



دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک
گروه مهندسی نفت گرایش اکتشاف

پایان نامه کارشناسی ارشد

ارزیابی پتروگرافی - ژئوشیمی آلی پتانسیل تولید حوضه لرستان بعنوان شیل گازی

نگارنده: امید رستگار کلاته

استاد راهنما

دکتر سید رضا قوامی ریابی

استاد مشاور

دکتر مجید انصاری

آذر ماه ۱۳۹۵

تقدیم به

روح پرفقوح امام خمینی (ره)

وشهدای هشت سال دفاع مقدس

وتقدیم به

دست های زحمت کش پدر

ومحبت های بی دریغ مادر

تشکر و قدردانی

خداوند متعال را سپاس که مرا در تمامی مراحل زندگی یار و یاور بوده و الطاف بی‌کرانش را از من دریغ ننموده است. اینک که به توفیق حق، پایان نامه را به پایان رسانده‌ام وظیفه خود می‌دانم که از آقای **دکتر سید رضا قوامی ریابی** که زحمات این پایان نامه را برعهده داشتند و با رهنمودهایشان مرا تا پایان مسیر کمک کردند کمال تشکر و سپاسگزاری را دارم.

از آقای **دکتر مجید انصاری جعفری** که مشاورت این پایان نامه را بر عهده داشتند، جهت مساعدت و همکاری بی‌دریغشان تشکر و قدردانی می‌نمایم.

تعهد نامه

اینجانب امید رستگار کلاته دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی اکتشاف نفت دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه ارزیابی پتروگرافی - ژئوشیمی آلی پتانسیل تولید حوضه لرستان بعنوان شیل گازی تحت راهنمایی دکتر سید رضا قوامی ریابی 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 می باشد 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 می گردد.
- 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، برنامه‌های رایانه‌ای، نرم افزارها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه شاهرود می‌باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.

* متن این صفحه نیز باید در ابتدای نسخه های تکثیر شده پایان نامه وجود داشته باشد .

چکیده

سیستم‌های شیل‌گازی از انواع مخازن نامتعارف به حساب می‌روند که امروزه در کشورهای توسعه یافته به مرحله‌ی تولید رسیده‌اند. در ایران نیز می‌توان با توسعه سیستم‌های شیل‌گازی یک منبع تأمین انرژی امن و طولانی مدت ایجاد کرد. لذا بررسی توان تولید در مخازن نامتعارف از جمله پژوهش‌های مورد توجه در صنعت نفت است. در این مطالعه به بررسی اختصاصات ژئوشیمیایی آلی در سازند گرو و سرگلو و کانی‌شناسی یک نمونه سازند گرو از چاه سمند واقع در منطقه لرستان پرداخته شد. برای این منظور با بررسی ویژگی‌های شیل بارنت (به عنوان یک شیل تولید کننده و با اهمیت در ایالات متحده) مجموعه‌ای از پارامترهای ژئوشیمیایی تعیین شدند و مقادیر آن‌ها با مقادیر کمینه‌ی آستانه در شیل بارنت مقایسه گردید.

نمونه‌های هر دو سازند دارای ترکیبی از کروژن‌های تیپ III و II/III و IV است در سطوح بلوغ از اواخر پنجره‌ی نفتی تا پنجره‌ی گاز خشک قرار دارند. این نمونه‌ها در شرایط مختلف رسوب‌گذاری تشکیل شدند که این امر به علت تغییر در شرایط محیطی و پیش‌روی و پس‌روی آب دریا است.

سازند گرو از ناحیه لرستان شمالی به سمت غرب لرستان جنوبی با افزایش بلوغ از اواخر پنجره نفتی تا میعانات گازی دارای بازه عمقی است که پتانسیل تولید گاز داشته و این بازه عمقی برای سازند سرگلو از شرق لرستان جنوبی به سمت مرکز لرستان مرکزی می‌باشد.

بر پایه‌ی محاسبات صورت گرفته، مجموع کل هیدروکربن‌های سازندهای گرو و سرگلو به ترتیب برابر با ۱۵۴/۱۰ و ۳۵/۴۶ (bcf/section) مقدار نفت و گاز تولید شده برای گرو ۱۱۴/۰۴ و ۴۰/۰۷ (bcf/section) و برای سرگلو ۵/۷۳ و ۲۹/۷۳ (bcf/section) و مجموع گاز حفظ شده در سازندهای گرو و سرگلو به ترتیب ۳۷/۴۷ و ۱۲/۹۷ (bcf/section) می‌باشد که این مقدار در مقایسه با شیل بارنت چندان

چشم‌گیر نیست.

پراش پرتو ایکس و مطالعات کانی‌شناسی نشان می‌دهد که سازند گرو دارای محتوای کانی رسی کمتر از ۴ درصد (۳-۴ درصد)، کوارتز (۲۵ درصد) و کربنات (۷۰ درصد) می‌باشد که نشانگر شکنندگی متوسط رو به بالایی است که برای اهداف حفاری مناسب خواهد بود. بررسی مجموعه مطالعات صورت گرفته نشان می‌دهد که سازند گرو در منطقه لرستان را می‌توان به عنوان شیل‌گازی در نظر گرفت.

کلمات کلیدی: سازند گرو، سازند سرگلو، محتوای کل کربن آلی، شیل‌گازی

لیست مقالات مستخرج شده از پایان نامه

رستگار ا. قوامی ر. و توانگر م، (۱۳۹۴) "ارزیابی توان هیدروکربورزایی سازندهای گرو-سرگلو ناحیه لرستان بعنوان شیل گازی"، دومین کنگره بین المللی زمین شناسی کاربردی، ۲۹-۳۱ اردیبهشت ماه، مشهد

رستگار ا. قوامی ر، (۱۳۹۴) "ارزیابی شیمیایی گرو (کرتاسه پیشین) به عنوان سنگ مادر در ناحیه لرستان"، دومین کنگره بین المللی زمین شناسی کاربردی، ۲۹-۳۱ اردیبهشت ماه، مشهد

فهرست مطالب

۱- فصل اول کلیات	۱
۱-۱- مقدمه	۲
۱-۱-۱- ذخایر گازی متعارف و غیر متعارف	۲
۱-۲- سیستم شیل گازی	۴
۱-۲-۱- روش بهره برداری از شیل های گازی	۴
۱-۳- ضرورت انجام تحقیق	۵
۱-۴- سابقه تحقیق	۶
۱-۵- روش انجام تحقیق	۸
۱-۶- ساختار تحقیق	۸
۲- فصل دوم مبانی مهم شیل های گازی	۱۱
۲-۱- مقدمه	۱۲
۲-۲- ژئوشیمی و منشاء گاز طبیعی	۱۴
۲-۳- سیستم های شیل گازی تولیدکننده در ایالات متحده آمریکا	۱۸
۲-۳-۱- مهمترین سیستم های شیل گازی در آمریکا	۱۸
۲-۳-۲- چارچوب زمین شناسی	۲۱
۲-۳-۲-۱- شیل آنتریم از حوضه میشیگان (دونین):	۲۱
۲-۳-۲-۲- شیل اوهایو (دونین):	۲۲
۲-۳-۲-۳- شیل نیو آلبانی	۲۴
۲-۳-۲-۴- شیل بارنت	۲۵
۲-۳-۲-۵- شیل لوئیس	۲۶

۲۷	۴-۲- بررسی جامع شیل بارنت به عنوان مدل ارزیابی شیل‌های گازی.....
۲۹	۲-۴-۱ تعیین محتوای کربن آلی اولیه
۳۱	۲-۴-۲ بلوغ حرارتی.....
۳۵	۲-۵- جمع‌بندی و روش پژوهش.....
۳۶	۲-۵-۱ روش ارزیابی شیل‌گازی بر اساس TOC، پیرولیز و داده‌های حاصل از ارزیابی بصری کروژن
۳۹	۳- فصل سوم معرفی ناحیه مورد مطالعه و ارائه داده‌های ژئوشیمیایی آلی
۴۰	۳-۱ مقدمه.....
۴۰	۳-۲- زمین شناسی و موقعیت منطقه
۴۱	۳-۳- زمین‌شناسی ناحیه‌ای منطقه
۴۲	۳-۴- چینه‌شناسی سازندهای مورد مطالعه.....
۴۲	۳-۴-۱ سازند سرگلو.....
۴۴	۳-۴-۲ سازند گرو.....
۴۵	۳-۵- نتایج آنالیز راک اول گمانه‌های حوضه لرستان.....
۴۶	۳-۵-۱ لرستان شمالی.....
۴۶	۳-۵-۲ لرستان جنوبی.....
۴۸	۳-۵-۳ لرستان مرکزی.....
۵۰	۳-۶- اطلاعات خرده‌های حفاری بر اساس آنالیز (GC) و پیرولیز گازکروماتوگرافی (PY-GC).....
۵۸	۳-۷- توصیف مقاطع سطحی مورد مطالعه.....
۶۱	۴- فصل چهارم ارزیابی شیل‌های گازی.....
۶۲	۴-۱ مقدمه.....
۶۳	۴-۲- تعیین محیط رسوبی
۶۳	۴-۲-۱ سازند گرو.....
۶۴	۴-۲-۲ سازند سرگلو.....

۶۵	۳-۴- تعیین بلوغ حرارتی توسط داده‌های راک-اول و ضریب انعکاس ویترنایت
۶۵	۱-۳-۴ نوع کروژن
۷۱	۴-۴- تعیین مقادیر S_{2O} ، HI_0 ، TOC_0
۷۱	۱-۴-۴ مقادیر متوسط TOC و پارامترهای راک اول
۷۲	۲-۴-۴ مقدار تبدیل ماده آلی
۷۴	۱-۲-۴-۴ تعیین وضعیت پختگی نمونه‌های خرده حفاری به وسیله دیاگرام Ro-TR
۷۵	۵-۴- محاسبه محتوای کربن ماده اولیه
۷۷	۶-۴- محاسبه حجم گاز حفظ شده در سازندهای گرو و سرگلو
۸۱	۱-۶-۴ مقایسه نتایج بدست آمده سازندهای هدف با شیل گازی بارت
۸۳	۷-۴- تفسیر سازندهای هدف توسط ریسک پلات (Risk plot)
۹۲	۸-۴- تفسیر مقاطع سطحی منطقه
۹۴	۱-۸-۴ نسبت پرستان به فیتان (Pt/Ph) برای مقاطع سطحی گرو و سرگلو
۹۵	۲-۸-۴ تعیین وضعیت پختگی نمونه‌های مقاطع سطحی به وسیله دیاگرام Ro-TR
۹۷	۵- فصل پنجم مطالعات کانی‌شناسی و ارزیابی شکست هیدرولیکی
۹۸	۱-۵- مقدمه
۹۹	۲-۵- داده‌های کانی‌شناسی
۹۹	۱-۲-۵ نتایج XRD
۱۱۱	۶- فصل ششم نتیجه‌گیری و پیشنهادات
۱۱۲	۱-۶- نتیجه‌گیری
۱۱۴	۲-۶- پیشنهادات
۱۱۶	پیوست
۱۱۷	مراجع

فهرست اشکال

فصل اول

شکل ۱-۱: نمایش کلی از یک شکست هیدرولیکی ۵

فصل دوم

شکل ۱-۲: تولید نسبی گاز از مواد آلی هومیک و ساپروپلیک با افزایش دما ۱۵

شکل ۲-۲: مقایسه تکامل تولید نفت و گاز در انواع مختلف کروژن ۱۵

شکل ۳-۲: تولید محاسبه شده نفت و گاز از سنگ منشاء با کروژن نوع II و بیتومن باقیمانده ۱۶

شکل ۴-۲: نسبت رطوبت (wetness) در مقابل ایزوتوپ کربن ۱۷

شکل ۵-۲: توزیع جغرافیایی ۵ سیستم شیل گازی در لاور ۴۸ ایالت آمریکا ۱۸

شکل ۶-۲: نمودار عنکبوتی شیل آنتریم ۲۲

شکل ۷-۲: نمودار عنکبوتی شیل اوهایو ۲۳

شکل ۸-۲: نمودار عنکبوتی شیل نیوآلبانی ۲۴

شکل ۹-۲: نمودار عنکبوتی شیل بارنت ۲۵

شکل ۱۰-۲: نمودار عنکبوتی شیل لویسیس ۲۶

شکل ۱۱-۲: نقشه مکانی رخنمون‌ها و چاه‌ها در منطقه مورد مطالعه ۲۸

شکل ۱۲-۲: نتایج گاز-کروماتوگرافی (GC) شیل بارنت ۳۳

شکل ۱۳-۲: نمودار قطبی ریسک شیل گازی (بر اساس ارزیابی بصری و شیمیایی) ۳۴

شکل ۱۴-۲: ارزیابی ریسک تولید گاز، پارامترهای بصری و شیمیایی مختلف بلوغ حرارتی ۳۴

شکل ۱۵-۲: ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز ۳۵

فصل سوم

شکل ۱-۳: ناحیه مورد مطالعه لرستان، سه منطقه شمالی، مرکزی و جنوبی ۴۱

شکل ۲-۳: ستون‌های چینه شناسی گرو و سرگلو در ستون چینه‌شناسی ۴۳

شکل ۳-۳: طیف GC چاه‌های انجیر، ویزنان، ماهی‌دشت، شاه‌آباد و سمند ۵۲

شکل ۴-۳: طیف GC چاه‌های ویزنهار، باباقیر، کبیر کوه، سرکان و دره بانه ۵۳

- شکل ۳-۵: طیف GC گرو چاه‌های انجیر، هلیلان، شاه‌آباد، ماهی‌دشت و سمنند ۵۴
- شکل ۳-۶: طیف PY-GC دره بانه، شاه‌آباد، سمنند، باباقیر و انجیر ۵۵
- شکل ۳-۷: طیف PY-GC ویزنه‌هار، ویزنان، کبیرکوه، سرکان و ماهی‌دشت ۵۶
- شکل ۳-۸: طیف PY-GC سرگلو انجیر، هلیلان، شاه‌آباد، ماهی‌دشت و سمنند ۵۷

فصل چهارم

- شکل ۴-۱ (الف): نمودار تعیین رخساره آلی بر اساس HI-OI گرو ۶۴
- شکل ۴-۲ (الف): نمودار تعیین رخساره آلی بر اساس HI-OI سرگلو ۶۵
- شکل ۴-۳ (الف): نمودار HI-TOC ب و پ) نمودار HI-T_{max} خرده حفاری سازند گرو ۶۷
- شکل ۴-۴ (الف): نمودار HI-TOC ب و پ) نمودار HI-T_{max} خرده حفاری سازند سرگلو ۶۹
- شکل ۴-۵ (الف و ب): دیاگرام TR-R_o براساس R_o ماکزیمم و مینیم ۷۵
- شکل ۴-۶: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه انجیر ۸۴
- شکل ۴-۷: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه باباقیر ۸۵
- شکل ۴-۸: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه دره بانه ۸۵
- شکل ۴-۹: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه کبیرکوه ۸۶
- شکل ۴-۱۰: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه ماهی‌دشت ۸۶
- شکل ۴-۱۱: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه شاه‌آباد ۸۷
- شکل ۴-۱۲: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه سمنند ۸۷
- شکل ۴-۱۳: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه سرکان ۸۸
- شکل ۴-۱۴: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه ویزنه‌هار ۸۸
- شکل ۴-۱۵: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه ویزنان ۸۹
- شکل ۴-۱۶: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند سرگلو برای چاه انجیر ۸۹
- شکل ۴-۱۷: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند سرگلو برای چاه هلیلان ۹۰
- شکل ۴-۱۸: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند سرگلو برای چاه شاه‌سمنند ۹۰
- شکل ۴-۱۹: نمودار Pri/nC17 - Ph/nC18 مقاطع سطحی گرو و سرگلو ۹۵
- شکل ۴-۲۰: دیاگرام TR-R_o براساس R_o مقاطع سطحی گرو و سرگلو ۹۶

فصل پنجم

- شکل ۵-۱: توزیع کانی‌شناسی کوارتز، کلسیت و رس در شیل بارنت ۹۸
- شکل ۵-۲: تصاویر میکروسکوپی از نمونه‌های مورد مطالعه. ۱۰۱
- شکل ۵-۳: تصاویر میکروسکوپ الکترونی (SEM) ۱۰۲
- شکل ۵-۴: طیف XRD چاه سمند مربوط به عمق‌های ۱۷۸۰ و ۱۸۲۰ متری ۱۰۴
- شکل ۵-۵: طیف XRD چاه سمند مربوط به عمق‌های ۱۸۶۰ و ۱۹۰۲ متری ۱۰۵
- شکل ۵-۶: طیف XRD چاه سمند مربوط به عمق‌های ۱۹۴۲ و ۱۹۶۲ متری ۱۰۶
- شکل ۵-۷: طیف XRD چاه سمند مربوط به عمق‌های ۱۹۸۲ و ۲۰۰۲ متری ۱۰۷
- شکل ۵-۸: توزیع کانی‌شناسی کوارتز، کلسیت و رس در نمونه چاه سمند ۱۰۹

فهرست جداول

فصل دوم

- جدول ۱-۲: پارامترهای مخزنی، زمین شناسی و ژئوشیمیایی برای پنج سیستم شیل گازی ۲۰
- جدول ۲-۲: مقادیر متوسط TOC؛ راک اول، Ro، شیل بارنت ۲۸
- جدول ۳-۲: مقدار تئوری حداکثر TOC قابل تبدیل به کربن در هیدروکربن ۳۰
- جدول ۴-۲: حداقل و بهترین مقادیر مربوط به بلوغ پارامترها برای شیل بارنت ۳۳

فصل سوم

- جدول ۱-۳: تقسیم بندی ناحیه لرستان و تفکیک چاه‌های آن از نظر سازند دربرگیرنده ۴۵
- جدول ۲-۳: نتایج آنالیز راک-اول (Cutting) سازندهای گرو و سرگلو ۴۶
- جدول ۳-۳: نتایج ضریب انعکاس و پترینایت (Cutting) سازندهای گرو و سرگلو ۴۶
- جدول ۴-۳: نتایج آنالیز راک-اول (Cutting) سازندهای گرو و سرگلو ۴۷
- جدول ۵-۳: نتایج ضریب انعکاس و پترینایت (Cutting) سازندهای گرو و سرگلو ۴۸
- جدول ۶-۳: نتایج آنالیز راک-اول (Cutting) سازندهای گرو و سرگلو ۴۹
- جدول ۷-۳: نتایج ضریب انعکاس و پترینایت (Cutting) سازند گرو و سرگلو ۵۰
- جدول ۸-۳: مشخصات مقاطع سطحی گرو و سرگلو در ناحیه لرستان ۵۸
- جدول ۹-۳: مقادیر پارامترهای بلوغ برای مقاطع سطحی گرو ۵۹
- جدول ۱۰-۳: مقادیر پارامترهای بلوغ برای مقاطع سطحی سرگلو ۵۹

فصل چهارم

- جدول ۱-۴: تعیین نوع کروژن ۶۶
- جدول ۲-۴: بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند گرو ۶۸
- جدول ۳-۴: بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند سرگلو ۷۰
- جدول ۴-۴: مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند گرو ۷۱
- جدول ۵-۴: مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند سرگلو ۷۲

- جدول ۴-۶: تعیین مقادیر TR_{HI} محاسبه شده نمونه خرده‌های حفاری سازند گرو ۷۳
- جدول ۴-۷: تعیین مقادیر TR_{HI} محاسبه شده خرده‌های حفاری سازند سرگلو ۷۳
- جدول ۴-۸: محاسبه مقادیر گاز حفظ شده خرده‌های حفاری در شیل گرو ۷۸
- جدول ۴-۹: محاسبه مقادیر گاز حفظ شده خرده‌های حفاری در شیل سرگلو ۷۹
- جدول ۴-۱۰: مقایسه مقدار گاز حفظ شده در سازند گرو و سرگلو با شیل بارنت ۸۲
- جدول ۴-۱۱: پارامترهای مورد نیاز در رسم دیاگرام عنکبوتی (چاه‌های سازند گرو و سرگلو) ۸۴
- جدول ۴-۱۲: نتایج ارزیابی مقاطع سطحی سازندهای هدف ۹۳
- جدول ۴-۱۳: نسبت پریستان و فیتان در نمونه مقاطع سطحی لرستان ۹۴

فصل پنجم

- جدول ۵-۱: درصد عناصر تشکیل دهنده نمونه‌های مغزه سازند گرو از چاه سمند ۹۹

پیوست

- جدول پ-۱: تبدیل واحدهای مربوط به حجم گاز حفظ شده ۱۱۶

۱- فصل اول

کلیات

۱-۱-۱- مقدمه

در مخازن متداول، سنگ منشاء ذخایر هیدروکربوری همواره مجزا از سنگ مخزن در نظر گرفته می‌شود، اما امروزه باور بر این است که سنگ منشاء در مواردی می‌تواند سنگ مخزن نیز محسوب شود که در این صورت در طبقه‌بندی ذخایر هیدروکربوری به عنوان یک مخزن نامتعارف لحاظ می‌شود. شیل‌های گازی یکی از انواع بسیار با اهمیت مخازن نامتعارف به حساب می‌روند این شیل‌ها تاکنون تأثیر به‌سزایی در تأمین گاز در آمریکای شمالی داشته‌اند تا جایی که وابستگی ایالات متحده به ذخایر گاز طبیعی به عنوان یک منبع انرژی در حال از میان رفتن است [۲].

۱-۱-۱-۱- ذخایر گازی متعارف و غیر متعارف

منابع طبیعی هیدروکربوری (نفی و گازی) معمولاً به دو دسته ذخایر متعارف و غیرمتعارف^۱ تقسیم‌بندی می‌شوند. ذخایر گازی غیرمتعارف، ذخایری هستند که به دلیل پایین بودن تخلخل و نفوذپذیری سنگ مخزن امکان استفاده از روش‌های معمولی حفاری در آن‌ها وجود ندارد، و به همین دلایل نسبت به ذخایر متعارف از لحاظ اقتصادی کمتر مقرون به صرفه می‌باشند. در مخازن گازی متعارف، تخلخل و نفوذپذیری سنگ مخزن به گاز اجازه می‌دهد تا در بین خلل و فرج سنگ‌ها حرکت کرده و به وسیله چاه‌های تولیدی از مخزن خارج شود. همچنین فشار مخزن، این امکان را فراهم می‌کند که گاز از طریق این چاه‌ها به بهره‌برداری برسد، در حالی که این امر در ذخایر گازی غیرمتعارف کارساز نمی‌باشد [۸]. مجموعه داده‌های این پروژه بر اساس اطلاعات موجود از ناحیه لرستان به منظور انجام ارزیابی‌های ژئوشیمیایی در مخازن متعارف بوده که در زمستان ۱۳۸۳ انجام شده است [۱۷، ۱۸].

^۱ Unconventional Reserves

در ایران بررسی پتانسیل هیدروکربوری در مخازن نامتعارف بر اساس اطلاعات ژئوشیمی آلی سنگ منشاء از جمله پژوهش‌هایی است که در آینده نزدیک توسط پژوهشکده بالاسری نفت اجرا خواهد شد. هدف اصلی در این گونه پژوهش‌ها آن است که با بررسی اختصاصات ژئوشیمی آلی دو سازند شیلی با اهمیت در ایران، سازندهای گرو و سرگلو، پتانسیل مخزنی آن‌ها مورد ارزیابی قرار گیرد. به این ترتیب با توسعه سیستم‌های شیل‌گازی می‌توان یک منبع انرژی طولانی مدت در کشور ایجاد نمود.

همچنین به نظر می‌رسد که در این گونه مخازن وجود یک سیستم شکستگی طبیعی برای تخلیه گاز از خمیره‌ی سنگ ضروری است و در صورت عدم وجود شکستگی‌های طبیعی در مخزن، ایجاد شکستگی‌های هیدرولیکی^۱ جهت استحصال، کمک شایان‌ذکری می‌کند.

در این تحقیق داده‌های مرتبط با ۱۱۱ نمونه از ۱۱ چاه مورد مطالعه و همچنین تعدادی نمونه‌ی سطحی از سازند گرو و سرگلو که متعلق به ۹ مقطع سطحی در ناحیه لرستان می‌باشد مورد بررسی قرار داده شده‌است. در این راستا به دنبال آن هستیم تا ضمن بررسی ژئوشیمیایی داده‌های آنالیز راک-اول، ضریب انعکاس و پترینایت و نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی، ضمن در نظر گرفتن ویژگی‌های زمین‌شناسی، پتانسیل این دو سازند در منطقه لرستان را به لحاظ پتانسیل شیل‌گازی مورد ارزیابی قرار دهیم. در ادامه تعدادی نمونه جهت تعیین کانی‌شناسی و در نهایت بررسی میزان شکنندگی به روش پراش پرتو ایکس، مطالعات میکروسکوپ الکترونی SEM و نیز مطالعات میکروسکوپی قرار داده شده‌است. نهایتاً مقایسه‌ای بین دو سازند فوق‌الذکر با برخی از شیل‌های گازی شناخته‌شده دنیا به خصوص شیل بارت صورت گرفته- است.

¹ - Hydraulic Fracturing

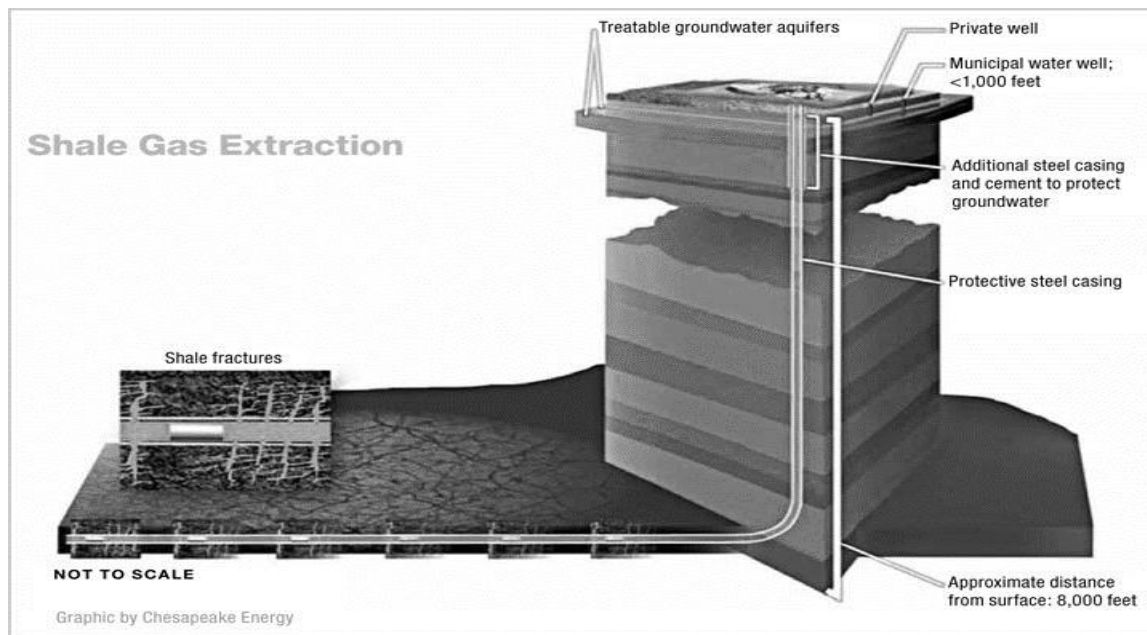
۱-۲- سیستم شیل گازی

شیل نوعی سنگ رسوبی است که از رس فشرده به صورت ورقه‌های نازک تشکیل شده است. گاز طبیعی در شکستگی‌های شیلی قرار داشته که از شیل مهاجرت نکرده و در داخل خود شیل تجمع یافته است. در حال حاضر به شیل‌های گازی و نفتی توجه زیادی می‌شود چون به عنوان یک سوخت فسیلی ممکن است جایگزین ذخایر متعارف گازی (که انتظار اتمام آن می‌رود) شود. به طور کلی یک مخزن شیل گازی برای استخراج باید دارای ماده آلی کافی با درجه بلوغ لازم برای تولید گاز باشد و از نظر مکانیکی نیز قابلیت شکست هیدرولیکی و حفظ شکستگی‌ها را داشته باشد. نوع ماده آلی نیز در تشکیل منابع شیل‌های گازی مؤثر است. کروژن نوع ۳ (به عنوان تیپ گاز زا) در دامنه وسیعی از بلوغ خود، گاز تولید می‌کند، در حالی که کروژن نوع ۲ ظرفیت بالاتری برای جذب متان دارد. یکی دیگر از معیارهای ارزیابی منابع شیل گازی میزان بلوغ حرارتی مواد آلی است، که هر چه بیشتر باشد میزان ضریب ویتروینات R_o افزایش و در نتیجه تخلخل و ظرفیت ذخیره افزایش و در نهایت میزان گاز تولیدی بیشتر می‌شود [۱۵]، [۱۹].

۱-۲-۱- روش بهره‌برداری از شیل‌های گازی

شکست هیدرولیکی فرآیندی است که در آن تعداد زیادی شکست بصورت مکانیکی در سنگ ایجاد می‌شود که در نتیجه آن گاز یا نفت به دام افتاده در تشکیلات زیرزمینی از طریق این شکاف‌ها به طرف چاه و از چاه به سطح زمین جریان می‌یابند. شکاف‌های ایجاد شده هم نرخ تولید و هم مجموع مقدار گازی را که از یک حجم مشخص شیل می‌تواند بازیابی شود، افزایش می‌دهد. در این روش آب و ماسه از مؤلفه‌های اصلی سیال شکست هیدرولیکی هستند. افزودنی‌های شیمیایی در غلظت کم برای بهبود کارایی شکست افزوده می‌شوند. اغلب آب برای شکست هیدرولیکی استفاده می‌شود. بسته به قابلیت شکنندگی

سنگ، چند میلیون گالن آب مورد نیاز برای تکمیل یک شکست هیدرولیکی لازم می‌باشد. هنگامی که آب تزریق می‌شود، در ابتدا تحت فشار بالایی نیست، در مرحله‌ی بعد از یک مسدودکننده برای منزوی کردن آب و گسترش شکست (البته شکست‌های اولیه توسط تفنگ شکست ایجاد می‌شود) در منطقه مورد نظر استفاده می‌کنند و کل فشار را به آن قسمت متمرکز می‌کنند. بعد از این که شکست انجام شد، آب تزریق شده دوباره در سطح جمع‌آوری می‌شود که این آب مخلوطی از آب تزریق شده و آبی است که برای میلیون‌ها سال در داخل منافذ به دام افتاده بودند و حاوی مقدار قابل توجهی نمک و مواد محلول در آن است [۱۱].



شکل ۱-۱: نمایی کلی از یک شکست هیدرولیکی [۱۱].

۱-۳- ضرورت انجام تحقیق

گاز طبیعی از این رو که سوخت پاک است و بهره‌ی اقتصادی دارد، در حال تبدیل شدن به سوخت رایج دنیا می‌باشد و بدون شک آینده بازارهای جهانی انرژی را از آن خود خواهد کرد. گاز طبیعی همچنین سوخت انتخابی برای قشر وسیعی از صنایع می‌باشد. منشاء عظیم سوخت برای کاغذ، فلزات، مواد شیمیایی،

پالایشگاه‌های نفت و صنایع غذایی نیز گاز طبیعی است. این منبع جدید انرژی در دهه گذشته نقش مهم و رو به گسترشی در تأمین انرژی دنیا داشته‌است. با توجه به نیاز روزافزون صنعت به منابع هیدروکربوری، همواره تلاش شده‌است تا با استفاده از تکنیک‌های جدید به اکتشاف و بهره‌برداری از منابع و ذخایر جدید پرداخته و به این نیازها پاسخ داده شود. در چند سال اخیر با کاهش ذخایر متعارف هیدروکربوری، مهندسين و کارشناسان نفتی را به سوی اکتشاف و بهره‌برداری از ذخایر نامتعارف کشانده است تا به نوعی به فکر جایگزین مناسبی برای تأمین انرژی آینده خود باشند. بزرگترین جذابیت هیدروکربورهای نامتعارف، حجم بسیار بالای آن‌هاست. روش‌های ارزیابی این گروه از ذخایر با ارزیابی‌های مرتبط با سنگ منشاء متفاوت بوده و یا حداقل در بخشی از بررسی‌های مشابه ذخایر متعارف است. امروزه به واسطه تکنولوژی‌های حفاری افقی و شکست هیدرولیکی تولید گاز از این لایه‌ها به طور اقتصادی امکان پذیر گردیده است. انتخاب بهترین مکان برای حفاری‌ها که از قابلیت شکست هیدرولیکی بالایی برخوردار باشد نیز موضوعی است که بر اساس بررسی‌های پترولوژیکی (بررسی توزیع کانی‌شناسی کوارتز، کلسیت و رس در شیل‌های بارنت که به ارزیابی میزان شکست هیدرولیکی منجر می‌شود) و تلفیق آن‌ها با ژئوشیمی آلی میسر می‌گردد [۱۰].

۱-۴- سابقه تحقیق

در حدود بیش از ۵۰ سال است که تولید گاز از مخازن شیل‌های گازی در آمریکا آغاز شده است. این نوع مخازن در آمریکا شامل مخازن توسعه یافته و مخازن اکتشاف نشده گسترده می‌باشند. حجم ذخایر شیل‌گازی در آمریکا در حدود ۵۰۰ تا ۷۸۰ تریلیون فوت مکعب برآورد می‌گردد. کارشناسان معتقدند که ذخایر شیل‌گاز و نفت آمریکا این پتانسیل را دارد که ایالات متحده را در ۴۰ سال آینده به قله تولید جهانی نفت در جهان سوق دهد. منابع گاز طبیعی غیرمتعارف، ماسه‌های گازی متراکم، شیل‌های گازی دارای شکستگی طبیعی و مخازن متان زغال‌دار درصد قابل توجهی از منابع گاز طبیعی شمال آمریکا را تشکیل

می‌دهند که یک منبع مهم برای رشد و تولید ذخایر آینده به شمار می‌روند. در اروپا، نخستین طرح بهره برداری از این منابع در سال ۲۰۱۴ در کشور لهستان آغاز به کار نمود. علاوه بر آمریکا در بخش‌هایی از چین، آرژانتین، برزیل، مکزیک، کانادا و چند کشور آفریقایی منابع عظیمی از گازهای غیر متعارف یافت شده است. حوضه‌های عمده شیل گاز در آمریکا Barnett، Woodford، Fayetteville، Haynesville، Marcellus، Eagle-Ford و در کانادا Horn River و Montney می‌باشند [۳]. در کشور ایران، طبق گزارش‌های موجود در مطالعات اولیه بر روی چندین مقطع از البرز مرکزی، در منطقه میغان- فشم (شمال تهران) شیل‌های سیلیسی و در شمال لاسجرد (۳۵ کیلومتری غرب سمنان) اثراتی از نفت سنگین مشاهده شده است. بررسی شیل‌های نفتی و گازی یکی از طرح‌های پژوهشی به شمار می‌رود که توسط پژوهشگاه صنعت نفت در منطقه ایلام و زاگرس در دست پیگیری است (گزارش شرکت ملی نفت ایران، پاییز ۹۱). توسط توانگر (۱۳۹۲) براساس تجزیه و تحلیل از اطلاعات موجود در لایه‌های شیلی و همچنین ویژگی‌های زمین‌شناسی میدان‌های نفتی حوضه لرستان، میزان درصد ماده آلی، میزان بلوغ، ضخامت لایه و عمق دسترسی به سازندهای هدف، سازندهای موجود حوضه رسوبی مذکور تعیین گردید. در ادامه به بررسی اطلاعات گمانه‌های اکتشافی حوضه لرستان به منظور ارزیابی پتانسیل گازی دو سازند گرو و سرگلو پرداخت. در این تحقیق محاسبات ارزیابی توان تولید گازی سازندهای مذکور به عنوان شیل‌گازی صورت نگرفت. احمدی (۱۳۹۳) به مطالعه مقاطع سطحی حوضه لرستان پرداخت و توان تولید سازندهای این حوضه را بررسی نمود. در این تحقیق مطالعه اطلاعات گمانه‌های اکتشافی منطقه مد نظر قرار نگرفتند. لذا در دو تحقیق ذکر شده حلقه‌های ناقصی در حوضه لرستان موجود هستند که ارزیابی دقیق توان تولید حوضه لرستان را ناتمام گذاشته است.

۱-۵- روش انجام تحقیق

در این مطالعه ابتداً مروری بر کارهای انجام شده در شیل‌های گازی مهم دنیا پرداخته می‌شود،

سپس در ادامه به ارزیابی کروژن‌های سازندهای هدف بر اساس نتایج اندازه‌گیری دستگاه ارزیاب سنگ منشاء^۱، آنالیز گاز کروماتوگرافی^۲ (GC)، پیرولیز گاز کروماتوگرافی (PY-GC) و ضریب انعکاس ویتربینایت پرداخته خواهد شد. محاسبه میزان توان تولید گاز هر یک از سازندهای مورد نظر بر اساس مطالعه مقاطع سطحی و اطلاعات گمانه‌های اکتشافی موجود یکی از گام‌های اصلی این تحقیق است. یکی دیگر از اهداف اساسی این تحقیق، جمع بندی نتایج دیاگرام ریسک (Risk plot) تولید سازندها است که ضرورت دارد در کل حوضه انجام شود. در پایان مقایسه دیاگرام‌های حاصل از نمونه‌ها با شیل‌های گازی شناخته شده دنیا (با نگاهی خاص به بارنت شیل) جهت ارزیابی پتانسیل تولید حوضه نیز در جمع بندی نتایج صورت می‌پذیرد.

۱-۶- ساختار تحقیق

در این پایان نامه، پس از بیان کلیات در این فصل به بررسی اختصاصات مهم شیل‌های گازی در فصل دوم پرداخته شده‌است. این بررسی شامل مطالعه و ارزیابی ژئوشیمیایی شیل‌های گازی بارنت و سایر شیل‌های گازی با اهمیت در ایالات متحده است. در پایان این فصل روش‌های مختلف ارزیابی شیل‌های گازی و پارامترهای ژئوشیمیایی کلیدی برای تعیین پتانسیل آن‌ها معرفی می‌شوند.

در فصل سوم ابتدأً زمین‌شناسی منطقه لرستان توصیف می‌گردد و پس از آن به معرفی نمونه‌ها و بررسی داده‌های مربوط به آن‌ها می‌پردازیم. بر این اساس در فصل چهارم می‌توان درخصوص سطح بلوغ آن‌ها و محیط رسوبی که در آن تشکیل شده‌اند اظهار نظر کرد. در ادامه این فصل، با توجه به دسته بندی‌های صورت گرفته برای هر گروه از داده‌ها پارامترهای مورد نیاز جهت سنجش پتانسیل شیل‌های گازی

¹ -Rock-Eval

² -Gas Chromatography

محاسبه و منحنی‌های قطبی ریسک ترسیم می‌گردند. پس از آن هر یک از این پارامترها و منحنی‌ها با نمونه‌های شیل‌گازی شناخته شده در دنیا مقایسه می‌شوند.

در فصل پنجم به ارزیابی کانی‌شناسی یکی از چاه‌های سازند گرو و بررسی امکان شکست هیدرولیکی در چاه مذکور پرداخته می‌شود. در فصل ششم به ارزیابی نتایج بدست آمده در پایان نامه می‌پردازیم و به پیشنهاداتی جهت ادامه روند تحقیق‌ها در زمینه‌ی شیل‌های گازی ارائه می‌دهیم.

۲- فصل دوم مبانی مهم

شیل‌های گازی

۲-۱- مقدمه

در سیستم شیل‌های گازی، گاز تولیدی از انواع پیوسته بیوژنیک (به طور غالب)، ترموژنیک، یا ترکیبی از این دو هستند که با ویژگی‌هایی مانند اشباع گسترده‌ی گاز، سنگ‌پوش‌هایی با لیتولوژی‌های متنوع و در نهایت فواصل نسبتاً کوتاه مهاجرت هیدروکربن شناخته می‌شوند. شیل‌گازی ممکن است مانند گاز آزاد در شکستگی‌های طبیعی و تخلخل‌های بین‌دانه‌ای به شکل گاز جذب شده روی سطح کروژن و سطوح ذرات رس و یا به صورت گاز حل شده در کروژن و بیتومن ذخیره شود.

