

ارزیابی ژئوشیمی آلی توالی کرتاسه بالایی - پالئوژن (سازند گورپی) در برش پشته از ساختمان کبیرکوه

علی مبشری^۱، محبوبه حسینی‌برزی^{۲*}، عباس صادقی^۳ و محمدعلی کاوسی^۴

۱- دانشجوی دکترا، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران

۲- دانشیار گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران

۳- استاد گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران

۴- مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، تهران

نویسنده مسئول: m_hosseini@sbu.ac.ir

دریافت: ۹۹/۷/۲۸ پذیرش: ۹۹/۱۰/۱۰

نوع مقاله: پژوهشی

چکیده

قرارگیری سازند گورپی به سن کرتاسه‌پسین - پالئوژن در بین دو مخزن مهم بنگستان و آسماری نه تنها آن را به عنوان پوش‌سنگ بلکه به عنوان سنگ‌منشا نیز مطرح کرده است. هدف از انجام این مطالعه ارزیابی ژئوشیمی آلی سازند گورپی به عنوان سنگ‌منشا احتمالی، شامل ارزیابی توان هیدروکربنی (کمیت)، نوع کروژن (کیفیت) و بلوغ حرارتی مواد آلی، در برش پشته از ساختمان کبیرکوه است. مقدار کل کربن آلی (TOC) در ۳۱ نمونه مطالعه شده از رسوبات کرتاسه بالایی سازند گورپی ۰/۰۴ تا ۱/۶۷ (میانگین ۰/۳۲) و در ۱۳ نمونه مطالعه شده بخش پالئوژن سازند گورپی ۰/۱۳ تا ۰/۳۳ (میانگین ۰/۲۲) درصد وزنی می‌باشد. هم‌چنین مقدار پارامتر S₂ در بخش کرتاسه بالایی ۰/۰۲ تا ۶/۶۶ (میانگین ۰/۸۷) و در بخش پالئوژن ۰/۰۳ تا ۰/۲۶ (میانگین ۰/۰۷) میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ می‌باشد. این مقادیر بیانگر توان ضعیف تا مناسب برای سازند گورپی در بخش کرتاسه بالایی خود و توان ضعیف برای بخش پالئوژن در برش مورد مطالعه است. نمودار اندیس هیدروژن (HI) در برابر اندیس اکسیژن (OI) و نمودار S₂ در برابر TOC نشان‌دهنده آن است که توالی رسوبی کرتاسه بالایی به طور عمده دارای کروژن نوع II تا کروژن II/III بوده و توانایی زایش نفت/گاز را دارد. حال آنکه توالی رسوبی دانین عمدتاً نبود توانایی تولید هیدروکربن است. هم‌چنین رخساره‌های آلی تعیین شده برای توالی کرتاسه‌بالایی محدوده C تا D و برای توالی رسوبی دانین در محدوده BC و C را نشان می‌دهد. نهایتاً پارامترهای T_{max} و PI بیانگر بلوغ نسبتاً بالای سازندگورپی بوده و نشان‌دهنده ورود آن به پنجره نفتی است.

واژگان کلیدی: کبیرکوه، سازند گورپی، کرتاسه‌پسین - پالئوژن، توان هیدروکربن‌زایی، کروژن

۱- پیشگفتار

محیط تشکیل و میزان بلوغ سازندهای منشا در یک حوضه رسوبی می‌پردازد. در این راستا هر چقدر از سنگ-منشا احتمالی، یک حوضه رسوبی اطلاعات بیش‌تر و کامل‌تری در دسترس باشد ارزیابی ژئوشیمیایی آن سازند و مدل‌سازی سامانه نفتی حوضه با دقت بالاتر و میزان عدم قطعیت کمتری همراه خواهد بود (ماگون، ۱۹۸۸). حوضه زاگرس که حاصل بازشدگی دریایی نئوتتیس بین صفحه ایران و صفحه عربی است؛ یکی از شناخته‌ترین حوضه‌های نفتی جهان را تشکیل می‌دهد (سپهر و کاسگرو، ۲۰۰۴). سازند گورپی (کرتاسه پسین-پالئوژن) نیز هرچند به عنوان پوش‌سنگ مخازن نفتی بنگستان از

یکی از ارکان اصلی هر سامانه (سیستم) نفتی، سنگ منشا است. شناسایی سنگ‌منشا و بررسی وضعیت آن در هر سامانه نفتی ضروری است (یانگ و همکاران، ۲۰۲۰). در کمک به عدم حفاری‌های بی‌نتیجه در نواحی فاقد توان هیدروکربنی می‌شود و از اتلاف سرمایه جلوگیری می‌کند (هانت، ۱۹۹۶). شناسایی سنگ‌منشا در یک حوضه رسوبی و ارزیابی ویژگی و جایگاه آن در سامانه نفتی حوضه، با تکیه بر علم ژئوشیمی آلی انجام می‌گیرد (کبرایی و همکاران، ۲۰۱۹). ژئوشیمی آلی به تعبیر و تفسیر توان هیدروکربنی، ارزیابی نوع کروژن، شرایط

۲- زمین‌شناسی برش مورد مطالعه

کمر بند چین‌خورده- رانده زاگرس از جنوب‌خاوری ترکیه به شمال سوریه و عراق تا باختر و جنوب ایران گسترش دارد، که نتیجه تغییر شکل ساختاری سامانه حاشیه‌ای (پروفورلندی) زاگرس بوده و در اثر برخورد ورقه قاره‌ای آفریقایی- عربی به ورقه ایران شکل گرفته است (تکین، ۱۹۷۲؛ بربریان و کینگ، ۱۹۸۱). برش نمونه سازند گورپی در رخنمون تنگ پایده، شمال میدان نفتی لالی، در بردارنده‌ی ۳۲۰ متر مارن و شیل‌های خاکستری است (جیمز و وایند، ۱۹۶۵). این سازند به طور پیوسته و تدریجی سازند ایلام را می‌پوشاند و به طور ناپیوسته در زیر سازند پایده قرار دارد. سازند گورپی در اغلب مناطق فروافتادگی دزفول توان هیدروکربورزایی ضعیفی را نشان داده است (اوپرا و همکاران، ۲۰۱۳). برش مورد مطالعه در شمال باختر شهر آبدانان و یال جنوبی ساختمان کبیرکوه در محلی به نام پشته برداشت شده است (شکل ۱). در ساختمان کبیرکوه مرز زیرین سازند گورپی با رخساره پلاژیک سازند ایلام هم‌شیب است. این سازند با شیل‌های خاکستری تیره حاوی فسیل شروع می‌شود (شکل ۲). ضخامت این سازند ۳۰۶/۵ متر می‌باشد و در برگیرنده بخش‌های آهکی زیرین، شیل پایینی، پاره سازند لופا، شیل میانی، پاره سازند آهکی امام‌حسن و شیل بالایی است، روی این سازند شیل‌های پایده تشکیل شده که واحد چینه‌ای شیل‌های ارغوانی این دو سازند را به طور هم‌شیب از هم جدا می‌سازد (شکل ۲). سن این نهشته‌ها از کامپانین تا دانین است (جیمز و وایند، ۱۹۶۵ و حسین‌زاده، ۲۰۱۳).

۳- روش مطالعه

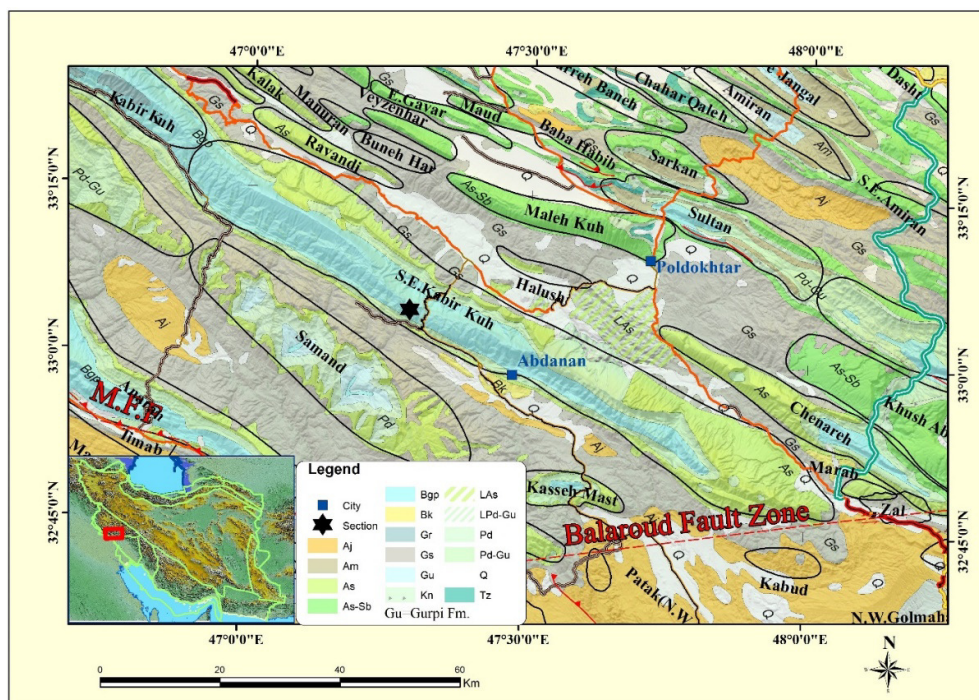
هدف از این مطالعه ارزیابی ژئوشیمیایی سازند گورپی با استفاده از آنالیز راکااول، داده‌های گامای سطحی و کلسیمتری است. در این مطالعه میزان پرتو گامای سطحی توسط دستگاه NaI scintillometer (SPP2-NF) (Saphymo -Stel) برداشت گردیده است. مراحل برداشت برای داده‌های پرتو گاما از روش اجمالی طرح‌ریزی شده توسط مایرز و ویگنال (۱۹۷۸) استفاده شده است. در این روش، آشکارساز در تماس مستقیم با سطح صاف سنگ قرار گرفته و در زمان اندازه‌گیری میزان پرتو گاما، دستگاه بدون حرکت روی نمونه قرار داده شد. نمونه‌های

