

# ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشأ و نفت‌های خام میدان نفتی مارون با استفاده از دستگاه پیرولیز راک‌ایول (۶) و کروماتوگرافی گازی (GC)

الهام اسدی مهماندوستی<sup>۱</sup>، بهرام علیزاده<sup>۲</sup> و محمد حسین آدابی<sup>۱</sup>

<sup>۱</sup> دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

<sup>۲</sup> دانشکده علوم، دانشگاه شهید چمران، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۸۸/۱۰/۰۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۹/۰۶/۰۳

## چکیده

میدان نفتی مارون، یکی از مهم‌ترین میادین نفتی ایران در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی در کمربند چین‌خورده زاگرس است که مورد بررسی ژئوشیمی آلی قرار گرفته است. ۴۳ نمونه از سازندهای مخزن و منشأ گرو، گدوان، داریان، کژدمی، سروک، گورپی و پابده از چاه‌های متفاوت میدان نفتی مارون توسط پیرولیز راک‌ایول تجزیه و بی‌تومن استخراج شده از ۲۳ نمونه انتخاب شده با دستگاه کروماتوگرافی ستونی و گازی مورد مطالعه قرار گرفت. به منظور مقایسه بی‌تومن استخراج شده از سازندهای مورد بررسی، ۵ نمونه نفت خام از مخزن بنگستان و یک نمونه از مخزن خامی مطالعه شده است. بررسی داده‌های حاصل از پیرولیز راک‌ایول نشان می‌دهد که نمونه‌های کژدمی و پابده با میانگین کل کربن آلی ۴/۱۳ درصد و  $S_2$  بیشتر از ۱۲ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ دارای بیشترین مقدار درصد TOC و پتانسیل هیدروکربن‌زایی بالاتری نسبت به دیگر نمونه‌ها هستند. بر مبنای نمودار HI در برابر Tmax و همچنین  $S_2$ -TOC مشخص شد که کروژن موجود در سازندهای مورد مطالعه از نوع II است. همچنین سازندهای گرو، گدوان و کژدمی با رسیدن به مرحله کاتائز مسیر بلوغ حرارتی را طی کرده‌اند. تغییرات PI و Tmax در برابر ژرفا بیانگر این موضوع است که نمونه‌های پابده و گورپی بلوغ کمتری را نسبت به نمونه‌های کژدمی و گرو نشان می‌دهند. مطالعه کروماتوگرام‌ها و نسبت تغییرات مقادیر  $Pr/nC_{17}$  در برابر  $Ph/nC_{18}$  نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه فاقد یا دارای مقدار کمی پدیده تخریب زیستی بوده و نفت خام مخزن بنگستان و خامی از سنگ منشأیی با کروژن نوع II در شرایط کاهیده تشکیل شده است.

**کلیدواژه‌ها:** راک‌ایول ۶، کروماتوگرافی گازی، مخزن بنگستان، مخزن خامی، میدان نفتی مارون

\* نویسنده مسئول: الهام اسدی مهماندوستی

E-mail: e\_asadi@sbu.ac.ir

## ۱- مقدمه

کوهزایی زاگرس بوده و در جنوب‌خاوری تراف ترکیه، شمال سوریه، شمال‌خاوری عراق و باختر و جنوب ایران گسترش دارد (Alavi, 2004; 2007). ساختار زمین‌شناسی و چینه‌شناسی فروافتادگی دزفول و به‌دنبال آن میدان نفتی مارون در زمان کرتاسه بالایی تا اوایل دوره ترشیاری به‌شدت تحت تأثیر فعالیت‌های زمین‌ساختی زاگرس بوده است. سازندهای دیده شده در فروافتادگی دزفول و میدان نفتی مارون به‌شرح زیر است (James and Wynd, 1965):

- سازند گرو (نئوکومین): سنگ‌شناسی مارنی پیریتی به‌رنگ قهوه‌ای تیره در تناوب با سنگ آهک‌های آرژلیتی (به‌عنوان سنگ منشأ)،
- سازند گدوان (نئوکومین بالایی - آپتین): سنگ آهک نریتیک و آرژلیتی (به‌عنوان سنگ مخزن)،
- سازند داریان (آپتین): سنگ آهک اربیتولین دار به همراه مقادیر کمی سیلیس (به‌عنوان سنگ مخزن)،
- سازند کژدمی (آلبین - سنومانین پایینی): مارن‌های تیره به‌همراه شیل و سنگ آهک‌های آرژلیتی تیره رنگ (به‌عنوان سنگ منشأ)،
- سازند سروک (سنومانین): سنگ آهک‌های سفید رنگ، توده‌ای، دارای چرت و رودیست (به‌عنوان سنگ مخزن)،
- سازند ایلام (سانتونین - کامپنین): سنگ آهک‌های رسی دانه‌ریز پلاژیک خاکستری رنگ با لایه‌بندی منظم و میان‌لایه‌های نازک شیل (به‌عنوان سنگ مخزن)،
- سازند گورپی (سانتونین - مایستریشین): مارن‌های تیره خاکستری، شیل و کمی سنگ آهک مارنی خاکستری، (به‌عنوان سنگ منشأ)،
- سازند پابده (پالئوسن - الیگوسن): شیل‌های سیاه به‌همراه سنگ آهک‌های نازک آرژلیتی (به‌عنوان سنگ منشأ)،
- سازند آسماری (الیگوسن - میوسن پایینی): سنگ آهک نریتیک (به‌عنوان سنگ مخزن)،

