

داده‌های بیومارکری نمونه‌های نفت خام و بیتومن استخراج شده از سنگ‌های منشاء واقع در میدان نفتی مارون

الهام اسدی مهماندوستی، گروه زمین شناسی دانشگاه شهید بهشتی*

محمد حسین آدابی، دانشیار گروه زمین شناسی دانشگاه شهید بهشتی

بهرام علیزاده، دانشیار گروه زمین شناسی دانشگاه شهید چمران

چکیده

میدان نفتی مارون یکی از مهمترین میادین نفتی ایران در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی در کمربند چین خورده زاگرس است که تحت مطالعه ژئوشیمی آلی قرار گرفته است. ۲۳ نمونه بیتومن استخراج شده از سازندهای مخزن و منشاء گرو، گدوان، داریان، کژدمی، سروک، گورپی و پابده از چاه‌های متفاوت میدان نفتی مارون برای اولین بار انتخاب و با دستگاه کروماتوگرافی گازی- طیف سنج جرمی (GC-MS) آنالیز و مورد مطالعه ژئوشیمیایی و بیومارکری قرار گرفت. به منظور مقایسه بیتومن استخراج شده از مخزن بنگستان، تعداد ۵ نمونه نفت خام از مخزن بنگستان و یک نمونه از مخزن خامی نیز مطالعه شده است. نسبت‌های بیومارکهای مختلف از برش‌های اشباع و آروماتیک از قبیل نمودار تغییرات استران (C_{29}/C_{27} (R) در برابر نسبت Pr/Ph ، تغییر مقادیر استران‌های C_{27} ، C_{28} ، C_{29} ، وجود مقادیر کم شاخص گاماسران، تغییرات نسبت ترپانهای سه حلقه‌ای C_{22}/C_{21} در مقابل C_{24}/C_{23} ، نسبت پائین ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{26}/C_{25} در برابر مقادیر بالای $C_{31}R/C_{30}Hopane$ ، استفاده از نمودار تغییرات نسبت استران C_{27} (Dia/Dia+Reg) در برابر مقادیر $Pr/(Pr+Ph)$ و نمودار استاندارد تغییرات مقادیر نسبت دی‌بنزوتیوفن به فناترن (Dibenzothiophene/Phenanthrene) در برابر نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) نشان‌دهنده تشکیل آنها از سنگ منشاء شیلی-کربناته است. تغییرات نسبت $C_{32}-hopane$ $22S/(22S+22R)$ در برابر $C_{29}-Sterane$ $20S/(20S+20R)$ ، شاخص متیل فناترن-۱ و تغییرات نسبت‌های ایزومری $20S/(S+R)$ در مقابل $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ برای استران C_{29} نشان می‌دهد که سنگ یا سنگ‌های مولد نفت خام مخزن بنگستان و خامی وارد پنجره نفتی شده‌اند در حالی که نمونه‌های بیتومن کژدمی، گرو و گدوان در مرحله اولیه تشکیل نفت بوده و نمونه‌های آلی گورپی و پابده با قرار گرفتن در محدوده نابالغ، بلوغ کمتری را نسبت به سایر نمونه‌ها نشان می‌دهند. تغییرات $C_{21}/(C_{21}+C_{29}) Sterane$ و $C_{27}/(C_{27}+C_{29}) Sterane$ در برابر عمق نشان می‌دهد که با افزایش عمق، بلوغ حرارتی از نمونه‌های پابده و گورپی به سمت کژدمی و گرو افزایش می‌یابد.

