

سورة



دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک  
پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی نفت-اکتشاف

ارزیابی ژئوشیمیایی پتانسیل شیل های گازی - مطالعه موردی: حوضه کنینگ استرالیای غربی

نگارنده: صمد دانش آموز

اساتید راهنما:

دکتر سید رضا قوامی ریایی

دکتر بهزاد تخمچی

خرداد ۱۳۹۶

تقدیم به روح پاک پدرم که عالمانه به من آموخت تا چگونه در عرصه زندگی، ایستادگی را تجربه نمایم

و به مادرم، دریای بی‌کران فداکاری و عشق که وجودم برایش همه رنج بود و وجودش برایم همه مهر

و برادران عزیزم که همواره در طول تحصیل متحمل زحمت بودند و تکیه‌گاه من در مواجهه با مشکلات، و وجودشان مایه دلگرمی ام می‌باشد

و خواهر مهربانم که وجودش شادی بخش و صفایش مایه آرامش من است.

## تشکر و قدردانی

پاس خدای را که سخوران، در ستودن او بماند و شمارندگان، شمرده نعت های او ندانند و کوشندگان، حق او را گردن توانند.

به مصداق «من لم یشکر المخلوق لم یشکر الخالق» بسی شایسته است از کیه کسانی که بنده را در تدوین و محارث این پایان نامه یاری نمودند صمیمانه تشکر و قدردانی نمایم. به خصوص استاد محترم و گرانقدر جناب آقای دکتر سیدرضا قوامی ریایی که در میرتدوین این پژوهش با دقت و صحت و صبر فراوان اینجانب را یاری نمودند.

بچنین از استاد ارجمند، جناب آقای دکتر بهزاد تخمچی که با مهربانی بی مثال خود، با صبر و کشیایی چراغ راه این مسیر بودند صمیمانه تشکر می‌نمایم. با تشکر از دوست عزیزم جناب آقای جلال آذکمند که همواره در طول زندگی و تحصیل راهنمایم بوده و وجودش مایه دلگرمی ام می باشد.

و از معلم عزیزم، جناب آقای اسماعیل واحدی استادی از جنس مهربانی کمال تشکر و قدردانی را دارم.

در نهایت از همه معلمین و استادان محترمی که در طول دوران تحصیلی ام، جهت آموزش و ارتقای علمی بنده، زحمت کشیده اند و از راهنمایی ها

و زحمات بی دریغ، بگلاسی های عزیزم و دوستان گرانقدرم، جناب آقایان مهندسین سامند کرده لاجین، نریمان صبی کانی سوران، رضا

کرمانیان، هادی عبدالحی، امید سینی، سامان مشیری، فریدون احمدی، امیر صالح نژاد، سیامند فقی و همه عزیزانی که به هر طریق یاری گریخته

تقدیر بودن کمال تشکر را دارم.



## چکیده

این پژوهش به منظور اکتشاف منابع هیدروکربوری غیرمتعارف براساس روشهای ژئوشیمی آلی انجام شده است. شیل‌های گازی به دلیل داشتن مواد آلی بالا چنانچه از نظر پختگی مواد آلی وارد پنجره گازی شده و در مرحله تولید گاز خشک قرار گرفته و زایش گاز درجا در آنها صورت گیرد، به‌عنوان شیل‌گازی (مخازن نامتعارف) محسوب شده که امروزه در کشورهای توسعه یافته به مرحله‌ی تولید رسیده‌اند.

میزان دقیق ذخیره شیل‌های گازی دنیا مشخص نیست، اما تخمین‌ها نشان می‌دهد استرالیای غربی دارای منابع عظیمی از گاز برجا است. بر اساس گزارش سازمان اطلاعات انرژی آمریکا در سال ۲۰۱۱، استرالیا ششمین کشور از نظر میزان ذخایر شیل‌های گازی می‌باشد. 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 سازندهای حوضه کینینگ استرالیای غربی 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 سازندهای مورد نظر در حوضه کینینگ استرالیای غربی تعیین شدند و مقادیر آنها با مقادیر کمینه‌ی آستانه در شیل بارنت مقایسه گردید. ارزیابی ضریب انعکاس ویتروینایت میزان بلوغ نمونه‌ها و احتمال وجود پتانسیل شیل گازی را بررسی می‌نماید. نتایج به‌دست‌آمده از نمودار TR-Ro، بر اساس ماکزیمم و مینیمم  $R_o$  نشان‌دهنده تولید گاز از کروژن سنگ منشأ می‌باشد.

با توجه به بررسی‌های انجام شده توسط آنالیز راک‌اول و لاگ‌های ژئوشیمیایی سازندهای مورد مطالعه، سه سازند گلدویر، نونکانبا و پووله توان تولید هیدروکربن را دارند. بر پایه‌ی محاسبات صورت گرفته، مجموع کل هیدروکربن‌های سازندهای گلدویر، نونکانبا و پووله برابر با ۸۷۷/۳۴، ۳۱۵/۹۴، ۱۸۳/۳۴

(bcf/section) مقدار نفت و گاز تولید شده برای گلدویر ۷۰۲، ۱۷۵/۳۴، نونکانبا ۲۲۴/۳۲، ۹۱/۶۲ و برای پووله ۱۳۲، ۵۱/۳۴ (bcf/section) است، و مجموع گاز حفظ شده در سازندهای گلدویر، نونکانبا و پووله به ترتیب ۲۰۲، ۷۸/۸۰ و ۴۵/۳۴ (bcf/section) می‌باشد که با توجه به ضخامت مناسب این سازندها مقدار گاز حفظ شده در مقایسه با شیل بارنت قابل چشم‌گیر است.

در پایان از یکسری آنالیز تکمیلی شامل کروماتوگرافی گازی (GC) و دیاگرام ستاره‌ای (تکنیک‌هایی در ژئوشیمی‌آلی برای تعیین ویژگی نفت‌ها) استفاده گردیده است.

**کلمات کلیدی:** شیل گازی، ارزیابی ژئوشیمیایی، پارامترهای راکاؤل، انعکاس ویتربینایت، گاز حفظ شده، حوضه کیننگ

## لیست مقالات مستخرج شده از پایان نامه

دانش‌آموز ص. قوامی ریابی س. و تخم‌چی ب، (۱۳۹۵) "ارزیابی ژئوشیمیایی شیل‌های گازی سازند لاورل در حوضه کنینگ استرالیای غربی با استفاده از داده‌های راک‌اول VI و دیاگرام TR-RO" سی و پنجمین گردهمایی ملی علوم زمین، ۱ تا ۳ اسفند ماه، تهران

دانش‌آموز ص. قوامی ریابی س. و تخم‌چی ب، (۱۳۹۵) "ارزیابی پتانسیل نفت زائی و بررسی تطابق نفت سازندهای شیلی در حوضه کنینگ استرالیای غربی" سی و پنجمین گردهمایی ملی علوم زمین، ۱ تا ۳ اسفند ماه، تهران

## فهرست مطالب

فصل اول: کلیات.....	۱
۱-۱ مقدمه.....	۲
۲-۱ کاربرد ژئوشیمی آلی در اکتشاف نفت.....	۵
۳-۱ منابع هیدروکربوری.....	۵
۴-۱ شیل‌گازی.....	۷
۵-۱ اهمیت شیل‌های گازی.....	۸
۶-۱ تاریخچه اکتشاف و تولید شیل‌های گازی.....	۹
۷-۱ ضرورت و اهمیت انجام تحقیق.....	۱۰
۸-۱ روش تحقیق و تجزیه تحلیل.....	۱۱
۹-۱ ساختار پایان‌نامه.....	۱۲
فصل دوم: ژئوشیمی آلی و ویژگی شیل‌های گازی.....	۱۳
۱-۲ مقدمه.....	۱۴
۲-۲ کاربرد ژئوشیمی آلی در تولید نفت.....	۱۶
۳-۲ ژئوشیمی و منشأ گاز طبیعی.....	۱۷
۴-۲ سیستم‌های با اهمیت شیل‌گازی در ایالات متحده آمریکا.....	۲۱
۱-۴-۲ سیستم‌های با اهمیت شیل‌گازی در ایالات متحده آمریکا.....	۲۱
۲-۴-۲ چارچوب زمین‌شناسی.....	۲۵

۲۸.....	۵-۲ معیارهای غربالگری مخازن شیل‌گازی
۳۱.....	۶-۲ بررسی جامع شیل می‌سی‌سی‌پین بارت به‌عنوان یک مدل برای ارزیابی شیل‌های گازی
۳۲.....	۱-۶-۲ شیل‌گازی بارت و سیستم نفتی
۳۲.....	۲-۶-۲ نمونه‌ها و نتایج تجربی
۳۴.....	۳-۶-۲ نوع کروژن
۳۷.....	۴-۶-۲ بلوغ حرارتی
۴۱.....	۵-۶-۲ حجم هیدروکربن‌های تولید شده
۴۲.....	۷-۲ جمع‌بندی و روش پژوهش
۴۳.....	۱-۷-۲ شیوه‌ی ارزیابی شیل‌گازی بر اساس TOC، پیرولیز و داده‌های حاصل از ارزیابی کروژن
۴۵.....	<b>فصل سوم: موقعیت جغرافیایی، زمین‌شناسی و داده‌های ژئوشیمیایی</b>
۴۶.....	۱-۳ مقدمه
۴۶.....	۲-۳ آشنایی با حوضه‌کنینگ
۴۷.....	۱-۲-۳ مروری بر تاریخچه اکتشاف در حوضه‌کنینگ
۴۹.....	۳-۳ چهارچوب تکتونیکی و ساختاری
۵۰.....	۱-۳-۳ عناصر تکتونیکی
۵۱.....	۴-۳ تقسیمات حوضه
۵۳.....	۵-۳ چینه‌شناسی سازندهای مورد مطالعه
۵۳.....	۱-۵-۳ توالی اردویسین-سیلورین
۵۴.....	۲-۵-۳ توالی دونین به کربنیفر ابتدایی

۵۴	..... ۳-۵-۳ توالی کربنیفر پایانی و پرمین
۵۶	..... ۳-۶ سیستم‌های نفتی حوضه کینینگ
۵۷	..... ۳-۷ شیل‌گازی در استرالیای غربی
۵۸	..... ۳-۷-۱ سازندهای مستعد برای شیل‌های گازی
۵۹	..... ۳-۸ پارامترهای راکا اول و TOC نمونه‌های مورد بررسی
۶۱	..... ۳-۹ مطالعه و آنالیز گاز کروماتوگرافی
۶۵	..... فصل چهارم: ارزیابی ژئوشیمیایی شیل‌های گازی
۶۶	..... ۴-۱ مقدمه
۶۶	..... ۴-۲ تعیین نوع کروژن
۶۸	..... ۴-۲-۱ ارزیابی کلی نمونه‌ها
۷۳	..... ۴-۳ لاگ ژئوشیمیایی
۷۳	..... ۴-۳-۱ ویژگی‌های پارامترهای راکا اول
۷۴	..... ۴-۳-۲ تفسیر داده‌های راک اول
۸۰	..... ۴-۴ محیط رسوبی
۸۳	..... ۴-۵ ارزیابی نوع تولید گاز بر اساس به‌وسیله دیاگرام TR-RO
۸۵	..... ۴-۶ تعیین مقادیر $TOC_o$ ، $HI_o$ و $S_{2o}$
۸۶	..... ۴-۶-۱ مقادیر متوسط TOC و پارامترهای راکا اول
۸۷	..... ۴-۶-۲ مقدار تبدیل ماده آلی
۸۸	..... ۴-۷ محتوای کربن آلی اولیه

- ۸-۴ محاسبه حجم گاز حفظ شده سازندهای مورد مطالعه ..... ۸۹
- ۹-۴ مقایسه نتایج به دست آمده سازندهای هدف با شیل گازی بارنت ..... ۹۲
- ۱۰-۴ تفسیر پارامترهای بلوغ و ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز ..... ۹۳
- ۱۱-۴ آنالیز تکمیلی ..... ۱۰۰
- ۱-۱۱-۴ نسبت های  $Ph/nC18, Pr/nC17$  و نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) ..... ۱۰۱
- ۲-۱۱-۴ تعیین بلوغ نمونه ها ..... ۱۰۴
- ۳-۱۱-۴ رسم دیاگرام ستاره ای ..... ۱۰۶
- ۴-۱۱-۴ تعیین کیفیت هیدروکربنی و ترکیب شیمیایی نفت های حوضه کنینگ ..... ۱۰۹
- فصل پنجم : نتیجه گیری و پیشنهادها** ..... ۱۱۱
- ۱-۵ نتیجه گیری ..... ۱۱۲
- ۲-۵ پیشنهادات ..... ۱۱۶
- منابع و مراجع ..... ۱۱۸

## فهرست اشکال

- شکل (۱-۱): احتمال اکتشاف مخزن نفت بر پایه حفاری تصادفی، علم زمین‌شناسی، ژئوفیزیکی و ... ۳
- شکل (۲-۱): نمودار میزان تخمین ذخایر شیل‌های گازی در دنیا ..... ۴
- شکل (۳-۱): نمایی کلی از ذخایر گازی متعارف و غیرمتعارف ..... ۶
- شکل (۴-۱): پراکندگی و میزان ذخایر شیل‌های گازی در دنیا ..... ۷
- شکل (۱-۲): تولید نسبی گاز از مواد آلی هومیک و ساپروپلیک. تولید گاز به تابعی از افزایش دما ..... ۱۸
- شکل (۲-۲): مقایسه تکامل تولید نفت و گاز از انواع مختلف کروژن ..... ۱۸
- شکل (۳-۲): تولید محاسبه شده نفت و گاز از سنگ منشأ هشتاد میلیون ساله با کروژن نوع II ..... ۱۹
- شکل (۴-۲): نسبت رطوبت ( $C_1/(C_2+C_3)=Wetness$ ) در مقابل ایزوتوپ کربن ..... ۲۰
- شکل (۵-۲): منشأ متان، محاسبه شده توسط نسبت ایزوتوپ کربن در مقابل نسبت ایزوتوپ ..... ۲۱
- شکل (۶-۲): توزیع جغرافیایی پنج سیستم شیل‌گازی در لاور ۴۸ ایالت آمریکا ..... ۲۲
- شکل (۷-۲): نمودارهای عنکبوتی شیل‌های آنتریم، اوهایو، نیو آلبانی، بارنت، لوئیس ..... ۲۶
- شکل (۸-۲): معیارهای ارزیابی ژئوشیمی و ضخامت مخزن (منشأ) شیل بارنت ..... ۳۰
- شکل (۹-۲): نقشه مکانی رخنمون‌ها و چاهها در منطقه مورد مطالعه ..... ۳۳
- شکل (۱۰-۲): نمودار پتانسیل تولید  $S_2$  در مقابل TOC ..... ۳۵
- شکل (۱۱-۲): طیف گاز-کروماتوگرافی (GC) و اثرانگشت (نقشه کوچک ضمیمه) ..... ۳۸
- شکل (۱۲-۲): نمودار قطبی ریسک در شیل‌گازی به همراه ارزیابی شیمیایی تبدیل ماده آلی ..... ۳۹
- شکل (۱۳-۲): ارزیابی ریسک تولید گاز، پارامترهای بصری و شیمیایی مختلف بلوغ حرارتی ..... ۴۰
- شکل (۱۴-۲): ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز بلوغ حرارتی تفسیر شده ..... ۴۱
- شکل (۱-۳): حوضه شیل‌های گازی و نفتی مورد بررسی در استرالیا ..... ۴۷
- شکل (۲-۳): عناصر تکتونیکی و موقعیت چاه‌های نفتی و گازی حوضه کنینگ ..... ۵۲



- شکل (۳-۳): تصویر تفسیر شده عمق تا سنگ بسترهای حوضه کنینگ ..... ۵۲
- شکل (۴-۳): ستون چینه‌شناسی حوضه کنینگ، استرالیای غربی ..... ۵۵
- شکل (۵-۳): موقعیت قرارگیری سیستم‌های نفتی لاراپینتین ۲ (A)، لاراپینتین ۴ (C) ..... ۵۷
- شکل (۶-۳): موقعیت زمین‌شناسی سازند گلدویر در حوضه کنینگ ..... ۵۹
- شکل (۷-۳): طیف کروماتوگرام گازی سازند گلدویر، چاه‌های آکویدا ۱ ..... ۶۲
- شکل (۸-۳): طیف کروماتوگرام گازی سازند نونکانبا، چاه کراب کریک ۱ ..... ۶۳
- شکل (۹-۳): طیف کروماتوگرام گازی سازند پووله، چاه پتالوما ۱ ..... ۶۳
- شکل (۱۰-۳): طیف کروماتوگرام گازی سازند ویلارا، چاه گرت ستندی ۱ ..... ۶۴
- شکل (۱-۴): نمودار ون کرولن (ب)  $HI-T_{max}$  و (پ) نمودار HI-TOC سازند اندرسون ..... ۶۹
- شکل (۲-۴): نمودار ون کرولن (ب)  $HI-T_{max}$  و (پ) نمودار HI-TOC سازند گلدویر ..... ۶۹
- شکل (۳-۴): نمودار ون کرولن (ب)  $HI-T_{max}$  و (پ) نمودار HI-TOC سازند لاورل ..... ۷۰
- شکل (۴-۴): نمودار ون کرولن (ب)  $HI-T_{max}$  و (پ) نمودار HI-TOC سازند نامبیت ..... ۷۱
- شکل (۵-۴): نمودار ون کرولن (ب)  $HI-T_{max}$  و (پ) نمودار HI-TOC سازند نونکانبا ..... ۷۲
- شکل (۶-۴): نمودار ون کرولن (ب)  $HI-T_{max}$  و (پ) نمودار HI-TOC سازند پووله ..... ۷۲
- شکل (۷-۴): نمودار ون کرولن (ب)  $HI-T_{max}$  و (پ) نمودار HI-TOC سازند ویلارا ..... ۷۳
- شکل (۸-۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند اندرسون ..... ۷۶
- شکل (۹-۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند گلدویر ..... ۷۶
- شکل (۱۰-۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند لاورل ..... ۷۷
- شکل (۱۱-۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند نامبیت ..... ۷۸
- شکل (۱۲-۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند نونکانبا ..... ۷۸
- شکل (۱۳-۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند پووله ..... ۷۹
- شکل (۱۴-۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند ویلارا ..... ۷۹

- شکل (۴-۱۵): الف) نمودار تعیین رخساره آلی سازند گلدویر و ب) ارزیابی محیط رسوب گذاری ..... ۸۲
- شکل (۴-۱۶): الف) نمودار رخساره آلی سازند نونکانبا و ب) ارزیابی شرایط محیط رسوب گذاری ..... ۸۳
- شکل (۴-۱۷): الف) نمودار رخساره آلی سازند پووله و ب) ارزیابی محیط رسوب گذاری ..... ۸۳
- شکل (۴-۱۸): دیاگرام  $TR-R_0$  بر اساس  $R_0$  ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های گمانه سازند گلدویر ..... ۸۴
- شکل (۴-۱۹): دیاگرام  $TR-R_0$  بر اساس  $R_0$  ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های گمانه سازند نونکانبا ..... ۸۵
- شکل (۴-۲۰): دیاگرام  $TR-R_0$  بر اساس  $R_0$  ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های گمانه سازند پووله ..... ۸۵
- شکل (۴-۲۱): طیف کروماتوگرام گازی سازند گلدویر، چاه پیکتور ۱ ..... ۹۵
- شکل (۴-۲۲): طیف کروماتوگرام گازی سازند نونکانبا، چاه پیکتور ۱ ..... ۹۵
- شکل (۴-۲۳): طیف کروماتوگرام گازی سازند پووله، چاه پیکتور ۱ ..... ۹۵
- شکل (۴-۲۴): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گلدویر برای چاه آکویلا ۱ ..... ۹۷
- شکل (۴-۲۵): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گلدویر برای چاه هدونیا ۱ ..... ۹۸
- شکل (۴-۲۶): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گلدویر برای چاه هیلیتاپ ۱ ..... ۹۸
- شکل (۴-۲۷): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند نونکانبا برای چاه کراب کریک ۱ ..... ۹۹
- شکل (۴-۲۸): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند پووله برای چاه آولدا ۱ ..... ۹۹
- شکل (۴-۲۹): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند پووله برای چاه بیندی ۱ ..... ۱۰۰
- شکل (۴-۳۰): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند پووله برای چاه پتالوما ۱ ..... ۱۰۰
- شکل (۴-۳۱): نمودار نسبت تغییرات پرستان و فیتان در نمونه سازندهای حوضه کنینگ ..... ۱۰۴
- شکل (۴-۳۲): دیاگرام ستاره‌ای چاه‌های آکویلا، هدونیا و هیلیتاپ موجود در سازند گلدویر ..... ۱۰۷
- شکل (۴-۳۳): دیاگرام ستاره‌ای ترسیم‌شده چاه کراب کریک موجود در سازند نونکانبا ..... ۱۰۸
- شکل (۵-۳۴): دیاگرام ستاره‌ای ترسیم‌شده چاه‌های آولدا، بیندی و پتالوما موجود در سازند پووله .. ۱۰۸
- شکل (۴-۳۵): دیاگرام مثلثی ترسیم شده جهت تعیین ترکیب شیمیایی نفت‌های مورد مطالعه ..... ۱۱۰

## فهرست جداول

- جدول (۱-۲): پارامترهای مخزنی، زمین‌شناسی و ژئوشیمیایی پنج سیستم شیل‌گازی آمریکا..... ۲۴
- جدول (۲-۲): مقادیر متوسط TOC؛ به همراه نتایج راکا اول،  $R_o$  و محاسبه آنها از شیل بارنت ..... ۳۳
- جدول (۳-۲): مقدار تئوری حداکثر TOC قابل تبدیل به کربن در هیدروکربن ..... ۳۷
- جدول (۴-۲): حداقل؛ بهتر و بهترین مقادیر پارامترهای بلوغ برای تجمعات گازی شیل بارنت ..... ۳۹
- جدول (۵-۲): ظرفیت ذخیره‌ی گاز در شیل بارنت تحت شرایط مختلف PVT برای زمان حال ..... ۴۲
- جدول (۱-۳): پارامترهای راکا اول نمونه‌های سازند اندرسون ..... ۵۹
- جدول (۲-۳): پارامترهای راکا اول نمونه‌های سازند گلدویر ..... ۶۰
- جدول (۳-۳): پارامترهای راکا اول نمونه‌های سازند نونکانبا ..... ۶۰
- جدول (۴-۳): پارامترهای راکا اول نمونه‌های سازند لاورل ..... ۶۰
- جدول (۵-۳): پارامترهای راکا اول نمونه‌های سازند نامبیت ..... ۶۱
- جدول (۱-۴): تعیین نوع کروژن در سنگهای نابالغ ..... ۶۷
- جدول (۲-۴): نوع و درصد کروژن‌ها ..... ۶۷
- جدول (۳-۴): میانگین پارامترهای به‌دست آمده نمونه‌ها توسط دستگاه راکا اول ..... ۷۵
- جدول (۴-۴): بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند گلدویر ..... ۸۰
- جدول (۵-۴): بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند نونکانبا ..... ۸۰
- جدول (۶-۴): بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند پووله ..... ۸۰
- جدول (۷-۴): نمودار ویژگی‌های رخساره‌ای سازندی محیط مورد مطالعه ..... ۸۰
- جدول (۸-۴): مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند گلدویر ..... ۸۶
- جدول (۹-۴): مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند نونکانبا ..... ۸۶
- جدول (۱۰-۴): مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند پووله ..... ۸۶

- جدول (۴-۱۱): تعیین مقادیر  $TR_{HI}$  محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی سازند گلدویر..... ۸۷
- جدول (۴-۱۲): تعیین مقادیر  $TR_{HI}$  محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی سازند نونکانبا..... ۸۷
- جدول (۴-۱۳): تعیین مقادیر  $TR_{HI}$  محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی سازند پووله..... ۸۷
- جدول (۴-۱۴): مقدار تبدیل مواد آلی و درصد وزنی  $(TOC_0)TOC$ ..... ۸۸
- جدول (۴-۱۵): محاسبه مقادیر هیدروکربن های تولید شده و گاز حفظ شده در شیل گلدویر..... ۹۰
- جدول (۴-۱۶): محاسبه مقادیر هیدروکربن های تولید شده و گاز حفظ شده در شیل نونکانبا..... ۹۰
- جدول (۴-۱۷): محاسبه مقادیر هیدروکربن های تولید شده و گاز حفظ شده در شیل پووله..... ۹۰
- جدول (۴-۱۸): مقایسه هیدروکربن تولید شده و گاز حفظ شده در سازندهای مورد مطالعه..... ۹۰۳
- جدول (۴-۱۹): پارامترهای مورد نیاز در رسم دیاگرام عنکبوتی..... ۹۵
- جدول (۴-۲۰): پارامترهای کروماتوگرافی گازی (GC) نمونه های مورد مطالعه..... ۱۰۱
- جدول (۴-۲۱): تعیین نوع و محیط رسوبی اولیه به کمک نسبت پرستان به فیتان..... ۱۰۲
- جدول (۴-۲۲): مقدار CPI در رسوبات و نفت خام..... ۱۰۵
- جدول (۴-۲۳): تعیین نوع سنگ منشأ از روی شاخص CPI..... ۱۰۵
- جدول (۴-۲۴): مقادیر نرمال کربن های نمونه های مورد مطالعه..... ۱۰۷
- جدول (۴-۲۵): درصد برش های هیدروکربنی نمونه ها..... ۱۰۹





# فصل اول: کلیات

## ۱-۱ مقدمه

ژئوشیمی آلی<sup>۱</sup> علمی است که کاربرد آن در بهبود اکتشاف نفت ثابت شده و امروزه بدون اطلاعات ژئوشیمی آلی اقدام به حفاری نمی‌شود. در دهه اخیر، کاربرد آن در مدیریت مخازن، تولید و توسعه میادین نفتی مورد توجه قرار گرفته است [۷].

به منظور مشخص نمودن جایگاه این دانش در اکتشاف نفت، نتایج ارزیابی ۱۶۵ حلقه چاه اکتشافی (شکل ۱-۱) مورد بررسی قرار گرفته است. اگر درآمد حاصل از فروش نفت (برحسب میلیارد بشکه) کشف شده را در برابر هزینه حفاری چاه‌ها ترسیم نماییم؛ نمودار مذکور نمایانگر آن است که مطلوب‌ترین سطح ممکن برای دستیابی به دورنماهای اکتشافی، کارایی مؤثر ۱۰۰٪ خواهد بود؛ که عملاً غیرقابل دسترس است. حفاری تصادفی<sup>۲</sup> و بدون مبانی علمی می‌تواند منجر به عدم کشف یا کارایی پیش‌بینی شده صفر درصد شود. استفاده از اطلاعات زمین‌شناسی و مخزنی به همراه داده‌های ژئوفیزیکی منتهی به منحنی پلکانی با کارایی مؤثر ۲۸٪ می‌گردد. لحاظ نمودن اطلاعات حاصل از ژئوشیمیایی آلی به این اطلاعات منتج به کارایی پیش‌بینی شده ۶۳٪ خواهد گردید [۸].

مجموعه عملیات حفاری‌های افقی به‌ویژه در شیل‌های گازی، هزینه و مخارج عملیات را بالاتر نیز برده است. این گروه از منابع جزء منابع غیرمتعارف محسوب می‌شوند. لذا به دلیل هزینه‌های سرسام‌آور حفاری، متخصصین و محققین فعال در حوزه‌های نفتی تمام سعی و تلاش خود را به کار می‌گیرند تا از میزان احتمال عدم موفقیت اکتشافی بکاهند و در مناطقی پیشنهاد حفاری نمایند که احتمال دستیابی به ذخایر هیدروکربوری، در بالاترین سطح ممکن قرار داشته باشد [۹]. میزان دقیق ذخیره شیل‌های گازی دنیا مشخص نیست (شکل ۱-۲)، اما تخمین‌ها نشان می‌دهد استرالیای غربی دارای منابع عظیمی از گاز برجا است. بر اساس گزارش سازمان اطلاعات انرژی آمریکا<sup>۳</sup> در سال ۲۰۱۱، استرالیا ششمین

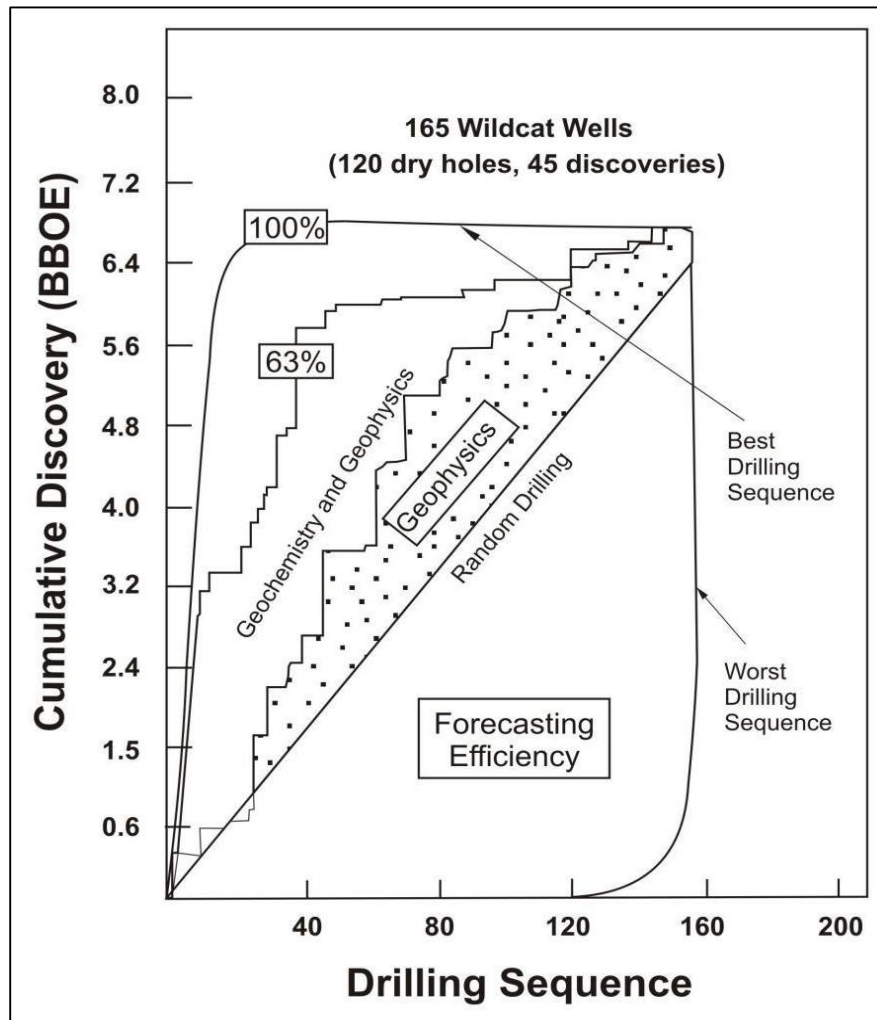
<sup>1</sup> Organic Geochemistry

<sup>2</sup> Random Drilling

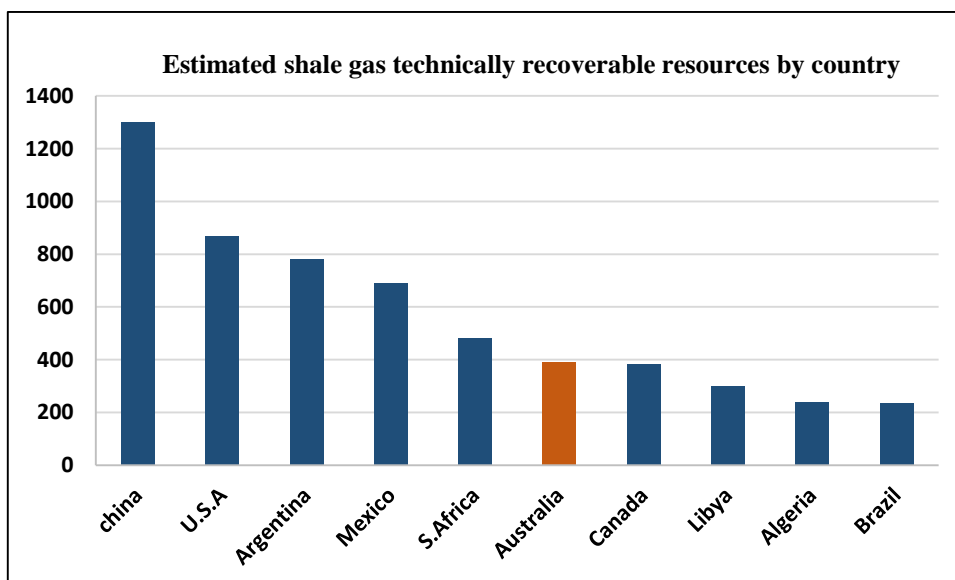
<sup>3</sup> U.S. Energy Information Administration



کشور از نظر میزان ذخایر شیل‌های گازی بعد از کشورهای چین، آمریکا، آرژانتین، مکزیک و آفریقای جنوبی قرار می‌گیرد [۷].



شکل (۱-۱): احتمال اکتشاف مخزن نفت بر پایه حفاری تصادفی، علم زمین‌شناسی، ژئوفیزیکی و ژئوشیمیایی [۷]  
 در ایران نیز ضرورت اکتشاف و بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری غیرمتعارف (به‌ویژه شیل‌های گازی)، همپای دیگر کشورهای دنیا با در نظر داشتن وجود منابع عظیم هیدروکربوری متعارف احساس شده است و در این زمینه اقدامات اولیه‌ای در حال انجام می‌باشد [۵].



شکل (۲-۱): نمودار میزان تخمین ذخایر شیل‌های گازی در دنیا [۱۵]

پتانسیل سازند شیلی جهت برخورداری از حجم قابل قبول گاز، به‌وسیله ویژگی‌های سنگ منشأ همچون کربن آلی کل (TOC)، رسیدن به پختگی لازم در شرایط دما و فشاری مناسب، شکنندگی سنگ و آنالیز کروژن مشخص می‌شود. تعیین میزان ماده آلی سازند یکی از پارامترهای عمده ژئوشیمیایی است که افزایش آن می‌تواند قابلیت تولید نفت و گاز بیشتر را در پی داشته باشد؛ اما بایستی بلوغ آن نیز در نظر گرفته شود. میزان بلوغ ماده آلی در ارزیابی گاز برجای مخزن نقش مهمی دارد [۲].

در این تحقیق داده‌های مرتبط با ۲۹۹ نمونه از ۱۴ چاه از سازندهای حوضه کنینگ<sup>۱</sup> مورد بررسی قرار گرفته است. ضمن بررسی داده‌های آنالیز راک-اول، ضریب انعکاس و پترینایت و نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) و با توجه به ویژگی‌های زمین‌شناسی، پتانسیل سازندهای منطقه را به لحاظ شیل‌گازی مورد ارزیابی داده و به بررسی کروژن‌های سازندهای هدف، پرداخته خواهد شد. در ادامه مقایسه‌ای بین سازندهای مذکور با برخی از شیل‌های گازی شناخته شده دنیا به‌خصوص شیل بارنت<sup>۲</sup> صورت خواهد گرفت.

<sup>۱</sup> Canning basin

<sup>۲</sup> Barnt Shale

## ۲-۱ کاربرد ژئوشیمی آلی در اکتشاف نفت

ژئوشیمی آلی با تکیه بر آزمایش‌های متعدد و بهره‌گیری از اطلاعات زمین‌شناسی، قادر است احتمال تشکیل نفت یا گاز را از سنگ منشأ مورد ارزیابی قرار دهد. در ژئوشیمی آلی هدف از آنالیز نمونه‌های هیدروکربوری، دستیابی به توزیع فراوانی ترکیبات مختلف، بر پایه‌ی ساختارهای ویژه‌ی شیمیایی شامل ترکیبات بیومارکری موجود در نفت و گاز و ایزوتوپ‌ها استوار است. به‌طور کلی، کاربرد ژئوشیمی آلی در اکتشافات هیدروکربوری را می‌توان در پنج حوزه طبقه‌بندی نمود [۷]:

۱- بررسی سیستم‌های نفتی و کاهش ریسک اکتشاف و حفاری

۲- تطابق نفت-نفت و نفت-سنگ منشأ

۳- تعیین نمودن فرایندهای ثانویه تأثیرگذار بر ترکیب نفت

۴- بررسی آلودگی‌های نفتی

۵- مدل‌سازی چندبعدی حوضه نفتی

در این تحقیق بندهای ۱ و ۳ بیشتر مورد بررسی قرار خواهند گرفت.

## ۳-۱ منابع هیدروکربوری

منابع هیدروکربوری نفت و گاز جهان را می‌توان به دو دسته متعارف و غیرمتعارف بر اساس تعاریف زیر طبقه‌بندی نمود:

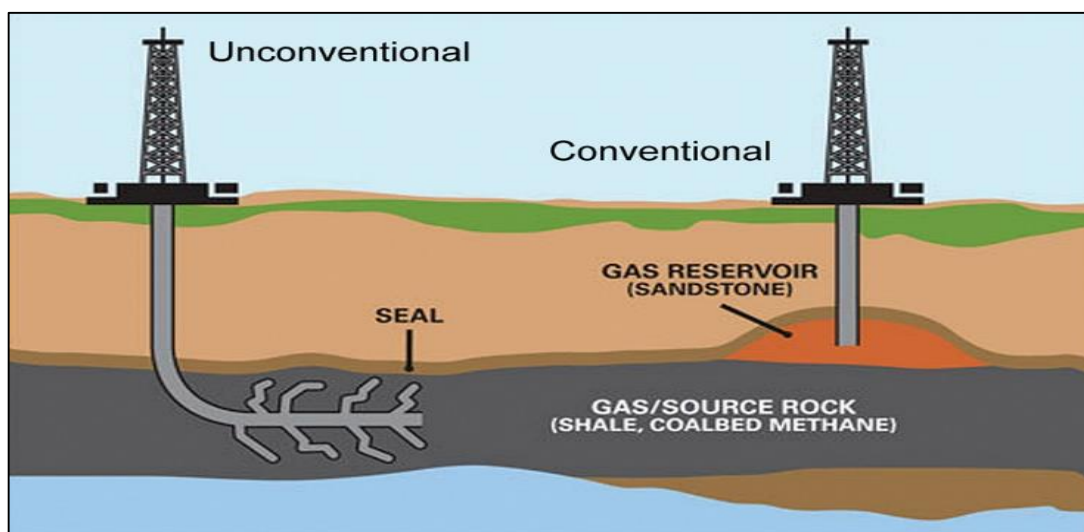
در منابع متعارف<sup>۱</sup> هیدروکربوری، وضعیت مخزن و سنگ منشأ به گونه‌ای ایست که با صرف هزینه کمتر و روش‌های معمول حفر چاه (شکل ۱-۳) که از دیرباز مورد استفاده قرار می‌گرفته، جهت بهره‌برداری و استحصال نفت و گاز استفاده می‌شود [۱].

منابع غیرمتعارف<sup>۲</sup> به منابعی اطلاق می‌شود که با استفاده از روش‌های غیرمعمول در مقایسه با منابع

<sup>۱</sup> Conventional Resource

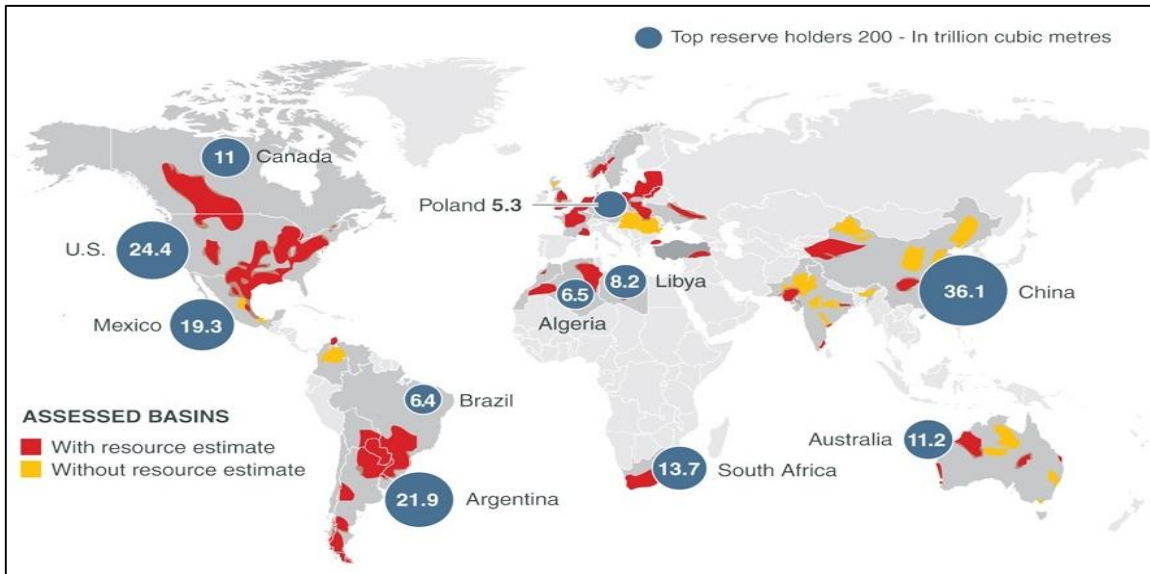
<sup>۲</sup> Unconventional Resource

مرسوم استخراج و تولید صورت می‌گیرد (شکل ۳-۱). برای استحصال نفت و گاز آن‌ها باید از روش‌های پیچیده‌تر و با هزینه بیشتری استفاده کرد که ممکن است در شرایطی که قیمت نفت و گاز پایین بیاید، اقتصادی نباشند. گزارش چشم‌انداز ۲۰۱۲ (EIA)، پیش‌بینی می‌کند که تقاضا برای انرژی هیدروکربوری مایع بین سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۳۵، بین حدود ۱۹ تا ۲۶ درصد افزایش می‌یابد. انتظار می‌رود تقریباً در همین دوره، قیمت هر بشکه نفت خام بیش از ۲ برابر شود، لذا در این قیمت‌های بالا، تولید نفت و گاز از منابع غیرمرسوم از نظر اقتصادی مقرون به‌صرفه خواهد شد [۱۴].



شکل (۳-۱): نمایی کلی از ذخایر گازی متعارف و غیرمتعارف [۱۸]

بر اساس داده‌های اداره اطلاعات انرژی (سال ۲۰۱۱) (شکل ۴-۱)، منابع قابل بازیابی شیل‌گازی در سطح جهان با توجه به تکنولوژی امروزی معادل با ۶۶۲۲ تریلیون فوت مکعب تخمین زده شده است. با توجه به این گزارش بیشترین منابع شیل‌گازی در چین و آمریکا قرار دارند [۱۱].



شکل (۴-۱): پراکندگی و میزان ذخایر شیل‌های گازی دنیا [۱۴]

## ۴-۱ شیل‌گازی

شیل نوعی سنگ رسوبی است که از رس فشرده به صورت ورقه‌های نازک تشکیل شده است. شیل‌های گازی در تله‌های شیلی<sup>۱</sup> (تشکیلاتی که دارای خواص جغرافیایی و زمین‌شناسی یکسانی هستند) قرار دارند و گاز طبیعی حاصل از شیل مهاجرت نکرده و در داخل خود شیل تجمع یافته است [۱].

شیل‌های گازی گروه متنوعی از سنگ‌ها هستند که دارای متان محبوس در داخل خود بوده ولی می‌توان به‌وسیله حرارت دادن (تقطیر) و یا ایجاد شکست هیدرولیکی<sup>۲</sup>، متان را از دل آن‌ها استخراج کرد. در حال حاضر شیل‌های نفتی و گازی اهمیت زیادی یافته زیرا به‌عنوان یک سوخت فسیلی، ممکن است جایگزین ذخایر متعارف گازی (که انتظار اتمام آن می‌رود) شوند. انسان از مدت‌ها پیش به وجود گاز در شیل‌ها پی برده بود اما این واحدهای سنگی برخلاف میادین معمولی گاز، نفوذپذیری و شبکه موئینه ندارند و بنابراین استخراج گاز به‌راحتی از آن‌ها غیرممکن است. بر اساس فناوری جدید با فشار آب یا شن، مجاری حرکت در این سنگ‌ها برای عبور گاز باز می‌شود و امکان جریان گاز در آن‌ها فراهم

<sup>1</sup> Shale plays

<sup>2</sup> Hydraulic Fracturing

می‌گردد. در همین حال برای استخراج تجاری متان باید چاه‌های متعددی به دلیل فشار پایین گاز حفر شود. آمریکا با بیش از ۲۳٪ این ذخایر از بزرگ‌ترین دارندگان ذخایر شیل‌گازی جهان است [۳].

## ۱-۵ اهمیت شیل‌های گازی

شیل‌های گازی به‌عنوان یک منبع غیرمتعارف متان و مشابه گاز نهفته در لایه‌های زغال‌سنگ و یا گازهای به دام افتاده در سازندهای سنگی به‌سرعت چشم‌انداز انرژی آمریکا را با انقلابی جدید روبرو کرده است. همزمان با این اتفاق، منابع گسترده گازهای متعارف نیز کشف شده که مجموع ذخایر گازی ایالات‌متحده را با رشدی خیره‌کننده روبرو نموده است. کشف ذخایر جدید گاز به‌آرامی در ۳۰ سال اخیر در حال افزایش بوده است. بر اساس گزارش انتشار یافته از سوی انستیتوی فناوری ماساچوست (MIT)<sup>۱</sup> در سال ۲۰۱۰، مصرف گاز در کنار رشد صعودی اکتشاف ذخایر گاز، همواره با افزایش روبرو بوده است. به‌عنوان مثال، از سال ۱۹۹۰ تا ۲۰۰۹ میلادی، حجم مصرف جهانی گاز با ۴۰ درصد رشد روبرو گردیده است؛ اما در این دوره، مصرف نفت با رشدی ۲۰ درصدی همراه بوده است. در پنج یا شش سال پیش از آن، نظر کارشناسان این بود که ذخایر گاز حداکثر تا ۵۰ و یا ۶۰ سال نیاز جهان را تأمین خواهد کرد. در سایه کشف ذخایر شیل‌های گازی و سایر منابع غیرمتعارف و متعارف گازی و بر اساس پیش‌بینی‌های جدید، آن دوره زمانی به بیش از ۲۰۰ سال رسیده است [۱۵].

در سال ۲۰۰۹ میلادی، آژانس بین‌المللی انرژی<sup>۲</sup> (IEA) تخمین زده بوده در پایان سال ۲۰۰۹ میلادی، مجموعه ذخایر گاز قابل دسترس به ۸۵۰ تریلیون مترمکعب رسیده که این عدد در سال ۲۰۰۸ میلادی حدود ۴۰۰ تریلیون مترمکعب تخمین زده شده که دلیل اصلی چنین رشد فزاینده‌ای را باید در کشف منابع گازهای غیرمتعارف و شیل‌های گازی دانست [۴].

استفاده از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت وسایل نقلیه یک گام قابل توجه محسوب می‌شود؛ اما بزرگ‌ترین

<sup>۱</sup> Massachusetts Institute of Technology

<sup>۲</sup> International Energy Agency

دست‌آورد این حوزه در نیروگاه‌های تولید برق روی داده است. فناوری پیشرفته توربین‌های سیکل ترکیبی، محاسبات اقتصادی تولید برق در این مراکز را دگرگون نموده است. تولید برق از گاز طبیعی نه تنها ارزان‌تر از سایر سوخت‌هاست، بلکه در مقایسه با زغال‌سنگ ۵۰ درصد دی‌اکسید کربن کمتری تولید می‌کند. با توجه به تلاش دولت‌ها برای کاهش حجم گازهای گلخانه‌ای، جایگزینی سوخت مصرفی نیروگاه‌ها از زغال‌سنگ به گاز، پیامدهای زیست‌محیطی قابل توجهی به دنبال خواهد آورد. در حالی که سهم گاز طبیعی در سبد انرژی دنیا در فاصله دهه‌های ۶۰ تا ۹۰ میلادی، حدود ۱۶ درصد بود، هم‌اکنون این عدد به ۲۱ درصد رسیده است [۱۵].