مخازن شیل‌گازی سنگ‌های غنی از ماده آلی و خود-منشاء^۱، خوب دانه‌بندی شده هستند که نفوذپذیری خیلی پایین در آن‌ها به علت اندازه‌ی بسیار کوچک ذرات و محتوای رس است. بیشتر آن‌ها شیل‌های رسی واقعی و سنگ‌های منشاء هیدروکربن با TOC بالا و مقادیر مقاومت (روی لاگ) بالا هستند. همچنین شدت گاما بین ۱۵۰ تا ۴۰۰ واحد API متوسط چگالی کل حدود ۲/۵ gr/cc است. مقاومت بالا به علت تولید و نگهداری هیدروکربن‌ها در شیل است. گامای بالا، چگالی کم نیز در اثر محتوای نسبتاً بالای ماده آلی است. مواد آلی موجود در شیل ممکن است تا ۶۰ scf (استاندارد فوت مکعب) گاز طبیعی در هر تن سنگ دربرداشته باشند. متان و مایعات گاز طبیعی مرتبط با آن ابتدا در سه قسمت ذخیره می‌شوند (۱) در فضاهای متخلخل خمیره‌ی شیل، (۲) روی سطح مواد آلی و (۳) در شبکه شکستگی‌های طبیعی همچنین در جایی که اشباع آب و فشار همه جانبه بالاست. مقادیر قابل توجه گاز می‌تواند در آب سازندی حل شود [۳].

تولید نفت و گاز طبیعی در یک چنین سنگ‌های بسیار متراکم و دانه‌ریزی ابتدا موجب فشار درسیال می‌شود که این منجر به ایجاد شکستگی داخلی می‌شود و مهاجرت اولیه هیدروکربن‌ها را ممکن

¹Self- Sourcing

می‌کند نهایت در سطوح بالاتر بلوغ حرارتی، شبکه میکرو و ماکرو-شکستگی بسیار پیشرفت کرده، ذخیره و انتقال گاز را در شیل‌های غنی از کروژن بهبود می‌بخشد [۳].

به طور کلی می‌توان عوامل کنترل‌کننده برای تولید بالای گاز در سیستم‌های شیل‌گازی را موارد زیر نام برد [۳]:

- ✓ تولید بالای گاز توسط ویژگی‌های ژئوشیمیایی سنگ منشاء‌های شیلی کنترل می‌شود.
- ✓ نگهداری بالای گاز که با خواص سنگی سنگ منشاء‌های شیلی کنترل می‌گردد.
- ✓ سنگ پوش برای توالی‌های شیلی (سنگ‌های منشاء-مخزن) یا تغییرات لیتولوژی بین سازندی در توالی‌های شیلی که بازه‌های سنگ پوش و سنگ منشاء-مخزن درونی را تأمین می‌کند.
- ✓ شکستگی‌های شیل

کلی پل ۱ (۱۹۹۸) سیستم‌های شیل‌گازی را با توجه به نوع گاز جدا نمود: گاز بیوژنیک، گاز ترموژنیک، گاز مخلوط [۶].

دن جاروی ۲ و همکارانش (۲۰۰۷) سیستم‌های شیل‌گازی را به انواع مختلفی دسته‌بندی نمود [۶]:

- ۱) شیل‌ها با بلوغ حرارتی بالا^۳ (مانند شیل بارنت)
- ۲) شیل‌ها با بلوغ حرارتی اندک^۴ (مانند شیل نیو آلبانی^۵)
- ۳) سیستم‌های بین‌سازندی با لیتولوژی ترکیبی^۶ (مانند شیل بوسیر^۷ و تگزاس شرقی)
- ۴) حوضه‌های ترکیبی که به طور هم‌زمان گاز متعارف و نامتعارف تولید می‌کنند (مانند شیل‌گازی

¹ Claypol

² Dan Jarvie

³ High-Thermal Maturity Shales

⁴ Low-Thermal Maturity Shales

⁵ New Albany

⁶ Mixed Lithology Intraformational Systems

⁷ Bossier

۲-۲- ژئوشیمی و منشاء گاز طبیعی

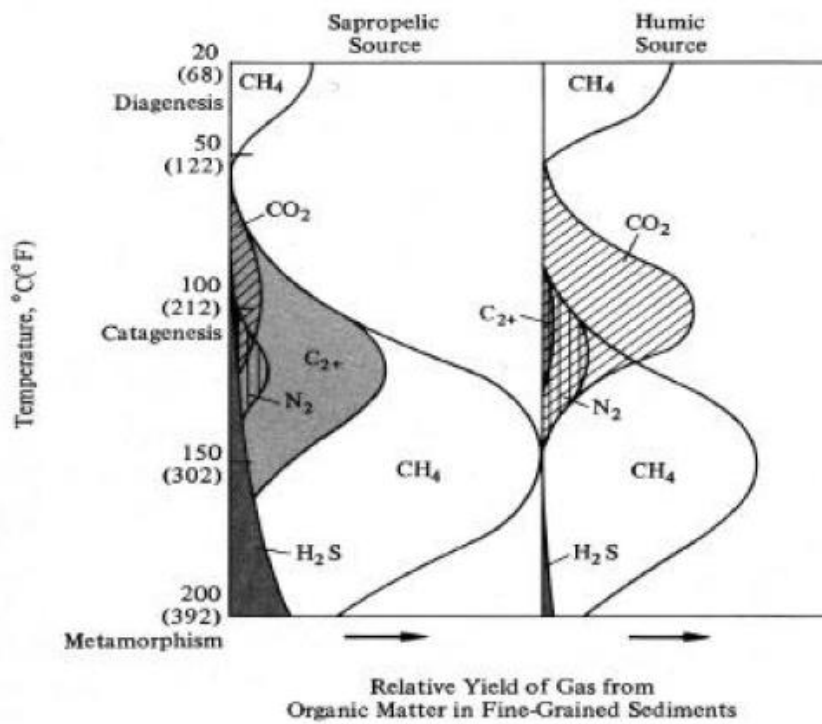
ماده آلی (کروژن) حفظ شده در سنگ‌ها مشتق شده از باکتری و جلبک‌های سبز-آبی (کروژن نوع I)، جلبک‌های سبز دریایی (کروژن نوع II)، یا گیاهان چوبی مناطق مرتفع (کروژن تیپ III) است. به علت ترکیب عنصری نمونه‌های قبلی‌شان، کروژن‌های ساپروپلیک باکتریایی و جلبکی غنی از هیدروژن هستند، درحالی‌که کروژن‌های هومیک یا چوبی، هیدروژن کمی دارند. همگی قابلیت تولید متان (گاز طبیعی) را دارند اما کروژن‌های ساپروپلیک ابتدا مقادیر بیشتری هیدروکربن مایع تولید می‌کنند تا کروژن‌های هومیک (شکل ۱-۲). این کروژن‌ها نفت‌زا و کروژن‌های هومیک گاز‌زا هستند. کروژن‌های ساپروپلیک می‌توانند دو برابر کروژن‌های هومیک گاز هیدروکربنی از هر گرم ماده آلی تولید نمایند (شکل ۲-۲).

متان و گازهای مرتبط که از کروژن ساپروپلیک تولید می‌شوند از نفت باقیمانده (بیتومین) تشکیل

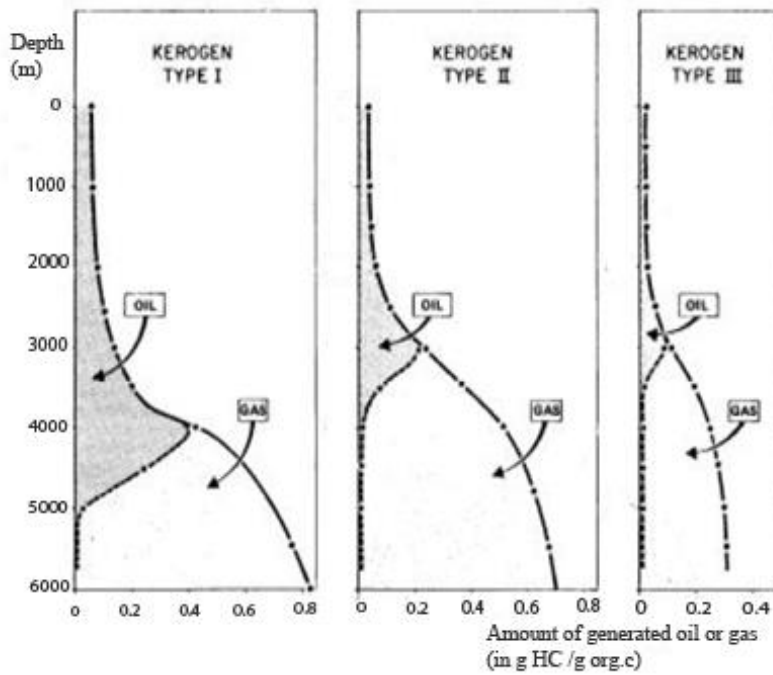
می‌گردند که در بازه‌های سنگ منشاء باقی‌مانده و در اعماق بسیار زیاد بستر مدفون شده است [۳].

¹ -Fort Worth

² -Anadarco

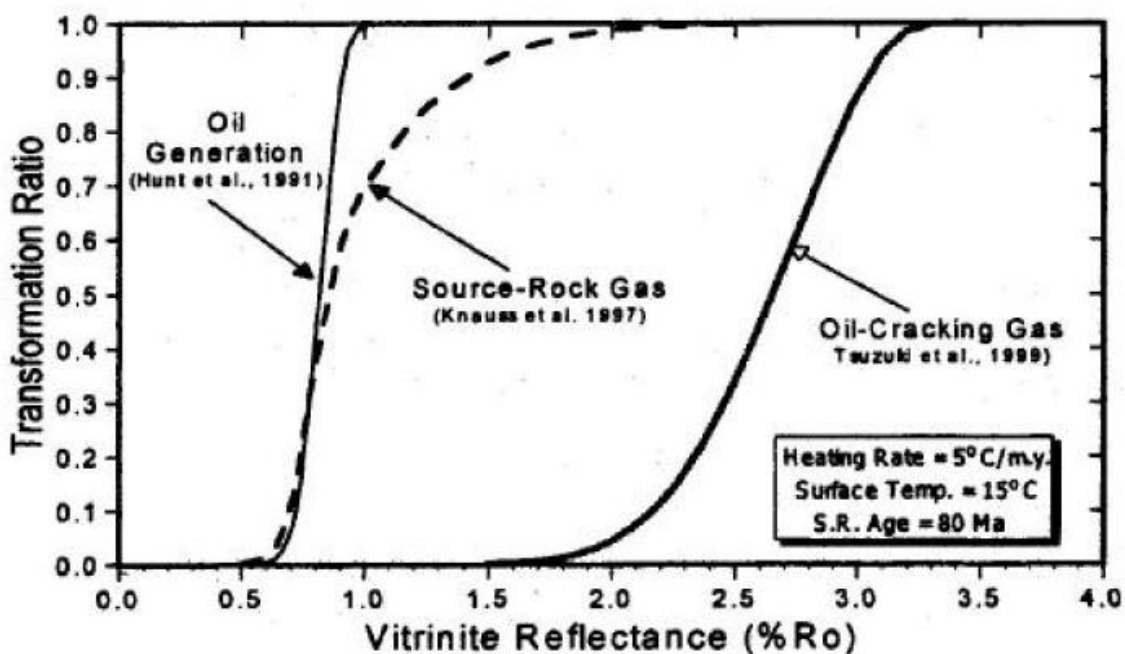


شکل ۱-۲: تولید نسبی گاز از مواد آلی هومیک و ساپروپلیک با افزایش دما [۳].



شکل ۲-۲: مقایسه تکامل تولید نفت و گاز و توان تولیدی هیدروکربور در انواع مختلف کروژن [۳].

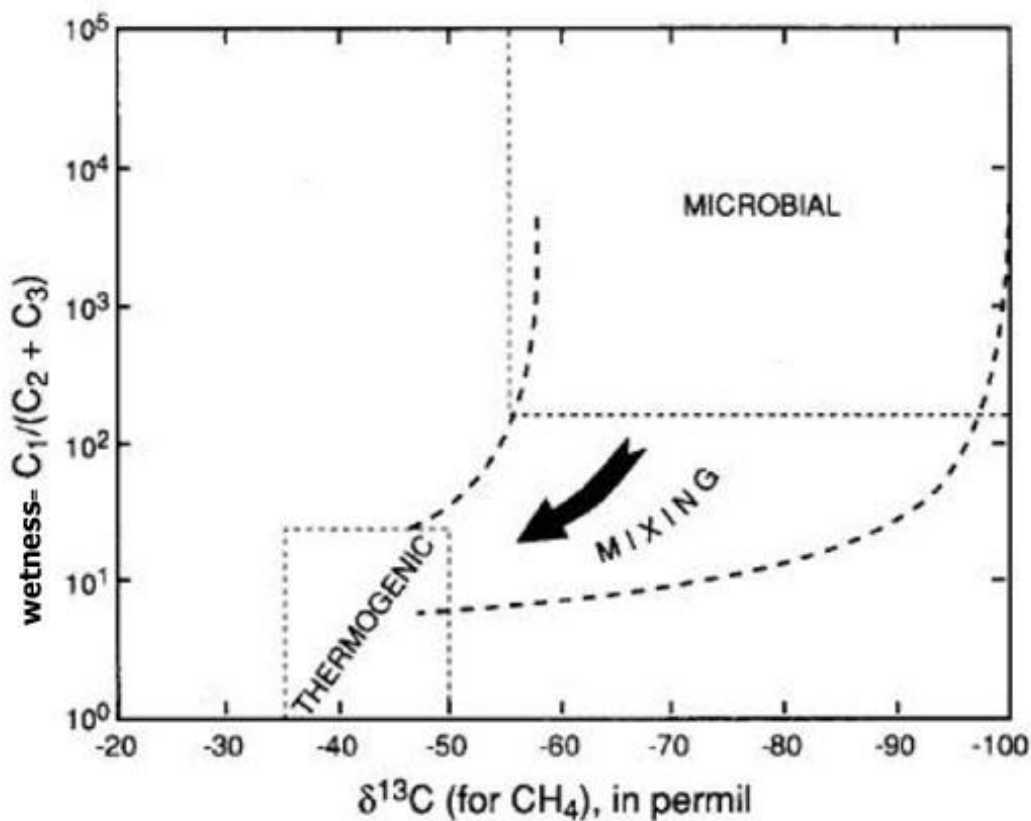
متان در بسترهایی با اعماق بسیار کم در حین تجزیه میکروبی مواد آلی (متاژنز) و در اعماق بیشتر با بلوغ حرارتی مولکول‌های آلی حاوی هیدروژن تشکیل می‌شود. میکروبهایی که باعث تولید گاز متان بیوژنیک می‌شوند در دمای کمتر از ۴۰-۵۰ درجه سانتی‌گراد زنده می‌مانند، درحالی‌که فرآیند شیمیایی که متان ترموژنیک در آن تولید می‌شود در دمای بیش از ۱۳۵-۱۷۵ درجه سانتی‌گراد اتفاق می‌افتد. دو منبع اصلی برای گاز ترموژنیک، بلوغ سنگ‌های منشاء و شکست درجای نفت در مخازن یا باقیمانده در شیل‌های سیاه می‌باشد. تولید گاز سنگ منشاء در R_o بین ۰/۵ تا ۲/۲٪ اتفاق می‌افتد، درحالی‌که تولید گاز حاصل از شکست نفت در R_o بین ۱/۶ و ۳/۳٪ رخ می‌دهد (شکل ۲-۳).



شکل ۲-۳: تولید محاسبه شده نفت و گاز از سنگ منشاء هشتاد میلیون ساله با کروژن نوع II و بیتومن باقی-مانده [۳]

گاز طبیعی با منبع میکروبی تقریباً متان خالص است (C_1) و به طور مجازی هیچ گاز هیدروکربنی دیگر به همراه ندارد، اما مقادیر متنوعی از کربن دی‌اکسید در آن وجود دارد (شکل ۲-۱). کروژن‌های ساپروپلیک تیپ I، نسبت به نوع II و III، تمایل به تولید گاز در مراحل بالاتر بلوغ حرارتی دارند (شکل

۲-۲). به علت انتخاب‌گری متابولیک میکروب‌ها، متان بیوژنیک از نظر ایزوتوپی سبک‌تر از متان ترموژنیک است. همچنین گاز ترموژنیک با بلوغ کم که از شکست اولیه کروژن تولید شده عمدتاً متان است. برعکس، گاز ترموژنیک بالغ که مرتبط با شروع تولید بیتومین است، از متان به همراه گازهای هیدروکربنی دیگر (C_2+) و گازهای غیر هیدروکربنی مانند نیتروژن، هلیوم و هیدروژن سولفید تشکیل شده است. هرچه بلوغ حرارتی گاز طبیعی افزوده می‌شود، در مقابل مقدار رطوبت^۱ کم می‌گردد؛ بنابراین متان میکروبی کم عمق و متان عمیق به شدت بالغ ترموژنیک، هردو گاز خشک هستند، فقیر از اجزای C_2+ و تنها با ترکیب ایزوتوپی $\delta^{13}C$ شان تشخیص داده می‌شوند (شکل ۲-۴).



شکل ۲-۴: نسبت رطوبت (wetness) در مقابل ایزوتوپ کربن [۳].

¹ Wetness = $C_1 / (C_2 + C_3)$

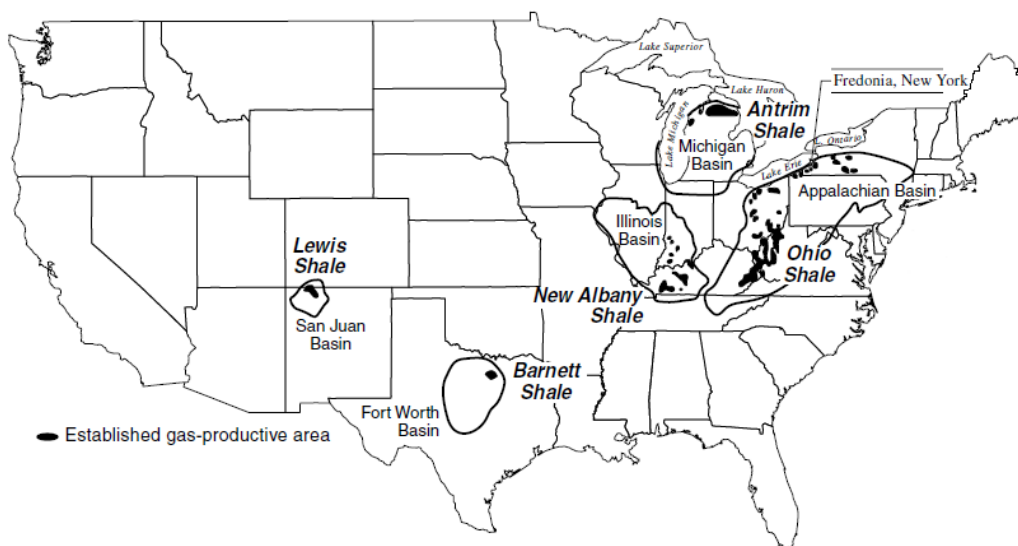
۲-۳- سیستم‌های شیل‌گازی تولیدکننده در ایالات متحده آمریکا

۲-۳-۱- مهم‌ترین سیستم‌های شیل‌گازی در آمریکا

سازندهای شیلی مولد گاز در آمریکا مربوط به دوران زمین‌شناسی پالئوزویک و مزوزویک

می‌باشند که مطابق شکل (۲-۵) عبارتند از:

- شیل دونین نیوآلبانی در حوضه ایلینوئیس^۱
- شیل می‌سی‌سی‌پی بارت^۲ در حوضه فورت ورت
- شیل کرتاسه لوئیز در حوضه سن‌خوان^۳



شکل ۲-۵: توزیع جغرافیایی ۵ سیستم شیل‌گازی در لاور ۴۸ ایالت آمریکا [۳].

بر اساس محاسبات انجام شده در بسترهای فوق با در برداشتن گاز درجا به ارزش $783 - 497$ tcf

(تریلیون فوت مکعب) از نظر ذخایر شیل‌گازی مورد توجه قرار گرفته‌اند. مقدار ذخیره‌ای که به طور فنی

قابل برداشت تخمین زده شده است (بدون در نظر گرفتن شیل‌لوئیز) از 31 tcf تا 76 tcf است.

¹ Illinois

² Mississippian Barnett

³ San Juan

درجه‌ی توسعه‌ی شکستگی‌های طبیعی در یک مخزن شیلی با نفوذپذیری اندک خمیره‌ی سنگ یک عامل کنترل‌کننده در تولید گاز است. تا به امروز تولید تجاری بدون تحریک از طریق شبکه شکستگی طبیعی تنها در تعداد محدودی از چاه‌ها قابل دستیابی بوده است. یک چاه موفق حفر شده در شیل‌گازی نیازمند تحریک هیدرولیکی است. تولید اقتصادی به طور معمول نیازمند بهبود شیل‌های گازی با نفوذپذیری ذاتی کم ($darcy < 0.1$) برای خمیره سنگ است [۳].

در این مخازن اجزای تثبیت شده برای پوش سنگ‌ها از بنتونیت (حوضه سن‌خوان) و شیل (حوضه‌های آپالچین و فورت ورث) تا رسوبات یخچالی (حوضه میشیگان) و تغییرات رخساره‌ای کربنات/شیل (حوضه ایلینوئیس) متغیر هستند.

مولفه‌های گاز بیوژنیک و ترموژنیک در این مخازن موجود هستند، با این حال به نظر می‌رسد که گاز بیوژنیک در حوضه‌های میشیگان و ایلینوئیس غالب است.

جدول ۱-۲ پارامترهای اساسی زمین‌شناسی ژئوشیمیایی برای پنج سیستم شیل‌گازی ایالات متحده بطور خلاصه نشان می‌دهد. طیف وسیع و متنوع این پارامترها در مخازن نامتعارف امری طبیعی است. این ۵ سیستم شیلی به خصوص یک تنوع وسیع و غیر منتظره در پارامترهای کلیدی بلوغ حرارتی (معرفی شده با ضریب انعکاس ویترینایت) مقدار گاز جذب شده، ضخامت مخزن، محتوای کلی کربن‌آلی (TOC) و حجم گاز درجا نشان می‌دهد.

جدول ۱-۲: پارامترهای مخزنی، زمین‌شناسی و ژئوشیمیایی برای سیستم شیل‌گازی [۳].

Property	Antrim	Ohio	New Albany	Barnett	Lewis
Depth (ft)	600-2400	2000-5000	600-4900	6500-8500	3000-6000
Gross thickness (ft)	160	300-1000	100-400	200-300	500-1900
Net thickness (ft)	70-120	30-100	50-100	50-200	200-300
Bottom-hole temperature (°F)	75	100	80-105	200	130-170
TOC (%)	0.3-24	0-4.7	1-25	4.50	0.45-2.5
Vitrinite reflectance (% R _o)	0.4-0.6	0.4-1.3	0.4-1.0	1.0-1.3	1.6-1.88
Total porosity (%)	9	4.7	10-14	4-5	3-5.5
Gas-filled porosity (%)	4	2.0	5	2.5	1-3.5
Water-filled porosity (%)	4	2.5-3.0	4-8	1.9	1-2
Permeability thickness [Kh (md-ft)]	1-5000	0.15-50	NA	0.01-2	6-400
Gas content (scf/ton)	40-100	60-100	40-80	300-350	15-45
Adsorbed gas (%)	70	50	40-60	20	60-85
Reservoir pressure (psi)	400	500-2000	300-600	3000-4000	1000-1500
Pressure gradient (psi/ft)	0.35	0.15-0.40	0.43	0.43-0.44	0.20-0.25
Well costs (\$1000)	180-250	200-300	125-150	450-600	250-300
Completion costs (\$1000)	25-50	25-50	25	100-150	100-300
Water production (b/day)	5-500	0	5-500	0	0
Gas production (mcf/day)	40-500	30-500	10-50	100-1000	100-200
Well spacing (ac)	40-160	40-160	80	80-160	80-320
Recovery factor (%)	20-60	10-20	10-20	8-15	5-15
Gas in place (bcf/section)	6-15	5-10	7-10	30-40	8-50
Reserves (mmcf/well)	200-1200	150-600	150-600	500-1500	600-2000
Historic production area basis for data	Otsego County, Michigan	Pike County, Kentucky	Harrison County, Indiana	Wise County, Texas	San Juan & Rio Arriba Counties, New Mexico

تکنیک‌های تخصصی برای اندازه‌گیری‌های میدانی و آزمایشگاهی داده‌های تولید و اکتشاف و

تکنیک‌های عملی ارزیابی سازند برای مخزن با تخلخل و نفوذپذیری بسیار پایین توسط سازمان انرژی و گاز

ایالات متحده^۱ توسعه داده شده‌اند که عبارتند از:

۱- ضریب انعکاس ویتترینایت R_o ، به عنوان شاخصی از بلوغ حرارتی کروژن

۲- مقدار گاز حاضر به شکل گاز جذب شده^۲

۳- ضخامت مخزن

¹ U.S. Department of Energy And Gas technology

² Adsorbed Gas

۵- گاز در جا^۱

این ۵ پارامتر کلیدی به یک مقدار بیشینه ۵ و یک مقدار کمینه صفر برای هر بستر نرمالیزه شده‌اند که پارامترهایی که بطور وسیعی با یکدیگر متفاوت هستند اجازه‌ی تولید تجاری گاز از این شیل‌های غنی از ماده آلی و ترک‌دار را می‌دهد. نکته مهم این است که کیفیت پایین یک عامل (مثلاً گاز جذب شده اندک) ممکن است توسط یک عامل دیگر (مثلاً ضخامت زیاد مخزن) جبران شود. با این وجود تولید گاز شیلی همیشه قابل حصول نیست حتی در جایی که ظاهراً ترکیب بهینه‌ای از عوامل زمین‌شناسی و ژئوشیمیایی موجود است [۳].

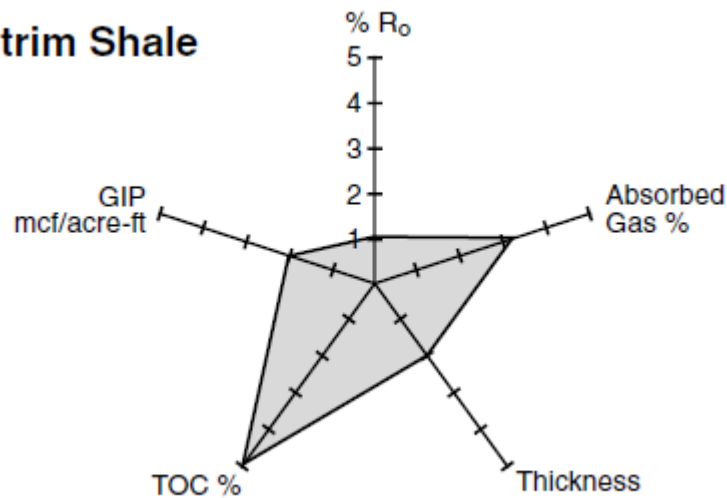
۲-۳-۲- چارچوب زمین‌شناسی

۲-۳-۲-۱- شیل آنتریم از حوضه میشیگان (دونین):

شیل آنتریم بخشی از یک سیستم رسوبی شیلی غنی از مواد آلی و وسیع است که منطقه وسیعی از قاره کهن آمریکای شمالی از اواسط تا اواخر دونین پوشانده است. این بستر با بیش از ۱۷۰۰۰ فوت از رسوبات پوشیده شده است، ۹۰۰ فوت آن را شیل آنتریم تشکیل می‌دهد و با سنگ‌های دونین-می‌سی‌پی مرتبط است. حوضه آنتریم، نزدیک مرکز حوضه ساختاری جدید، حدود ۲۴۰۰ فوت زیر سطح آب دریا است. شکل (۲-۶) پارامترهای اساسی زمین‌شناسی ژئوشیمیایی برای سیستم شیل‌گازی آنتریم را نشان می‌دهد.

¹ Gas In Place Acer-Foot Of Reservoir

Antrim Shale



شکل ۲-۶: نمودار عنکبوتی شیل آنتریم [۳].

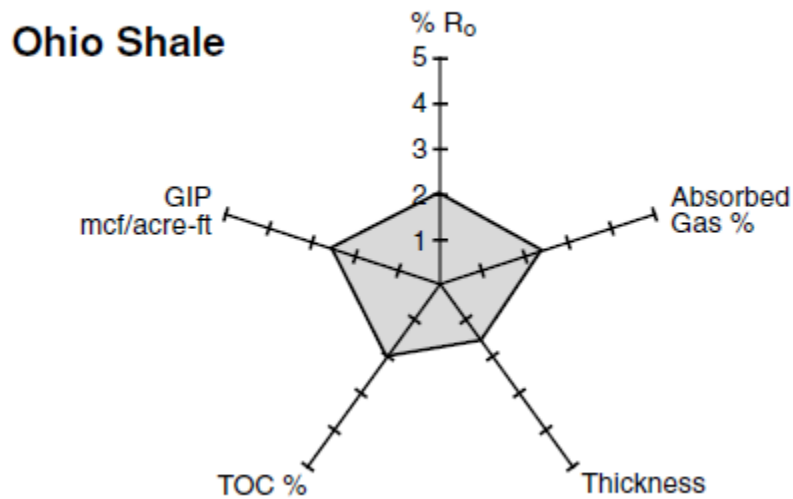
چاه‌ها عموماً در ممبرهای لاچین و نوروود از آنتریم پایینی تکمیل شده‌اند که ضخامت ۱۶۰ فوت از شیل نیوآلبانی از حوضه‌های ایلینوئیس را تشکیل می‌دهند محتوای TOC در لاچین و نوروود بین ۰/۵ تا ۰/۲۴ درصد وزنی متغیر است. این شیل‌های سیاه غنی از سیلیکا (۲۰ تا ۰/۴۱ درصد کوارتز میکروکریستالین و سیلت ماسه بادی) بوده و دولومیت فراوان، سنگ آهک سخت شده و سیمان سولفات سولفید و کربنات را دربردارند. واحد آنتریم پایینی، پاکستون^۱ ترکیبی از لیتولوژی‌های شیل خاکستری و مادستون آهکی است و دربرگیرنده ۳٪ تا ۸٪ TOC و ۷ تا ۳۰٪ سیلیکا می‌باشد. به نظر می‌رسد گازشیلی آنتریم از دو منبع ترموژنیک و میکروبیال (بیوژنیک در نتیجه‌ی فعالیت‌های متابولیکی توسط باکتری‌های متاژنزی) است.

۲-۲-۳-۲- شیل اوهایو (دونین):

شیل اوهایو از حوضه‌ی آپالاچین در بسیاری از جنبه‌ها با سیستم نفتی شیل آنتریم متفاوت است.

¹ Paxton

این سیستم نفتی اولین تولید تجاری گاز در ایالات متحده را تأمین می‌کند. شکل (۷-۲) پارامترهای اساسی زمین‌شناسی ژئوشیمیایی را برای سیستم شیل‌گازی اوهایو را نشان می‌دهد.

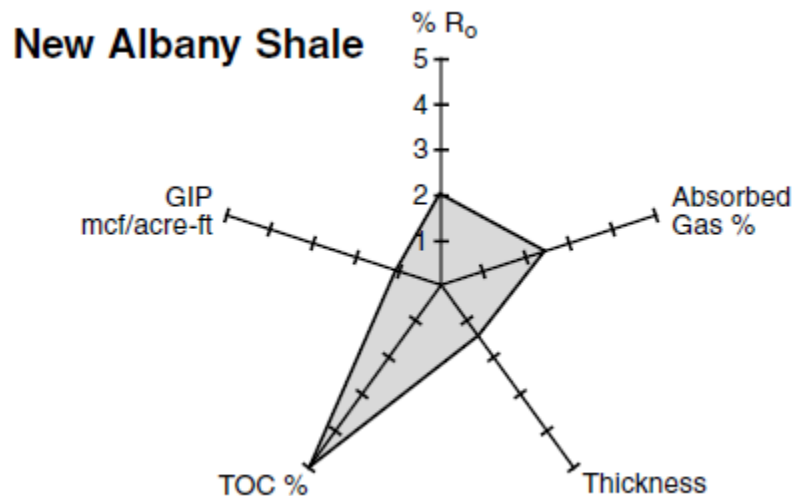


شکل ۷-۲: نمودار عنکبوتی شیل اوهایو [۳].

در سیستم نفتی شیل اوهایو، از ۳۴۰۰ چاه مطالعه شده، ۶٪ بدون تحریک تکمیل شده‌اند. این چاه‌های تحریک نشده که احتمالاً شبکه شکستگی طبیعی داشتند، نرخ جریان متوسط ۱۰۵۵ mcf/day داشتند. سایر چاه‌ها بعد از حفاری جریان قابل توجهی نداشتند.

۲-۳-۲-۳- شیل نیو آلبانی

شیل نیوآلبانی از بستر ایلینوئیز با شیل‌های اوهایو و آنتریم همبستگی دارد. ضخامت واحدهای شیل نیو آلبانی از ۱۰۰ تا ۴۰۰ فوت است و در عمق ۶۰۰-۴۹۰۰ فوت قرار گرفته‌اند. مشابه سایر شیل‌های سیاه مورد بررسی، گاز در شیل نیو آلبانی هم به شکل گاز آزاد در شکستگی‌ها و تخلخل ماتریس و هم به عنوان گاز جذب‌شده به کروژن و سطوح ذرات رس ذخیره می‌گردد. مطالعات نشان داده‌اند که تولید تجاری در ارتباط با شکستگی در اثر گسل‌ها، چین‌خوردگی‌ها و بالآمدگی شیل‌ها در روی بالآمدگی‌های سنگ‌های کربناته است. بیش‌تر تولید گاز طبیعی نیو آلبانی از حدود ۶۰ میدان در کنتاکی شمال غربی و ایندیانا جنوبی در جوار آن، می‌باشد. به هر حال تولیدات گذشته و حال، کمتر از تولید شیل‌های اوهایو و آنتریم است. شکل (۲-۸) پارامترهای اساسی زمین‌شناسی ژئوشیمیایی را برای سیستم شیل‌گازی نیو آلبانی را نشان می‌دهد.

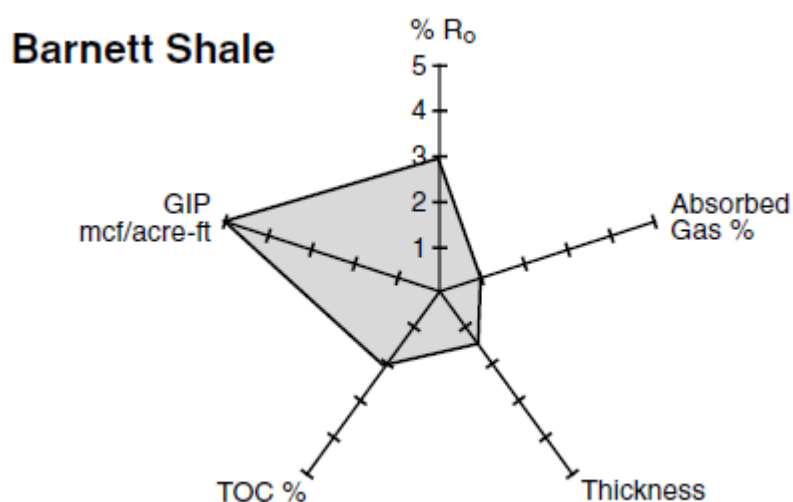


شکل ۲-۸: نمودار عنکبوتی شیل نیوآلبانی [۳].

۲-۳-۲-۴- شیل بارنت

MEDC^۱ (۱۹۸۱) تولید گاز تجاری از شیل بارنت می‌سی‌سی‌پی را در حوضه فورت ورث آغاز کرد.

اگرچه میدان نیوارک ایست^۲ منطقه تولیدکننده اصلی است، MEDC (که اکنون با شرکت انرژی دون^۳ ادغام شده است) و سایر کارفرماها، گاز تجاری را به مناطق دیگر گسترش داده‌اند. شیل بارنت در میدان نیوارک ایست در عمق ۶۵۰۰-۸۵۰۰ فوت قرار دارد. ضخامت خالص شیل بین ۵۰ تا ۲۰۰ فوت است. شکل (۹-۲) پارامترهای اساسی زمین‌شناسی ژئوشیمیایی را برای سیستم شیل‌گازی بارنت را نشان می‌دهد.



شکل ۹-۲: نمودار عنکبوتی شیل بارنت [۳]

جاروی و همکارانش (۲۰۰۷) همچنین بیان داشتند درحالی‌که که سیستم نفتی شیل بارنت،

پتانسیل نفتی بهترین در جهان^۴ را نشان می‌دهد، دو فاکتور مانع تولید نفت و گاز هستند؛

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

^۱ Mitchell Energy and Development Corporation

^۲ Newark East

^۳ Devon Energy Corporation

^۴ World-Class

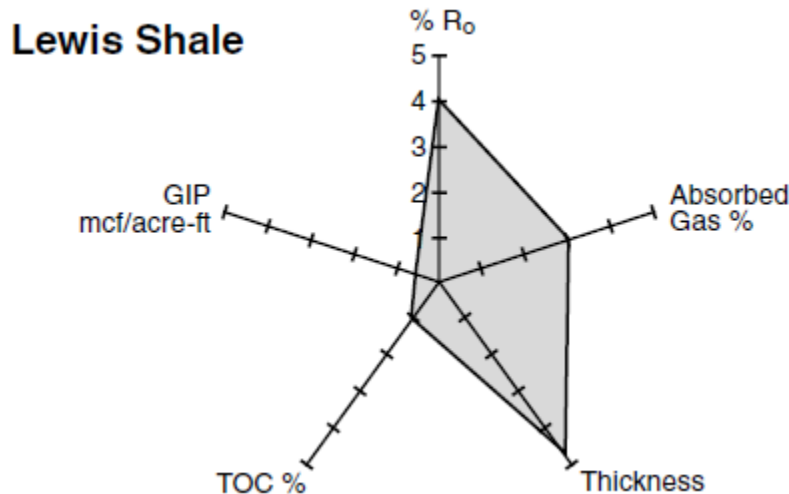
مخزن، تله‌ها) کمتر از مقدار بهینه در زمان و مکان هستند.

۲) سنگ پوش‌هایی که به طور متناوب نشت می‌کنند^۱.

با این وجود تولید گاز بارنت (تولید سالانه بیش از ۴۰۰ mcf/day از بیش از ۹۰۰ چاه) در حال افزایش است. گسترش حوضه بارنت در منطقه قدیمی در حال تسریع است، اما توسط بازار، ملاحظات زیربنایی و مجاورت با دالاس^۲-فورت ورث محدود می‌شود [۳].

۲-۳-۲-۵-شیل لوئیس

شیل لوئیس از حوضه مرکزی سن‌خوان از کرادو^۳ و نیومکزیکو^۴ جوان‌ترین حوضه شیل‌گازی، هم از نظر زمین‌شناسی و هم از نظر توسعه تجاری است. شکل (۲-۱۰) پارامترهای اساسی زمین‌شناسی ژئوشیمیایی را برای سیستم شیل‌گازی لوئیس را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۱۰: نمودار عنکبوتی شیل لوئیس [۳]

بررسی شکل ۲-۱۰ و جدول ۲-۱ نشان می‌دهد که شیل لوئیس بیش‌ترین ضخامت خالص و بالاترین

¹ Leaking

² Dallas

³ Corado

⁴ New Mexico

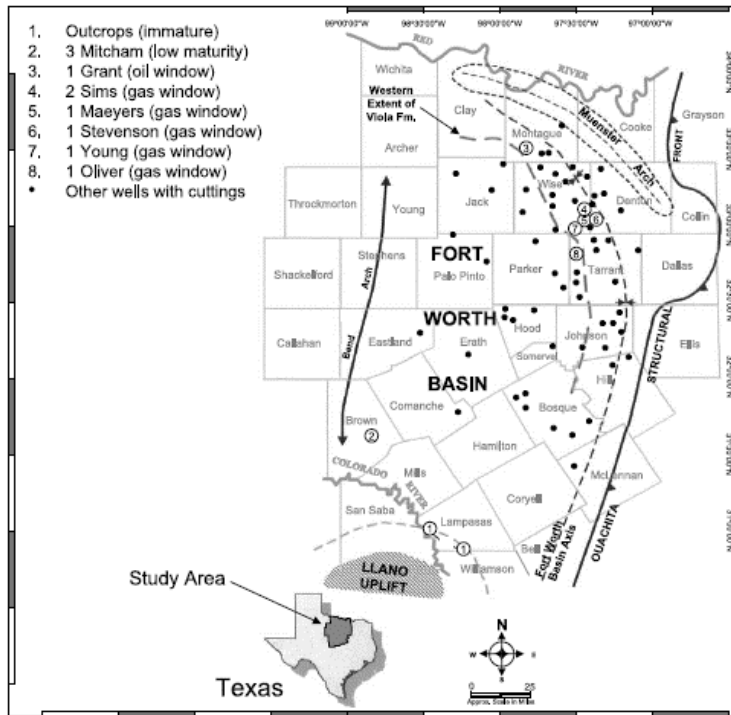
بلوغ حرارتی را بین ۵ سیستم نفتی مورد بحث دارد. همچنین میزان گاز جذب شده در این شیل بیشترین مقدار را دارد [۳].

