

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشکده علوم زمین

پایان نامه کارشناسی ارشد ژئوشیمی

تحلیل لاگ‌های ژئوشیمیایی آلی در ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی

سازند کژدمی در میادین شمال غرب خلیج فارس

نگارنده:

زهرا رستمی

استاد راهنما:

دکتر سیدرضا قوامی ریابی

دکتر فرج‌ا... فردوست

تیر ۱۳۹۷

شماره: ۱۳۰۲۶
تاریخ: ۹۷/۷/۱۰

باسمه تعالی



مدیریت تحصیلات تکمیلی

فرم شماره (۳) صورتجلسه نهایی دفاع از پایان نامه دوره کارشناسی ارشد

با نام و یاد خداوند متعال، ارزیابی جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم زهرا رستمی با شماره دانشجویی ۹۴۰۸۰۶۴ رشته زمین شناسی گرایش زمین شیمی تحت عنوان تحلیل لایه‌های ژئوشیمیایی آلی در ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند کزدمی در میادین شمال غرب خلیج فارس که در تاریخ ۹۷/۰۴/۲۴ با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار گردید به شرح ذیل اعلام می‌گردد:

قبول (با درجه: صمیمانه) مردود
نوع تحقیق: نظری عملی

عضو هیأت داوران	نام و نام خانوادگی	مرتبه علمی	امضاء
۱- استاد راهنمای اول	دکتر سید رضا قوامی ریایی	دانشیار	
۲- استاد راهنمای دوم	دکتر فرج ا. فردوست	استادیار	
۳- نماینده تحصیلات تکمیلی	دکتر <u>رستم باری</u>	<u>استادیار</u>	
۴- استاد ممتحن اول	دکتر معصومه کردی	استادیار	
۵- استاد ممتحن دوم	دکتر مهدی جعفرزاده	استادیار	

نام و نام خانوادگی رئیس دانشکده: دکتر پرویز امیدی

تاریخ و امضاء و مهر دانشکده:

تبصره: در صورتی که کسی مردود شود حداکثر یکبار در سال امکان تجدید تحصیل می‌تواند از پایان نامه خود دفاع نماید (دفاع مجدد نباید زودتر از ۴ ماه برگزار شود).



تقدیم بہ خودم

کہ

باوجود حجم زیادہی از کم لطفی باو بی معرفتی ہا

در جانزدوم و بہ تلاشم ادامه دادم تا این راہ را بہ مقصد برسانم.

پس آن کس که دل را از همه چیز تری سازد و فکرش را بکار گیرد تا بداند که: چگونه عرش قدرت خود را برقرار ساخته‌ای و پدیده‌ها را چگونه آفریده‌ای و چگونه آسمان و کرات فنیانی را در هوا آویخته‌ای و زمین را چگونه بر روی امواج آب گسترده‌ای، نگاشته‌ای، حسرت زده و تعلقش مات و سرگردان و شوقی‌اش آشفته و اندیشه‌اش حیران می‌ماند. *سبح البلاغه، خطبه ۱۵۹*

پس و قدردانی از خانواده محترم و عزیزم، بالانص برادرم آقای رستم رستمی که در تمام طول این سال با مشوق بنده بودند، همچنین شکر و قدردانی از اساتید محترم را به‌جناب آقای دکتر سیدرضا قوامی ریانی و جناب آقای دکتر فرج... فرودست، همچنین جناب دکتر صادقان که در این راه، کمک‌های بی‌شماری به بنده ارائه نمودند. در آخر سئوه و گلایه از کسانی که موانع زیادی برای ما ایجاد کردند تا ما به مقصود خود دست نیاییم. با وجود مشکلات و کارشکنی‌های برخی افراد، این پایان نامه به سرانجام رسید.

تعهد نامه

اینجانب زهرا رستمی دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته زمین شیمی دانشکده علوم زمین دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده تحلیل لاگ‌های ژئوشیمیایی آلی در ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند کژدمی در میداین شمال غرب خلیج فارس، به راهنمایی جناب آقای دکتر سیدرضا قوامی ریایی، متعهد می‌شوم.

- تحقیقات در این پایان نامه 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 پایان نامه 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 پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه ، در مواردی که از موجود زنده (یا بافتهای آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، 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 افزارها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی‌باشد.

چکیده

خلیج فارس بعنوان غنی‌ترین حوضه هیدروکربنی جهان، نقش بسیار مهمی در معادلات انرژی جهان دارد. تقریباً دو سوم ذخایر اثبات شده نفت و یک سوم ذخایر گاز طبیعی جهان در اختیار کشورهای حاشیه خلیج فارس قرار دارد. در این تحقیق بر روی میادین شمال غرب خلیج فارس (A, B و C) تمرکز شده است.

این تحقیق به منظور بررسی توان هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ سازند کژدمی در میادین شمال غربی خلیج فارس، با استفاده از تحلیل لاگ‌های ژئوشیمیایی می‌باشد. از نتایج آنالیز راک-اول و نتایج تکمیلی کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گاز-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) استفاده شده است.

ترسیم لاگ‌های ژئوشیمیایی گویای آن است که در میادین A و C، سنگ منشأ از پتانسیل هیدروکربن‌زایی بالاتری برخوردار است و چاه‌های مربوط به میدان B به دلیل پایین بودن پارامترهای ژئوشیمیایی راک-اول سنگ منشأ، از پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیفی برخوردار می‌باشند. از نتایج آنالیز تکمیلی جهت بررسی نوع رخساره آلی، کروژن، محیط رسوب‌گذاری، بلوغ حرارتی و تأثیر پدیده‌های تجزیه زیستی بر روی نمونه‌های مورد مطالعه استفاده شده است. نمونه‌های میدان A از تیپ کروژن نوع II هستند و در ابتدای پنجره بلوغ قرار گرفته‌اند، نمونه‌های میدان C اغلب از تیپ کروژن نوع III می‌باشند که نابالغاند و هر دو در محیط احیایی تشکیل شده‌اند.

از داده‌های میادین A و C (به علت بالا بودن پتانسیل هیدروکربن‌زایی) برای ارزیابی مخزن غیرمتعارف، استفاده شده تا دیاگرام عنکبوتی (شیل بارنت) ترسیم گردد. شیل‌های گازی به دلیل داشتن محتوای مواد آلی بالا، چنانچه از نظر پختگی مواد آلی وارد پنجره گازی شده و در مرحله تولید گاز خشک قرار گیرند، زایش گاز در آن‌ها صورت گرفته که بعنوان شیل‌گازی (مخازن نامتعارف) محسوب می‌شوند. بدین منظور با بررسی ویژگی‌های شیل بارنت (به‌عنوان یک شیل تولیدکننده و با اهمیت در ایالات متحده) مجموعه‌ای از پارامترهای ژئوشیمیایی سازند کژدمی در میادین A و C تعیین و مقادیر آن‌ها با مقادیر

کمیته‌ی آستانه در شیل بارنت مقایسه گردیده است، که سازند کژدمی در میدان A تولید گاز کمی دارد و در میدان C بین پنجره نفتی و گازی قرار دارد. ارزیابی ضریب انعکاس ویتترینایت، میزان بلوغ نمونه‌ها و احتمال وجود پتانسیل شیل گازی را بررسی می‌نماید. نتایج حاصل از نمودار TR-Ro، نشان‌دهنده تولید گاز بیوژنیک در انتهای دیاژنز برای هر دو میدان A و C است، در اعماق بیش‌تر انتظار پتانسیل بالاتری را می‌توان از این سازند داشت.

کلمات کلیدی: ارزیابی ژئوشیمیایی، شیل بارنت، پارامترهای راک-اول، انعکاس ویتترینایت و نتایج آنالیز تکمیلی GC و GC-MS.

لیست مقالات ارائه شده از پایان نامه

ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ منشأ کژدمی در میداین A و C شمال غرب خلیج فارس به عنوان مخزن غیرمتعارف ، دومین همایش بین المللی نفت و گاز، پتروشیمی و HSE، همدان، اسفند ۱۳۹۶.

ارزیابی غیرمتعارف سازند کژدمی در دو میدان شمال غرب خلیج فارس، مجله پژوهش های علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی

فهرست

فصل اول: کلیات

۱-۱-مقدمه	۲
۲-۱- شیل گازی	۵
۳-۱- موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه	۶
۴-۱- ضرورت انجام تحقیق	۷
۵-۱- سابقه تحقیق	۸
۶-۱- روش انجام تحقیق و تجزیه تحلیل	۱۱
۷-۱- ساختار تحقیق	۱۲

فصل دوم: زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

۱-۲- مقدمه	۱۶
۲-۲- مروری بر وضعیت زمین شناسی خلیج فارس، تکتونیک و چینه شناسی خلیج فارس	۱۶
۳-۲- تحولات تکتونیکی و ساختاری مزوزوئیک	۱۹
۴-۲- چینه شناسی سازندهای ژوراسیک-کواترنری در بخش ایرانی خلیج فارس (شکل ۲-۴)	۲۲
۱-۴-۲- سازند سورمه	۲۲
۲-۴-۲- سازند هیث	۲۲
۳-۴-۲- سازند فهلیان	۲۳
۴-۴-۲- سازند گدوان	۲۴
۵-۴-۲- سازند داریان	۲۶
۶-۴-۲- سازند کزدمی	۲۶
۷-۴-۲- سازند سروک	۲۸
۸-۴-۲- سازند ایلام	۲۹
۹-۴-۲- سازند گوری	۲۹
۱۰-۴-۲- سازند پابده	۲۹
۱۱-۴-۲- سازند جهرم	۲۹

۳۰ سازند آسماری ۱۲-۴-۲
۳۰ سازند گچساران ۱۳-۴-۲
۳۰ سازند میشان ۱۴-۴-۲
۳۰ سازند آغاچاری ۱۵-۴-۲

فصل سوم مبانی مهم ارزیابی های ژئوشیمیایی

۳۴ ۱-۳ مقدمه
۳۴ ۲-۳ سنگ منشأ
۳۵ ۳-۳ سنگ مخزن
۳۶ ۴-۳ کمیت و کیفیت مواد آلی
۳۸ ۵-۳ ارزیابی سنگ منشأ
۳۹ ۱-۵-۳ پیرولیز راک-اول
۴۰ ۲-۵-۳ کروماتوگرافی گازی
۴۲ ۳-۵-۳ کروماتوگرافی گازی- طیفسنجی جرمی
۴۵ ۶-۳ مخازن غیرمتعارف و شیل های گازی
۴۶ ۷-۳ بررسی شیل بارت بعنوان مدل ارزیابی شیل های گازی
۴۸ ۱-۷-۳ نرخ تبدیل
۴۹ ۲-۷-۳ بلوغ حرارتی

فصل چهارم ارزیابی های ژئوشیمیایی و تعبیر و تفسیر داده ها

۵۲ ۱-۴ مقدمه
۵۲ ۲-۴ تعبیر و تفسیر نتایج راک-اول
۵۲ ۱-۲-۴ لاگ ژئوشیمیایی
۵۴ ۲-۲-۴ نتایج راک-اول میدان A (چاه 7-A)
۵۷ ۳-۲-۴ نتایج راک-اول میدان B
۶۵ ۴-۲-۴ نتایج راک-اول میدان C
۶۸ ۳-۴ تیپ کروژن ها
۶۸ ۱-۳-۴ میدان A
۶۹ ۲-۳-۴ میدان B
۷۰ ۳-۳-۴ میدان C

۷۱	۴-۴- نتایج کروماتوگراف گازی (GC)
۷۳	۵-۴- ارزیابی نتایج آنالیزهای کروماتوگراف گازی- طیفسنج جرمی (GC-MS)
۷۶	۶-۴- ارزیابی منشأ گاز تولیدی
۷۹	۷-۴- تفسیر پارامترهای بلوغ و ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز

فصل پنجم نتیجه‌گیری و پیشنهادها

۸۲	۱-۵- نتیجه‌گیری
۸۶	۲-۵- پیشنهادها
۸۶	۳-۵- پیوست‌ها
۸۸	منابع و مراجع

فهرست اشکال

- شکل (۱-۱): احتمال اکتشاف مخزن نفت بر پایه حفاری تصادفی، دانش زمین شناسی، ژئوفیزیک و ژئوشیمی آلی ۳
- شکل (۲-۱): موقعیت میداین مورد مطالعه در خلیج فارس ۹
- شکل (۳-۱): وضعیت تولید نفت نسبت به زمان در خاورمیانه ۹
- شکل (۴-۱): ستون چینه شناسی واحدهای سنگی در خلیج فارس ایران و وضعیت سازند کزدمی ۱۳
- شکل (۱-۲): نقشه تکتونیکی حوضه خلیج فارس ۲۳
- شکل (۲-۲): موقعیت و عناصر اصلی تکتونیکی صفحه ایران و عربستان ۲۵
- شکل (۳-۲): لیتولوژی سازند کزدمی و معادل آن در بخش عربی ۲۸
- شکل (۴-۲): وضعیت سازند کزدمی در بخش ایرانی خلیج فارس ۳۱
- شکل (۱-۳): بلوغ و انواع گاز تولیدی ۳۸
- شکل (۲-۳): دستگاه آنالیز پیرولیز راک-اول ۴۱
- شکل (۳-۳): پیکهای حاصل از آنالیز راک-اول ۴۱
- شکل (۴-۳): دستگاه کروماتوگرافی گازی ۴۲
- شکل (۵-۳): دستگاه GC-MS ۴۳
- شکل (۶-۳): ارزیابی شرایط محیط، بلوغ، تجزیه و تیپ کروژن بر اساس نمودار نسبت های Pr/n-C17 به Ph/n-C18 ۴۴
- شکل (۷-۳): نمودار مثلثی استران های C27, C28, C29 ۴۴
- شکل (۸-۳): نمودار عنکبوتی شیل بارنت ۴۷
- شکل (۹-۳): نمودار ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز، بلوغ حرارتی ۵۰
- شکل (۱-۴): نمودار S1/TOC برای نمونه های چاه A-7 ۵۵
- شکل (۲-۴): لاگ های ژئوشیمیایی مربوط به چاه A-7 ۵۷
- شکل (۳-۴): نمودار S1/TOC برای نمونه های چاه B-1 ۵۸
- شکل (۴-۴): ستون لیتولوژی چاه B-1 ۵۸
- شکل (۵-۴): لاگ های ژئوشیمیایی چاه B-1 ۶۰
- شکل (۶-۴): نمودار S1/TOC برای نمونه های چاه B-2 ۶۱
- شکل (۷-۴): لاگ های ژئوشیمیایی چاه B-2 ۶۲
- شکل (۸-۴): نمودار S1/TOC برای نمونه های چاه B-3 ۶۳
- شکل (۹-۴): لاگ های ژئوشیمیایی چاه B-3 ۶۵
- شکل (۱۰-۴): نمودار S1/TOC برای نمونه های چاه C-1 ۶۵
- شکل (۱۱-۴): ستون لیتولوژی مربوط به چاه C-1 ۶۶
- شکل (۱۲-۴): لاگ های ژئوشیمیایی چاه C-1 ۶۸
- شکل (۱۳-۴): نمودار تیپ کروژن ها برای چاه A-7 براساس مقادیر HI ۶۹
- شکل (۱۴-۴): نمودار تیپ کروژن ها برای چاه های B-1, B-2, B-3 براساس مقادیر HI ۷۰
- شکل (۱۵-۴): نمودار درصد تیپ کروژن ها برای چاه C-1 براساس مقادیر HI ۷۱
- شکل (۱۶-۴): نمودار Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18، تعیین بلوغ و نوع مواد آلی مولد نفت ۷۴
- شکل (۱۷-۴): نمودار Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18، تعیین محیط تشکیل سنگ منشأ ۷۴

- شکل (۴-۱۸) : دیاگرام مثلثی استران های C27, C28, C29، جهت شناسایی محیط تشکیل و نوع مواد آلی ۷۵
- شکل (۴-۱۹) : نمودار نسبت C29Sterane در مقابل (C29Sterane ($\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta$)) داده های منطقه مورد مطالعه ۷۶
- شکل (۴-۲۰) : نمودار TR-Ro برای نمونه های چاه C-1 ۷۸
- شکل (۴-۲۱) : نمودار TR-Ro برای نمونه های چاه A-7 ۷۸
- شکل (۴-۲۲) : نمودار قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی چاه A-7 ۸۰
- شکل (۴-۲۳) : نمودار قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی چاه C-1 ۸۰

فهرست جداول

۶۸	جدول (۱-۴) : درصد تیپ کروژن ها برای چاه A-7
۶۹	جدول (۲-۴) : درصد تیپ کروژن ها برای میدان B
۷۰	جدول (۳-۴) : درصد تیپ کروژن ها برای چاه C-1
۷۱	جدول (۴-۴) : نوع و درصد کروژن ها برای ۳ میدان مذکور
۷۲	جدول (۵-۴) : نتایج GC مربوط به ۴ نمونه از میدان A و C
۷۵	جدول (۶-۴) : نتایج آنالیز GC-MS برای ۴ نمونه از چاه A-7 و C-1
۷۷	جدول (۷-۴) : مقادیر TR و Ro برای چاه های A-7 و C-1
۷۹	جدول (۸-۴) : پارامترهای ژئوشیمیایی در رسم دیاگرام عنکبوتی مربوط به دو میدان A و C
۸۴	جدول (۱-۵) : میانگین داده های راک-اول میادین A, B, C
۸۴	جدول (۲-۵) : میانگین داده های راک-اول میادین A, B, C
۸۵	جدول (۳-۵) : میانگین داده های راک-اول میادین A, B, C
۸۷	جدول (۴-۵) : نتایج آنالیز راک-اول نمونه های چاه های A-7 و C-1

فصل اول

کلیات

قدیمی‌ترین تئوری برای اکتشاف نفت، تئوری طاق‌دیس^۱ است که به وسیله‌ی هانت^۲ در سال ۱۸۶۱ معرفی شد. این تئوری بعنوان تئوری اصلی برای اکتشافات مهم نفتی در آمریکا، ونزوئلا، آرژانتین، برمه و به خصوص در مسجدسلیمان ایران مورد بررسی قرار گرفت. پس از آن زمین‌شناسان دریافتند که نفت می‌تواند در شرایط گوناگون از لحاظ زمین‌شناسی یافت شود و تنها منحصر به طاق‌دیس‌ها نمی‌شود. تا اوایل قرن بیستم اطلاعات چندانی از ترکیب شیمیایی و چگونگی تشکیل نفت در دست نبود. با توجه به هزینه‌های بالای حفاری لازم بود که از روش‌های علمی استفاده‌ی بیش‌تری به عمل آید. این بار علم شیمی زمین بود که به کمک کارشناسان آمد و شاخه علم ژئوشیمی آلی را ایجاد و در خدمت اکتشاف منابع نفت و گاز قرار داد (رضایی، ۱۳۸۷).

ژئوشیمی آلی علمی است که امروزه کارآیی آن در بالا بردن احتمال اکتشاف نفت ثابت شده است (شکل ۱-۱). به منظور مشخص شدن جایگاه این دانش در اکتشاف نفت، نتایج ارزیابی ۱۶۵ حلقه چاه اکتشافی (شکل ۱-۱) مورد بررسی قرار گرفته است. اگر درآمد حاصل از فروش نفت (برحسب میلیارد بشکه) کشف شده را در برابر هزینه حفاری چاه‌ها ترسیم شود؛ نمودار مذکور نمایانگر آن است که مطلوب‌ترین سطح ممکن برای دستیابی به دورنماهای اکتشافی، کارآیی مؤثر ۱۰۰٪ خواهد بود؛ که عملاً غیرقابل دسترس است. حفاری تصادفی^۳ و بدون مبانی علمی می‌تواند منجر به عدم کشف شود. استفاده از اطلاعات زمین‌شناسی و مخزنی به همراه داده‌های ژئوفیزیکی منتهی به منحنی پلکانی با کارایی مؤثر ۲۸٪ می‌گردد. لحاظ نمودن اطلاعات حاصل از ژئوشیمی آلی منتج به کارآیی پیش‌بینی‌شده ۶۳٪ شده است (Demaison & Murriss, 1984).

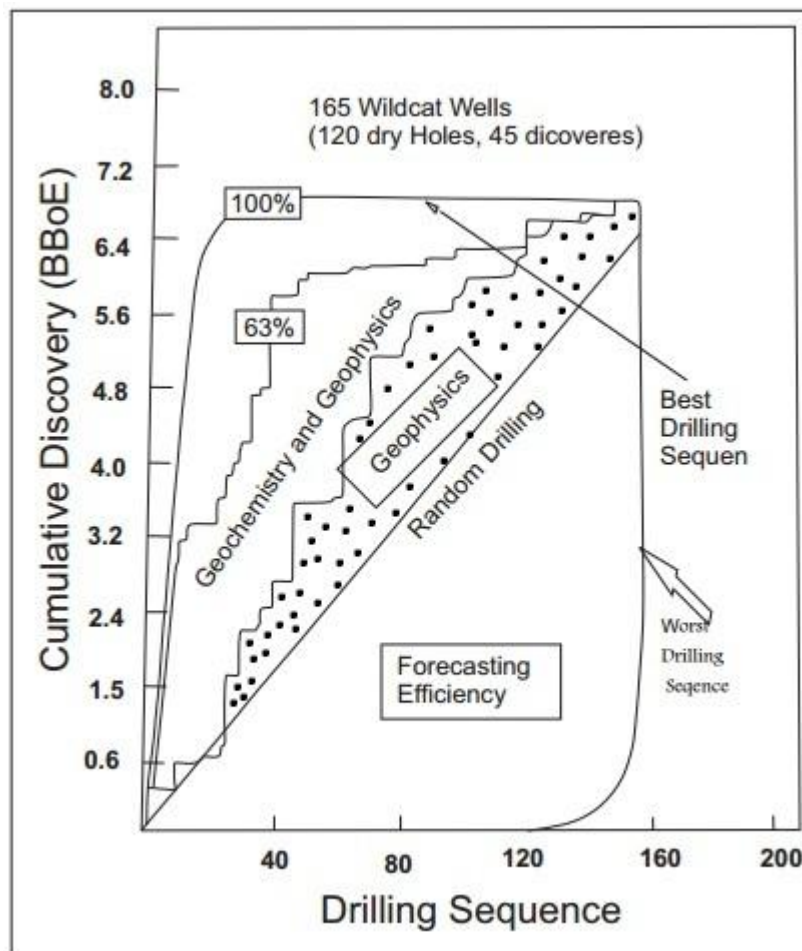
¹ Anticline theory

² Hunt

³ Random Drilling

از کاربردهای نوین ژئوشیمی آلی که در سال‌های اخیر مورد توجه قرار گرفته، می‌توان به مدیریت مخازن نفتی و تولید و توسعه‌ی میادین نفتی اشاره کرد (Peters & Fowler, 2002).

استفاده از ژئوشیمی آلی در پروژه‌های نفتی، سرعت و هزینه‌های پروژه را بهینه ساخته است (Kaufman et al., 1990). کاربرد ژئوشیمی در بعضی زمینه‌ها نسبت به نمودارهای تولیدی بیش از ۹۰ درصد صرفه-جویی در هزینه را به همراه دارد (Hwang et al., 2000). برای مثال، پیشرفت‌های اخیر در ژئوشیمی مخازن نفتی، در بازیافت نفت‌های غیرقابل استحصال، کاربرد داشته است.



شکل (۱-۱): احتمال اکتشاف مخزن نفت بر پایه حفاری تصادفی، دانش زمین‌شناسی، ژئوفیزیک و ژئوشیمی آلی (Peters & Fowler., (2002)

ژئوشیمی آلی با تکیه بر روش‌های آنالیز متعددی که دارد و بهره‌گیری از اطلاعات زمین‌شناسی، احتمال تشکیل مخازن یا منابع نفت یا گاز را از سنگ منشأ مورد ارزیابی قرار می‌دهد. در این راستا ساختارهای

شیمیایی بیومارکرهای موجود در نفت و گاز و ایزوتوپ‌ها کمک قابل توجهی در ارزیابی‌ها دارند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

بررسی سیستم‌های نفتی و کاهش ریسک اکتشاف و حفاری، تطابق نفت-نفت و نفت-سنگ منشأ، ارزیابی فرآیندهای ثانویه تاثیرگذار بر ترکیب نفت، بررسی آلودگی‌های نفتی و مدل‌سازی چند بعدی حوضه نفتی برخی از کاربردهای ژئوشیمی آلی در اکتشافات هیدروکربنی هستند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

امروزه ژئوشیمیست‌ها و زمین‌شناسان در اکتشاف نفت و گاز، ابتدا سنگ منشأ احتمالی حوضه رسوبی مورد نظر را مورد ارزیابی قرار می‌دهند، که هدف از این ارزیابی تعیین نوع ماده آلی و نوع هیدروکربن تولیدی می‌باشد. در تعاریف سنگ منشأ، از سنگ‌های ریزدانه غنی از مواد آلی یاد می‌شود که در اثر بلوغ حرارتی، هیدروکربن تولید می‌گردد. سنگ‌های تخریبی دریایی (گل‌سنگ یا شیل)، سنگ‌های کربناته (آهک میکریتی) و یا در گروه‌های بینابین آنها (مارن) امکان سنگ منشأ مناسب بودن را دارا هستند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵؛ رضایی، ۱۳۸۷). سنگ مخزن با تخلخل یا فضاهای خالی نفوذپذیر و مرتبط با هم (تخلخل موثر یا مفید)، امکان تجمع نفت و گاز را تأمین می‌کند. سنگ‌های رسوبی همانند آهک، دولومیت و ماسه سنگ، در صورت داشتن این ویژگی می‌توانند نقش سنگ مخزن را داشته باشند (رضایی، ۱۳۸۷). هدایت هیدروکربن از سنگ منشأ نفوذ ناپذیر به سنگ مخزن نفوذپذیر از طریق مسیرهای هدایت صورت می‌گیرد (Peters & Fowler, 2002 ; Kotarba et al., 2003; Peters et al., 2005).

تحقیقات و بهره‌برداری‌هایی که امروزه در دنیا از مخازن هیدروکربنی می‌شود، آن‌ها را در دو گروه عمده مخازن متعارف و غیرمتعارف قرار می‌دهد.

مخازن متعارف، در ساختار تله‌نفتی سنگ منشأ، سنگ مخزن و سنگ پوش قرار می‌گیرند. این در حالی است که در مخازن غیرمتعارف، در صورت وجود ویژگی‌های خاص پترولوژیکی، امکان بهره‌برداری مستقیم از سنگ منشأ مهیا می‌گردد (Holditch, 2001; Jarvie et al., 2007). امکان این امر نیز وجود دارد که

بخشی از یک سیستم نفتی به صورت مخزن متعارف و بخش دیگری از آن به صورت مخزن غیرمتعارف مورد بهره‌برداری قرار گیرند (Jarvie et al., 2007; Talukdar, 2002).

در مخازن غیرمتعارف، با سنگ منشأیی بالغ که در حال تبدیل ماده آلی به هیدروکربن بوده، در صورت ایجاد نفوذپذیری، قادر به برداشت هیدروکربن خواهیم بود، همانند شیل‌های گازی (Shale gas) که هم-اکنون در دنیا از آنها بهره‌برداری صورت می‌گیرد. در مخازن متعارف وضعیت منشأ و مخزن به گونه‌ای است که با استفاده از روش‌های معمول حفاری استحصال نفت و گاز میسر است. در مخازن غیرمتعارف، منابع از طریق روش‌های مرسوم حفاری قابل استحصال نیست و لذا بایستی از روش‌های با هزینه‌ی بالاتر استفاده نمود. برای این منظور در این مخازن وجود یک سیستم شکستگی طبیعی برای تخلیه گاز از خمیره‌ی سنگ ضروری بوده و در صورت عدم وجود شکستگی‌های طبیعی در مخزن، ایجاد شکستگی هیدرولیکی جهت استحصال، کمک شایان‌ذکری می‌کند (کاووسی و دریاپنده، ۱۳۹۰)؛ (Jarvie et al., 2007).

براساس داده‌های اداره اطلاعات انرژی (سال ۲۰۱۱) منابع قابل بازیابی شیل‌گازی در سطح جهان با توجه به سطح تکنولوژی امروزی معادل با ۶۶۲۲ تریلیون فوت مکعب تخمین زده شده، که با توجه به این گزارش بیش‌ترین منابع شیل‌گازی در چین و آمریکا وجود دارد (Nicholson, 2013).

۱-۲- شیل‌گازی

شیل نوعی سنگ رسوبی است که از رس فشرده به صورت ورقه‌های نازک تشکیل شده است. شیل‌های گازی در تله‌های شیلی^۱ (تشکیلاتی که دارای خواص زمین‌شناسی و جغرافیایی یکسانی هستند) قرار دارند و گاز طبیعی حاصل از شیل مهاجرت نکرده و همان‌جا تجمع پیدا می‌کند (کاووسی و دریاپنده، ۱۳۹۰).

^۱ Shale traps

شیل‌های گازی گروه متنوعی از سنگ‌ها هستند که متان به صورت محبوس داخل آن‌ها قرار دارد و بوسیله‌ی فرآیند تقطیر یا شکست هیدرولیکی، متان را از شیل‌گازی استخراج می‌کنند. امروزه شیل‌های نفتی و گازی با توجه به اتمام منابع هیدروکربنی متعارف جایگزین مناسبی برای این منابع می‌باشند. از مدت‌ها پیش وجود گاز در شیل‌ها معلوم بود اما به علت عدم وجود نفوذپذیری و شبکه موئینه، استخراج از آن‌ها غیرممکن بود. امروزه براساس فناوری جدید با فشار آب یا شن، در سنگ شکستگی ایجاد می‌کنند و مجاری برای جریان یافتن گاز بوجود می‌آید. برای استخراج تجاری متان باید چاه‌های متعددی به علت فشار پایین گاز حفر شود. آمریکا با بیش از ۲۳٪ این ذخایر، از بزرگترین دارندگان شیل‌گازی در دنیا محسوب می‌شود (کسایبی‌نجفی، ۱۳۹۰).

۱-۳- موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه

خلیج فارس بعنوان غنی‌ترین حوضه هیدروکربنی جهان، نقش بسیار مهمی در معادلات انرژی جهان دارد. تقریباً دو سوم ذخایر اثبات شده نفت و یک سوم ذخایر گاز طبیعی جهان در اختیار کشورهای حاشیه خلیج فارس قرار دارد (Rabbani, 2007). این حوضه در محدوده‌ای از خشکی‌های شرق عراق، جنوب و جنوب غرب ایران، شرق عربستان و سواحل امارات متحده عربی، قطر، بحرین و کویت قرار گرفته و حاوی تعداد زیادی از میادین نفتی و گازی می‌باشد. این تحقیق بر روی میادین شمال غرب خلیج فارس (A, B, C) متمرکز شده است که موقعیت میادین مذکور در شکل (۱-۲) نشان داده شده است.

در این تحقیق داده‌های مرتبط با ۸۳ نمونه خرده حفاری از سازند کژدمی واقع در ۳ میدان بخش ایرانی خلیج فارس با روش راک-اول (میدان A: ۲۰ نمونه مربوط به چاه A-7، میدان B: ۴۵ نمونه در سه چاه B-1, B-2, B-3 و ۱۸ نمونه در میدان C مربوط به چاه C-1، ۴ نمونه از ۸۳ نمونه به روش GC-MS و ۴ نمونه به روش GC آنالیز شده است (۱ نمونه مربوط به چاه A-7 و ۳ نمونه مربوط به چاه C-1). جهت ارزیابی وضعیت سنگ منشأ، ضمن ترسیم لاگ ژئوشیمی آلی نتایج پیرولیز راک-اول و استفاده از نتایج تلفیقی

پیرولیز راک- اول و کروماتوگرافی گازی / کروماتوگرافی گاز- طیف‌سنج جرمی، به بررسی شرایط محیطی، ترکیب آلی هیدروکربن‌ها و بررسی فرآیند بلوغ و یا تجزیه - تخریب زیستی هیدروکربن پرداخته شده است. بدین ترتیب بهترین میدان محتمل در تولید بخش اصلی هیدروکربن مشخص می‌شود. پس از آن پتانسیل بهترین زون محتمل به لحاظ پتانسیل شیل‌گازی مورد ارزیابی قرار داده شده است. نهایتاً مقایسه‌ای بین سازند مذکور با شیل‌بارنت صورت گرفته است.