دیر باز مورد توجه زمین‌شناسان نفتی قرار داشته است، می‌تواند در بخش‌هایی از حوضه زاگرس، سنگ‌منشا احتمالی به حساب بیاید. مطالعات قاضوی و همکاران (۱۳۹۰) که به ارزیابی توان سنگ‌منشا هیدروکربنی احتمالی سازندهای پایده و گورپی در منطقه ازگله با استفاده از نتایج راکااول پرداخته‌اند، نشان داد که سازند گورپی سنگ‌منشا با توان مناسب بوده و دارای کروژن نوع II و کمتر III بوده و در محیط احیایی دریایی رسوب‌گذاری شده است. به نظر آن‌ها سازند گورپی در منطقه مطالعه شده در اواسط یا پایان مرحله کاتاژنز قرار دارد. موسوی و همکاران (۱۳۹۱) که به ارزیابی ژئوشیمی آلی سازندهای گورپی و پایده در میدان نفتی پرسپاه واقع در شمال باختری ایذه پرداخته‌اند، هر دو سازند را از توان ضعیف تا خوب برای تولید هیدروکربن برخوردار می‌دانند و هم‌چنین نوع کروژن در هر دو سازند در این منطقه مخلوطی از نوع II/III و نهشته شده در محیط حدواسط دریایی با توانایی زایش نفت/گاز می‌دانند. صادقی و همکاران (۱۳۹۳) طی بررسی ژئوشیمیایی مواد آلی در سازندهای پایده و گورپی در میدان نصرت در خلیج فارس برای سازند پایده کروژن، نوع II و توان هیدروکربن‌زایی مناسبی تشخیص دادند. حال آنکه به نظر آن‌ها سازند گورپی از توان ضعیفی برخوردار می‌باشد. مطالعات صفائی فاروجی و همکاران (۱۳۹۸) بر روی این دو سازند در میدان نفتی گچساران نشان داد که هر دو این سازندها از نظر پتانسیل تولید هیدروکربن، در محدوده ضعیف تا مناسب قرار داشته و سازند پایده از وضعیت بهتری نسبت به گورپی برخوردار است. هم‌چنین کروژن این سازندها شامل نوع II، III و مخلوطی از II/III می‌باشد که سازند پایده نسبت به گورپی نفت‌زاتر بوده است.

بر این اساس مطالعه کنونی به ارزیابی ژئوشیمی آلی سازند گورپی در شمال‌باختر شهر آبدانان و یال جنوبی ساختمان کبیرکوه (برش پشته) پرداخته است. هدف از این مطالعه ارزیابی ژئوشیمیایی این سازند شامل بررسی کمیت (مقدار کربن آلی)، کیفیت (تشخیص نوع کروژن)، میزان بلوغ، توان تولید و توان هیدروکربن‌زایی توالی کرتاسه بالایی- پالئوژن سازند گورپی در منطقه ذکر شده بر اساس نتایج آنالیز راکااول، انعکاس ویتربینایت و اسپکتوفتومتری لاگ گاما می‌باشد.

(ضخامت واقعی) در نظر گرفته شد. این روش برداشت، امکان اندازه‌گیری قابل اعتماد و کاربردی را فراهم می‌کند. برای برداشت از لایه‌های شیلی، پس از کنار زدن رسوبات هوازده، پرتو گامای این رسوبات اندازه‌گیری شده است. نمونه‌های سنگی برداشت شده در دو مرحله با علامت‌های اختصاری AMR (هر یک و نیم‌متر) و ARMO (هر ده تا سی سانتی‌متر در محدوده مرز کرتاسه- پالئوژن) برداشت شده است (شکل ۳).

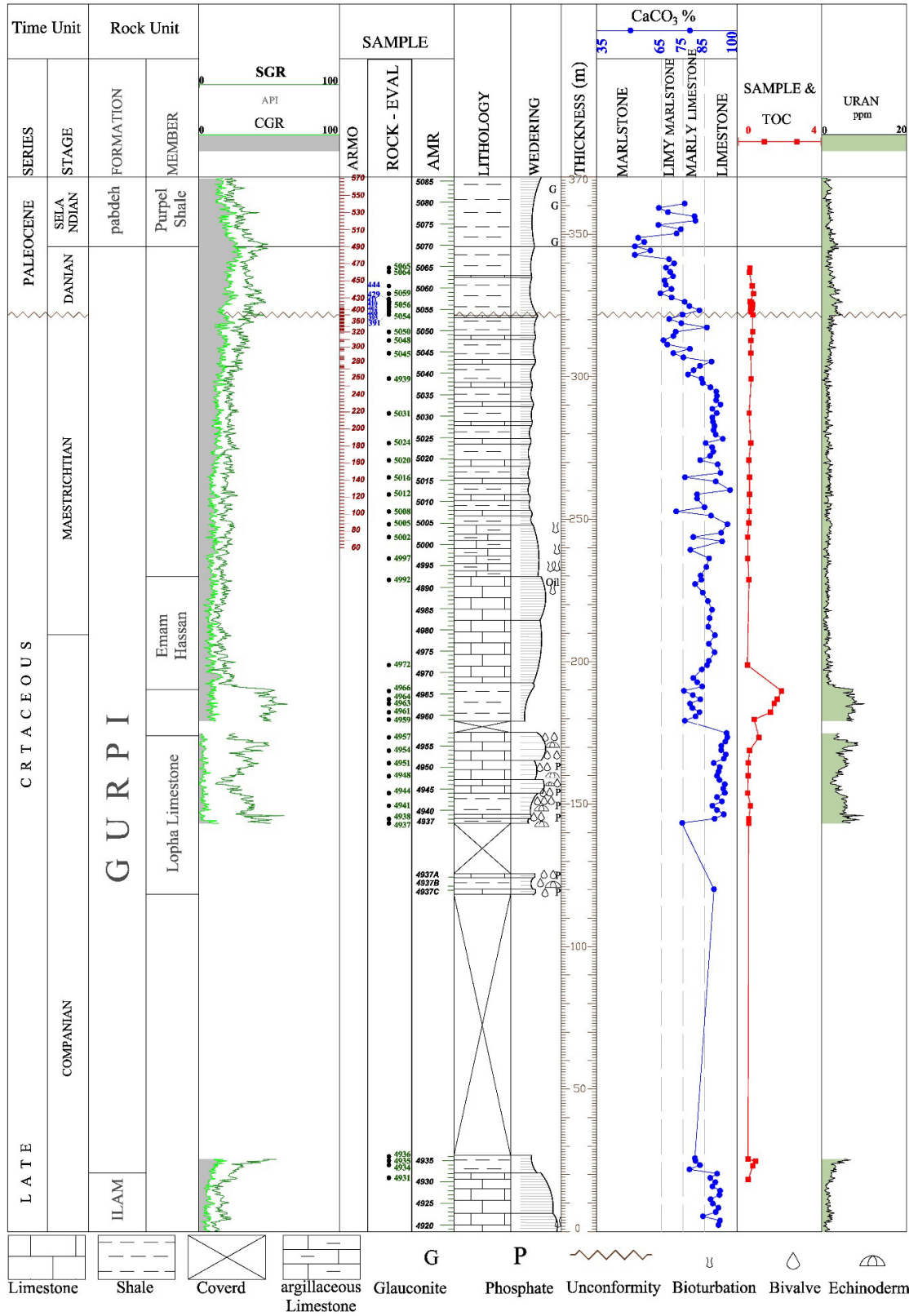
سنگی از همان نقطه‌ای که آشکارساز قرار گرفته بود برداشت گردید. دستگاه پرتونگار میزان K، U و Th را در یک بازه زمانی برابر نشان می‌دهد و این نتایج را برای پتاسیم (K) به درصد (%) و اورانیوم و تورنیوم (U و Th) به پی‌پی‌ام (ppm) اندازه می‌گیرد. در این مطالعه برداشت گامای سطحی به روش پروفایل بوده و پس از تست متعدد زمان و تفاوت بسیار اندک نتایج، برداشت گاما برای هر نقطه یک دقیقه در نظر گرفته شده است. شایان ذکر است که فاصله برداشت هر نقطه گاما ۳۰ سانتی‌متر



شکل ۱. موقعیت ساختاری ساختمان کبیرکوه و برش مورد مطالعه (برگرفته از نقشه زمین‌شناسی زاگرس، مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰۰ تهیه شده در مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت، ۲۰۱۳). محل برش با ستاره سیاه رنگ مشخص شده است.