۲-۴- بررسی جامع شیل بارنت به عنوان مدل ارزیابی شیل‌های گازی

حوضه‌های شیل‌گازی با در نظر گرفتن نوع گاز و ویژگی‌های سیستمی شناسایی می‌شوند. میدان گاز نیوارک ایست که در بستر فورت ورث تگزاس قرار دارد با تولید گاز ترموژنیک از شیل کم تخلخل و کم نفوذپذیر تعریف می‌شود. سیستم شیل‌گازی بارنت، یک سیستم منشاء-مخزن، مقدار بسیار زیادی گاز تحت تأثیر و ویژگی‌ها و فرآیندهایی شامل: (۱) غنی بودن اولیه بسیار زیاد از ماده آلی، (۲) شکست اولیه کروژن و شکست ثانویه نفت حفظ شده، (۳) نگهداری نفت برای شکست به گاز توسط جذب، (۴) تخلخل ناشی از تجزیه‌ی مواد آلی، (۵) ترکیب کانی‌شناسی شکننده، تولید کرده است.

همانطور که در (شکل ۲-۱۱) مشاهده می‌شود ۳۱۵ نمونه‌های مغزه، ۴۸۸ نمونه خرده سنگ و ۶ نمونه‌های سطحی از ۸ مکان مختلف در بستر فورت ورث بدست آمده‌اند. در (جدول ۲-۲) علاوه بر پارامترهای راک اول (جدول ۲-۲) مقادیر سه پارامتر جدید شامل R_o بدست آمده از T_{max} بر اساس جاروی (۲۰۰۷) (معادله ۲-۱)، نفت اولیه موجود در سنگ و پتانسیل تولید اولیه (که به ترتیب از ضرب مقادیر S_1 و S_2 در ضریب تبدیل $21/89$ بدست آمده) محاسبه شده‌اند. با توجه به مقادیر HI و T_{max} متوسط نمونه‌ها در هر مکان، این ۸ نقطه روی نقشه در مراحل مختلف بلوغ حرارتی شامل نابالغ و کم بالغ، پنجره‌ی نفتی و پنجره‌ی گازی قرار دارند (جدول ۲-۲).

$$R_o \text{ from } T_{max} = 0.0180 T_{max} - 7.16 \quad \text{معادله (۲-۱)}$$



شکل ۲-۱۱: نقشه مکانی رخنمون‌ها و چاه‌ها در منطقه مورد مطالعه [۶].

جدول ۲-۲: مقادیر اندازه گیری‌های راک اول، R_o و محاسبه آن‌ها از نمونه‌های مغزه و خرده‌سنگ از شیل بارنت [۶]

Thermal Maturity	Map Number	Operator and Well**	County	TOC (wt.%)	S_1 (mg HC/g Rock)	S_2 (mg HC/g Rock)	HI*** (mg HC/g TOC)	T_{max} (°C)	Calculated R_o (%) (from T_{max})†	Measured R_o (%)	Oil in Rock from S_1 (bbl oil/ac-ft)††	Generation Potential from S_2 (bbl oil/ac-ft)††	Number of Samples
Immature	1	Outcrops (average)	Lampasas	11.47	2.93	54.43	475	425	0.48	0.48	64	1192	6
Immature	2	Explo 3 Mitcham	Brown	4.67	2.60	18.17	392	434	0.66	0.62	57	398	3
		Cuttings (all)	Various	2.72	0.74	1.97	72	462	1.16	1.21	16	43	488
		Cuttings (low maturity – $T_{max} < 440^\circ\text{C}$)	Various	2.91	1.26	6.59	227	439	0.75	0.67	28	144	51
		Cuttings (high maturity (HI < 100))	Various	2.62	0.53	0.86	33	nr	nr	nr	12	19	402
Oil window	3	Oryx 1 Grant (core)	Montague	4.70	3.60	14.09	300	446	0.86	0.86	79	308	25
Gas window	4	MEC 2 Sims (core)	Wise	4.21	0.33	1.07	25	491	1.67	1.67	7	23	99
Gas window	5	MEC 1 Maeyers (core)	Wise	4.45	0.61	0.97	22	477	1.43	na	13	21	9
Gas window	6	MEC 1 Young (core)	Wise	4.73	1.95	2.78	59	468	1.27	na	43	61	111
Gas window	7	MEC 1 Stevenson (core)	Wise	4.68	0.76	0.96	20	470	1.30	na	17	21	12
Gas window	8	APC 1 Oliver (core)	Tarrant	4.30	0.26	0.59	14	544	2.64	na	6	13	59
		Average of high-maturity cores		4.48	0.78	1.27	28	490	1.66	1.67	17	28	

مقدار متوسط اندیس هیدروژن اولیه^۱ (HI_o) برای نمونه‌های مقطع سطحی نابالغ (جدول ۲-۲) برابر (mgHC/gTOC) ۴۷۵ است که دلالت بر وجود کروژن تیپ II دریایی و نفت‌زا دارد. با افزایش بلوغ حرارتی HI زمان حال^۲ (HI_{pd}) کمتر از HI_o می‌شود و HI_{pd} گویای نوع کروژن نخواهد بود، اما می‌تواند نشان‌دهنده‌ی محصولات ابتدایی که ممکن است تولید شوند باشد (نفت، مخلوط نفت و گاز، گاز خشک و تر) [۸].

۲-۴-۱- تعیین محتوای کربن آلی اولیه

تعیین محتوای کربن آلی اولیه^۳ (TOC_o) سنگ منشاء، ابزار کمی برای تخمین حجم کلی هیدروکربن‌هایی است که آن سنگ منشاء می‌تواند با توجه به نوع کروژن تولید کند. رویکردی که برای تعیین (TOC_o) در این تحقیق استفاده شده است، توسط جاروی و همکارانش (۲۰۰۷) ارائه گردیده که شامل محاسبه HI_o بر اساس تیپ بصری کروژن و استفاده از میانگین HI_o برای چهار نوع کروژن است معادله (۲-۲).

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

نرخ تبدیل^۴ (TR_{HI})، برابر است با تغییرات در مقدار HI_o از ابتدا تا زمان حال (HI_{pd}) که رابطه‌ی ارائه شده توسط جاروی (۲۰۰۷) شامل یک تصحیح روی مقادیر شاخص تولید اولیه نفت (PI_o) و شاخص تولید نفت در زمان حال (PI_{pd}) می‌شود (معادله ۲-۳ و ۲-۴). وقتی (TR_{HI}) تعیین شود، TOC_o قابل محاسبه خواهد بود (معادله ۲-۶). مقدار محاسبه شده TOC_o برای شیل بارت ۶/۴۱٪ است. کروژن‌ها ۹۵٪ تیپ II و ۵٪ تیپ III هستند که HI_o متوسط برابر (mgHc/gTOC) ۴۳۴ می‌شود [۶].

¹ -Original Hydrogen Index
² -Present Day Hydrogen Index
³ -Original Total Organic Carbon
⁴ -Transformation Ratio

$$TR_{HI} = 1 - (HI_{pd} [1200 - HI_o(1-PI_o)]) / (HI_o [1200 - HI_{pd}(1-PI_{pd})]) \quad \text{معادله (۳-۲)}$$

$$PI_o = 0.02(PI_{pd}) \quad \text{معادله (۴-۲)}$$

در معادلات ۳-۲ و ۵-۲ می‌توان مشاهده نمود که در صورت کمبود اطلاعات می‌توانند تخمین‌های تقریبی قابل قبولی ارائه دهند. F (کسر هیدروکربن‌های تولید شده^۱) صورت ساده از مقدار تبدیل ماده آلی (TR_{HI}) است و به صورت نسبت تغییر در مقدار HI از ابتدا تا زمان حال بیان می‌شود. dV_{TOC} نشان‌دهنده‌ی بیشترین مقدار TOC است که می‌تواند به کربن در هیدروکربن تبدیل شود. مقادیر dV_{TOC} برای هر نوع کروژن از جدول ۳-۲ قابل استخراج است [۶].

$$F = (HI_o - HI_{pd}) / HI_o \quad \text{معادله (۵-۲)}$$

$$TOC_o = TOC_{pd} / (1 - F \cdot dV_{TOC}) \quad \text{معادله (۶-۲)}$$

جدول ۳-۲: مقدار تئوری حداکثر TOC قابل تبدیل به کربن در هیدروکربن [۶]

Estimate of the Theoretical Maximum TOC Convertible to the Carbon of Hydrocarbons

Kerogen type	Maximum percentage of TOC converted to C in oil and gas		
	I	II	III
Oil	58	42	18
Gas	4.5	6.2	7.2
Total	62.5	48.2	25.2
Total if all oil goes to gas	31	26	15

Source: Data from W. Orr, personal communication, 1992.

¹ -Fraction Of Generated

² -Difinite Volume Of TOC Convertible to HC

۲-۴-۲- بلوغ حرارتی

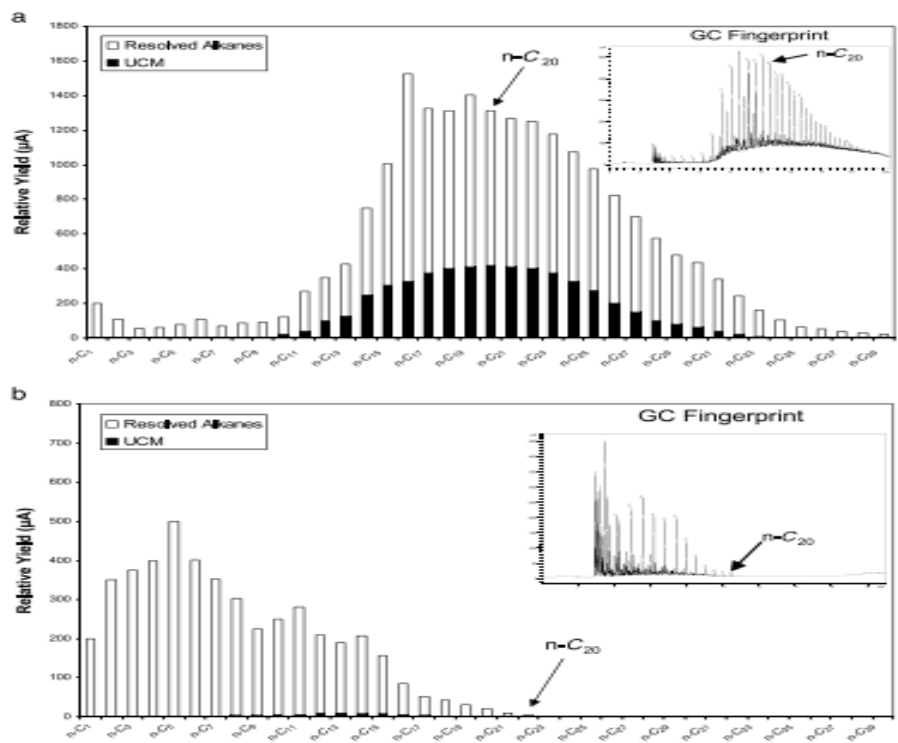
محتوای بالای گاز در شیل بارنت به علت حجم هیدروکربن‌های تولید شده، بلوغ حرارتی و حفظ بخشی از هیدروکربن‌های مایع برای شکست‌های بعدی به گاز است. جایی که بلوغ شیل بارنت پایین‌تر است، نرخ جریان گاز نیز کمتر است و فرض بر این است که این اتفاق به دو علت رخ می‌دهد، یکی پایین‌تر بودن حجم گاز تولیدی و دیگری حضور سیالات هیدروکربنی باقیمانده که گلوگاه‌های فضای متخلخل را مسدود کرده‌اند. بنابراین بلوغ حرارتی در شیل‌گازی یک پارامتر کلیدی است. دو روش بنیادی برای تعیین بلوغ حرارتی بصری و شیمیایی است. تعیین انعکاس ویتروینایت نمود بصری و ارزیابی‌های شیمیایی شامل تعیین T_{max} راک اول، نرخ تبدیل مواد آلی، ترکیبات هیدروکربن باقیمانده، ترکیب گاز و ایزوتوپ کربن وقتی که در دسترس باشد نیز استفاده می‌شود. تعیین مقادیر TR_{HI} و HI_{Pd} به پیش‌بینی پنجره نفتی در مقابل پنجره گازی در شیل بارنت کمک می‌کند حساسیت TR_{HI} به HI_o زمانی که تبدیل ماده آلی حدود ۸۰٪ است بسیار بحرانی است (شروع میعان اولیه-پنجره گاز تر). برای گاز ترموژنیک شیل بارنت با بلوغ بالا، یک تقریب از TR_{HI} هم ارز با مقادیر انعکاس ویتروینایت، از ابتدای پنجره نفتی تا پایان پنجره گازی از نقاط داده‌ها مشتق شده است (جاروی، ۲۰۱۲). TR_{HI} لازم برای ابتدای پنجره گازی تقریباً ۸۰٪ است اما پنجره گاز خشک به مقادیری تا ۹۰٪ احتیاج دارد. شیل‌هایی که روی اثر انگشت گاز کروماتوگرافی دارای پارافین بیشتر از C_{20} یا ترکیبات پیچیده‌ی حل نشده بزرگتر^۱ (UCM) هستند نسبت به شیل‌های با محتوای هیدروکربن باقیمانده حداکثر C_{20} و بدون UCM، نرخ جریان گازی بسیار کمتری دارند (شکل ۲-۱۲).

¹ Unresolved complex mixture

بلوغ حرارتی به دست آمده از روش‌های شیمیایی و بصری را می‌توان با استفاده از منحنی‌های معمولی و قطبی پارامترهای مختلف بلوغ مقایسه کرد. برای شیل بارنت طیفی از مقادیر بهینه بلوغ برای رسیدن به نرخ جریان اقتصادی در جدول (۲-۴) نشان داده شده‌اند. یک منحنی ریسک بلوغ (شکل ۲-۱۳) که اصلاح شده مدل جاروی و همکاران (۲۰۰۷) است، ابزار ساده‌ای برای مقایسه پارامترهای مختلف بلوغ و کاربرد آن‌ها برای ارزیابی اقتصادی اولیه‌ی سیستم‌های شیل‌گازی با نفوذپذیری پایین مانند شیل بارنت یا نیوآلبانی و یا شیل آنتریم به شمار می‌رود. در این دیاگرام (شکل ۲-۱۳) دو محدوده متمایز قابل تشخیص است. بخشی مربوط به شرایطی است که بیانگر پایین‌ترین نرخ جریان گاز در یک سیستم شیل‌گازی است (محدوده Oryx1) و بخش دیگری که بیشترین پتانسیل و نرخ جریان (محدوده MEC 2) را شامل می‌شود و دارای پتانسیل اقتصادی است.

علاوه بر نمودار قطبی نشان داده شده در شکل ۲-۱۳، جاروی در سال ۲۰۱۲ نمودارهای قطبی دیگری رسم نمود و برای رسم هر یک از این نمودارها پارامترهای مختلفی را جهت ارزیابی ریسک تولید گاز در نظر گرفت [۷]. پارامتر خشکی گاز^۱ که بر حسب درصد در شکل‌های ۲-۱۴ و ۲-۱۵ نشان داده شده بیانگر مقادیر C₂₀ است.

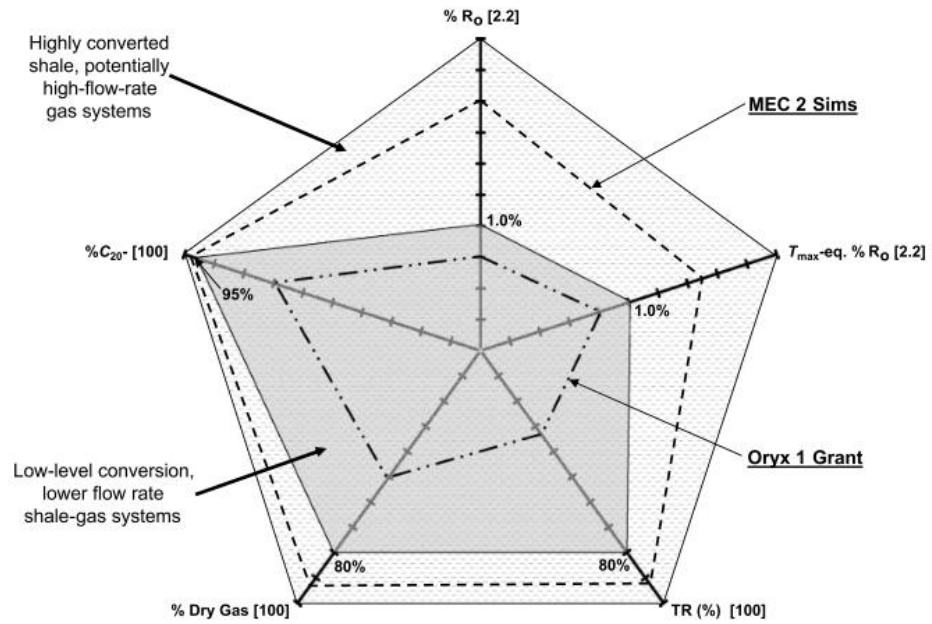
¹ Gas Dryness



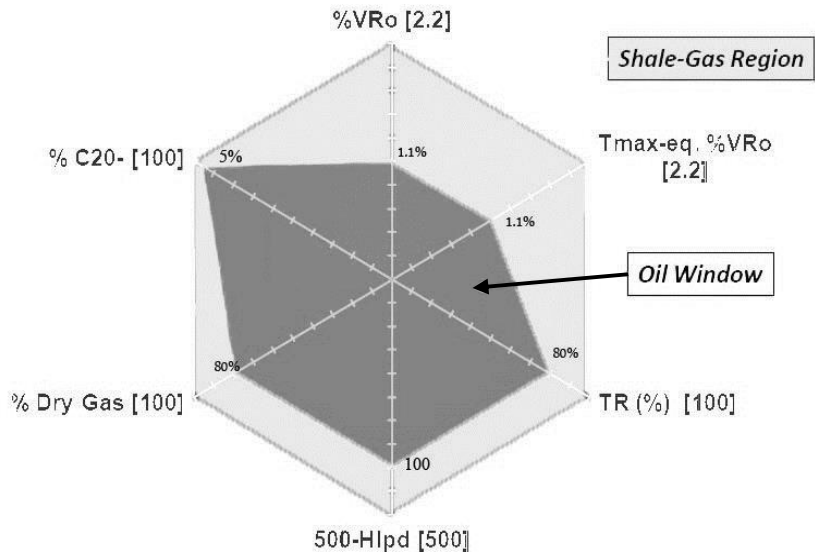
شکل ۲-۱: نتایج گاز-کروماتوگرافی (GC) و اثر انگشت (نقشه کوچک ضمیمه) شیل بارت در (الف) پنجره نفتی و (ب) پنجره گازی [۶]

جدول ۲-۴: حداقل و بهترین مقادیر مربوط به بلوغ پارامترها برای تجمعات گازی شیل بارت [۷]

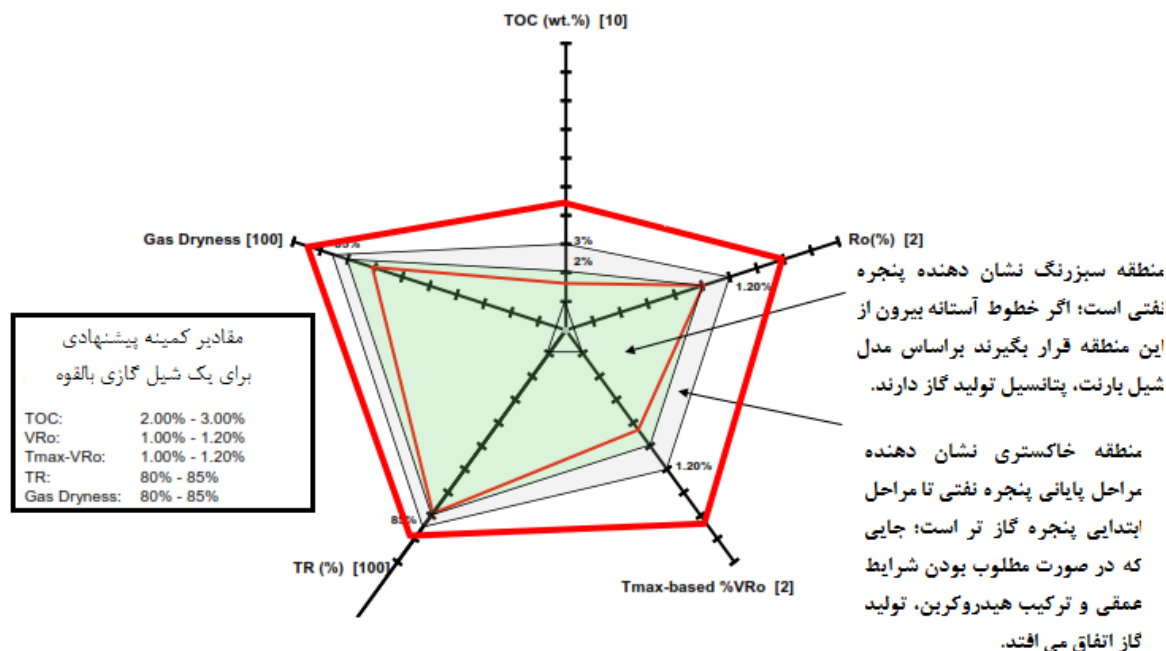
	R_o (%)	T_{max} ($^{\circ}C$)	TR (%)	HI_{pd} (mg HC/g TOC)	Dry Gas (%)	C_{20+} (%)
Minimum	1.00	455	80	76-100	80	5
Better	1.20	465	90	50-75	90	3
Best	1.40	475	95	<50	95	1



شکل ۲-۱۳: نمودار قطبی ریسک شیل گازی (بر اساس ارزیابی بصری و شیمیایی) [۶]



شکل ۲-۱۴: ارزیابی ریسک تولید گاز، پارامترهای بصری و شیمیایی مختلف بلوغ حرارتی [۷]



شکل ۲-۱۵: ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز، بلوغ حرارتی تفسیر شده با استفاده از داده‌های بصری و شیمیایی [۷]

۲-۵- جمع‌بندی و روش پژوهش

طبق آنچه که در مرور کارهای انجام شده در مقالات بدست آمده است، پارامترهای ژئوشیمیایی و زمین‌شناسی مختلفی وجود دارند که مطالعه آن‌ها به شناخت هرچه بیشتر سیستم‌های شیل‌گازی کمک می‌کند. با مطالعه دقیق روی شیل‌گازی بارنت می‌توان متوجه شد که قدم ابتدایی در مطالعه‌ی شیل‌های گرو و سرگلو یافتن پاسخ برای پرسش‌های زیر است:

✓ با در نظر گرفتن مقدار بلوغ حرارتی در دو سازند گرو و سرگلو در ناحیه لرستان، با انواع مختلف کروژن و مقادیر مختلف ماده آلی، آیا این سازندها شیل‌گازی اقتصادی به حساب

می آیند؟ به عبارت دیگر آیا نرخ جریان گاز در این دو سازند اقتصادی خواهد بود؟

✓ بهترین ابزار جهت مقایسه پارامتر های بلوغ کدام است؟

✓ ویژگی های لیتولوژیکی، کانی شناسی و پتروفیزیکی این سازندها که کنترل کننده ی

شکستگی های شیلی جهت تولید گاز در مقادیر اقتصادی هستند به چه صورت می باشند؟

✓ مقدار تولید بالای هیدروکربن در سنگ منشاء و مقدار بالای هیدروکربن حفظ شده در آن

از عوامل کنترل کننده ی تولید بالا در شیل های گازی هستند. این مقادیر در شیل های گرو

و سرگلو چگونه تعیین می شوند و چه میزان هستند؟

البته چنانچه پیشتر اشاره شد باید توجه داشت که با نظر به محدودیت های پیش رو، یافتن پاسخ

تمامی سؤالات بالا در این پروژه امکان پذیر نخواهد بود، با این وجود این مطالعه می تواند گامی موثر در

زمینه ی شناخت شیل های گازی در منطقه لرستان باشد.

۲-۵-۱- روش ارزیابی شیل گازی بر اساس TOC، پیرولیز و داده های حاصل از

ارزیابی بصری کروژن

مرحله اول: انجام آنالیزهای TOC، Rock-Eval و VKA^۱ روی شیل ها و تصمیم گیری روی مقادیر

متوسط TOC، HI، نوع کروژن (I, II, II/III یا III و IV) و بلوغ حرارتی (R_o, T_{max} %)

مرحله دوم: محاسبه

✓ TOC اولیه (TOC_o)

✓ HI اولیه (HI_o)

^۱Visual Kerogen Analysis

✓ پتانسیل هیدروکربنی اولیه¹ (S₂₀)

مرحله سوم: استفاده از داده‌های فوق جهت محاسبه برآوردهای گاز انباشته‌شده و ارزیابی

ریسک‌های ژئوشیمیایی

مرحله چهارم: مقایسه محاسبات و ارزیابی‌ها با شیل‌های گازی شناخته شده در دنیا نظیر

شیل‌گازی بارنت، همچنین علاوه بر مطالعات فوق، می‌توان به بررسی کانی‌شناسی سازندهای گرو و

سرگلو و میزان شکنندگی این سازندها پرداخت در مورد بعضی نمونه‌ها اطلاعاتی در زمینه ترکیب

سیالات هیدروکربنی وجود دارد که بررسی آن‌ها به شناخت بهتر شیل‌ها کمک شایان ذکری

می‌کند.

¹ Original HC Potential

۳- فصل سوم

معرفی ناحیه مورد مطالعه و ارائه

داده‌های ژئوشیمیایی آلی

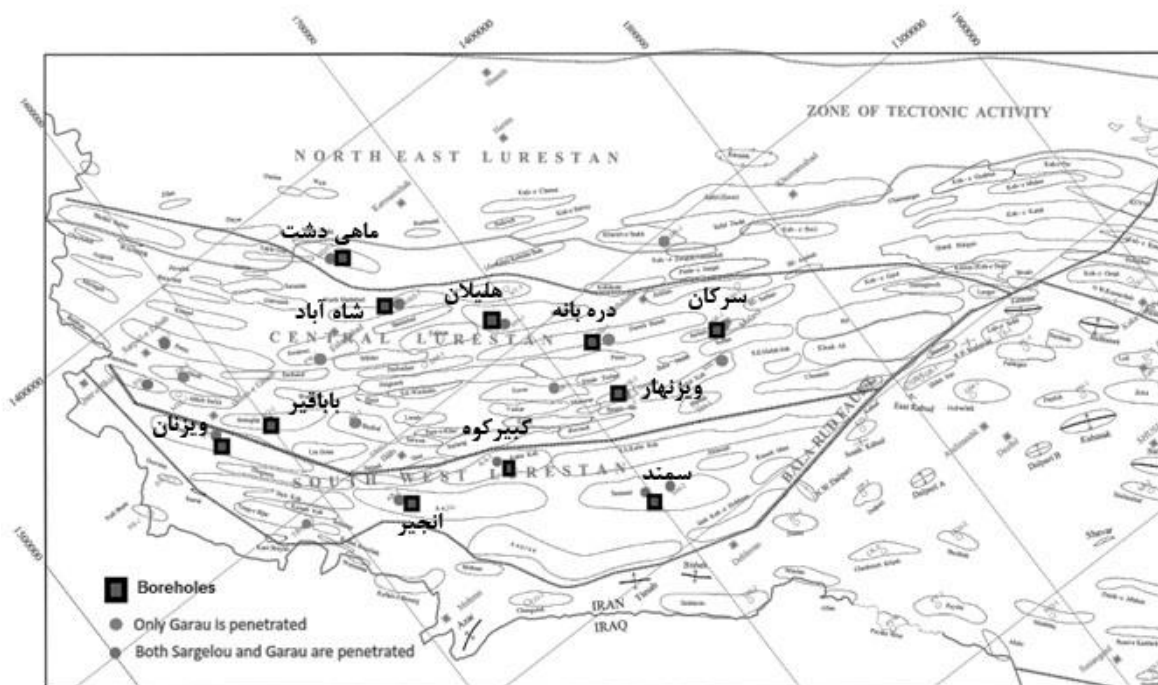
۳-۱- مقدمه

در این فصل، در ابتداً به مطالعه زمین‌شناسی و موقعیت جغرافیایی ناحیه لرستان، چینه‌شناسی سازندهای گرو و سرگلو در این ناحیه و ویژگی‌های زمین‌شناسی مقاطع مورد بررسی می‌پردازیم. سپس مقادیر TOC و سایر پارامترهای راک-اول نمونه‌های سطحی شامل HI، OI، Tmax، S₁، S₂، PI و PP ارائه داده می‌شوند. در قسمت بعد نتایج ضریب انعکاس ویتروینایت که برای تعدادی از نمونه‌ها اندازه‌گیری شده ارائه داده شده است و در پایان درباره‌ی انواع آنالیزهای صورت گرفته روی ترکیب سیالات هیدروکربنی باقی مانده و نتایج آن‌ها بحث می‌گردد.

۳-۲- زمین‌شناسی و موقعیت منطقه

موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه بین ۱۵۶۰۰۰۰ متری تا ۱۹۴۰۰۰۰ متری طول شرقی و ۱۲۰۰۰۰ متر تا ۱۴۵۰۰۰ متری عرض شمالی و در محدوده لرستان واقع است. ناحیه مورد مطالعه از خاور-شمال خاوری به زون گسل‌های واژگونه زاگرس، از شمال و شمال غربی به فروافتادگی کرکوک، و از جنوب تا جنوب خاوری به (امتداد خاوری-باختری و جداکننده رخنمون‌های گروه فارس از ناحیه لرستان است) و فروافتادگی دزفول و از جنوب-جنوب باختری به فروافتادگی دزفول محدود می‌گردد. این ناحیه به‌عنوان بخشی از حوضه رسوبی زاگرس دارای گسترش بیش از ۱۴۰۰ کیلومتر از تنگه هرمز تا منتهی‌الیه کردستان و مرز عراق به طرف ترکیه و عراق گسترش دارد و عظیم‌ترین منابع و ذخایر هیدروکربوری ایران و خاورمیانه را در بر دارد [۲۱، ۱۲].

ناحیه لرستان به سه بخش شمالی، مرکزی و جنوبی تقسیم شده و اطلاعات ۱۱ حلقه چاه حفاری شده و ۹ مقطع سطحی در این ناحیه موجود می‌باشد (شکل ۳-۱).



شکل ۳-۱: ناحیه مورد مطالعه لرستان که به سه منطقه شمالی، مرکزی و جنوبی تفکیک شده است [۱۲].

۳-۳- زمین‌شناسی ناحیه‌ای منطقه

توالی‌های رسوبی، سنگ‌های مخزن خوب، پوش سنگ‌های گسترده، ارتباط مطلوب سنگ‌های مخزن با سنگ‌های منشاء، تله‌های طاق‌دیسی و وجود مخازن نفتی در حوضه رسوبی زاگرس موجب اهمیت زیاد این منطقه شده است. کوهزایی زاگرس دارای سه زون تکتونیکی موازی و متمایز است که از شمال شرق به جنوب غرب شامل مجموعه ماگمایی ارومیه-دختر، زون فلسی زاگرس و کمر بند چین‌خوردگی و راندگی زاگرس می‌باشند [۱].

کمر بند چین خورده زاگرس قریب ۱۴ کیلومتر رسوبات از پالئوزوئیک تا عهد حاضر را در خود جای داده است. از مجموعه رسوبی پالئوزوئیک زیرین به جهت رخنمون‌های اندک و حفاری‌های بسیار محدود اطلاعات کاملی در دست نیست. در مجموعه رسوبی پالئوزوئیک فوقانی تا ترشیری می‌توان اظهار داشت ناحیه زمین‌شناسی فارس در بخش عمده‌ای از تاریخ زمین‌شناسی در موقعیت پلت فورمی قرار داشته و غالباً

رسوبات کربناته در آن رسوب نموده‌است. در مقابل، ناحیه لرستان بخش عمیق این حوضه رسوبی را به خود اختصاص داده که غالباً رخساره‌های شیلی و آهک‌های پلاژیک در این منطقه گسترش یافته‌اند. محدوده زاگرس مرکزی نیز که فروافتادگی دزفول و زون ایذه را شامل می‌گردد، محلی میان پلت فورم فارس و حوضه عمیق لرستان بوده و با پیشروی‌ها و پسروی‌های متعدد تناوبی از لایه‌های شیلی و کربناته در آن رسوب نموده است [۱].

تاق‌دیس کبیرکوه در ایالت زمین‌شناسی لرستان از کمر بند چین‌خوردگی و راندگی زاگرس واقع شده است. این تاق‌دیس نامتقارن در جنوب شرقی شهرستان ایلام قرار گرفته و موقعیت جغرافیایی آن بین خطوط ۱۶۴۰۰۰۰ متر تا ۱۷۷۰۰۰۰ متری شرقی (بین طول‌های جغرافیایی ۴۶°۳۰' تا ۴۷°۵۴') و ۱۲۱۰۰۰۰ متر تا ۱۲۸۰۰۰۰ متری شمالی (بین عرض‌های جغرافیایی ۳۲°۵۳' تا ۳۳°۲۹') واقع شده است. این تاق‌دیس طویل‌ترین تاق‌دیس در ناحیه لرستان بوده و تقریباً از ۵۰ کیلومتری شمال غربی اندیمشک شروع شده و تا ۲۰ کیلومتری جنوب شرقی شهرستان ایلام ادامه دارد [۱۲].

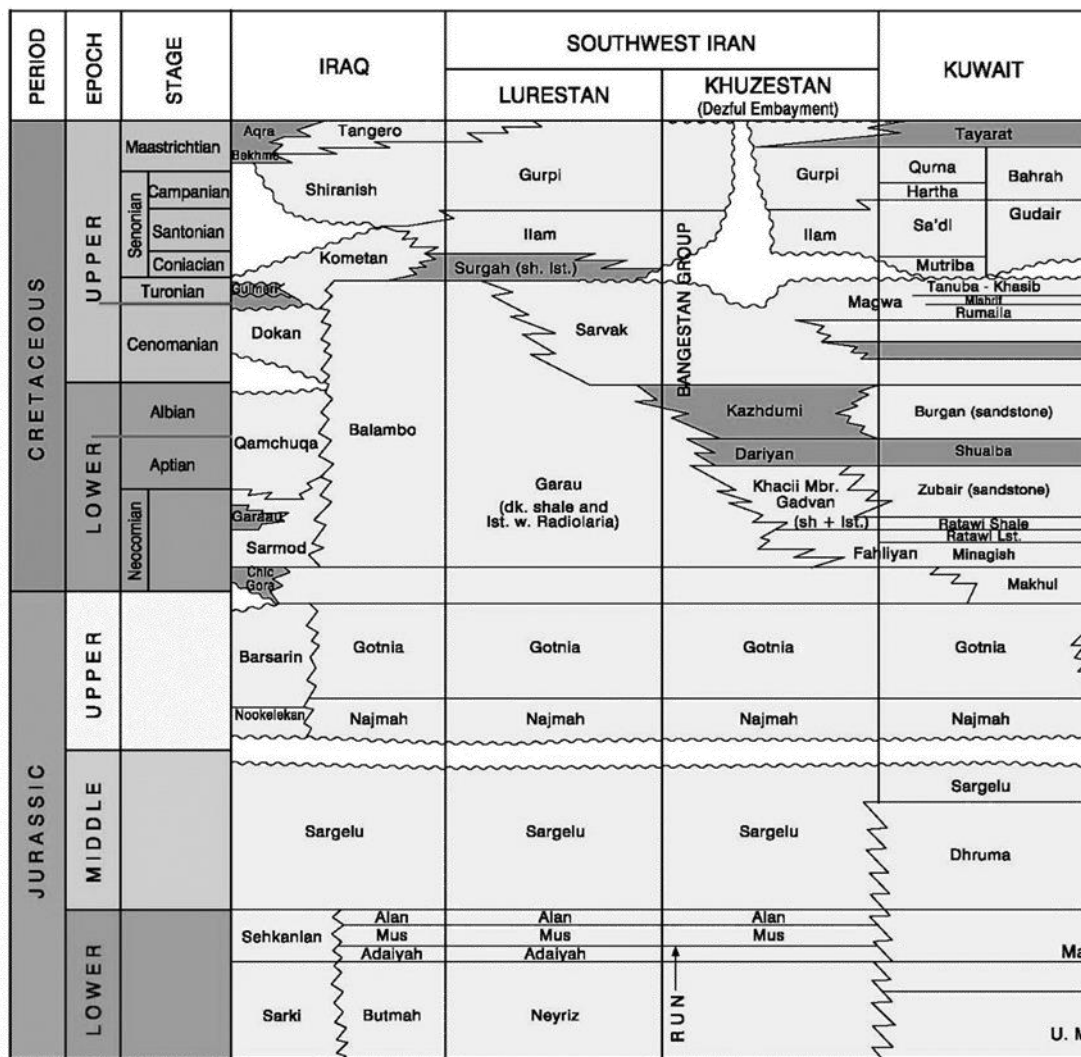
۳-۴-چینه‌شناسی سازندهای مورد مطالعه

در این تحقیق مطالعات بر روی بخش‌هایی از نمونه‌های بدست آمده از خرده‌های ۱۱ گمانه حفاری و ۹ مقطع سطحی که بر روی دو سازند گرو و سرگلو در منطقه لرستان صورت گرفته‌است. در ادامه به بررسی این دو سازند مهم در ناحیه لرستان که از نظر سنگ منشاء نفت و گاز دارای اهمیت بیشتر است، پرداخته خواهد شد.

۳-۴-۱-سازند سرگلو

مقطع تیپ از دهکده سرگلو واقع در ناحیه سلیمانیه کردستان عراق در تاق‌دیس سورداش اقتباس شده است که ضخامت سازند مذکور ۱۱۵ متر است. سنگ شناسی این سازند در مقطع تیپ شامل آهک‌های

سیاه رنگ لایه بیتومن دار، آهک‌های دولومیتی و شیل‌های متورق سیاه رنگ و در قسمت‌های رأسی لایه‌های نازکی از چرت سیاه رنگ تشکیل گردیده است. حد پایینی این سازند، سازند سه کانیان تدریجی و همساز است و حد بالای آن با سازند نجمه تدریجی و همساز به نظر می‌رسد (شکل ۳-۲). سن این سازند در قسمت رأسی باتونین و در قسمت پایینی متعلق به آخرین حدود توآرسین نسبت داده شده است [۱۲].



شکل ۳-۲: چینه‌شناسی ژوراسیک - کرتاسه در نواحی ایران، عراق و کویت [۲۱]

۳-۴-۲- سازند گرو

مقطع تیپ این سازند در دامنه شمال شرقی کبیرکوه در جنوب غربی لرستان قرار دارد این سازند به ۴ واحد تقسیم شده است، که از پایین به بالا عبارتند از [۲۱]:

۱- حدود ۳۰۰ متر شیل تیره تا سیاه رنگ غنی از مواد آلی و آهک‌های رسی تیره رنگ پیریتی. قاعده برش به علت پوشش، همبری مشخصی ندارد و روشن نیست روی چه سازندی و چگونه قرار گرفته است.

۲- ۱۵۰ متر آهک‌های بسیار دانه ریز تیره تا سیاه همراه با شیل‌های غنی از مواد آلی

۳- حدود ۱۲۲ متر شیل‌های خاکستری تا قهوه‌ای و آهک‌های رسی نازک لایه خاکستری تیره که در پی آن آهک‌های بسیار دانه ریز حاوی گرهک‌های چرت سیاه رنگ مشاهده می شود.