۱-۴- ضرورت انجام تحقیق

امروزه در دنیا در حالی که بحث یافتن سوخت جایگزین به جای سوخت‌های فسیلی مطرح است، ولی کماکان ذخایر هیدروکربنی یکی از عمده‌ترین منابع سوخت رایج دنیا می‌باشند که بدون شک بازارهای جهانی انرژی را از آن خود کرده است. آنچه شاید به نوعی دنیا را نگران کرده، روند کاهشی میزان ذخایر شناخته‌شده جدید هیدروکربنی در دنیا است (شکل ۱-۳). لذا مخازن غیرمتعارف امروزه در دنیای غرب و اروپا و حتی همسایگان ایران در حال بررسی و بهره‌برداری هستند. یک سنگ منشأ در آن واحد این قابلیت را می‌تواند داشته باشد تا بعنوان سنگ منشأ یک مخزن متعارف و سنگ مخزن یک مخزن غیرمتعارف نیز مورد بهره‌برداری قرار گیرد (Jarvie et al., 2007; Talukdar, 2002; Holditch, 2001). روش‌های ارزیابی این گروه از ذخایر با ارزیابی‌های مرتبط با سنگ منشأ متفاوت بوده و در بخشی از بررسی‌ها، مشابه مخازن متعارف است.

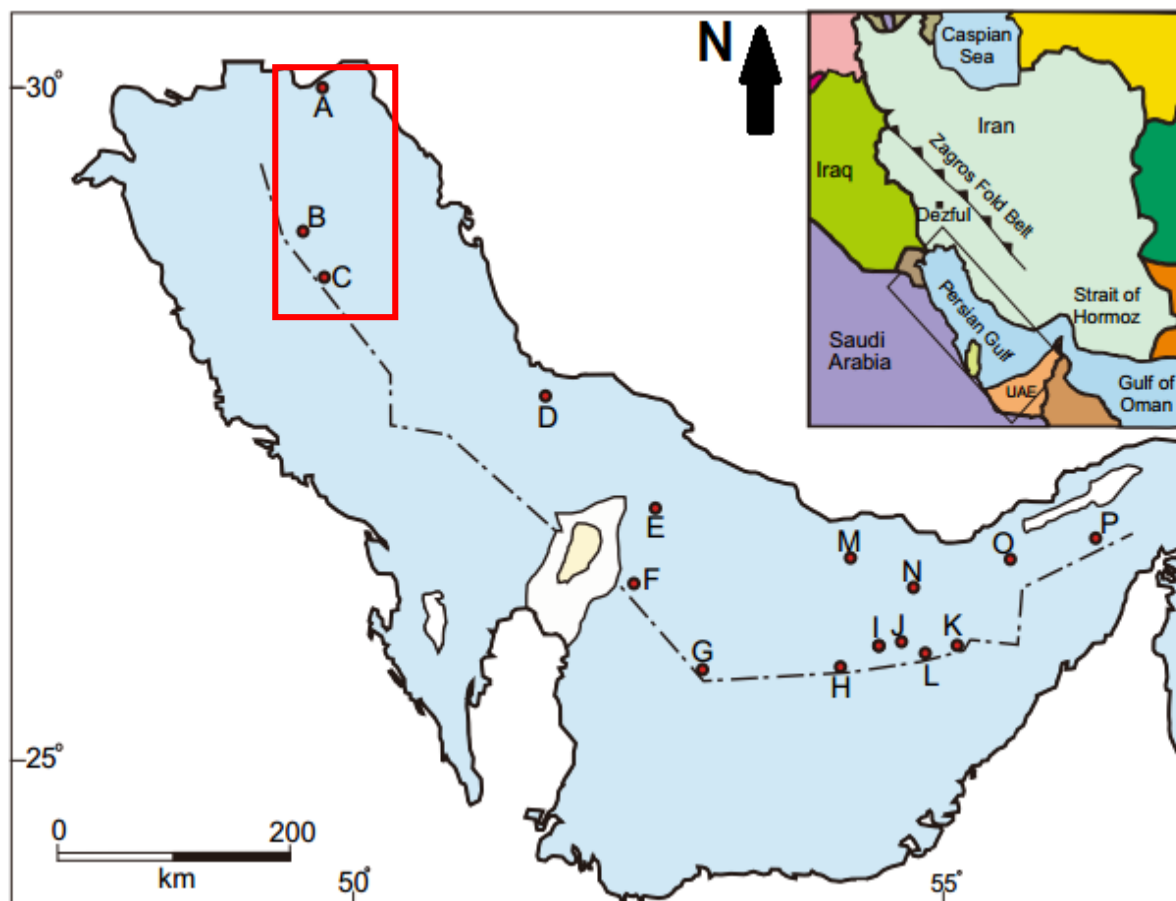
سازند کژدمی یکی از موثرترین سنگ‌های منشأ در میادین نفتی جنوب غرب ایران می‌باشد. این سازند یکی از سنگ منشأهای نفتی حوضه زاگرس بوده که در امتداد شمال غرب به جنوب شرق ایران بیش از صدها کیلومتر گسترش دارد. در مقطع تیپ آن در شمال غرب زاگرس ضخامتی در حدود ۲۳۰ متر داشته ولی در یکی از میادین نفتی عظیم در درون چاه‌های حفاری شده بیش از ۴۰ تا ۵۰ متر ضخامت آن نمی‌رسد. به لحاظ سنگ‌شناسی این سازند عمدتاً حاوی شیل‌های خاکستری با میان لایه‌های از مارن و ماسه‌سنگ

به سن آلبین-سنومنین در نظر گرفته می‌شود (شکل ۱-۴) (Ghasemi-Nejad et al., 2009). بر حسب میزان ذخایر نفتی و گازی خلیج فارس و وجود یک سوم ذخایر گازی دنیا در آن (گویای بلوغ مناسب سنگ منشأ در اعماق است) (Rabbani, 2007) مطالعات و تحقیقات هر چه کامل‌تر در این حوضه جایگاه ویژه‌ای را به خود اختصاص می‌دهد.

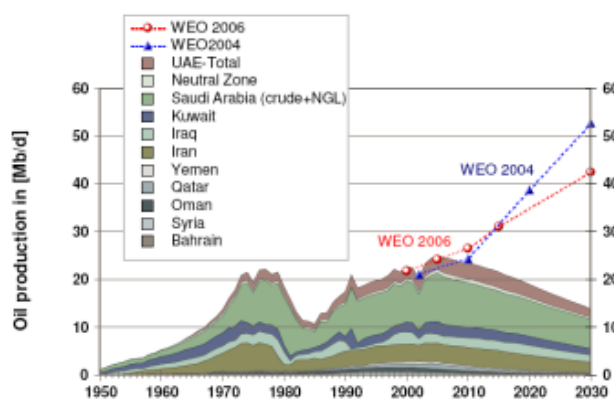
۱-۵- سابقه تحقیق

اولین چاه اکتشافی نفت در سال ۱۷۴۵ در فرانسه حفر شد و اولین چاه استخراج نفت توسط کلنل دریک در پنسیلوانیا در سال ۱۸۵۹ حفاری شد. تا سال ۱۹۲۵ فقط ماسه سنگ‌ها به‌عنوان مخازن هیدروکربنی مورد مطالعه بودند، اما اکتشافات مخازن عظیم هیدروکربنی در کربنات‌ها نشان داد که نفت می‌تواند در سنگ‌های کربناته نیز یافت شود. در دهه ۱۹۵۰ قانون دینامیک سیالات توسط هوبرت و هیل^۱ برای توصیف مهاجرت و ذخیره نفت به‌کار برده شد. در دهه ۱۹۶۰ مطالعات فسیل‌شناسی بر روی میکروفسیل‌ها به صورت مغزه (Core) و خرده حفاری (Cutting) به منظور تطابق ناحیه‌ای چینه‌ها صورت گرفت. در دهه ۱۹۷۰ از اطلاعات لرزه‌ای و ترسیم نیمرخ‌های لرزه‌ای برای اطلاع از سیمای درون زمین استفاده شد. بعد از دهه ۱۹۸۰ تاکنون، پیشرفت و توسعه در تکنولوژی‌های گذشته و نیز معرفی نرم‌افزارهای مختلف کامپیوتری باعث تسریع و بهبود اکتشافات هیدروکربنی شده است (رضایی، ۱۳۸۷).

¹ Hubbert & Hill



شکل (۲-۱): موقعیت میادین مورد مطالعه در خلیج فارس (Rabbani et al., 2014)



شکل (۳-۱): وضعیت تولید نفت نسبت به زمان در خاورمیانه (HIS Energy 2006 PEMEX, Petrobras, NPD, DTI, ENS, (DK), NEB,RRC,) (US-EIA, January 2007)

استخراج از شیل‌ها برای اولین بار در سال ۱۸۲۵ در فردونیا (نیویورک) انجام شد. تا سال ۱۹۷۰ فعالیت خاصی برای تولید صنعتی از شیل‌های گازی انجام نشد، زیرا تا این زمان حفاری شیل‌های گازی از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نبود. در سال ۲۰۰۵ اکتشاف و توسعه‌ی حوضه‌های اصلی شیلی آغاز گردید. در این سال به علت وجود فناوری‌های جدید اکتشاف گاز در شیل بارنت صورت گرفت. در اروپا، نخستین طرح بهره‌برداری از این منابع در سال ۲۰۱۴ در کشور لهستان آغاز به کار نموده است. علاوه بر آمریکا در کشورهایی چون چین، آرژانتین، برزیل، مکزیک، استرالیا، کانادا و چندین کشور آفریقایی منابع عظیم گازهای غیرمعارف یافت شده است.

کشور ما نیز به سوی بررسی و ارزیابی این گروه جدید از ذخایر گام برداشته است. در این راستا، اولین بررسی‌ها در لرستان توسط وزارت نفت و با همکاری پژوهشگاه صنعت نفت آغاز شده است. قوامی ریابی و همکاران (۱۳۹۴) به بحث در خصوص روش‌های تخمین دو سازند گرو و سرگلو در این ناحیه بعنوان شیل‌های گازی پرداختند. ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند کژدمی در اغلب میادین نفتی فروفادگی دزفول مورد بررسی قرار گرفته است که از این میان می‌توان به مطالعات علیزاده و همکاران (۲۰۱۲)، پیمانی (۲۰۰۳) اشاره کرد. که همگی نشان دهنده بلوغ حرارتی و کیفیت سنگ منشأیی مناسب این سازند در فرو افتادگی دزفول می‌باشند. مطالعات به منظور ارزیابی این سازند در خلیج فارس کمتر صورت گرفته است که از آن میان می‌توان به ربانی و کمالی (۲۰۰۵)، ربانی و همکاران (۲۰۱۴)، ربانی (۲۰۰۸)، قاسمی‌نژاد و همکاران (۲۰۰۹)، زینل‌زاده (۱۳۹۰)، رحمانی و همکاران (۲۰۱۰) و Alsharhan & Nairn (1989) اشاره کرد. از مطالعات چینه‌شناسی صورت گرفته این سازند در ناحیه زاگرس، می‌توان از علوی (۲۰۰۴)، اسدی و همکاران (۱۳۹۴) و سعدی‌راد و همکاران (۱۳۹۳)، نام برد.

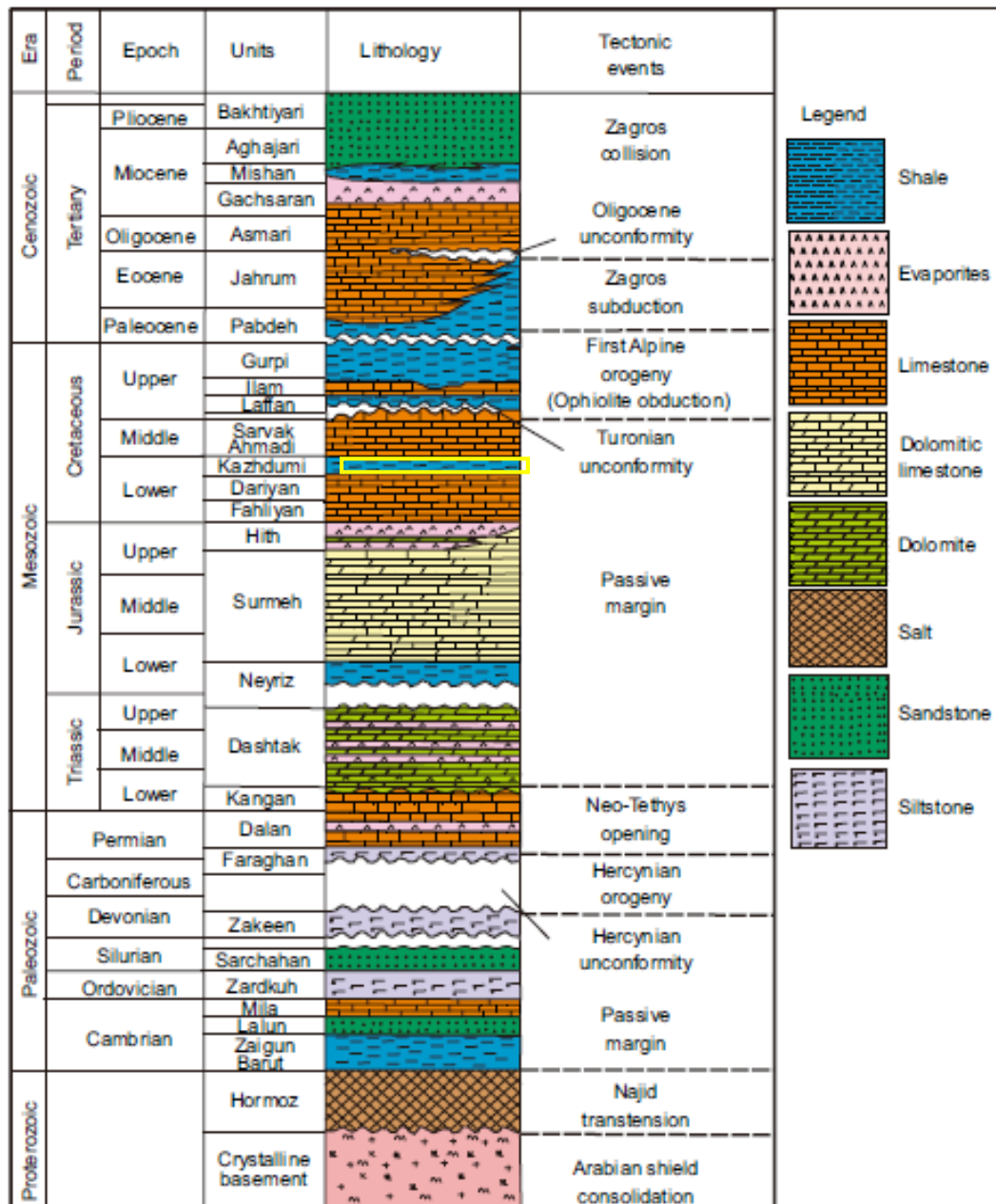
۱-۶- روش انجام تحقیق و تجزیه تحلیل

بررسی پتانسیل، توان هیدروکربن‌زایی و نوع محصول سنگ منشأ در مخازن متعارف یکی از ارزیابی‌ها بر مبنای نتایج حاصل از آنالیزهای راک-اول است (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵؛ رضایی، ۱۳۸۷). در کنار این نتایج، روش‌های GC / GC-MS اطلاعات بسیار مفیدی در اختیار قرار می‌دهند (Peters & Fowler, 2005; Peters et al., 2002). ترسیم جداگانه نمودارهای مرتبط با این ارزیابی‌ها این امکان را به سختی فراهم می‌آورد تا بتوان برای تک‌تک نمونه‌های خرده حفاری و بطور همزمان کلیه ویژگی‌های آنها را با یکدیگر مقایسه نمود. این در حالی است که ترسیم لاگ‌های ژئوشیمی آلی این امکان را به سادگی برای مفسر فراهم می‌نماید. لذا در این تحقیق لاگ‌های ژئوشیمی آلی مورد بررسی و تفسیر قرار گرفته است. امروزه در ارزیابی مخازن غیرمتعارف، بسیاری از محاسبات بر مبنای ارزیابی‌های سنگ منشأ شروع می‌گردد، ولی ضرورتاً بایستی بخشی از ویژگی‌های ژئوشیمی آلی که راهنمای اولیه مخزن غیرمتعارف است نیز مورد بررسی قرار گیرند. (Jarvie et al., 2007; Mahlstedt & Horsefield, 2012). با توجه به اینکه تحقیقات مخازن غیرمتعارف در بدو توسعه قرار گرفته، لذا در بسیاری از تحقیقات برای بررسی دقیق‌تر اینگونه مخازن، ضمن مقایسه ویژگی‌های پترولوژیکی و ژئوشیمیایی به ارزیابی بااهمیت سنگ منشأ بعنوان مخزن اقدام می‌شود (Holditch, 2001; Talukdar, 2002). در این تحقیق به منظور ارزیابی وضعیت فعلی (Present day) سازند کژدمی در میداین شمال غرب خلیج فارس (میداین A,B,C)، براساس خرده‌های حفاری، به ترسیم لاگ‌های ژئوشیمی آلی جهت ارزیابی کیفیت (مواد آلی)، کمیت (میزان مواد آلی) و درجه بلوغ (پختگی) این سازند در این میداین پرداخته شده است. بر این اساس زون‌های بااهمیت سنگ منشأ شناسایی خواهند گردید. علاوه بر روش‌های مذکور، آنالیزهای GC / GC-MS / نمونه‌های بااهمیت خرده‌های حفاری این میداین در مرحله بعد استفاده شده تا در خصوص ردپای اولیه شرایط بلوغ حرارتی و یا تخریب و تجزیه زیست محیطی و ترکیب هیدروکربن تولیدی از سنگ

منشأ پرداخته شود. در میادین هیدروکربنی مورد بحث، در صورت مساعد بودن شرایط سنگ منشأ، به بررسی و ارزیابی احتمال مخازن غیرمتعارف بودن آن با توجه به داده‌های ژئوشیمی آلی و اطلاعات زمین-شناسی منطقه پرداخته می‌شود. در این راستا برخی از پارامترهای منحصر به ارزیابی مخازن غیرمتعارف محاسبه خواهند شد.

۱-۷- ساختار تحقیق

در این پایان نامه، کلیات در فصل اول بیان شده‌است. در فصل دوم به معرفی زمین‌شناسی خلیج فارس، چینه‌شناسی و تحولات تکتونیکی منطقه پرداخته شده‌است. در فصل سوم به مبانی ژئوشیمیایی سنگ منشأ، روش‌های ارزیابی مخازن غیرمتعارف و اهمیت شیل‌های گازی به‌عنوان یکی از منابع هیدروکربنی پرداخته شده‌است. در فصل چهارم ضمن تفسیر نتایج راک-اول، نتایج GC و GC-MS، در نهایت میدانی با بهترین پتانسیل سنگ منشأ برگزیده که پتانسیل آن برای وجود مخزن غیرمتعارف مورد بررسی قرار می‌گیرد. در فصل پنجم نیز به بیان نتیجه‌گیری و پیشنهادها پرداخته خواهد شد.



شکل (۴-۱): ستون چینه‌شناسی واحدهای سنگی در خلیج فارس ایران و وضعیت سازند کژدمی (Ghasemi-Nejad et al., 2009)

فصل دوم

زمین‌شناسی

منطقه مورد مطالعه

۱-۲- مقدمه

میادین نفتی که از لحاظ زمین‌شناسی و چینه‌شناسی خصوصیات یکسانی دارند، تشکیل یک حوضه نفتی را می‌دهند. حوضه‌های نفتی با ویژگی‌های چینه‌شناسی و تکتونیک خاص خود (مانند حوضه زاگرس در غرب و جنوب غرب ایران و منطقه خلیج فارس) از سایر حوضه‌ها متمایز می‌گردند. در این فصل به بررسی زمین‌شناسی خلیج فارس، چینه‌شناسی خلیج فارس در دوران مزوزوئیک و همچنین به چینه‌شناسی سازندهای شکل (۲-۴) پرداخته خواهد شد.

۲-۲- مروری بر وضعیت زمین‌شناسی خلیج فارس، تکتونیک و چینه‌شناسی خلیج فارس

حوضه‌های رسوبی مهم ایران به ترتیب عبارتند از: ۱- زاگرس- خلیج فارس، ۲- کپه داغ- آمودریا، ۳- ایران مرکزی، ۴- دشت مغان، ۵- دریای خزر، ۶- طبس، ۷- مکران. در دو حوضه زاگرس و خلیج فارس میادین نفت و گاز فوق‌عظیم و عظیم در ایران و کشورهای همسایه یافت شده و در حوضه‌های ایران مرکزی و دشت مغان، نفت و گاز به مقدار قابل توجهی کشف شده است (ربانی، ۱۳۹۲).

خلیج فارس یک حوضه فورلند است که در جلوی رشته‌کوه‌های زاگرس قرار گرفته (درویش زاده، ۱۳۸۵) و یک دریای حاشیه‌ای است که به طور کامل روی فلات قاره قرار گرفته است. ۲۰۰ تا ۳۰۰ کیلومتر طول، مساحتی حدود ۲۲۶۰۰۰ کیلومتر مربع و متوسط عمق ۳۵ متر (عمیق‌ترین نقطه‌ی آن در مرزهای آبی ایران، تنگه‌ی هرمز است (عمقی تا ۱۶۵ متر)) دارد (آقانباتی، ۱۳۸۳).

ورودی آب شیرین به خلیج فارس، از رودهای دجله و فرات، کارون و رودهای کوچکی که از کوهستان‌های ایران (زاگرس) سرچشمه می‌گیرند، محدود است. در حالی که رسوبات آواری حاصل از فرسایش کوه‌های زاگرس از طریق رودهای متعدد وارد بخش شمالی خلیج فارس می‌شوند، در کرانه‌های جنوبی، تقریباً نهشته‌های کربناته‌ی خالص تشکیل می‌شوند. به طور کلی رسوبات عهد حاضر خلیج فارس، از ساحل به

اعماق دانه ریزتر می‌شوند، به گونه‌ای که مارن‌ها در بخش مرکزی خلیج فارس تشکیل و نهشته می‌شوند. آهک‌های مارنی، عمیق‌ترین رخساره‌ی عهد حاضر خلیج فارس است (آقانباتی، ۱۳۸۳). حوضه خلیج فارس یکی از غنی‌ترین حوضه‌های هیدروکربنی جهان است که توسط میداین عظیم نفت و گاز حوضه زاگرس در شمال و میداین بسیار بزرگ کشورهای حاشیه جنوبی خلیج فارس احاطه شده است. سنگ‌های منشأ بسیار خوبی در این منطقه در طول یک سری دوره‌های احيایی همراه با بالآمدگی سطح آب دریا، فرونشست‌های متعدد محلی و شرایط آب و هوایی مرطوب در طول ژوراسیک میانی و ائوسن میانی تا الیگوسن آغازین نهشته شده‌اند، بیش‌تر نفت این منطقه از کربنات‌های ژوراسیک منشأ گرفته است.

حوضه زاگرس که در جنوب غرب ایران و شمال عراق قرار گرفته است از لحاظ موقعیت تکتونیک صفحه‌ای حاشیه‌ی صفحه عربستان را تشکیل می‌دهد. تاریخچه زمین شناسی آن شامل دوره های طولانی مدت فرونشست و رسوبگذاری می‌باشد که همراه با دوره‌های کوتاه مدت بالآمدگی و عدم رسوبگذاری است. حرکات تکتونیکی تنها در میوسن-پلیوسن شدیداً زاگرس را تحت تأثیر قرار داده‌اند که اکنون نیز ادامه دارد و موجب شکل‌گیری تاقدیس‌های کشیده شده است. عمده تله‌های نفتی این ناحیه را این ساختارها تشکیل می‌دهند.

پراکندگی رخساره‌های سنگی نشان می‌دهد که توالی رسوبات در تریاس پایینی عمدتاً سنگ آهک با لایه‌های نازکی از انیدریت می‌باشد که با شیل خاتمه می‌یابد. در تریاس میانی و بالایی نیز توالی انیدریت و دولومیت وجود دارد. در انتهای تریاس، سطح دریا یک کاهش منطقه‌ای پیدا کرده است که می‌تواند بعلت پایین آمدن جهانی سطح آب دریاها و یا بالا آمدن پی‌سنگ رخ داده باشد. در حوضه زاگرس رسوبات ژوراسیک پایینی در شرایط پیشروی دریا نهشته شده‌اند که با یک دگرشیبی روی رسوبات تریاس میانی و سنگ‌های قدیمی‌تر قرار گرفته‌اند (ربانی، ۱۳۹۲).

بطور کلی سنگ‌های ژوراسیک در خلیج فارس دارای پتانسیل نفتی بالایی هستند و جزء اهداف مهم اکتشافی می‌باشند (ژوراسیک میانی و بالایی)، زیرا این سازندها شامل سنگ‌های منشأ خوب و مخزن آهکی با تخلخل و تراوایی بالا هستند که در زیر پوش سنگ‌های عالی قرار گرفته‌اند. وجود ساختارهای چین‌خورده در این سازندها، تجمعات عظیم نفتی را ممکن می‌سازد. به‌طور کلی چرخه رسوبگذاری ژوراسیک زیرین و میانی در مرکز صفحه عربی و منطقه خلیج فارس از عدم رسوبگذاری یا فرسایش تا یک پلتفرم خشک آواری در غرب خلیج فارس و تا یک دریای کم عمق اغلب پلتفرم کربناته در شمال و شرق متغیر است. این دوره با تشکیل شیل‌های قاعده‌ای، شیل‌های ماسه‌ای، ماسه‌سنگ آواری، سنگ‌آهک و سنگ دولومیت مشخص شده است. به سمت جنوب خلیج فارس، این تغییرات ابتدا لایه‌های پایینی و سپس لایه‌های بالایی را تحت تأثیر قرار می‌دهد و در انتها کل مقطع ماسه‌سنگی (منشأ قاره‌ای) می‌شود. در طول ژوراسیک میانی و بالایی در عرض جغرافیایی گرم و استوایی رسوبگذاری اغلب با کربنات و انیدریت ادامه می‌یابد. به‌طور کلی تغییرات رخساره‌ای و شرایط آب و هوایی گرم در ژوراسیک بالایی محسوس است. شرایط تبخیری انتهای ژوراسیک روی یک پلتفرم گسترده، سبب رسوب انیدریت هیث شده و دریاچه نمک درون قاره‌ای در جنوب خلیج فارس و حوضه گوتنیا بوجود آمده است. در جنوب خلیج فارس، بعد از رسوبگذاری انیدریت پیشرونده در ژوراسیک بالایی، روند پیشروی ناحیه خلیج فارس و کمان قطر-گاوبندی را تحت تأثیر قرار داده و باعث رسوبگذاری در کرتاسه پایینی شده است.

مرز ژوراسیک-کرتاسه تغییرات شدیدی در محیط رسوبگذاری را نشان می‌دهد. شرایط خشکی ژوراسیک با آب و هوای گرم و مرطوب کرتاسه جایگزین می‌شود. شرایط رسوبگذاری متناوب کربنات و تبخیری با یک توالی از کربنات گسترده با میان لایه‌های آواری جایگزین می‌گردد (ربانی، ۱۳۹۲).

پلتفرم کربناته در کرتاسه، بزرگ‌ترین و گسترده‌ترین واحد رسوبگذاری در ستون زمین‌شناسی است که از لحاظ اقتصادی اهمیت ویژه‌ای دارند و حدود ۱۶ درصد از مخازن هیدروکربنی دنیا را شامل می‌شود. در این

دوره سنگ‌های منشأ نفت و گاز مهمی نهشته شده‌اند. در طول کرتاسه پایینی تغییرات تدریجی از رسوبگذاری کربنات رمپی به کربنات شلفی اتفاق افتاده است (ربانی، ۱۳۹۲). دوره کرتاسه یکی از دوره‌های گرم تاریخ زمین است. اما هوای گرم در تمام دوره کرتاسه حاکم نبوده است.

در زمان آپتین ناحیه خلیج فارس با کربنات‌های کم عمق پوشیده شده است. در کرتاسه پایینی (آلبین) پیشروی رخ داده است که شیل و سنگ‌آهک سازند کژدمی نهشته شده است. در ادامه محیط رسوبگذاری کم عمق شده و کربنات‌های دریایی کم عمق در سنومانین رسوب می‌کنند. بالاآمدگی محلی در انتهای سنومانین باعث توقف رسوبگذاری این سنگ‌آهک در شمال خلیج فارس شده است. تورونین آخرین چرخه رسوبی در کرتاسه میانی را تشکیل می‌دهد و با یک بالاآمدگی منطقه‌ای دیگر ادامه می‌یابد. به سمت جنوب خلیج فارس، شیل‌ها و کربنات کرتاسه میانی به ماسه‌سنگ دریایی بورگان^۱ و سازند واسیا^۲ تبدیل می‌شود، در قسمت‌های خشکی این ماسه دریایی به ماسه قاره‌ای تبدیل می‌شود. با افزایش پیشروی دریا تا کرتاسه بالایی، مقدار زیادی مارن و شیل نهشته می‌شوند. در قسمت‌های وسیع‌تری از ناحیه شمال خلیج فارس، دریا روی کربنات‌های آب‌های کم عمق پیشروی کرده و شیل و مارن سازندهای ایلام-گورپی روی کل ناحیه از حوضه زاگرس به سمت جنوب غرب خلیج فارس گسترش یافته است. در انتهای دوره کرتاسه، دریا پسروی کرده و یک دگرشیبی منطقه‌ای در قسمت وسیعی از منطقه بوجود آورده است.

۲-۳- تحولات تکتونیکی و ساختاری مزوزوئیک

حوضه خلیج فارس از لحاظ تکتونیکی شرایط حوضه فورلند را در حاشیه رشته کوه‌های زاگرس دارد. طی زمان‌های مختلف در این منطقه و نواحی مجاورش، سنگ‌های منشأ، مخزن و پوش سنگ‌های مناسب تشکیل شده است. شرایط زمین‌شناسی و تکتونیکی این منطقه وابستگی زیادی به صفحه عربی داشته و بررسی زمین‌شناسی آن باید توأم با مطالعه صفحه عربی باشد. با توجه به اینکه سازند مورد بررسی این تحقیق

^۱ Burgan

^۲ waisa

مربوط به دوران مزوزوئیک است، در ادامه صرفاً به مرور تحولات تکتونیکی مربوط به این زمان پرداخته شده است. در طی دوران دوم ضخامت قابل توجهی از رسوبات کربناته در وسعت زیادی در منطقه فلات قاره این حوضه نهشته شده است.

به علت وجود سنگ‌های مخزن و پوش سنگ در هر دو سوی خلیج فارس، شرایط مناسبی برای تجمع هیدروکربن فراهم گردیده است. شکستن گندوانا و پانگه‌آ در زمان تریاس شروع شده است، جدایی پانگه‌آ با کافت منطقه سنندج-سیرجان و صفحه قاره‌ای ایران مرکزی در کازانیان شروع شده و در زمان ژوراسیک شدت گرفته است. کافت ژوراسیک که در این زمان رخ داده، سومین رخداد کافت مهم تأثیرگذار در منطقه خلیج فارس می‌باشد. در انتهای ژوراسیک یک فرونشست گسترش پیدا کرده است. فرونشست تا دوره کرتاسه نیز ادامه داشته و در بسیاری از مناطق سرعت رسوبگذاری و سرعت فرونشست با هم برابر بوده است. در دوره ژوراسیک، اولین رخداد تکتونیکی تصادم قاره‌ای زیر صفحه ایران مرکزی با بخشی از اوراسیا است که منجر به بسته شدن دریای پالئوتتیس شده است. در همین زمان نفوتتیس در بالای خط فعلی زون خردشده زاگرس باز شده است (Murris, 1981). گستره دریایی مزوزوئیک آغازین و میانی در خلیج فارس را تناوبی از کربنات و شیل آب‌های عمیق به همراه کربنات‌های محیط پرنرزی و آب کم عمق تشکیل می‌دهد. در منطقه خلیج فارس، وقایع تکتونیکی منجر به تشکیل ساختارهای نهایی تله‌های نفتی گردیده که حاصل این وقایع فشارشی در حوضه خلیج فارس، محدود شدن حوضه و تغییر جهت محورهای تراف به سمت جنوب غرب بوده است. تراف گوتنیا¹ در شمال (عراق و سوریه) و تراف عربستان در بخش مرکزی (عربستان سعودی، بخش شمالی خلیج فارس و بحرین) و ربع‌الخالی Rub-Al-Kali در امارات مهم‌ترین حوضه‌های درون فلات قاره محدود در منطقه هستند (Rabbani et al., 2014). در طول اواخر کرتاسه میانی (تورونین) تعدادی از حوضه‌های کششی و ارتفاعات قبل از ریفت‌شدگی کششی لادینین تا تورونین شروع

¹ Gotina

به گسترش یافته‌اند، که اهمیت زیادی در تاریخچه گندوانا نسبت به حرکات اپیروژنیک پالئوزوئیک دارند. همچنین این رخدادها در اواخر کرتاسه میانی (تورونین) منجر به بسته شدن اقیانوس تتیس در مرز مزوزوئیک-سنوزوئیک شده‌است. این وقایع منجر به تشکیل حوضه عمیق بین‌النهرین^۱، شامل حوضه زاگرس، بلوک فارس (سکوی فارس) در جنوب غرب ایران، سراسیبه شمالی جزیره قطر و بیش‌تر منطقه‌ی خلیج فارس شامل حوضه ربع‌الخالی Rub-Al-Kalil (شکل ۲-۱) شده‌است (ربانی، فاز کوهزایی آلپین نتیجه‌ای از بسته شدن اقیانوس تتیس مزوزوئیک و تغییرات مرزهای قاره‌های آن است. چین‌خوردگی پالتوسن منطبق با اولین چین‌خوردگی آلپین است (ربانی، ۱۳۹۲) در اواخر میوسن پیشین پس از مرحله‌ی برخورد، بلوک زاگرس توسط قسمت شرقی صفحه عربستان فشرده می‌شود (Konyuhov & Maleki, 2006).

