

## مطالعه ژئوشیمیایی توان تولید هیدروکربن سازند گورپی در برخی از میداین نفتی فروافتادگی دزفول با استفاده از روش پیرولیز راک اول ۶

### چکیده

هدف این مطالعه بررسی کیفیت ماده آلی، ارزشیابی تکامل حرارتی و تاکید بر پتانسیل سازند گورپی بعنوان سنگ منشا در برخی از میداین نفتی فروافتادگی دزفول می باشد. در این راستا تعداد ۳۰ نمونه از چاه های مختاری، بینک، سرکان، پازنان، گچساران، رامین، هفت کل و نفت سفید در ناحیه فروافتادگی دزفول می باشد با استفاده از روش پیرولیز راک اول ۶ مورد بررسی قرار گرفتند. نمودار شاخص هیدروژن (HI) در مقابل Tmax جهت طبقه بندی ماده آلی در شیل مورد استفاده قرار گرفت که نشان دهنده وجود کروژن نوع II در نمونه های چاه بینک، سرکان، پازنان، گچساران و رامین و نوع II و III در چاه مختاری، هفت کل و لب کروژن نوع دوم و سوم می باشد. نتایج حاصله از Tmax در چاه های مورد مطالعه نشان می دهد که بیشتر نمونه های سازند گورپی در چاه های منطقه جنوب خوزستان در ابتدای مرحله تولید نفت (دریچه نفت) بوده است. نمودار S1 + S2 در مقابل TOC نشان می دهد که نمونه های بررسی شده دارای سنگ منشا خوبی هستند. اندازه گیری کل کربن موجود در سازند گورپی نشان دهنده آن می باشد که برخی از نمونه هایی بدست آمده دارای کربن آلی ضعیف است (< ۱٪). TOC) مانند چاه های مختاری، بینک، سرکان، پازنان، گچساران، هفت کل و لب سفید در ناحیه دزفول و برخی دیگر مقدار کربن آلی آنها غنی است (۵٪- ۲ TOC) مانند نمونه های سازند گورپی در چاه رامین. با توجه به نوع کروژن، اگر ماده آلی در چاه های جنوب خوزستان دمای حرارتی کافی دریافت کند سازند گورپی به طور برابر گاز و نفت تولید خواهد کرد.

**کلید واژه:** ماده آلی، نوع کروژن، سازند گورپی، تولید نفت، فروافتادگی دزفول

## مقدمه

یکی از مهمترین حوضه‌های نفتی در جهان حوضه رسوبی زاگرس است که بیش از ۹۸ درصد مخازن نفتی و گازی کشور در این حوضه واقع شده است (Asadi et al, ۲۰۱۵). ضخامت رسوبات این منطقه از ۷ الی ۱۴ کیلومتر در حال تغییر است (Soleimani et al, ۲۰۱۵). فروافتادگی دزفول، به علت وجود لایه‌های رسوبی ضخیم و دارا بودن سنگ‌های منشاء مستعد سنگ مخزن و پوش سنگ مناسب، گسترش ناحیه‌ای و موقعیت استراتژیک یکی از اقتصادی‌ترین حوضه‌های هیدروکربوری ایران به شمار می‌رود (Mashhadi et al, ۲۰۱۵). فروافتادگی دزفول در جنوب غرب تراس زاگرس واقع شده و حدود ۱۱۱۱۱ کیلومتر مربع وسعت دارد. این فروافتادگی محدود به گسل کازرون در شرق و زون خمشی بالارود در شمال است (Asadi et al, ۲۰۱۵). در میدین جنوب غربی ایران، تعداد کل چاه‌هایی که در سازندهای گورپی ارزیابی پتروفیزیکی شده‌اند، به ترتیب میدین اهواز، گچساران، رگ سفید، مارون، بی‌بی‌حکیمه، کوپال، شادگان، مسجدسلیمان، کارون، قلعه‌نار، کرنج، لالی، آغاچاری، گلخاری، سیاه‌مکان، بالارود، نفت‌سفید، کیلورکریم، پرنج، تنگو و زیلایی هستند (Zeinalzadeh et al, ۲۰۱۵) (شکل ۱).

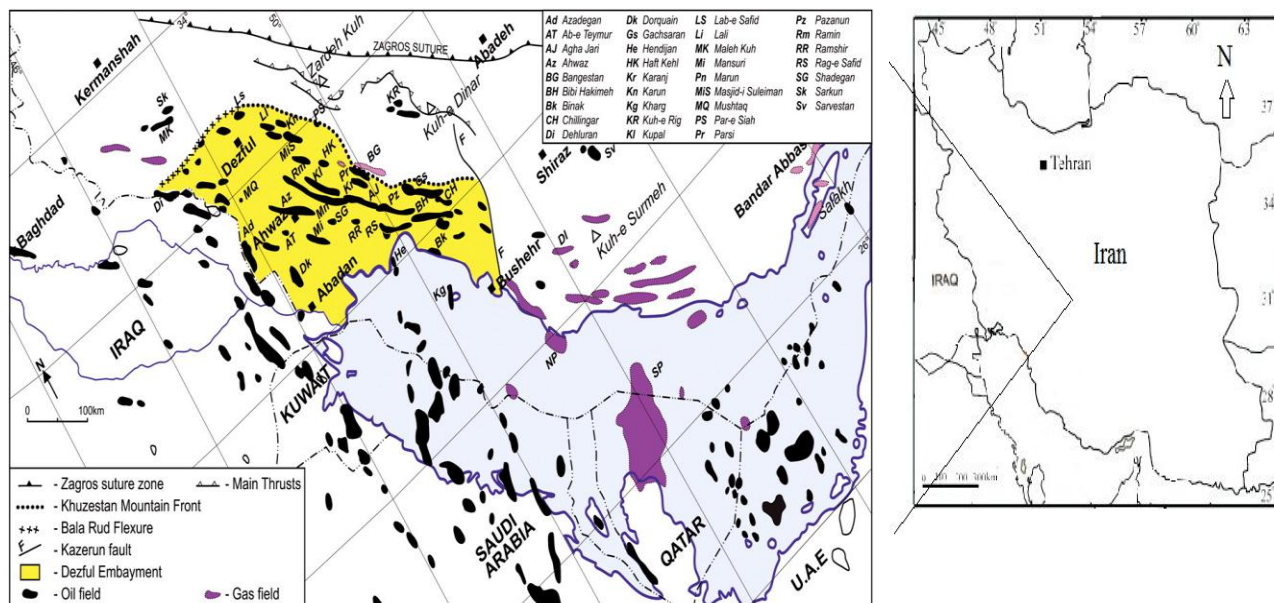


Fig. ۱. Generalized geological map of the Dezful Embayment and the well in this area (Bordenave et al, ۲۰۱۰)

