

Dor: [۲۰,۱۰۰۱,۱,۲۲۵۱۸۷۳۸,۱۴۰۰,۱۱,۲۲,۱,۱](https://doi.org/10.1001/1.22518738.1400.11.22.1.1)

بررسی ویژگی های ژئوشیمیایی سازندهای سورمه، فهلیان و گدوان در میدان عظیم نفتی گچساران

مجید صفائی فاروجی^۱، حسین رحیم پور بناب^{۲*}، بیوک قربانی^۳

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، دانشکده زمین شناسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۲- استاد، دانشکده زمین شناسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۳- رئیس گروه پژوهش ژئوشیمی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

*rahimpour@ut.ac.ir

دریافت بهمن ۱۳۹۷، پذیرش خرداد ۱۳۹۸

چکیده

هدف پژوهش پیش رو ارزیابی ژئوشیمیایی آلی سازندهای فهلیان، گدوان، و سورمه به عنوان سنگ های منشاء احتمالی در میدان نفتی گچساران با استفاده از روش پیرولیز راک اول می باشد. تمام نمونه های هر سه سازند دارای مقادیر شاخص مهاجرت (S_1/TOC) کمتر از ۱/۵ می باشند که نشاندهنده طبیعت برجای هیدروکربورهای موجود در آنها می باشد. نمودارهای TOC در مقابل S_2 و TOC در مقابل S_1+S_2 حاکی از پتانسیل هیدروکربورزایی مناسب برای سازندهای فهلیان و سورمه و مناسب تا خوب برای سازند گدوان است. کروژن موجود در سازندهای فهلیان و سورمه از نوع III و سازند گدوان از نوع مخلوط II-III و نوع II می باشد. از اینرو، سازندهای فهلیان و سورمه حاوی مواد آلی با منشاء خشکی (گاززا)، و سازند گدوان حاوی مواد آلی با هر دو منشاء آواری و دریایی (با توانایی تولید هر دوی نفت و گاز) می باشند. مطابق با نمودار T_{max} در مقابل شاخص هیدروژن (HI) و S_2 در مقابل TOC سازند گدوان سازندی با توانایی تولید مخلوط نفت و گاز، و گاز می باشد و سازندهای فهلیان و سورمه سازندهایی با توانایی تولید فقط گاز می باشند. با این حال، بر اساس ترسیم مقادیر TOC در برابر S_2/S_3 ، هر سه سازند مورد مطالعه سازندهایی گاززا می باشند. از لحاظ نوع رخساره آلی استنباط شده از طریق ترسیم نمودار جونز، سازند سورمه محیط عمیق مجاور مناطق کوهزایی، سازند فهلیان محیط احيایی با نرخ رسوب گذاری متوسط و محیط عمیق مجاور مناطق کوهزایی، و سازند گدوان عمدتاً محیط آواری حاوی مواد آواری و دریایی نیمه اکسیدی با نرخ رسوب گذاری بالا را نشان می دهند. از اینرو، سازند گدوان نسبت به سازند فهلیان و این سازند نسبت به سازند سورمه در شرایط احيایی تر نهشته شده اند. همچنین، هر سه سازند گدوان، فهلیان، و سورمه از لحاظ بلوغ حرارتی در پنجره نفت زایی قرار می گیرند، با این تفاوت که بلوغ سازند سورمه از فهلیان و سازند فهلیان از گدوان بیشتر است.

کلمات کلیدی: سنگ منشاء، سورمه، فهلیان، گدوان، پتانسیل هیدروکربورزایی

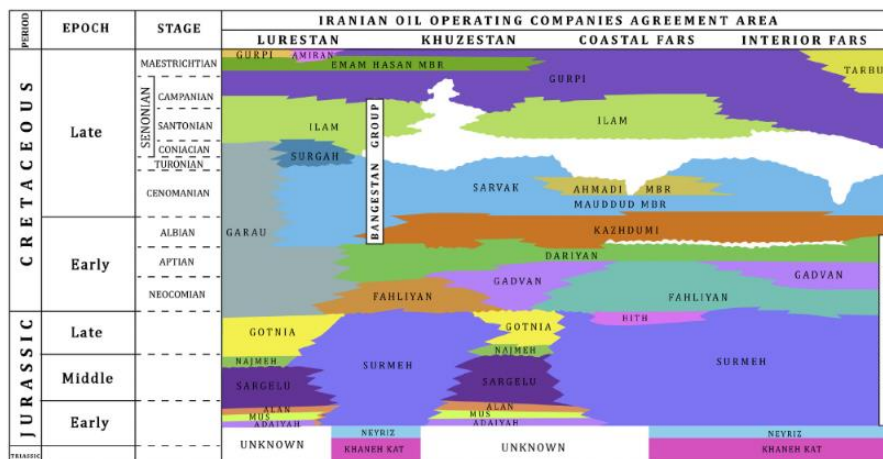
رسوبات واقع در جنوب غرب ایران به سن ژوراسیک تا اوایل کرتاسه با عنوان گروه خامی شناخته می شوند. که شامل سازندهای سورمه، هیث، فهلیان، گدوان و داریان می باشد. این گروه توسط سازند شیلی کژدمی از گروه بنگستان تفکیک می شود. در طول دوره کرتاسه، رسوبات گروه خامی حاشیه شرقی صفحه عربی را شکل دادند و در طول حاشیه جنوبی اقیانوس نئوتیس جای گرفت [۲، ۱۹، ۲۶]. در زمان تریاس پسین تا کرتاسه پیشین، حوضه جنوب غرب ایران اغلب شامل رسوبات شلف کربناته (از قبیل گروه بنگستان و خامی) و کربناته دریایی باز (از قبیل سازند گرو) و رسوبات تبخیری اندکی (از قبیل سازند گوتیا) بود که در محیط حاشیه غیر فعال (Passive margin) نهشته شدند [۲، ۱۹، ۲۴]. در بازه زمانی ژوراسیک تا کرتاسه، حوضه جنوب غربی ایران شامل حوضه فارس تا بخش جنوب شرقی فروافتادگی دزفول و دشت آبادان، فرونشینی آرام و ثابتی را متحمل شدند که منجر به نهشته شدن رسوبات دریایی کم عمق (Shallow marine) تا زمان کرتاسه پسین شد. بعد از بالا آمدن سطح آب دریا در طول کرتاسه پیشین، بخش بالایی گروه خامی (شامل سازندهای فهلیان، گدوان، و داریان) در یک رمپ کربناته با شیب ملایم به سمت شرق و بر روی تبخیری های ژوراسیک (سازند هیث) نهشته شد [۱۴].

