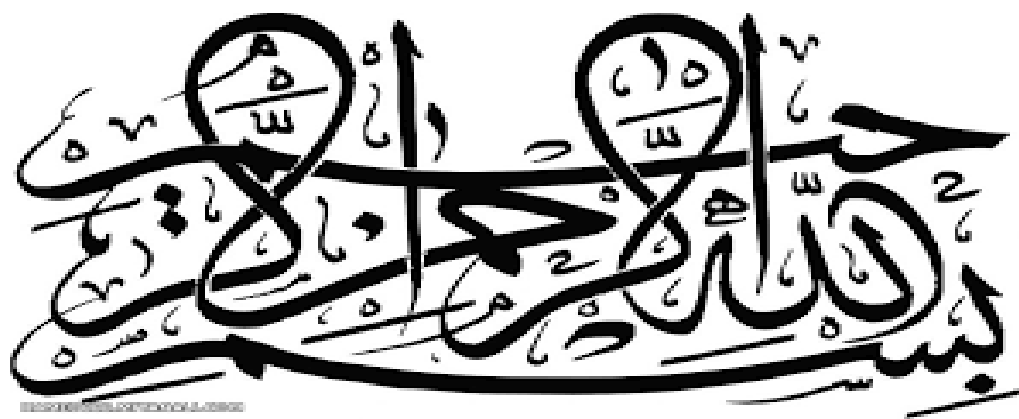






دانشکده علوم زمین

پایان نامه کارشناسی ارشد ژئوشیمی

بررسی ژئوشیمی آلی متعارف و غیرمتعارف به منظور ارزیابی توان هیدروکربن-

زایی یکی از میادین خلیج فارس مرکزی

نگارنده: مهین زارعی

استاد راهنما

دکتر سید رضا قوامی ریابی

دکتر مهدی جعفرزاده

تیر ۱۳۹۷

شماره: ۱۴۰۲۵
تاریخ: ۹۷/۶/۱۰

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 مهین زارعی با شماره دانشجویی ۹۴۰۸۷۳۴ رشته زمین شناسی گرایش زمین شیمی تحت عنوان بررسی ژئوشیمی آلی متعارف و غیرمتعارف بمنظور ارزیابی توان هیدروکربن زایی یکی از میادین خلیج فارس مرکزی که در تاریخ ۹۷/۰۴/۲۴ با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار گردید به شرح ذیل اعلام می گردد:

☐ مردود ☒ قبول (با درجه: <u>خیلی خوب</u>)			
☐ 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 مهدی جعفرزاده	استادیار	
۳- نماینده تحصیلات تکمیلی	دکتر <u>هما ری</u>	استادیار	
۴- استاد ممتحن اول	دکتر معصومه کردی	استادیار	
۵- استاد ممتحن دوم	دکتر عزیزا... طاهری	استاد	

نام و نام خانوادگی رئیس دانشکده: دکتر پرویز امیری اردکانی

تاریخ و امضاء و مهر دانشکده:

تبصره: در صورتی که کسی مردود شود حداکثر یکبار دیگر (در مدت مجاز تحصیل) می تواند از پانزده روز بعد از تاریخ اعلام نتایج دفاع نماید (دفاع مجدد نباید زودتر از ۴ ماه برگزار شود).

تقدیم بابوسه بردستان پدرم:

به او که نمیدانم از بزرگی اش بگویم یا مردانگی سخاوت، سکوت، مهربانی و...

پدرم راه تمام زندگیت

پدرم دغوشی همیشگیست

تقدیم به مادر عزیزتر از جانم:

مادرم، هستی من ز، هستی توست تا، هستم و، هستی دارم دوست.

معلمار جاودانی مادر است

چشم سار مهربانی مادر است

تقدیم به خواهرای کلم و برادرای عزیزم، که وجودشون شادی، بخش و مایه‌ی آرامش و دلگرمی من است. دوستتون دارم عزیزانم.

تقدیم میکنم به آقای مهندس رجبی که با صبر و حوصله مراد تهیه این پایان نامه یاری دادند. باشد که قطره‌ای از دریای بی‌کران محبت-

بایش را پاس گفته باشم.

مَشْکُر می‌کنم از اساتید بزرگوارم جناب آقای دکتر سید رضا قوامی ریایی و جناب آقای دکتر مهدی جعفرزاده چرا که بدون راهنمایی ایشان تائین این پایان نامه بسیار مشکل می‌نمود. همچنین از جناب آقای دکتر صادقان و جناب آقای دکتر فردوست به دلیل یاری‌های و راهنمایی‌های بی‌شمه‌اش ایشان که بسیاری از سختی‌ها را بر ابرام آسان تر نمودند بی‌نهایت سپاسگزارم.

تعهد نامه

اینجانب **مهین زارعی** دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته زمین شیمی دانشکده علوم زمین دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده بررسی ژئوشیمی آلی متعارف و غیرمتعارف به منظور ارزیابی توان هیدرکربن زایی یکی از میادین خلیج فارس مرکزی، به راهنمایی جناب آقای دکتر سیدرضا قوامی ریایی، متعهد می شوم.

- 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 افزار ها 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

یکی از ارزیابی‌های اولیه سنگ منشأ در مخازن متعارف و غیر متعارف، بررسی پتانسیل و توان هیدروکربن‌زایی و نوع محصول حاصل از بلوغ ماده آلی است. در این تحقیق جهت ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای کژدمی، کنگان و دالان در یکی از میادین خلیج فارس مرکزی از نتایج آنالیز دستگاه‌های پیرولیز راک-اول، کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی استفاده شده است (۶۳ نمونه راک-اول، ۳ نمونه GC و ۳۵ نمونه GC-MS). این بررسی‌ها شامل ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن و پتانسیل ژنتیکی نمونه‌های سازندهای مذکور می‌باشد.

تیپ کروژن در اغلب نمونه‌های سازند کژدمی از نوع III که مستعد گاز می باشد در حالیکه سازند کژدمی پتانسیل کمی برای تولید نفت را دارا است و منشأ قاره‌ای بودن مواد آلی را نشان می‌دهد. نمونه‌ها در پنجره نفتی تا گازی قرار داشته و پتانسیل ژنتیکی آن‌ها در محدوده‌ی متوسط می‌باشند. سازند کژدمی، به رغم سنگ منشأ نفتی شناخته شده در بیشتر میادین در داخل ایران، مقادیر تجاری از هیدروکربن در میدان مورد مطالعه تولید نمی‌کند.

در نمونه‌های سازند کنگان، تیپ کروژن عمدتاً از نوع II/III و کمتر از نوع IV می‌باشند و پتانسیل ژنتیکی این سازند متوسط می‌باشد. میزان بلوغ (پختگی) این نمونه‌ها در پنجره تولید نفت (اواخر دیاژنز-اوایل کاتازنز)، با شرایط رسوب‌گذاری محیط احیایی-نیمه احیایی بوده است و آثار تخریب زیستی در نمونه‌ها دیده نمی‌شود و منشأ مواد آلی در این سازند دریایی با اندکی ورودی‌هایی از خشکی می‌باشد.

نمونه‌های سازند دالان از نظر بلوغ حرارتی در پنجره نفتی و گازی قرار گرفته و تیپ کروژن آن‌ها از نوع IV و چون کمتر از نوع II/III بوده که انتظار تولید گاز از این سازند را خواهیم داشت. منشأ مواد آلی در سازند مذکور قاره‌ای می‌باشد. پتانسیل ژنتیکی نمونه‌ها متوسط می‌باشد.

امروزه در کشورهای توسعه یافته سیستم‌های شیل گازی که در گروه مخازن غیرمتعارف قرار می‌گیرند به مرحله تولید رسیده است. جهت ارزیابی ژئوشیمیایی مخازن غیرمتعارف مجموعه‌ای از

پارامترهای ژئوشیمیایی در میدان مورد مطالعه تعیین و با مقادیر کمینه‌ی آستانه در شیل بارنت مقایسه گردید.

با توجه به دیاگرام TR-R₀ سازند دالان در مرحله تولید گاز بیوژنیک و گاز از سنگ منشأ قرار دارد. در سازند کنگان نیز بیشتر نمونه‌ها در مرحله تولید گاز بیوژنیک و گاز از سنگ منشأ می‌باشد. در دیاگرام ریسک پلات نمونه‌های سازند دالان و کنگان گویای آن است که این سازندها در پنجره نفتی تا گازی قرار گرفته‌اند و با توجه به C₂₀⁻ بالای سازند کنگان، برای این سازندها در اعماق بیشتر می‌تواند انتظار بلوغ بیشتر و توان تولید بالاتری از گاز را به عنوان مخزن غیرمتعارف داشت.

کلمات کلیدی: سازند کنگان، سازند دالان، سازند کژدمی، شیل گازی، پارامتر راک-اول

لیست مقالات ارائه شده از پایان نامه

ارزیابی ژئوشیمی آلی پتانسیل تولید سازند دالان بعنوان شیل گازی، دومین همایش بین المللی نفت و گاز، پتروشیمی و HSE، همدان، اسفند ۱۳۹۶.

بررسی ژئوشیمیایی آلی غیرمتعارف سازند کنگان در میدان پارس جنوبی، مجله پژوهش های علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی.

فهرست مطالب	صفحه
فصل اول:	۱
کلیات	۱
۱-۱- مقدمه	۲
۱-۲- مرور برخی از تحقیقات ژئوشیمی آلی در ایران	۴
۱-۳- ضرورت انجام تحقیق	۵
۱-۴- روش تحقیق	۶
۱-۵- روش مطالعه	۷
۱-۵-۱- مطالعات کتابخانه‌ای	۷
۱-۵-۲- مطالعات آزمایشگاهی و دستگاهی	۷
۱-۵-۳- تفسیر نتایج ژئوشیمیایی	۸
۱-۵-۴- نتیجه‌گیری و پیشنهادها	۸
فصل دوم:	۹
موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی ناحیه مورد مطالعه	۹
۲-۱- مقدمه	۱۰
۲-۲- وضعیت تکتونیکی حوضه خلیج فارس	۱۱
۲-۳- موقعیت جغرافیایی و ویژگی‌های زمین‌شناسی خلیج فارس	۱۲
۲-۵- سازند دالان-دوره پرمین (دوران پالئوزوئیک)	۱۵
۲-۶- سازند کنگان-دوره تریاس (دوران مزوزوئیک)	۱۶
۲-۷- سازند کژدمی-دوره کرتاسه میانی (دوران مزوزوئیک)	۱۸
فصل سوم:	۲۱
ژئوشیمی آلی و ویژگی‌های شیل‌های گازی	۲۱

۲۲	۳-۱-مقدمه
۲۳	۳-۲-ژئوشیمی و سنگ منشأ نفت
۳۲	۳-۴-بررسی جامع شیل بارنت به عنوان مدل ارزیابی شیل‌های گازی
۳۶	۳-۵-نمودارهای کاربردی ارزیابی سنگ منشأ
۴۱	فصل چهارم:
۴۱	ارزیابی ژئوشیمیایی
۴۲	۴-۱-مقدمه
۴۳	۴-۲-تعبیر و تفسیر نتایج راک-اول سازند کژدمی
۴۶	۴-۳-تعبیر و تفسیر نتایج راک-اول سازند کنگان و دالان
۵۰	۴-۴-توان تولید گاز سازندهای کنگان و دالان
۵۲	۴-۵-رده‌بندی تیپ هیدروکربن تولیدی سازند کنگان
۵۴	۴-۶-تفسیر آنالیزهای کروماتوگراف گازی (GC) و کروماتوگراف گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS)
۵۷	۴-۷-تفسیر سازند های هدف توسط ریسک پلات (Risk plot)
۶۱	فصل پنجم:
۶۱	نتیجه‌گیری و پیشنهادها
۶۲	۵-۱-نتیجه‌گیری
۶۳	۵-۲-پیشنهادها
۶۴	۵-۳-پیوست‌ها
۶۶	فهرست مراجع

- شکل (۱-۲): وضعیت تکتونیکی منطقه خلیج فارس ۱۱
- شکل (۲-۲): موقعیت جغرافیایی خلیج فارس و میادین پارس جنوبی ۱۳
- شکل (۳-۲): ستون چینه شناسی سازند کنگان و دالان در خلیج فارس ۱۸
- شکل (۴-۲): ستون چینه شناسی واحد سنگی در خلیج فارس و وضعیت سازند کژدمی ۲۰
- شکل (۱-۳): تولید گاز متان از کروژن‌های ساپروپلیک و هومیک ۲۵
- شکل (۲-۳): مقدار نفت و گاز تولیدی کروژن‌های مختلف ۲۵
- شکل (۳-۳): منشأ گاز تولیدی مخازن ۲۶
- شکل (۴-۳): انواع منشأ گاز متان در مخازن ۲۷
- شکل (۵-۳): دستگاه پیرولیز راک-اول ۲۹
- شکل (۶-۳): دستگاه کروماتوگراف گازی ۳۱
- شکل (۷-۳): دستگاه کروماتوگراف گازی-طیف‌سنج جرمی ۳۲
- شکل (۸-۳): گاز کروماتوگرافی (GC) و اثر انگشت شیل بارنت در (a) پنجره نفتی و (b) پنجره گازی ۳۶
- شکل (۹-۳): ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز (بر اساس ارزیابی بصری و شیمیایی) ۳۶
- شکل (۱۰-۳): S_1 بر حسب TOC ۳۷
- شکل (۱۱-۳): T_{max} بر حسب PI ۳۷
- شکل (۱۲-۳): S_2 بر حسب TOC ۳۸
- شکل (۱۳-۳): نمودار HI به T_{max} ۳۸
- شکل (۱۴-۳): S_1+S_2 بر حسب TOC ۳۹
- شکل (۱۵-۳): نمودار Pri/n-C17 بر حسب Phy/n-C18 ۳۹
- شکل (۱-۴): عدم آغشتگی اغلب نمونه‌های سازند کژدمی در چاه‌های چهارگانه منطقه مورد مطالعه ۴۴
- شکل (۲-۴): ارزیابی تیپ کروژن نمونه‌های سازند کژدمی در منطقه مورد مطالعه ۴۴

- شکل (۴-۳): ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن نمونه‌های سازند کژدمی در منطقه مورد مطالعه..... ۴۵
- شکل (۴-۴): بزرگ‌نمایی تولید هیدروکربن نمونه‌های سازند کژدمی بر روی نمودار $PI-T_{max}$ ۴۵
- شکل (۴-۵): منحنی S_1+S_2 در برابر TOC نمونه‌های سازند کژدمی در منطقه مورد مطالعه..... ۴۶
- شکل (۴-۶): ارزیابی آغستگی نمونه‌های سازند کنگان و دالان منطقه مورد مطالعه..... ۴۷
- شکل (۴-۷): ارزیابی تیپ کروژن نمونه‌های سازند کنگان و دالان در منطقه مورد مطالعه..... ۴۷
- شکل (۴-۸): ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن نمونه‌های سازند کنگان و دالان در منطقه مورد مطالعه..... ۴۸
- شکل (۴-۹): بزرگ‌نمایی محدوده‌ی تولید هیدروکربن نمونه‌های سازند کنگان و دالان بر روی نمودار $PI-T_{max}$ ۴۹
- شکل (۴-۱۰): منحنی S_1+S_2 در برابر TOC سازندهای کنگان و دالان در منطقه مورد مطالعه..... ۴۹
- شکل (۴-۱۱): تیپ کروژن سازند کنگان و دالان..... ۵۰
- شکل (۴-۱۲): ارزیابی نوع گاز تولیدی سازندهای کنگان و دالان..... ۵۲
- جدول (۴-۷): درصد مواد آلی استخراج شده و ترکیبات شیمیایی نمونه‌های سازند کنگان..... ۵۳
- شکل (۴-۱۳): دیاگرام مثلثی ترکیبات آلی نمونه‌های سازند کنگان..... ۵۳
- شکل (۴-۱۴): نمودار $Pri/n-C17$ ، $Phy/n-C18$ نمونه‌های سازند کنگان..... ۵۵
- شکل (۴-۱۵): دیاگرام $29S/29S+29R$ در برابر $29\beta\beta/29\beta\beta+29\alpha\alpha$ نمونه سازند کنگان..... ۵۶
- شکل (۴-۱۶): $Ts/Ts+Tm$ در برابر $29S/29S+29R$ نمونه های سازند کنگان..... ۵۷
- شکل (۴-۱۷): نتایج گاز- کروماتوگرام (GC) نمونه‌های سازند دالان..... ۵۸
- شکل (۴-۱۸): منحنی عنکبوتی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند دالان..... ۵۹
- شکل (۴-۱۹): منحنی عنکبوتی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند کنگان..... ۵۹

جدول (۳-۱): حداقل و حداکثر مقادیر پارامترهای بلوغ تجمعات گازی شیل بارنت.....	۳۵
جدول (۴-۱): داده‌های مورد استفاده از سازندهای کژدمی، کنگان و دالان.....	۴۲
جدول (۴-۲): تعیین نوع کروژن، محدوده و محصول بلوغ حرارتی.....	۴۳
جدول (۴-۳): تعیین تیپ کروژن بر اساس مقادیر HI.....	۵۰
جدول (۴-۴): درصد تیپ کروژن نمونه‌های سازند کنگان و دالان.....	۵۰
جدول (۴-۵): تعیین مقادیر $TR_{(HI)}$ و R_0 محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی نمونه‌های سازند کنگان.....	۵۱
جدول (۴-۶): تعیین مقادیر $TR_{(HI)}$ و R_0 محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی نمونه‌های سازند دالان.....	۵۲
جدول (۴-۷): درصد مواد آلی استخراج شده و ترکیبات شیمیایی نمونه‌های سازند کنگان.....	۵۳
جدول (۴-۸): پارامترهای کروماتوگراف گازی (GC) نمونه‌های سازند کنگان.....	۵۴
جدول (۴-۹): نتایج حاصل از تکنیک: (GC-MS) برای بیومارکرهای استران و هوپان.....	۵۵
جدول (۴-۱۰): میانگین مقادیر مربوط به بلوغ پارامترها برای سازند دالان.....	۵۸
جدول (۴-۱۱): میانگین مقادیر مربوط به بلوغ پارامترها برای سازند کنگان.....	۵۸
جدول (۵-۱): نتایج داده‌های راک-اول سازند کژدمی.....	۵۴
جدول (۵-۲): نتایج داده‌های راک-اول سازند کنگان.....	۵۵
جدول (۵-۳): نتایج داده‌های راک-اول سازند دالان.....	۵۵

فصل اول:

کلیات

۱-۱- مقدمه

در قرن ۱۹ میلادی قرارگیری نفت در بالاترین بخش یک چین ساختاری مبنای مطالعات اکتشافی بود، که به عنوان تئوری طاق‌دیس مطرح شد. در اوایل قرن بیستم، زمین‌شناسان دریافتند که نفت می‌تواند در شرایط گوناگون زمین‌شناسی، یافت شود و منحصر به طاق‌دیس‌ها نمی‌باشد از آن جمله می‌توان به اکتشاف نفت‌گیرهای چین‌های در دهه ۱۹۳۰ در تگزاس اشاره نمود. مشکلی که شرکت‌های نفتی با آن روبرو بودند، هزینه حفاری بسیار سنگین و عدم برخورد تعدادی از چاه‌ها به نفت بوده است که لازم می‌نمود در مطالعات اکتشافی از روش‌های علمی بهره‌جویی بیشتری به عمل آید. علم شیمی در حوزه نفت (ژئوشیمی آلی) در خدمت اکتشاف منابع نفت و گاز قرار می‌گیرد (اشکان، ۱۳۸۷). ترکیب و منشأ نفت، چگونگی مهاجرت به ساختارهایی زیرزمینی، نحوه تغییرات آن نسبت به تغییرات عمق، دما و فشار از جمله مواردی بود که در این دانش مورد ارزیابی قرار گرفت (Peters and Foweler, 2002).

امروزه منابع هیدروکربنی نفت و گاز جهان به دو دسته متعارف و غیرمتعارف تقسیم می‌شود (کاووسی و دریابنده، ۱۳۹۰).

در منابع متعارف (Conventional) هیدروکربنی، وضعیت مخزن و سنگ منشأ بطور مجزا از هم به گونه‌ایست که با صرف هزینه و روش‌های معمول حفاری و با توجه به فشار مخزن می‌توان به بهره برداری نفت و گاز اقدام نمود. یکی از ارزیابی‌های اولیه سنگ منشأ در مخازن متعارف، بررسی پتانسیل و توان هیدروکربن‌زایی و نوع محصول حاصل است. برای این منظور، روش‌های ژئوشیمیایی آلی بویژه نتایج راک-اول استفاده می‌گردد. در کنار این نتایج، روش‌های دیگر ژئوشیمیایی آلی از جمله کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS) اطلاعات بسیار مفیدی در اختیار قرار می‌دهند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵). در مطالعات ژئوشیمیایی، روش‌های کروماتوگراف گازی جهت شناخت نحوه پراکندگی و توزیع آلکن‌های نرمال و ایزوپرنوئیدها و کروماتوگراف گازی-طیف‌سنج جرمی ترکیبات آلی موجود در سنگ منشأ، شرایط محیط رسوبی و تدفین قرار می‌گیرند.

منابع غیرمتعارف (Unconventional) به منابعی اطلاق می شود که سنگ منشأ نقش سنگ مخزن را نیز ایفا می کند و با توجه به نفوذپذیری پایین آن با روش های غیرمعمول حفاری بایستی بهره برداری صورت گیرد. این روش ها هزینه بیشتری را به همراه داشته و ممکن است در شرایطی که قیمت نفت و گاز پایین باشد، اقتصادی نباشند. در مخازن متعارف، تخلخل و نفوذپذیری سنگ مخزن به هیدروکربن اجازه می دهد تا در بین خلل و فرج سنگ ها حرکت و با فشار مخزن استخراج شود. در حالی که این امر در مخازن غیرمتعارف میسر نمی باشد (Jarvie et al., 2007). برای افزایش نفوذپذیری در این سنگ ها از روش های شکست هیدرولیکی کمک گرفته می شود (Mahlstedt and Horsfield, 2012). گزارش چشم انداز ۲۰۱۲ (EIA Energy Information Administration) پیش بینی می کند که تقاضا برای انرژی هیدروکربنی مایع بین سال های ۲۰۱۰ تا ۲۰۳۵، بین حدود ۱۹ تا ۲۶ درصد افزایش می یابد. انتظار می رود تقریباً در همین دوره، قیمت هر بشکه نفت خام بیش از ۲ برابر شود، لذا در این قیمت های بالا، تولید نفت و گاز از منابع غیرمتعارف از نظر اقتصادی مقرون به صرفه خواهد شد. بر اساس داده های اداره اطلاعات انرژی (۲۰۱۲) EIA، منابع قابل بازیابی شیل گازی در سطح جهان با توجه به تکنولوژی امروزی معادل با ۶۶۲۲ تریلیون فوت مکعب تخمین زده شده است. با توجه به این گزارش بیشترین منابع شیل گاز در چین و آمریکا قرار دارند. مدت زمان نسبتاً طولانی است که تولید هیدروکربن از مخازن غیرمتعارف در آمریکا آغاز شده است. در ارزیابی اولیه این مخازن از اطلاعات آنالیز راک-اول و کروماتوگراف گازی کمک گرفته شده است.

به طور کلی وجود پنج عامل سنگ منشأ بالغ، سنگ مخزن نفوذپذیر، مهاجرت بین سنگ منشأ و مخزن، سنگ پوش ناتراوا و ساختار تله نفتی که قابلیت نگهداری هیدروکربن را داشته باشد، برای تجمع اقتصادی منابع هیدروکربنی لازم و ضروری می باشد.

سنگ های ریزدانه غنی از مواد آلی قابلیت تبدیل شدن به سنگ منشأ را دارا هستند. چنین سنگ هایی در گروه سنگ های تخریبی دریایی (گل سنگ یا شیل)، کربناته (آهک میکریتی) و یا در گروه بینابین (مارن) می تواند قرار گیرد. سنگ منشأ را می توان در سه گروه زیر قرار داد (رضایی، ۱۳۸۷):

الف-سنگ منشأیی که نفت خود را تولید و از خود خارج نموده است (effectivel source rock)

ب-سنگ منشأیی که پتانسیل منشأ بودن آن هنوز ارزیابی نشده ولی احتمال تولید نفت دارد (possible source rock)

ج-سنگ منشأ نابالغی که توانایی تولید هیدروکربن را در صورت رسیدن به درجه بلوغ دارد (potential source rock).

در مخازن متعارف، ارزیابی‌ها به منظور بررسی سنگ منشأ و پتانسیل تولید آن متمرکز می‌شود. به منظور ارزیابی این ویژگی از نتایج آنالیزهای راک-اول می‌توان به بررسی شرایط فعلی سنگ منشأ (Pd or Present) و جهت ارزیابی شرایط اولیه زمان تشکیل، بایستی به تخمین پارامترهای ژئوشیمیایی در آن زمان (O or Original) پرداخت.

۱-۲-مرور برخی از تحقیقات ژئوشیمی آلی در ایران

اولین پروژه ژئوشیمیایی که در ایران به طور جدی انجام گرفت، در سال ۱۹۶۷ به منظور تعیین مشخصات انواع سنگ منشأ، تطابق بین نفت و سنگ منشأ و تکتونیک مناطق فارس، خوزستان و لرستان انجام گرفت (Bordenave & Sahabi, 1971; Bordenave et al., 1971).

در سال ۱۹۹۰ مهم‌ترین و جامع‌ترین تحقیق در مورد پراکندگی سنگ‌های منشأ احتمالی (شامل شیل‌های سورمه (ژوراسیک میانی)، گرو-گدوان (کرتاسه پایینی)، کژدمی (آلبین)، گورپی (سانتونین-ماستریشین) و پابده (پالئوسن-الیگوسن) و بلوغ نفت در حوضه‌ی زاگرس) با استفاده از ایزوتوپ کربن و گوگرد و بیومارکرها صورت گرفت که سازند پابده به عنوان سنگ منشأ اصلی تنها برای میادین شمال شرق فروافتادگی دزفول و سازند کژدمی به عنوان سنگ منشأ اصلی میادین نفتی منطقه تعیین گردید (Alizadeh et al., 2012).