با توجه به وجود سازندهای متفاوت در این ناحیه جهت تولید هیدروکربن، در خصوص سازند گورپی تحقیقات اندکی صورت گرفته است. سایر بررسی های محققین نشان داده است که سازند گورپی با توجه به نوع کروژن و ضخامت نمی تواند سنگ منشاء مؤثر قلمداد گردد (Oskooi et al, ۲۰۱۵). در سازند گورپی بازه ی تغییرات مقدار میانگین تخلخل در میادین مختلف، ۱۳/۵-۵ درصد است. اطلاعات کمی از سازند گورپی وجود دارد. در مطالعه ی یکی از میادین ناحیه ی فروافتادگی دزفول، بر اساس نمودارهای ارزیابی پتروفیزیکی گاما، صوتی، نوترون و چگالی و در نظر گرفتن مقادیر تخلخل و درجه ی اشباع، سازند گورپی به دو بخش بالایی و پایینی تقسیم شده که ناحیه ی بالایی به دلیل عدم وجود تخلخل مؤثر و همچنین مقدار رس فراوان، نقش پوش سنگ را دارد و ناحیه ی پایینی به دلیل تخلخل و تراوایی قابل توجه، نقش مخزن را ایفا کرده است (Bordenave et al, ۲۰۱۰). ژئوشیمی آلی در اکتشاف نفت و گاز نقش تعیین کننده ای را ایفا می کند. امروزه اکثر شرکت های نفتی، تهیه نمودارهای ژئوشیمی آلی را برای اکتشاف نفت و گاز الزامی دانسته و بدون اطلاعات ژئوشیمی اقدام به حفاری نمی کنند (Ramachandran et al., ۲۰۱۳). با توجه به این که در جریان اکتشاف نفت و گاز بدون داشتن اطلاعات ژئوشیمی آلی تقریباً از هر چند چاه فقط یکی از آن ها به نتیجه دلخواه می رسد، می توان با در نظر داشتن این اطلاعات از اتلاف سرمایه عظیم جلوگیری نمود (Hui et al., ۲۰۱۵). در ایران تاکنون فقط بعضی از مخازن تاقیدسی و هیدروکربوری کشف و مورد بهره برداری قرار گرفته اما اگر اکتشاف با روش ژئوشیمیایی آلی همراه باشد، مابقی مخازن هیدروکربوری که به صورت ساختمانی نیستند را نیز می توان مورد اکتشاف و بهره برداری قرار داد. در مطالعات ژئوشیمیایی ابتدا تاریخچه زمین شناسی ناحیه و همچنین وضعیت شکل گیری رسوبات سنگ منشاء بحث می شود. به منظور دستیابی به اطلاعات ژئوشیمیایی از دستگاه پیرولیز راک اول ۶ استفاده می شود. دستگاه راک اول ۶ به عنوان آخرین نسل از نوع خود در سال ۱۹۶۶ تکمیل شد که به علت بالا بودن دقت آنالیز از بهترین روش ها جهت ارزیابی سنگ منشأ به شمار می آید و در مقیاس وسیعی در حوضه های رسوبی جهان مورد استفاده قرار می گیرد (Behar et al., ۲۰۰۱). پیرولیز حرارت دادن ماده آلی در غیاب اکسیژن، برای تولید و آزاد شدن هیدروکربن از مواد آلی و تعیین پتانسیل هیدروکربن زایی باقیمانده در درجه حرارت های بالا و در مدت زمان کوتاه است و به نوعی بازسازی تولید هیدروکربن در مرحله کاتالیز است (Barker, ۱۹۷۴). این روش یک وسیله مناسب برای تشخیص سریع منشأ مولد هیدروکربن از غیر منشأ است (Page & Kuhnel, ۱۹۸۰). لذا در تحقیق حاضر با توجه به کمبود اطلاعات در خصوص سازند

گورپی، با استفاده از روش پیرولیز راک اول ۶، به بررسی توان تولید هیدروکربن سازند گورپی در برخی از میداین نفتی در ناحیه فروافتادگی دزفول پرداخته می شود.

## روش تحقیق

در این مطالعه همانند سایر آنالیزهای ژئوشیمیایی، اولین مرحله، انتخاب و آماده سازی نمونه ها جهت انجام پیرولیز راک اول- ۶ و سنجش میزان TOC و  $T_{max}$  می باشد. در انتخاب چاه ها سعی شد که اولاً موقعیت چاه های انتخاب شده به گونه ای باشد که شرق، غرب و مرکز میدان را پوشش دهد و ثانیاً چاه مورد نظر از سازند مورد مطالعه نمونه داشته باشند. نحوه گزینش این نمونه ها به صورتی بوده است که بتواند نماینده کل نمونه های مورد مطالعه در این چاه ها باشد، طبق روش استاندارد نمونه گیری سعی بر آن بوده است که بتوان از هر ۶۰ فوت این سازندها نمونه ای برداشته شود. به طور کلی بعد از برداشت نمونه ها و پس از تیمار و هموژنیزه نمودن تعداد ۳۰ نمونه جهت انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی برگزیده شدند نمونه ها پس از آماده سازی توسط دستگاه پیرولیز راک اول ۶ مورد آنالیز قرار گرفت و پارامترهای ژئوشیمیایی آن تعیین شد. تعیین نوع کروژن و نوع ماده آلی میزان مقدار ماده آلی (Toc) و بلوغ حرارتی و پختگی آن عوامل مهم در ارزیابی سنگ منشا بود. برای تعیین نوع کروژن موجود در سازند گورپی نمودار HI Vs.  $T_{max}$  (Espitalie et al., ۱۹۷۷; Tissot & Espitalie, ۱۹۷۵) با استفاده از مقادیر متغیرهای HI و  $T_{max}$  رسم شد. جهت اطمینان از عدم آغشتگی نمونه ها به مواد هیدروکربنی از نمودار PI یا شاخص تولید و نمودار  $S_1$  به  $S_2$  استفاده شد.