۲- اهمیت مطالعه

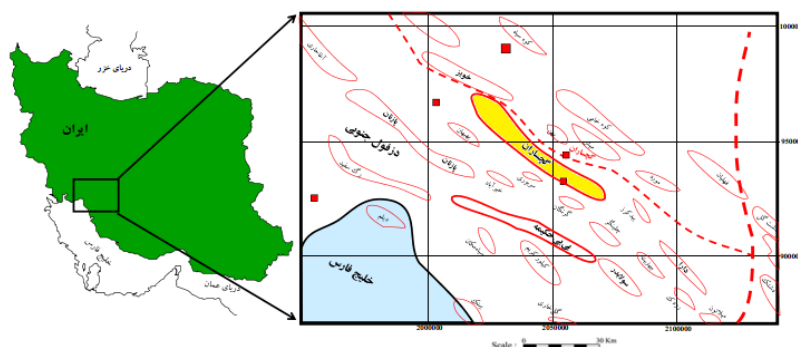
تاکنون سازندهای فهلیان، گدوان و سورمه در میدان نفتی گچساران از لحاظ ژئوشیمیایی مورد ارزیابی قرار نگرفته اند. بنابراین، این پژوهش که احتمال سنگ منشاء بودن این سازندها را مورد ارزیابی قرار می دهد از اهمیت بسیار بالایی برخوردار است. علاوه بر این، مطالعه بر روی سازندهای واقع در میدان نفتی گچساران که یکی از میادین مهم و عظیم در ایران و حتی خاورمیانه می باشد بر اهمیت مطالعه و بررسی ژئوشیمیایی این میدان می افزاید.

۳- موقعیت میدان مورد مطالعه

سازند فهلیان، به سن کرتاسه زیرین، توالی رسوبی ضخیم آهکی است که در یک محیط دریایی کم عمق در صفحه عربی نهشته شده است [۲، ۸، ۱۳]. این سازند در سرتاسر حوضه زاگرس حضور دارد اما بیشتر در شمال حوضه خلیج فارس توسعه پیدا کرده است [۱۸]. ضخامت این سازند در مقطع نمونه، واقع در یال جنوبی تاقدیس فهلیان در جنوب شرق زون ایزه ۲۸۳ متر اندازه گیری شده است که عمدتاً حاوی آهک های توده ای خاکستری تا قهوه ای رنگ می باشد. مرز زیرین آن با دولومیت های سازند سورمه ناپیوسته، و مرز بالایی آن با مارن ها و آهک های نازک لایه سازند گدوان پیوسته می باشد [۸]. سازند گدوان به سن بارمین حاوی سنگ های منشاء نفت زای بالقوه [۱۹]، واحدهای مخزنی و پوش سنگی می باشد [۲۴]. مقطع نمونه این سازند در بخش شرقی کوه گدوان واقع در شمال شرق شهر شیراز قرار دارد که شامل مارن ها یا شیل های به رنگ خاکستری تا سبز و زرد مایل به قهوه ای، و سنگ آهک های رسی خاکستری تیره می باشد. مرز بالایی آن با سازند داریان تدریجی است [۸]. سازند سورمه، اولین سازند از گروه خامی می باشد. مقطع نمونه این سازند در حدود ۱۲۰ کیلومتری جنوب شهر شیراز واقع شده است. این سازند در مقطع نمونه عمدتاً حاوی دولومیت و آهک است و مرز زیرین آن با سازند نیریز و مرز بالایی آن با سازند فهلیان به طور ناپیوسته می باشد [۸]. ستون چینه شناسی سازندهای مورد مطالعه در شکل ۱ و موقعیت میدان نفتی گچساران نسبت به میادین دیگر در شکل ۲ نمایش داده شده اند.



شکل ۱: چارت سنگ چینه نگاری رسوبات مزوزوئیک حوضه زاگرس [۸].



شکل ۲: موقعیت جغرافیایی میدان نفتی گچساران [۱].

۴- مواد و روش ها

در مطالعه فعلی، تعداد ۴ نمونه خرده حفاری از سازند فهلیان (۳ نمونه از چاه شماره ۵۵ و ۱ نمونه از چاه ۸۳)، ۷ نمونه از سازند گدوان (۴ نمونه از چاه ۵۵ و ۳ نمونه از چاه ۸۳)، و تعداد ۴ نمونه از سازند سورمه (چاه ۵۵) انتخاب شدند. مقدار ۵۰ تا ۷۰ گرم از هر نمونه تیمار و هموژنیزه و سپس مورد ارزیابی ژئوشیمیایی با استفاده از ابزار پیرولیز راک اول قرار گرفتند. مهمترین پارامترهای بدست آمده از طریق این تکنیک عبارتند از: S_1 که با واحد میلی گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ (mg HC/g rock) بیان می شود و نشاندهنده هیدروکربورهای تولیدی یا آزاد موجود در سنگ منشاء می باشد که در دمای ۳۰۰ درجه سانتی گراد به صورت S_1 ثبت می شوند. در درجه حرارت ۳۰۰ تا ۶۰۰ درجه سانتی گراد پیک S_2 که به صورت میلی گرم هیدروکربور در هر گرم سنگ (mg HC/g rock) بیان می شود ثبت می شود و نشاندهنده پتانسیل تولید هیدروکربن باقیمانده در کروژن و یا به عبارتی مقدار هیدروکربن های تولیدی در اثر شکست حرارتی کروژن می باشد و به عنوان شاخص مقدار هیدروژن همراه با کروژن موجود در رسوب استفاده می شود. در طول حرارت دادن نمونه از دمای ۳۰۰ تا ۳۹۰ درجه