شکل ۲. رخنمون سازندهای گورپی و پابده در برش مورد مطالعه، نگاه به سمت جنوب‌باختر



شکل ۳. ستون لیتولوژی سازند گورپی و هم‌چنین نگارهای گاما، اورانیوم و کلسیمتری در برش مورد مطالعه و موقعیت نمونه‌ها بر اساس لیتولوژی و نگاره‌ها

داده‌ها همراه با نتایج آنالیز راکا اول و نگارهای اندازه‌گیری شده گاما و توریم، پتاسیم و اورانیم برای ارزیابی ژئوشیمیایی سازند گورپی در برش مورد مطالعه مورد استفاده قرار گرفت. ۱۴۲ نمونه برداشت شده از سازند گورپی در برش پشته کبیرکوه از دید میزان محتوای کربنات کلسیم (CaCO_3 بر حسب درصد) آزمایش شدند. در آنالیز کلسیمتری با استفاده از کلسیمتری برنارد، میزان دی‌اکسیدکربن حاصله از نیم گرم نمونه که با ۵ سی‌سی اسیدکلریدریک ۲ (HCl) نرمال واکنش می‌دهد، نتایج این آزمایش در شکل ۳ ستون CaCO_3 نشان داده شده است. با توجه به اینکه نمونه‌های برداشت شده از برش رخنمون یافته می‌باشد و احتمال هوازده بودن آن‌ها، نمونه‌های با TOC کمتر از ۰/۱ در رسم هیچکدام از نمودارها بکار گرفته نشده است.

۴- بحث

آگاهی از برجا بودن هیدروکربن و بررسی احتمال آلودگی نمونه‌ها و حضور هیدروکربن مهاجرت کرده امری ضروری و مهم می‌باشد. بودن هیدروکربن‌های مهاجرت کرده و وجود آلودگی در نمونه‌ها باعث بالا بردن هیدروکربن‌های آزاد (S_1) در سنگ شده و سبب افزایش عدم قطعیت و غیر قابل اعتماد بودن نتایج می‌گردد. طبق تعریف، مقدار S_1/TOC برای نمونه‌ها باید کمتر از ۱/۵ باشد (هانت، ۱۹۹۶). رسم نمودار S_1 در مقابل TOC عدم آلودگی نفتی تمامی نمونه‌های مورد مطالعه یا به عبارت دیگر برجا بودن هیدروکربن از سازند گورپی را نشان می‌دهد (شکل ۴).

۴-۱- بررسی کمیت و غنای ماده آلی

اولین پارامتر در ارزیابی سنگ‌منشا احتمالی، بررسی کمیت و غنای مواد آلی موجود در آن است. از مقدار کل کربن آلی (TOC) به عنوان توان تولید هیدروکربن و شاخص غنای ماده آلی در رسوبات استفاده می‌گردد (پیتر و کاسا، ۱۹۹۴). بر اساس تقسیم‌بندی هانت (۱۹۹۶) نمونه‌های با مقدار کل ماده آلی کمتر از ۰/۵، ۰/۵ تا ۱، ۱ تا ۲ و بیش‌تر از ۲ درصد وزنی از لحاظ غنای ماده آلی به ترتیب در محدوده ضعیف (Poor)، مناسب (Fair)، خوب (Good) و خیلی خوب (Very good) قرار می‌گیرند. دامنه مقدار کل کربن آلی، در نمونه‌های

برای ارزیابی ژئوشیمیایی توالی مورد مطالعه، ۳۲ نمونه از توالی کرتاسه بالایی و ۱۴ نمونه از توالی رسوبات دانین با استفاده از روش پیرولیز راکا اول برای دستیابی به پارامترهایی از قبیل کمیت، کیفیت و بلوغ حرارتی مورد آنالیز قرار گرفت. نمونه‌ها برای انجام آنالیزهای پیرولیز راکا اول و کلسیمتری به آزمایشگاه پژوهشگاه صنعت نفت فرستاده شدند. در این رابطه ابتدا نمونه‌ها پودر و آماده‌سازی شد و جهت آنالیز راکا اول مقدار ۸۰ تا ۱۰۰ میلی‌گرم مورد آزمایش قرار گرفت. نتایج حاصل از آنالیز راکا اول در جدول ۱ منعکس شده است و مهم‌ترین پارامترهای حاصل از این ارزیابی شامل S_1 ، S_2 ، S_3 ، TOC ، T_{max} ، HI ، OI و PI می‌باشند. پارامتر S_1 نشان دهنده هیدروکربن‌های تولیدی یا آزاد موجود در سنگ است که تا دمای ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد آزاد می‌گردد و بصورت میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ (mg HC/g rock) بیان می‌شود. پیک S_2 نشان‌دهنده هیدروکربن‌های تولیدی از شکست حرارتی کروژن است که در درجه حرارت ۳۰۰ تا ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد به صورت میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ آزاد می‌گردد. این پارامتر به‌عنوان شاخص مقدار هیدروژن همراه با کروژن موجود در رسوب استفاده می‌شود. در طول حرارت دادن نمونه از دمای ۳۰۰ تا ۳۹۰ درجه سانتی‌گراد، دی‌اکسیدکربن حاصله از شکستن گروه‌های کربوکسیل کروژن موجود در نمونه اندازه‌گیری می‌شود و به عنوان پیک S_3 ثبت می‌گردد. این پارامتر که با واحد میلی‌گرم دی‌اکسیدکربن در هر گرم سنگ (mg $\text{CO}_2/\text{g rock}$) تعیین می‌شود، به عنوان شاخص مقدار اکسیژن همراه با کروژن استفاده می‌گردد. همچنین، شاخص هیدروژن (HI) با فرمول $100 * (S_2/\text{TOC})$ و شاخص اکسیژن (OI)، با فرمول $100 * (S_3/\text{TOC})$ بیان می‌گردد. مقدار کربن آلی برابر کربن پیرولیز شده و کربن باقی مانده بوده و پارامتر T_{max} به عنوان حداکثر درجه حرارتی که پیک S_2 در آن بیشینه است ثبت می‌گردد. همچنین به منظور ارزیابی میزان بلوغ نمونه‌ها مقادیر میزان انعکاس ویتربینایت (R_o) چهار نمونه از توالی پالئوژن و ۶ نمونه از توالی کرتاسه بالایی این سازند اندازه‌گیری شد. برای این منظور از ۱۰ نمونه ذکر شده قرص و اسلاید تهیه گردید. جدول ۲ نتایج اندازه‌گیری انعکاس ویتربینایت نمونه‌های ذکر شده را نشان می‌دهد. این

به سن پالئوژن، توان هیدروکربورزایی ضعیفی دارد. بجز مقادیر TOC از پارامترهای دیگری از قبیل، مقادیر S₂ در کنار مقادیر TOC به عنوان شاخصی برای ارزیابی توان تولید هیدروکربن استفاده می‌شود (شکل ۵).

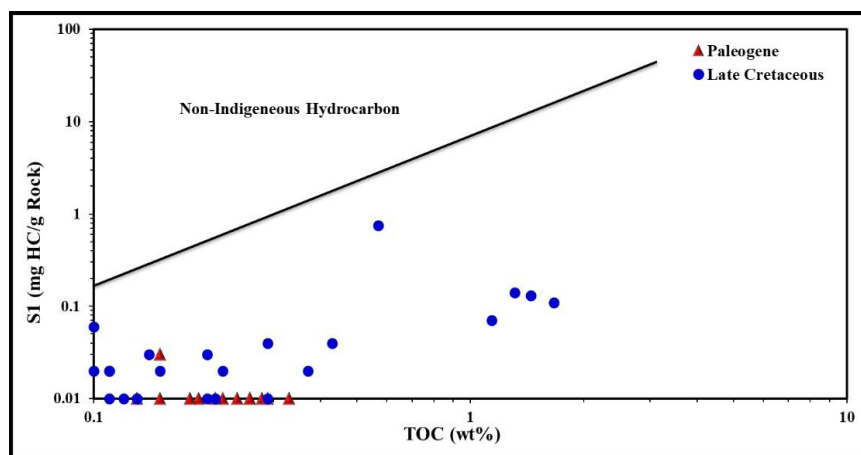
رسوبی کرتاسه بالایی ۰/۰۴ تا ۱/۶۷ (میانگین ۰/۳۲) و در نهشته‌های پالئوژن ۰/۱۳ تا ۰/۳۳ (میانگین ۰/۲۲) درصد وزنی در تغییر می‌باشد. این پارامتر نشان می‌دهد که توالی سازند گورپی به سن کرتاسه‌پسین دارای توان هیدروکربورزایی ضعیف تا خوب بوده و آن بخش از سازند

جدول ۱. پارامترهای حاصل از آنالیز راک اول کرتاسه‌بالایی و پالئوژن سازند گورپی در برش مورد مطالعه