حوضه رسوبی زاگرس یکی از مهم‌ترین حوضه‌های نفتی دنیا است که دارای امتداد شمال‌باختر - جنوب‌خاور بوده و مهم‌ترین میادین نفتی دنیا در این حوضه واقع شده است. در این مطالعه میدان نفتی مارون به‌عنوان یکی از مهم‌ترین میادین نفتی ایران تحت مطالعه ژئوشیمیایی آلی قرار گرفته است. امروزه ژئوشیمی نفت به‌عنوان یک علم بنیادی برای بهبود بازده اکتشاف و تولید به‌کار گرفته می‌شود. در سال‌های اخیر با استفاده از تئوری‌ها و روش‌های مختلف ژئوشیمیایی، بسیاری از مسایل مربوط به سنگ منشأ، مهاجرت و تجمع نفت مورد مطالعه قرار می‌گیرد (Miller, 1995; Peters & Fowler, 2002; Alizadeh et al., 2007; England, 2007). یکی از مهم‌ترین ابزارهای مورد استفاده در مطالعه ژئوشیمیایی، دستگاه راک‌ایول است که در مقیاس بسیار وسیعی برای اکتشاف نفت و گاز در حوضه‌های رسوبی سراسر جهان مورد استفاده قرار گرفته است (Behar et al., 2001; Li et al., 2006).

## ۲- زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی مارون در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی بخشی از کمربند چین‌خورده زاگرس (Zagros Fold Trust Belt, ZFTB) و در میانه این ساختمان، در امتداد تاقدیس‌های آغاچاری و رامین قرار گرفته است (شکل ۱). میدان مارون با روند شمال‌باختری - جنوب‌خاوری در بخش باختری تا مرکزی و روند شمال‌خاوری - جنوب‌باختری در بخش انتهایی خاوری امتداد یافته است و دارای ۶۳/۵ کیلومتر طول و به‌طور متوسط ۷ کیلومتر عرض است. تاکنون ۳۲۰ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است (Shayesteh, 2002).

در چهارچوب زمین‌ساختی پیچیده خاور میانه، کمربند چین‌خورده زاگرس یک مرحله تغییر شکل یافته از حوضه رسوبی زاگرس است که تا شمال‌خاوری حاشیه قاره‌ای آفری - عربی گسترش دارد. این کمربند از زمان کرتاسه تا عهد حاضر تحت



هستند، در حالی که نمونه‌های پایده (۱۸/۵۱٪) و کژدمی (۱۶/۱۰٪) آسفالتن بالایی را نشان می‌دهند. به دلیل نمونه‌برداری از یک لنز آسفالتی یک نمونه از بیتومن‌های استخراج‌شده از سازند سروک (چاه شماره ۱۲۳) مقدار آسفالتن بالایی را نشان می‌دهد (۶۳/۵۱٪). بالا بودن میزان آسفالتن عموماً مشکلات و مسائل فراوانی را در صنعت نفت و گاز ایجاد می‌کند.

بر اساس نمودار مثلثی (Tissot and Welte (1984)، همه نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در محدوده نفت‌های پارافینی (Paraffinic Oils) قرار می‌گیرند که بیانگر بالا بودن بلوغ حرارتی و مصون بودن از پدیده تجزیه زیستی نمونه‌های مورد مطالعه است. همان گونه که در شکل ۷ نشان داده شده است نمونه مخزن خامی، چاه شماره ۵، بلوغ حرارتی بالاتری را نسبت به نمونه‌های مخزن بنگستان نشان می‌دهد.

نسبت آلکان‌های نرمال فرد به زوج نمونه‌های نفت خام مورد مطالعه و بیتومن‌های استخراج شده سازند کژدمی (شکل ۸) در نمودار ستاره‌ای (Star Diagram) بیانگر یکسان بودن سنگ منشأ در نمونه‌های مخزن بنگستان و مخزن خامی است (Kaufman et al., 1990).

در شکل ۹ کروماتوگرام‌های جرمی بیومارکهای استران به‌عنوان نمونه، در برش اشباع نمونه نفت خام چاه شماره ۲۴۰ مخزن بنگستان نشان داده شده است. از درصد  $C_{27}-C_{28}-C_{29}$  استران حاصل از کروماتوگرافی گازی طیف‌سنج جرمی می‌توان برای تعیین ارتباط بین نمونه‌های نفت خام استفاده کرد (شکل ۱۰). نمودار مثلثی  $C_{27}-C_{28}-C_{29}$  استران عموماً برای نشان دادن ارتباط ژنتیکی میان نفت‌های خام و بیتومن‌های استخراج‌شده از سنگ‌های منشأ با بلوغ حرارتی بالا استفاده می‌شود (Peters et al., 2005). این رسم‌ها یک شاهد مستقل برای همخوانی میان نمونه‌ها هستند زیرا ترکیبات در هر سری همولوگ منشأهای متفاوتی را دارند. نزدیکی نمونه‌ها در این نمودار بیانگر ارتباط ژنتیکی میان آنها است (Peters et al., 2005). همان گونه که در شکل ۱۰ نشان داده شده است نمونه‌های نفت مخزن بنگستان و خامی در نمودار مثلثی  $C_{27}-C_{28}-C_{29}$  استران در کنار یکدیگر قرار گرفته‌اند. این امر می‌تواند بیانگر یکسان بودن سنگ منشأ در نمونه‌های مخزن بنگستان و مخزن خامی باشد. با توجه به این شکل نمونه‌های نفت و سنگ‌های منشأ، رخساره کربناتی دریایی را برای خود تداعی می‌کنند.