سانتی گراد، دی اکسید کربن حاصله از نمونه اندازه گیری می شود و به عنوان پیک S_2 ثبت می شود. S_2 که با واحد میلی گرم دی اکسید کربن در هر گرم سنگ ($mg\ CO_2/gram\ rock$) بیان می شود، به عنوان شاخص مقدار اکسیژن همراه با کروژن استفاده می شود. علاوه بر این، شاخص هیدروژن، HI، با فرمول $HI = S_2/TOC \times 100$ بیان می شود، شاخص اکسیژن OI، با فرمول $S_2/TOC \times 100$ به عنوان حداکثر درجه حرارتی که پیک S_2 ثبت می شود، و مقدار کل کربن آلی (TOC) از پارامترهای مهم دیگر می باشند که به کمک پیرولیز راک-ایول بدست می آیند [۳]. پتانسیل تولید^۱ پارامتر دیگر مورد استفاده برای ارزیابی پتانسیل تولید هیدروکربن سنگ های منشاء می باشد که از طریق مجموع مقادیر پیک های S_1 و S_2 ($PP=S_1+S_2$) محاسبه می شود [۲۲]، [۲۳]. شاخص تولید^۲ پارامتر دیگری است که می توان در ارزیابی های بلوغ حرارتی از آن استفاده کرد [۱۷]. در جدول ۱ پارامترهای حاصل از آنالیز پیرولیز راک اول نمونه های مورد مطالعه آورده شده است. همچنین، مقادیر انعکاس ویتربینایت برای و نمونه از سازندهای سورمه و گدوان اندازه گیری شد که در جدول ۲ این مقادیر نمایش داده شده اند. برای اندازه گیری انعکاس ویتربینایت ابتدا کروژن با استفاده از اسیدهای HCL و HF تخلیص شد. بدین معنا که کلیه کانی های همراه شامل کربنات و سیلیس حذف شد. سپس از کروژن تخلیص شده، قرص و اسلاید تهیه شد. در ادامه برای اندازه گیری انعکاس ویتربینایت از میکروسکوپ مخصوص مجهز به فوتومولتی پلیر (photomultiplier) و کامپیوتر استفاده شد.

جدول ۱: پارامترهای حاصل از آنالیز پیرولیز راک اول سازندها

شماره چاه	سازند	عمق (متر)	TOC (wt%)	S_1 (mg HC/g Rock)	S_2 (mg HC/g rock)	S_2/S_1	T_{max} (°C)	PP= S_1+S_2	PI= S_1/S_2+S_2	HI ($S_2/TOC \times 100$)	OI ($S_2/TOC \times 100$)
۵۵	فهلپان	۳۶۸۱	۱/۱۱	۱/۴۴	۲/۱۲	۰/۵۳	۴۴۰	۳/۹۸	۰/۴	۱۹۱	۴۸
۵۵	فهلپان	۳۸۱۴	۱/۳	۱/۱۲	۱/۹۸	۰/۷۵	۴۴۱	۲/۶۲	۰/۳۶	۱۵۲	۵۸
۵۵	فهلپان	۴۲۳۳	۱/۵۶	۰/۷۸	۱/۵۸	۰/۹۳	۴۴۳	۱/۶۸	۰/۳۳	۱۰۱	۶۰
۸۳	فهلپان	۳۲۸۶	۱/۱۱	۰/۸۹	۱/۹۹	۰/۸	۴۴۰	۱/۹۹	۰/۳۱	۱۷۹	۹۰
۵۵	گدوان	۳۵۹۰	۰/۸۹	۰/۷۹	۰/۵۵	۰/۸۸	۴۳۷	۰/۶۳	۰/۵۹	۶۲	۹۷
۵۵	گدوان	۳۵۹۶	۱/۳۳	۰/۸۹	۲/۴۲	۰/۶۷	۴۳۸	۱/۸۴	۰/۲۷	۱۸۲	۹۹
۵۵	گدوان	۳۶۳۶	۱/۹۵	۲/۱۱	۱/۰۸	۲/۴۲	۴۳۹	۳/۲۴	۰/۳۲	۲۲۷	۷۰
۵۵	گدوان	۳۶۴۰	۰/۷۹	۰/۴۷	۲/۳۲	۰/۵۹	۴۴۰	۳/۵۸	۰/۱۷	۲۹۴	۸۲
۸۳	گدوان	۳۱۳۰	۱/۸۳	۲/۲۸	۱/۲۴	۱/۲۴	۴۴۰	۲/۳۲	۰/۳۵	۲۳۴	۱۰۱
۸۳	گدوان	۳۱۳۸	۱/۲۹	۱/۴۴	۲/۴۳	۱/۱۱	۴۳۹	۲/۳۸	۰/۳۷	۱۸۸	۷۹
۸۳	گدوان	۳۱۵۴	۰/۹۹	۰/۷۷	۲/۴۷	۰/۷۷	۴۴۰	۲/۹۳	۰/۲۴	۲۴۹	۸۵
۵۵	سورمه	۴۳۹۶	۱/۹۹	۰/۸۴	۱/۲۹	۰/۴۲	۴۴۴	۱/۲۴	۰/۳۹	۶۵	۵۲
۵۵	سورمه	۴۴۰۲	۲/۲۲	۰/۷۴	۲/۵۹	۰/۳۳	۴۴۳	۲/۵۹	۰/۲۲	۱۱۷	۴۵
۵۵	سورمه	۴۴۰۴	۱/۷۴	۰/۸۵	۱/۷۸	۰/۴۸	۴۴۴	۲/۶۲	۰/۳۲	۱۰۲	۳۹

^۱Production Potential

^۲Production Index

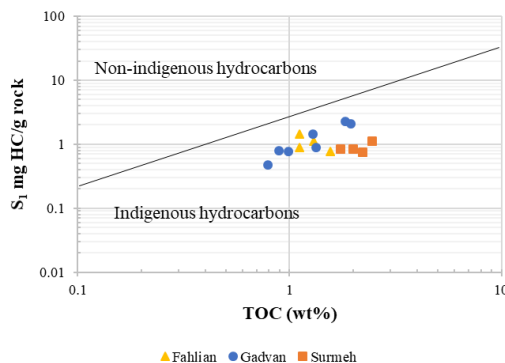
جدول ۲: مقادیر انعکاس ویترنایت اندازه گیری شده برای سازندهای گدوان و سورمه