## ۱-۶ تاریخچه اکتشاف و تولید شیل‌های گازی

استخراج از شیل‌ها برای اولین بار در سال ۱۸۲۵ در فردونیا (نیویورک) انجام شد. تا سال ۱۹۷۰ فعالیت خاصی برای تولید صنعتی از شیل‌های گازی انجام نشد. در این سال کاهش پتانسیل تولید از ذخایر متداول گاز باعث شد که دولت فدرال آمریکا در پروژه‌های تحقیقاتی و توسعه‌ای سرمایه‌گذاری نموده که در نهایت منجر به ایجاد حفاری افقی<sup>۱</sup>، تصویربرداری میکرو لرزه‌نگاری و شکست هیدرولیکی گردید. تا این زمان حفاری شیل‌های گازی از نظر اقتصادی مقرون به‌صرفه نبود. در سال ۲۰۰۵ اکتشاف و توسعه‌ی حوضه‌های اصلی شیلی آغاز گردید. در این سال، با استفاده از انواع فناوری‌های جدید، اکتشاف گاز در شیل بارت انجام گرفت. در سال ۲۰۱۰ نیز عملیات توسعه شیل مارسلوس آغاز گردید. 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

---

<sup>۱</sup> Horizontal Drilling

طرح بهره‌برداری از این منابع در سال ۲۰۱۴ در کشور لهستان آغاز به کار نمود. علاوه بر آمریکا در بخش‌هایی از چین، آرژانتین، برزیل، مکزیک، استرالیا، کانادا و چند کشور آفریقایی منابع عظیمی از گازهای غیرمتعارف یافت شده است [۱۵].

اکتشاف در حوضه کیننگ از سال ۱۹۱۹ آغاز شد و در بین سال‌های ۱۹۲۳ تا ۱۹۲۵ چاه‌هایی در این منطقه حفاری شد از آنجا که این نشان می‌دهد برای اولین بار اکتشاف چاه‌های نفتی، در قسمتی از این منطقه (۳۰،۰۰۰ کیلومتر) با حفر بیش از ۱۰۰ حلقه چاه اکتشافی (که در تعدادی از چاه‌ها نشانه‌هایی از هیدروکربور وجود داشت) انجام شده است. بین سال‌های ۱۹۵۲ تا ۱۹۶۲، بررسی‌های گرانی‌سنجی و نقشه‌برداری سطحی و مغناطیس‌هوایی توسط اداره منابع معدنی<sup>۱</sup> (نام کنونی آن اطلاعات علوم زمین استرالیا می‌باشد) (BMR) و شرکت نفت استرالیای غربی<sup>۲</sup> (WAPET) انجام شد. با این حال اکتشاف شیل‌های گازی در حوضه‌های استرالیای غربی از سال ۲۰۱۰ آغاز گردید که علاوه بر AWE شرکت‌های لاتنت<sup>۳</sup> و اوريجين استرالیا<sup>۴</sup> به بررسی منابع غیرمتداول گاز در این حوضه‌ها می‌پردازند [۱۰].

## ۷-۱ ضرورت و اهمیت 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 سوخت انتخابی برای قشر وسیعی از صنایع است. سوخت صنایع 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 داشته است [۱۷]. با توجه به نیاز روزافزون صنعت به منابع هیدروکربوری، همواره تلاش شده است 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

<sup>۱</sup> Bureau of Mineral Resources

<sup>۲</sup> Western Australian Petroleum

<sup>۳</sup> Latent

<sup>۴</sup> Origin Energy



و روند اکتشافی ذخایر متعارف به‌عنوان منبع انرژی، مهندسين و کارشناسان نفتی را به‌سوی اکتشاف و بهره‌برداری از ذخایر نامتعارف کشانده است تا به‌نوعی به فکر جایگزین مناسبی برای تأمین انرژی آینده خود باشند. بزرگ‌ترین جذابیت ذخایر هیدروکربورهای نامتعارف، حجم بسیار بالای آن‌هاست. روش‌های ارزیابی این گروه از ذخایر با ارزیابی‌های مرتبط با سنگ منشأ متفاوت بوده و یا حداقل در بخشی از بررسی‌های مشابه ذخایر متعارف است. امروزه به‌واسطه تکنولوژی‌های حفاری افقی و شکست هیدرولیکی، تولید گاز از این لایه‌ها به‌طور اقتصادی امکان‌پذیر گردیده است. انتخاب بهترین مکان برای حفاری‌ها که از قابلیت شکست هیدرولیکی بالایی برخوردار باشد بر اساس بررسی‌های پترولوژیکی (بررسی توزیع کوارتز، کلسیت و رس در شیل‌های بارنت) و تلفیق آن‌ها با ژئوشیمی آلی نیز در این میسر قرار می‌گیرند [۱].

## ۸-۱ روش تحقیق و تجزیه تحلیل

در این مطالعه ابتدا مروری بر کارهای انجام شده در حوضه کینینگ پرداخته خواهد شد. در همین راستا نتایج تحقیقات انجام‌شده بر روی شیل‌های گازی دنیا نیز مورد بررسی قرار خواهند گرفت. سپس در ادامه به ارزیابی کروژن‌های سازندهای هدف بر اساس نتایج اندازه‌گیری دستگاه ارزیاب سنگ منشأ، آنالیز گاز کروماتوگرافی (GC) و ضریب انعکاس ویتیرینایت پرداخته خواهد شد. محاسبه میزان توان تولید گاز هر یک از سازندهای موردنظر بر اساس اطلاعات گمانه‌های اکتشافی موجود یکی از گام‌های اصلی این تحقیق است. یکی دیگر از اهداف اساسی این تحقیق، جمع‌بندی نتایج منحنی‌های ریسک<sup>۱</sup> تولید سازندها است که ضرورت دارد در کل حوضه انجام شود. در پایان مقایسه دیاگرام‌های حاصل با شیل‌های گازی شناخته‌شده دنیا (با نگاهی خاص به بارنت شیل) جهت ارزیابی پتانسیل تولید حوضه صورت خواهد گرفت.

---

<sup>۱</sup> Risk plot

## ۹-۱ ساختار پایان نامه

ساختار این تحقیق به نحوی است که نتایج بر مبنای روش‌های ژئوشیمیایی ارزیابی سنگ منشأ است و پس از بیان کلیات موضوع در این فصل، به بررسی اهمیت شیل‌های گازی به‌عنوان یکی از منابع هیدروکربوری و اختصاصات مهم شیل‌های گازی در فصل دوم پرداخته شده است. این بررسی شامل مطالعه و ارزیابی ژئوشیمیایی شیل‌گازی بارنت و سایر شیل‌های گازی با اهمیت در ایالات متحده است. در پایان فصل دوم روش‌های مختلف ارزیابی شیل‌های گازی و پارامترهای ژئوشیمیایی کلیدی برای تعیین پتانسیل آن‌ها معرفی می‌شوند.

در فصل سوم زمین‌شناسی حوضه کنینگ استرالیای غربی توصیف و به معرفی نمونه‌ها و بررسی داده‌های مربوط به آن‌ها می‌پردازیم.

در فصل چهارم می‌توان در خصوص سطح بلوغ آن‌ها و محیط رسوبی که در آن تشکیل شده‌اند پرداخته خواهد شد. همچنین با توجه به دسته‌بندی‌های صورت گرفته برای هر گروه از داده‌ها پارامترهای مورد نیاز جهت سنجش پتانسیل شیل‌گازی محاسبه و منحنی‌های 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 نواحی محتمل‌تر از نظر پتانسیل مشخص خواهند شد. همچنین با در نظر گرفتن کلیه نتایج به‌دست‌آمده از هر روش همراه با در نظر گرفتن شرایط زمین‌شناسی منطقه، به ارزیابی نتایج به‌دست‌آمده در این پایان‌نامه می‌پردازیم و پیشنهادهایی جهت ادامه روند تحقیق‌ها در زمینه‌ی شیل‌های گازی ارائه خواهد گردید.

## فصل دوم: ژنوتیپی آلی و ویژگی شیل های گازی

## ۱-۲ مقدمه

در تحقیقات ژئوشیمی آلی بر اساس آزمایش‌های متعدد بر روی سنگ‌های رسوبی قادر به ارزیابی میزان تولید نفت و گاز، بررسی محیط رسوبی سنگ منشأ، تطابق نفت-نفت، تطابق نفت-سنگ منشأ، تحولات ثانویه انجام‌شده بر روی نفت درون مخزن، بررسی بلوغ سنگ منشأ، پیش‌بینی نوع هیدروکربور در اهداف اکتشافی و شرایط مطلوب برای شکل‌گیری یک مخزن نفتی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد و در نهایت نتایج مهمی در ارتباط با کاهش ریسک حفاری و موقعیت‌های آتی حفاری‌ها مشخص می‌گردد [۷].

سیستم شیل‌های گازی از انواع پیوسته<sup>۱</sup> بیوژنیک (به‌طور غالب)، ترموژنیک یا ترکیبی از آن‌ها هستند که با ویژگی‌های مانند اشباع گسترده‌ی گاز، سنگ پوش‌هایی با لیتولوژی‌های متنوع و در نهایت فواصل نسبتاً کوتاه مهاجرت هیدروکربن شناخته می‌شوند.

از دیدگاه ژئوشیمی آلی، لایه‌هایی را می‌توان به‌عنوان شیل‌گازی در نظر داشت که دارای TOC بزرگ‌تر از ۰/۵ تا ۲٪ درصد وزنی باشند و از نظر پختگی و بلوغ حرارتی وارد پنجره گاز زایی شده یا ضریب انعکاس ویتیرینایت بزرگ‌تر از ۱/۳٪ را تجربه کرده باشند. این مقدار ضریب انعکاس ویتیرینایت معادل  $T_{max}$  بزرگ‌تر از  $475^{\circ}C$  است. پارامتر نسبت انتقال یا تبدیل<sup>۲</sup> (TR) در این لایه‌ها بین ۸۰ تا ۸۵ درصد باشد [۷].

شیل‌های گازی هم به‌عنوان سنگ منشأ و هم سنگ مخزن عمل می‌نمایند. از این‌رو برای شناخت ویژگی‌های شیل‌های گازی یافتن پارامترهای مربوط به سنگ منشأ که محتوای ماده آلی جزء مهم‌ترین آن‌ها می‌باشد، امری ضروری است. مخازن شیل‌گازی، سنگ‌های غنی از ماده آلی و خود-

---

<sup>1</sup> Continuous- Type

<sup>2</sup> Transformation Ratio

منشأ<sup>۱</sup>، ریزدانه<sup>۲</sup> هستند که نفوذپذیری خیلی پایین در آن‌ها به علت اندازه‌ی بسیار کوچک ذرات رس است. در شیل‌های گازی علاوه بر گازی که در فضای متخلخل و نیز شکستگی‌ها وجود دارد، بخشی از گاز دچار جذب سطحی مواد آلی می‌شود. [۱۳].

تولید نفت و گاز طبیعی در چنین سنگ‌های بسیار متراکم و دانه‌ریزی، ابتدا موجب فشار بر روی سیال شده که این امر منجر به ایجاد شکستگی داخلی خواهد شد و مهاجرت اولیه هیدروکربن‌ها را ممکن خواهد نمود. در نهایت 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].

به‌طور کلی عوامل کنترل‌کننده برای تولید بالای گاز در سیستم‌های شیل‌گازی عبارتند از [۱۹]:

- کنترل تولید بالای گاز توسط ویژگی‌های ژئوشیمیایی سنگ منشأهای شیلی
  - نگهداری بالای گاز که با خواص سنگی و ویژگی‌های ژئوشیمیایی سنگ منشأهای شیلی کنترل می‌گردد.
  - وجود سنگ پوش برای توالی‌های شیلی (سنگ‌های منشأ-مخزن) یا تغییرات لیتولوژی بین سازندی در توالی‌های شیلی که بازه‌های سنگ پوش و سنگ منشأ-مخزن را تأمین می‌کند.
  - وجود شکستگی‌ها در شیل که ذخیره و انتقال گاز را در شیل‌ها بهبود ببخشد.
- کلی پول<sup>۳</sup> (۱۹۹۸) سیستم‌های شیل‌گازی را با توجه به نوع گاز به گاز بیوژنیک، گاز ترموژنیک، گاز مخلوط طبقه‌بندی نموده است [۲۰].

جاروی<sup>۴</sup> و همکاران (۲۰۰۷) سیستم‌های شیل‌گازی را به انواع مختلفی دسته‌بندی نموده‌اند [۲۰]:

(۱) شیل‌ها با بلوغ حرارتی بالا<sup>۵</sup> (مانند شیل بارتنت)

---

<sup>1</sup> Self- Sourcing

<sup>2</sup> Fine-Grained

<sup>3</sup> Claypool

<sup>4</sup> Dan Jarvie

<sup>5</sup> High -Thermal Maturity Shales

۲) شیل‌ها با بلوغ حرارتی اندک<sup>۱</sup> (مانند شیل نیو آلبانی)

۳) سیستم‌های بین سازندی با لیتولوژی ترکیبی<sup>۲</sup> (مانند شیل بوسیر<sup>۳</sup> و تگزاس شرقی)

۴) حوضه‌های ترکیبی<sup>۴</sup> که به‌طور هم‌زمان گاز متعارف و غیرمتعارف تولید می‌کنند (مانند

شیل‌گازی وودفرد<sup>۵</sup> و تجمعات گاز متعارف در بستر آندارکو<sup>۶</sup>)

## ۲-۲ کاربرد ژئوشیمی آلی در تولید نفت

مقدار نفتی که می‌تواند از مخازن بازیافت و تولید شود، ۱۰ تا ۸۰ درصد نفت موجود در مخازن است. (متوسط جهانی آن ۲۰٪ نفت موجود در مخازن است) تکنیک‌های ژئوشیمی آلی روش‌های سریع و ارزان‌قیمت برای استخراج از مخازنی که به‌عنوان مخازن غیرقابل بازیافت مطرح شده‌اند، پیشنهاد می‌کند. از طرف دیگر ژئوشیمی آلی مکمل مفیدی برای اطلاعات به‌دست‌آمده از مهندسی مخزن می‌باشد. برخی از کاربردهای ژئوشیمی نفت ارائه‌شده توسط پیترز و فاولر<sup>۷</sup> (۲۰۰۲) در مدیریت مخزن، توسعه میدان و تولید عبارت‌اند از:

- تعیین تداوم مخازن نفتی
- تعیین مشخصات نفت‌های تلفیق‌شده حاصل از زون‌های مختلف بهره‌برداری
- پیش‌بینی کیفیت نفت در زون‌های مختلف مخزنی و تجمعات نفت سنگین
- تعیین سطح تماس گاز/ نفت و نفت/ آب
- بررسی احتمال بخش‌بندی مخزن [۷].

<sup>1</sup> Low – Thermal Maturity Shales

<sup>2</sup> Mixed Lithology Intraformational Systems

<sup>3</sup> Bossier

<sup>4</sup> Combination Plays

<sup>5</sup> WoodFord

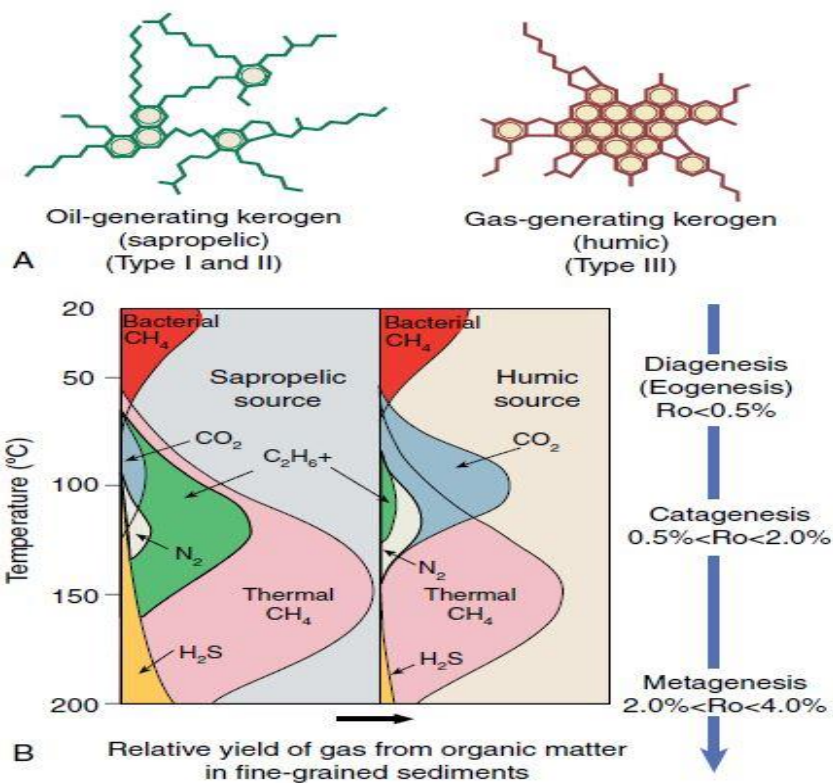
<sup>6</sup> Andarko

<sup>7</sup> Peters and Fowler

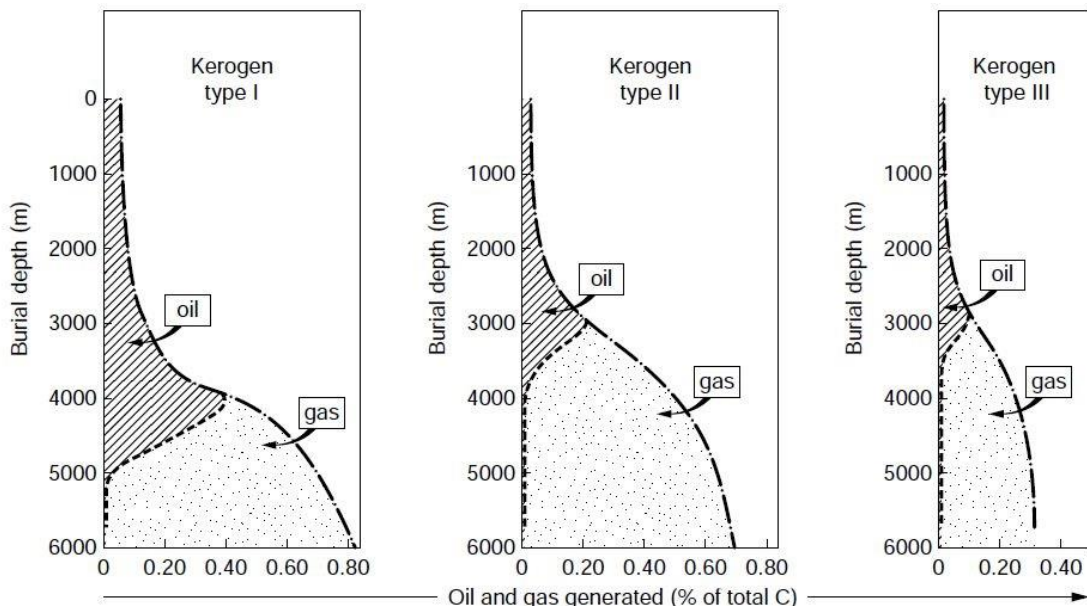
## ۳-۲ ژئوشیمی و منشأ گاز طبیعی

ژئوشیمی آلی علم تشخیص فرایندهای شکست مواد آلی (کروژن)، محصولات دگرگونی آن (شکست اولیه و ثانویه) در سنگ منشأ است که نظریه سیستم نفتی را شکل می‌دهد. این علم همچنین منجر به توسعه مدل‌های عددی حوضه در زمانی شده بود که مفهوم انواع کروژن مطرح شد که گوناگونی مواد آلی در رسوبات و نقش اساسی آن را در پتانسیل سنگ منشأ بازتاب می‌کند. ژئوشیمی آلی، ژئوشیمی مولکولی را با استفاده از مفهوم بایومارکر ارائه کرد. این مولکول‌ها که در نفت یافت می‌شوند به خوبی ساختار شیمیایی خود را در طول فرایندهای تولید نفت، مهاجرت حفظ می‌کنند و برای ما این امکان را فراهم می‌کنند تا مولکول‌های بیولوژیکی و بافت ارگانیک‌های زنده‌ای که بقایای آن‌ها مواد آلی سنگ منشأ را تشکیل داده است را تشخیص دهیم. توزیع بایومارکرها می‌تواند به‌عنوان یک اثرانگشت برای نفت باشد. مقایسه این مولکول‌ها در نفت و مواد آلی سنگ منشأ می‌تواند برای شناخت سنگ منشأ مولد نفت کمک شایانی فراهم آورد [۱۹].

ماده آلی (کروژن) حفظ‌شده در سنگ‌ها مشتق شده از باکتری و جلبک‌های سبز-آبی (کروژن نوع ۱)، جلبک‌های سبز دریایی (کروژن نوع ۲)، یا گیاهان چوبی مناطق مرتفع (کروژن تیپ ۳) 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 در مقایسه با کروژن‌های هومیک تولید می‌کنند (شکل ۲-۱) که گروه اول کروژن‌ها نفت‌زا و گروه کروژن‌های هومیک گاززا می‌باشند. 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 منشأ باقی‌مانده و در اعماق بسیار زیاد بستر مدفون شده است.



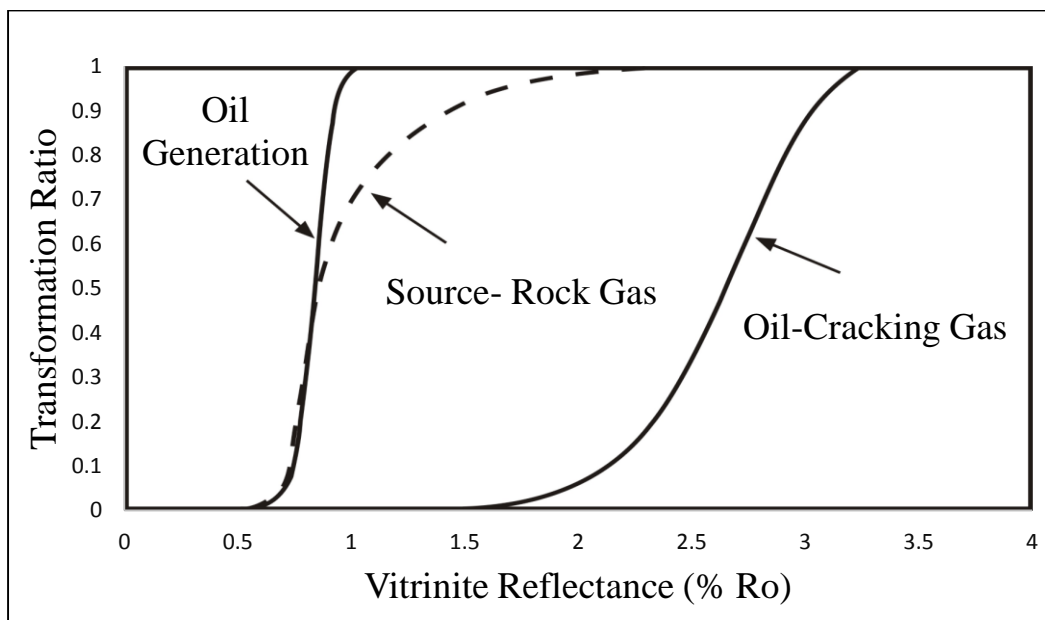
شکل (۱-۲): تولید نسبی گاز از مواد آلی هومیک و ساپروپلیک. تولید گاز را به تابعی از افزایش دما نشان می‌دهند [۱۹]



شکل (۲-۲): مقایسه تکامل تولید نفت و گاز از انواع مختلف کروژن [۱۹]



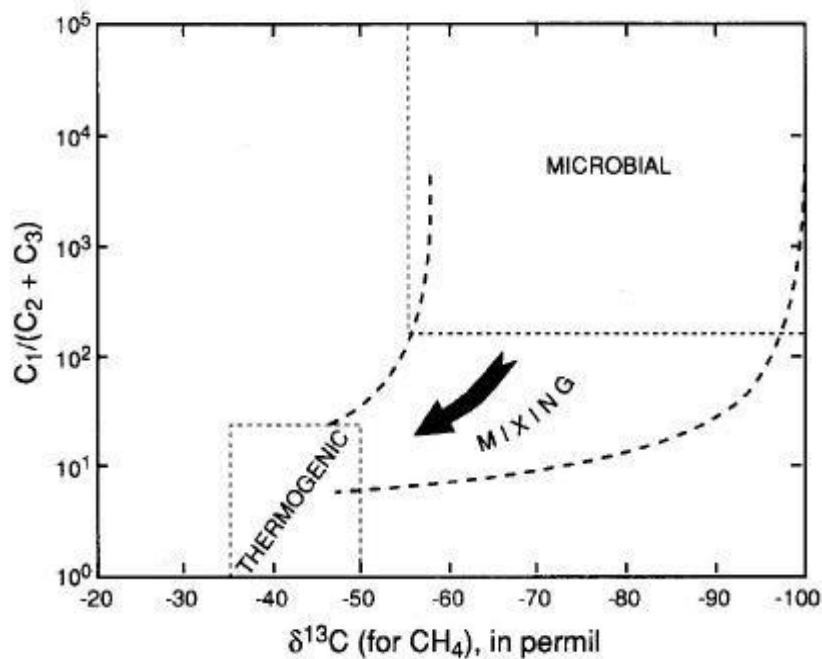
متان در بسترهایی با اعماق بسیار کم در حین تجزیه میکروبی مواد آلی (متاژنز) و در اعماق بیشتر با بلوغ حرارتی مولکول‌های آلی حاوی هیدروژن تشکیل می‌شود. میکروبهایی که باعث تولید گاز متان بیوژنیک می‌شوند در دمای کمتر از ۴۰-۵۰ درجه سانتی‌گراد زنده می‌مانند، درحالی‌که فرآیند شیمیایی که متان ترموژنیک در آن تولید می‌شود در دمای بیش از ۱۳۵-۱۷۵ درجه سانتی‌گراد اتفاق می‌افتد. دو منبع اصلی برای تولید گاز ترموژنیک بلوغ سنگ‌های منشأ و شکست درجای نفت در مخازن یا باقیمانده در شیل‌های سیاه وجود دارد. تولید گاز سنگ منشأ 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 منشأ هشتاد میلیون ساله با کروژن نوع II و بیتومن باقی‌مانده [۱۹]

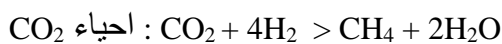
گاز طبیعی با منبع میکروبی تقریباً متان خالص است ( $C_1$ ) و به‌طور مجازی هیچ گاز هیدروکربنی دیگر به همراه ندارد، اما مقادیر متنوعی از دی‌اکسید کربن در آن وجود دارد. به علت انتخاب‌گری متابولیک میکروبه‌ها متان بیوژنیک از نظر ایزوتوپی سبک‌تر از متان ترموژنیک است (شکل ۲-۴). همچنین گاز ترموژنیک با بلوغ کم که از شکست اولیه کروژن تولیدشده، عمدتاً متان است. در مقابل، 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 کم می‌گردد؛ بنابراین متان میکروبی کم‌عمق و متان عمیق به شدت بالغ ترموژنیک، هردو گاز خشک هستند، فقیر از اجزای  $C_2+$  و تنها با ترکیب ایزوتوپی  $a^{13}C$  شان تشخیص داده می‌شوند (شکل ۲-۴).



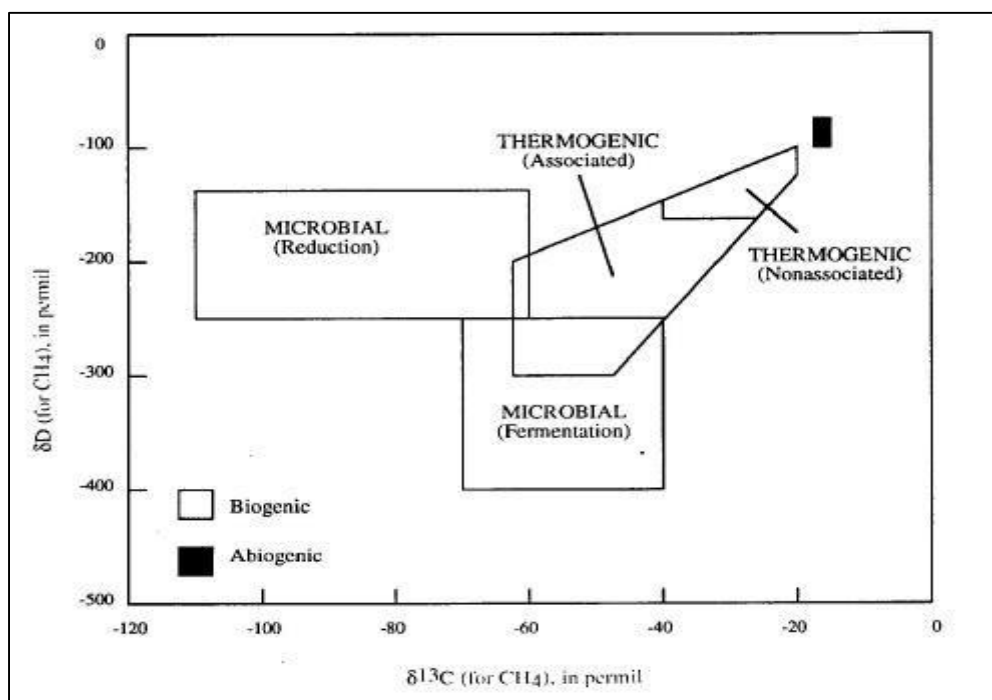
شکل (۲-۴): نسبت رطوبت  $C_1/(C_2+C_3)=Wetness$  در مقابل ایزوتوپ کربن [۱۹]

دو روش اساسی متابولیکی که منجر به متاژنز می‌شود، عبارت‌اند از [۲۱]:



متانی که توسط این دو فرآیند تولید شده با مقایسه ترکیب ایزوتوپی کربن و هیدروژن،  $a^{13}C$  و  $a^D$  قابل شناسایی است. متانی که با کاهش  $CO_2$  تولید شده کمتر تخلیه دوتریوم ( $a^D$ ) شده و بیشتر  $^{13}C$  از دست داده نسبت به متانی که با تخمیر استات تولید شده است (شکل ۲-۵). تقریباً ۲۰٪ متان در

تمام گازهای طبیعی تجاری منشأ بیوژنیک دارد. تولید  $C_1-C_4$  بعد از پیک تولید نفت رخ می‌دهد اما  $CO_2$  قبل، هم‌زمان یا حتی بعد از تولید هیدروکربن‌های مایع تولید می‌شود. تولید گاز محدود به بلوغ حرارتی بالا و پس از تولید نفت نیست. مقادیر قابل ملاحظه از گاز ترموژنیک می‌تواند هم‌زمان با نفت تولید شود. تقریباً ۷۵٪ گاز سنگ منشأ با پایان تولید نفت، تولید شده است ( $R_0$  برابر ۱/۱). با این حال، کروژن و بیتومین در سنگ منشأ در حال بالغ شدنی حفظ می‌شوند که پنجره نفتی را گذرانده و با استرس‌های گرمایی آتی به گاز طبیعی می‌شکنند.



شکل (۲-۵): منشأ متان، محاسبه‌شده توسط نسبت ایزوتوپ کربن در مقابل نسبت ایزوتوپ هیدروژن [۱۹]

## ۲-۴ سیستم‌های با اهمیت شیل‌گازی در ایالات متحده آمریکا

### ۱-۴-۲ سیستم‌های با اهمیت شیل‌گازی در ایالات متحده آمریکا

سنگ سازندهای شیلی تولیدکننده‌ی گاز در سنگ‌های متعلق به دوران زمین‌شناسی پالئوزوئیک و مزوزوئیک در قاره‌ی آمریکا می‌باشند. شکل ۲-۶ توزیع جغرافیایی پنج سیستم شیل‌گازی با اهمیت در

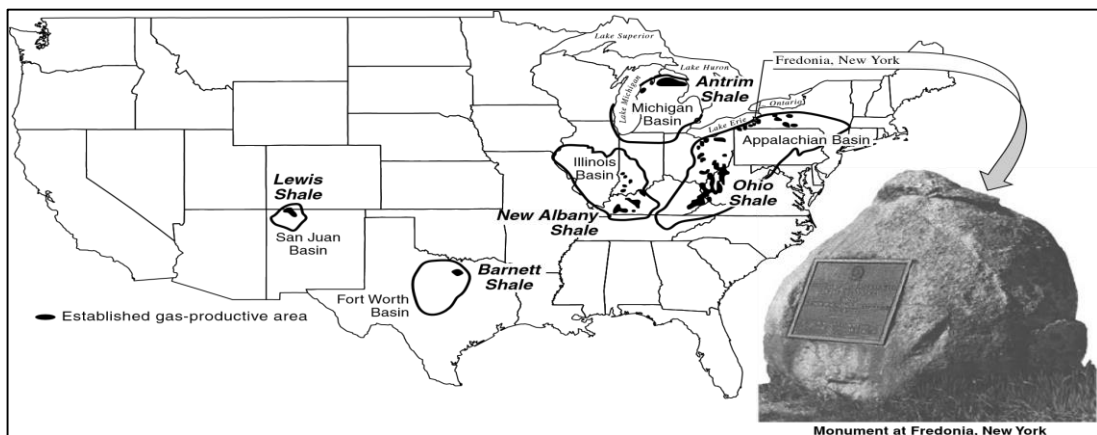
ایالات متحده را نشان می‌دهد. شیل دونین آنتریم حوضه میشیگان و شیل دونین اوهایو<sup>۱</sup> حوضه آپالچین، ۸۴٪ از کل ۳۸۰bcf (میلیارد فوت مکعب) گاز شیلی تولید شده در ۱۹۹۹ را تولید کرده‌اند. با این وجود تولید سالانه گاز به‌طور ثابتی از ۳ سازند ارگانیکی شیلی اصلی دیگر در حال افزایش است که بعداً کشف و توسعه داده شده‌اند:

✓ شیل دونین نیو آلبنی در حوضه ایلینوئیس<sup>۲</sup>

✓ شیل می‌سی‌سی‌پی بارتنت<sup>۳</sup> در حوضه فورت ورت<sup>۴</sup>

✓ شیل کرتاسه لوئیز در حوضه سن خوان<sup>۵</sup>

بر اساس محاسبات انجام شده در بسترهای فوق، ذخایر شیل‌های گازی با دربرداشتن ۴۹۷-۸۷۳ tcf (تریلیون فوت مکعب) گاز در جا در مجموع بسیار مورد توجه قرار گرفته‌اند. مقدار ذخیره‌ای که به‌طور فنی قابل برداشت تخمین زده شده است (بدون در نظر گرفتن شیل لوئیز) از ۳۱ تا ۷۶ tcf است. در هر دو مورد شیل اوهایو بیش‌ترین سهم را دارد.



شکل (۲-۶): توزیع جغرافیایی پنج سیستم شیل‌گازی در لاور ۴۸ ایالت آمریکا [۱۹]

<sup>1</sup> Ohio

<sup>2</sup> Illinois

<sup>3</sup> Mississippian Barnett

<sup>4</sup> Fort worth

<sup>5</sup> 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 به‌طور معمول نیازمند بهبود شیل‌های گازی بانفوذ پذیری ذاتی کم ( $darcy < 10$ ) برای خمیره سنگ است [۱۹].

در این مخازن اجزای تثبیت شده برای پوش سنگ‌ها از بنتونایت (حوضه سن خوان) و شیل (حوضه‌های آپالاچین و فورت ورث) تا رسوبات یخچالی (حوضه میشیگان) و تغییرات رخساره‌ای کربنات/شیل (حوضه ایلینوئیس) متغیر هستند. مؤلفه‌های گاز بیوژنیک و ترموژنیک در این مخازن موجود هستند با این حال به نظر می‌رسد که گاز بیوژنیک در حوضه‌های میشیگان و ایلینوئیس (شکل ۲-۶) غالب است.

پارامترهای اساسی زمین‌شناسی ژئوشیمیایی پنج سیستم شیل‌گازی مورد بحث در ایالات متحده در جدول ۱-۲ خلاصه شده است. طیف وسیع و متنوع این پارامترها در مخازن غیرمتعارف امری طبیعی است. این ۵ سیستم شیلی، به‌خصوص یک تنوع وسیع و غیرمنتظره در پارامترهای کلیدی بلوغ حرارتی (توسط ضریب انعکاس ویتترینایت بیان می‌شود) مقدار گاز جذب‌شده، ضخامت مخزن، محتوای کلی کربن آلی (TOC) و حجم گاز در جا را نشان می‌دهند [۱۹]. روش‌های 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<sup>۱</sup> توسعه داده شده‌اند:

- ضریب انعکاس ویتترینایت  $R_o$ ، به‌عنوان شاخصی از بلوغ حرارتی کروژن
- مقدار گاز حاضر به شکل گاز جذب شده<sup>۲</sup>
- ضخامت مخزن
- TOC

<sup>1</sup> U.S. Department of Energy And Gas technology

<sup>2</sup> Adsorbed Gas

• گاز در جا<sup>۱</sup>

این پنج پارامتر کلیدی به یک مقدار بیشینه پنج و یک مقدار کمینه صفر برای هر بستر نرمالیزه شده‌اند که پارامترهایی که به‌طور وسیعی با یکدیگر متفاوت هستند اجازه‌ی تولید تجاری گاز را از این شیل‌های غنی از ماده آلی و ترک‌دار را می‌دهند [۱۸]. نکته مهم این است که کیفیت پایین یک عامل (فرضاً گاز جذب‌شده اندک) ممکن است توسط یک عامل دیگر (مثلاً ضخامت زیاد سازند) 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.

جدول (۱-۲): پارامترهای مخزنی، زمین‌شناسی و ژئوشیمیایی پنج سیستم شیل‌گازی آمریکا [۱۹]

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 <sub>o</sub> )	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 & RioArriba Counties, New Mexico

<sup>1</sup> Gas In Place Acer-Foot Of Reservoir

## ۲-۴-۲ چارچوب زمین‌شناسی

### ۱-۲-۴-۲ 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 در متوسط تا اواخر دونین می‌پوشانده است (شکل ۲-۷). این بستر با بیش از ۱۷۰۰۰ فوت از رسوبات پوشیده شده که ۹۰۰ فوت آن را شیل آنتریم تشکیل می‌دهد و با سنگ‌های دوونین-می‌سی‌سی‌پین مرتبط است. حوضه آنتریم، نزدیک مرکز حوضه ساختاری جدید، حدود ۲۴۰۰ فوت زیر سطح آب دریا است. چاه‌ها عموماً در ممبرهای لاجین و نوروود از آنتریم پایینی تکمیل شده‌اند که ضخامت ۱۶۰ فوت از شیل نیو آلبانی از حوضه‌های ایلینوئیس را تشکیل می‌دهند. محتوای TOC در لاجین و نوروود بین ۰/۵ تا ۲۴/۰ وزنی متغیر است. این شیل‌های سیاه غنی از سیلیکا (۲۰ تا ۴۱/۰ درصد کوارتز میکروکریستالین و سیلت ماسه‌بادی) به همراه دولومیت فراوان، سنگ آهک سخت شده و سیمان سولفات، سولفید و کربنات است. واحد آنتریم پایینی، پاکستون ۱ ترکیبی از لیتولوژی‌های شیل خاکستری و مادستون آهکی است و دربرگیرنده ۳/۰ تا ۸/۰ TOC و ۷ تا ۳۰٪ سیلیکا می‌باشد. به نظر می‌رسد گاز شیلی آنتریم از دو منبع ترموژنیک و میکروبیال (بیوژنیک در نتیجه‌ی فعالیت‌های متابولیکی توسط باکتری‌های متاژنزی) است.

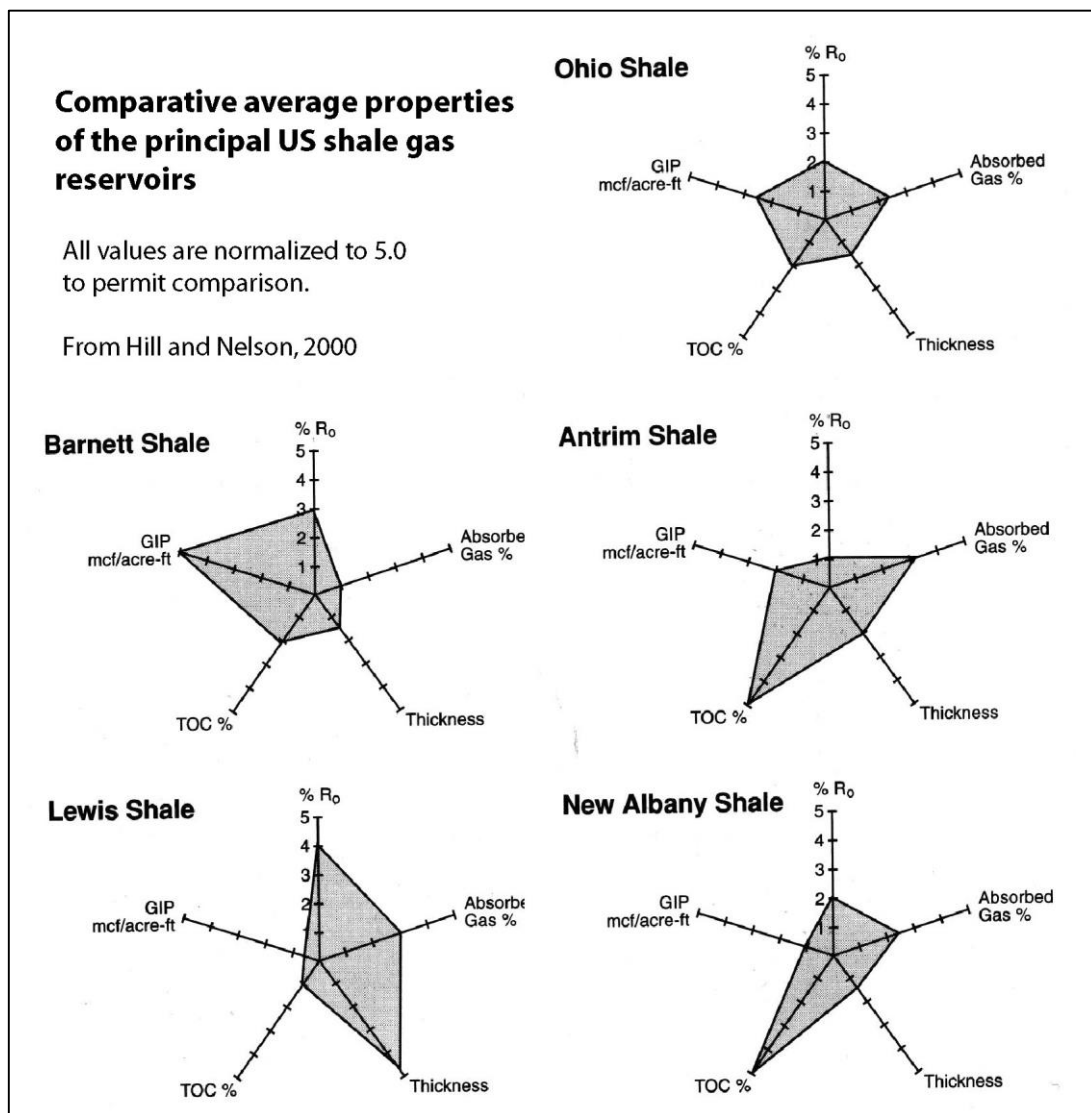
### ۲-۲-۴-۲ شیل اوهایو (دونین):

شیل اوهایو (شکل ۲-۷) از حوضه‌ی آپالاچین در بسیاری از جنبه‌ها با سیستم نفتی شیل آنتریم متفاوت است. این سیستم نفتی، اولین تولید تجاری گاز در ایلات متحده را تأمین می‌کند.

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.

<sup>1</sup> Paxton

سایر چاه‌ها بعد از حفاری جریان قابل توجهی نداشتند.



شکل (۷-۲): نمودارهای عنکبوتی شیل‌های آنتریم، اوهایو، نیو آلبانی، بارنت، لوئیس [۱۹]

### ۳-۲-۴-۲ شیل نیو آلبانی (دوین):

شیل نیو آلبانی از بستر ایلینوئیز (شکل ۷-۲) با شیل‌های اوهایو و آنتریم همبستگی دارد. ضخامت واحدهای شیل نیو آلبانی از ۱۰۰ تا ۴۰۰ فوت است و در عمق ۴۹۰۰-۶۰۰ 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 به‌عنوان 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 بالاآمدگی شیل‌ها در روی بالاآمدگی‌های سنگ‌های کربناته است. بیش‌تر تولید گاز طبیعی نیو آلبانی از حدود ۶۰ میدان در کنتاکی شمال غربی و ایندیانا جنوبی در جوار آن، می‌باشد. به‌رحال تولیدات گذشته و حال، کمتر از تولید شیل‌های اوهایو و آنتریم است.

## ۴-۲-۴-۲ شیل بارنت (می‌سی‌سی‌پین):

شرکت MEDC<sup>۱</sup> تولید گاز تجاری از شیل بارنت می‌سی‌سی‌پی را در سال ۱۹۸۱ حوضه فوت ورث آغاز کرد. اگرچه میدان نیوارک ایست ۲ منطقه تولیدکننده اصلی است، MEDC 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 ۲-۷).

جاروی و همکارانش (۲۰۰۱) همچنین بیان داشتند، درحالی‌که سیستم نفتی شیل بارنت پتانسیل نفتی بهترین در جهان<sup>۳</sup> را نشان می‌دهد، دو عامل مانع تولید نفت و گاز هستند؛

(۱) خروج دوره‌ای هیدروکربن‌ها وقتی سایر اجزای سیستم نفتی (مسیر مهاجرت، سنگ‌های مخزن، تله‌ها) کمتر از مقدار بهینه در زمان و مکان هستند.

(۲) سنگ پوش‌هایی که به‌طور متناوب نشت می‌کنند<sup>۴</sup>.

با این وجود تولید گاز بارنت (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

<sup>۱</sup> Mitchell Energy and Development Corporation

<sup>۲</sup> Newark East

<sup>۳</sup> World-Class

<sup>۴</sup> Leaking

مجاورت با دالاس<sup>۱</sup>-فورت ورث محدود می‌شود [۱۹].

## ۲-۴-۵-۲ شیل لوئیس (کرتاسه):

شیل لوئیس از حوضه مرکزی سن خوان از کرادو<sup>۲</sup> و نیو مکزیکو<sup>۳</sup> (شکل ۷-۲) جوان‌ترین حوضه گاز شیلی، به لحاظ زمین‌شناسی و هم‌اکنون توسعه تجاری، است.

بررسی شکل ۷-۲ و جدول ۱-۲ نشان می‌دهد که شیل لوئیس بیش‌ترین ضخامت خالص و بالاترین بلوغ حرارتی را بین ۵ سیستم نفتی مورد بحث دارد. (شکل ۷-۲) همچنین میزان گاز جذب‌شده در این شیل بیش‌ترین مقدار را دارد [۱۹].