از نمودار تغییرات مقادیر  $Pr/nC_{17}$  در برابر  $Ph/nC_{18}$  برای تعیین نوع ماده آلی نفت‌های خام و تفسیر محیط رسوبگذاری سنگ منشأ نفت‌ها استفاده می‌شود (Connan and Cassou, 1980; Peters et al., 1999; 2005). بر اساس شکل ۱۱ نفت مخزن بنگستان و خامی از سنگ منشأیی با کروژن نوع II، که در شرایط احیایی تشکیل شده، تولید شده است. افزون بر این، بر اساس این نمودار نفت‌های مخزن بنگستان بلوغ حرارتی به نسبت خوبی دارند.

#### ۵- نتیجه‌گیری

بر اساس مطالعه داده‌های راکت‌ایول VI سازندهای کژدمی، گدون و گرو با داشتن مقادیر بالای  $S_2 + S_1$  و درصد TOC در محدوده بسیار خوب، قرار گرفته و پتانسیل هیدروکربورزایی بالاتری را نسبت به نمونه‌های سازند گورپی نشان می‌دهند. رسم نمونه‌های مورد مطالعه در نمودار  $S_2$ -TOC بر اساس نمودار HI-Tmax بوده و نشان‌دهنده کروژن نوع II با منشأ دریایی برای همه نمونه‌های مورد مطالعه است. مقدار Tmax و PI با افزایش ژرفا در نمونه‌های مورد مطالعه افزایش یافته و نمونه‌های پایده و گورپی بلوغ کمتری را نسبت به نمونه‌های کژدمی و گرو نشان می‌دهند.

مطالعه کروماتوگرافی ستونی و گازی نشان می‌دهد که به دلیل بالا بودن بلوغ حرارتی و مصون بودن از پدیده تجزیه زیستی نمونه‌های نفتی مخزن بنگستان در محدوده نفت‌های پارافینی (Paraffinic Oils) قرار می‌گیرند. نمونه مخزن خامی بلوغ حرارتی بالاتری را نسبت به نمونه‌های مخزن بنگستان نشان می‌دهد.

(Oil Window) نرسیده است و در حال ورود به مرحله کاتاژن است. این نمودار همچنین نشان‌دهنده این است که کروژن موجود در سازندهای مورد مطالعه بیشتر از نوع III است. بر طبق نظر Espalitie et al. (1985) کروژن نوع I که بیشتر دارای منشأ دریاچه‌ای است، می‌تواند حاوی تا ۸۰ wt% هیدروکربن در طی پیرولیز باشد (که بر اساس HI برابر با ۸۰۰ mg/gTOC است)، کروژن نوع II با منشأ دریایی دارای ۵۰-۶۰ wt% هیدروکربن (با HI برابر ۵۰۰ تا ۶۰۰) و کروژن نوع III که بیشتر مواد چوبی با منشأ قاره‌ای است دارای ۱۵-۳۰ wt% هیدروکربن است. از نمودار  $S_2$ -TOC می‌توان برای تعیین نوع کروژن موجود در سنگ منشأ نیز استفاده نمود (Langford and Blanc-Valleron, 1990). در این نمودار مرز تفکیک‌کننده کروژن نوع I و II در محدوده  $HI=700$  و مرز جداکننده کروژن نوع II و III محدوده  $HI=200$  است (شکل ۴).

رسم نمونه‌های مورد مطالعه در نمودار  $S_2$ -TOC بر اساس نمودار HI-Tmax بوده و نشان‌دهنده کروژن نوع II با منشأ دریایی برای همه نمونه‌های مورد مطالعه است. با افزایش بلوغ در طی کاتاژن، مقدار هیدروکربن تولیدشده افزایش می‌یابد، بنابراین در صورت عدم مهاجرت، مقدار  $S_2$  کاهش و مقدار  $S_1$  افزایش می‌یابد. بنابراین PI (پتانسیل هیدروکربن‌زایی) با افزایش بلوغ افزایش می‌یابد. مقدار Tmax نیز با افزایش بلوغ بالا می‌رود که بیانگر افزایش انرژی حرارتی مورد نیاز برای شکست پیوندهای باقی‌مانده در کروژن در ارتباط با تولید هیدروکربن است (Peters, 1986; Killops and Killops, 2005). در شکل ۵ تغییرات Tmax و PI در برابر ژرفا نشان داده شده است. همان طور که دیده می‌شود مقدار Tmax و PI با افزایش ژرفا، افزایش می‌یابد. در این شکل نمونه‌های پایده و گورپی بلوغ کمتری را نسبت به نمونه‌های کژدمی و گرو نشان می‌دهند.

از نسبت شاخص هیدروکربن‌زایی (PI) در برابر Tmax نیز می‌توان برای تعیین میزان بلوغ استفاده کرد. به‌طور کلی PI و Tmax به‌ترتیب پایین‌تر از ۰/۸ و ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد بیانگر مواد هیدروکربنی نابالغ است. Tmax بیشتر از  $470^{\circ}C$  بیانگر زون گاز تر (wet gas zone) است. مقدار PI در پایین محدوده پنجره نفتی در حدود ۰/۴ است، این مقدار در هنگامی که توانایی تولید هیدروکربن کروژن کاهش می‌یابد به ۰/۱ می‌رسد (Peters, 1986). بالاتر بودن PI در برخی نمونه‌های پایده و گورپی می‌تواند به دلیل آلودگی هیدروکربوری این نمونه‌ها باشد.

