲۱ متر در هر میلیون سال بوده است. از میوسن میانی تا میوسن پسین به شدت تهنشست حوضه افزوده شده به طوری که در این مدت سازند پابده با سرعت ۱۶۵ متر در هر میلیون سال تهنشست داشته است. این سازند در پلیوسن میانی به حداکثر عمق تدفین خود، حدود ۲۰۷۴ متر رسید و بعد از آن تا عهد حاضر بالا آمدگی داشته است (شکل ۵-۶). امروزه عمق سازند پابده در این چاه از ۱۶۷۹ متر

تا ۱۹۵۴ متر می باشد.



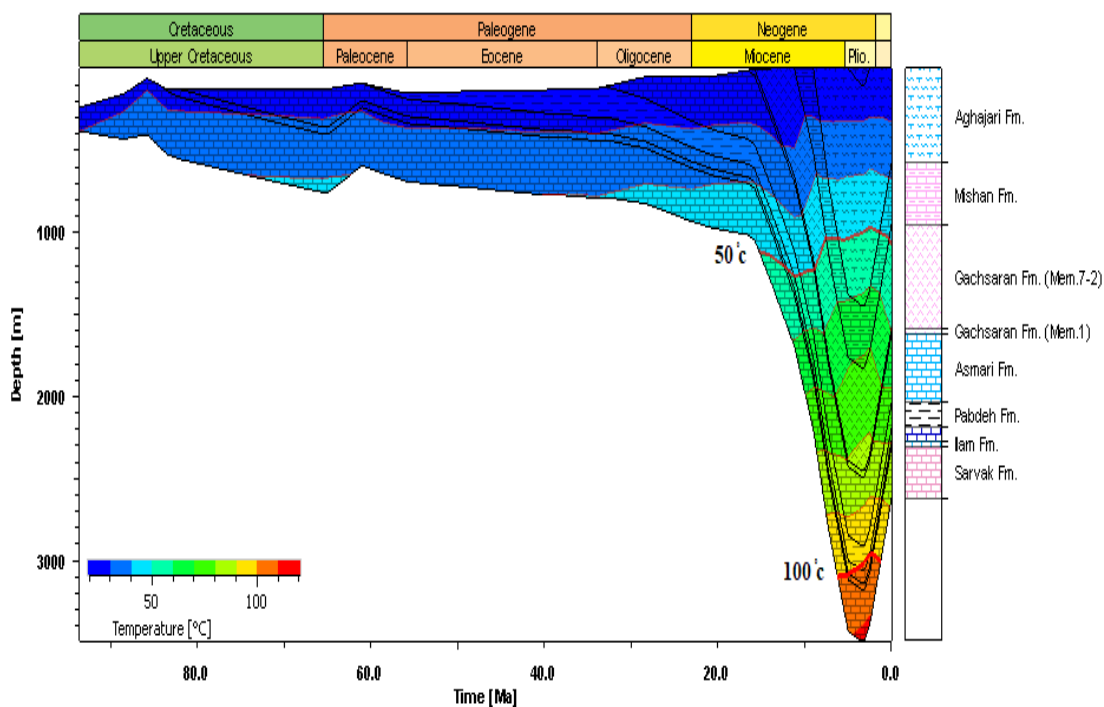
شکل ۵-۶. نمودار تاریخچه تدفین چاه A۳.

۴-۵ مدل سازی حرارتی و بلوغ

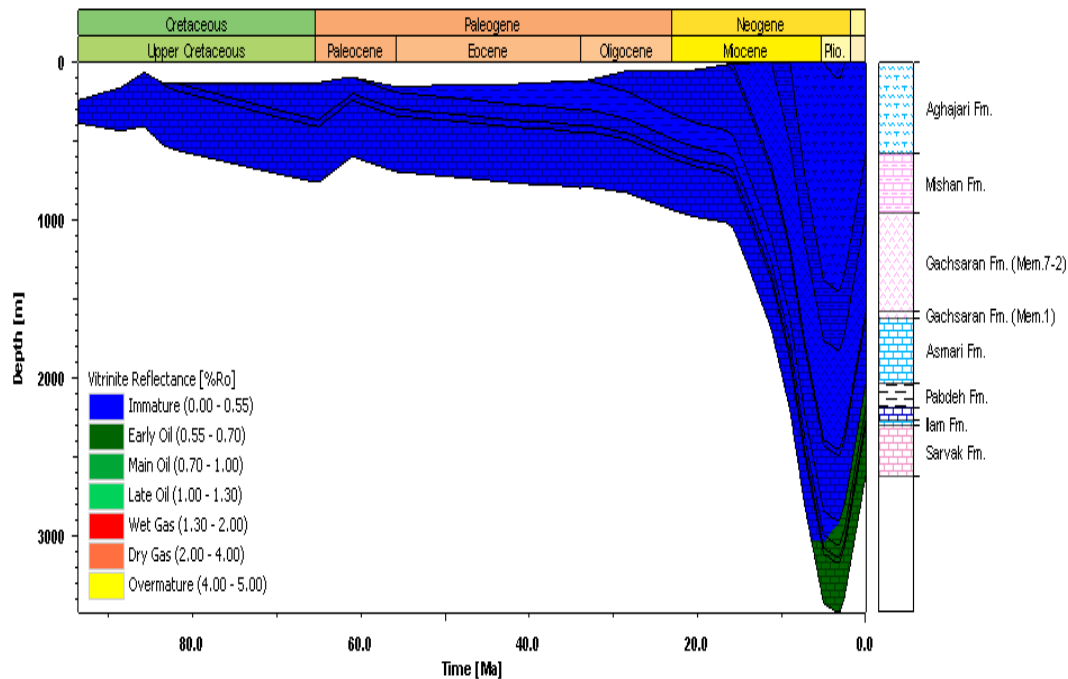
با شروع تدفین رسوبات، با توجه به جریان حرارتی، دما افزایش می یابد. این افزایش دما در گذر زمان باعث پختگی بیشتر مواد آلی موجود در سنگ منشأ خواهد شد. وجود سنگ منشأ در اعماق و دمای بالا با گذشت زمان باعث تبدیل مواد آلی به کروژن و نهایتاً تغییرات اساسی در خصوصیات فیزیکی و شیمیایی کروژن باعث تبدیل آن به هیدروکربن خواهد شد. برای ترسیم تاریخچه حرارتی و بلوغ از داده های دما و R_o استفاده شده که محور افقی این دیاگرامها، سن بر حسب میلیون سال و محور عمودی آن عمق بر حسب متر است.