- علیزاده و مبین (۱۳۸۱) به مطالعه بیومارکهای نفت مخزن آسماری در میدان نفتی مارون پرداختند. در این مطالعه نتیجه گرفته شد که نفت مذکور یک نفت سبک آروماتیکی با میزان بلوغ

حرارتی بالا می‌باشد. منشأ این نفت کروژن II بوده که به احتمال قوی از بقایای جلبک‌ها و رسوبات دریایی که در شرایط احیایی ته‌نشین گشته‌اند، مشتق شده است.

- اشکان (۱۳۸۷) به مطالعه‌ی ژئوشیمیایی حوضه‌ی رسوبی زاگرس پرداخت و سازندهای احتمالی با پتانسیل سنگ منشأ را مورد آنالیز قرار داد.

- تژه و همکاران (۱۳۸۳) با ارزیابی بلوغ و تاریخچه تدفین رسوبات در میدان نفتی مارون، سازند سروک به عنوان شروع کننده پنجره نفتی در این میدان معرفی گردید.

- پیمانی (Peymani, 2003) به بررسی ژئوشیمی آلی سازندهای پابده، گورپی و کژدمی پرداخت و نشان داد که این سازندها می‌تواند به عنوان سنگ‌های منشأ احتمالی در منطقه خلیج فارس قرار گیرند.

- مطالعات ربانی و کمالی (Rabbani and Kamali., 2005) نیز دو گروه نفتی را در منطقه شمال غرب خلیج فارس مشخص که گروه اول نفت‌های با منشأ شیلی به سن ژوراسیک بالا تا کرتاسه پایین و گروه دوم نفت‌های با منشأ کربناته پرمین بالایی تا ژوراسیک میانی می‌باشد.

- خزائی و همکاران (۱۳۹۰) بر اساس داده‌های راک-اول ضمن ارزیابی ژئوشیمیایی سازند پابده به این نتیجه رسیدند که سازند مذکور در میدان نفتی توسن با داشتن محدوده‌ی وسیع از لحاظ پتانسیل تولید می‌تواند به عنوان سازندی خوب جهت تولید هیدروکربن عمل نمایند.

- قوامی ریایی و همکاران (۱۳۹۴) به بحث در خصوص روش‌های تخمین میزان گاز تولیدی در دو سازند گرو و سرگلو از این ناحیه بعنوان شیل‌های گازی و مقایسه آن‌ها با شیل بارنت پرداختند.

۱-۳- ضرورت انجام تحقیق

مخازن متعارف هیدروکربنی از منابع استراتژیک هر کشوری می‌باشد. شناخت بیشتر این مخازن و اولویت مطالعه آن‌ها می‌تواند در بهره‌برداری بهتر، اهمیت ویژه داشته باشد. تا با توان بیشتر بتوانیم از ذخیره خدادادی که در اختیار مردم عزیزمان ایران است بهره ببریم.

در اکتشاف نفت و گاز بدون اطلاعات ژئوشیمیایی اقدام به حفاری نمی‌کنند. مخارج تقریبی حفاری هر حلقه چاه در ایران بیش از یک میلیارد تومان است. با توجه به اینکه در جریان اکتشاف نفت و گاز بدون داشتن اطلاعات ژئوشیمیایی آلی تقریباً از هر چند چاه فقط یکی از آن‌ها به نتیجه دلخواه می‌رسد که می‌توان با در دست داشتن این اطلاعات از اتلاف سرمایه عظیمی جلوگیری کرد.

با توجه به نیاز روز افزون صنعت به منابع هیدروکربنی، همواره تلاش شده تا با استفاده از تکنیک‌های جدید به اکتشاف و بهره‌برداری از منابع و ذخایر جدید پرداخته و به این نیازها پاسخ داده شود. در روند رو به کاهش میزان ذخایر متعارف هیدروکربنی، مهندسين و کارشناسان نفتی را به سوی اکتشاف و بهره‌برداری از مخازن غیرمتعارف کشانده است. بزرگترین جذابیت مخازن هیدروکربن‌های غیرمتعارف، حجم بسیار بالای آن است (Jarvie et al., 2007). روش‌های ارزیابی این گروه از ذخایر با ارزیابی‌های مرتبط با سنگ منشأ، متفاوت از ذخایر متعارف است. بسیاری از کشورها در حال سرمایه‌گذاری بر روی این منابع هیدروکربنی جدید هستند که کشور ما نیز به سوی بررسی و ارزیابی این گروه جدید از ذخایر گام برداشته است. در این راستا، بعد از آزمایش و گردآوری اطلاعات حوزه‌های مختلف توسط وزارت نفت و پژوهشگاه صنعت نفت این بحث مطرح گردید که لرستان می‌تواند مناسب برای بررسی‌های اولیه باشد.

۱-۴- روش تحقیق

در این مطالعه به منظور ارزیابی وضعیت پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازندهای کژدمی، کنگان و دالان در یکی از میادین خلیج فارس مرکزی، که خرده‌های حفاری آنها موجود بوده، پارامترهای آنالیز راک—اول (S_1 , S_2 , S_3 , TOC, T_{max}) اندازه‌گیری شده مورد استفاده قرار گرفته تا وضعیت سنگ منشأ اصلی تولیدکننده هیدروکربن برای مخزن تعیین گردد. در این راستا ارزیابی‌هایی نظیر کیفیت و کمیت مواد آلی، درجه بلوغ (پختگی) و شرایط محیط تشکیل هر یک از سازندها مورد بررسی قرار می‌گیرند. علاوه بر روش‌های مذکور، آنالیزهای کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-

طیف‌سنج جرمی (GC-MS) نمونه‌های با اهمیت این میدان در مرحله بعد استفاده می‌شود تا در خصوص شرایط بلوغ حرارتی و یا تخریب و تجزیه زیست‌محیطی و ترکیب هیدروکربن تولیدی در سنگ منشأهای مورد بررسی اطلاعات مفیدی بدست آید.

در صورت مساعد بودن شرایط سنگ منشأهای مورد مطالعه، به بررسی و ارزیابی احتمال مخازن غیرمتعارف بودن آن‌ها با توجه به داده‌های ژئوشیمی آلی و اطلاعات زمین‌شناسی در دسترس منطقه، پرداخته می‌شود. در این راستا ضرورت دارد تا برخی پارامترهای ویژه جهت ارزیابی مخازن غیرمتعارف محاسبه شوند.

۱-۵-روش مطالعه

انجام این تحقیق طی چند مرحله صورت گرفته است که شامل مطالعات کتابخانه‌ای، مطالعات آزمایشگاهی و دستگاهی، تفسیر نتایج ژئوشیمیایی و نتیجه‌گیری و پیشنهادات می‌باشد که در این بخش به طور مختصر آن‌ها را معرفی می‌کنیم.

۱-۵-۱-مطالعات کتابخانه‌ای

گام نخست در انجام این پروژه، گردآوری و مطالعه منابع و اطلاعات موجود است که به صورت زیر انجام شده است.

الف-مطالعات کتب و مقالات مرتبط با موضوع مورد نظر و گردآوری اطلاعات از طریق سازمان‌های تحقیقاتی، کتابخانه، سایت‌های معتبر علمی و غیره

ب-گردآوری نقشه‌های زمین‌شناسی و توپوگرافی منطقه و گزارش و مقالات مرتبط با منطقه مورد نظر و نواحی اطراف

ج-ارتباط با زمین‌شناسان و مهندسان معدن باتجربه داخلی جهت تهیه منابع معتبر

۱-۵-۲-مطالعات آزمایشگاهی و دستگاهی

در این تحقیق ۱۰۱ نمونه در بخش‌های شیلی مورد بررسی قرار گرفته است.

الف- ۶۳ نمونه به منظور تعیین تیپ کروژن، کل کربن آلی (TOC)، پتانسیل باقیمانده نمونه (S₁ ,

S₂) و بلوغ حرارتی ماده آلی (T_{max}) به روش آنالیز راک-اول

ب- ۳ نمونه به روش کروماتوگراف گازی (GC)، به منظور توزیع ایزوپرنوئیدها (پرستان و فیتان)

ج- ۳۵ نمونه به روش کروماتوگراف گازی-طیف‌سنج جرمی (GC-MS)، تعیین درجه پختگی ماده

آلی و نفت، نشانه‌های زیستی شاخص محیط رسوبی، آبشویی، تطابق نفت با نفت، تطابق نفت با سنگ

منشأ، تجزیه یا تخریب میکروبی

۱-۵-۳- تفسیر نتایج ژئوشیمیایی

نتایج حاصل از مراحل قبلی با مطالعه‌ی کتاب‌های مرجع، مقالات و نیز استفاده از نرم‌افزارهای

کامپیوتری، دسته‌بندی، پردازش و تلفیق گردیده و در نگارش پایان‌نامه مورد استفاده قرار گرفته است.

همچنین به تعبیر و تفسیر نمودارها از لحاظ سطح بلوغ، تیپ کروژن، پتانسیل هیدروکربن‌زایی،

ترکیبات آلی و محیط رسوبی پرداخت شده و نهایتاً پارامترهای مورد نیاز جهت ارزیابی شیل گازی

محاسبه و مورد تحلیل قرار گرفته است.

۱-۵-۴- نتیجه‌گیری و پیشنهادها

نتیجه‌گیری و پیشنهادهایی جهت ادامه روند تحقیق‌ها ارائه شده است.

فصل دوم:

موقعیت جغرافیایی و زمین شناسی

ناحیه مورد مطالعه

۲-۱- مقدمه

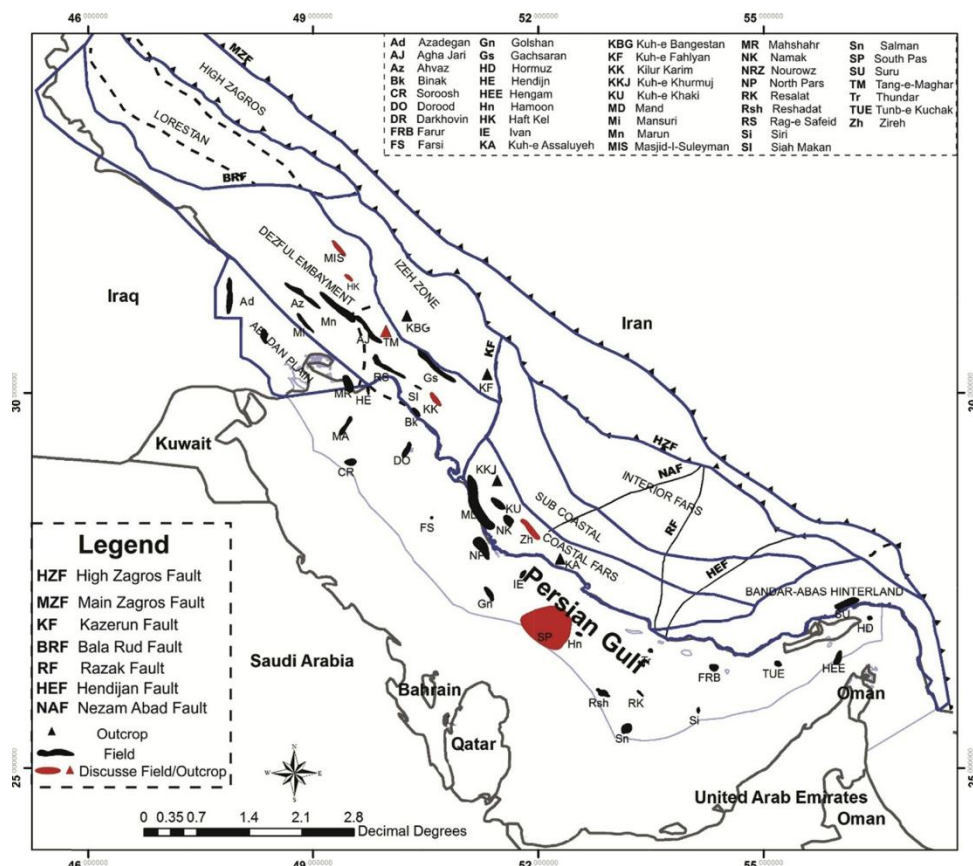
محدوده جغرافیایی که در آن میادین یا مخازن نفتی متعددی وجود دارد و همه در یک مجموعه زمین‌شناسی مربوط به شرایط محیطی و رسوبی معین و مستقل گرد آمده‌اند را حوضه نفتی می‌نامند. حوضه‌های نفتی (مانند حوضه زاگرس در غرب و جنوب غرب ایران و منطقه خلیج فارس، حوضه قفقاز در آذربایجان و حوضه کانتیننتال^۱ در آمریکا) (سحابی، ۱۳۸۲) با ویژگی‌های چینه‌شناسی و تکتونیکی خاص خود مشخص و از سایر حوضه‌ها متمایز می‌گردند.

ربانی (۱۳۹۲) حوضه‌های رسوبی مهم ایران به لحاظ ذخایر هیدروکربنی را به ترتیب شامل حوضه زاگرس-خلیج فارس، حوضه کپه داغ-آموریان، حوضه ایران مرکزی، حوضه دشت مغان، حوضه دریای خزر، حوضه طبس و حوضه مکران معرفی نموده است. در دو حوضه اول میدان‌های نفت و گاز فوق عظیم و عظیم ایران و کشورهای همسایه قرار گرفته و در حوضه‌های سوم و چهارم نفت و گاز به مقدار قابل توجهی کشف شده است. در این بین، حوضه خلیج فارس به عنوان یکی از غنی‌ترین حوضه‌های هیدروکربنی جهان در خاورمیانه، ۴۰ درصد از ذخایر نفتی و ۳۰ درصد از منابع گازی جهان را در خود جای داده است. این مخازن به لحاظ زمین‌شناسی یکپارچه بوده ولی از لحاظ مالکیت اشتراکی است. رقابت بین کشورهای همسایه موجب شده است که این مخازن مرزی نسبت به مخازن درون کشور در اولویت بهره‌برداری قرار گیرد. علاوه بر این بزرگترین مخازن گازی و نفتی ایران در مرزهای سیاسی واقع شده (همانند مخازن هنگام، یادآوران، پارس جنوبی...) (شکل ۲-۱ و ۲-۲)، لذا شناخت بیشتر از این مخازن موجب بهره‌برداری بهتری از آن‌ها خواهد شد (Konert et al., 2001). به دلیل قرارگیری میدان نفتی مورد مطالعه در خلیج فارس که در واقع بخشی از حوضه زاگرس-خلیج فارس می‌باشد، در این فصل به بررسی ویژگی‌های زمین‌شناسی، تکتونیکی و چینه‌شناسی این منطقه پرداخته می‌شود.

^۱ Continental

۲-۲- وضعیت تکتونیکی حوضه خلیج فارس

کوه‌های زاگرس مثال جالبی از یک کوه‌زایی جوان است. این کوه‌ها بخشی از کمربند کوه‌زایی آلپ-همیالیا هستند. حوضه فورلندی خلیج فارس در قسمت جنوب شرقی کوه‌های زاگرس قرار دارد. کوه‌های زاگرس و حوضه خلیج فارس در قسمت شمال شرقی صفحه عربی قرار دارند و در نتیجه تصادم بین صفحات عربی و اوراسیا ایجاد شده‌اند (Berberian and King, 1981) (شکل ۲-۱). این منطقه وقایع تکتونیکی زیادی را از اواخر پرکامبرین تا عهد حاضر متحمل شده است. از لحاظ تکتونیکی، پنج زون را در طول این تصادم می‌توان مشخص نمود. این زونها عبارتند از زون زاگرس رورانده، زون زاگرس چین خورده ساده، زون زاگرس فوردیپ، حوضه فورلندی خلیج فارس و فورلند عربستان. این زونها به زیر زون‌هایی تقسیم می‌شوند و توسط زون‌های گسلی با جهت‌های شمالی-جنوبی و شرقی-غربی از یکدیگر جدا می‌شوند (شکل ۲-۱).



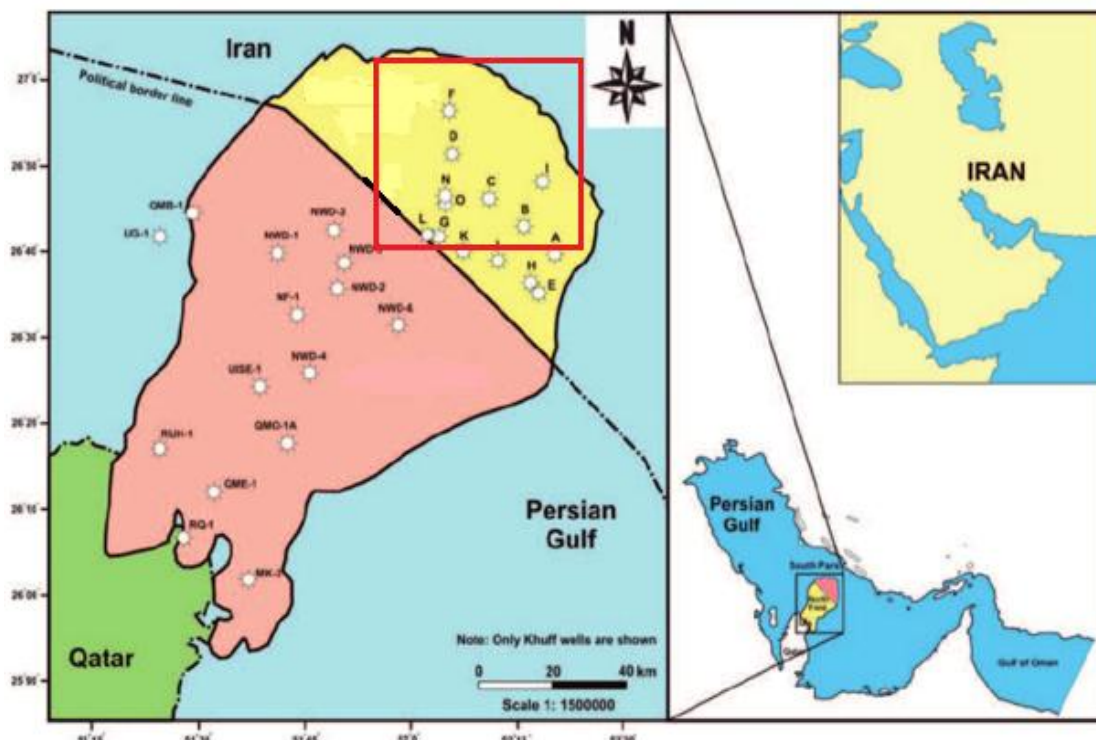
شکل (۲-۱): وضعیت تکتونیکی منطقه خلیج فارس (با تغییرات از Sfidari et al., 2016)

۲-۳- موقعیت جغرافیایی و ویژگیهای زمین شناسی خلیج فارس

خلیج فارس حوضه‌ی کشیده‌ای است که در محل تنگه هرمز با دریای آزاد عمان مرتبط بوده و این خلیج بین بلوک عربی و رشته کوه‌های زاگرس قرار دارد (درویش‌زاده، ۱۳۸۵). خلیج فارس یک دریای حاشیه‌ای است که بروی فلات قاره قرار دارد و شیب آن به طرف خلیج عمان است. این خلیج ۲۰۰ تا ۳۰۰ کیلومتر پهنا و سطحی در حدود ۲۲۶۰۰۰ کیلومتر مربع را زیر پوشش دارد. ژرفای میانگین آن حدود ۳۵ متر (ژرف ترین نقطه آن به عمق ۱۶۵ متر در کرانه‌ی ایرانی تنگه‌ی هرمز است) می‌باشد (آقانباتی، ۱۳۸۳).

به طور کلی رسوبات عهد حاضر خلیج فارس، از ساحل به سمت اعماق (عمق بیشینه ۹۰ متر) دانه ریزتر می‌شوند، به گونه‌ای که مارن‌ها در بخش مرکزی خلیج فارس تشکیل و نهشته می‌شوند. آهک-های مارنی، عمیق‌ترین رخساره‌ی عهد حاضر خلیج فارس است (آقانباتی، ۱۳۸۳).

حوضه خلیج فارس یکی از غنی‌ترین حوضه‌های هیدروکربنی جهان است که توسط میادین عظیم نفت و گاز حوضه زاگرس در شمال و میادین بسیار بزرگ حاشیه جنوبی خلیج فارس احاطه شده است. سنگ‌های منشأ منطقه در طول یک سری دوره‌های احيایی همراه با بالا آمدگی سطح آب دریا، فرونشست‌های متعدد محلی و شرایط آب و هوایی مرطوب در طول ژوراسیک میانی و ائوسن میانی تا الیگوسن آغازین نهشته شده است (Bordenave and Huc, 1995).



شکل (۲-۲): موقعیت جغرافیایی خلیج فارس و میادین پارس جنوبی (با تغییرات از: Insalaco et al., 2006)

۲-۴- مروری بر چینه شناسی و رسوبگذاری در منطقه خلیج فارس (میدان M)

در طول پرکامبرین تا اوایل پالئوزوئیک، رژیم رسوبی در این منطقه بصورت دریایی کم عمق بوده که بر روی بستر پرکامبرین قرار داشته است. سنگ منشأ اصلی پالئوزوئیک منطقه، شیل های سیاه سیلورین با مقدار TOC بالا است (Konert et al., 2001). در طول پرمین تا اوایل تریاس، کربنات های کم عمق دالان و کنگان (گروه دهرم) ته نشست یافته اند که میزبان ذخایر گازی عظیم در میدان M هستند. در اوایل تریاس، آواری ها و تبخیری های کم عمق دریایی سازند دشتک که نقش پوش سنگ را برای ذخایر گروه دهرم در خلیج فارس ایفا می کنند، ته نشست یافته اند.

در طول ژوراسیک، آهک و دولومیت های سازند نیریز بصورت ناپیوسته بر روی سازند دشتک قرار گرفتند. ته نشست نهشته های ژوراسیک با تبخیری های سازند هیث (Hith) به پایان می رسد. در طول اوایل کرتاسه، کربنات های سازند فهلپان در حوضه زاگرس ته نشست یافتند که در ادامه با آهک ها و شیل های سازند گدوان دنبال می شوند. بخش میانی سازند گدوان (عضو خلیج) از جنس آهک است

که ویژگی‌های مخزنی نیز دارد. سازند گدوان با ضخامت ۷۳ متر در منطقه مورد مطالعه ویژگی‌های سنگ منشایی ضعیفی نشان می‌دهد (Bordenave and Huc., 1995). بر روی سازند گدوان، سازند داریان قرار می‌گیرد که از آهک‌های دولومیتی شده متخلخلی تشکیل شده است و دارای هیدروکربن-های سبک می‌باشد. سازند کژدمی با حدود ۴۳ متر شیل و میان لایه‌های آهک خاکستری، دارای نفت آسفالتیک سنگین است. سازند کژدمی سنگ منشأ اصلی و مهم در منطقه فروافتادگی دزفول است اما به سمت خلیج فارس و میدان M، TOC کاهش می‌یابد (Alizadeh et al., 2012).

پس از پایین افتادگی سطح آب در طول سنومانین، سازند سروک به عنوان سنگ مخزن اصلی ته نشست یافته است که در خلیج فارس از پایین به بالا دارای سه عضو مدود (Mauddud)، احمدی (Ahmadi) و میشریف (Mishrif) است. پس از بالاآمدگی سریع سطح آب دریا، سازند لافان (Laffan) روی سازند سروک را پوشانده است. در منطقه خلیج فارس معمولاً شیل‌های سازند لافان بر روی عضو مدود قرار گرفته‌اند (Bordenave and Burwood, 1990).

در طول سنوزوئیک، سازندهای ساچون و جهرم که شامل دولومیت و انیدریت هستند، در این منطقه ته نشست یافته‌اند و سازند آسماری با ضخامت حدود ۵۰ متر بر روی سازند جهرم قرار می‌گیرد. پس از سازند آسماری، گروه فارس (نئوژن) شامل آهک، دولومیت و انیدریت و کمی سیلیسی آواری ته نشست یافته است. ضخامت اکثر سازندهای ذکر شده از فروافتادگی دزفول به سمت منطقه مورد مطالعه کاهش می‌یابد که احتمالاً بدلیل بلندی قدیمه (Paleo high) کمان قطر (Qatar Arc) در زمان رسوبگذاری می‌باشد (Bordenave and Burwood, 1990).

از آنجا که داده‌های بدست آمده از منطقه مورد مطالعه مربوط به سازندهای دالان، کنگان و کژدمی می‌باشد چینه شناسی دقیقتر این سازندها در ادامه مورد بررسی قرار گرفته است.

۲-۵- سازند دالان-دوره پرمین (دوران پالئوزوئیک)

سازندهای مهم با ویژگی مخزنی در طی پرمین در منطقه خلیج فارس نهشته شده است. سازند دالان نشانگر رخساره‌های کربناتی ردیف‌های پرمین بالایی زاگرس است. برش الگوی این سازند با ۷۴۸ متر ضخامت، متعلق به چاه شماره (۱) کوه سیاه است. بهترین رخنمون سطحی آن با ۶۳۸ متر ضخامت، در کوه سورمه (۱۱۰ کیلومتری جنوب شیراز) برونزد دارد (ربانی، ۱۳۹۲).

سازند دالان در شرایط رسوبی ثابتی انباشته نشده و لذا در نواحی گوناگون رخساره‌های سنگی متفاوتی دارد. رخساره‌های سازند دالان را می‌توان به انواع زیر تقسیم کرد (شکل ۲-۳):

الف-رخساره کربناتی محدود همراه با سنگ‌های تبخیری: این رخساره که معرف ویژگی‌های عمومی برش الگو است به ویژه در نواحی فارس و لرستان گسترش دارد و نشانگر محیط‌های کم انرژی تا انرژی متوسط است. در این نواحی سازند دالان شامل سه عضو زیر است:

الف-۱- عضو کربناتی پایینی (۲۵۰ تا ۳۰۰ متر ضخامت)، شامل سنگ آهک‌های دولومیتی و دولومیت با روزنداران کوچک و جلبک است. این بخش دو افق انیدریتی به نام‌های A و B دارد.