شماره چاه	سازند	عمق (متر)	نوع نمونه	حداقل انعکاس ویترنایت %	حداکثر انعکاس ویترنایت %	میانگین انعکاس ویترنایت %
۵۵	گدوان	۳۶۴۲	خرده حفاری	۰/۵۵	۱/۳۵	۰/۷۲
۵۵	سورمه	۴۴۰۴	خرده حفاری	۰/۶۱	۱/۴۵	۰/۷۷

۵- بحث و بررسی

۵-۱- بررسی آلودگی نفتی نمونه های مورد مطالعه

استفاده از گل های حفاری پایه نفتی یا مهاجرت هیدروکربورهای نابرجا می تواند موجب آلودگی نمونه های مورد مطالعه و از اینرو ایجاد مقادیر غیر واقعی در پیک S_1 و بالطبع انجام تفاسیر اشتباه در مراحل بعدی ارزیابی سنگ منشاء شوند. از اینرو بررسی احتمال آلودگی نفتی نمونه های تحت مطالعه یکی از ابتدایی ترین و ضروری ترین مراحل ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ منشاء محسوب می شود. از اینرو، احتمال آلودگی نفتی نمونه های مورد مطالعه که نتایج حاصل مطالعات ژئوشیمیایی آن ها را غیر قابل اعتماد می کند، از طریق ترسیم نمودار S_1 در مقابل TOC مورد ارزیابی قرار گرفت [۷]. تمام نمونه های هر سه سازند دارای مقادیر شاخص مهاجرت (S_1/TOC) کمتر از ۱/۵ می باشند که عدم آلودگی آن ها به هیدروکربورهای مهاجرت کرده از لایه های زیرین یا موجود در گل حفاری و به عبارتی برجا بودن هیدروکربورهای موجود در آن ها را نشان می دهد [۱۲]. در واقع، این به این معناست که هیدروکربن های آزاد (S_1) موجود در نمونه ها حاصل تجزیه یا شکست حرارتی ماده آلی برجا می باشند [۲۰].



شکل ۲: نمودار S_1 در مقابل TOC برای اطمینان از عدم آلودگی نفتی نمونه ها [۷].

۵-۲- تعیین کمیت ماده آلی و پتانسیل هیدروکربورزایی

S_1 و S_2 پارامترهایی هستند که می توان به کمک آن ها غنای نمونه سنگ های مورد مطالعه را بررسی کرد [۳]. مقدار کل کربن آلی (TOC) پارامتری مهم در تعیین کمیت ماده آلی و پتانسیل تولید سنگ های منشاء می باشد [۱۶]. برای تفسیر غنای سنگ منشاء از طریق TOC، به طور گسترده از یک طبقه بندی (شکل ۳) [۱۵] استفاده می شود. بر اساس این تقسیم

بندی سازندهای فلهیان، گدوان، و سورمه از لحاظ کمیت یا غنای ماده آلی به ترتیب در محدوده خوب (Good)، مناسب (Fair) تا خوب (Good)، و خوب تا خیلی خوب یا عالی قرار می گیرند.

Richness	TOC
Poor	0.0-0.5
Fair	0.5-1.0
Good	1.0-2.0
Very Good	>2.0

شکل ۳: تفسیر نیمه کمی غنای سنگ منشاء بر اساس مقادیر TOC [۱۵].

با این حال، استفاده از مقادیر TOC به تنهایی برای ارزیابی پتانسیل سنگ های منشاء کافی نمی باشد. به منظور تولید هیدروکربن از ماده آلی، مقادیر و پتانسیل تولید هیدروکربن بر پایه کل کربن آلی باید با محتویات و میزان هیدروژن موجود در آن متناسب باشد. بنابراین، به منظور تخمین مقدار هیدروژن مرتبط با کربن از مقادیر S_2 استفاده می شود [۴]. در واقع، از پارامتر S_2 می توان به منظور ارزیابی پتانسیل تولید هیدروکربن سنگ های منشاء بالقوه استفاده کرد [۱۵، ۱۶]. از اینرو، معمولاً از ترسیم نمودار TOC در مقابل S_2 (شکل ۴) به منظور ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی رسوبات استفاده می شود. همانطور که در این نمودار مشخص است سازندهای فلهیان و گدوان و سورمه از پتانسیل هیدروکربورزایی مناسبی برخوردار می باشند، و سازند گدوان عمدتاً در محدوده مناسب (Fair) تا خوب (Good) از پتانسیل تولید هیدروکربور قرار می گیرد و به عبارتی نسبت به دو سازند دیگر پتانسیل هیدروکربورزایی بیشتری دارد. همچنین، ترسیم نمودار TOC در مقابل S_1+S_2 (شکل ۵) حاکی از پتانسیل هیدروکربورزایی مناسب برای سازندهای فلهیان و سورمه و مناسب تا خوب برای سازند گدوان است.

۵-۳- نوع و کیفیت کروژن

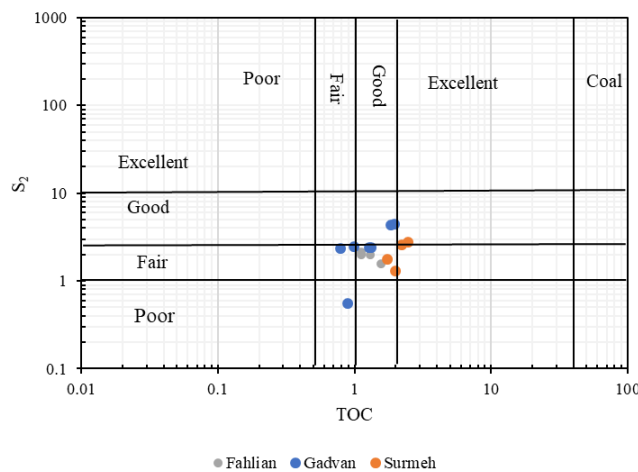
باید در نظر داشت که افزایش بلوغ حرارتی موجب کاهش مقدار پارامتر S_2 و از اینرو کاهش شاخص هیدروژن (HI) و تفسیر نادرست نوع کروژن می شود و به عبارتی رسوباتی که می توانند در مرحله نابالغ نفت زا باشند، ممکن است گاز زا به نظر برسند [۴]. از اینرو، تفسیر اطلاعات حاصل از پیرولیز راک اول در این مورد زمانی از اعتبار بالایی برخوردار خواهد بود که نمونه های نابالغ از لحاظ حرارتی مورد ارزیابی قرار گیرند. از اینرو باید از پارامترهای قابل اعتماد تری از جمله بیومارکرها در کنار اطلاعات حاصل از آنالیز پیرولیز راک اول استفاده کرد. با این حال، در پژوهش فعلی، برای تعیین نوع کروژن از نمودارهای شاخص هیدروژن (HI) در مقابل شاخص اکسیژن (OI) (شکل ۶) و TOC در مقابل S_2 (شکل ۷) استفاده شد. بر این اساس، کروژن موجود در سازندهای فلهیان و سورمه از نوع III و سازند گدوان از نوع مخلوط II-III و نوع II، تعیین شد. از اینرو، سازندهای فلهیان و سورمه حاوی مواد آلی با منشاء خشکی (گاززا)، و سازند گدوان حاوی مواد آلی با هر دو منشاء آواری و دریایی (با توانایی تولید هر دوی نفت و گاز) می باشند.