## یافته ها

سازند گورپی در چاه مختاری از عمق ۱۸۰ تا عمق ۴۸۰ به ضخامت ۳۰۰ متر، در چاه بینک از عمق ۲۶۸۷ تا عمق ۳۰۲۴ به ضخامت ۳۳۷ متر، در چاه سرکان از عمق ۴۷۵ تا عمق ۱۰۹۹ به ضخامت ۶۲۴ متر، در چاه پازنان از عمق ۲۷۱۶ تا عمق ۲۸۰۶ به ضخامت ۹۰ متر، در چاه گچساران از عمق ۲۲۴۶ تا عمق ۲۳۳۲ به ضخامت ۸۶ متر، در چاه رامین از عمق ۴۳۶۰ تا عمق ۴۴۷۰ به ضخامت ۱۱۰ متر، در چاه هفت کل از عمق ۱۳۰۰ تا عمق ۱۳۷۰ به ضخامت ۷۰ متر و در چاه لب سفید از عمق ۲۳۶۵ تا عمق ۲۴۴۰ به ضخامت ۷۵ متری حفاری شده است که نتایج حاصله از آنالیز راک اول نمونه های سازند گورپی در میداین نفتی در ناحیه فروافتادگی دزفول در جدول (۱) ارائه شده است.

کربن یک عنصر ضروری از هر ترکیب آلی است و یکی از راه های ارزیابی غلظت آلی سنگ و اندازه گیری میزان کربن آن است. مقدار کربن آلاینده معمولا به عنوان کل کربن آلی (TOC) اندازه گیری می شود (Jarvie, 1991). کل کربن آلی نمونه های چاه مختاری در محدوده بین ۰/۱۹ تا ۰/۶۲ درصد وزنی با میانگین ۰/۴۰ درصد وزنی قرار می گیرد. همچنین مقدار کل کربن آلی (TOC) در نمونه های به دست آمده از این سازند در چاه بینک، دارای حداقل ۰/۲۸ درصد وزنی و حداکثر ۰/۶۲ درصد وزنی می باشد، که میانگین نمونه های مطالعه شده ۰/۴۰ درصد وزنی است. کل کربن آلی نمونه های چاه سرکان و پازنان به ترتیب در محدوده بین ۰/۱۹ تا ۱/۴۴ درصد وزنی و ۰/۵۱ و ۰/۶۵ درصد وزنی که میانگین نمونه های مطالعه شده در چاه سرکان و پازنان به ترتیب ۰/۶۴ و ۰/۵۹ درصد وزنی است. مقدار کل کربن آلی (TOC) در نمونه های به دست آمده از این سازند در چاه گچساران، رامین و هفت کل به ترتیب دارای حداقل ۰/۴۱، ۱/۹۱ و ۰/۸۰ درصد وزنی و به ترتیب حداکثر ۰/۵۵، ۲/۶۷ و ۰/۸۹ درصد وزنی می باشد که میانگین نمونه های مطالعه شده به ترتیب در چاه گچساران، رامین و هفت کل ۰/۴۶، ۲/۳۷ و ۰/۸۴ درصد وزنی است (جدول ۱). بر طبق جدول ۲ دارای توان تولید هیدروکربن این سازند در چاه های مختاری، بینک، سرکان، پازنان و گچساران دارای در حد متوسط است، در حالیکه در چاه های رامین و هفت کل در حد خوب و لی در چاه لب سفید این سازند دارای توان تولید هیدروکربن در حد ضعیف است. جدول (۱). نتایج حاصله از آنالیز راک اول نمونه های سازند گورپی در برخی از چاه های واقع در ناحیه

#### فروافتادگی دزفول

Well name	Code Samp.	Depth(m)	TOC %	Tmax	S <sub>۱</sub>	S <sub>۲</sub>	S <sub>۱</sub> +S <sub>۲</sub>	HI	PI
Mokhtari □۱	GUD۴	۱۸۰	۰,۲۹	۴۱۹	۰,۰۶	۰,۱۵	۰,۲۱	۵۲	۰,۲۸
Mokhtari □۱	GUD۵	۲۱۰	۰,۳۹	۴۲۷	۰,۰۵	۰,۳۱	۰,۳۶	۷۹	۰,۱۳
Mokhtari □۱	GUD۶	۳۱۰	۰,۱۹	۴۱۷	۰,۰۷	۰,۲۷	۰,۳۴	۱۴۲	۰,۲
Mokhtari □۱	GUD۷	۳۶۰	۰,۶۲	۴۳۴	۰,۱۷	۱,۹	۲,۰۷	۳۰۶	۰,۸
Mokhtari □۱	GUD۸	۴۱۰	۰,۳۶	۴۳۰	۰,۱۱	۰,۷۱	۰,۸۲	۱۹۷	۰,۱۳
Mokhtari □۱	GUD۹	۴۸۰	۰,۵۷	۴۳۱	۰,۲۲	۱,۵۸	۱,۸	۲۷۷	۰,۱۲
Binak □۴	GUD۱۰	۲۶۸۷	۰,۲۸	۴۲۷	۰,۴۶	۰,۵۴	۱	۱۹۳	۰,۴۶
Binak □۴	GUD۱۱	۲۸۰۸	۰,۳۷	۴۳۰	۰,۶۴	۱,۴۴	۲,۰۸	۳۸۹	۰,۳
Binak □۴	GUD۱۲	۲۹۰۰	۰,۳۶	۴۲۹	۰,۸۸	۰,۸۵	۱,۷۳	۲۳۶	۰,۵