الف-۲- عضو تبخیری نار (۸ تا ۲۲۷ متر ضخامت)، شامل انیدریت‌های ضخیم لایه در تناوب با دولومیت‌های ائولیتی و انیدریتی است. از فارس به سمت زاگرس مرتفع، بخش تبخیری نار ابتدا به سنگ آهک تبخیری و سپس به لایه‌های کربناتی تغییر رخساره می‌دهد.

الف-۳- عضو کربناتی بالایی (حدود ۳۰۰ متر ضخامت)، شامل سنگ آهک‌های ائولیتی در پایین و سنگ آهک‌های میکریتی و دولومیت در بالا است. دو ویژگی مهم عضو کربناتی بالایی تخلخل بسیار زیاد (که سبب شده تا این عضو سنگ مخزن ذخایر گازی باشد) و داشتن افق‌های متعدد انیدریتی (که به ضخیم‌ترین آن‌ها افق C نام داده شده است) می‌باشد.

ب-رخساره‌های کربناتی ساحلی-دریای آزاد: در زاگرس مرتفع، سازند دالان (با حدود ۱۰۰۰ متر ضخامت)، رخساره کربناتی محض دارد و شامل ردیف‌هایی از سنگ آهک، آهک دولومیتی و دولومیت است که لایه‌بندی آن از متوسط تا توده‌ای تغییر می‌کند. عدسی‌ها و گرهک‌های چرت در بخش میانی

و بالایی این ردیف‌ها وجود دارد. در قلعه کوه و اشترانکوه فراوانی مرجان‌ها، لاله‌وشان، جلبک‌ها، بازوپایان و روزنه‌داران، نشانگر رخساره‌های کربنات‌های آلی ساحلی است. ولی، در کوه‌های گهکم و فراقان، بازوپایان و جلبک، بیانگر رخساره‌های کربنات‌های دریای آزاد با انرژی متوسط تا کم می‌باشد.

ج-رخساره‌ی کربنات‌ی -آواری نزدیک ساحل: در کوه دنا؛ سازند دالان اغلب شامل آهک است. وجود یک بخش آواری سبب شده تا در این ناحیه سازند دالان قابل تقسیم به سه عضو سنگ آهک پایینی، ماسه سنگ میانی دارای فسیل گیاهی و دولومیت بالایی باشد. سه عضو یاد شده می‌تواند نشانگر عضوهای سه گانه برش الگو باشند. ولی در این نواحی، عضو تبخیری نار با ردیف‌های ماسه سنگی جایگزین شده است.

مرز زیرین آن سازند آواری فراقان می‌باشد. در بسیاری از نواحی زاگرس یک دگرشیبی در مرز پرمین و تریاس قابل شناسی است.

۲-۶- سازند کنگان-دوره تریاس (دوران مزوزوئیک)

سازند کنگان به عنوان عضوی از سازندهای گروه دهرم، نام خود را از روستایی در استان فارس و نزدیکی خلیج فارس گرفته است. این سازند از نظر لیتولوژی شامل سنگ آهک، دولومیت، انیدریت و لایه‌های نازک شیلی به ترتیب از پایین به بالا می‌باشد.

رخساره‌های سنگی این سازند گویای آن هستند که توالی رسوبات در تریاس پایینی عمدتاً شامل سنگ آهک با لایه‌های نازکی از انیدریت است و با شیل خاتمه می‌یابد. سازند کنگان اولین پیشروی دریایی تریاس را در زاگرس و شمال ناحیه خلیج فارس نشان می‌دهد. در تریاس میانی و بالایی نیز توالی و تجمع انیدریت و دولومیت وجود دارد. الگوی رسوبگذاری مربوط به رسوب‌گذاری دولومیت آب‌های کم عمق در شمال شرقی حوضه زاگرس و رسوبات از نوع سب‌خا در جنوب غربی ایران و خلیج فارس می‌باشد. به سمت شبه جزیره عربستان، حوضه با کم‌عمق شدگی کلی روبرو می‌باشد.

چرخه‌های رسوب‌گذاری مختلفی در سکانس تریاس در حوضه‌ی زاگرس ملاحظه می‌شود، که هر کدام با کربنات‌های محیط کم عمق شروع و با انیدریت‌های سبخایی پایان می‌پذیرد. رسوبات تریاس در حوضه زاگرس از دو لایه نازک تشکیل شده‌اند که به وسیله یک لایه ضخیم از یکدیگر جدا شده‌اند. این نازک شدگی به علت بالاآمدگی بیشتر در حوضه‌ی مربوطه بوده است. گاهی اوقات این مسئله به دلیل عدم رسوب‌گذاری لایه تریاس پایینی و قطع شدن به وسیله دگرشیبی قبل از ژوراسیک اتفاق می‌افتد (ربانی، ۱۳۹۲). ضخامت سازند کنگان در نقاط مختلف از ۱۵۰ تا ۲۵۰ متر متغیر بوده و شامل سه رخساره عمده زیر است (شکل ۲-۴):

۱. رخساره کربنات تمیز

۲. رخساره‌های رسی قاعده‌ای و رخساره شیلی

۳. رخساره تبخیری کربناته

این سازند به صورت دگرشیبی بر روی سازند دالان و زیر سازند دشتک قرار دارد (شکل ۲-۳). ضخامت سازند کنگان در چاه‌های حفاری شده در خلیج فارس متفاوت است. این گروه از مهم‌ترین مخازن گازی کشور بوده و بالغ بر ۸۰ درصد دخیل گازی کشور در این مخازن قرار دارند.

Era/Them	System	Series	FORMATION		LITHOLOGY	PET. PLAY
MESOZOIC	TRIASSIC	Lower	Dashtak	L. Sudair	Shale and Clay with Dolomitic Intercalations	Seal
				Aghar Mbr	Shale	
			Kangan	Kangan Mbr	Shale	Gas
				K1	Dolomite + Anhydrite Anhydrite + Dolomite	
				K2	Dolomite Limestone	
			U-Dalan	K3	Anhydrite + Dolomite Anhydrite	Gas
PALEOZOIC	PERMIAN	Lopingian		K4	Dolomite Limestone Anhydrite + Dolomite	
		Guadalupian	Nar Mbr		Anhydrite	
			L-Dalan	K5	Limestone + Dolomite	
		Cisuralian	Faraghan		Sandstone. Shale and Partly Limestone Basal Conglomerate	? Gas

شکل (۳-۲): ستون چینه شناسی سازند کنگان و دالان در خلیج فارس (Alsharhan and Nairn, 1989)

۷-۲- سازند کژدمی-دوره کرتاسه میانی (دوران مزوزوئیک)

سازند کژدمی شامل سنگ آهک آمونوئیدی و بیتومینی تیره رنگ 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 سازند داریان زیرین در اغلب میادین به وجود می‌آورد. سازند کژدمی یکی از مهم‌ترین سنگ منشأهای هیدروکربنی جنوب ایران است.

مقطع نمونه این سازند در تنگه گورگودا در ۱۰ کیلومتری گچساران قرار گرفته است. در این ناحیه، سازند کژدمی شامل ۲۱۰ متر شیل بیتومینی تیره با سنگ آهک رسی است. در قسمت پایینی سازند، افق‌های گلوکونیت‌دار و اکسیده، مخصوصاً در ۹۱ متر پایینی دیده می‌شود. در ۳۰ متر پایینی ناحیه

اکسیدی آهن‌دار قرمز رنگی وجود دارد که یک وقفه زمانی را نشان می‌دهد. در مقطع نمونه میکروفسیل‌ها اغلب پلاژیک هستند.

سازند کژدمی در ناحیه فارس گسترش دارد اما در مرکز و جنوب غربی لرستان به شیل سیاه و سنگ آهک دریایی گرو تبدیل می‌شود. رسوبات کژدمی در خلال افزایش سطح دریا در یک محیط کم انرژی نهشته شده و به عنوان منشأ منطقه‌ای هیدروکربن در قسمت‌های شرقی خلیج فارس و جنوب غربی ایران می‌باشد.

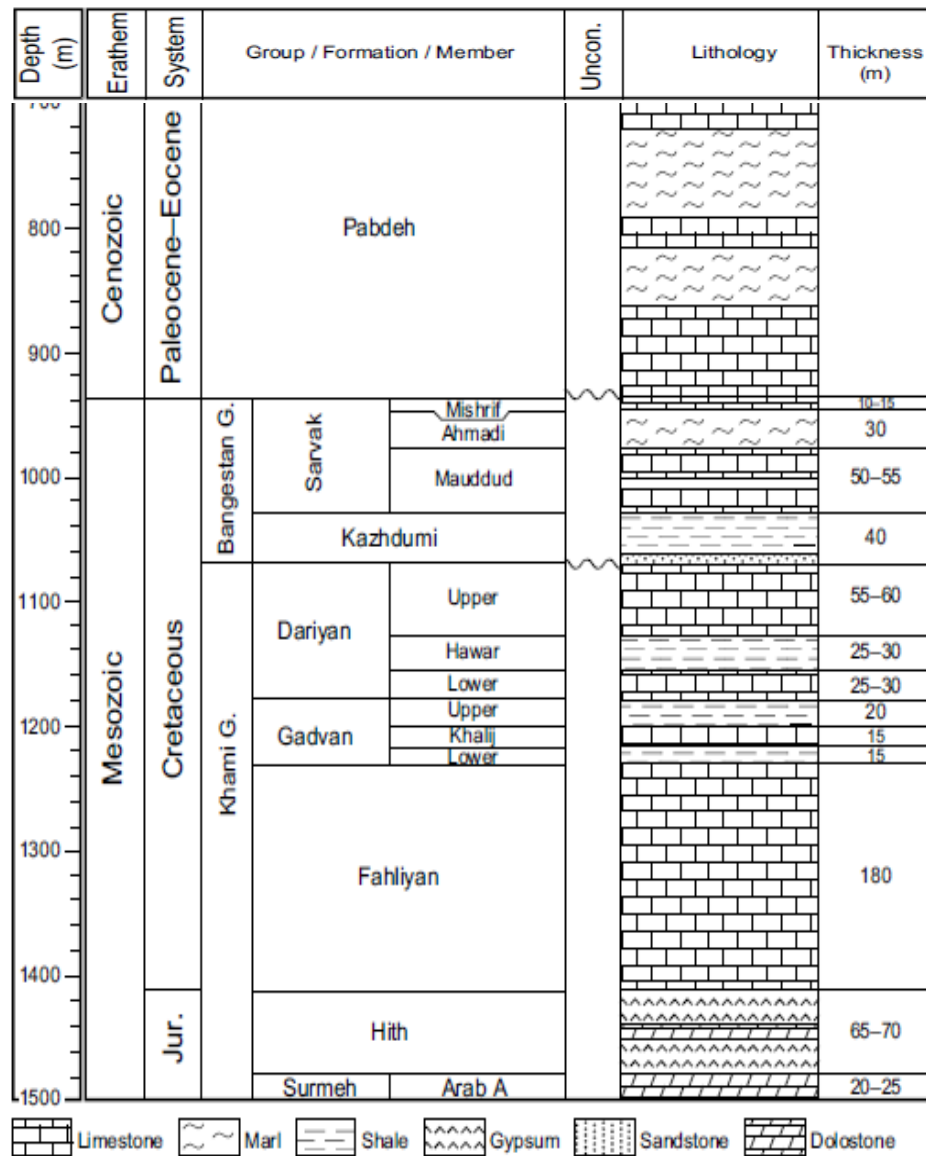
سازند کژدمی در ناحیه خلیج فارس به ۵ عضو تقسیم شده است. عضوها از پایین به بالا شامل عضو ماسه‌ای A، ماسه‌ای B، ماسه‌ای C و سنگ آهک و کژدمی بالایی می‌باشد. وجود رس و سیلت زیاد در عضو ماسه‌ای C رسوبگذاری در شرایط آرام را نشان می‌دهد. علاوه بر آن، لایه‌هایی از شیل سیاه نیز در وجود دارد (ربانی، ۱۳۹۲).

آلبین یکی از مهم‌ترین زمان‌ها در استراتیگرافی مزوزوییک خلیج فارس اشغال کرده است و فرکانس تغییرات تکتونیکی در آن بالا است. با پایین آمدن سریع آب دریا در آلبین بالایی، رسوبگذاری کژدمی و بورگان بر روی داریان و کربنات شعیبا شروع شده است (شکل ۲-۴).

در قسمت‌های عمیق‌تر حوضه که وقفه 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 می‌شود.

در میادین دریایی ایران مثل میدان درود، این سازند شامل شیل-مارن و سنگ آهک است که در محیط غالباً ساحلی نهشته شده است. اگرچه که ماسه سنگ نازک لایه نیز ممکن است وجود داشته

باشد. در میدان سروش میزان ماسه افزایش قابل توجهی می‌یابد. در این مکان ۴۰ متر از رخساره ماسه‌ای بین واحد شیل-سنگ آهک پایینی و بالایی قرار دارد (ربانی، ۱۳۹۲).



شکل (۲-۴): ستون چینه شناسی واحد سنگی در خلیج فارس و وضعیت سازند کژدمی (Rahmani et al., 2010)

فصل سوم:

ژئوشیمی آلی و ویژگی‌های شیل‌های

گازی

۳-۱- مقدمه

تجمع مواد هیدروکربنی به صورت اقتصادی در سنگ مخزن منوط به وجود عوامل متعددی است. به

طور کلی وجود پنج عامل زیر برای تجمع اقتصادی نفت ضروری است (رضایی، ۱۳۸۷):

۱. سنگ منشأ بالغ که تولید هیدروکربن کرده باشد،

۲. سنگ مخزن که بتواند هیدروکربن را داخل خود ذخیره کند،

۳. مهاجرت هیدروکربن بین سنگ منشأ و سنگ مخزن عملی باشد،

۴. پوش سنگ ناتراوا که از خروج نفت از داخل سنگ مخزن جلوگیری کند و

۵. تله نفتی که در آن نفت به صورت اقتصادی متمرکز گردد

اگر شرایط مرتبط با یکی از این پارامترها در یک حوضه رسوبی مهیا نشده باشد، احتمال ایجاد تجمع

اقتصادی را به صفر میل می‌دهد. با استفاده از داده‌های ژئوشیمی آلی سطحی و یا زیر سطحی می‌توان

به حضور سنگ منشأهای مؤثر در حوضه‌ی رسوبی مورد اکتشاف پی‌برد.

در سیستم شیل‌های گازی، گاز تولیدی از انواع پیوسته بیوژنیک، ترموژنیک و یا ترکیبی از این دو

می‌باشد که با ویژگی‌هایی مانند اشباع گستره‌ی گاز، سنگ‌پوش‌هایی با لیتولوژی‌های متنوع و در

نهایت فواصل نسبتاً کوتاه مهاجرت هیدروکربن، شناخته می‌شوند. شیل گازی ممکن است گاز را به

شکل آزاد در شکستگی‌های طبیعی و تخلخل‌های بین دانه‌ای، به شکل جذب شده روی سطح کروژن

و سطوح ذرات رس و یا به صورت حل شده در کروژن و بیتومن ذخیره کرده باشد (Curtis, 2009).

مخازن شیل گازی، سنگ‌های غنی از مواد آلی با نفوذپذیری خیلی پایین (به علت اندازه‌ی بسیار ریز

ذرات و محتویات رس) هستند. مواد آلی موجود در شیل (متان و گاز طبیعی مایع مرتبط با آن) در

سه قسمت ذخیره می‌شود (Curtis, 2009).

۱- در فضا‌های متخلخل خمیره شیل،

۲- روی سطح مواد آلی، و

۳- در شبکه‌ی شکستگی‌های طبیعی همچنین در جایی که اشباع آب و فشار همه جانبه بالاست.

تولید نفت و گاز طبیعی درچنین سنگ‌های بسیار متراکم و دانه‌ریزی، ابتدا موجب فشار در سیال می‌شود که منجر به ایجاد شکستگی داخلی و مهاجرت اولیه هیدروکربن‌ها می‌گردد. در سطوح بالاتر بلوغ حرارتی، شبکه‌ی شکستگی‌های ریز و درشت، بسیار پیشرفت کرده، ذخیره و انتقال گاز را در شیل‌های غنی از کروژن بهبود می‌بخشد (Curtis, 2009). به طور کلی موارد زیر را می‌توان به عنوان عوامل کنترل‌کننده تولید بالای گاز در سیستم‌های شیل گاز را موارد زیر نام برد (Jarvie et al., 2007):

- ۱-تولید بالای گاز توسط ویژگی‌های ژئوشیمیایی سنگ منشأهای شیلی،
- ۲-نگهداری بالای گاز که با خواص سنگ منشأهای شیلی کنترل می‌گردد،
- ۳-سنگ پوش برای توالی‌های شیلی (سنگ‌های منشأ-مخزن) یا تغییرات لیتولوژی بین سازندی در توالی‌های شیلی که بازه‌های سنگ‌پوش و سنگ منشأ-مخزن درونی را تأمین می‌کند، و
- ۴-شکستگی‌های شیل

سیستم‌های شیل گازی جاروی و همکاران (۲۰۰۷) به انواع مختلف زیر دسته‌بندی شده است:

- ۱.شیل‌های با بلوغ حرارتی بالا (مانند شیل بارنت^۲،
- ۲.شیل‌های با بلوغ حرارتی اندک (مانند شیل نیو آلبانی)،
- ۳.سیستم‌های بین سازندی با لیتولوژی ترکیبی (مانند شیل بوسیر^۳ و تگزاس شرقی)، و
- ۴.حوضه‌های ترکیبی که به طور هم‌زمان گاز متعارف و غیرمتعارف تولید می‌کنند (مانند شیل گازی وودفورد^۴ و تجمعات در بستر آنادارکو^۵)

۳-۲-ژئوشیمی و سنگ منشأ نفت

بدون شک بیشترین تأثیر ژئوشیمی آلی در حوضه‌ی اکتشافات نفتی است (به ویژه مناطق دور از دسترس مثل نواحی قطبی، نواحی دور از ساحل). هزینه‌های بسیار بالای عملیات در این مناطق،

² Barnett

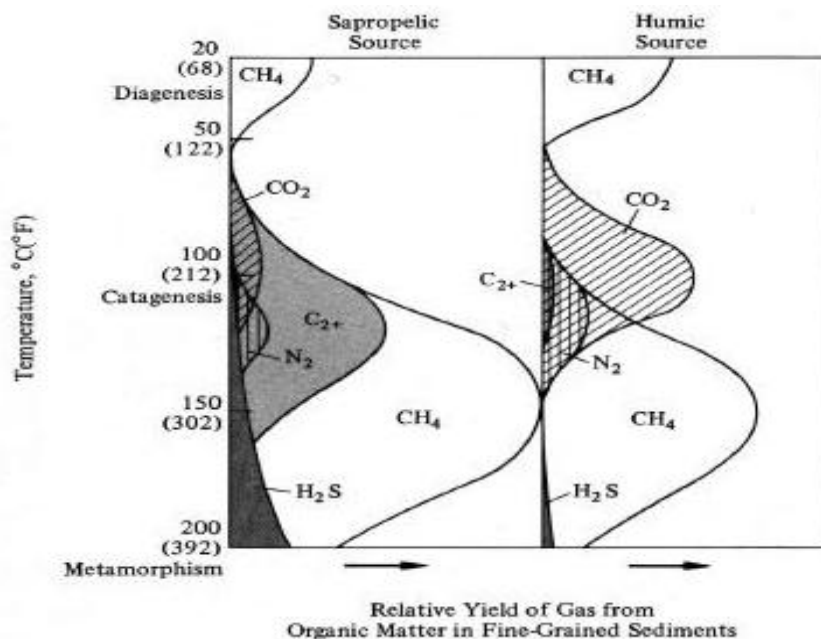
³ Bossier

⁴ Wood ford

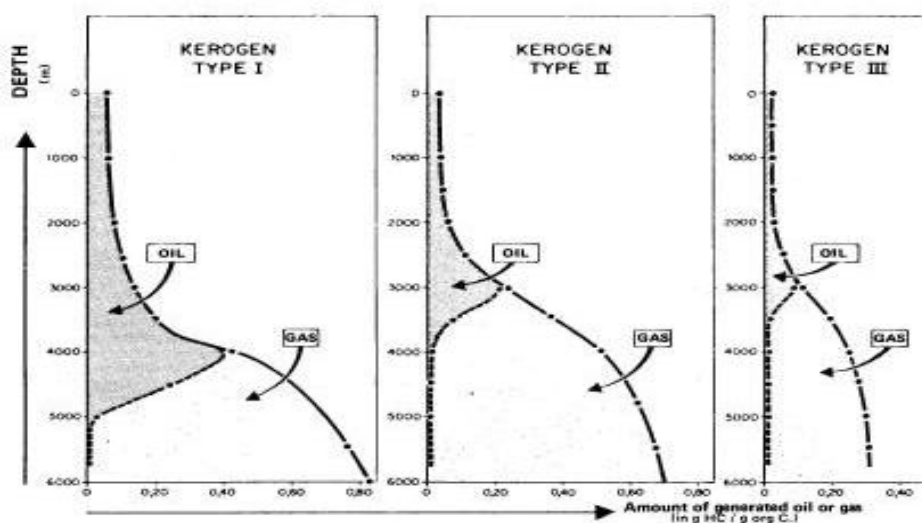
⁵ Anadarko

تعداد محدود چاه‌های اکتشافی و دسترسی به اطلاعات در کمترین زمان ممکن، روش‌های ژئوشیمیایی در تفسیر این امر لازم و ضروری کرده است (Hunt, 1996).

ماده آلی (کروژن) حفظ شده در سنگ‌ها که بر اساس نوع ماسرال‌ها تقسیم‌بندی می‌شوند شامل مواد آلی منشأ گرفته از باکتری و جلبک‌های سبز-آبی (کروژن‌های نوع I)، جلبک‌های سبز دریایی (کروژن نوع II)، یا گیاهان خشکی مناطق مرتفع (محیط‌های قاره‌ای) (کروژن نوع III)، و مواد آلی مجدد رسوب یافته و مشتق شده از سایر کروژن‌ها و به شدت اکسید شده (که کربن مرده یا ماده آلی خنثی نیز نامیده می‌شود (کروژن نوع IV)) هستند (Hunt, 1996). کروژن‌های ساپروپلیک باکتریایی و جلبکی غنی از هیدروژن بوده، در حالی که کروژن‌های هومیک یا چوبی، هیدروژن کمی دارند. همگی کروژن‌های تیپ I و II و III قابلیت تولید متان (گاز طبیعی) را دارا هستند. (شکل ۳-۱). اما کروژن‌های ساپروپلیک ابتدا مقادیر بیشتری هیدروکربن مایع تولید می‌کنند تا کروژن‌های هومیک. که گروه کروژن‌های ساپروپلیک، نفت‌زا و گروه کروژن‌های هومیک، گاززا می‌باشند. کروژن‌های ساپروپلیک می‌توانند دو برابر کروژن‌های هومیک گاز هیدروکربنی از هر گرم ماده آلی تولید نمایند (شکل ۳-۲) (Lewan and Henry, 1999). متان و گازهای مرتبط (گاز ترموزنیک تولید شده در اثر شکست (کراکینگ) حرارتی که از کروژن ساپروپلیک تولید می‌شوند، از نفت باقیمانده (بیتومین) که در اعماق بسیار زیاد بستر مدفون شده، می‌تواند باشد (Lewan and Henry, 1999) (شکل ۳-۳).



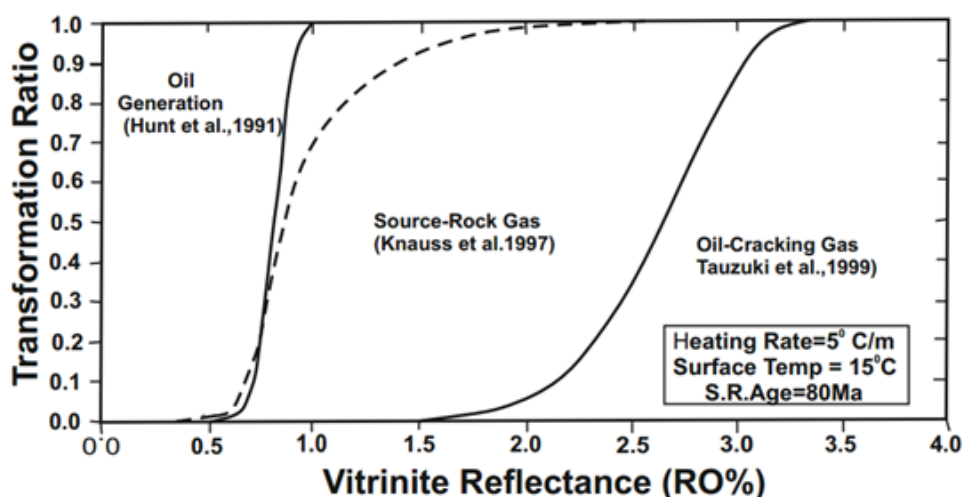
شکل (۳-۱): تولید گاز متان از کروژن‌های ساپروپلیک و هومیک (Hunt, 1996)



شکل (۳-۲): مقدار نفت و گاز تولیدی کروژن‌های مختلف (Roberts and Kirschbaum, 1995)

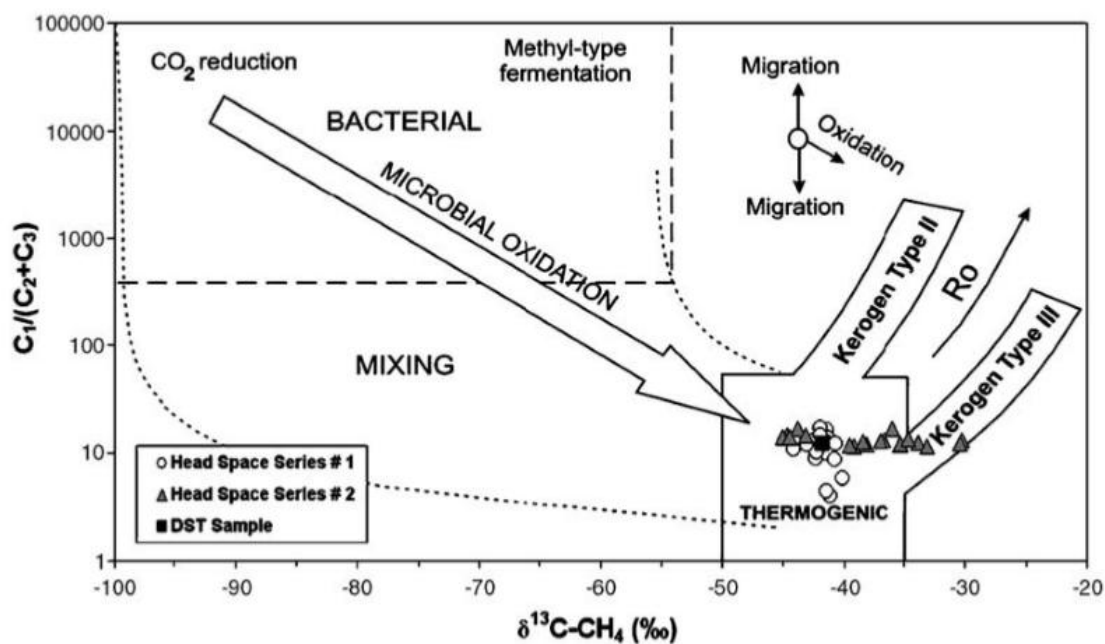
متان در بسترهایی با اعماق بسیار کم در حین تجزیه میکروبی مواد آلی (methanogenesis) و در اعماق بیشتر با بلوغ حرارتی مولکول‌های آلی حاوی هیدروژن تشکیل می‌شوند. میکروب‌هایی که باعث تولید گاز متان بیوژنیک می‌شوند در دمای کمتر از ۴۰-۵۰ درجه سانتی‌گراد زنده می‌مانند (Hunt, 1996) این درحالی است که فرآیند شیمیایی تولید متان ترموژنیک در دمای بیش از ۱۳۵-۱۷۵ درجه سانتی‌گراد اتفاق می‌افتد (Pepper and Corvi, 1995). دو منبع اصلی برای گاز ترموژنیک، بلوغ

سنگ‌های منشأ و شکست در جای نفت در مخازن یا باقیمانده در شیل‌های سیاه می‌باشد (شکل ۳-۳). تولید گاز ناشی از بلوغ حرارتی سنگ منشأ در ضریب انعکاس (R_o) بالای ۰/۵ درصد اتفاق می‌افتد، در حالی که تولید گاز حاصل از شکست نفت در R_o بالای ۱/۶ درصد رخ می‌دهد (شکل ۳-۳).