۴- ۱۸۱ متر تناوب شیل‌های خاکستری و آهک‌های شیلی نازک لایه و دانه ریز که در رأس برش ماسه سنگی و گلوکونیت‌دار می‌شوند.

حد پائینی این سازند در مقطع تیپ مشخص نیست و با توجه به شواهد زیرزمینی می‌توان ادعا داشت که رسوبات عمیق سازند گرو بر روی رسوبات تبخیری سازند گوتنیا به سن ژوراسیک بالایی یا سنگ آهک‌های برشی معادل گوتنیا در نواحی لرستان و فروافتادگی دزفول قرار می‌گیرد [۲۱]. وضعیت حد بالایی سازند گرو بسیار متفاوت است. در مقطع تیپ این حد از طریق یک ناهمسازی فرسایشی با سنگ آهک‌های بنگستان (آلبین-کامپانین) مشخص می‌شود که وجود گلوکونیت و ماسه‌ای بودن سر سازند گرو معرف آن است. بخش ماسه‌ای و گلوکونیت‌دار قسمت پایانی سازند گرو به عنوان یک ناپیوستگی فرسایشی بین سازند گرو و سروک در نظر گرفته می‌شود. در نواحی مرکزی لرستان سازند گرو در زیر سازند سورگه (کنیاسین) قرار می‌گیرد. به این ترتیب سازند گرو می‌تواند در زیر سازندهای مختلفی واقع شود و این موضوع خود معلول پیشروی رسوبات ساحلی محاط به حوضه رسوبی گرو تفسیر می‌گردد [۱]. در مقطع مورد مطالعه

سنگ آهک‌های سازند سروک بر روی سازند گرو قرار می‌گیرند. به‌طور کلی سن سازند گرو نئوکومین تا آپسین است. سازند گرو فقط در بعضی از مناطق دیده می‌شود. این سازند تا عراق امتداد می‌یابد و در آغاز به نام سازند بالامبو خوانده می‌شود. از لرستان به سمت جنوب شرق، این سازند به آهک و شیل‌های گروه‌های خامی و بنگستان تبدیل می‌شود. این سازند در لرستان مرکزی، یا به عبارت دیگر مرکز حوضه رسوبی، بیشتر شیلی است [۱۲].

۳-۵- نتایج آنالیز راک اول گمانه‌های حوضه لرستان

ناحیه لرستان به سه بخش شمالی، مرکزی و جنوبی تقسیم شده‌است و بررسی‌ها بر روی داده‌های (۱۱۱ نمونه خرده حفاری) مربوط به ۱۱ حلقه گمانه حفاری شده پرداخته می‌شود (جدول ۳-۱).

جدول ۳-۱: تقسیم‌بندی ناحیه لرستان و ضخامت و تعداد نمونه‌های برداشت شده [۱۷]

ناحیه	HoleNO.	Well Name	Fm.name	Thickness(m)	NO.MEASURE
لرستان شمالی	1	Mahi-Dasht	Garau	600	3
			Sargelu	381	3
لرستان مرکزی	2	Veyzenhar	Garau	366	10
	3	Babaghir	Garau	1305	20
	4	Dareh-Baneh	Garau	533	4
	5	N.shahabad	Garau	444	11
			Sargelu	108	8
	6	Huleiylan	Sargelu	12	2
	7	Sarkan	Garau	1
لرستان جنوبی	8	Anjir	Garau	780	12
			Sargelu	222	6
	9	Samand	Garau	222	12
			Sargelu	220	9
	10	Vizhenan	Garau	1778	4
11	Kabir-kuh	Garau	159	6	

۳-۵-۱- لرستان شمالی

منطقه شمالی ناحیه لرستان با توجه به داده‌های موجود، بررسی‌ها فقط بر روی چاه ماهی دشت انجام شده است. نتایج آنالیز راک-اول نمونه‌های این چاه (شکل ۳-۱ و جدول ۳-۲) و اندازه‌گیری ضریب انعکاس در جدول (۳-۳) آورده شده است.

جدول ۳-۲: آنالیز راک-اول خرده‌های حفاری (Cutting) سازندهای گرو و سرگلو چاه ماهی دشت در لرستان شمالی [۱۷]

Well	Hole.NO	DEPTH(M)	Fm.name	TOC	Tmax	HI	OI	S1	S2	PI	PP
Mahi-Dasht	1	1338	GR	1.98	485	55	9	1.3	1.09	0.54	2.39
		1728	GR	1.28	434	38	16	0.72	0.49	0.6	1.21
		1938	GR	1.29	442	33	14	0.65	0.42	0.61	1.07
		2283	SR	0.17	445	35	116	0.09	0.06	0.6	0.15
		2454	SR	0.39	450	23	45	0.08	0.09	0.47	0.17
		2664	SR	5.91	448	1	4	0.01	0.06	0.14	0.07

جدول ۳-۳: ضریب انعکاس و پترینایت نمونه‌های (Cutting) گرو و سرگلو چاه ماهی دشت لرستان شمالی [۱۷]

Well	DEPTH(m)	NO.MEASURE	MEAN RO%	NAME OF FM	MAX RO%	MIN RO%
Mahi-Dasht	1149	12	0.895	GARUA	1.121	0.682
		3	2.123	SARGELU	2.872	2.112

۳-۵-۲- لرستان جنوبی

در منطقه لرستان جنوبی، داده‌های چاه‌های شماره (۱۰) و یزه‌نان، شماره (۱۱) کبیرکوه، شماره (۹) سمند و شماره (۸) انجیر موجود می‌باشد (شکل ۳-۱)، که نتایج آنالیز راک-اول آن‌ها جدول (۳-۴) و اندازه‌گیری ضریب انعکاس در جدول (۳-۵) آورده شده است.

جدول ۳-۴: آنالیز راک-اول خرددهای حفاری (Cutting) گرو و سرگلو چاه‌های لرستان جنوبی [۱۷]

Well	Hole.NO	DEPTH(M)	Fm.name	TOC	Tmax	HI	OI	S1	S2	PI	PP
Anjir	8	853	GR	0.17	442	194	116	0.2	0.33	0.38	0.53
		884	GR	0.42	447	121	12	0.33	0.51	0.39	0.84
		1055	GR	0.18	443	128	100	0.22	0.23	0.49	0.45
		1073	GR	1.12	445	58	27	0.41	0.65	0.39	1.06
		1103	GR	3.82	446	8	6	0.27	0.29	0.48	0.56
		1119	GR	2.48	444	17	14	0.32	0.44	0.42	0.76
		1149	GR	2.98	448	10	9	0.26	0.29	0.47	0.55
		1170	GR	1.78	446	15	19	0.18	0.27	0.4	0.45
		1485	GR	3.17	447	9	7	0.26	0.29	0.47	0.55
		1595	GR	2.88	438	5	6	0.18	0.13	0.58	0.31
		1607	GR	0.82	443	52	25	0.25	0.43	0.37	0.68
		1633	GR	0.37	441	100	50	0.56	0.37	0.6	0.93
		1634	SR	0.6	453	58	33	0.55	0.35	0.61	0.9
		1747	SR	1.97	450	43	38	0.74	0.86	0.46	1.6
		1765	SR	0.76	458	53	25	0.6	0.4	0.6	1
		1792	SR	1.19	463	50	15	1.13	0.6	0.65	1.73
		1835	SR	2.12	442	43	21	0.62	0.93	0.4	1.55
1856	SR	2	446	50	16	0.6	1	0.38	1.6		
Samand	9	1822	GR	0.74	447	164	24	0.95	1.22	0.44	2.17
		1902	GR	0.73	448	88	47	1.49	0.64	0.7	2.13
		1942	GR	1.93	453	30	37	1.22	0.58	0.68	1.8
		1962	GR	0.88	485	52	45	1.05	0.46	0.7	1.51
		1982	GR	1.85	449	21	19	0.48	0.39	0.55	0.87
		2002	GR	3.43	445	16	8	0.39	0.56	0.41	0.95
		1780	GR	1.76	448	18	24	0.29	0.32	0.48	0.61
		1800	GR	0.36	454	78	49	0.47	0.28	0.63	0.75
		1820	GR	0.78	449	30	28	0.57	0.24	0.7	0.81
		1840	GR	1.21	451	40	32	0.43	0.49	0.47	0.92
		1860	GR	0.98	465	53	14	0.32	0.52	0.38	0.84
		1880	GR	0.53	463	43	19	0.55	0.23	0.71	0.78
		2320	SR	2.92	440	42	20	2.12	1.22	0.63	3.34
		2340	SR	1.25	448	88	45	0.72	1.11	0.39	1.83
		2380	SR	0.36	460	56	182	0.51	0.2	0.72	0.71
		2160	SR	0.47	445	42	42	0.34	0.2	0.63	0.54
		2180	SR	0.72	449	45	32	0.52	0.33	0.61	0.85
2220	SR	0.81	451	56	28	0.21	0.46	0.31	0.67		
2240	SR	0.24	460	62	75	0.25	0.15	0.63	0.4		

ادامه جدول ۳-۴

		2260	SR	0.72	457	40	61	0.35	0.29	0.55	0.64
		2280	SR	0.65	449	46	59	0.15	0.3	0.33	0.45
Vizhenan	10	661	GR	2.49	460	87	12	1.85	2.16	0.46	4.01
		1423	GR	1.32	462	64	27	1.07	0.85	0.56	1.92
		2100	GR	2.1	441	30	11	1.04	0.62	0.63	1.66
		2439	GR	2.64	446	10	9	0.58	0.26	0.69	0.84
Kabir-kuh	11	37	GR	0.17	494	82	297	0.39	0.14	0.74	0.53
		58	GR	3.3	492	2	112	0.19	0.05	0.79	0.24
		81	GR	0.32	502	41	183	0.21	0.13	0.62	0.34
		87	GR	1.42	448	69	62	0.34	0.98	0.26	1.32
		187	GR	4.97	440	30	5	4.83	1.49	0.76	6.32
		196	SR	0.93	441	48	40	0.81	0.45	0.64	1.26

جدول ۳-۵: ضریب انعکاس ویتربینایت خرده‌های حفاری (Cutting) گرو و سرگلو چاه‌های ناحیه لرستان جنوبی [۱۷]

Well	Hole.NO	DEPTH(m)	NO.MEASURE	MEAN RO%	NAME OF FM	MAX RO%	MIN RO%
Anjir	8	1149	12	0.895	GARUA	1.121	0.682
		1792	6	0.975	SARGELU	1.251	0.821
Samand	9	1800	12	0.978	GARUA	1.125	0.852
		2240	9	1.021	SARGELU	1.215	0.922
Vizhenan	10	3390	4	0.886	GARUA	1.255	0.569
Kabir-kuh	11	187	6	0.985	GARUA	1.451	0.677

۳-۵-۳- لرستان مرکزی

منطقه لرستان مرکزی حاوی داده‌های چاه‌های شماره (۵) شاه‌آباد شمالی، شماره (۶) هولیلان، شماره (۴) دره‌بان، شماره (۷) سرکان، شماره (۲) ویزنهار و شماره (۳) باباقیر بوده (شکل ۳-۱) و نتایج آنالیز راک-اول نمونه‌های مذکور در جدول (۳-۶) و اندازه‌گیری ضریب انعکاس در جدول (۳-۷) ذکر شده است.

جدول ۳-۶: نتایج آنالیز راک-اول خرده‌های حفاری (Cutting) گرو و سرگلو چاه‌های ناحیه لرستان مرکزی [۱۷]

Well	Hole.NO	DEPTH(M)	Fm.name	TOC	Tmax	HI	OI	S1	S2	PI	PP
Veyzenhar	2	3107	GR	0.96	447	229	55	2.11	2.2	0.49	4.31
		3158	GR	0.85	444	248	54	1.72	2.11	0.45	3.83
		3183	GR	0.78	450	154	94	1.3	1.2	0.52	2.5
		3192	GR	0.59	443	186	72	0.48	1.1	0.3	1.58
		3244	GR	1.09	447	145	47	1.71	1.58	0.52	3.29
		3390	GR	0.31	441	326	209	1.07	1.01	0.51	2.08
		3436	GR	0.87	436	101	89	0.72	0.88	0.45	1.6
		3460	GR	0.29	431	152	120	0.53	0.44	0.55	0.97
		3466	GR	1.22	437	25	42	0.35	0.31	0.53	0.66
3473	GR	4.37	440	5	5	0.29	0.23	0.56	0.52		
Babaghir	3	1862	GR	2.84	508	4	10	0.11	0.11	0.5	0.22
		1817	GR	0.42	450	45	18	0.14	0.19	0.42	0.33
		1957	GR	0.23	449	96	132	0.29	0.22	0.57	0.51
		1975	GR	0.51	446	82	28	0.31	0.42	0.42	0.73
		2006	GR	0.42	446	83	41	0.29	0.35	0.45	0.64
		2024	GR	0.38	449	103	43	0.49	0.39	0.56	0.88
		2045	GR	0.53	447	47	52	0.35	0.25	0.58	0.6
		2093	GR	0.49	444	78	41	0.51	0.38	0.57	0.89
		2094	GR	0.23	446	282	26	0.42	0.65	0.39	1.07
		2112	GR	0.45	443	102	32	0.22	0.46	0.32	0.68
		2145	GR	1	454	49	18	0.75	0.49	0.6	1.24
		2164	GR	1.11	446	68	21	1.05	0.75	0.58	1.8
2170	GR	3.45	441	52	45	2.25	1.81	0.55	4.06		
2194	GR	10.5	437	587	58	27.8	61.64	0.31	89.4		
Babaghir	3	2731	GR	3	444	6	6	0.15	0.18	0.45	0.33
		2865	GR	1.25	447	116	32	0.25	1.46	0.15	1.71
		2917	GR	1.04	444	219	21	0.85	2.28	0.27	3.13
		2990	GR	0.97	446	42	52	0.38	0.41	0.48	0.79
		3045	GR	0.26	450	115	119	0.25	0.3	0.45	0.55
		3124	GR	0.3	447	93	82	0.23	0.28	0.45	0.51
Dareh-Baneh	4	1653	GR	2.53	442	69	35	1.87	1.74	0.52	3.61
		1844	GR	1.63	444	126	41	2.46	2.06	0.54	4.52
		1936	GR	1.01	443	304	31	2.54	3.07	0.45	5.61
		2186	GR	1.64	444	100	45	2.25	1.64	0.58	3.89
N.shahabad	5	2966	GR	1.2	449	100	22	1.1	1.2	0.48	2.3
		3021	GR	2.4	446	72	10	2.11	1.73	0.55	3.84
		3054	GR	1.28	450	144	14	1.22	1.85	0.4	3.07
		3067	GR	2.22	442	54	19	1.85	1.2	0.61	3.05
		3084	GR	1.45	451	70	22	1.09	1.02	0.52	2.11
		3107	GR	1.29	412	64	29	0.62	0.83	0.43	1.45
		3146	GR	1.17	310	13	208	0.25	0.16	0.61	0.41
		3280	GR	2.76	314	6	6	0.19	0.16	0.54	0.35
		2945	GR	0.88	457	64	31	0.42	0.56	0.43	0.98
		3369	GR	1.03	392	34	38	0.83	0.35	0.7	1.18
		3410	GR	1.81	304	30	21	0.38	0.54	0.41	0.92
		3669	SR	1.43	302	17	27	0.62	0.25	0.71	0.87
		3680	SR	1.2	341	24	31	0.24	0.29	0.45	0.53
		3691	SR	0.81	350	4	21	0.19	0.03	0.86	0.22
		3703	SR	0.92	355	9	45	0.14	0.09	0.61	0.23
3718	SR	0.85	310	36	67	0.44	0.31	0.59	0.75		

ادامه جدول ۳-۶

		3730	SR	2.12	340	15	43	0.28	0.32	0.47	0.6
		3767	SR	3.42	317	8	6	0.34	0.28	0.55	0.62
		3777	SR	2.21	327	30	27	0.51	0.68	0.43	1.19
Huleiylan	6	1274	SR	4.53	446	80	10	3.4	3.29	0.5	6.69
		1286	SR	0.81	448	84	50	0.61	0.59	0.51	1.2
Sarkan	7	1934	GR	0.83	440	122	24	1.07	1.01	0.51	2.08

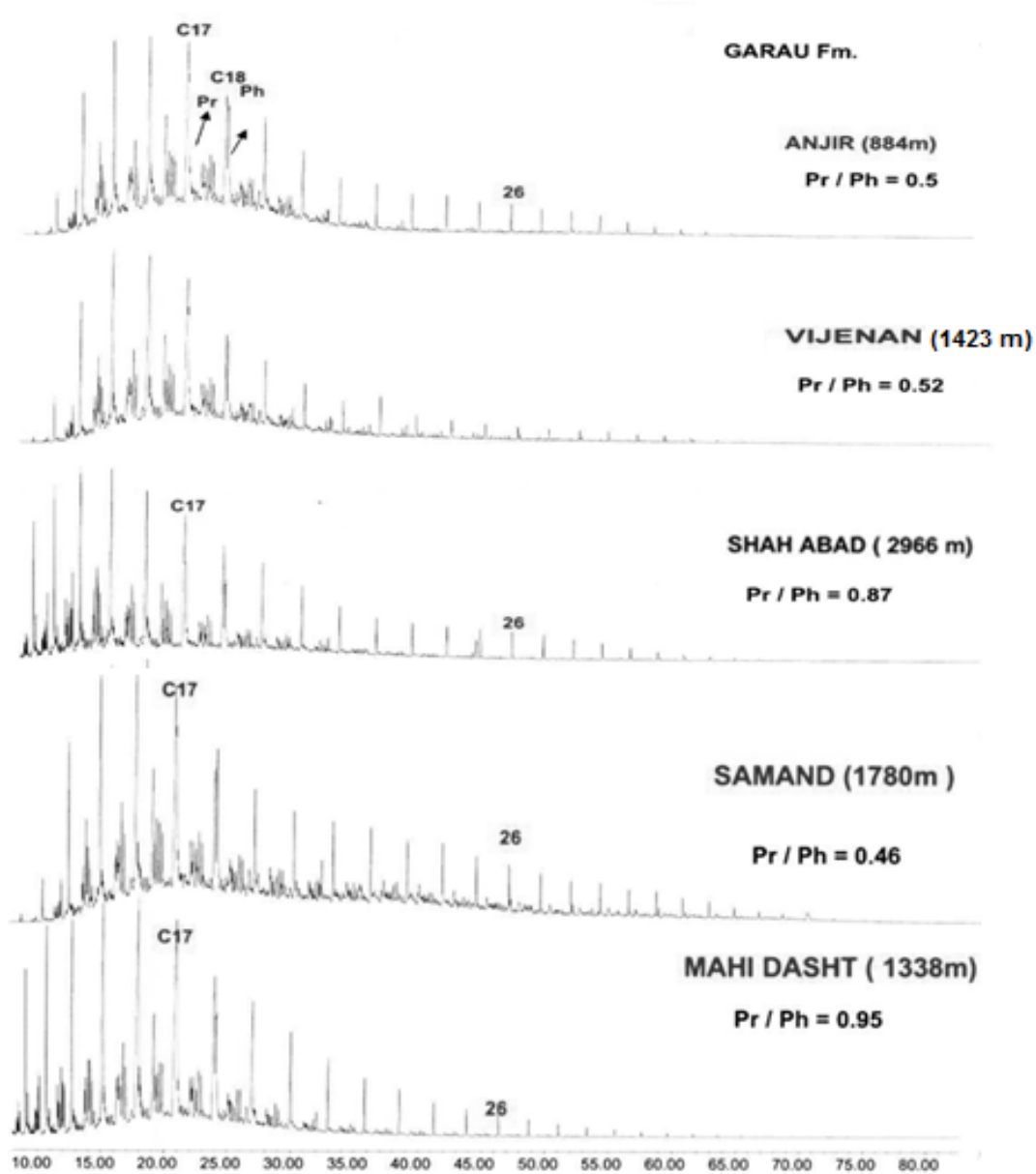
جدول ۳-۷: ضریب انعکاس و پتیرینایت خردده‌های حفاری (Cutting) گرو و سرگلو چاه‌های لرستان مرکزی [۱۷]

Well	Hole.NO	DEPTH(m)	NO.MEASURE	MEAN RO%	NAME OF FM	MAX RO%	MIN RO%
Veyzenhar	2	2100	10	0.782	GARUA	1.025	0.627
Babaghir	3	1869	20	0.787	GARUA	1.118	0.481
Dareh-Baneh	4	1936	4	0.985	GARUA	1.287	0.664
N.shahabad	5	3084	11	0.967	GARUA	1.287	0.664
		3718	8	1.025	SARGELU	1.425	0.578
Huleiylan	6	1143-50	2	1.982	SARGELU	2.596	1.878
Sarkan	7	1934	1	1.012	GARUA	1.325	0.678

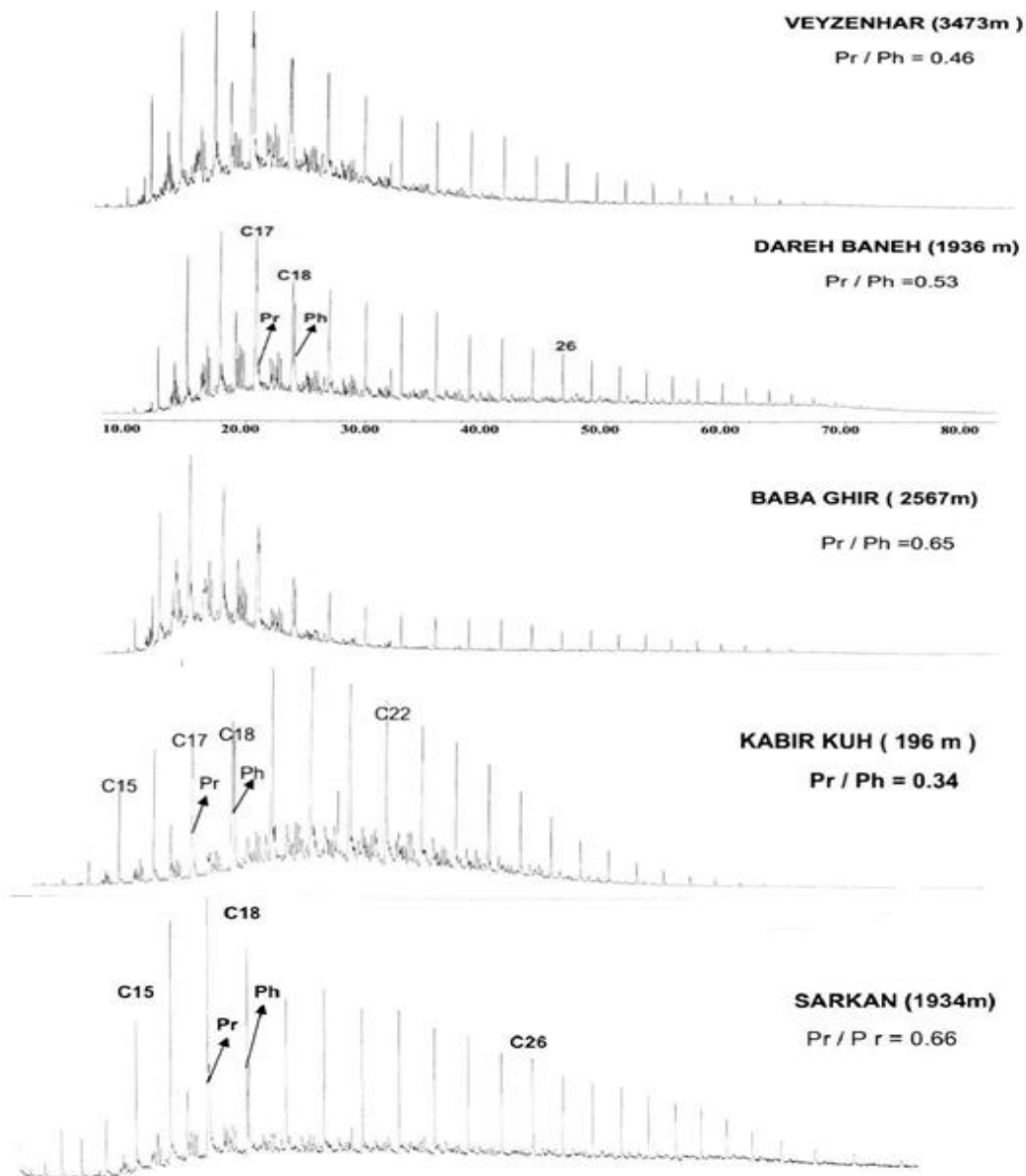
۳-۶- اطلاعات ژئوشیمی خردده‌های حفاری سازندهای هدف بر اساس آنالیز (GC) و پیرولیز گاز کروماتوگرافی (PY-GC)

نفت دارای ترکیبات متفاوتی است از جمله ترکیبات اشباع (آلکان‌های نرمال و شاخه‌دار و نفتن‌ها به صورت حلقوی)، آروماتیک‌ها (حلقوی غیراشباع) و ترکیبات غیر هیدروکربنی (مانند رزین و آسفالتین) و... است. دستگاه (GC) درصد فراوانی تک تک مولکول‌های هیدروکربنی را به صورت طیفی نشان می‌دهد (شکل ۳-۳ تا ۳-۵). پی بردن به پراکندگی هیدروکربن‌ها و نحوه ترکیبات مختلف از جمله آلکان نرمال‌ها و ایزوپروپونوئیدها از مزایای آنالیز گاز کروماتوگرافی می‌باشد. به عنوان مثال نمونه سازند گرو از چاه ماهی دشت با نسبت بالای دو ایزوپروپونوئید پرستان به فیتان ($Pr/Ph=0.95$) نمایانگر آن است که محیط رسوبی شدیداً اکسیدی را تجربه کرده و از نوع کروژن تیپ III می‌باشد. برای مطالعه نمونه‌های مربوط به این پروژه از

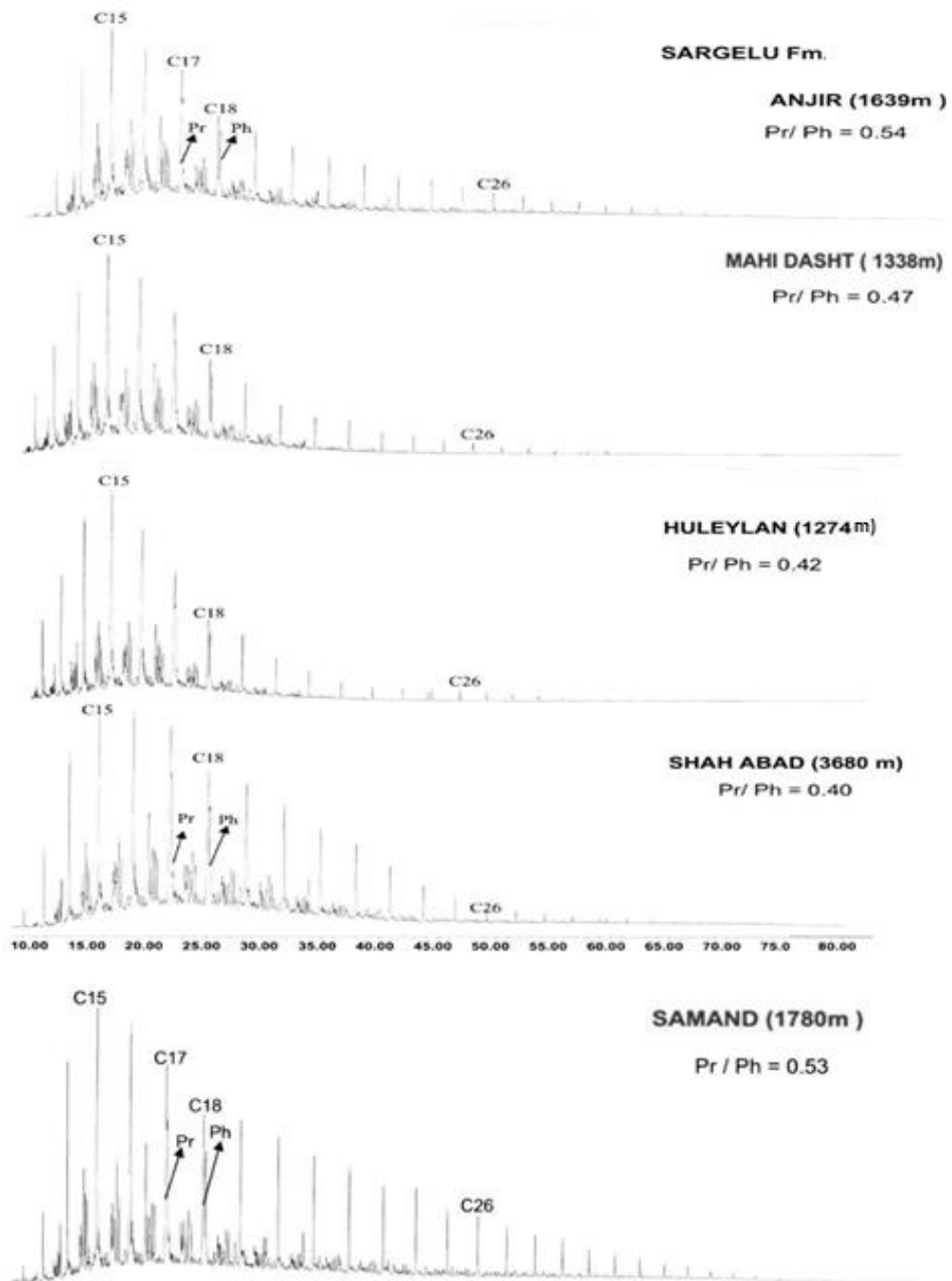
کروماتوگراف گازی HWLETT-PACKRD مدل HP-5971A که در آن می‌توان برنامه‌های متعدد مورد نظر را تغییر داد، استفاده شده است. در این آنالیز متأسفانه به علت بخارشدن ترکیبات خیلی سبک هیدروکربنی توسط گاز تزریق شده در آزمایش (هلیوم)، معمولاً توانایی گزارش C1 تا C10 ندارد. به همین دلیل از داده‌های آنالیز پیرولیز نیز استفاده می‌کنیم (شکل ۳-۶ تا ۳-۸). برای شناخت کمیت و کیفیت ترکیبات آلی و خصوصیات شیمیایی کروژن سنگ منشاء از روش آنالیز PY-GC استفاده می‌گردد. از دیگر مزایای آنالیز پیرولیز گاز کروماتوگرافی نمایش ترکیبات اشباع و آروماتیک در یک طیف از کروماتوگرام می‌باشد که با توجه به پراکندگی طیف ناشی از ترکیبات مذکور می‌توان تفسیری دقیق‌تری نسبت به نوع کروژن و درجه بلوغ داشت. به عنوان مثال نمونه گرو از چاه سرکان با غلظت بالای ترکیبات آروماتیکی و هیدروکربن‌های سنگین خود بیانگر آن است که از نوع کروژن تیپ III بوده، و از مقدار پایین آلکان نرمال‌های آن و میل به فراوانی ترکیبات سنگین‌تر می‌توان پی برد که بلوغ بالایی را تجربه کرده است. لازم به ذکر است که برای بدست‌آوردن %Dry gas براساس نتایج پیرولیز کروماتوگرافی گازی موجود (گزارش TR1914 مدیریت اکتشاف) عمل کنیم، زیرا کروماتوگراف‌های حاصل می‌تواند فراوانی پیک‌های C1-C4 را نشان دهد [۱۸].



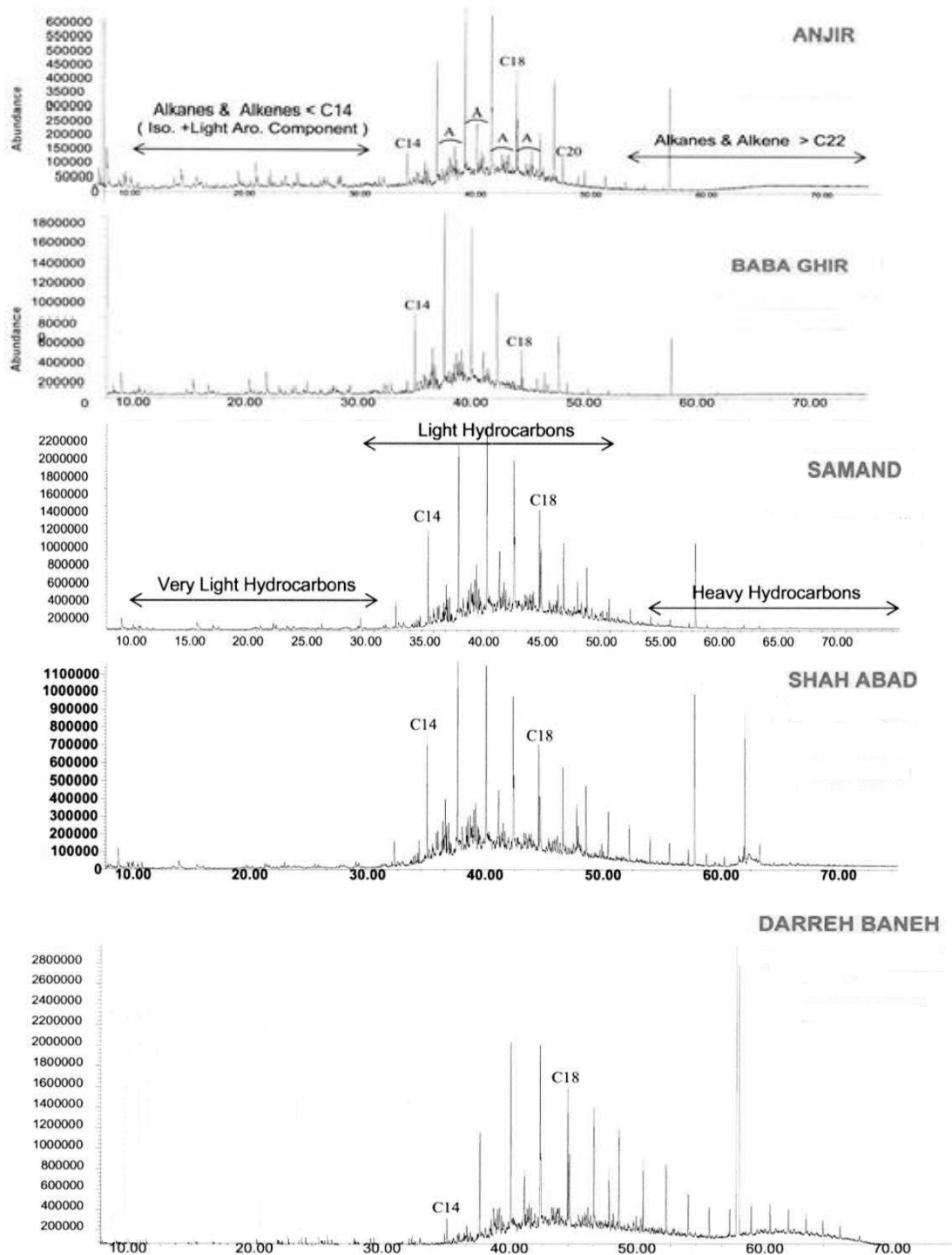
شکل ۳-۳: طیف GC هیدروکربورهای اشباع نمونه‌های گرو چاه‌های انجیر، ویزنان، ماهی‌دشت، شاه‌آباد و سمند [۱۸]



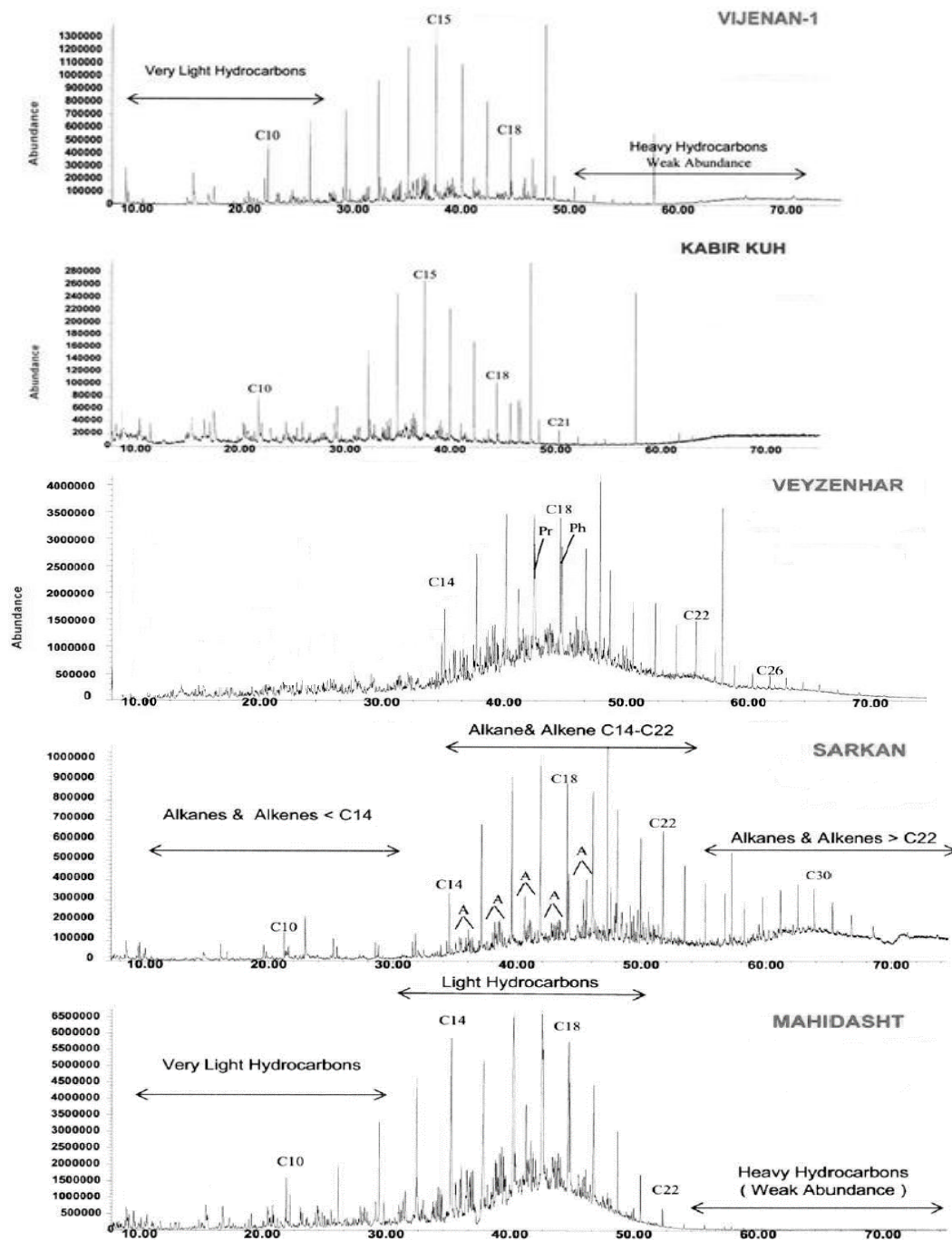
شکل ۳-۴: طیف GC هیدروکربورهای اشباع نمونه‌های گرو چاه‌های ویزنهار، باباقیر، کبیر کوه، سرکان و دره بانه [۱۸]



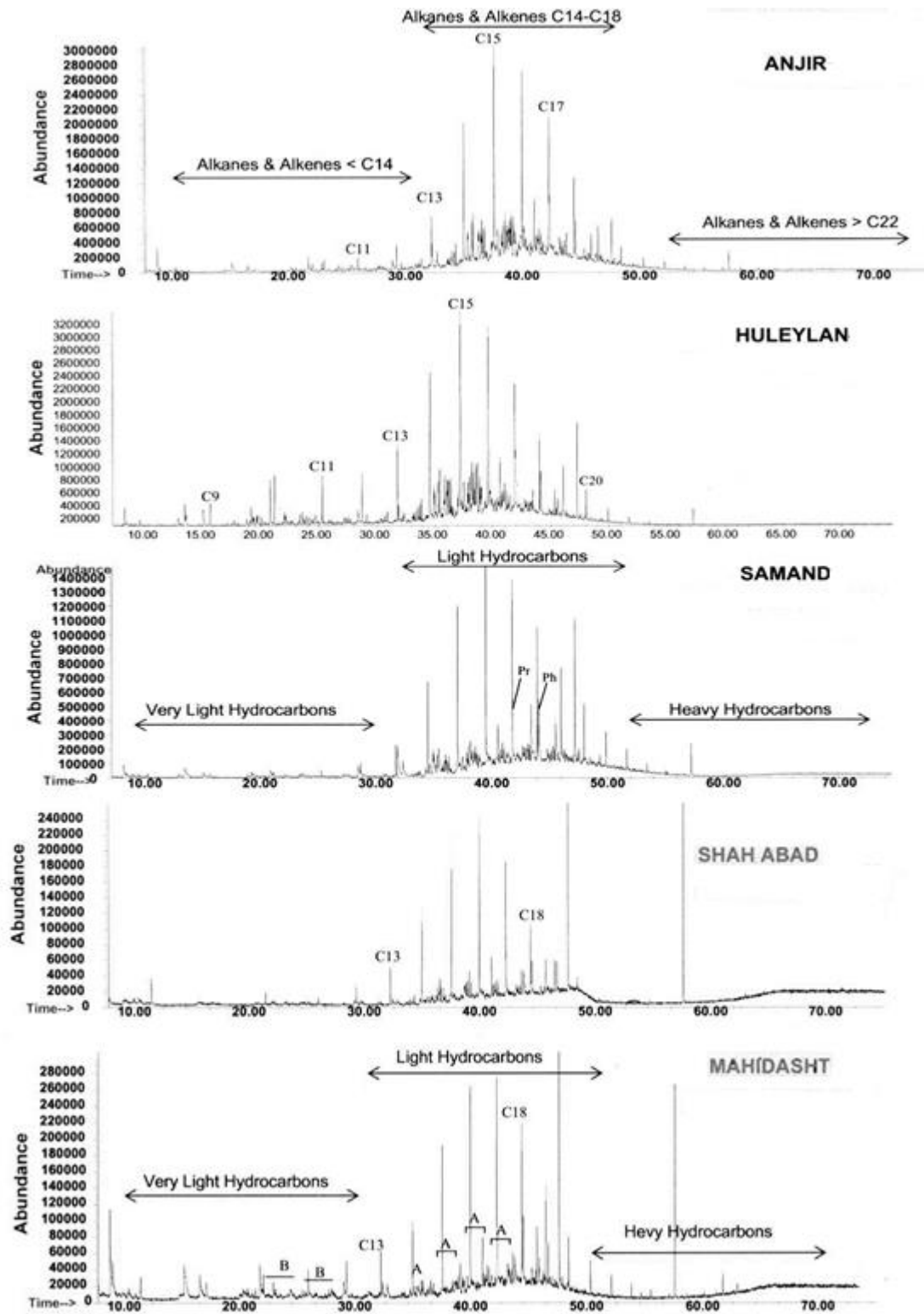
شکل ۳-۵: طیف GC هیدروکربورهای اشباع نمونه‌های سرگلو چاه‌های انجیر، هلیلان، شاه‌آباد، ماهی‌دشت و سمند [۱۸]



شکل ۳-۶: طیف کروماتوگرافی حاصل از PY-GC نمونه‌های گرو در چاه‌های دره بانه، شاه‌آباد، سمنند، باباقیر و انجیر [۱۸]



شکل ۳-۷: طیف کروماتوگرافی حاصل از PY-GC نمونه‌های گرو در چاه‌های ویزنهار، ویزنان، کبیرکوه، سرکان و ماهی‌دشت [۱۸]



شکل ۳-۸: طیف کروماتوگرافی حاصل از PY-GC نمونه‌های سرگلو در چاه‌های انجیر، هلیلان، شاه‌آباد، ماهی-دشت و سمند [۱۸]

۳-۷- توصیف مقاطع سطحی مورد مطالعه

برای ارزیابی سازندهای گرو و سرگلو از ۹ مقطع سطحی استفاده شده است. در جدول (۳-۸) مختصات جغرافیایی محل تقریبی این مقاطع سطحی نشان داده شده است. تعداد ۷۵ نمونه سطحی که ۶۲ نمونه متعلق به مقاطع سطحی کبیرکوه، کوه میدان غریب، تنگ پاتاق، تنگ هاوانده، ریزه وند، کوه زروده و تروه صالح حمید از سازند گرو و ۱۳ نمونه متعلق به مقطع سطحی کوه مه پاره، تنگ هاوانده و قلعه کوه در سازند سرگلو هستند. با توجه به جداول (۳-۹ و ۳-۱۰) می توان بر اساس پارامترهای بلوغ مقاطع سطحی به نوع ماده هیدروکربوری به خصوص منشاء تولید گاز آن پی برد.