۵-۴-۱ مدل سازی حرارتی و بلوغ چاه A۱

نتایج مدل حرارتی چاه A۱ (شکل ۵-۷) نشان می‌دهد از میوسن میانی تا پلیوسن میانی به علت سرعت ته‌نشست زیاد، بلوغ حرارتی سازند پابده با سرعت بالایی افزایش داشته است. این سازند در میوسن میانی در عمق حدود ۱۷۰۰ متر و دمای حدود ۵۵ درجه سانتی‌گراد قرار داشت و در اواسط پلیوسن، به عمق حدود ۳۰۵۵ متر و دمای ۱۰۱ درجه سانتی‌گراد رسید (شکل ۵-۷). در هنگامی که سازند پابده در بیشترین عمق تدفین خود بوده، بیشترین مقدار انعکاس و پترینایت ($Ro = 0.57\%$) را نیز نشان می‌دهد (شکل ۵-۸). از زمان پلیوسن میانی حوضه شروع به بالا آمدن کرده و دما از این زمان به بعد کاهش یافته است، به طوری که از پلیوسن میانی تا عهد حاضر، سازند پابده به مقدار ۲۰ درجه سانتی‌گراد خنک‌تر شده (شکل ۵-۷) و در طی این زمان $Ro\%$ مقدار ثابتی باقی‌مانده و بلوغ حرارتی افزایش نیافته است (شکل ۵-۸).



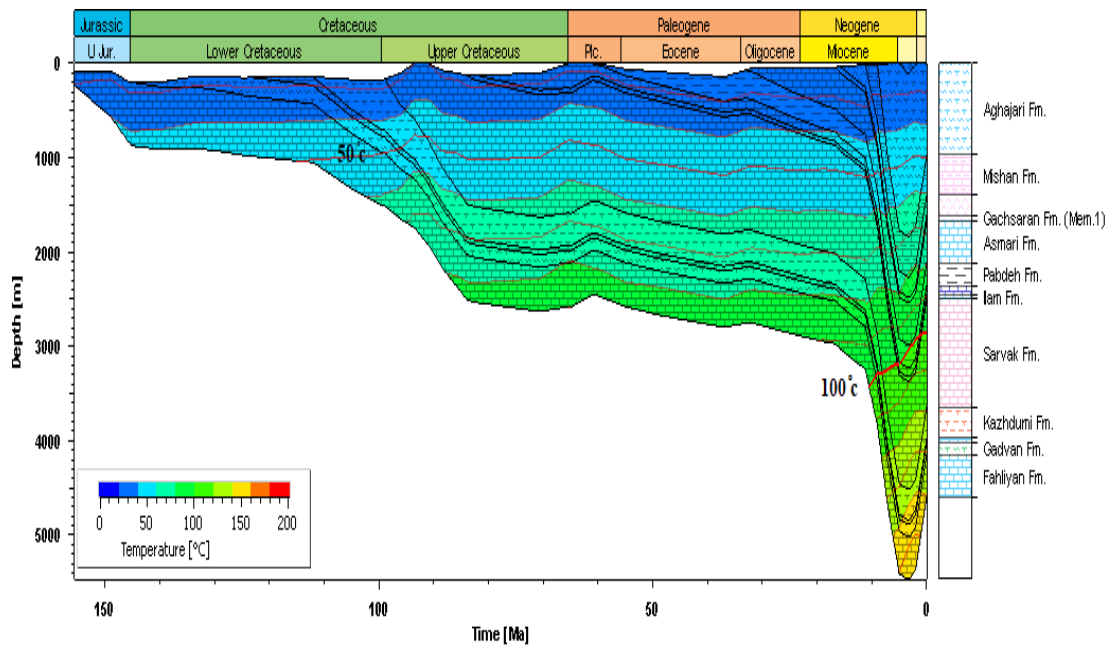
شکل ۵-۷. نمودار تغییرات دما و تاریخچه تدفین چاه A۱.



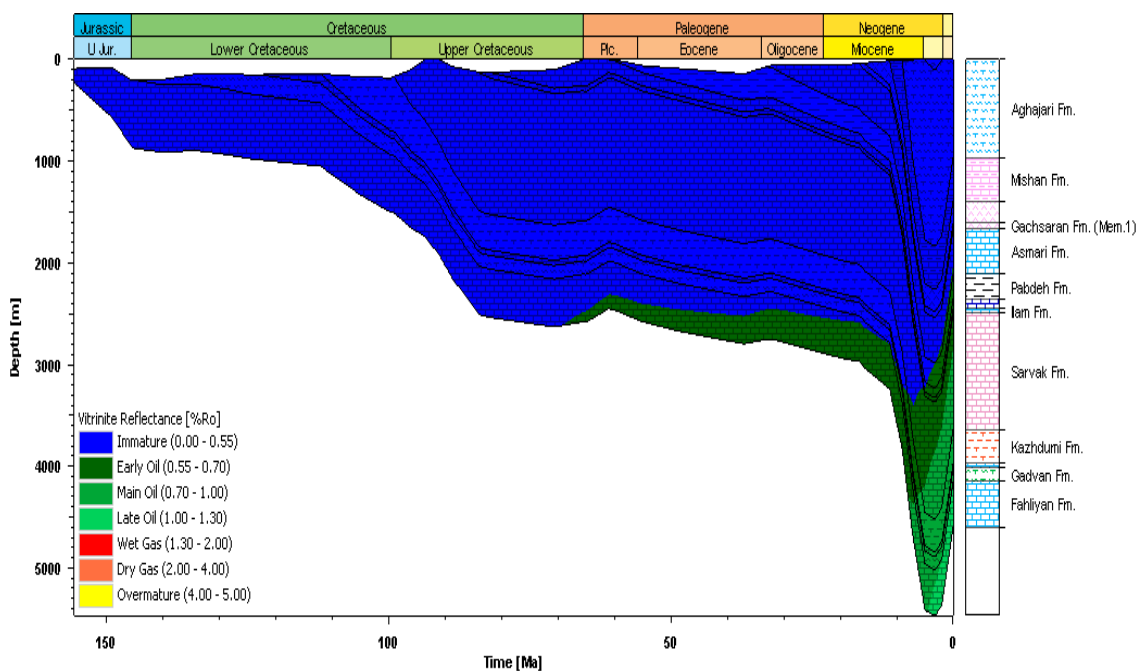
شکل ۵-۸. نمودار تغییرات Ro و بلوغ حرارتی چاه A۱.