صفحه عربی امروزی با رژیم‌های تکتونیکی مختلفی محدود شده است. مرز جنوبی و غربی آن با ریفت الیگوسن-میوسن دریای سرخ و خلیج عدن محدود شده، مرز شرقی و شمالی آن دارای سیستم تکتونیکی فشارشی بوده و کمر بند چینه‌ای زاگرس در جنوب غرب ایران، کمر بند جنوب غربی ترکیه و کمر بند چینه‌ای مکران در خلیج عمان را در برمی‌گیرد (ربانی، ۱۳۹۲) (شکل ۲-۲).

تحولات تکتونیکی صفحه عربی در ۵ فاز زیر قابل ذکر است:

- ۱) فاز فشارشی در پرکامبرین که باعث فشردگی و تجمع صفحه عربی شده است.
- ۲) فاز کششی در پرکامبرین تا انتهای دونین، که رسوبات آن عمدتاً سیلیسی بوده و شواهدی از دوره‌های یخچالی در انتهای پرکامبرین و انتهای اردوویسین است. این فاز با شروع یک ریفت پشت کمانی و فعالیت ولکانیکی خاتمه می‌یابد.
- ۳) فاز بعدی از دونین بالایی تا پرمین میانی ادامه داشته است. شروع و اتمام این فاز با استرس‌های کششی همراه است که با یک دوره فشارشی از هم جدا شده‌اند. این دوره با کوهزایی هرسی‌نین

¹ mesopotamian

همزمان است و سومین و آخرین دوره یخچالی در اواخر کربونیفر تا ابتدای پرمین رخ داده است. در پرمین میانی جدایش سنندج- سیرجان و ایران مرکزی در اثر یک کشش پشت کمان رخ داده است.

۴) فاز بعدی در پرمین میانی تا کرتاسه میانی رخ داده است. این دوره با فاز کششی همراه است. رسوبات انتهایی پرمین، تریاس و ژوراسیک از نوع رسوبات کربناته- تبخیری و رسوبات ابتدای کرتاسه از نوع ماسه‌ای هستند.

۵) آخرین فاز تکتونیکی از مزوزوئیک تا به امروز می‌باشد. فاز فشارشی فعال در این دوره حاکم بوده و صفحه عربی در موقعیت کنونی خود قرار گرفته است (ربانی، ۱۳۹۲).

۴-۲- چینه‌شناسی سازندهای ژوراسیک-کواترنری در بخش ایرانی خلیج فارس (شکل ۲-۴)

۴-۲-۱- سازند سورمه

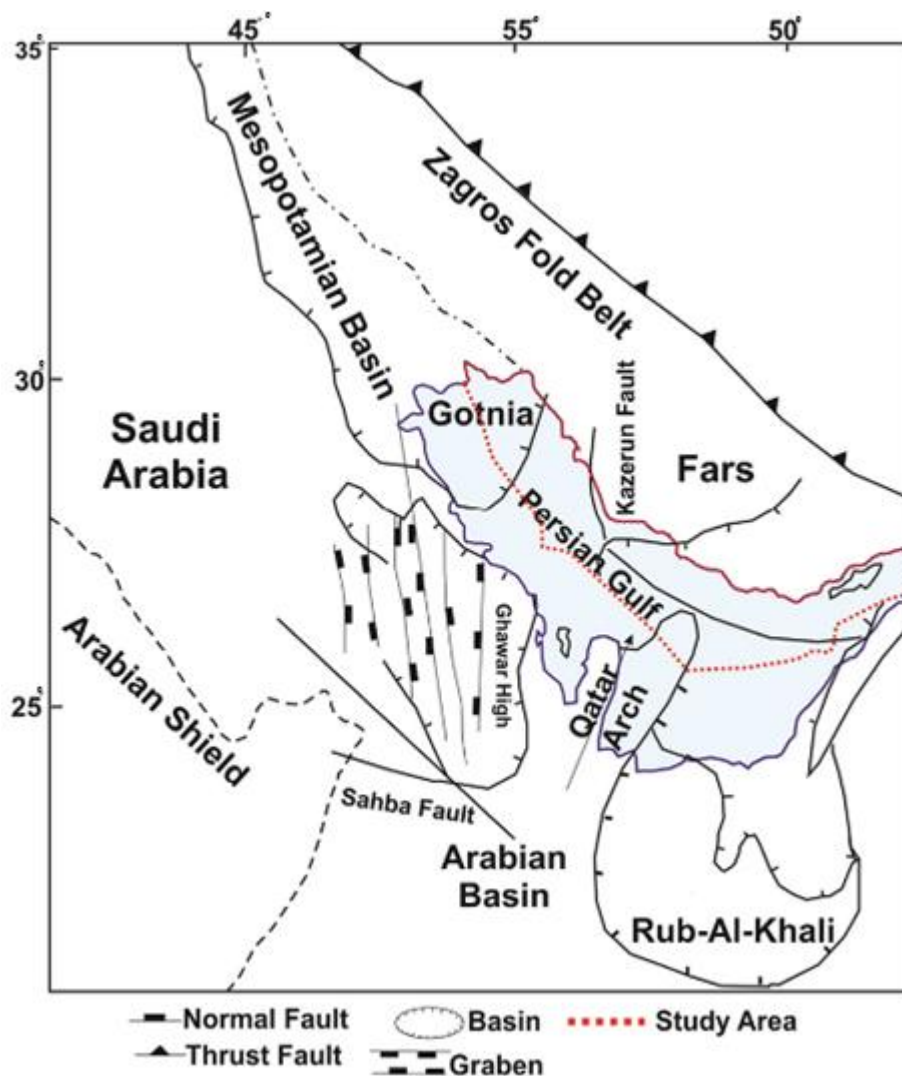
نام این سازند با ضخامت ۶۸۹ متر به سن ژوراسیک میانی-بالایی از کوه سورمه در استان فارس گرفته شده است. همچنین این سازند در شمال شرقی خوزستان و شمال شرقی لرستان نیز یافت می‌شود. از کربنات‌هایی که در ادامه به سیلت، مارن آمونوئیددار به همراه سنگ آهک و سنگ دولومیت چرتی تبدیل می‌شود، تشکیل شده است. این سازند از مخازن گروه خامی می‌باشد. سازند هیث روی این سازند قرار گرفته است.

۴-۲-۲- سازند هیث

این سازند در خلیج فارس شامل تبخیری، انیدریت و ژیپس با میان لایه‌هایی از دولومیت با ضخامت ۷۵ تا ۹۴ متر که در شرایط ساحلی و تبخیری تشکیل شده است. سازند هیث به صورت هم‌شیب با سازند سورمه و فلهیان قرار دارد. این سازند یک پوش سنگ بسیار عالی برای تجمعات گازی بویژه سازند سورمه می‌باشد.

۲-۴-۳- سازند فهلیان

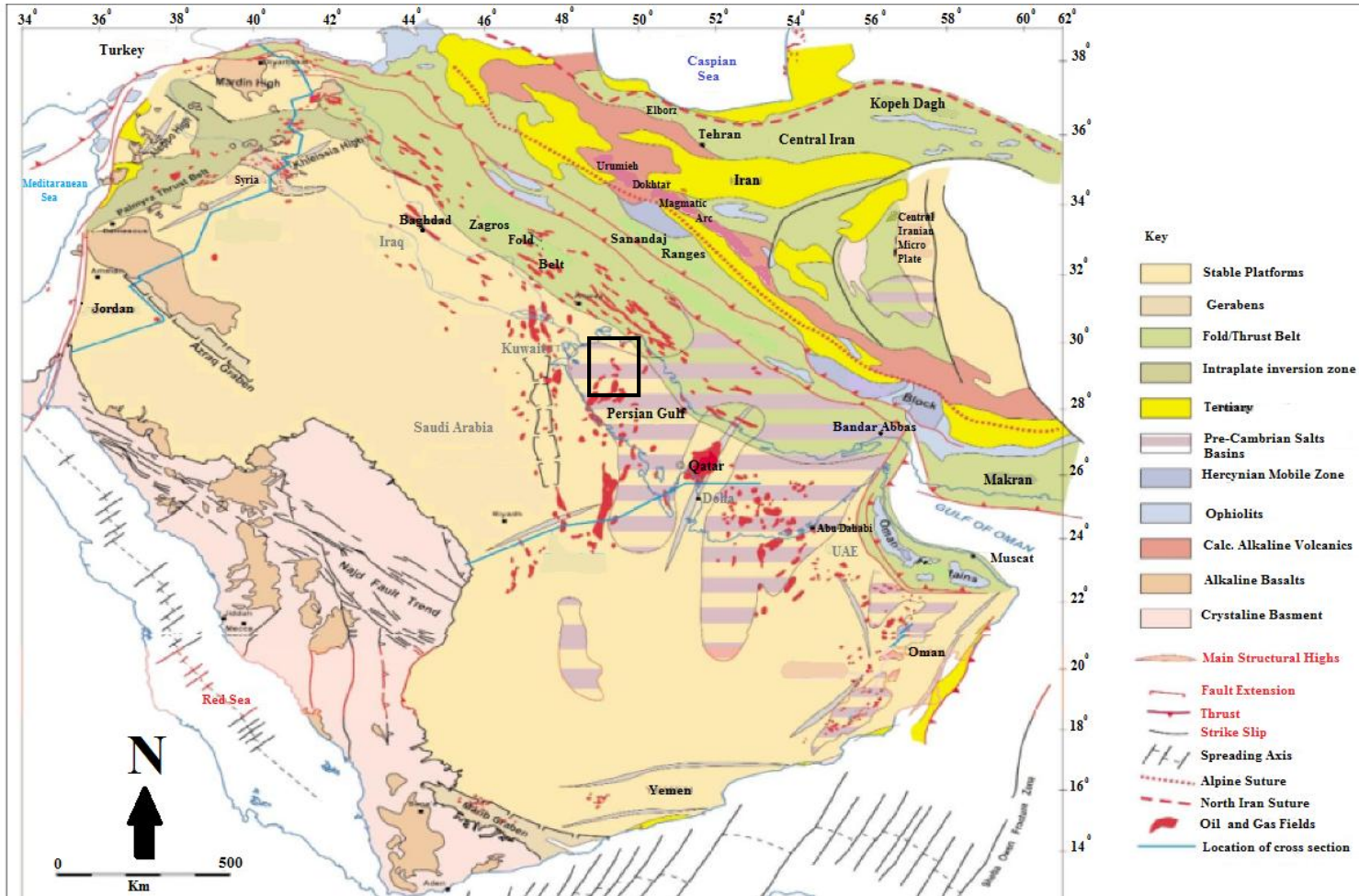
این سازند شامل سنگ‌آهک ضخیم در محیط کم‌عمق با ضخامت ۱۷۲ متر در فارس نهشته شده است. ضخامت این سازند در خلیج فارس متغیر است. این سازند در جنوب غرب لرستان و خوزستان به صورت بین‌انگشتی به سازند گرو تبدیل می‌شود. سازند گدوان به صورت دگرشیب روی سازند فهلیان در خلیج فارس و ناحیه بندرعباس قرار گرفته است.



شکل (۱-۲): نقشه تکتونیکی حوضه خلیج فارس (Konyuhov & Maleki (2006), Zeigler (2001))

۲-۴-۴- سازند گدوان

لیتولوژی مارن و شیل به همراه سنگ آهک رسی به سن کرتاسه پایینی دارد. ضخامت آن در جنوب ایران، ۲۱۸ متر می باشد. نسبت به سازندهای زیرین، محتوای رس بالاتری دارد. این سازند به صورت دگرشیب در زیر سازند داریان قرار می گیرد. در شمال غرب خلیج فارس، گدوان به بیشترین ضخامت خود می رسد.



شکل (۲-۲) : موقعیت و عناصر اصلی تکتونیکی صفحه ایران و عربستان (Konert et al., 2001)

۲-۴-۵- سازند داریان

افزایش سطح آب دریا در آپتین باعث رسوبگذاری سنگ آهک گسترده کم عمق سازند داریان در جنوب ایران و کل خلیج فارس شده است. سن این سازند، کرتاسه پایینی بوده و شامل سنگ آهک حاوی فسفیل اوریتولینا، ضخیم لایه و چرتی شده است. تماس با سازند کژدمی واضح و مشخص است و گاهی اوقات به شکل یک دگرشیبی دیده می شود. این سازند به طور کلی به صورت سنگ آهک در اغلب نقاط جنوب غربی ایران و خلیج فارس وجود دارد، به جز در مرکز و جنوب غربی لرستان که با شیل های آب های عمیق سازند گرو جایگزین می شود. در شمال و سواحل خلیج فارس شواهدی از دگرشیبی در قسمت فوقانی سازند داریان یافت می شود. این دگرشیبی سازند داریان را از شیل های غنی از ماده آلی کژدمی جدا می کند (ربانی، ۱۳۹۲).

۲-۴-۶- سازند کژدمی

آلبین یکی از مهم ترین زمان ها در استراتیگرافی مزوزوئیک خلیج فارس است و فرکانس تغییرات تکتونیکی در آن بالاست. با پایین آمدن سریع آب دریا در آلبین بالایی، رسوبگذاری سازند کژدمی به روی داریان صورت گرفته است. در قسمت های عمیق تر حوضه که توقف رسوبگذاری بین کربنات داریان و کژدمی وجود داشته است، رسوبگذاری ممکن است که در آپتین زیرین شروع شده باشد. سپر عربی منشأ رسوبات آواری در گوشه شمالی خلیج فارس شامل سواحل عربی، جنوب شرقی عراق، کویت و شمال غرب تا میانه خلیج فارس کنونی است. از سپر عربی تا سواحل ایرانی این رسوبات آواری به مارن ساحلی و شیل سازند کژدمی تبدیل می شود (شکل ۲-۴). در میداین ایران در خلیج فارس مثل میدان درود، این سازند شامل شیل- مارن و سنگ آهک است که اغلب در محیط ساحلی نهشته شده است. گرچه ماسه سنگ نازک لایه نیز ممکن است وجود داشته باشد. در میدان نفتی سروش میزان ماسه افزایش می یابد.

سازند کژدمی شامل سنگ آهک آمونوئیدی و بیتومینی تیره‌رنگ است که با سنگ آهک رسی تیره و شیل آهکی به صورت میان لایه قرار گرفته است. این لیتولوژی همچنین یک پوشش برای مخازن کربنات داریان زیرین در اغلب میادین به وجود می‌آورد. سازند کژدمی یکی از مهم‌ترین سنگ منشأ ذخایر هیدروکربنی جنوب ایران است (ربانی، ۱۳۹۲).

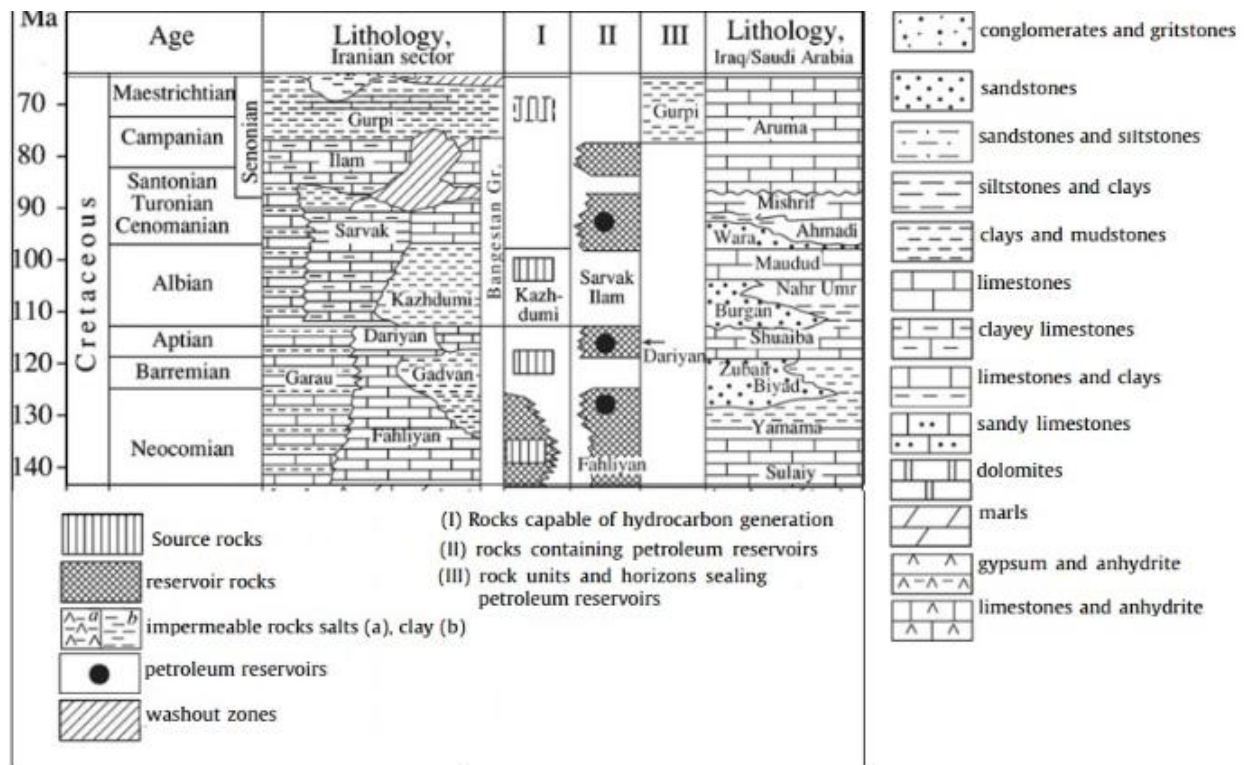
مقطع تیپ این سازند در تنگه گورگودا در ۲۱۰ کیلومتری شمال گچساران قرار گرفته که شامل ۲۱۰ متر شیل بیتومینی تیره با سنگ آهک رسی است. ضخامت سازند به سمت شمال غرب و شرق خلیج فارس افزایش می‌یابد (شکل ۲-۴).

سازند کژدمی در ناحیه فارس وجود دارد اما در مرکز و جنوب غربی لرستان به شیل سیاه، سنگ آهک دریایی گرو تبدیل می‌شود. این سازند شامل سنگ آهک رسی است که حاوی فرامینیفراهای پلانکتونی مثل رادولاریا و اسفنج می‌باشد. رسوبگذاری این سازند در فروافتادگی دزفول در یک محیط غیر اکسیدان رخ داده است. شرایط تماس قاعده‌ای سازند کژدمی با سازند پایینی داریان کم عمق‌شدگی یا احتمالاً وقفه زمانی را نشان می‌دهد. تماس بالایی آن با تغییرات تدریجی به قاعده سروک همراه است (Rahmani et al., 2013).

سازند نهر عمر^۱ معادل سازند کژدمی در کشورهای عربی خلیج فارس است (شکل ۲-۳) (Rahmani et al., 2010). سازند کژدمی در ناحیه خلیج فارس به ۵ عضو تقسیم شده است. عضوها از پایین به بالا شامل عضو ماسه‌ای A, B, C و سنگ آهک دیر و کژدمی بالایی می‌باشد.

وجود رس و سیلت زیاد در عضو ماسه‌ای C رسوبگذاری در شرایط آرام را نشان می‌دهد. علاوه بر آن لایه‌هایی از شیل سیاه نیز در این واحد وجود دارد. این سازند دو رخساره متفاوت را نشان می‌دهد که شامل رخساره دریایی و رخساره ساحلی می‌باشد (ربانی، ۱۳۹۲).

¹ Nahr Umr



شکل (۲-۳): لیتولوژی سازند کژدمی و معادل آن در بخش عربی (Bordenave, 2002; Konyuhov & Maleki, 2006)

۲-۴-۷- سازند سروک

در ادامه پدیدارشدگی منطقه‌ای و دوره‌های آواری و دلتایی در شروع کرتاسه میانی، یک فاز پیشروی عمده وجود دارد که رسوبگذاری سازند سروک را به همراه داشته است و بیش تر قسمت‌های خلیج فارس را پوشانده است. نام سازند از تنگه سروک در کوه بنگستان در ناحیه خوزستان گرفته شده است. در مقطع تیپ، این سازند شامل سه واحد سنگ‌آهک عمده است که مجموعاً ۸۳۲ متر ضخامت دارد. سروک به چهار عضو رسوبی مدود^۱، ختیا^۲، احمدی^۳ و میشریف^۴ تقسیم می‌شود. این سازند به صورت هم‌شیب روی کژدمی قرار می‌گیرد و نوع تماس تدریجی است.

^۱ Maudud

^۲ Khatiyah

^۳ Ahmadi

^۴ Mishrif

سروک در فروافتادگی دزفول و شمال خلیج فارس گسترش خوبی داشته است. در سواحل شمالی خلیج فارس، سازند سروک با دو عضو احمدی و مدود شناسایی می‌شود. بیش تر قسمت‌های خلیج فارس امروزی تحت تأثیر شرایط دلتایی قرار داشته و تا رسوبگذاری شیل‌های احمدی، رسوبگذاری کربنات کم‌عمق دریایی در آن ادامه داشته است (ربانی، ۱۳۹۲).

۲-۴-۸- سازند ایلام

سازند ایلام با سن کرتاسه بالایی و ضخامت ۱۵۰-۲۰۰ متر، از سنگ‌آهک کم‌عمق با میان لایه‌هایی از شیل لایه لایه با دگرشیبی‌های مختلف تشکیل شده است.

۲-۴-۹- سازند گورپی

از مارن دریایی نازک لایه حاوی فسیل گلوبیژرینا، سنگ آهک مارنی و سنگ رس همی‌پلاژیک با ضخامت ۳۲۰ متر تشکیل شده است. به صورت غیر هم‌شیب روی سازند سروک و به صورت هم‌پوشانی روی ایلام قرار گرفته است.

۲-۴-۱۰- سازند پابده

سازند پابده مربوط به پالتوسن بالایی تا الیگوسن پایینی، با لیتولوژی شیل آهکی، مارن و سنگ آهک است که در قاعده حاوی شیل‌های ارغوانی است. رسوبات آن از نوع پلاژیک و همی‌پلاژیک است که در آن فسیل ماهی یافت شده است.

۲-۴-۱۱- سازند جهرم

این سازند در ناحیه خلیج فارس با سن پالتوسن تا ائوسن بالایی شامل سنگ دولومیت سبخایی و صخره‌ای، سنگ‌آهک دولومیتی حاوی نومولیت می‌باشد. در مقطع نمونه در تنگه بال در شمال کوه‌های جهرم، این

سازند ۴۶۸ متر ضخامت دارد. دارای تماس دگرشیب و فرسایشی با سازند آسماری است. زیر سازند جهرم، تبخیری‌های سازند ساچون قرار دارد.

۲-۴-۱۲- سازند آسماری

سنگ‌آهک آسماری و معادل‌های زمانی آن در خلیج فارس از مهم‌ترین مخازن نفتی دنیا هستند. مقطع نمونه آسماری در کوه‌های آسماری در جنوب غرب مسجد سلیمان و شمال شرق هفتکل قرار دارد که از ۳۱۴ متر سنگ‌آهک با میان‌لایه‌هایی از شیل تشکیل شده است. سنگ‌آهک آسماری در جنوب غرب زاگرس بر روی سازند پابده به‌صورت غیر هم‌شیب قرار گرفته و در ناحیه خلیج فارس روی کربنات جهرم قرار دارد که تعیین مرز بین این دو سازند با سختی همراه است.

۲-۴-۱۳- سازند گچساران

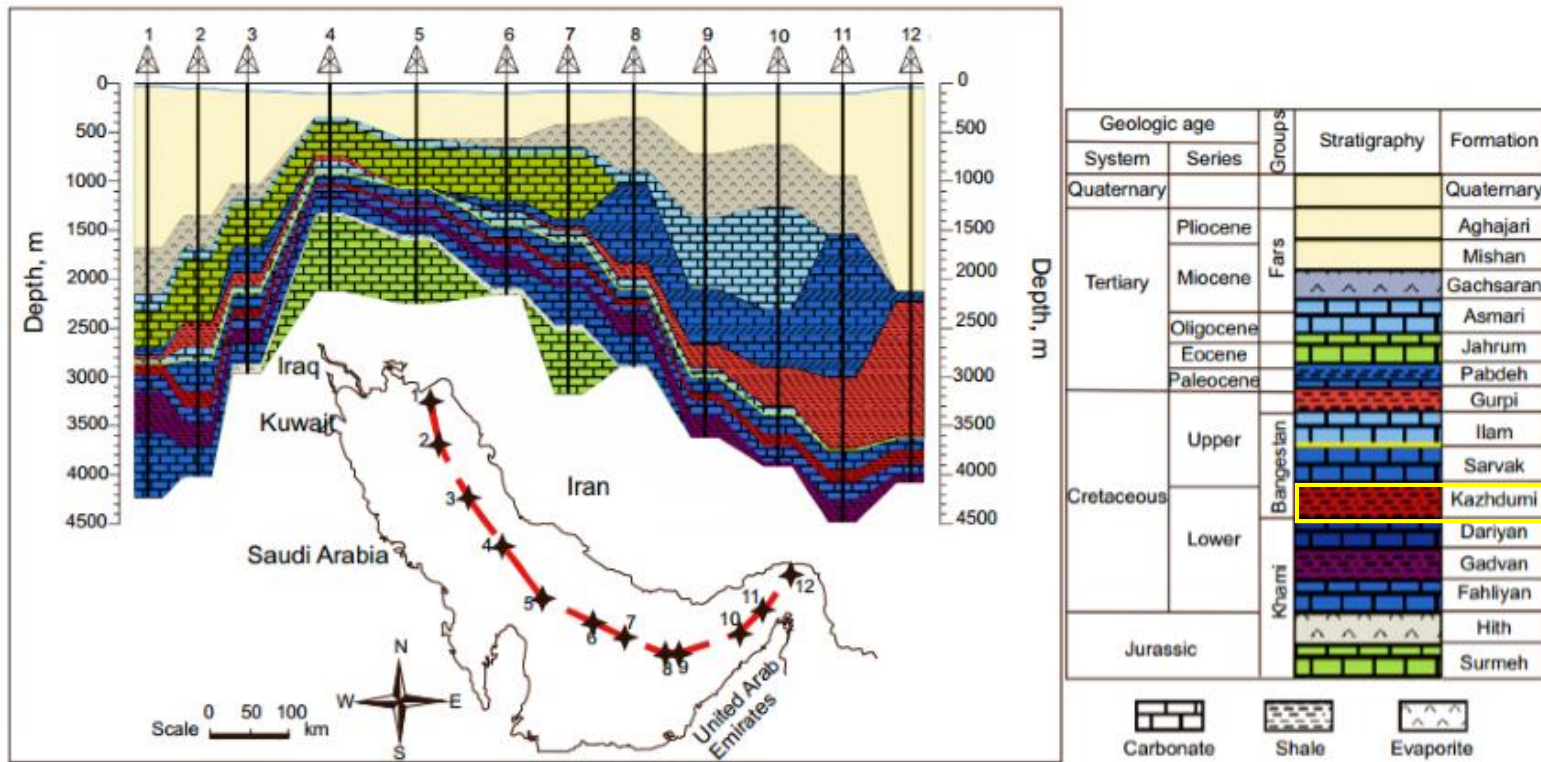
ضخامت این سازند از ۷۰۰ تا ۱۵۰۰ متر متغیر است. سن سازند از میوسن زیرین تا میانی می‌باشد. سازند گچساران که متعلق به گروه فارس است، از لحاظ اقتصادی بسیار مهم بوده چرا که در بسیاری از میداین عمده نفتی بعنوان پوش‌سنگ عمل کرده و دارای مخازن طبیعی سولفور می‌باشد.

۲-۴-۱۴- سازند میشان

در طول میوسن زیرین تا بالایی با لیتولوژی مارن کم‌عمق دریایی، شیل‌آهکی، سیلتستون و ماسه‌سنگ با میان‌لایه‌هایی از کربنات و سنگ‌آهک شکل گرفته است. در قسمت‌های بالایی کنگلومرای می‌شود. کنگلومرای آغاچاری به‌طور تدریجی روی سازند میشان قرار می‌گیرد.

۲-۴-۱۵- سازند آغاچاری

سازند آغاچاری با سن میوسن بالایی- پلیوسن، یک سکانس گل‌سنگی و ماسه‌سنگی با منشأ قاره‌ای و ضخامت آن در مقطع تیپ (میدان آغاچاری در شمال خلیج فارس) ۳۰۰۰ متر می‌باشد.



شکل (۲-۴) : وضعیت سازند کژدمی در بخش ایرانی خلیج فارس (Rabbani et al., 2014)

فصل سوم

مبانی مهم ارزیابی های

ژئوشیمیایی

تجمع اقتصادی مواد هیدروکربنی در سنگ مخزن نیازمند سنگ منشأ بالغ، سنگ مخزن نفوذپذیر، مهاجرت هیدروکربن بین سنگ منشأ و مخزن، پوش سنگ ناتراوا و ساختاری به نام تله نفتی که در آن نفت به صورت اقتصادی تمرکز یابد، است. اگر یکی از پارامترها در حوضه رسوبی وجود نداشته باشد، احتمال ایجاد تجمع اقتصادی ممکن است فراهم نگردد. با استفاده از داده‌های حاصل از ارزیابی‌های ژئوشیمی آلی می‌توان به حضور سنگ منشأ مؤثر در حوضه مورد اکتشاف پی برد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵؛ رضایی، ۱۳۸۷).

در این فصل ضمن معرفی سنگ منشأ و مخزن به ارزیابی‌های ژئوشیمیایی سنگ منشأ، انواع کروژن‌ها و ارزیابی شیل‌های گازی از دیدگاه ژئوشیمیایی پرداخته شده است.

۳-۲- سنگ منشأ

تعاریف متعددی توسط محققین برای سنگ منشأ ارائه شده است. در اینجا به تعریف ارائه شده توسط ویپلز^۱ (۱۹۸۵) و پیترز و کاسا^۲ (۱۹۹۴) با توجه به کامل بودن آن‌ها اکتفا می‌شود. براساس تعریف پیترز و کاسا به سنگ دانه‌ریز غنی از مواد آلی که می‌تواند هیدروکربن تولید کند یا قبلاً نفت قابل استحصال تولید کرده، سنگ منشأ گفته می‌شود. قاعدتاً چنین سنگ منشأیی به لحاظ کمی، کیفی و میزان بلوغ به درجه حرارت مطلوب برای تولید هیدروکربن رسیده است.

طبق تعریف ویپلز (۱۹۸۵)، هر سنگ رسوبی که قبلاً نفت تولید کرده و آن را از خود خارج ساخته سنگ منشأ مؤثر^۳ اطلاق می‌گردد. *به هر سنگ رسوبی که پتانسیل آن هنوز ارزیابی نشده ولی ممکن است نفت یا گاز تولید کرده باشد، سنگ منشأ احتمالی^۴ گفته می‌شود. *به سازند رسوبی نابالغ که قادر است در صورت رسیدن به درجه بلوغ مناسب تولید نفت یا گاز نماید، سنگ منشأ بالقوه اطلاق می‌گردد.

¹ Waples

² Peters & Cassa

³ Effective Source Rock

⁴ Possible Source Rock

مواد آلی اصولاً در گل‌های آرژیلیتی و به مقدار کم‌تر در گل‌های کربناته، مارن‌ها و رس‌های ماسه‌ای رسوب و حفظ می‌شوند. عموماً ماسه‌های درشت، گراول‌ها و رسوبات فقیر از کربنات، فاقد مقدار قابل توجهی ماده آلی هستند. در نتیجه شیل‌ها و سنگ آهک‌های بیتومینه‌ای که در اثر دفن و فشردگی گل‌ها و مارن‌ها تشکیل شده، به‌عنوان سنگ منشأ نفت و گاز طبیعی در نظر گرفته خواهند شد (رضایی، ۱۳۸۷).

هنگامی که در یک حوضه ساختمان‌های مناسب، مخزنی با تخلخل و تراوایی همراه با یک سنگ‌پوش مؤثر وجود داشته باشد، در صورت نبود نفت و گاز، عموماً دلیل آن نبود یک سنگ منشأ مناسب است.