## ۲-۵ معیارهای غربالگری مخازن شیل‌گازی

جاروی و کلاکستون (۲۰۰۲) در بستر فورت ورث، جایی که سطح بلوغ سنگ منشأ برای تولید گاز ترموژنیک از شیل بارنت ایده آل است، یک روش ارزیابی چاه بر اساس پارامترهای ژئوشیمیایی زیر ارائه دادند (شکل ۸-۲):

- محتوای کربن آلی
- نسبت تبدیل (TR) یا مقدار تبدیل مواد آلی به هیدروکربنها
- بلوغ حرارتی که با ضریب انعکاس ویتترینات اندازه‌گیری می‌شود ( $R_0$ )
- ترکیب گاز، مانند رطوبت گاز
- حجم گاز آزاد

---

<sup>1</sup> Dallas

<sup>2</sup> Corado

<sup>3</sup> New Mexico

- حجم گاز موجود در خرده‌های حفاری، به‌عنوان معیاری از گاز به‌دست‌آمده از شکست شیل

بارنت

هنگامی که مقادیر این پارامتر فراتر از آستانه کمینه بشود، چشم‌اندازها برای گسترش یک چاه گازی تجاری افزایش می‌یابد. علاوه بر این معیارهای ژئوشیمیایی، Zhao (۲۰۰۴) توجه همگان را به سمت ویژگی‌های فیزیکی سنگ مخزن، به‌خصوص تخلخل و شکنندگی جلب کرد [۲۱].

مانند همه حوضه‌های هیدروکربنی، عوامل زیادی باید در کنار یکدیگر قرار گیرند تا یک مخزن شیل‌گازی از لحاظ تجاری موفق شود. با سطح دانش کنونی، به نظر می‌رسد که ۶ عامل بحرانی عبارتند از:

(۱) محتوای گازی که تابعی از محتوا و نوع کروژن، تاریخچه/سطح بلوغ (بیوژنز) و نگهداری گاز است.

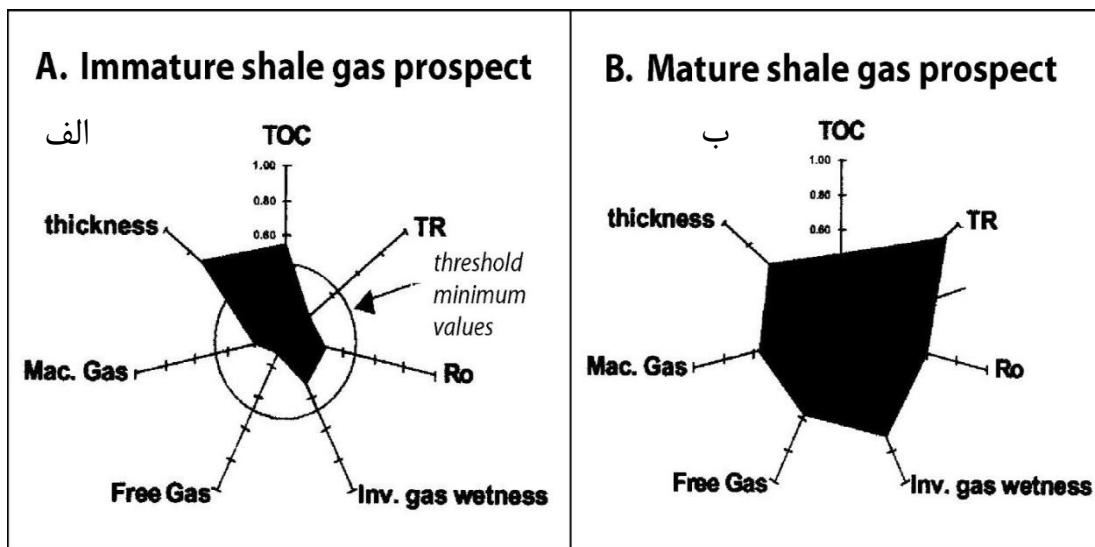
(۲) اشباع بالای گاز، یا برعکس اشباع بسیار پایین آب.

(۳) ضخامت خالص بالای بازه شیل‌گازی.

(۴) وجود یک سیستم شکستگی طبیعی که برای ویژگی‌های پوشاندگی مخزن شیلی مناسب هستند.

(۵) آب‌گذر، مانند لایه‌های سیلتی یا میکرو شکستگی‌ها، برای عبور جریان گاز از خمیره‌ی شیل به شبکه ماکرو شکستگی.

۶) قابلیت القای شکستگی‌های مصنوعی کنترل شده عمیق در مخزن شیلی بدون اینکه در سنگ‌های حاوی آب مجاور شکستگی ایجاد کند (وجود موانع شکستگی).



شکل (۲-۸): معیارهای ارزیابی ژئوشیمی و ضخامت مخزن (منشأ) شیل بارنت. (الف) شیل نابالغ بارنت، TOC و ضخامت مخزن مناسب است؛ اما قادر به تولید و خارج کردن هیدروکربن نیست. (ب) منطقه‌های مؤثر در آینده که تمام معیارها را شامل می‌شوند و در پنجره گازتر و خشک قرار دارند [۲۱].

واضح است که با در نظر گرفتن این عوامل، مخازن گاز شیلی با یکدیگر متفاوت هستند. این مسئله چالشی برای اکتشاف و توسعه ذخایر شیل‌گازی جدید و تجاری است. به خاطر اطلاعات محدودی که در این مطالعه در ارتباط با شیل‌های سیاه Utah در دست است، معیارهای غربالگری که در این پروژه استفاده شده است؛ بسیار کاهش یافته است [۲۱]:

- غنی بودن از مواد آلی و بلوغ شیل سیاه
- ضخامت بازه غنی از کروژن (Kerogen-Rich)
- احتمال شکستگی طبیعی و القایی
- موانع محتمل برای شکست هیدرولیکی، یا زون‌های اشباع از آب در لایه‌های مجاور

## ۲-۶ بررسی جامع شیل می‌سی‌سی‌پین بارنت به‌عنوان یک مدل برای ارزیابی

### شیل‌های گازی

حوضه‌های شیل‌گازی بر اساس منشاء گاز و ویژگی‌های سیستمی شناسایی می‌شوند. سیستم شیل‌گازی بارنت، یک سیستم منشأ-مخزن با مقدار بسیار زیادی گاز که تحت تأثیر فرآیندهای (۱) غنی‌شدگی اولیه بسیار زیاد سنگ منشأ از مواد آلی، (۲) شکست اولیه کروژن و شکست ثانویه نفت حفظ‌شده (۳) نگهداری نفت برای شکست به گاز توسط گاز جذب، (۴) تخلخل ناشی از تجزیه‌ی مواد آلی و (۵) ترکیب کانی‌شناسی شکننده تولید می‌گردد.

میدان گاز شرق نیوارک واقع در بستر فوت ورث تگزاس با تولید گاز ترموژنیک از شیل‌های با تخلخل و نفوذپذیری پایین تولید می‌شود. گاز در جای کلی بر اساس بازیابی نهایی تخمین زده شده و در نظر گرفتن پروفیل‌های تولید،  $204 \text{ bcf/section GIP}$  محاسبه شده است. طبق برآوردها شیل‌گازی بارنت، پتانسیل تولید کلی تقریباً برابر با  $3657 \text{ mcf/ac-ft}$  دارد. با فرض ضخامت  $350$  فوت ( $107$  متر) و وجود هیدروژن تنها به مقدار کافی برای شکست جزئی نفت حفظ‌شده به گاز، می‌توان پتانسیل تولید کلی را برابر با  $820 \text{ bcf/section}$  برآورد نمود. حدود  $60\%$  از این پتانسیل از سنگ منشأ بارنت خارج می‌شود و باقی آن برای شکست ثانویه نفت به گاز در سنگ منشأ حفظ می‌شود (در صورت تأمین بلوغ حرارتی مناسب). تحت شرایط عادی فشار، حجم، دمای مخزن و تخلخل  $6\%$ ، شیل بارنت ظرفیت ذخیره‌گازی برابر با  $540 \text{ mcf/ac-ft}$  یا  $159 \text{ scf/ton}$  نشان می‌دهد.

ذخیره‌ی گاز در شیل بارنت بیشتر به‌صورت گاز آزاد به همراه مقدار کمتری گاز جذب شده است. این گاز از شکست ترموژنیک کروژن و همچنین شکست نفت حفظ‌شده‌ی شیل مشتق می‌شود. به‌طور کلی مناطقی که در آن شیل بارنت در پنجره‌ی نفتی ( $R_0$  برابر با  $6\%$  تا  $99\%$ ) قرار دارد، نرخ جریان گاز (EUR) کمتر است؛ چراکه در این پنجره‌ی نفتی تنها گاز همراه با نفت تولید می‌شود [۲۰].

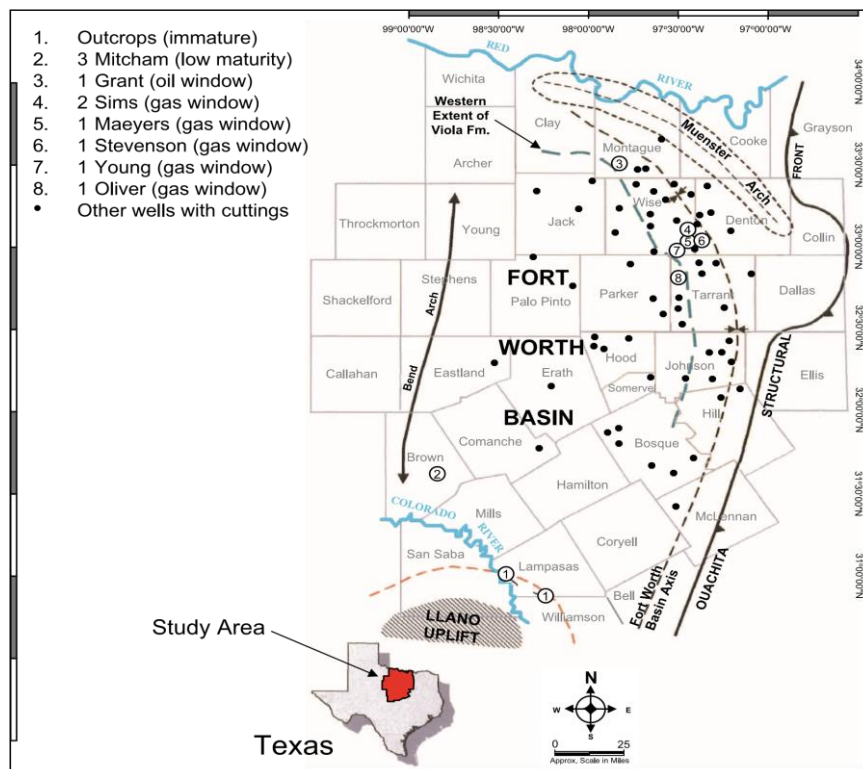
## ۲-۶-۱ شیل گازی بارنت و سیستم نفتی

در سیستم نفتی متشکل از اجزا سنگ منشأ، مسیر مهاجرت، سنگ مخزن، سنگ پوش فرآیندهایی که روی می‌دهد شامل تولید، خروج، تجمع و نگهداری هیدروکربن‌ها هستند. جذب سطحی نفت و اثر آن روی خروج و شکست ثانویه نفت حفظ‌شده فرآیندهای مهمی است که برای تشخیص گاز درجا در شیل بارنت بحرانی می‌باشند. شیل بارنت در عمق مناسبی دفن شده و در معرض جریان سیال داغی قرار گرفته که باعث شده سنگ منشأ در بیشتر بخش‌های بستر فورث ورث به مراحل تولید نفت یا گاز برسد. در مناطقی که شیل بارنت به پنجره‌ی گاز می‌رسد ( $R_o$  بیشتر از ۰.۱) و به‌خصوص در  $R_o$  بیشتر از ۰.۱/۴، منابع گازی تجاری پیوسته و وسیعی وجود دارند [۲۰].

## ۲-۶-۲ نمونه‌ها و نتایج تجربی

همان‌طور که در شکل ۲-۹ مشاهده می‌شود نمونه‌های مغزه، خرده‌سنگ‌ها و نمونه‌های سطحی از ۸ مکان مختلف در بستر فورث ورث به‌دست آمده‌اند. یک پایگاه داده ژئوشیمیایی شامل ۳۱۵ نمونه مغزه، ۴۸۸ نمونه خرده حفاری و ۶ نمونه مقطع سطحی از شیل بارنت در بستر فورث ورث برای تعیین ویژگی‌های ژئوشیمیایی، شامل پتانسیل تولید گاز، استفاده شده است. در جدول ۲-۲ مقادیر میانگین  $R_o$ ، TOC و پارامترهای راکا اول نمونه‌ها ارائه شده است. علاوه بر پارامترهای ذکرشده، مقایسه سه پارامتر جدید محاسبه‌شده نمونه‌ها شامل  $R_o$  محاسبه شده از  $T_{max}$  (بر اساس معادله ۲-۱) جاروی (۲۰۰۱)، نفت موجود در سنگ و پتانسیل تولید (که به ترتیب از مقادیر  $S_1$  و  $S_2$  در ضریب تبدیل برابر با ۲۱/۸۹ به‌دست آمده‌اند) نیز صورت گرفته است. نمونه‌های مغزه متعلق به شش چاه متفاوت با بلوغ حرارتی بالا در بستر فورث ورث هستند (جدول ۲-۲). نتایج آنالیز نمونه‌های خرده حفاری ۳۵ چاه از ۱۷ بخش مختلف، به‌صورت میانگین کل نمونه (همه نمونه‌ها)، نمونه‌های با بلوغ حرارتی پایین ( $T_{max}$  کمتر از ۴۴۰ درجه سانتی‌گراد) و نمونه‌های با بلوغ بالا گزارش شده‌اند (جدول ۲-۲). دو نمونه رخنمون

از دو مکان در جنوب غربی بستر فورث ورت نمونه‌هایی از نظر حرارتی نابالغ در شیل بارنت هستند (مانند مجموعه‌ای از نمونه‌های خرده‌های حفاری). ۶ نمونه مغزه حفاری که عمدتاً در پنجره گازی (یک نمونه در پنجره نفتی) نیز برداشت شده است.



شکل (۹-۲): نقشه مکانی رخنمون‌ها و چاه‌ها در منطقه مورد مطالعه [۲۰]

با توجه به مقادیر HI و  $T_{max}$  متوسط نمونه‌ها در مراحل مختلف بلوغ حرارتی شامل نابالغ و کم بالغ، پنجره‌ی نفتی و پنجره‌ی گازی قرار دارند. مقدار میانگین پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه‌های مغزه با بلوغ حرارتی بالا در سطر آخر جدول ۲-۲ محاسبه شده است. این مقادیر میانگین در بخش محاسبات مربوط به  $TR_{HI}$  و  $TOC_0$  جایگزین مقادیر زمان حال پارامترهای مذکور می‌شوند.

$$R_o \text{ from } T_{max} = 0.0180T_{max} - 7.16 \quad (1-2)$$

جدول (۲-۲): مقادیر متوسط  $TOC_0$ ؛ به همراه نتایج راکا اول،  $R_o$  و محاسبه آن‌ها از نمونه‌های مغزه و خرده حفاری از شیل

Thermal Maturity	Map Number	Operator and Well**	County	TOC	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	HI***	T <sub>max</sub>	Calculated Ro	Measured	Oil in Rock from	Generation		
				(wt.%)	(mg HC/g Rock)	(mg HC/g Rock)	(mg HC/g TOC)	(°C)	(from T <sub>max</sub> ) <sup>†</sup>	R <sub>o</sub> (%)	S <sub>1</sub> (bbl oil/ac-ft) <sup>††</sup>	S <sub>2</sub> (bbl oil/ac-ft) <sup>††</sup>	Potential	
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 <sub>max</sub> <440jC)	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	nr	19	402	
Oil window Gas window Gas window Gas window Gas window Gas window Gas window	3	Oryx 1 Grant (core)	Montague	4.70	3.60	14.09	300	446	0.86	0.86	79	308	25	
	4	MEC 2 Sims (core)	Wise	4.21	0.33	1.07	25	491	1.67	1.67	7	23	99	
	5	MEC 1 Maeyers (core)	Wise	4.45	0.61	0.97	22	477	1.43	na	13	21	9	
	6	MEC 1 Young (core)	Wise	4.73	1.95	2.78	59	468	1.27	na	43	61	111	
	7	MEC 1 Stevenson (core)	Wise	4.68	0.76	0.96	20	470	1.30	na	17	21	12	
	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	

\*Samples are divided into immature, oil-window, and gas-window thermal-maturity categories.

\*\*MEC = Mitchell Energy Corporation; APC = Anadarko Petroleum Corporation.

\*\*\*HI = Hydrogen Index.

<sup>y</sup>

Calculated R<sub>o</sub> from T<sub>max</sub> = 0.0180 T<sub>max</sub> 7.16 (Jarvie et al., 2001).

<sup>yy</sup>

Conversion factor for S<sub>1</sub> or S<sub>2</sub> to bbl oil/ac-ft = 21.89.

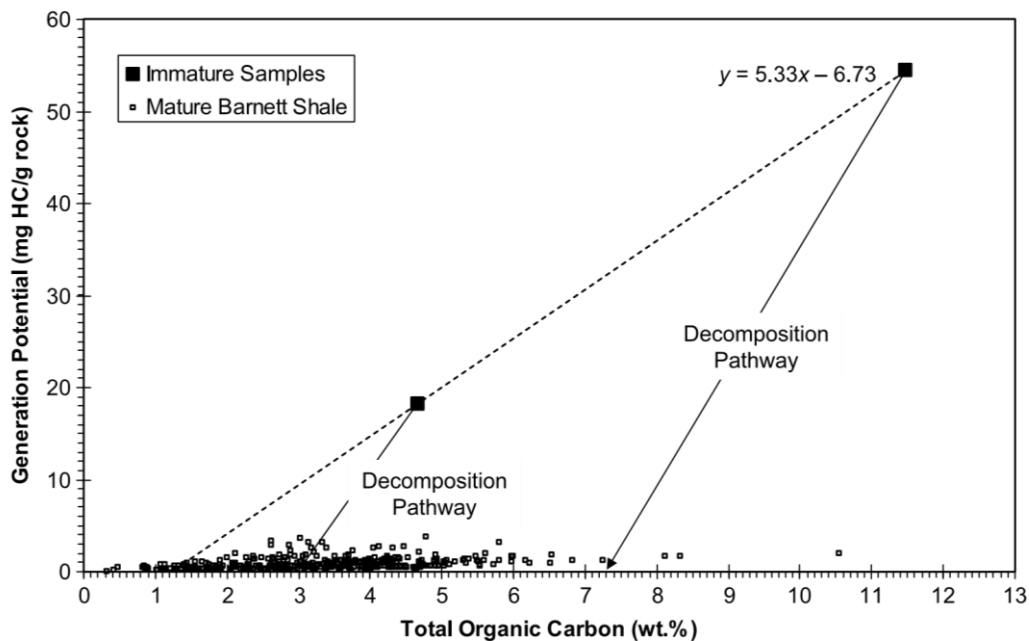
## ۲-۶-۳ نوع کروژن

مقدار متوسط اندیس هیدروژن اولیه (HI<sub>o</sub>) نمونه‌های مقطع سطحی نابالغ برابر ۴۷۵ mgHC/gTOC بوده که دلالت بر وجود کروژن تیپ ۲ دریایی و نفت زا دارد. نمونه‌های خرده حفاری (بخش ۲، شکل ۱۰-۲) بلوغ حرارتی پایینی (R<sub>o</sub> برابر با ۰.۶۲٪، همچنین HI<sub>o</sub> آن‌ها با مقدار متوسط ۴۷۵ mg HC/g TOC (۳۹۲) نسبت به نمونه‌های رخنمون کمتر است.؛ مقادیر اندازه‌گیری شده HI<sub>o</sub> برای نمونه‌های با بلوغ حرارتی پایین بین ۳۹۲ تا ۴۷۵ mg HC/g TOC است. زمانی که نمونه‌های نابالغ رخنمون و نمونه‌های با بلوغ پایین خرده حفاری بر روی نمودار S<sub>2</sub> در برابر TOC باهم ترکیب شوند، شیب بهترین خط تطابق HI<sub>o</sub> برابر با ۵۳۳ mgC/g TOC را نشان می‌دهد (شکل ۱۰-۲) که HI<sub>o</sub> بر اساس تفسیر گرافیکی و اندازه‌گیری داده‌ها مقادیری بین ۳۹۲ تا ۵۳۳ mg HC/g TOC را دارا می‌باشد.

با افزایش بلوغ حرارتی، HI زمان حال (HI<sub>pd</sub>) کمتر از HI<sub>o</sub> می‌شود و HI<sub>pd</sub> 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) [۲۰].



شکل (۲-۱۰): نمودار پتانسیل تولید  $S_2$  در مقابل TOC [۲۰]

## ۲-۶-۴ تعیین محتوای کربن آلی اولیه

تعیین محتوای کربن آلی اولیه ( $TOC_0$ ) یک سنگ منشأ، یک ابزار کمی برای تخمین حجم کلی هیدرو کربن‌هایی است که آن سنگ منشأ می‌تواند با توجه به نوع کروژن تولید کند. رویکردی که برای تعیین ( $TOC_0$ ) در این تحقیق استفاده شده است شامل محاسبه  $HI_0$  بر اساس تیپ بصری کروژن و استفاده از میانگین  $HI_0$  برای چهار نوع کروژن است.

$$HI_0 = (\%type I/100)750 + (\%type II/100)450 + (\%type III/100)125 + (\%type IV/100)50 \quad (2-2)$$

نرخ تبدیل ( $TR_{HI}$ )، برابر است با تغییرات در مقدار  $HI_0$  از ابتدا تا زمان حال ( $HI_{Pd}$ ) که رابطه‌ی ارائه شده توسط جاروی شامل یک تصحیح روی مقادیر شاخص تولید اولیه نفت ( $PI_0$ ) و شاخص تولید نفت در زمان حال ( $PI_{Pd}$ ) می‌شود (معادله ۲-۳). وقتی ( $TR_{HI}$ ) تعیین شود،  $TOC_0$  قابل محاسبه خواهد بود (معادله ۲-۵). مقدار محاسبه شده  $TOC_0$  برای شیل بارنت ۶/۴۱٪ است. کروژن‌ها ۹۵٪ تیپ II و ۵٪

تیپ III هستند که  $HI_0$  متوسط برابر  $434 \text{ mgHc/gTOC}$  می شود.

$$TR_{HI} = 1 - (HI_{Pd}[1200 - HI_0(1 - PI_0)]) / (HI_0[1200 - HI_{Pd}(1 - PI_{Pd})]) \quad (3-2)$$

$$PI_0 = 0.02(PI_{Pd})$$

$$TOC_0 = [HI_{Pd}(TOC_{Pd}/(1 + K))83.33] / [HI_0(1 - TR_{HI})(83.33 - TOC_{Pd}/1 + K) - HI_{Pd}(TOC_{Pd}/1 + K)] \quad (4-2)$$

در معادلات ۲-۵ و ۲-۶ می توان مشاهده نمود که در صورت کمبود اطلاعات می توانند تخمین های تقریبی قابل قبولی ارائه دهند.  $F$  (کسر هیدروکربن های تولید شده<sup>۱</sup>) صورت ساده از مقدار تبدیل ماده آلی ( $TR_{HI}$ ) است و به صورت نسبت تغییر در مقدار  $HI$  از ابتدا تا زمان حال بیان می شود.  $dV_{toc}$  نشان دهنده ی بیشترین مقدار  $TOC$  است که می تواند به کربن در هیدروکربن تبدیل شود. مقادیر  $dV_{toc}$  برای هر نوع کروژن از جدول ۲-۳ قابل استخراج است [۸].

$$F = (HI_0 - HI_{Pd}) / HI_0 \quad (5-2)$$

$$TOC_0 = TOC_{Pd}/1 - (F \cdot dV_{TOC}) \quad (6-2)$$

---

<sup>1</sup> Fraction Of Generated

جدول (۲-۳): مقدار تئوری حداکثر TOC قابل تبدیل به کربن در هیدروکربن [۲۱]

Kerogen type	<i>Maximum Percentage of TOC Converted to C in oil and gas</i>		
	I	II	III
Oil	58	42	18
Gas	<u>4.5</u>	<u>6.2</u>	<u>7.2</u>
Total	62.5	48.2	25.2
Total if all oil Goes to gas	31	26	15

## ۲-۶-۵ 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 فرض بر این است که این اتفاق به دو علت رخ می‌دهد.

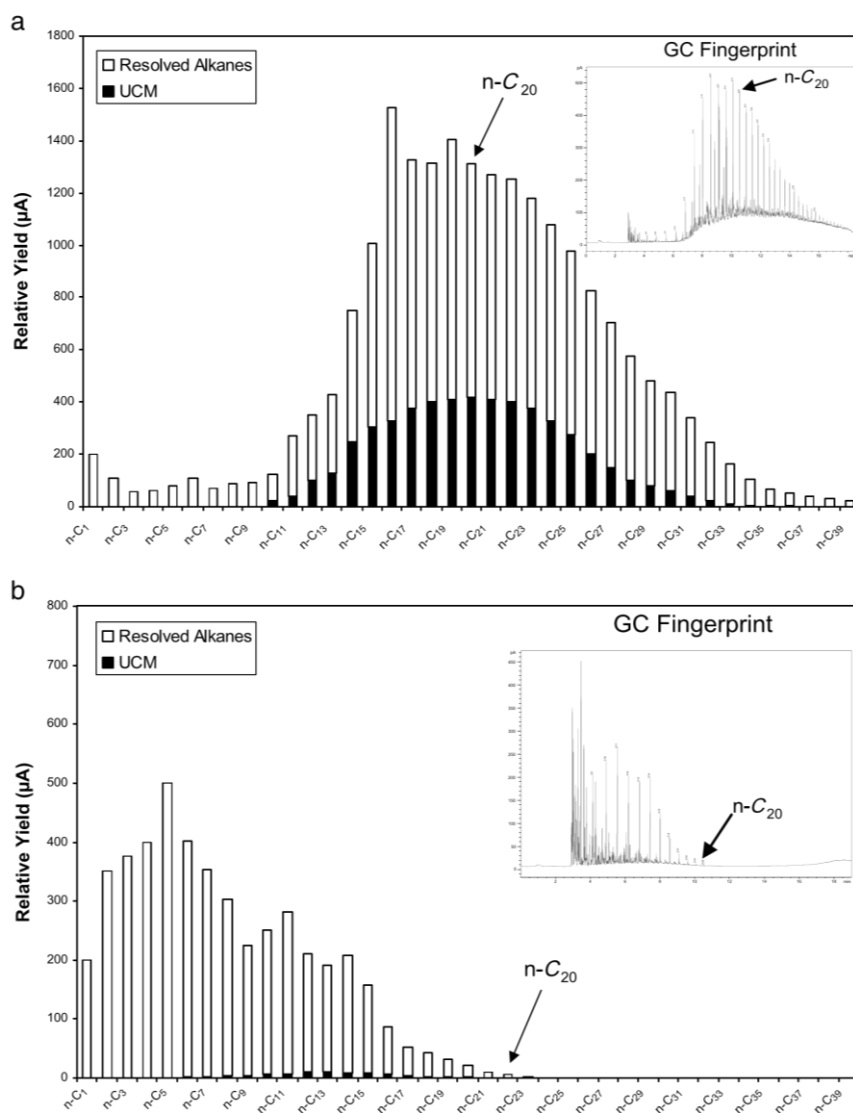
۱- پایین‌تر بودن حجم گاز تولیدی

۲- 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 عبارتند از: تعیین ضریب انعکاس ویتترینایت نمونه به صورت بصری و از ارزیابی‌های شیمیایی (شامل تعیین  $T_{max}$  راکا اول، نرخ تبدیل مواد آلی، اثرانگشت هیدروکربن باقیمانده، ترکیب گاز و ایزوتوپ کربن) می‌باشد.

تعیین مقادیر  $TR_{pd}$  و  $TR_{HI}$  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٪ باشد بسیار بحرانی است (شروع میعان اولیه-پنجره گازتر). برای گاز ترموژنیک شیل بارنت با بلوغ بالا، یک تقریب از  $TR_{HI}$  هم‌ارز با مقادیر انعکاس ویتترینایت، از ابتدای پنجره نفتی تا پایان پنجره گازی از نقاط داده‌ها مشتق

شده است (جاروی ۲۰۰۵).  $TR_{HI}$  ابتدای پنجره گازی، تقریباً ۸۰٪ تا ۹۰٪ پنجره گاز خشک را احتیاج دارد. شیل‌هایی که روی اثرانگشت گاز کروماتوگرافی دارای پارافین بیشتر از  $C_{20}$  یا ترکیبات پیچیده‌ی حل‌نشده بزرگ‌تر<sup>۱</sup> (UCM) هستند نسبت به شیل‌های با محتوای هیدروکربن باقیمانده حداکثر  $C_{20}$  و بدون UCM، نرخ جریان گازی بسیار کمتری دارند (شکل ۲-۱۱) [۲۰].



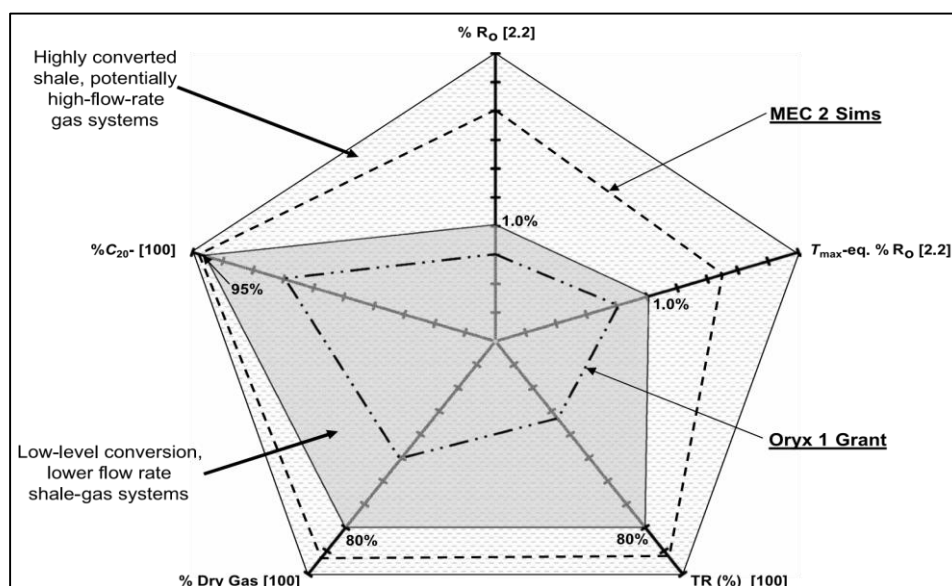
شکل (۲-۱۱): طیف گاز-کروماتوگرافی (GC) و اثرانگشت (نقشه کوچک ضمیمه) از سالونت اکسترکت شیل بارنت در (الف) پنجره نفتی و (ب) پنجره گازی [۲۰]

<sup>1</sup> Unresolved complex mixture

بلوغ حرارتی به دست آمده از روش‌های شیمیایی و بصری را می‌توان با استفاده از منحنی‌های معمولی و قطبی مختلف مقایسه کرد. برای شیل بارت طیفی از مقادیر بهینه بلوغ برای رسیدن به نرخ جریان اقتصادی در جدول (۲-۴) نشان داده شده‌اند. یک منحنی ریسک بلوغ (شکل ۲-۱۲) که اصلاح شده مدل جاروی و همکاران (۲۰۰۵) است، ابزار ساده‌ای برای مقایسه پارامترهای مختلف بلوغ و کاربرد آن‌ها برای ارزیابی اقتصادی اولیه‌ی سیستم‌های شیل‌گازی با نفوذپذیری پایین (مانند شیل بارت یا نیوآلبانی و یا شیل آنتریم) به شمار می‌رود. در این دیاگرام (شکل ۲-۱۲) 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) را شامل می‌شود و دارای پتانسیل اقتصادی است [۲۰].

جدول (۲-۴): حداقل؛ بهتر و بهترین مقادیر مربوط به پارامترهای بلوغ برای تجمعات گازی شیل بارت [۲۰]

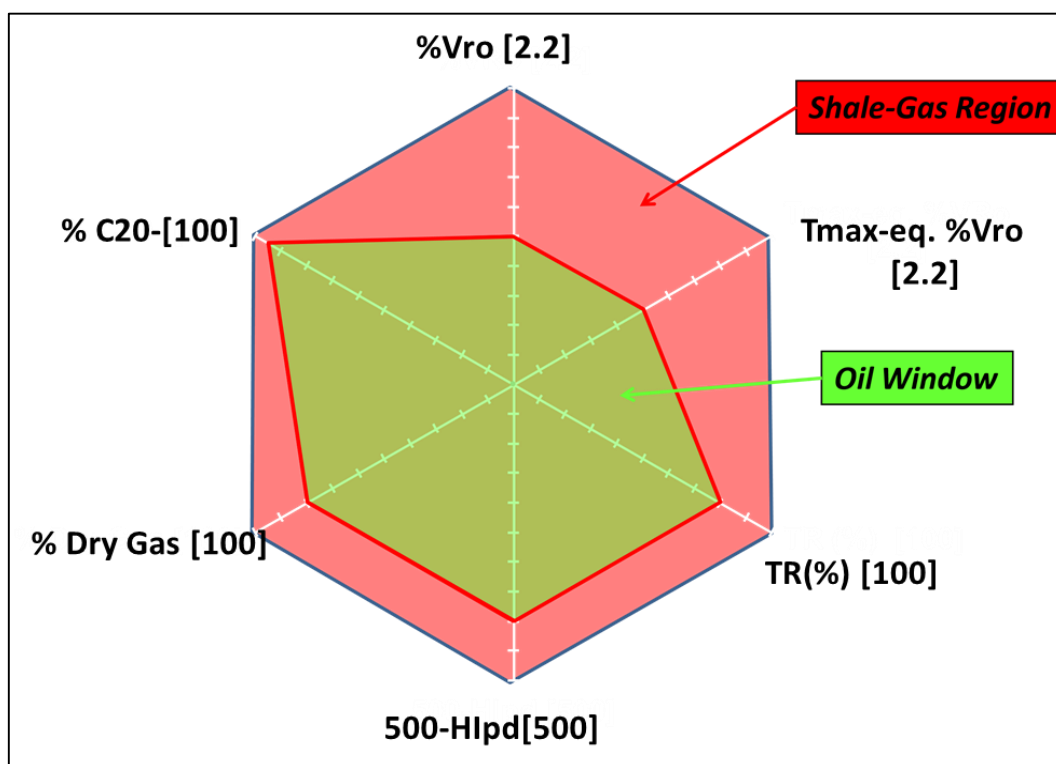
	$R_o$ (%)	$T_{max}$ (°C)	TR (%)	$HI_{pd}$ (mg HC/g TOC)	Dry Gas (%)	$C_{20}^+$ (%)
Minimum	1.00	455	80	76-100	80	5
Better	1.20	465	90	50-75	90	3
Best	1.40	475	95	<50	95	1



شکل (۲-۱۲): نمودار قطبی ریسک در شیل‌گازی به همراه ارزیابی بصری و شیمیایی تبدیل ماده آلی یا بلوغ حرارتی

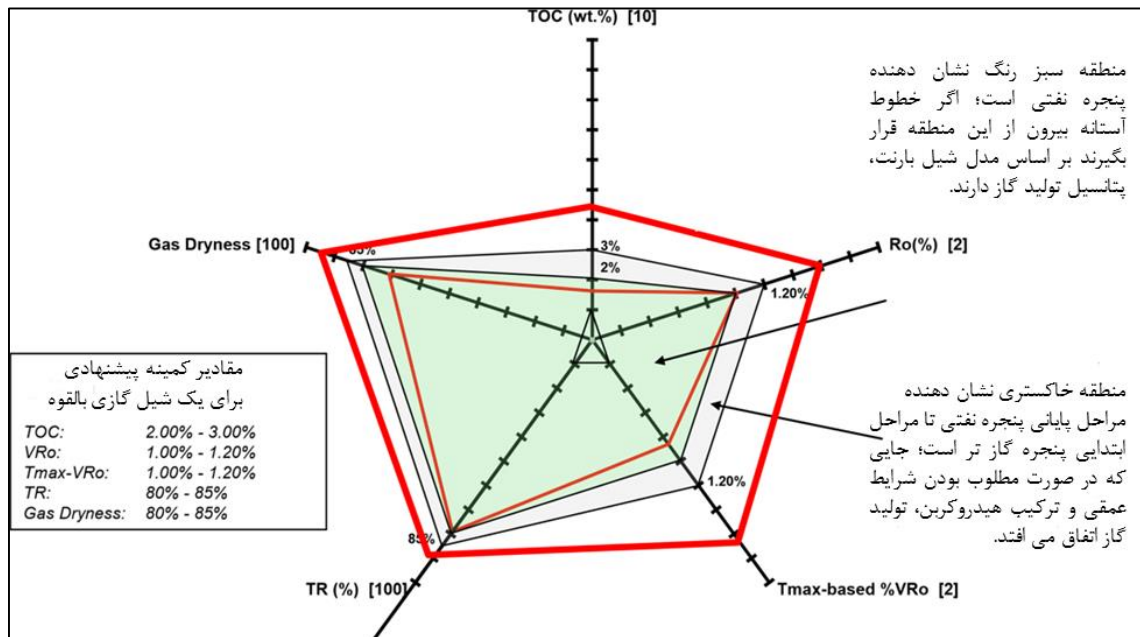
[۲۰]

علاوه بر نمودار قطبی (شکل ۲-۱۲)، جاروی (سال ۲۰۰۷) نمودارهای قطبی دیگری رسم نمود و برای رسم هریک از این نمودارها پارامترهای مختلفی را جهت ارزیابی ریسک تولید گاز در نظر گرفت [۲۳]. پارامتر خشکی گاز<sup>۱</sup> که برحسب درصد (شکل‌های ۲-۱۳ و ۲-۱۴) نشان داده شده بیانگر مقادیر C<sub>20</sub> است.



شکل (۲-۱۳): ارزیابی ریسک تولید گاز، پارامترهای بصری و شیمیایی مختلف بلوغ حرارتی [۲۳]

<sup>1</sup> Gas Dryness



شکل (۲-۱۴): ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز. بلوغ حرارتی تفسیر شده با استفاده از داده‌های بصری و شیمیایی

[۲۳]

## ۲-۶-۶ حجم هیدروکربن‌های تولید شده

پتانسیل تولید هیدروکربن باقیمانده در سنگ‌های منشأ معمولاً بر اساس نتایج پیرولیز راکا اول (S<sub>2</sub>) اندازه‌گیری می‌شود. بر اساس داده‌های در دسترس، شیل بارنت نابالغ متوسط پتانسیل تولید اولیه (S<sub>20</sub>) ۲۷/۸۴ mgHc/g rock دارد (جدول ۲-۵).

شکست نفت به گاز توسط هیدروژن موجود در سیستم که برای تشکیل گاز تر و خشک مورد نیاز است، محدود می‌شود. نسبت اتمی H/C برای نفت حدود ۱/۸ است که بستگی به ترکیب دارد، درحالی‌که تشکیل متان به ۴ اتم هیدروژن به ازای هر اتم کربن نیاز دارد؛ بنابراین وقتی نفت به متان می‌شکند حدود ۵۵٪ کمبود هیدروژن دارد [۲۰].

جدول (۲-۵): ظرفیت ذخیره‌ی گاز در شیل بارنت تحت شرایط مختلف PVT برای زمان حال [۲۰]

Description	GIP Low Estimate	GIP Median Estimate	GIP High Estimate
Estimated ultimate recoverable (EUR) (55-ac [22-ha] well spacing)** (bcf)	1.30	1.75	2.50
Estimated recovery (estimated between 8 and 12%) <sup>y</sup>	10%	10%	10 %
Estimated gas in place (GIP) based on well EUR and estimated recoveries (bcf/section)	151	204	291
TOC <sub>o</sub> (wt.% estimated average) <sup>yv</sup>		6.41	
TOC <sub>c</sub> (wt.% measured average) <sup>yv</sup>		2.32	
Original generation potential (Rock-Eval S <sub>20</sub> , mg HC/g rock) <sup>z</sup>		27.84	
Estimate of amount of oil generated from kerogen (70% of total hydrocarbons) (bbl oil/ac-ft) <sup>zz</sup>		427	
Estimate of amount of gas generated from kerogen (30% of total hydrocarbons) (mcf/ac-ft) <sup>l</sup>		1097	
Source rock thickness (ft)		350	
Primary oil generated from kerogen with above thickness converted to gas equivalent ( bcf/section )		573	
Primary gas generated from kerogen from shale with above thickness (bcf/section)		247	
Total hydrocarbons (gas and oil) generated from primary cracking of kerogen (gas equivalent bcf/section)		820	
Expulsion factor		0.60	
Oil expelled (bbl oil/ac-ft)		256	
Gas expelled (mcf/ac-ft)		658	
Retained hydrocarbons			
Primary oil retained in shale (bbl oil/ac-ft)		171	
Primary gas retained in shale (mcf/ac-ft)		439	
Correction factor for insufficient hydrogen in oil		0.47	
Gas yield from secondary cracking of oil (mcf/ac-ft)		482	
Total retained gas (primary gas plus secondary gas from oil cracking) (mcf/ac-ft)		921	
Total retained hydrocarbons under these assumptions (bcf/section)		206	

## ۷-۲ جمع‌بندی و روش پژوهش

بر اساس آنچه در مرور تحقیقات محققین ذکر شد، پارامترهای ژئوشیمیایی و زمین‌شناسی مختلفی وجود دارند که مطالعه آنها به شناخت هرچه بیشتر سیستم‌های شیل‌گازی کمک می‌کند. بررسی شیل‌گازی بارنت گویای آن است که قدم ابتدایی در مطالعه‌ی شیل‌های حوضه کینینگ یافتن پاسخ برای پرسش‌های زیر است:

۱- با در نظر گرفتن مقدار بلوغ حرارتی در سازندهای مورد مطالعه حوضه کینینگ استرالایای غربی، با



انواع مختلف کروژن و مقادیر مختلف ماده آلی، آیا این سازندها شیل گازی اقتصادی به حساب می آیند؟  
به عبارت دیگر آیا نرخ جریان گاز در این سازندها اقتصادی خواهد بود؟ بهترین ابزار جهت مقایسه  
پارامترهای بلوغ چیست؟

۲- مقدار تولید بالای هیدروکربن در سنگ منشأ و مقدار بالای هیدروکربن حفظ شده در آن از عوامل  
کنترل کننده تولید بالا در شیل های گازی هستند، این مقادیر در شیل های مورد مطالعه چگونه تعیین  
می شوند و چه میزان هستند؟

البته چنانچه بیشتر 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 مؤثر در زمینه  
شناخت شیل های گازی در حوضه کینگ باشد.

۲-۷-۱ شیوهی ارزیابی شیل گازی بر اساس TOC، پیرولیز و داده های حاصل از ارزیابی بصری  
کروژن

مرحله اول: انجام آنالیزهای TOC، Rock-Eval و VKA<sup>۱</sup> 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<sup>۲</sup> ( $TOC_o$ )، محاسبه HI اولیه<sup>۳</sup> ( $HI_o$ )، محاسبه پتانسیل هیدروکربنی  
اولیه<sup>۴</sup> ( $S_{2o}$ )

مرحله سوم: استفاده از داده های فوق جهت محاسبه برآوردهای گاز انباشته شده و ارزیابی ریسک های  
ژئوشیمیایی

---

<sup>۱</sup> Visual Kerogen Analysis

<sup>۲</sup> Original TOC

<sup>۳</sup> Original HI

<sup>۴</sup> Original HC Potential

مرحله چهارم: مقایسه محاسبات و ارزیابی‌ها با شیل‌های گازی شناخته‌شده در دنیا نظیر شیل‌گازی بارنت، همچنین علاوه بر مطالعات فوق، در مورد بعضی نمونه‌ها اطلاعاتی در زمینه ی ترکیب سیالات هیدروکربنی وجود دارد که بررسی آن‌ها به شناخت بهتر شیل‌ها کمک شایان‌ذکری می‌کند.

# فصل سوم: موقعیت جغرافیایی، زمین‌شناسی و داده‌های

## ژئوشیمیایی

## ۱-۳ مقدمه

داده‌های مورد استفاده در این پایان نامه از حوضه کنینگ واقع در استرالیای غربی است. در این فصل ابتدا در مورد حوضه کنینگ و تاریخچه اکتشافات آن توضیحات مختصری ارائه خواهد شد. در ادامه به وضعیت شیل‌های گازی استرالیا، ستون چینه‌شناسی حوضه کنینگ و نهایتاً میدان و چاه‌های مورد مطالعه اشاره خواهد گردید. مقادیر TOC و پارامترهای راک‌اول نمونه‌های سطحی (HI،  $PI$  و  $S_3, S_2, S_1, T_{max}, OI$ )، بخشی از داده‌های ژئوشیمیایی منطقه مورد مطالعه هستند. نتایج ضریب انعکاس ویتربینایت که برای تعدادی از نمونه‌ها اندازه‌گیری شده و انواع آنالیزهای صورت گرفته بر روی ترکیب سیالات هیدروکربنی باقی مانده و نتایج آن‌ها نیز مورد بحث قرار خواهند گرفت.

## ۲-۳ آشنایی با حوضه کنینگ

حوضه کنینگ یکی از بزرگترین حوضه‌های رسوبی ساحلی در شمال مرکزی استرالیای غربی است (شکل ۱-۳). این حوضه رسوبی و ساحلی حدود ۴۰۰ هزار کیلومتر مربع مساحت داشته و شامل بخش‌های نفتی مناسب و مناطق غیربهره‌برداری شده است. این حوضه ساحلی را می‌توان به بخش‌های شمالی و جنوبی تقسیم کرد که خط میانی این بخش‌ها توالی‌های نازک ارتفاعات پیوسته بروم<sup>۱</sup> (شمال غربی) و کراسلند<sup>۲</sup> (جنوب شرقی) هستند. این حوضه از شمال به سمت جنوب شامل توالی‌های بسیار ضخیمی در بخش فیتزروی تراف<sup>۳</sup> (از شمال غرب) تا زیرحوضه گرگوری (از جنوب شرق) و همچنین توالی‌های ضخیم در بخش ویلارا<sup>۴</sup> (شمال غرب) و کیدسون<sup>۵</sup> در جنوب شرق است. زیرحوضه فیتزروی

---

<sup>1</sup> Broome Platform

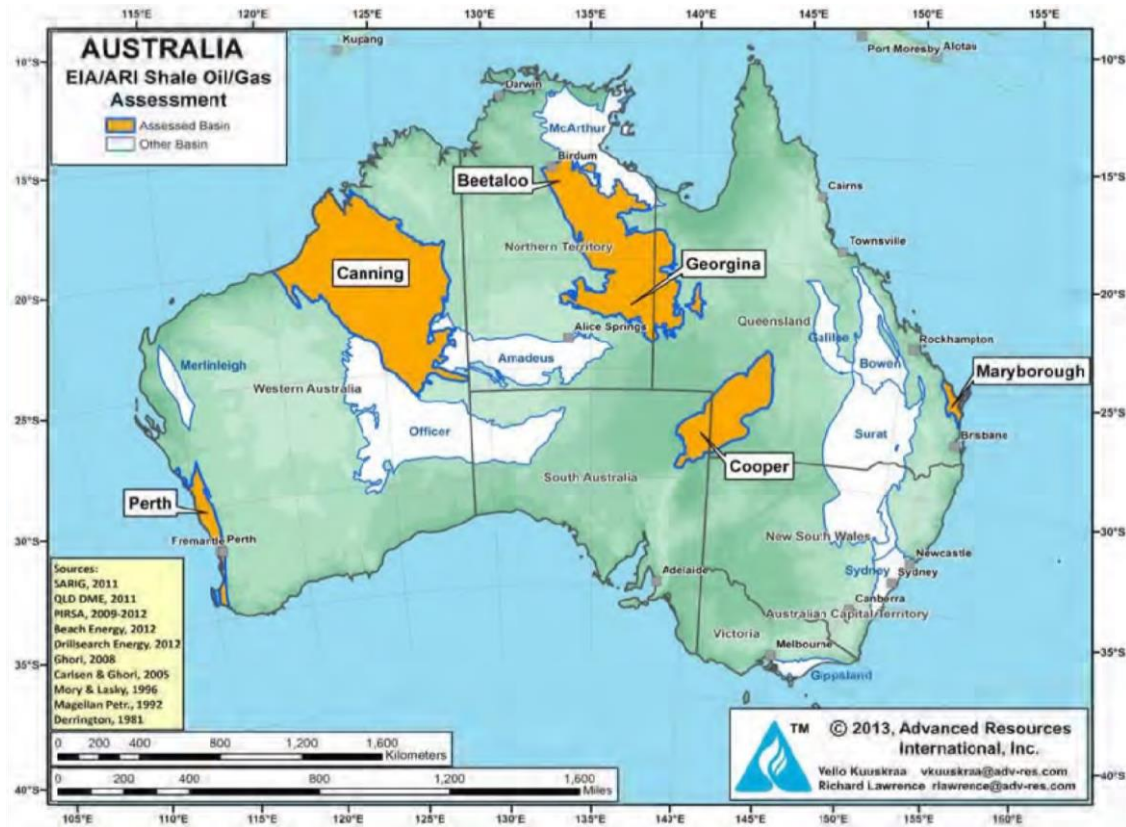
<sup>2</sup> Cross land Platform

<sup>3</sup> Fitzroy Trough

<sup>4</sup> Willara

<sup>5</sup> Kidson

از شمال در کنار بخش لnard<sup>۱</sup> و متصل به پادگانه های جوگورا<sup>۲</sup> و باربواير<sup>۳</sup> است. علاوه بر اين، توالی های گسله نازکی نیز در بخش های جنوب و شرق زیرحوضه های ويلارا و کيدسون مشاهده می شوند [۹].