۵-۴-۲ مدل سازی حرارتی و بلوغ چاه A۲

نتایج مدل سازی چاه A۲ (شکل ۵-۹) نشان می دهد که در زمان میوسن پسین عمق سازند پابده حدود ۱۳۷۰ متر و دمای آن حدود ۵۵ درجه بوده است، پس از این زمان به مدت حدود ۶/۴ میلیون سال تدفین با سرعت بیشتری ادامه داشت. بیشترین عمق تدفین پابده در پلیوسن میانی حدود ۳۲۲۰ متر بوده که بیشترین مقدار دما را نیز در این زمان داشته که ۱۰۵ درجه سانتی گراد بوده است. به علت بالا آمدگی حوضه در پلیوسن میانی تا عهد حاضر مقدار دما کاهش یافته است (شکل ۵-۹). همچنین بیشترین میزان انعکاس ویتروینایت در زمان پلیوسن میانی، ۰/۱۶٪ است که بعد از این زمان تا عهد حاضر ثابت مانده است (شکل ۵-۱۰).



شکل ۵-۹. نمودار تغییرات دما و تاریخچه تدفین چاه A۲.

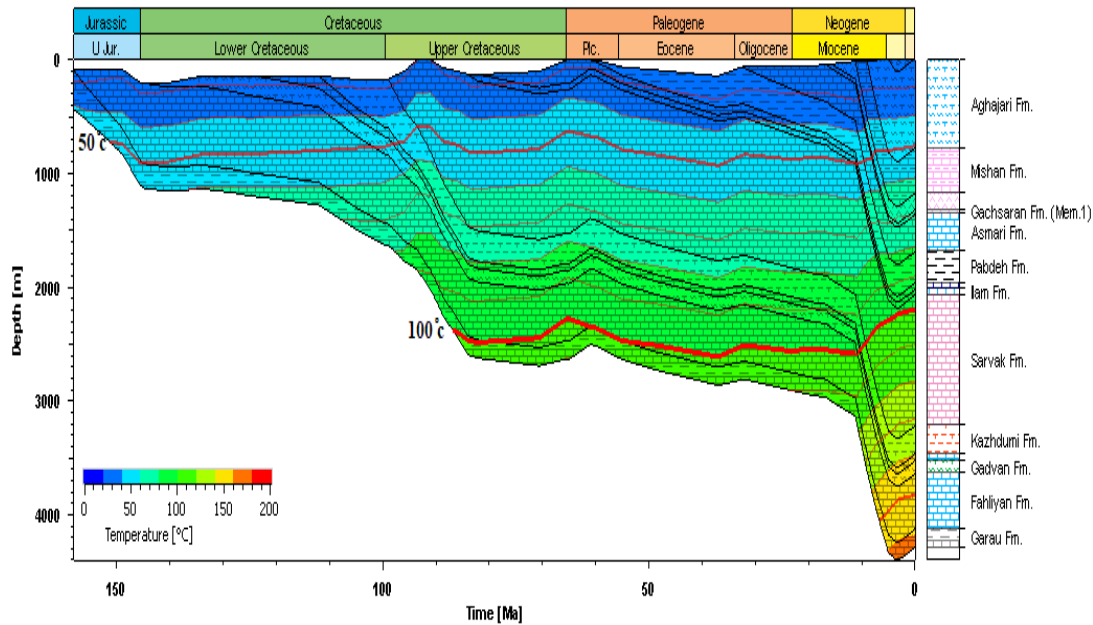


شکل ۵-۱۰. نمودار تغییرات Ro و بلوغ حرارتی چاه A۲.

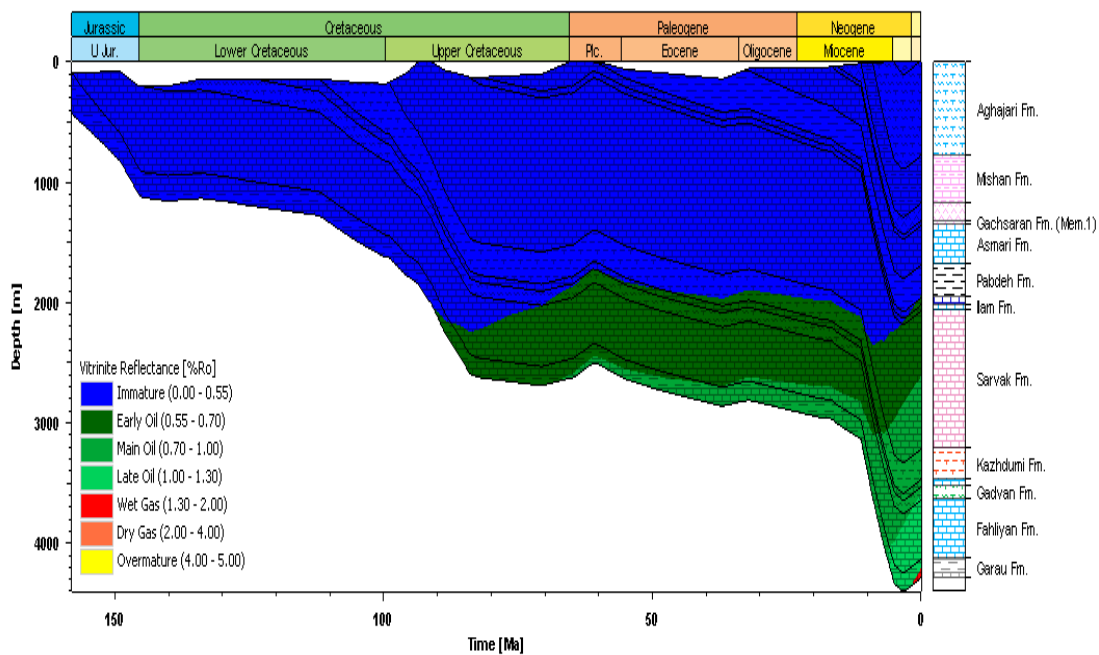
۵-۴-۳ مدل سازی حرارتی و بلوغ چاه A۳

نتایج مدل چاه A۳ (شکل ۵-۱۱) نشان می‌دهد به علت سرعت فرونشست زیاد، بلوغ حرارتی سازند پابده از میوسن میانی تا پلیوسن با سرعت بالایی زیاد شده است. پس‌ازاین زمان تا عهد حاضر حوضه در

حال بالا آمدن و فرسایش است که بلوغ حرارتی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. در بیشترین عمق تدفین سازند پابده در این چاه (حدود ۲۰۷۴ متر) دما به ۹۴ درجه سانتی‌گراد و R_o به ۰/۵۲٪ رسیده است. همزمان با بالا آمدگی سازند پابده از پلیوسن میانی تا عهد حاضر بلوغ حرارتی افزایش نیافته است (شکل های ۵-۱۱ و ۵-۱۲).



شکل ۵-۱۱. نمودار تغییرات دما و تاریخچه تدفین چاه A۳.



شکل ۵-۱۲. نمودار تغییرات R_o و بلوغ حرارتی چاه A۳.