شکل (۳-۳): منشأ گاز تولیدی مخازن (Pepper and Corvi, 1995)

گاز طبیعی با منشأ میکروبی تقریباً متان خالص است (C_1) و به طور مجازی هیچ گاز هیدروکربنی دیگر به همراه ندارد، اما مقادیر متنوعی از دی‌اکسید کربن در آن وجود دارد (Seewald et al., 1998). به علت انتخاب‌گری متابولیک میکروب‌ها، متان بیوژنیک از نظر ایزوتوپی ($\delta^{13}C$) سبک‌تر از متان ترموژنیک است. همچنین گاز ترموژنیک با بلوغ کم که از شکست اولیه کروژن تولید شده، عمدتاً متان است (Seewald et al., 1998) در مقابل، گاز ترموژنیک بالغ که مرتبط با شروع تولید بیتومین است، از متان به همراه گازهای هیدروکربنی دیگر (C_{2+})، و گازهای غیرهیدروکربنی مانند نیتروژن، هلیوم و سولفید هیدروژن تشکیل شده است. با افزایش بلوغ حرارتی گاز طبیعی مقدار رطوبت کم شده و لذا متان بیوژنیک و ترموژنیک، هر دو گاز خشک بوده، فقیر از اجزای C_{2+} و تنها با ترکیب ایزوتوپی $\delta^{13}C$ شان تشخیص داده می‌شوند (شکل ۳-۴).



شکل (۳-۴): انواع منشأ گاز متان در مخازن (Bernard et al., 1978)

تقریباً ۲۰ درصد متان در تمام گازهای طبیعی تجاری منشأ بیوژنیک دارد. تولید C_1 قبل و بعد از پیک تولید نفت رخ می‌دهد اما CO_2 قبل، همزمان یا بعد از تولید هیدروکربن‌های مایع C_2-C_4 تولید می‌شود (Seewald et al., 1998). تولید گاز محدود به بلوغ حرارتی بالا و پس از تولید نفت نیست. مقادیر قابل ملاحظه از گاز ترموژنیک می‌تواند همزمان با نفت تولید شود (Schenk and Horsfield, 1988). تقریباً ۷۵ درصد گاز سنگ منشأ با پایان تولید نفت، تولید شده است (R_o برابر ۱/۱). با این حال، کروژن و بیتومین در سنگ منشأ در حال بالغ شدن، حفظ می‌شوند که پنجره نفتی را گذرانده و با استرس‌های گرمایی آتی به گاز طبیعی تبدیل می‌شوند (Pepper and Corvi, 1995).

۳-۳-چگونگی ارزیابی مواد آلی موجود در سنگ منشأ

محققین روش‌های گوناگونی را در زمان‌های مختلف برای ارزیابی سنگ‌های منشأ به کار برده‌اند که هر کدام محدودیت‌ها و مزیت‌هایی دارند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵). در زیر به بررسی چند مورد از این روش‌ها پرداخته می‌شود.

روش پیرولیز راک-اول (Rock-Eval Pyrolysis): دستگاه پیرولیز راک-اول، امروزه به طور گسترده در صنعت نفت مورد استفاده قرار می‌گیرد و برای اولین بار در انستیتو نفت فرانسه توسط اسپیتاله و

همکارانش (Espitalie et al., 1985) معرفی گردید. در این روش، ضمن آنالیز نتایج اندازه‌گیری به صورت نمودار ژئوشیمیایی ارائه می‌گردد. هزینه نسبتاً پایین و سرعت آنالیز از مزایای این روش محسوب شود. بر اساس این اطلاعات، نوع ماده آلی، پتانسیل باقی‌مانده نمونه، کل کربن آلی (TOC) و تحول حرارتی ماده آلی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. برای این منظور پودر بدست آمده از خرده حفاری (Cutting)، مغزه (Core) و یا نمونه‌های رخنمون‌های سطح‌الارضی سنگ منشأ (حدود ۱۰۰ میلی گرم پودر نمونه) در شرایط اتمسفر هلیوم با نرخ حرارتی معلوم (۲۵ درجه سانتیگراد در هر دقیقه) تا 600°C حرارت داده می‌شود (شکل ۳-۵). در حین پیرولیز و در اتمسفر فاقد اکسیژن وقایع زیر رخ می‌دهد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵):

الف: هیدروکربن‌های آزاد، مانند نفت و گاز همراه ماده آلی، در دمای حدود 300°C تبخیر می‌شوند. این پدیده حرارت-تبخیر (Thermo-Vaporization) در عرض ۳ دقیقه منتج به تشکیل پیک S_1 می‌شود که آن را با میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ (mgHC/g rock) اندازه‌گیری می‌کنند.

ب: بین درجه حرارت 300°C تا 600°C ، هیدروکربن‌ها و ترکیبات حاوی اکسیژن در اثر شکسته شدن (Cracking) کروژن و ترکیبات سنگین مانند رزین‌ها و آسفالتن‌ها پیک S_2 را بوجود می‌آورند که دلالت بر پتانسیل بالقوه سنگ است. ترکیبات اکسیژن‌دار در دمایی بین 300 الی 390°C تجزیه و منتج به تشکیل CO_2 شده که به صورت پیک S_3 ارائه می‌شوند.

ج: درجه حرارتی ($^{\circ}\text{C}$) که پیک S_2 در آن ایجاد می‌شود، $T_{\max}$ نامیده می‌شود. با افزایش درجه بلوغ ماده آلی، $T_{\max}$ افزایش می‌یابد.

د: کربن آلی باقیمانده (S_4) پس از ثبت پیک S_2 ، از طریق فرآیند اکسیداسیون در 600°C و تحت شرایط اتمسفر هوا (یا اکسیژن) اندازه‌گیری می‌شود. کل کربن آلی (TOC بر حسب درصد) از روی پیک‌های S_1 و S_2 و S_3 محاسبه می‌گردد.

سایر ویژگی‌های قابل محاسبه بر اساس پارامترهای راک-اول عبارتند از:

$$S_1 + S_2 = \text{پتانسیل نفت یا گاز (Genetic Potential)}$$

$S_1 / S_1 + S_2$ = اندیس تولید (PI= Productuon Index)

S_2 / TOC = اندیس هیدروژن (Hydrogen Index=HI) بر حسب mgHC/g TOC

S_3 / TOC = اندیس اکسیژن یا (Oxygen Index=OI) بر حسب mg CO₂/g TOC

محدودیت‌های روش پیرولیز راک-اول: اگر TOC در محدوده صفر الی ۱/۵ باشد، بایستی متوجه اثرات ماتریکس کانی (Mineral Matrix Effect) باشیم. وجود کانی‌هایی نظیر اسمکتیت و ایلیت سبب آن می‌شود که هیدروکربن‌های تولید شده در اثر شکست شدن کروژن، به وسیله سطوح کانی‌های رس جذب شوند. در نتیجه در چنین شرایطی اندیس هیدروژن (HI) کاهش یافته و اندیس اکسیژن (OI) افزایش می‌یابد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).



شکل (۳-۵): دستگاه پیرولیز راک-اول (پژوهشگاه صنعت نفت تهران).

روش کروماتوگرافی گازی (Gas chromatography): کروماتوگرافی گازی معمولاً بروی هیدروکربن‌های اشباع بیتومین و نفت انجام می‌گیرد. اجزای تشکیل‌دهنده یک کروماتوگرام گازی

عبارت از آونی است که در آن یک ستون مارپیچ به طول حدود ۵۰ متر تعبیه شده است. یک سر ستون به محفظه تزریق وصل است که از طریق آن بخش هیدروکربن اشباع به وسیله سرنگ تزریق می‌گردد و توسط گاز هلیوم به حرکت در می‌آید. در بخش انتهایی ستون، ترکیبات خارج شده از ستون توسط آشکارساز دستگاه (Detector) شناسایی و میزان ترکیبات مذکور بر اساس غلظت (یا شدت) به صورت پیک ثبت می‌شوند. هر کدام از این پیک‌ها معرف یک ترکیب با تعداد اتم کربن معین است. در حین آنالیز کروماتوگرافی، جریان گاز هلیوم سبب تبخیر و رانده شده مولکول‌ها به بخش انتهایی ستون می‌شود. سرعت عبور مولکول‌های اشباع بستگی به زمانی دارد که در طی آن یک مولکول معین در حالت فاز گازی یا مایع باشد. مولکول‌های سنگین معمولاً کندتر از مولکول‌های سبک حرکت می‌کنند. همچنین مولکول‌های قطبی کندتر از غیرقطبی‌ها حرکت می‌کنند. لذا برای شناسایی ترکیبات معمولاً از مقایسه زمان خروج (Retention Time) و یک استاندارد معتبر استفاده می‌گردد. برای تعیین کمیت ترکیبات، ارتفاع پیک‌ها (زمانیکه کلیه پیک‌ها همسان باشند) یا سطح زیر پیک را اندازه‌گیری می‌کنند.

معمولاً ترکیباتی که تعداد کربن آن‌ها کمتر از ۱۰ است، به وسیله دستگاه تبخیر (Rotary Evaporator)، بخار می‌شوند. ترکیباتی که اتم کربن آن‌ها بین ۱۰ و ۱۵ است، به صورت بخشی خارج می‌شود. به همین علت کروماتوگرام بیتومین را عمدتاً هیدروکربن‌های C_{15+} تشکیل می‌دهند. در حالی که در کروماتوگرام نفت ترکیبات کمتر از ۱۵ اتم کربن نیز وجود دارد (شکل ۳-۶).



شکل (۳-۶): دستگاه کروماتوگراف گازی (پژوهشگاه صنعت نفت تهران)

به طور کلی کروماتوگرافی گازی هیدروکربن‌های اشباع اطلاعات بسیار مفیدی را در ارتباط با توزیع آلکان‌های نرمال و ایزوپروپنویدها فراهم می‌سازد. همچنین در برخی از موارد این روش قادر است، اطلاعات سودمندی را در مورد استران‌ها و تری‌تریان‌ها (بیومارکرهای مهم در ارزیابی سنگ مادر و تطابق آن با نفت) در اختیار قرار دهد (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).

روش کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرم (Gas chromatography-Mass Spectrometry): در

این روش دستگاه کروماتوگراف گازی به دستگاه طیف‌سنج جرمی مرتبط است. دستگاه کروماتوگراف گازی به منظور تفکیک ترکیبات هیدروکربن‌های اشباع قبل از ورود به طیف‌سنج جرمی استفاده می‌شود. در دستگاه طیف‌سنج ترکیبات مذکور از طریق بمباران الکترونی به صورت یون‌های دارای بار مثبت و منفی در می‌آیند. نسبت جرم به بار (m/z) متفاوت آن‌ها به وسیله چهار قطبی (Quadrupole) یا میدان مغناطیسی مجزا شده و یون‌های تفکیک شده در بخش آشکارساز دستگاه شناسایی و غلظت آن‌ها به صورت پیک ثبت می‌شود. اهمیت بسیار ویژه روش GC-MS (کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی) در مطالعه نشانه‌های زیستی است. نشانه‌های زیستی در واقع اسکلت‌های کربن یا آثار مولکولی ماده آلی اولیه است که بدون تغییر پس از گذشت سال‌ها در رسوبات و نفت باقی می‌مانند (شکل ۳-۷). امروزه از دستگاه GC-MS به عنوان یک ابزار بسیار قدرتمند در مطالعه نشانه‌های زیستی شاخص محیط رسوبی، ارزیابی درجه پختگی ماده آلی و نفت،

آبشویی، تجزیه یا تخریب میکروبی، تطابق نفت با نفت و نفت با سنگ منشأ بهره می‌گیرند (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵).



شکل (۳-۷): دستگاه کروماتوگراف گازی-طیف‌سنج جرمی (پژوهشگاه صنعت نفت تهران)

۳-۴- بررسی جامع شیل بارنت به عنوان مدل ارزیابی شیل‌های گازی

سیستم‌های شیل گازی بارنت دارای پنج پارامتر (C_{20} ، T_{max} Base Ro، Dry Gas، Ro، TR) ژئوشیمیایی می‌باشد، که طیف وسیع و متنوع این پارامترها در مخازن غیرمتعارف امری طبیعی است. هنگامی که این پارامترها فراتر از آستانه کمینه بشود، چشم‌اندازها برای گسترش یک منبع گازی تجاری افزایش می‌یابد. سیستم شیل بارنت نسبت به شیل‌های دیگر پتانسیل بهتری را در جهان نشان می‌دهد. شیل بارنت یکی از شناخته‌ترین حوضه‌های شیل گازی در دنیا است و از آنجاییکه مطالعات کاملی روی این حوضه صورت گرفته و منتشر شده می‌تواند الگوی مناسبی جهت مقایسه باشد.

حوضه‌های شیل گازی با در نظر گرفتن نوع گاز و ویژگی‌های سیستمی شناسایی می‌شوند. در میدان گاز نیوارک^۶ که در حوضه فورت‌ورث^۷ تگزاس قرار دارد، گاز ترموژنیک از شیل با تخلخل بالا و

^۶Newark East

نفوذپذیر پایین تولید می‌شود. سیستم شیل‌گازی بارنت، با یک سیستم منشأ-مخزن، به علت داشتن ویژگی‌های زیر مقدار زیادی گاز تولید می‌کند:

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

۲. شکست اولیه کروژن و شکست ثانویه نفت حفظ شده،

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

۴. تخلخل ناشی از تجزیه مواد آلی، و

۵. ترکیب کانی‌شناسی شکننده

جاروی و همکاران (Jarvie et al., 2007) تعداد زیادی نمونه از این شیل بارنت (۳۱۵ نمونه مغزه، ۴۸۸ نمونه خرده سنگ و ۶ نمونه سطحی از ۸ مکان مختلف در حوضه فورت‌ورث) مورد بررسی قرار دادند. در این بررسی مقادیر چند پارامتر جدید شامل R_o بدست آمده بر اساس T_{max} (معادله ۱-۳)، نفت اولیه موجود در سنگ و پتانسیل تولید اولیه محاسبه شده است. با توجه به مقادیر HI و T_{max} متوسط نمونه‌ها، در مراحل مختلف نابالغ، بلوغ حرارتی و کم‌بالغ، پنجره نفتی و پنجره گازی قرار دارند.

$$R_o \text{ from } T_{max} = 0.0180 T_{max} - 7.16 \quad \text{معادله (۱-۳)}$$

با افزایش بلوغ حرارتی HI زمان حال (HI_{pd}) (Present day)، کمتر از HI_o می‌شود و HI_{pd} گوبای نوع کروژن نخواهد بود (Jarvie et al., 2007) برای این منظور محاسبه HI_o بر اساس تیپ بصری کروژن و استفاده از میانگین HI_o برای چهار نوع کروژن (مطابق معادله (۲-۳)) بدست می‌آید:

$$HI_o = \left(\frac{\%type I * 750}{100} \right) + \left(\frac{\%type II * 450}{100} \right) + \left(\frac{\%type III * 125}{100} \right) + \left(\frac{\%type IV * 50}{100} \right) \quad \text{معادله (۲-۳)}$$

نسبت تبدیل (TR_{HI}) (Transformation ratio)، برابر است با تغییرات در مقدار HI_o از ابتدا تا زمان حال (HI_{pd}) که رابطه‌ی ارائه شده توسط (Jarvie et al., 2007) مطابق روابط (۳-۳) تا (۵-۳) است.

$$PI_o = 0.02(PI_{pd}) \quad \text{معادله (۳-۳)}$$

$$TR_{HI} = 1 - \frac{HI_{pd}[1200 - HI_o(1 - PI_o)]}{HI_o[1200 - HI_{pd}(1 - PI_{pd})]} \quad \text{معادله (۴-۳)}$$

$$Dry\ gas = \frac{C_1}{C_2 + C_3} * 100 \quad \text{معادله (۵-۳)}$$

محتوای بالای گاز در شیل بارنت به علت حجم هیدروکربن‌های تولید شده، بلوغ حرارتی و حفظ بخشی از هیدروکربن‌های مایع برای شکست‌های بعدی به گاز است. جایی که بلوغ شیل بارنت پایین‌تر است، نرخ جریان گاز نیز کمتر است (جدول ۱-۳) نرخ جریان گاز پایین به دو علت پایین‌تر بودن حجم گاز و یا حضور سیالات هیدروکربنی باقیمانده که گلوگاه‌های فضای متخلخل را مسدود می‌کنند، می‌تواند باشد. بنابراین بلوغ حرارتی در شیل گازی یک پارامتر کلیدی است (جدول ۱-۳). دو روش تعیین بلوغ حرارتی بصری و شیمیایی را بایستی برای این امر بررسی کرد. تعیین انعکاس ویتترینایت نمود بصری و ارزیابی شیمیایی بر اساس T_{max} راک-اول، ترکیبات هیدروکربنی باقیمانده، ترکیب گاز و ایزوتوپ کربن (وقتی که در دسترس باشد) است (Jarvie et al., 2007).

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٪ و پنجره گاز خشک به مقادیر ۹۰٪ احتیاج دارد (جدول ۱-۳). شیل‌هایی که کروماتوگرافی گازی دارای پارافین بیش از C_{20} یا ترکیبات پیچیده‌ی حل

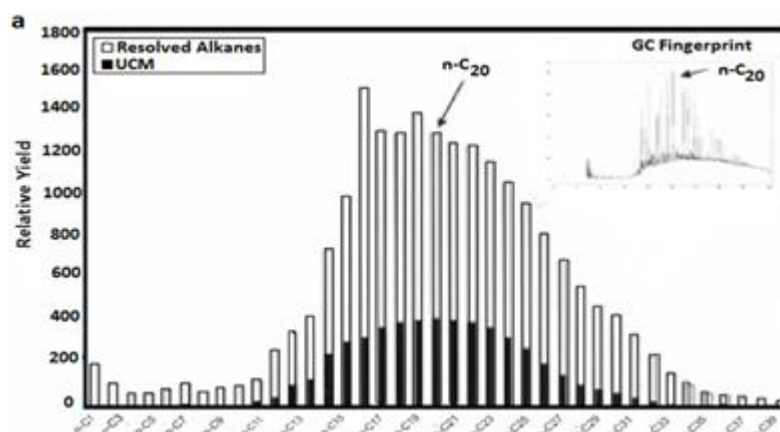
نشده بزرگتر (UCM) هستند نسبت به شیل‌های با محتوای هیدروکربن باقیمانده حداکثر C_{20}

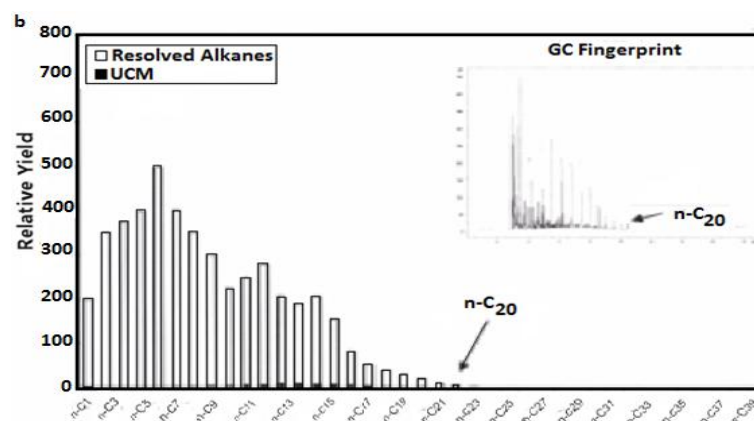
(بدون UCM)، نرخ جریان گازی بسیار کمتری دارند (Jarvie et al., 2007) (شکل ۳-۸).

بلوغ حرارتی به دست آمده از روش‌های شیمیایی و بصری را می‌توان با استفاده از منحنی‌های معمولی و عنکبوتی، با سایر پارامترهای بلوغ مقایسه کرد. برای شیل بارنت طیفی از مقادیر بهینه بلوغ برای رسیدن به نرخ جریان اقتصادی نشان داده شده‌اند. منحنی ریسک بلوغ که اصلاح شده مدل جاروی و همکاران (۲۰۰۷) است، ابزار ساده‌ای برای مقایسه پارامترهای مختلف بلوغ و کاربرد آن‌ها برای ارزیابی اقتصادی اولیه‌ی سیستم‌های شیل گازی با نفوذپذیری پایین مانند شیل بارنت به شمار می‌رود (شکل ۳-۹). در این منحنی دو محدوده متمایز قابل تشخیص است. بخشی بیانگر پایین‌ترین نرخ جریان گاز در یک سیستم شیل گازی است (محدوده‌ی 1 Oryx) و بخش دیگری بیشترین پتانسیل و نرخ جریان (محدوده‌ی 2 MEC) داشته و دارای پتانسیل اقتصادی است.