Paleogene												
NO.	Thickness m	U ppm	K %	Th ppm	S1 mg HC/g Rock	S2 mg HC/g Rock	S3 mg HC/g Rock	Tmax °C	TOC wt%	HI mg HC/g TOC	OI mg CO2/g TOC	CGR API
1	338.50	1.86	1.04	3.74	0.03	0.04	0.26	428	0.15	27	173	22.93
2	335.50	2.61	0.88	2.81	0.01	0.06	0.31	440	0.13	46	238	18.52
3	332.20	3.69	0.98	3.30	0.01	0.09	0.47	439	0.26	35	181	21.05
4	329.50	4.19	0.89	2.07	0.01	0.26	0.42	437	0.33	79	127	16.80
5	326.80	3.83	0.77	2.75	0.01	0.04	0.29	436	0.15	27	193	16.93
6	326.50	3.85	0.66	3.14	0.01	0.06	0.40	436	0.22	27	181	16.46
7	325.70	3.57	0.79	2.64	0.01	0.10	0.47	437	0.28	36	168	16.92
8	325.50	3.60	1.07	3.44	0.01	0.07	0.42	438	0.26	27	162	22.57
9	325	3.75	0.98	1.73	0.01	0.05	0.39	436	0.19	26	205	17.13
10	324.80	3.89	0.75	2.48	0.01	0.06	0.37	438	0.26	23	142	15.99
11	324.60	3.82	0.80	2.09	0.01	0.06	0.39	435	0.24	25	162	15.67
12	323.50	3.65	0.81	3.10	0.01	0.03	0.40	443	0.18	17	222	18.32
13	323.40	3.78	0.52	2.22	0.01	0.07	0.41	436	0.21	33	193	12.34
14	322	4.96	0.89	2.51	0.01	0.04	0.63	439	0.29	14	219	17.90
Min		1.86	0.52	1.73	0.01	0.03	0.26	428	0.13	41	127	12.34
Max		4.96	1.07	3.74	0.03	0.26	0.63	443	0.33	79	238	22.93
Average		3.65	0.85	2.72	0.01	0.07	0.40	437.00	0.23	31.57	183.42	17.82
Late-Cretaceous												
1	315.50	2.77	0.92	1.68	0.01	0.13	0.64	440	0.29	45	221	16.22
2	313	2.85	0.94	3.04	0.01	0.05	0.37	436	0.21	24	176	19.88
3	308	2.26	1	1.84	0.01	0.05	0.35	438	0.2	25	175	17.67
4	299.50	1.69	0.69	2.75	0.02	0.11	0.42	427	0.22	50	191	15.88
5	287	1.49	0.62	2.63	0.01	0.04	0.43	441	0.12	33	358	14.67
6	276.50	1.82	0.58	1.29	0.03	0.14	0.40	438	0.20	70	200	10.80
7	271	1.73	0.65	1.87	0.01	0.02	0.34	420	0.11	18	309	13.16
8	265	2.57	0.23	1.3	0.01	0.07	0.32	440	0.13	54	246	6.25
9	259	2.38	0.25	1.81	0.02	0.08	0.26	439	0.15	53	173	7.78
10	253	1.61	0.50	1.88	0.01	0.03	0.30	427	0.13	23	231	11.23
11	248.50	2.35	0.49	1.94	0.06	0.11	0.36	445	0.10	110	360	11.25
12	244	1.85	0.45	1.36	0.01	0.03	0.32	482	0.05	57	642	9.28
13	236.50	1.80	0.37	0.61	0.04	0.06	0.34	479	0.04	152	886	6.36
14	229	1.65	0.62	0.75	0.02	0.05	0.31	443	0.11	45	282	9.98
15	199	2.66	0.27	0.42	0.01	0.03	0.30	436	0.04	90	780	4.58
16	190	7.32	0.57	0.70	0.11	6.30	1.26	434	1.67	377	75	9.20
17	187	7.64	0.37	1.79	0.13	6.66	0.90	432	1.45	459	62	9.30
18	185.50	10.12	0.32	0.49	0.14	4.34	1.16	437	1.31	331	89	5.41
19	182.50	7.85	0.26	1.65	0.07	4	0.79	435	1.14	351	69	7.52
20	179.50	7.22	0.46	1.83	0.02	0.67	0.69	439	0.37	181	186	10.58
21	173.50	3.47	0.03	0.48	0.75	2.54	1.87	306	0.57	446	328	1.59
22	168.50	7.34	0	1.56	0.03	0.19	0.35	435	0.14	136	250	3.89
23	164.50	6.43	0.26	1.01	0.02	0.14	0.30	434	0.09	149	327	5.92
24	159.50	4	0.10	0.69	0.02	0.12	0.29	440	0.08	157	381	3.03
25	153.50	4	0	0.97	0.01	0.06	0.17	439	0.06	98	290	2.42
26	149.50	6.08	0.29	0.54	0.03	0.20	0.37	437	0.18	111	206	5.14
27	145	7.53	0.09	0.55	0.04	0.07	0.51	448	0.09	71	552	2.55
28	143.50	6.48	0.65	2.26	0.02	0.13	0.53	436	0.10	130	530	14.14
29	26.50	7.37	0.44	2.92	0.02	0.08	0.61	441	0.07	103	817	13.04
30	25	3.72	0.51	2.49	0.04	0.69	0.48	440	0.43	160	112	12.88
31	23.50	3.30	0.51	1.59	0.04	0.70	0.53	440	0.29	241	183	10.64
32	19	2.71	0.36	2.81	0.02	0.14	0.50	441	0.11	127	455	11.72
Min		1.49	0	0.42	0.01	0.02	0.17	306	0.04	18	62	1.59
Max		10.12	1	3.04	0.75	6.66	1.87	482	1.67	459	886	19.88
Average		4.19	0.43	1.55	0.06	0.88	0.52	435	0.32	139.9	306.45	9.50

جدول ۲. مقادیر انعکاس ویتربینایت اندازه‌گیری شده برای کرتاسه بالایی و پالئوژن سازند گورپی در برش مورد مطالعه

Vitrinite Reflection of Paleogene				
Number	Thickness m	Ro %		
		Min.	Max.	Ave.
5	326.80	0.54	0.66	0.60
8	325.50	0.57	0.67	0.62
10	324.80	0.61	0.70	0.65
14	322	0.66	0.73	0.70
Vitrinite Reflection of Late-Cretaceous				
Number	Thickness m	Ro %		
		Min.	Max.	Ave.
10	248.50	0.65	0.72	0.69
15	190	0.68	0.75	0.72
19	179.50	0.71	0.79	0.75
21	168.50	0.73	0.82	0.77
23	159.50	0.72	0.85	0.80
30	23.50	0.81	0.90	0.85



شکل ۴. منحنی تغییرات S1 در برابر TOC (هانت، ۱۹۹۶). نمونه‌های مورد مطالعه کرتاسه بالایی و پالئوژن سازند گورپی در برش مورد مطالعه

نوع هیدروکربن تولیدی مورد استفاده قرار گرفت (شکل ۵-d). بر اساس این نمودار، نمونه‌های کرتاسه بالایی از توان ضعیف تا خوب برخوردار بوده و توالی پالئوژن در محدوده ضعیف قرار دارد.

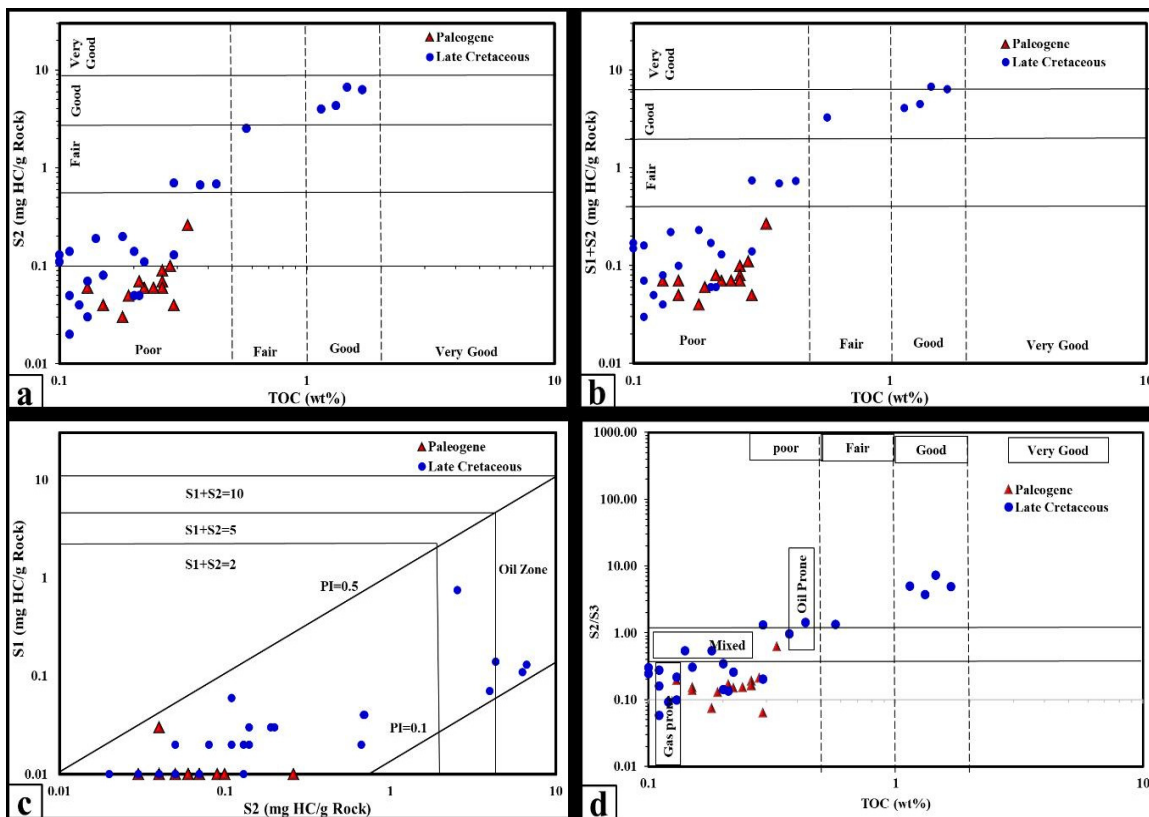
۴-۲- نوع کروژن و کیفیت ماده آلی

مهم‌ترین فاکتور مهار کننده‌ی زایش نفت و گاز، مقدار هیدروژن مواد آلی می‌باشد (هانت، ۱۹۹۶). مقدار هیدروژن در ساختار شیمیایی کروژن‌های مختلف متفاوت است و این مقدار از کروژن نوع IV به سمت کروژن نوع I افزایش می‌یابد (پیتر و مولدوان، ۲۰۰۵). به عبارت دیگر نوع کروژن نوع هیدروکربن تولیدی را کنترل می‌کند. در مطالعات، از پارامتر اندیس هیدروژن در برابر اندیس اکسیژن به جای نسبت اتمی هیدروژن به کربن و نسبت اتمی اکسیژن به کربن برای پلات نمودار ون