شکل (۳-۱): حوضه های شیل های گازی و نفتی مورد بررسی در استرالیا [۱۰]

### ۳-۲-۱ مروری بر تاریخچه اکتشاف در حوضه کینینگ

اکتشاف در حوضه کینینگ در طول سه دوره اصلی صورت گرفته است:

۱- اکتشاف در حوضه کینینگ در سال ۱۹۱۹ آغاز شد که در جستجوی آب در محدوده سازند پیلارا<sup>۴</sup>، ذرات نفتی در نهرهای این منطقه شناسایی شد. از چهار چاه این محدوده، سه چاه اثرات وجود نفت را در سنگ های عظیم آهکی با سن قبل از کربونیفر نشان داد. در سال ۱۹۲۰ در طی فعالیت های

<sup>۱</sup> Lennard

<sup>۲</sup> Jugurra Terrace

<sup>۳</sup> Barbwire

<sup>۴</sup> Pillara

اکتشافی نفت این حوضه، شرکت نفت فرنسی<sup>۱</sup> در چاهی بلندای لنارد با آسفالت مواجه شد. در اکتشافات تفصیلی، شرکت‌های نفتی استرالیا به جستجو خود ادامه دادند [۱۰].

۲- در سال‌های ۱۹۷۹ و ۱۹۸۰ همزمان با وقوع حوادث بین ایران-عراق باعث افزایش قیمت جهانی نفت شد. در این دهه یک فاز گسترده از اکتشافات نفتی در این حوضه منجر به کشف بخش‌های جدید شده که منجر به حفر چاه‌های بسیاری گردید. تا اواسط سال ۱۹۸۰ اکثر اکتشافات در حوضه کنینگ در بخش‌های شمالی و مرکزی انجام گردید. این اکتشافات، موفقیت‌های تجاری محدودی را در پی داشته است. در این بازه زمانی، بررسی‌های سطحی گرانی‌سنجی و مغناطیس‌هوایی توسط اداره منابع معدنی (BMR)، (نام کنونی آن اطلاعات علوم زمین استرالیا می‌باشد) و شرکت نفت استرالیایی غربی (WAPET) انجام شد. در سال ۱۹۸۱، اولین کشف نفت تجاری در حوضه کنینگ با حفر چاه بلینا<sup>۲</sup> در لنارد انجام شد. در سال ۱۹۸۲ اکتشافات نفتی حفر چاه ساندوان<sup>۳</sup> در سازندهای گرن<sup>۴</sup> و اندرسون<sup>۵</sup> ادامه یافت.

۳- در سال ۲۰۰۹، بورو انرژی<sup>۶</sup> اولین لرزه‌نگاری سه بعدی در حوضه کنینگ را به اتمام رسانید. همچنین در سال ۲۰۱۰ میتسوبیشی<sup>۷</sup> یک برنامه سرمایه‌گذاری فعال اکتشاف در حوضه را ارائه داد. در اکتبر سال ۲۰۱۱ بورو انرژی در سنگ‌های آهکی کربونیفر سازند لاورل<sup>۸</sup> به کشف اولین نفت قابل ملاحظه‌ای حوضه کنینگ (پس از سال ۱۹۸۰) دست یافت که منجر به سطح بالاتری از مناقصه در

---

<sup>1</sup> Freney Oil Company

<sup>2</sup> Blina 1

<sup>3</sup> Sundown 1 Well

<sup>4</sup> Grant Formation

<sup>5</sup> Anderson Formation

<sup>6</sup> Buru Energy

<sup>7</sup> Mitsubishi

<sup>8</sup> Laurel Formation

این حوضه شد. در سازند لاورل در ولاهالا<sup>۱</sup> گاز نیز کشف شد و بررسی لرزه‌نگاری سه بعدی این سازند در اکتبر سال ۲۰۱۳ به پایان رسید.

در سال‌های ۲۰۱۲ و ۲۰۱۳ چندین چاه استاندارد از جمله نیکولای<sup>۲</sup> و گیب-مایتلند<sup>۳</sup> با هدف اکتشاف شیل گازی در سازند گلدویر حفر شده است. در ماه ژوئیه سال ۲۰۱۵ چاه اکتشافی تئا<sup>۴</sup> در بسترهای بروم حفر گردید که بخوبی وجود نفت و گاز را در این حوضه نشان داد. در نوامبر سال ۲۰۱۵ در سازند اندرسون در عمق ۱۵۶۰ متری نفت خوبی با درجه نفوذ پذیری تقریباً ۴۵۰ میلی داری و API ۴۱/۵<sup>۵</sup> کشف گردید [۱۰].

### ۳-۳ چهارچوب تکتونیکی و ساختاری

حوضه کیننگ یک حوضه قدیمی، چندفازی است که تکامل ساختاری پیچیده‌ای را شاهد بوده است. در پیشینه ۵۰۰ میلیون سالی این حوضه، برخی وقایع تکتونیک که منجر به گسترش حداقل شش فاز حوضه شده، کنترل می‌شود [۲۴].

به دنبال دوره شکستگی‌های برشی مرتبط با رورانگی‌ها در پی‌سنگ که حدود ۵۰۰ میلیون سال پیش در بخش‌های شمالی حوضه رخ داد، اولین فاز حوضه با گسترش و فرونشست سریع در اردوویسین ابتدایی شروع شد. فاز دوم با چین‌خوردگی، بالا آمدگی ناحیه‌ای و فرسایش در دونین آغاز شد که دارای رسوب‌های پیش شکافتی می‌باشد. فاز سوم با گسترش، بازشدگی و فرونشست سریع فرورفتگی فیتزروی-گریگوری<sup>۵</sup> در بخش گیوتین<sup>۶</sup> همراه بوده است. مرحله فرونشست بعد از گسترش توسط دو دوره تکتونیک پیاپی تعریف می‌شود. در هر دو این دوره‌ها، زمان مربوط به گسترش چین‌خوردگی و حرکات گسله‌ای محدود منجر به نشست و برآمدگی ناحیه‌ای می‌شود. این دوره‌ها با

---

<sup>1</sup> Valhalla

<sup>2</sup> Nicolay 1

<sup>3</sup> Gibb-Maitland 1

<sup>4</sup> Theia

<sup>5</sup> Fitzroy-Greogory Sub-basin

<sup>6</sup> Givetian

گسترش کنگلومراها بر روی حاشیه بلندای لنارد، رودخانه خلیجی مارگارت<sup>۱</sup> و بلندای بیلیلونا<sup>۲</sup> همراه بوده است. فاز چهارم تکتونیک با فشردگی بخش میانی کربنیفر و گسل‌های معکوس دونین شروع شده که رسوبات رودخانه‌ای مشخصه این فاز است. شاو<sup>۳</sup> و همکاران (۱۹۹۲) قله‌های آلیس اسپرینگ<sup>۴</sup> در استرالیا را به این فاز مرتبط می‌دانند. گسترش دوباره و فرونشست سریع فروافتادگی فیتزروی فاز پنجم را مشخص می‌کند. این فاز با شروع شرایط یخبندان همراه بوده و با یک مرحله فرونشست و نفوذ گسترده و سپس یخبندان توام بوده است. بالا آمدگی ساده و فرسایش نیز در پایان این فاز مشاهده می‌شود؛ که با گسترش و گسل‌ها در زیرحوضه جانبی بوده است.

فاز ششم یا (فاز پایانی تکتونیک) نیز ناشی از حرکات چین‌خوردگی از سمت راست در انتهای تریاس تا ابتدای ژوراسیک است. هورستمن (۱۹۸۴) بالا آمدگی بالای سه کیلومتر، فرسایش و پدید آمدن رسوبات مولاس<sup>۵</sup> در مجاورت بالا آمدگی فوق را تخمین زد. توالی رسوبات ناشی شده از این فاز تکتونیکی بهتر از رسوبات ساحلی توسعه یافته‌اند [۲۴].

### ۳-۳-۱ عناصر تکتونیکی

حوضه کینینگ در اوایل پالئوزوئیک به عنوان یک فرونشست درون کراتونی بین حوضه کیمبرلی و کراتون پیلبارا<sup>۶</sup> توسعه یافته است (شکل ۳-۲). رویدادهای زمین‌ساختی ویژه تحت تاثیر قرار گرفته در حوضه عبارتند از:

✓ گسترش و فرونشست سریع حوضه در اوایل اردوئین

---

<sup>1</sup> Margaret River

<sup>2</sup> Billiluna

<sup>3</sup> Shaw

<sup>4</sup> Alice Springs

<sup>5</sup> Molasse

<sup>6</sup> Kimberley and Pilbara Cratons



✓ تراکم و فرسایش حوضه در اوایل دونین

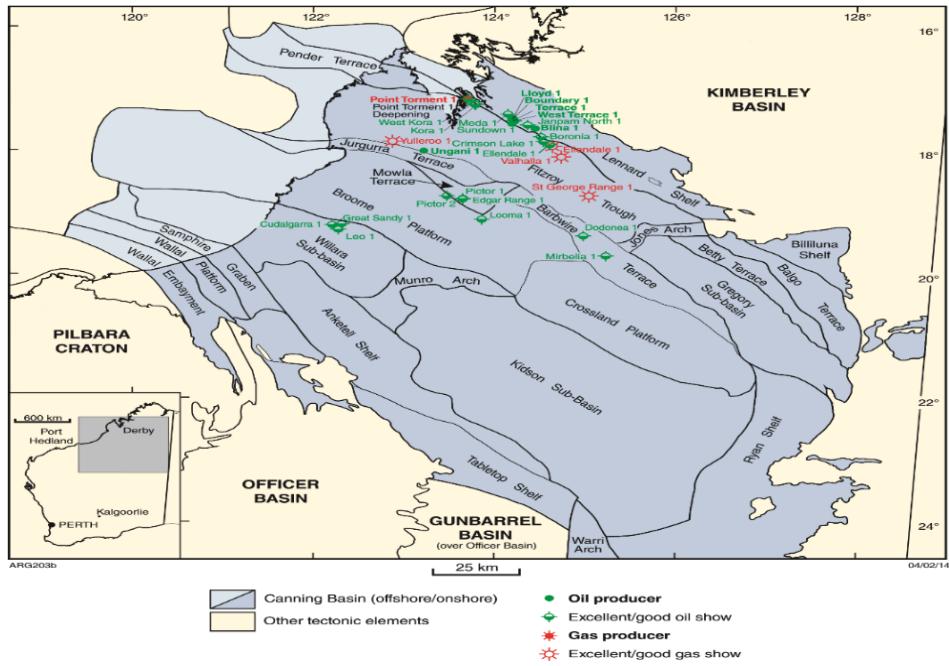
✓ گسترش و فرونشست حوضه در اواخر دونین

✓ تراکم سپس فرونشست حوضه در کربونیفر میانی تا پسین و پرمین

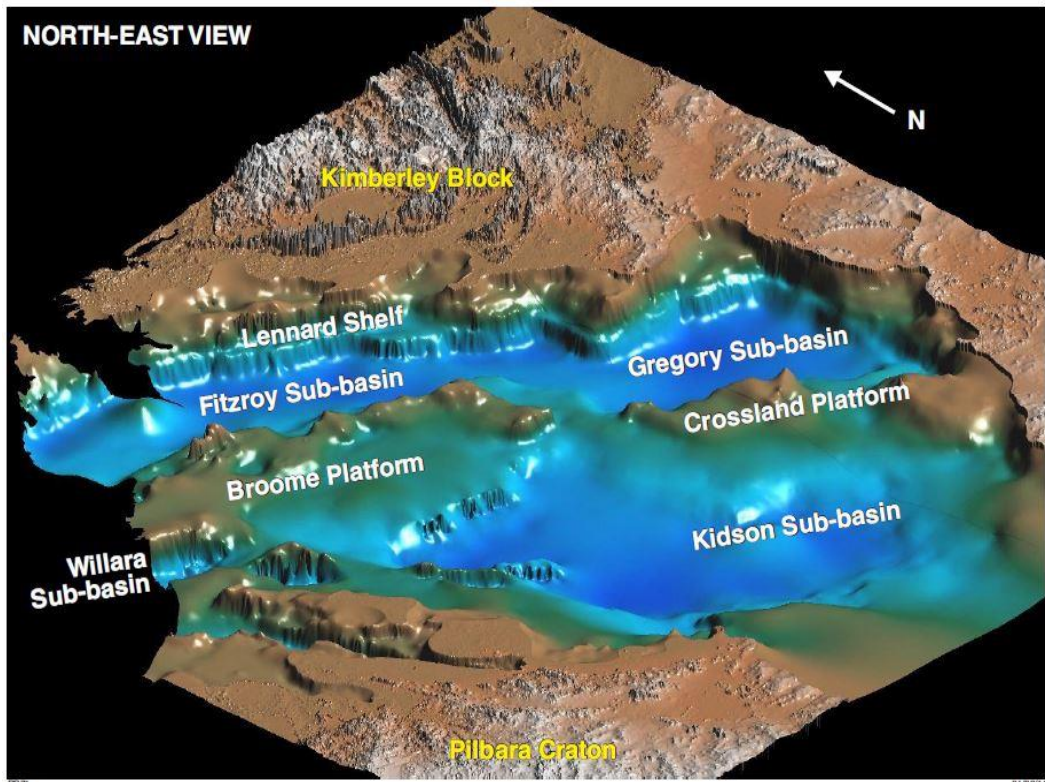
✓ بالا آمدگی و فرسایش حوزه در ژوراسیک [۱۰].

### ۳-۴ تقسیمات حوضه

حوضه کنینگ توسط سیستم‌های گسلی به یک‌سری فرورفتگی، زیر حوضه، پلاتفرم، فلات‌ها و تراس‌ها با روند عمدتاً شمالی و جنوبی همزمان با رسوب‌گذاری تقسیم‌شده است. حوضه جنوبی کنینگ تغییر شکل کمتری نسبت به بخش شمالی آن (که تحت تأثیر حرکات بزرگ گسلی قرار گرفته) دارد. توسعه گسلی این اجزا را توسعه داده، فرورفتگی‌ها گسترش یافته و در طول تاریخ حوضه‌ها چندین بار فعال شده‌اند. شمال مرکزی حوضه به زیر حوضه فیتزروی و گریگوری تقسیم شده (شکل ۳-۴) که تخمین زده می‌شود حدود ۱۵ کیلومتر از واحدهای سنگی این محدوده عمدتاً مربوط به دوران پالئوزوئیک باشد. بلندای لنارد (شمال فرورفتگی فیتزروی)، متراکم‌ترین بخش بررسی‌شده حوضه است که شامل میدان‌های نفتی تجاری می‌باشد (شکل ۳-۲). فرافتادگی جنوبی شامل زیر حوضه‌های ویلارا و کیدسون می‌باشد که در آن توالی رسوبی نازک‌تر (۵-۴ کیلومتر ضخامت) عمدتاً سنگ‌های اردویسین، سیلورین و پرمین، با پوشش گسترده مزوزوئیک وجود دارد. قوس مرکزی به پلاتفرم بروم و کراسلند تقسیم شده است، (شکل ۳-۳). بروم بسترهای نرم و تراس آن یک بخش رسوبی نازک‌تر بود که نشان‌دهنده جریان نفت و گاز خوبی می‌باشد [۱۰].



شکل (۲-۳): عناصر تکتونیکی و موقعیت چاه‌های نفتی و گازی حوضه کنینگ [۱۰]



شکل (۳-۳): تصویر تفسیر شده عمق تا سنگ بسترهای حوضه کنینگ [۱۰]

### ۳-۵ چینه‌شناسی سازندهای مورد مطالعه

مطالعات براون<sup>۱</sup> و همکارانش (۱۹۸۴)، میدلتون<sup>۲</sup> (۱۹۹۰) و واریس<sup>۳</sup> (۱۹۹۳) بیشتر مطالعات چینه‌شناسی را مدنظر قرار داده‌اند. جکسون<sup>۴</sup> و همکارانش (۱۹۹۲)، بر اساس ارتباط زمانی چینه‌شناسی میان واحدهای سنگی، برخی ابعاد کلیدی چینه‌شناسی را تغییر می‌دهد (شکل ۳-۴). در چارچوب تکتونیکی گسترده که قبلاً مطرح شد، سه توالی پالئوزوئیک شناسایی شده‌اند که هرکدام ۷۰ تا ۸۰ میلیون سال قدمت دارند. این توالی‌ها دارای چرخه‌های رسوبی درجه یک بوده که به وسیله ناپیوستگی‌های دگرشیب محدود شده و عموماً شامل توالی‌های ضخیم پایینی (غالباً رسوبات خاکی) است. این توالی‌ها قابل مقایسه با توالی‌های یک، دو و سه که توسط واریس (۱۹۹۳) توصیف شده، می‌باشند (شکل ۳-۴).

هر توالی دارای تعدادی فراتوالی پرتعداد که واکنش‌های رسوبی به انطباق ناشی از تغییرات دریایی و نشست حوضه را نشان می‌دهند است. ۱۵ فراتوالی در این منطقه شناسایی و در نیمه غربی حوضه روی نقشه مشخص هستند. این فراتوالی‌ها هرکدام ممکن است قدمتی معادل ۱۰ تا ۲۰ میلیون سال داشته باشند. میدلتون (۱۹۹۰) در مطالعه خود توالی‌ها را در مقیاس برابر با فراتوالی‌ها گرفته است، در حالی که این دو برابر نیستند [۲۳].

### ۳-۵-۱ توالی اردویسین-سیلورین

توالی بزرگ اردویسین-سیلورین شامل پنج فراتوالی در فاصله ۴۱۰ تا ۴۸۸ میلیون سال بوده که برابر با توالی یک در مطالعه واریس (۱۹۹۳) است. این توالی نشان‌دهنده شروع رسوب‌گذاری در انتهای غربی حوضه می‌باشد که از طریق حوضه‌های جورجینا، آمادوس و ویسو<sup>۵</sup> به شرق متصل می‌شود. بالاترین

<sup>1</sup> Brown

<sup>2</sup> Middleton

<sup>3</sup> Warris

<sup>4</sup> Jackson

<sup>5</sup> Wiso, Amadeus and Georgina basin

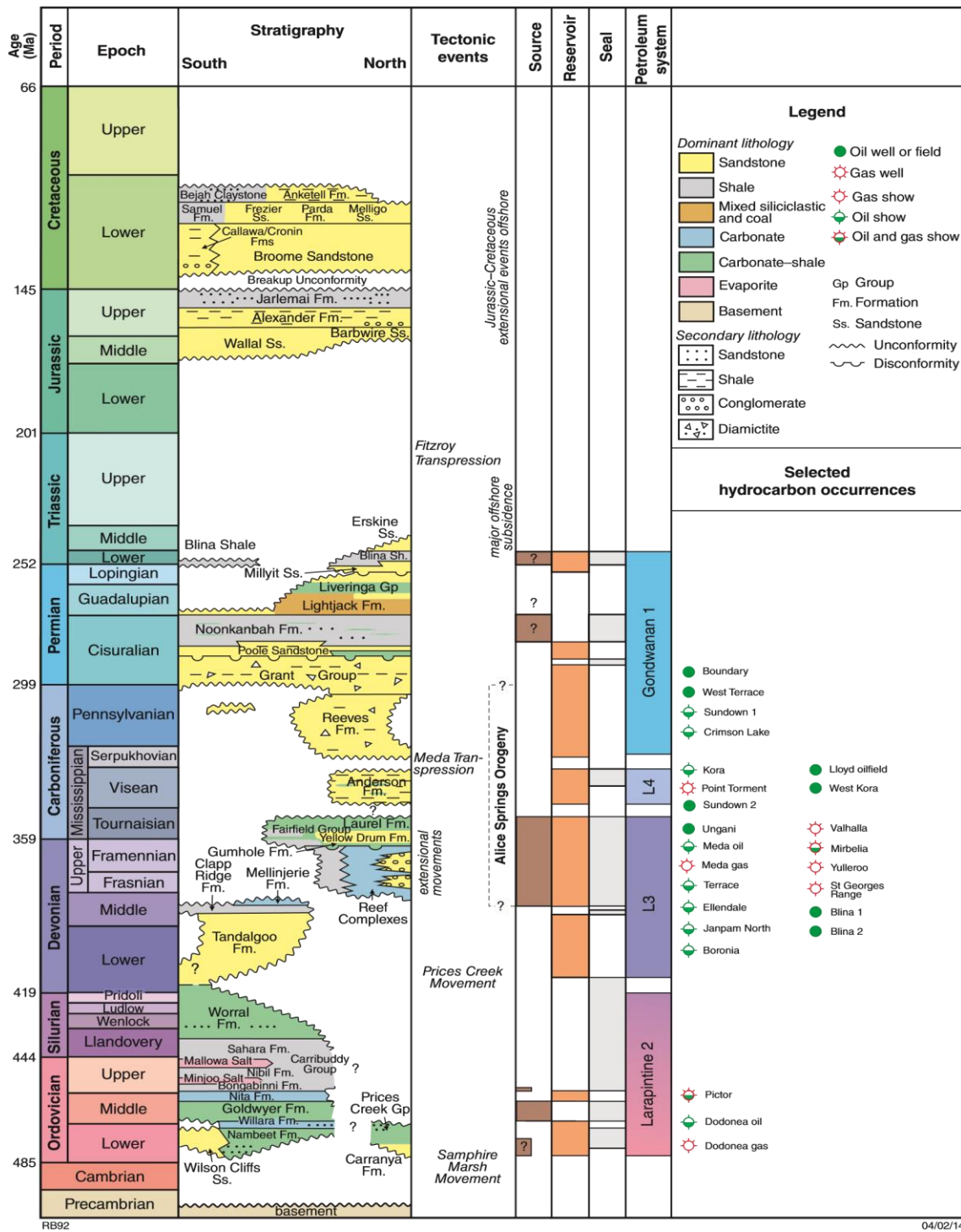
نقطه توالی توسط یک ناپیوستگی دگرشیبی که در بسترهای بروم و کراسلند گسترش یافته و پادگانه‌های شناور به سمت شمال نیز در محدوده این دگرشیبی قرار دارند، مشخص می‌شود. این توالی به‌ندرت بخش‌های جداشده دارد و بخش‌های آن در ۷۴ چاه قابل مشاهده هستند. این توالی در بیشتر بخش‌های حوضه دارای ضخامت دو تا سه کیلومتری است، اما درعین حال در زیر حوضه کیدسون دارای ضخامت ۵ کیلومتری می‌باشد.

### ۳-۵-۲ توالی دونین به کربنیفر ابتدایی

توالی دونین به کربنیفر ابتدایی که بین ۴۰۰ تا ۳۲۶ میلیون سال پیش رسوب کرده تقریباً برابر با توالی ۲ واریس است. زاویه در بخش اصلی این توالی به‌عنوان فرسایش بخش پرایس کریک در حاشیه شمالی حوضه مشاهده می‌شود. دگرشیبی دیگری به همین شکل در بسترهای بروم و کراسلند مشاهده می‌شود که پادگانه‌های شمالی وصل است. این توالی ضخیم‌ترین و گسترده‌ترین بخش فروافتادگی فیتزروی و زیر حوضه گریگوری است که در کنار فلات‌ها و پادگانه‌ها به سمت شمال و جنوب ادامه دارد.

### ۳-۵-۳ توالی کربنیفر پایانی و پرمین

توالی کربنیفر پایانی و پرمین که در ۳۲۰ تا ۲۴۳ میلیون سال پیش رسوب کرده برابر توالی ۳ واریس می‌باشد. بخش اصلی این توالی شامل یک ناپیوستگی دگرشیبی در اطلاعات زلزله‌ای در فلات لنارد است. این توالی، گسترده‌ترین توالی موجود در این حوضه است که به‌صورت جدا مشخص می‌شود و در بیشتر چاه‌ها قابل مشاهده است. ضخیم‌ترین بخش آن (حدود ۴ کیلومتر) در قسمت فوقانی فیتزروی مشاهده می‌شود. این مسئله نشان‌دهنده گسترش قابل توجه این بخش در طول دوره رسوب‌گذاری است [۲۴].



شکل (۳-۴): ستون چینه‌شناسی حوضه کنینگ، استرالیای غربی [۱۰]

### ۳-۶ سیستم‌های نفتی حوضه کیننگ

در بخش ساحلی حوضه کیننگ چندین سیستم نفتی شناسایی شده که شامل لاراپینتین<sup>۱</sup>، لاراپینتین<sup>۳</sup>، لاراپینتین<sup>۴</sup>، گاندوانان ۱ و گاندوانان ۲ می‌باشند. این سیستم‌ها بر اساس مکان خود در فاصله‌های نفتی و تعاریف برادشاو و همکارانش<sup>۲</sup> معرفی شده‌اند و درعین حال بر اساس نحوه توزیع سنگهای منشأ در این حوضه و همچنین یک درک اساسی از چارچوب‌های تکتونیکی و چینه‌شناسی حوضه تعریف می‌شوند.

قدیمی‌ترین سیستم (لاراپینتین ۲ و ۳) بهترین بخش‌های ممکن برای تولید نفت مایع را دارد، اما در عملیات اکتشاف به‌خوبی به آن‌ها توجه نشده است. در شرایط بلوغ یا انتقال بهینه، سیستم لاراپینتین ۲ بهترین گنجایش ممکن برای تولید ده‌ها میلیارد بشکه نفت را از فاصله بخش بالایی گلدویر روی پادگانه باربوایر دارد. این سیستم دارای میزان حجم نفتی قابل مقایسه با فاصله‌های نفتی سازند گلدویر<sup>۳</sup> است. اکتشافات آینده در این سیستم را باید بر اساس درک کامل از پیشینه بلوغ/انتقال نسبت به زمان تشکیل و کنترل‌های انجام‌شده روی افزایش میزان منافذ و همچنین توزیع آن‌ها در کربنات‌های سازند نیتا ترتیب داد.

سیستم لاراپینتین ۳ در حال حاضر در میدان نفتی بلینا فعال است و در بخش‌های فروافتادگی فیتزرروی-گرگوری، مورد اکتشاف واقع شده است. این سیستم می‌تواند در آینده در این نواحی در مورد صخره‌های بالایی دونین و همچنین بخش‌های کف حوضه سیلیسی آواری مورد اکتشاف قرار گیرد. این سیستم همچنین می‌تواند در بستر کراسلند و بخش‌های شمالی زیر حوضه کیدسون که دارای نفت‌های مناسب و روابط مخزنی و ارتباطی مناسب است، مورد بررسی و اکتشاف قرار گیرد.

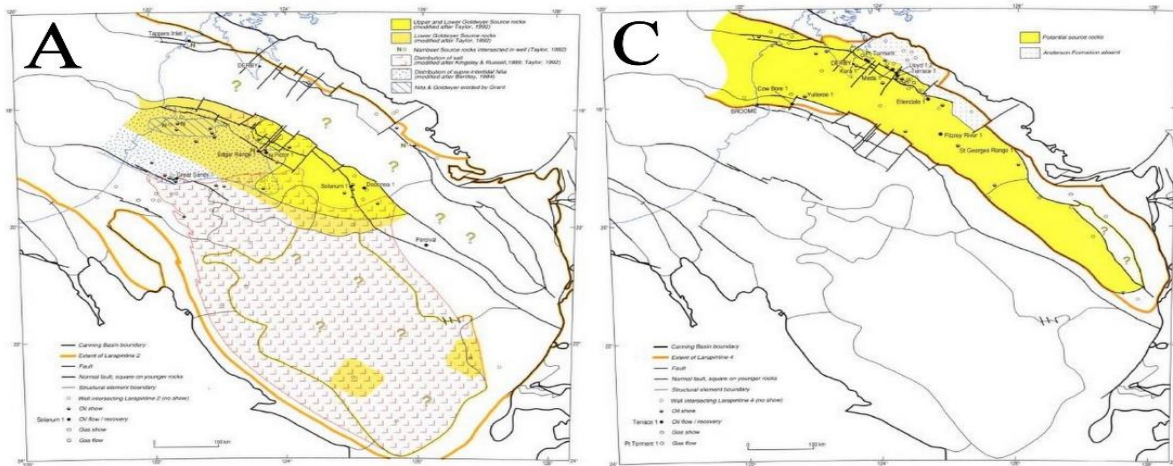
---

<sup>1</sup> Larapintine

<sup>2</sup> Bradshaw

<sup>3</sup> Goldwyer Formation





شکل (۲-۵): موقعیت قرارگیری سیستم‌های نفتی لاراپینتین ۲ (A) و لاراپینتین ۴ (C) در حوضه کنینگ [۲۴]

سیستم لاراپینتین ۴ نیز یک سیستم گازی و فشرده است که به فروافتادگی فیتزروی منتهی می‌شود. تولید مقدار کمی نفت در میدان‌های لوید و وست کورا وجود دارد و درعین حال بیشترین جریان گاز ثبت شده در حوضه را در این بخش می‌توان مشاهده کرد. اکتشافات موفق در این سیستم تاکنون به دلیل دانش کم از سازندها و همچنین اطلاعات کامل چینه‌شناسی تاکنون انجام نشده است [۲۴].

جوان‌ترین سیستم فعال در این حوضه، گاندوانان ۱ می‌باشد که یک سیستم مختلط عظیم است و بر اساس انتقال از سیستم‌های زیرین فعالیت می‌کند. نفت در این سیستم از میدان‌های کوچک ماسه سنگی گروه گرنیت تولید می‌شود و به این شکل مخازن مناسبی در این بخش تولید می‌شود. پتانسیل نفتی غنی در این سیستم در بالای توالی‌های گرنیت مشاهده می‌شوند، اما این فاصله‌ها تنها در بخش جنوبی فروافتادگی فیتزروی-گریگوری بالغ هستند. مقادیر ممکن تولید نفت در این فاصله‌ها تاکنون مورد بررسی واقع نشده‌اند [۲۴].

### ۳-۷ شیل گازی در استرالیای غربی

اگر چه میزان ذخیره شیل‌های گازی در سراسر دنیا تا حدودی ناشناخته است، اما تخمین زده می‌شود که استرالیای غربی دارای منابع عظیمی از گاز برجا می‌باشد؛ به طوری که به گزارش سازمان اطلاعات انرژی آمریکا (سال ۲۰۱۱) ششمین کشور از نظر میزان ذخایر شیل‌های گازی بعد از کشورهای مثل

چین، آمریکا، آرژانتین، مکزیک و آفریقای جنوبی است. سازمان اطلاعات انرژی آمریکا چهار حوضه استرالیا را که پتانسیل شیل‌های گازی دارند را به صورت زیر معرفی نمود:

الف) کوپر<sup>۱</sup>، ب) ماری برو<sup>۲</sup>، ج) پرت<sup>۳</sup>، د) کنینگ

در سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۳ در حوضه کنینگ تخمین زده شد که حدود ۳۹۶ تریلیون فوت مکعب شیل‌گازی قابل بازیافت وجود دارد. از این مقدار ۵۹ تریلیون فوت مکعب در حوضه پرت و بیش از ۲۲۵ تریلیون فوت مکعب حوضه کنینگ شیل‌گازی به تنهایی در سازند گلدویر شناخته شده است که آکادمی شورای استرالیا این ارزیابی را تأیید و بیش از ۳۸ تریلیون فوت مکعب شیل‌گازی را برای سازند لاورل محاسبه کرد. میزان این منابع سه برابر نسبت به ذخایر به اثبات رسیده گاز در کل این کشور است که برای تأمین ۳۰۰۰ سال انرژی شهر پرت کافی است [۲۵].

### ۳-۷-۱ سازندهای مستعد برای شیل‌های گازی

سازندهای مستعد شیل‌های گازی در حوضه کنینگ از اوایل اردوئیسین تا کرتاسه پایینی گسترش دارند. با توجه به بررسی و آنالیزهای انجام شده بر روی سازندهای مورد مطالعه در این حوضه و در نظر گرفتن داده‌های در دسترس، در این تحقیق ۷ سازند اندرسون، گلدویر، لاورل، نامبیت<sup>۴</sup>، نونکانبا<sup>۵</sup>، پووله و ویلارا انتخاب و بررسی بر روی آنها انجام گرفته است. در شکل ۳-۶ موقعیت زمین‌شناسی سازندهای گلدویر و لاورل آورده شده است.

---

<sup>1</sup> Cooper

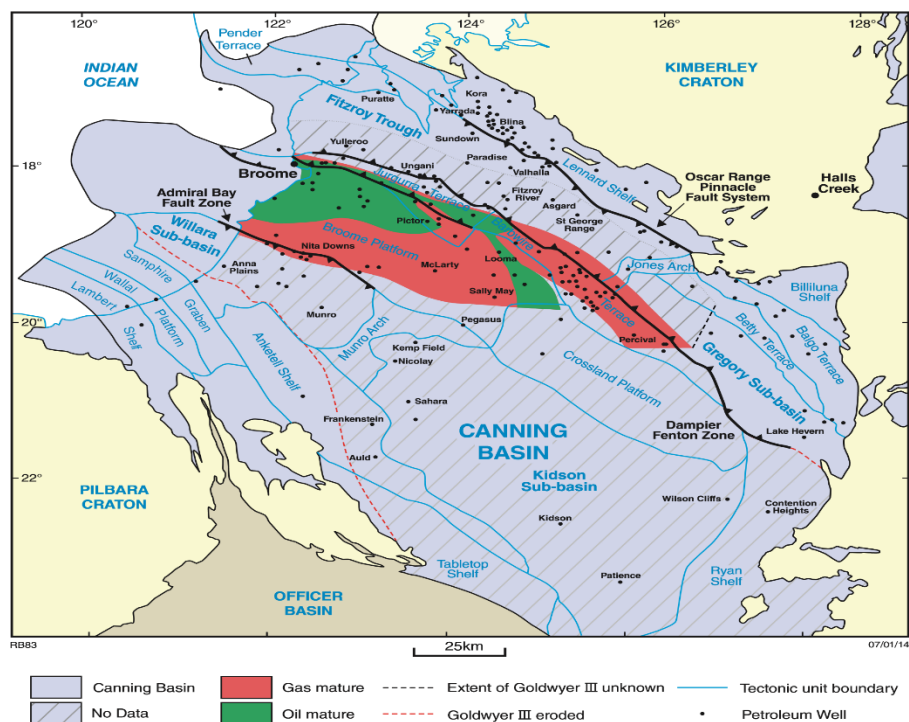
<sup>2</sup> Mayborough

<sup>3</sup> Perth

<sup>4</sup> Nambeet Formation

<sup>5</sup> Noonkanbah Formation





شکل (۳-۶): موقعیت زمین شناسی سازند گلدویر در حوضه کینینگ [۱۰]

بررسی بر روی ۲۹۹ نمونه خرده حفاری از ۱۴ حلقه چاه حفاری در حوضه کینینگ پرداخته است.

### ۳-۸ پارامترهای راکا اول و TOC نمونه‌های مورد بررسی

پارامترهای مختلف ژئوشیمی آلی اندازه‌گیری شده توسط دستگاه راکا اول ۶ نمونه‌های سازندهای

مورد بررسی به صورت خلاصه در جدول‌های (۳-۱) تا (۳-۷) ارائه شده است.

جدول (۳-۱): پارامترهای راکا اول نمونه‌های سازند اندرسون

No	Well name	Depth m	T <sub>max</sub> (°C)	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	TOC	OI	HI	PI
1	Bindi 1	1918.7	425	0.17	0.11	0.19	0.55	34.5	20	0.61
2	Ellendale 1	1530	491	0.39	0.561		0.39		143.8	0.41
3	Grant Range 1	2411	483	0.09	0.15	0.02	0.51	3.9	29.4	0.38
4	Hakea 1	1417	477	0.06	0.15	0.43	0.47	91.4	31.9	0.29
5	Jum Jum 1	2298	421	0.02	0.17	0.62	0.74	83.7	22.9	0.11
6	Sundown 1	1452	438	0.08	0.36	0.73	1.21	60.3	29.7	0.18
7	West Kora 1	1889	289	0.07	0.04	0.17	0.36	47.2	11.1	0.64
8	Yulleroo 1	3142	465	0.06	0.35	0.32	0.65	49.2	53.8	0.15

جدول (۳-۲): پارامترهای راکا اول نمونه‌های سازند گلدویر

No	Well name	Depth m	T <sub>max</sub> (°C)	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	TOC	OI	HI	PI
1	Anna Plains 1	1143	429	0.5	1.13	0.91	0.49	185.7	230.6	0.31
2	Aquila 1	1060	438	0.87	3.66	0.34	1.39	24.5	263.3	0.19
3	Blackstone 1	2738.5	252	0.01	0.01	0.12	0.14	85.7	7.1	0.50
4	Calamia 1	1218	430	0.02	0.09	0.65	0.2	325.0	45.0	0.18
5	Canopus 1	1250	303	0.1	0.15	0.94	0.34	276.5	44.1	0.40
6	Carina 1	1600	419	0.49	0.71	0.73	0.5	146.0	142.0	0.41
7	Crystal Creek 1	2181	453	1.51	2.61	0.05	3.37	1.5	77.4	0.37
8	Darriwell 1	1588.5	349	0.14	0.69		0.13		530.8	0.17
9	Frankenstein 1	2441	419	0.09	0.28	0.7	0.44	159.1	63.6	0.24
10	Gap Creek 1	1218	436	0.16	1.67	0.18	0.68	26.5	245.6	0.09
11	Great Sandy 1	1668	370	0.03	0.15	0.13	0.18	72.2	83.3	0.17
12	Hedonia 1	915	433	1.19	4.07	0.35	1.53	22.9	266.0	0.23
13	Parda 1	1487.1		0.3	0.2		0.22		90.9	0.60
14	Thangoo 1A	959.52	441	1.43	5.88	0.63	2.57	24.5	228.8	0.20
15	Whistler 1	867.8	438	0.31	1.99	0.19	0.63	30.2	315.9	0.13
16	Willara 1	1881.2		0.1	0.1	0	0.1	0.0	100.0	0.50
17	Wilson Cliffs 1	2813.3	411	0.64	0.35	1.13	0.37	305.4	94.6	0.65
18	Acacia 1	1080.9	428	0.03	0.81		0.49		165.3	0.04
19	Matches Spring 1	2430	443	1.18	5.1	0.64	1.88	34.0	271.3	0.19
20	Edgar Range 1	1048.5	432	0.12	0.18	0.12	0.32	37.5	56.3	0.40
21	Kunzea 1	354.42	436	0.07	10.2		1.34		761.2	0.01
22	Solanum 1	320.42	436	0.07	1.88	0.33	0.55	60.0	341.8	0.04
23	Hilltop 1	1170	447	0.42	0.54	0.31	0.8	38.8	67.5	0.44

جدول (۳-۳): پارامترهای راکا اول نمونه‌های سازند نونکانیا

No	Well name	Depth m	T <sub>max</sub> (°C)	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	TOC	OI	HI	PI
1	Bindi 1	859.2	434	0.04	1.14	0.7	3.44	20.35	33.14	0.03
2	Booran 1	1235	434	0.49	5.01	0.45	3.8	11.84	131.84	0.09
3	Crab Creek 1	706.5	432	0.05	0.9	0.42	1.91	21.99	47.12	0.05
4	East Yeeda 1	1070	425	0.09	3.01	1.34	3.38	39.64	89.05	0.03
5	Jum Jum 1	1115	417	0.09	0.11	0.73	0.95	76.84	11.58	0.45
6	Kilang Kilang 1	610	430	0.13	0.7	0.33	2.48	13.31	28.23	0.16
7	Ngalti 1	137.3	492	0.01	0.01	0.19	1.24	70.37	57	0.50
8	Olios 1	195	434	0.01	0.31	0.27	1.58	17.09	19.62	0.03
9	Petaluma 1	675	431	0.12	2.36	2.31	3.22	71.74	73.29	0.05
10	Philydrum 1	512	428	0.19	5.04	1.1	4.65	23.66	108.39	0.04
11	Puratte 1	1410	427	0.05	1.43	1.05	2.15	48.84	66.51	0.03

جدول (۳-۴): پارامترهای راکا اول نمونه‌های سازند لاورل

No	Well name	Depth m	T <sub>max</sub> (°C)	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	TOC	OI	HI	PI
1	Aquanita 1	1645	428	0.02	0.21	0.52	0.36	144.4	58.3	0.09
2	Bindi 1	2481.4	430	0.1	0.2	0.23	0.38	60.5	52.6	0.33
3	Blackstone 1	1556	425	1.31	20.2	1.85	4.84	38.2	417.4	0.06
4	Cow Bore 1	1630	435	0.04	0.47	0.13	0.71	18.3	66.2	0.08
5	Crimson Lake 1	1640	440	0.08	0.41	0.08	0.59	13.6	69.5	0.16
6	Ellendale 1	1850	492	0.134	0.535		0.3		178.3	0.20
7	Fitzroy River 1	3100	507	0.01	0.02	0.02	0.59	3.4	3.4	0.33
8	Fraser River 1	2785.8	461	0.17	1.53	0.38	0.56	67.9	273.2	0.10
9	Hakea 1	1703	426	0.02	0.07	0.17	0.17	100.0	41.2	0.22
10	Janpam 1	1515	434	0.01	0.15	0.21	0.48	43.8	31.3	0.06
11	Kambara 1	1610	430		0.1	0.1	0.56	17.9	17.9	
12	Kora 1	2555	446	0.19	0.65	0.78	0.63	123.8	103.2	0.23
13	Mangaloo 1	1348.6	437	0.04	0.05	1.37	0.18	761.1	27.8	0.44
14	Mariana 1	1270	424	0.04	0.14	0.8	0.51	156.9	27.5	0.22
15	Meda 1	1556	431	0.08	0.18	0.53	0.46	115.2	39.1	0.31
16	Meda 2	1724	479	0.07	0.37	0.86	0.75	114.7	49.3	0.16
17	Olios 1	855	432	0.11	0.42	0.39	0.55	70.9	76.4	0.21
18	St George R 1	2569.4	498	0.05	0.3	0.29	0.87	33.3	34.5	0.14
19	Sundown 1	1855.5	432	0.24	0.43	1.1	0.52	211.5	82.7	0.36
20	West Kora 1	2279	434	0.09	0.21	0.16	0.71	22.5	29.6	0.30
21	White Hills 1	2070	465	0.28	0.45	0.4	1.28	31.3	35.2	0.38
22	Yulleroo 1	3873	377	0.04	0.21	0.19	0.39	48.7	53.8	0.16

جدول (۳-۵): پارامترهای راک اول نمونه‌های سازند نامیبیت

No	Well name	Depth m	T <sub>max</sub> (°C)	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	TOC	OI	HI	PI
1	Dodonea 1	2034.74	461	0.01	0.1	0.43	0.17	252.9	58.8	0.09
2	Edgar Range 1	1780.8	486	0.19	0.23	0.01	1.48	0.7	15.5	0.45
3	Hedonia 1	1450.6	464	0.34	0.21	0.3	1.09	27.5	19.3	0.62
4	Hilltop 1	1505	330	0.04	0.07	0.42	0.43	97.7	16.3	0.36
5	Justago 1	3052.1	339	0.21	0.13	0.45	0.42	107	31	0.61
6	McLarty 1	2487	472	0.29	0.6	0.76	1.41	53.9	42.6	0.33
7	Tappers Inlet 1	2300	423	0.03	0.11	0.83	1.25	66.4	8.8	0.21
8	Wilson Cliffs 1	3031.23	303	0.04	0.03	0	0.27	0.0	11.1	0.57

جدول (۳-۶): پارامترهای راک اول نمونه‌های سازند پووله

No	Well name	Depth m	T <sub>max</sub> (°C)	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	TOC	OI	HI	PI
1	Auld 1	150	432		0.59	1.05	1.09	96.3	54.1	
2	Bindi 1	921	427	0.26	6.33	0.55	5.3	10.4	119.4	0.04
3	Booran 1	1294	437	0.46	2.63	0.35	2.93	11.9	89.8	0.15
4	East Yeeda 1	1100	426	0.08	2.34	1.78	2.69	66.2	87.0	0.03
5	Hakea 1	549.1	434	0.07	1.34	0.19	2.33	8.2	57.5	0.05
6	Jum Jum 1	1549	427	0.12	0.82	0.7	2.2	31.8	37.3	0.13
7	Kambara 1	831.2	429	0.2	0.3	0.1	0.86	11.6	34.9	0.40
8	Kilang Kilang 1	780	427	0.08	0.76	0.35	1.35	25.9	56.3	0.10
9	Mariana 1	675	433	0.07	1.3	0.2	1.8	11.1	72.2	0.05
10	Minjin 1	816	423	0.05	0.81	0.27	1.93	14.0	42.0	0.06
11	Ngalti 1	175.5	429	0.06	3.23	0.34	4	8.5	80.8	0.02
12	Olios 1	285	430	0.04	1.5	0.6	1.37	43.8	109.5	0.03
13	Perindi 1	868	427	0.09	0.05	0.17	0.58	29.3	8.6	0.64
14	Petaluma 1	975	432	0.08	0.58	1.2	1.17	102.6	49.6	0.12
15	West Kora 1	1021	423	0.1	0.6	0.11	2.02	5.4	29.7	0.14
16	West Philydrm1	400	436	0.05	0.96	0.42	2.38	17.6	40.3	0.05

جدول (۳-۷): پارامترهای راک اول نمونه‌های سازند ویلارا

No	Well name	Depth m	T <sub>max</sub> (°C)	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	TOC	OI	HI	PI
1	Calamia 1	1368.5	430	0.02	0.18	0.27	0.1	270.0	180.0	0.10
2	Canopus 1	1695	430	0.6	1.09	0.29	1.4	20.7	77.9	0.36
3	Great Sandy 1	1698	468	0.03	0.17	1.78	0.27	659.3	63.0	0.15
4	Hedonia 1	1201	333	0.1	0.33	2.72	0.46	591.3	71.7	0.23
5	Hilltop 1	1286.1	399	0.03	0.02	0.4	0.06	666.7	33.3	0.60
6	Looma 1	2046.6	411	0.33	0.13	1.71	0.82	208.5	15.9	0.72
7	Pictor 1	1430	429	0.58	0.51	0.56	0.83	67.5	61.4	0.53

### ۳-۹ مطالعه و آنالیز گاز کروماتوگرافی

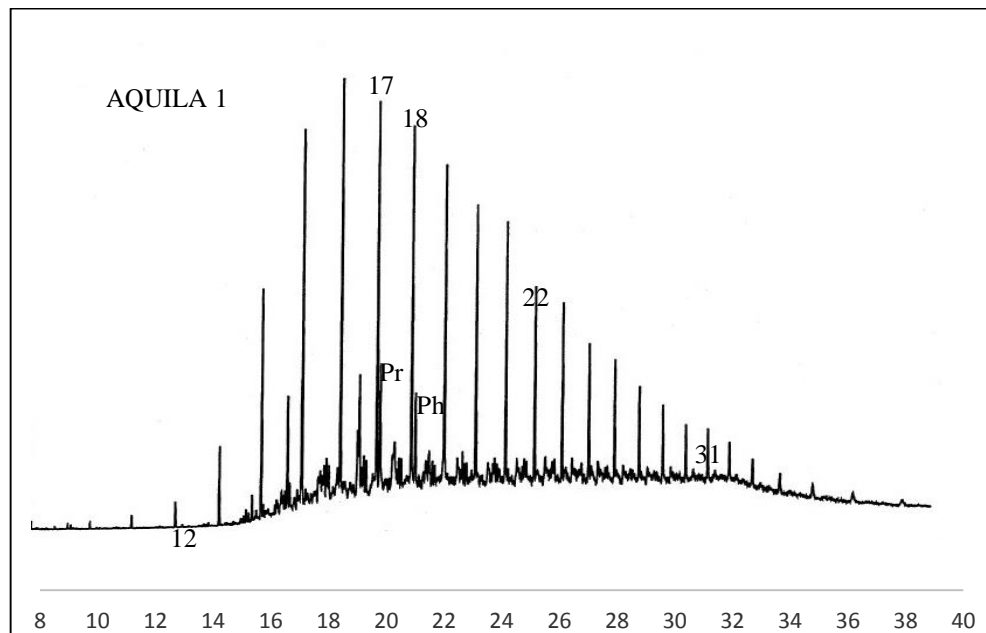
توزیع دو قطبی پارافین‌ها و انحراف آن‌ها به سمت nC23-nC30 معمولاً نشانه منشأ گیاهان عالی

خشکی و یا محیط‌های دلتایی است. در بیتومن و نفت‌های ناشی از سنگ منشأ کربناته معمولاً

پارافین‌هایی با شماره کربن زوج غالب است. در بیتومن و نفت‌های ناشی از سنگ منشأ رسی (شیلی) پارافین‌هایی با شماره کربن فرد و کوچک‌تر از ۲۰ در آن‌ها غالب است.