مقدار Tmax در نمونه‌های گدوان ۴۲۴ تا ۴۳۹ (میانگین ۲۴۹/۸)، پایده ۴۱۸ تا ۴۳۲ (میانگین ۴۲۴/۲)، گورپی ۴۲۸ تا ۴۳۵ (میانگین ۴۳۲)، کژدمی ۴۳۸ تا ۴۴۸ (میانگین ۴۲۱/۷) و نمونه گرو ۴۳۶ و ۴۳۸ (میانگین ۴۳۷) است. نمودار PI-Tmax در سازندهای مورد مطالعه نشان می‌دهد که بلوغ مواد آلی نمونه‌های پایده، گورپی و گدوان با میانگین Tmax کوچک‌تر از  $435^{\circ}C$  کمتر از نمونه‌های گرو و کژدمی است (شکل ۶).

#### ۴-۳. داده‌های نفت خام و بیتومن‌های استخراج‌شده

پس از مطالعه داده‌های حاصل از راکت‌ایول، ۲۳ نمونه از سنگ‌های منشأ و مخزن و ۶ نمونه نفت خام از میدان مارون انتخاب و پس از تعیین درصد استخراج (EOM) و درصد آسفالتن، ترکیبات هیدروکربوری اشباع، آروماتیک و رزین به‌روش کروماتوگرافی ستونی از مالتن جدا شدند.

درصد استخراج در نمونه‌های سازند کژدمی به‌طور میانگین ۳/۶۶، گرو ۲/۸۱، گدوان ۲/۲۶، پایده ۱/۴۸، سروک ۱/۳۸ و داریان ۰/۹۸ درصد است. درصد آسفالتن در نمونه‌های نفتی مخزن بنگستان در چاه شماره ۲۴۹ به میزان ۷/۳۹ درصد با بالاترین مقدار و در چاه ۲۴۰ به میزان کمینه ۱/۸۱ درصد است. مقدار میانگین آسفالتن در مخزن بنگستان ۴/۷۴ درصد است. نمونه نفت خام مخزن خامی (چاه شماره ۵) فاقد آسفالتن است.

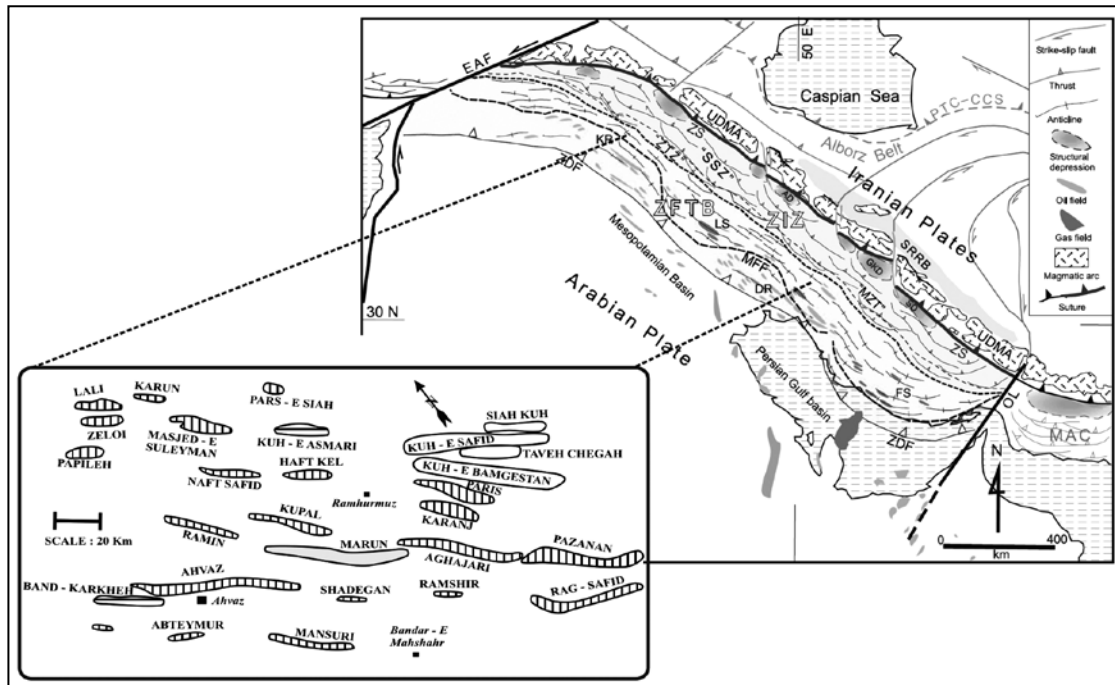
نمونه‌های داریان، گدوان و گرو فاقد آسفالتن در بیتومن‌های استخراج‌شده