از دیدگاه هیدروکربوزایی، بر اساس نمودار TOC که در مقابل S₂ رسم شده (شکل ۵-a)، نهشته‌های کرتاسه بالایی در محدوده ضعیف تا خوب و توالی پالئوژن در محدوده ضعیف قرار دارد. هم‌چنین از نمودار مقدار کل ماده آلی در مقابل توان ژنتیکی (PP=S₁+S₂) (شکل ۵-b) به منظور بررسی توان هیدروکربن‌زایی توالی مورد بررسی استفاده شد. بر این اساس، نمونه‌های کرتاسه بالایی نسبت به پالئوژن توان هیدروکربن‌زایی بیشتری دارند. بر این اساس نمونه‌های کرتاسه بالایی در محدوده ضعیف تا خوب و پالئوژن در محدوده ضعیف از نظر توان هیدروکربن‌زایی قرار دارند. هم‌چنین نمودار S₁ در مقابل S₂ توان هیدروکربن‌زایی باقی‌مانده بیش‌تر را برای کرتاسه بالایی نسبت به پالئوژن که آنهم عمدتاً معطوف به تولید گاز می‌باشد در برش مورد مطالعه نشان می‌دهد (شکل ۵-c). نمودار TOC در برابر S₂/S₃ نیز جهت تشخیص

آنجایی که نمونه‌های توالی پالئوژن حداکثر مقادیر شاخص اکسیژن و گاهی هیدروژن را دارند، احتمالاً تحت تاثیر هوازگی بوده، از طرفی همبری با شیل ارغوانی سرشار از ترکیبات اکسید آهن را هم در نظر گرفت.

کروئل استفاده می‌گردد که اصطلاحاً آن را نمودار ون کروئل اصلاح شده می‌نامند. بر پایه نمودار HI در مقابل OI کروئل مواد آلی در توالی کرتاسه بالایی از نوع II و III است در حالی که کروئل توالی پالئوژن III و IV بوده و فاقد تولید هیدروکربن می‌باشد (شکل ۶-۲)، از



شکل ۵. نمودار TOC در برابر S2، نمودار TOC در برابر S1+S2، نمودار S1 در برابر S2 و نمودار TOC در برابر S2/S3 در برابر TOC جهت ارزیابی توان هیدروکربن‌زایی نمونه‌های کرتاسه بالایی و پالئوژن سازند گورپی در برش مورد مطالعه (نمودارهای پایه اقتباس از هانت، ۱۹۹۶).

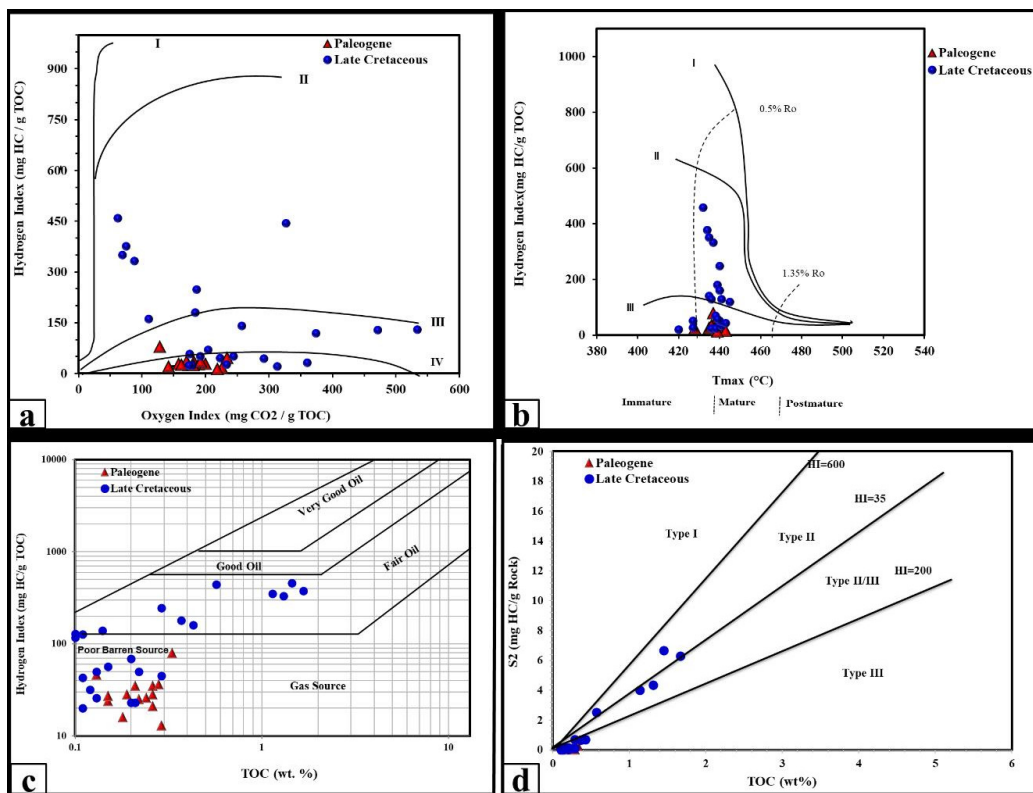
۴-۳- تعیین رخساره آلی

برای تعیین رخساره آلی سازند مورد مطالعه از نمودار جونز استفاده گردید (جونز، ۱۹۸۷). این نمودار که بر پایه تغییرات مقادیر HI در برابر OI است محدوده رخساره‌های آلی موجود در سازند را مشخص می‌کند (شکل ۷-۲). در این نمودار بخش A نشان‌دهنده محیط دریاچه‌ای به شدت احیایی، بخش B محیط دریاچه‌ای یا دریایی نسبتاً احیایی، بخش BC محیط‌های حاوی هم مواد آواری و هم دریایی نیمه‌اکسیدی با نرخ رسوب‌گذاری بالا، بخش C محیط احیایی با نرخ رسوب‌گذاری متوسط، بخش CD محیط عمیق مجاور

از نمودار HI در مقابل Tmax، نمودار TOC در برابر S2 (شکل ۶-۲)، نمودار TOC در برابر S1+S2 (شکل ۶-۳) و نمودار TOC در برابر HI (شکل ۶-۳)، برای تعیین نوع کروئل و به عبارتی نوع هیدروکربن تولیدی از سازندهای مورد مطالعه استفاده شد. بر اساس نمودار TOC در برابر S2 توالی کرتاسه بالایی دارای کروئل نوع II و III و توالی پالئوژن دارای کروئل نوع III و IV می‌باشد (شکل ۶-۳). نمودار TOC در برابر HI (شکل ۶-۳)، نوع هیدروکربن تولیدی از توالی کرتاسه بالایی را نفت و توالی پالئوژن نبود تولید هیدروکربن را نشان می‌دهد. در نتیجه بر اساس این نمودارها کروئل توالی کرتاسه بالایی دارای کروئل نوع II و III و توالی پالئوژن دارای کروئل نوع III و IV می‌باشد.

رسوبی در طی کرتاسه بالایی دارد. همچنین تغییرات رخساره آلی توالی پالئوژن نسبت به توالی کرتاسه بالایی در این ناحیه کمتر بوده و در محدوده محیط قاره‌ای شدیداً اکسیدان (احتمالاً این نمونه‌ها هوازده هستند و باید در نمونه‌برداری دقت بیشتری بکار گرفت.)، تا محیط عمیق مجاور مناطق کوهزایی قرار می‌گیرد. مطالعات پیریایی ۱۳۹۶ و کاوسی و همکاران ۱۳۸۸ نیز بیانگر این شرایط محیطی است.

مناطق کوهزایی و بخش D محیط‌های قاره‌ای به شدت اکسیدان می‌باشند (مخ آپادیا و همکاران، ۱۹۹۶). داده‌های توالی پالئوژن در زون D قرار می‌گیرد حال آنکه داده‌های توالی کرتاسه بالایی در محدوده وسیعی از بخش‌های مختلف شامل BC، C، CD و D پخش شده است (شکل ۷-ا). نتایج حاصل از این نمودار طیف وسیعی از رخساره‌های آلی را برای توالی کرتاسه بالایی نشان می‌دهد که بیانگر شرایط بسیار متغییر محیط



شکل ۶. (a) نمودار OI در برابر HI، (b) نمودار Tmax در برابر HI، (c) نمودار TOC در برابر HI و (d) نمودار TOC در برابر S₂ جهت ارزیابی نوع هیدروکربن تولیدی از نمونه‌های کرتاسه بالایی و پالئوژن سازند گورپی در برش مورد مطالعه (نمودارهای پایه اقتباس از پیترز ۱۹۸۶).