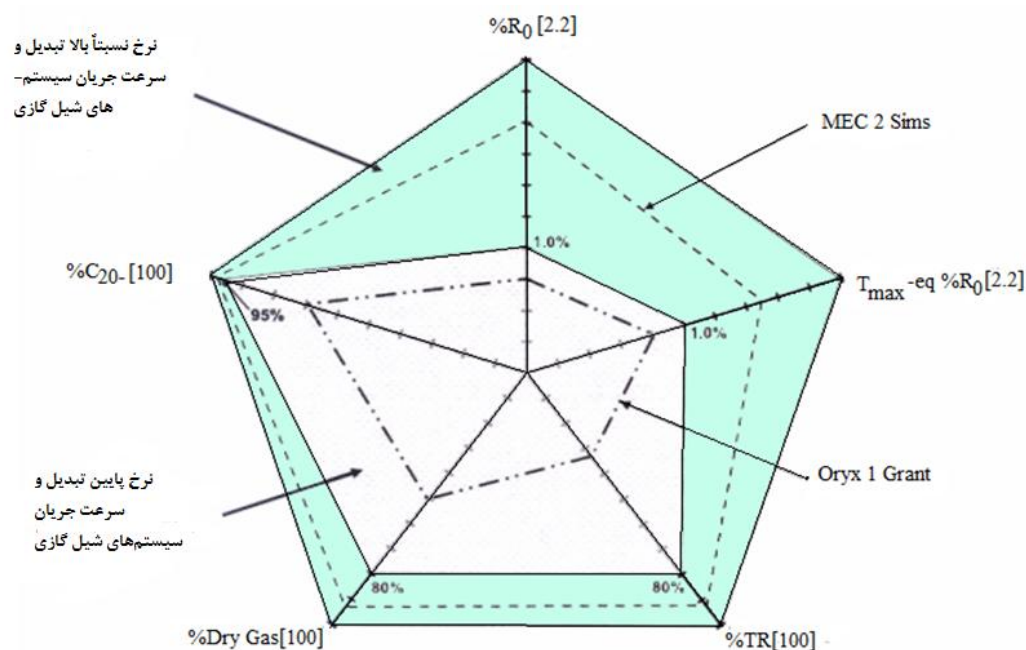
جدول (۳-۱): حداقل و حداکثر مقادیر پارامترهای بلوغ تجمعات گازی شیل بارنت (Jarvie et al., 2007)

	R_o (%)	T_{max} (%)	TR_{HI} (%)	HI_{pd} (mgHC/g TOC)	Dry Gas (%)	C_{20+} (%)
Minimum	1.00	455	80	76-100	80	5
Better	1.20	465	90	50-75	90	3
Best	1.40	475	95	<50	95	1





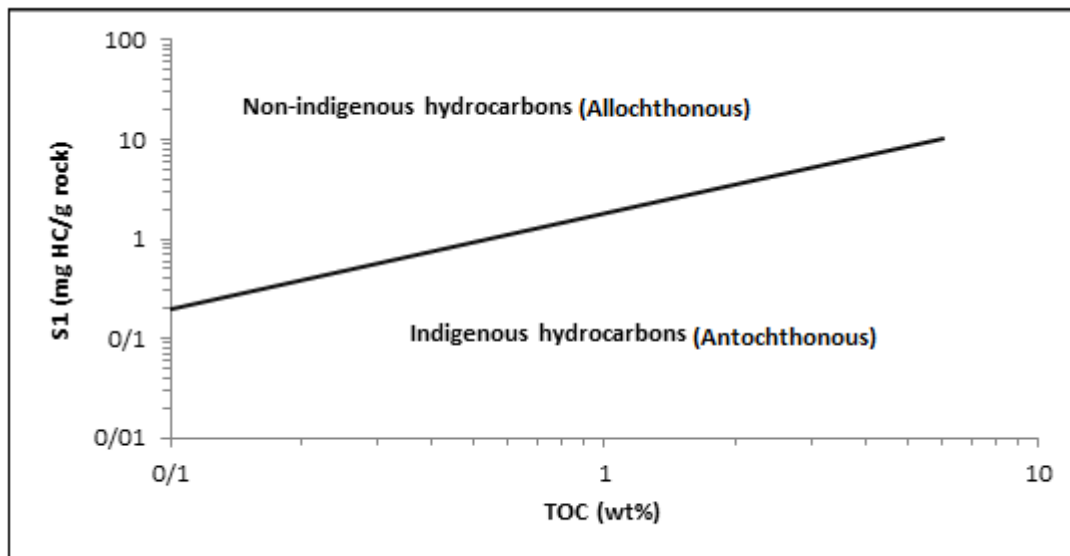
شکل (۳-۸): گاز کروماتوگرافی و اثر انگشت شیل بارت در (a) پنجره نفتی و (b) پنجره گازی (Jarvie et al., 2007)



شکل (۳-۹): ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز (بر اساس ارزیابی بصری و شیمیایی) (Jarvie et al., 2007)

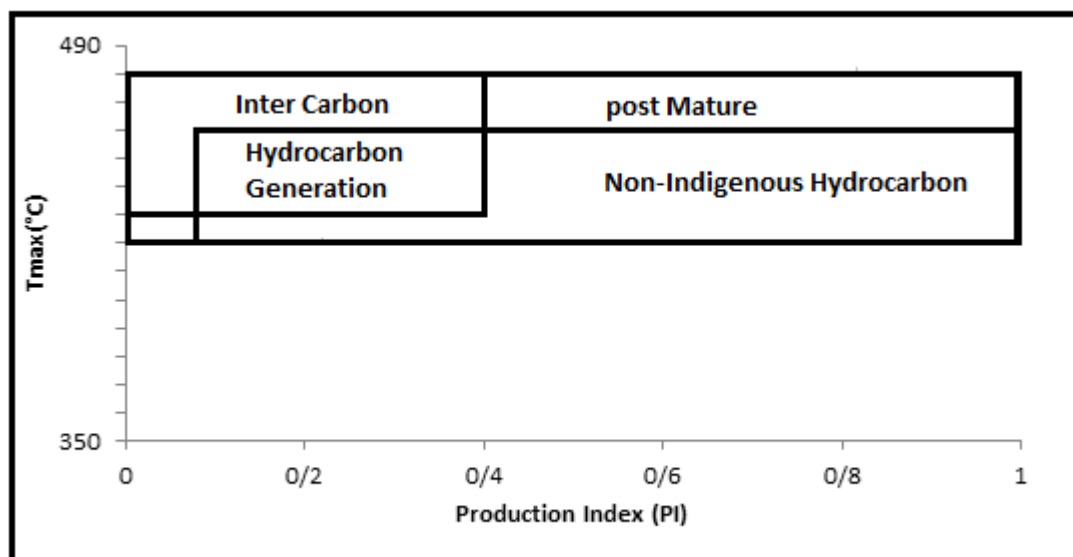
۳-۵- نمودارهای کاربردی ارزیابی سنگ منشأ

بررسی میزان هیدروکربن‌های آزاد (S_1) موجود در نمونه‌های خرده حفاری در مقابل کل مواد آلی (TOC) می‌تواند نشان‌دهنده آغشتگی یا عدم آغشتگی نمونه‌ها به هیدروکربن جابجا شده باشد. این ارتباط نشان می‌دهد که در نمونه‌های بررسی شده، هیدروکربن در همین سنگ منشأ ایجاد شده‌اند و یا اینکه از سایر سنگ منشأها به این نمونه‌ها مهاجرت نموده‌اند (شکل ۳-۱۰).



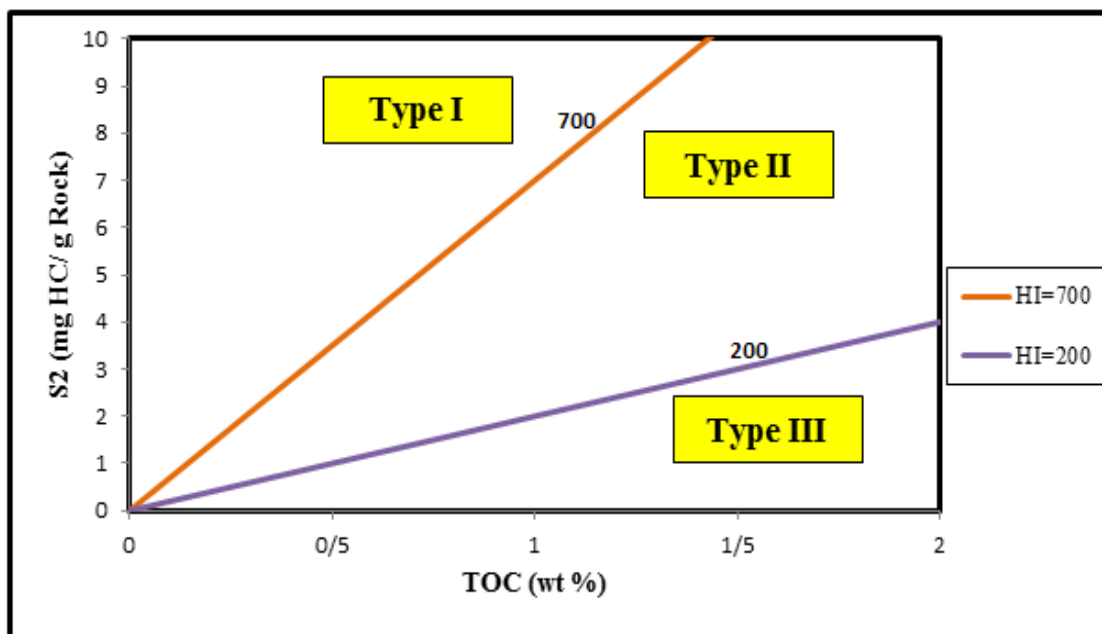
شکل (۳-۱۰): S1 بر حسب TOC (Hunt, 1996)

به منظور ارزیابی بلوغ نمونه‌ها در چه محدوده‌ای (رده‌بندی آن‌ها به عدم بلوغ، بالغ، فوق بالغ)، از نمودار شاخص تولید یا پتانسیل هیدروکربن‌زایی نمونه‌ها در مقابل T_{max} کمک گرفته می‌شود (شکل ۳-۱۱).



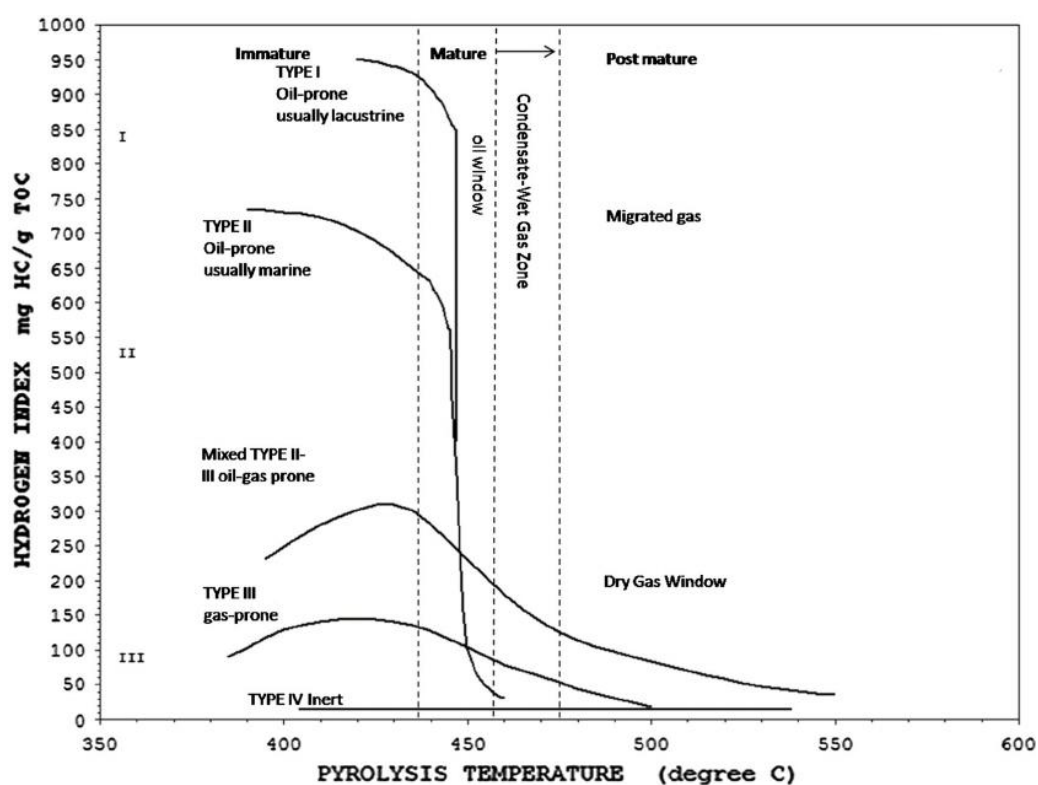
شکل (۳-۱۱): T_{max} بر حسب PI (Yalcin et al., 2006)

جهت تعیین تیپ کروژن (I, II, III) نمونه‌های سازند می‌تواند از نمودار تغییرات S_2 در برابر TOC کمک گرفت (شکل ۳-۱۲).



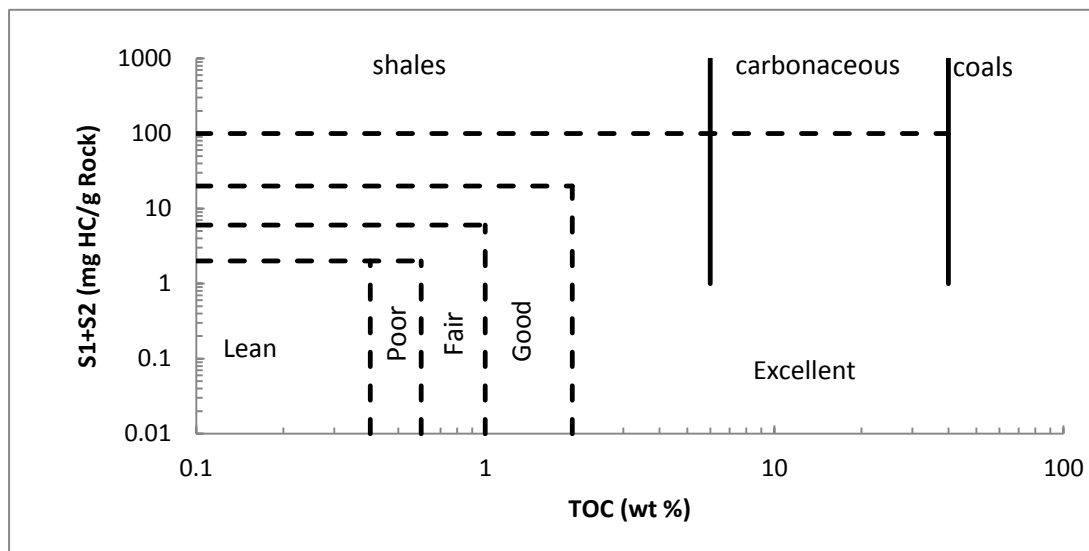
شکل (۳-۱۲): S₂ بر حسب TOC (Langford and Blanc-Valleron, 1990)

جهت ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن می‌توان از بررسی T_{max} در مقابل HI استفاده نمود (شکل ۳-۱۳).



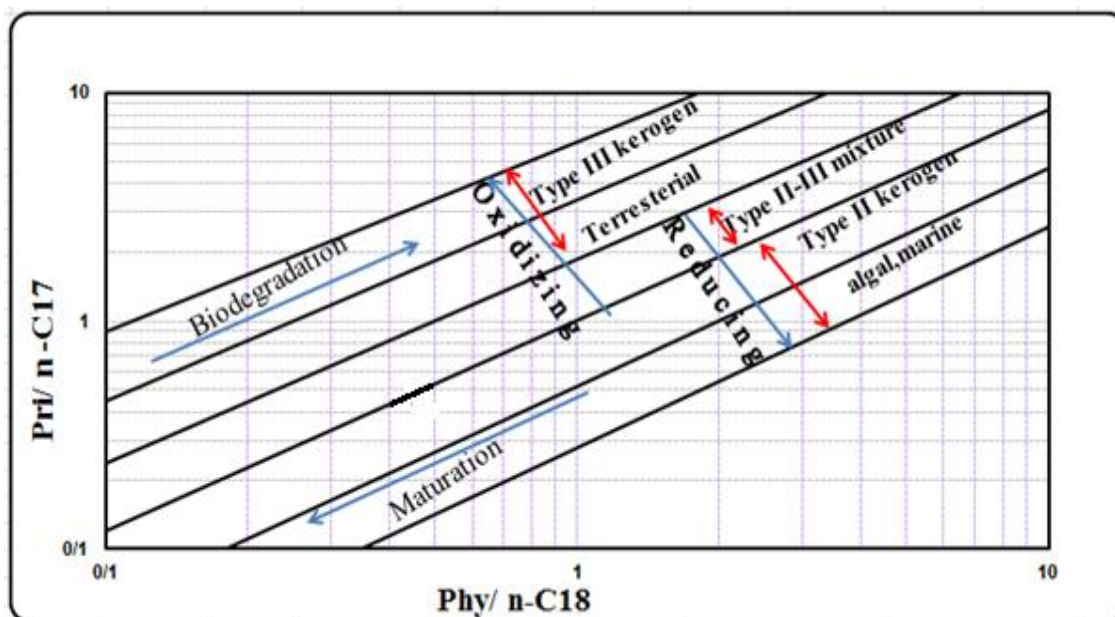
شکل (۳-۱۳): نمودار HI به T_{max} (Mukhopadhyay et al., 1995)

تغییرات TOC در مقابل S_1+S_2 جهت تعیین توان هیدروکربن‌زایی سازند و کیفیت سنگ منشأ مورد استفاده قرار می‌گیرد (شکل ۳-۱۴).



شکل (۳-۱۴): S_1+S_2 بر حسب TOC (Hunt, 1996)

در عین حال جهت بررسی بلوغ، نوع محیط رسوبی (احیایی، اکسیدی) نیز بر اساس نتایج کروماتوگراف گازی (GC) و بررسی $Pri/n-C17$ در مقابل $Phy/n-C18$ می‌تواند مورد ارزیابی قرار گیرد (شکل ۳-۱۵).



شکل (۳-۱۵): نمودار $Pri/n-C17$ بر حسب $Phy/n-C18$ (Shanmugam, 1985)

فصل چهارم:

ارزیابی ژئوشیمیایی

۱-۴- مقدمه

در این تحقیق داده‌های مرتبط با خرده‌های حفاری سه سازند کژدمی، کنگان و دالان (۱۰۱ نمونه) در بخش‌های شیلی مورد بررسی قرار گرفته است (جدول ۱-۴). با توجه به محدودیت مرتبط با داده‌های شرکت نفت، از بیان جزئیات میدان و اطلاعات چاه‌های مربوطه خودداری شده است علاوه بر بررسی داده‌های آنالیز راک-اول، کروماتوگراف گازی (GC) و کروماتوگراف گازی-طیف سنج جرمی (GC-MS) پتانسیل این سازندها به لحاظ شیل گازی نیز مورد ارزیابی قرار داده شده است. در این فصل ضمن تحلیل ژئوشیمیایی این داده‌ها، سازندهای با اهمیت مورد ارزیابی قرار گرفته است. برای این منظور ابتدا به ارزیابی احتمال آغستگی خرده‌های حفاری، تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی، تیپ کروژن، بلوغ حرارتی، منشأ ماده‌ی آلی اولیه و تحلیل کیفیت سنگ منشأ پرداخته شده است.

جدول (۱-۴): داده‌های مورد استفاده از سازندهای کژدمی، کنگان و دالان

روش آنالیز				
GC-MS	GC	Rock-Eval	تعداد نمونه	نام سازند
-	-	۲۲	۲۲	کژدمی
۳	۳	۲۷	۳۴	کنگان
۳۲	-	۱۳	۴۵	دالان

در ادامه برای اینکه ارزیابی دقیق‌تری از بلوغ نمونه‌ها بعنوان پتانسیل شیل گازی بدست آید، پارامترهای مختلف بلوغ بر اساس نمودار عنکبوتی مورد بررسی قرار داده شده است. این نمودار برای ارزیابی اولیه امکان اقتصادی سیستم‌های شیل گازی است. برآورد گاز انباشته شده و ارزیابی ریسک-های ژئوشیمیایی بخش‌های بعدی این تحقیق است. مقایسه شیل‌های گازی بالقوه با شیل گازی بارنت بعنوان معیار در ادامه ارائه شده و در پایان از یک سری آنالیزهای تکمیلی استفاده گردیده است. کیفیت ماده آلی یا به عبارت دیگر تیپ کروژن را می‌توان توسط نمودارهای مختلفی مورد ارزیابی قرار داد. برخی از این ویژگی‌ها در جدول (۲-۴) ارائه شده است.

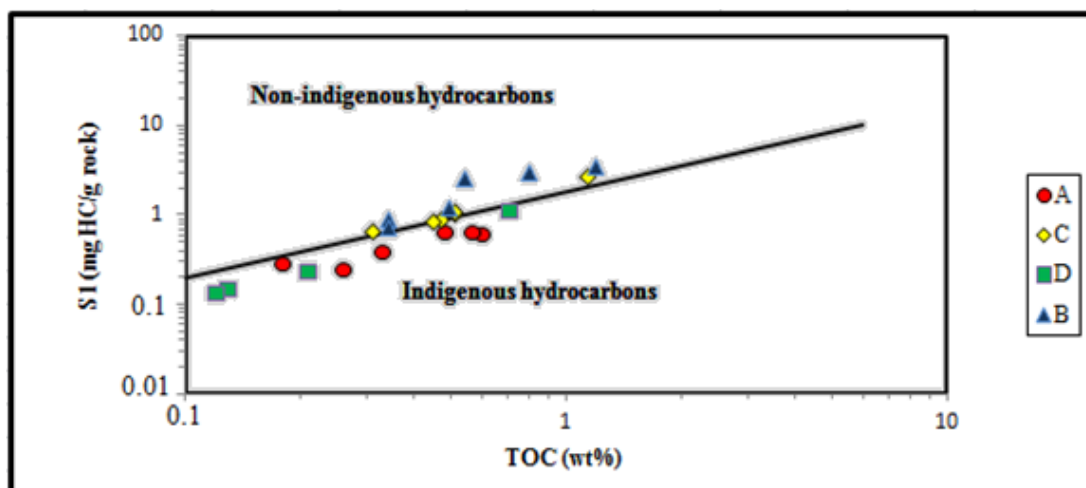
جدول (۴-۲): تعیین نوع کروژن و محدوده و محصول بلوغ حرارتی (Peters and Cassa, 1994)

تیپ کروژن	انواع ماسرال	شاخص هیدروژن (HI)	نسبت S_2/S_3	محصول در حداکثر بلوغ حرارتی
I	الگینایت، بی شکل	> 600	> 15	نفت-گاز
II	اگزینایت	$300-600$	$10-15$	نفت-گاز
II/III	اگزینایت، ویتروینایت	$200-300$	$5-10$	مخلوطی از نفت و گاز
III	ویتروینایت	$50-200$	$1-5$	گاز
IV	اینرتینایت	$50 <$	< 1	-

۴-۲- تعبیر و تفسیر نتایج راک-اول سازند کژدمی

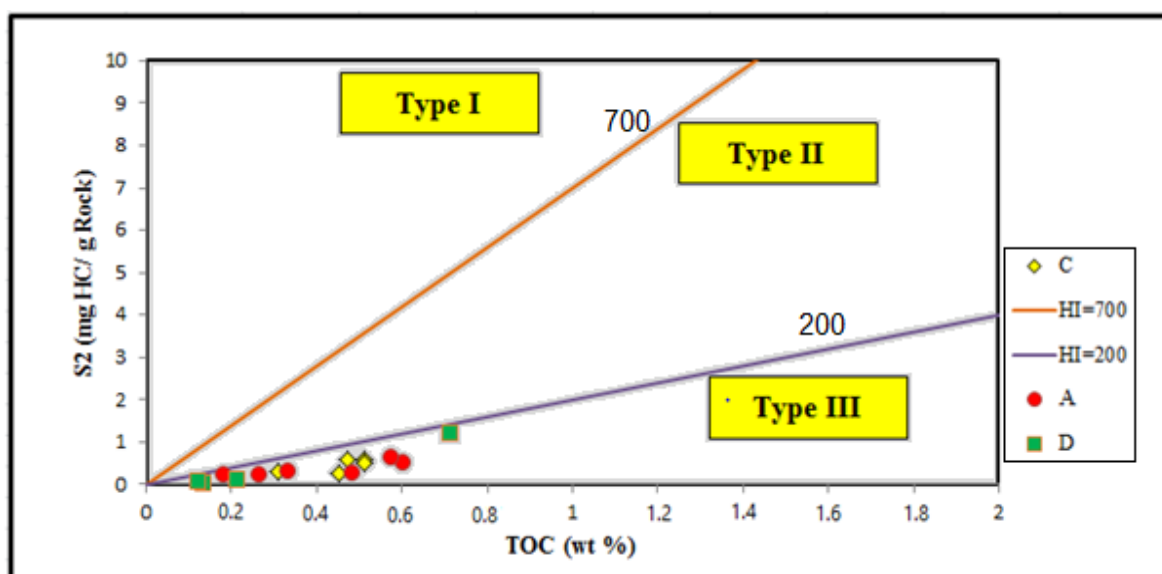
قبل از هر اقدامی بایستی از آغشتگی یا عدم آغشتگی نمونه به هیدروکربن‌های سازندهای دیگر، اطمینان حاصل شود. طبیعی خواهد بود که آلودگی نمونه‌ها، نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول را تحت الشعاع قرار می‌دهند (نثارزاده و همکاران، ۱۳۸۵). برای این منظور از منحنی تغییرات S_1 در برابر TOC استفاده و هیدروکربن‌های درج‌ازا و مهاجرت یافته (نابرجا) در سازند مشخص می‌شود. شیب خط نسبت S_1 به TOC برابر $1/5$ می‌تواند به عنوان آستانه‌ای برای تشخیص هیدروکربن‌های مهاجرت یافته از درج‌ازا ملاک عمل قرار می‌گیرد (Hunt, 1996).

نمونه‌های سازند کژدمی مربوط به چهار چاه A, B, C, D می‌باشد که تعدادی آغشتگی و تعداد زیادی فاقد آغشتگی می‌باشند (شکل ۴-۱). نمونه‌های دارای آغشتگی حذف و نمونه‌های فاقد آغشتگی در ادامه بررسی‌ها مورد استفاده قرار گرفته است. در اینجا نمونه‌های چاه B به علت وجود آغشتگی به طور کامل حذف می‌شود.



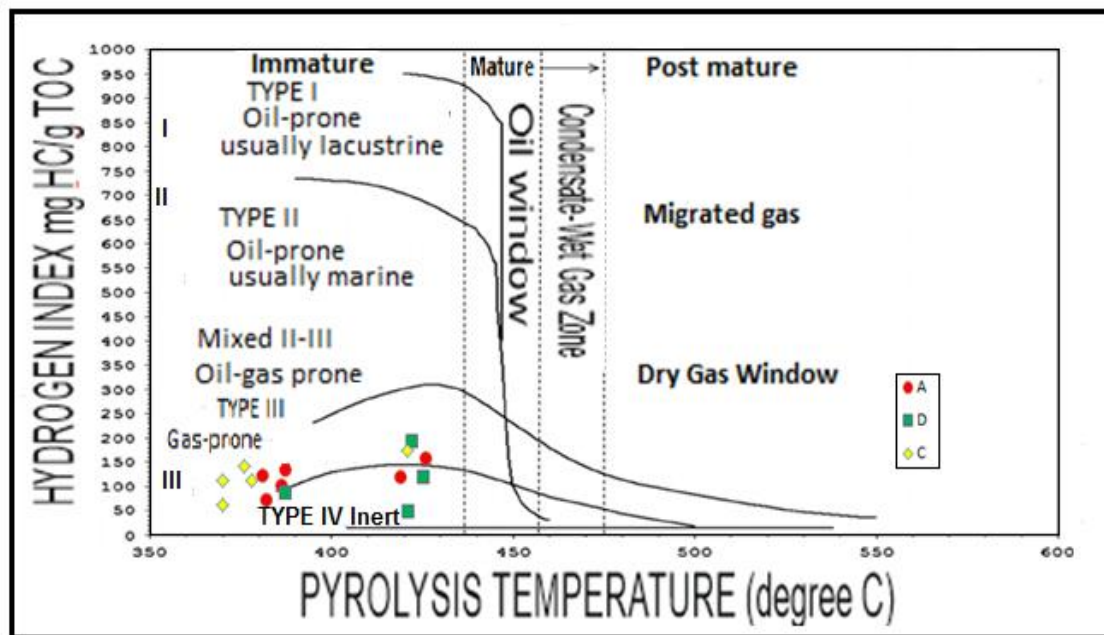
شکل (۴-۱): عدم آغستگی اغلب نمونه‌های سازند کژدمی در چاه‌های چهارگانه منطقه مورد مطالعه

با استفاده از نمودار S₂ در مقابل TOC مشخص شد که تمامی نمونه‌های این سازند دارای کروژن نوع III می‌باشند و لذا توانایی تولید گاز را دارا خواهند بود (شکل ۴-۲).