۵-۵ تغییرات بلوغ سازند پابده بر اساس Ro

روش‌های مختلفی برای مدل‌سازی حرارتی معرفی شده که در میان آن‌ها، Ro% Essay روش متداول‌تری می‌باشد (Senglaub, 2006; Sweeney and Burnham, 1990). بر اساس نظر واپلس (Waples, 1980)، انعکاس ویتروینایت در آستانه تولید نفت معادل ۰/۰۶٪ و پیک تولید نفت حدود ۰/۰۸٪ است. انتهای پنجره نفتی معادل با انعکاس ویتروینایت ۱/۳۵٪ است که در واقع شروع تولید گاز است. بر این اساس کروژن‌هایی که Ro کمتر از ۰/۰۶٪ دارند به مقدار کافی تحت تأثیر حرارت قرار نگرفته‌اند و نابالغ هستند. کروژن‌های بالغ که در پنجره نفتی می‌باشند در محدوده Ro بین ۰/۰۶٪ و ۱/۳۵٪ و یا حرارت ۶۰ تا ۱۵۰ درجه سانتی‌گراد قرار می‌گیرند. در مرحله فوق‌بالغ که زون تولید گاز تر و خشک و یا پنجره گازی است، مقدار Ro بیشتر از ۱/۳۵٪ بوده و سازند تحت تأثیر دمای ۱۵۰ تا ۲۰۰ درجه سانتی‌گراد قرار می‌گیرد. با توجه به انعکاس ویتروینایت (جدول ۵-۵) می‌توان بلوغ حرارتی سنگ منشأ را مشخص نمود.

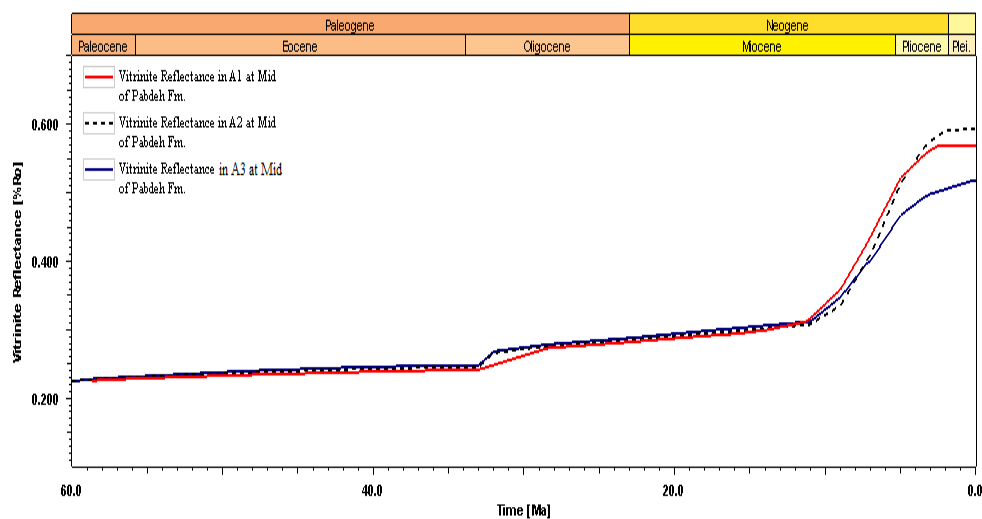
در این تحقیق نمودار Ro% در مقابل زمان (شکل ۵-۱۳) برای تعیین بلوغ سازند پابده در منطقه مورد مطالعه با استفاده از نرم‌افزار پترومد استخراج شد. مقادیر اندازه‌گیری شده Ro% در چاه‌های مورد مطالعه در جدول ۵-۶ آورده شده است.

سازند پابده در چاه A۱ با ۰/۵۷٪ Ro و چاه A۲ با ۰/۰۶٪ Ro که به ترتیب دارای بیشترین عمق تدفین حدود ۳۰۵۵ و ۳۲۲۰ متر هستند، در ابتدای پنجره نفتی قرار دارند ولی در چاه A۳ با توجه به قرار گرفتن سازند پابده در عمق ۲۰۷۴ متری و مقدار ۰/۵۲٪ Ro نابالغ می‌باشد.

با توجه به مقادیر نسبتاً پایین مقادیر Ro% (۰/۵۲ تا ۰/۰۶) سازند پابده در چاه‌های مورد مطالعه (جدول ۵-۶) و با مقایسه آن‌ها با مقادیر استاندارد (جدول ۵-۵) می‌توان دریافت که سازند پابده در منطقه مورد مطالعه در ابتدای پنجره نفتی و زون تولید نفت قرار دارد؛ بنابراین سازند پابده در این منطقه جزء سنگ منشأهای با پتانسیل ولی نابالغ در نظر گرفته می‌شود.

جدول ۵-۵. تطابق مقادیر Ro با زایش هیدروکربن (Waples, 1980).

Ro	Generation
0/40	Condensate from resinite
0/50	
0/60	From S-rich kerogen Early
0/65	
0/70	
0/90	
1/00	Oil peak
1/35	Late wet gas
2/00	Dry gas



شکل ۵-۱۳. نمودار تغییرات Esay%Ro در چاه‌های مورد مطالعه.

جدول ۵-۶. مقادیر اندازه‌گیری شده Ro در چاه‌های مورد مطالعه.

Well	Ro/.
A۱	0/57
A۲	0/6
A۳	0/52

۵-۶ آنالیز حوضه رسوبی سازند پابده بر اساس مدل‌های

تدفین و حرارتی

مطالعات بازسازی حوضه نفوتتیس نشان داده است که در زمان پالئوسن تا الیگوسن که زمان رسوبگذاری سازند پابده می‌باشد، حوضه رسوبی نفوتتیس با جهت تقریبی شمال غرب-جنوب شرقی گسترش داشته است (Alavi, 2004; Kordi, 2019). در این زمان سازند پابده در زون‌های لرستان و خوزستان ته‌نشست پیدا کرده است. معادل سازند پابده در زون فارس، سنگ‌های کربناتی سازند چهارم است که نشانگر کم‌عمق‌تر بودن حوضه در این قسمت و عمیق‌تر بودن حوضه در زون‌های لرستان و خوزستان می‌باشد (Alavi, 2004). همان‌طور که تاریخچه تدفین حوضه در منطقه مورد مطالعه نشان می‌دهد نرخ فرونشست سازند پابده در این زمان بین ۶ تا ۱۲ متر در میلیون سال بوده است. از زمان ائوسن پسین-الیگوسن برخورد قاره‌ای-قاره‌ای صفحات عربی و ایران مرکزی در قسمت شمالی صفحه عربی شروع شد و به سمت جنوب شرقی تا اواخر میوسن ادامه داشت (Chiu et al., 2013). مرز ائوسن-الیگوسن به صورت ناپیوستگی همراه با فرسایش مشخص است. در چاه‌های مورد مطالعه میزان خروج از آب بطور تقریبی ۳۳ تا ۳۷ میلیون سال و میزان فرسایش ۶ تا ۳۱ متر بوده است.