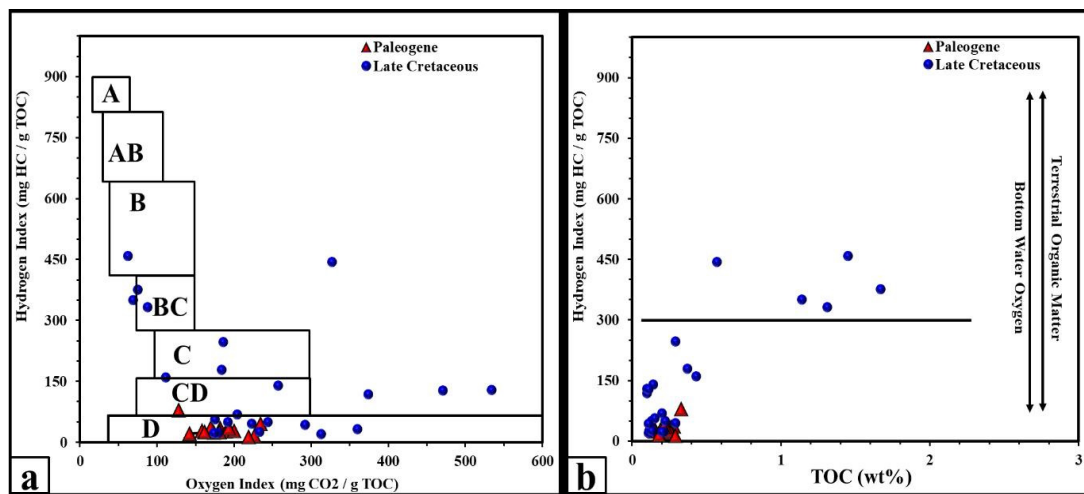
رسوب‌گذاری کرده‌اند. نکته دیگری که در این نمودار دیده می‌شود این است که با پیشروی سطح آب دریا در نمونه‌های توالی کرتاسه‌پسین مقدار TOC افزایش یافته است (پاسلی و همکاران، ۱۹۹۱).

۴-۴- محتوای کربن آلی، اورانیوم و کربنات کلسیم در بررسی ارتباط بین نسبت اورانیوم به کربن آلی با اندازه‌گیری مقدار تغییرات اورانیوم رسوب می‌توان به مقدار ماده آلی آن دست یافت. حسن (۱۹۷۶) معتقد

نمودار مقادیر TOC در برابر HI پیشروی و پسروی آب را در زمان ته‌نشست نمونه‌های مورد مطالعه را نشان می‌دهد (شکل ۷-ب). همانطور که از این نمودار نیز دیده می‌شود نمونه‌های توالی پالئوژن دارای مواد آلی خشکی هستند حال آنکه در نمونه‌های توالی کرتاسه بالایی مقدار مواد آلی خشکی نسبت به توالی پالئوژن کاهش یافته و سهم مواد آلی دریایی در نمونه‌های این توالی افزایش یافته است. همچنین نمونه‌های توالی پالئوژن در شرایط اکسیدان تری نسبت به نمونه‌های توالی کرتاسه بالایی

جذب‌کننده‌های اورانیوم (همانند فسفات، مواد آلی و نوع مواد آلی مقدار یا نرخ رسوب‌گذاری و مدت دوام محیط احيایی) (پاریاب و کمالی، ۱۳۸۵) مهار می‌شود. با توجه به شکل ۳، بین نسبت اورانیوم به TOC تطابق خوبی وجود دارد، به عبارتی گسترش میزان اورانیوم اغلب توسط TOC مهار شده، که با افزایش TOC کل میزان اورانیوم هم بیش‌تر شده است. اما در ارتباط بین میزان TOC و اورانیوم در بخش لופا که رابطه معکوس دارد که می‌توان به گسترش و کنترل اجزای فسفاتی و افزایش کربنات کلسیم نسبت داد. بر اساس شکل ۳ نمودار تغییر میزان کربنات کلسیم از پایین سازند گورپی تا بخش امام حسن روندی عکس روند تغییر مقدار کربن آلی کل را نشان می‌دهد. به این صورت که با افزایش میزان کربن آلی کل، کربنات کلسیم کاهش می‌یابد، از بخش امام حسن تا سازند پابده ارتباط قابل توجهی بین محتوای TOC، کربنات کلسیم وجود ندارد.

است اغلب یون اورانیوم با ترکیبات آلی همراه است. همچنین براساس یافته‌های فیت (۲۰۰۰) لاگ اورانیوم شاخص خوبی برای لایه‌های غنی از مواد آلی است. جولیان (۱۹۹۵) در مطالعه رسوبات لیاس جنوب بریتانیا، حداکثر تمرکز گاما را مرتبط با ترکیب اورانیوم در مواد آلی دانست. در برخی از رسوبات با افزایش مقدار TOC در رسوب، اغلب تمرکز اورانیوم و توریوم افزایش می‌یابد (ویگ و همکاران، ۲۰۱۳). از سوی دیگر، جولانتا و لیدیا (۲۰۱۶)، پرتو اورانیوم ابزاری برای بررسی ارتباط گاما با ماده آلی می‌دانند. با این حال همیشه اورانیوم دارای رابطه سراسری با درصد وزنی ماده آلی ندارد بعنوان مثال در بیتومن‌های پزیدونین حوضه چیفر لهستان، لونینگ و کولونیک (۲۰۰۳) مقدار بالای کربنات را به عنوان یکی از اصلی‌ترین عوامل مزاحم در ارتباط U / TOC معرفی کرده‌اند. ارتباط بین عیار کربن آلی و اورانیوم توسط عامل‌های گوناگون مانند توانایی و تمرکز



شکل ۷. (a) نمودار مقدار کل کربن آلی در مقابل اندیس هیدروژن جهت تشخیص شرایط محیط رسوبی (اقتباس از پاسلی و همکاران، ۱۹۹۱). (b) نمودار جونز برای تعیین رخساره‌های آلی، A: محیط دریاچه‌ای به شدت احيایی، B: محیط دریاچه‌ای یا دریایی نسبتاً احيایی، BC: محیط‌های حاوی هم مواد آواری و هم دریایی نیمه اکسیدی با نرخ رسوب‌گذاری بالا، C: محیط احيایی با نرخ رسوب‌گذاری متوسط، CD: محیط عمیق مجاور مناطق کوهزایی و D: محیط‌های قاره‌ای به‌شدت اکسیدان. و نمودار مقدار TOC در برابر HI جهت تعیین عمق رسوب‌گذاری و پیشروی و پسروی‌های دریایی (جونز، ۱۹۸۷).

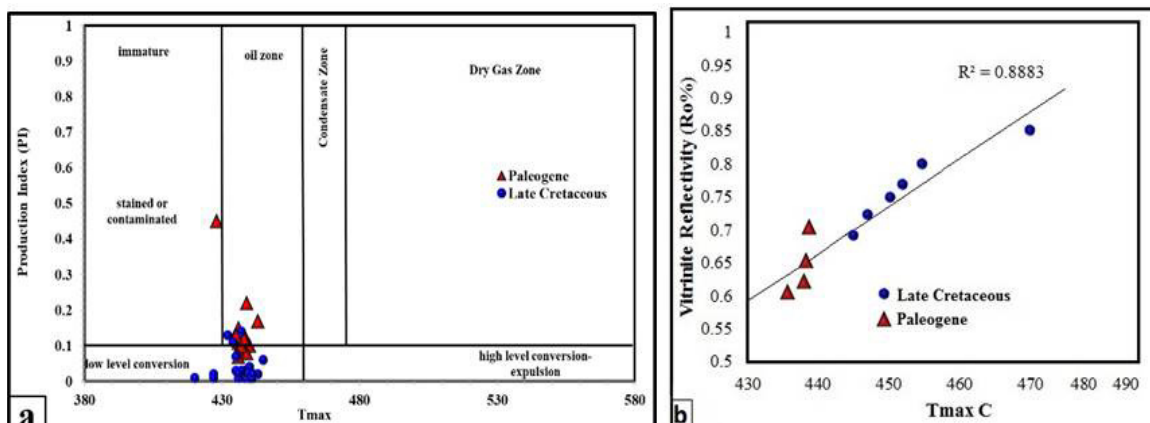
۴-۵- بلوغ حرارتی

می‌کند (اسپیتالی و همکاران، ۱۹۸۵). دمای بیشینه تولید پیک S_2 پارامتر اصلی حاصل از آنالیز راکاؤل برای ارزیابی بلوغ حرارتی می‌باشد (اسپیتالی و همکاران، ۱۹۸۶). بطور کلی، مقادیر T_{max} کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد، شاخص کروژن نابالغ و مقادیر بیش از ۴۶۰ درجه سانتی‌گراد، پایان پنجره نفت‌زایی و آغاز زون تولید