جدول ۳-۸: مشخصات مقاطع سطحی گرو و سرگلو در ناحیه لرستان [۱۷]

نام اختصاری	تعداد نمونه ها	سازند	محل برداشت	مقطع
RIZ	۷	گرو	کرمانشاه	ریزه وند
KAB	۱۱	گرو	۱۰ کیلومتری شمال شرقی قلعه دره	کبیرکوه
TAR	۱۹	گرو	سپید دشت، جنوب شرقی خرم آباد	کوه تروه صالح حمید
KMG	۱۰	گرو	تنگ درماس، ۶۰ کیلومتری جنوب شرقی کرمانشاه	کوه میدان غریب
KZA	۴	گرو	تنگ مستان، ۷ کیلومتری شمال غربی کرمانشاه	کوه زروده
TPA	۱	گرو	شمال شرقی کوه پاتاق، شرق بل ذهاب	تنگ پاتاق
THA	۲-۱۰	گرو- سرگلو	ناران، ۸۰ کیلومتری شمال غربی کرمانشاه	تنگ هاوانده
QAK	۵	سرگلو	گله بدوش	قلعه کوه
KMP	۶	سرگلو	۵/۳ کیلومتری نیلاوا، شمال غربی کرمانشاه	کوه مه پاره

جدول ۳-۹: مقادیر پارامترهای بلوغ برای مقاطع سطحی گرو

NO. Sample	Name	HI	HI ₀	TR _{HI}	R ₀ max	R ₀ min
11	KAB	40.75	69.75	0.42	0.99	0.85
10	KMG	55.58	87.5	0.36	1.21	1.02
4	KZA	1.33	50	0.97	0.96	0.82
7	RIZ	0.71	50	0.99	1.21	0.89
10	THA	114.88	115.5	0.01	1.12	0.93
1	TPA	24	50	0.52	0.85	0.78
19	TAR	42	69	0.39	1.14	0.99

جدول ۳-۱۰: مقادیر پارامترهای بلوغ برای مقاطع سطحی سرگلو

NO. Sample	Name	HI	HI ₀	TR _{HI}	R ₀ max	R ₀ min
6	KMP	2.6	50	0.95	1.02	0.78
5	QHK	425.8	450	0.05	0.85	0.79
2	THA	51.5	87.5	0.41	0.85	0.78

۴- فصل چهارم

ارزیابی شیل‌های گازی

۴-۱- مقدمه

از دیدگاه ژئوشیمی آلی، لایه‌هایی را می‌توان به عنوان شیل‌گازی مد نظر داشت که:

۱- دارای TOC بزرگتر از ۰/۵ تا ۲ درصد وزنی

۲- از نظر پختگی و بلوغ حرارتی وارد پنجره‌ی گاززایی شده باشند.

۳- ضریب انعکاس ویتربینایت بزرگتر از ۱/۳٪ را تجربه کرده باشند. این مقدار ضریب انعکاس ویتربینایت معادل T_{max} ای بزرگتر از $475^{\circ}C$ است. و اینکه مقدار پارامتر TR (Transformation Ratio) در این لایه‌ها بین ۸۰ تا ۸۵ درصد باشد [۷]. با توجه به معیارهای مختلف به بررسی لایه‌ها و سازندهای محتمل از دیدگاه شیل‌های گازی در حوضه رسوبی لرستان در ادامه پرداخته شده است. بیان این نکته لازم است که نمونه‌های آنالیز شده از چاه‌های حفاری ایست که غالباً در رأس تاقدیس‌ها قرار گرفته‌اند. در این فصل تحلیل‌های ژئوشیمیایی روی داده‌های بدست آمده صورت خواهد گرفت تا امکان تصمیم‌گیری در مورد ویژگی‌های سازندهای گرو و سرگلو فراهم شود. مقادیر R_o و T_{max} نمونه‌ها، و مقادیر متوسط برخی از پارامترهای راک-اول و TOC مورد مطالعه قرار گرفته و برخی پارامترهای ژئوشیمیایی جدید برای توصیف بهتر سنگ منشاء محاسبه گردیده است. از جمله پارامترهای محاسبه شده TOC اولیه (TOC_o)، HI_o و پتانسیل هیدروکربنی اولیه (S_{2o}) سازندهای شیلی می‌باشد.

برای اینکه قضاوت درستی روی مقادیر بلوغ نمونه‌ها داشته باشیم می‌توان پارامترهای مختلف بلوغ را بر روی نمودارهای قطبی در کنار هم قرار داد. این نمودارها همچنین ابزار مناسبی برای ارزیابی اقتصادی اولیه سیستم‌های شیلی به شمار می‌روند. در ادامه از داده‌های فوق جهت محاسبه برآوردهای گاز انباشته شده و ارزیابی ریسک‌های ژئوشیمیایی و به مقایسه محاسبات و ارزیابی انجام شده روی شیل‌های گاز بالقوه با شیل‌گازی بارنت پرداخته شده است.

۴-۲- تعیین محیط رسوبی

۴-۲-۱- سازند گرو

جهت تعیین رخساره آلی از نمودار جونز بهره می‌گیریم (Joens, 2001). در این نمودار بر اساس تغییرات مقادیر HI در مقابل OI محدوده رخساره‌ای سازندها تعیین می‌شود. در این نمودار براساس تغییرات مقادیر HI در برابر OI ، محدوده رخساره‌های نمونه‌های مورد مطالعه تعیین شده‌است. این نمودار شامل محدوده‌های مشخص شده زیر می‌باشد:

A : محیط دریایی شدیداً احیایی

AB : محیط‌های احیایی دریایی پیشرونده

B : محیط‌های دریایی یا دریاچه‌ای به طور نسبی احیایی

BC : محیط‌های دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوبگذاری سریع در شرایط اکسیدان

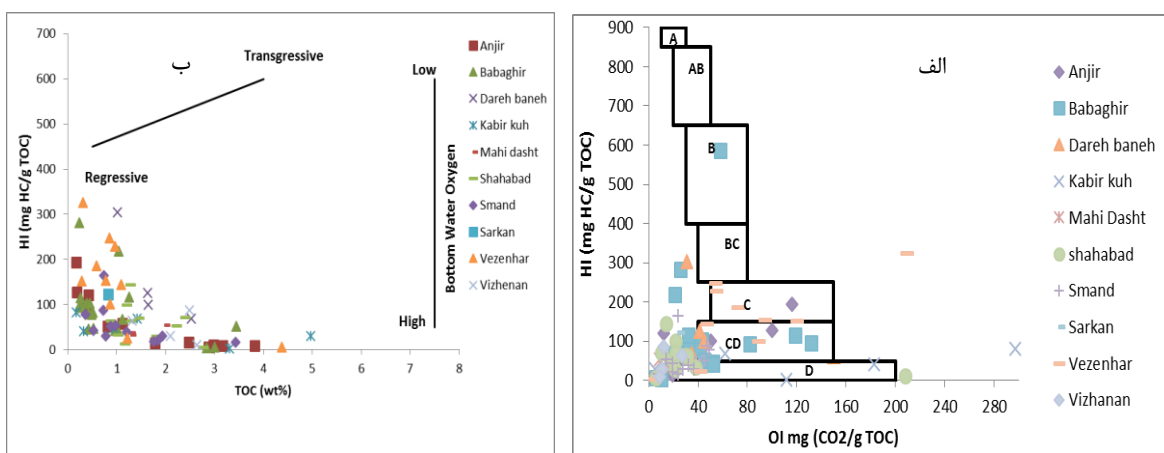
C : محیط‌هایی با سرعت رسوبگذاری متوسط در شرایط احیایی

CD : محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوهزایی

D : محیط‌های عمیق اقیانوسی تا قاره‌ای شدیداً اکسیدان

با توجه به شکل (۴-۱-الف) از مجموع میانگین داده‌های ۱۰ چاه در سازند گرو تنها یک نمونه در محدوده‌ی B و بقیه به فراخور تغییراتشان در محدوده‌های D و CD و C قرار گرفته‌اند.

نمونه چاه باباقیر در محدوده B بیانگر محیط‌های دریایی یا دریاچه‌ای به طور نسبی احیایی است. و حدود نیمی از نمونه‌های چاه ویزنهار در محدوده C که بیانگر محیط‌هایی با سرعت رسوبگذاری متوسط در شرایط احیایی می‌باشد. تغییر در سازند گرو بین CD و C می‌تواند به تغییرات در شرایط محیطی در زمان نهشته شدن این سازند باشد. همچنین تلفیق مواد آلی قاره‌ای و دریایی می‌تواند نشانی از پیشروی و پسروی‌های آب دریا باشد. در شکل (۴-۱-ب) بازه وسیعی از تغییرات میزان اکسیژن محلول در آب تأییدکننده‌ی تغییرات ارتفاع سطح آب در هنگام رسوب گذاری می‌باشد.



شکل ۴-۱: الف) نمودار تعیین رخساره آلی بر اساس HI- OI نمونه‌های گمانه برای سازند گرو، و ب) نمودار HI-

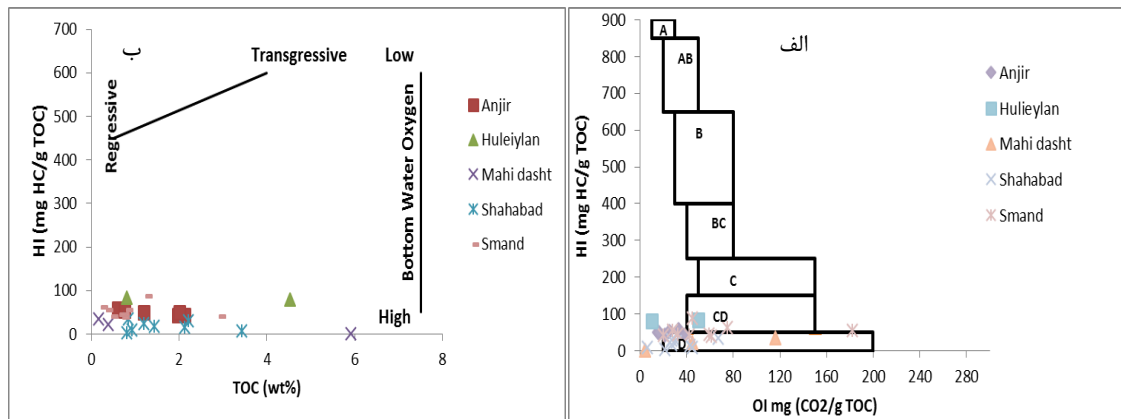
TOC جهت ارزیابی شرایط محیط رسوب گذاری

۴-۲-۲-۲- سازند سرگلو

باتوجه به نمودار شکل (۴-۲-الف) نمونه‌های سازند سرگلو در شرایط پایدارتری نسبت به سازند گرو رسوب کرده‌اند. و اکثرا به جز نمونه چاه هلیلان، شاه آباد و سمند که در محدوده CD محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوهزایی قرار گرفته اند مابقی نمونه‌ها در محدوده‌ی D که مبین محیط‌های قاره‌ای شدیداً اکسیدان است قرار دارند.

نمودار شکل (۴-۲-ب) تأیید کننده‌ی نتایج نمودار جونز به منظور داشتن شرایط محیطی متغیر

پیشروی (پایین بودن میزان اکسیژن محلول در آب و کم بودن ورود مواد قاره‌ای یا خشکی به محیط رسوب‌گذاری) و پس‌روی (بالا بودن میزان اکسیژن محلول در آب و بالا بودن ورود مواد قاره‌ای یا خشکی به محیط رسوب‌گذاری) می‌باشد. سایر نمونه‌ها در سازند سرگلو در شرایط پس‌روی آب دریا رسوب‌گذاری نموده‌اند.



شکل ۴-۲: نمودار تعیین رخساره آلی بر اساس HI- OI نمونه‌های گمانه برای سازند سرگلو، و (ب) نمودار

HI- TOC جهت ارزیابی شرایط محیط رسوب‌گذاری

۳-۴- تعیین بلوغ حرارتی توسط داده‌های راک- اول و ضریب انعکاس

ویترینایت

۳-۴-۱- نوع کروژن

کیفیت ماده آلی یا به عبارت دیگر نوع کروژن را می‌توان توسط نمودارهای مختلفی تعیین کرد. به علاوه تعیین دقیق نوع کروژن توسط ارزیابی بصری کروژن و محاسبه درصد ماسرال‌ها صورت می‌گیرد. جدول (۴-۱) توسط پیترز و کاسا^۱ (۱۹۹۴) برای تعیین نوع کروژن ارائه شده است. در ادامه به بررسی نوع کروژن و بلوغ نمونه‌های خرده حفاری دو سازند گرو و سرگلو پرداخته شده است.

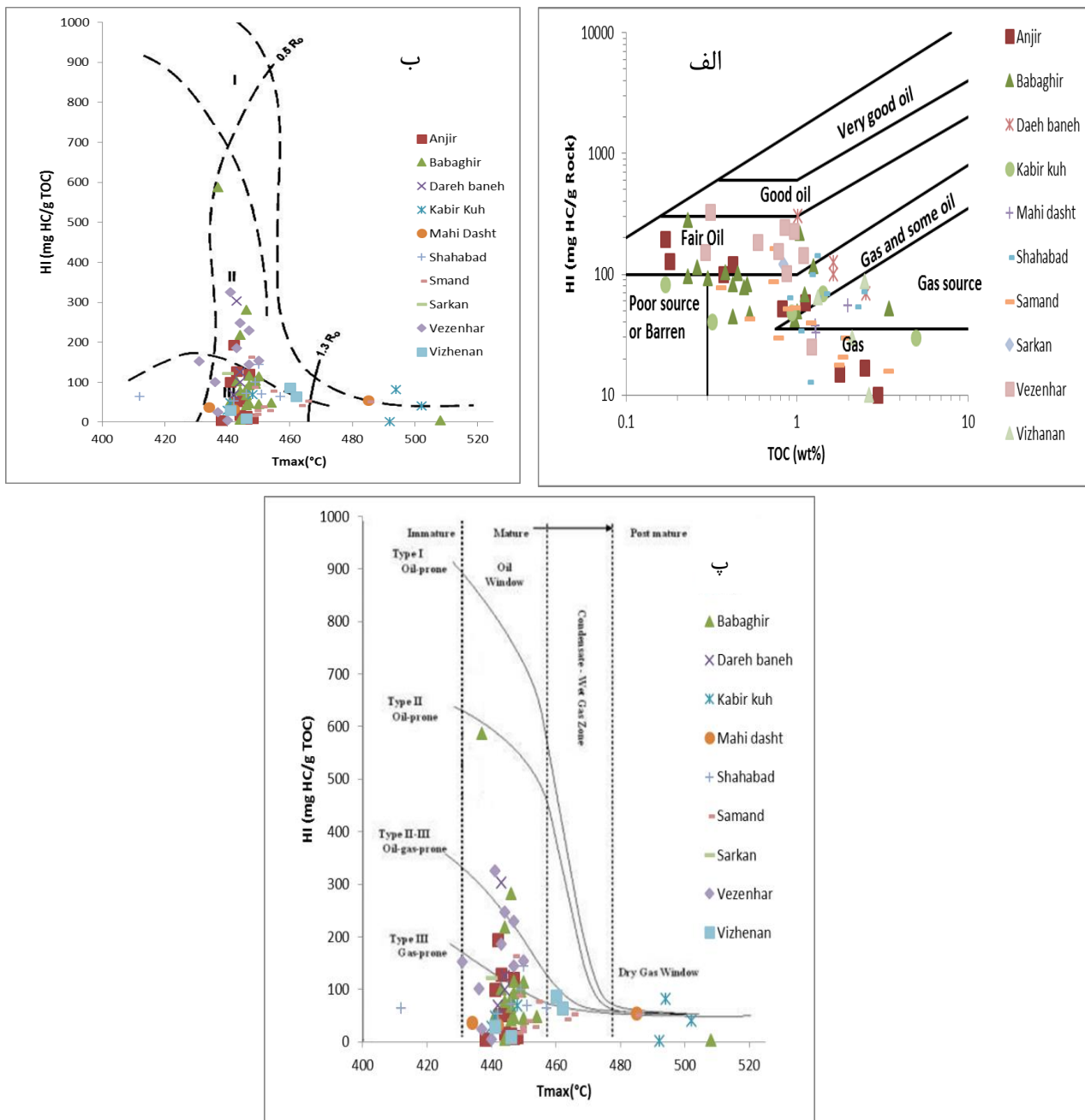
¹ Peters and Cassa

جدول ۴-۱: تعیین نوع کروژن [۷]

کیفیت ماده آلی				
نوع کروژن	ترکیب کروژن	شاخص هیدروژن (mg HC/g) (TOC)	نسبت S_2/S_3	محصول عمده در حداکثر بلوغ حرارتی
I	الگینایت، بی شکل	بیشتر از ۶۰۰	بیشتر از ۱۵	نفت
II	اگزینایت	۳۰۰-۶۰۰	۱۰-۱۵	نفت
II/III	اگزینایت، ویتروینایت	۲۰۰-۳۰۰	۵-۱۰	مخلوطی از نفت و گاز
III	ویتروینایت	۵۰-۲۰۰	۱-۵	گاز
IV	اینرتینایت	کمتر از ۵۰	کمتر از ۱	—

الف) سازند گرو: با مشاهده نمودارهای تغییرات HI در برابر T_{max} و TOC می توان دریافت که

اکثر نمونه خرده های گرو در مرحله بالغ تا فوق بالغ قرار دارند. این نمونه ها عمدتاً در مرحله نفت زایی و یا در مراحل مختلف تولید گاز تر و خشک قرار گرفته اند. تنها یک نمونه از چاه شاه آباد نابالغ و یک نمونه از چاه ویزنهار در ابتدای بلوغ خود قرار دارد. نیمی از نمونه های چاه کبیرکوه و یک نمونه از چاه های باباقیر و ماهی دشت در مرحله فوق بالغ و تولید گاز خشک می باشد. لذا با توجه به شکل های (۳-۴ -الف، ب و پ) و ارزیابی T_{max} و R_o به عنوان شاخص های بلوغ حرارتی می توان نمونه ها را به سه مرحله پنجره ی نفتی، گاز تر و گاز خشک تقسیم بندی نمود. و با توجه به بازه عمقی آن ها و اینکه در چه مرحله ای از تولید قرار دارند می توان در محاسبات میزان حجم گاز حفظ شده به عنوان بازه عمقی پتانسیل تولید گاز در نظر گرفت. نمونه هایی که در پنجره ی تولید گاز تر و خشک قرار گرفته اند، بیشتر مورد توجه ما می باشند.



شکل ۳-۴: الف) نمودار HI-TOC و ب) نمودار HI-T_{max} خرده حفاری سازند گرو

در جدول (۲-۴) همانطور که مشاهده می‌کنیم نمونه خرده‌های گمانه سازند گرو بر اساس بلوغ حرارتی دسته بندی شده‌اند که نمونه‌هایی که در مرحله گاززایی قرار دارند مورد توجه ما می‌باشند. در این دسته‌بندی با توجه به جدول ۱-۴ و مقدار HI_{pd} بسیار پایین بعضی نمونه‌ها، کروژن نوع چهارم که کروژن

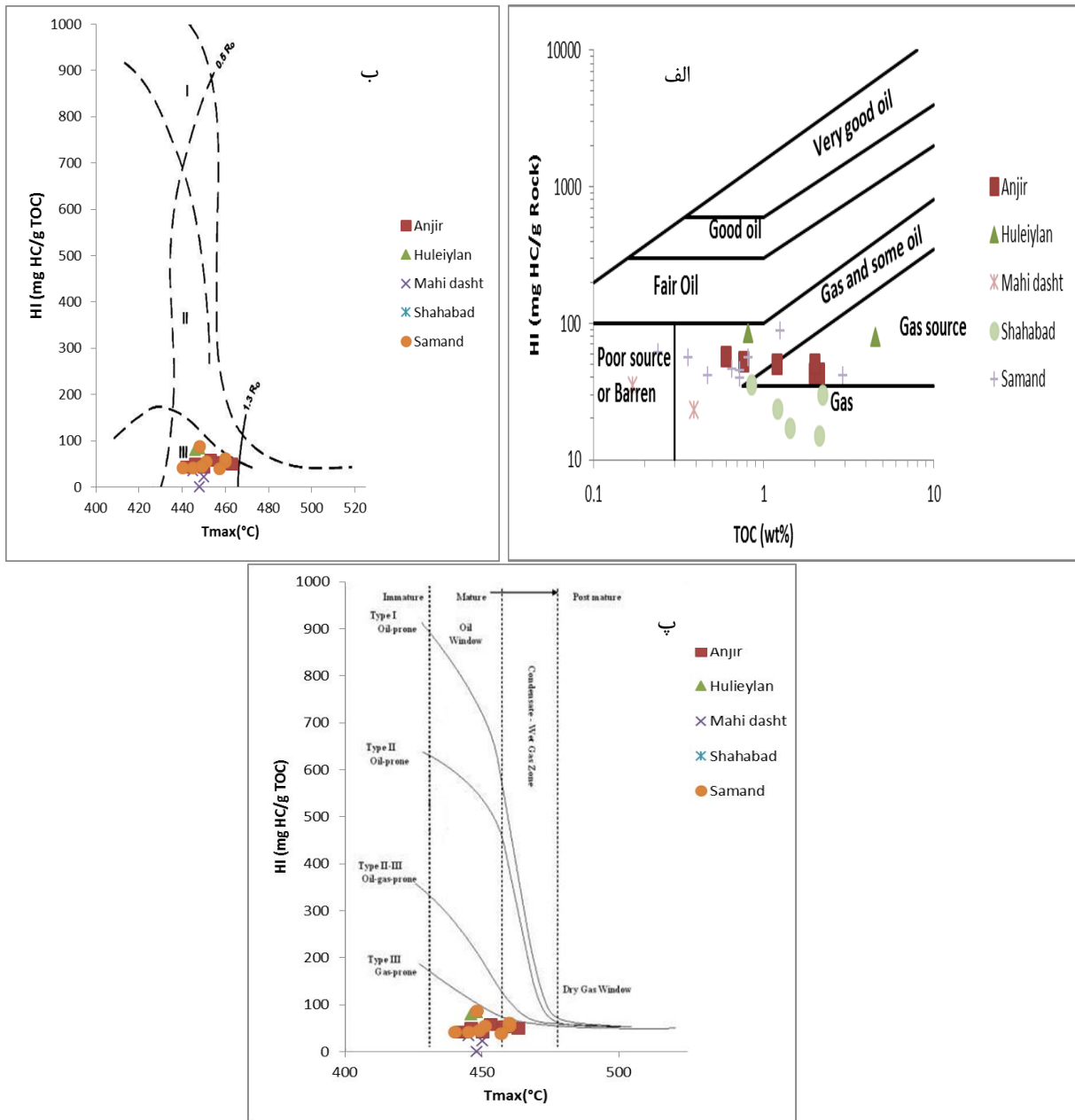
عقیم محسوب می‌گردد نیز لحاظ شده است به همین خاطر اختلاف بین تعداد کل نمونه‌ها و نمونه‌های بررسی شده مشاهده می‌گردد. با توجه به این که ضخامتی از چاه سرکان در گزارشات شرکت نفت موجود نبود از محاسبات آن صرف نظر کردیم. این روند برای دسته‌بندی سازند سرگلو نیز رعایت شده است. با توجه به جدول (۲-۴) مجموع بازده عمقی پتانسیل تولید گاز در سازند گرو ۲۹۶ متر و یا به عبارتی ۹۷۰ فوت می‌باشد.

جدول ۲-۴: بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند گرو

Name of Section	Number of Samples	Maturity	No.	Thickness (m)	T _{max} (°C)	R _o
Anjir	12	Mature/ Oil Win.	6	246	<450	0.5<R _o <1.3
Babaghir	20	Mature/ Oil Win.	10	198	<450	0.5<R _o <1.3
Dareh baneh	4	Mature/ Oil Win.	4	533	<450	0.5<R _o <1.3
Kabir kuh	6	Mature/ Oil Win.	1	6	448	0.5<R _o <1.3
		Post Mature/ Dry Gas Win.	1	21	494	1.3<R _o
Mahi dasht	3	Mature/ Oil Win.	1	210	442	0.5<R _o <1.3
		Post Mature/ Dry Gas Win.	1	98	485	1.3<R _o
Shahabad	11	Mature/ Oil Win.	6	240	449-457	0.5<R _o <1.3
Samand	12	Post Mature/ Dry Gas Win.	1	20	485	1.3<R _o
		Mature/ Oil Win.	3	60	447-454	0.5<R _o <1.3
		Post Matur/Wet Gas	1	20	465	0.5<R _o <1.3
Vezehar	10	Mature/ Oil Win.	7	329	460-462	0.5<R _o <1.3
Vizhenan	4	Post Mature/ Wet Gas Win.	2	137	450-465	0.5<R _o <1.3

ب) سرگلو: با مشاهده نمودارهای تغییرات HI در برابر T_{max} و TOC (شکل ۴-۴ الف، ب و پ)

می‌توان دریافت که اکثر نمونه خرده‌های سرگلو در مرحله بالغ قرار دارند. این نمونه‌ها عمدتاً در مرحله نفت‌زایی و تولید گازتر قرار گرفته‌اند.



شکل ۴-۴: الف) نمودار HI-TOC ب و پ) نمودار HI-T_{max} خرده حفاری سازند سرگلو

در جدول (۳-۴) چاه‌های ماهی‌دشت و شاه‌آباد با توجه به ارزیابی‌ها و HI بسیار پایین آن‌ها تماماً از نوع کروژن چهارم یا همان کروژن عقیم بوده و در محاسباتمان منظور نشده است. بازده عمقی پتانسیل تولید گاز ۸۸ متر، یا ۲۸۹ فوت می‌باشد.

جدول ۳-۴: بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند سرگلو

Name of Section	Number of Samples	Maturity	No.	Thickness (m)	T _{max} (°C)	R _o
Anjir	6	Mature/ Oil Win.	1	20	446	0.5<Ro<1.3
		Mature/ Wet Gas Win.	3	28	453-463	0.5<Ro<1.3
Huleiylan	2	Mature/ Oil Win.	2	12	446-448	0.5<Ro<1.3
Samand	9	Mature/ Oil Win.	1	20	448	0.5<Ro<1.3
		Mature/ Wet Gas Win.	3	60	450-460	0.5<Ro<1.3

لازم به ذکر است که در تفسیرهای قبلی خرده‌های حفاری گمانه‌ها، آقای توانگر (۱۳۹۲) تعدادی از نمونه‌ها که در گروه کروژن نوع IV قرار می‌گیرند را مدّ نظر قرار نداده و در ضمن نمونه‌هایی از چاه باباقیر را اشتباهاً برای چاه انجیر منظور نموده‌اند که این خود مسلماً باعث خطا در تفسیر سازندها می‌گردد.

۴-۴- تعیین مقادیر S_{2o} , HI_o , TOC_o

پس از تعیین مقادیر متوسط TOC و پارامترهای راک اول برای هر گمانه با توجه به داده‌های موجود و نوع سازند در برگیرنده، به محاسبه مقادیر TOC اولیه (TOC_o)، HI_o و پتانسیل هیدروکربنی اولیه (S_{2o}) سازند شیلی گرو و سرگلو می‌پردازیم.

۴-۴-۱- مقادیر متوسط TOC و پارامترهای راک اول

پارامترهای ژئوشیمیایی جدیدی شامل مقدار نفت موجود در سنگ با توجه به مقدار S_1 ، پتانسیل تولید با توجه به مقدار S_2 و R_o بدست آمده از T_{max} برای نمونه‌ها محاسبه شدند (جدول ۴-۴). برای تبدیل مقادیر S_1 و S_2 به پارامترهای ذکر شده از ضریب تبدیل $21/81$ (تبدیل واحد $mg\ HC/g\ TOC$ به $bbl\ Oil/ac-ft$) استفاده شده است (پیوست ۱). پارامتر R_o بدست آمده از T_{max} با فرمول ارائه شده توسط جاروی قابل محاسبه است (معادله ۲-۱).

جدول ۴-۴: مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند گرو

Location	TOC	OI	S1	S2	HI	Tmax	PI	Calculated R_o (%) from Tmax	Measured mean R_o (%)	oil in Rock from S1	Generated Potential From S2	No. of Samples
Anjir	1.68	32.58	0.28	0.35	59.75	444.16	0.45	0.83	0.89	6.13	7.66	12
Babaghir	1.49	43.85	1.85	3.65	113.45	449.2	0.45	0.93	0.78	40.50	79.90	20
Dareh-Baneh	1.7	38	2.28	2.12	149.75	443.25	0.52	0.82	0.98	49.91	46.41	4
Kabir-kuh	1.85	116.5	1.12	0.54	45.33	469.5	0.63	1.29	0.98	24.52	11.82	6
Mahi-Dasht	1.51	13	0.89	0.66	42	453.66	0.58	1.01	1.21	19.48	14.45	3
N.shahabad	1.59	38.18	0.914	0.87	59.18	402.44	0.51	0.08	0.96	20.01	19.04	11
Samand	1.26	28.83	0.68	0.49	52.75	457.75	0.57	1.03	0.97	14.89	10.73	12
Sarkan	0.83	24	1.07	1.01	122	440	0.51	0.76	1.01	23.42	22.11	1

ادامه جدول (۴-۴)

Veyzenhar	1.13	78.7	1.02	1.06	157.1	441.6	0.48	0.79	0.78	22.33	23.20	10
Vizhenan	2.13	14.75	1.13	0.97	47.75	452.25	0.58	0.98	0.88	24.74	21.23	4
Average Values	1.51	42.83	1.12	1.17	84.90	445.08	0.528	0.85	0.94	24.59	25.66	8

جدول ۴-۵: مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند سرگلو

Location	OI	TOC	S1	S2	HI	Tmax	PI	Calculated Ro (%) from Tmax	Measured mean Ro (%)	oil in Rock from S1	Generated Potential From S2	No. of Samples
Anjir	24.66	1.44	0.707	0.690	49.50	452	0.517	0.976	0.975	15.533	15.17	6
Huleiylan	30	2.67	2.005	1.940	82	447	0.505	0.886	1.982	44.07	42.64	2
Mahi-Dasht	55	2.15	0.060	0.070	19.66	447.67	0.403	0.898	2.123	1.319	1.54	3
.shahabad	33.37	1.62	0.345	0.281	17.87	330.25	0.584	0.72	1.025	7.583	6.18	8
Samand	60.44	0.90	0.574	0.473	53	451	0.533	0.958	1.021	12.626	10.40	9
Average Values	40.69	1.76	0.738	0.691	44.408	452	0.508	0.888	1.425	16.23	15.19	6

۴-۴-۲- مقدار تبدیل ماده آلی

علاوه بر پارامترهایی نظیر R_o و T_{max} که نشان‌دهنده‌ی بلوغ حرارتی هستند، TR_{HI} را نیز می‌توان یک پارامتر بلوغ در نظر گرفت. چرا که این پارامتر، نشان‌دهنده‌ی میزان تغییرات در مقدار HI از ابتدا (بلوغ‌های پایین) تا زمان حال (بلوغ بالا) است. با محاسبه HI_o برای سازندهای گرو و سرگلو طبق معادله (۲-۳)، TR_{HI} برای هر مقدار HI_{pd} قابل محاسبه خواهد بود.

همچنین مقدار تبدیل ماده آلی برای سازند گرو و سرگلو به صورت میانگینی از مقادیر TR_{HI} در نمونه‌ها ارائه گردیده‌است. با توجه به (جدول ۴-۶ و ۴-۷) مقدار تبدیل ماده آلی در سازندهای گرو و سرگلو

به ترتیب بطور متوسط برابر ۰.۳۳٪ و ۰.۵۱٪ است. توانگر (۱۳۹۲) برای هر نمونه TR_{HI} را محاسبه نموده حال آنکه در این تحقیق برای هر چاه یک TR_{HI} بدست آمده است که در حجم کار زیاد و داده‌های فراوان ارزیابی سازندها را تسهیل می‌نماید.

جدول ۴-۶: تعیین مقادیر TR_{HI} محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی نمونه خرده‌های حفاری سازند گرو

Location	HI	PI	HI _o	PI _o	TR _{HI}	No. of Sample
Anjir	59.75	0.45	80.25	0.009	0.28	12
Babaghir	113.45	0.45	210	0.009	0.52	20
Dareh-Baneh	149.75	0.52	206.22	0.010	0.35	4
Kabir-kuh	45.33	0.63	74.25	0.013	0.41	6
Mahi-Dasht	42	0.58	74.25	0.012	0.46	3
N.shahabad	59.18	0.51	96.75	0.010	0.42	11
Samand	52.75	0.57	80.25	0.011	0.37	12
Sarkan	122	0.51	125	0.010	0.07	1
Veyzenhar	157.1	0.48	142.5	0.010	0	10
Vizhenan	47.75	0.58	87.5	0.012	0.48	4
Average Values	84.906	0.52	117.69	0.011	0.33	8

جدول ۴-۷: تعیین مقادیر TR_{HI} محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی نمونه خرده‌های حفاری سازند سرگلو

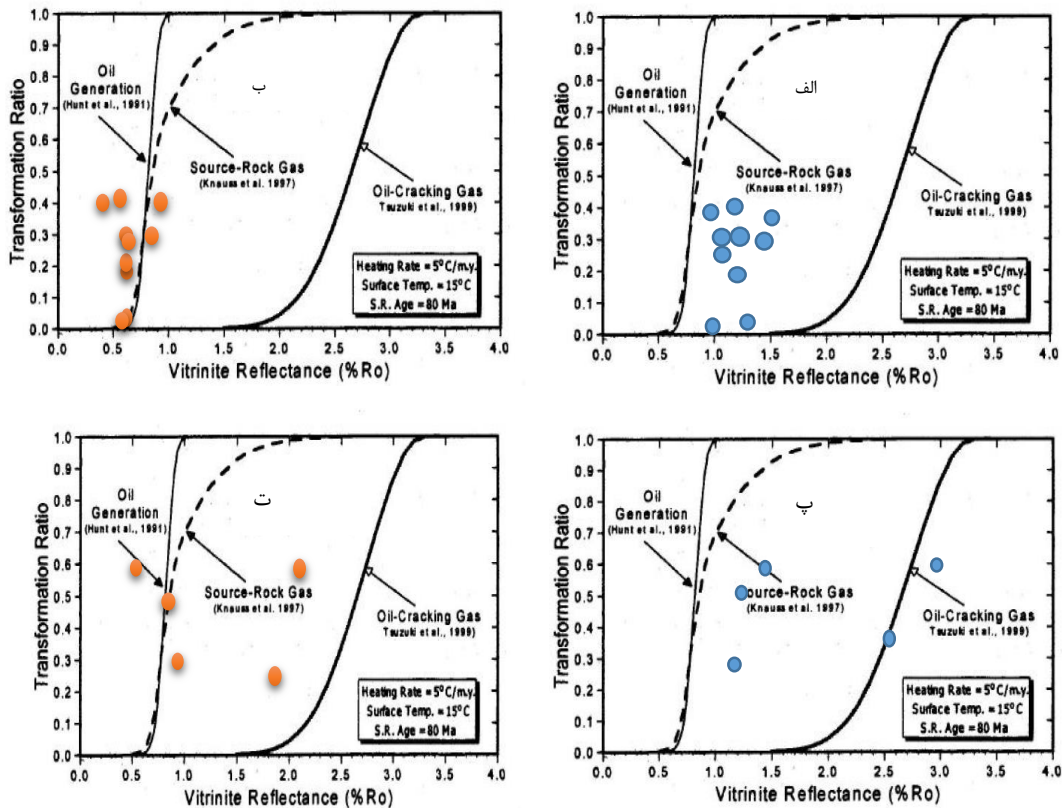
Location	HI	PI	HI _o	PI _o	TR _{HI}	No. of Sample
Anjir	49.5	0.517	99	0.010	0.53	6
Huleiylan	82	0.505	125	0.010	0.39	2
Mahi-Dasht	19.66	0.103	50	0.008	0.61	3
N.shahabad	17.87	0.584	50	0.012	0.65	8
Samand	53	0.533	82.5	0.011	0.38	9
Average Values	44.4	0.508	81.3	0.010	0.51	6

۴-۴-۲-۱- تعیین وضعیت پختگی نمونه‌های خرده حفاری سازند گرو و سرگلو به وسیله

دیاگرام R_o -TR

دو نوع اساسی از گاز طبیعی وجود دارد که یکی حاصل فرایندهای زیستی (بیوژنیک) و دیگری حاصل فرایندهای گرمایی (ترموژنیک) است. گاز بیوژنیک فقط از فعالیت‌های باکتریایی در ابتدای دوره‌ی دیاژنز در دمای پایین، فشار لایه‌های رویین 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 درصد دیگر، گازهای ترموژنیک‌اند که از دگرگونی گرمایی کروژن‌ها در اثر فشار زیاد لایه‌های بالایی و دمای بالای زیر زمین به وجود می‌آیند و عمده گازهای موجود در جهان از نوع ترموژنیک‌اند. البته بخشی از گاز درون سنگ منشاء نیز حاصل فرآیند کراکینگ نفت می‌باشد که در اثر افزایش حرارت ایجاد می‌شود و نفتی که یکبار در اثر کراکینگ کروژن تولید شده دوباره با افزایش حرارت تغییر شکل داده و گاز تولید می‌کند.