Binak □۴	GUD۱۳	۳۰۲۴	۰,۶۲	۴۲۸	۱,۰۳	۱,۷۹	۲,۸۲	۲۸۹	۰,۳۶
Sarkan □۱	GUD۱۴	۴۷۵	۰,۴۱	۳۹۳	۰,۱۶	۱,۰۳	۱,۱۹	۲۵۱	۰,۱۳
Sarkan □۱	GUD۱۵	۵۸۳	۰,۵۹	۴۴۱	۰,۱۴	۰,۷۳	۰,۸۷	۱۲۴	۰,۱۶
Sarkan □۱	GUD۱۷	۸۲۹	۰,۱۹	۳۹۵	۰,۱۲	۰,۲۸	۰,۴	۱۴۷	۰,۳
Sarkan □۱	GUD۱۸	۹۴۸	۱,۴۴	۴۳۸	۱,۱۶	۵,۰۴	۶,۲	۳۵۰	۰,۱۹
Sarkan □۱	GUD۲۰	۱۰۹۹	۰,۵۸	۴۳۵	۰,۲۹	۱,۰۹	۱,۳۸	۱۸۸	۰,۲
Pazanan □۱۷	GUD۲۱	۲۷۱۶	۰,۵۱	۴۳۴	۰,۵۷	۲,۰۵	۲,۶۲	۴۰۲	۰,۲۱
Pazanan □۱۷	GUD۲۲	۲۷۷۶	۰,۶۵	۴۳۵	۰,۵۶	۱,۷۷	۲,۳۳	۲۷۲	۰,۲۴
Pazanan □۱۷	GUD۲۳	۲۸۰۶	۰,۶۲	۴۳۵	۰,۵۶	۲,۲۲	۲,۷۸	۳۵۸	۰,۹۲
Gachsaran □۵۵	GUD۲۴	۲۲۴۶	۰,۴۳	۴۳۵	۰,۵۳	۰,۹۳	۱,۴۶	۲۱۶	۰,۳۶
Gachsaran □۵۵	GUD۲۵	۲۲۷۲	۰,۵۵	۴۳۸	۰,۵۳	۱,۴۱	۱,۹۴	۲۵۶	۰,۲۷
Gachsaran □۵۵	GUD۲۶	۲۳۳۲	۰,۴۱	۴۳۲	۰,۴۹	۱,۵۲	۲,۰۱	۳۷۱	۰,۲۴
Ramin □۴	GUD۲۷	۴۳۶۰	۱,۹۱	۴۳۱	۹,۶۱	۵,۵۱	۱۵,۱۲	۲۸۸	۰,۶۴
Ramin □۴	GUD۲۸	۴۴۰۰	۲,۵۳	۴۳۴	۱۳,۴۳	۵,۰۶	۱۸,۴۹	۲۰۰	۰,۷۳
Ramin □۴	GUD۲۹	۴۴۷۰	۲,۶۷	۴۳۶	۱۴,۹۴	۷,۸	۲۲,۷۴	۲۹۲	۰,۶۶
Haft-kal □۶۱	GUD۳۰	۱۳۰۰	۰,۸	۴۱۳	۰,۳۷	۱,۰۴	۱,۴۱	۱۳۰	۰,۲۶
Haft-kal □۶۱	GUD۳۱	۱۳۷۰	۰,۸۹	۴۳۰	۰,۳۸	۲,۷۷	۳,۱۵	۳۱۱	۰,۱۲
Naft-safid □۳۴	GUD۳۲	۲۳۹۵	۰,۳۵	۴۲۲	۰,۲۳	۰,۲۶	۰,۴۹	۶۶	۰,۴۷
Naft-safid □۳۴	GUD۳۳	۲۴۱۵	۰,۴۶	۴۳۴	۰,۲۵	۰,۷۳	۰,۹۸	۱۵۹	۰,۲۶
Naft-safid □۳۴	GUD۳۴	۲۴۴۰	۰,۴۷	۴۲۵	۰,۲۷	۱,۱۷	۱,۴۴	۲۴۹	۰,۱۹
Naft-safid □۳۴	GUC۱	۲۳۶۵	۰,۵۱	۴۲۹	۰,۱۳	۰,۲۶	۰,۳۹	۵۱	۰,۵۱

جدول ۲. پارامترهای ژئوشیمیایی تعیین کننده نوع هیدروکربن زایی تولید شده (Peters, ۱۹۸۶)

کیفیت	TOC WT%	S <sub>1</sub> (mgHC/gRock)	S <sub>2</sub> (mgHC/gRock)	S <sub>2</sub> +S <sub>1</sub> (mgHC/gRock)
ضعیف	>۰/۵	۰-۰/۵	۰-۲/۵	۰-۳
متوسط	۰/۵-۱	۰/۵-۱	۲/۵-۵	۳-۶

خوب	۱-۲	۱-۲	۵-۱۰	۶-۱۲
خیلی خوب	<۲	<۲	<۱۰	<۱۲

نمودارهای ون کروئن برای نمونه های شیل نشان دهنده غالب بودن نوع II و III است (شکل ۲). بالاترین نمونه-های HI ممکن است به کروژن نوع II دارای پتانسیل بالا در مرز دیگنز / کاتازنز اختصاص داده شود (Obaje و همکاران، ۲۰۰۴).

Peters (۱۹۸۶) has suggested that at thermal maturity equivalent to vitrinite reflectance of ۰,۶% (Tmax ۴۳۵ °C), rocks with HI above ۳۰۰ mgHC/gTOC produce oil; those with HI between ۳۰۰ and ۱۵۰ produce oil and gas; those with HI between ۱۵۰ and ۵۰ produce gas, and those with less than ۵۰ are inert (Figs. ۱ and ۲).

با توجه به شکل شماره ۲ و ۳، مقدار (HI) برای نمونه های چاه مختاری از (mgHC/gTOC) ۵۲ در نمونه GUD۴ تا (mgHC/gTOC) ۳۰۶ در نمونه GUD۷ می باشد و میانگین آن (mgHC/gTOC) ۱۷۵/۵۰ است و  $S_1 + S_2$  از (mgHC / g) ۰,۲۱ تا (mgHC / g) ۲,۰۷ می باشد. مقدار (HI) برای نمونه های چاه بینک از (mgHC/gTOC) ۱۹۳ در نمونه GUD۱۰ تا (mgHC/gTOC) ۳۸۹ در نمونه GUD۱۱ می باشد و میانگین آن (mgHC/gTOC) ۲۷۶/۷۵ است و  $S_1 + S_2$  از (mgHC / g) ۱ تا (mgHC / g) ۲,۸۲ می باشد. مقدار (HI) برای نمونه های چاه سرکان از (mgHC/gTOC) ۱۲۴ در نمونه GUD۱۵ تا (mgHC/gTOC) ۳۵۰ در نمونه GUD۱۸ می باشد و میانگین آن (mgHC/gTOC) ۲۱۲ است و  $S_1 + S_2$  از (mgHC / g) ۰,۴ تا (mgHC / g) ۱,۳۸ می باشد که نشان می دهد دارای پتانسیل تولید گاز و نفت است. مقدار (HI) برای نمونه های چاه پازنان از (mgHC/gTOC) ۱۲۴ در نمونه GUD۱۵ تا (mgHC/gTOC) ۳۵۰ در نمونه GUD۱۸ می باشد و میانگین آن (mgHC/gTOC) ۲۱۲ است و  $S_1 + S_2$  از (mgHC / g) ۰,۴ تا (mgHC / g) ۱,۳۸ می باشد. مقدار (HI) برای نمونه های چاه گچساران از (mgHC/gTOC) ۲۱۶ در نمونه GUD۲۴ تا (mgHC/gTOC) ۳۷۱ در نمونه GUD۲۶ می باشد و میانگین آن (mgHC/gTOC) ۴۳۵ است و  $S_1 + S_2$  از (mgHC / g) ۲,۳۳ تا (mgHC / g) ۲,۷۸ می باشد. مقدار (HI) برای نمونه های چاه رامین از (mgHC/gTOC) ۲۰۰ در نمونه GUD۲۸ تا (mgHC/gTOC) ۲۹۲ در نمونه GUD۲۹ می باشد و میانگین آن (mgHC/gTOC) ۲۶۰ است و  $S_1 + S_2$  از (mgHC / g) ۱,۴۶ تا (mgHC / g) ۲,۰۱ می