۳-۳- سنگ مخزن

سنگ مخزن دارای تخلخل یا فضا‌های خالی نفوذپذیر و مرتبط به یکدیگر (تخلخل موثر یا مفید) است که امکان تجمع نفت و گاز را تأمین می‌کند. سنگ‌های رسوبی همانند آهک، دولومیت و ماسه سنگ، در صورت داشتن این ویژگی می‌توانند نقش سنگ مخزن را داشته باشند (رضایی، ۱۳۸۷). هدایت هیدروکربن از سنگ منشأ نفوذناپذیر به سنگ مخزن نفوذپذیر از طریق مسیرهای مهاجرت صورت می‌گیرد (Peters & Foweler, 2002; Kotarba et al., 2003; Peters et al., 2005).

در مخازن غیرمتعارف، سنگ منشأ بالغ و نفوذناپذیر که در حال تبدیل ماده آلی به هیدروکربن است، در صورتی قادر به برداشت هیدروکربن خواهیم بود که نفوذپذیری ایجاد شود، همانند شیل‌های گازی (Shale gas) که هم‌اکنون در دنیا از آن‌ها بهره‌برداری صورت می‌گیرد. برای افزایش نفوذپذیری در این سنگ، از روش‌هایی همانند شکست هیدرولیکی کمک گرفته می‌شود (Jarvie et al., 2007). در مخازن متعارف وضعیت منشأ و مخزن به گونه‌ای است که با روش‌های معمول حفاری استحصال نفت و گاز میسر می‌باشد. در مخازن غیرمتعارف، منابع هیدروکربنی از طریق روش‌های مرسوم حفاری قابل استحصال نبوده و معمولاً از روش‌های حفاری افقی در افق‌های شیلی استفاده می‌شود.

۳-۴- کمیّت و کیفیت مواد آلی

سنگ‌های منشأ چنانچه در محیط‌های دریایی و دریاچه‌ای با شرایط احیایی رسوب کنند، منجر به حفظ مواد آلی خواهد شد. از کمیّت مواد آلی معمولاً به‌عنوان کل کربن آلی (TOC) نام برده می‌شود. مقدار TOC در صورتی که از ۰/۵ درصد بیش‌تر باشد می‌تواند به‌عنوان سنگ منشأ مناسب محسوب شود. مقدار مواد آلی در سنگ‌ها ارتباط زیادی با اندازه ذرات رسوبی دارد. پایین‌ترین مقدار حفظ مواد آلی در قسمت‌های ساحلی با انرژی بالا و حوضه‌های درون خشکی می‌باشد که به علت بالا بودن جریان‌های قوی و اکسیژن، میزان تجزیه شیمیایی در آن‌ها بالا است. مقادیر بالای مواد آلی در مناطقی نگهداری می‌شوند که اکسیژن در آن محیط محدود باشد.

مهم‌ترین عامل کنترل‌کننده کیفیت مواد آلی در سنگ‌های منشأ مقدار هیدروژن موجود در آن می‌باشد که هر قدر این مقدار بالا باشد، سنگ منشأ هیدروکربن بیش‌تری را تولید خواهد کرد. مقدار نفت و گاز تولید شده از مواد آلی با افزایش نسبت اتمی H/C (هیدروژن به کربن) افزایش می‌یابد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵). به‌طور کلی مواد آلی به دو دسته ساپروپیلیک و هومیک طبقه‌بندی می‌شوند. مواد ساپروپیلیک حاصل تجزیه و پلیمریزاسیون چربی‌ها، مواد آلی لیپیدی مانند اسپورها و جلبک‌های پلانکتونیک هستند که تحت شرایط احیایی در محیط‌های دریاچه‌ای و درون گل‌های دریایی ته‌نشین می‌شوند. نسبت H/C در این مواد مقدار بالایی (۱/۳ تا ۲) را نشان می‌دهد. رسوبات ساپروپیلیک غنی از مواد آلی، پس از بلوغ می‌توانند شیل‌های نفتی و مقدار قابل ملاحظه‌ای نفت را تولید کنند. لذا مواد آلی ساپروپیلیکی نفت‌زا و در درجات بلوغ بالا گاز تولید می‌کنند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

مواد هومیک مربوط به محصولات توربی بوده که از مواد گیاهی خشکی تجمع یافته در مرداب‌ها بوجود می‌آیند. تورب‌ها دارای نسبت اتمی H/C تقریباً ۰/۹ هستند. هنگامی که ریشه، پوست و چوب درختان در جنگل‌ها، نیزارهای باتلاقی و دریاچه‌های باتلاقی ته‌نشست می‌شوند، تحت تأثیر تغییرات باکتریایی و

شیمیایی قرار گرفته، که باعث تشکیل تورب و مقدار قابل توجهی گاز می‌شوند. لذا مواد آلی هومیک صرفاً گاززا هستند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

در رسوبات تازه دفن شده، بیتومن فقط چند درصد از مواد آلی را شامل می‌شود. بنابراین لزوماً مواد آلی در این گونه رسوبات از کروژن تشکیل شده‌اند (Bordenave & Huc, 1995).

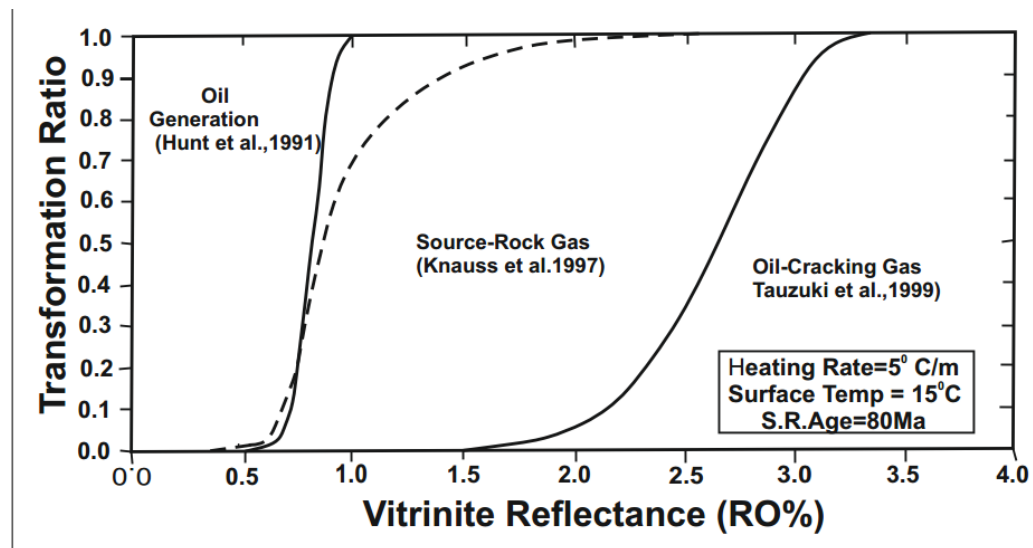
کروژن‌ها که منشأ آن‌ها از اجزای گیاهان، باکتری‌ها و جانوران موجود در محیط‌های دیرینه بوده، عمدتاً به ۴ نوع کروژن I، II، III، IV، تفکیک می‌شوند.

کروژن نوع I غالباً از مواد آلی غنی از هیدروژن دریاچه‌ای تشکیل شده و به شدت نفت‌زا می‌باشند. کروژن نوع II از مواد آلی با منشأ دریایی است و مولد نفت و گاز می‌باشد. بیش‌تر نفت و گاز حوضه‌های نفتی دنیا از این نوع کروژن تولید شده است. کروژن نوع III غالباً از بقایای گیاهان خشکی تشکیل شده و غالباً مولد گاز است. کروژن نوع IV از مواد آلی مجدد رسوب یافته و یا به شدت اکسید شده تشکیل شده که قادر به تولید هیدروکربن نمی‌باشد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

معمولاً تشکیل‌دهنده اصلی گاز طبیعی، متان می‌باشد. متان در بسترهایی با اعماق خیلی کم در حین تجزیه میکروبی مواد آلی و در اعماق زیاد با بلوغ حرارتی مولکول‌های آلی حاوی هیدروژن تشکیل می‌شود. میکروبهایی که باعث تولید متان بیوژنیک می‌شوند در دمای کم‌تر از ۵۰ تا ۴۰ درجه سانتی‌گراد زنده می‌مانند، در حالی که فرآیند شیمیایی که متان ترموژنیک در آن تولید می‌شود در دمای بیش‌از ۱۳۵-۱۷۵ درجه سانتی‌گراد اتفاق می‌افتد. دو منبع اصلی تولید گاز ترموژنیک، بلوغ سنگ‌های منشأ و شکست درجای نفت باقیمانده شیل‌های سیاه مخازن می‌باشند (شکل ۳-۱). تولید گاز سنگ منشأ در R_0 بین ۰/۵ تا ۱/۶٪ اتفاق می‌افتد، در حالی که تولید گاز حاصل از شکست نفت در R_0 بین ۱/۶ تا ۳/۳ رخ می‌دهد (رضایی، ۱۳۸۷؛ Curtis, 2009; Baer, 2013).

۳-۵- ارزیابی سنگ منشأ

یکی از ارزیابی‌های ابتدایی در حوضه رسوبی، بررسی و ارزیابی سنگ منشأ احتمالی می‌باشد. هدف از ارزیابی سنگ منشأ در یک حوضه رسوبی تعیین نوع ماده آلی و نوع هیدروکربن تولید شده (نفت یا گاز) می‌باشد. روش‌های مختلفی برای ارزیابی سنگ منشأ، بلوغ و هیدروکربن تولید شده از آن وجود دارد که از آن جمله می‌توان به آنالیز پیرولیز راک-اول، استخراج بیتومن، کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی- طیف سنج جرمی (GC-MS) و بررسی‌های میکروسکوپی نمونه‌ها اشاره نمود (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).



شکل (۳-۱): بلوغ و انواع گاز تولیدی (Sweeney & Burnham, 1990)

هر کدام از این روش‌ها برای اهداف خاصی استفاده می‌شوند. با توجه به اینکه در این پژوهش برای آنالیز داده‌ها از برخی از این روش‌ها استفاده شده است، لذا در ادامه صرفاً روش‌های مورد استفاده در این پایان‌نامه توضیح داده شده است.

۳-۵-۱- پیرولیز راک- اول

دستگاه پیرولیز راک- اول یا دستگاه ارزیاب سنگ منشأ (شکل ۳-۲) امروزه به طور گسترده در صنعت نفت مورد استفاده قرار می‌گیرد و برای اولین بار در انستیتو نفت فرانسه توسط اسپیتالیه و همکارانش (Espitelie et al., 1977) معرفی گردید. در این روش، با حرارت دادن نمونه‌ها سعی می‌شود که نمونه‌ها به بلوغ لازم رسانده شوند تا بتوان پتانسیل تولید آن‌ها را بررسی کرد. در روش مذکور نقش زمان و فشار طبقات فوقانی را دما بازی می‌کند. از مزیت‌های آن می‌توان به هزینه مناسب و سرعت آنالیز تعداد زیادی نمونه اشاره نمود. این دستگاه اطلاعات مفیدی در مورد نوع و بلوغ حرارتی ماده آلی، پتانسیل باقیمانده نمونه و کل کربن آلی (TOC) ارائه می‌کند. نمونه‌های برداشت شده از خرده حفاری (Cutting)، مغزه (Core) و پروفیل‌های سطحی پودر می‌شود و مقدار کمی از آن (حدود ۱۰۰ میلی‌گرم) در شرایط اتمسفر غیراکسیژنی با نرخ افزایشی درجه حرارت معین (۲۵ درجه سانتیگراد در هر دقیقه) تا 600°C حرارت داده می‌شود. در حین حرارت دادن اتفاقات زیر رخ می‌دهد (شکل ۳-۳)؛

الف: هیدروکربن‌های آزاد همراه نمونه، در دمای حدود 300°C تبخیر شده و این فرآیند را حرارت- تبخیر نام می‌گذارند که در عرض ۳ دقیقه منجر به تشکیل پیک S_1^1 به حسب میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ (mgHC/g rock) می‌شود.

ب: بین درجه حرارت 300°C تا 600°C هیدروکربن‌ها بالغ شده و در اثر شکست حرارتی (کروژن و ترکیبات سنگین مانند رزین‌ها و آسفالتن‌ها) پیک S_2^2 را بوجود می‌آورند که با میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ نشان داده می‌شود. این پیک نشان‌دهنده‌ی پتانسیل بالقوه کنونی سنگ می‌باشد. ترکیبات اکسیژن در دمای

¹ Show one

² Show tow

بین ۳۰۰ الی ۳۹۰ °C تجزیه شده و در نهایت منجر به تشکیل CO₂ شده که به صورت پیک S₃^۱ نمایش داده می‌شود (به صورت میلی گرم CO₂ بر گرم سنگ بیان می‌شود).

ج: درجه حرارتی که در آن حداکثر پیک S₂ ایجاد می‌شود را T_{max}^۲ می‌نامند و برحسب (°C) درجه سانتی-گراد نمایش داده می‌شود. با افزایش عمق و درجه بلوغ ماده آلی، T_{max} نیز افزایش می‌یابد.

د: کربن آلی باقیمانده پس از ثبت پیک S₂ که از طریق فرآیند اکسیداسیون در ۶۰۰°C و تحت شرایط اتمسفر اکسیژنی اندازه‌گیری می‌شود که بعنوان پیک S₄^۳ معرفی می‌گردد.

کل کربن آلی (TOC) به صورت درصد بیان می‌شود، توسط دستگاه به طور خودکار از روی پیک‌های S₁ و S₂ و S₄ محاسبه می‌گردد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

۳-۵-۲- کروماتوگرافی گازی

آنالیز کروماتوگرافی گازی بر روی هیدروکربن‌های اشباع بی‌تومن و نفت انجام می‌گیرد. اجزای تشکیل‌دهنده یک کروماتوگرام گازی (شکل ۳-۴) عبارتست از یک آون که در آن یک ستون حلقوی در حدود ۵۰ متر تعبیه شده است. یک سر ستون به محفظه تزریق وصل است که از طریق آن هیدروکربن اشباع با سرنگ به ستون تزریق می‌گردد. در بخش انتهایی ستون، ترکیبات خارج شده از ستون در دستگاه آشکارساز شناسایی می‌شوند و براساس شدت غلظت ثبت و به صورت پیک ظاهر می‌شوند. سنگ بنای اساسی نشانه‌های زیستی، واحد ایزوپرن است. ترکیباتی که از طریق فرآیند بیوسنتز از واحدهای ایزوپرن تشکیل شده‌اند را ایزوپرنوئید گویند. بیومارکرها شامل ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی و حلقوی می‌باشند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

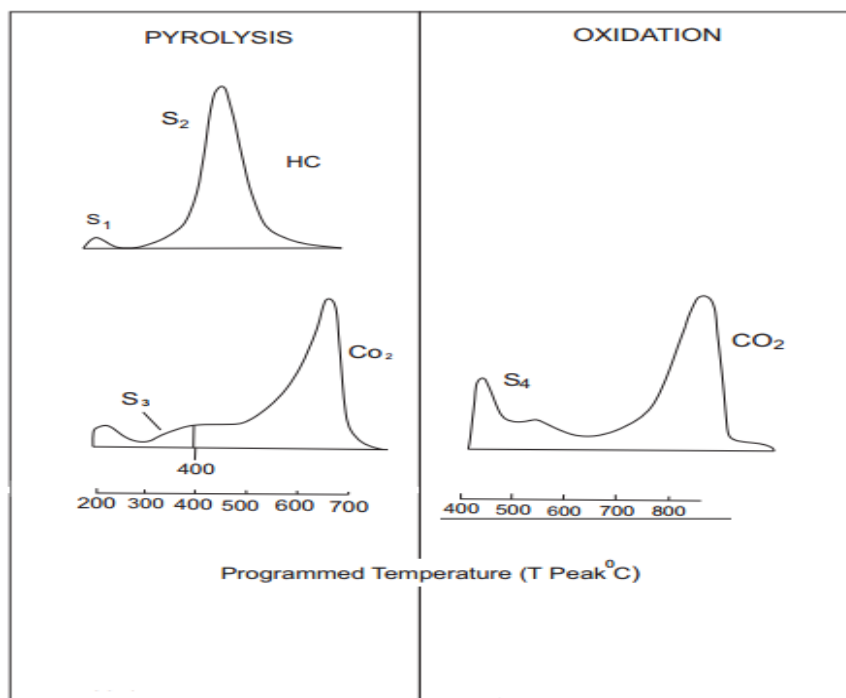
¹ Show three

² Maximum Temperature

³ Show four



شکل (۳-۲) : دستگاه آنالیز پیرولیز راک-اول (آزمایشگاه پیرولیز راک-اول، واحد ژئوشیمی، پژوهشگاه صنعت نفت، ۱۳۹۶)



شکل (۳-۳) : پیک‌های حاصل از آنالیز راک-اول (آزمایشگاه پیرولیز راک-اول، واحد ژئوشیمی، پژوهشگاه صنعت نفت،

(۱۳۹۶)



شکل (۳-۴): دستگاه کروماتوگرافی گازی (آزمایشگاه کروماتوگرافی گازی، واحد ژئوشیمی، پژوهشگاه صنعت نفت، ۱۳۹۶)

مهم‌ترین مثال ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی یا خطی، پرستان و فیتان می‌باشند که از آن‌ها برای تعیین محیط (احیاء و اکسیدی)، بلوغ، تخریب میکروبی نفت‌های خام استفاده می‌شود. مهم‌ترین ایزوپرنوئیدهای حلقوی استران‌ها و تری‌ترپان‌ها می‌باشند که برای تعیین بلوغ، تخریب میکروبی، تطابق نفت با نفت و سنگ منشأ با نفت استفاده می‌شوند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

به منظور ارزیابی شرایط رسوبگذاری، نوع مواد آلی، اکسیدی یا احیایی بودن محیط، درجه بلوغ نمونه‌ها و اثرات تخریب سنگ منشأ می‌توان از نسبت‌های $Pr/n-C17$ و $Ph/n-C18$ کمک گرفت (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵) (شکل ۳-۶).

۳-۵-۳- کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنجی جرمی

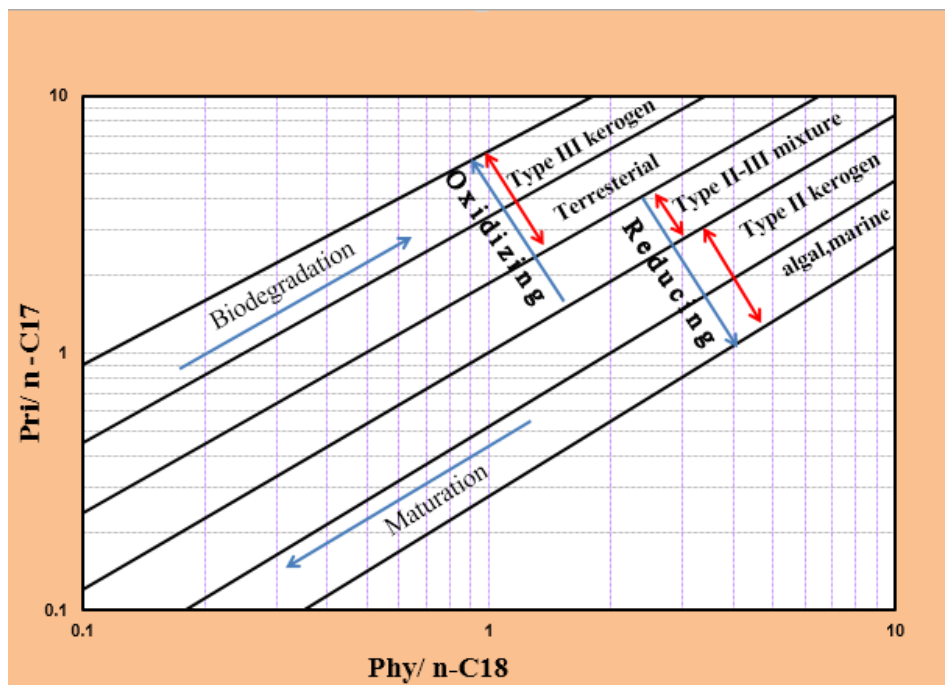
در این روش سیستم کروماتوگرافی گازی به طیف‌سنج جرمی وصل است. از دستگاه کروماتوگراف گازی در اینجا برای تفکیک هیدروکربن‌های اشباع قبل از ورود به طیف‌سنج جرمی استفاده می‌شود. در دستگاه طیف‌سنج ترکیبات از طریق بمباران الکترونی به صورت اجزای باردار درآمده، سپس توسط میدان مغناطیسی براساس نسبت جرم به بار یونی تفکیک می‌شوند. بدین‌وسیله یون‌های تفکیک شده به بخش آشکارساز دستگاه هدایت می‌شوند و به صورت طیفی از پیک‌های مختلف ثبت می‌شوند. اهمیت این روش در مطالعه

نشانه‌های زیستی است. نشانه‌های زیستی، در واقع اسکلت‌های کربن یا آثار مولکولی ماده آلی اولیه هستند که بدون تغییر پس از گذشت میلیون‌ها سال در رسوبات و نفت باقی می‌مانند. امروزه از دستگاه GC-MS به‌عنوان یک ابزار بسیار قوی در مطالعه نشانه‌های زیستی شاخص محیط رسوبی، تعیین درجه پختگی ماده آلی و نفت، تجزیه یا تخریب میکروبی، تطابق نفت با نفت و نفت با سنگ منشأ بهره می‌گیرند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵) (شکل ۳-۵).

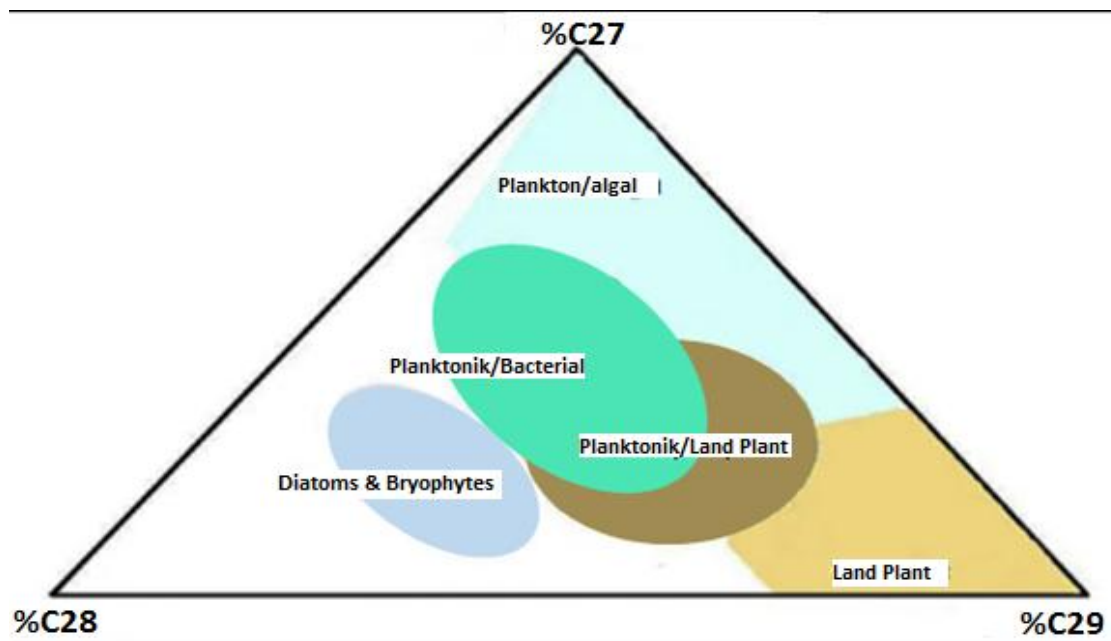


شکل (۳-۵) : دستگاه GC-MS، (تجهیزات آزمایشگاهی ری نور آزما)

نمودار مثلی استران‌های C27, C28, C29 کاربرد مهمی در شناسایی محیط تشکیل سنگ‌های منشأ و شناسایی نوع مواد آلی موجود در آن دارد (شکل ۳-۷).



شکل (۳-۶): ارزیابی شرایط محیطی، بلوغ، تجزیه و تیپ کروژن بر اساس نمودار نسبت‌های $Pr/n-C17$ به $Ph/n-C18$ (Shanmugam, 1985)



شکل (۳-۷): نمودار مثلثی استران‌های C27, C28, C29 (Hung & Meinchein, 1979)

۳-۶- مخازن غیرمتعارف و شیل‌های گازی

در شیل‌های گازی، سازند به‌عنوان سنگ منشأ و مخزن عمل می‌کند. مخازن شیل‌گازی، سنگ‌های منشأ غنی از ماده آلی و ریزدانه با نفوذپذیری خیلی پایین بوده که تولید نفت و گاز در چنین سنگ‌هایی ابتدا موجب افزایش فشار بر سازند و منجر به شکستگی داخلی شده و مهاجرت اولیه می‌شود. سپس بلوغ حرارتی و شکستگی‌های ریز و درشت در سطوح بالاتر پیشروی کرده که ذخیره و انتقال گاز را در شیل‌های غنی از کروژن بهبود می‌بخشد (کسایی نجفی، ۱۳۹۰).

عوامل کنترل‌کننده برای تولید بالای گاز در سیستم‌های شیل‌گازی عبارتند از (Curtis, 2009) :

- تولید بالای گاز توسط ویژگی‌های سنگ‌های منشأ،
 - نگهداری بالای گاز که با خواص سنگی و ویژگی‌های ژئوشیمیایی سنگ‌های منشأ شیلی کنترل می‌گردد،
 - وجود پوش سنگ برای توالی‌های شیلی،
 - وجود شکستگی‌ها در شیل که ذخیره و انتقال گاز در شیل‌ها را بهبود می‌بخشد.
- جاروی و همکاران (۲۰۰۷)^۱ سیستم‌های شیل‌گازی را به انواع مختلف شیل‌ها با بلوغ حرارتی بالا^۲ (مانند شیل بارت)، شیل با بلوغ حرارتی اندک^۳ (مانند شیل نیوآلبانی)، سیستم‌های بین سازندی با لیتولوژی ترکیبی^۴ (مانند شیل بوسیر و تگزاس شرقی) و حوضه‌های ترکیبی^۵ که به طور هم‌زمان گاز متعارف و غیرمتعارف تولید می‌کنند، تقسیم کرده‌اند.

¹ Jarvie et al., 2007

² High-Thermal Maturity Shale

³ Low-Thermal Maturity Shale

⁴ Mixed Lithology Interformational System

⁵ Combination Plays

پنج پارامتر کلیدی در ارزیابی شیل‌های گازی، بلوغ حرارتی کروژن، مقدار گاز جذب شده^۱، ضخامت مخزن، TOC و گاز درجا^۲ به یک مقدار بیشینه ۵ و یک مقدار کمینه صفر برای هر بستر نرمالیزه شده (پارامترهایی که به طور وسیعی با یکدیگر متفاوت هستند) می‌باشند. در دیاگرام‌های عنکبوتی ترکیبی (شکل ۳-۸)، کیفیت پایین یک عامل ممکن است توسط یک عامل دیگر جبران شود (Edwards & Streitberg, 2013). از دیدگاه ژئوشیمی آلی، لایه‌هایی را می‌توان به‌عنوان شیل گازی مدنظر قرار داد که دارای TOC بالای ۰/۵ تا ۲٪ وزنی باشند و از نظر درجه بلوغ وارد پنجره‌ی گاززایی شده ($T_{max}=475^{\circ}C$, $R_o>1.3\%$) است. نسبت انتقال یا تبدیل ۸۵٪-۸۰٪ می‌باشد (Peters & Fowler, 2002). عوامل زیادی باید در کنار یکدیگر قرار گیرند تا یک مخزن شیل‌گازی از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه باشد. این عوامل عبارتند از (Schamel, 2005):

- (۱) محتوای گازی که تابعی از محتوا و نوع کروژن، تاریخچه/ سطح بلوغ و نگه‌داری گاز است،
- (۲) اشباع بالای گاز، یا برعکس اشباع بسیار پایین آب،
- (۳) ضخامت خالص بالای بازه شیل گازی،
- (۴) وجود یک سیستم شکستگی طبیعی و
- (۵) آب گذر، مانند لایه‌های سیلتی یا شکستگی‌های ریز، برای عبور جریان گاز از خمیره‌ی شیل به شبکه شکستگی‌های درشت.

۷-۳ بررسی شیل بارنت به‌عنوان مدل ارزیابی شیل‌های گازی

در سال ۱۹۸۱ MEDC^۳ تولید گاز تجاری از شیل بارنت می‌سی‌سی‌پی را در حوضه فورت ورث آغاز کرد. شیل بارنت در میدان نیوارک‌ایست^۴ در عمق ۶۵۰۰-۸۵۰۰ فوت قرار دارد. ضخامت خالص شیل بین ۵۰ تا

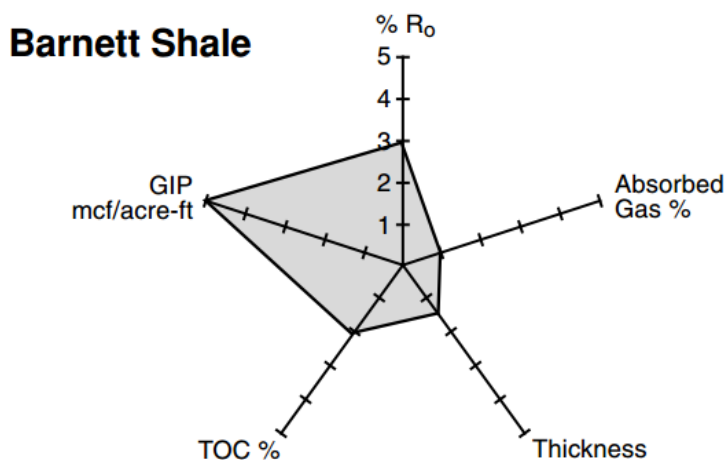
¹ Adsorbed Gas

² Gas In Place Acer-Foot Of Reservoir

³ Mitchell Energy and Development Corporation

⁴ Newark East

۲۰۰ فوت است. پارامترهای اساسی زمین‌شناسی-ژئوشیمیایی سیستم شیل‌گازی بارنت در نمودار عنکبوتی (شکل ۳-۸) نشان داده شده است و مقادیر آن‌ها عبارتست از: $R_o=3\%$ ، $\text{Absorbed Gas}\%=20\%$ ، $\text{TOC}\%=4.50\%$ و $\text{GIP}^1=30-40\%$.



شکل (۳-۸): نمودار عنکبوتی شیل بارنت (Hill & Nelson, 2000)

جاروی و همکارانش (Jarvie et al., 2001) همچنین اظهار کردند ضمن این‌که سیستم شیل بارنت را بهترین

پتانسیل در جهان^۲ معرفی نموده‌اند، وجود ۲ عامل زیر را گاهاً مانع تولید نفت و گاز می‌دانند؛

(۱) خروج بازه‌های زمانی هیدروکربن‌ها وقتی سایر اجزای سیستم نفتی (مسیر مهاجرت، سنگ‌های

مخزن، تله‌ها) کم‌تر از مقدار بهینه در زمان و مکان بوده و با این وجود تولید گاز بارنت در حال

افزایش است.

(۲) سنگ‌پوش‌هایی که به صورت متناوب نشت می‌نماید^۳.

¹ Gas in place

² World-Class

³ Leaking

حوضه‌های شیل‌گازی با در نظر گرفتن نوع گاز و ویژگی‌های ژئوشیمیایی شناسایی می‌شوند. میدان گاز نیوارک‌ایست که در فورت‌ورث^۱ تگزاس قرار دارد با تولید گاز ترموژنیک از شیل کم نفوذپذیر تعریف می‌شود. سیستم شیل‌گازی بارنت، یک سیستم منشأ- مخزن است، مقدار بسیار زیادی گاز تحت‌تأثیر ویژگی‌ها و فرآیندهای زیر قرار می‌گیرند:

(۱) غنی بودن اولیه بسیار زیاد از ماده آلی،

(۲) شکست اولیه کروژن و شکست ثانویه نفت،

(۳) نگهداری نفت برای شکست به گاز توسط جذب،

(۴) تخلخل ناشی از تجزیه مواد آلی و

(۵) ترکیب کانی‌شناسی شکننده.

پارامترهای ژئوشیمیایی به کار برده شده در دیاگرام عنکبوتی شیل بارنت در ادامه از طریق معادلات مربوطه محاسبه خواهد شد.