### سپاسگزاری

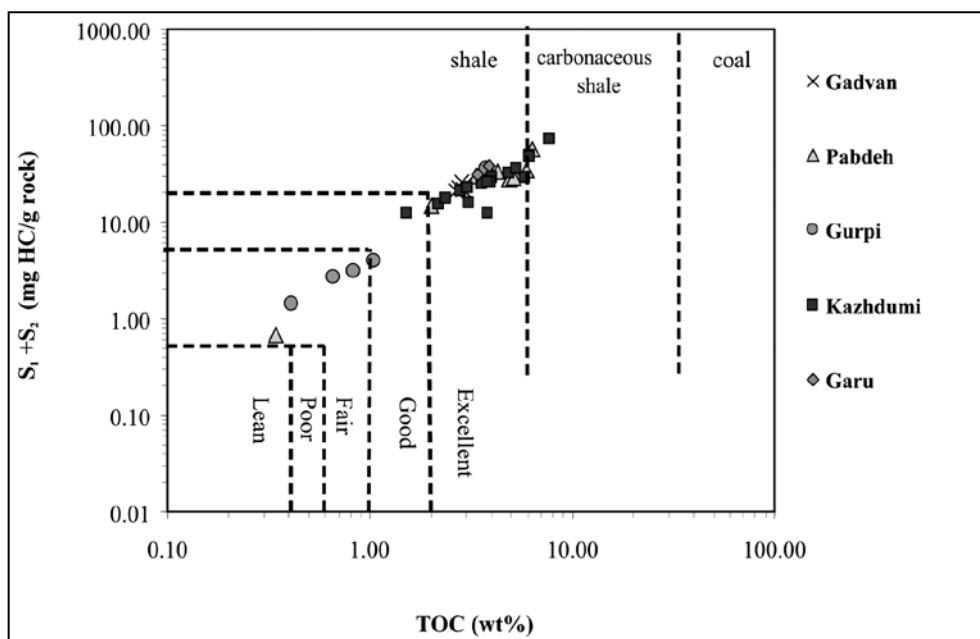
در اینجا لازم است از جناب آقای دکتر قلاوند، رئیس زمین‌شناسی بنیانی مناطق نفت‌خیز جنوب برای راهنمایی و در اختیار قرار دادن نمونه‌های سنگی و نفت خام، سرکار خانم مهندس سهیلا باقری به دلیل همکاری در انجام آزمایش‌ها و جناب آقای مهندس حسینی مسئول آزمایشگاه نفت دانشگاه شهید چمران اهواز تشکر و قدردانی شود.

نسبت آلکان‌های نرمال فرد به زوج نمونه‌های نفت خام مورد مطالعه در نمودار ستاره‌ای و نمودار مثلثی درصد  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  استران حاصل از کروماتوگرافی گازی طیف‌سنج جرمی بیانگر یکسان بودن سنگ منشأ در نمونه‌های نفت مخزن بنگستان و مخزن خامی است.

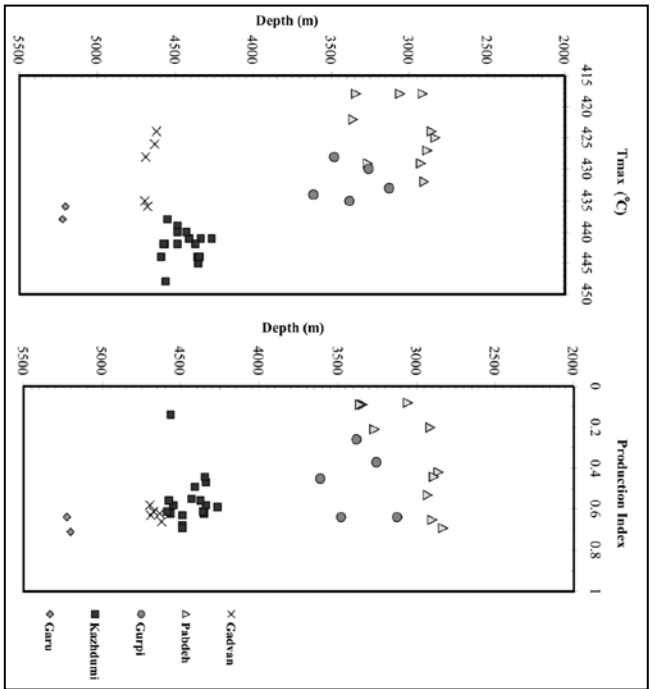
بر اساس نمودار تغییرات مقادیر  $Pr/nC_{17}$  در برابر  $Ph/nC_{18}$  مشخص شد که نفت مخزن بنگستان و خامی از سنگ منشأیی با کروژن نوع II، که در شرایط احیایی تشکیل شده است، همچنین نفت‌های مخزن بنگستان بلوغ حرارتی به‌نسبت خوبی دارند.



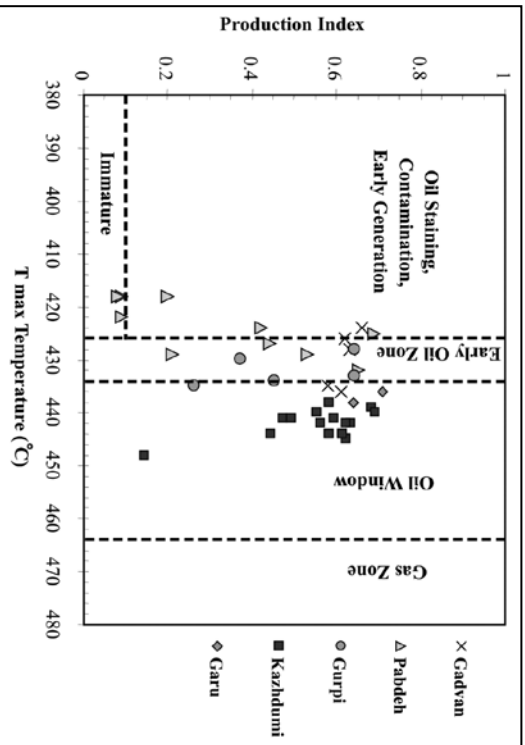
شکل ۱- نمایش موقعیت ساختمانی سه زون ایجاد شده توسط کمربند رانده - چین خورده زاگرس و موقعیت میدان نفتی مارون در برابر میدان‌های نفتی همجوار (اقتباس با تغییراتی از Alavi, 2007)