باشد. مقدار (HI) برای نمونه های چاه هفت کل از (mgHC/gTOC) ۱۳۰ در نمونه GUD۳۰ تا (mgHC/gTOC) ۳۱۱ در نمونه GUD۳۱ می باشد و میانگین آن (mgHC/gTOC) ۲۲۰/۵۰ است و S۱ + S۲ از ۱۵,۱۲ (mgHC / g) تا ۲۲,۷۴ (mgHC / g) می باشد. مقدار (HI) برای نمونه های چاه لب سفید از (mgHC/gTOC) ۵۱ در نمونه GUC۱ تا (mgHC/gTOC) ۲۴۹ در نمونه GUD۳۴ می باشد و میانگین آن (mgHC/gTOC) ۱۳۱/۲۵ است و S۱ + S۲ از ۱,۴۱ (mgHC / g) تا ۳,۱۵ (mgHC / g) می باشد. نمودار Tmax در مقابل HI (شکل ۳) نشان می دهد که بیشتر نمونه های چاه ها فروافتادگی دزفول به قسمت نفت و گاز مربوط می شود که این بدان معنی است که اکثر نمونه های این چاه ها دارای پتانسیل تولید نفت و گاز است.

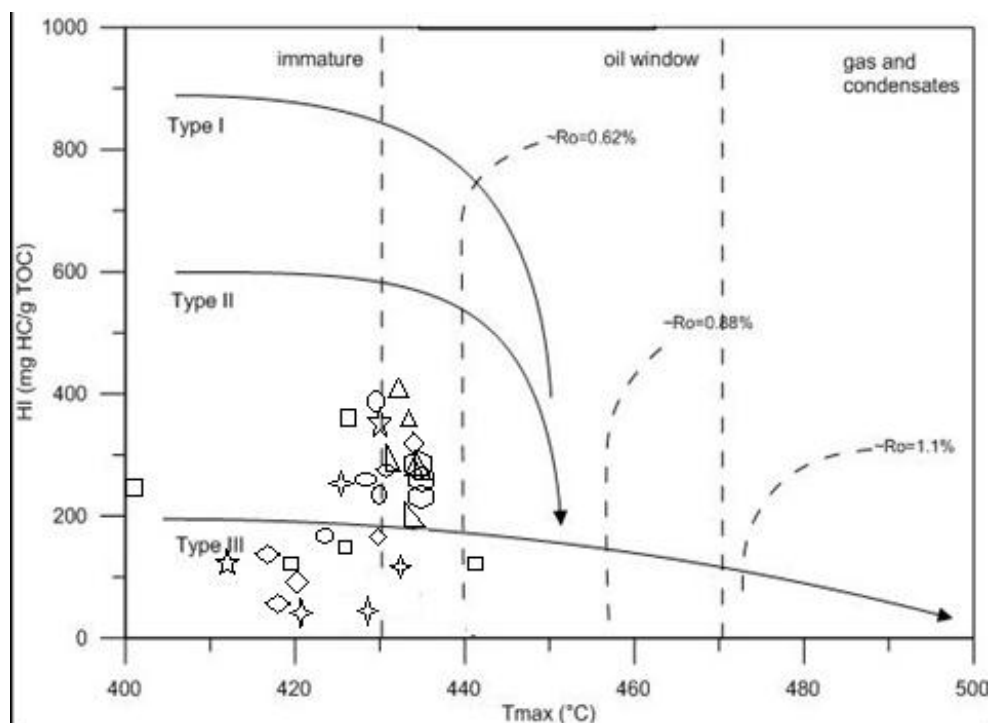


Fig. ۲: A plot of HI versus Tmax indicating type of organic matter and maturity level.

Legend:  $\diamond$  : Mokhtari well,  $\circ$  : Binak well,  $\square$  : Sarkan well,  $\triangle$  : Pazanan well,  $\hexagon$  : Gachsaran well,  $\nabla$  : Ramin well,  $\star$  : Haft-kal well,  $\star$  : Naft-safid well.



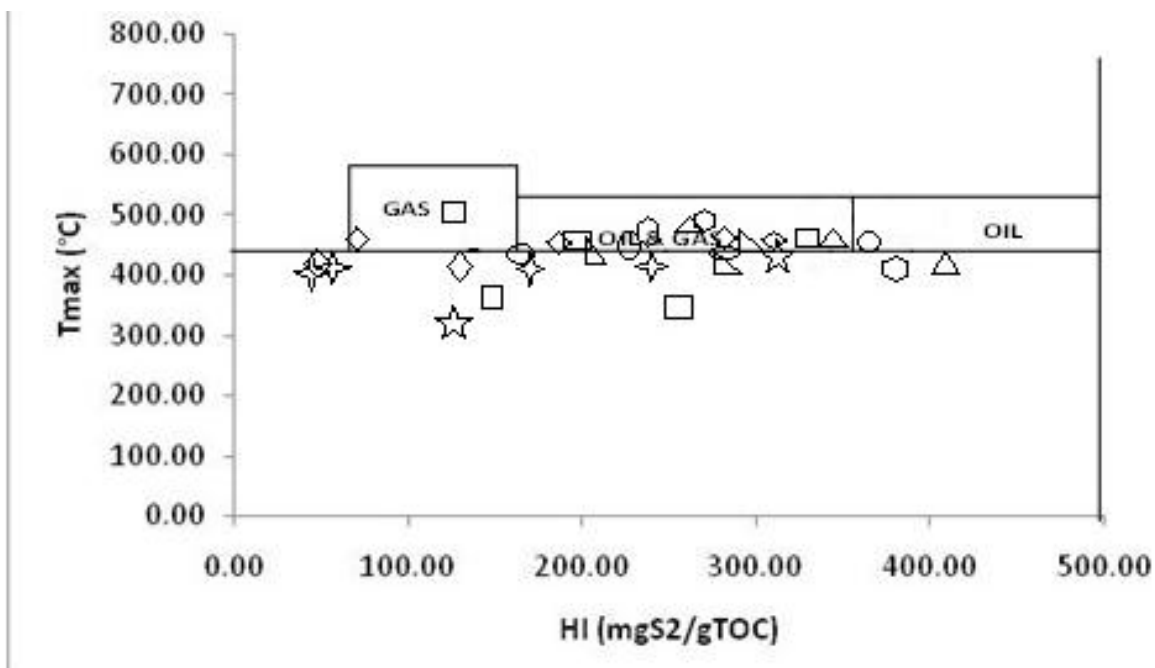


Fig. ۳: A diagram of Tmax versus HI of shale samples describing the quality of organic matter.