باریک شدن حوضه در الیگوسن-میوسن منجر به پسروری دریا و ایجاد شرایط دریای کم‌عمق و رسوب سنگ‌های کربناته آسماری شد (Alavi, 2004; Kordi, 2019). بر اساس تاریخچه تدفین چاه‌های مورد مطالعه، نرخ ته‌نشست سازند پابده در این زمان بین ۱۷ تا ۳۰ متر در میلیون سال بوده است. با کم‌تر شدن عمق حوضه رسوبگذاری در زمان میوسن میانی تا پسین، رسوبات تبخیری سازند گچساران در یک حوضه بسیار کم‌عمق ته‌نشست پیدا کرد (Alavi 2004; Kordi 2019). بازسازی تاریخچه تدفین نشان می‌دهد که سرعت رسوبگذاری سازند گچساران نسبتاً بالا بوده به طوری که باعث تدفین رسوبات سازند پابده با نرخ ۱۶۵ تا ۲۹۲ متر در هر میلیون سال شده است. همان‌طور که در نمودارهای تاریخچه

حرارتی سه چاه مورد مطالعه مشخص است، سازند پابده در میوسن میانی تا پسین به درجه حرارت بالای ۶۰ درجه سانتی‌گراد رسید. در اواخر میوسن با برخورد نهایی دو صفحه‌ی عربی و ایران مرکزی حوضه نئوتتیس به طور کامل بسته شد. بعد از آن در یک دوره کاهش نسبی فعالیت تکتونیکی، مارن‌های سازند میشان و ماسه‌سنگ‌های زیرین سازند آجاجاری تشکیل شدند (Alavi, 2004; Kordi, 2019).

مدل‌سازی‌های حرارتی چاه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که از اواسط میوسن با افزایش نرخ فرونشست، درجه حرارت، مقادیر انعکاس ویتترینایت و بلوغ حرارتی سازند پابده با سرعت زیادتری افزایش پیدا کرد. به طوری که در پلیوسن میانی حداکثر درجه حرارت سازند پابده بین ۹۴ تا ۱۰۵ درجه سانتی‌گراد و حداکثر مقادیر انعکاس ویتترینایت بین ۰/۵۲٪ تا ۰/۱۶٪ بوده است. با این حال، این شرایط مدت طولانی تداوم نمی‌یابد و با آخرین فعالیت تکتونیکی ایجادشده که معادل با تشکیل چین‌خوردگی‌ها و فعالیت گسل‌های پی‌سنگی در زمان پلیوسن و کواترنری و تشکیل زون‌های اصلی زاگرس به صورت امروزی است، حوضه شروع به بالا آمدن می‌کند. ماسه‌سنگ‌های بالای سازند آجاجاری نشانگر شروع فاز اصلی چین‌خوردگی زاگرس می‌باشند و جوان‌ترین سازند همراه با کوهزایی پلیوسن-پلستوسن، سازند کنگلومرای بختیاری است که به صورت ناپیوستگی بر روی فاز اصلی چین‌خوردگی نهشته شده‌اند (Alavi, 2004; Kordi, 2019). تاریخچه‌های تدفین چاه‌های مورد مطالعه، بالا آمدگی حوضه و که همراه با فرسایش بوده است از زمان پلیوسن میانی تا حال حاضر را نشان می‌دهند. این فاز فرسایشی باعث از بین رفتن به طور متوسط حدود ۶۱۹ متر از رسوبات آجاجاری و بختیاری شده است. با توجه به مقادیر Ro، به علت بالا آمدگی رخ داده در ناحیه، می‌توان اظهار داشت که بلوغ حرارتی سازند پابده از پلیوسن میانی به بعد متوقف شده است.

فصل ششم

نتیجه‌گیری

۶-۱ نتیجه گیری

نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول-۶:

✓ بر اساس نمودارهای S_2/TOC و ون کروتن مشخص شد که کروژن‌های این سازند از نوع II، III و مخلوطی از این دو نوع می‌باشند. نمودار HI/T_{max} نیز نوع کروژن‌های سازند پابده را تأیید می‌کند.

✓ نمودارهای S_2/TOC و $(S_1+S_2)/TOC$ نشان می‌دهند که سازند پابده در منطقه مورد مطالعه دارای توان هیدروکربن‌زایی متوسط تا عالی می‌باشد، بنابراین توانایی تولید نفت و گاز را دارد.

✓ بر اساس نمودار بلوغ ماده آلی (HI/T_{max}) نمونه‌های سازند پابده عمدتاً در انتهای مرحله دیاژنز قرار دارند و فقط تعداد کمی از نمونه‌ها وارد پنجره نفت‌زایی شده‌اند.

✓ نمودار HI/OI نشان می‌دهد که بیشتر نمونه‌ها در شرایط محیط دریایی نسبتاً احیایی (B) و محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوهزایی (CD) و مقدار کمی از آن‌ها در محیط‌های دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای با رسوبگذاری و شرایط نسبتاً اکسیدان (BC) و محیط‌های با سرعت رسوبگذاری متوسط در شرایط احیایی (C) قرار دارند. متغیر بودن شرایط رسوبگذاری و تغییرات جانبی رخساره‌ها از جمله عواملی هستند که می‌توانند تنوع رخساره‌های آلی و کروژن‌های سازند پابده را توجیه نمایند.

✓ سازند پابده در منطقه مورد مطالعه از نظر پتانسیل هیدروکربن‌زایی یکنواخت نبوده و می‌توان آن را به سه زون ژئوشیمیایی (A، B و C) تقسیم نمود. زون میانی (B) در زمان بالا بودن سطح نسبی آب دریا با افزایش مقادیر TOC و HI ته‌نشست پیدا کرده و مواد آلی موجود در این زون عمدتاً کروژن نوع II و دریایی بوده است. در حالی که زون‌های زیرین (C) و بالایی (A) در زمان پایین بودن سطح نسبی آب دریا با کاهش مقادیر TOC و HI ته‌نشست پیدا کرده و مواد آلی موجود در این دو زون عمدتاً کروژن‌های نوع III و II/III می‌باشند.

✓ در زمان پالئوسن پسین تا ائوسن میانی (بخش زیرین سازند پابده) سطح نسبی آب دریا پایین (سیستم تراکت پسرونده)، در زمان ائوسن پیشین (بخش میانی سازند پابده) سطح نسبی آب دریا بالا (سیستم تراکت پیشرونده) و در زمان الیگوسن پیشین (بخش بالایی سازند پابده) دوباره سطح نسبی آب دریا پایین (سیستم تراکت پسرونده) بوده است؛ بنابراین تنوع رخساره‌های آلی و نوع کروژن‌ها در سیستم‌های پسروی- پیشروی- پسروی قابل توجه است.