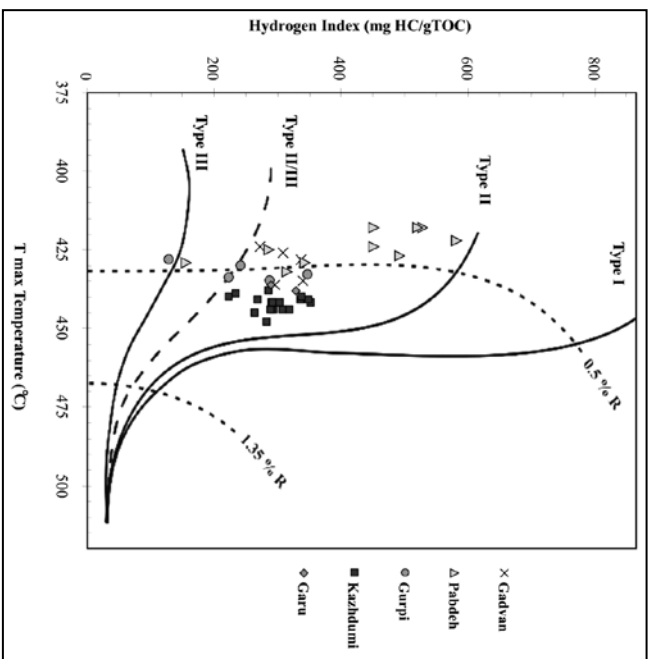
شکل ۲- نمودار  $S_1+S_2$  در برابر TOC برای تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی. سازندهای کژدمی، گدوان و گرو پتانسیل هیدروکربنی بالایی را نشان می‌دهند و در محدوده بسیار خوب قرار گرفته‌اند.



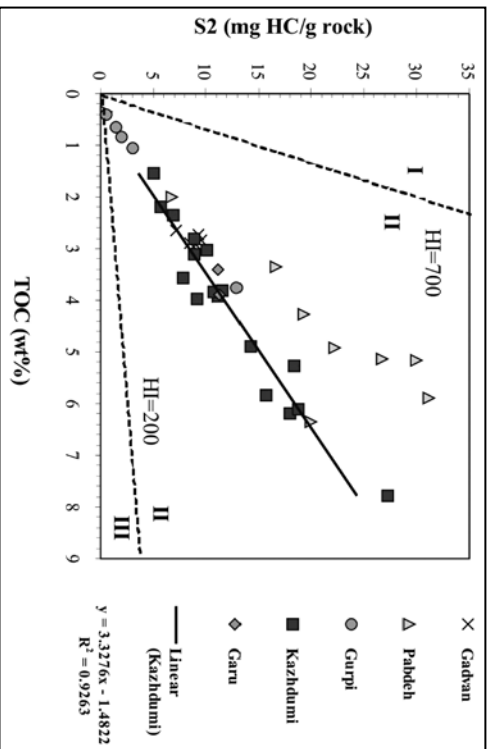
شکل ۵- تغییرات Tmax و PI نسبت به ژرفا در میدان نفتی مارون



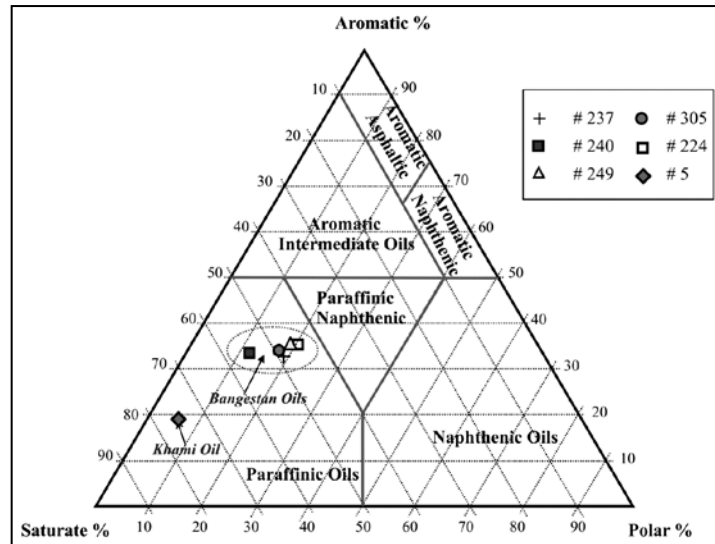
شکل ۶- نمودار شناختن هیدروکربن‌زایی (PI) در برابر Tmax برای تعیین میزان بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه.



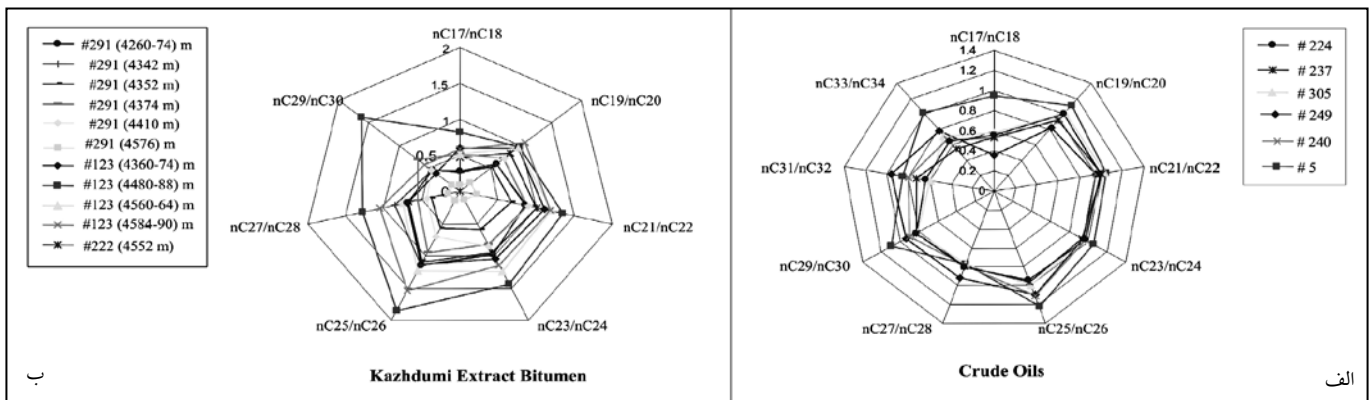
شکل ۳- نمودار شناختن هیدروژن (HI) در برابر Tmax به منظور تعیین بلوغ و نوع کروژن نمونه‌های مورد مطالعه.