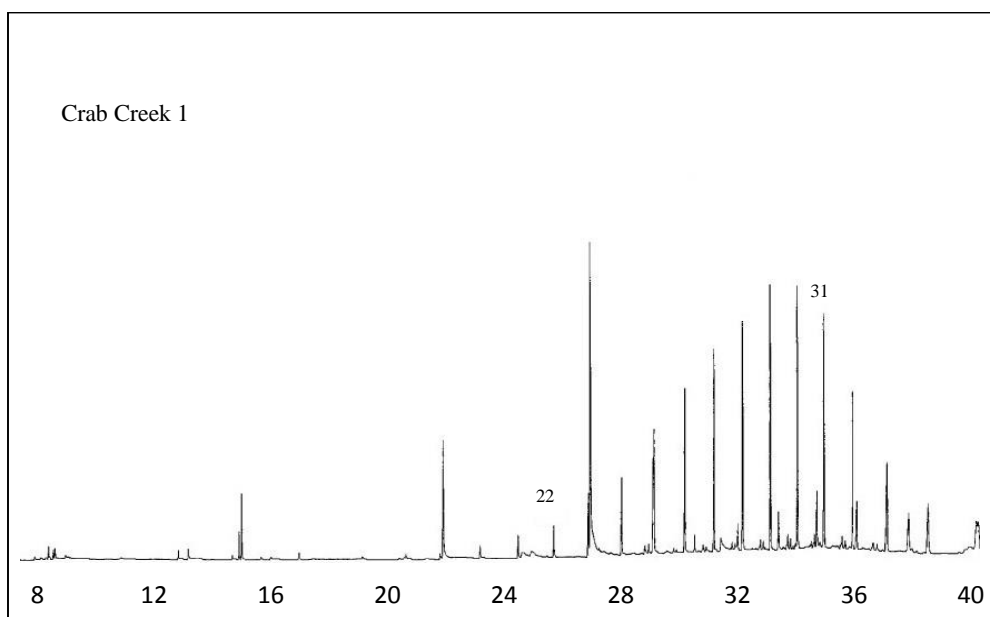
غالب بودن شماره فرد در پارافین‌ها نشان‌دهنده منشأ شیلی دریاچه‌ای و دریایی است. با افزایش پختگی تمام این حالت‌ها از بین می‌رود. بر اثر تخریب میکروبی، پارافین‌ها از بین‌رفته و بر میزان نفتن‌ها و آروماتیک‌ها افزوده می‌شود.

جهت بررسی پراکندگی طیف هیدروکربن‌ها و نحوه حضور ترکیبات مختلف از جمله آلکان‌های نرمال، ایزوپروپونوئیدها به‌ویژه پریستان و فیتان و ترکیبات مختلف آروماتیک به‌خصوص ترکیبات سولفور (بنزوتیوفن) و فناترن از آنالیزگر کروماتوگرافی گازی استفاده گردیده که تمام تعداد ۳۴ نمونه نفت (ترکیبات اشباع و آروماتیک) آنالیز شده که برخی از آن‌ها به شرح اشکال (۳-۷) تا (۳-۱۰) می‌باشند.

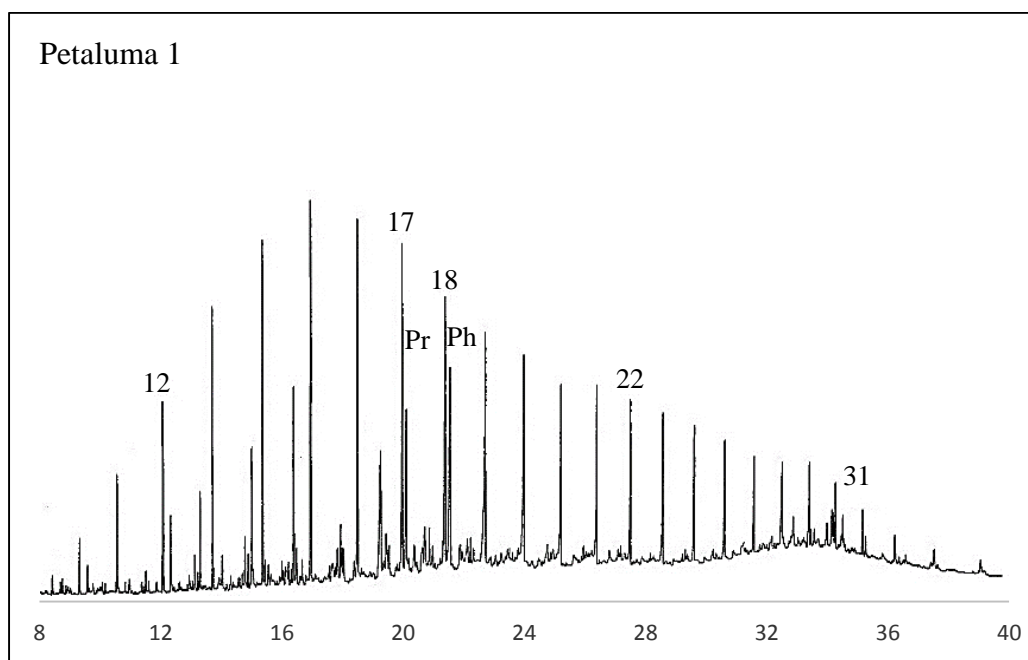


شکل (۳-۷): طیف کروماتوگرام گازی سازند گلدویر، چاه‌های آکوئلا ۱

<sup>1</sup> Aquila 1

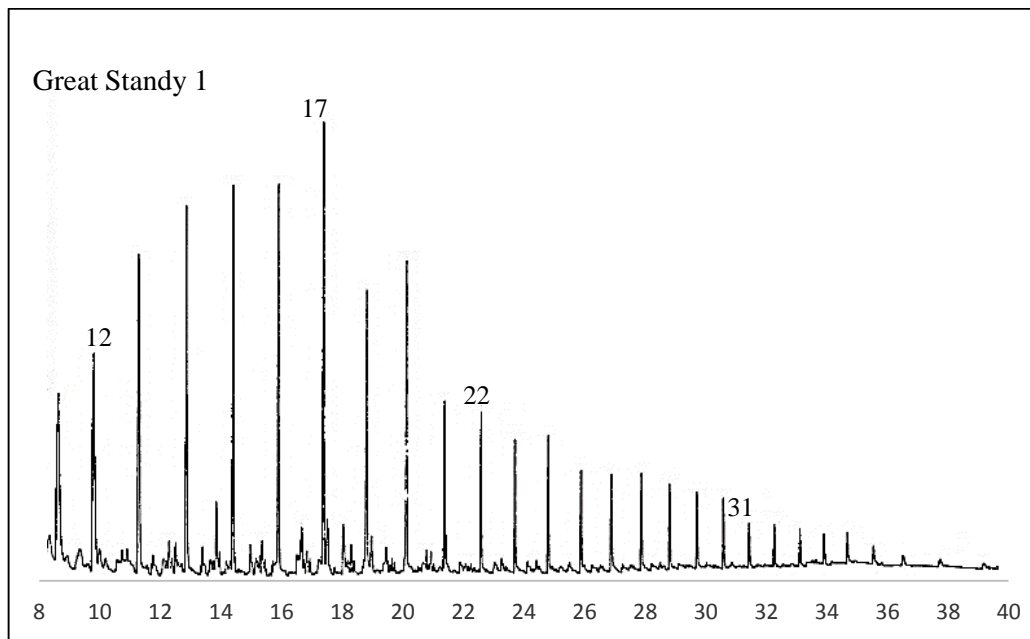


شکل (۸-۳): طیف کروماتوگرام گازی سازند نونکانبا، چاه کراب کریک ۱



شکل (۹-۳): طیف کروماتوگرام گازی سازند پووله، چاه پتالوما ۱

<sup>1</sup> Crab Creek 1



شکل (۳-۱۰): طیف کروماتوگرام گازی سازند ویلارا، چاه گرت ستندی ۱

<sup>1</sup> Great Standy 1

# فصل چهارم: ارزیابی ژئوشیمیایی شیل های گازی

## ۱-۴ مقدمه

در این فصل تحلیل‌های ژئوشیمیایی بر روی داده‌های به‌دست آمده صورت گرفته تا امکان تصمیم‌گیری در مورد سازندهای مورد مطالعه فراهم شود. این ویژگی‌ها شامل آغشتگی یا عدم آغشتگی نمونه‌ها، نوع کروژن، بلوغ حرارتی، ماهیت هیدروکربن‌های تولیدی و محیط رسوبی می‌باشد. با ارزیابی مقادیر  $R_o$  و  $T_{max}$ ، بلوغ حرارتی نمونه‌ها مورد بررسی قرار گرفته است. مقادیر برخی از پارامترهای راکاؤل مورد مطالعه قرار گرفته و برخی از پارامترهای ژئوشیمیایی جدید لاگ ژئوشیمیایی برای توصیف بهتر سنگ منشأ ترسیم گردیده است. از جمله پارامترهای محاسبه‌شده مقادیر TOC اولیه ( $TOC_o$ )، HI اولیه ( $HI_o$ ) و پتانسیل هیدروکربنی اولیه<sup>۱</sup> ( $S_{2o}$ ) سازندهای شیلی می‌باشد. برای اینکه قضاوت درستی روی مقادیر بلوغ نمونه‌ها رخ دهد، می‌توان پارامترهای مختلف بلوغ را بر روی نمودارهای قطبی در کنار هم قرارداد. این نمودارها همچنین ابزار مناسبی برای ارزیابی اقتصادی اولیه‌ی سیستم‌های شیل‌گازی به شمار می‌روند.

در ادامه از داده‌های فوق جهت محاسبه برآوردهای گاز انباشته‌شده و ارزیابی ریسک‌های ژئوشیمیایی کمک گرفته شده است. مقایسه شیل‌های گازی بالقوه با شیل‌گازی بارنت در ادامه ارائه شده و در پایان از یکسری آنالیز تکمیلی شامل کروماتوگرافی گازی (GC) و دیاگرام ستاره‌ای<sup>۲</sup> (تکنیک‌هایی در ژئوشیمی‌الی برای تعیین ویژگی نفت‌ها) استفاده گردیده است.

## ۲-۴ تعیین نوع کروژن

یکی از ویژگی‌های سنگ منشأ که توسط دستگاه راکاؤل می‌توان به آن پی برد نوع کروژن موجود در سنگ منشأ است؛ که تعیین‌کننده کیفیت سنگ منشأ و مواد هیدروکربنی تولید شده است.

---

<sup>1</sup> Original HC potential

<sup>2</sup> Star Diagram



کیفیت ماده آلی یا به عبارت دیگر نوع کروژن را می توان توسط نمودارهای مختلفی تعیین کرد. تعیین دقیق نوع کروژن توسط ارزیابی بصری کروژن و محاسبه درصد ماسرال ها صورت می گیرد. جدول (۴-۱) توسط پیترز و کاسا<sup>۱</sup> (۱۹۹۴) برای تعیین نوع کروژن در سنگ های نابالغ ارائه شده است. با استفاده از جدول ۲-۴ نوع کروژن تعیین و سپس درصد کروژن های هر تیپ (جدول ۲-۴) برای سازندهای در منطقه مورد مطالعه محاسبه گردیده است. در ادامه به بررسی بلوغ نمونه های خرده حفاری سازندهای مورد مطالعه پرداخته شده است.

جدول (۴-۱): تعیین نوع کروژن در سنگ های نابالغ [۲۵]

نوع کروژن	ترکیب کروژن	کیفیت ماده آلی	
		شاخص هیدروژن (mg HC/g TOC)	نسبت S <sub>2</sub> /S <sub>3</sub>
I	آلگینایت، بی شکل	> ۶۰۰	> ۱۵
II	اگزینایت	۳۰۰-۶۰۰	۱۰-۱۵
II/III	اگزینایت، ویتروینایت	۲۰۰-۳۰۰	۵-۱۰
III	ویتروینایت	۵۰-۲۰۰	۱-۵
IV	اینرتینایت	< ۵۰	< ۱

جدول (۴-۲): نوع و درصد کروژن ها

نام سازند	تعداد کل نمونه ها	I	II	II-III	III	IV
اندرسون	۱۵	-	-	-	۵ (٪ ۳۴)	۱۰ (٪ ۶۶)
گلدویر	۹۰	۵ (٪ ۶)	۱۳ (٪ ۱۵)	۱۳ (٪ ۱۵)	۴۹ (٪ ۵۴)	۱۰ (٪ ۱۰)
لاورل	۸۰	-	۲ (٪ ۲/۵)	۲ (٪ ۲/۵)	۳۷ (٪ ۴۷)	۳۹ (٪ ۴۸)
نامبیت	۱۷	-	-	-	۳ (٪ ۱۸)	۱۴ (٪ ۸۲)
نونکانبا	۵۰	-	-	-	۱۸ (٪ ۳۶)	۳۲ (٪ ۶۴)
پووله	۳۲	-	-	-	۲۰ (٪ ۶۳)	۱۲ (٪ ۳۷)
ویلارا	۱۵	-	-	-	۸ (٪ ۵۳)	۷ (٪ ۴۷)

<sup>1</sup> Peters and Cassa

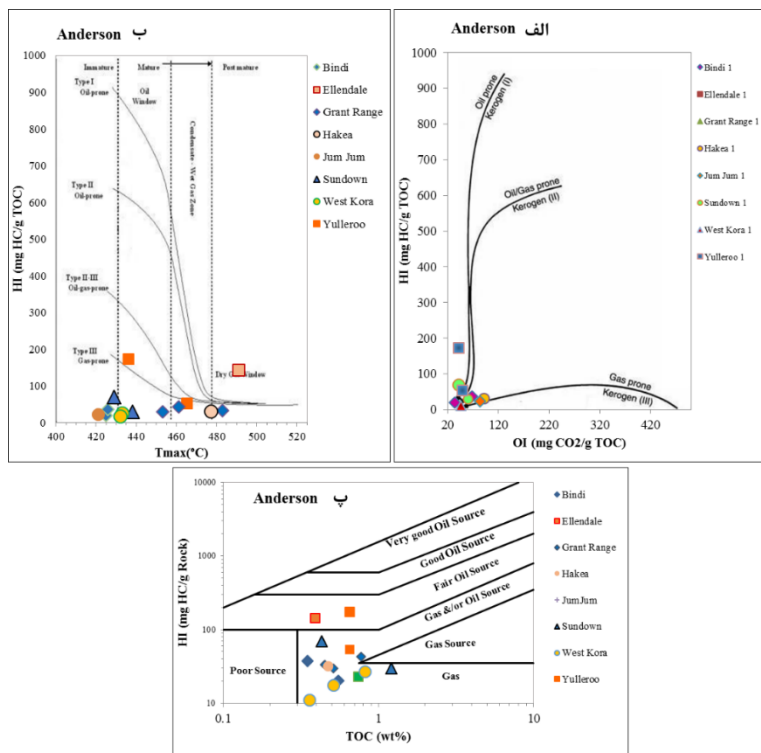
#### ۴-۲-۱ ارزیابی کل نمونه‌ها

سازند اندرسون: با توجه به جدول ۴-۲ و بر اساس نمودار ون کرولن (شکل ۴-۱ الف) ۳۴٪ از نمونه‌های سازند اندرسون دارای کروژن تیپ III بوده و ۶۶٪ از نمونه‌ها از کروژن نوع IV هستند. با مشاهده نمودارهای تغییرات HI در برابر  $T_{max}$  و TOC می‌توان دریافت که به‌غیر از چند نمونه که در ابتدای مرحله بلوغ قرار دارند، اکثر نمونه‌های اندرسون در مرحله بالغ تا فوق بالغ قرار دارند. در حالی که تعدادی از این نمونه‌ها در مرحله بالغ و فوق بالغ قرار گرفته ولی با توجه به مقدار  $HI_{pd}$  پایین این نمونه‌ها، تنها یک نمونه از چاه النداله<sup>۱</sup> توان تولید گاز را دارا می‌باشد. لذا با توجه به شکل‌های (۴-۱-الف، ب و پ) و ارزیابی  $T_{max}$  و  $R_o$  به‌عنوان شاخص‌های بلوغ حرارتی و با توجه به بازه عمقی آن‌ها می‌توان در محاسبات میزان حجم گاز حفظ‌شده نمونه‌هایی که در پنجره‌ی تولید گازتر و خشک قرارگرفته را بیشتر موردتوجه قرار داد.

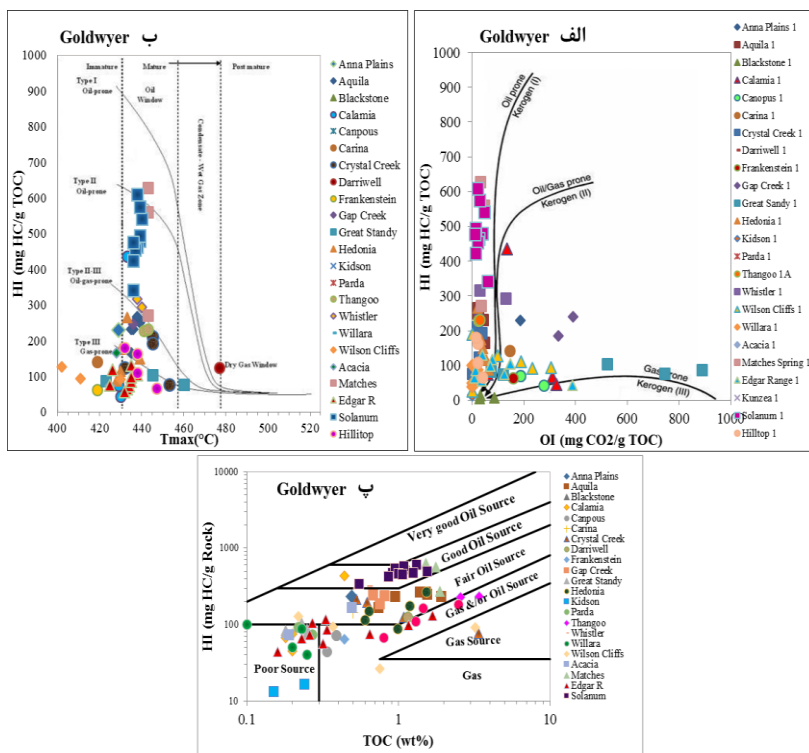
**سازند گلدویر:** بر اساس نتایج آنالیز راک‌اول خرده‌های حفاری سازند گلدویر، نمودار ون کرولن و با توجه به جدول ۴-۲، ۶٪ نمونه‌های سازند گلدویر از کروژن نوع I، ۱۵٪ نوع II، ۱۵٪ نوع III-II، ۴۹٪ نوع III و ۱۰٪ کروژن تیپ IV می‌باشند. اکثر نمونه‌های سازند گلدویر وارد پنجره نفت‌زایی شده و گاز متان تولید کرده ولی صرفاً دو نمونه وارد پنجره گازتر و گاز خشک شده‌اند (شکل ۴-۲ ب). توان تولید نمونه‌ها در محدوده ضعیف تا متوسط و تعدادی از نمونه‌ها پتانسیل تولید خوب را دارند.

---

<sup>۱</sup> Ellendale

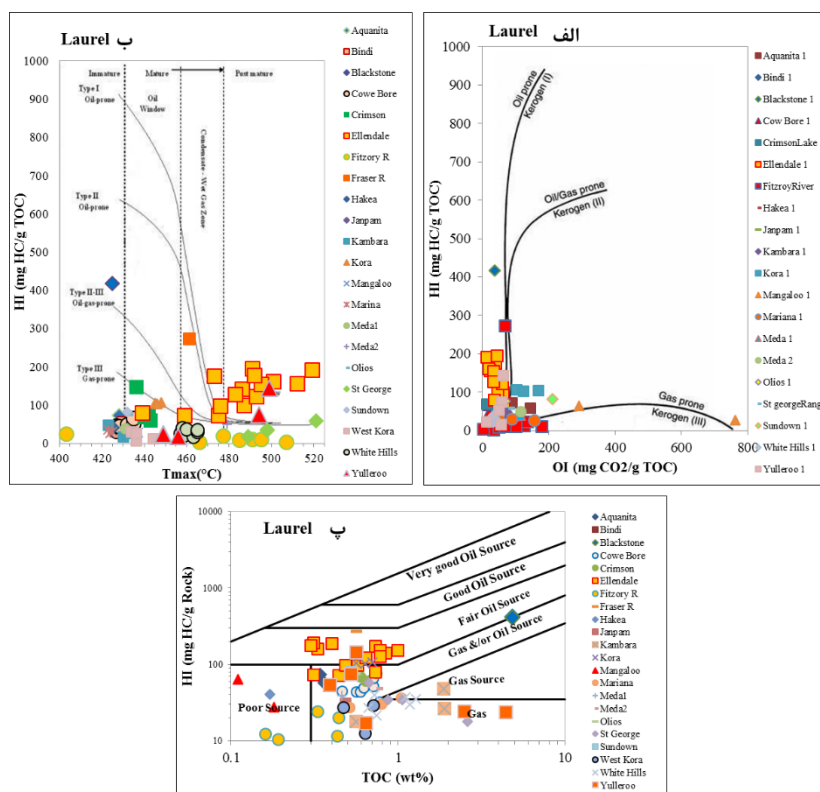


شکل (۱-۴): الف) نمودار ون کروئلن ب) HI-T<sub>max</sub> و پ) نمودار HI-TOC خرده حفاری سازند اندرسون



شکل (۲-۴): الف) نمودار ون کروئلن ب) HI-T<sub>max</sub> و پ) نمودار HI-TOC خرده حفاری سازند گلدویر

سازند لاورل: با توجه به جدول ۴-۲، ۲/۵٪ نمونه‌های سازند لاورل کروژن نوع II- نوع III، ۴۷٪ نوع III و ۴۸٪ کروژن تیپ IV می‌باشند. بر اساس نمودار HI در برابر  $T_{max}$  و TOC می‌توان دریافت که سازند لاورل، در پنجره گازتر (نمونه چاه‌های النداله، فراسر ریور<sup>۱</sup> و وایت هیل<sup>۲</sup>) و وارد پنجره گاز خشک (نمونه چاه‌های النداله، استی جورج<sup>۳</sup> و یولرو) نیز شده‌اند (شکل ۴-۳).

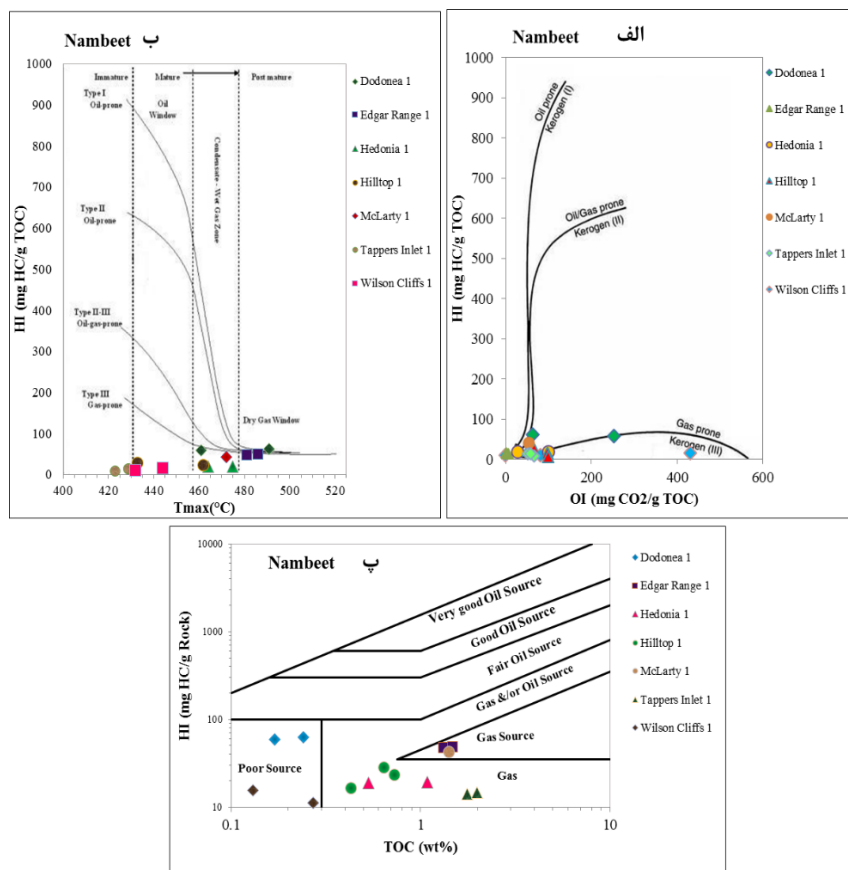


شکل (۴-۳): الف) نمودار ون کروژن (ب) HI- $T_{max}$  و (پ) نمودار HI-TOC خرد حفاری سازند لاورل

سازند نامبیت: ۱۸٪ از نمونه‌های سازند نامبیت دارای کروژن نوع III بوده و بقیه نمونه‌ها از کروژن نوع IV بوده (جدول ۴-۲) و نمونه‌هایی در پنجره‌ی تولید گازتر و خشک (دو نمونه از چاه ادگاررنج<sup>۴</sup> و یک نمونه از چاه دودونیا<sup>۵</sup>) قرار گرفته‌اند که به دلیل پایین بودن  $HI_{pd}$  پایین عقیم بوده و توان تولید

<sup>1</sup> Fraser River  
<sup>2</sup> White Hills  
<sup>3</sup> St George Range  
<sup>4</sup> Edgar Range  
<sup>5</sup> Dodonea

هیدرکربن را ندارند (شکل ۴-۴ ب).



شکل (۴-۴): الف) نمودار ون کرولن ب) HI-T<sub>max</sub> و پ) نمودار HI-TOC خرده حفاری سازند نامبیت

**سازند نونکانبا:** با توجه به جدول ۴-۲، ۳۶٪ از نمونه‌های سازند نونکانبا کروژن III و مابقی

نمونه‌ها (۶۴٪) از کروژن نوع IV است (شکل ۴-۵ الف و ب). یکی از نمونه‌ها (چاه نگالتی<sup>۱</sup>) فوق بالغ در

پنجره گاز خشک مشاهده می‌شود (شکل ۴-۵ ب).

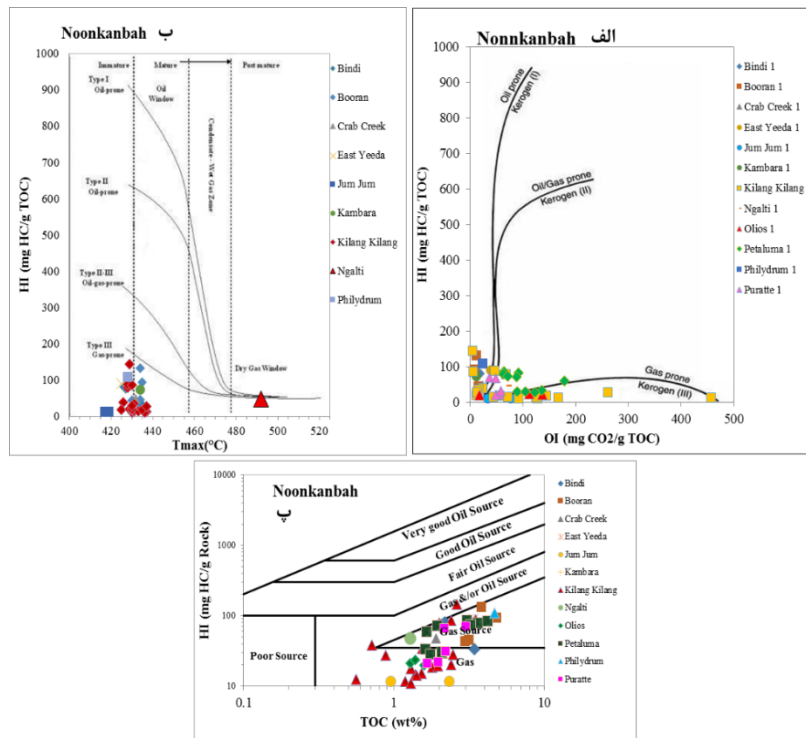
**سازند پووله:** ۶۳٪ نمونه‌های سازند پووله کروژن نوع III بوده، ما بقی توان تولید هیدروکربن را

ندارند (شکل ۴-۶ الف و ب) و اکثر نمونه‌ها نابالغ هستند (شکل ۴-۶ ب).

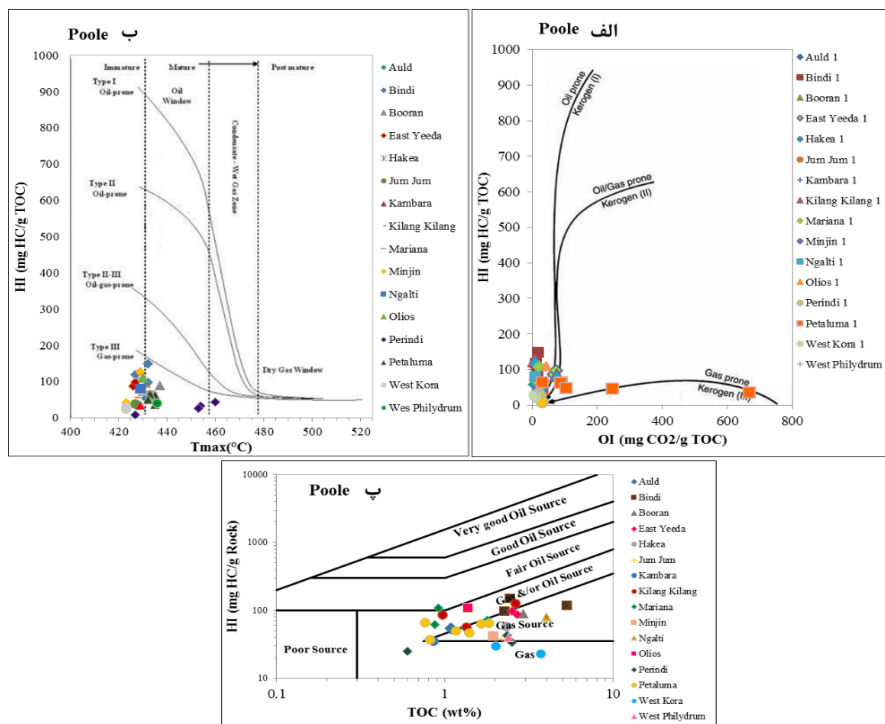
**سازند ویلارا:** ۵۳٪ نمونه‌های سازند ویلارا کروژن نوع III بوده و مابقی نمونه‌ها از نوع کروژن IV

<sup>۱</sup> Negalti

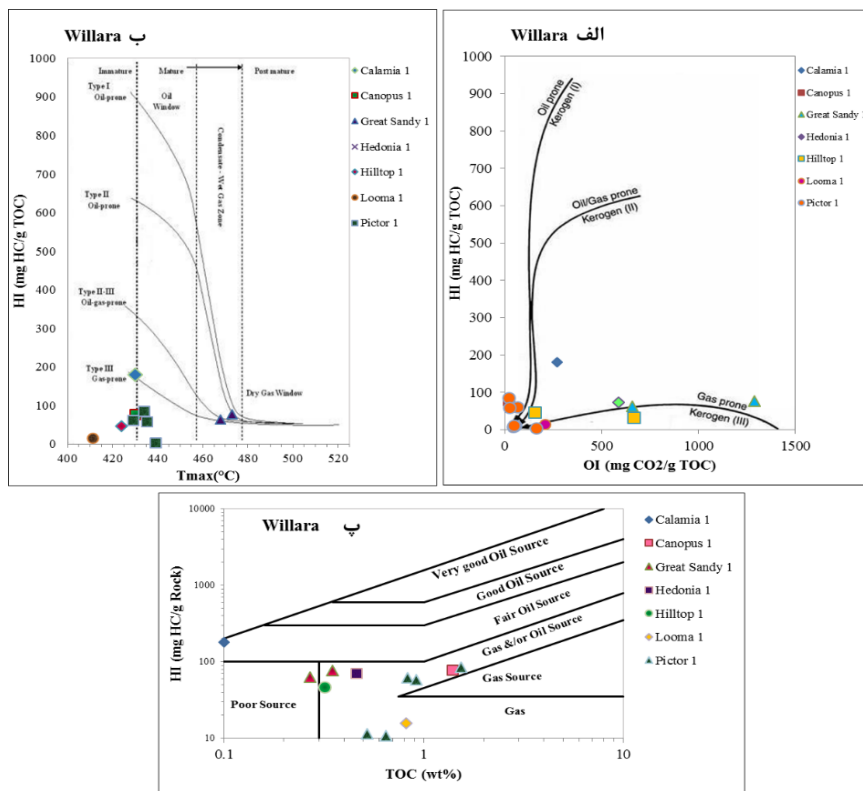
است (شکل ۴-۷ الف و ب)؛ که دو نمونه گرت سندی وارد پنجره گازتر نیز شده‌اند (شکل ۴-۷ ب).



شکل (۴-۵): الف) نمودار ون کرولن ب) HI-T<sub>max</sub> و پ) نمودار HI-TOC خرده حفاری سازند نونکانبا



شکل (۴-۶): الف) نمودار ون کرولن ب) HI-T<sub>max</sub> و پ) نمودار HI-TOC خرده حفاری سازند پووله



شکل (۴-۷): الف) نمودار ون کروتن (ب) HI-T<sub>max</sub> و پ) نمودار HI-TOC خرده حفاری سازند ویلارا

### ۳-۴ لاگ ژئوشیمیایی

امروزه در اکثر شرکت‌های نفتی، تهیه لاگ‌های ژئوشیمی آلی را برای اکتشاف نفت و گاز الزامی می‌دانند. لاگ‌های ژئوشیمیایی تنها ابزار قدرتمند برای درک ژئوشیمیایی ناحیه‌ای می‌باشند. در این لاگ‌ها، داده‌هایی مثل TOC، HI، OI، S<sub>1</sub>، S<sub>2</sub>، GP و T<sub>max</sub> را همراه با عمق در سازندها قابل تفسیر می‌سازد. میانگین تمامی پارامترهای به‌دست آمده از دستگاه راک اول در (جدول ۴-۳) ارائه شده است.

### ۴-۳-۱ ویژگی‌های پارامترهای راک اول

پارامتر S<sub>1</sub> مقدار هیدرورکربور تولید شده در درجه اول حدود ۳۰۰°C که اصطلاحاً هیدرورکربور آزاد نامیده می‌شود، معمولاً نمونه‌هایی که پختگی زیاد داشته باشند مقدار S<sub>1</sub> آن زیاد است.

پارامتر  $S_2$  مقدار هیدرو کربور تولید شده در حین پیرولیز کروژن این پیک نشان دهنده توانایی باقیمانده در سنگ منشا می‌باشد. بررسی پارامتر  $T_{max}$  بیشترین مقدار حرارتی که در آن کروژن تجزیه می‌شود و ماکزیمم مقدار تولید هیدروکربور پیک  $S_2$  را نشان می‌دهد که بستگی به نوع کروژن و لیتولوژی سنگ منشا دارد. مقدار  $T_{max}$  هر نمونه می‌تواند مرحله پختگی هر نمونه را ارزیابی و مشخص کند که مقدار از  $430^{\circ}C$  تا  $460^{\circ}C$  بیانگر شروع و پایان نفت زائی است. همان گونه که اشاره شد،  $T_{max}$  برای نفت زائی هر نمونه سنگ بستگی به نوع کروژن آن دارد که می‌توان آن را به شرح زیر خلاصه کرد.

ضریب اکسیژن (OI) مشخص کننده مقدار اکسیژن موجود در کروژن است با این ضریب می‌توان درجه اکسیده شدن مواد آلی موجود در سنگهای منشاء را ارزیابی کرد. ضمن این که هر چه مقدار آن بیشتر باشد، مقدار اکسیده شدن مواد آلی بیشتر است [۲۶].

اندیس هیدروکربن زایی (GP): نشانه توانایی هیدروکربن زایی سنگ مادر است. مقادیر  $GP = S_1 + S_2$  (کمتر از ۲ نشان دهنده آن است که سنگ ما سنگ منشا ضعیفی است. مقادیر ۵-۲ نشاندهنده سنگ مادر خوب و بیش از ۵ سنگ مادر عالی است [۲۶].

اندیس هیدروژن مشخص کننده پتانسیل نفتی نمونه سنگ مادر است که هر چه مقدار HI بیشتر باشد، سنگ منشا از پتانسیل بالاتری برخوردار است. البته باید مقدار  $T_{max}$  نمونه نیز مورد توجه قرار گیرد. به گونه ای که اگر مقدار شاخص HI نمونه بالا باشد.  $T_{max}$  به مرحله نفت زائی نرسیده باشد اصطلاحاً می‌گویند سنگ منشا دارای پتانسیل زیاد است اما اگر  $T_{max}$  مرحله نفت زائی را نمایش به دهد، آنگاه باعث کاهش HI می‌شود [۲۷].

#### ۴-۳-۲ تفسیر داده های راک اول

۱- اگر HI پایین و OI بالا بود، نشان دهنده سنگ کربناته با توان هیدروکربن زایی پایین است و یا سنگ ما هوا زده می باشد.



۲- TOC و HI بالا نشان دهنده سنگ مادر است.

۳- سنگی که TOC و HI ندارد ولی S<sub>1</sub> بالایی دارد احتمالاً سنگ مخزن است.

۴- OI بالا نشاندهنده آن است که نمونه‌ها هوا زده می باشند.

۵- سازندی که TOC بالایی دارد، ولی HI و S<sub>1</sub> ندارد یعنی این سازند هر چه داشته تمام شده است.

تمامی مطالبی که در تفسیر نتایج حاصل از راکا اول به صورت گراف‌هایی رسم شده و همچنین تمامی نتیجه‌گیری‌هایی که از میانگین پارامترهای به‌دست آمده از دستگاه راکا اول (جدول ۴-۳) به‌دست آمده را می‌توانیم با استفاده از لاگ ژئوشیمیایی به راحتی به آن نتایج دست یابیم ( شکل‌های ۴-۸ الی ۴-۱۴).

جدول (۴-۳): میانگین پارامترهای به‌دست آمده نمونه‌ها توسط دستگاه راکا اول

Formation	NO	Depth (m)	TOC(wt%)	T <sub>max</sub> (°C)	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	HI	OI	GP	R <sub>o</sub>
Anderson	15	1417 - 3142	0.6	438	0.1	0.3	47.2	39	0.4	0.9
Goldwyer	90	302- 4426	0.85	417	0.45	2.52	206	113	2.97	0.77
Laurel	80	855 - 3873	0.8	452	0.1	0.9	73.5	77.3	1.1	0.8
Nambeet	17	421 - 3032	0.8	432	0.1	0.2	22.5	88.5	0.3	1.3
Noonkanbah	50	137 - 1410	2.2	431	0.1	1.3	46.2	72.8	1.4	0.6
Poole	32	150 - 1549	1.9	433	0.1	1.4	64.8	60.1	1.5	0.6
Willara	15	1201 - 2047	0.6	408	0.3	0.3	53.7	286	0.6	0.6
Average	<b>299</b>	<b>640 - 2782</b>	<b>1.1</b>	<b>430</b>	<b>0.2</b>	<b>1</b>	<b>73.4</b>	<b>105</b>	<b>1.2</b>	<b>0.8</b>

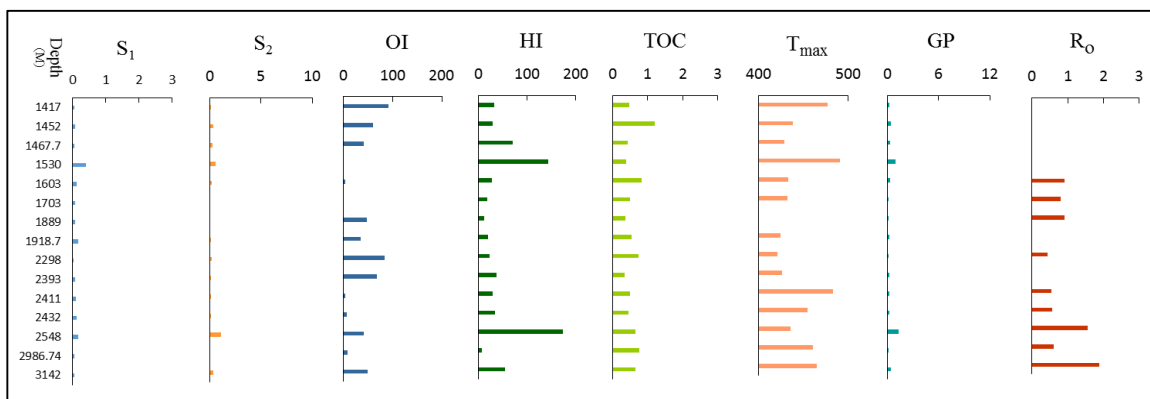
**سازند اندرسون:** مقدار TOC میانگین سازند اندرسون ۰/۶ درصد وزنی است. همانطور که در شکل

۴-۸ مشاهده می‌شود مناطقی از سازند دارای TOC و HI نسبتاً مناسبی هستند، اما بررسی پارامتر S<sub>1</sub>

و S<sub>2</sub> نمونه‌ها و میانگین پارامتر GP(S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>) نمونه‌ها نشان‌دهنده این است که سازند اندرسون توان

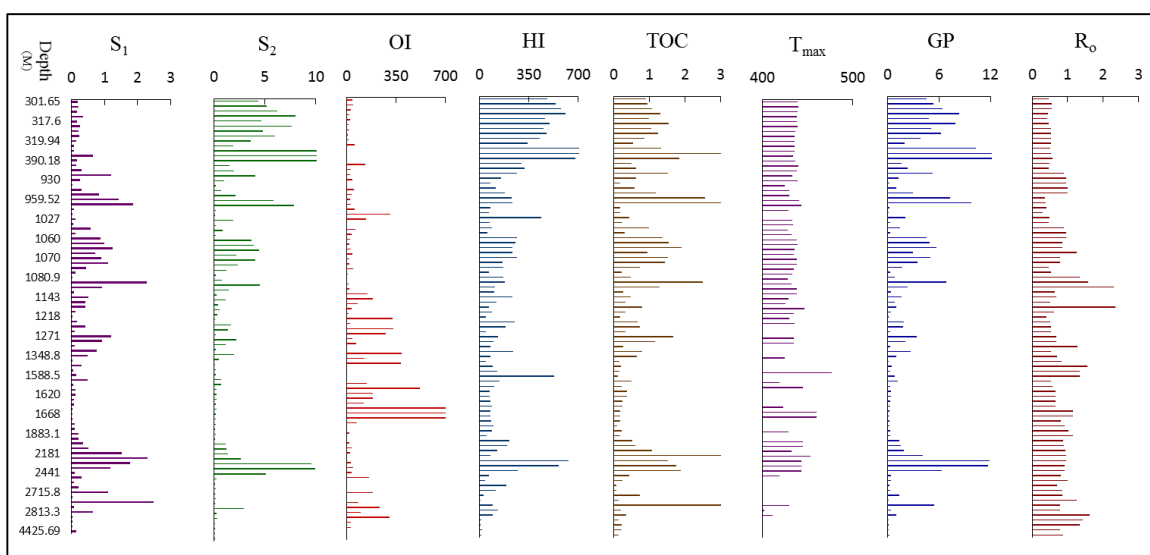
هیدروکربن زایی ندارد و مقادیر HI گوبای کروژن نوع IV اغلب نمونه‌هاست. به عبارت دیگر می‌توان

گفت که این سازند قابلیت سنگ منشأ و مخزنی شدن را ندارد.