Legend:  $\diamond$  : Mokhtari well,  $\circ$  : Binak well,  $\square$ : Sarkan well,  $\triangle$ : Pazanan well,  $\hexagon$ : Gachsaran well,  $\nabla$  : Ramin well,  $\star$  :Haft-kal well,  $\star$  : Naft-safid well.

با استفاده از نمودار  $S_1 + S_2$  در برابر TOC (شکل ۴) و نمودار HI در برابر TOC مشخص می کند که نمونه های چاه رامین (GUD۲۷, GUD۲۸, GUD۲۹) و از نمونه های چاه سرکان GUD۱۸ در فرافتادگی دزفول به عنوان سنگ های منبع خوب به ترتیب با TOC و  $S_1 + S_2$  بالاتر از ۱,۰ wt% و ۵,۰ mg/g می باشند.

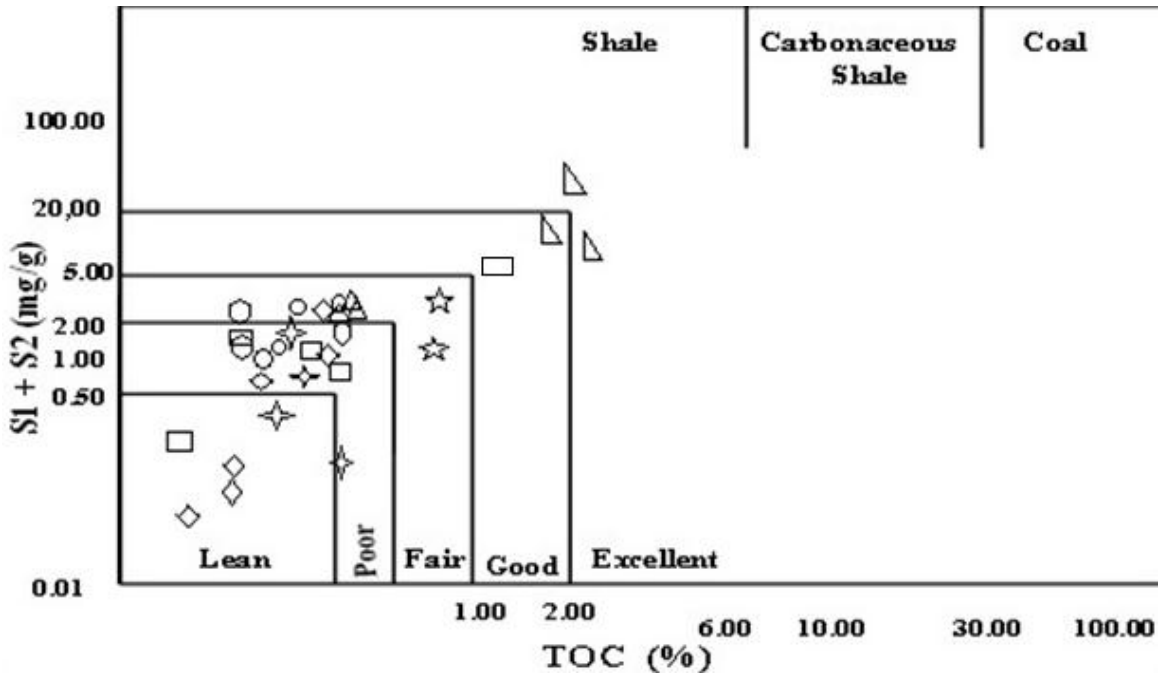
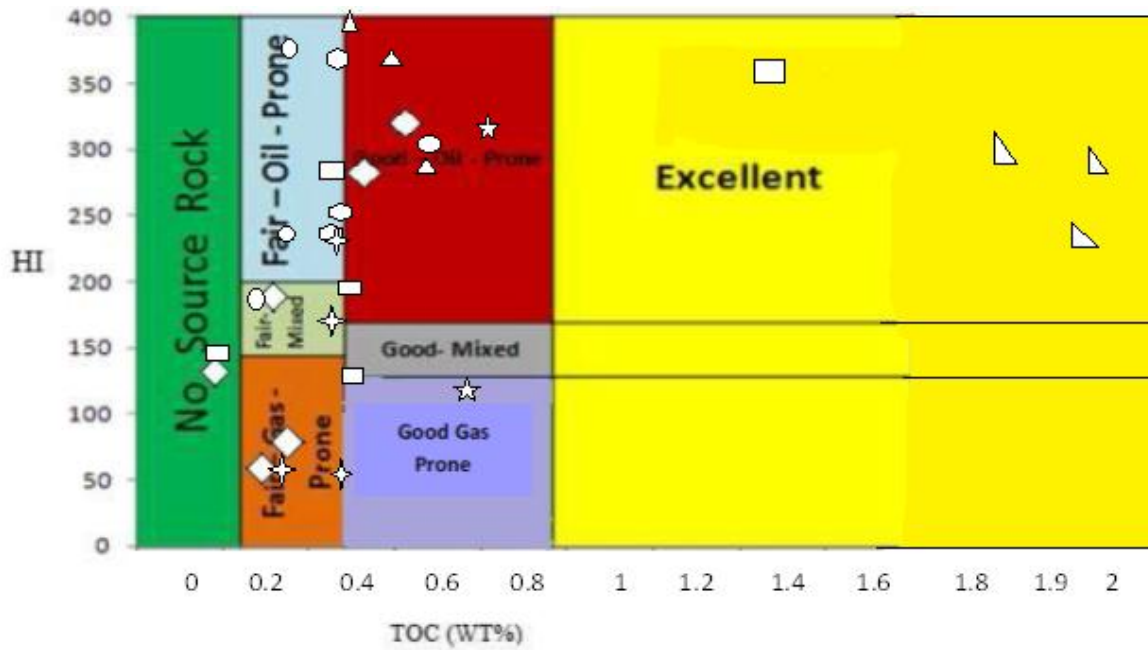


Fig. ۴: A diagram indicating the quality of kerogen type in the shale samples:  $S_1 + S_2$  versus TOC.