هرچه مقادیر شاخص اکسیژن کمتر باشد نشاندهنده این است که محیط رسوبی احیایی تر و از اینرو اکسید شدگی کمتر و حفظ شدگی بهتر ماده آلی رخ داده است [۲۰]. همانطور که در شکل ۶ نمایش داده شده است، سازند سورمه نسبت به سازند فلهیان و سازند فلهیان نسبت به سازند گدوان حاوی مقادیر کمتری از شاخص اکسیژن می باشند که نشاندهنده حفظ شدگی بهتر ماده آلی به هنگام نهشته شدن و همچنین پس از آن برای سازند سورمه و همچنین نسبت به دو سازند دیگر می باشد. با این حال،

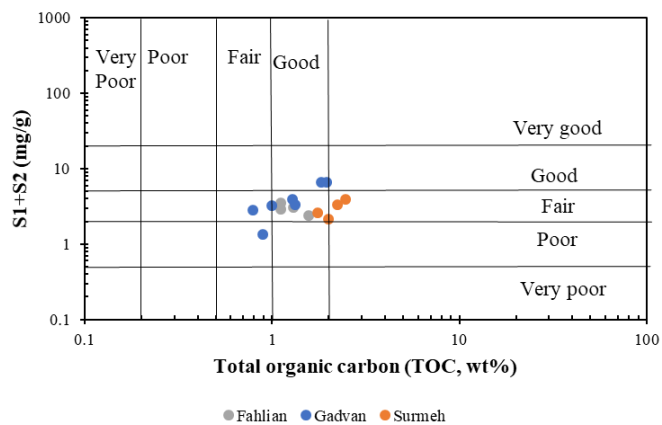
باید توجه داشت که بلوغ حرارتی عاملی است که در مقادیر پارامترهای شاخص هیدروژن و اکسیژن تاثیرگذار است و ممکن است موجب بروز خطا در محاسبه آن ها شود.

شایان توجه است که نمودار TOC در مقابل S_r (شکل ۷) در تفکیک انواع مختلف کروژن از دقت بیشتری نسبت به نمودارهای مرسوم دیگر از جمله نمودار شبه ون کروژن (شکل ۶) برخوردار می باشد چرا که توانایی شناسایی کروژن نوع مخلوط (II-III) را دارد.

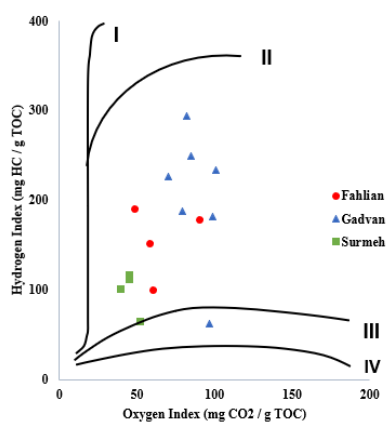
همچنین، برای تعیین نوع هیدروکربورهای تولیدی از سازندهای مورد مطالعه، از نمودارهای T_{max} در مقابل شاخص هیدروژن (HI) (شکل ۸)، و TOC در برابر S_r/S_r (شکل ۹) استفاده شد. ترسیم نمودار T_{max} در مقابل شاخص هیدروژن (HI)، سازند گدوان را سازندی با توانایی تولید مخلوط نفت و گاز، و سازندهای فهلیان و سورمه را سازندهایی با توانایی تولید فقط گاز معرفی می کند. همچنین، مطابق با این نمودار، بلوغ حرارتی سازند سورمه از سازند فهلیان و بلوغ حرارتی سازند فهلیان از سازند گدوان بیشتر است که با توجه عمق قرارگیری این سازند ها در ستون چینه شناسی ناحیه مورد مطالعه (شکل ۱) این ترتیب از سطح بلوغ حرارتی حالت ایده آلی را نشان می دهد. با این حال باید در نظر داشت که با افزایش بلوغ حرارتی مقادیر شاخص هیدروژن کاهش پیدا می کند و از اینرو امکان خطا وجود دارد. با این حال، بر اساس ترسیم مقادیر TOC در برابر S_r/S_r ، هر سه سازند گدوان، فهلیان، و سورمه سازندهایی گاززا تعیین شدند.



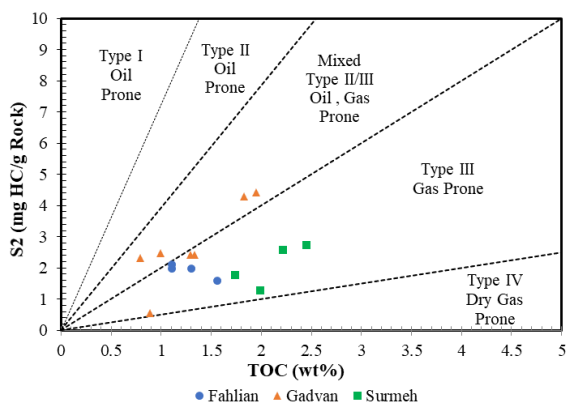
شکل ۹: ترسیم مقادیر TOC در مقابل S_r نمایش دهنده کیفیت هیدروکربن در مقابل غنای کل کربن آلی (با تغییر از [۴]).