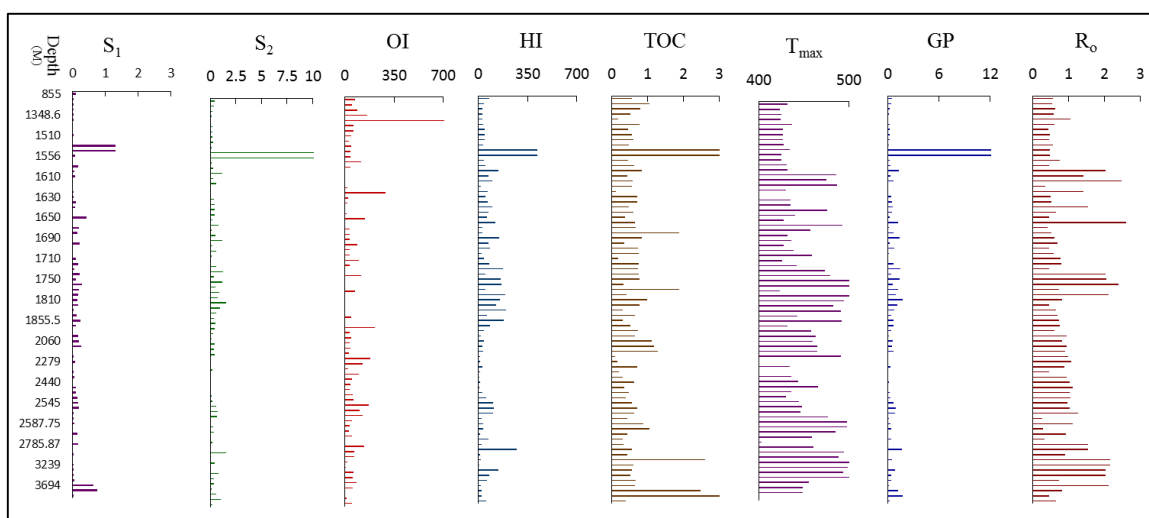
شکل (۸-۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند اندرسون

**سازند گلدویر:** بررسی پارامتر  $S_1$  نمونه‌های این سازند نشان می‌دهد که توان هیدروکربن‌زایی متوسطی دارد، به عبارت دیگر می‌توان گفت که در بعضی از مناطق دارای توان هیدروکربن‌زایی نسبتاً مناسبی می‌باشد، در بازه ۳۰۱ تا ۹۳۰ متری این سازند نابالغ، ولی دارای توان هیدروکربورزایی در صورت بلوغ خواهد بود. تولید هیدروکربن از عمق ۹۳۰ متری شروع شده و تا عمق ۱۲۱۸ متری و بخش دیگری را در صورت بلوغ بیشتر تولید خواهد کرد. در قسمت پایین‌تر از ۱۸۸۱ متری تا عمق ۲۴۴۵ متری بخشی از توان خود را تولید و در بازه ۱۲۱۸ تا ۱۸۸۱ فرسایش عامل از بین رفتن توان تولید سازند گردیده است و کربن مرده را شاهد هستیم (شکل ۹-۴).



شکل (۹-۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند گلدویر

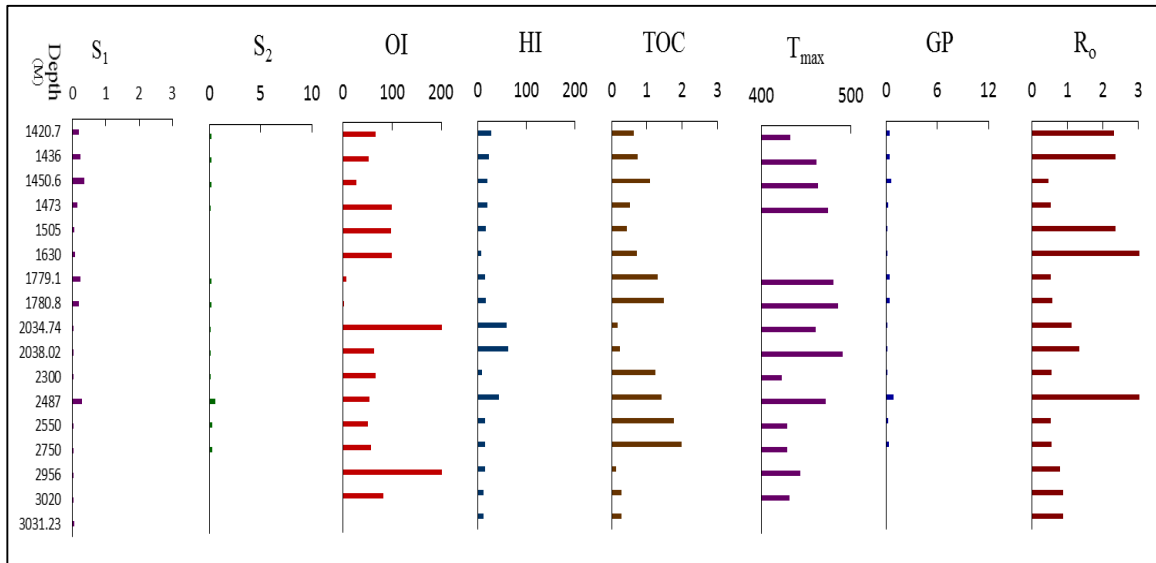
**سازند لاورل:** مقدار TOC میانگین سازند لاورل ۰/۸ درصد وزنی است. همانطور که در شکل ۴-۱۰ مشاهده می‌شود مناطقی از سازند با ضخامت بسیار کم (بین ۱۵۲۰ متر تا ۱۵۴۰ متری) دارای TOC و HI نسبتاً مناسبی هستند، اما بررسی پارامتر  $S_1$  و  $S_2$  نمونه‌ها نشان می‌دهد که این سازند توان هیدروکربن‌زایی ندارد، همچنین میانگین پارامتر  $GP(S_1+S_2)$  سازندها نشان‌دهنده این است که سازند لاورل توان هیدروکربن هم ندارد.



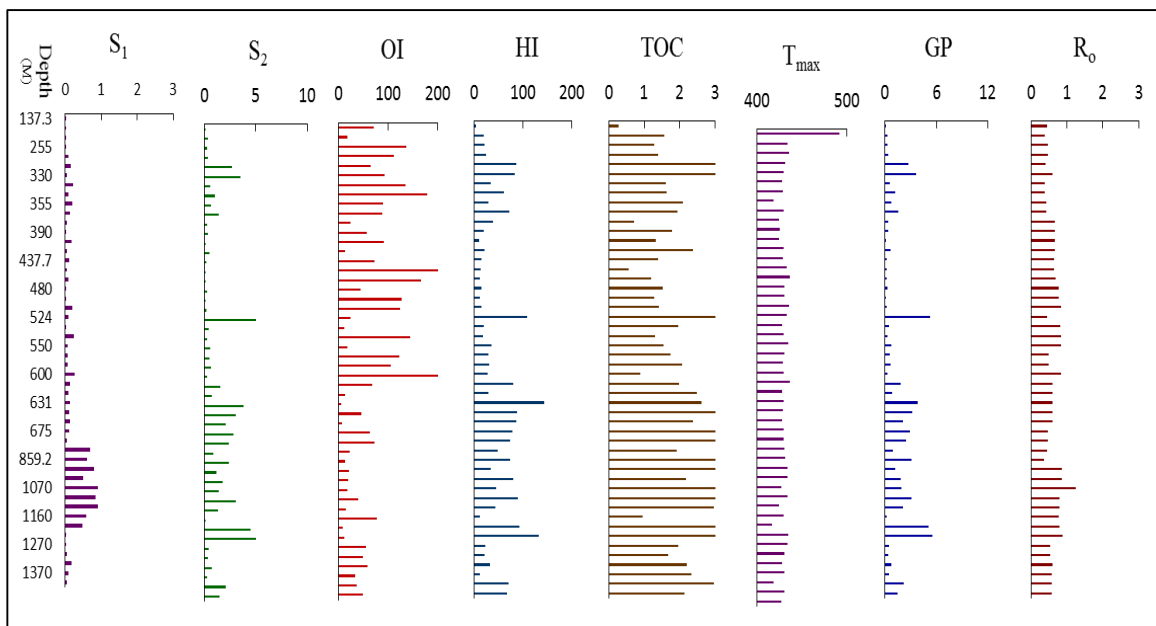
شکل (۴-۱۰): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکا اول سازند لاورل

**سازند نامبیت:** مقدار TOC میانگین سازند نامبیت ۰/۸ درصد وزنی است. همانطور که در شکل ۴-۱۱ مشاهده می‌شود، اما بررسی پارامتر  $S_1$  و  $S_2$  نمونه‌ها نشان می‌دهد که این سازند توان هیدروکربن‌زایی ندارد، همچنین میانگین پارامتر  $GP(S_1+S_2)$  سازندها نشان‌دهنده این است که سازند نامبیت توان هیدروکربن‌زایی هم ندارد و با کربن مرده رده بندی می‌شود.

**سازند نونکانبا:** بررسی پارامتر  $S_1$  و  $S_2$  نمونه‌ها این سازند نشان می‌دهد که تولید هیدروکربن از عمق ۸۵۹ متری شروع و تا عمق ۱۲۰۰ متری ادامه دارد. از عمق ۱۳۷ متری تا ۸۵۹ متری سنگ منشاء اکسیده شده است. نکته‌ای قابل توجه بالا بودن میزان ماده آلی است ولی به نظر می‌رسد که شرایط محیطی چندان مناسب برای حفظ کامل مواد آلی نبوده است (شکل ۴-۱۲).



شکل (۴-۱۱): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکاول سازند نامبیت



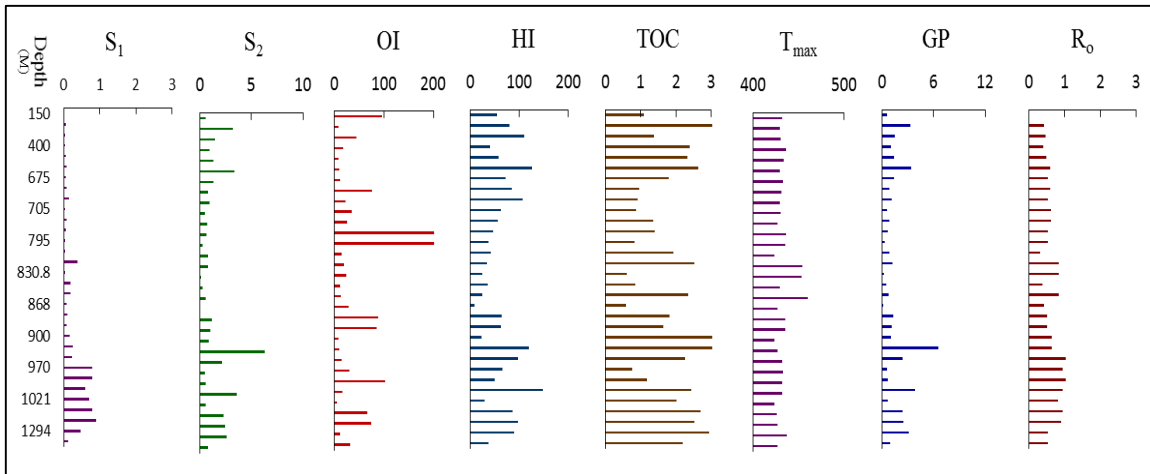
شکل (۴-۱۲): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکاول سازند نونکانبا

**سازند پووله:** مقدار TOC میانگین سازند پووله ۱/۹ درصد وزنی است. همانطور که در شکل ۴-۱۳

مشاهده می‌شود این سازند TOC و HI نسبتاً مناسبی دارا می‌باشد و بررسی پارامتر  $S_1$  و  $S_2$  نمونه‌ها

نشان می‌دهد که تولید هیدروکربن از عمق ۹۰۰ متری شروع شده و تا عمق ۱۲۷۰ متری ادامه دارد.

به‌طور کلی شرایط این سازند نیز مشابه سازند نونکانبا بوده است.

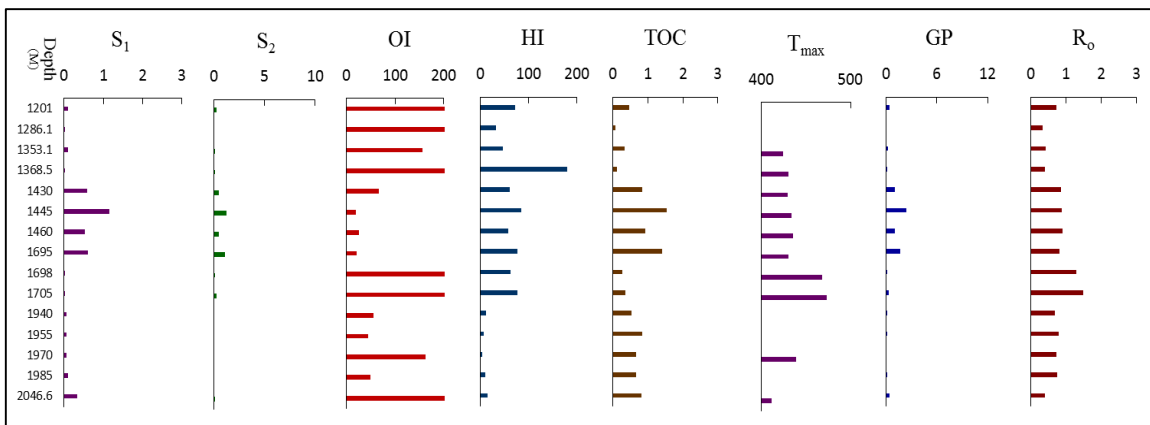


شکل (۴-۱۳): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکاویل سازند پووله

**سازند ویلارا:** بررسی پارامتر TOC نمونه‌ها این سازند نشان می‌دهد که تولید هیدروکربن از عمق

۱۴۳۰ متری شروع شده و تا عمق ۱۶۹۵ متری کمی مساعد شده است ولی  $S_1$  و  $S_2$  نشان‌دهنده توان

ضعیف تولید این سازند است (شکل ۴-۱۴).



شکل (۴-۱۴): لاگ ژئوشیمیایی داده‌های حاصل از پیرولیز راکاویل سازند ویلارا

با توجه به بررسی‌های انجام شده توسط آنالیز راکاویل و لاگ‌های ژئوشیمیایی سازندهای مورد مطالعه،

سه سازند گلدویر، نونکانبا و پووله توان تولید هیدروکربن را دارند. در جداول (۴-۴ الی ۴-۶) همان‌طور

که مشاهده می‌کنیم نمونه خرده‌های گمانه سازندهای گلدویر، نونکانبا و پووله بر اساس بلوغ حرارتی

دسته‌بندی شده‌اند و نمونه‌هایی که در مرحله گاززایی قرار گرفته و توان تولید دارند مورد توجه می‌باشند.

جدول (۴-۴): بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند گلدویر

Name of Section	Number of Samples	Maturity	No	T <sub>max</sub> (°C)	R <sub>o</sub>
Darriwell 1	2	Post Mature/ Dry Gas Win.	1	477	1.2 <R <sub>o</sub> <1.4
Great Sandy 1	6	Post Matur/Wet Gas	1	460	0.85<R <sub>o</sub> <1.14
Aquila 1	6	Mature/ Oil Win.	1	435	0.82<R <sub>o</sub> <1.07
Crystal Creek 1	4	Mature/ Oil Win.	3	443	0.80<R <sub>o</sub> <1.1
Hedonia 1	5	Mature/ Oil Win.	1	430	0.85<R <sub>o</sub> <1.14
Edgar Range 1	1	Mature/ Oil Win.	1	433	0.87<R <sub>o</sub> <1.05
Hilltop 1	1	Mature/ Oil Win.	1	438	1.02<R <sub>o</sub> <1.6

جدول (۴-۵): بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند نونکانبا

Name of Section	Number of Samples	Maturity	No	T <sub>max</sub> (°C)	R <sub>o</sub>
Ngalti 1	1	Post Mature/ Dry Gas Win.	1	492	1.09<R <sub>o</sub> <2.3
Bindi 1	2	Mature/ Oil Win.	2	431	0.76<R <sub>o</sub> <0.96
Booran 1	4	Mature/ Oil Win.	1	434	0.83<R <sub>o</sub> <1.01

جدول (۴-۶): بررسی بلوغ حرارتی در نمونه خرده‌های گمانه سازند پیوله

Name of Section	Number of Samples	Maturity	No	T <sub>max</sub> (°C)	R <sub>o</sub>
Perindi 1	4	Post Matur/Wet Gas	1	449	1.06<R <sub>o</sub> <1.26
Bindi 1	3	Mature/ Oil Win.	2	427-432	0.87<R <sub>o</sub> <1.03
Booran 1	1	Mature/ Oil Win.	1	437	0.95<R <sub>o</sub> <1.03
Petaluma 1	6	Mature/ Oil Win.	2	433	0.9<R <sub>o</sub> <1.08

#### ۴-۴ محیط رسوبی

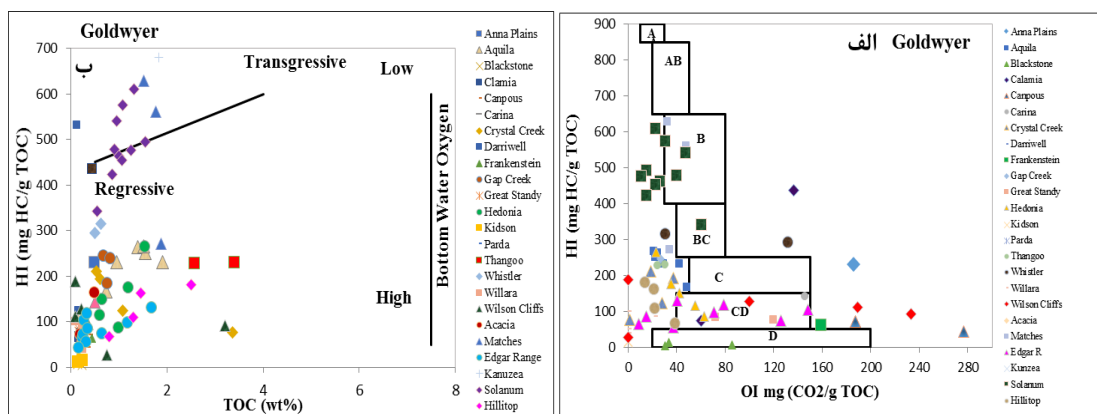
منظور از رخساره آلی، تعیین شرایط محیط رسوبی است که مواد آلی همراه رسوبات نهشته شده‌اند. جهت تعیین رخساره آلی سازندها از نمودار جونز (Jones, 2001) استفاده می‌گردد. در این نمودار بر اساس تغییرات مقادیر شاخص هیدروژنی (HI) در مقابل تبدیل شاخص اکسیژنی (OI) محدوده رخساره‌ای سازندها تعیین می‌شود. محدوده‌های مشخص شده این نمودار در جدول (۴-۷) مشخص شده است. همچنین به منظور شناسایی شرایط محیط رسوب گذاری، می‌توان از نمودار مقادیر TOC در مقابل HI استفاده نمود که به کمک آن، شرایط پیشروی یا پسروی حاکم بر محیط رسوب گذاری در

زمان نهشته شدن رسوبات تعیین می‌گردد.

جدول (۴-۷): نمودار ویژگی‌های رخساره‌ای سازندی محیط [۳۹]

نوع محیط	ویژگی‌های رخساره‌ای سازندی محیط
A	محیط دریایی شدیداً احیایی
AB	محیط‌های احیایی دریایی پیش‌رونده
B	محیط‌های دریایی یا دریاچه‌ای به‌طور 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

**سازند گلدویر:** بر اساس نمودار HI در برابر OI محدوده رخساره آلی سازند گلدویر (شکل ۴-۱۵ الف)، به‌غیر از سه نمونه از چاه بلاک‌ستون که در محدوده رخساره‌ای D (محیط‌های عمیق اقیانوسی تا قاره‌ای شدیداً اکسیدان) و نمونه‌های چاه سولانوم که در محدوده رخساره‌ای B (محیط‌های دریایی یا دریاچه‌ای به‌طور نسبی احیایی) واقع شده، مابقی نمونه‌ها به‌صورت پراکنده در محدوده BC، C، CD قرار گرفته‌اند. شاید بتوان علت این امر را به متغیر بودن شرایط محیطی (پیشروی و پسروی دریا) در زمان نهشته شدن این سازند نسبت داد. نمودار تغییرات شاخص هیدروژن HI در برابر TOC سازند گلدویر نیز در شکل ۴-۱۵ ب، برای اکثر نمونه‌ها (به‌خصوص نمونه‌های چاه سولانوما) نشان‌دهنده آن است که با افزایش شاخص هیدروژن، مقدار کربن آلی نیز فزونی می‌یابد به‌طوری‌که رابطه مستقیم با یکدیگر دارند. این امر نشان‌دهنده حفظ مواد آلی در شرایط احیایی است. این درحالی است که در نمودار HI در برابر TOC تعدادی از نمونه‌ها، با افزایش شاخص هیدروژن، مقدار کربن آلی تغییر چندانی نمی‌کند. این موضوع معرف آن است که حفظ مواد آلی آن‌ها در شرایط اکسیدی را موجب شده است. نتیجه این امر منجر به از بین رفتن مواد آلی موجود در این نمونه‌ها شده است.

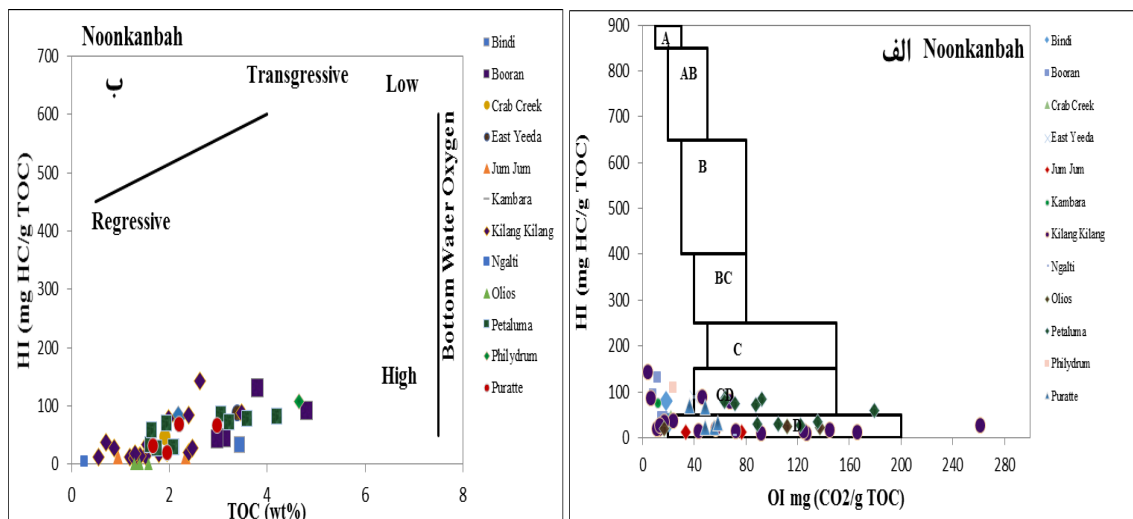


شکل (۴-۱۵): الف) تعیین رخساره آلی سازند گلدویر و ب) ارزیابی شرایط محیط رسوب گذاری

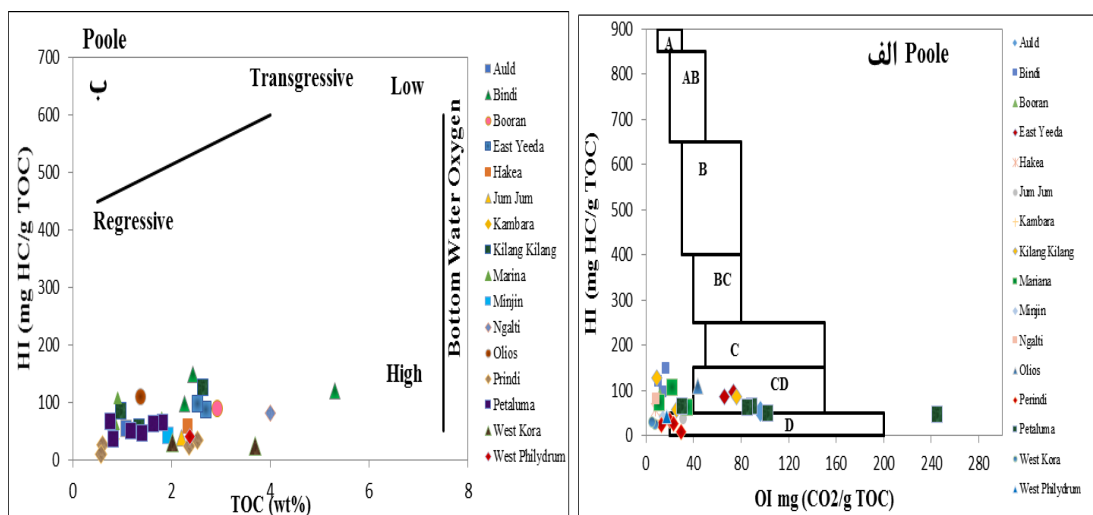
#### سازندهای نونکانبا و پووله: بر اساس نمودار تعیین رخساره آلی سازند نونکانبا و پووله (اشکال ۴-۱۶)

۱۶، ۱۷ الف) شاخص هیدروژن HI در برابر OI برای سازندهای نونکانبا و پووله بیانگر این است که اکثر نمونه‌ها در محدوده رخساره D و تعدادی از نمونه‌ها در محدوده رخساره CD قرار گرفته‌اند. هرچند که پس از ورود اطلاعات بر روی دو نمودار فوق، شرایط پس‌روی دریا در یک محیط قاره‌ای شدیداً اکسیدان برای اکثر نمونه‌های مذکور حاصل می‌گردد، ولی باید به این نکته توجه نمود که مقدار کم HI و میزان OI نسبتاً زیاد، خود مؤید این مطلب است که نمونه‌ها متأثر از شرایط آب و هوایی ناحیه مورد مطالعه بوده و در معرض هوازگی و فرسایش شدید قرار گرفته‌اند. در نتیجه این احتمال وجود دارد که سنگ منشأ به دست آمده ارتباطی به محیط رسوبی اولیه نداشته باشد. تنها نتیجه قابل استناد در این بخش متعلق به نمونه‌هایی است که در محدوده رخساره‌های D و CD واقع شده‌اند که شرایط محیطی عمیق در مجاورت کوه‌زایی را نشان می‌دهند. از آنجایی که این نمونه‌ها از نظر درجه بلوغ، پنجره گاززایی را پشت سر گذاشته‌اند، می‌توانند تأییدکننده این مطلب باشند که رسوبات مذکور در شرایط نسبتاً عمیق دریایی نهشته شده‌اند و با توجه به عمق تدفین و درجه حرارت مناسب در شرایط نسبتاً خوبی از نقطه نظر بلوغ حرارتی قرار گرفته‌اند. اشکال ۴-۱۶ و ۱۷ ب، تأییدکننده شرایط محیطی نمونه‌های سازندهای مورد نظر است.





شکل (۴-۱۶): الف) تعیین رخساره آلی سازند نونکانبا و ب) ارزیابی شرایط محیط رسوب گذاری



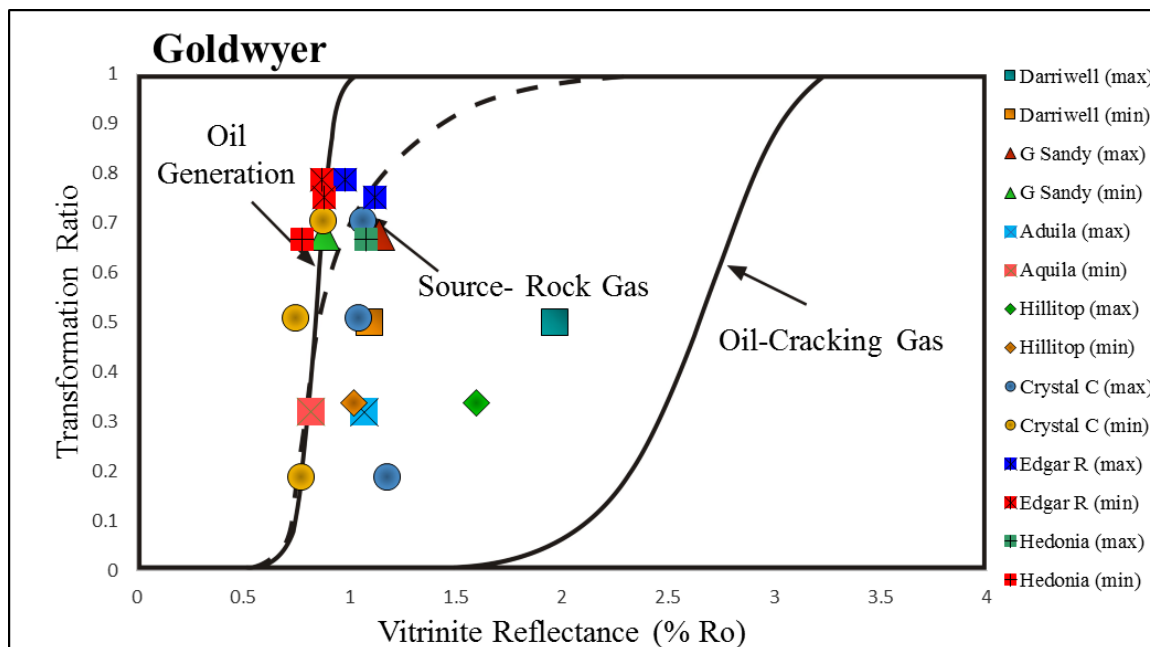
شکل (۴-۱۷): الف) تعیین رخساره آلی سازند پووله و ب) ارزیابی شرایط محیط رسوب گذاری

#### ۴-۵ ارزیابی نوع تولید گاز بر اساس به وسیله دیاگرام TR-RO

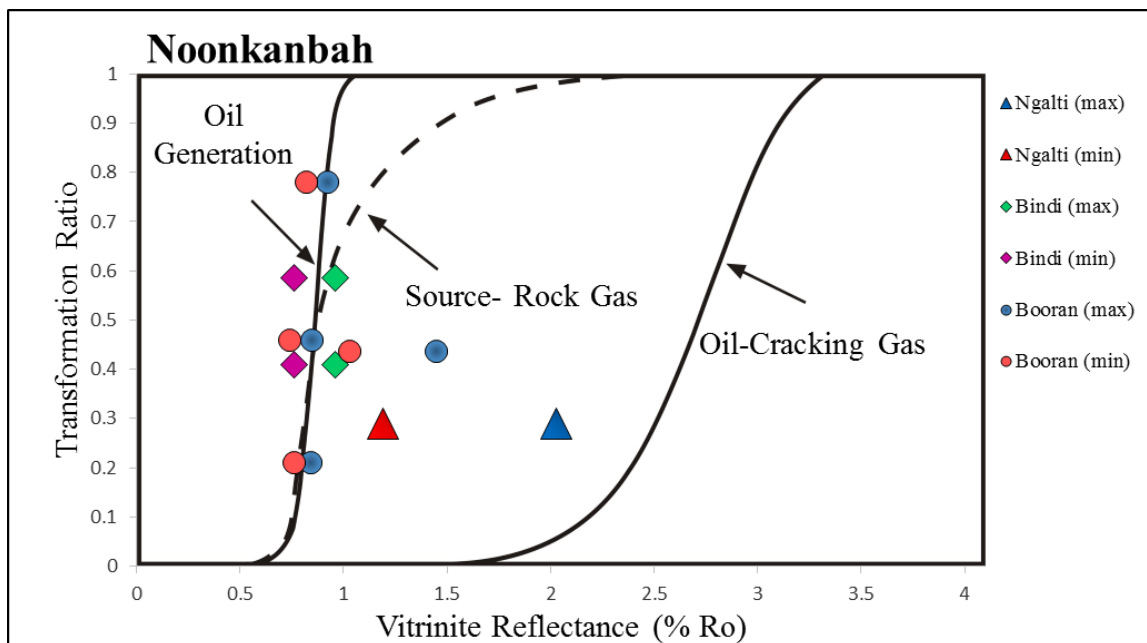
دو نوع اساسی از گاز طبیعی وجود دارد که یکی حاصل فرآیندهای زیستی (بیوژنیک) و دیگری حاصل فرآیندهای گرمایی (ترموژنیک) است. گاز بیوژنیک فقط از فعالیت‌های باکتریایی در ابتدای دوره دیانز در دمای پایین، فشار لایه‌های روئین کمتر از ۱۰۰۰ متر، شرایط بی‌هوازی و نرخ بالای تجمع رسوبات تشکیل می‌شود. تخمین زده می‌شود که حدود ۲۰٪ از گازهای طبیعی شناخته شده در جهان بیوژنیک باشند؛ اما ۸۰٪ مابقی گازهای ترموژنیک‌اند که از دگرگونی گرمایی کروژن‌ها در اثر فشار

زیاد لایه‌های بالایی و دمایی بالا به وجود می‌آیند که عمده گازهای موجود در جهان از نوع ترموژنیک‌اند. بخشی از گاز درون سنگ منشأ حاصل فرآیند کراکینگ نفت است که ناشی از افزایش حرارت ایجاد می‌شود. نفت حاصل از کراکینگ کروژن، با افزایش حرارت تغییر شکل داده و گاز تولید می‌کند. در دیاگرام  $TR-R_o$  که به منظور تعیین گاز تولیدشده در سنگ منشأ است، تولید گاز خشک از سنگ منشأ وقتی اتفاق می‌افتد که  $R_o$  بین  $0.5-2/2$  باشد. تولید گاز از کراکینگ نفت زمانی اتفاق خواهد افتد که  $R_o$  بین  $1/6-3/3$  بوده و یا درجه حرارت و بلوغ بالاتری است [۲۸].

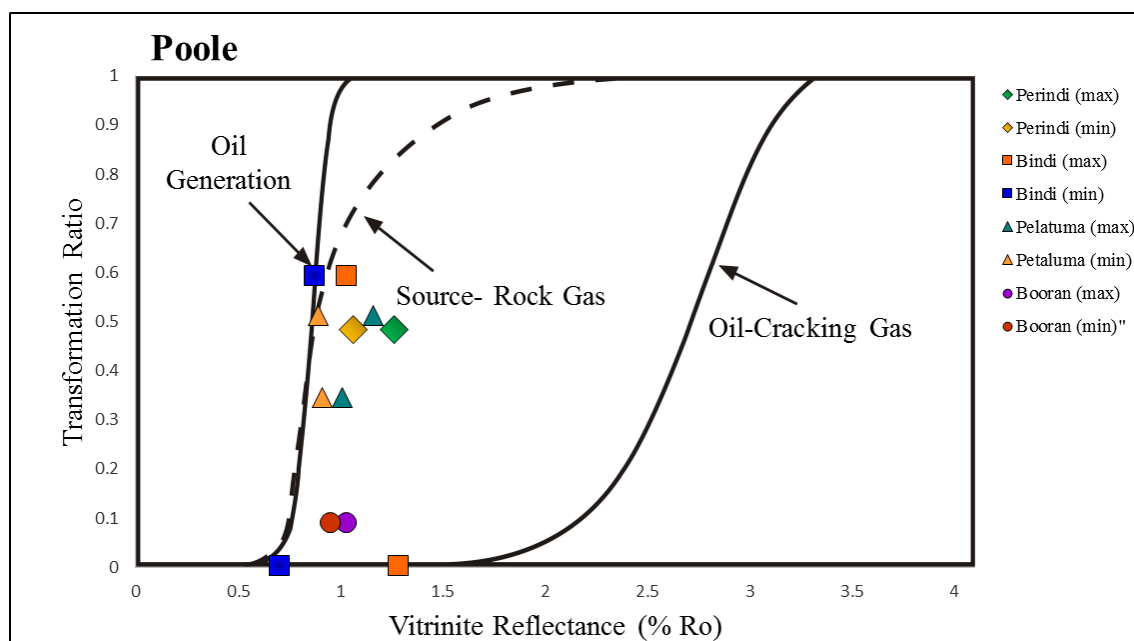
نتایج به دست آمده از نمودار  $TR-R_o$ ، بر اساس ماکزیمم و مینیمم  $R_o$ ، نمونه‌های مورد مطالعه (اشکال ۴-۱۸ الی ۴-۲۰)، نشان می‌دهد که بیشتر نمونه‌ها در مرحله تولید گاز از کروژن سنگ منشأ هستند و در بعضی نمونه‌ها در عمق بیشتر وضعیت مناسبتر نیز خواهد شد تا تولید گاز از کراکینگ نفت را به همراه داشته باشند.



شکل (۴-۱۸): دیاگرام  $TR-R_o$  بر اساس  $R_o$  ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های گمانه سازند گلدویر



شکل (۴-۱۹): دیاگرام TR-R<sub>o</sub> بر اساس R<sub>o</sub> ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های گمانه سازند نونکانبا



شکل (۴-۲۰): دیاگرام TR-R<sub>o</sub> بر اساس R<sub>o</sub> ماکزیمم و مینیمم نمونه‌های گمانه سازند پووله

#### ۴-۶ تعیین مقادیر TOC<sub>o</sub>، HI<sub>o</sub> و S<sub>2o</sub>

پس از تعیین مقادیر متوسط TOC و پارامترهای راکا اول برای هر گمانه با توجه به داده‌های موجود و

نوع سازند دربرگیرنده، به محاسبه مقادیر TOC اولیه (TOC<sub>o</sub>)، HI<sub>o</sub> و پتانسیل هیدروکربنی اولیه

(S<sub>2o</sub>) سازندهای شیلی مورد مطالعه می‌پردازیم.

#### ۴-۶-۱ 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  $R_o$  به دست آمده از  $T_{max}$  برای نمونه‌ها محاسبه شده است (جدول ۴-۸ الی ۴-۱۰). برای تبدیل مقادیر  $S_1$  و  $S_2$  به پارامترهای ذکر شده از ضریب تبدیل ۲۱/۸۱ (تبدیل واحد mg HC/g TOC به bbl Oil/ac-ft) استفاده شده است. پارامتر  $R_o$  به دست آمده از  $T_{max}$  با فرمول ارائه شده توسط جاروی قابل محاسبه است (معادله ۲-۱).

جدول (۴-۸): مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند گلدویر

Location	TOC	$S_1$	$S_2$	HI <sub>pd</sub>	$T_{max}$	PI	Calculated Ro(%) from $T_{max}$	Measured mean Ro (%)	oil in Rock from $S_1$	Generated Potential From $S_2$	No. of Samples
Darriwell 1	1.15	0.10	0.45	175	477	0.18	1.43	1.4	2.08	9.74	4
Great S1	1.21	0.04	0.18	85	460	0.17	1.12	1.1	0.88	3.94	3
Aquila 1	0.74	0.44	1.23	166	435	0.26	0.67	0.7	9.63	26.92	1
Crystal C 1	1.69	0.78	1.71	132	443	0.29	0.81	0.8	17.07	37.43	3
Hedonia 1	0.99	0.58	0.86	87	430	0.4	0.58	0.6	12.70	18.83	1
Edgar R 1	1.28	0.12	0.17	61	433	0.41	0.63	0.6	2.63	3.72	2
Hilltop 1	1.45	1.1	2.37	163	438	0.32	0.72	0.7	24.08	51.88	1
Average Values	1.22	0.45	1.00	124	445	0.29	0.85	0.8	9.87	21.78	

جدول (۴-۹): مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند نونکانبا

Location	TOC	$S_1$	$S_2$	HI <sub>pd</sub>	$T_{max}$	PI	Calculated Ro(%) from $T_{max}$	Measured mean Ro (%)	oil in Rock from $S_1$	Generated Potential From $S_2$	No. of Samples
Ngalti 1	1.24	0.1	0.3	57	492	0.50	1.70	1.61	2.19	6.57	1
Bindi 1	2.81	0.7	1.4	58	431	0.05	0.60	0.598	15.32	31.52	2
Booran 1	3.8	0.49	5.01	132	434	0.09	0.65	0.652	10.73	109.67	1
Average Values	2.62	0.4	2.3	82	452	0.21	0.98	0.95	9.41	49.25	

جدول (۴-۱۰): مقادیر متوسط پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه خرده‌های گمانه سازند پووله

Location	TOC	$S_1$	$S_2$	HI <sub>pd</sub>	$T_{max}$	PI	Calculated Ro(%) from $T_{max}$	Measured mean Ro (%)	oil in Rock from $S_1$	Generated Potential From $S_2$	No. of Samples
Perindi 1	1.51	0.18	0.40	53	449	0.36	0.92	1.16	3.89	8.76	4
Bindi 1	2.35	0.42	2.20	123	432	0.08	0.62	0.616	9.08	48.16	2
Booran 1	2.93	0.46	2.63	90	437	0.15	0.71	0.706	10.07	57.57	1
Petaluma1	0.97	0.8	0.54	58	433	0.13	0.63	0.634	17.51	11.82	4
Average Values	1.94	0.46	1.44	81	438	0.18	0.72	0.779	10.14	31.58	

#### ۴-۶-۲ مقدار تبدیل ماده آلی

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

همچنین مقدار تبدیل ماده آلی برای سازندهای مورد نظر به صورت میانگینی از مقادیر  $TR_{HI}$  در نمونه‌ها ارائه گردیده است. با توجه به (جدول ۴-۱۱ الی ۴-۱۳) مقدار تبدیل ماده آلی در سازندهای گلدویر، نونکانبا و پووله به ترتیب به طور متوسط برابر  $0.50/1$ ،  $0.44/4$  و  $0.32/3$  است.

جدول (۴-۱۱): تعیین مقادیر  $TR_{HI}$  محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی نمونه خرده‌های حفاری سازند گلدویر

Location	HI	PI	$HI_o$	$PI_o$	$TR_{HI}$	No. of Samples
Darriwell 1	175	0.18	222	0.004	0.269	4
Great Sandy 1	85	0.17	222	0.003	0.670	3
Aquila 1	166	0.26	222	0.005	0.319	1
Crystal Creek 1	132	0.29	222	0.006	0.475	3
Hedonia 1	87	0.4	222	0.008	0.666	1
Edgar Range 1	61	0.41	222	0.008	0.770	2
Hillitop 1	163	0.32	222	0.006	0.338	1
Average Values	124	0.29	222	0.006	0.501	

جدول (۴-۱۲): تعیین مقادیر  $TR_{HI}$  محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی نمونه خرده‌های حفاری سازند نونکانبا

Location	HI	PI	$HI_o$	$PI_o$	$TR_{HI}$	No. of Samples
Ngalti 1	57	0.50	77	0.010	0.290	1
Bindi	58	0.05	77	0.001	0.261	2
Booran 1	132	0.09	77	0.002	0.781	1
Average Values	82	0.21	77	0.004	0.444	

جدول (۴-۱۳): تعیین مقادیر  $TR_{HI}$  محاسبه شده به عنوان پارامتر بلوغ حرارتی نمونه خرده‌های حفاری سازند پووله

Location	HI	PI	$HI_o$	$PI_o$	$TR_{HI}$	No. of Samples
Perindi 1	53	0.36	97	0.007	0.483	4
Bindi 1	123	0.08	97	0.002	0.288	2
Booran 1	90	0.15	97	0.003	0.091	1
Petaluma 1	58	0.13	97	0.003	0.429	4
Average Values	81	0.18	97	0.004	0.323	

## ۷-۴ محتوای کربن آلی اولیه

با داشتن مقدار  $TOC_o$  سنگ منشأ، می‌توان حجم کلی هیدروکربن‌های آن (با توجه به نوع کروژن) را تخمین زد. برای تعیین محتوای کربن آلی اولیه سنگ منشأ، سه رویکرد وجود دارد:

۱- استفاده از مقادیر  $TOC$  نمونه‌های نابالغ و کم بالغ به‌عنوان  $TOC_o$  است، اما این مقادیر نمی‌تواند به‌درستی گویای مقدار  $TOC$  اولیه باشد، زیرا مقادیر  $TOC$ ، توزیع لاگ نرمال نداشته و از چاهی به چاه دیگر متفاوت است.

۲- تجزیه  $TOC$  به بخش‌های تشکیل‌دهنده آن در آزمایشگاه است که این روش نیز به علت محدودیت در انجام مطالعه‌ی آزمایشگاهی در این پروژه امکان‌پذیر نیست.

۳- لذا 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) با توجه به جدول (۲-۳) و نوع کروژن‌ها (جدول ۴-۲) به شرح زیر است.

$$dV_{TOC\ GL}=(0.61 \times 25.2)+(0.21 \times 48.2)+ (0.06 \times 62.5)=28.77 \%$$

$$dV_{TOC\ NK}=(0.36 \times 25.2)=9.1 \%$$

$$dV_{TOC\ PO}=(0.63 \times 25.2)=15.75 \%$$

مقدار تبدیل مواد آلی و درصد وزنی  $TOC$  با استفاده از معادله‌های ۲-۵ و ۲-۶ و با در نظر گرفتن مقدار  $TOC$  زمان حال (مقدار میانگین) برای سازندهای مورد مطالعه محاسبه گردید (جدول ۴-۱۴).

جدول (۴-۱۴): مقدار تبدیل مواد آلی و درصد وزنی  $(TOC_o)TOC$

نام سازند	مقدار تبدیل مواد آلی	درصد وزنی $(TOC_o)TOC$	مقدار $TOC_{pd}$
گلدویر (GL)	٪۵۰/۱	٪۱/۴۳	٪۱/۲۲
نونکانبا (NK)	٪۴۴/۴	٪۲/۷۳	٪۲/۶۲
پووله (PO)	٪۳۲/۳	٪۲/۰۴	٪۱/۹۴

$$TOC_{o\ GL}=TOC_{pd}/(1- (F.dVTOC))= 1.22/(1-(0.501 \times 28.77\%))=1.43 \text{ (wt\%)}$$

$$TOC_{o\ NK}=TOC_{pd}/(1- (F.dVTOC))= 2.62/(1-(0.444 \times 9.1 \text{ \%}))=2.73 \text{ (wt\%)}$$

$$TOC_{o\ PO}=TOC_{pd}/(1- (F.dVTOC))= 1.94 / (1-(0.323 \times 15.75\%))=2.04 \text{ (wt\%)}$$

البته واضح است که این مقادیر در تمام سازندهای مورد مطالعه صادق نیست چه بسا مقدار  $TOC$  زمان حال در بعضی نقاط بیشتر از آن است، اما می تواند تقریب مناسبی از متوسط ماده آلی اولیه در این سازندها باشند. بر اساس  $TOC_o$  سازندهای گلدویر، نونکانبا و پووله به ترتیب برابر است با ۱/۴۳، ۲/۷۳، ۲/۰۴ درصد وزنی، پتانسیل تولید هیدروکربنی اولیه به ترتیب برابر است ۳/۱۸، ۲/۰۱، ۱/۹۰ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ (طبق روابط آنالیز راک-اول  $HI=(S_2/TOC) \times 100$ ).

$$S_{2oGL}=HI_o\% \times TOC_o=2.22 \times 1.43 =3.18 \text{ (mg HC/ g Rock)}$$

$$S_{2oNK}=HI_o\% \times TOC_o=0.77 \times 2.62 =2.01 \text{ (mg HC/ g Rock)}$$

$$S_{2oPO}=HI_o\% \times TOC_o=0.98 \times 1.94 =1.90 \text{ (mg HC/ g Rock)}$$

#### ۸-۴ محاسبه حجم گاز حفظ شده در سازندهای مورد مطالعه

یکی از اهداف این تحقیق تعیین حجم هیدروکربن های تولید شده و حفظ شده در سازندهای مورد مطالعه (به عنوان عوامل تأثیرگذار بر تولید گاز این سازندها) است، لذا مقادیر  $HI_o$ ،  $TOC_o$  و  $S_{2o}$  برای این سازندها تعریف شده اند.

برای سازندهای گلدویر، نونکانبا و پووله ضخامت متوسط در گمانه های مذکور به ترتیب حدوداً برابر با ۱۰۰۰، ۵۷۰ و ۳۵۰ متر برآورد شده است. بر اساس بررسی این سازندها، به غیر از سازند گلدویر که در دو بازه عمقی قابلیت تولید داشته، مابقی سازندها در بازه یک سوم پایینی تولید دارند. در نتیجه ضخامت بازه دهنده آن به طور تقریبی برای سازندهای گلدویر، نونکانبا و پووله به ترتیب برابر با ۳۲۸۰، ۱۸۷۰ و ۱۱۴۸ فوت می باشد. با محاسبه  $dV_{Total}$  در بخش قبل و با توجه به جدول ۲-۳،

می توان نسبت و ضریب مقدار گاز و نفت تولیدی از  $S_{20}$  را به دست آورد (برای هر یک از سازندها در جدول مخصوص به خود ذکر شده است). این مقادیر به عنوان ضریب تعیین شده در محاسبه مقدار نفت و گاز اولیه تولید شده از کل هیدروکربن لحاظ می گردد (جداول ۴-۱۵ الی ۴-۱۷).