۳-۷-۱- نرخ تبدیل

نرخ تبدیل^۲ (TR_{HI})، برابر است با تغییرات در مقدار HI_O (مقدار اولیه) از ابتدا تا زمان حال (HI_{Pd}) (Pd^4 : زمان حال) (معادله ۳-۲) که توسط رابطه‌ی جاروی و همکاران (۲۰۰۷) شامل یک تصحیح روی مقادیر شاخص تولید اولیه نفت (PI_O)^۵ و شاخص تولید نفت در زمان حال (PI_{Pd})^۶ می‌باشد (معادلات ۳-۱ و ۳-۳) (Jarvie et al., 2007).

$$TR_{HI} = 1 - \frac{HI_{Pd}[1200 - HI_O(1 - PI_O)]}{HI_O[1200 - HI_{Pd}(1 - PI_{Pd})]} \quad (1-3)$$

¹ Fort worth

² Transformation Ratio

³ Origin

⁴ Present day

⁵ Origin Index Production

⁶ Present day Index production

$$HI_o = \left(\frac{\%type I * 750}{100}\right) + \left(\frac{\%type II * 450}{100}\right) + \left(\frac{\%type III * 125}{100}\right) + \left(\frac{\%type IV * 50}{100}\right) \quad (2-3)$$

$$PI_o = 0.02(PI_{pd}) \quad (3-3)$$

۳-۷-۲- بلوغ حرارتی

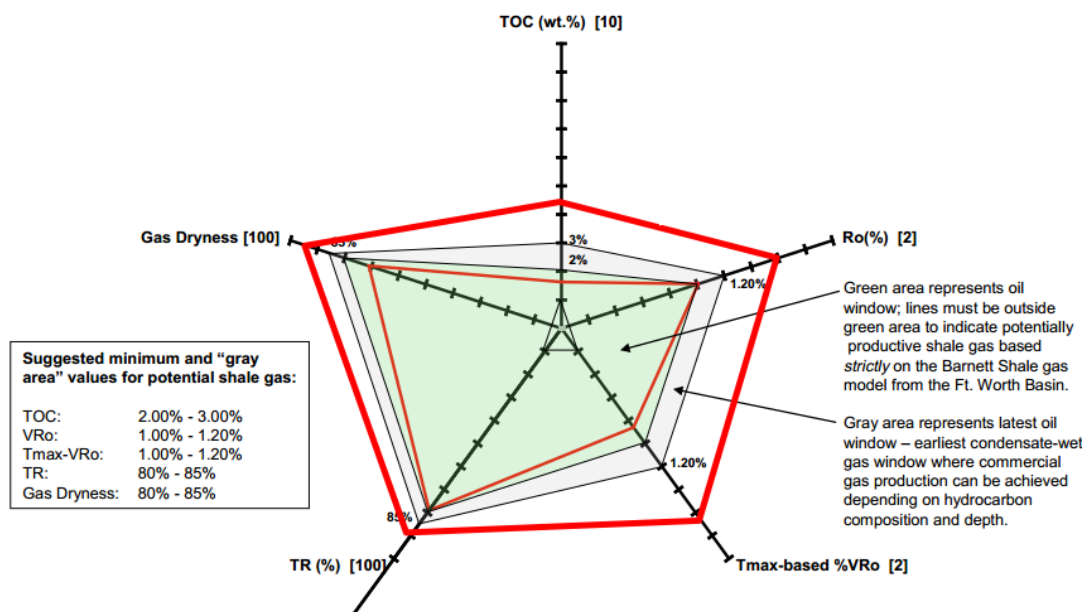
محتوای بالای گاز در شیل بارنت به علت حجم بالای هیدروکربن‌های تولید شده، بلوغ حرارتی و حفظ بخشی از هیدروکربن‌های مایع برای شکست‌های بعدی و تبدیل به گاز است. جایی که بلوغ شیل بارنت پایین‌تر است، نرخ جریان گاز نیز کم‌تر است و فرض بر این است که این رخداد به دو علت است، اول اینکه پایین بودن حجم گاز تولیدی و دیگری حضور سیالات هیدروکربنی باقیمانده که گلوگاه‌های فضای متخلخل را مسدود کرده‌اند. بنابراین بلوغ حرارتی یک پارامتر کلیدی در شیل‌گازی است. دو روش بنیادی برای تعیین بلوغ حرارتی به صورت بصری و شیمیایی وجود دارد. اندازه‌گیری انعکاس و پترینایت در زیر میکروسکوپ نمود بصری و ارزیابی‌های شیمیایی شامل تعیین T_{max} ، نرخ تبدیل مواد آلی، ترکیبات هیدروکربن باقیمانده، ترکیب گاز و ایزوتوپ کربن می‌باشد. تعیین مقادیر HI_{pd} و TR_{HI} به پیش‌بینی پنجره نفتی در مقابل پنجره گازی در شیل بارنت کمک می‌کند. TR_{HI} لازم برای ابتدای پنجره گازی تقریباً ۸۰٪ است اما پنجره گازی خشک به مقادیری تا ۹۰٪ احتیاج دارد (Jarvie, 2012).

بلوغ حرارتی به دست آمده از روش‌های بصری و شیمیایی را می‌توان با استفاده از دیاگرام‌های معمولی و عنکبوتی پارامترهای مختلف بلوغ مقایسه کرد.

معادله ارزیابی RO براساس T_{max} مطابق رابطه (۳-۴) است:

$$RO \text{ from } T_{max} = 0.0180 * T_{max} - 7.16 \quad \text{رابطه (۳-۴)}$$

ابزار ساده‌ای برای مقایسه پارامترهای مختلف بلوغ و کاربرد آن‌ها برای ارزیابی اقتصادی اولیه سیستم‌های شیل‌گازی با نفوذپذیری پایین مثل شیل بارنت یا نیوآلبانی و یا شیل آنتریم به شمار می‌رود. در دیاگرام ریسک شکل (۳-۹) دو محدوده متمایز قابل تشخیص است (Jarvie et al., 2007). منطقه سبزرنگ که نشان‌دهنده پنجره نفتی است؛ اگر خطوط آستانه بیرون از این محدوده قرار بگیرند، براساس مدل شیل بارنت، پتانسیل تولید گاز را دارند. منطقه خاکستری رنگ نشان‌دهنده مراحل پایانی پنجره نفتی تا مراحل ابتدایی پنجره گازتر است؛ جایی که در صورت مطلوب بودن شرایط عمقی و ترکیب هیدروکربن، تولید گاز اتفاق می‌افتد (Jarvie, 2008; Jarvie, 2012).



شکل (۳-۹) : نمودار ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز، بلوغ حرارتی (Jarvie, 2008)

فصل چهارم

ارزیابی‌های ژئوشیمیایی و تعبیر و تفسیر داده‌ها

در این فصل به تحلیل‌های ژئوشیمیایی داده‌های به‌دست آمده از نتایج پیرولیز راک-اول (جدول ۴-۵)، بدلیل محدودیت‌ها از آوردن کامل داده‌ها معذوریم)، کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) نمونه‌های سازند کژدمی پرداخته خواهد شد. این ویژگی‌ها شامل ارزیابی اولیه نمونه‌ها، نوع کروژن، بلوغ، شرایط محیط رسوبی، پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ در میادین مورد مطالعه است و در صورت مطلوب بودن شرایط، ارزیابی وضعیت غیرمتعارف بودن مخزن صورت خواهد گرفت. برای سهولت کار، ابتدا برای هر چاه با توجه به نتایج پیرولیز راک-اول، لاگ‌های ژئوشیمیایی ترسیم شده و پس از بررسی پتانسیل تولید نهایی سنگ منشأ، بخش‌هایی که پتانسیل بالاتر دارند شناسایی شده است. این امر با استفاده از نمودارهای معمول میسر نمی‌باشد. در ادامه از نتایج آنالیزهای GC و GC-MS، کمک گرفته شده تا منشأ مواد آلی، نوع و شرایط محیط رسوبی مشخص گردد.

در نهایت به منظور ارزیابی وضعیت مخازن غیرمتعارف در بخش‌های انتخاب شده، از دیاگرام‌های عنکبوتی و مقایسه با شیل بارنت کمک گرفته شده است.

۴-۲- تعبیر و تفسیر نتایج راک-اول

۴-۲-۱- لاگ ژئوشیمیایی

لاگ‌های ژئوشیمیایی، ابزار قدرتمند برای درک وضعیت ژئوشیمیایی ناحیه‌ای و منطقه‌بندی افق‌های مختلف یک سازند می‌باشد. در این لاگ‌ها تغییرات ویژگی‌های راک-اول نمونه‌ها در اعماق مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد. استفاده از دیاگرام‌های متداول این امکان را فراهم نمی‌سازد و لذا این تحلیل به نوعی یک تحلیل ساختاری ویژگی‌های ژئوشیمی آلی نمونه‌ها محسوب می‌شود. نمودارها معمولاً یک روش غیرساختاری محسوب می‌گردند. منظور از ساختاری بودن یک تحلیل، بررسی ویژگی‌ها نسبت به موقعیت مکانی داده‌ها می‌باشد. در این لاگ‌ها، تغییرات داده‌های TOC، HI، OI، S₁ (هیدروکربن‌های آزاد)، S₂ (هیدروکربن آزاد

شده در طی بلوغ)، S_1+S_2 (پتانسیل تولید)، PI (شاخص تولید)، R_O (ضریب انعکاس ویتروینایت) و T_{max} نسبت به عمق ترسیم گردیده است.

پارامتر S_1 مقدار هیدروکربن تولید شده در دمای حدود $300^{\circ}C$ که اصطلاحاً هیدروکربن آزاد نامیده می‌شود. معمولاً نمونه‌هایی که بلوغ کافی داشته باشند مقدار S_1 آن زیاد است. پارامتر S_2 مقدار هیدروکربن تولید شده در حین پیرولیز کروژن است که این پیک نشان‌دهنده‌ی توانایی بالقوه سنگ منشأ می‌باشد. پارامتر T_{max} که حداکثر حرارت در پیک S_2 است، بستگی به نوع کروژن و سنگ منشأ دارد. این پارامتر در هر نمونه می‌تواند مرحله‌ی پختگی را ارزیابی و مشخص کند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

شاخص هیدروژن^۱ (HI) که نسبت $\frac{S_2}{TOC}$ تعریف می‌شود، مشخص‌کننده‌ی پتانسیل نفتی سنگ منشأ است که هرچه مقدار آن بزرگتر باشد، سنگ منشأ از پتانسیل بالاتری برخوردار است. براساس میزان HI تیپ کروژن نیز ارزیابی می‌شود ($0-50$ ، $50-200$ ، $200-600$ و $HI > 600$).

شاخص اکسیژن^۲ (OI) از نسبت $\frac{S_3}{TOC}$ می‌باشد که شاخصی از مقدار اکسیژن موجود و درجه اکسید شدن مواد آلی سنگ‌های منشأ است (Espitalie & Bordenave, 1993).

پارامتر S_3 نشان دهنده‌ی میزان اکسیژن که حاصل CO_2 و H_2O محیط است.

پارامتر TOC نشان دهنده‌ی محتوای مواد آلی سنگ منشأ است. مقادیر $0-0/5$ این پارامتر پتانسیل ضعیف سنگ منشأ، مقادیر بین $0/5-1$ پتانسیل نسبتاً خوب، $1-2$ پتانسیل خوب، $2-4$ پتانسیل خیلی خوب و مقادیر بزرگتر از 4 پتانسیل عالی سنگ منشأ از لحاظ درصد مواد آلی را نشان می‌دهند (بستگی به لیتولوژی سنگ منشأ دارد که شیلی یا کربناته باشد).

¹ Hydrogen Index

² Oxygen Index

پتانسیل ژنتیکی^۱ (GP): توانایی هیدروکربن‌زایی کل سنگ منشأ است که براساس S_1+S_2 ارزیابی می‌شود. مقادیر کمتر از ۲ این پارامتر نشان‌دهنده‌ی سنگ منشأ ضعیف، مقادیر ۲-۶ سنگ منشأ خوب و مقادیر بیش از ۶ سنگ منشأ عالی است.

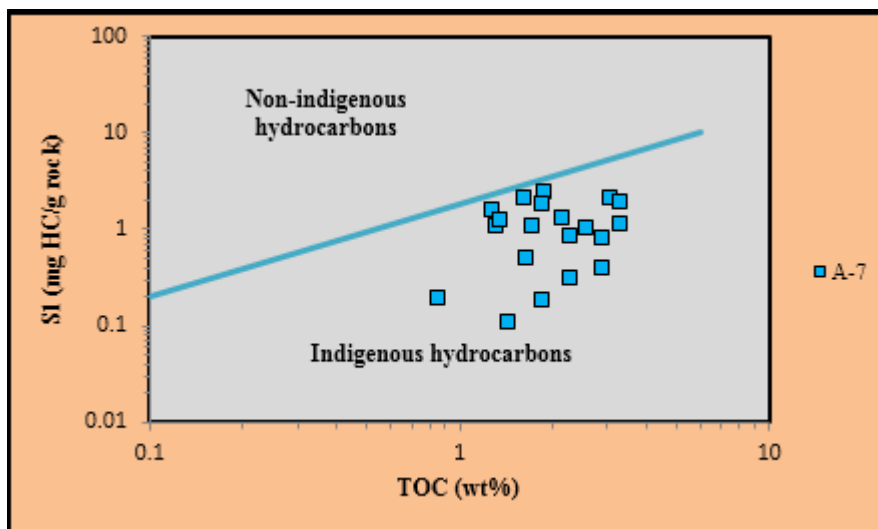
پارامتر ضریب انعکاس ویتروینایت (Ro) برای ارزیابی بلوغ سنگ منشأ استفاده می‌شود. مقادیر ۰/۵-۰/۰ این ضریب، سنگ منشأ نابالغ در فاز دیاژنز را نشان می‌دهد، مقادیر بین ۰/۶-۰/۵ سنگ منشأ با بلوغ اولیه، ۰/۹-۰/۶ بلوغ متوسط، ۰/۹-۱ بلوغ بالا (۰/۳-۱/۵ پنجره‌نفتی، ۲-۱/۳ پنجره‌گازتر) و مقادیر >2 فوق‌بالغ بودن سنگ منشأ را نشان می‌دهد.

شاخص تولید که با $PI = \frac{S_1}{S_1+S_2}$ معرفی می‌گردد با افزایش عمق زیاد می‌شود. این پارامتر نیز به نوعی بلوغ سنگ منشأ را نشان می‌دهد. مقادیر کمتر از ۰/۱ زون نابالغ و مقادیر بیش‌تر از ۰/۱ نشان‌دهنده‌ی ورود سنگ منشأ به پنجره‌ی نفتی است، مقادیر ۰/۴-۰/۱ نشانگر مرحله‌ی نفت‌زایی و مقادیر ۰/۶-۰/۴ گواه مرحله‌ی گاززایی می‌باشد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

۴-۲-۲- نتایج راک- اول میدان A (چاه A-7)

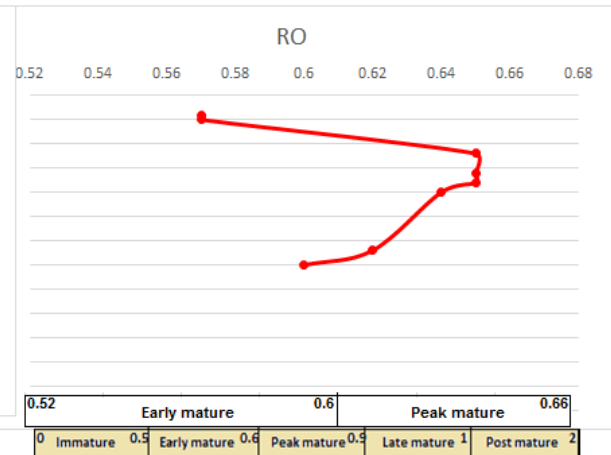
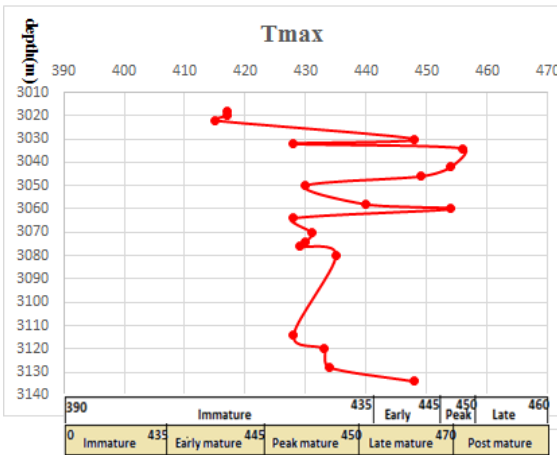
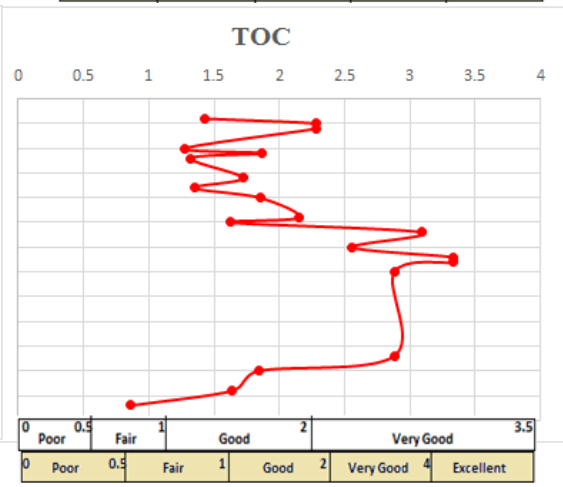
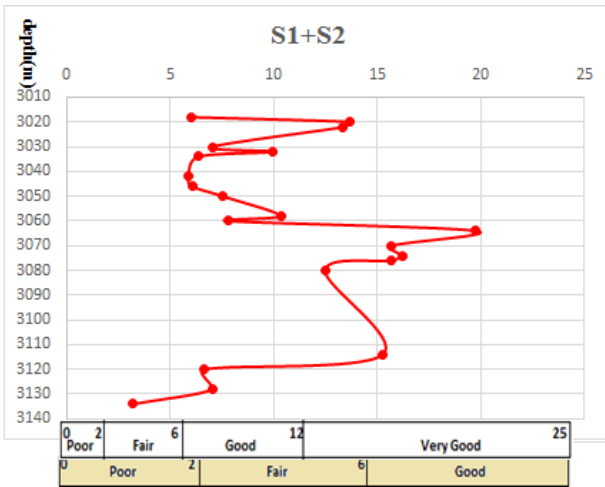
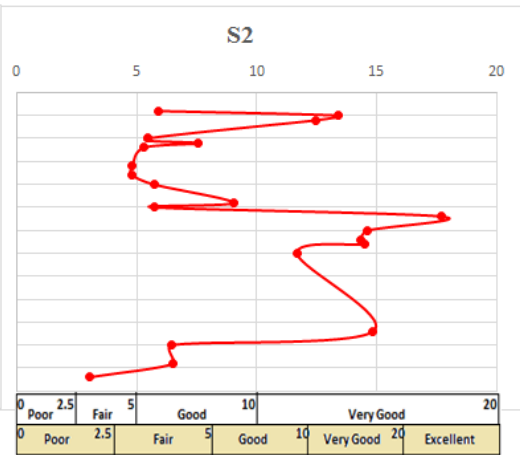
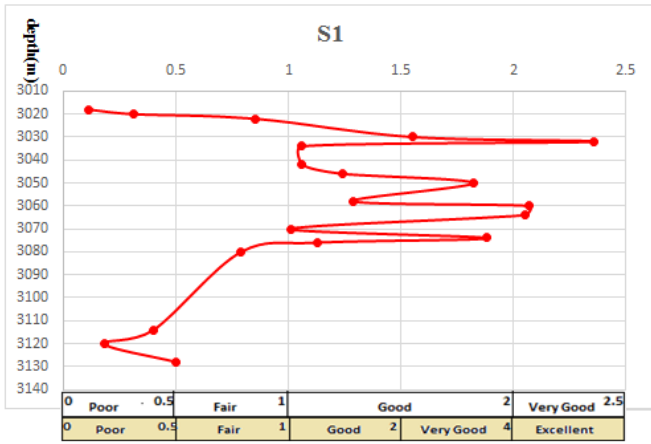
در مطالعات ژئوشیمیایی، اطمینان از اینکه نمونه‌های مورد مطالعه دچار آغشتگی نیستند، امری ضروری است؛ آلودگی نمونه‌ها، نتایج حاصل از پیرولیز راک- اول را تحت‌الشعاع قرار می‌دهد. بدین‌جهت نمودار تغییرات S_1 در برابر TOC مورد بررسی قرار می‌گیرد (Hunt, 1996). شیب خط نسبت $\frac{S_1}{TOC}$ برابر ۱/۵ که بعنوان آستانه‌ای برای تشخیص هیدروکربن‌های مهاجرت‌یافته یا درجا بودن می‌باشد. مقادیر بالاتر از این حد، نشانه‌ای از هیدروکربن‌های مهاجرت یافته و یا آغشتگی نمونه به هیدروکربن‌های مهاجرت یافته است. میدان A در شمال غرب خلیج فارس واقع شده است. نمودار $\frac{S_1}{TOC}$ نمونه‌های چاه A-7 نشان‌دهنده‌ی عدم آغشتگی به گل حفاری است.

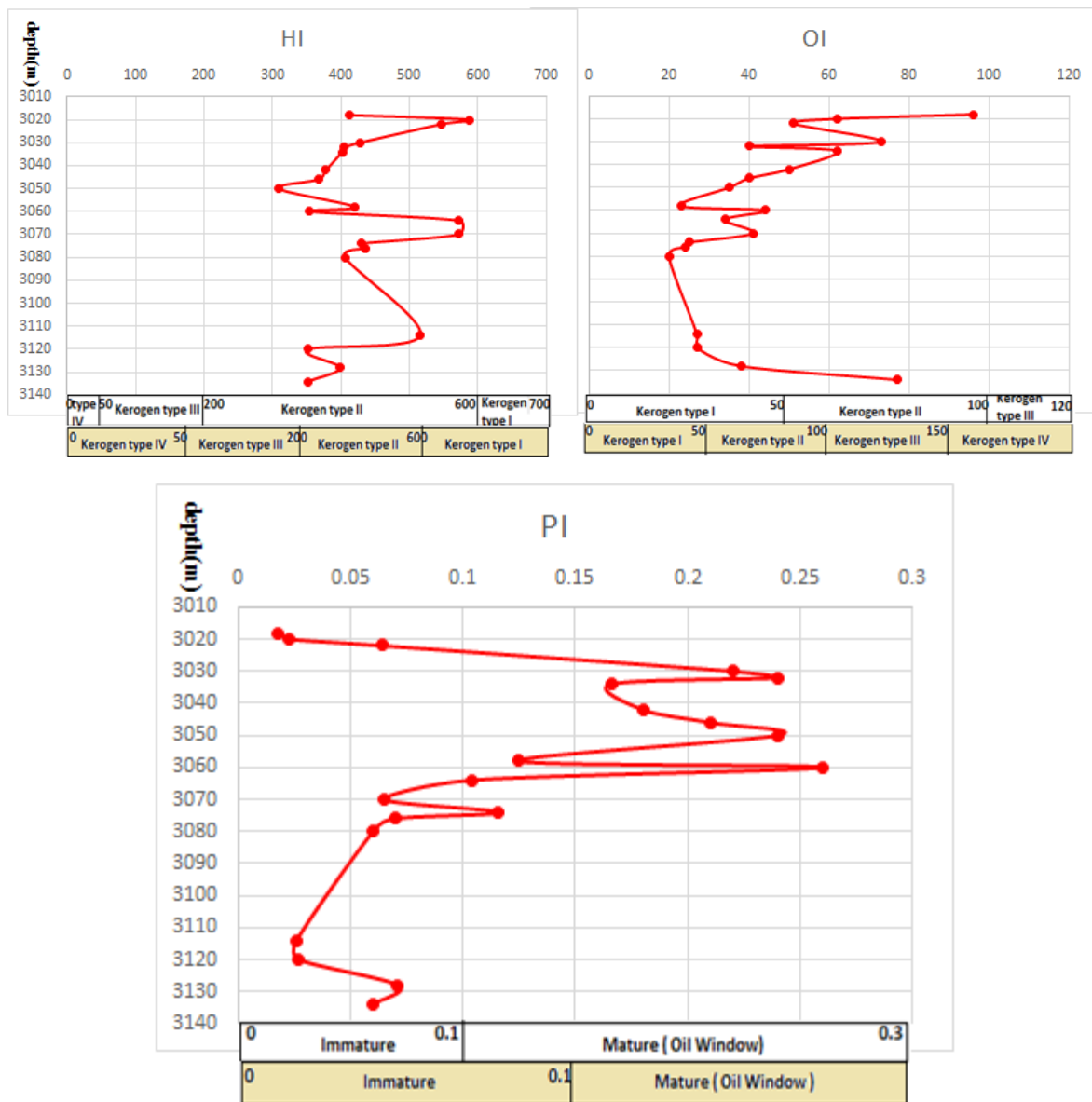
¹ Genetic Potential



شکل (۴-۱): نمودار $\frac{S1}{TOC}$ برای نمونه‌های چاه A-7

لاگ‌های ژئوشیمیایی داده‌های این چاه؛ مقادیر بالایی از پارامتر S_1 را در اعماق ۳۰۷۶-۳۰۳۰ متر (حداکثر مقدار S_1 در عمق ۳۰۳۲ متری) و مقادیر بالای پارامترهای S_2 ، $GP(S_1+S_2)$ ، HI و TOC در بازه‌ی عمقی ۳۱۲۰-۳۰۶۰ متری (حدود ۶۰ متر ضخامت) گواه توان هیدروکربن‌زایی خوب تا خیلی خوب سنگ منشأ است (شکل ۴-۲). RO ، T_{max} و PI نمونه‌ها به جز اعماق ۳۰۱۲۰-۳۰۶۰ متری که گواه عدم بلوغ می‌باشند و مقادیر پایین RO به علت شکستگی یا جابه‌جایی در سنگ منشأ می‌باشد، در بقیه‌ی اعماق ابتدای پنجره بلوغ را نشان می‌دهند. مقادیر HI گویای تیپ کروژن نوع II برای نمونه‌هاست. مقادیر OI نشان‌دهنده آنست که شرایط محیطی با افزایش عمق از اکسیژن زیاد به اکسیژن کم می‌رسد.



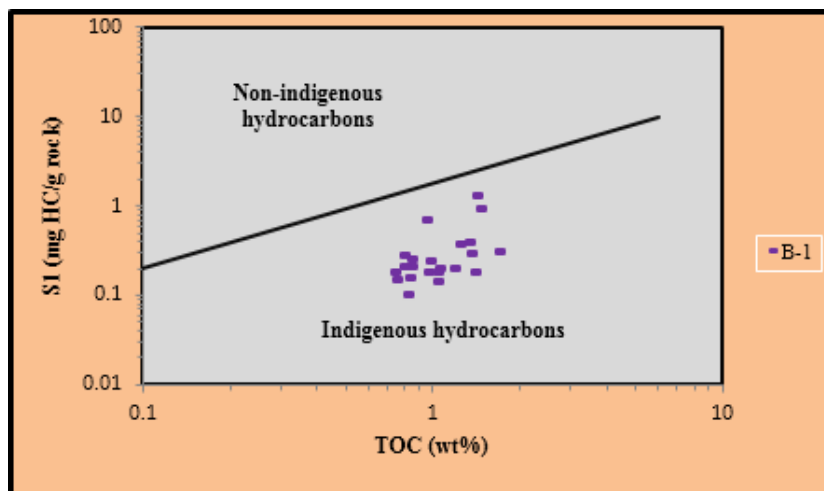


شکل (۴-۲): لاگ‌های ژئوشیمیایی مربوط به چاه A-7

۴-۲-۳- نتایج راک-اول میدان B

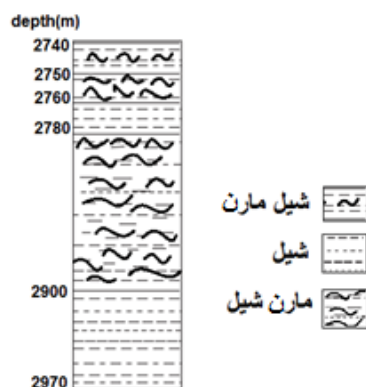
الف- چاه B-1

تمامی نمونه‌های برداشت شده از این چاه زیر خط آلودگی قرار گرفته است (شکل ۴-۳).

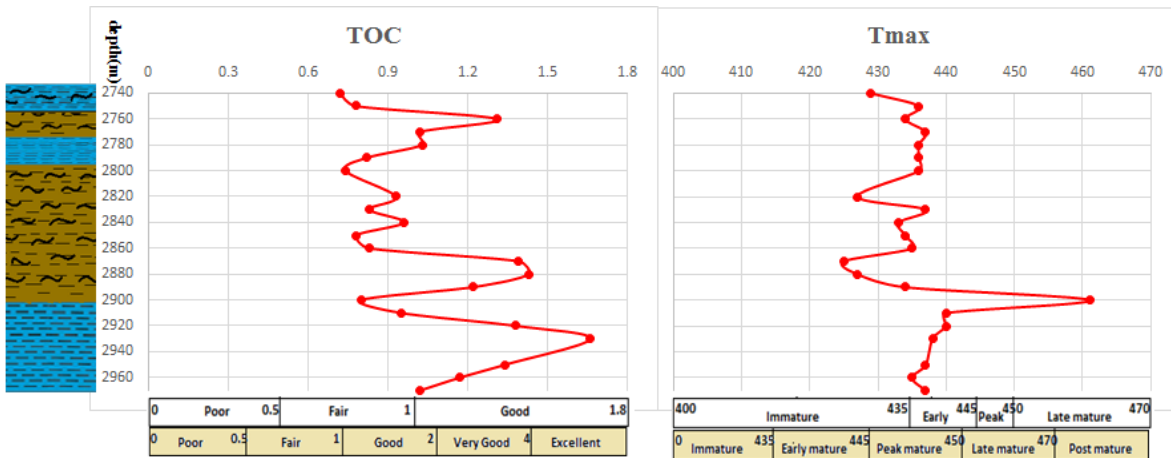
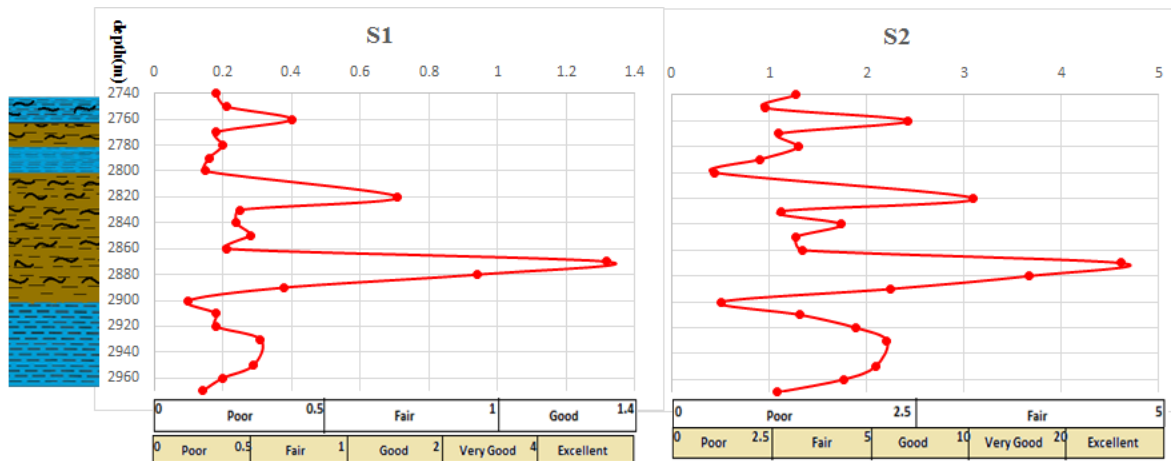


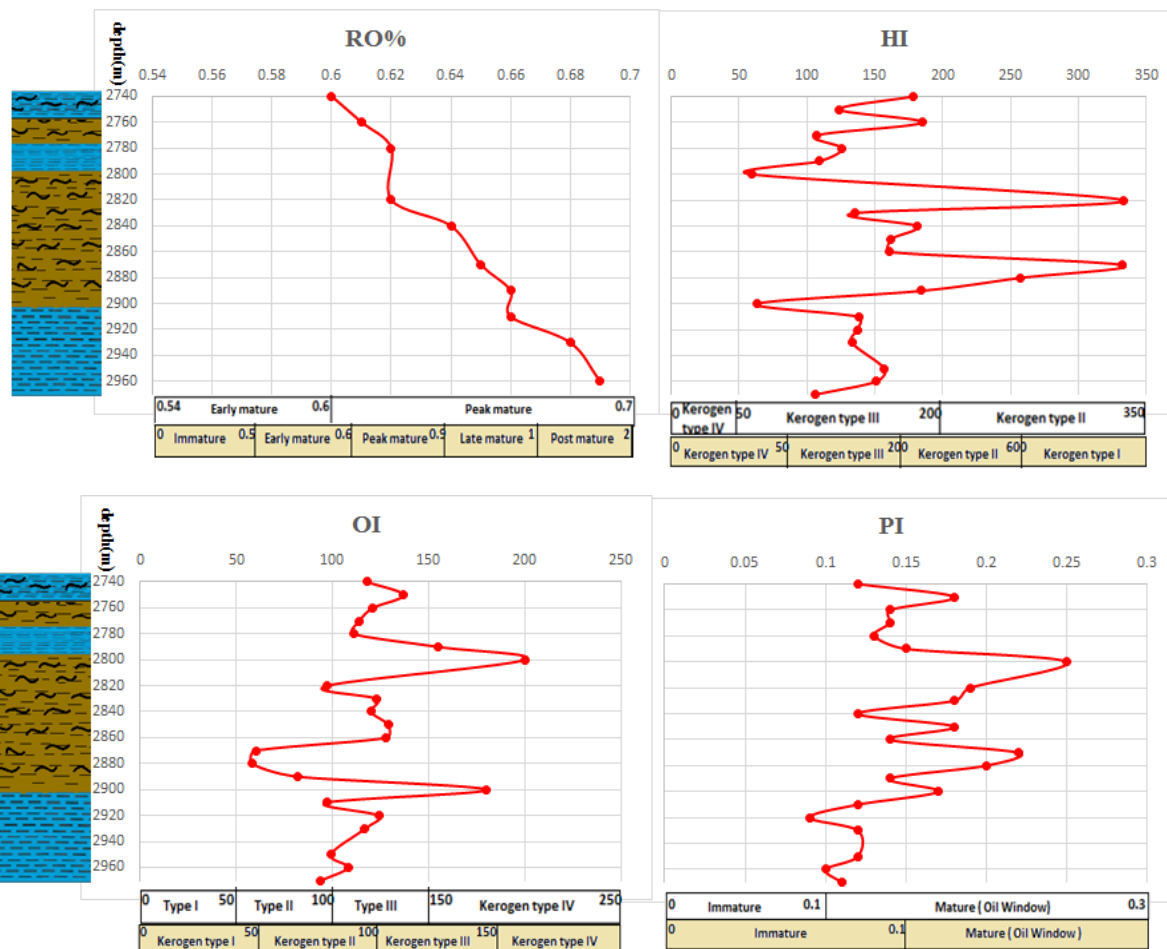
شکل (۳-۴) : نمودار $\frac{S_1}{TOC}$ برای نمونه‌های چاه B-1

لاگ‌های ژئوشیمیایی مربوط به این چاه (شکل ۴-۵) نشان‌دهنده آنست که، در اعماق ۲۸۵۰-۲۹۰۰ متری مقادیر S_1 ، S_2 بالا و میزان S_3 پایین، TOC در حد خوب، T_{max} نابالغ و HI گویای تیپ کروژن نوع III-II و عمدتاً نوع III می‌باشد که مجموعاً این ضخامت پتانسیل هیدروکربن‌زایی بالاتری نسبت به بقیه‌ی اعماق نمونه‌برداری دارد (لیتولوژی شیل مارن) (شکل ۴-۴). در اعماق ۲۹۲۰-۲۹۷۰ متری میزان S_1 در حد ضعیف، S_2 در حد متوسط، میزان S_3 گویایی اکسیژن محیط و TOC خوب، T_{max} کمی بالغ و $HI > 200$ که نشان‌دهنده‌ی تیپ کروژن نوع III است و در نهایت بیانگر پتانسیل ضعیف هیدروکربن‌زایی است.