نتایج مدل‌سازی تاریخچه تدفین، حرارتی و بلوغ:

- ✓ بازسازی تاریخچه تدفین و مدل‌سازی چاه A1 نشان داد که سازند پابده در این چاه در اواسط پلیوسن در حداکثر عمق ۳۰۵۵ متری (دمای ۱۰۱ درجه سانتی‌گراد و انعکاس ویتروینایت برابر با ۰/۵۷٪) در ابتدای پنجره نفتی قرار گرفته است.
- ✓ چاه A2، سازند پابده در اواسط پلیوسن در حداکثر عمق ۳۲۲۰ متری (دمای ۱۰۱ درجه و R0 برابر با ۰/۶٪) در ابتدای پنجره نفتی قرار گرفته است.
- ✓ در چاه A3 سازند پابده در پلیوسن میانی و حداکثر عمق ۲۰۷۴ متری (دمای ۹۴ و R0 برابر با ۰/۵۲٪) رسیده و نابالغ می‌باشد.

نتیجه‌گیری کلی:

- ✓ ارزیابی ژئوشیمیایی سازند پابده در این ناحیه نشان می‌دهد که با توجه به نوع کروژن‌ها و توان هیدروکربن‌زایی متوسط تا عالی، این سازند قابلیت تولید نفت و گاز را داشته ولی با توجه به بلوغ پایین، این سازند در منطقه مورد مطالعه، در مرحله دیاژنز باقی مانده است. بنابراین سازند پابده و بخصوص زون میانی (B) این سازند در جنوب فروافتادگی دزفول می‌تواند به عنوان یک منبع هیدروکربنی غیرمتعارف احتمالی مورد بررسی‌های بیشتر قرار گیرد.
- ✓ بازسازی تاریخچه تدفین و آنالیز حوضه در فروافتادگی دزفول جنوبی نشان می‌دهد سازند پابده از پالئوسن تا ائوسن بالایی رسوبگذاری کرده و نرخ فرونشست سازند در این زمان بین ۶ تا ۱۲

متر در میلیون سال بوده است. بیشترین نرخ فرانشست این سازند با میزان ۱۶۵ تا ۲۹۲ متر در هر میلیون سال، در زمان میوسن میانی تا بالایی رخ داده که به دلیل ته‌نشست سازند گچساران بر روی سازند پابده است. حداکثر عمق تدفین سازند پابده در اواسط پلیوسن می باشد، به طوری که در این زمان حداکثر درجه حرارت سازند بین ۹۴ تا ۱۰۵ درجه سانتی‌گراد و مقادیر انعکاس ویتروینایت بین ۰/۵۲٪ تا ۰/۱۶٪ بوده است. بنابراین سازند پابده از میوسن میانی تا پلیوسن میانی در ابتدای پنجره نفتی قرار داشته است ولی این شرایط مدت طولانی تداوم نداشته و از اواسط پلیوسن حوضه تحت تأثیر رخدادهای کوهزایی و تکتونیکی زاگرس قرار گرفته و سازند پابده شروع به بالآمدگی کرده است. این بالآمدگی موجب عدم تداوم شرایط لازم برای بلوغ کامل سازند پابده و هیدروکربن از آن شده است.

۲-۶ پیشنهادها

- ✓ بررسی‌های ژئوشیمیایی سازند پابده در ناحیه فروافتادگی دزفول در ناودیس‌های منطقه جهت تعیین بلوغ حرارتی این سازند
- ✓ بررسی سنگ منشأهای محتمل دیگر (مانند سازند کژدمی) به‌عنوان سازندهای تولید کننده هیدروکربن در ناحیه فروافتادگی دزفول جنوبی
- ✓ بررسی گسترش ناحیه‌ای و پارامترهای ژئوشیمیایی زون میانی سازند پابده در ناحیه فروافتادگی دزفول جنوبی جهت تعیین منابع هیدروکربوری غیرمتعارف

منابع

منابع فارسی:

- افشارحرب، ع. (۱۳۸۰) "زمین شناسی معب استنراب دانشگاه پیام نور.
آقانباتی، ع. (۱۳۸۳) "زمین شناسی ایران" انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشاف معدنی کشور،
تهران، ص ۵۸۶.

بهبهانی ر.، محسنی ح.، خدابخش س.، آشمرد ز. (۱۳۹۰) "شواهد رسوبات توفانی و توربیدیتی در سازند پابده، شمال و جنوب غرب حوضه زاگرس" پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب

شناسی، ۲۷(۱)، ۷۳-۹۶.

درویش‌زاده، ع. (۱۳۷۰) "زمین‌شناسی ایران" دانش امروز تهران، ص ۹۰۱.
ربانی ا. ر. (۱۳۹۲) "زمین‌شناسی و ژئوشیمی نفت خلیج فارس" چاپ اول، انتشارات تفرش، ص

۵۸۲.

سلمان‌زاده کلهردوی ح.، و کمالی م. ر. (۱۳۸۵)، "مدل‌سازی حرارتی به منظور بازسازی تاریخچه تدفین رسوبات و تعیین عمق و زمان زایش هیدروکربن در ناحیه فروافتاده" یازدهمین

کنگره ملی مهندسی شیمی ایران، ص ۸-۱.

علیزاده ب.، جنت مکان ن.، قلاوند ه.، و غبیشاوی ع. (۱۳۹۱) "زمین‌شیمی و چینه‌نگاری سکانسی سازند پابده در میدان نفتی منصوری، جنوب غرب ایران" زمین‌شناسی کاربردی پیشرفته،

۲(۵)، ۲۷-۴۰.

فولادوند ر.، (۱۳۸۸)، پایان نامه کارشناسی ارشد: "بازسازی تاریخچه تدفین، بلوغ حرارتی و ارزیابی هیدروکربورزایی میدان بینک با استفاده از داده‌های راک اول و انعکاس ویتیرینایت"، دانشگاه شهید چمران اهواز.

کمالی م. ر.، و قربانی ب. (۱۳۸۵) "ژئوشیمی آلی از فیتوپلانکتون‌ها تا تولید نفت" چاپ اول،

انتشارات آراین زمین، تهران، ص ۳۱۸.

مطیعی ه. (۱۳۷۴) "زمین‌شناسی نفت زاگرس" چاپ اول انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور،
جلد اول و دوم، ص ۱-۱۰۰۹.