جدول (۴-۱۵): محاسبه مقادیر هیدروکربن های تولید شده و گاز حفظ شده خرده های حفاری در شیل گلدویر

پارامتر	روش محاسبه	واحد	مقدار
(۱) $TOC_o$ متوسط سازند گلدویر	با استفاده از فرمول	% وزنی	۱/۴۳
(۲) پتانسیل تولید اولیه ( $S_{20}$ )	با توجه به مقادیر $HI_o$ و $TOC_o$	mg HC/ gr Rock	۳/۱۸
(۳) مقدار نفت تولید شده از کروژن	۰/۸۰٪ از مجموع هیدروکربن ها (۰/۸۰) از $S_{20}$	bbl Oil/ac-ft	۵۵/۶۸
(۴) مقدار گاز تولید شده از کروژن	۰/۲۰٪ از مجموع هیدروکربن ها (۰/۲۰) از $S_{20}$	mcf/ac-ft	۸۳/۵۳
(۵) ضخامت پتانسیل تولید گاز سنگ منشأ	بر اساس اندازه گیری ها	ft	۳۲۸۰
(۶) نفت اولیه تشکیل شده از کروژن با ضخامت ۳۲۸۰ فوتی سنگ منشأ، تبدیل شده به مقدار معادل گازی	$۰/۸۰ \times S_{20} \times ۱۳۱/۳۴ \times ۳۲۸۰ \times ۶۴۰ \div ۱۰^۶$	bcf/section	۷۰۲
(۷) گاز اولیه تولید شده از کروژن با ضخامت ۳۲۸۰ فوتی سنگ منشأ	$(۴) \times ۳۲۸۰ \times ۶۴۰ \div ۱۰^۶$	bcf/section	۱۷۵/۳۴
(۸) مجموع هیدروکربن تولیدی از کروژن با ضخامت ۳۲۸۰ فوتی سنگ منشأ	(۶) + (۷)	bcf/section	۸۷۷/۳۴
(۹) فاکتور بازده خروج	فرض (بر اساس مقدار پیشنهاد جاروی)	%	۶۰
(۱۰) مقدار نفت خارج شده	$۰/۶ \times (۳)$	bbl Oil/ac-ft	۳۳/۴۱
(۱۱) مقدار گاز خارج شده	$۰/۶ \times (۴)$	mcf/ac-ft	۵۰/۱۲
(۱۲) نفت اولیه حفظ شده در شیل	(۳) - (۱۰)	bbl Oil/ac-ft	۲۲/۲۷
(۱۳) گاز اولیه حفظ شده	(۴) - (۱۱)	mcf/ac-ft	۳۳/۴۱
(۱۴) شکست ثانویه نفت	فرض (بر اساس مقدار پیشنهاد جاروی)	%	۴۷
(۱۵) گاز تولید شده از شکست ثانویه نفت	$\% ۴۷ \times (۱۲) \times (۱۳۱/۳۴ \div ۲۱/۸۹)$	mcf/ac-ft	۶۲/۸۰
(۱۶) مجموع گاز حفظ شده (مجموع گاز اولیه و ثانویه از شکست نفت به گاز)	(۱۳) + (۱۵)	mcf/ac-ft	۹۶/۲۱
(۱۷) مجموع گاز حفظ شده با فرضیات بالا	$(۱۶) \times ۳۲۸۰ \times ۶۴۰ \div ۱۰^۶$	bcf/section	۲۰۲

جدول (۴-۱۶): محاسبه مقادیر هیدروکربن های تولید شده و گاز حفظ شده خرده های حفاری در شیل نونکانبا

پارامتر	روش محاسبه	واحد	مقدار
(۱) $TOC_o$ متوسط سازند نونکانبا	با استفاده از فرمول	% وزنی	۲/۷۳
(۲) پتانسیل تولید اولیه ( $S_{20}$ )	با توجه به مقادیر $HI_o$ و $TOC_o$	mg HC/ gr Rock	۲/۰۱
(۳) مقدار نفت تولید شده از کروژن	۰/۷۱٪ از مجموع هیدروکربن ها (۰/۷۱) از $S_{20}$	bbl Oil/ac-ft	۳۱/۲۳
(۴) مقدار گاز تولید شده از کروژن	۰/۲۹٪ از مجموع هیدروکربن ها (۰/۲۹) از $S_{20}$	mcf/ac-ft	۷۶/۵۵
(۵) ضخامت پتانسیل تولید گاز سنگ منشأ	بر اساس اندازه گیری ها	ft	۱۸۷۰
(۶) نفت اولیه تشکیل شده از کروژن با ضخامت ۱۸۷۰ فوتی سنگ منشأ، تبدیل شده به مقدار معادل گازی	$۰/۷۱ \times S_{20} \times ۱۳۱/۳۴ \times ۱۸۷۰ \times ۶۴۰ \div ۱۰^۶$	bcf/section	۲۲۴/۳۲
(۷) گاز اولیه تولید شده از کروژن با ضخامت ۱۸۷۰ فوتی سنگ منشأ	$(۴) \times ۱۸۷۰ \times ۶۴۰ \div ۱۰^۶$	bcf/section	۹۱/۶۲
(۸) مجموع هیدروکربن تولیدی از کروژن با ضخامت ۱۸۷۰ فوتی سنگ منشأ	(۶) + (۷)	bcf/section	۳۱۵/۹۴
(۹) فاکتور بازده خروج	فرض (بر اساس مقدار پیشنهاد جاروی)	%	۶۰
(۱۰) مقدار نفت خارج شده	$۰/۶ \times (۳)$	bbl Oil/ac-ft	۱۸/۷۴
(۱۱) مقدار گاز خارج شده	$۰/۶ \times (۴)$	mcf/ac-ft	۴۵/۹۳



ادامه جدول (۴-۱۶)

۱۲/۴۹	bbl Oil/ac-ft	(۱۰)-(۳)	(۱۲) نفت اولیه حفظ شده در شیل
۳۰/۶۲	mcf/ac-ft	(۱۱)-(۴)	(۱۳) گاز اولیه حفظ شده
۴۷	%	فرض (بر اساس مقدار پیشنهاد جاری)	(۱۴) شکست ثانویه نفت
۳۵/۲۲	mcf/ac-ft	$\% ۴۷ \times (۱۲) \times (۱۳) / ۳۴ = ۲۱ / ۸۹$	(۱۵) گاز تولید شده از شکست ثانویه نفت
۶۵/۸۴	mcf/ac-ft	(۱۳) + (۱۵)	(۱۶) مجموع گاز حفظ شده (مجموع گاز اولیه و ثانویه از شکست نفت به گاز)
۷۸/۸۰	bcf/section	$(۱۶) \times ۱۸۷۰ \times ۶۴۰ \div ۱۰^۶$	(۱۷) مجموع گاز حفظ شده با فرضیات بالا

جدول (۴-۱۷): محاسبه مقادیر هیدروکربن های تولید شده و گاز حفظ شده خرده های حفاری در شیل پووله

مقدار	واحد	روش محاسبه	پارامتر
۲/۰۴	% وزنی	با استفاده از فرمول	(۱) TOCo متوسط سازند پووله
۱/۹۰	mg HC/ gr Rock	با توجه به مقادیر HIo و TOCo	(۲) پتانسیل تولید اولیه (S2o)
۲۹/۹۵	bbl Oil/ac-ft	$\% ۷۲$ از مجموع هیدروکربن ها (۰/۷۲) از (S2o)	(۳) مقدار نفت تولید شده از کروژن
۶۹/۸۷	mcf/ac-ft	$\% ۲۸$ از مجموع هیدروکربن ها (۰/۲۸) از (S2o)	(۴) مقدار گاز تولید شده از کروژن
۱۱۴۸	ft	بر اساس اندازه گیری ها	(۵) ضخامت پتانسیل تولید گاز سنگ منشأ
۱۳۲	bcf/section	$\times ۱۳۱ / ۳۴ \times ۱۲۱۴ \times ۶۴۰ \div ۱۰^۶$ $۰ / ۷۲ \times S2o$	(۶) نفت اولیه تشکیل شده از کروژن با ضخامت ۱۱۴۸ فوتی سنگ منشأ، تبدیل شده به مقدار معادل گازی
۵۱/۳۴	bcf/section	$(۴) \times ۱۲۱۴ \times ۶۴۰ \div ۱۰^۶$	(۷) گاز اولیه تولید شده از کروژن با ضخامت ۱۱۴۸ فوتی سنگ منشأ
۱۸۳/۳۴	bcf/section	(۶) + (۷)	(۸) مجموع هیدروکربن تولیدی از کروژن با ضخامت ۱۱۴۸ فوتی سنگ منشأ
۶۰	%	فرض (بر اساس مقدار پیشنهاد جاری)	(۹) فاکتور بازده خروج
۱۷/۹۷	bbl Oil/ac-ft	$۰ / ۶ \times (۳)$	(۱۰) مقدار نفت خارج شده
۴۱/۹۲	mcf/ac-ft	$۰ / ۶ \times (۴)$	(۱۱) مقدار گاز خارج شده
۱۱/۹۸	bbl Oil/ac-ft	(۱۰)-(۳)	(۱۲) نفت اولیه حفظ شده در شیل
۲۷/۹۵	mcf/ac-ft	(۱۱)-(۴)	(۱۳) گاز اولیه حفظ شده
۴۷	%	فرض (بر اساس مقدار پیشنهاد جاری)	(۱۴) شکست ثانویه نفت
۳۳/۷۸	mcf/ac-ft	$\% ۴۷ \times (۱۲) \times (۱۳) / ۳۴ = ۲۱ / ۸۹$	(۱۵) گاز تولید شده از شکست ثانویه نفت
۶۱/۷۳	mcf/ac-ft	(۱۳) + (۱۵)	(۱۶) مجموع گاز حفظ شده (مجموع گاز اولیه و ثانویه از شکست نفت به گاز)
۴۵/۳۴	bcf/section	$(۱۶) \times ۱۱۴۸ \times ۶۴۰ \div ۱۰^۶$	(۱۷) مجموع گاز حفظ شده با فرضیات بالا

به طور کلی و بر پایه ی محاسبات صورت گرفته مجموع کل هیدروکربن هایی که سازندهای گلدویر، نونکانبا و پووله در ضخامت هایی به ترتیب ۳۲۸۰، ۱۸۷۰، ۱۱۴۸ فوت تولید شده اند برابر با ۸۷۷/۳۴، ۳۱۵/۹۴، ۱۸۳/۳۴ (bcf/section) مقدار نفت و گاز تولید شده برای گلدویر ۷۰۲، ۱۷۵/۳۴، نونکانبا ۲۲۴/۳۲، ۹۱/۶۲ و برای پووله ۱۳۲، ۵۱/۳۴ (bcf/section)، اما با توجه به خاصیت چسبندگی سنگ منشائی سازندها (فضای تخلخل کم) مقداری از این نفت و گاز از داخل این سنگ ها مهاجرت کرده و از آن خارج شده است، لذا انتظار می رود که مقدار هیدروکربن های موجود در آن در حال حاضر بسیار

کمتر از مقدار تولیدشده‌ی اولیه باشد. برای محاسبه مقادیر هیدروکربن‌هایی که مهاجرت کردند جاروی بازده خروج<sup>۱</sup> را با یک رویکرد تجربی و با استفاده از مقدار ضریب بازیافت<sup>۲</sup> و تصحیحات لازمه در چاه‌های تولیدکننده از شیل بارنت تعیین نمود.[۲۰].

از آنجایی که تعیین بازده این شیل‌ها نیاز به اطلاعات تفصیلی دارد، در اینجا به‌طور فرضی این مقدار مشابه مقدار پیشنهادی جاروی برای شیل بارنت (۶۰٪) در نظر گرفته شده است. پس از محاسبه مقادیر مهاجرت یافته هیدروکربن در شیل‌های مورد مطالعه، می‌توان تخمینی از گازهای حفظ‌شده در این سازندها به دست آورد، برای این منظور، ابتدا مقادیر حفظ‌شده نفت و گاز تعیین می‌شوند (با کم کردن مقادیر مهاجرت یافته از مقادیر هیدروکربن تولیدشده‌ی اولیه) و سپس مقدار گاز حاصل از شکست ثانویه نفت حفظ‌شده تعیین می‌گردد. مجموع گاز اولیه‌ی باقی‌مانده در سنگ منشأ و گاز حاصل از شکست ثانویه‌ی نفت برابر است با مقدار گاز حفظ‌شده در شیل‌گازی که این مقدار برای نمونه‌های گمانه‌های سازند گلدویر، نونکانبا و پووله به ترتیب ۲۰۲، ۷۸/۸۰ و ۴۵/۳۴ (bcf/section) به‌دست‌آمده است. لازم به ذکر است که این پیش‌فرض در سازندهای مذکور با حفاری در قسمت‌های عمیق‌تر می‌توان محتمل گردد.

باید توجه داشت که شکست نفت به گاز توسط مقدار هیدروژن موجود در سیستم که برای تشکیل گازتر و خشک موردنیاز است، محدود می‌شود. به همین دلیل جاروی درصد نفتی را که دچار شکست شده و تشکیل گاز می‌دهد را به‌طور تقریبی برابر ۴۷٪ تخمین زده است [۲۰].

#### ۴-۹ مقایسه نتایج به‌دست‌آمده سازندهای هدف با شیل‌گازی بارنت

اکنون پس از ارزیابی ژئوشیمیایی سازندها، نقاط بالقوه شیل‌گازی آن‌ها در حوضه کینینگ استرالیایی غربی، تخمین مقدار هیدروکربورهای تولیدشده و گاز هیدروکربنی حفظ‌شده، لازم است که این مقادیر

<sup>1</sup> Expulsion Efficiency Factor

<sup>2</sup> Recovery Factor

با نمونه‌های شیل‌گازی تولیدکننده مهم دنیا مقایسه شود. چنانچه پیش‌تر گفته شد، شیل بارنت یکی از شناخته‌ترین حوضه‌های شیل‌گازی در دنیا است و از آنجایی که مطالعات کاملی روی این حوضه صورت گرفته و منتشر شده می‌تواند الگوی مناسبی جهت مقایسه باشد.

مقایسه مقادیر هیدروکربن‌های تولید شده و گاز حفظ شده در شیل بارنت با سازندهای مورد مطالعه در حوضه کینینگ (جدول ۴-۱۸) نشان می‌دهد که مقادیر پارامترهای اولیه، هیدروکربن‌های تولید شده و حفظ شده در شیل بارنت به‌غیر از سازند گلدویر (که تقریباً برابر است) در سازندهای نونکانبا و پووله بسیار بیشتر می‌باشد.

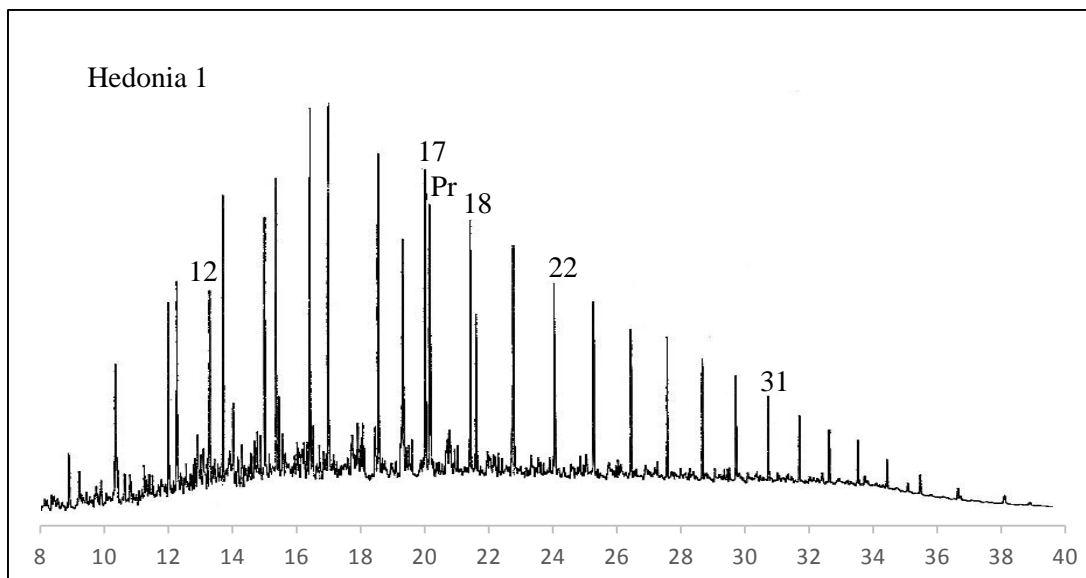
نتیجه قطعی در مورد این که شیل‌های مورد مطالعه قادر به تولید مقادیر عظیم گاز است یا خیر و اینکه از این سازندها، تولید مقرون‌به‌صرفه است یا نه تنها با قرار دادن داده‌های بیشتر از جمله لاگ‌های پتروفیزیکی و ژئوشیمیایی، بررسی تاریخچه تدفین و مطالعات تفصیلی بعدی امکان‌پذیر است.

جدول (۴-۱۸): مقایسه هیدروکربن تولید شده و مقدار گاز حفظ شده در سازندهای مورد مطالعه حوضه کینینگ با شیل بارنت

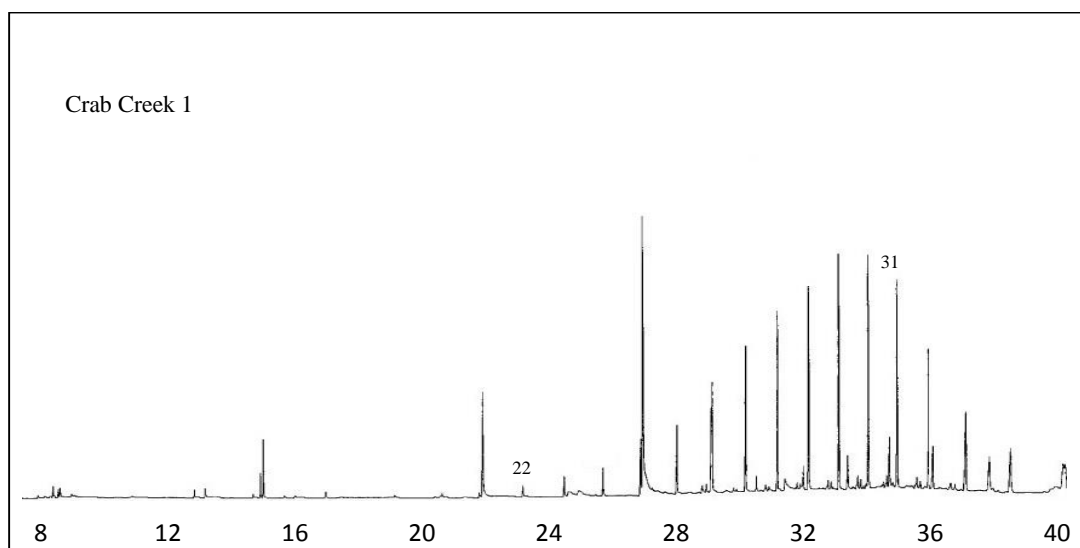
پارامتر	شیل بارنت	گلدویر	نونکانبا	پووله
TOC <sub>o</sub> (درصد وزنی)	۶/۴۱	۱/۴۳	۲/۷۳	۲/۰۴
S <sub>2o</sub> (mg HC/ gr Rock)	۲۷/۸۴	۳/۱۸	۲/۰۱	۱/۹۰
پتانسیل تولید نفت اولیه (bbl Oil/ac-ft)	۴۲۷	۵۵/۶۸	۳۱/۲۳	۲۹/۹۵
پتانسیل تولید گاز اولیه (mcf/ac-ft)	۱۰۹۷	۸۳/۵۳	۷۶/۵۵	۶۹/۸۷
ضخامت سنگ منشأ (ft)	۳۵۰	۳۲۸۰	۱۸۷۰	۱۱۴۸
نفت اولیه تولید شده از کروژن (ضخامت با توجه به ضخامت سنگ منشأ، تبدیل شده به مقدار معادل گاز (bcf/section))	۵۷۳	۷۰۲	۲۲۴/۳۲	۱۳۲
گاز اولیه تولید شده از کروژن با توجه به ضخامت سنگ منشأ (bcf/section)	۲۴۷	۱۷۵/۳۴	۹۱/۶۲	۵۱/۳۴
مجموع هیدروکربن (نفت و گاز) اولیه تولید شده از شکست اولیه کروژن (bcf/section)	۸۲۰	۸۷۷/۳۴	۳۱۵/۹۴	۱۸۳/۳۴
نفت خارج شده (bbl Oil/ac-ft)	۲۵۶	۳۳/۴۱	۱۸/۷۴	۱۷/۹۷
گاز خارج شده (mcf/ac-ft)	۶۵۸	۵۰/۱۲	۴۵/۹۳	۴۱/۱۹
نفت اولیه حفظ شده در شیل (bbl Oil/ac-ft)	۱۷۱	۲۲/۲۷	۱۲/۴۹	۱۱/۹۸
گاز اولیه حفظ شده در شیل (mcf/ac-ft)	۴۳۹	۳۳/۴۱	۳۰/۶۲	۲۷/۹۵
گاز تولید شده از شکست ثانویه نفت (mcf/ac-ft)	۴۸۲	۶۲/۸۰	۳۵/۲۲	۳۳/۷۸
مجموع گاز حفظ شده (گاز اولیه به‌علاوه گاز ثانویه حاصل از شکست نفت) (mcf/ac-ft)	۹۲۱	۹۶/۲۱	۶۵/۸۴	۶۱/۷۳
مجموع گاز حفظ شده با توجه به فرضیات بالا (bcf/section)	۲۰۶	۲۰۲	۷۸/۸۰	۴۵/۳۴

#### ۴-۱۰ تفسیر پارامترهای بلوغ و ارزیابی ژئوشیمیایی ریسک تولید گاز

از آنجایی که بلوغ حرارتی برای دستیابی به نرخ بالای گاز در شیل گازی یک پارامتر کلیدی است، می توان پارامترهای شیمیایی و بصری آن را روی منحنی های قطبی مشاهده نمود. جاروی این منحنی ها را با در نظر گرفتن انواع پارامترهای ژئوشیمیایی در بخش های مختلف از شیل بارنت ترسیم کرده است. به طور مثال در شکل (۲-۱۸) نمودار ریسک قطبی با در نظر گرفتن ۶ پارامتر  $R_o$ ،  $R_o$  به دست آمده از  $T_{max}$ ، درصد هیدروکربن های سبک ( $C_{20}$ )، نرخ تبدیل ماده آلی (TR)، درصد TOC و  $HI_{pd}$  موجود در آن بخش از سازندها رسم شده است. وجود هیدروکربن های مایع در شیل گازی نرخ جریان گاز و میزان گاز قابل استحصال کمتر را به دنبال دارد. شیل هایی که روی اثرانگشت گاز - کروماتوگرافی دارای پارافین بیشتر از  $C_{20}$  یا ترکیبات پیچیده حل نشده بزرگتر (UCM) هستند نسبت به شیل های با محتوای هیدروکربن باقیمانده حداکثر  $C_{20}$  و بدون UCM، نرخ جریان گاز بسیار کمتری دارند. برای به دست آوردن  $C_{20}$  %، با جمع کردن فراوانی های پیک های مربوط به هیدروکربن های کمتر از  $C_{20}$  به دست آمده در کروماتوگرام و ضرب حاصل تقسیم مقدار مجموع این فراوانی ها بر تعداد پیک ها در ۱۰۰، عمل کردیم (اشکال ۴-۲۱ الی ۴-۲۳) [۱۹].

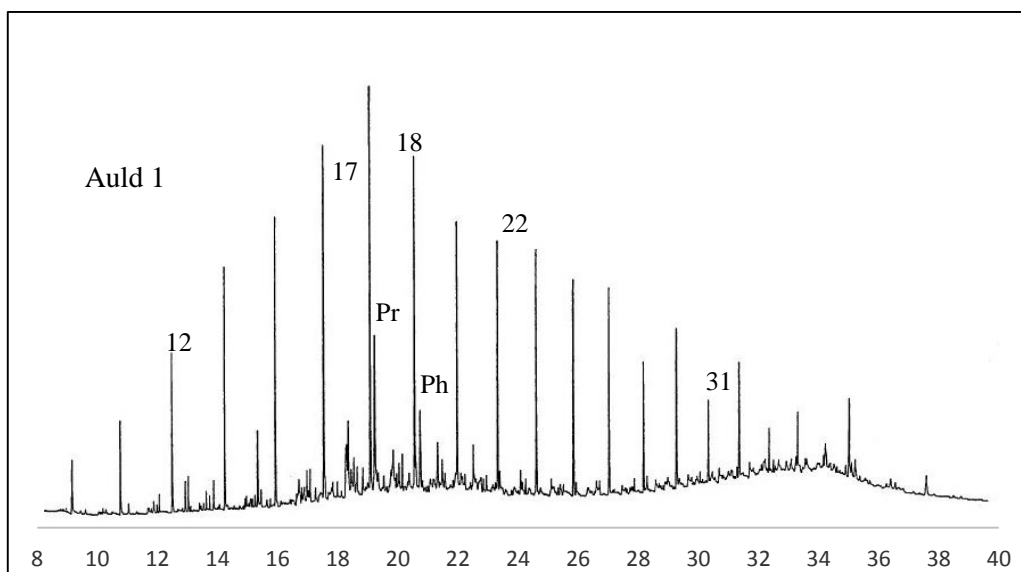


شکل (۴-۲۱): طیف کروماتوگرام گازی سازند گلدویر، چاه هدونیا<sup>۱</sup>



شکل (۴-۲۲): طیف کروماتوگرام گازی سازند نونکانبا، چاه کراب کریک<sup>۱</sup>

<sup>۱</sup> Hedonia 1



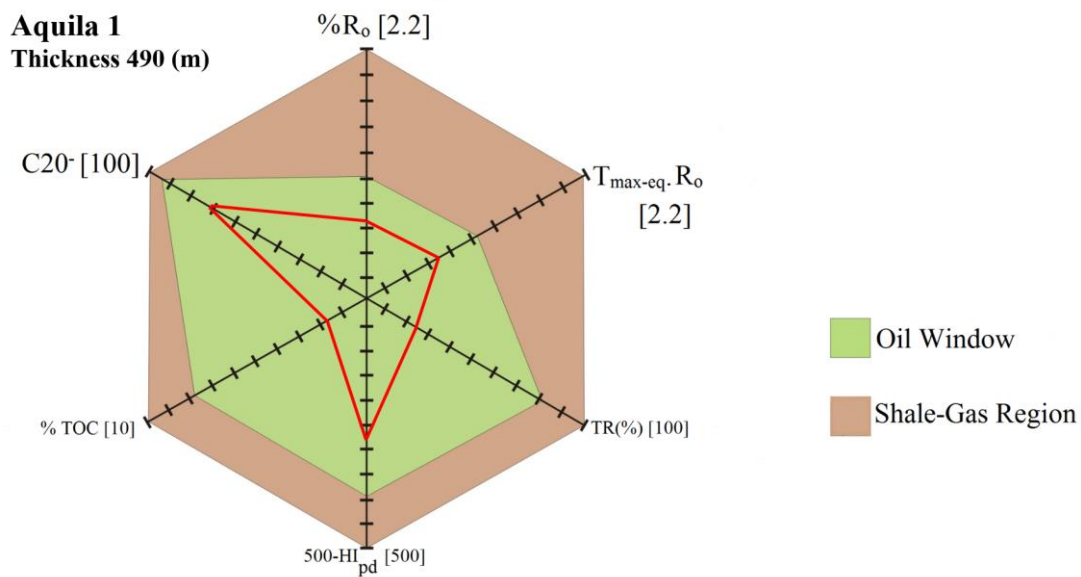
شکل (۴-۱۸): طیف کروماتوگرام گازی سازند پووله، چاه اولد<sup>۱</sup>

جدول ۴-۱۹ مقادیر پارامترهای بلوغ خرده‌های حفاری سازندهای مورد مطالعه حوضه کینینگ را نشان می‌دهد با مقایسه این مقادیر می‌توان تعیین نمود که آیا شیل این سازندها بلوغ حرارتی بالا یا پایینی دارند. البته لازم به ذکر است با توجه به در دسترس نبودن داده از تمام چاههای سازندهای مورد مطالعه، در این پروژه از چاههایی که داده در دسترس بوده استفاده شده است.

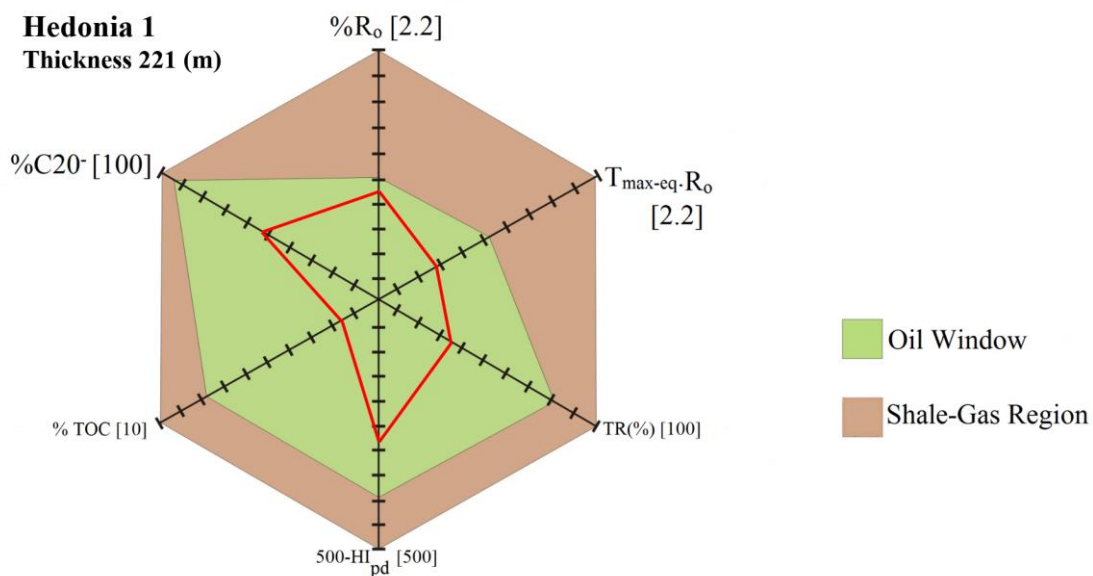
جدول (۴-۱۹): پارامترهای مورد نیاز در رسم دیاگرام عنکبوتی

NO	WEII	Formation	Thickness (m)	R <sub>o</sub> %	%R <sub>o</sub> from T <sub>max</sub>	TR (%)	TOC (W%)	HI <sub>pd</sub>	C <sub>20</sub> <sup>-</sup> (%)
1	Aquila 1	Goldwyer	490	0.72	0.733	0.23	1.53	258	71
2	Hedonia 1	Goldwyer	221	0.99	0.634	0.342	1.53	266	52
3	Hilltop 1	Goldwyer	169.1	1.93	0.634	0.482	2.1	164	49
4	Crab C 1	Noonkanbah	9	0.88	0.616	0.649	1.91	89	45
5	Auld 1	Poole	491.4	0.76	0.616	0.594	1.09	54	76
6	Bindi	Poole	9.1	0.82	0.616	0.19	2.44	122	78
7	Petaluma	Poole	208	0.69	0.652	0.593	1.26	66	50.8

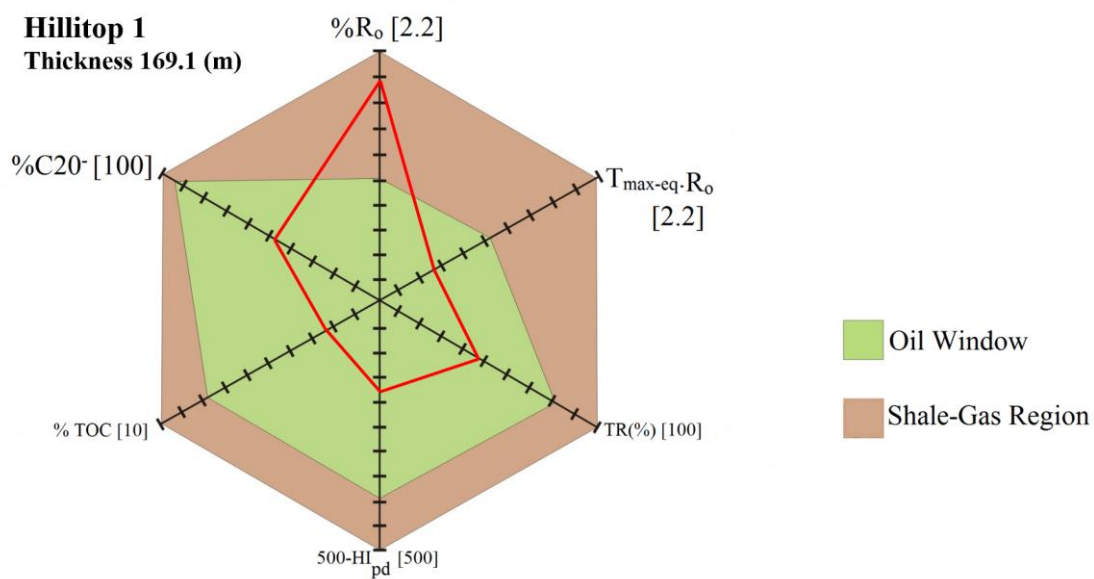
<sup>1</sup> Auld 1



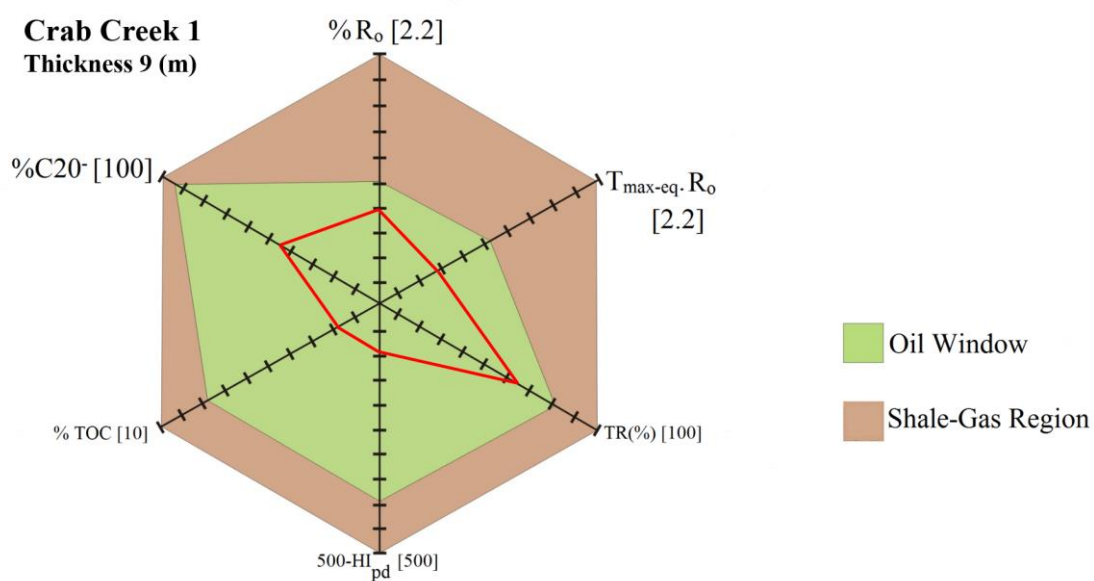
شکل (۴-۲۴): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گلدویر برای چاه آکوینا ۱



شکل (۴-۲۵): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گلدویر برای چاه هدونیا ۱

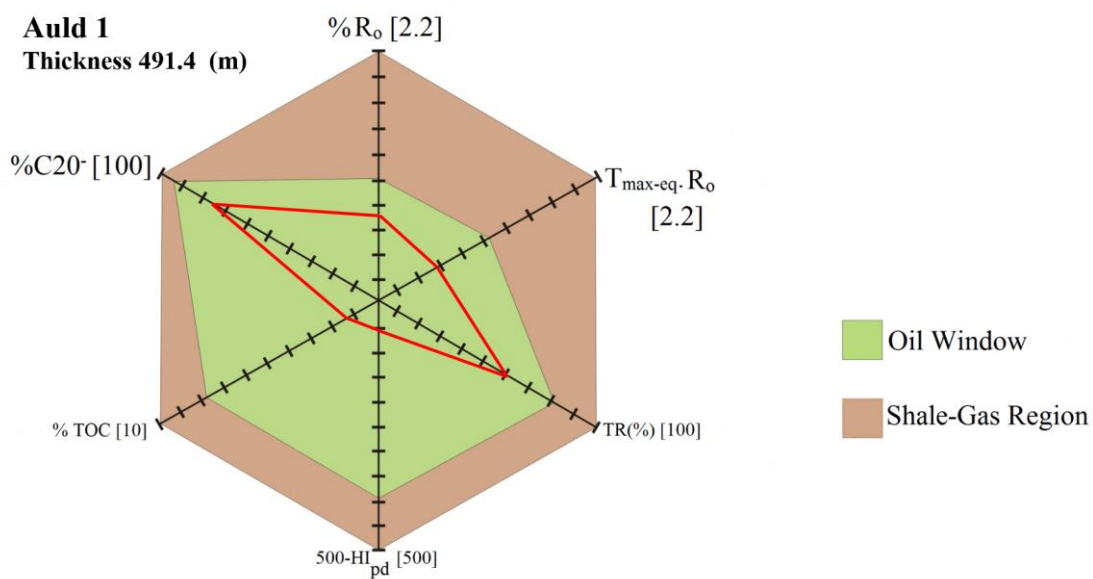


شکل (۴-۲۶): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند گلدویر برای چاه هیلیتاپ ۱

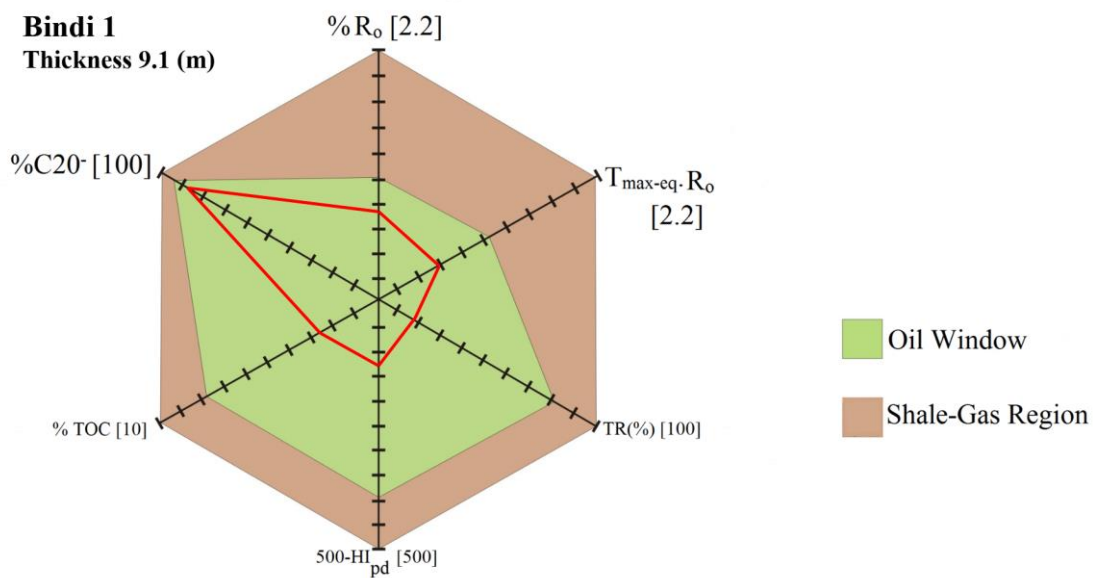


شکل (۴-۲۷): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند نونکانبا برای چاه کراب کریک ۱

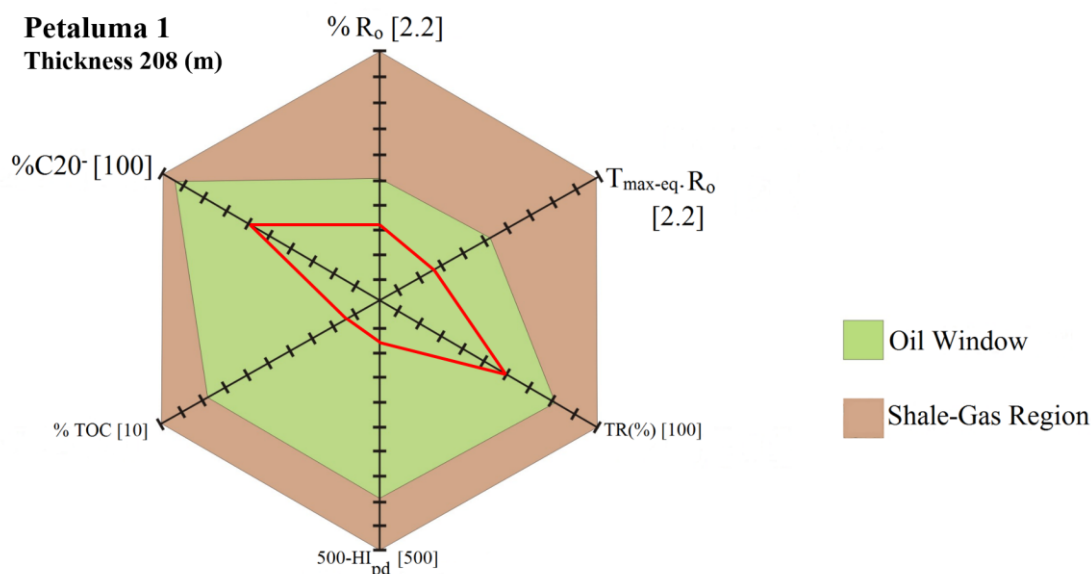




شکل (۴-۲۸): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند پووله برای چاه آولد ۱



شکل (۴-۲۹): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند پووله برای چاه بیندی ۱



شکل (۴-۳۰): منحنی قطبی ارزیابی ریسک ژئوشیمیایی سازند پووله برای چاه پتالوما ۱

با توجه به جدول (۴-۱۹) در مورد نمونه خرده‌های گمانه سازندهای مورد مطالعه نتایج زیر را می‌توان گرفت: نمونه‌های سازند گلدویر در چاه‌های آکویدا (شکل ۴-۲۴)، هدونیا (شکل ۴-۲۵) و هیلیتاپ (شکل ۴-۲۶) با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی قرار دارند و تشکیل گاز در آنان به‌صورت قابل توجهی صورت نگرفته و از بلوغ کمتری نسبت به سایرین برخوردار هستند. نکته قابل توجه این است که در نمونه‌های سازند گلدویر در چاه هیلیتاپ، علت بالا بودن  $R_o$  آن (بین  $1/8$  تا  $2/7$ ) که یک حالت غیرطبیعی است، می‌تواند در اثر عوامل تکتونیکی در این تاق‌دیس باشد.

سازند نونکانبا در چاه کراب کریک شکل (۴-۲۷) با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی قرار دارد و تشکیل گاز در آن به‌صورت قابل توجهی صورت نگرفته و از بلوغ کمتری نسبت به سایرین برخوردار است. نکته دیگر اینکه به دلیل ضخامت کم نمونه قابلیت تولید هیدروکربن بیشتر را پایین می‌آورد جدول (۴-۱۹).

نمونه‌های سازند پووله در چاه‌های آولد (شکل ۴-۲۸)، بیندی (شکل ۴-۲۹) و پتالوما (شکل ۴-۳۰)، با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی قرار دارند و تشکیل گاز در آنان به‌صورت قابل توجهی صورت نگرفته و از بلوغ کمتری برخوردار هستند. نکته دیگر اینکه با توجه به ضخامت کم نمونه یک پارامتر

ضعیف محسوب می‌گردد.

#### ۴-۱۱ آنالیز تکمیلی

آنالیز تکمیلی شامل کروماتوگرافی گازی (GC) است، کروماتوگرافی گازی از تکنیک‌هایی است که در ژئوشیمی آلی برای تعیین ویژگی نفت‌ها استفاده می‌شود. این روش به‌طور کلی به‌منظور شناسایی پراکندگی هیدروکربن‌ها و نحوه حضور ترکیبات مختلف از جمله آلکان‌های نرمال، ایزوپروپیل‌های مانند پرستان و فیتان است. بر اساس داده‌های به‌دست‌آمده از این روش می‌توان نوع کروژن، شرایط محیط رسوبی، بلوغ حرارتی و یا تأثیر پدیده‌های زیستی بر روی نمونه‌های مورد مطالعه را بررسی کرد [۲۸]. در این مطالعه از بین نمونه‌هایی که قبلاً مطالعات اولیه ژئوشیمیایی بر روی آنها انجام گرفته بود به دلیل در دسترس نبودن داده‌های همه نمونه‌ها، آنالیزهای GC فقط ۷ نمونه برای مطالعات تکمیلی انتخاب گردید. مطالعات تکمیلی بر روی برش‌های اشباع نمونه‌های مورد مطالعه با کروماتوگرافی گازی (GC) پارامترهایی مانند Pr/Ph, Pr/nC17, Ph/nC18، شاخص ترجیحی (CPI)، دیاگرام‌های ستاره‌ای و نمودار تعیین کیفیت هیدروکربن نفت آورده شده است (جدول ۴-۲۰).

جدول (۴-۲۰): پارامترهای کروماتوگرافی گازی (GC) نمونه‌های مورد مطالعه

NO	Well name	Fm.name	Pr/Ph	Prist./n-C17	Phyt./n-C18	CPI
1	Aquila 1	Goldwyer	1.68	0.39	0.27	1.09
2	Hedonia 1	Goldwyer	1.75	1.26	0.84	1.03
3	Hilltop 1	Goldwyer	1.38	0.42	0.35	1.05
4	Crab Creek 1	Noonkanbah	1.63	0.54	0.3	2.04
5	Auld 1	Poole	1.79	0.64	0.38	1.4
6	Bindi 1	Poole	2.87	1.54	0.48	1.24
7	P1etaluma 1	Poole	1.12	0.98	1.074	1.02

#### ۴-۱۱-۱ نسبت‌های Ph/nC18, Pr/nC17 و نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph)

ایزوپروپیل‌های غیرحلقوی گروهی از بیومارکرهای دارای ساختمان خطی بوده و از گیاهان و باکتری‌ها ناشی می‌شوند. این مولکول‌ها از یک یا بیشتر از یک واحد ایزوپرن تشکیل شده‌اند. اجزای

اشباع شده پریستان (C19) و فیتان (C20) از بهترین ایزوپروپونوئیدهای غیرحلقوی موجود در نفت خام و سنگ‌های منشأ می‌باشند. پریستان و فیتان هر دو حاصل مولکول کلروفیل می‌باشند، کلروفیل اغلب رنگ‌دانه‌های موجود در گیاهان هستند. کلروفیل به وسیله پیوستن ۴ حلقه پیرول به شکل ساختمان پرفیرین درآمده و سپس با اضافه شدن اتم‌های کربن به صورت جانشینی، زنجیره‌های بلند فیتول را می‌سازد. فیتول با احیا شدن به فیتان و با اکسید شدن به پریستان تبدیل می‌شود. هردوی این ترکیبات به صورت وسیعی در رسوبات یافت می‌شوند. لذا می‌توان از نسبت پریستان به فیتان (Pr/Ph) جهت جدایش نوع محیط رسوب‌گذاری نفت و یا سنگ منشأ استفاده نمود. در محیط‌های اکسیدان، نسبت Pr/Ph بالا بوده درحالی که در محیط‌های احیایی این نسبت رو به کاهش می‌گذارد. در نفت‌های مشتق شده از سکانس‌های کربناته احیایی غنی از ماده آلی، این نسبت کمتر از ۲ است، درحالی که در نفت‌های حاصل از دریاچه‌های فقیر از ماده آلی، رودخانه‌ها و رسوبات دلتایی، مقادیر بیشتر از ۳ دیده می‌شود (جدول ۴-۲۱) [۳۰].