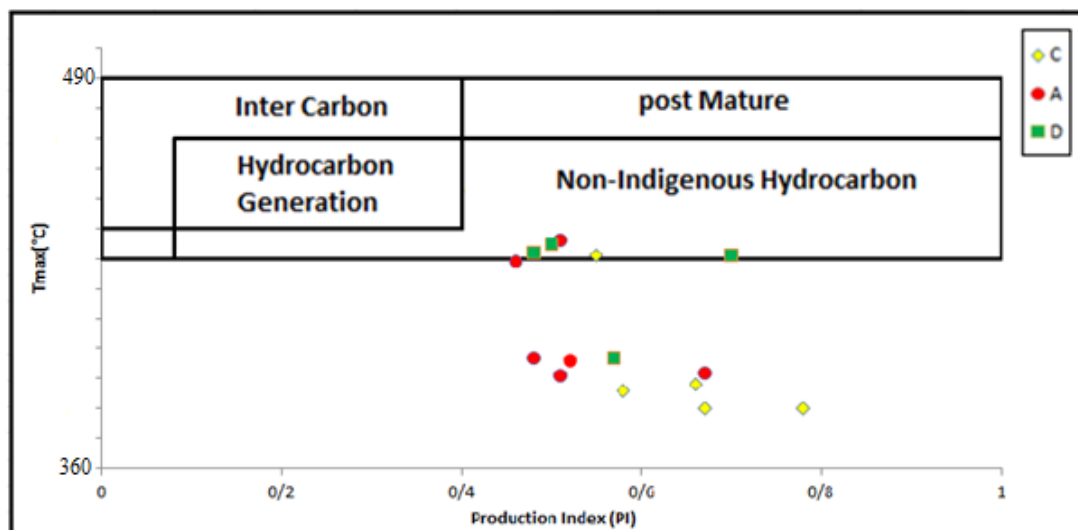
شکل (۴-۲): ارزیابی تیپ کروژن نمونه‌های سازند کژدمی در منطقه مورد مطالعه

با استفاده از نمودار HI در مقابل T_{max} مشخص شد که ۲ نمونه از چاه A، ۳ نمونه از چاه D و ۱ نمونه از چاه C در شرایط دیاژنز قرار گرفته‌اند و بقیه نمونه‌ها نابالغ می‌باشند. تیپ کروژن نمونه‌ها از نوع III است و لذا بطور کلی در صورت رسیدن به بلوغ از آن‌ها انتظار تولید گاز خواهیم داشت (شکل ۴-۳).



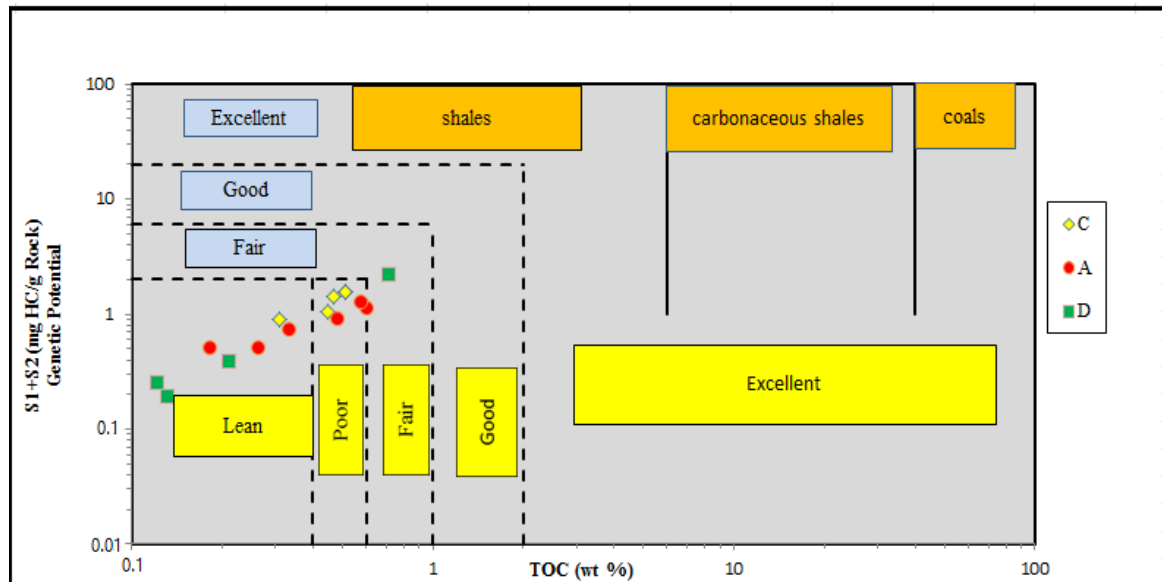
شکل (۳-۴): ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن نمونه‌های سازند کژدمی در منطقه مورد مطالعه

با توجه به نمودار T_{max} در مقابل PI مشخص شد که در PI کمتر از ۰/۱ و T_{max} کمتر از ۴۳۰ نابالغ بودن بررسی می‌شود. اطلاعات نمونه‌های سازند کژدمی گویای آن است که ۲ نمونه‌ی چاه A، ۳ نمونه‌ی چاه D و ۱ نمونه چاه C در شرایط بهتری در رسیدن به پنجره تولید هیدروکربن قرار دارند و بقیه نمونه‌ها به بلوغ کافی نرسیده‌اند (شکل ۴-۴).



شکل (۴-۴): بزرگ‌نمایی محدوده‌ی تولید هیدروکربن نمونه‌های سازند کژدمی بر روی نمودار PI- T_{max}

با قرار دادن مقادیر TOC در مقابل S_1+S_2 پتانسیل ژنتیکی نمونه‌های سازند کژدمی خیلی ضعیف، ضعیف تا متوسط بوده و قابلیت سنگ منشأ شدن نمونه‌ها به لحاظ مقدار TOC پایین است (شکل ۴-۵).

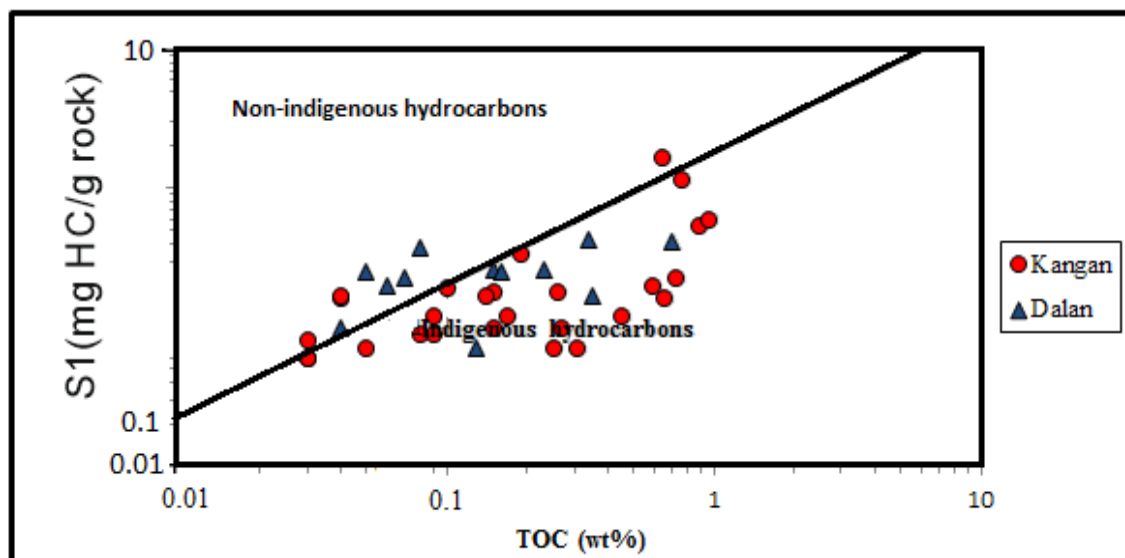


شکل (۴-۵): منحنی تغییرات S_1+S_2 در برابر TOC نمونه‌های سازند کژدمی در منطقه مورد مطالعه

۴-۳- تعبیر و تفسیر نتایج راک-اول سازند کنگان و دالان

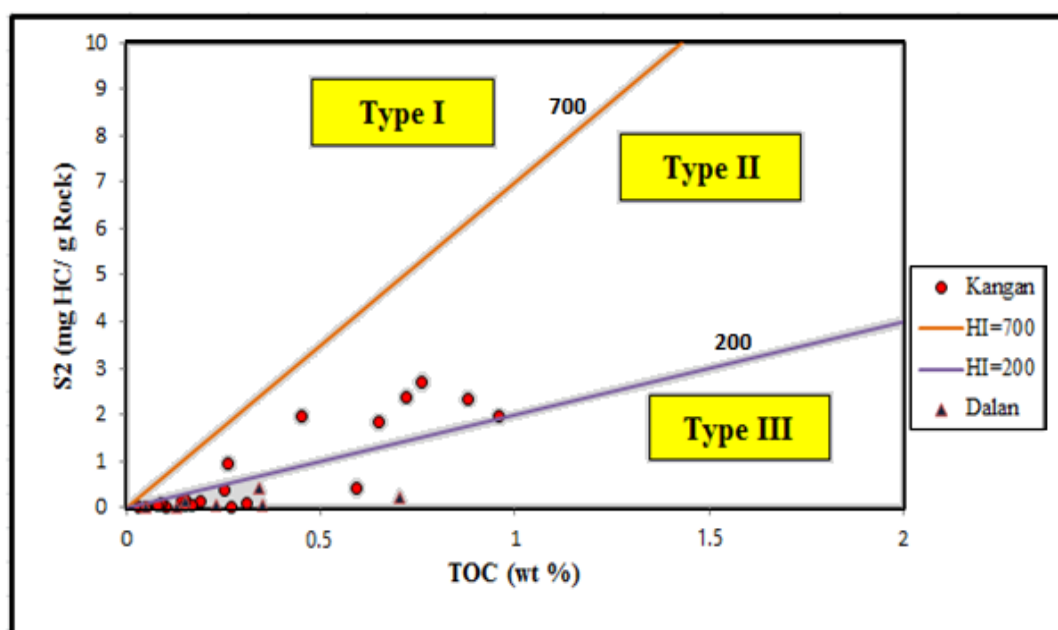
نمونه‌های سازندهای کنگان و دالان از چاه A گرفته شده است. نمودار S_1 به TOC نمونه‌های این دو سازند گویای آن است که اغلب نمونه‌های سازند کنگان غیر آغشته می‌باشند و سه نمونه‌ی آلوده در ادامه‌ی تحلیل‌ها حذف شده است (شکل ۴-۶).

نمونه‌های آغشته سازند دالان نیز حذف و از نمونه‌های برجا در ادامه استفاده شده است (۴-۶). علت آغستگی نمونه‌ها می‌تواند ناشی از گل حفاری و یا نفت مهاجرت یافته از لایه‌های زیرین باشد.



شکل (۴-۶): ارزیابی آغشتگی نمونه‌های سازند کنگان و دالان منطقه مورد مطالعه

تیپ کروژن نمونه‌های سازند کنگان عمدتاً از نوع III تا II/III و II (شکل ۴-۷) و سازند دالان از نوع III می‌باشند (شکل ۴-۷).

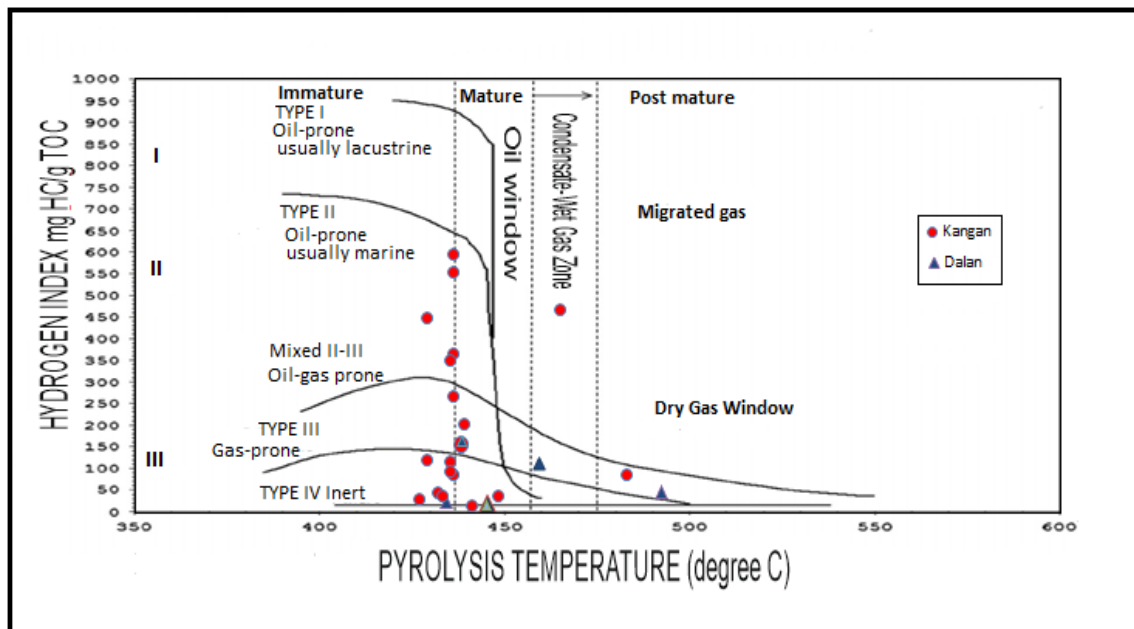


شکل (۴-۷): ارزیابی تیپ کروژن نمونه‌های سازند کنگان و دالان در منطقه مورد مطالعه

نمونه‌های سازند کنگان (چاه A) از نظر بلوغ حرارتی در ابتدای پنجره تولید نفت قرار گرفته‌اند. ۱ نمونه از این سازند وارد محدوده تولید گازتر و ۱ نمونه در محدوده گاز خشک قرار گرفته و بیشتر

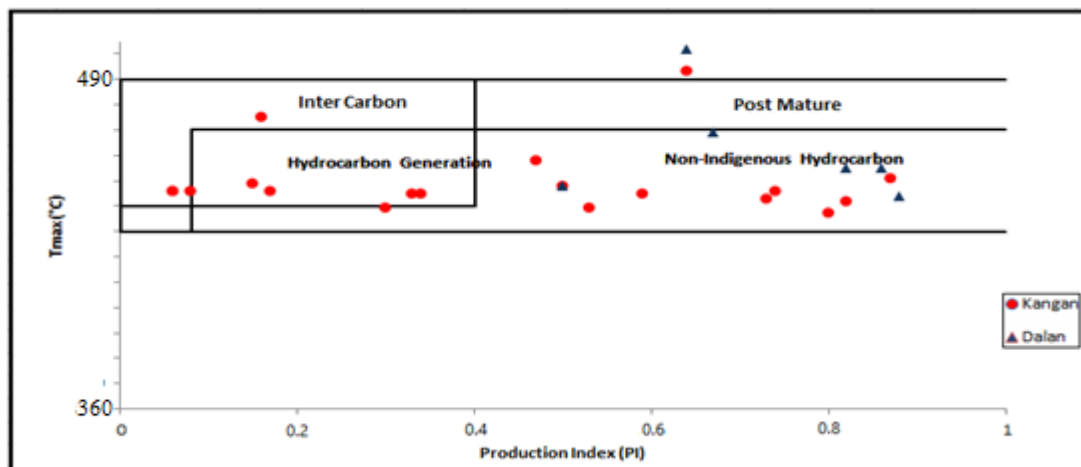
نمونه‌ها در ابتدای پنجره نفتی واقع شده‌اند و انتظار تولید نفت و گاز را داریم. تیپ کروژن در این نمونه‌ها عمدتاً از نوع II/III و تعدادی از نوع II و III می‌باشند، ۳ نمونه از سازند کنگان به علت نداشتن اطلاعات مربوط به T_{max} در این نمودار قرار داده نمی‌شوند (شکل ۴-۸).

نمونه‌های سازند دالان (چاه A) از نظر بلوغ حرارتی در پنجره نفتی و گازی قرار گرفته‌اند. تیپ کروژن این نمونه‌ها از نوع IV و کمتر از نوع II/III می‌باشند که انتظار تولید گاز را خواهیم داشت، ۱ نمونه از سازند دالان در به علت نداشتن اطلاعات مربوط به T_{max} در این نمودار استفاده نمی‌شود (شکل ۴-۸).

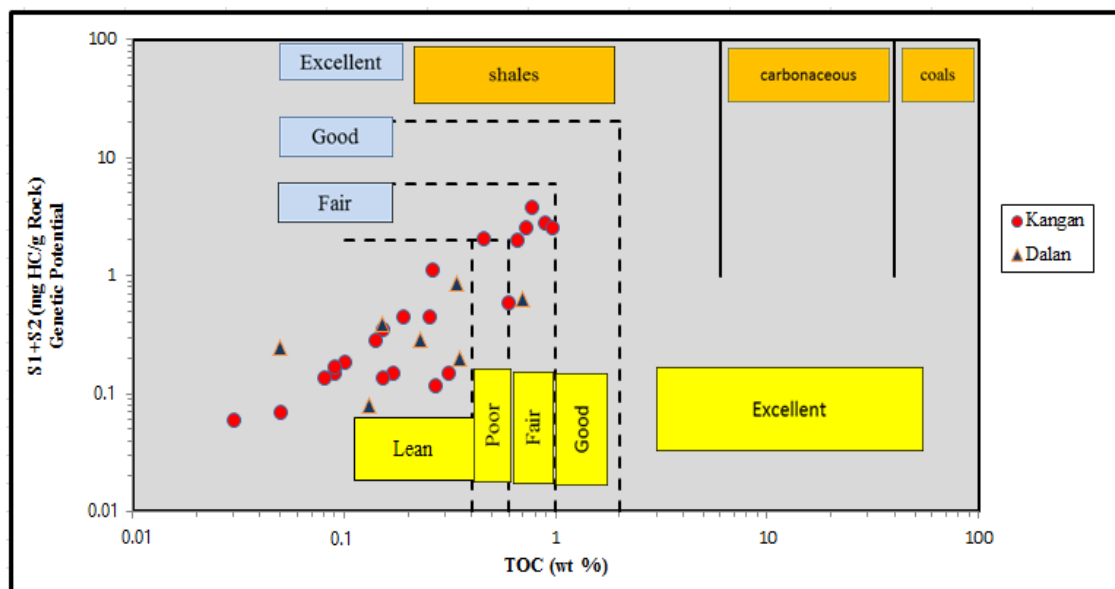


شکل (۴-۸): ارزیابی بلوغ و تیپ کروژن نمونه‌های سازند کنگان و دالان در منطقه مورد مطالعه

اغلب نمونه‌های سازند کنگان و دالان T_{max} بالاتر از ۴۳۰ و PI بیشتر از ۰/۱ را نشان می‌دهند که نشان‌دهنده بلوغ نمونه‌ها و قرار گرفتن آن‌ها در پنجره نفتی و گازی می‌باشد، ۳ نمونه از کنگان و ۱ نمونه از دالان به علت نداشتن اطلاعات مربوط به T_{max} در این نمودار استفاده نمی‌شوند (شکل ۴-۹).



شکل (۴-۹): بزرگ‌نمایی محدوده‌ی تولید هیدروکربن نمونه‌های سازند کنگان و دالان بر روی نمودار PI-Tmax از لحاظ پتانسیل ژنتیکی نمونه‌های سازند کنگان به صورت خیلی ضعیف، ضعیف و متوسط می‌باشند البته در این بین نمونه‌هایی که مقدار ضعیف نشان می‌دهند بیشتر هستند (شکل ۴-۱۰). این دیاگرام نشان می‌دهد که قابلیت سنگ منشأ شدن نمونه‌ها به لحاظ TOC پایین است. در سازند دالان نیز پتانسیل ژنتیکی نمونه‌ها در محدوده‌ی خیلی ضعیف، ضعیف و متوسط می‌باشد و قابلیت سنگ منشأ شدن نمونه‌ها به لحاظ TOC پایین است (شکل ۴-۱۰).



شکل (۴-۱۰): منحنی تغییرات S_1+S_2 در برابر TOC سازندهای کنگان و دالان در منطقه مورد مطالعه

۴-۴- توان تولید گاز سازندهای کنگان و دالان

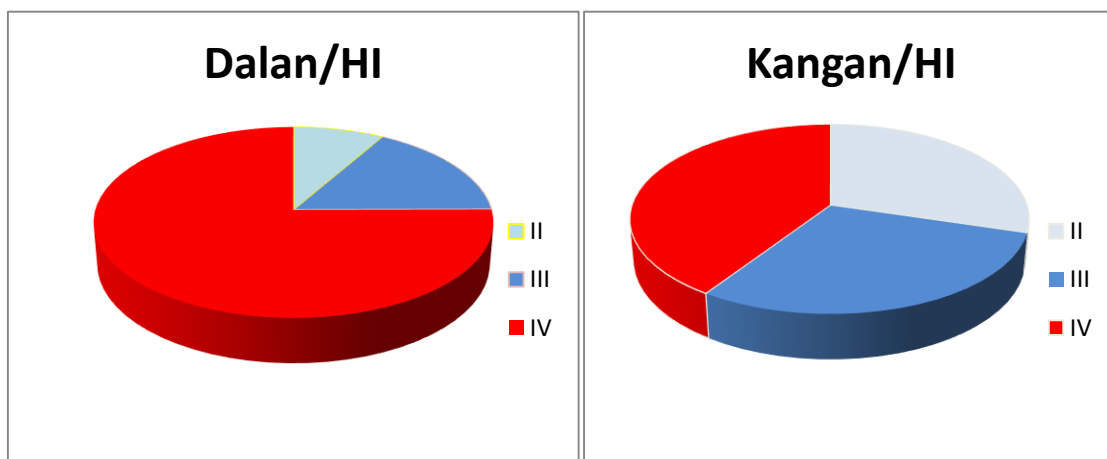
همانگونه که مشاهده گردید، نمونه‌های دو سازند کنگان و دالان از توان تولید بالاتری برخوردار بوده (چاه A) و در ادامه مورد بررسی قرار گرفته‌اند تا توان تولید گاز آن‌ها محاسبه گردد. یکی از موارد اولیه‌ای که به منظور ارزیابی میزان توان تولید گاز سازندهای مذکور لازم است، تعیین درصد کروژن‌های مختلف است. لذا بر اساس مقادیر شاخص هیدروژنی حال حاضر نمونه‌ها (Pd or Present day) HI_{pd} (جدول ۳-۴) و (جدول ۴-۴) به تعیین درصد کروژن‌های هر سازند پرداخته شده است (شکل ۴-۱۱).

جدول (۳-۴): تعیین تیپ کروژن بر اساس مقادیر HI

HI	0-50	50-200	200-600	>600
تیپ کروژن	IV	III	II	I

جدول (۴-۴): درصد تیپ کروژن نمونه‌های سازند کنگان و دالان

Formation	% Type I	% Type II	% Type III	% Type IV	HI_o
Kangan	0	29.6	29.6	40.7	190.5
Dalan	0	8.3	16.6	75	95.6



شکل (۴-۱۱): تیپ کروژن سازند کنگان و دالان

برای محاسبه درصد تیپ کروژن هر سازند، مقادیر شاخص هیدروژنی اولیه (HI_o ، (O or Original)) برای هر سازند بر اساس معادله (۳-۲) محاسبه می‌گردد.

سه نوع اساسی از گاز طبیعی وجود دارد که حاصل فرآیندهای زیستی (بیوژنیک)، حرارتی (ترموژنیک) و کراکینگ نفت است (شکل ۴-۱۲). گاز بیوژنیک از فعالیت‌های باکتریایی در طی دیاژنز در دمای پایین، فشار لایه‌های بالایی کمتر از ۱۰۰۰ متر، شرایط بی‌هوازی و نرخ بالای تجمع رسوبات تشکیل می‌شود. تخمین زده می‌شود که حدود ۲۰٪ از گازهای طبیعی شناخته شده در جهان بیوژنیک باشند؛ اما ۸۰٪ مابقی گازها ترموژنیک‌اند که از دگرگونی گرمایی کروژن‌ها در اثر فشار زیاد لایه‌های بالایی و دمای بالا به وجود می‌آیند. بخشی از گاز درون سنگ منشأ نیز حاصل فرآیند کراکینگ نفت است که ناشی از افزایش حرارت می‌باشد. در این فرایند، نفت حاصل از کراکینگ کروژن، با افزایش حرارت تغییر شکل داده و گاز تولید می‌کند.

در دیاگرام $TR-R_o$ که به منظور تعیین گاز تولید شده در سنگ منشأ است، تولید گاز از سنگ منشأ وقتی اتفاق می‌افتد که R_o بین ۰/۵-۲/۲ باشد. تولید گاز از کراکینگ نفت زمانی اتفاق خواهد افتاد که R_o بین ۱/۶-۳/۳ بوده و یا درجه حرارت و بلوغ بالاتری است. لذا لازم است که ابتدا مقدار $TR_{(HI)}$ محاسبه شود (معادله ۴-۳) و (جداول ۴-۵ و ۴-۶).