در این دیاگرام که به منظور تعیین گاز تولید شده در سنگ منشاء براساس دو پارامتر R_o , TR معرفی شده و بر اساس تقسیم‌بندی صورت گرفته تولید گاز خشک از سنگ منشاء وقتی اتفاق می‌افتد که R_o % بین ۰/۵-۲/۲ باشد و تولید گاز از کراکینگ نفت وقتی اتفاق می‌افتد که R_o % بین ۱/۶-۳/۳ باشد و نشان‌دهنده درجه حرارت و بلوغ بالاتری است [۲]. نتایج بدست آمده از نمودار $TR-R_o$ برای (ماکزیمم و مینیمم) R_o ، برای خرده‌های حفاری سازندگرو و سرگلو شکل (۴-۵)، مشخص شده که به جز مقادیر ماکزیمم نمونه‌های سازند سرگلو که احتمال تولید گاز از کراکینگ نفت را دارند، نشان می‌دهد که بیشتر نمونه‌ها در مرحله تولید گاز از کروژن موجود در سنگ منشاء هستند.



شکل ۴-۵: الف وب) دیاگرام TR-R₀ براساس R₀ ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های گمانه سازند گرو پ، ت) براساس

مقادیر R₀ ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های سازند سرگلو

۴-۵- محاسبه محتوای کربن ماده اولیه

با داشتن مقدار TOC₀ یک سنگ منشاء، می‌توان حجم کلی هیدروکربن‌هایی که آن سنگ منشاء با توجه به نوع کروژن تولید کند را تخمین زد. برای تعیین محتوای کربن آلی اولیه یک سنگ منشاء سه رویکرد وجود دارد: اول، استفاده از مقادیر TOC نمونه‌های نابالغ و کم بالغ به عنوان TOC₀ است، اما این مقادیر نمی‌تواند به درستی گویای مقدار TOC اولیه باشد، چرا که مقادیر TOC، توزیع لاگ‌نرمال نداشته و از چاهی به چاه دیگر متفاوت است. روش دوم تجزیه TOC به بخش‌های تشکیل دهنده آن در آزمایشگاه است که این روش نیز به علت محدودیت در انجام مطالعه‌ی آزمایشگاهی در این پروژه امکان پذیر نیست.

در نتیجه از روش سوم یعنی تعیین TOC پس از محاسبه HI_o و TR_{HI} استفاده می‌کنیم. برای این منظور می‌بایست از معادله (۲-۶) استفاده کرد. مقدار dV_{TOC} (بیشترین مقدار TOC قابل تبدیل به کربن در هیدروکربن) باتوجه به جدول (۲-۳) و نوع کروژن‌ها (که از نظر کمی بین ۸۳ نمونه از چاه‌های گرو، به ترتیب ۴۵ نمونه کروژن تیپ III، ۳ نمونه کروژن تیپ II، ۱ نمونه کروژن تیپ I و بقیه کروژن تیپ IV و از بین ۲۸ نمونه از چاه‌های سرگلو، ۱۰ نمونه تیپ III و بقیه تیپ IV تشخیص داده شدند که از نظر درصد حجمی برای گرو ۵۶/۵٪ تیپ III، ۳/۶٪ تیپ II و ۱/۲٪ تیپ I و بقیه نوع IV و برای سرگلو ۳۵/۷٪ تیپ III و بقیه نوع IV می‌باشد) به شرح زیر است:

$$dV_{TOC GR} = (0.56 \times 25.2) + (0.036 \times 48.2) + (0.012 \times 62.5) = 16.59\%$$

$$dV_{TOC SR} = (0.35 \times 25.2) = 8.82\%$$

مقدار TOC اولیه سازند گرو با توجه به مقدار ۳۳٪ تبدیل مواد آلی بطور متوسط برابر ۱/۶۱ درصد وزنی و برای سازند سرگلو با توجه به مقدار ۵۱٪ تبدیل مواد آلی به طور متوسط برابر ۱/۸۴ درصد وزنی می‌باشد این رقم با استفاده از معادله‌های ۲-۵ و ۲-۶ و با در نظر گرفتن مقدار ۱/۵۱ برای TOC زمان حال (مقدار میانگین) برای سازند گرو و ۱/۷۶ برای سازند سرگلو می‌باشد.

$$TOC_o_{GR} = TOC_{pd}/1 - (F \cdot dV_{TOC}) = 1.517/1 - (0.33 \times 16.59\%) = 1.61(\text{wt}\%)$$

$$TOC_o_{SR} = TOC_{pd}/1 - (F \cdot dV_{TOC}) = 1.76/1 - (0.51 \times 8.82\%) = 1.84(\text{wt}\%)$$

البته واضح است که این مقادیر در تمام سازندهای گرو و سرگلو صادق نیست چه بسا مقدار TOC زمان حال در بعضی نقاط بیشتر از آن است، اما می‌تواند تقریب مناسبی از ماده‌آلی اولیه متوسط در این سازندها ارائه دهد. بر اساس TOC_o برابر با ۱/۶۱ درصد وزنی برای گرو و ۱/۸۴ برای سرگلو، پتانسیل تولید هیدروکربنی اولیه به ترتیب برابر است با ۱/۸۹ و ۱/۴۹ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ (طبق روابط

آنالیز راک-اول $HI=(S_2/TOC)\times 100$.

$$S_{2oGR}=HI_o\% \times TOC_o=1.176 \times 1.61=1.89 \text{ (mg HC/ g Rock)}$$

$$S_{2oSR}=HI_o\% \times TOC_o=0.815 \times 1.84=1.49 \text{ (mg HC/ g Rock)}$$

۴-۶- محاسبه حجم گاز حفظ شده در سازندهای گرو و سرگلو

یکی از اهداف این تحقیق تعیین حجم هیدروکربن‌های تولید شده و هیدروکربن‌های حفظ شده در شیل گرو و سرگلو به عنوان عوامل تأثیر گذار بر تولید گاز از این سازندها می‌باشد، لذا مقادیر HI_o ، TOC_o و S_{2o} ، برای این سازندها تعریف شده‌اند.

با توجه به جدول ۴-۲ و ۴-۳ ضخامت‌هایی که از خرده‌های حفاری گمانه‌های گرو و سرگلو در اختیار داشتیم و با بررسی و توجه ویژه به نمونه‌هایی که در پنجره گاز تر و خشک قرارداشتند، بازه عمقی پتانسیل تولید گاز آن‌ها مشخص گردید. مجموع بازه عمقی پتانسیل تولید گاز در سازند گرو ۲۹۶ متر و یا به عبارتی ۹۷۰ فوت و در سرگلو ۸۸ متر (۲۸۶ فوت) می‌باشد. با محاسبه dV_{total} در بخش قبل و با توجه به جدول ۲-۳ می‌توان نسبت و ضریب مقدار گاز و نفت تولیدی از S_{2o} را بدست آورد که برای گرو نسبت ۷۴٪ به ۲۶٪ (تولید نفت به گاز از کل پتانسیل تولید اولیه) و برای سازند سرگلو این میزان برابر نسبت ۱۶٪ به ۸۳٪ می‌باشد که به عنوان ضریب تعیین شده در محاسبه مقدار نفت و گاز اولیه تولید شده از کل هیدروکربن لحاظ می‌گردد (جدول ۴-۸ و ۴-۹ و پیوست ۱).

جدول ۴-۸: محاسبه مقادیر هیدروکربن‌های تولید شده و گاز حفظ شده خرده‌های حفاری در شیل‌گرو

مقدار	واحد	روش محاسبه	پارامتر
۱/۶۱	% وزنی	با استفاده از فرمول	(۱) TOC _o متوسط سازند گرو
۱/۸۹	mg HC/ gr Rock	با توجه به مقادیر TOC _o و HI _o	(۲) پتانسیل تولید اولیه (S _{2o})
۳۰/۶۲	bbl Oil/ac-ft	۰.۷۴٪ از مجموع هیدروکربن‌ها (۰.۷۴٪ از S _{2o})	(۳) مقدار نفت تولید شده از کروژن
۶۴/۵۴	mcf/ac-ft	۰.۲۶٪ از مجموع هیدروکربن‌ها (۰.۲۶٪ از S _{2o})	(۴) مقدار گاز تولید شده از کروژن
۹۷۰	ft	بر اساس اندازه‌گیری‌ها	(۵) ضخامت پتانسیل تولید گاز سنگ منشاء
۱۱۴/۰۴	bcf/section	$0.7 \times S_{2o} \times 34 / 131 \times 970 \times 640 \div 10^6$	(۶) نفت اولیه تشکیل شده از کروژن با ضخامت ۹۷۰ فوتی سنگ منشاء، تبدیل شده به مقدار معادل گازی
۴۰/۰۷	bcf/section	$10^6 \div 970 \times 640 \times (4)$	(۷) گاز اولیه تولید شده از کروژن با ضخامت ۹۷۰ فوتی سنگ منشاء
۱۵۴/۱۰	bcf/section	(۶) + (۷)	(۸) مجموع هیدروکربن تولید شده از کروژن با ضخامت ۹۷۰ فوتی سنگ منشاء
۶۰	%	فرض (بر اساس مقدار پیشنهادی جاروی)	(۹) فاکتور بازده خروج
۱۸/۳۷	bbl Oil/ac-ft	۰/۶ × (۳)	(۱۰) مقدار نفت خارج شده
۳۸/۷۲	mcf/ac-ft	۰/۶ × (۴)	(۱۱) مقدار گاز خارج شده
۱۲/۲۵	bbl Oil/ac-ft	(۳) - (۱۰)	(۱۲) نفت اولیه حفظ شده در شیل
۲۵/۸۲	mcf/ac-ft	(۴) - (۱۱)	(۱۳) گاز اولیه حفظ شده
۴۷	%	فرض (بر اساس مقدار پیشنهادی جاروی)	(۱۴) شکست ثانویه نفت
۳۴/۵۳	mcf/ac-ft	$47 / (12) \times (34 / 131 \div 89 / 21)$	(۱۵) گاز تولید شده از شکست ثانویه نفت
۶۰/۳۵	mcf/ac-ft	(۱۳) + (۱۵)	(۱۶) مجموع گاز حفظ شده (مجموع گاز اولیه و گاز ثانویه از شکست نفت به گاز)
۳۷/۴۷	bcf/section	$(16) \times 970 \times 640 \div 10^6$	(۱۷) مجموع گاز حفظ شده با فرضیات بالا

جدول ۴-۹: محاسبه مقادیر هیدروکربن‌های تولید شده و گاز حفظ شده خردده‌های حفاری در شیل سرگلو

مقدار	واحد	روش محاسبه	پارامتر
۱/۸۴	% وزنی	با استفاده از فرمول	(۱) TOC_o متوسط سازند گرو
۱/۴۹	mg HC/ gr Rock	با توجه به مقادیر HI_o و TOC_o	(۲) پتانسیل تولید اولیه (S_{2o})
۵/۲۰	bbl Oil/ac-ft	۱۶٪ از مجموع هیدروکربن‌ها (۱۶٪ از S_{2o})	(۳) مقدار نفت تولید شده از کروژن
۱۶۲/۴۳	mcf/ac-ft	۸۳٪ از مجموع هیدروکربن‌ها (۸۳٪ از S_{2o})	(۴) مقدار گاز تولید شده از کروژن
۲۸۶	ft	بر اساس اندازه‌گیری‌ها	(۵) ضخامت بازده‌دهنده سنگ منشاء
۵/۷۳	bcf/section	$0.16 \times S_{2o} \times 34 / 131 \times 286 \times 640 \div 10^6$	(۶) نفت اولیه تشکیل شده از کروژن با ضخامت ۲۸۶ فوتی سنگ منشاء، تبدیل شده به مقدار معادل گازی
۲۹/۷۳	bcf/section	$10^6 \div (4) \times 286 \times 640$	(۷) گاز اولیه تولید شده از کروژن با ضخامت ۲۸۶ فوتی سنگ منشاء
۳۵/۴۶	bcf/section	(۶) + (۷)	(۸) مجموع هیدروکربن تولیدشده از کروژن با ضخامت ۲۸۶ فوتی سنگ منشاء
۶۰	%	فرض (بر اساس مقدار پیشنهادی جاروی)	(۹) فاکتور بازده خروج
۳/۱۲	bbl Oil/ac-ft	$0.6 \times (3)$	(۱۰) مقدار نفت خارج شده
۹۷/۴۶	mcf/ac-ft	$0.6 \times (4)$	(۱۱) مقدار گاز خارج شده
۲/۰۸	bbl Oil/ac-ft	(۱۰) - (۳)	(۱۲) نفت اولیه حفظ شده در شیل
۶۴/۹۷	mcf/ac-ft	(۱۱) - (۴)	(۱۳) گاز اولیه حفظ شده
۴۷	%	فرض (بر اساس مقدار پیشنهادی جاروی)	(۱۴) شکست ثانویه نفت
۵/۸۷	mcf/ac-ft	$47 \times (12) \times (34 / 131) = 89 / 21$	(۱۵) گاز تولیدشده از شکست ثانویه نفت
۷۰/۸۴	mcf/ac-ft	(۱۳) + (۱۵)	(۱۶) مجموع گاز حفظ شده (مجموع گاز اولیه و گاز ثانویه از شکست نفت به گاز)
۱۲/۹۷	bcf/section	$(16) \times 286 \times 640 \div 10^6$	(۱۷) مجموع گاز حفظ شده با فرضیات بالا

به طور کلی و بر پایه‌ی محاسبات صورت گرفته مجموع کل هیدروکربن‌هایی که سازندهای گرو و سرگلو در ضخامت‌های به ترتیب ۹۷۰ و ۲۸۶ فوت تولید شده‌است برابر با $۱۵۴/۱۰$ و $۳۵/۴۶$ (bcf/section) (مقدار نفت و گاز تولید شده برای گرو $۱۱۴/۰۴$ و $۴۰/۰۷$ bcf/section و برای سرگلو $۵/۷۳$ و $۲۹/۷۳$ bcf/section)، اما با توجه به خاصیت چسبندگی سنگ منشائی سازندها (فضای تخلخل کم) مقداری از این نفت و گاز از داخل این سنگ‌های منشاء مهاجرت کرده و از آن خارج شده‌است، در نتیجه انتظار می‌رود که مقدار هیدروکربن‌های موجود در آن در حال حاضر بسیار کمتر از مقدار تولید شده‌ی اولیه باشد. برای محاسبه مقادیر هیدروکربن‌هایی که مهاجرت کردند جاروی بازده خروج^۱ را با یک رویکرد تجربی و با استفاده از مقدار ضریب بازیافت^۲ و تصحیحات لازمه در چاه‌های تولیدکننده از شیل بارنت تعیین نمود. [۶]. از آن جایی که تا به حال از شیل‌های گرو و سرگلو به طور مستقیم تولیدی صورت نگرفته و تعیین این بازده نیاز به اطلاعات تفصیلی دارد، در اینجا به طور فرضی این مقدار مشابه مقدار پیشنهادی جاروی برای شیل بارنت (۶۰٪) در نظر گرفته شده‌است. پس از محاسبه مقادیر مهاجرت یافته هیدروکربن در شیل‌های گرو و کربنات شیلی سرگلو می‌توان تخمینی از گازهای حفظ شده در این سازندها بدست آورد، به این صورت که ابتدا مقادیر حفظ شده نفت و گاز تعیین می‌شوند (با کم کردن مقادیر مهاجرت یافته از مقادیر هیدروکربن تولید شده‌ی اولیه) سپس مقدار گاز حاصل از شکست ثانویه نفت حفظ شده تعیین می‌گردد. مجموع گاز اولیه‌ی باقی مانده در سنگ منشاء و گاز حاصل از شکست ثانویه‌ی نفت برابر است با مقدار گاز حفظ شده در شیل گازی که این مقدار برای نمونه‌های گمانه‌های سازند گرو و سرگلو به ترتیب $۳۷/۴۷$ و $۱۲/۹۷$ (bcf/section) بدست آمده است. باید توجه داشت که شکست نفت به گاز توسط مقدار هیدروژن موجود در سیستم که برای تشکیل گازتر و خشک مورد نیاز است، محدود می‌شود. به همین دلیل جاروی درصد نفتی را که دچار شکست شده و تشکیل گاز می‌دهد

¹ Expulsion Efficiency Factor

² Recovery Factor

را به طور تقریبی برابر ۴۷٪ تخمین زده است [۶].

۴-۶-۱- مقایسه نتایج بدست آمده سازندهای هدف با شیل گازی بارنت

پس از ارزیابی ژئوشیمیایی سازندها تعیین نقاط بالقوه شیل گازی آنان در ناحیه لرستان و تخمین مقدار هیدروکربورهای تولید شده و گاز هیدروکربنی حفظ شده در آن لازم است که این مقادیر با نمونه‌های شیل گازی تولیدکننده مهم دنیا مقایسه شود. چنانچه پیش‌تر گفته شد، شیل بارنت یکی از شناخته‌ترین حوضه‌های شیل گازی در دنیا است و از آن جایی که مطالعات کاملی روی این حوضه صورت گرفته و منتشر شده می‌تواند الگوی مناسبی جهت مقایسه باشد. جدول (۴-۱۰) جهت مقایسه مقادیر هیدروکربن‌های تولید شده و گاز حفظ شده در شیل بارنت با سازند گرو و سرگلو در ناحیه لرستان ترسیم شده است. مقادیر پارامترهای اولیه و هیدروکربن‌های تولید شده و حفظ شده در شیل بارنت بسیار بیشتر از سازندهای هدف می‌باشد. نتیجه قطعی در مورد این که شیل گرو و سرگلو قادر به تولید مقادیر عظیم گاز است یا خیر و اینکه از این سازندها، تولید مقرون به صرفه است یا نه، تنها با قرار دادن داده‌های بیشتر از جمله لاگ‌های پتروفیزیکی و ژئوشیمیایی، بررسی تاریخیچه تدفین و مطالعات تفصیلی بعدی امکان پذیر است ولی با این اطلاعات موجود نتایج امیدوار کننده‌ای حاصل نگردیده است.

جدول ۴-۱۰: مقایسه مقدار هیدروکربن تولید شده و مقدار گاز حفظ شده در سازند گرو و سرگلو با شیل بارنت

شیل سرگلو	شیل گرو	شیل بارنت	پارامتر
۱/۸۴	۱/۶۱	۶/۴۱	TOCo(درصد وزنی)
۱/۴۹	۱/۸۹	۲۷/۸۴	(mg HC/ gr Rock) S2o
۵/۲۰	۳۰/۶۲	۴۲۷	پتانسیل تولید نفت اولیه (bbl Oil/ac-ft)
۱۶۲/۴۳	۶۴/۵۴	۱۰۹۷	پتانسیل تولید گاز اولیه (mcf/ac-ft)
۲۸۶	۹۷۰	۳۵۰	ضخامت سنگ منشاء (ft)
۵/۷۳	۱۱۴/۰۴	۵۷۳	نفت اولیه تولیدشده از کروژن (ضخامت با توجه به ضخامت سنگ منشاء، تبدیل شده به مقدار معادل گاز (bcf/section))
۲۹/۷۳	۴۰/۰۷	۲۴۷	گاز اولیه تولیدشده از کروژن با توجه به ضخامت سنگ منشاء (bcf/section)
۳۵/۴۶	۱۵۴/۱۰	۸۲۰	مجموع هیدروکربن (نفت و گاز) اولیه تولیدشده از شکست اولیه کروژن (bcf/section)
۳/۱۲	۱۸/۳۷	۲۵۶	نفت خارج شده (bbl Oil/ac-ft)
۹۷/۴۶	۳۸/۷۲	۶۵۸	گاز خارج شده (mcf/ac-ft)
۲/۰۸	۱۲/۲۵	۱۷۱	نفت اولیه حفظ شده در شیل (bbl Oil/ac-ft)
۶۴/۹۷	۲۵/۸۲	۴۳۹	گاز اولیه حفظ شده در شیل (mcf/ac-ft)
۵/۸۷	۳۴/۵۳	۴۸۲	گاز تولیدشده از شکست ثانویه نفت (mcf/ac-ft)
۷۰/۸۴	۶۰/۳۵	۹۲۱	مجموع گاز حفظ شده (گاز اولیه به علاوه گاز ثانویه حاصل از شکست نفت) (mcf/ac-ft)
۱۲/۹۷	۳۷/۴۷	۲۰۶	مجموع گاز حفظ شده با توجه به فرضیات بالا (bcf/section)

لازم به ذکر است که توانگر (۱۳۹۲) برای خرده‌های حفاری گمانه گرو و سرگلو مجموع گاز حفظ شده و مقایسه با شیل بارنت جداول (۴-۸ و ۴-۹ و ۴-۱۰)، را انجام نداده است.

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

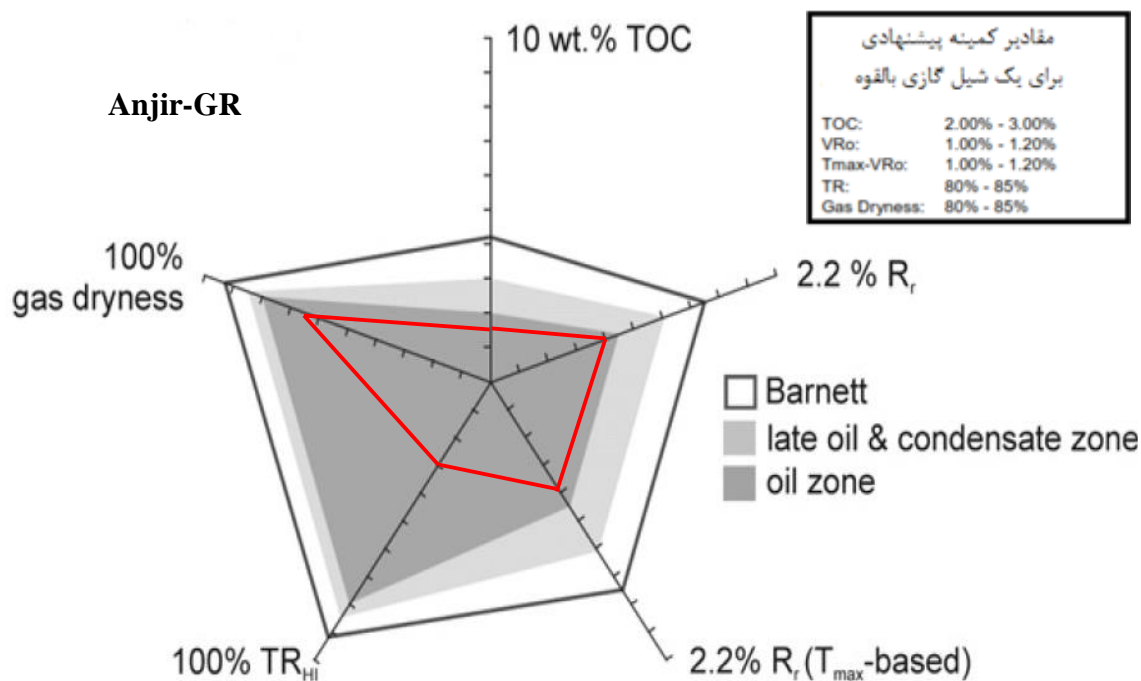
از آن جایی که بلوغ حرارتی برای دستیابی به نرخ بالای گاز در شیل‌گازی یک پارامتر کلیدی است، می‌توان پارامترهای شیمیایی و بصری آن را روی منحنی‌های قطبی مشاهده نمود. جاروی این منحنی‌ها را با در نظر گرفتن انواع پارامترهای ژئوشیمیایی در بخش‌های مختلف از شیل بارنت ترسیم کرده است. به‌طور مثال در شکل (۲-۱۳) نمودار ریسک قطبی با در نظر گرفتن ۵ پارامتر R_0 ، R_0 بدست آمده از T_{max} ، درصد هیدروکربن‌های سبک (C_{20})، نرخ تبدیل ماده آلی (TR) و درصد گاز خشک موجود در آن بخش از سازندها رسم شده است. وجود هیدروکربن‌های مایع در شیل‌گازی نرخ جریان گاز و میزان گاز قابل استحصال کمتر را به دنبال دارد. شیل‌هایی که روی اثر انگشت گاز - کروماتوگرافی دارای پارافین بیشتر از C_{20} یا ترکیبات پیچیده حل نشده بزرگ تر (UCM) هستند نسبت به شیل‌های با محتوای هیدروکربن باقیمانده حداکثر C_{20} و بدون UCM، نرخ جریان گاز بسیار کمتری دارند. برای بدست آوردن میزان Dry gas% می‌توان میزان آن را برابر با $C_1+C_2/C_1+C_2+C_3+C_4$ در نظر گرفت [۱۸]. لازم به ذکر است که برای بدست آوردن Dry gas% توانستیم براساس نتایج پیرولیز کروماتوگرافی گازی موجود (گزارش TR1914 مدیریت اکتشاف) عمل کنیم، زیرا کروماتوگراف‌های حاصل از آن می‌تواند فراوانی پیک‌های C1-C4 را نشان دهند.

جدول ۴-۱۱ مقادیر پارامترهای بلوغ خرده‌های حفاری سازند گرو و سرگلو را نشان می‌دهد با مقایسه این مقادیر می‌توان تعیین نمود که آیا شیل گرو و سرگلو بلوغ حرارتی بالا یا پایینی دارند. البته لازم به ذکر است براساس بررسی تعیین نوع کروژن، نمونه چاه‌های شاه آباد و ماهی دشت در سازند سرگلو

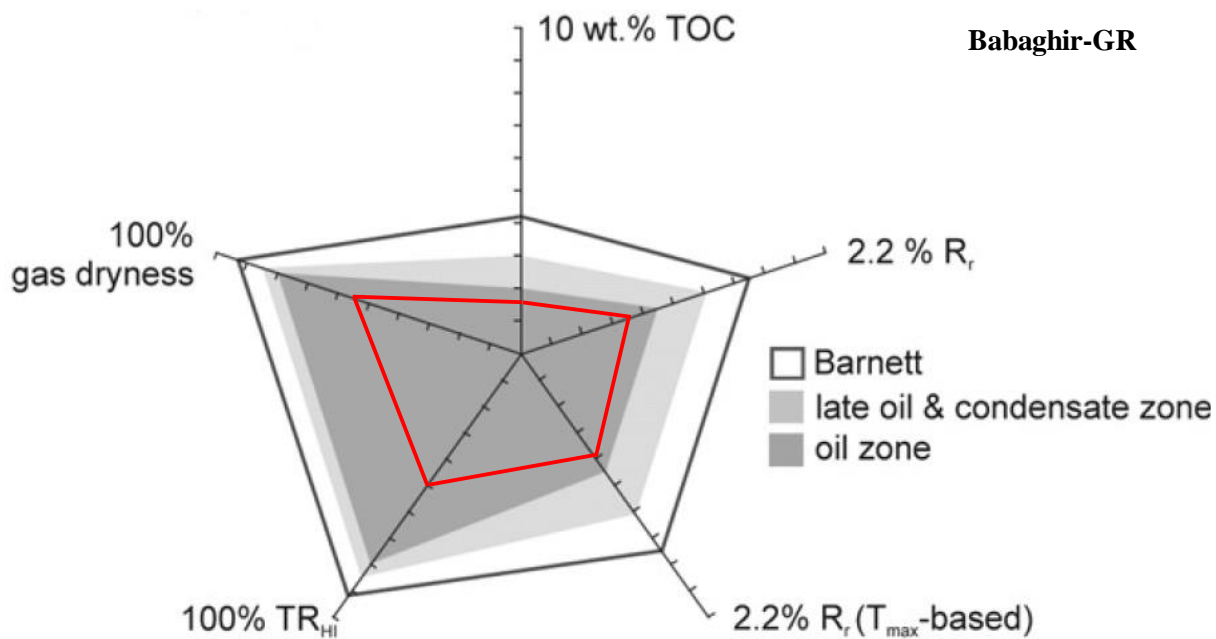
از نوع IV (عقیم و نابالغ) بوده و در ارزیابی زیر لحاظ نمی گردند.

جدول ۴-۱۱: پارامترهای مورد نیاز در رسم دیاگرام عنکبوتی (چاه‌های سازند گرو و سرگلو)

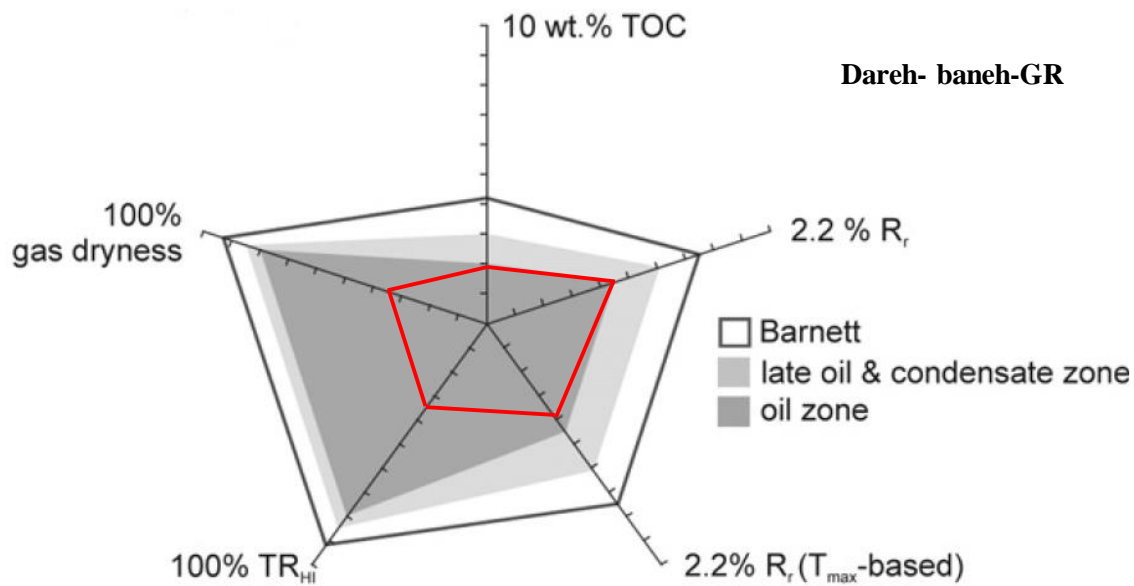
N O	WELL NAME	Fm.name	Thickness (m)	RO%	%RO from Tmax	TR(%)	TOC (W%)	Dry gas(C1+C2)/C1+C2+C3+C4 (%)	C-20(%)
1	Anjir	GR	780	0.895	0.835	0.28	1.68	64	80
2	Anjir	SR	222	0.975	0.976	0.53	1.44	85	70
3	Babaghir	GR	1305	0.787	0.925	0.52	1.49	66	85
4	Dareh-Baneh	GR	533	0.985	0.818	0.35	1.70	35	60
5	Huleiylan	SR	12	1.982	0.886	0.39	2.67	82	70
6	Kabir-kuh	GR	159	0.985	1.29	0.41	1.85	80	60
7	Mahi-Dasht	GR	308	1.21	1.006	0.46	1.51	73	80
9	N.shahabad	GR	444	0.967	0.084	0.42	1.59	83	70
11	Samand	GR	222	0.978	1.025	0.37	1.26	87	65
12	Samand	SR	220	1.021	0.862	0.38	0.90	67	75
13	Sarkan	GR	---	1.012	0.76	0.07	0.83	72	60
14	Veyzenhar	GR	366	0.782	0.788	0	1.13	45	60
15	Vizhenan	GR	1153	0.886	0.980	0.48	2.13	93	80



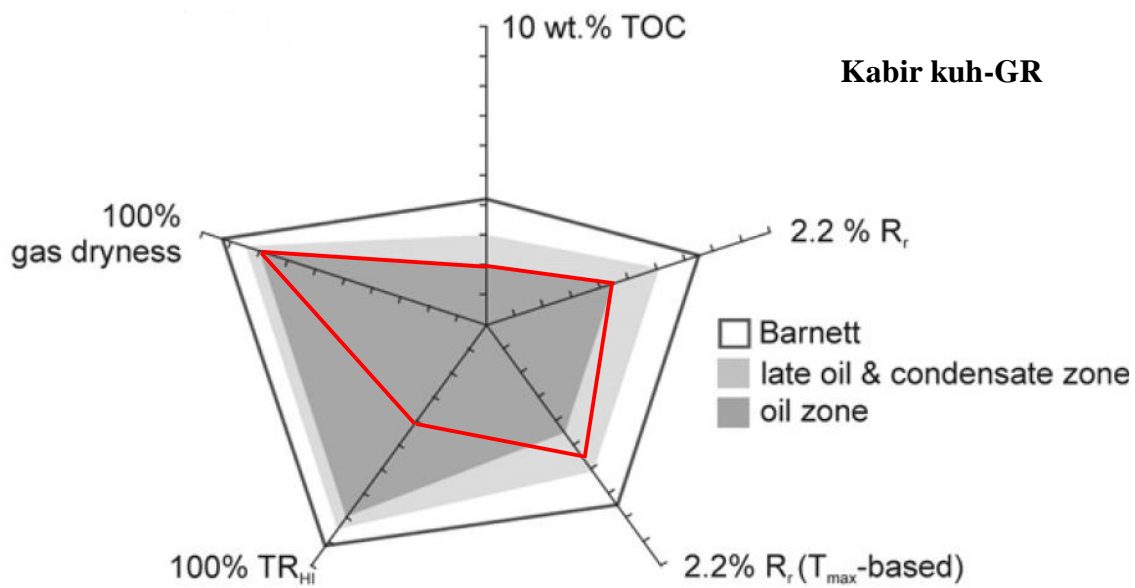
شکل ۴-۶: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه انجیر



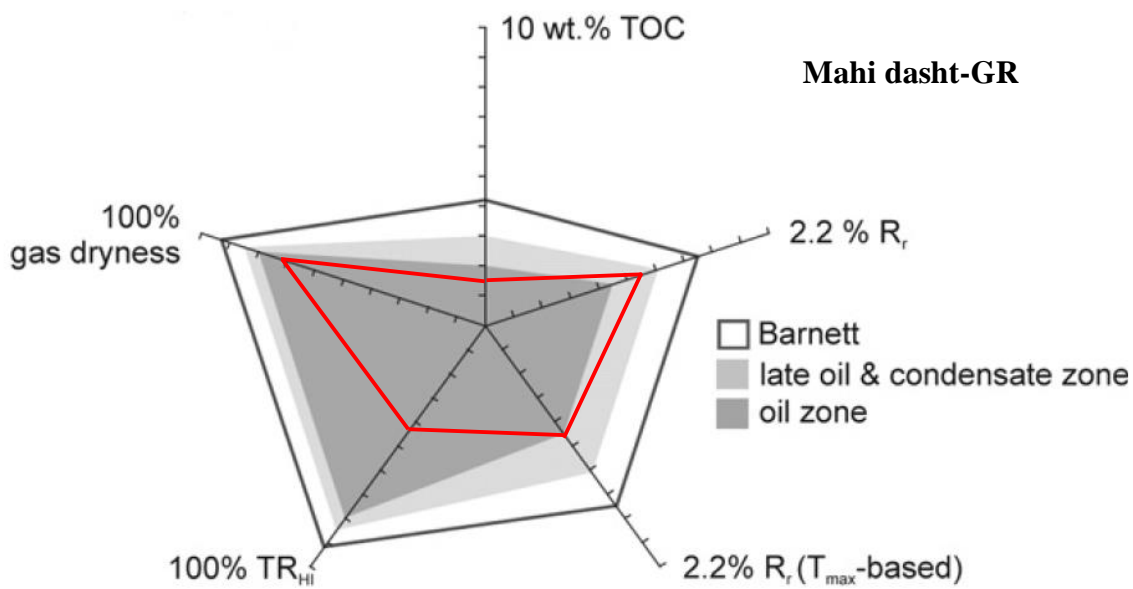
شکل ۴-۷: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه باباقیر



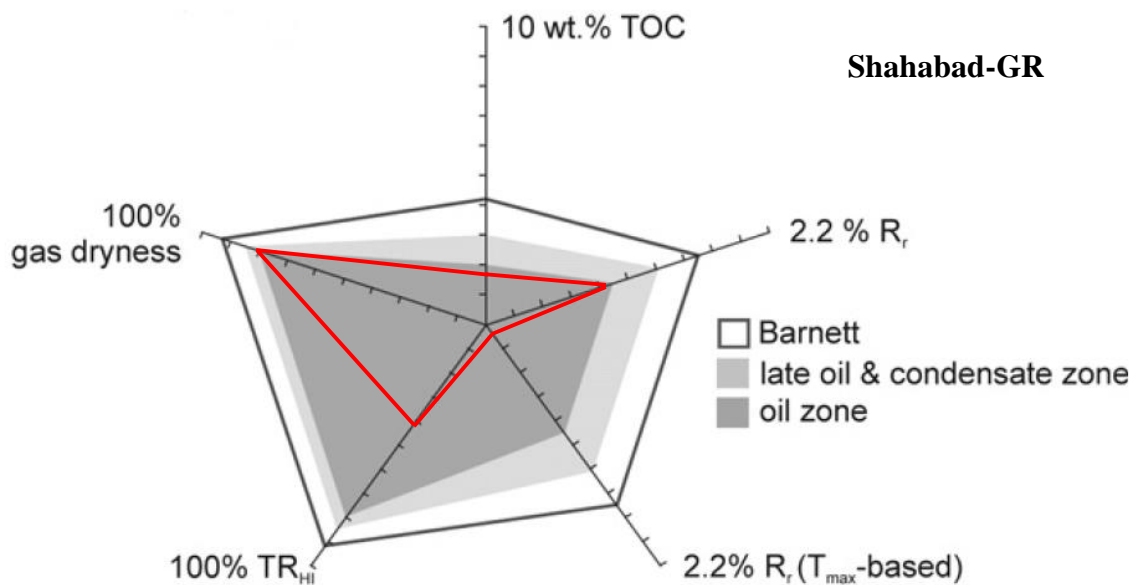
شکل ۴-۸: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه دره بانه



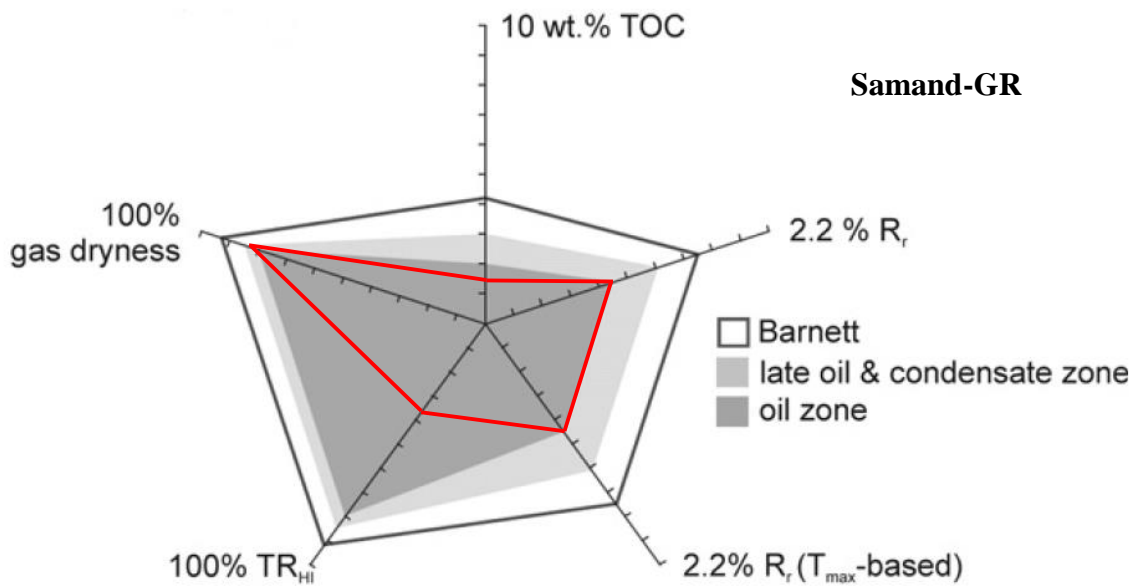
شکل ۴-۹: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه کبیر کوه