منابع لاتین:

- Abu-Ali M. and Littke R. (2005) "Paleozoic petroleum systems of Saudi Arabia: a basin modeling approach", **GeoArabia**, **10**, **3**, pp **131-168**.
- Al-Areeq N. M. Al-Badani M. A. Salman A. H. and Albaroot M. A. (2018) "Petroleum source rocks characterization and hydrocarbon generation of the Upper Jurassic succession in Jabal Ayban field, Sabatayn Basin, Yemen", **Egyptian Journal of Petroleum**, **27**, **4**, pp **835-851**.
- Alavi M. (2004) "Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution", **American journal of science**, **304**, **1**, pp **1-20**.
- Alizadeh B. Sarafdokht H. Rajabi M. Opera A. and 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**, pp **36-46**.
- Bahroudi A. & Koyi H. (2003) "Effect of spatial distribution of Hormuz salt on deformation style in the Zagros fold and thrust belt: an analogue modelling approach", **Journal of the Geological Society**, **160**(5), pp **719-733**.
- Barker C. (1974) "Pyrolysis techniques for source-rock evaluation", **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, **58**, pp **2349–2361**.
- Barker C. (1996) "Thermal modeling of petroleum generation. Theory and applications. Netherlands", Elsevier Science, pp.525.
- Behar F. Beaumont V. De. and Penteadó H. L. (2001) "Rock-Eval6 technology: performances and developments", **Oil and Gas Science and Technology - Review. IFP**, **56**, **2**, pp **111-134**.
- Berberian M. and King G. C. P. (1981) "Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran", **Canadian Journal of Earth Sciences**, **18**, pp **210-265**.
- Bordenave M. L. (2002) "The Middle Cretaceous to Early Miocene Petroleum System in the Zagros Domain of Iran, and its Prospect Evaluation", **American Association of Petroleum Geologists Annual Meeting, Houston, Texas**, pp **1-9**.
- Bordenave M.L. (1993) "Applied Petroleum Geochemistry", Edition Teaching, Paris, pp. 524.
- Bordenave M. L. and Herge J. A. (2005) "The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran", **Journal of Petroleum Geology**, **28**, **4**, pp **339-368**.

- Bordenave M. and Burwood R. (1990) "Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt: provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations", **Organic Geochemistry**, **16**, **1**, pp 369-387.
- Chiu H. Y. S. L. Chung M. H. Zarrinkoub S. S. Mohammadi M. M. Khatib and Y. Iizuka (2013) "Zircon U–Pb age constraints from Iran on the magmatic evolution related to Neotethyan subduction and Zagros orogeny", **Lithos**, **162**, pp 70–87.
- Clift P. D. and Turner J. (1998) "Paleogene igneous underplating and subsidence anomalies in the Rockall-Faeroe-Shetland area", **Marine and Petroleum Geology**, **15**, **3**, pp 223-243.
- Dahl B. Bojesen-Koefoed J. Holm A. Justwan H. Rasmussen E. and Thomsen E. (2004), "A New Approach to Interpreting Rock-Eval S₂ and TOC Data for Kerogen Quality Assessment", **Organic Geochemistry**, **35**, pp 1461-1477.
- Dean W.E. Arthur M.A. and G.E. Claypool. (1986) "Depletion of 13C in Cretaceous marine organic matter: Source, diagenetic, or Mineralogists", **New Orleans**, pp 263-282.
- Espitalié J. Deroo G. and Marquis F. (1985) "La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie", **Revue de l'Institut français du Pétrole**, **40**, **6**, pp 755-784.
- Espitalie J. Madec M. and Tissot B. (1980) "Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: influence on petroleum generation and migration", **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, **64**, **1**, pp 59-66.
- Hadad Y. T. Hakimi M. H. Abdullah W. H. & Makeen Y. M. (2017) "Basin modeling of the Late Miocene Zeit source rock in the Sudanese portion of Red Sea Basin: Implication for hydrocarbon generation and expulsion history", **Marine and Petroleum Geology**, **84**, pp 311-322.
- Hakimi M. H. & Ahmed A. F. (2016) "Petroleum source rock characterisation and hydrocarbon generation modeling of the Cretaceous sediments in the Jiza sub-basin, eastern Yemen", **Marine and Petroleum Geology**, **75**, pp 356-373.
- Hakimi M. H. Al-Matary A. M. and Hersi O. S. (2018) "Burial and thermal history reconstruction of the Mukalla-Sayhut Basin in the Gulf of Aden, Yemen: Implications for hydrocarbon generation from Paleocene potential source rock", **Journal of African Earth Sciences**, **144**, pp 59-75.

- Hantschel T. and Kauerauf, A. I. (2009) “Fundamentals of basin and petroleum systems modeling”, **Springer Science & Business Media**, pp 475.
- Hunt J. M. (1996) “Petroleum Geochemistry and Geology”, W.H. Freeman and Company, New York, 2nd edition, pp.764.
- Hunt J. M. (1995) “Petroleum Geochemistry and Geology”, W.H Freeman and company, pp.743.
- James G.A. and Wynd J.G. (1965) “Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area”, **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, **49**, pp. 2182-2245.
- Jones R.W. (1987) “Organic facies. Advances in Petroleum Geochemistry”, Academic Press, New York, USA.
- Jumat N. Shalaby M. R. Haque A. E. Islam M. A. and Hoon L. L. (2018) “Geochemical characteristics, depositional environment and hydrocarbon generation modeling of the upper cretaceous Pakawau group in Taranaki Basin, New Zealand”, **Journal of Petroleum Science and Engineering**, **163**, pp 320-339.
- Kamali M.R. Fathi Mobarakabad A. Mohsenian E. (2006) “Petroleum Geochemistry and Thermal Modeling of Pabdeh Formation in Dezful Embayment”, **JSUT** **32, 2**, pp 1-11.
- ^(a)Karimi A.R. Rabbani A.R. Kamali M.R. and Heidarifard M.H. (2016) “Geochemical evaluation and thermal modeling of the Eocene–Oligocene Pabdeh and Middle Cretaceous Gurpi Formations in the northern part of the Dezful Embayment”, **Arabian Journal of Geosciences**, **432**, pp 1-16.
- ^(b)Karimi A.R. Rabbani A.R. and Kamali M.R. (2016) “A bulk kinetic, burial history and thermal modeling study of the Albian Kazhdumi and the Eocene-Oligocene Pabdeh formations in the Ahvaz anticline, Dezful Embayment, Iran”, **Journal of Petroleum Science and Engineering**, **146**, pp 61-70.
- Kaufman R.L. Ahmed A.S. and 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 D. Schumaker, and B. F. Perkins, (Eds.), Proceedings of the 9th Annual Research Conference of the