شکل (۴-۴) : ستون لیتولوژی چاه B-1

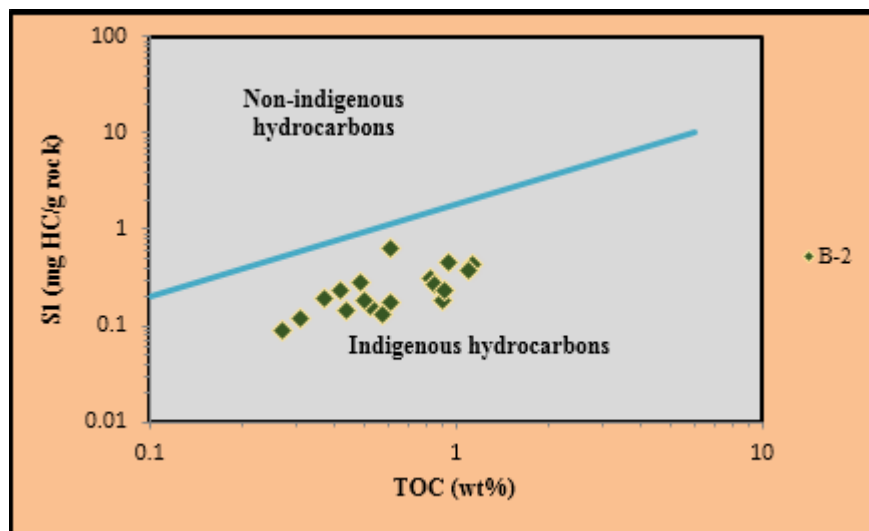




شکل (۴-۵): لاگ‌های ژئوشیمیایی چاه B-1

ب- چاه B-2

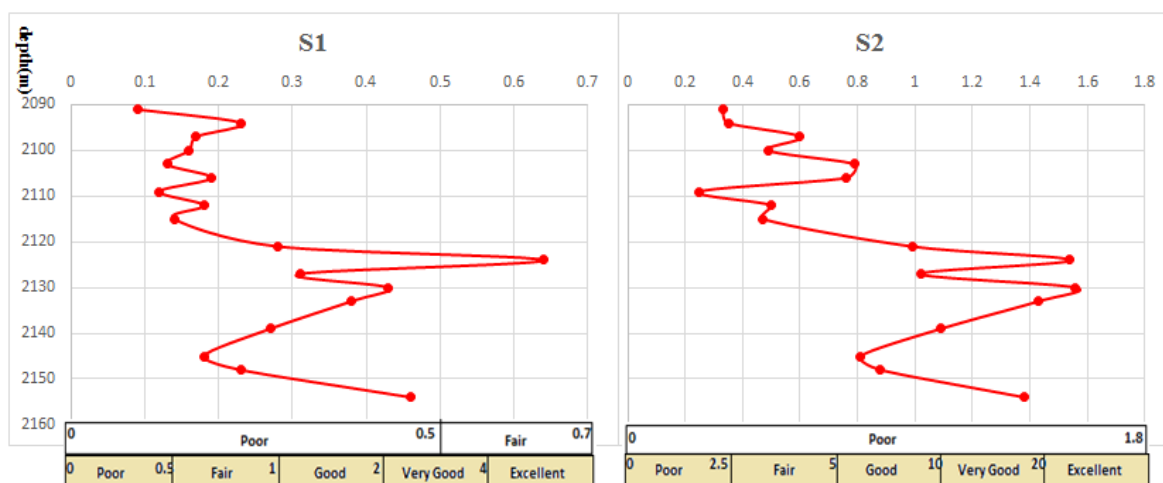
تمامی نمونه‌های برداشت شده از این چاه نیز زیر خط آلودگی قرار گرفته‌اند و گواهِ آن است که مهاجرت صورت نگرفته و نمونه‌ها آغشتگی ندارند (شکل ۴-۶).

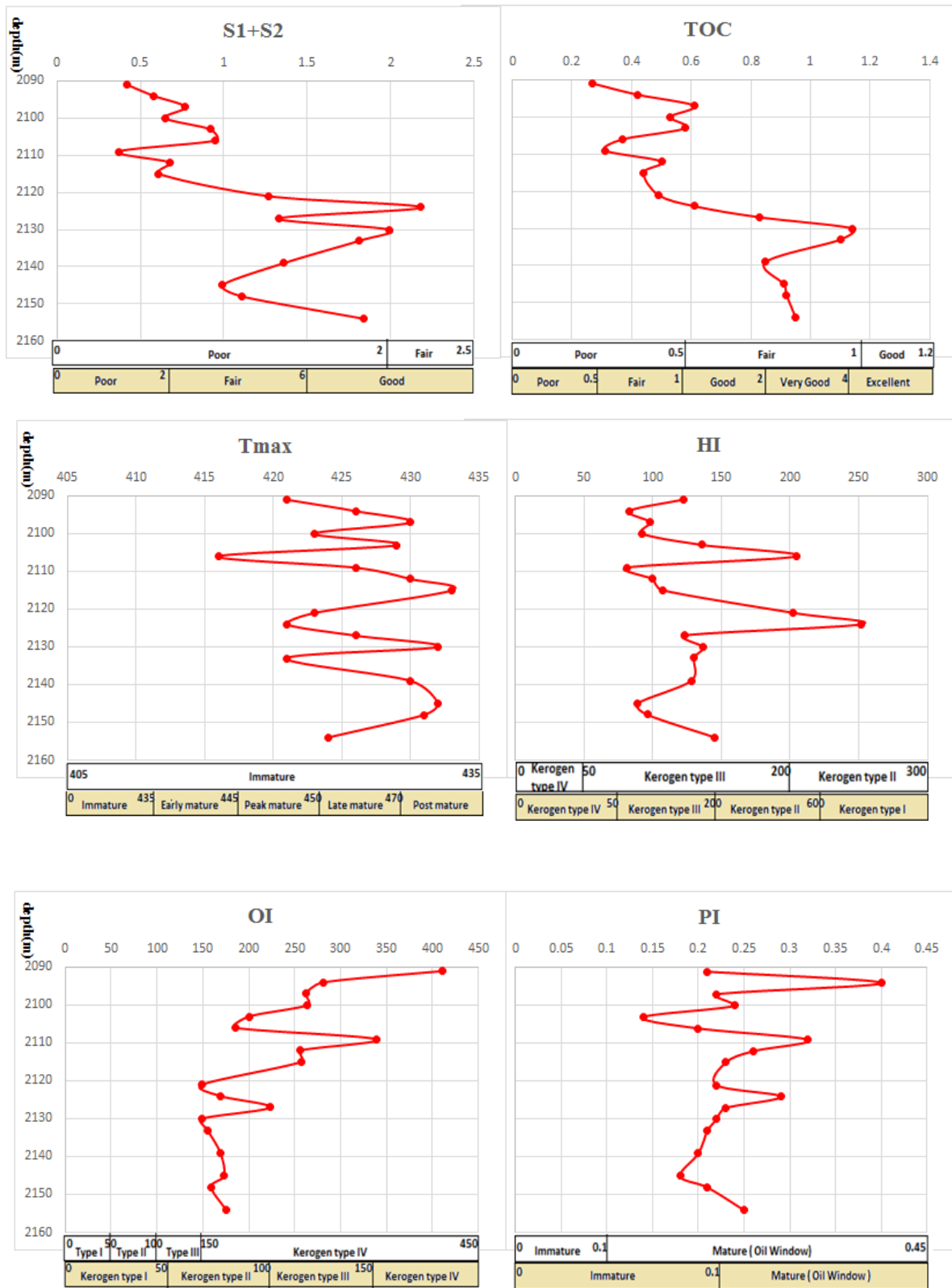


شکل (۴-۶): نمودار $\frac{S1}{TOC}$ برای نمونه‌های چاه B-2

لاگ‌های ژئوشیمیایی این چاه (شکل ۴-۷) گویای آنست که؛

مقادیر S_1 (متوسط)، S_2 ، S_1+S_2 پایین و TOC نسبتاً خوب در اعماق ۲۱۴۸-۲۱۱۵ متری می‌باشد و در دیگر اعماق نمونه‌برداری شده این پارامترها پایین هستند که پتانسیل ضعیف سنگ منشأ را نشان می‌دهد. پارامتر T_{max} بیانگر عدم بلوغ نمونه‌ها است. پارامتر PI بیش از مقدار ۰/۱ است (ورود به پنجره نفتی). از مقادیر HI می‌فهمیم که مواد آلی از کروژن نوع III و II که متمایل به نوع III می‌باشد، نشأت گرفته‌اند. مقادیر OI با افزایش عمق کاهش می‌یابد، ولی بیش‌تر نشان دهنده محیط کمی اکسید شده است.

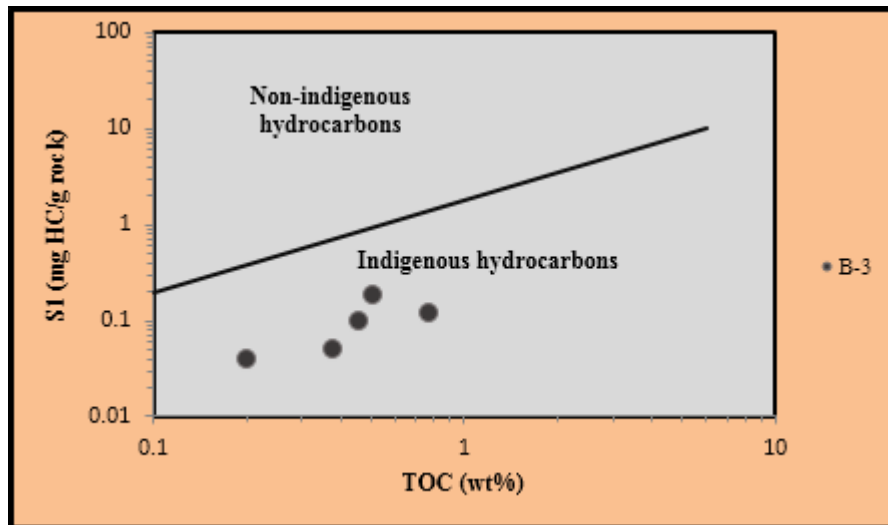




شکل (۷-۴): لاگ‌های ژئوشیمیایی چاه B-2

ج- چاه B-3

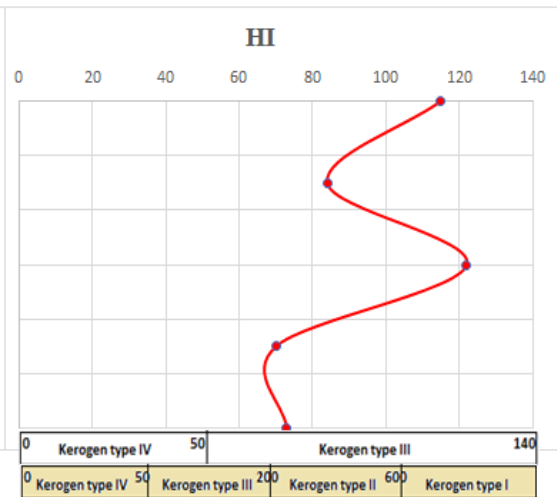
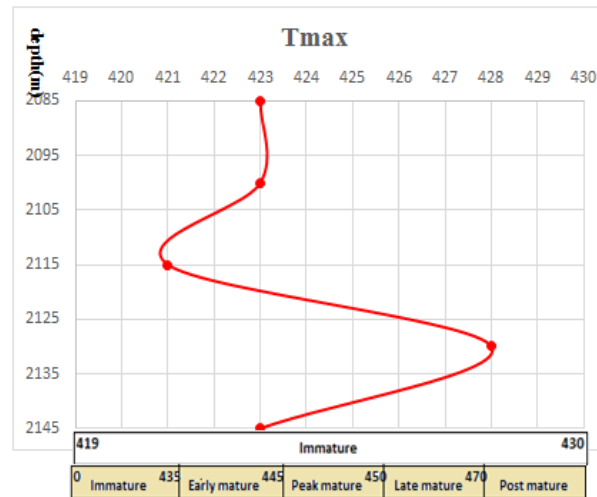
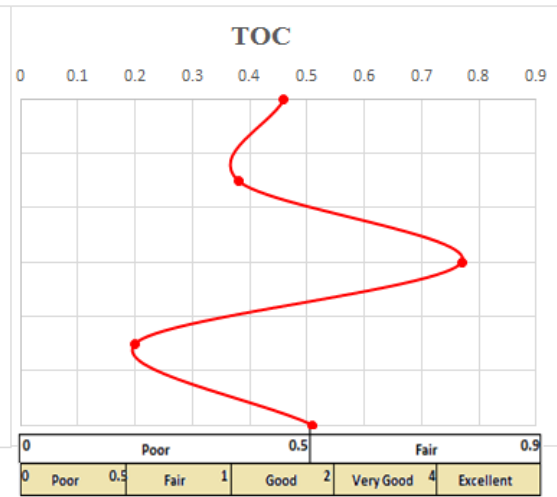
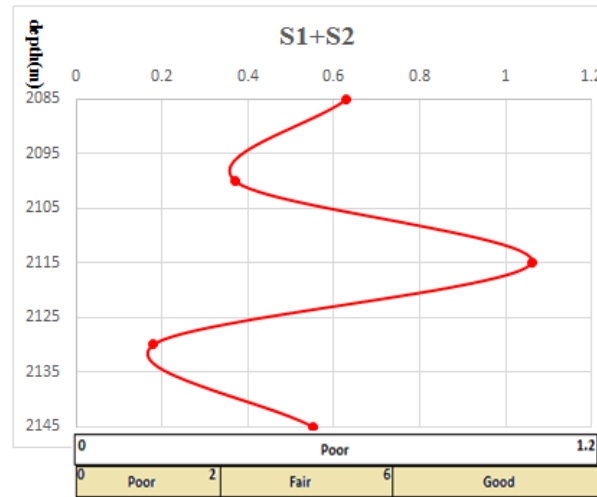
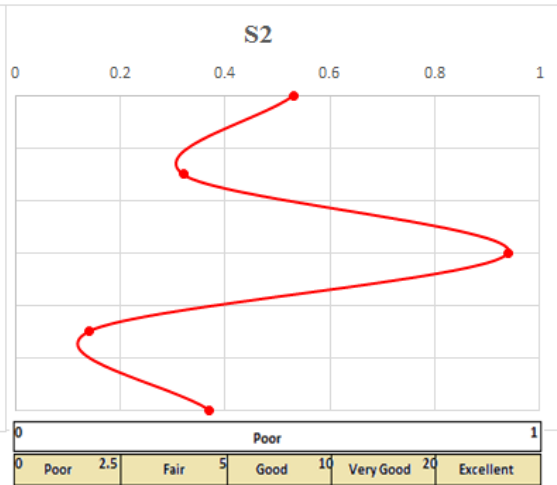
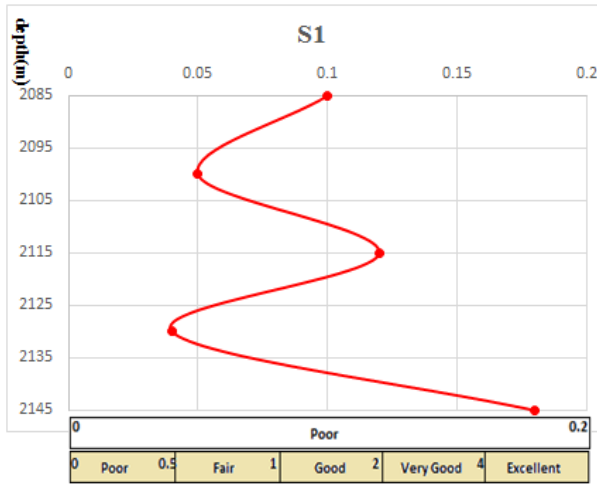
نمودار $\frac{S_1}{TOC}$ در شکل ۸-۴ برای چاه B-3 نشانگر عدم آغستگی نمونه‌ها به هیدروکربن می‌باشد.

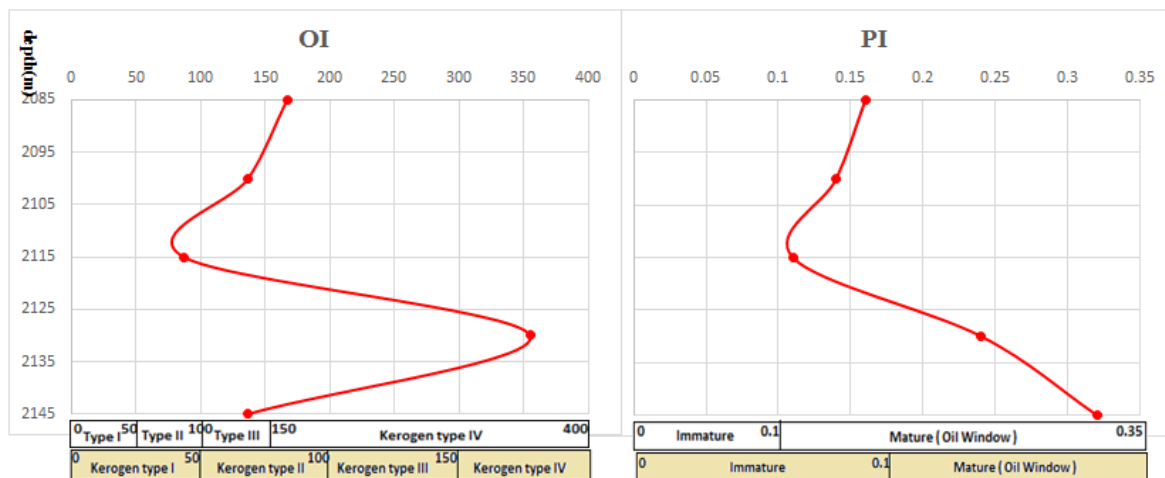


شکل (۸-۴) : نمودار $\frac{S_1}{TOC}$ برای نمونه‌های چاه B-3

در شکل (۹-۴) لاگ‌های ژئوشیمیایی مربوط به چاه B-3 رسم شده است، تعداد داده‌های موجود از این چاه از سازند مذکور بسیار کم است. ولی با این حال تفسیر لاگ‌ها بدین شرح است که؛

مقادیر کم S_1 ، S_2 و S_1+S_2 نشان‌دهنده‌ی پتانسیل ضعیف سنگ منشأ می‌باشد. به استثنای نمونه‌ایی که در عمق ۲۱۱۵ متری TOC نسبتاً خوبی دارد ($TOC=0.77$)، بقیه‌ی نمونه‌ها TOC نسبتاً پایینی دارند. مقادیر T_{max} نمونه‌ها، عدم بلوغ را نشان می‌دهند. مقادیر HI حاکی از آن است که ماده‌ی آلی از کروژن نوع ۳ تشکیل شده‌است. مقادیر S_1 تولید پایین هیدروکربن و مقادیر S_2 ، پتانسیل ضعیف تولید هیدروکربن طی بلوغ را نشان می‌دهد. OI نیز تأیید کننده کروژن تیپ III است.

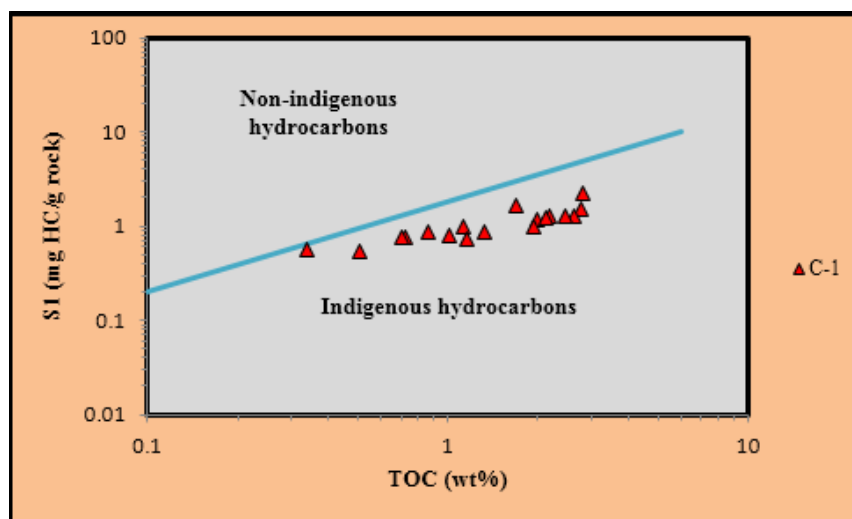




شکل (۴-۹): لاگ‌های ژئوشیمیایی چاه B-3

۴-۲-۴- نتایج راک-اول میدان C

در شکل ۴-۱۰ نمودار $\frac{S1}{TOC}$ برای نمونه‌های چاه C-1 واقع در میدان C ترسیم شده که نشان دهنده‌ی عدم آغستگی نمونه‌ها به گل حفاری می‌باشد.

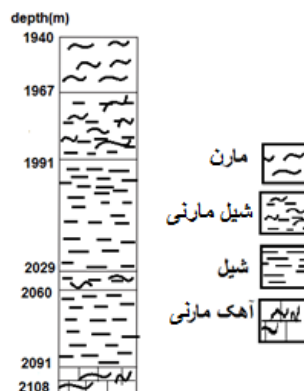


شکل (۴-۱۰): نمودار $\frac{S1}{TOC}$ برای نمونه‌های چاه C-1

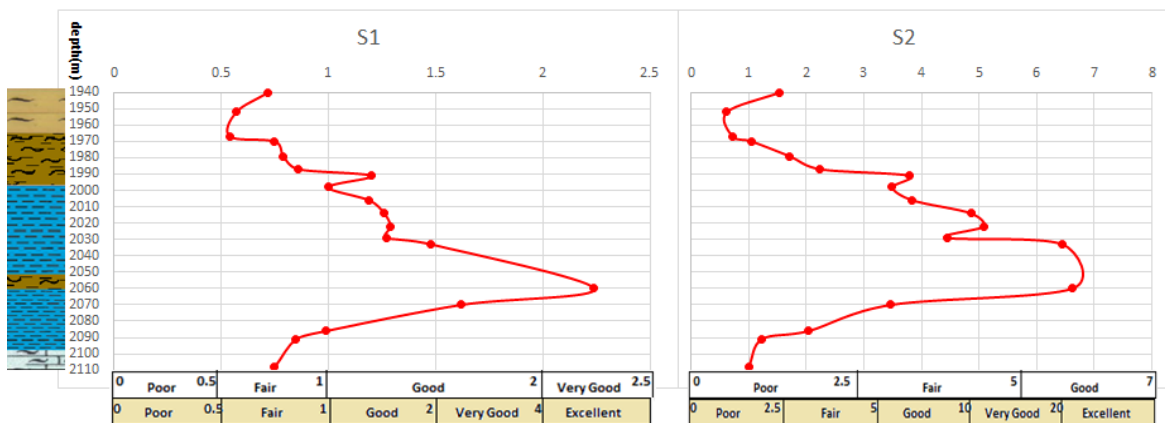
با توجه به لاگ‌های ژئوشیمیایی چاه C-1 واقع در میدان C (شکل ۴-۱۲) می‌توان گفت:

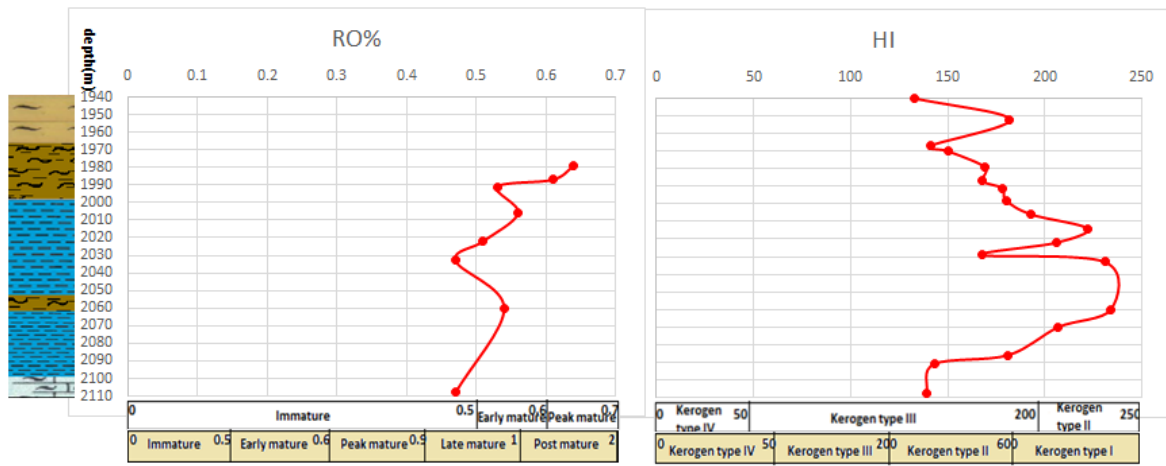
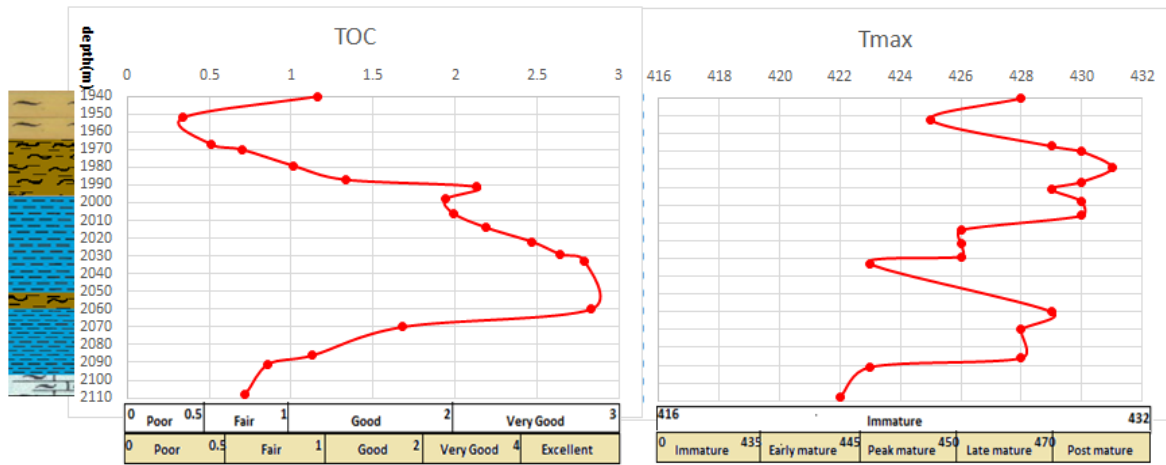
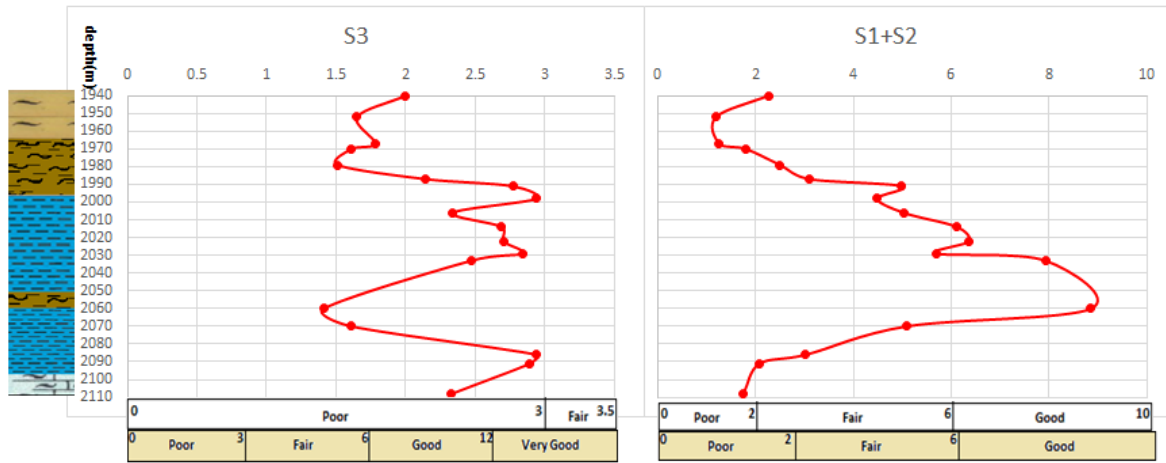
S₁ در اعماق ۱۹۹۱-۲۰۷۰ متری مقدار خوبی دارد، پارامتر S₂، S₁+S₂ و TOC در اعماق ۱۹۷۰-۲۰۸۶ متری (لیتولوژی شیل و شیل مارنی (شکل ۴-۱۱)) بالا هستند که گواه توان هیدروکربن‌زایی خوب تا متوسط سنگ منشأ است. با توجه به مقادیر S₃ در جاهایی که TOC زیاد بوده اکسیژن کم است. نمونه‌ها در این عمق‌ها گازی تولید نکرده‌اند. با توجه به R_O (با افزایش عمق، R_O نیز افزایش می‌یابد) و T_{max} نمونه‌ها نابالغاند. تیپ کروژن عمدتاً از نوع II-III و متمایل به نوع III می‌باشد (با توجه به مقادیر HI). پارامتر OI در اعماق ۲۰۳۳-۲۰۶۰ متری مقادیر خیلی کمی دارد ولی در بقیه‌ی اعماق بالا می‌باشد که نشان‌دهنده‌ی محیط اکسیدی است.