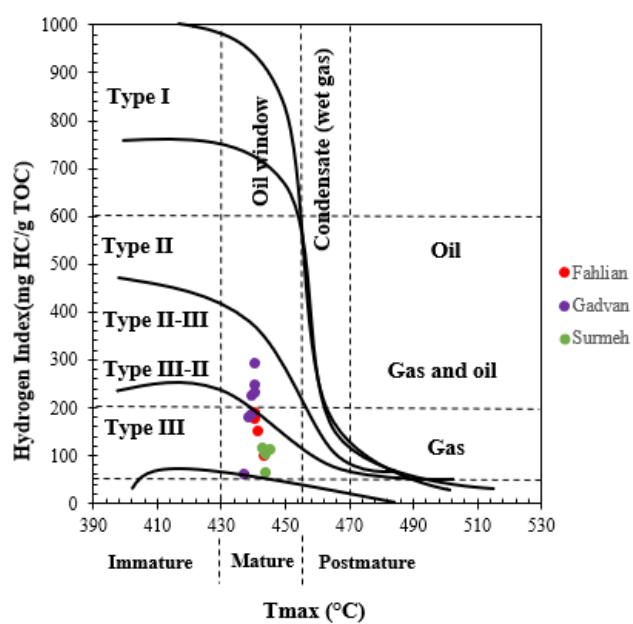
شکل ۵: ترسیم مقادیر TOC در مقابل S_1+S_2 به منظور ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی سازندها [۶].



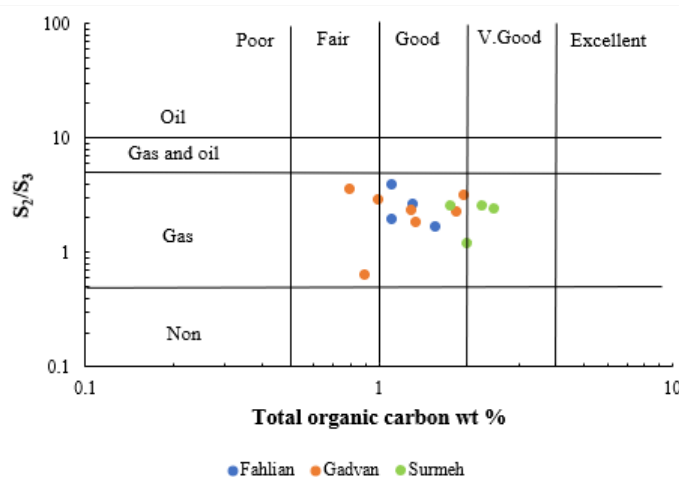
شکل ۶: نمودار شاخص اکسیژن (OI) در مقابل شاخص هیدروژن (HI) برای تعیین نوع کروژن [۵].



شکل ۷: نمودار مقدار کل کربن آلی (TOC) در مقابل S_2 برای تعیین نوع کروژن [با تغییر از [۱۰]].



شکل ۸: نمودار T_{max} در مقابل شاخص هیدروژن (HI) برای تعیین بلوغ حرارتی و نوع هیدروکربور تولیدی (با تغییر از [۲۵]).



شکل ۹: نمودار TOC در برابر S₂/S₃ برای تعیین نوع هیدروکربور تولیدی از سازندها [۱۱].

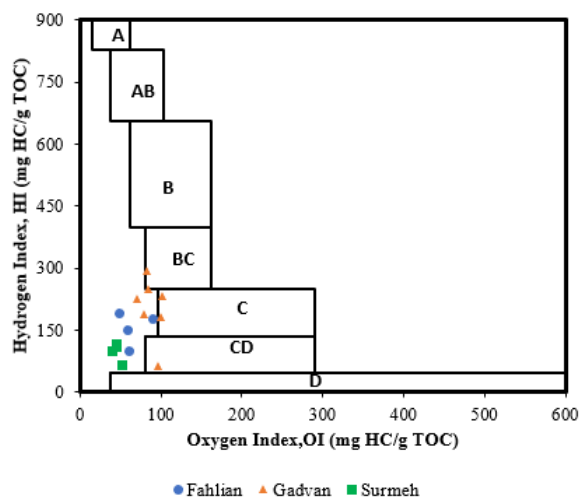
۵-۴- تعیین رخساره آلی

برای تعیین رخساره آلی سازندهای مورد مطالعه از ترسیم شاخص هیدروژن (HI) در برابر شاخص اکسیژن (OI) [۹] استفاده شد. در این نمودار بخش A نشاندهنده محیط دریاچه ای به شدت احیایی، بخش B: محیط دریاچه ای یا دریایی نسبتاً احیایی، بخش BC: محیط های حاوی هم مواد آواری و هم دریایی نیمه اکسیدی با نرخ رسوبگذاری بالا، بخش C: محیط های احیایی با نرخ رسوبگذاری متوسط، بخش CD: محیط های عمیق مجاور مناطق کوهزایی و بخش D: محیط های قاره ای به شدت اکسیدان، را نشان می دهند. بر این اساس، سازند سورمه در بخش CD، سازند فهلیان در بخش C و CD، و سازند گدوان عمدتاً در بخش BC و C قرار می گیرد. از اینرو، سازند گدوان نسبت به سازند فهلیان و این سازند نسبت به سازند سورمه در محیط احیایی تر نهشته شده اند (شکل ۱۰). به این معنا که سازند گدوان نسبت به دو سازند دیگر، به هنگام نهشته شدن از شرایط مطلوب تری برای حفظ ماده آلی و بالطبع دستیابی به پتانسیل هیدروکربورزایی بیشتر برخوردار بوده است. ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی سازندهای مورد مطالعه در بخش های پیشین این نتیجه گیری را تأیید می کند.