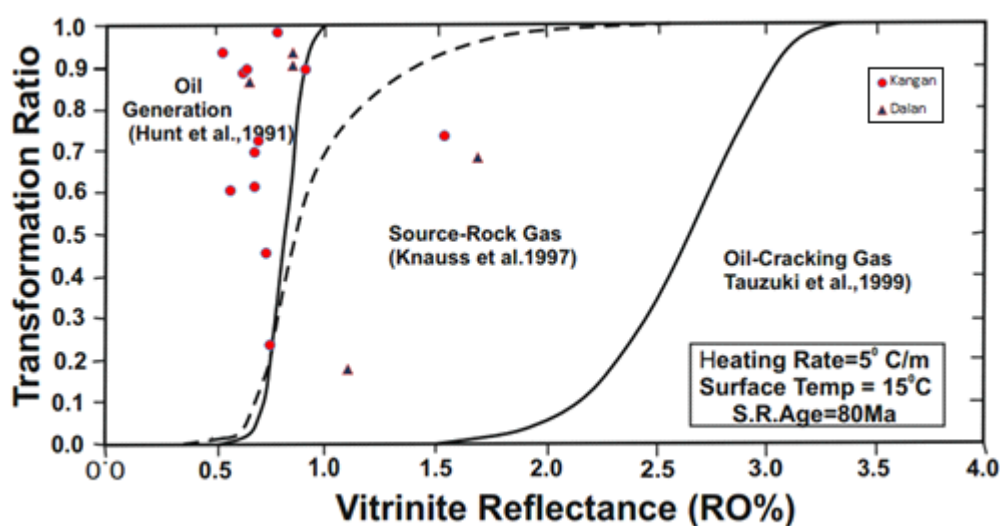
جدول (۴-۵): تعیین مقادیر R_o و $TR_{(HI)}$ محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی نمونه‌های سازند کنگان

Location	$TR_{(HI)}$	R_o	No.Sample
Kangan	0.23	0.742	1
Kangan	0.72	0.688	3
Kangan	0.45	0.724	9
Kangan	0.93	0.526	12
Kangan	0.88	0.616	15
Kangan	0.6	0.562	16
Kangan	0.89	0.904	20
Kangan	0.61	0.67	23
Kangan	0.89	0.634	25
Kangan	0.73	1.534	34
Kangan	0.98	0.778	41
Kangan	0.69	0.67	8

جدول (۴-۶): تعیین مقادیر R_o و $TR_{(HI)}$ محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی نمونه‌های سازند دالان

Location	$TR_{(HI)}$	R_o	No. Sample
Dalan	0.9	0.85	42
Dalan	0.93	0.85	45
Dalan	0.17	1.102	47
Dalan	0.86	0.652	51
Dalan	0.68	1.696	54

دیاگرام $TR-R_o$ نشان می‌دهد که در سازند کنگان ۱ نمونه و سازند دالان ۲ نمونه (چاه A) در مرحله-ی تولید گاز از کروژن موجود در سنگ منشأ هستند و بیشتر نمونه‌ها در پنجره تولید نفت (گاز بیوژنیک) قرار گرفته‌اند (شکل ۴-۱۲).



شکل (۴-۱۲): ارزیابی نوع گاز تولیدی سازندهای کنگان و دالان

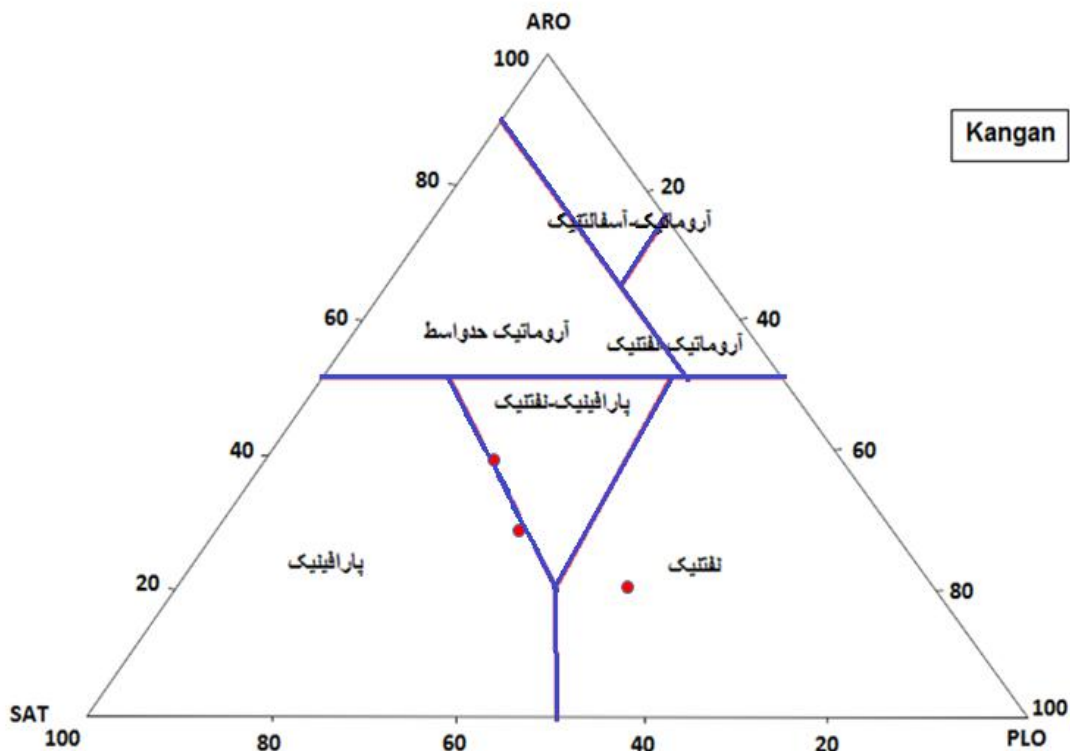
۴-۵- رده‌بندی تیپ هیدروکربن تولیدی سازند کنگان

تعداد ۳ نمونه از سازند کنگان برای آنالیزهای شیمیایی و آنالیزهای تکمیلی انتخاب گردید. پس از تفکیک بیتومین از نمونه، و سپس رسوب دادن آسفالتن و انجام کروماتوگرافی ستونی سیال، نتایج حاصله در جدول (۴-۷) ارائه شده است.

جدول (۷-۴): درصد مواد آلی استخراج شده و ترکیبات شیمیایی نمونه‌های سازند کنگان

Location	Kangan	Kangan	Kangan
Well Name	well A	well A	well A
Sample	A.1	A.5	A.8
Depth(m)	2815.4	2837	2858.9
Saturate%	38.87	30.72	36.59
Aromatic%	29.09	20.18	39.24
Resin%	23.04	36.6	11.57
Asphaltene%	8.74	12.3	12.48

بر اساس دیاگرام مثلثی که سه جزء آن را ترکیبات اشباع، آروماتیک و قطبی (مجموع درصد رزین و آسفالتن) تشکیل می‌دهند (Tissot and Welte, 1984)، کیفیت هیدروکربن‌های موجود طبق نتایج به دست آمده از استخراج مواد آلی (جدول ۷-۴) بیان می‌شود (دیاگرام شکل ۴-۱۳). بر این اساس آثار و بقایای مواد هیدروکربنی موجود در نمونه‌های تهیه شده از سازند کنگان خصوصیات پارافینیک-نفتیک و نفتیک را نشان می‌دهند.



شکل (۴-۱۳): دیاگرام مثلثی ترکیبات آلی نمونه‌های سازند کنگان (Tissot and Welte, 1984)

۴-۶- تفسیر آنالیزهای کروماتوگراف گازی (GC) و کروماتوگراف گازی-طیف‌سنج جرمی

(GC-MS)

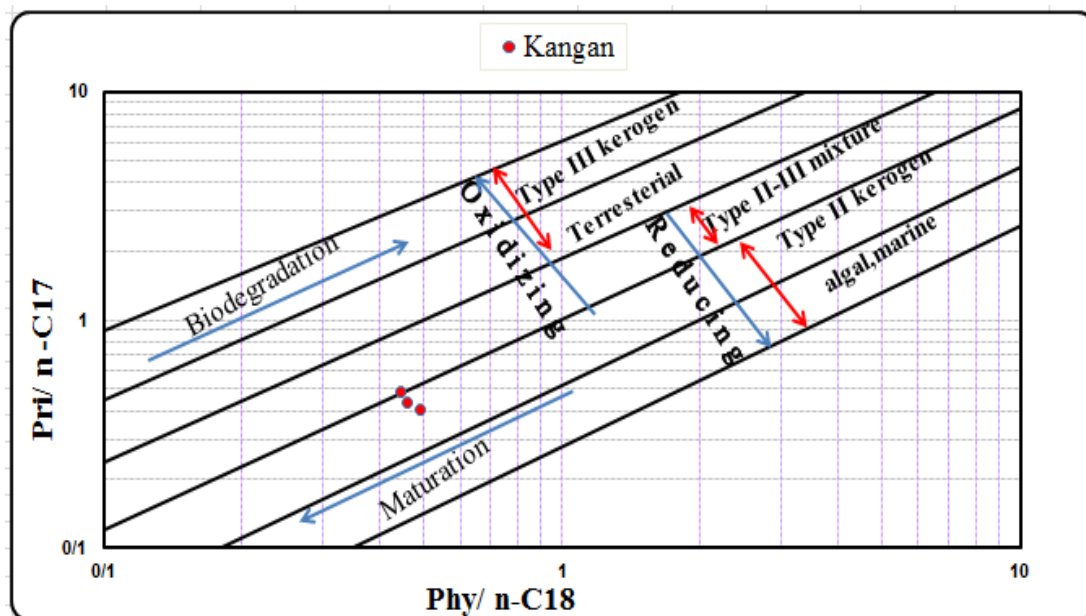
کروماتوگرافی گازی (GC) از تکنیک‌هایی است که در ژئوشیمی آلی به منظور شناسایی پراکندگی هیدروکربن‌ها و نحوه‌ی حضور ترکیبات مختلف از جمله آلکان‌های نرمال، ایزوپرنوئیدهایی مانند پرستان و فیتان است. ایزوپرنوئیدهای غیرحلقوی گروهی از بیومارکرهای دارای ساختمان خطی بوده و از گیاهان و باکتری‌ها ناشی می‌شوند. پرستان و فیتان هر دو حاصل مولکول کلروفیل می‌باشند. کلروفیل به وسیله پیوستن ۴ حلقه پیرول به شکل ساختمان پرفیرین درآمده و سپس با اضافه شدن اتم‌های کربن به صورت جانشینی، زنجیره‌های بلند فیتول را می‌سازند. فیتول با احیا شدن به فیتان و با اکسید شدن به پرستان تبدیل می‌شود. لذا می‌توان از نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) جهت جدایش نوع محیط رسوب‌گذاری نفت و یا سنگ منشأ استفاده نمود. در محیط‌های اکسیدان نسبت Pr/Ph بالا بوده در حالیکه محیط‌های احیایی این نسبت رو به کاهش می‌گذارد. با استفاده از این روش می‌توان شرایط محیط رسوبی، بلوغ حرارتی و یا تأثیر پدیده‌های زیستی بر روی نمونه‌های مورد مطالعه را بررسی کرد. در جدول (۴-۸) نتایج آنالیز (GC) نمونه‌های سازند کنگان ارائه شده است.

جدول (۴-۸): پارامترهای کروماتوگراف گازی (G) نمونه‌های سازند کنگان

GC Summary					
Location	Depth(m)	CPI	Pr/Phy	Pri/n-C17	Phy/n-C18
Kangan	2815.4	1.027	0.69	0.49	0.445
Kangan	2837	0.997	0.75	0.41	0.491
Kangan	2858.9	1.022	0.79	0.44	0.459

در نمودار Pr/n-C17 در مقابل Ph/n-C18 (نمودار ۴-۱۴) نفت‌ها و سنگ‌های منشأ در گروه‌های نفت خام با واکس بالا با منشأ قاره‌ای در بخش بالایی نمودار (۴-۱۴)، نفت دریایی تحت شرایط احیایی در بخش پایینی نمودار، و نفت خام با منشأ آلی مختلط (بین این گروه) طبقه بندی می‌شوند. با پلات کردن مقادیر نمونه‌های سازند کنگان بر روی این نمودار مشاهده می‌شود که در نمونه‌های سازند کنگان، پدیده تخریب زیستی مشاهده نشده و نمونه‌ها در روند بلوغ قرار گرفته‌اند (شکل ۴-۱۴).

شرایط رسوبگذاری نمونه‌ها در محیط احيایی-نیمه احيایی بوده و کروژن نمونه‌ها مخلوطی از انواع کروژن II و II/III است.



شکل (۴-۱۴): نمودار Pri/n-C17 به Phy/n-C18 نمونه‌های سازند کنگان

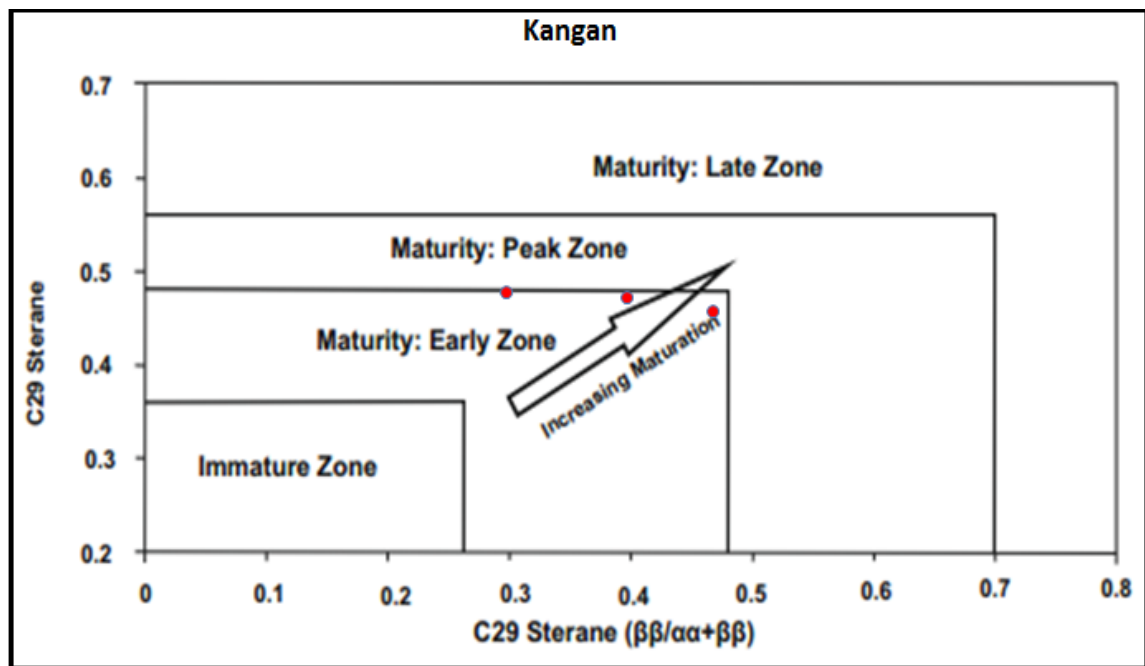
آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی برای ۳ نمونه‌ی سازند کنگان بیومارکرهای هوپان بر اساس نسبت جرم به بار یونی $\frac{m}{z}$ ۱۹۱ و استران‌ها با $\frac{m}{z}$ ۲۱۷ انجام شده است (جدول ۴-۹).

جدول (۴-۹): نتایج حاصل از تکنیک (GC-MS) برای بیومارکرهای استران و هوپان

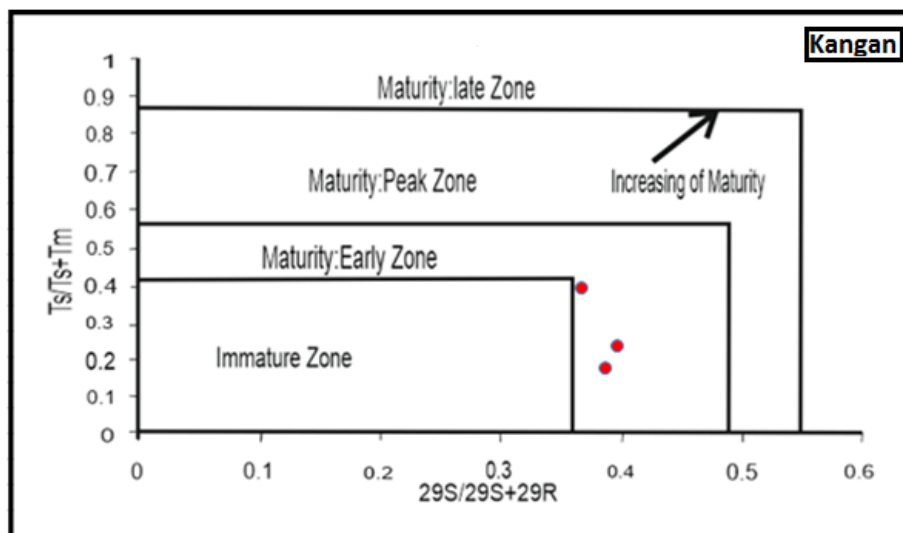
Location	Kangan	Kangan	Kanga
Sample	A.1	A.5	A.8
Depth(m)	2815.4	2837	2858.9
C29/C30	0.75	0.71	0.65
C34/C35	1	0.9	1.05
Ts/Ts+T(m)	0.38	0.23	0.17
%C27	32.77	36	29.94
%C28	16.54	29	14.44
%C29	50.69	35	55.62
29BB/29BB+29 $\alpha\alpha$	0.47	0.3	0.4
S/S+R	0.36	0.39	0.38

بر اساس کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی بیومارکرهای استران (با $\frac{m}{z}$ ۲۱۷) و ضریب نسبت استران منظم $\alpha\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha\alpha 20S+\alpha\alpha\alpha 20R$ در C29 که به صورت $29S/29S+29R$ بیان می‌شود و

ضریب نسبت ایزواستران $C_{29} \ 29\beta\beta/29\beta\beta+29\alpha\alpha$ (که هر دو از ضرایب قابل اعتماد برای تعیین درجه پختگی نمونه‌ها به‌شمار می‌روند و با افزایش پختگی، این ضرایب افزایش می‌یابند) (Peters et al., 2005). نمودار $29S/29S+29R$ در مقابل $29\beta\beta/29\beta\beta+29\alpha\alpha$ نمونه‌های سازند کنگان (شکل ۴-۱۵) از نظر میزان بلوغ (درجه پختگی) در محدوده شروع پنجره تولید نفت تا گازتر (اواخر دیاژنز-اوایل کاتاژنز) قرار گرفته‌اند.



شکل (۴-۱۵): دیاگرام $29S/29S+29R$ در برابر $29\beta\beta/29\beta\beta+29\alpha\alpha$ نمونه سازند کنگان (Peters et al., 2005) هوپان‌های $Tm(18\alpha(H)-trisnorhopane)$ و $Ts(17\alpha(H)-trisnorhopane)$ با ۲۷ اتم کربن از پارامترهای مهم در تعیین بلوغ حرارتی مواد آلی محسوب می‌شوند. هوپان‌های Ts دارای پایداری بیشتری نسبت به هوپان‌های Tm هستند. ضریب نسبت $Ts/Ts+Tm$ در اثر افزایش پختگی نمونه‌ها افزایش می‌یابند. ارزیابی میزان بلوغ را با استفاده از ضریب هوپان‌های $Ts/Ts+Tm$ در مقابل ضریب نسبت استران‌های منظم $C_{29} \ (29S/29S+29R)$ می‌توان انجام داد. میزان بلوغ (پختگی) نمونه‌های سازند کنگان در محدوده پنجره تولید نفت قرار گرفته است (شکل ۴-۱۶).



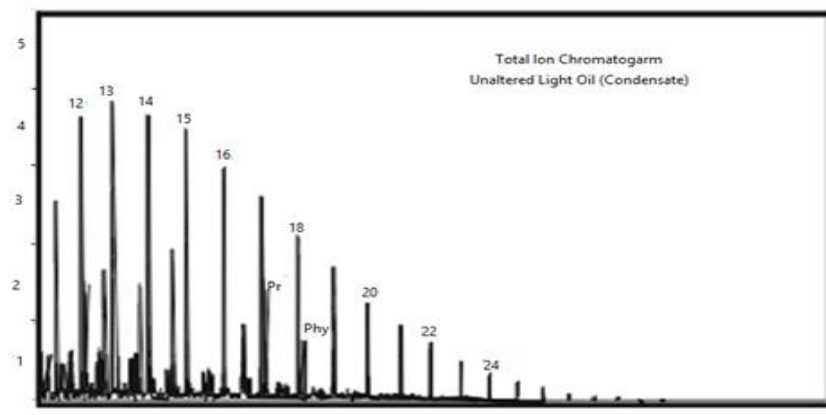
شکل (۴-۱۶): T_s/T_s+T_m در برابر $29S/29S+29R$ نمونه های سازند کنگان

۴-۷- تفسیر سازند های هدف توسط ریسک پلات (Risk plot)

از آنجایی که در شیل گازی، بلوغ حرارتی برای دستیابی به نرخ بالای گاز یک پارامتر کلیدی است، می توان مجموعه پارامترهای شیمیایی و بصری آن را بر روی منحنی عنکبوتی مشاهده نمود. جاروی و همکاران این منحنی ها را با در نظر گرفتن انواع پارامترهای ژئوشیمیایی در بخش مختلف از شیل بارت ترسیم کرده است (Jarvie et al., 2007). نمودار عنکبوتی با در نظر گرفتن ۵ پارامتر R_o ، R_o محاسبه شده بر اساس T_{max} ، درصد هیدرکربن های سبک (C_{20^-})، نرخ تبدیل ماده آلی (TR) و درصد گاز خشک موجود در آن بخش از سازند قابل ترسیم است (شکل ۴-۱۷). لازم به ذکر است با توجه به اینکه سازندهای کنگان و دالان نسبت به سازند کژدمی از توان تولید بهتری برخوردار هستند امکان بررسی به عنوان مخزن غیرمتعارف را دارا می باشند.

پارامترهایی نظیر R_o و T_{max} نشان دهنده ی بلوغ حرارتی می باشند. TR را نیز می توان یک پارامتر بلوغ در نظر گرفت چرا که این پارامتر میزان تغییرات در مقدار HI از ابتدا (بلوغ پایین) تا زمان حال (بلوغ بالا) است (معادله ۳-۴). R_o محاسبه شده از T_{max} بر اساس جاروی (Jarvie et al., 2007) طبق معادله ی (۳-۱) محاسبه شده است. برای بدست آوردن Dry gas% می توان میزان آن را مطابق معادله (۳-۵) در نظر گرفت.

وجود هیدروکربن‌های مایع در شیل گازی، نرخ جریان گاز و میزان گاز قابل استحصال کمتری را به دنبال دارد. شیل‌هایی که دارای پارافین بیشتر از C_{20} یا ترکیبات پیچیده‌ی حل نشده‌ی بزرگ‌تر (UCM) هستند نسبت به شیل‌های با محتوای هیدروکربن باقیمانده حداکثر C_{20} و بدون ترکیبات پیچیده (UCM)، نرخ جریان گاز بسیار کمتری دارند (شکل ۴-۱۷). مقدار C_{20}^- ، با جمع کردن فراوانی تجمعی پیک‌های هیدروکربن‌های کمتر از C_{20} کروماتوگرام و تبدیل آن‌ها به درصد فراوانی نسبی کلیه پیک‌ها صورت گرفته است.



شکل (۴-۱۷): نتایج گاز- کروماتوگرام (GC) نمونه‌های سازند دالان

جدول (۴-۱۰): میانگین مقادیر مربوط به بلوغ پارامترها برای سازند دالان

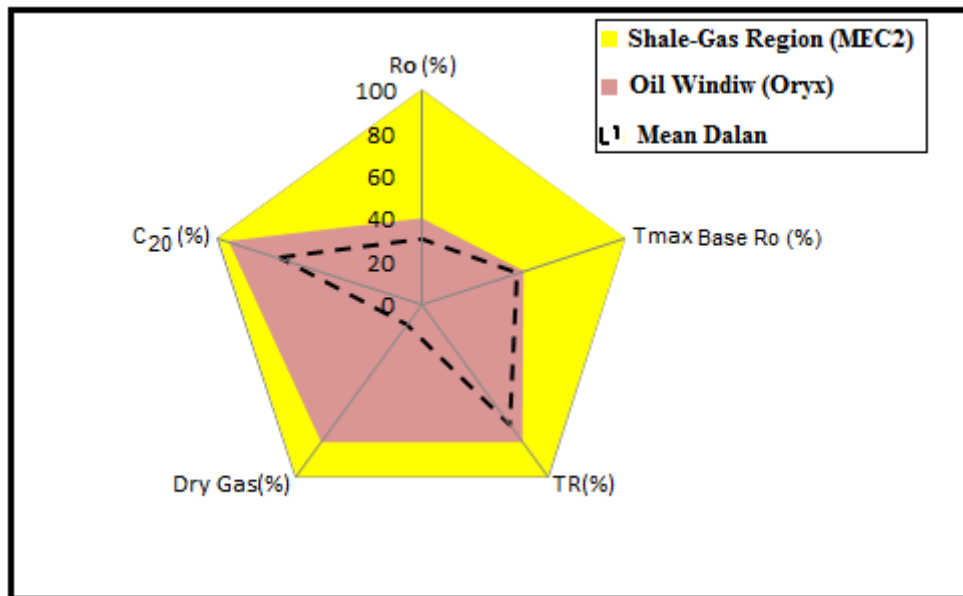
Dalan	Ro(%)	Tmax Base Ro(°C)	TR(%)	Dry Gas(%)	C_{20}^- (%)
Mean	30/3	46/8	70	12	70

جدول (۴-۱۱): میانگین مقادیر مربوط به بلوغ پارامترها برای سازند کنگان

Kangan	Ro (%)	Tmax Base Ro (°C)	TR(%)	Dry Gas(%)	C_{20}^- (%)
Mean	25.9	34.27	71.6	11/95	99/74

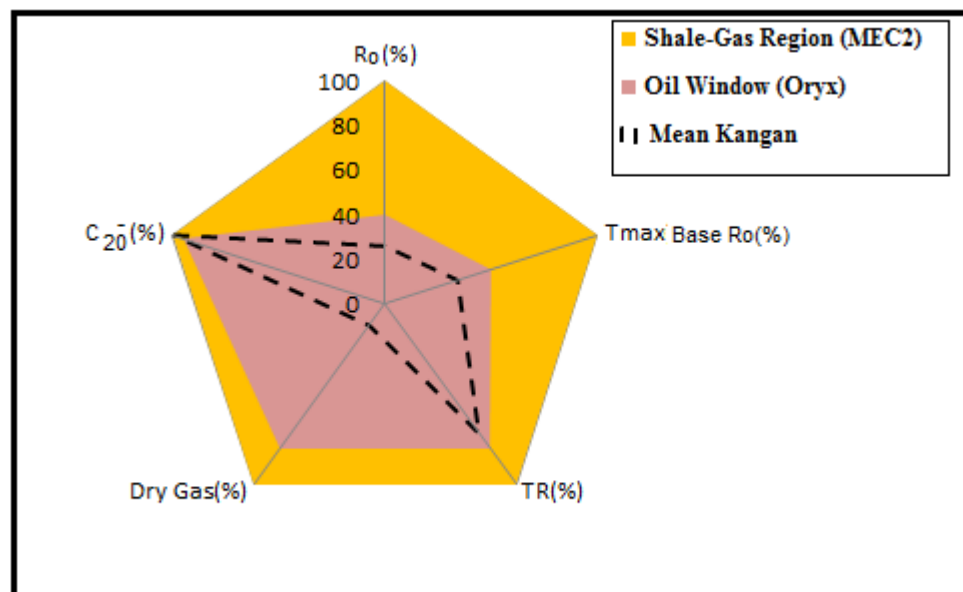
در این دیاگرام عنکبوتی (شکل ۴-۱۸) دو محدوده متمایز قابل تشخیص است. بخشی مربوط به شرایطی است که بیانگر پایین‌ترین نرخ جریان گاز در یک سیستم شیل گازی است (محدوده Oryx) و بخش دیگری که بیشترین پتانسیل و نرخ جریان (محدوده MEC2) را شامل می‌شود و دارای پتانسیل

اقتصادی است. همچنین دو رنگ صورتی روشن، پنجره نفتی و رنگ زرد تیره، پنجره گازی را نشان می‌دهد.