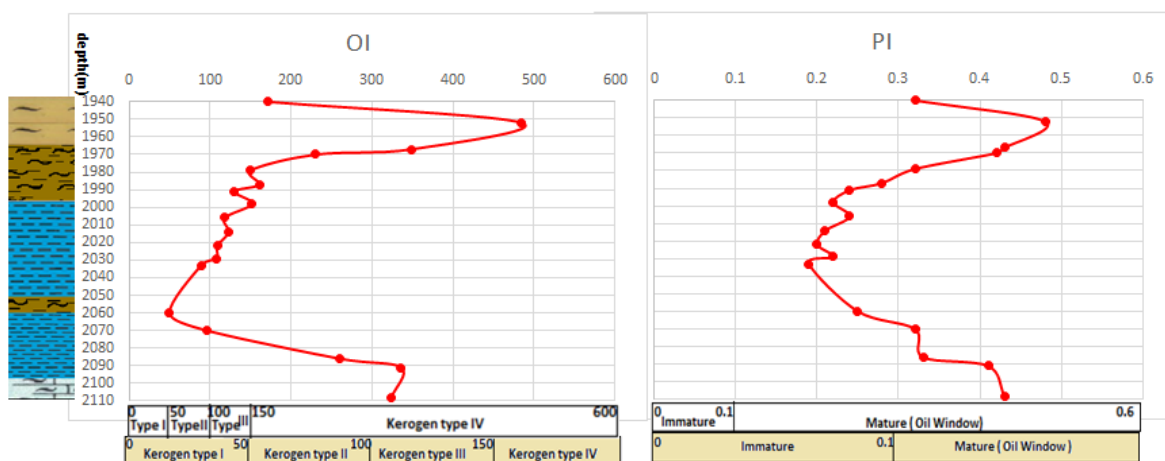
پس از بررسی لاگ‌های ژئوشیمیایی حاصل از نتایج پیرولیز راک-اول درمی‌یابیم که دو چاه A-7 و C-1 پتانسیل و شرایط بهتری برای تولید هیدروکربن را دارا می‌باشند.



شکل (۴-۱۱): ستون لیتولوژی مربوط به چاه C-1







شکل (۴-۱۲): لاگ‌های ژئوشیمیایی چاه C-1

۴-۳- تیپ کروژن‌ها

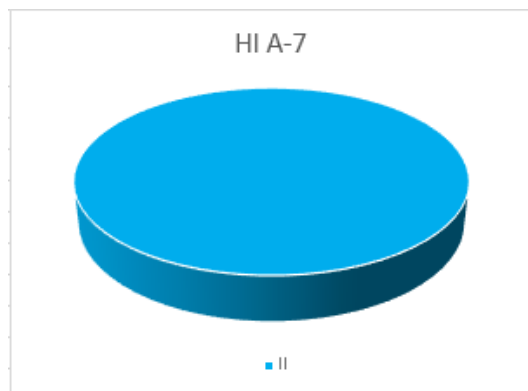
۴-۳-۱- میدان A

در مجموع ۲۰ نمونه در میدان A قرار دارد که همگی ۲۰ نمونه از تیپ کروژن نوع ۲ (II) هستند (شکل ۴-۱۳ و جدول ۴-۱).

۱۳ و جدول ۴-۱).

جدول (۴-۱): درصد تیپ کروژن‌ها برای چاه A-7

درصد هر تیپ کروژن به روش HI		
میدان A		
A-7		
III	II	I
0	100	0



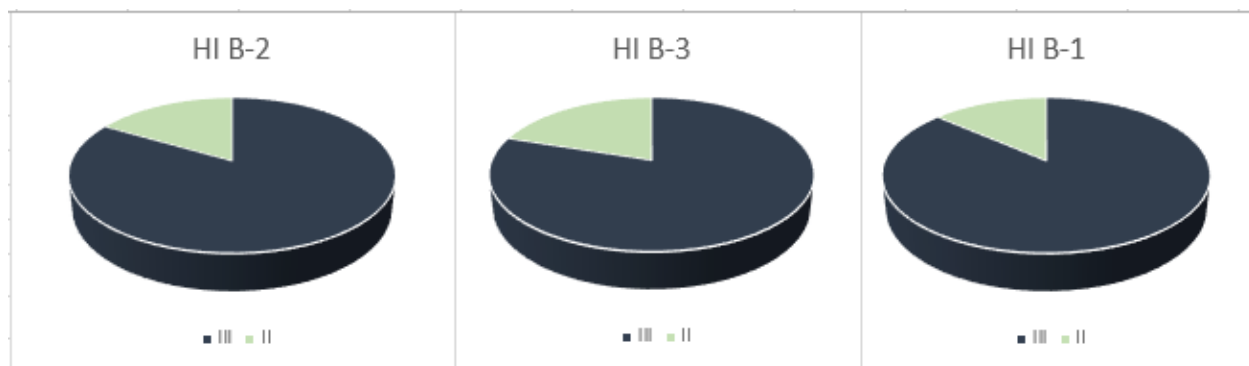
شکل (۴-۱۳): نمودار تیپ کروژن‌ها برای چاه A-7 براساس مقادیر HI

۴-۳-۲- میدان B

از مجموع ۴۵ نمونه در میدان B، در چاه B-1 تیپ کروژن ۸۶٪ نمونه‌ها نوع III و ۱۴٪ نمونه‌ها نوع II هستند. در چاه B-2، ۸۳٪ نمونه‌ها از نوع III و ۱۷٪ از نوع II می‌باشد. در چاه B-3، تیپ کروژن ۸۰٪ نمونه‌ها از نوع III و ۲۰٪ نمونه‌ها از نوع II می‌باشد (شکل ۴-۱۴ و جدول ۴-۲). در این میدان به طور متوسط ۸۴/۴٪ نمونه‌ها کروژن تیپ III و ۱۵/۵٪ از تیپ II هستند (جدول ۴-۴).

جدول (۴-۲): درصد تیپ کروژن‌ها برای میدان B

درصد تیپ هر کروژن به روش HI					
میدان B					
B-2		B-3		B-1	
III	II	III	II	III	II
83.3333	16.6667	80	20	86.3636	13.6364



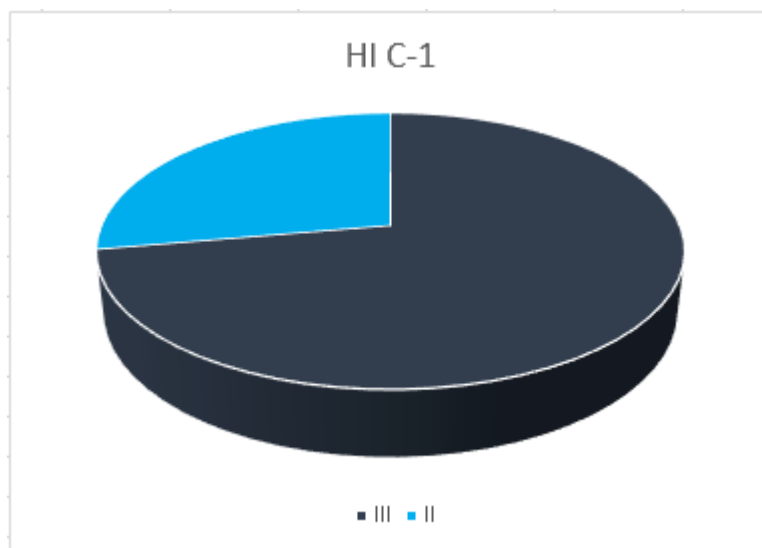
شکل (۴-۱۴) : نمودار تیپ کروژن‌ها برای چاه‌های B-1, B-2, B-3 براساس مقادیر HI

۳-۳-۴ میدان C

از مجموع ۱۸ نمونه میدان C، تیپ کروژن ۲۸٪ نمونه‌ها از نوع II و ۷۲٪ نمونه‌ها از نوع III می-باشد (جدول ۳-۴ و شکل ۴-۱۵).

جدول (۳-۴) : درصد تیپ کروژن‌ها برای چاه C-1

میدان C	
درصد تیپ هر کروژن به روش HI	
C-1	
III	II
72.22222	27.77778



شکل (۴-۱۵): نمودار درصد تیپ کروژن‌ها برای چاه C-1 براساس مقادیر HI

جدول (۴-۴): نوع و درصد کروژن‌ها برای ۳ میدان مذکور

نوع درصد کروژن‌ها			تعداد کل نمونه‌ها	نام میدان
III	II	I		
0	20 (100%)	0	20	A
38 (84.4%)	7 (15.5%)	0	45	B
5 (72.2%)	13 (27.7%)	0	18	C

۴-۴- نتایج کروماتوگراف گازی (GC)

روش کروماتوگرافی گازی (GC) به‌طور کلی به منظور شناسایی پراکندگی هیدروکربن‌ها از جمله آلکان‌های نرمال، ایزوپرنوئیدهایی مانند پرستان و فیتان می‌باشد. از داده‌های به دست آمده از این روش می‌توان نوع رخساره آلی، کروژن، محیط رسوب‌گذاری، بلوغ حرارتی و تأثیر پدیده‌های تجزیه زیستی و آبشویی بر روی نمونه‌های مورد مطالعه را نام برد (Yenespbayev et al., 2010).

در این تحقیق از بین نمونه‌های مطالعه شده است فقط ۴ نمونه برای آنالیز گاز کروماتوگرافی انتخاب شده است. براساس برش‌های اشباع نمونه‌های مورد مطالعه به روش (GC) پارامترهای Pr/Ph، Pr/nC17 و Ph/nC18 محاسبه گردیده است (جدول ۴-۴):

جدول (۴-۵): نتایج GC مربوط به ۴ نمونه از میدان A و C

Field	Well	Formation	Lithology	Depth,m	Pr/Ph	Pr/n-C17	Ph/n-C18
C	C-1	Kazhdumi	Sh-M1Sh	2048	0.42	0.62	0.94
	C-1	Kazhdumi	Sh	1999	0.59	0.53	0.94
	C-1	Kazhdumi	M1Sh	1982	0.34	0.58	0.97
A	A-7	Kazhdumi	Sh	3070	0.41	0.44	0.79

Sh: Shale , M1Sh: Marl-Shale

ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی گروهی از بیومارکرهای دارای ساختمان خطی بوده و از گیاهان و باکتری‌ها ناشی می‌شوند. پرستان و فیتان حاصل مولکول کلروفیل بوده که، کلروفیل رنگ‌دانه‌های موجود در گیاهان هستند. کلروفیل با اتصال ۴ حلقه پیرول به شکل پرفیرین درآمده و سپس با اتصال اتم کربن به صورت جانشینی، زنجیره‌های بلند فیتول ساخته می‌شود. فیتول با احیا شدن به فیتان (Ph) و با اکسید شدن به پرستان (Pr) تبدیل می‌شود. با استفاده از نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph)، شرایط احیایی یا اکسیدی محیط سنگ منشأ را می‌توان مشخص کرد. در نفت‌های حاصل از دریاچه‌های فقیر از ماده آلی، رودخانه‌ها و رسوبات دلتایی، این نسبت بیش از ۳ می‌باشد (Alizadeh et al., 2012).

دیاگرام تغییرات Pr/nC17 در برابر Ph/nC18 شرایط رسوبگذاری، نوع مواد آلی (کروژن)، اکسیدی یا احیایی بودن محیط، درجه بلوغ نمونه‌ها و اثرات تخریب را در نمونه‌های سنگ منشأ بررسی می‌نماید (شکل ۴-۱۶). نسبت‌های Pr/nC17 و Ph/nC18 با افزایش بلوغ کاهش می‌یابند و هر دوی این نسبت‌ها با افزایش تخریب زیستی و از بین رفتن پارافین‌های نرمال، افزایش می‌یابند. نمودار Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18 نفت‌ها و سنگ‌های منشأ را در گروه‌های ذیل طبقه‌بندی می‌کند:

- نفت‌های خام با واکس بالا با منشأ قاره‌ای و تحت شرایط اکسیدان (بخش بالایی شکل ۴-۱۶)
- نفت‌های دریایی تحت شرایط احیایی (بخش پایینی شکل ۴-۱۶)
- نفت‌های خام از منشأهای آلی مختلف بین این دو قرار دارند.

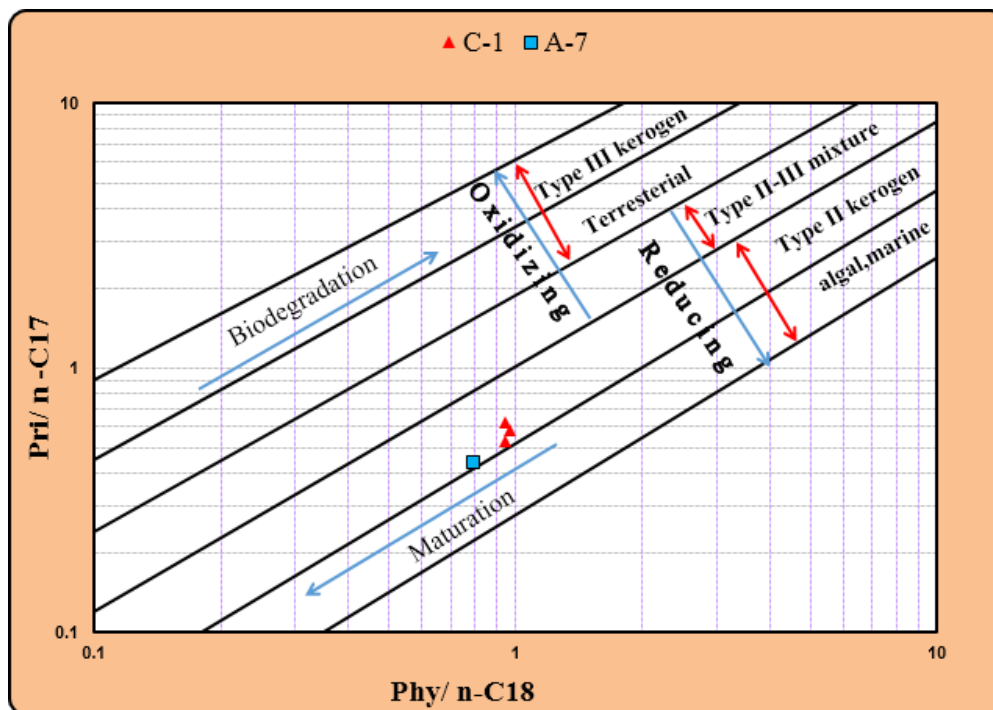
نمونه‌های چاه C-1 میدان C و نمونه‌ی چاه A-7 میدان A، نشان‌دهنده‌ی آن هستند که سنگ منشأ با بلوغ حرارتی بالا و در شرایط احیایی تشکیل شده است. همچنین نمونه‌ی چاه A-7 در بلوغ بالاتری نسبت به نمونه‌های چاه C-1 قرار گرفته است. تیپ کروژن هر ۴ نمونه از نوع II می‌باشد.

نمونه‌ی چاه A-7 تحت شرایط احیایی با منشأ دریایی و از ماده جلبکی (کروژن نوع ۲) تشکیل شده است (شکل ۴-۱۷). این درحالی‌است که نمونه‌های چاه C-1 در شرایط احیایی محیط دریایی با ورود اندکی از مواد خشکی و از کروژن نوع II می‌باشند، اما به استناد نمودار دایره‌ای تیپ کروژن و لاگ‌های ژئوشیمیایی مربوط به چاه C-1 تیپ کروژن چاه C-1 عمدتاً نوع III می‌باشد (شکل ۴-۱۷).

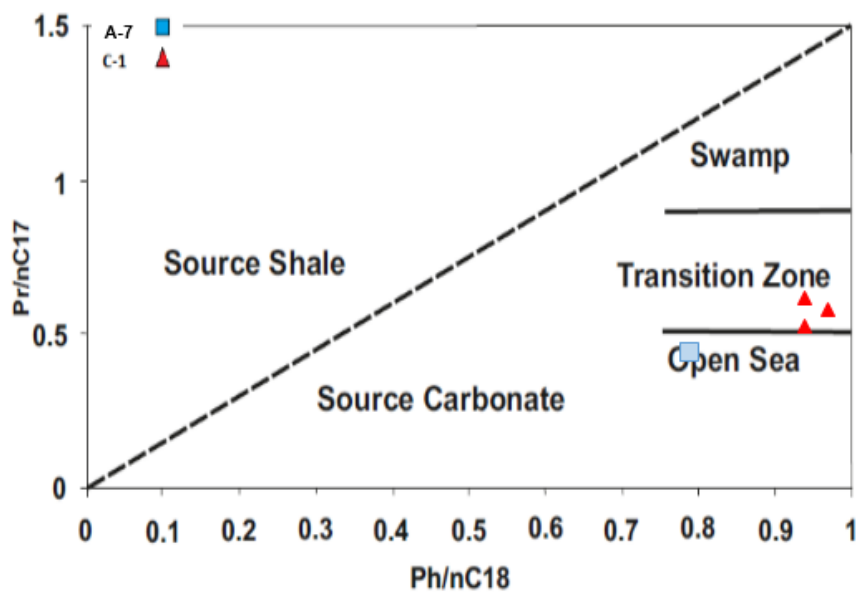
۴-۵- ارزیابی نتایج آنالیزهای کروماتوگراف‌گازی- طیف‌سنج جرمی (GC-MS)

بیومارکرها هم در نفت و هم در بیتومین‌های سنگ منشأ قابل اندازه‌گیری هستند، لذا در تفسیر خواص سنگ منشأ نفت، نوع ماده آلی، شرایط محیط رسوبی و تدفین، بلوغ حرارتی سنگ یا نفت و درجه تخریب مولکولی، می‌تواند اطلاعات مفیدی ارائه می‌دهد. در این تحقیق از بین نمونه‌های مطالعه شده، ۴ نمونه از چاه‌های C-1 و A-7 به روش GC-MS آنالیز شده‌اند (جدول ۴-۶).

به‌منظور شناسایی محیط نوع مواد آلی، نمودار مثلثی استران‌های C27, C28, C29 که توسط هانگ و مینشین (Huang & Meinchein, 1979) ارائه شد و مورد استفاده قرار گرفته و نمونه‌های چاه C-1 و A-7 بر روی آن نمایش داده شده است (شکل ۴-۱۸). براساس نتایج موجود سنگ منشأ در محیط حدواسط تشکیل و مواد آلی تشکیل‌دهنده آن از فیتوپلانکتون‌ها و باکتری‌ها نشأت گرفته است.



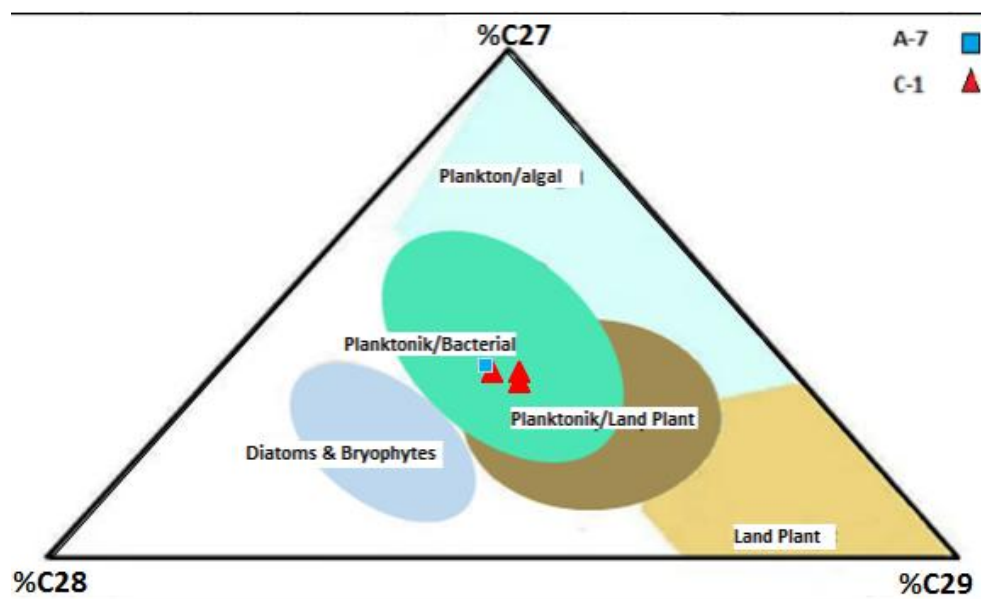
شکل (۴-۱۶): نمودار Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18، تعیین بلوغ و نوع مواد آلی مولد نفت



شکل (۴-۱۷): نمودار Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18، تعیین محیط تشکیل سنگ منشأ (Mathur et al., 1988)

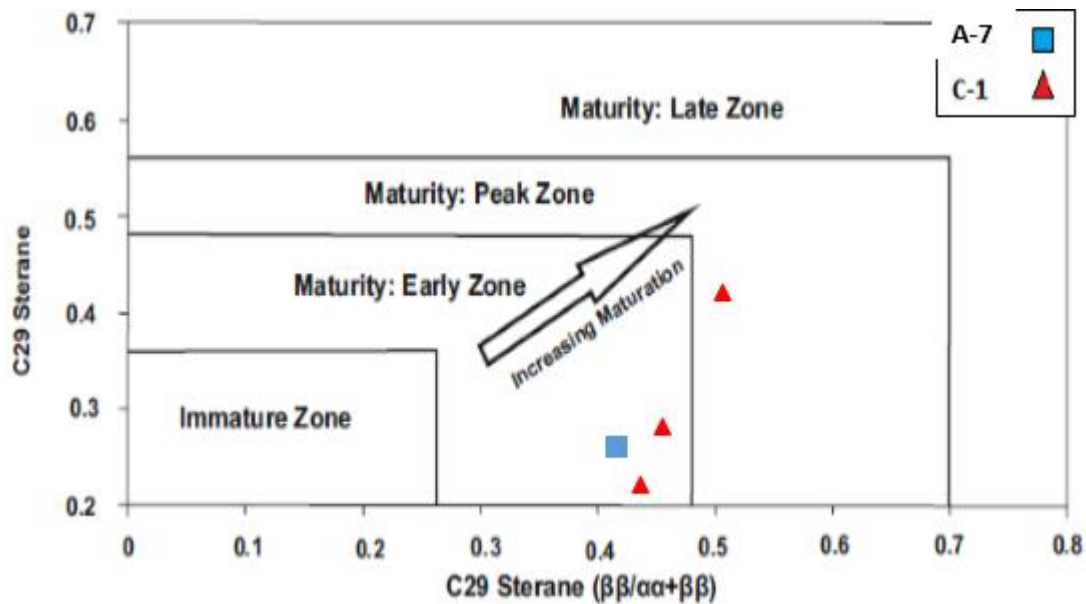
جدول (۴-۶) : نتایج آنالیز GC-MS برای ۴ نمونه از چاه A-7 و C-1

Well	C-1	C-1	C-1	A-7
Depth(m)	2029	2022	2014	3070
%C27 $\alpha\alpha\alpha$ Rsterane	37	37	35	37.97
%C28 $\alpha\alpha\alpha$ Rsterane	33	30	31	33.05
%C29 $\alpha\alpha\alpha$ Rsterane	30	33	34	28.98
C29Sterane	0.22	0.28	0.42	0.26
C29 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$	0.44	0.46	0.51	0.42



شکل (۴-۱۸) : دیاگرام مثلثی استران‌های C27, C28, C29، جهت شناسایی محیط تشکیل و نوع مواد آلی

به لحاظ مراحل مختلف بلوغ نمونه‌ی چاه A-7 در مرحله‌ی اولیه بلوغ و چاه C-1 از بلوغ بیش‌تری نسبت به چاه A-7 برخوردار بوده که در ابتدای پنجره‌ی تولید هیدروکربن قرار گرفته‌است (شکل ۴-۱۹). با افزایش پارامترهای C29Sterane ($\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta$) و C29Sterane درجه بلوغ نیز افزایش می‌یابد.



شکل (۴-۱۹): نمودار نسبت C29Sterane در مقابل (C29Sterane ($\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta$)) داده‌های منطقه مورد مطالعه (Peters & Moldowan, 1991)

۴-۶- ارزیابی منشأ گاز تولیدی

دو نوع اساسی گاز طبیعی، ناشی از فعالیت‌های زیستی (بیوژنیک) و حاصل فرآیندهای گرمایی (ترموزنیک) هستند. گاز بیوژنیک در اثر فعالیت باکتریایی در دما و فشار پایین، شرایط بی‌هوازی و نرخ بالای تجمع رسوبات شکل می‌گیرد. تخمین زده می‌شود که حدود ۲۰٪ از گازهای طبیعی دنیا بیوژنیک باشد. اما ۸۰٪ ذخایر گازی دیگر دنیا ترموزنیک‌اند که در اثر فشار و حرارت زیاد کروژن‌ها در اعماق زیاد تشکیل می‌شوند. بخشی از گاز درون سنگ منشأ حاصل فرآیند شکست حرارتی نفت است که در اثر افزایش حرارت و بلوغ بالا ایجاد می‌شود. در دیاگرام TR-R₀ که به منظور تعیین گاز تولید شده در سنگ منشأ است، تولید گاز بیوژنیک از سنگ منشأ وقتی رخ می‌دهد که R₀ بین ۱/۶-۰/۵ باشد. تولید گاز از شکست حرارتی نفت زمانی رخ می‌دهد که R₀ بین ۱/۶-۳/۳ باشد (Baer, 2013).

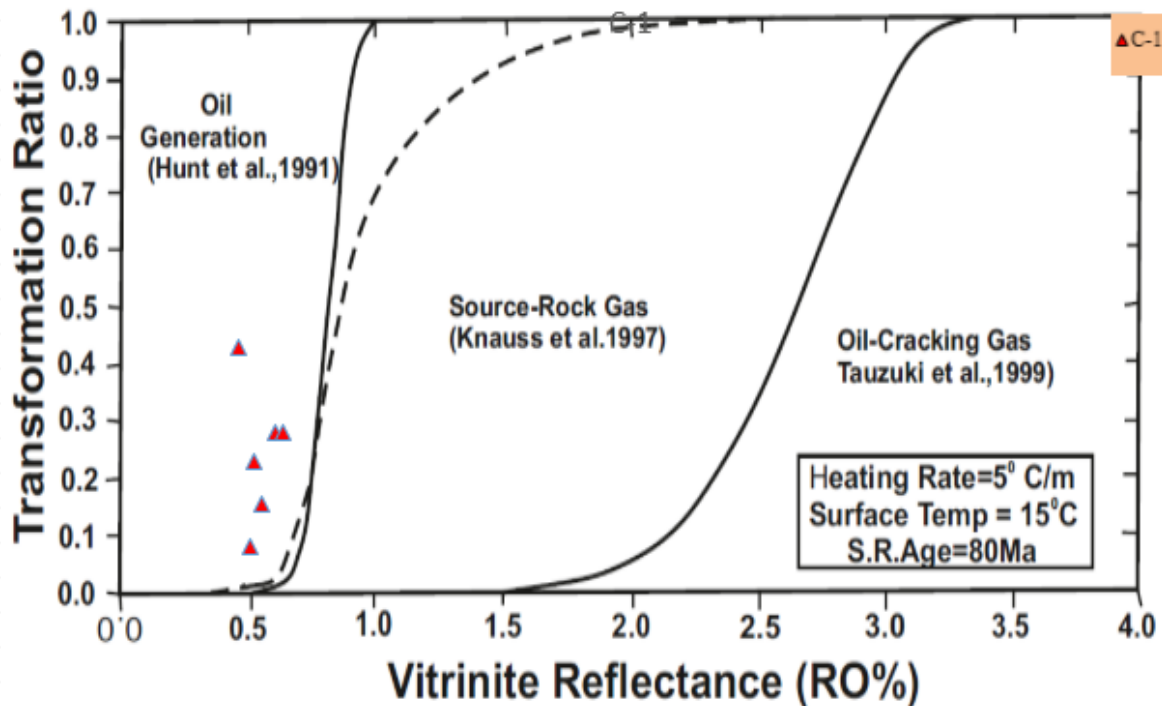
علاوه بر پارامترهایی نظیر R_O و T_{max} که نشان‌دهنده‌ی بلوغ حرارتی هستند، TR_{HI} را نیز می‌توان یک پارامتر بلوغ در نظر گرفت. چرا که این پارامتر، نشان‌دهنده‌ی میزان تغییرات در مقدار HI از مراحل ابتدای بلوغ تا زمان حال (بلوغ بالاتر) است. با محاسبه HI_O برای چاه‌های A-7 و C-1 طبق معادله (۳-۲)، TR_{HI} برای هر مقدار HI_{Pd} قابل محاسبه خواهد بود. مقادیر TR ، R_O ، HI_O ، HI_{Pd} ، PI_{Pd} و PI_O در جدول (۴-۵) برای هر دو چاه A-7 (نمونه ۷) و چاه C-1 (۶ نمونه) قرار گرفته است، R_O ، PI_{Pd} و HI_{Pd} حاصل نتایج راک-اول هستند و PI_O نیز از معادله (۳-۳) محاسبه شده است.

جدول (۴-۷) : مقادیر TR و R_O برای چاه‌های A-7 و C-1

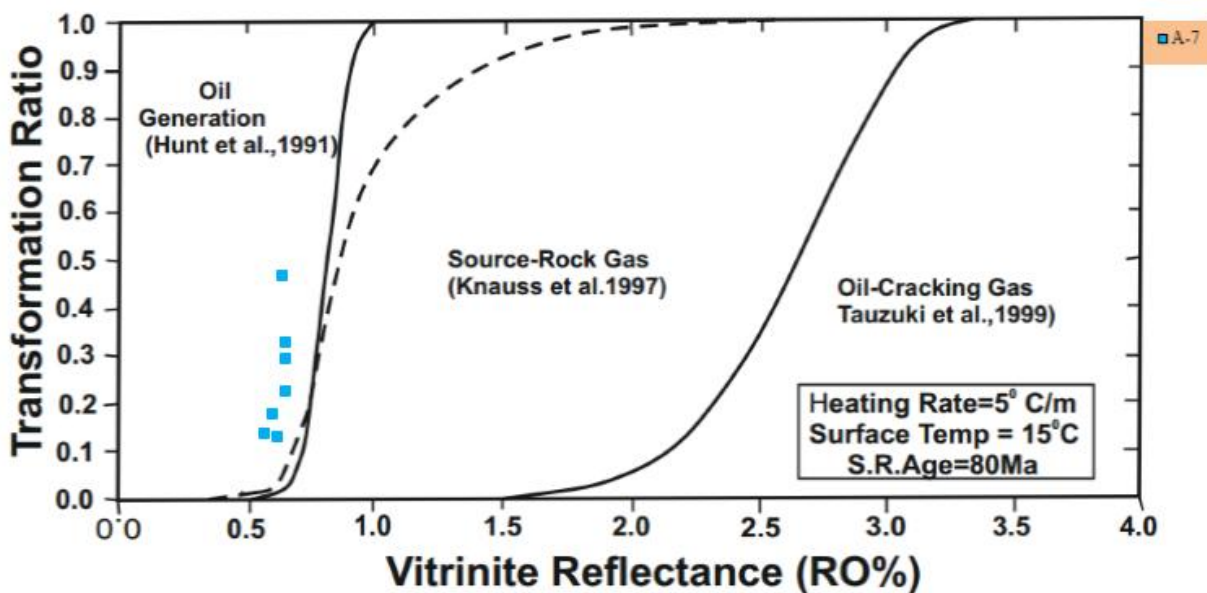
Well	Depth(m)	HI_{Pd}	PI_{Pd}	HI_O	PI_O	TR_{HI}	R_O
A-7	3018	413	0.018	450	0.00036	0.133	0.57
A-7	3034	402	0.166	450	0.00332	0.223	0.65
A-7	3042	378	0.18	450	0.0036	0.291	0.65
A-7	3046	368	0.21	450	0.0042	0.324	0.65
A-7	3050	309	0.24	450	0.0048	0.465	0.64
A-7	3074	430	0.116	450	0.00232	0.125	0.62
A-7	3080	406	0.06	450	0.0012	0.173	0.6
C-1	2108	139	0.43	215.27	0.0086	0.431	0.47
C-1	2022	206	0.2	215.27	0.004	0.089	0.51
C-1	2006	193	0.24	215.27	0.0048	0.16	0.56
C-1	1991	178	0.24	215.27	0.0048	0.234	0.53
C-1	1987	168	0.28	215.27	0.0056	0.286	0.61
C-1	1979	169	0.32	215.27	0.0064	0.286	0.64

نتایج به‌دست آمده از نمودار $TR-R_O$ ، نمونه‌های مورد مطالعه در چاه C-1 (شکل ۴-۲۰) نشان می‌دهد که همه‌ی نمونه‌ها در مرحله‌ی تولید هیدروکربن از کروژن سنگ منشأ هستند.

همچنین نتایج به دست آمده از نمودار TR-R₀، برای نمونه‌های مورد مطالعه در چاه A-7 (شکل ۴-۲۱) نشان می‌دهد که نمونه‌ها در پنجره‌ی تولید گاز بیوژنیک در اواخر دیاژنز هستند.