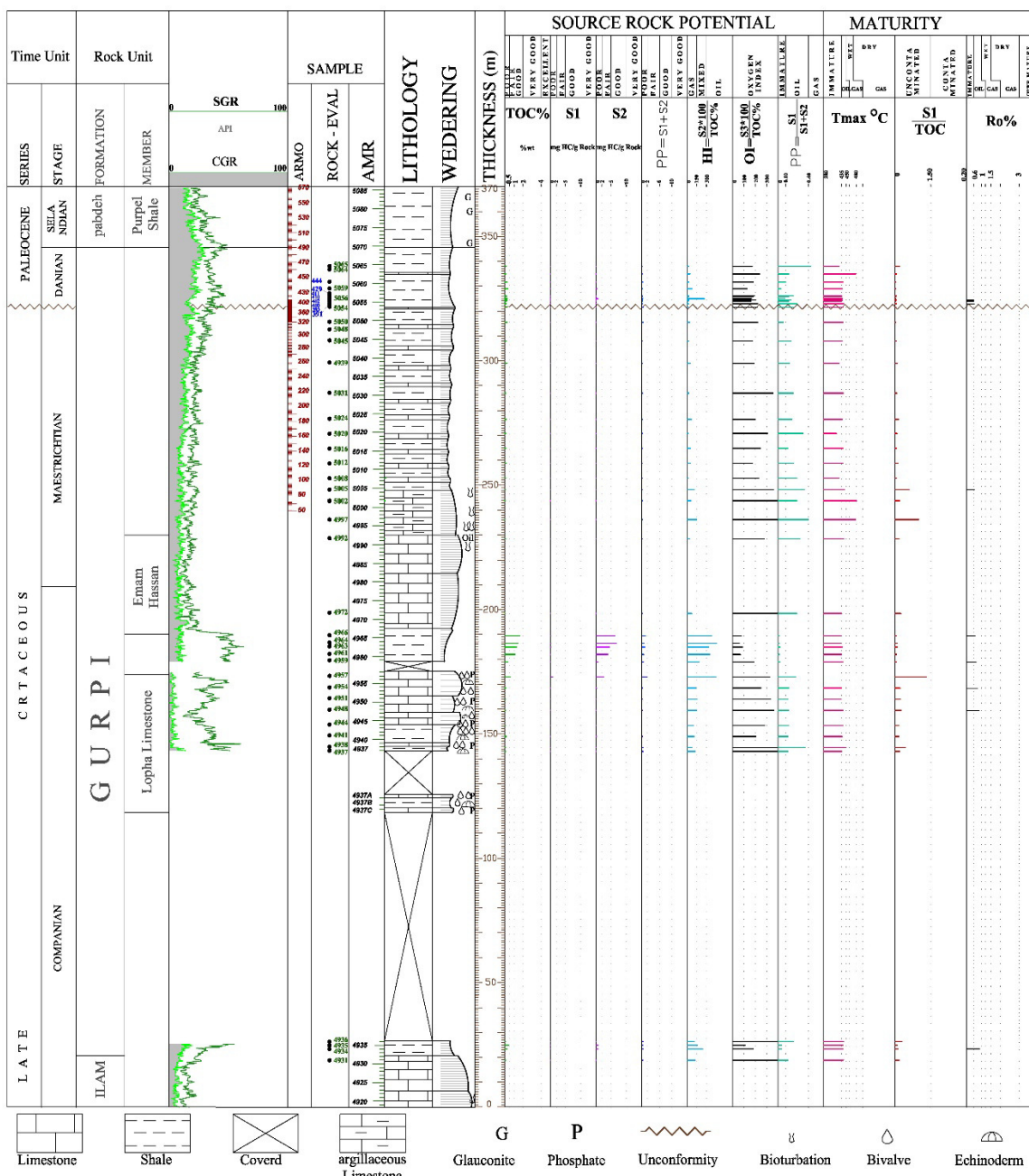
میزان بلوغ و تکامل حرارتی ماده آلی تولید هیدروکربن از یک سنگ مادر خاص را کنترل می‌کند از این رو در فرایند ارزیابی سنگ‌منشاء از اهمیت خاصی برخوردار می‌باشد (حسینی و همکاران، ۲۰۱۶). نمودار T_{max} در برابر شاخص تولید (PI) تکامل حرارتی ماده‌آلی را ارزیابی

کرده‌اند. هم‌چنین نمونه‌های توالی پالئوژن وارد پنجره نفتی شده ولی میزان بلوغ کمتری نسبت به توالی کرتاسه بالایی دارا می‌باشند که با توجه به این که این توالی از نظر چینه‌شناسی بالای توالی کرتاسه بالایی قرار دارد کاملاً طبیعی است. در این مطالعه از داده‌های انعکاس ویتترینایت (پتروگرافی مواد آلی) برای ارزیابی بلوغ حرارتی توالی پالئوژن و کرتاسه بالایی استفاده شده است. استفاده از انعکاس ویتترینایت به عنوان شاخص بلوغ برای اولین بار در زغال مورد استفاده قرار گرفت (تیک مولر، ۱۹۸۹). افزایش میزان انعکاس ویتترینایت در مطالعات به تاریخچه تولید هیدروکربن رسوبات ارتباط داده شده و به عنوان شاخص بلوغ در ارزیابی سنگ‌منشا مورد استفاده قرار گرفت (شکل ۹). در حالت کلی، انعکاس ویتترینایت برابر با 0.06% را معادل شروع پنجره نفتی ($T_{max}=435$) و اوج پنجره نفتی معادل با انعکاس ویتترینایت 0.065 تا 0.09 در نظر گرفته می‌شود. مقادیر انعکاس ویتترینایت نمونه‌های توالی کرتاسه بالایی در محدوده 0.061 تا 0.082 قرار دارند (شکل ۸-b) که نشان می‌دهد این سازند در زون اصلی تولید نفت قرار دارد. هم‌چنین مقادیر این پارامتر برای نمونه‌های توالی پالئوژن در محدوده 0.061 تا 0.065 قرار دارند که نشان از ورود توالی به پنجره نفتی دارد. هم‌چنین میزان انعکاس ویتترینایت نمونه‌ها نشان می‌دهد که توالی کرتاسه بالایی از درجه بلوغ بالاتری نسبت به توالی پالئوژن برخوردار می‌باشد. براساس لاگ ژئوشیمیایی شکل ۹ بازه با توان هیدروکربنی خوب در وسط توالی کرتاسه بالایی دیده می‌شود که ضخامت آن به ۶ متر می‌رسد.

گاز تر را نشان می‌دهد (دمبیک، ۲۰۱۶). البته ذکر این نکته ضروری است که مقدار T_{max} نمونه‌های با میزان S_2 کمتر از 0.2 میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ برای ارزیابی بلوغ قابل اعتماد نیستند. از طرف دیگر مقدار T_{max} بسته به نوع کروژن می‌تواند متغییر باشد. یکی از پارامترهای دیگری که در ارزیابی بلوغ حرارتی مورد استفاده قرار می‌گیرد شاخص تولید است. شاخص تولید 0.1 را معادل زون بالغ و شاخص برابر با 0.4 معادل زون فوق بالغ در نظر می‌گیرند. از آنجایی که بسیاری از نمونه‌های مورد ارزیابی دارای مقادیر S_2 پایین‌تر از 0.2 میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ هستند، بنابراین تفسیر مربوطه بر اساس نمونه‌هایی که مقادیر S_2 بالاتر از 0.2 میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ دارند انجام گردید. بر این اساس مقادیر نشان می‌دهند که نمونه‌های توالی کرتاسه بالایی در محدوده 436 تا 481 درجه سانتی‌گراد قرار دارند. هم‌چنین مقادیر PI این نمونه‌ها در محدوده 0.1 تا 0.5 قرار دارد. این نتایج حاکی از این است که نمونه‌های توالی کرتاسه بالایی در اواسط تا پایان پنجره نفتی واقع شده‌اند (شکل‌های ۶-b و ۸). نمونه‌های از این توالی که در نزدیک پایین سازند قرار دارند پنجره نفتی را رد کرده و وارد مرحله گاززایی شده‌اند. یکی دیگر از نمودارهایی که برای تفسیر میزان بلوغ نمونه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد نمودار HI در برابر T_{max} است (شکل ۶-b). همانطور که در این نمودار نیز دیده می‌شود، نمونه‌های توالی کرتاسه بالایی در اواسط پنجره نفتی قرار دارند. نمونه‌هایی از این سازند که در نزدیک پایین سازند وجود دارند، از منطقه بلوغ عبور



شکل ۸. (a) نمودار T_{max} در برابر PI، (b) نمودار T_{max} در برابر R_o جهت تشخیص میزان بلوغ سازند مورد مطالعه



شکل ۹. لاگ ژئوشیمیایی توالی کرتاسه بالایی و پالئوژن سازند گورپی در برش پشته از ساختمان کبیرکوه

۵- نتیجه‌گیری

بخش ۶ متری با توان بالای تولید هیدروکربن در وسط توالی کرتاسه‌بالایی در ضخامت ۱۷۵ تا ۱۹۰ از پایین این سازند می‌باشد. غیر از بازه‌های یاد شده، بقیه نمونه‌های آنالیز شده در محدوده ضعیف تا متوسط از نظر تولید هیدروکربن قرار دارند و توالی پالئوژن در برش مورد مطالعه از نظر کمیت ماده آلی در محدوده ضعیف قرار داشته و توان تولید هیدروکربن را دارا نمی‌باشد.

در راستای ارزیابی ژئوشیمیایی سازند گورپی (کرتاسه پسین- پالئوژن) در برش پشته از ساختمان کبیرکوه، نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز راکااول نشان داد که توالی کرتاسه‌بالایی در برش مورد مطالعه از لحاظ کمیت ماده آلی و توان تولید هیدروکربن در محدوده ضعیف تا خوب قرار دارد. هم‌چنین، این داده‌ها حاکی از وجود یک بخش با توان متوسط تا بالا در شروع سازند گورپی و نیز یک

صفایی‌فاروجی، م.، رحیم‌پوربناب، ح.، قربانی، ب (۱۳۹۸) ارزیابی ژئوشیمیایی و توان هیدروکربن‌زایی سازندهای پایده و گورپی در میدان نفتی گچساران، با استفاده از روش‌های پیرولیز راکایول و پتروگرافی مواد آلی، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۱۵۶، ص ۴۵-۵۲.

قاضوی، س.، رضایی، س.، سحابی، ف. و معاریان، ح (۱۳۹۰) ارزیابی پتانسیل سنگ‌های منشأ هیدروکربوری احتمالی با استفاده از مطالعات ژئوشیمیایی در منطقه ازگله (باختر کرمانشاه)، نشریه مهندسی معدن، دور ۸، شماره ۱۱، ص ۱-۱۱.

مقدسی، ع.، وزیری‌مقدم، ح. و صیرفیان، ع (۱۳۹۷) سنگ چین‌نگاری، زیست‌چینه‌نگاری و طیف‌سنجی پرتو گاما مرز کرتاسه - پالئوژن در برش چین‌شناسی سطحی و چاه اکتشافی در ناحیه فارس ساحلی، کمر بند چین‌خورده و رانده زاگرس، نشریه رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۵، شماره ۱۰، ص ۹۷-۱۲۶.