Legend:  $\diamond$  : Mokhtari well,  $\circ$  : Binak well,  $\square$  : Sarkan well,  $\triangle$  : Pazanan well,  $\hexagon$  : Gachsaran well,  $\blacktriangle$  : Ramin well,  $\star$  : Haft-kal well,  $\star$  : Naft-safid well.



شکل ۵. نمودار HI در برابر TOC در برخی از میادین نفتی فراتادگی دزفول

Legend:  $\diamond$  : Mokhtari well,  $\circ$  : Binak well,  $\square$  : Sarkan well,  $\triangle$  : Pazanan well,  $\blacktriangle$

⬡: Gachsaran well,   : Ramin well, ☆: Haft-kal well, ✧ : Naft-safid well.

بلوغ حرارتی با رسم پروفیل های Tmax در مقابل TOC تایید شده است (شکل ۵) که نشان می دهد که در چاه مختاری نمونه های GUD7، GUD8 و GUD9 به ترتیب با درجه حرارت °C434، °C430 و °C431، در چاه بینک نمونه GUD11 با درجه حرارت °C430، در چاه سرکان نمونه های GUD15، GUD18 و GUD20 به ترتیب با درجه حرارت °C441، °C438 و °C435، در چاه پازنان نمونه های GUD21، GUD22، GUD23 به ترتیب با درجه حرارت °C434، °C435 و °C435، در چاه گچساران نمونه های GUD24، GUD25 و GUD26 به ترتیب با درجه حرارت °C435، °C438 و °C432، در چاه رامین GUD27، GUD28 و GUD29 به ترتیب با درجه حرارت °C431، °C434 و °C436، در چاه هفت کل نمونه GUD31 با درجه حرارت °C430 و در چاه نفت سفید نمونه GUD33 با درجه حرارت °C434 به «پنجره نفتزایی (°C430)» رسیده است، در حالی که باقی نمونه های چاه های فروافتادگی دزفول به مقدار آستانه دست نیافته و نابالغ است. این مورد همچنین توسط نمودار HI در برابر Tmax (شکل ۱-۲) که تعیین کننده وضعیت بالغ یا نابالغی نمونه های چاه های فروافتادگی دزفول می باشد را پشتیبانی می کند. ظرفیت تولید هیدروکربن (S1 + S2) نشان می دهد که نمونه های چاه رامین (۱۵/۱۲ تا ۲۲/۷۴) دارای بیشترین توان بالقوه برای استخراج هیدروکربن ها در مقایسه با نمونه های باقی چاه های مورد بررسی در فروافتادگی دزفول می باشد. با این حال، گرچه S1 + S2 در اکثر چاه های مورد بررسی (مختاری، بینک، سرکان، پازنان، گچساران، هفت کل و نفت سفید) کم می باشد، اما پتانسیل تولید گاز حرارتی آنها بر اساس نمودار Tmax در مقابل HI شان دهنده پتانسیل تولید نفت و گاز است.

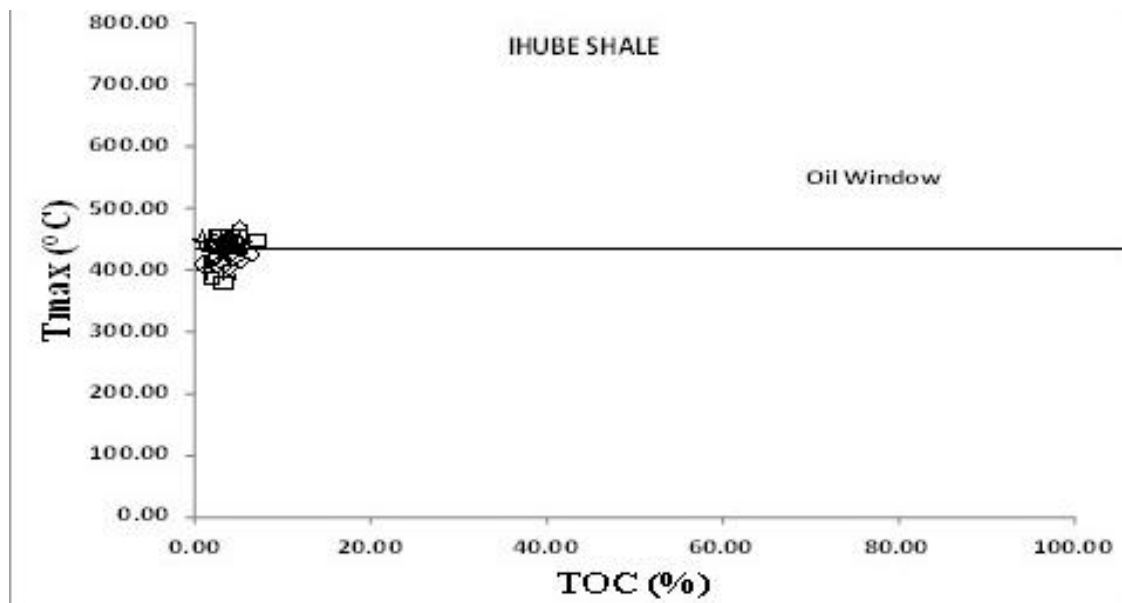


Fig. ۶: To determine the maturity of the organic matter: Tmax versus TOC.

Legend:  $\diamond$  : Mokhtari well,  $\circ$  : Binak well,  $\square$ : Sarkan well,  $\triangle$ : Pazanan well,  
 $\hexagon$ : Gachsaran well,  $\nabla$  : Ramin well,  $\star$  :Haft-kal well,  $\star$  : Naft-safid well.

با توجه به طبقه بندی Baskin (۱۹۹۷)، سنگهای منبع با HI بین ۱۰۰-۲۰۰ mg HC/g TOC محصول ماده آلی نوع III هستند. Peters and Cassa (۱۹۹۴) نمونه هایی با HI کمتر از ۵۰ میلی گرم HC / g TOC را به عنوان ماده آلی نوع IV طبقه بندی کردند. مقادیر هیدروژن HI نمونه های مورد مطالعه در جدول ۱ و جدول ۳ نشان می دهد که این سنگهای منشأ دارای پتانسیل تولید نفت و گاز هستند.