شکل (۴-۱۸): منحنی عنکبوتی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند دالان

سازند دالان با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره گازی قرار دارند و نمونه‌ها به بلوغ حرارتی رسیده‌اند شکل (۴-۱۸).



شکل (۴-۱۹): منحنی عنکبوتی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند کنگان

سازند کنگان با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی قرار دارد، تشکیل گاز در آن کمتر صورت گرفته و بلوغ کمتری نسبت به سازند دالان برخوردار است با توجه به C_{20}^- بالای سازند کنگان، برای این سازندها در اعماق بیشتر می‌تواند انتظار بلوغ بیشتر و توان تولید بالاتری از گاز را به عنوان مخزن غیرمتعارف داشت. شکل (۴-۱۹).

فصل پنجم:

نتیجه‌گیری و پیشنهادها

۵-۱- نتیجه گیری

با توجه به بررسی‌های انجام شده توسط روش آنالیز راک-اول بر روی سه سازند کژدمی، کنگان و دالان به منظور ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی این سازندها نتایج زیر بدست آمده است:

تیپ کروژن سازند کژدمی اغلب از نوع III، سازند کنگان از نوع II/III و II و III و سازند دالان از نوع III می‌باشد.

بلوغ کروژن بخشی از نمونه‌های سازند کژدمی (۲ نمونه از چاه A و ۳ نمونه از چاه D و ۱ نمونه از چاه C) در اوایل دیاژنز، سازند کنگان در پنجره تولید نفت و گاز (۱ نمونه وارد محدوده تولید گاز تر و ۱ نمونه در محدوده گاز خشک قرار گرفته که عمدتاً انتظار تولید نفت را داریم) و سازند دالان در پنجره نفتی و گازی قرار گرفته‌اند (که عمدتاً انتظار تولید گاز را خواهیم داشت).

اغلب نمونه‌های سازند کنگان و دالان T_{max} بالاتر از ۴۳۰ و PI بیشتر از ۰/۱ را نشان می‌دهند که نشان‌دهنده بلوغ نمونه‌ها و قرار گرفتن آن‌ها در پنجره نفتی و گازی می‌باشد.

پتانسیل ژنتیکی نمونه‌های کژدمی خیلی ضعیف، ضعیف تا متوسط، سازند کنگان به صورت خیلی ضعیف، ضعیف و متوسط و سازند دالان پتانسیل ژنتیکی نمونه‌ها در محدوده‌ی خیلی ضعیف، ضعیف و متوسط می‌باشد پتانسیل ژنتیکی نمونه‌های سازندهای کژدمی، کنگان و دالان با توجه به عمق قرار گیری در حد متوسط است.

دیاگرام $TR-R_o$ نشان می‌دهد که سازند کنگان (۱ نمونه) و سازند دالان (۲ نمونه) در مرحله‌ی تولید گاز از سنگ منشأ است.

نوع نفت‌های مورد مطالعه از دیاگرام مثلثی تیسوت و ولته استفاده گردیده است. بر اساس آثار و بقایای مواد هیدروکربنی موجود در نمونه‌های سازند کنگان خصوصیات پارافینیک-نفتنیک و نفتنیک را نشان می‌دهند.

با توجه به نتایج کروماتوگراف گازی در نمونه‌های سازند کنگان منطقه مورد مطالعه پدیده تخریب زیستی مشاهده نمی‌شود و نمونه‌ها در روند بلوغ قرار گرفته‌اند. شرایط رسوب‌گذاری نمونه‌ها در محیط احیایی-نیمه احیایی بوده است. نوع کروژن (ماده آلی) نمونه‌ها اغلب مخلوطی از انواع کروژن II و II/III است.

نتایج حاصل از تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنج جرمی برای بیومارکرهای استران و هوپان برای نمونه‌های سازند کنگان میزان بلوغ (پختگی) نمونه‌ها در محدوده پنجره تولید نفت و گاز تر(اواخر دیاژنز-اوایل کاتازنز) می‌باشد.

با توجه به پارامترهای شیمیایی و بصری منحنی عنکبوتی برای نمونه‌های سازند دالان، این نمونه‌ها در پنجره گازی قرار دارند و نمونه‌ها به بلوغ حرارتی رسیده‌اند. و در سازند کنگان نمونه‌ها وارد پنجره نفتی شده‌اند و انتظار تولید نفت را داریم.

۵-۲-پیشنهاده‌ها

با وجود اینکه آنالیزهای معدنی در ارزیابی‌های ژئوشیمیایی آلی جای نمی‌گیرد، یک فاکتور مهم در تولید گاز از سیستم‌های شیل گازی است. با توجه به اینکه آیا این شیل‌ها به تحریک پاسخ می‌دهند یا خیر بسیار پر اهمیت است که پیشنهاد می‌شود در بررسی‌های بعدی به آن توجه شود.

به نظر می‌رسد که داده‌هایی که قبلاً در این منطقه جمع‌آوری شده، تنها با هدف مطالعات انطباق هیدروکربن‌ها با سنگ منشأ در سیستم نفتی متعارف در نظر گرفته می‌شوند، در نتیجه کمبود

اطلاعات در زمینه این سنگ‌ها به شدت به چشم می‌خورد. پیشنهاد می‌شود که جهت مطالعات شیل گازی، داده‌ها بر اساس منشأ-مخزن در سیستم شیل گازی غیرمتعارف تأمین شوند.

۵-۳-پیوست‌ها

جدول (۵-۱): نتایج داده‌های راک-اول سازند کژدومی

Kazhdumi	Well	S1	S2	S3	Tmax	TOC	R0	PI0	HI0	TR(HI0)	S1+S2
Kazhdumi	SPO-2	0/99	0/6	1/98	421	0/51	0/418	0/011	165/6	0/14	1/59
Kazhdumi	SPO-2	0/84	0/6	3/17	376	0/47	-0/392	0/0116	165/6	0/32	1/44
Kazhdumi	SPO-2	0/61	0/31	2/02	378	0/31	-0/356	0/0132	165/6	0/47	0/92
Kazhdumi	SPO-2	1/05	0/52	2/46	370	0/51	-0/5	0/0134	165/6	0/46	1/57
Kazhdumi	SPO-2	0/79	0/26	2/18	370	0/45	-0/5	0/0156	165/6	0/71	1/05
Kazhdumi	SPO-2	2/58	1/39	1/57	405	1/14	0/13	0/0132	165/6	0/35	3/97
Kazhdumi	SP-2	0/27	0/26	0/46	426	0/18	0/508	0/0102	165/6	0/21	0/53
Kazhdumi	SP-2	0/24	0/28	1/65	419	0/26	0/382	0/0092	165/6	0/41	0/52
Kazhdumi	SP-2	0/6	0/55	4/08	386	0/6	-0/212	0/0104	165/6	0/51	1/15
Kazhdumi	SP-2	0/62	0/31	2/9	382	0/48	-0/284	0/0134	165/6	0/65	0/93
Kazhdumi	SP-2	0/38	0/37	2/69	381	0/33	-0/302	0/0102	165/6	0/39	0/75
Kazhdumi	SP-2	0/63	0/69	3/5	387	0/57	-0/194	0/0096	165/6	0/34	1/32
Kazhdumi	SPO-3	2/43	1/97	0/45	421	0/54	0/418	0/0112	165/6	-1/19	4/4
Kazhdumi	SPO-3	2/88	2/85	0/82	420	0/8	0/4	0/012	165/6	-1/1	5/73
Kazhdumi	SPO-3	1/15	1/12	0/77	415	0/49	0/31	0/0102	165/6	-0/31	2/27
Kazhdumi	SPO-3	0/83	0/63	1/09	370	0/34	-0/5	0/0114	165/6	-0/03	1/46
Kazhdumi	SPO-3	0/68	0/3	1/05	380	0/34	-0/32	0/0138	165/6	0/54	0/98
Kazhdumi	SPO-3	3/26	2/17	1/05	418	1/2	0/364	0/012	165/6	0	5/43
Kazhdumi	SP-6	0/14	0/06	1/17	421	0/13	0/418	0/014	165/6	0/76	0/2
Kazhdumi	SP-6	0/13	0/13	0/57	425	0/12	0/49	0/01	165/6	0/42	0/26
Kazhdumi	SP-6	0/23	0/17	0/93	387	0/21	-0/194	0/0114	165/6	0/57	0/4
Kazhdumi	SP-6	1/07	1/24	0/71	422	0/71	0/436	0/0096	165/6	0/02	2/31

جدول (۵-۲): نتایج داده‌های راک-اول سازند کنگان

Formation	Depth,m	S1	S2	S3	Tmax	TOC	R0	PI0	HI0	TR(HI0)	S1+S2
Kangan	2760/4	0/07	0/39	0/36	439	0/25	0/742	0/003	190/5	0/23	0/46
Kangan	2765/3	0/34	0/12	0/12	436	0/19	0/688	0/0148	190/5	0/72	0/46
Kangan	2770	0/19	0	0/09		0/1		0/02	190/5	1	0/19
Kangan	2787	0/16	0	0/01		0/04		0/02	190/5	1	0/16
Kangan	2790	0/18	0/18	0/07	438	0/15	0/724	0/01	190/5	0/45	0/36
Kangan	2806/5	0/12	0/03	0/44	427	0/17	0/526	0/016	190/5	0/93	0/15
Kangan	2810/5	0/18	0/96	0/03	465	0/26	1/21	0/0032	190/5	-1/19	1/14
Kangan	2820/5	0/12	0/03	0/08	432	0/09	0/616	0/0164	190/5	0/88	0/15
Kangan	2826	0/09	0/08	0/05	429	0/09	0/562	0/0106	190/5	0/6	0/17
Kangan	2842/5	0/07	0/08	0/34	448	0/31	0/904	0/0094	190/5	0/89	0/15
Kangan	2847/8	0/17	0/12	0/19	435	0/14	0/67	0/0118	190/5	0/61	0/29

Kangan	2851/3	0/1	0/04	0/32	433	0/15	0/634	0/0146	190/5	0/89	0/14
Kangan	2855/7	0/06	0	0/08		0/03		0/02	190/5	1	0/06
Kangan	2859/6	0/06	0/02	0/05	354	0/03	-0/788	0/015	190/5	0/7	0/08
Kangan	2864	0/08	0/01	0/12		0/03		0/0178	190/5	0/86	0/09
Kangan	2870/3	0/17	0/01	0/03	451	0/04	0/958	0/0192	190/5	0/93	0/18
Kangan	2874/5	0/09	0/05	0/05	483	0/08	1/534	0/0128	190/5	0/73	0/14
Kangan	2878/6	0/07	0	0/01		0/05		0/02	190/5	1	0/07
Kangan	2898/8	0/1	0/02	0/18	441	0/27	0/778	0/0174	190/5	0/98	0/12
Kangan	2815/4	1/16	2/68	0/25	429	0/76	0/562	0/006	190/5	-0/96	3/84
Kangan	2825	0/16	1/86	0/57	436	0/65	0/688	0/0016	190/5	-0/61	2/02
Kangan	2828	0/12	1/97	0/16	436	0/45	0/688	0/0012	190/5	-1/94	2/09
Kangan	2831/3	0/23	2/39	0/27	436	0/72	0/688	0/0012	190/5	-2/29	2/62
Kangan	2837	0/53	2/34	0/57	435	0/88	0/67	0/0068	190/5	-0/42	2/87
Kangan	2841	1/66	3/21	0/51	428	0/64	0/544	0/002	190/5	-1/27	4/87
Kangan	2851	0/6	1/96	0/27	436	0/96	0/688	0/0034	190/5	-0/06	2/56
Kangan	2858/9	0/2	0/4	0/27	435	0/59	0/67	0/0066	190/5	0/69	0/6

جدول (۵-۳): نتایج داده‌های راک-اول سازند دالان

Formation	Depth,m	S1	S2	S3	Tmax	TOC	R0	PI0	HI0	TR(HI0)	S1+S2
Dalan	2903/6	0/07	0/01	0/1	445	0/13	0/85	0/0164	95/6	0/9	0/08
Dalan	2912/5	0/17	0/03	0/23	445	0/35	0/85	0/0172	95/6	0/93	0/2
Dalan	2991/4	0/26	0/13	0/14	459	0/15	1/102	0/0134	95/6	0/17	0/39
Dalan	3000/8	0/26	0/03	1/09	434	0/23	0/652	0/0176	95/6	0/86	0/29
Dalan	3015/15	0/41	0/23	0/24	492	0/7	1/696	0/0128	95/6	0/68	0/64
Dalan	3020/3	0/25	0	0/04		0/16		0/02	95/6	1	0/25
Dalan	3033/2	0/2	0	0/02		0/06		0/02	95/6	1	0/2
Dalan	3043/9	0/25	0	0/01		0/05		0/02	95/6	1	0/25
Dalan	3053/5	0/37	0	0/11		0/08		0/02	95/6	1	0/37
Dalan	3058/95	0/23	0/18	0/41	411	0/07	0/238	0/0112	95/6	-1/73	0/41
Dalan	3065/4	0/07	0	0/09		0		0/02	95/6		0/07
Dalan	3074/2	0/43	0/43	0/14	438	0/34	0/724	0/01	95/6	-0/28	0/86
Dalan	3082	0/1	0/01	0/09	443	0/04	0/814	0/0182	95/6	0/76	0/11

فهرست مراجع

- آقاباتی س. ع، (۱۳۸۳) "زمین‌شناسی ایران" انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشاف معدنی کشور "فصل دهم، دریاچه‌ها و دریا‌های ایران (خلیج فارس).
- اشکان ح. ر، (۱۳۸۷) "ژئوشیمی آلی و کاربرهای آن در اکتشاف نفت" انتشارات مناطق نفت‌خیز جنوب، ص ۳۸۰.
- تژه ف. عزیزاده ب. آدابی م. ح، (۱۳۸۳)، "تعیین بلوغ مواد آلی و تاریخچه تدفین رسوبات توسط TTI و T_{max} در میدان نفتی مارون"، بیست و سومین همایش علوم زمین، سازمان زمین‌شناسی و اکتشاف معدنی کشور، ص ۵۰۳-۵۰۲.
- خزایی ح. موسوی حرمی ر. کدخدایی ع، (۱۳۹۰)، "مطالعه ژئوشیمیایی سازند پابده در میدان نفتی توسن"، پانزدهمین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، دانشگاه تربیت معلم، تهران.
- سحابی ف، (۱۳۸۲) "زمین‌شناسی نفت" چاپ چهارم، انتشارات دانشگاه تهران، ص ۴۵۰.
- درویش‌زاده ع، (۱۳۸۵) "زمین‌شناسی ایران" چاپ سوم، انتشارات امیر کبیر، تهران، ص ۶۴۸.
- ربانی ا. ر، (۱۳۹۲) "زمین‌شناسی و ژئوشیمی نفت خلیج فارس" چاپ زیتون قم، انتشارات دانشگاه تفرش، تهران، ص ۵۷۶.
- رضایی م. ر، (۱۳۸۷) "زمین‌شناسی نفت" چاپ معراج، انتشارات فدک ایساتیس، تهران، ص ۴۷۲.
- عزیزاده ب. مبین ب، (۱۳۸۱) "مطالعه ژئوشیمیایی بیومارکرهای نفت مخزن آسماری چهارم میدان نرگسی" مجله علوم شهید دانشگاه چمران اهواز، شماره ۸، ص ۷۷-۶۰.
- قوامی ربایی 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.

کاووسی م. ع، دریابنده م، (۱۳۹۰) "پی‌جویی مقدماتی منابع هیدروکربوری غیر متعارف شیل گازی در ایران" گزارش شرکت ملی نفت ایران، ش ۱۹۱۴، ص ۷.

کمالی م، قربانی ب، (۱۳۸۵) "ژئوشیمی آلی از فیتوپلانکتون‌ها تا تولید نفت" چاپ اول، انتشارات آراین زمین، تهران.

معماریانی م. کمالی م. رجبی هرسینی ع، (۱۳۸۹) "ارزیابی ویژگی‌های ژئوشیمیایی سازند کنگان در چاه A واقع در میدان گازی پارس جنوبی"، مجله علوم زمین، شماره ۷۵، سال نوزدهم، ص ۱۰۲-۹۵.

نثارزاده ر. علیزاده ب. قلاوند ه، (۱۳۸۵) "ارزیابی پتانسیل تولیدی سنگ‌های منشأ احتمالی موجود در میدان نفتی بینک، جنوب غرب ایران" مجله علوم دانشگاه تهران، شماره ۳، جلد سی و دوم، ص ۲۱۹-۲۱۳.

Alizadeh B. Sarafdokht H. Ragabi M. Janbaz M. (2012) "Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of the Dezful Embayment, Iran" **Org. Geochem.**, **49**, pp 36-46.

Alsharhan A. S. and Nairn A. E. M. (1989), "Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East" Elsevier, Netherlands. pp. 834.

Berberian M. and King G. C. P. (1981). Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. **Can. J. Earth Sci.**, **18**, pp 210-265.

Bernard B. B. Brooks J. M. Sackett W. M. (1978) "Light hydrocarbons in recent Texas continental and slope sediments" **J. Geophys. Res.**, **83**, pp 4050-4061.

Bordenave M. I. and Burwood R. (1990) "Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt. Provenance of the Asmari and Sarvak reservoirs oil accumulations" **Org. Geochem.**, **16**, pp 369-387.

Bordenave M. L. and Huc A. Y. (1995) "The Cretaceous source rocks in the Zagros Foothills of Iran" **Rev. Inst. Fr. Pet.**, **50**, pp 727-754.

Bordenave M. L. and Sahabi. F. (1971) "Geochemical project, appraisal of Lurestan" Geological and Exploration Division, Iranian Oil Operating Companies, Report 1182, pp 389-405.

- Bordenave M. L. Nili A. R. Fozoonmayeh C. (1971) "Geochemical project, appraisal of Fars Province" Confidential report, Iranian Oil Operating Companies, Report 1181, pp 92.
- Curtis J. B. (2009) "Fractured Shale Gas Systems" **AAPG.**, **86**, pp **1921-1938**.
- Espitalie J. Deroo G. Marquis F. (1985) "Rock-eval pyrolysis and its application" **Inst. Fr. Petrol.**, **40**, pp 72.
- Hunt J. M. (1996) "**Petroleum Geochemistry and Geology**" Vol. 2, New York. WH Freeman, pp. 743.
- Insalaco E. Virgone A. Courme B. Gaillot J. Kamali M. Moallemi A., Lotfpour M. Monibi S. (2006) "Upper Dalan Member and Kangan Formation between the Zagros Mountains and Offshore Fars, Iran: Depositional System, Biostratigraphy and Stratigraphic Architecture" **GeoArabia.**, **11**, pp **74-176**.
- Jarvie D. M. Hill R. J. Ruble T. E. Pollastro R. M. (2007) "Unconventional shale gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment" **AAPG.**, **91**, pp **475-499**.
- Konert G. Afifi A. M. Al-Hajri S. A. De Groot K. Al Nairn A. A. Droste H. J. (2001) "Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate" **AAPG.**, **6**, pp **407-442**.
- Langford F. F. and Blanc-Valleron M. M. (1990) "Interpreting Rock-Eval Pyrolysis Data Using Graphs of Pyrolizable vs. Total Organic Carbon" **AAPG Bulletin.** **74**, pp **799-840**.
- Lewan M. D. and Henry A. A. (1999) "Gas: oil ratios for source rocks containing type I, II, IIS and III kerogens as determined by hydrous pyrolysis" US Geological Survey, Denver, Colorado, USA. pp 1-9.
- Mahlstedt N. and Horsfield B. (2012) "Metagenetic Methane Generation in Gas Shale I. Screening Protocols Using Immature Samples" **Mar. Pet. Geol.**, **31**, 1, pp **27-42**.
- Mukhopadhyay P. K. Wade J.A. Kruger M.A. (1995) "Organic facies and maturation of Jurassic/Cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotian Basin" **Org. Geochem.**, **22**, pp **85-104**.
- Pepper A. S. and Corvi P.J. (1995) "Simple Kinetic models of petroleum formation. Part 1: oil and gas generation from kerogen" **Mar. Pet. Geol.**, **12**, pp **291-319**.

- Peters K. E. Walters C. Moldowan J. M. (2005) "The Biomarker Guide: Biomarkers in Petroleum System and Earth History" Vol. 2, Second Edition, Cambridge University Press, United Kingdom. pp. **704**.
- Peters K. E. and Cassa M. R. (1994) "Applied source rock Geochemistry" in Magoon, L.B., and Dow, W.C, eds., the petroleum system from source to trap, **AAPG Memoir., 60**, pp **93-120**.
- Peymani M. (2003) "Burial History Reconstruction and thermal Modeling in the Norhem Persian Gulf" M.S thesis in Exploration Engineering Petroleum University of Technology, pp **280**.
- Rabbani A. R. and Kamali M. R. (2005) "Source rock Evaluation and Petroleum Geochemistry, Offshore SW Iran" **J. Pet. Geol.**, **28**, pp **413-428**.
- 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, Iran. **J. Pet. Sci. Eng.**, **70**, pp **57-66**.
- Roberts L. R. and Kirschbaum M. A. (1995) "Paleogeography of the Late Cretaceous of the Western Interior of middle North America-coal distribution ad sediment accumulation" U. S. Geological Survey Professional, pp. **1561**.
- Schenk H. J. and Horsfield B. (1998) "Using natural maturation series to evaluate the utility of parallel reaction kinetics models: an investigation of Toarcian shales and Carboniferous coals, Germany" **Org. Geochem.**, **29**, pp **137-154**.
- Seewald J. S. Benitez-Nelson B. C. Whelan J. K. (1998) "Laboratory and theoretical constraints on the generation and composition of natural gas" **Geochem. Cosmochim. Acta.**, **62**, pp **1599-1617**.
- Sfidari E. Zamanzadeh M. Dashti A. Tavakkol M. H. (2016) "Comprehensive source rock evaluation of the Kazhdumi Formation, in the Iranian Zagros fold belt and adjacent offshore" **Mar. Pet. Geol.**, **71**, pp.
- Shanmugam G. (1985) "Significance of coniferous rain forests and related organic mater in generating commercial quantities of oil, Gipslan basin, Australi " **AAPG Bulletin.**, **69**, pp **1241-1254**.
- Tissot B. P. and Welte D. H. (1984) "Petroleum Formation and Occurrence" Springer Verlag, Berlin, Germany. pp. **702**.

Yalcin E. N. Ozcelik O. Altunsoy M. (2006) "Interpreting Rock-Eval Pyrolysis data using graphs of S₂ vs. TOC :Middle Triassic – Lower Jurassic units, eastern part of SE Turkey" **J. Pet. Sci. Eng.**, 53, pp 34-46.

Abstract

One of the primary assessments of the origin of rocks in conventional and unconventional reservoirs is to investigate the potential and potential of hydrocarbonization and the type of product obtained from the maturity of organic matter. In this research, geochemical analysis of the Kazhdumi, Kangan, and Dalan formations in one of the central Persian Gulf fields has been used to analyze the Rock-Eval pyrolysis devices, gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry (63 Rock-Eval samples, 3 GC samples and 35 GC-MS samples). These studies include evaluating the maturity and Kerogen type and the genetic potential of the above-mentioned formulations. The Kerogen type is most commonly used type III that is susceptible to gas, while the Kazhdumi Formation has a small potential for oil production it shows the origin of continental organic matter. The samples are in the oil window to the gas and their genetic potential is in the medium range. Kazhdumi Formation, in spite of the known source rock of most fields inside Iran, does not produce commercial quantities of hydrocarbons in the studied field. In the Kangan Formation, the Kerogen type is mainly type II / III and less than type IV, and the genetic potential of this formation is moderate. The maturity of these samples in the oil production window (late-diagenesis-early catagenesis) has been due to the sedimentation of the reducing-semi-reducing environment and the effects of biodegradation on samples are not observed and the origin of organic matter in this formation is marine matter and with a few inputs from the land matter.

The samples of Dalan Formation is located in the oil and gas window in terms of thermal maturity, and the Kerogen type is of type IV and less than type II / III, which is expected to produce gas from this formation. The origin of organic matter in the mentioned formation is continental. The genetic potential of the samples is moderate.

Today, in developed countries, the shale gas systems in the group of unconventional reservoirs are in production. In order to evaluate the geochemical properties of unconventional reservoirs, a set of geochemical parameters was determined in the studied field and compared with the minimum threshold values in Barnett shale.

According to the TR-R_o diagram, the Dalan Formation is at the source of biogenic gas and gas production. In the Kangan Formation, most of the samples originate from the production of biogenic gas and gas from origin rock. In the risk-plot diagrams of the Dalan and Kangan Formations, these formations are located in the oil window to the gas and considering the C₂₀-above the Kangan Formation, for these reservoirs, it can be expected to be more mature and more capable of generating gas as an unconventional reservoir.

Key words: Kangan Formation, Dalan Formation, Kazhdumi Formation, Gas Shale, Rock-Eval Parameters.



Shahrood University of Technology

Faculty of Earth Sciences

M. Sc. Thesis in Geochemistry

**Conventional and Un-Conventional Evaluation of
hydrocarbon potential based on organic geochemical in one of
Central Persian Gulf' gas field**

By: Mahin Zarei

Supervisors:

Dr. Seyyed Reza Ghavami Riabi

Dr. Mehdi Jafarzadeh

July 2018