موسوی، م. ح.، کمالی، م. ر.، شایسته، م.، احمدی، ا. و کعبی مفرد، ا (۱۳۹۱) ژئوشیمی آلی سنگ‌های منشأ کرتاسه بالایی (سازند گورپی) و پالئوژن (سازند پایده) در میدان نفتی پرسپناه، شمال‌باختری ایذه، پژوهش‌های چین‌نگاری و رسوب‌شناسی، سال بیست و هشتم، شماره پیاپی ۴۹، شماره ۴، ص ۱-۲۴.

Alavi, M (2004) Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. American journal of science, 304(1), pp.1-20.

Berberian, M. and King, G.C.P (1981) Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. Canadian journal of earth sciences, 18(2), pp.210-265.

Dembicki, H (2016) Practical petroleum geochemistry for exploration and production. Elsevier.

Espitalié, J (1986) Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter: comparison with vitrinite reflectance. Collection colloques et séminaires-Institutfrançais du pétrole, (44), pp.475-496.

Espitalié, J., Deroo, G. and Marquis, F (1985) La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie. Revue de l'Institutfrançais du Pétrole, 40(6), pp.755-784.

Fiet, Nicolas / Gorin, Georges E (2000) Gamma-ray spectrometry as a tool for stratigraphic correlations in the carbonate-dominated, organic-rich, pelagic Albian sediments in Central Italy, EclogaeGeologicae Helvetia, p. 175-181

هم‌چنین، نتایج نشان داد که توالی کرتاسه بالایی از لحاظ نوع ماده آلی در محدوده کروژن نوع II تا II/III و III قرار دارد در حالی که توالی پالئوژن دارای کروژن نوع III است که گویای شرایط دریایی و نسبتاً احیایی توالی کرتاسه بالایی و نقش بیش‌تر مواد آلی دریایی در این توالی را دارد. ترسیم نمودارهای Tmax در مقابل اندیس هیدروژن، PI در برابر TOC و Tmax در برابر PI و هم‌چنین نتایج حاصل از میزان انعکاس ویتترینایت نمونه‌ها حاکی از آن است که توالی کرتاسه‌بالایی و پالئوژن در محدوده اصلی زون تولید نفت قرار دارند. داده‌ها حاکی از آن است که قسمت پایینی توالی کرتاسه‌بالایی در انتهای پنجره نفتی بوده و وارد مرحله فوق بالغ شده است و در حالت کلی توالی کرتاسه‌بالایی از بلوغ بالاتری نسبت به توالی پالئوژن برخوردار است که با توجه به جایگاه چین‌شناسی توالی قابل انتظار است. نتایج آزمایشات طیف وسیعی از رخساره‌های آلی را برای توالی کرتاسه‌بالایی نشان می‌دهد که نشانگر شرایط بسیار متغییر محیط‌رسوبی در طی کرتاسه پسین دارد. این تغییرات رخساره آلی در توالی پالئوژن نسبت به توالی کرتاسه‌بالایی در این ناحیه کمتر بوده و در محدوده محیط عمیق مجاور مناطق کوهزایی قرار می‌گیرد. نسبت اورانیوم به TOC اغلب همبستگی خوبی نشان می‌دهد و با افزایش TOC میزان اورانیوم هم افزایش می‌یابد. با این حال ارتباط معکوس بین میزان کربن TOC و اورانیوم در بخشی از ستون مورد مطالعه را می‌توان به گسترش و کنترل اجزای فسفاتی و افزایش میزان کربنات کلسیم نسبت داد به شکلی که با افزایش میزان TOC، فراوانی کربنات کلسیم کاهش می‌یابد.

منابع

پاریاب، م. و کمالی، م. ر (۱۳۸۵) طیف‌سنجی پرتو اورانیوم به منظور تعیین TOC سازندهای پایده و گورپی در یکی از میدادین واقع در جنوب‌غرب ایران، یازدهمین کنگره ملی مهندسی شیمی ایران تهران، دانشگاه تربیت مدرس.
صادقی، م.، کمالی، م. ر.، قوامی ریایی، ر. و قربانی، ب (۱۳۹۳) ارزیابی ویژگی‌های ژئوشیمیایی مواد آلی سازندهای پایده و گورپی میدان نفتی نصرت در جنوب‌خاور خلیج فارس با استفاده از پیرولیز راکایول ۶ و کروماتوگرافی گازی، فصلنامه علوم‌زمین، زمستان ۹۳، سال بیست و چهارم، شماره ۹۴، ص ۳-۱۷.

- source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotian Basin, Canada. *Organic Geochemistry*, 22(1), pp.85-104.
- Myers, K.J. & Wignail, P.B (1987) Understanding Jurassic organic-rich mudrocks - new concepts using gamma-ray spectrometry and paleoecology: example from The Kimmeridge Clay. Dorset and the Jet Rock of Yorkshire. In: *Marine Clastic Sedimentology: New Developments and Concepts*. (Ed. by. J.K. Legget & G.G. Ziti a). Graham & Trotman. London. 172- 189.
- Opera, A., Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Janbaz, M., Fouladvand, R. and Heidarifard, M.H (2013) Burial history reconstruction and thermal maturity modeling for the Middle Cretaceous–Early Miocene petroleum System, southern Dezful Embayment, SW Iran. *International Journal of Coal Geology*, 120, pp.1-14.
- Pasley, M., Gregory, W., Hart, G.F (1991) Organic matter variations in trans-gressive and regressive shales. *Org. Geochem*, p. 483-509.
- Peters, K.E (1986) Guidelines for evaluating Petroleum Source rocks using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*. Vol. 84, pp 318-329.
- Peters, K.E., Cassa, M.R (1994) Applied source rock geochemistry. in: Magoon, L.B., Dow, W.G., (eds.), *The petroleum system from source to trap*. AAPG memoir. Vol. 60, pp. 93-120.
- Sepehr, M. and Cosgrove, J.W (2004) Structural framework of the Zagros fold–thrust belt, Iran. *Marine and Petroleum geology*, 21(7), pp.829-843.
- Takin, M (1972) Iranian geology and continental drift in the Middle East. *Nature*, 235(5334), pp.147-150.
- Vigh, T., Kovács, T., Somlai, J., Kávási, N., Polgári, M., Bíró L (2013) Terrestrial Radioisotopes in Black Shale Hosted Mn-Carbonate Deposit (Úrkút, Hungary). *ActaGeophysica*, vol. 61, no. 4, pp. 831–847.
- Yang, R., Zhao, X., Li, H., Zhao, C., Pu, X., Liu, H., Fu, L. and Li, C (2020) Evolution characteristics of the upper Paleozoic source kitchen and its controlling effects on hydrocarbon accumulation in the Paleozoic petroleum system in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, p.107415.
- Hassan, M., Husen, A., & Combaz, A (1976) Fundamentals of the differential gamma log interpretation technique. *Transactions of SPWLA 17 th Annual Logging Symposium*, June 9-12, Paper H.
- Hosseinzadeh R. 2013 *Biostratigraphy and Micropaleontological Studies on the Surface Samples Collected from the Tang-e Holestem and Poshteh Stratigraphic Sections in Kabir-Kuh Anticline, Lurestan Province, Southwestern Iran*, Paleontological note # 852, National Iranian Oil Company, Exploration Directorate, Department of Geological and Geochemical Studies and Researches.
- Hosseiny, E., Rabbani, A.R. and Moallemi, S.A (2016) Source rock characterization of the Cretaceous Sarvak Formation in the eastern part of the Iranian sector of Persian Gulf. *Organic Geochemistry*, 99, pp.53-66.
- Hunt, J.M (1996) *Petroleum geochemistry and geology*”, 2nd edition. W. H. Freeman and Company. 743pp.
- James, G.A. and Wynd, J.G (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG bulletin*, 49(12), pp.2182-2245.
- Julian, L. Bessa (1995) *High-Resolution Outcrop Gamma-Ray Spectrometry of the Lower Lias, Southern Britain*, volume 1, Thesis presented to the University of Oxford for the Degree of Doctor of Philosophy, 208 P.
- Kamali, M.R., Fathi, M.A. and Mohsenian, E (2006) *Petroleum geochemistry JolantaK.*, Lidia D. (2016) *Geological interpretation of spectral gamma ray (SGR) logging in selected boreholes*, Oil and Gas Institute – National Research Institute, NAFTA-GAZ.
- Jones, R. W (1987) *Organic Facies*”. In, J. Brooks and D. Welte (eds.), *Advances in Petroleum and thermal modeling of Pabdeh Formation in Dezful Embayment*.
- Kobraei, M., Sadouni, J. and Rabbani, A.R (2019) Organic geochemical characteristics of Jurassic petroleum system in Abadan Plain and north Dezful zones of the Zagros basin, southwest Iran. *Journal of Earth System Science*, 128(3), p.50.
- Lüning, S., Kolonic, S (2003) Uranium spectral gamma-ray response as a proxy for organic richness in black shales: Applicability and limitations. *Journal of Petroleum Geology* 26, 153–174.
- Magoon, L.B (1988) The petroleum system- A classification scheme for research, resource assessment, and exploration, in Magoon, L.B. (eds.), *Petroleum Systems of the United States*; USGS Bulletin 1870, p. 2-15.
- Mukhopadhyay, P.K., Wade, J.A. and Kruge, M.A (1995) Organic facies and maturation of Jurassic/Cretaceous rocks, and possible oil-