جدول ۳. پارامترهای ژئوشیمیایی تعیین کننده توان هیدروکربن زایی سنگ منشأ (Peters, ۱۹۸۶)

هیدروکربن	HI (mgHC/gTOC)
گاز	۰-۱۵۰
گاز و نفت	۱۵۰-۳۰۰
نفت	<۳۰۰

## نتیجه گیری

نمونه های بدست آمده از سازند گورپی در برخی از میداین نفتی در فرافتادگی دزفول با استفاده از راک اول-۶ تجزیه و تحلیل شدند. نتایج حاصل از آنالیز راک اول-۶ نمونه های گورپی نشان می دهد که این سنگ منشأ در منطقه فروافتادگی دزفول از غنای مطلوبی برخوردار است. نتایج حاصله از Tmax در چاه های مورد مطالعه از نوسان زیادی برخوردار نیست، بیشتر نمونه های سازند گورپی در چاه های منطقه جنوب خوزستان در ابتدای مرحله تولید نفت (دریچه نفت) بوده است، زیرا Tmax آنها در حدود  $435^{\circ}\text{C}$  است. نمودار  $S_1 + S_2$  در مقابل TOC نشان می دهد که نمونه های بررسی شده دارای سنگ منشا خوبی هستند و قادر به تولید هیدروژن در مقدار تجاری می باشند. نتایج بدست آمده از پیرولیز راک اول-۶ بروی نمونه های چاه های فرافتادگی دزفول نشان دهنده ماده آلی می باشد که دارای منشا عمدتاً زمینی براساس کروژن نوع III است. اطلاعات به دست آمده برای نمونه های سازند گورپی نشان می دهد که بیشتر نمونه ها (بینک، سرکان، پازنان، گچساران و رامین) دارای منشأ مواد آلی دریایی یا کروژن نوع دوم (Type II) است. اما در بعضی از موارد مانند نمونه های چاه مختاری، هفت کل و لب سفید مواد آلی خشکی یا کروژن نوع دوم و سوم و نیز می باشد. اندازه گیری کل کربن موجود در سازند گورپی نشان دهنده آن می باشد که برخی از نمونه های بدست آمده دارای کربن آلی ضعیف است ( $1\% <$  TOC) مانند چاه های مختاری، بینک، سرکان، پازنان، گچساران، هفت کل و لب سفید در ناحیه دزفول و برخی دیگر مقدار کربن آلی آنها غنی است ( $5\% - 2\%$  TOC) مانند نمونه های سازند گورپی در چاه رامین. به طور کلی سازند گورپی با درصد بالای کربن آلی یکی از بهترین و یا به عبارت مطلوب ترین سنگ منشأ فرافتادگی دزفول می باشد که واجد پتانسیل نفتی بسیار خوبی بوده و از نظر درجه بلوغ یا پختگی این سازند در ابتدای مرحله تولید نفت (دریچه نفت) رسیده است. نکته جالب توجه در مورد سازند گورپی این است که مواد آلی، یا کروژن تشکیل دهنده نمونه های سازند گورپی دارای تغییرات زیادی است که می توان آن را به شرایط حاکم بر محیط رسوبی این سازند در حوضه رسوبی زاگرس مربوط دانست.

## منابع

Asadi Mehmandosti Elham, Adabi Mohammad Hossein, A. Bowden Stephen, Alizadeh Bahram. (۲۰۱۵). Geochemical investigation, oil-oil and oil-source

- rock correlation in the Dezful Embayment, Marun Oilfield, Zagros, Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 68, 648-663.
- B Soleimani, F Zamani. (2015). Preliminary petroleum source rock evaluation of the Asmari–Pabdeh reservoirs, Karanj and Parsi oil fields, Zagros, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 134, 97-104.
- Barker, C., 1974, Pyrolysis techniques for source rock evaluation, AAPG Bullrtin, Vol. 58, p. 2349- 2361.
- Baskin, D.K. (1997). “Atomic H/C Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion”. *American Association of Petroleum Geologists Bull.* 81:1437-1450.
- Behar, F., Beaumont, V., Pentea do, B. 2001, Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments, *Oil & Gas Science and Tecnology-Rev. IFB*, Vol.56, P.111-134.
- Bordenave M. L. and Hegre J. A. (2010). Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geological Society, London, Special Publications*, 330, 291-353.
- Espitalie, J., Madec, M., Tissot, B., Menning, J. J. & Leplate, P., 1977, Source rock characterization method for petroleum exploration, *Proceeding of the 9th annual offshore technology conference*, Vol.3, P.439-448.
- Hui Han, Ning-ning Zhong, Cai-xia Huang, & Wei Zhang. (2015). Pyrolysis kinetics of oil shale from northeast China: Implications from thermogravimetric and Rock–Eval experiments. *Fuel*. 159, 776–783.
- Jarvie, D.M. (1991). Total Organic Carbon (TOC) Analysis, in Merrill RK(ed): *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques*. Tulsa: AAPG (1991): 113-118.

- K. Ramachandran, Vinay BabuEmail author, Bijaya K., & Behera, T. Harinarayana. (۲۰۱۳). Source rock analysis, thermal maturation and hydrocarbon generation using rock-eval pyrolysis in parts of Krishna–Godavari basin, India: a case study. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, ۳, ۱, ۱۱–۲۰.
- Mashhadi Zahra Sadat, Rabbani Ahmad Reza, Kamali Mohammad Reza. (۲۰۱۵). Geochemical characteristics and hydrocarbon generation modeling of the Kazhdumi (Early Cretaceous), Gurpi (Late Cretaceous) and Pabdeh (Paleogene) formations, Iranian sector of the Persian Gulf. *Marine and Petroleum Geology*, ۶۶, ۴, ۹۷۸-۹۹۷.
- Oskooi Behrooz, Abedi Maysam. (۲۰۱۵). An airborne magnetometry study across Zagros collision zone along Ahvaz–Isfahan route in Iran. *Journal of Applied Geophysics*, ۱۲۳, ۱۱۲-۱۲۲.
- Page, M. M. & Kuhnel, C., ۱۹۸۰, Rock Eval Pyrolysis as source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, Vol. ۶۴, P.۷۶۲
- Peters, K. E. and Cassa, M.R. (۱۹۹۴), Applied source rock geochemistry. In: Magoon, L. B. and Dow, G. W. (Eds.) –*Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem.*, ۶۰, ۹۳-۱۲۰.
- Tissot, B. & Espitalie, J., ۱۹۷۵, Thermal evolution of organic materials in sediments; application of a mathematical simulation; petroleum potential of sedimentary basins and reconstructing the thermal history of sediments, *Revue de l'Institut Francais du Petrole et Annales des Combustibles Liquides*, Vol. ۳۰(۵), P. ۷۴۳-۷۷۷
- Zeinalzadeh Arsalan, Moussavi-Harami Reza, Mahboubi Asadollah, Sajjadian Vali Ahmad. (۲۰۱۵). Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, ۲۶, ۴۱۹-۴۲۶.