شکل (۴-۲۰): نمودار TR-R₀ برای نمونه‌های چاه C-1



شکل (۴-۲۱): نمودار TR-R₀ برای نمونه‌های چاه A-7

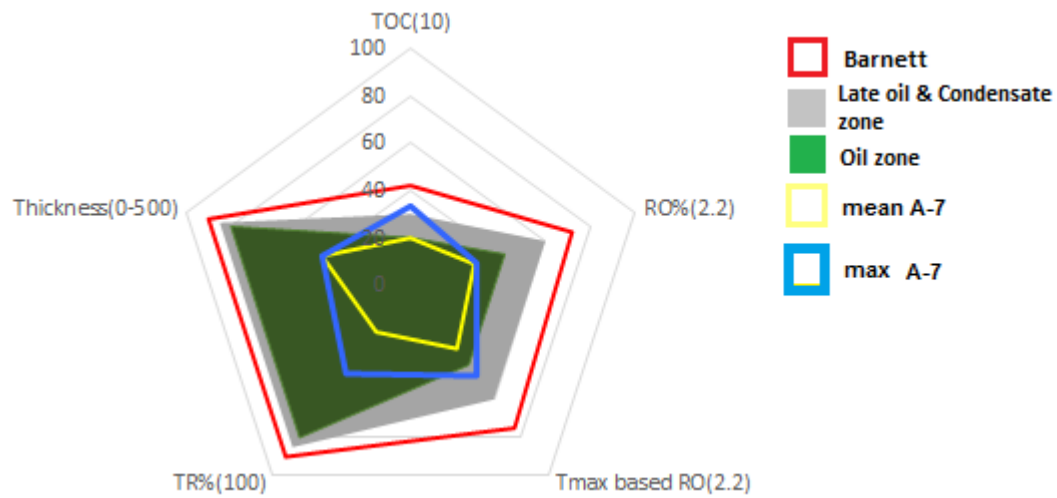
۷-۴- تفسیر پارامترهای بلوغ و ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز

بلوغ حرارتی برای دستیابی به نرخ بالای تولید گاز در شیل گازی یک پارامتر کلیدی است، می توان پارامترهای شیمیایی و بصری آن را روی نمودارهای قطبی مشاهده نمود. جاروی (Jarvie et al., 2007) این نمودارها را با در نظر گرفتن انواع پارامترهای ژئوشیمیایی در بخش های مختلف از شیل بارنت ترسیم کرده است. این پارامترها که به صورت میانگین و ماکزیمم داده های جدول (۷-۴) آورده شده است، شامل؛ TR ، R_o ، TOC ، T_{max} based R_o می باشد. جدول (۸-۴) مقادیر پارامترهای بلوغ نمونه های چاه A-7 و C-1 را نشان می دهد با مقایسه این مقادیر می توان تعیین نمود که آیا سازند کژدمی بلوغ حرارتی بالا یا پایینی در این دو چاه دارد. لازم به ذکر است که نمونه های مربوط به میدان B به علت پایین بودن پتانسیل هیدروکربن زایی منشأ در این ارزیابی لحاظ نشده اند.

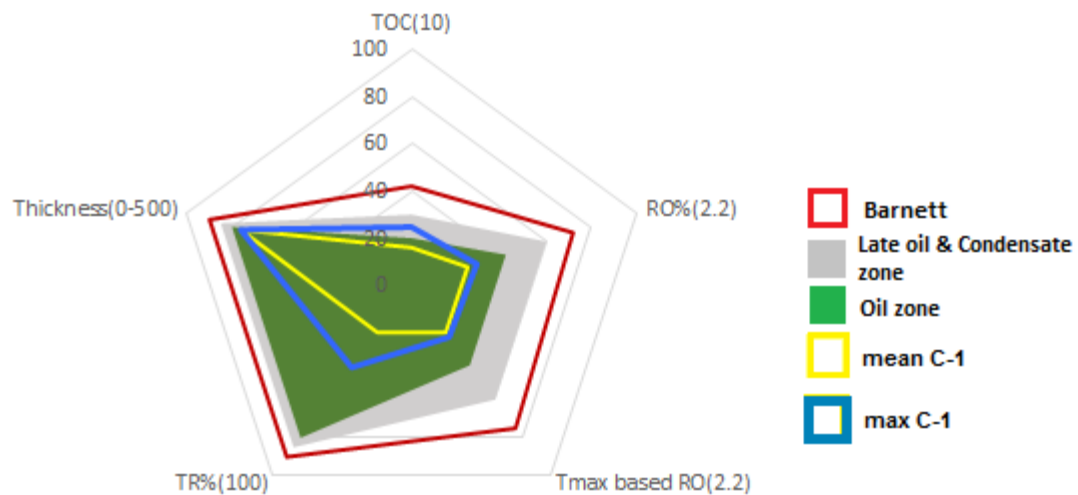
جدول (۸-۴) : پارامترهای ژئوشیمیایی در رسم دیاگرام عنکبوتی مربوط به دو میدان A و C

	Well	TOC(10)	$R_o\%(2.2)$	$R_o(2.2) T_{max}$ based	TR%(100)	Thickness(0-500)
mean	A-7	1.98	0.625	0.736	0.247	196.85
max		3.33	0.65	1.048	0.465	196.85
mean	C-1	1.6	0.55	0.544	0.247	380.57
max		2.47	0.64	0.598	0.431	380.57

باتوجه به شکل (۴-۲۲) و جدول (۸-۴) نمونه های چاه A-7 با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی (میانگین داده ها) و ابتدای پنجره گازی (ماکزیمم داده ها) قرار دارد که تولید گاز کمی دارد و در اعماق پایین تر انتظار تولید گاز بیشتری در اثر افزایش بلوغ از آن می رود.



شکل (۴-۲۲) : نمودار قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی چاه A-7



شکل (۴-۲۳) : نمودار قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی چاه C-1

در شکل (۴-۲۳) و جدول (۴-۸) نمونه چاه C-1 بین پنجره نفتی و پنجره گازی قرار دارد. با توجه به ضخامت زیاد سازند در این چاه انتظار گاز بیش‌تری در اعماق پایین‌تر در اثر افزایش بلوغ از آن می‌رود.

فصل پنجم

نتیجه‌گیری و پیشنهادها

۵-۱- نتیجه‌گیری

بررسی‌های انجام شده توسط آنالیز راک-اول و لاگ‌های ژئوشیمیایی سنگ منشأ سازند کژدمی در میداین مورد مطالعه بدین شرح می‌باشد:

➤ نمونه‌های سازند کژدمی در میدان A (چاه A-7)، همگی از تیپ کروژن نوع II بوده و اغلب پارامترهای S_1 ، S_2 ، $GP(S_1+S_2)$ ، HI و TOC در بازه‌ی عمقی ۳۱۲۰-۳۰۶۰ متری گواه توان هیدروکربن‌زایی خوب تا خیلی خوب سنگ منشأ است. این نمونه‌ها در بازه عمقی مذکور در ابتدای پنجره بلوغ قرار گرفته‌اند، مقادیر OI نیز نشان‌دهنده محیط احیایی است.

➤ نمونه‌های سازند کژدمی در چاه‌های میدان B، اکثراً از تیپ کروژن نوع III و تعداد کم‌تری از نوع II هستند. در چاه B-1 اعماق ۲۹۰۰-۲۸۵۰ متری از پتانسیل هیدروکربن‌زایی بالاتری نسبت به بقیه‌ی اعماق نمونه‌برداری برخوردار است. در چاه B-2 در اعماق ۲۱۴۸-۲۱۱۵ متری از پتانسیل نسبتاً خوب برخوردار بوده و در دیگر اعماق، پتانسیل ضعیف سنگ منشأ را نشان می‌دهد. پارامتر T_{max} بیانگر عدم بلوغ این نمونه‌ها است. در چاه B-3 پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ ضعیف می‌باشد. مقادیر T_{max} نمونه‌ها، عدم بلوغ را نشان می‌دهد. OI نیز نشانگر محیط حفظ شدگی مواد آلی است، به نظر می‌رسد که نمونه‌ها در این چاه از نوع کربن مرده باشند.

➤ نمونه‌های سازند کژدمی در چاه C-1 مربوط به میدان C اغلب از تیپ کروژن نوع III تشکیل شده‌اند. با توجه به مقادیر بالای S_1 در اعماق ۲۰۷۰-۱۹۹۱ این سازند در انتهای دیاژنز قرار دارد. پارامتر S_1+S_2 ، S_2 و TOC در اعماق ۲۰۸۶-۱۹۷۰ متری (لیتولوژی شیل و مارن‌شیل) گواه توان هیدروکربن‌زایی خوب تا متوسط سنگ منشأ است که با توجه به R_o (با افزایش عمق، R_o نیز افزایش می‌یابد) و T_{max} نمونه‌ها در ابتدای بلوغ قرار دارند.

با توجه به این نتایج، چاه A-7 و C-1 پتانسیل هیدروکربن‌زایی بهتری دارند.

➤ نتایج آنالیز تکمیلی (GC و GC-MS) نمونه‌های دو چاه C-1 و A-7 گوبای سنگ منشأ با بلوغ حرارتی بالا و شرایط احیایی است. نمونه‌ی چاه A-7 در بلوغ بالاتری نسبت به نمونه‌های چاه C-1 قرار گرفته است. نمونه‌ی چاه A-7 تحت شرایط احیایی با محیط حدواسط و از ماده جلبکی (کروژن نوع ۲) و نمونه‌های چاه C-1 در شرایط احیایی محیط حدواسط با ورود اندکی از مواد خشکی و عمدتاً از کروژن نوع II و به مقدار کم‌تر کروژن نوع III تشکیل گردیده است.

➤ نتایج بدست آمده از نمودار TR-RO، نشان می‌دهد که نمونه‌های مربوط به میدین A و C در مرحله تولید گاز بیوژنیک در انتهای دیاژنز قرار گرفته‌اند.

➤ با توجه به پتانسیل خوب هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ کژدمی در میدین A و C، ارزیابی مخزن غیرمتعارف براساس دیاگرام عنکبوتی یا ریسک پلات نفت‌زا بودن یا گاززا بودن مخزن بررسی شده است. نمونه چاه A-7 با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی (میانگین داده‌ها) و ابتدای پنجره گازی (ماکزیمم داده‌ها) قرار دارد که تولید گاز کمی دارد و در اعماق پایین‌تر انتظار تولید گاز بیشتری بر اثر بلوغ از آن می‌رود. نمونه چاه C-1 بین پنجره نفتی و پنجره‌گازی قرار دارد. با توجه به ضخامت زیاد سازند در این چاه انتظار گاز بیش‌تری در اعماق پایین‌تر در اثر افزایش بلوغ از آن می‌رود.

نتایج مربوط به آنالیز راک-اول برای هر ۳ میدان با میانگینی از داده‌ها به صورت خلاصه در جداول (۵-۱)، (۵-۲) و (۵-۳) آورده شده است.

جدول (۵-۱) : میانگین داده‌های راک-اول میادین A,B,C

	Field	Well	HI	OI	Type Kerogen
استانداردهای مربوط به هر پارامتر			0-50	150<	Type IV
			50-200	100-150	Type III
			200-600	50-100	Type II
			600<	0-50	Type I
	A	A-7	432.3	44.45	Type II
	B	B-1	159.909	116.90	Type III
		B-2	129.222	220.944	Type III
		B-3	92.8	176.6	Type III
	C	C-1	179.166	191.114	Type III

جدول (۵-۲) : میانگین داده‌های راک-اول میادین A, B, C

	Field	Well	S ₁	S ₂	S ₃	S ₁ +S ₂	TOC	توان هیدروکربن- زایی
استانداردهای مربوط به هر پارامتر			0-0.5	0-2.5	0-3	0-2	0-0.5	ضعیف
			0.5-1	2.5-5	3-6	2-6	0.5-1	نسبتاً خوب
			1-2	5-10	6-12	6<	1-2	خوب
			2<	10<	12<	6<	2-4	خیلی خوب
	A	A-7	1.092	9.205	---	10.298	2.078	خوب تا خیلی خوب
	B	B-1	0.327	1.744	1.178	2.071	1.050	ضعیف
		B-2	0.255	0.846	---	1.101	0.657	ضعیف
		B-3	0.098	0.46	---	0.558	0.464	ضعیف
	C	C-1	1.076	3.010	2.256	4.086	1.578	خوب

جدول (۳-۵) : میانگین داده‌های راک-اول میادین A, B, C

	Field	Well	R _o	T _{max}	مرحله بلوغ	PI	مرحله بلوغ
استانداردهای مربوط به هر پارامتر			0-0.5	0-435	Immature	>0.1	عدم بلوغ
			0.5-0.6	435-445	Early mature	0.1<	ورود به پنجره نفتی
			0.6-0.9	445-450	Peak mature		
			0.9-1	450-470	Late mature		
			1-2	470<	Post mature		
A	A-7	0.618	435.2	Early mature	0.117	ورود به پنجره نفتی	
B	B-1	0.643	435.636	Early mature	0.150	ورود به پنجره نفتی	
	B-2	---	426.333	Immature	0.235	ورود به پنجره نفتی	
	B-3	---	423.6	Immature	0.194	ورود به پنجره نفتی	
C	C-1	0.541	427.388	Immature	0.306	ورود به پنجره نفتی	

۵-۲- پیشنهادها

- بررسی ویژگی‌های لاک‌های ژئوشیمی آلی بعنوان یک روش ساختاری در منطقه‌بندی سازند نسبت به عمق برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی روشی مفید و پیشنهاد می‌گردد.
- همچنین میتوان از طریق بررسی لیتولوژی به همراه نتایج حاصل از لاک‌های ژئوشیمیایی نظرات کامل‌تری را ارائه داد.
- ارزیابی‌های صورت گرفته برای مخازن غیرمتعارف سازند مذکور براساس نتایج مخازن متعارف بوده است. وجود اطلاعات تکمیلی مرتبط با مخازن غیرمتعارف می‌تواند منجر به ارزیابی دقیق‌تری گردد.
- مجموعه ارزیابی متعارف سنگ منشأ و غیرمتعارف بودن مخازن برای سازند کژدمی، گواه بر بلوغ بالاتر در اعماق پایین‌تر در میداین A و C است. لذا حفاری‌های تکمیلی می‌تواند اطلاعات کامل‌تری برای بهره‌برداری مخازن غیرمتعارف از سازند مذکور را در اختیار قرار دهد.
- اطلاعات دقیق‌تر درصد کانی‌های کوارتز، رس و کلسیت در دو میدان A و C می‌تواند راهنمای مفیدی در ارزیابی توان شکست هیدرولیکی سازند کژدمی بعنوان یک مخزن غیرمتعارف باشد. لذا بهره‌گیری از اطلاعات پتروفیزیکی چاه‌های مذکور می‌تواند در این زمینه پیشنهاد گردد.

۵-۳- پیوست‌ها

جدول (۴-۵): نتایج آنالیز راک-اول نمونه‌های چاه‌های A-7 و C-1

Field	well	lithology	Depth(m)	TOC	T _{max}	S ₁	S ₂	S ₁ +S ₂	S ₃	R _o %
A	A-7	...	3018	1.43	417	0.11	5.91	6.02	...	0.57
		...	3020	2.28	417	0.31	13.39	13.7	...	0.57
		...	3022	2.28	415	0.85	12.49	13.34	...	
		...	3030	1.28	448	1.55	5.48	7.03	...	
		...	3032	1.87	428	2.36	7.57	9.93	...	
		...	3034	1.32	456	1.06	5.3	6.36	...	0.65
		...	3042	1.72	454	1.06	4.82	5.88	...	0.65
		...	3046	1.35	449	1.24	4.82	6.06	...	0.65
		...	3050	1.85	430	1.82	5.72	7.54	...	0.64
		...	3058	2.15	440	1.29	9.04	10.33	...	
		...	3060	1.63	454	2.07	5.77	7.84	...	
		...	3064	3.09	428	2.05	17.72	19.77	...	
		...	3070	2.56	431	1.01	14.64	15.65	...	
		...	3074	3.33	430	1.88	14.33	16.21	...	0.62
		...	3076	3.33	429	1.13	14.53	15.66	...	
		...	3080	2.88	435	0.79	11.68	12.47	...	0.6
		...	3114	2.88	428	0.4	14.86	15.26	...	
		...	3120	1.84	433	0.18	6.47	6.65	...	
		...	3128	1.64	434	0.5	6.54	7.04	...	
...	3134	0.86	448	0.19	3.03	3.22	...			
C	C-1	LimM1	2108	0.72	422	0.75	1	1.75	2.33	0.47
		Sh	2091	0.86	423	0.85	1.23	2.08	2.89	
		Sh	2086	1.13	428	0.99	2.04	3.03	2.94	
		Sh	2070	1.68	428	1.62	3.47	5.09	1.61	
		Sh	2060	2.83	429	2.24	6.62	8.86	1.41	0.54
		M1Sh	2033	2.79	423	1.48	6.45	7.93	2.47	0.47
		Sh	2029	2.64	426	1.27	4.44	5.71	2.84	
		Sh	2022	2.47	426	1.29	5.08	6.37	2.7	0.51
		Sh	2014	2.19	426	1.26	4.86	6.12	2.69	
		Sh	2006	1.99	430	1.19	3.84	5.03	2.34	0.56
		Sh	1998	1.94	430	1	3.49	4.49	2.94	
		Sh	1991	2.13	429	1.2	3.79	4.99	2.77	0.53
		M1Sh	1987	1.33	430	0.86	2.24	3.1	2.14	0.61
		M1Sh	1979	1.01	431	0.79	1.71	2.5	1.51	0.64
		M1Sh	1970	0.7	430	0.75	1.05	1.8	1.61	
		M1	1967	0.51	429	0.54	0.72	1.26	1.78	
M1	1952	0.34	425	0.57	0.62	1.19	1.65			
M1	1940	1.16	428	0.72	1.54	2.26	2			

منابع و مراجع

- ۱- اسدی ا. مجیدی فرد م. وزیری س. ح. یوسفی راد م، (۱۳۹۴) "آمونیت‌های آلبین سازند کژدمی در برش نار، خاور بوشهر (پهنه زاگرس)" *مجله علوم زمین*، شماره ۹۸، دوره ۲۵، صفحه ۱۹۹-۲۱۲.
- ۲- آقانباتی س. ع، (۱۳۸۳) "زمین‌شناسی ایران"، چاپ اول، انتشارات زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ صفحه.
- ۳- کسای نجفی م، (۱۳۹۰) "سیستم‌های نفتی ایران و توزیع امروزی میدان‌های نفت و گاز در کمربند چین‌خوردگی زاگرس و مناطق دریایی مجاور" *پژوهشگاه صنعت نفت*، تهران، صفحه ۶۸.
- ۴- سعدی راد ف. موسوی حرمی س. ر. محبوبی ا، (۱۳۹۳) "چینه‌نگاری سکansı سازند کژدمی در میدان نفتی آزادگان" *مجله پژوهش نفت*، شماره ۷۷، دوره ۲۴، صفحه ۲۶-۳۳.
- ۵- درویش‌زاده ع، (۱۳۸۵) "زمین‌شناسی ایران"، چاپ سوم، انتشارات دانشگاه امیرکبیر، تهران، ۶۴۸ صفحه.
- ۶- ربانی ا، (۱۳۹۲) "زمین‌شناسی و ژئوشیمی نفت خلیج فارس"، چاپ اول، انتشارات دانشگاه تفرش، ۵۷۶ صفحه.
- ۷- رضایی م. ر، (۱۳۸۷) "زمین‌شناسی نفت"، چاپ سوم، انتشارات فرهیختگان علوی، تهران، ۴۷۲ صفحه.
- ۸- زینل‌زاده ا، (۱۳۹۰) "ارزیابی سنگ منشأ کژدمی و گدوان در چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰" *پژوهش نفت*، شماره ۶۵، سال ۲۱، صفحه ۷۱-۸۱.
- ۹- قوامی ریایی س. ر، رستگار کلاته ا، توانگر م، (۱۳۹۴)، "ارزیابی توان هیدروکربورزایی سازندهای گرو-سرگلو ناحیه لرستان بعنوان شیل گازی"، *دومین کنگره بین‌المللی زمین‌شناسی کاربردی*، دانشگاه آزاد اسلامی مشهد.

۱۰- کاووسی م.ع، دریابنده م، (۱۳۹۰) "پی جویی مقدماتی منابع هیدروکربوری غیرمتعارف شیل گازی در ایران" گزارش شرکت ملی نفت ایران، ش ۱۹۱۴، ص ۷.

۱۱- کمالی م، قربانی ب، (۱۳۸۵) "ژئوشیمی آلی از فیتوپلانکتون ها تا تولید نفت"، چاپ اول، انتشارات آراین زمین، تهران، ۳۱۸ صفحه.

- 12) Alavi M. (2004) "Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution" *AJS.*, 304, 1, pp 1-20.
- 13) Alizadeh B. Khani B. Alipour M. Shayesteh M. & Hosseini S. H. (2012) "Thermal modeling and organic geochemical appraisal of petroleum source rocks within the Aghajari oilfield, SW iran", *Geopersia.*, 2, 2, pp36-46.
- 14) Alizadeh B. Sarafdokht H. Rajabi M. Opera A. Janbaz M. (2012) "Organic geochemistry & petrography of kazhdumi (albian-cenomanian) and pabdeh (paleogene) potential source rocks in southern part of the dezful embayment, iran" *Org. Geochem.*, 49, pp 36-46.
- 15) Alsharhan A. S. & Nairn A. E. M. (1989) "Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East" Elsevier, Netherlands. pp. 834.
- 16) Baer M. T. (2013) "Circumstances influencing the development and end-use of natural gas from shale formation in the United States", Office of policy and international affairs U.S. department of energy, pp 1-29.
- 17) Bordenave M. L. & Huc A. Y. (1995) "The cretaceous source rocks in the Zagros foothills of iran" *Rev. Inst. Fr. Pet.*, 50, 6, pp 727-752.
- 18) Bordenave M.L. (2002) "The middle Cretaceous and early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran and it prospect evaluation" *AAPG.*, 6, pp 1-9.
- 19) Curtis J. B. (2009) "Fractured shale gas system" *AAPG.*, 86, 11, pp 1921-1938.
- 20) Demaison G. & Murriss R. J. (1984) "Petroleum geochemistry and basin evaluation" edited by Gerard Demaison. *AAPG.*, 35, pp 111-138.
- 21) Edwards P.B. & Streitberg E. (2013) "Have we deciphered the canning discovery of the unгани oil field, in the sedimentary of basins of western Australia edited by M. keep and S.J. Moss" Petroleum exploration society of Australia; Western Australian basins Symposium, Perth. Perth: **PESA**.

- 22) Espitalie J. Bordenave M. L. (1993) "Screening techniques for source rock evaluation: tools for source rocks routine analysis: Rock-eval pyrolysis" **APP. Petrol. Geol.**, pp **261-273**.
- 23) Espitalie J. Laporte J. L. Madec M. Marquis F. Leplat P. Paulet J. Boutefeu A. (1977) "Metode rapide de caracterisation des roches metres, de leur potential petrolier et de leur degre devolution" **Oil Gas Sci. Technol.-Rev., IFP 32**, pp **23-42**.
- 24) Fulbright N. R. (2013) "Shale gas handbook; a quick refrence guide for companies involved in the exploration of unconventional gas resources. Microbial alteration of subsurface natural gas accumulation" **AAPG.**, **68**, pp **957-960**.
- 25) Ghasemi-Nejad E. Head M. J. Naderi M. (2009) "Palynology and petroleum potential of the Kazhdumi Formation (Cretaceous: Albian– Cenomanian) in the South Pars field, northern Persian Gulf" **Mar. Pet. Geol.**, **26, 6**, pp **805–816**.
- 26) Hill D. G. Nelson C. R. (2000) "Gas productive fractured shales – an overview and update" **gas TIPS.**, **6**, pp **4-13**.
- 27) Huang W. Y. & Meinchein W. G. (1979) "Sterols as ecological indicators" **J. of . Geochim. cosmochim. Acta.**, **43, 5**, pp **739-745**.
- 28) Hunt J. M. (1996) "**Petroleum geochemistry and geology**" Vol. 2, New York: WH Freeman, pp. **7433**.
- 29) Hunt T. S. (1861) "Notes on the history of petroleum or rock oil, The Canadian naturalist and geologist notes on the history of petroleum or rock oil" **The Canadian Naturalist and Geologist**, **4**, pp **241-255**.
- 30) Hwang R. J. Baskin D. K. & Teerman S. C. (2000) "Allocation of commingled pipeline oils to field production" **Org. Geochem.**, **31, 12**, pp **1463-1474**.
- 31) Jarvie D. M. (2008) "Unconventional shale resource plays: shale-gas and shale-oil opportunities" in Fort Worth business press meeting, energy institute, texaschristian university Worldwide Geochemistry., pp **1-38**.
- 32) Jarvie D. M. (2012) "Unconventional shale resource plays: shale-gas and shale-oil opportunities" Energy institute, texas Christian university, pp **1-38**.
- 33) Jarvie D. M. Hill R. J. Ruble T. E. & Pollastro R. M. (2001) "Unconventional shale-gas system: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment" **Am. Assoc. J. of .Pet. Geochem.**, **91**, pp **475-499**.

- 34) Jarvie D. M. Hill R. J. Ruble T. E. & Pollastro R. M. (2007) "Unconventional shale-gas system: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment" *AAPG.*, **91**, **4**, pp **475-499**.
- 35) Kaufman R. L. Ahmed A.S. Elsinger R. J. (1990) "Gas chromatography as a development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico" In: GCSSEPM foundation ninth annual research conference proceedings, pp **263-282**.
- 36) Konert, G. Afifi A. M. Al-Hajri S. A. De Groot K. Al Naim A. A. & Droste H. J. (2001) "Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate" *AAPG.*, **6**, **3**, pp **407-422**.
- 37) Konyuhov A.L. Maleki B. (2006) "The Persian Gulf Basin: Geological history, sedimentary formations, and petroleum potential" *Lith. Min. Res.*, **41**, **4**, pp **344-361**.
- 38) Kotarba M. j. Wieclaw D. Kosakowski P. Zacharski j. Kowalski A. (2003) "Evaluation of source rock & petroleum potential of middle Jurassic strata in the south-eastern part of Poland" *Przegląd.*, **51**, pp **1031-1040**.
- 39) Mahlstedt N. & Horsfield B. (2012) "Metagenetic methane generation in gas shales I. Screening protocols using immature samples" *Mar. Pet. Geol.*, **31**, **1**, pp **27-42**.
- 40) Mashhadi Z. Rabbani A. R. (2015) "Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: an oil–oil and oil–source rock correlation study" *IJCG.*, **146**, pp **118-144**.
- 41) Mashhadi Z. Rabbani A. R. Kamali MR. (2015) "Burial and thermal maturity modeling of the middle cretaceous-early Miocene petroleum system, Iranian sector of the Persian gulf" *J. of .Pet. Sci.*, **12**, **3**, pp **367-390**.
- 42) Mathur S. Jain V. K. Tripathi G. K. Jassal J. K. Chandra K. (1988) "**Biological marker geochemistry of crude oils of Cambay Basin, India**" *Petroleum Geochemistry and Exploration in the Afro-Asian Region*, pp. **459-473**.
- 43) Murriss R. J. (1981) "Middle East--Stratigraphic Evolution and Oil Habitat" *AAPG.*, **65**, **7**, pp **1358-1358**.
- 44) Peters K. E. & Cassa M. R. (1994) "**Applied source rock geochemistry**" chapter 5: Part II. Essential elements.

- 45) Peters K. E. & Fowler M. G. (2002) "Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management" **Org. Geochem.**, **33**, **1**, pp 5-36.
- 46) Peters K. E. & Moldowan J. M. (1991) "Effect of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum". **Org. Geochem.**, **17**, pp 47-61.
- 47) Peters K.E. Walters C. C. Moldowan J. M. (2005) "**The biomarker guide: Biomarkers in petroleum system and earth history**" Vol. 2, second edition, Cambridge University Press, United Kingdom.
- 48) Peymani M. (2003) "Burial History Reconstruction and thermal Modeling in the Northern Persian Gulf" M.S thesis in Exploration Engineering Petroleum University of Technology, pp. 280.
- 49) Rabbani A. R. Kamali M. R. (2005) "Source rock evaluation and petroleum geochemistry offshore SW Iran" **J. Pet. Geol.**, **28**, pp 413-428.
- 50) Rabbani A. R. (2007) "Petroleum geochemistry, offshore SE Iran" **Geochem.Int.**, **45**, **11**, pp 1164-72.
- 51) Rabbani A. R. (2008) "Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf" **Pet. Geol.**, **31**, **3**, pp 303-316.
- 52) Rabbani A. R. Kotarba M. J. Baniasad A. R. Hosseiny E. Wieclaw D. (2014) "Geochemical characteristics and genetic type of the crude oils from the Iranian sector of the Persian Gulf" **Org. Geochem.**, **70**, pp 29-43.
- 53) Rahmani O. Aali J. Junin R. Mohseni H. Padmanabhan E. Azdarpour A. Zarza S. Moayyed M. Ghazanfari P. (2013) "The origin of oil in the Cretaceous succession from the south pars oil layer of the Persian Gulf" **Int. J. Earth Sci.**, **102**, **5**, pp 1337-1355.
- 54) Rahmani O. Aali J. Mohseni H. Rahimpour-Bonab H. Zalaghaie S. (2010) "Organic geochemistry of Gadvan and Kazhdumi formations (Cretaceous) in south pars field", Persian Gulf" **J. Petrol. Sci. Eng.**, **70**, **1-2**, pp 57-66.
- 55) Schamel S. (2005) "Shale gas reservoirs of Utah: Survey of an unexploited potential energy resource" pp 1-30.
- 56) Shanmugam G. (1985) "Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland basin, Australia" **AAPG.**, **69**, **8**, pp 1241-1254.

- 57) Holditch S. (2001) "The increasing role of unconventional reservoirs in the future of the Oil & Gas business" **J. Petrol. Tech.**, **55**, **11**, pp **34-79**.
- 58) Sweeny J. & Burnham A. K. (1990) "Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance base on chemical kinetics" **AAPG.**, **74**, **10**, pp**1559-1570**.
- 59) Talukdar S. (2002) "Application of geochemistry for shale gas assessment, weatherford baseline resolution" Weatherford labs, pp **1-6**.
- 60) Waples W. D. (1985) "Modeling of sedimentary basins and petroleum system" **J.AAPG.**, memoir**60**.
- 61) Yenespbayev T. Izart A. Joltaev G. Hautevell Y. Elie M. & Suarez-Ruia I. (2010) "Geochemical characterization of source rocks and oils from the eastern part of the precaspian and pre-Uralian basins (Kazakhstan): Palaeoenvironmental and palaeothermal interpretation" **Org. Geochem.**, **41**, **3**, pp **242-262**.
- 62) Zeigler M.A. (2001) "Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian plate and its hydrocarbon occurrences" **GeoArabia.**, **6**, **3**, pp **445-504**.

Abstract

The Persian Gulf, as the richest hydrocarbon pool in the world, plays a very important role in the world's energy equations. Approximately two-thirds of proven oil reserves and one third of global natural gas reserves are available to the Gulf States. The research focuses on the fields of the north-west of the Persian Gulf (A, B, and C). This research is carried out to investigate the hydrocarbon potential of Kazhdumi Formation in the north-west of the Persian Gulf, by using geochemical log analysis.

The results of the Rock-Eval gas chromatography (GC) and mass spectrometric gas chromatography (GC-MS) for this formation were used. The geochemical logs suggest that the A and C fields have a better source of hydrocarbon potential and the wells associated with the B field due to the low rock-eval geochemical parameters of rock origin, have a weak hydrocarbon potential. Additional analytical results were used to investigate the type of organic facies, kerogen, sedimentation environment, thermal maturation and effects of biodegradation phenomena on the samples. Samples of field A are of kerogen type II and they are at the beginning of the maturity window, C fields samples are often kerogen type III that is immature and both are formed in anoxic depositional environment.

To evaluate A and C fields (due to the high potential of hydrocarbon) as unconventional reservoir the spider diagram in compare to the Barnett shale is usually used. The set of geochemical parameters of the Kazhdumi Formation for A and C fields have been compared with the minimum threshold values in Barnett's shale, that Kazhdumi Formation has a small amount of gas production in field A, and is located in the C field between oil and gas windows. The evaluation of the vitrinite reflection coefficient, the maturity of the samples, and the probability of the gas shale potential are investigated. The results of the TR-R₀ graph has represented the biogenic source of gas production in A and C fields. In deeper depth is a higher production of gas for this formation in the A and C fields.

Key words: Geochemical evaluation, Shale-Barnett, Rock-Eval parameters, Vitrinite reflection and GC and GC-MS complementary analysis.



Shahrood University of Technology

Faculty of Earth Sciences

M. Sc. Thesis in Geochemistry

**Evaluation of hydrocarbon potential based on organic
geochemical logs of Kazhdumi Formation in North-West of
Persian Gulf' Oil fields**

By: Zahra Rostami

Supervisors:

Dr. Seyyed Reza Ghavami Riabi

Dr. Farajollah Fardoost

July 2018