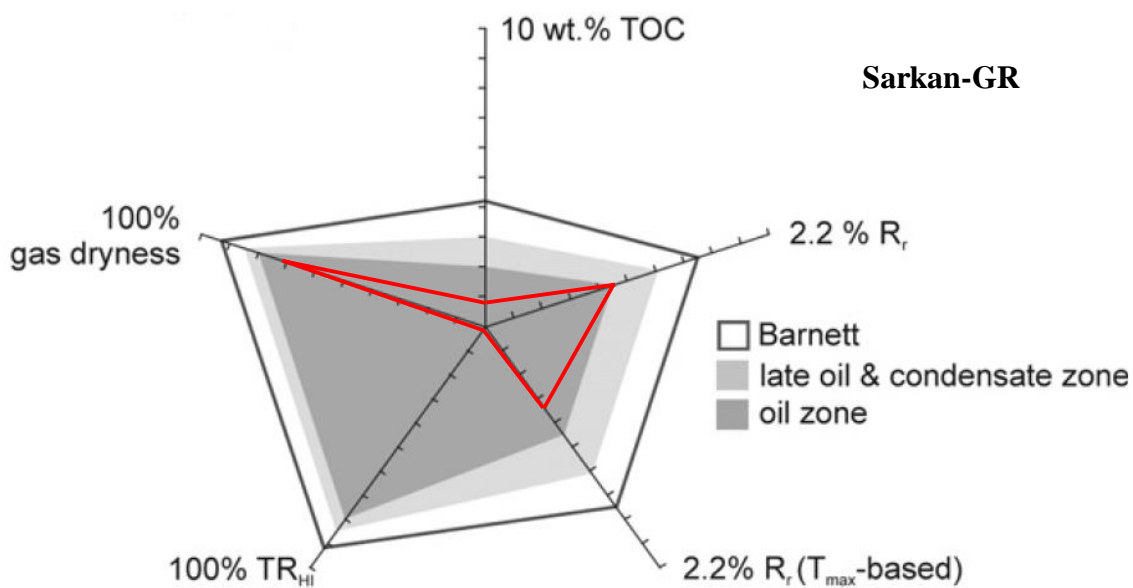
شکل ۴-۱۰: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه ماهی دشت



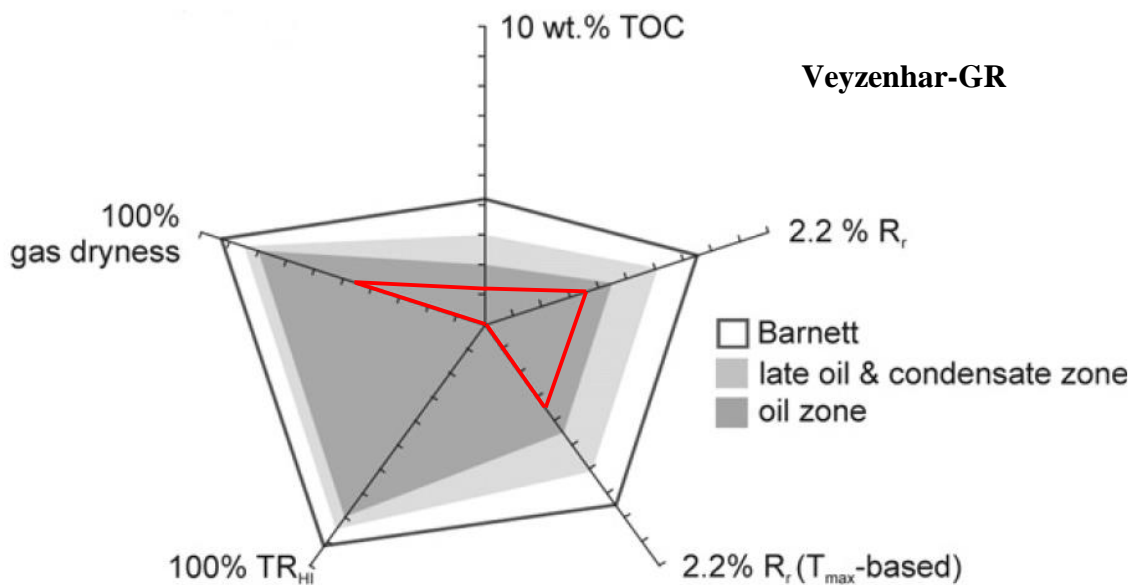
شکل ۴-۱۱: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه شاه آباد



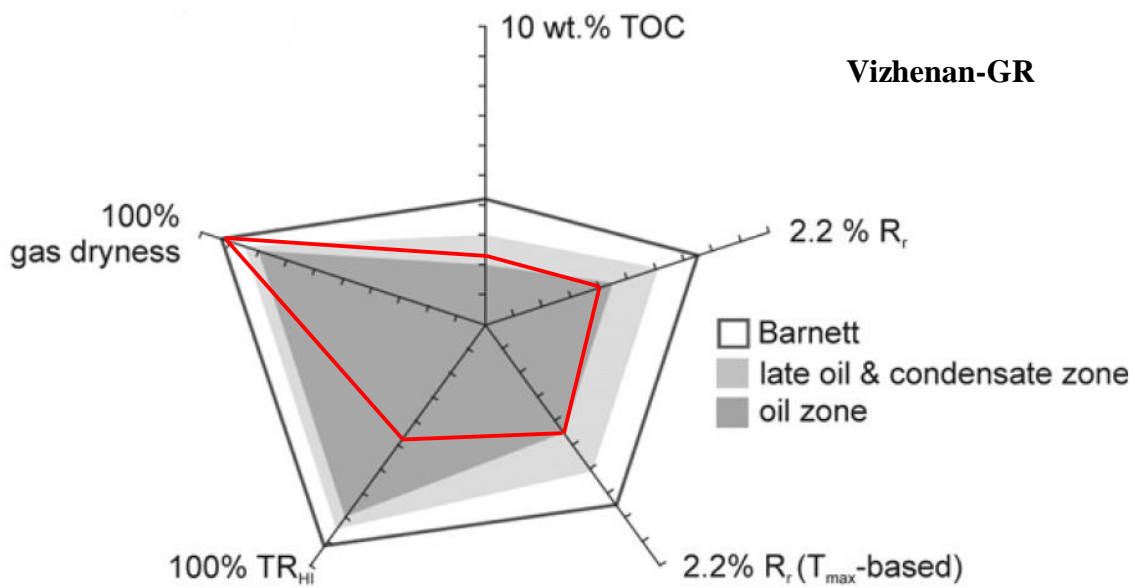
شکل ۴-۱۲: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه سمند



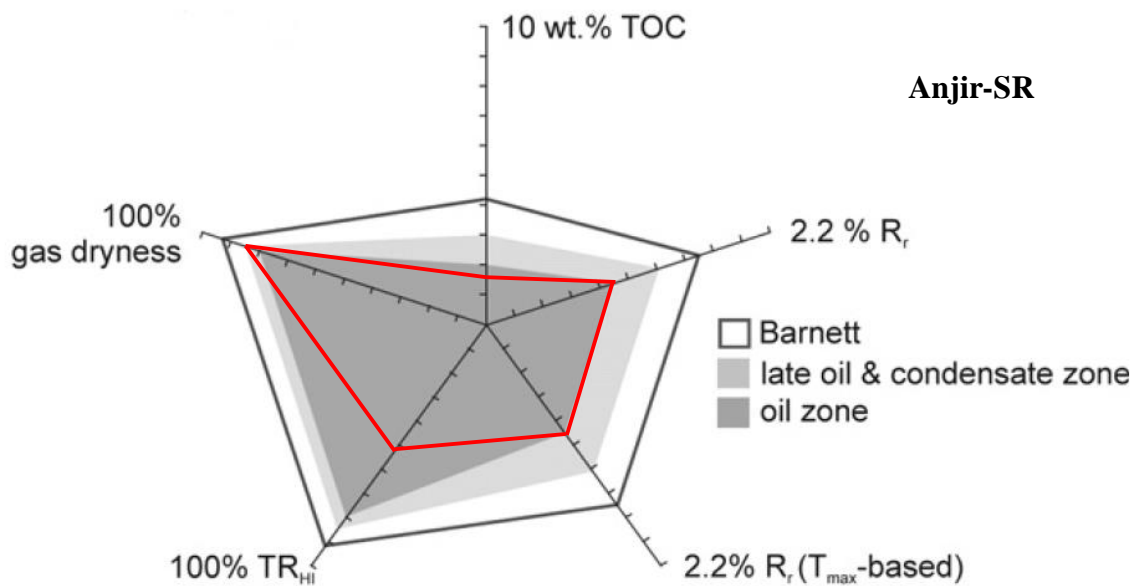
شکل ۴-۱۳: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه سرکان



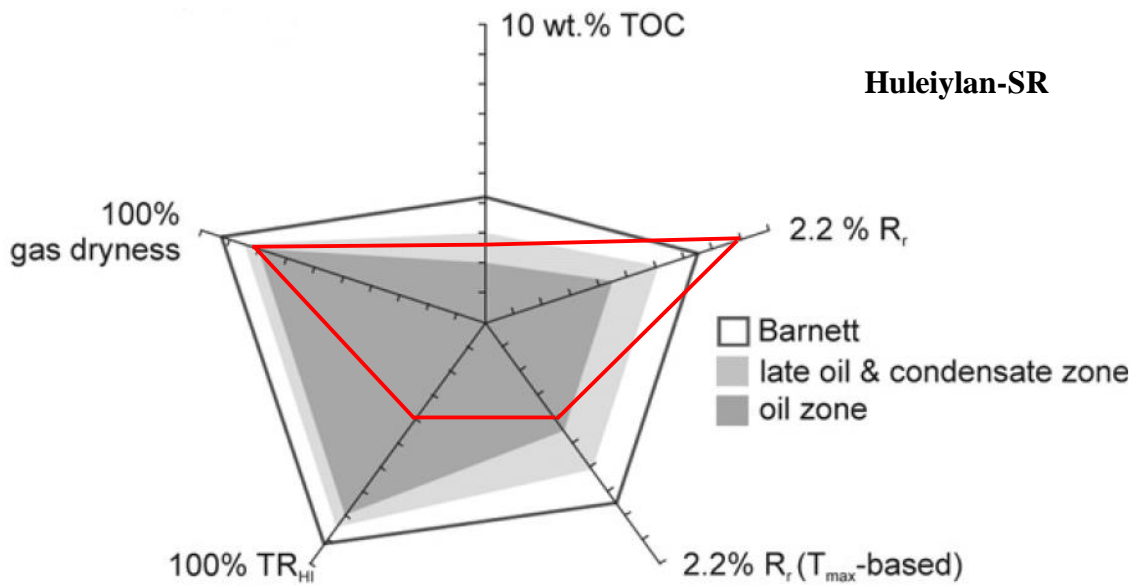
شکل ۴-۱۴: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه ویزنهار



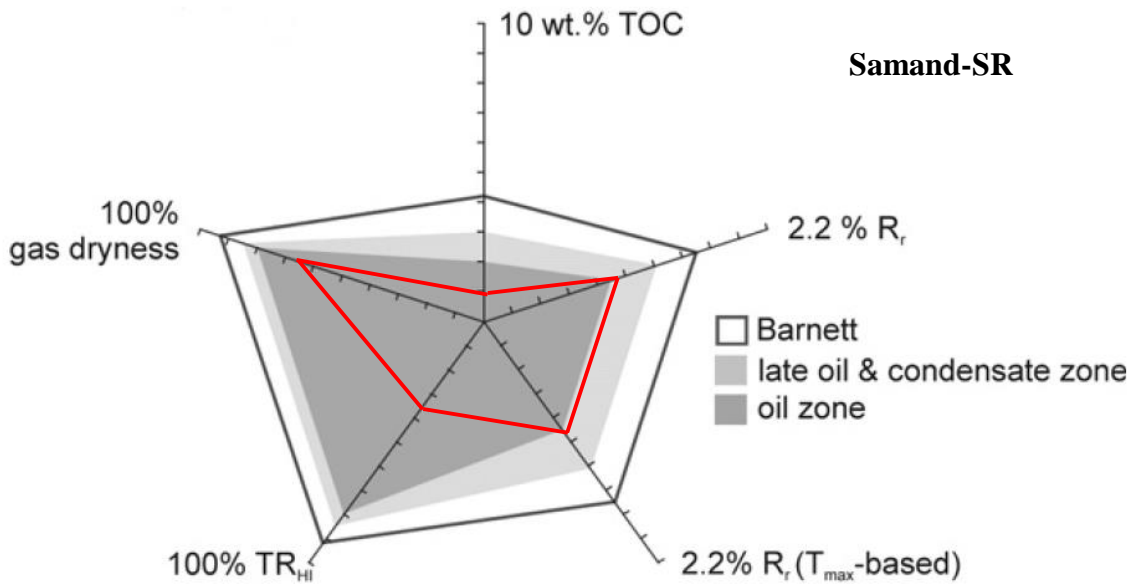
شکل ۴-۱۵: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گرو برای چاه ویزنان



شکل ۴-۱۶: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند سرگلو برای چاه انجیر



شکل ۴-۱۷: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند سرگلو برای چاه هلیلان



شکل ۴-۱۸: منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند سرگلو برای چاه شاه سمند

با توجه به جدول (۴-۱۱) در مورد نمونه خرده‌های گمانه سازند گرو و سرگلو نتایج زیر را می‌توان گرفت:

سازند گرو در چاه‌های انجیر، باباقیر، سرکان، ویزنهار و دره بانه اشکال (۴-۶ و ۴-۷ و ۴-۸ و ۴-۱۳ و ۴-۱۴) با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی قرار دارند و تشکیل گاز در آنان به صورت قابل توجه‌ای صورت نگرفته و از بلوغ کمتری نسبت به سایرین برخوردار هستند. به خصوص نمونه چاه سرکان و ویزنهار که نرخ تبدیل پایینی داشته و انتظار می‌رود در آینده و در اثر بلوغ بیشتر شاهد گاز بیشتری از این ناحیه باشیم هر چند که ضخامت چاه سرکان در داده‌های تحقیق مشخص نبود.

سازند گرو در چاه‌های کبیرکوه شکل (۴-۹)، ماهی دشت شکل (۴-۱۰)، سمند شکل (۴-۱۲) با توجه به مقایسه پارامترهای موجود در اواخر پنجره نفتی قرار دارند که سه چاه مذکور با بررسی در بخش‌های قبل، تولید گاز داشته اند (جدول ۴-۳)، ولی نمونه چاه ویزنان شکل (۴-۱۵) بین پنجره نفت و گاز قرار دارد که با توجه به ضخامت بالای آن انتظار گاز بیشتری از این ناحیه در آینده می‌رود.

سازند سرگلو در نمونه چاه هلیلان با توجه به شکل (۴-۱۷) در آستانه پنجره‌گازی قرار دارند که با توجه به ضخامت کم نمونه در چاه هلیلان نباید انتظار تولید گاز قابل توجهی را داشت. نکته قابل توجه این است که در نمونه‌های سازند سرگلو در چاه هلیلان، علت بالا بودن R_o آن با توجه به جدول (۳-۷) (بین ۱/۸ تا ۲/۷) که یک حالت غیر طبیعی است، می‌تواند در اثر عوامل تکتونیکی در این تاقدیس باشد.

نمونه سازند سرگلو در چاه سمند شکل (۴-۱۸) در اواخر پنجره نفتی و ابتدای تولید گاز تر قرار دارد که با توجه به نرخ تبدیل متوسط آن در آینده امید به تولید گاز بیشتری است. سازند سرگلو در چاه انجیر شکل (۴-۱۶) بین پنجره نفت و گاز می‌باشد که با توجه به بررسی آن در بخش‌های قبل در بعضی نقاط تولید گاز تر داشته‌است (جدول ۴-۳).

با توجه به موارد ذکر شده بلوغ حرارتی برای خرده گمانه‌های سازند گرو، از ناحیه لرستان شمالی به سمت لرستان جنوبی با افزایش بلوغ از اواخر پنجره نفتی تا میعانات گازی دارای بازده عمقی است که پتانسیل تولید گاز داشته و این روند برای سازند سرگلو از ناحیه لرستان جنوبی به سمت لرستان مرکزی می‌باشد.

لازم به ذکر است که توانگر (۱۳۹۲) از دیاگرام عنکبوتی شکل (۲-۱۳) استفاده نموده حال آنکه در این تحقیق از دیاگرام Risk-Plot شکل (۲-۱۵) کمک گرفته شده است که در آن C_{20} مدّ نظر قرار نگرفته ولی TOC در آن لحاظ شده است. درخصوص سازند سرگلو، در تحقیق توانگر (۱۳۹۲) به دلیل عدم لحاظ نمودن کروژن تیپ IV، چاه‌های ماهی‌دشت و شاه‌آباد با اهمیت بوده اند حال آنکه در این تحقیق میزان HI_{pd} آن‌ها بسیار پایین است. ولی در خصوص چاه هلیلان نتیجه مشابه می‌باشد.

۴-۸- تفسیر مقاطع سطحی منطقه

همانطور که در بخش سوم به آن اشاره شد برای ارزیابی سازندهای گرو و سر گلو از ۹ مقطع سطحی استفاده شده است (جدول ۳-۸). احمدی (۱۳۹۳) تحقیقات جامعی روی این مقاطع انجام داده که در این مطالعه سعی بر آن شده است که مباحث مورد تحقیق بر روی مقاطع به گونه‌ای در راستا و تکمیل نتایج ایشان باشد، لذا برای تمایز هرچه بیشتر مطالعات ایشان و این تحقیق، خلاصه‌ای از نتایج کارهای صورت گرفته ارائه می‌گردد (جدول ۴-۱۲).

جدول ۴-۱۲: نتایج ارزیابی مقاطع سطحی سازندهای هدف احمدی (۱۳۹۳)

تفسیر	عنوان دیاگرام	عنوان ارزیابی
برای هر دو سازند، تغییر در شرایط محیطی زمان نهشته شدن	HI-OI	محیط رسوبی
دو سازند ترکیبی از کروژن‌های تیپ III و II عمدتاً بالغ تا فوق بالغ	HI-Tmax	تیپ کروژن و درجه بلوغ
اغلب نمونه‌های هر دو سازند در اواخر پنجره نفتی و ابتدای تولید گاز	HI-TOC	پتانسیل تولید
۳۳/۱۹ (bcf/section)	حجم گاز حفظ شده در مقطع سطحی سازند شیلی گرو	
مقطع کبیر کوه از سازند گرو در مرز پنجره نفت و گاز، کوه میدان غربی در اواخر پنجره نفتی، تروه صالح حمید در مرز پنجره نفت و گاز قرار دارند.	دیاگرام عنکبوتی مبنی بر پارامترهای بلوغ شکل (۲-۱۵)	

اما شاید این سؤال پیش بیاید که چرا نمونه‌ها علی‌رغم این که متعلق به مقاطع سطحی هستند در مراحل مختلف بلوغ از پنجره نفتی تا پنجره گاز خشک قرار دارند؟ جواب این است که با توجه به وضعیت زمین‌شناسی منطقه لرستان این امر می‌تواند ناشی از تأثیر گسل بالارود و به دنبال آن، بالا آمدن نمونه‌های موجود در عمق باشد. با توجه به مطالعات پیشین (احمدی، ۱۳۹۳) روی مقاطع سطحی سازند گرو و برآورد مقدار هیدروکربن تولید شده و حفظ شده سازند در مقاطع سطحی که به ترتیب ۱۳۲/۱۸ و ۳۳/۱۹ (bcf/section) بدست آمد، و با لحاظ نمودن تحقیقات این پایان‌نامه در تقریب مجموع مقاطع سطحی و نمونه‌های مغزه سازند گرو که حاصل پارامترها، به ترتیب برابر ۲۸۶/۲۸ و ۷۰/۶۶ (bcf/section) گردید، که با مقادیر شیل بارنت اختلاف زیادی دارد. تعداد نمونه‌های مقطع سطحی سازند سرگلو کم بوده (۱۳) از ۷۵ نمونه) و اکثراً از بخش شمالی ناحیه لرستان بوده به همین خاطر است که بیشتر محاسبات و تفاسیر مقاطع سطحی از سازند گرو می‌باشد.

۴-۸-۱-نسبت‌های Pr/nC17، Ph/nC18 و نسبت پریستان به فیتان (Pr/Ph) برای

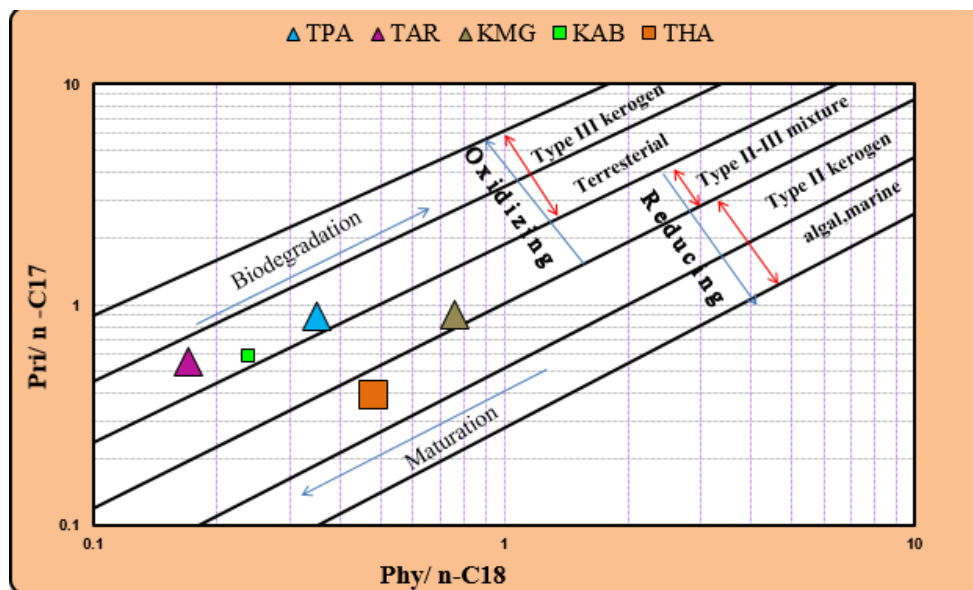
مقاطع سطحی گرو و سرگلو

یکی از پارامترهای ژئوشیمیایی ترکیبات اشباع نمونه‌های مقطع سطحی سازند گرو و سرگلو، وجود نسبت‌های Pr/nC17، Ph/nC18 و نسبت پریستان به فیتان (Pr/Ph) می‌باشد که پارامترهای فوق در جدول (۴-۱۳) مشخص شده‌اند. هردو نسبت Pr/nC17 و Ph/nC18 با افزایش بلوغ به علت بالا رفتن مقدار پارافین‌های نرمال کاهش می‌یابند و در طی تخریب میکروبی به علت کاهش پارافین‌های نرمال افزایش می‌یابند. نمونه‌هایی که دارای پریستان بالا هستند نشانگر محیط اکسیدی و نمونه‌هایی با مقدار بالای فیتان نشان‌دهنده‌ی محیط احیایی هستند شکل (۴-۱۹).

جدول ۴-۱۳: نسبت پریستان و فیتان در نمونه مقاطع سطحی لرستان

Sample	Formation	type	Pr/nC17	Ph/nC18	Pr/Phy
کوه تروه صالح حمید	GR	SURFACE	0.55	0.17	3.24
تنگه پاتاق	GR	SURFACE	0.89	0.35	2.54
کبیرکوه	GR	SURFACE	0.58	0.24	2.42
کوه میدان غریب	GR	SURFACE	0.9	0.76	1.18
تنگ هاوانده	SR	SURFACE	0.39	0.48	0.81

در شکل (۴-۱۹) مشاهده می‌نماییم که نمونه‌های کوه تروه صالح حمید، تنگ پاتاق و کبیرکوه با توجه به میزان بالای نسبت پریستان به فیتان، در محیطی اکسیدی رسوب کرده و دارای هیدروکربور تیپ کروژن III می‌باشند. نمونه‌های کوه میدان‌غریب و تنگ هاوانده در محیطی نسبتاً احیایی و ترکیبی از هیدروکربورهای تیپ II و III می‌باشند. سه نمونه اول جدول (۴-۱۳) نسبت به دو نمونه دیگر بلوغ بیشتری را تجربه کرده‌اند. که این نتیجه‌گیری به نوعی مؤید مطالعات احمدی (۱۳۹۳) می‌باشد.

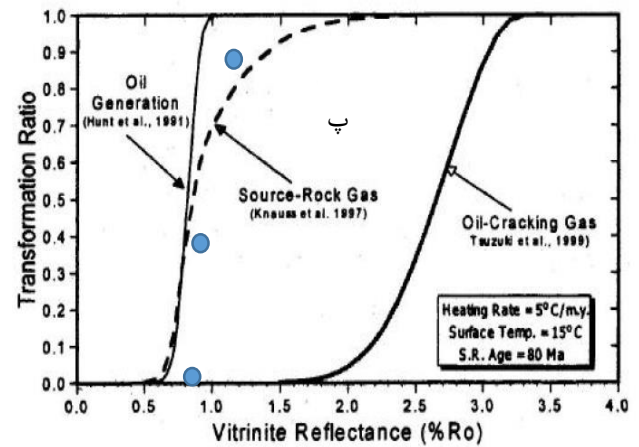
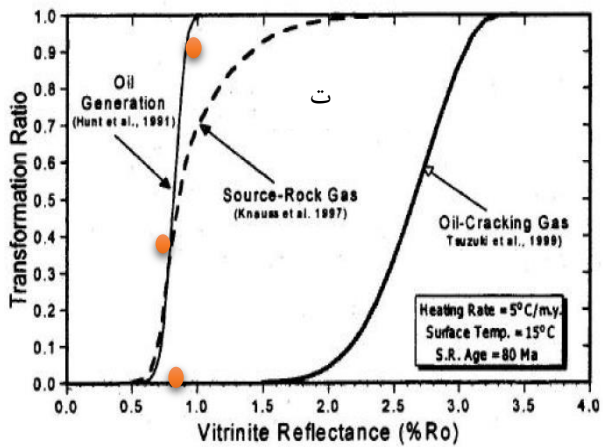
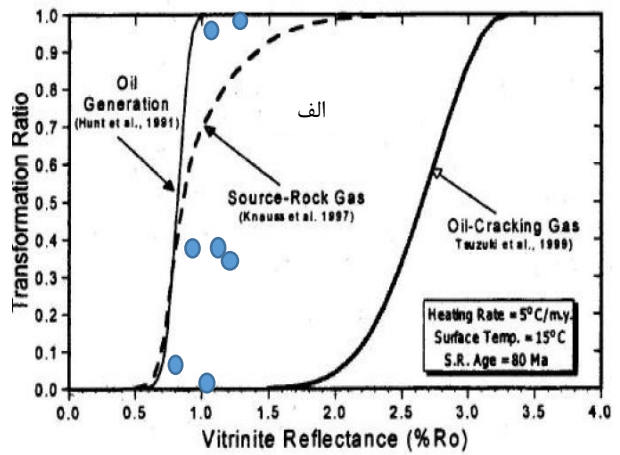
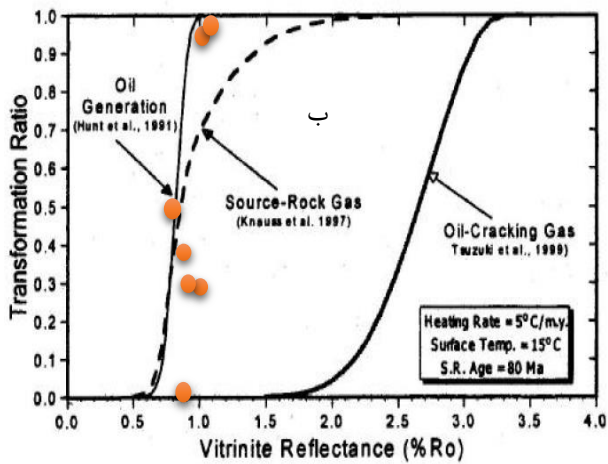


شکل ۴-۱۹: نمودار Pri/nC17 - Ph/nC18 حاصل از نمونه‌های مقاطع سطحی گرو و سرگلو

۴-۸-۲- تعیین وضعیت پختگی نمونه‌های مقاطع سطحی سازند گرو و سرگلو به

وسیله دیاگرام R₀-TR

نتایج بدست آمده از نمودار TR-R₀ برای (ماکزیمم و مینیمم) R₀، برای مقاطع سطحی سازند گرو و سرگلو شکل (۴-۲۰) و جداول (۳-۹ و ۳-۱۰)، مشخص شده که بیشتر نمونه‌ها در مرحله تولید گاز از کروژن موجود در سنگ منشاء هستند.



شکل ۴-۲۰: الف وب) دیاگرام $TR-R_0$ براساس R_0 ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های مقاطع سطحی سازند گرو پ، ت)

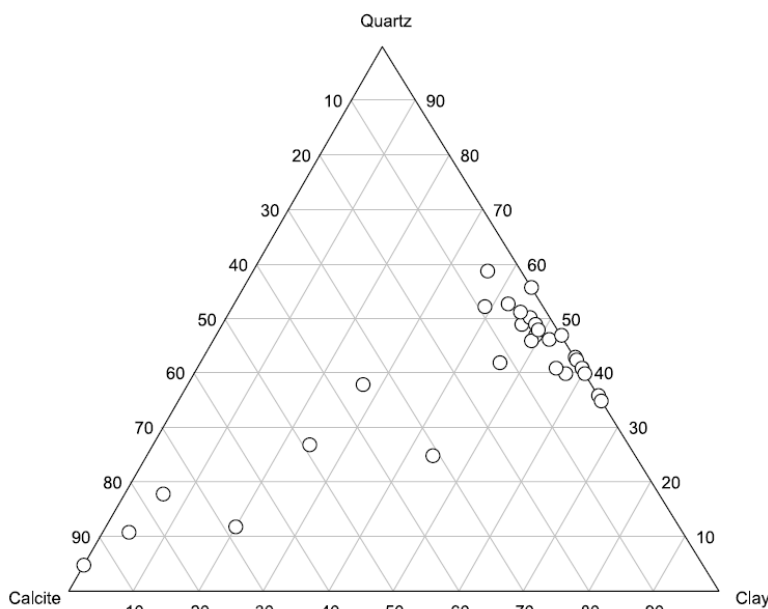
براساس مقادیر R_0 ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های سازند سرگلو

۵- فصل پنجم مطالعات کانی شناسی

و ارزیابی شکست هیدرولیکی

۵-۱- مقدمه

شکست هیدرولیکی فرآیندی است که در آن تعداد زیادی شکست بصورت مکانیکی در سنگ ایجاد می‌شود که در نتیجه آن گاز یا نفت به دام افتاده در تشکیلات زیرزمینی از طریق این شکاف‌ها به طرف چاه و از چاه به سطح زمین جریان می‌یابند. با وجود اینکه آنالیزهای معدنی به طور کلی در ارزیابی‌های ژئوشیمیایی آلی جای نمی‌گیرد، یک فاکتور مهم در تولید گاز از شیل بارت و سایر سیستم‌های شیل متراکم است که نیاز به تحریک دارند و این فاکتور بر اساس آنالیزهای معدنی قابل ارزیابی است. شیل بارت مقدار بسیار زیاد گاز تولید می‌کند، به این خاطر که شکننده است و به تحریک پاسخ می‌دهد. این شکنندگی مربوط به کانی‌شناسی است و شیل بارت درصد بالایی کوارتز دارد که از سیلیس بیوژنیکی ناشی می‌شود (شکل ۵-۱). محتوای رس در شیل از بیش از ۴۰٪ تا کمتر از ۵٪ است. رس، کوارتز و محتوای کربنات در شیل بارت متغیر است و منجر به تفاوت در گرادیان شکستگی می‌شود.



شکل ۵-۱: توزیع کانی‌شناسی کوارتز، کلسیت و رس در شیل بارت [۶]

۵-۲- داده‌های کانی‌شناسی

در این پژوهش شیل‌های سازند گرو در منطقه لرستان و در چاه سمند مورد ارزیابی قرار گرفته است. در طی این مطالعات تعداد ۸ نمونه از خرده‌های حفاری جهت بررسی کانی‌شناسی با روش پراش پرتو ایکس XRD در مرکز تحقیقات و فرآوری مواد معدنی ایران مورد مطالعه قرار داده شده است (جدول ۵-۱).

جدول ۵-۱: درصد عناصر تشکیل دهنده نمونه‌های مغزه سازند گرو از چاه سمند [۱۶]

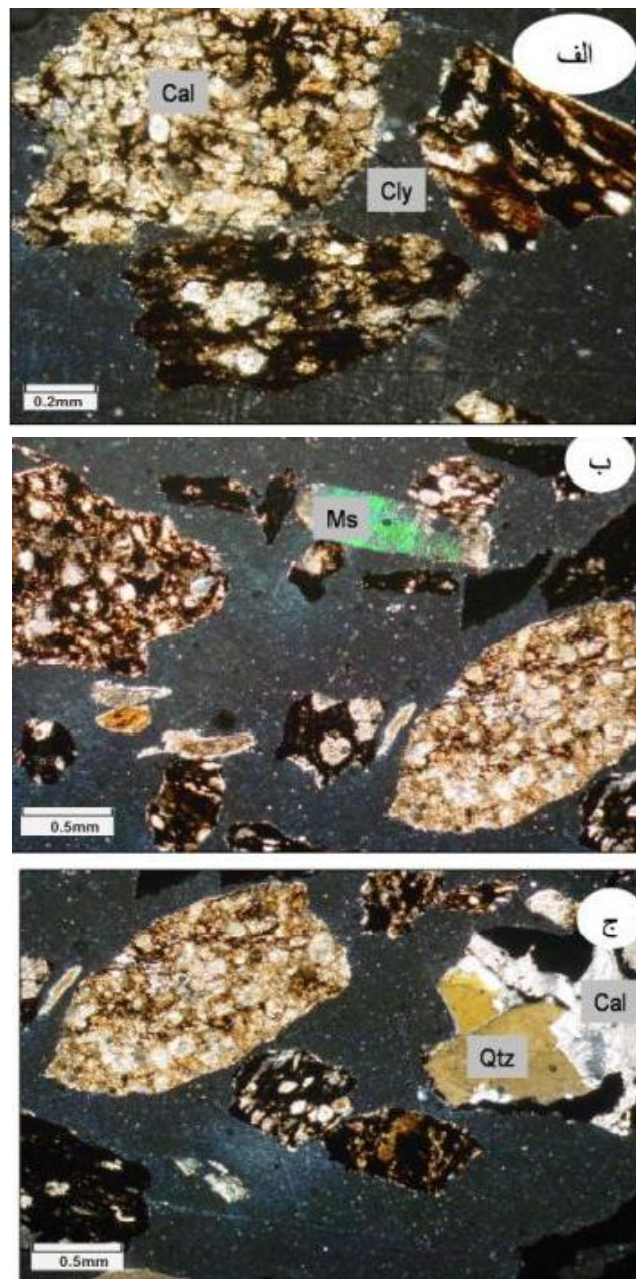
No	Sample Name	Depth(M)	Q%	Cal%	Clay%
1	SM325	1780	14.14	83.25	2.71
2	SM358	1820	11.12	88.79	0
3	SM402	1860	42.14	57.86	0
4	SM305	1902	26.64	73.36	0
5	SM560	1942	6.53	90.20	3.72
6	SM303	1962	11.64	84.68	3.68
7	SM572	1982	19.84	76.97	3.19
8	SM410	2002	19.77	76.34	3.89

۵-۲-۱- نتایج XRD

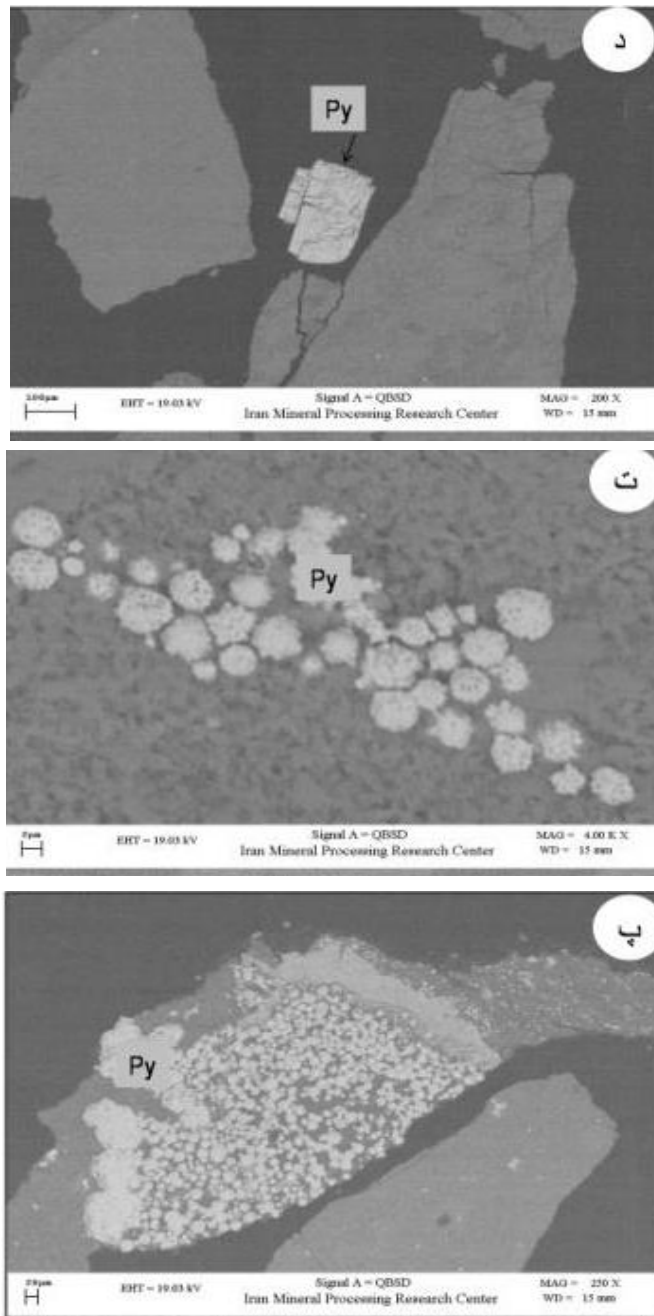
مطالعات میکروسکوپی نشان می‌دهد که حجم بیشتر نمونه‌ها از کانی کربناته کلسیت تشکیل شده است. کوارتز، موسکوویت، کانی‌های رسی، مواد آلی و پیریت، دیگر کانی‌های تشکیل دهنده نمونه می‌باشند. کلسیت با ابعاد بلوری ۰/۲ تا ۱/۲ میلیمتر در نمونه دیده می‌شود. همراه با کلسیت لایه‌هایی از مواد آلی نیز در مقاطع میکروسکوپی دیده شد. پیریت به دو شکل در نمونه تشکیل شده است. شکل

غالب پیریت به صورت بلورهای فرامبوئیدال و ادخال در کانی‌های کربناته و مواد آلی دیده می‌شود. ابعاد بلورهای فرامبوئیدالی پیریت در حد ۵ تا ۱۵ میکرون است.