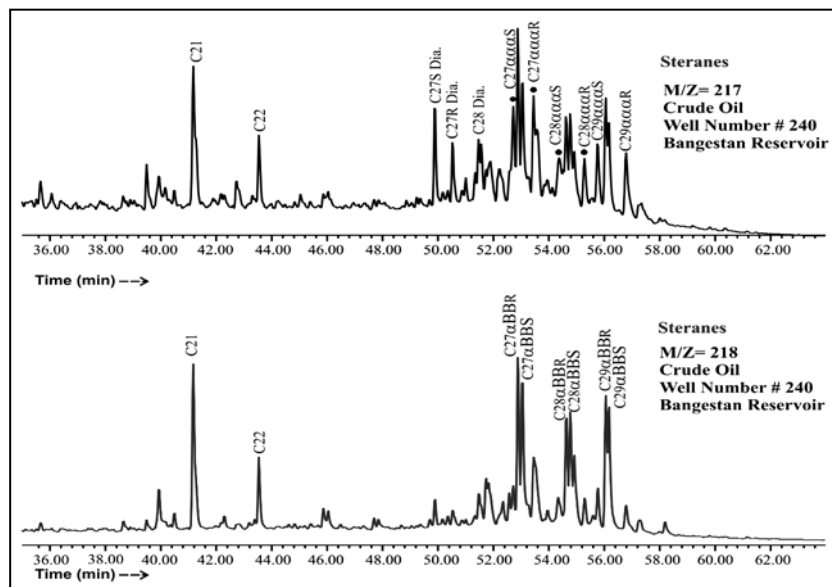
شکل ۴- پتانسیل هیدروکربنی باقی‌مانده سنگ (S<sub>2</sub>) در برابر TOC، برای شناسایی نوع کروژن در سازندهای مورد مطالعه (Langford & Blanc-Valleron, 1990)



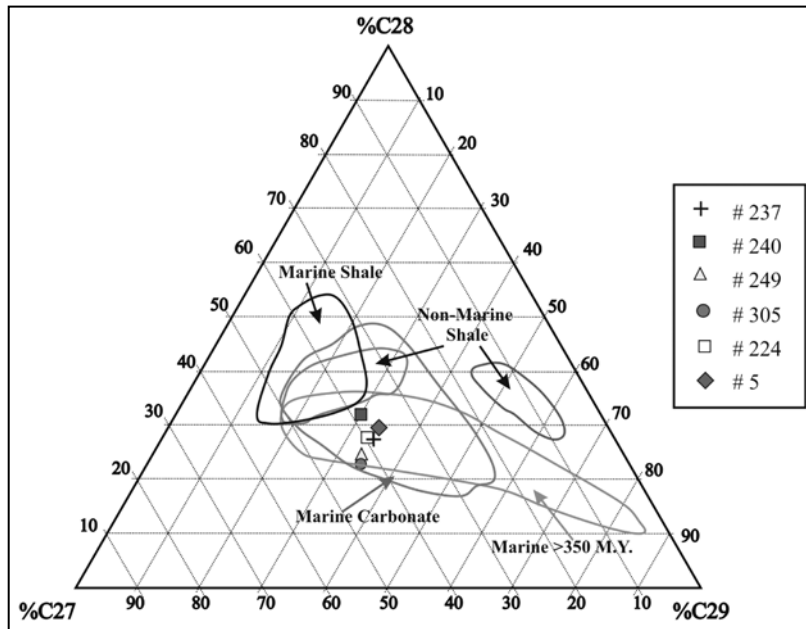
شکل ۷- نمودار مثلثی اجزای اشباع، آروماتیک و قطبی نفت‌های خام مخزن بنگستان و یک نمونه از مخزن خامی به منظور تعیین ترکیب شیمیایی نفت میدان نفتی مارون (Tissot & Welte, 1984)



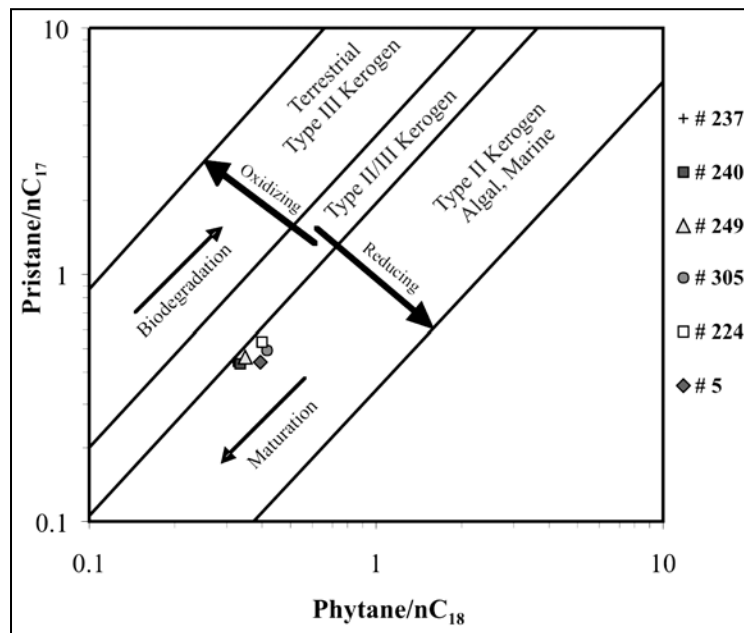
شکل ۸- نمودار ستاره‌ای نسبت آلکان‌های نرمال فرد به زوج (الف) نمونه‌های نفت خام مخزن بنگستان و یک نمونه نفت خام مخزن خامی و (ب) بیومن‌های استخراج شده از سازند کزدمی.