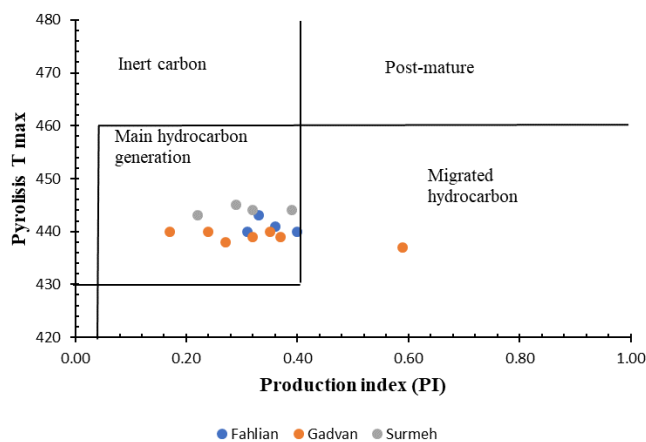
۵-۵- بلوغ حرارتی ماده آلی

بلوغ حرارتی سازندهای مورد مطالعه با استفاده از ترسیم نمودارهای T max در برابر شاخص هیدروژن (HI) (شکل ۸) و T max در مقابل شاخص تولید (PI) (شکل ۱۱) مورد ارزیابی قرار گرفتند. مقدار پارامتر S₂ تمام نمونه های مورد مطالعه از هر سه سازند بیشتر از ۰/۵ (mg HC/g rock) می باشد، بنابراین T max پارامتری قابل اعتماد برای ارزیابی بلوغ حرارتی محسوب می شود [۲۳]. همانطور که در شکل ۸ و ۱۱ مشخص است، هر سه سازند گدوان، فهلیان، و سورمه از لحاظ بلوغ حرارتی در پنجره نفت زایی قرار می گیرند و به عبارتی به بلوغ لازم برای تولید هیدروکربور رسیده اند، با این تفاوت که بلوغ سازند سورمه از فهلیان و سازند فهلیان از گدوان بیشتر است که با توجه به عمق قرارگیری این سازندها (شکل ۱)، این روند از افزایش بلوغ، طبیعی محسوب می شود.

علاوه بر این، مقادیر انعکاس و پترینایت اندازه گیری شده برای دو نمونه از سازندهای گدوان (۰/۷۲) و سورمه (۰/۷۷) حاکی از قرارگیری این دو سازند از لحاظ بلوغ حرارتی در پنجره نفت زایی می باشند که نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز راک اول را تأیید می کنند.



شکل ۱۰: ترسیم نمودار جونز برای تعیین رخساره آلی سازندها [۹].



شکل ۱۱: نمودار شاخص هیدروکربن زایی (PI) در برابر T_{max} برای تعیین میزان بلوغ حرارتی سازندهای مورد مطالعه [۲۵].

۶- نتیجه گیری

ترسیم نمودار S₁ در مقابل TOC حاکی از عدم آلودگی نمونه های مورد مطالعه با هیدروکربورهای مهاجرت کرده می باشد. ارزیابی ژئوشیمیایی آلی با استفاده از آنالیز پیرولیز راک ایول، سازندهای فهلیان و گدوان را سنگ های منشاء با پتانسیل هیدروکربورزایی مناسب (Fair) و سازند گدوان را با پتانسیل تولید هیدروکربور مناسب (Fair) تا خوب (Good) معرفی می

کند. سازندهای فلهلیان و سورمه حاوی کروژن نوع III و سازند گدوان از نوع مخلوط II-III و نوع II، می باشند که نوع هیدروکربور تولیدی از سازند گدوان را، مخلوط نفت و گاز، و گاز، و از سازندهای فلهلیان و سورمه را فقط گاز معرفی می کند. اما بر اساس ترسیم مقادیر TOC در برابر S_2/S_3 هر سه سازند گدوان، فلهلیان، و سورمه سازندهایی گاززا تعیین شدند. بر اساس تعیین رخساره آلی با استفاده از نمودار جونز، سازند سورمه در بخش CD، سازند فلهلیان در بخش C و CD، و سازند گدوان عمدتاً در بخش BC و C از این نمودار قرار می گیرند. ارزیابی بلوغ حرارتی این سازندها با استفاده از پارامترهای T max و شاخص تولید (PI) حاکی از قرارگیری هر سه سازند گدوان، فلهلیان، و سورمه در پنجره نفتی می باشد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله بر خود لازم می دانند تا از گروه پژوهش ژئوشیمی پژوهشگاه صنعت نفت و همچنین گروه زمین شناسی دانشگاه تهران برای فراهم سازی داده ها و تسهیل در انجام این پژوهش نهایت تشکر و قدردانی را داشته باشند. همچنین از داوران این مقاله آقایان دکتر بهمن سلیمانی و دکتر محمود معماریانی تشکر می گردد.

منابع

- [۱] زینل زاده ا.، معین پور م.، شایسته م.، حیدری فرد م.، ۱۳۸۹، مدل سازی دویعدی سیستم هیدروکربوری میدین گچساران و بی بی حکیمه، مجله پژوهش های چینه نگاری و رسوب شناسی، سال بیست و ششم، شماره پیاپی ۴۱، شماره چهارم، صفحات ۱۱۱ تا ۱۲۴.
- [۲] ALAVI, M., ۲۰۰۴, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *Am. J. Sci.*, ۳۰۴(۱), ۱-۲۰.
- [۳] DEMBICKI, H., ۲۰۱۶, Practical petroleum geochemistry for exploration and production. *Elsevier*.
- [۴] DEMBICKI, H., ۲۰۰۹, Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, ۹۳, ۳۴۱-۳۵۶.
- [۵] ESPITALIÉ, J., LAPORTE, J.L., MADEC, M., MARQUIS, F., LEPLAT, P., and PAULET, J., ۱۹۷۷, Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potential pétrolier et de leur degré d'évolution. *Rev. l'Institut Français du Pétrole*, ۳۲, ۲۳-۴۵.
- [۶] HAKIMI, M.H., ABDULLAH, W.H., ALQUDAH, M., MAKEEN, Y.M., and MUSTAPHA, K.A., ۲۰۱۶, Organic geochemical and petrographic characteristics of the oil shales in the Lajjun area, Central Jordan: Origin of organic matter input and preservation conditions. *Fuel*, ۱۸۱, ۳۴-۴۵.
- [۷] HUNT, J.M., ۱۹۹۶, Petroleum geochemistry and geology. WH Freeman New York.
- [۸] JAMES, G.A., and WYND, J.G., ۱۹۶۵, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, ۴۹, ۲۱۸۲-۲۲۴۵.
- [۹] JONES, R., ۱۹۸۷, Organic Facies. In: Brooks, J., Welte, D. (Eds.), *Advances in Petroleum Geochemistry*. Acad. Press. New York ۱-۶۰.
- [۱۰] Katz, B.J., Elrod, L., ۱۹۸۳, Organic geochemistry of offshore California, Middle Miocene to Lower Pliocene strata. *Geochim. Cosmochim. Acta* ۴۷, ۳۸۹-۳۹۶.
- [۱۱] MARAVELIS, A.G., CHAMILAKI, E., PASADAKIS, N., ZELILIDIS, A., and COLLINS, W.J., ۲۰۱۷, Hydrocarbon generation potential of a Lower Permian sedimentary succession (Mount Agony Formation):