فراوانی پیریت در نمونه‌ها کم بوده و در حد ۱ درصد است. شکل دیگر پیریت به صورت بلورهای خود شکل کوبیک و ابعاد ۱۵۵ میکرون و به صورت پراکنده در نمونه تشکیل شده است شکل (۳-۵) د) مواد آلی به صورت بین لایه‌ای با کانی‌های رسی و کلسیت دیده می‌شود و همچنین به صورت کامل جانشین کانی کربناته شده است شکل (۲-۵ الف). بلورهای موسکوویت نیز با فراوانی ۰/۵ تا ۱ درصد و ابعاد بلوری ۰/۴ تا ۱/۲ میلیمتر در نمونه دیده شده‌است. با توجه به اینکه مقادیر پیریت و مسکوویت در نمونه‌ها بسیار کم بوده و با در نظر گرفتن اینکه برای ترسیم دیاگرام مثلثی و تشخیص نواحی بالقوه شکست هیدرولیکی به میزان کوارتز، کلسیت و کانی‌های رسی احتیاج داریم از این مقادیر صرف نظر کرده و به مقادیر مورد نیاز تعمیم داده‌ایم شکل (۲-۵ و ۳-۵).



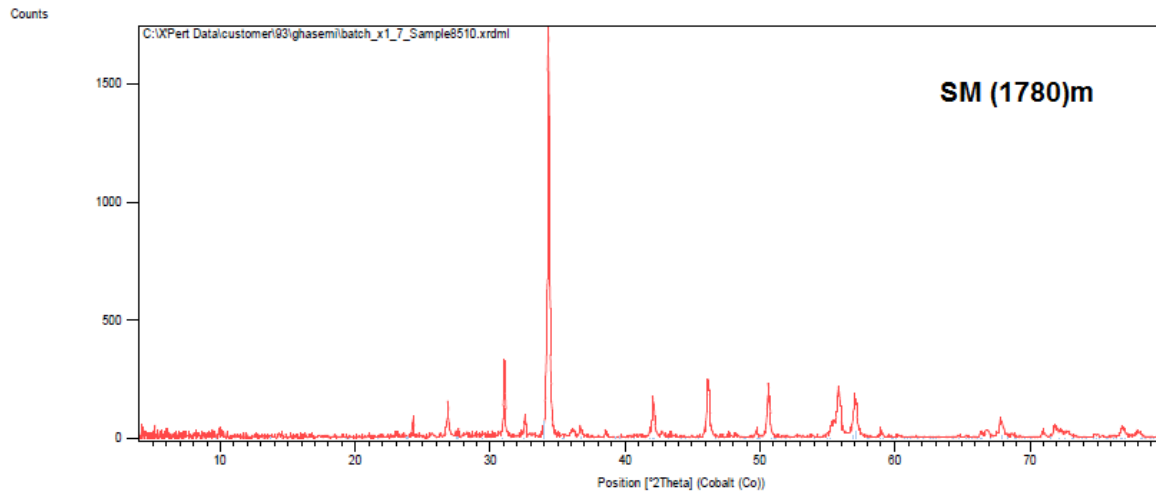
شکل ۵-۲: تصاویر میکروسکوپی از نمونه‌های مورد مطالعه. الف) کلسیت (Ca) و کانی‌های رسی همراه با میان لایه‌هایی از مواد آلی (مواد آلی کروژن به رنگ سیاه رنگ دیده می‌شوند)، ب) حضور کانی‌های موسکوویت (MS)، کلسیت و مواد آلی در نمونه، ج) حضور کوارتز (Qtz) همراه با کلسیت [۱۶]



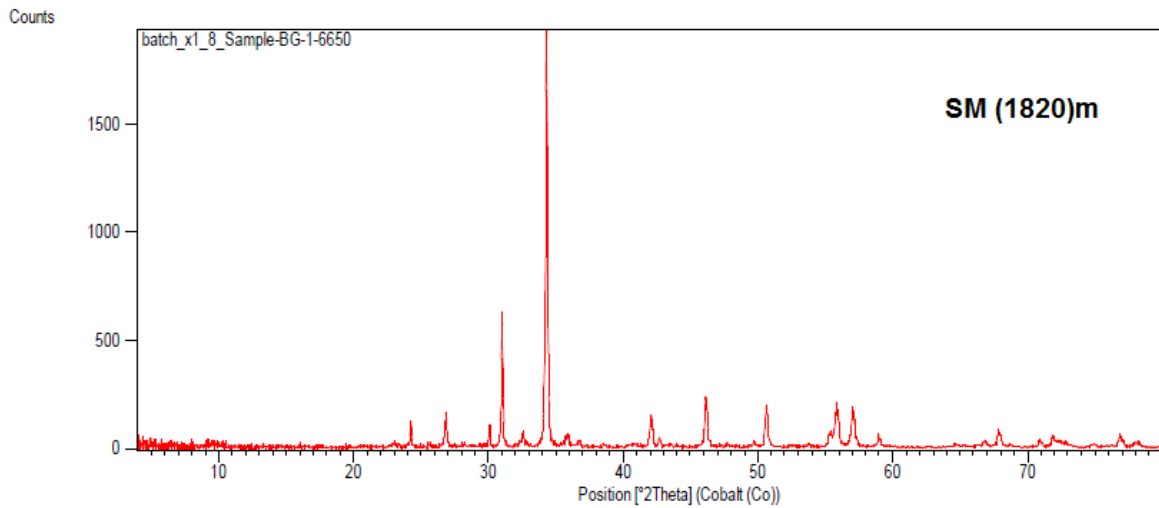
شکل ۵-۳: تصاویر میکروسکوپ الکترونی (SEM) (د) کانه فلزی سولفیدی پیریت (Py) به صورت خود شکل و منفرد در نمونه تشکیل شده است و پ و ت) حضور پیریت‌های فرامبوئیدال به صورت ادخال در کلسیت [۱۶]

همانطور که در شکل (۴-۵) مشاهده می‌نماییم نمونه چاه سمند در عمق ۱۷۸۰ متری با توجه به شدت پراش پرتو ایکس، دارای مقدار بالایی کلسیت که پیک آن در زاویه پراش بازتابیده شده (2θ)، ۳۵ درجه می‌باشد. و همچنین دارای مقادیر کمی کوارتز و مقادیر ناچیزی از کانی‌ها از جمله پیریت، هالیت و مسکویت است. در عمق ۱۸۲۰ متری به جز مقادیر بالای کلسیت و میزان کمی کوارتز، دولومیت نیز مشاهده می‌شود. با توجه به شکل (۵-۵) در عمق ۱۸۶۰ متری چاه سمند بیشترین میزان کوارتز در بین نمونه‌ها و مقدار متوسط کلسیت و مقادیری ناچیز، دولومیت مشاهده می‌شود که این با توجه به میزان کوارتز بالای آن (۰.۴۲/۱۴)، برای حفاری شکست هیدرولیکی ارزشمند است. در عمق ۱۹۲۰ متری فقط کانی‌های کوارتز و کلسیت مشاهده می‌شود که شدت پیک کلسیت و کوارتز به ترتیب در ۳۵ و ۳۱ درجه رخ داده است.

در شکل شماره (۶-۵) ما شاهد آن هستیم که نمونه واقع در عمق ۱۹۴۲ متری علاوه بر وجود کلسیت و کوارتز کانی‌هایی از جمله پیریت دولومیت کائولینیت و دیکیت حضور داشته که مقادیر آن‌ها با توجه به پیکشان در طیف مذکور اندک است. در عمق ۱۹۶۲ متری پیک غالب از آن کلسیت و پیک‌های دیکیت و کائولینیت به ترتیب در زوایای ۱۰ و ۱۵ درجه به میزان کمی رخ داده است. شکل (۷-۵) در عمق ۱۹۸۲ متری نمونه مدّ نظر دارای پیک بالای کلسیت و میزان متوسط کوارتز و مقادیر کمی کانی‌های رسی می‌باشد. و در عمق ۲۰۰۲ متری مقداری گرافیت که پیک آن با کوارتز همپوشانی دارد دیده می‌شود و میزان کانی‌های رسی در آن به خصوص در پیک ۱۰ درجه نمایان است که نسبت به بقیه نمونه‌های موجود، این ارتفاع بیشترین میزان است.

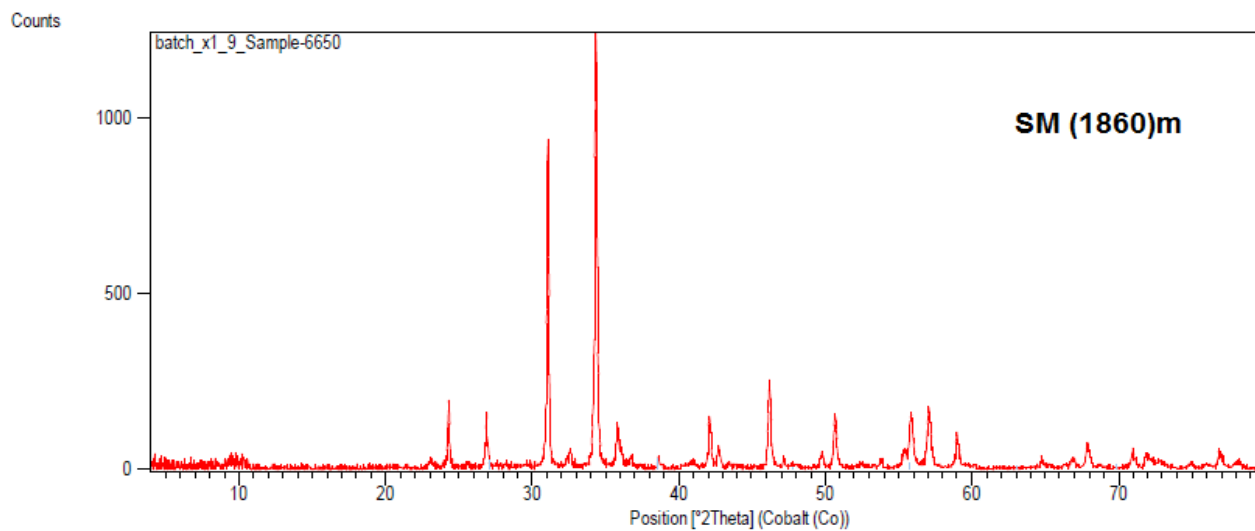


Peak List
01-083-1782; Ca (C O3); Calcite
01-085-0504; Si O2; Quartz
01-071-1680; Fe S2; Pyrite
00-026-0918; K0.2 Na0.8 Cl; Halite, potassian, syn
01-084-0752; Na (Al Si3 O8); Albite low
01-084-1306; K Al3 Si3 O10 (O H)2; Muscovite



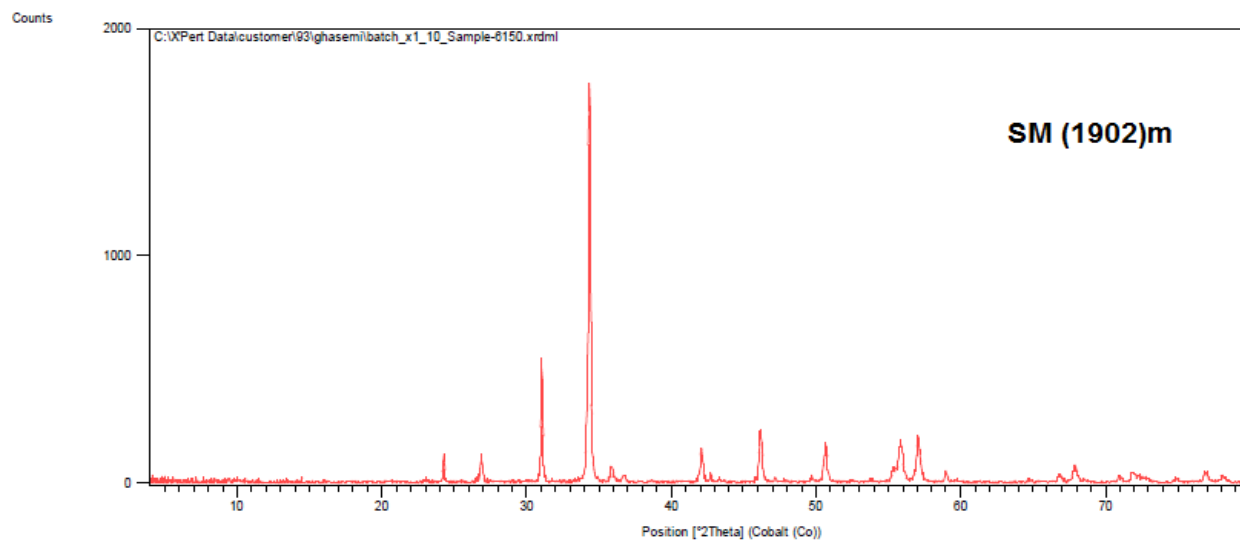
Peak List
01-086-2334; Ca (C O3); Calcite
01-085-0797; Si O2; Quartz
00-034-0517; Ca (Mg, Fe) (C O3)2; Dolomite, ferroan

شکل ۴-۵: طیف XRD چاه سمند مربوط به عمق‌های ۱۷۸۰ و ۱۸۲۰ متری



Peak List

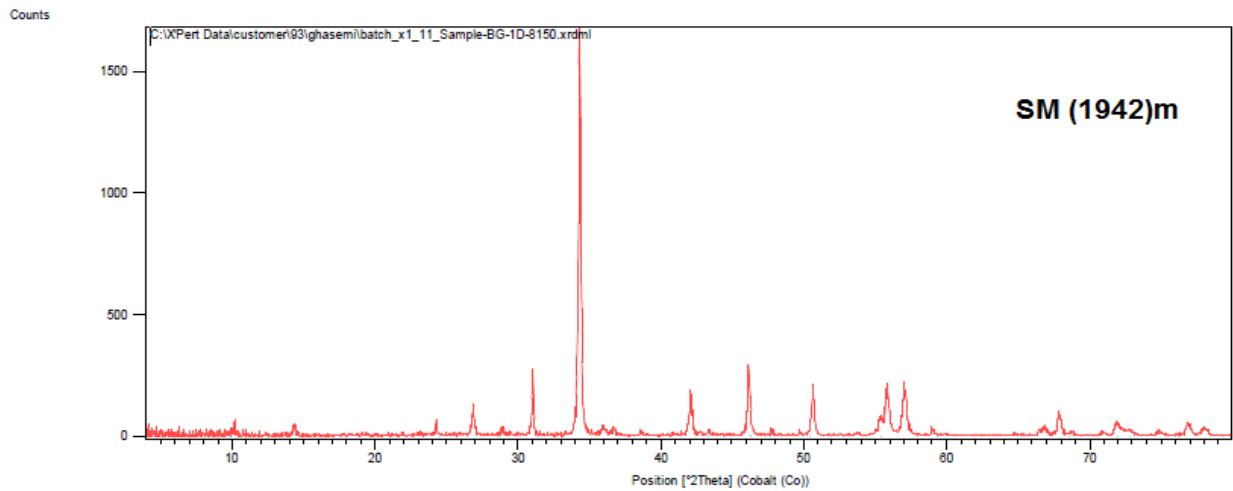
01-086-2334; Ca (C O3); Calcite
01-085-0930; Si O2; Quartz
00-034-0517; Ca (Mg, Fe) (C O3)2; Dolomite, ferroan



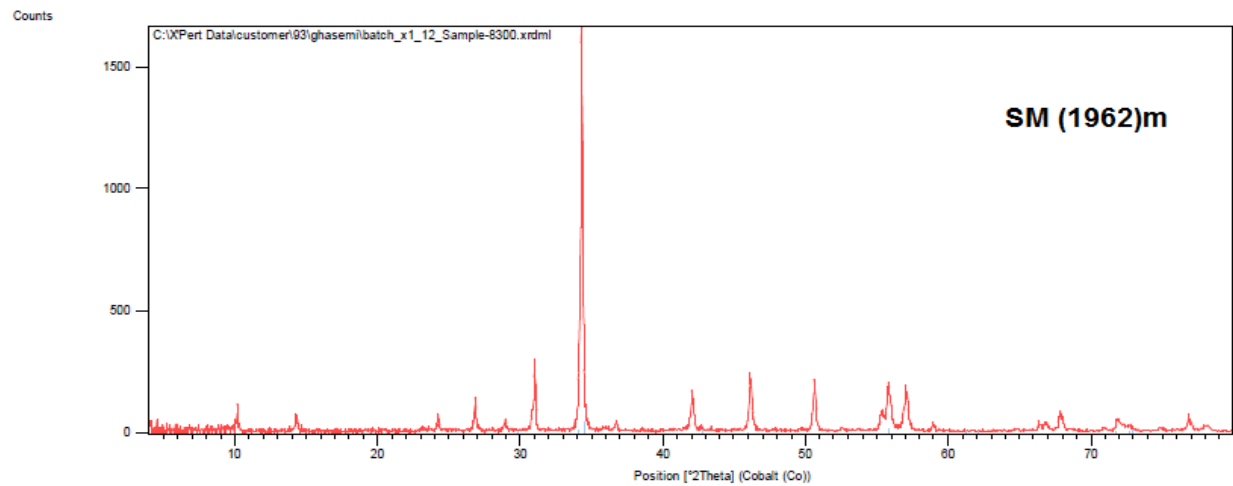
Peak List

01-086-2334; Ca (C O3); Calcite
01-078-2315; Si O2; Quartz

شکل ۵-۵: طیف XRD چاه سمند مربوط به عمق‌های ۱۸۶۰ و ۱۹۰۲ متری

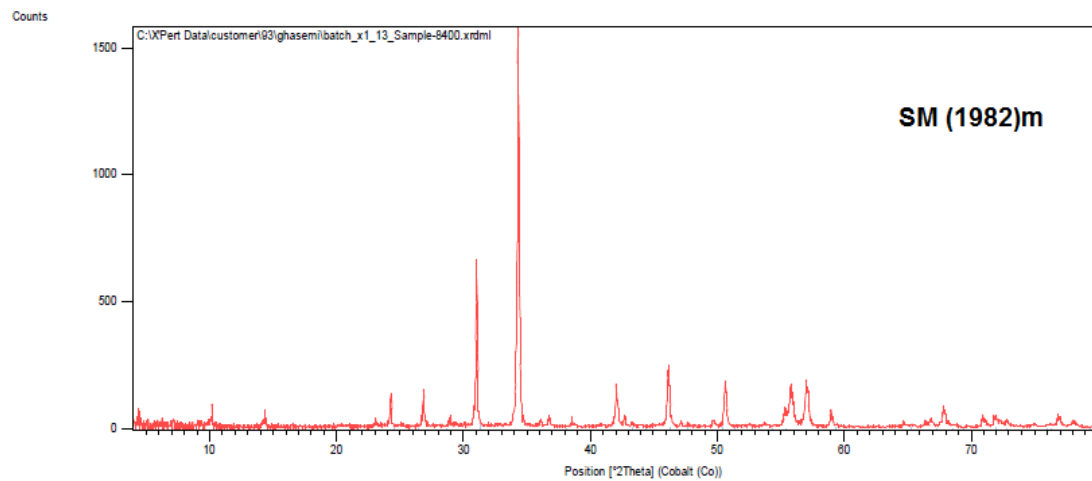


Peak List
01-086-2334; Ca (C O3); Calcite
01-085-0796; Si O2; Quartz
01-071-1680; Fe S2; Pyrite
01-074-1687; Ca Mg (C O3)2; Dolomite
01-074-1758; Al2 Si2 O5 (O H)4 (H C O N H2); Dickite
01-083-0971; Al2 (Si2 O5) (O H)4; Kaolinite

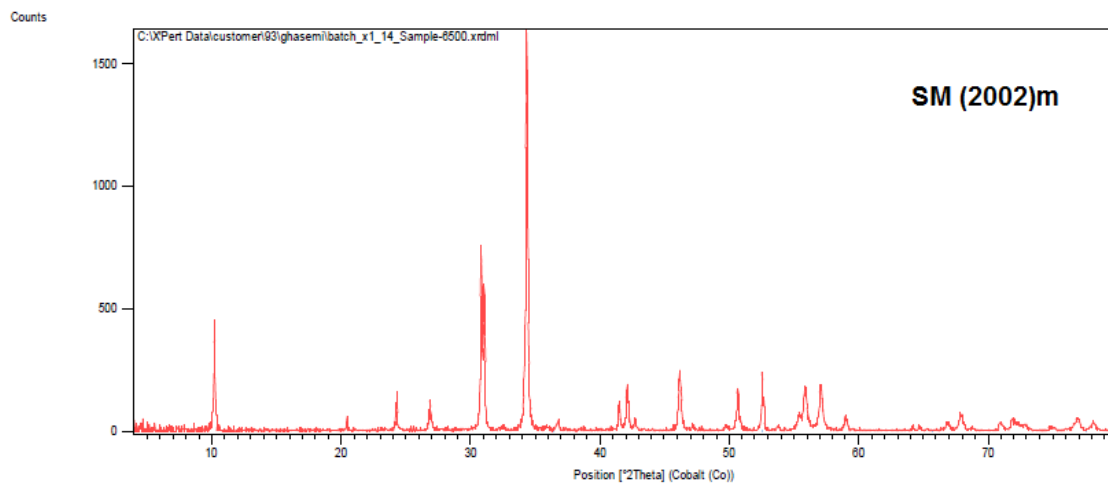


Peak List
01-086-2334; Ca (C O3); Calcite
01-078-2315; Si O2; Quartz
01-074-1758; Al2 Si2 O5 (O H)4 (H C O N H2); Dickite
01-080-0685; Al2 (Si2 O5) (O H)4; Kaolinite

شکل ۵-۶: طیف XRD چاه سمند مربوط به عمق‌های ۱۹۴۲ و ۱۹۶۲ متری



Peak List
01-086-2334; Ca (C O3); Calcite
01-079-1910; Si O2; Quartz
01-071-2219; Fe S2; Pyrite
01-080-0885; Al2 (Si2 O4) (O H)4; Kaolinite
01-074-1758; Al2 Si2 O5 (O H)4 (H C O N H2); Dickite



Peak List
01-086-2334; Ca (C O3); Calcite
01-078-2315; Si O2; Quartz
00-008-0415; C; Graphite
00-028-0911; (K , H3 O) Al2 Si3 Al O10 (O H)2; Illite-2011M#1IRG

شکل ۵-۷: طیف XRD چاه سمند مربوط به عمق‌های ۱۹۸۲ و ۲۰۰۲ متری

آنچه برای کانی شناسی یک شیل جهت شناخت آن به عنوان شیل گازی مهم است، مقدار محتوای کانی رسی و درصد کوارتز آن است. محتوای کانی رسی برای تسهیل شکست هیدرولیکی و استخراج گاز باید کمتر از ۳۵٪ باشد [۷]. درک مقدار و نحوه توزیع کانی‌های رسی در سیستم‌های تولید هیدروکربن به چند دلیل مهم است. اول اینکه رس‌ها تخلخل و نفوذپذیری را کاهش می‌دهند و در نتیجه باعث می‌شوند که شکنندگی سنگ کاهش یابد در شیل‌های گازی توان شکنندگی سنگ برای تولید ضروری است و اینتروال‌های شکننده برای اهداف تکمیلی ترجیح داده می‌شود. سه هدف برای تعیین مقدار کانی رسی در یک شیل گازی می‌تواند مد نظر باشد:

(۱) شناسایی اینتروال‌های غنی از رس در چینه شناسی شیل،

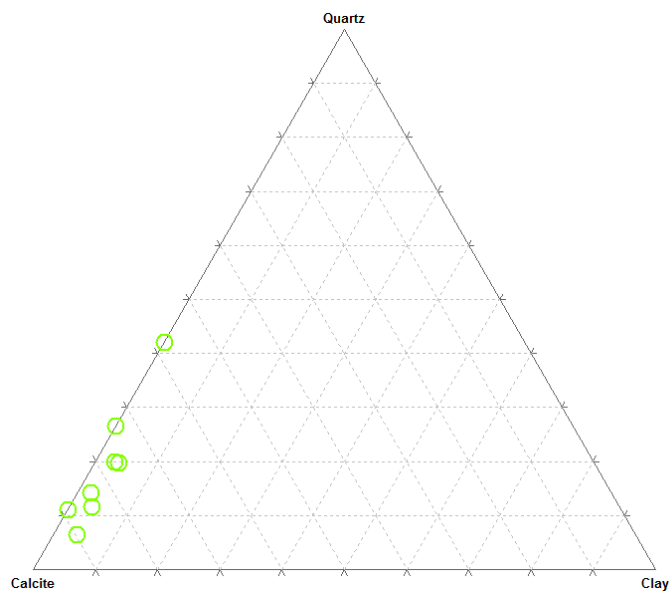
(۲) رسم نمودارهای دوتایی اینتروال‌های غنی از رس نسبت به نگارهای چاه‌پیمایی به عنوان نماینده

شیل

(۳) ایجاد ارتباط بین مقدار رس و توان تولید گاز [۹]. در نمونه‌هایی که تحت پراش سنجی پرتو ایکس قرار گرفته شده‌اند کانی‌های کلسیت، کوارتز، پیریت و مقادیری اسمکتیت، ایلیت و مسکوویت دیده شده است، مقدار کانی‌های رسی بسیار کم و در حدود ۲-۴ درصد است که با افزایش عمق در مقدار آن افزایش دیده می‌شود. بنابراین از لحاظ کانی‌شناسی می‌توان آن را تحت عنوان شیل گازی در نظر گرفت. در نمونه‌های مورد مطالعه مقادیری دولومیت نیز در بعضی از عمق‌ها تشخیص داده شد که نشان از فرایند دولومیتی شدن در نمونه است. دولومیتی شدن در نمونه‌ها خود باعث افزایش تخلخل می‌شود. نسبت‌های کوارتز-کربنات-رس نشان می‌دهد که بخش دارای بیشترین شکنندگی شیل بارنت دارای کوارتز فراوان، و بخش دارای کمترین شکنندگی دارای بیشترین رس و بخشی که شکنندگی متوسط دارد دارای کربنات فراوان است که بر این مبنا با توجه به اینکه بیشتر نمونه‌های ما دارای متوسط ۷۰ درصد کربنات و ۲۵

درصد کوارتز بوده است (شکل ۵-۸). لذا با توجه به کم بودن مقدار رس (حدود ۳/۵ درصد) و بالا بودن

مقدار کربنات، شکنندگی متوسط به بالا است.



شکل ۵-۸: توزیع کانی شناسی کوارتز، کلسیت و رس در نمونه چاه سمند

۶- فصل ششم نتیجه‌گیری

و پیشنهادات

۶-۱- نتیجه گیری

➤ سازند گرو دارای ترکیبی از کروژن‌های تیپ III و II/III و IV است که می‌توان در سطوح بلوغ بالا از آن انتظار تولید گاز داشت این نمونه‌ها در شرایط مختلف رسوب‌گذاری تشکیل شدند که این امر به علت تغییر در شرایط محیطی و پیش‌روی و پس‌روی آب دریا است. نمونه‌های سازند سرگلو در شرایط پایدارتری نسبت به سازند گرو رسوب کرده‌اند. و اکثراً به جز نمونه‌هایی از چاه سمند و هلیلان که در محدوده محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوهزایی قرار گرفته بقیه نمونه‌ها در محدوده‌ی محیط‌های قاره‌ای شدیداً اکسیدان است قرار دارند که این مطلب باتوجه به نوع کروژن آن که از تیپ III بوده همخوانی دارد.

➤ به طور کلی و برپایه‌ی محاسبات صورت گرفته مجموع کل هیدروکربن‌هایی که سازندهای گرو و سرگلو برابر با ۱۵۴/۱۰ و ۳۵/۴۶ (bcf/section) مقدار نفت و گاز تولید شده برای گرو ۱۱۴/۰۴ و ۴۰/۰۷ bcf/section و برای سرگلو ۵/۷۳ و ۲۹/۷۳ bcf/section، و مجموع گاز حفظ شده در سازندهای گرو و سرگلو به ترتیب ۳۷/۴۷ و ۱۲/۹۷ bcf/section می‌باشد که این مقدار در مقایسه با شیل بارنت چندان چشم‌گیر نیست اما با توجه به خاصیت چسبندگی سنگ منشائی سازندها (فضای تخلخل کم) مقداری از این نفت و گاز از داخل این سنگ‌های منشاء مهاجرت کرده و از آن خارج شده‌است، در نتیجه انتظار می‌رود که مقدار هیدروکربن‌های موجود در آن در حال حاضر بسیار کمتر از مقدار تولید شده‌ی اولیه باشد.

➤ نسبت‌های کوارتز-کربنات-رس نشان می‌دهد که بخش دارای بیشترین شکنندگی شیل بارنت دارای کوارتز فراوان، و بخش دارای کمترین شکنندگی دارای بیشترین رس و بخشی

که شکنندگی متوسط دارد دارای کربنات فراوان است که بر این مبنا با توجه به اینکه بیشتر نمونه‌های ما از چاه سمند از سازند گرو دارای متوسط ۷۰ درصد کربنات و ۲۵ درصد کوارتز و ۳/۵ درصد رس بوده است. ضریب شکنندگی شیل‌های گرو مناسب است. از لحاظ کانی-شناسی نشان داده شد که مقدار کانی رسی کمتر از ۴ درصد است که این فاکتور برای تولید و استخراج گاز از سنگ منشاء، با توجه به اینکه باعث افزایش امکان شکنندگی سازند می‌شود فاکتوری مناسب است.

➤ سازند گرو در چاه‌های کبیرکوه، ماهی دشت و باباقیر با توجه به ارزیابی‌های صورت گرفته در اواخر پنجره نفتی و نمونه چاه ویزنان بین پنجره نفت و گاز قرار دارد که با توجه به ضخامت بالای آن انتظار گاز بیشتری از این ناحیه در آینده می‌باشد. سازند سرگلو در چاه سمند اواخر پنجره نفتی و به سمت مرکز در چاه هلیلان در آستانه ی پنجره‌گازی قرار دارد. با توجه به موارد ذکر شده بلوغ حرارتی برای خرده گمانه‌های سازند گرو و موقعیت جغرافیایی آن‌ها در نواحی سه گانه لرستان، از ناحیه لرستان شمالی به سمت غرب لرستان جنوبی با افزایش بلوغ از اواخر پنجره نفتی تا مرز پنجره نفت و گاز و ضخامت پتانسیل تولید گاز روبرو هستیم و برای سازند سرگلو این روند از ناحیه شرق لرستان جنوبی به سمت مرکز لرستان مرکزی رخ می‌دهد.

➤ نتایج بدست آمده از نمودار TR-R_o برای مقادیر (ماکزیمم و مینیمم) R_o، به تفکیک برای گمانه و مقاطع سطحی سازند گرو و سرگلو به جز در بعضی از مقادیر ماکزیمم نمونه‌های گمانه سازند سرگلو که احتمال تولید گاز از کراکینگ نفت در بلوغ بالا (چاه هلیلان و سمند، از ناحیه شرق لرستان جنوبی به سمت مرکز لرستان مرکزی) را دارند، نشان می‌دهد که بیشتر نمونه‌ها در مرحله تولید گاز از کروژن موجود در سنگ منشاء هستند که

مؤید نتیجه‌گیری از بررسی بلوغ نمونه‌های خرده حفاری گمانه‌ها در بخش ریسک پلات‌ها نیز می‌باشد.

➤ نمونه‌های سطحی سازند گرو و سرگلو علی‌رغم این که متعلق به مقاطع سطحی هستند در مراحل مختلف بلوغ از پنجره نفتی تا پنجره گاز خشک قرار دارند که با توجه به وضعیت زمین‌شناسی منطقه لرستان این امر می‌تواند ناشی از تأثیر گسل بالارود و به دنبال آن، بالا آمدن نمونه‌های موجود در عمق باشد

۶-۲- پیشنهادات

➤ توجه به اینکه طبق پارامترهای ریسک پلات، چاه سمند در آستانه مرز پنجره نفت و گاز قرار دارد و یکی از امیدهای تولید گاز در آینده می‌باشد پیشنهاد می‌شود باتوجه به میزان بالای کوارتز در عمق ۱۸۶۰ متری (حدود ۴۰ درصد) چاه سمند می‌تواند گزینه‌ی مناسبی برای طراحی شکست هیدرولیکی به منظور استحصال گاز باشد.

➤ باتوجه به ارزیابی‌های صورت گرفته (تعیین بلوغ حرارتی، مقدار ماده آلی و بازه عمقی پتانسیل تولید گاز)، شرایط برای استحصال گاز در غرب ناحیه لرستان جنوبی (چاه ویزنان) مناسب برآورد می‌شود.

➤ با وجود این که آنالیزهای معدنی در ارزیابی‌های ژئوشیمیایی آلی جای نمی‌گیرد، یک فاکتور مهم در تولید گاز از سیستم‌های شیل‌گازی است. چرا که شکنندگی شیل‌های گرو و سرگلو در تعیین این که آیا این شیل‌ها به تحریک پاسخ می‌دهند یا خیر بسیار پراهمیت است که پیشنهاد می‌شود در بررسی‌های بعدی به آن توجه شود.

➤ به نظر می‌رسد که تمام داده‌هایی که پیشتر در این منطقه جمع‌آوری شده، تنها با هدف مطالعات انطباق هیدرو کربن‌ها با سنگ منشاء در سیستم نفتی متعارف

در نظر گفته می‌شوند، در نتیجه کمبود اطلاعات در زمینه این سنگ‌ها به شدت به چشم می‌خورد. پیشنهاد می‌شود که از این پس جهت مطالعات شیل گازی، داده‌ها براساس منشاء-مخزن در سیستم شیل گازی نامتعارف تأمین شوند.

پیوست ۱: تبدیل واحدهای مربوط به محاسبه گاز حفظ شده

درسازندها

جدول پ-۱: تبدیل واحدهای مربوط به بخش محاسبه گاز حفظ شده

مقدار	معادل
21.81 (mg HC/ gr Rock)	1 (bbl Oil/ac-ft)
13.34 (mg HC/ gr Rock)	1 (mcf/ac-ft)
64×10^{-6} (mcf/ac-ft)	1 (bcf/section)
$6 \times$ (bbl Oil/ac-ft)	1 (mcf/ac-ft)

فهرست مراجع

- 1 – Alavi M. (2007), "Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran" **J. Sci.**, **307**, pp. **106-142**
- 2 -- Baer, M. T. (2013) "Circumstances Influencing the Development and End-use of Natural Gas from Shale Formations in the United States" **17th International**, pp. **325**
- 3 - Curtis, J.B. (2009) "Fractured Shale Gas Systems" **The American Association of Petroleum Geologists**, v. 86, NO. 11, pp. 1921-1938
- 4 -Freeland, C.N. (2011) "**The Strategic Importance of Shale Gas**" Center for Strategic Leadership, U.S. Army War College, vol. 16-17, pp. **1-5**.
- 5 -. Hassenmueller, N. R., and Comer, J. B. , (2002), "**Gas potential of the New Albany Shale (Devonian and Mississippian) in the Illinois basin**", Gas Research Institute Topical Report
- 6 - Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E. and Richard M. Pollastro (2007) "Unconventional shale-gas systems: **The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment**" v. 91, NO. 4, pp. **475-499**.
- 7 - Jarvie, D. M. (2012) "Unconventional Shale Resource Plays: Shale-Gas and Shale-Oil Opportunities" **Energy Institute, Texas Christian Universit**, pp. **1-38**. Texas, USA.
- 8 - Korn. A. (2010), "**Prospects for unconventional gas in Europe**". pp.**124**
- 9 - Roberts, D.F. (2013), "Identifying and mapping clay-rich intervals in Fayettevill shale: **Influence of clay on natural gas production intervals**" the university of Texas at Austin, sisThT Degree of master of science in .pp **310-345**
- 10- Stephen A. Holditch,(2001), "The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Business", **Schlumberger Presentation**.
- 11 – Utaly, J. H. (2013), "**Canadian society for unconventional Gas**", Vol. 1, University of Texas, pp. **105-118**

۱۲ - ام. ال. بوردانوف، جی.آ.آگنه، ترجمه م. کسایبی نجفی، (۱۳۹۰)، "سیستم‌های نفتی ایران و توزیع امروزی

- میدان‌های نفت و گاز در کمربند چین خوردگی زاگرس و مناطق دریایی مجاور"، پژوهشگاه صنعت نفت، ص ۶۸.
- ۱۳- احمدی ه، (۱۳۹۳)، پایان نامه ارشد: "ارزیابی پتانسیل گرو و سرگلو به عنوان شیل‌گازی بر اساس اطلاعات ژئوشیمی آلی مقاطع سطحی ناحیه لرستان"، دانشکده معدن، دانشگاه صنعتی شاهرود.
- ۱۴- توانگر م، (۱۳۹۲)، پایان نامه ارشد: "ارزیابی شیل‌گاز در دو سازند گرو و سرگلو بر اساس اطلاعات ژئوشیمی آلی"، دانشکده معدن، دانشگاه صنعتی شاهرود.
- ۱۵ - رضایی، محمدرضا، (۱۳۸۷)، "زمین‌شناسی نفت"، گروه زمین‌شناسی دانشکده علوم دانشگاه تهران، انتشارات فدک ایستایس.
- ۱۶ - شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف، (۱۳۹۰) "پروژه مطالعات ژئوشیمیایی و تهیه نقشه‌های همتراز سنگ‌های منشاء و نفت‌ها در ناحیه لرستان و دزفول شمالی، فصل اول: روش‌های مطالعه"، گزارش.
- ۱۷ - شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف، (۱۳۹۰) "پروژه مطالعات ژئوشیمیایی و تهیه نقشه‌های همتراز سنگ‌های منشاء و نفت‌ها در ناحیه لرستان و دزفول شمالی، فصل دوم: آنالیز پیرولیز راکا اول"، گزارش.
- ۱۸ - شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف، (۱۳۹۰) "پروژه مطالعات ژئوشیمیایی و تهیه نقشه‌های همتراز سنگ‌های منشاء و نفت‌ها در ناحیه لرستان و دزفول شمالی، فصل چهارم: گزارش مطالعات شیمیایی سنگ‌های منشاء (سازند پابده، کژدمی، گرو و سرگلو) و آنالیز PY-GC"، گزارش.
- ۱۹- صفری. حجت اله، امیری بختیار. حسن، فولادوند. راضیه، (۱۳۸۸)، "زمین‌شناسی تحت‌الارضی پایه‌ای"، انتشار: مؤلفین با حمایت شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب.
- ۲۰ - محمد علی کاوسی، منوچهر دریابنده، (۱۳۹۰)، "پی‌جویی مقدماتی منابع هیدروکربوری غیرمتعارف شیل‌گازی در ایران"، گزارش شرکت ملی نفت ایران، شماره ۱۹۱۴، ص ۷.
- ۲۱ - مطیعی. ه، (۱۳۷۲)، "زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس" سازمان زمین‌شناسی کشور، شماره ۵۳۶، ص ۱۶۶ و ۱۱۵

Abstract

Unconventional shale gas reservoirs, are producing gas in developed country now. A safe and long time source of energy could be provided by developing shale gas systems in Iran. Therefore investigation on Garau & Sargelu as unconventional reservoirs has come to attention of oil industry. In this study, the organic geochemical characteristics of these two formations, the located in Lorestan, has been investigated. For this purpose, a study of the properties of Barnett shale was done and a set of geochemical parameters were defined and their values-in Garau and Sargelu compared with minimum threshold values in Barnett shale.

Samples in both formations have a combination of kerogen of type III and II / III and IV. The samples are location maturity levels of the late oil window to dry gas window. These samples were formed in different conditions of sedimentation due to changes in environmental conditions before and retreat of sea water. According to the thermal maturity for Garau Formation in boreholes the maturity towards West have shown an increasing from oil window to gas window. The in Sargelu formation, from the south to the center the maturity have increased occur.

Based on calculations of total hydrocarbons for Garau and Sargelu, it is equal to 154.10 and 35.46 (bcf / section) (amount of oil and gas production for the Garau 114.04 and 40.07 (bcf / section) and to the Sargelu 5.73 and 29.73 (bcf / section)), The total gas preserved in the formation of the Garau and Sargelu is respectively 37.47 and 12.97 (bcf / section). The values is not very good in compare with Barnett Shale.

X-ray diffraction and mineralogical study was shown that Garau formation of clay mineral content of less than 4% (3-4%), quartz (25%) and carbon (70%) and for drill targets will be suitable. Evaluation studies show that Garau formation in the Lorestan province can be considered as shale gas.

Key words: Garau Formation, Formation Sargelu, Total organic carbon content, Shale gas



Shahrood University of Technology
Faculty of Mining, Petroleum & Geophysics Engineering
MSc Thesis in Petroleum Exploration

**Petrographic and organic geochemistry shale gas evaluation and
production potential of Lurestan basin**

By: Omid rastegar kallateh

Supervisor:

Dr. Reza Ghavami Riabi

Advisor:

Dr. Majid Ansari Jafari

December 2016