جدول (۴-۲۱): تعیین نوع و محیط رسوبی اولیه به کمک نسبت پریستان به فیتان [۳۱]

انواع رسوبات	Pristane/Phytane
رسوبات دریایی احیایی	< 1
رسوبات دریایی اکسیدی	1 - 3
رسوبات زغالی یا دلتایی	> 3

با استفاده از دیاگرام تغییرات مقادیر Pr/nC17 در برابر مقادیر نسبت Ph/nC18 می‌توان شرایط رسوب‌گذاری، نوع مواد آلی (کروژن)، اکسیدی یا احیایی بودن محیط، درجه بلوغ نمونه‌ها و اثرات تخریب را در نمونه‌های سنگ منشأ بررسی کرد (شکل ۴-۳۱). نسبت‌های Pr/nC17 و Ph/nC18 همراه با افزایش بلوغ کاهش می‌یابند که این امر در نتیجه افزایش حضور پارافین‌های نرمال است و هردوی این نسبت‌ها با افزایش تخریب زیستی و به خاطر از بین رفتن پارافین‌های نرمال افزایش می‌یابند، نمودار

Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18 نفت‌ها و سنگ‌های منشأ را در گروه‌های ذیل طبقه‌بندی می‌نمایند:

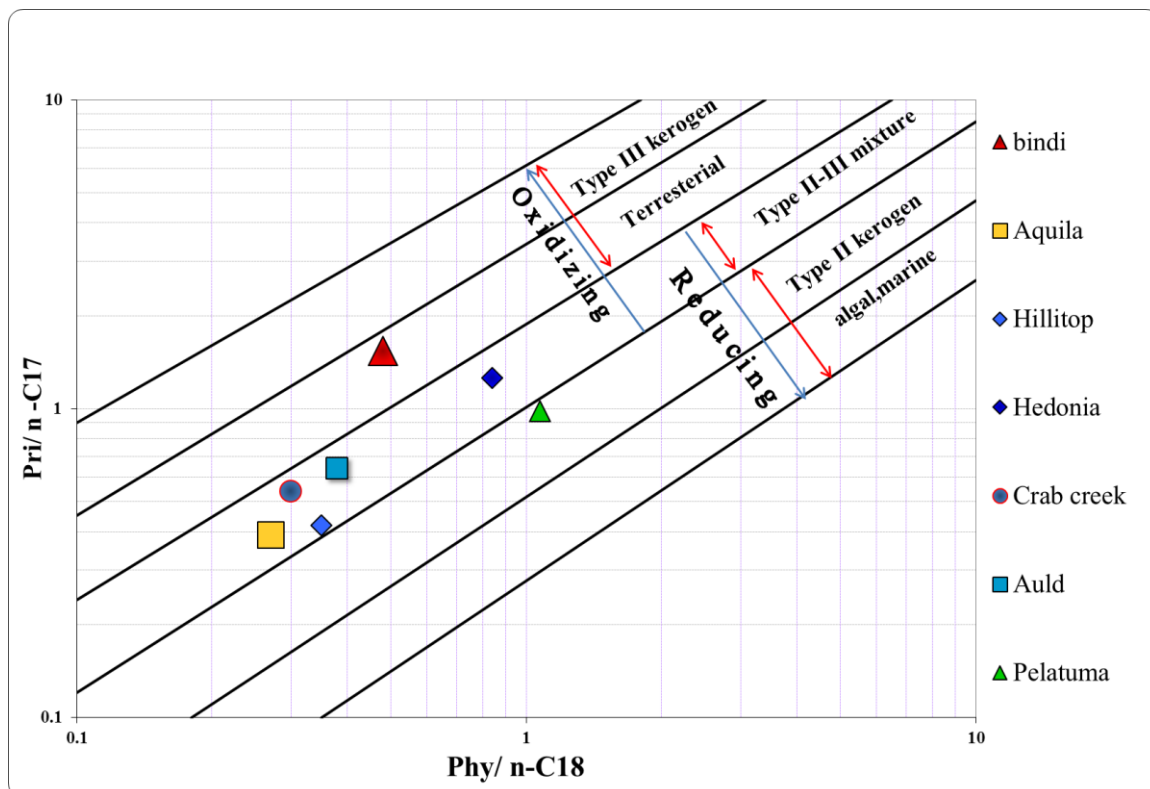
- نفت‌های خام با واکس بالا با منشأ قاره‌ای در بخش بالایی نمودار
- نفت‌های دریایی تحت شرایط احیایی در بخش پایینی نمودار
- نفت‌های خام از منشأهای آلی مختلف بین این دو قرار دارند.

شکل (۴-۳۱) سطح بلوغ و منشأ مواد آلی بر اساس پارامترهای Pr/nC17 در مقابل Ph/nC18 ۷ نمونه مورد مطالعه را نشان می‌دهد. با توجه به نتایج کروماتوگرام‌های گازی نمونه‌های مورد مطالعه، ایزوپرنوئیدهای پرستان (nC19) و فیتان (nC20) نسبت به آلکان‌های نرمال هم‌جوار خود یعنی nC17 و nC18 از غلظت کمتری برخوردار بوده، ۷ نمونه مورد مطالعه را به سه گروه عمده ذیل قابل طبقه‌بندی است:

گروه اول: نمونه‌ی پتالوما نمونه‌ی خوبی از نظر بلوغ که کمتر تحت تأثیر تجزیه زیستی در حین دیاژنز قرار گرفته است، زیرا تحت شرایط احیایی رسوب کرده و محیط رسوب‌گذاری اولیه مواد آلی آن دریایی است و از ماده آلی جلبکی (کروژن نوع II) می‌باشند.

گروه دوم: این نمونه‌ها (نمونه‌های هیلیتاپ، آکویلا، هدونیا و آولد) تحت شرایط احیایی و در محیط دریایی با ورود اندکی از مواد خشکی رسوب کرده‌اند و دارای کروژن نوع II-III می‌باشند، بنابراین تجزیه‌شدگی زیستی در حین دیاژنز روی آن تأثیر گذاشته و میزان بلوغ آن‌ها متوسط است.

گروه سوم: این نمونه (سازند پووله -چاه بیندی) بیشتر تحت شرایط اکسیدی و محیط قاره‌ای رسوب کرده و دارای کروژن نوع III بوده لذا تجزیه زیستی در حین دیاژنز روی آن تأثیر گذاشته، و بین مابقی نمونه‌ها کمترین میزان بلوغ و بیشترین میزان تجزیه‌شدگی زیستی در حین دیاژنز را دارد.



شکل (۴-۳۱): نمودار نسبت تغییرات پریستان و فیتان در نمونه سازندهای حوضه کنینگ

#### ۴-۱۱-۲ تعیین بلوغ نمونه‌ها

در رسوبات جوان، تعداد هیدروکربن‌های طویل فرد کربن بیشتر از هیدروکربن‌های زوج کربن است. تکامل حرارتی کروژن در طول کاتائز هیدروکربن‌های پارافینی طویلی را به وجود می‌آورد که تعداد مولکول‌های فرد کربن و زوج کربن آن‌ها تقریباً مساوی‌اند و بر یکدیگر از نظر تعداد مولکول برتری ندارند. با پیشرفت بلوغ کروژن نسبت برتری مولکول‌های فرد کاهش می‌یابد. بدین ترتیب شاخص ارجحیت کربن<sup>۱</sup> مطابق معادله ۴-۱ محاسبه می‌گردد [۳۲]:

$$CPI = \frac{2 \times (C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33})}{C_{22} + 2 \times [C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32}] + C_{34}} \quad \text{معادله (۴-۱)}$$

تحقیقات مختلف در مورد نمونه‌های رسوبات عهد حاضر، رسوبات قدیمی (سنگ منشأ) و نفت خام مقدار CPI مطابق جدول (۴-۲۲) تأیید می‌کند. در مورد رسوبات قدیمی و سنگ‌های منشأ این مقدار

<sup>۱</sup> Carbon Preference Index, CPI

کمتر از رسوبات عهد حاضر بوده، اما بیشتر از نفت خام می‌باشد.

جدول (۴-۲۲): مقدار CPI در رسوبات و نفت خام [۳۲]

توضیحات	CPI	رسوبات
رده C <sub>24</sub> – C <sub>33</sub>	2.5-5.5	عهد حاضر
	0.9-1.1	نفت خام

سنگ‌های منشایی از لحاظ حرارتی بالغ می‌باشند که هیدروکربن‌های تولیدشده از آن‌ها دارای مقادیر CPI بین ۰/۹ تا ۰/۲ باشد. مقادیر CPI نزدیک به یک در نفت‌ها و سنگ‌های منشأ نشان‌دهنده فراوانی مواد آلی دریایی با بلوغ بالا می‌باشد. اگر مقدار CPI بالاتر از یک باشد نشان می‌دهد که نفت مورد مطالعه دارای یک منشأ کربناته دریایی است. CPI بسیار بالا نمایانگر منشأ قاره‌ای مواد آلی و پایین بودن سطح بلوغ (نابلغ) آن‌ها می‌باشد. بر اساس جدول (۴-۲۳) بلوغ سنگ منشأ را با توجه به CPI ارزیابی می‌کنند.

جدول (۴-۲۳): تعیین نوع سنگ منشأ از روی شاخص CPI [۳۰]

CPI	Source Rock Type
0.9-1.02	Mature
1.02-5	Immature

در محیط‌های احيایی ترکیبات پارافین نرمال زوج کربنی بر فرد کربنی برتری نمی‌یابد ( $CPI < 1$ ) و میزان C<sub>20</sub> بر C<sub>19</sub> از ارجحیت برخوردار می‌شود. در محیط‌هایی که خاصیت اکسیدان دارند، نسبت  $(\frac{Pristane}{Phytane} < 1)$  برعکس شده یا به عبارتی  $(\frac{Pristane}{Phytane} > 1)$  می‌شود. همچنین CPI بیشتر از یک است. نفت‌ها و بیتومین‌های غنی از آلکان‌های با وزن مولکولی بالا و با مقدار CPI بالا نشانگر مواد آلی نشأت‌گرفته از گیاهان عالی می‌باشد. هرچند این مقدار به میزان پختگی (مچوریتی) مواد آلی نیز بستگی دارد. با افزایش مچوریتی مقدار CPI آلکان‌های نرمال به مقدار ۱ کاهش می‌یابد. کاهش این مقدار با

افزایش مچوریتی به تغییر آلکان‌های زنجیری بلند به آلکان‌های زنجیری کوتاه به خاطر شکست حرارتی می‌باشد [۳۲].

شاخص ترجیحی (CPI) یکی دیگر از پارامترهای قابل‌محاسبه بر اساس نتایج دستگاه کروماتوگرافی گازی می‌باشد. با توجه به (جدول ۴-۲۴)، به‌غیر از نمونه چاه کراب کریک سازند نونکانبا ( $CPI > 2$ )، ارجحیت فرد کربنی آلکان‌های نرمال در طیف‌های کروماتوگرافی گازی مشاهده نمی‌شود و مقدار CPI در همه نمونه‌ها تقریباً ۱ می‌باشد، لذا بلوغ نسبتاً بالایی را برای آن‌ها نشان می‌دهد که تداعی‌کننده سنگ منشأ دریایی نیز می‌باشد. تغییرات نسبت  $Pr/nC_{17}$  در مقابل  $Ph/nC_{18}$  جهت ارزیابی بلوغ حاکی از آن است که نمونه چاه‌های آولد، کراب کریک، آکویلا، هیلیتاپ دارای بلوغ متوسطی می‌باشند در حالی که نمونه چاه‌های پتالوما، هدونیا و بیندی میزان بلوغ پایینی را دارا می‌باشند (شکل ۴-۳۴).

#### ۴-۱۱-۳ رسم دیاگرام ستاره‌ای

به‌منظور مقایسه بهتر مقادیر به‌دست‌آمده از کروماتوگرافی گازی از دیاگرام ستاره‌ای استفاده می‌شود. همان‌طور که می‌دانیم:  $C_{15}$ ،  $C_{17}$ ،  $C_{19}$ ، فراوانی در این ۳ ترکیب نشان‌دهنده وجود جلبک *Gprisca* که متعلق به دوره اردویسین می‌باشند. فراوانی  $C_{17}$  در نمونه‌ها حاکی از وجود باکتری‌ها خواهد بود و مشخصه نفت‌هایی می‌باشد که از دوران پالئوزوئیک آمده‌اند. فراوانی  $C_{22}$  در نمونه‌ها حاکی از وجود جلبک دریایی می‌باشد. فراوانی  $C_{25}$ ،  $C_{27}$  و  $C_{29}$  نشان‌دهنده مواد آلی منشأ گرفته از گیاهان خشکی است [۲].

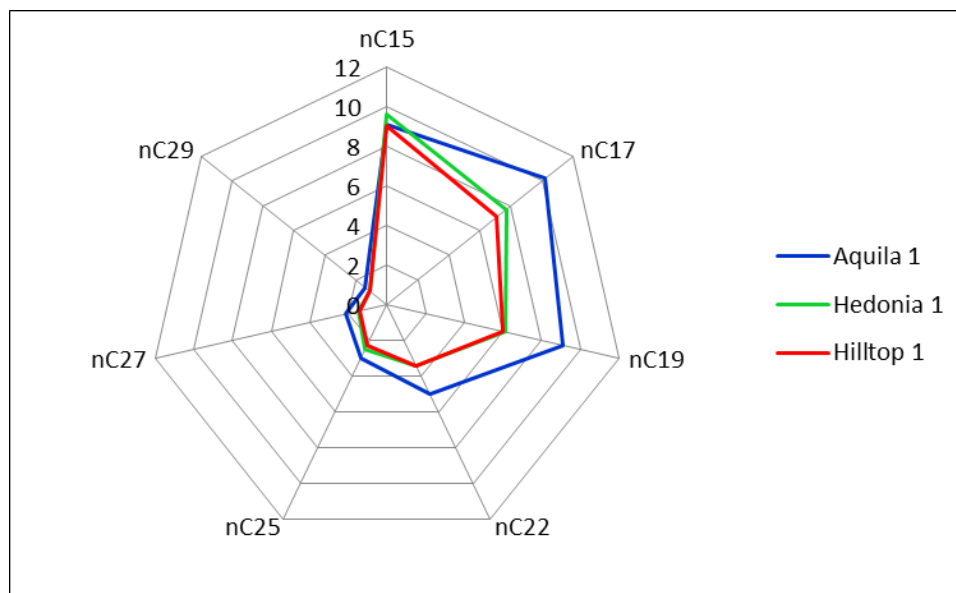
با توجه به دیاگرام ستاره‌ای نمونه‌های مورد مطالعه (اشکال ۴-۳۲ الی ۴-۳۴ و جدول ۴-۲۴)، نمونه‌های سازند گلدویر در چاه‌های آکویلا، هدونیا و هیلیتاپ (شکل ۴-۳۲) به دلیل فراوانی  $C_{15}$ ،  $C_{17}$  و  $C_{19}$  نشان‌دهنده وجود جلبک می‌باشد.



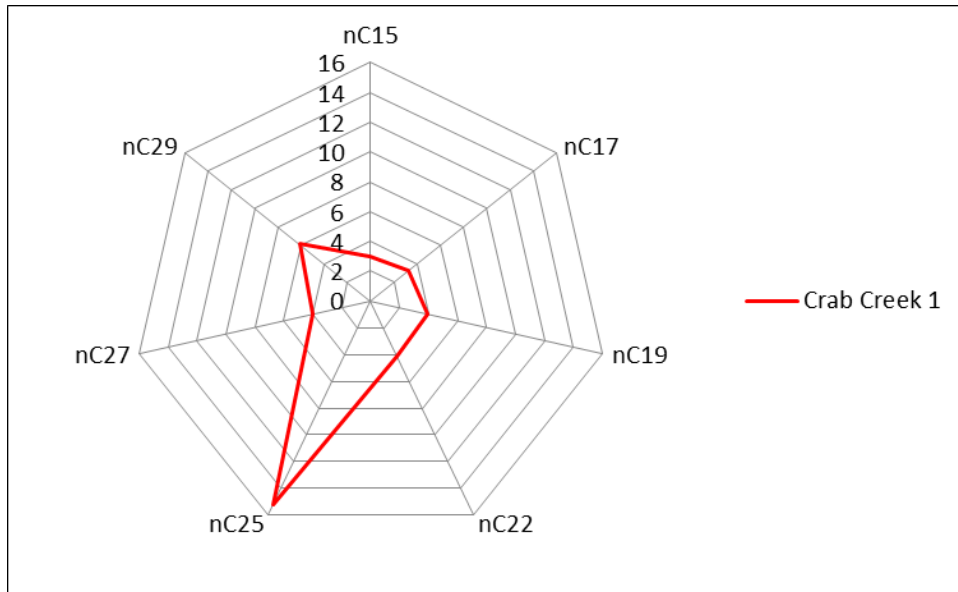
جدول (۴-۲۴): مقادیر نرمال کربن‌های نمونه‌های مورد مطالعه

Well name	Fm.name	nC <sub>15</sub>	nC <sub>17</sub>	nC <sub>19</sub>	nC <sub>22</sub>	nC <sub>25</sub>	nC <sub>27</sub>	nC <sub>29</sub>
Aquila 1	Goldwyer	9.1	10.2	9.1	5	3	2.1	1.4
Hedonia 1	Goldwyer	9.6	7.7	6.1	3.4	2.5	1.5	1.1
Hilltop 1	Goldwyer	9	7.1	6	3.4	2.3	1.4	1.1
Crab C 1	Noonkanbah	3	3.3	3.9	4.1	15.2	4	6.1
Auld 1	Poole	5	8.9	7.9	6.3	4	3.2	2.16
Bindi 1	Poole	4.4	6	8.2	6.3	7.8	4.7	2.1
Petaluma 1	Poole	5.4	6.5	6.3	5.3	4.8	2.9	2.75

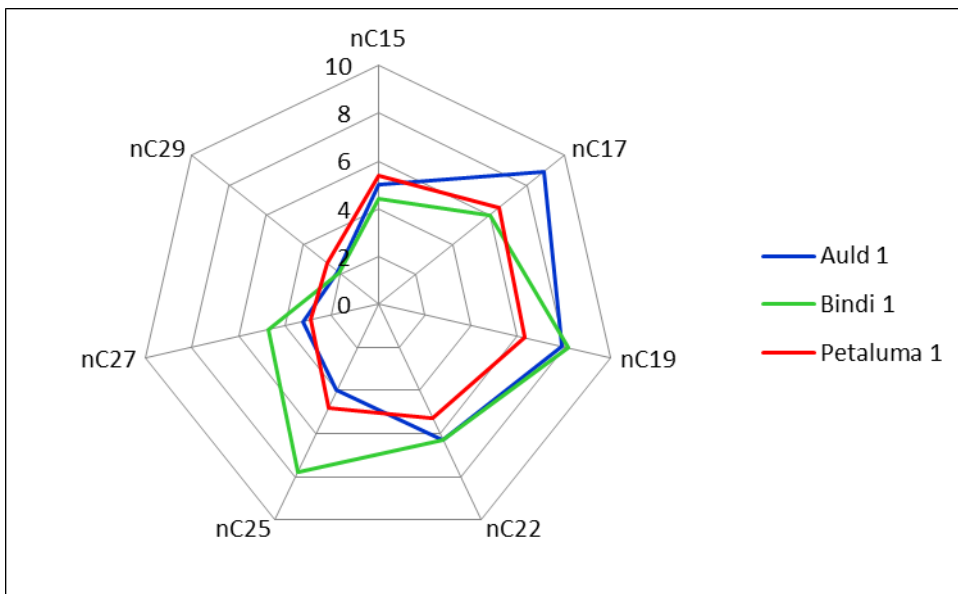
دیاگرام ستاره‌ای چاه کراب کریک (شکل ۴-۳۳) موجود در سازند نونکانبا فراوانی C<sub>25</sub> و C<sub>29</sub> دیده می‌شود که نشان‌دهنده مواد آلی منشأ گرفته از گیاهان خشکی است. با این وجود دیاگرام ستاره‌ای سازند پووله در چاه‌های آولد، بیندی و پتالوما (شکل ۴-۳۴)، به دلیل فراوانی C<sub>17</sub> تا C<sub>27</sub> دلالت بر منشأ خشکی و هم‌دریایی نمونه‌ها دارد.



شکل (۴-۳۲): دیاگرام ستاره‌ای ترسیم‌شده چاه‌های آکوئلا، هدونیا و هیلیتاپ موجود در سازند گلدویر



شکل (۴-۳۳): دیاگرام ستاره‌ای ترسیم‌شده چاه کراب کریک موجود در سازند نونکانبا



شکل (۴-۳۴): دیاگرام ستاره‌ای ترسیم‌شده چاه‌های آولد، بیندی و پتالوما موجود در سازند پووله

#### ۴-۱۱-۴ تعیین کیفیت هیدروکربنی و ترکیب شیمیایی نفت‌های حوضه کینینگ

چهارگروه ترکیبات عمده در نفت خام شامل پارافین‌ها، نفتن‌ها، آروماتیک‌ها، رزین‌ها و آسفالتن‌ها می‌باشد. نمودارهای متنوعی برای طبقه‌بندی نفت‌های خام پیشنهاد شده که یکی از این نمودارها دیاگرام مثلثی توسط تیسوت و ولته<sup>۱</sup> (۱۹۸۴) می‌باشد. این نمودار بر پایه فراوانی پارافین‌ها، نفتن‌ها و آروماتیک‌ها با ترکیبات NSO می‌باشد. این طبقه‌بندی عموماً بر دیگر طبقه‌بندی‌ها ترجیح داده می‌شود، زیرا علاوه بر اینکه می‌تواند برای تفکیک نفت‌های خام بکار رود، مسیر دگرسانی نفت به وسیله بلوغ حرارتی و یا تجزیه باکتریایی را نیز نشان می‌دهد.

نتایج به‌دست آمده از کروماتوگرافی نمونه‌های مورد مطالعه در جدول (۴-۲۵) ارائه شده است. جهت تعیین نوع نفت‌های مورد مطالعه از دیاگرام مثلثی تیسوت و ولته که بر اساس سه جزء اشباع، آروماتیک و قطبی<sup>۲</sup> استفاده گردید. بررسی برش‌های نفتی در نمونه‌ها نشان‌دهنده درصد بالای برش اشباع در آن‌ها که نشانگر نفت‌های پارافینی<sup>۳</sup> است بوده و لذا نشان‌دهنده روند بلوغ حرارتی نسبتاً بالا که از هر گونه پدیده تخریب زیستی در امان بوده، می‌باشد (شکل ۴-۳۵).

جدول (۴-۲۵): درصد برش‌های هیدروکربنی نمونه‌ها

NO	Well name	Fm.name	% Saturate	% Aromatic	Polar(NSO)
1	Hedonia 1	Goldwyer	61.5	23.8	14.8
2	Hilltop 1	Goldwyer	62.3	22.6	15.1
3	Auld 1	Poole	51	10.15	38.85
4	Bindi 1	Poole	54.3	15.5	30.2
5	Petaluma 1	Poole	53.7	11.26	34.9

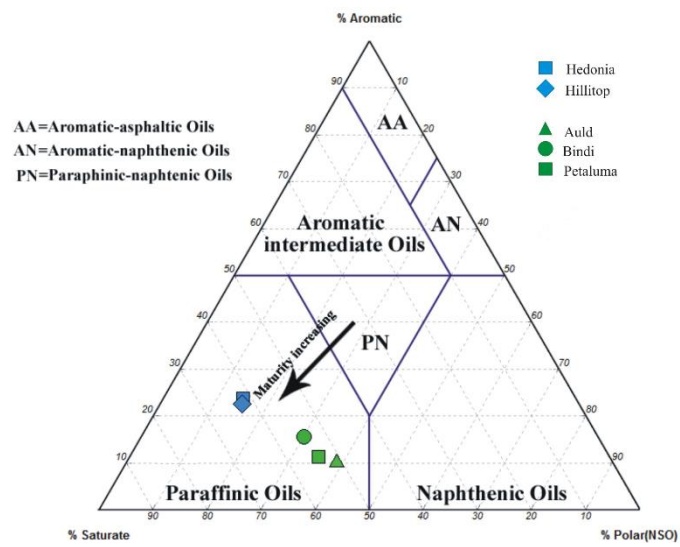
به‌طور کلی کیفیت آثار و بقایای هیدروکربن‌های موجود در ماتریکس نمونه‌های مورد مطالعه

<sup>1</sup> Tissot & Welte

<sup>2</sup> Polar(NSO)

<sup>3</sup> Paraffinic Oils

ویژگی‌های پارافینتیک از خود نشان می‌دهند.



شکل (۴-۳۵): دیاگرام مثلثی ترسیم شده جهت تعیین ترکیب شیمیایی نفت‌های مورد مطالعه

## فصل پنجم : نتیجه گیری و پیشنهادها

## ۵-۱ نتیجه‌گیری

با توجه به بررسی‌های انجام شده توسط آنالیز راکاول و لاگ‌های ژئوشیمیایی سازندهای مورد مطالعه، سه سازند گلدویر، نونکانبا و پووله توان تولید هیدروکربورزایی را دارند. مطالعه و ارزیابی سنگ منشأها بر اساس نتایج به دست آمده از روش پیرولیز راکاول در سازندهای مختلف گویای آن است که:

❖ سازند گلدویر دارای ترکیبی از کروژن‌های تیپ I، II، III-II، III و IV است. اکثر نمونه‌های سازند گلدویر وارد پنجره نفت‌زایی شده و گاز متان تولید کرده ولی صرفاً دو نمونه وارد پنجره گازتر و گاز خشک شده‌اند. این نمونه‌ها در شرایط مختلف رسوب‌گذاری تشکیل شدند که این امر به علت تغییر در شرایط محیطی و پیش‌روی و پس‌روی آب دریا است.

نمونه سازندهای نونکانبا و پووله دارای ترکیبی از کروژن‌های تیپ III و IV است. بر اساس نمودار تعیین رخساره آلی برای سازندهای نونکانبا و پووله بیانگر این است که اکثر نمونه‌ها در محدوده رخساره D و تعدادی از نمونه‌ها در محدوده رخساره CD قرار گرفته‌اند. از آنجایی که این نمونه‌ها از نظر درجه بلوغ، پنجره گاززایی را پشت سر گذاشته‌اند، می‌توانند تأییدکننده این مطلب باشند که رسوبات مذکور در شرایط نسبتاً عمیق دریایی نهشته شده‌اند و با توجه به عمق تدفین و درجه حرارت مناسب در شرایط نسبتاً خوبی از نقطه نظر بلوغ حرارتی قرار گرفته‌اند.

❖ لاگ‌های ژئوشیمیایی تنها ابزار قدرتمند برای درک ژئوشیمیایی ناحیه‌ای می‌باشند. تفسیر لاگ‌های ژئوشیمیایی نشان دهنده این است که سازند گلدویر توان هیدروکربن‌زایی متوسطی دارد، به عبارت دیگر می‌توان گفت که در بعضی از مناطق دارای توان هیدروکربن‌زایی نسبتاً مناسبی می‌باشد. تولید هیدروکربن در سازند گلدویر از عمق ۹۳۰ متری شروع شده و تا عمق ۱۲۱۸ متری و بخش دیگری را در صورت بلوغ بیشتر تولید خواهد کرد. در قسمت پایین‌تر از ۱۸۸۱ متری تا عمق ۲۴۴۵ متری بخشی از توان خود را تولید می‌کند.

با بررسی پارامتر  $S_1$  و  $S_2$  نمونه‌ها سازندهای نونکانبا و پووله می‌توان گفت که تولید هیدروکربن در بازه مشخصی وجود دارد. تولید هیدروکربن در سازند نونکانبا از عمق ۸۵۹ متری شروع و تا عمق ۱۲۰۰ متری ادامه دارد. نکته‌ای قابل توجه بالا بودن میزان ماده آلی است ولی به نظر می‌رسد که شرایط محیطی چندان مناسب برای حفظ کامل مواد آلی نبوده است. تولید هیدروکربن در سازند پووله از عمق ۹۰۰ متری شروع شده و تا عمق ۱۲۷۰ متری ادامه دارد. به طور کلی شرایط این سازند نیز مشابه سازند نونکانبا بوده است.

❖ نتایج به دست آمده از نمودار TR-RO، بر اساس ماکزیمم و مینیمم Ro، نمونه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که بیشتر نمونه‌ها در مرحله تولید گاز از کروژن سنگ منشأ هستند و در بعضی نمونه‌ها در عمق بیشتر وضعیت مناسبتر نیز خواهد شد تا تولید گاز از کراکینگ نفت را به همراه داشته باشند.

❖ به طور کلی و بر پایه‌ی محاسبات صورت گرفته مجموع کل هیدروکربن‌هایی که سازندهای گلدویر، نونکانبا و پووله در ضخامت‌هایی به ترتیب ۳۲۸۰، ۱۸۷۰، ۱۱۴۸ فوت تولید شده‌اند برابر با ۸۷۷/۳۴، ۳۱۵/۹۴، ۱۸۳/۳۴ (bcf/section) مقدار نفت و گاز تولید شده برای گلدویر ۷۰۲، ۱۷۵/۳۴، نونکانبا ۲۲۴/۳۲، ۹۱/۶۲ و برای پووله ۱۳۲، ۵۱/۳۴ (bcf/section)، مجموع گاز اولیه‌ی باقی مانده در سنگ منشأ و گاز حاصل از شکست ثانویه‌ی نفت برابر است با مقدار گاز حفظ شده در شیل‌گازی که این مقدار برای نمونه‌های گمانه‌های سازند گلدویر، نونکانبا و پووله به ترتیب ۲۰۲، ۷۸/۸۰ و ۴۵/۳۴ (bcf/section) به دست آمده است. مقایسه مقادیر هیدروکربن‌های تولید شده و گاز حفظ شده در شیل بارنت با سازندهای مورد مطالعه در حوضه کینینگ نشان می‌دهد که مقادیر پارامترهای اولیه، هیدروکربن‌های تولید شده و حفظ شده در شیل بارنت به غیر از سازند گلدویر (که تقریباً برابر است) در سازندهای نونکانبا و پووله بیشتر می‌باشد.

❖ از آنجایی که بلوغ حرارتی برای دستیابی به نرخ بالای گاز در شیل گازی یک پارامتر کلیدی است، می توان پارامترهای شیمیایی و بصری آن را روی منحنی های قطبی مشاهده نمود. در مورد نمونه خرده های گمانه سازندهای مورد مطالعه نتایج زیر را می توان گرفت:

۱- نمونه های سازند گلدویر در چاه های آکویلا، هدونیا و هیلیتاپ با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی قرار دارند و تشکیل گاز در آنان به صورت قابل توجهی صورت نگرفته و از بلوغ کمتری نسبت به سایرین برخوردار هستند.

۲- سازند نونکانبا در چاه کراب کریک با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی قرار دارد و تشکیل گاز در آن به صورت قابل توجهی صورت نگرفته و از بلوغ کمتری نسبت به سایرین برخوردار است.

۳- نمونه های سازند پووله در چاه های آولد، بیندی و پتالوما، با توجه به پارامترهای مورد ارزیابی در پنجره نفتی قرار دارند و تشکیل گاز در آنان به صورت قابل توجهی صورت نگرفته و از بلوغ کمتری برخوردار هستند. نکته دیگر اینکه با توجه به ضخامت کم نمونه یک پارامتر ضعیف محسوب می گردد.

❖ با توجه به نتایج کروماتوگرام های گازی نمونه های مورد مطالعه، ایزوپرنوئیدهای پریستان ( $nC_{19}$ ) و فیتان ( $nC_{20}$ ) نسبت به آلکان های نرمال هم جوار خود یعنی  $nC_{17}$  و  $nC_{18}$  از غلظت کمتری برخوردار بوده، ۷ نمونه مورد مطالعه را به سه گروه عمده ذیل قابل طبقه بندی است: گروه اول: نمونه ی پتالوما نمونه ی خوبی از نظر بلوغ که کمتر تحت تأثیر تجزیه زیستی در حین دیاژنز قرار گرفته است، زیرا تحت شرایط احیایی رسوب کرده و محیط رسوب گذاری اولیه مواد آلی آن دریایی است و از ماده آلی جلبکی (کروژن نوع II) می باشند.

گروه دوم: این نمونه ها (نمونه های هیلیتاپ، آکویلا، هدونیا و آولد) تحت شرایط احیایی و در محیط دریایی با ورود اندکی از مواد خشکی رسوب کرده اند و دارای کروژن نوع II-III می باشند، بنابراین تجزیه شدگی زیستی در حین دیاژنز روی آن تأثیر گذاشته و میزان بلوغ



آن‌ها متوسط است.

گروه سوم: این نمونه (سازند پووله -چاه بیندی) بیشتر تحت شرایط اکسیدی و محیط قاره‌ای رسوب کرده و دارای کروژن نوع III بوده لذا تجزیه زیستی در حین دیاژنز روی آن تأثیر گذاشته، و بین مابقی نمونه‌ها کمترین میزان بلوغ و بیشترین میزان تجزیه‌شدگی زیستی در حین دیاژنز را دارد.

❖ شاخص ترجیحی (CPI) یکی دیگر از پارامترهای قابل محاسبه بر اساس نتایج دستگاه کروماتوگرافی گازی می‌باشد. به‌غیراز نمونه چاه کراب کریک سازند نونکانبا ( $CPI > 2$ )، ارجحیت فرد کربنی آلکان‌های نرمال در طیف‌های کروماتوگرافی گازی مشاهده نمی‌شود و مقدار CPI در همه نمونه‌ها تقریباً ۱ می‌باشد، لذا بلوغ نسبتاً بالایی را برای آن‌ها نشان می‌دهد که تداعی‌کننده سنگ منشأ دریایی نیز می‌باشد.

❖ به‌منظور مقایسه بهتر مقادیر به‌دست‌آمده از کروماتوگرافی گازی از دیاگرام ستاره‌ای استفاده می‌شود. با توجه به دیاگرام ستاره‌ای نمونه‌های مورد مطالعه، نمونه‌های سازند گلدویر در چاه‌های آکویلا، هدونیا و هیلیتاپ به دلیل فراوانی  $C_{15}$ ،  $C_{17}$  و  $C_{19}$  نشان‌دهنده وجود جلبک می‌باشد. دیاگرام ستاره‌ای چاه کراب کریک موجود در سازند نونکانبا فراوانی  $C_{25}$  و  $C_{29}$  دیده می‌شود که نشان‌دهنده مواد آلی منشأ گرفته از گیاهان خشکی است. با این وجود دیاگرام ستاره‌ای سازند پووله در چاه‌های آولد، بیندی و پتالوما، به دلیل فراوانی  $C_{17}$  تا  $C_{27}$  دلالت بر منشأ خشکی و هم دریایی نمونه‌ها دارد.

❖ جهت تعیین نوع نفت‌های مورد مطالعه از دیاگرام مثلثی تیسوت و ولته که بر اساس سه جزء اشباع، آروماتیک و قطبی استفاده گردید. بررسی برش‌های نفتی در نمونه‌ها نشان‌دهنده درصد بالای برش اشباع در آن‌ها که نشانگر نفت‌های پارافینی است بوده و لذا نشان‌دهنده روند بلوغ حرارتی نسبتاً بالا که از هر گونه پدیده تخریب زیستی در امان بوده، می‌باشد.

## ۲-۵ پیشنهادات

- ❖ مدل سازی حرارتی برای تعیین پنجره هیدروکربن زایی سنگ منشأ به عنوان ابزاری مهم جهت دستیابی به منابع هیدروکربنی و کاهش ریسک اکتشاف نفت و گاز به شمار می آید. با استفاده از این مدل سازی می توان مطالعه تاریخیچه تدفین که یکی از روش های غیرمستقیم به منظور ارزیابی سنگ های منشأ یک حوضه جهت پی بردن به وضعیت بلوغ و درجه پختگی مواد آلی ، عمق و زمان تشکیل نفت آن است، پیشنهاد می گردد که در مطالعات آتی از مدل سازی حرارتی استفاده گردد.
- ❖ مطالعات پتروگرافی در ارزیابی های شیل گاز نقش عمده ای دارند که جای آنها در اطلاعات موجود خالی است. و نقش لیتولوژی در ارزیابی شکست هیدرولیکی نیز مهم است که پیشنهاد می شود در مطالعاتی از این دست همراه با بقیه ویژگی ها مورد نظر قرار گیرد.
- ❖ برای تعیین گاز خشک بهترین راه استفاده از پیرولیز راک اول و مدل سازی یک بعدی توسط دستگاه پترو مد تخمینی از آن بدست آورد که البته تخمینی دقیقی نیست.
- ❖ باتوجه به ارزیابی های صورت گرفته ( تعیین بلوغ حرارتی ، مقدار ماده آلی و بازه عمقی پتانسیل تولید گاز )، شرایط برای استحصال گاز در سازند گلدویر خیلی بهتر بوده و شرایط سازندهای نونکانبا و پووله مناسب برآورد می شود.
- ❖ آنچه مسلم است، مطالعات جمع آوری شده در این پروژه با هدف ارزیابی شیل گازی بوده ولی نتایج آن از مجموعه فعالیت هایی بوده که بر روی مخازن متداول انجام می گیرند. لذا بسیاری از داده های خاص مخازن غیر متعارف کم و ناقص هستند.

## منابع و مراجع:

- ۱- کاوسی، م.ع، دریابنده، م.، (۱۳۹۰)، "پی جویی مقدماتی منابع هیدروکربوری غیرمتعارف شیل گازی در ایران"، گزارش شرکت ملی نفت ایران، ش ۱۹۱۴، ص ۷.
- ۲- کمالی، م.، قربانی، ب.، (۱۳۸۵)، "ژئوشیمی آلی از فیتوپلانکتون‌ها تا نفت"، چاپ اول، انتشارات آراین زمین، تهران.
- ۳- ام.ال؛ بوردانوف جی.آ؛ آگه، ترجمه م. کسای نجفی، (۱۳۹۰)، "سیستم های نفتی ایران و توزیع امروزی میدان های نفت و گاز در کمربند چین خوردگی زاگرس و مناطق دریایی مجاور"، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ص ۶۸.
- ۴- داوری، م.، (۱۳۹۰)، "منابع جدید گازهای غیرمتعارف و آینده بازار جهانی گاز"، هفته نامه اکونومیست، ش ۲۱۳۵، ص ۲.
- ۵- شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف، (۱۳۹۰)، "گزارش پروژه مطالعات ژئوشیمیایی و تهیه نقشه های همتراز سنگ های منشأ و نفت ها در ناحیه لرستان و دزفول شمالی، فصل دوم"، ش ۱۲.
- ۶- عبدالزاده، س.، کمالی، م.ر.، (۱۳۸۹)، "ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی سنگ های منشأ احتمالی در میدان نفتی آغاچاری"، نشریه پژوهش های چینه نگاری و رسوب شناسی، ش ۴، ص ۴۳-۵۶.
- 7- Peters, K. E., & Fowler, M. G., (2002), Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management, *Organic Geochemistry*, 33(1), 5-36.
- 8- Demaison, G., & Murriss, R. J., (1984), *Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation*, Edited by Gerard Demaison, AAPG, Memoir, V 35, 111-138.
- 9- Burt, A., Champ, P., & Parks, A., (2016), "Petroleum Prospectivity of the Eastern Canning Basin, Wa", Government of Western Australia, Department of mines and Petroleum, 1-22.
- 10- Geological Survey of Western Australia, (2016), "Petroleum prospectivity of State Acreage Release Areas L16-1 to L16-2, Canning Basin, Western Australia", 1-28.
- 11- Fulbright, N. R., (2013), "Shale gas handbook; A quick reference guide for companies involved in the exploitation of unconventional gas resources.

- 12- Stephen, A. H., (2001), "The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Business", Schlumberger Presentation, 55 (11), 34-79.
- 13- Vello, K., Scott, S., Tyler, V., Keith, M., (2011), "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States", Prepared for U.S. Energy Information Administration.
- 14- U.S EIA Report., (2012), "primary report of annual historical energy statistics", DOE, 384.
- 15- U.S EIA Report., (2013), "Annual Energy Outlook", AEO, 128.
- 16- U.S. Energy Information Administration, (2012), "Annual Energy Outlook With Projections to 2035, Government Printing Office.
- 17- Thomas, S., Ronald, R., Charpentier, T. R, Klett, James, W., (2011), "The future of natural Gas", MIT.
- 18-Edwards, PB. and Streitberg, E., (2013), "Have we deciphered the Canning Discovery of the Ungani oil field, in The Sedimentary of Basins of Western Australia edited by M. Keep. and SJ. Moss", Petroleum Exploration Society of Australia; Western Australian Basins Symposium, 13.
- 19- Curtis, J.B., (2009) "Fractured Shale Gas Systems", The American Association of Petroleum Geologists, V. 86, N. 11, 1921-1938.
- 20- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., & Pollastro, R. M. (2007), "Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment", AAPG bulletin, 91 (4), 475-499.
- 21- Schamel, S., (2005), "Shale gas reservoirs of Utah: Survey of an unexploited potential energy resource", Utah Geological Survey,1-30.
- 22- Talukdar, S. C., (2009), "Application of geochemistry for shale gas assessment. Baseline Resolution", Weatherford Labs,1-60.
- 23- Jarvie, D. M., (2008), "Unconventional Shale resource plays: shale-gas and shale-oil opportunities", In Fort Worth Business Press meeting, Energy Institute, Texas Christian University, 1-38.
- 24- Kennard, J. M., Jackson, M. J., Romine, K. K., Shaw, R. D., & Southgate, P. N., (1994), "Depositional sequences and associated petroleum systems of the Canning Basin", The sedimentary basins of WA, 657-676.

- 25- Ramirez, T. R., Klein, J. D., Bonnie, R., & Howard, J. J., (2011), "Comparative study of formation evaluation methods for unconventional shale gas reservoirs: Application to the Haynesville shale (Texas). In North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- 26- Espitalie, J., & Bordenave, M. L., (1993), "Rock-eval pyrolysis", Applied petroleum geochemistry, V 2, I 2, 14-24.
- 27- Hunt. M, J., (1996), "Petroleum geochemistry and geology", W.H. Freeman and company, New York, V, 2.
- 28- Baer, M. T., (2013), "Circumstances Influencing the Development and End-use of Natural Gas from Shale Formations in the United States", Office of Policy and International Affairs U.S. Department of Energy, 1-29.
- 29- Yensepbayev, T., Izart, A., Joltaev, G., Hautevelle, Y., Elie, M., & Suárez-Ruiz, I., (2010), Geochemical characterization of source rocks and oils from the eastern part of the Precaspian and Pre-Uralian Basins (Kazakhstan): Palaeoenvironmental and palaeothermal interpretation", Organic Geochemistry, 41 (3), 242-262.
- 30- Alizadeh, B., Khani, B., Alipour, M., Shayesteh, M., & Hosseini, S. H., (2012), "Thermal modeling and organic geochemical appraisal of petroleum source rocks within the Aghajari Oilfield, SW Iran", Geopersia, 2 (2), I 1-10. 36-46.
- 31- Bray, E. E., & Evans, E. D., (1961), "Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds", Geochimica et Cosmochimica Acta, 22 (1), 2-15.
- 32- Shekarifard, A., Baudin, F., Seyed-Emami, K., Schnyder, J., Laggoun-Défarage, F., Riboulleau, A., & Shahidi, A., (2012), "Thermal maturity of the Upper Triassic–Middle Jurassic Shemshak Group (Alborz Range, Northern Iran) based on organic petrography, geochemistry and basin modelling: implications for source rock evaluation and petroleum exploration", Geological Magazine, 149 (01), 19-38.
- 33- Claypool, K. T., Jin, J., & Rundensteiner, E. A., (1998, N), "SERF: schema evolution through an extensible, re-usable and flexible framework", In Proceedings of the seventh international conference on Information and knowledge management, ACM, 314-321.

- 34- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., & Pollastro, R. M., (2001), "Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett shale of north-central Texas as a model for thermogenic shale-gas assessment", *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull*, 91, 475-499.
- 35- Brown, S. A., Boserio, I. M., Jackson, K. S., & Spence, K. W., (1984), "The geological evolution of the Canning Basin - implications for petroleum exploration. In *The Canning Basin, WA: Proceedings of the Geological Society of Australia and the Petroleum Exploration Society of Australia, Canning Basin Symposium, Perth Western Australia*, 85-96.
- 36- Burks, D. D., Markey, B. J., Burkhard, T. K., Balsara, Z. N., Haluszka, M. M., & Canning, D. A., (1990), "Suspected testicular torsion and ischemia: evaluation with color Doppler sonography", *Radiology*, 175 (3), 815-821.
- 37- Warris, B. J., (1993), "The hydrocarbon potential of the Palaeozoic basins of Western Australia", *Journal*, 33, 123-123.
- 38- Peters, K. E., & Cassa, M. R., (1994), "Applied Source Rock Geochemistry: Chapter 5: Part II", *Essential Elements*.
- 39- Jones, E. P., (2001), "Circulation in the arctic ocean", *Polar Research*, 20(2), 139-146.
- 40- Tissot, B. P., Welte. DH., (1984), " *Petroleum Formation and Occurrence*," Springer, 128-152.

## **Abstract**

This study was carried out aims to explore unconventional hydrocarbon resources by methods of organic geochemistry. Shales Gas due to high organic matter if the maturity of organic matter into gas window and dry gas production and gas formation takes place in their, as shale gas (unconventional reservoirs) is considered that today in developed countries have reached the stage of production.

The exact amount of gas shales reserve in the world is unknown, but estimates show that western australia has huge reserves of gas continues. According to the Energy Information Administration of America in 2011, Australia is the sixth largest country in terms of reserves of gas shales. Therefore, evaluating the production potential in unconventional reservoirs including research interest in the oil industry.

In this study, was discussed organic geochemical properties in Canning Basin formations of Western Australia. For this purpose, the characteristics of Barnett shale (as a shale producer and importance in the United States) a set of geochemical parameters formations of interest were determined in the Canning basin of Western Australia and their values were compared with the values of the minimum threshold in the Shale Barnett. Evaluation reflection coefficient Vitrinite, the maturity of the samples and to examine the possibility of shale gas potential. Results of the TR-Ro charts, based on the maximum and minimum Ro, is evaluated gas productions from kerogen of source rock and petroleum cracking.

According to studies conducted by analysis of rock Eval and geochemical logs, three formations consist of Goldwyer, Noonkanbah and Poole are production potential of hydrocarbons. According to the calculations, total hydrocarbons that constructive in Goldwyer, Noonkanbah and Poole formations equal to 877/34, 315/94, 183/34 (bcf / section) (amount of produced oil and gas for Goldwyer 702, 175/34, Noonkanbah 224/32, 91/62 and Poole 132, 51/34 bcf / section), and the total gas formations preserved in Goldwyer, Noonkanbah and Poole formations, respectively 202, 78/80 and 45/34 (bcf / section) is according to the thickness of this formations amount of gas maintained can be compared Barnett shale impressive.

At the end of a series of additional analyzes, were used including gas chromatography

(GC) and star diagrams (techniques for the characterization of oils in organic geochemistry).

**Keywords:** Shale Gas, Geochemical Assessment, Rock Eval Parameters, Vitrinite Reflectance, Retained Gas, Canning Basin





**Shahrood University of Technology**  
**Faculty of Mining, Petroleum and Geophysics Engineering**  
**M.Sc. Thesis in Petroleum Engineering - Exploration**

**Geochemical Estimation for shale Gas Evaluation \_ Case Study: the  
canning Basin, Western Australia**

**By: Samad Daneshamouz**

**Supervisores:**  
**Dr. Seyed Reza Ghavami Riabi**  
**Dr. Behzad Tokhmechi**

**May 2017**