- [۱۲] MASHHADI, Z.S., and RABBANI, A.R., ۲۰۱۵, Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: an oil-oil and oil-source rock correlation study. *Int. J. Coal Geol.*, ۱۴۶, ۱۱۸-۱۴۴.
- [۱۳] MOTIEI, H., ۱۹۹۳, Stratigraphy of Zagros. *Treatise Geol. Iran*, ۶۰, ۱۵۱.
- [۱۴] NAIRN, A.E.M., and ALSHARHAN, A., ۱۹۹۷, Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East, Elsevier.
- [۱۵] PETERS, K.E., ۱۹۸۶, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, ۷۰, ۳۱۸-۳۲۹.
- [۱۶] PETERS, K.E., and CASSA, M.R., ۱۹۹۴, Applied source rock geochemistry: Chapter ۵: Part II. Essential elements.
- [۱۷] PETERS, K.E., and MOLDOWAN, J.M., ۱۹۹۳, The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments.
- [۱۸] SETUDEHNIA, A., ۱۹۷۸, The mesozoic sequence in southwest Iran and adjacent areas. *J. Pet. Geol.*, ۱, ۳-۴۲.
- [۱۹] SHARLAND, P.R., ۲۰۰۱, Arabian Plate sequence stratigraphy, Gulf PetroLink, Manama, Bahrain.
- [۲۰] SHEKARIFARD, A., DARYABANDEH, M., RASHIDI, M., HAJIAN, M., and ROTH, J., ۲۰۱۹, Petroleum geochemical properties of the oil shales from the Early Cretaceous Garau Formation, Qalikh locality, Zagros Mountains, Iran. *Int. J. Coal Geol.*, ۲۰۶, ۱-۱۸.
- [۲۱] TISSOT, B., DURAND, B., ESPITALIE, J., COMBAZ, A., ۱۹۷۴, Influence of the nature and diagenesis of organic matter in the formation of petroleum. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, ۵۸, ۴۹۹-۵۰۶.
- [۲۲] TISSOT, B., and WELTEH, D., ۱۹۷۸, Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration., Springer-Verlag.
- [۲۳] TISSOT, B.P., and WELTE, D.H., ۱۹۸۴, Petroleum Formation and Occurrence, springer.
- [۲۴] VAN BUCHEM, F.S.P., ALLAN, T., LAUSEN, G.V., LOTFPOUR, M., MOALLEMI, A., MONIBI, S., MOTIEI, H., PICKARD, N., TAHMASBI, A.R., VEDRENNE, V., and VINCENT, B., ۲۰۱۰, Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran. *GEOL. SOC. SPEC. PUBL, London*, ۳۲۹, ۲۱۹-۲۶۳.
- [۲۵] YANDOKA, B.M.S., ABDULLAH, W.H., ABUBAKAR, M.B., HAKIMI, M.H., JAURO, A., and ADEGOKE, A.K., ۲۰۱۶, Organic geochemical characterisation of shallow marine Cretaceous formations from Yola Sub-basin, Northern Benue Trough, NE Nigeria. *J. African Earth Sci.* ۱۱۷, ۲۳۵-۲۵۱.
- [۲۶] ZIEGLER, M.A., ۲۰۰۱, ۲۰۰۱. Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. *GeoArabia*, ۶ (۳), ۴۴۵-۵۰۴.

Geochemical characterization of the Fahlian, Gadvan, and Surmeh Formations in giant Gachsaran Oilfield

Majid Safaei Farouji^۱, Hossain Rahimpour-Bonab^{۱*}, Buyuk Ghorbani^۲

^۱ MS.c student, School of Geology, University of Tehran, Tehran, Iran

^۲ Professore, School of Geology, University of Tehran, Tehran, Iran

^۳ Head of Geochemistry Research Group, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

* rahimpor@ut.ac.ir

Received: February ۲۰۱۹, Accepted: June ۲۰۱۹

Abstract

The aim of this study is a geochemical evaluation of the Fahlian, Gadvan, and Surmeh Formations as possible source rocks in Gachsaran oil field using Rock-Eval Pyrolysis technique. All of the studied samples possess migration index values lower than ۱,۰ showing indigenous nature of their hydrocarbons. TOC versus S_{γ} and TOC against $S_{\gamma}+S_{\gamma}$ diagrams suggest fair hydrocarbon generation potential for the Fahlian and Surmeh formations and fair to good potential for the Gadvan Formation. For the Fahlian and Surmeh Formations type III kerogen and the Gadvan Formation mixed type II and II-III kerogens were identified. Thus, the Fahlian and Surmeh Formations contain organic matter with a terrigenous source (gas prone), and the Gadvan Formation possesses both of marine and terrigenous organic matter (oil and gas prone). According to the cross plots of Tmax versus Hydrogen index (HI) and TOC versus S_{γ} , the Gurpi Formation is capable of mixed gas and oil, and gas generation and the Fahlian and Surmeh formations considered only gas prone formations. However, according to the cross plot of TOC against S_{γ}/S_{γ} , all of the three studied Formations considered as gas prone sources. In terms of organic facies type, the surmeh, Fahlian, and Gurpi formations located in CD, C and CD, and BC and C zones of jones diagram, respectively. So, the Gadvan formation in compare to the Fahlian formation and the Fahlian Formation in compare to the Surmeh formation, deposited under more anoxic conditions. In terms of thermal maturity, all of the Fahlian, Gadvan, and Surmeh Formations located in oil window zone, but the organic matter (kerogen) of Surmeh Formation possess higher maturity than the Fahlian Formation, and the Fahlian Formation has higher maturity in compare to the Gadvan Formation.

Keywords: Source rock, Fahlian, Gadvan, Surmeh, hydrocarbon generation potential