شکل ۹- کروماتوگرام‌های جرمی بیومارکرها‌های استران در برش اشباع نمونه نفت خام چاه شماره ۲۴۰ مخزن بنگستان.



شکل ۱۰- نمودار مثلثی  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  استرآن برای تعیین ارتباط ژنتیکی میان نمونه‌های مورد مطالعه در میدان نفتی مارون (اقتباس با تغییراتی از Moldowan et al., 1985)



شکل ۱۱- نمودار تغییرات مقادیر  $Pr/nC_{17}$  در برابر  $Ph/nC_{18}$  برای تعیین نوع ماده آلی نفت‌های خام و تفسیر محیط رسوبگذاری سنگ منشأ نفت‌ها (Connan & Cassou, 1980).

## References

- Arfaudi, A., Montacer, M., Kamoun, F. & Rigane, A., 2007- Comparative study between Rock-Eval pyrolysis and biomarkers parameters: A case study of Ypresian source rocks in central-northern Tunisia. *Marine and Petroleum Geology*, 24, 10: 566-578.
- Alavi, M., 2004- Regional Stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and Its Proforeland Evolution. *American Journal of Science*, 304: 1-20.
- Alavi, M., 2007- Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of Science*, 307: 1064-1095.
- Alizadeh, B., Adabi, M. H. & Tezheh, F., 2007- Oil-Oil Correlation of Asmari and Bangestan Reservoirs using Gas Chromatography (GC) and stable isotopes of carbon and sulfur in Marun Oilfield, S.W. Iran. *Iranian Journal of Science and Technology*, 31: 241-253.

- Behar, F., Beaumont, V. De. & Penteadó H. L., 2001- Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil and Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 56, 2: 111-134.
- Bordenave, M. L., 1993- *Applied Petroleum Geochemistry*. Éditions Technip, Paris. 524 p.
- Connan, J. & Cassou, A. M., 1980- Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimical Cosmochimical Acta*, 44: 1-23.
- England, W. A., 2007- Reservoir geochemistry- A reservoir engineering perspective. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 58: 344–354
- Espitalie, J., Deroo, G. & Marquis, F., 1985- La pyrolyse Rock-Eval et ses applications *Rev. Inst. Franç. du Pétr.*, Part I, 40: 563-578, Part II, 40: 755-784, Part III, 41: 73 89.
- James, G. A. & Wynd, J. G., 1965- Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area. *AAPG Bulletin*, 49, No. 12, P. 2182-2245.
- Kaufman, R. L., Ahmed, A. S. & Elsinger, R. J., 1990- Gas chromatography as a development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. In: GCSSEPM Foundation.
- Killops, S. D. & Killops, V. J., 2005- *An Introduction to Organic Geochemistry*. Wiley-Blackwell, 408 p.
- Langford, F. F. & Blanc-Valleron, M. M., 1990- Interpreting Rock-Eval Pyrolysis Data Using Graphs of Pyrolizable Hydrocarbons vs. Total Organic Carbon. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 47, 6: 799-840.
- Li, M., Stasiuk, L., Maxwell, R., Monnier, F. & Bazhenov O., 2006-Geochemical and petrological evidence for Tertiary terrestrial and Cretaceous marine potential petroleum source rocks in the western Kamchatka coastal margin, Russia. *Organic Geochemistry*, 37, 3: 304-320.
- Miller, R. G., 1995-A future for exploration geochemistry. in: Grimalt, J.O., & Dorronsoro, C. (eds), *Organic Geochemistry: Developments and Application to Energy, Climate, Environment and Human History*. A.I.G.O.A., Donostia San Sebastia N., Spain, 412-414.
- Pepper, A. S. & Corvi, P., 1995-Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12: 291-319.
- Peters, K. E., 1986- Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*. 70: 318–329.
- Peters, K. E. & Fowler M. G., 2002- Application of Petroleum Geochemistry to Exploration and Reservoir Management. *Organic Geochemistry*, 33, 1: 5-36.
- Peters, K. E., Moldowan, J. M. & Sundararaman, P., 1999- Effects of hydrocarbon pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey Phosphatic and Siliceous Members, *Organic Geochemistry*, 15: 249-265.
- Peters, K. E., Walters, C. C. & Moldowan, J. M., 2005- *The Biomarkers Guide, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*. Cambridge University Press, Second Edition, 1155 p.
- Shayesteh, M., 2002-The causes of pollution of Asmari oil by H<sub>2</sub>S gas in Marun oilfield. Report 5207, NISOC, 52 p.
- Tissot, B. P. & Welte, D. H., 1984- *Petroleum Formation and Occurrence*, 2<sup>nd</sup> edition, Springer-Verlag.