- Society of Economic and Paleontologists and Mineralogists, **New Orleans**, pp **263-282**.
- Kordi M. (2019) “Sedimentary basin analysis of the Neo-Tethys and its hydrocarbon systems in the Southern Zagros fold-thrust belt and foreland basin”, **Earth-Science Reviews**, **191**, pp **1-11**.
- Lafargue E. Espitalié J. Marquis F, and Pillot D. (1998) “Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production and in soil contamination studies”, **Revue de l’Institut Français du Pétrol**, **53**, **4**, pp **421-437**.
- Langford F.F. and Blanc-Valleron M.M. (1990) “Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using of pyrolizable hydrocarbons vs. total organic carbon, American Association of Petroleum Geologists”, **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, **74**, **6**, pp **799-804**.
- Miller R. G. (1995) “A future for exploration geochemistry. Organic Chemistry” Developments and Applications to Energy, Climate Environment and Human History, AIGOA, Donostia, pp.412-414.
- Nelskamp S. David P. and Littke, R. (2008) “A comparison of burial, maturity and temperature histories of selected wells from sedimentary basins in The Netherlands”, **International Journal of Earth Sciences**, **97**, **5**, pp **931-953**.
- Opera A. Alizadeh B. Sarafdokht H. Janbaz M. Fouladvand R. and Heidarifard M. H. (2013) “Burial history reconstruction and thermal maturity modeling for the Middle Cretaceous–Early Miocene Petroleum System, southern Dezful Embayment, SW Iran”, **International Journal of Coal Geology**, **120**, pp **1-14**.
- Peters K. E. (1986) “Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis”, **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, **70**, pp **318-329**.
- Peters K. E. and Cassa M. R. (1994) “Applied source rock geochemistry. In: L. B. Magoon and W. G. Dow (Eds), the Petroleum System - From Source to Trap”, **American Association of Petroleum Geologists, Tulsa**, pp **93-117**.
- Peters K. E. and Fowler M. G. (2002) “Application of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management”, **Organic Geochemistry**, **33**, pp **5-36**.

- Peters K. E. Clifford C. E. and Moldowan J. M. (2005) “The Biomarker Guide”, 2nd ed. Prentice Hall, New Jersey.
- Rudkiewicz J. L. Sherkati S. and Letouzey J. (2007) “Evolution of maturity in Northern Fars and in the Izeh Zone (Iranian Zagros) and link with hydrocarbon prospectivity”, **Thrust Belts and Foreland Basins, Springer, Berlin, Heidelberg**, pp 229-246
- Senglaub Y. R. Littke and Brix M. R. (2006) “Numerical modelling of burial and temperature history as an approach for an alternative interpretation of the Bramsche anomaly, Lower Saxony Basin”, **International Journal of Earth Sciences**, **95**, pp 204–224.
- Sepehr M. and Cosgrove J. W. (2005) “Role of the Kazerun Fault Zone in the formation and deformation of the Zagros fold-thrust belt, Iran”, **Tectonics**, **24**, pp 1–13.
- Sweeney J.J. and Burnham A.K. (1990) “Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics”, **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, **74**, pp 1559–1570.
- Takin M. (1972) “Iranian geology and continental drift in the Middle East”, **Nature**, **235**, pp 147-150.
- Tissot B. P. Pelet R. and Ungarner P. H. (1987) “Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation”, **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, **71**, pp 1445-1466.
- Tissot B.P. and Welte D.H. (1984) “Petroleum Formation and Occurrence”, 2nd Edition, Springer-Verlag, Berlin, pp.699.
- Wang Z. and Stout S. A. (2007) “Chemical fingerprinting of spilled or discharged petroleum—methods and factors affecting petroleum fingerprints in the environment”, **New Fields Environmental Forensics Practice LLC: Rockland, MA, USA**.
- Waples D. W. (1980) “Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration”, **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, **64**, **6**, pp 916-926.
- Waples D. W. (1985) “Geochemistry in petroleum exploration”, International Human Resources Development Corporation, Boston, pp.215.

Welte D. H. and Yalcin M. N. (1988) "Basin modelling—A new comprehensive method in petroleum geology", **Organic geochemistry in petroleum exploration**, pp 141-151.

Abstract

Sedimentary basin analysis is a useful method for determining the evolution and hydrocarbon generation of the source rocks. In this study, geochemical modeling and hydrocarbon generation potential evaluation of the Pabdeh Formation in one of the oil fields, southwestern Iran. For this purpose, 47 samples from different oil fields in the studied area were analyzed by Rock-Eval 6 pyrolysis system. The kerogens are mostly type II, III and II/III, however the samples are mainly immature and are within diagenesis stage. The 90% of samples have fair to excellent hydrocarbon generation potential. The organic facies of the formation are in the range of B, BC, C and CD. The organic facies variations are due to lateral facies changes and sea-level fluctuations during deposition of this formation. The Pabdeh Formation can be divided into 3 geochemical zones. The upper and lower zones were deposited during sea level regression with low quantity of TOC and HI as well as kerogen type III. However, the middle zone that deposited during the sea level transgression has high quantity of TOC and HI with kerogen type II. The Pabdeh Formation in the studied area can be characterized as high hydrocarbon generation potential but immature source rock and the middle zone of this formation may represent an unconventional hydrocarbon reserve.

Using burial and thermal history modeling of three wells (A1, A2 and A3) in southern Dezful embayment, the effects of sedimentation, subsidence and uplift of the sedimentary basin on the temperature changes associated with depth and time and thus maturity of the Pabdeh Formation has been studied. The burial history diagrams show that the sedimentary basin had low subsidence rate during the sedimentation of Pabdeh Formation in Paleocene to Oligocene. The highest rate of subsidence happened during the middle to late Miocene, associated with deposition of the Gachsaran Formation. The Pabdeh Formation was in deepest burial depth from 2074m to 3220m, in the Pliocene, and after that, from Pliocene to present day, it has been uplifted. This uplift is concomitant with the main folding phase of the Zagros orogeny. Based on the burial history and thermal maturity models, from middle Miocene, the Pabdeh Formation was exposed to the temperature higher than 60 °C and reached to the 100 °C in middle Pliocene. However due to the uplift of basin and changes of appropriate situations, it did not have enough time for complete thermal maturation and hydrocarbon generation. According to low amount of R_o (<0/6%), the Pabdeh Formation in the studied area is in the beginning of oil window and due to low amount of thermal maturity, it can be considered as a high potential but immature source rock.

Keywords: Hydrocarbon generation potential, Pabdeh Formation, southern Dezful Embayment, Basin Analysis, maturity, Burial history, Thermal modeling



Shahrood University of Technology

Faculty of Earth Sciences
M.Sc. Thesis in Geochemistry

**Geochemical modeling and hydrocarbon generation potential
evaluation of the Pabdeh Formation in one of the oil fields,
southwestern Iran**

By:

Zeynab Orak

Supervisor:

Dr. Masoumeh Kordi

Advisor:

Dr. Ahmadreza Karimi

June 2019