واژه‌های کلیدی: کروماتوگرافی گازی- طیف سنج جرمی، بلوغ حرارتی، بیتومن استخراج شده، بیومارکر، مخزن بنگستان، میدان نفتی مارون

مقدمه

بیومارکرها فسیل‌های مولکولی پیچیده‌ای هستند که شکل و ساختار کربن آنها مشابه موجودات زنده تولیدکننده آنها است. از آنجایی که بیومارکرها در نفت‌های خام و بیتومن‌های استخراج‌شده از سنگ‌های منشاء قابل اندازه‌گیری هستند، لذا اطلاعاتی را در مورد مواد آلی موجود در سنگ‌های منشاء، شرایط محیط رسوبی در حین ته‌نشست و تدفین (دیاژنز)، بلوغ حرارتی نمونه‌های سنگ و نفت خام، درجه تجزیه زیستی، لیتولوژی سنگ منشاء و سن آن در اختیار قرار می‌دهند (Peters et al. 2005). چگونگی توزیع بیومارکرها می‌تواند برای تطابق نفت و بیتومن‌های استخراج‌شده سنگ منشاء یا نفت-نفت مورد استفاده قرار گیرد (Curtis 2004; Li et al. 2006; Justwan et al. 2006; Alizadeh et al. 2007).

مهمترین و جامع‌ترین مطالعه‌ای که در مورد پراکندگی سنگ‌های منشاء و بلوغ نفت‌های حاصل از آن در حوضه کوهزایی زاگرس با استفاده از ایزوتوپ کربن، گوگرد و بیومارکرها صورت گرفته، مربوط به بوردینو و بروود (Bordenave and Burwood 1990) است. این دو با استفاده از داده‌های راک-۲، سازند پابده را به عنوان سنگ منشاء اصلی برای میدین شمال شرق فروافتادگی دزفول و سازند کژدمی را به عنوان سنگ منشاء اصلی میدین نفتی منطقه معرفی نمودند.

علیزاده و همکاران (Alizadeh et al. 2007) با مطالعه ژئوشیمیایی نفت‌های خام مخزن بنگستان و خامی در میدان نفتی مارون، به این نتیجه رسیدند که منشاء آلودگی به گاز H₂S در مخزن آسماری، مخزن بنگستان است.

در این مطالعه میدان نفتی مارون به عنوان یکی از مهمترین میدین نفتی ایران در حوضه رسوبی زاگرس (با امتداد شمال غرب- جنوب شرق) انتخاب و ۶ نمونه نفت خام از مخازن بنگستان و خامی و ۲۳ نمونه از سنگ‌های منشاء و مخزن متفاوت میدان نفتی مارون شامل سازندهای گرو، گدوان، داریان، کژدمی، سروک، گورپی و پابده انتخاب و پس از بیتومن‌گیری و آنالیز توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنج جرمی، مورد مطالعه ژئوشیمیایی و بررسی بیومارکرها قرار گرفتند.

هدف از این مطالعه تعیین خصوصیات ژئوشیمیایی، بررسی بلوغ حرارتی، تعیین لیتولوژی سنگ منشاء نفت خام مخزن خامی و بنگستان و بررسی داده‌های بیومارکری در میدان نفتی مارون می‌باشد.

زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی مارون در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی بخشی از کمربند چین خورده زاگرس و در میانه این ساختمان، در امتداد تاقدیس‌های آغاجاری و رامین قرار گرفته است (شکل ۱). میدان مارون با روند شمال غربی- جنوب شرقی در قسمت غربی تا مرکزی و روند شمال شرقی- جنوب غربی در قسمت انتهای شرقی امتداد یافته است و دارای ۶۳٫۵ کیلومتر طول و به‌طور متوسط ۷ کیلومتر عرض می‌باشد. تاکنون ۳۲۰ حلقه چاه در این میدان حفاری گردیده است (شایسته ۱۳۸۱).

در چهارچوب تکتونیکی پیچیده خاور میانه، کمربند چین خورده زاگرس^۱ یک مرحله تغییر شکل یافته از حوضه

1- Zagros Fold Trust Belt , ZFTB

- سازند سروک (سنومانین): سنگ آهک‌های سفید رنگ، توده‌ای، دارای چرت و رودیست، سنگ مخزن،
 - سازند ایلام (سانتوین - کامپانین): سنگ آهک‌های رسی دانه ریز پلاژیک خاکستری رنگ با لایه‌بندی منظم و

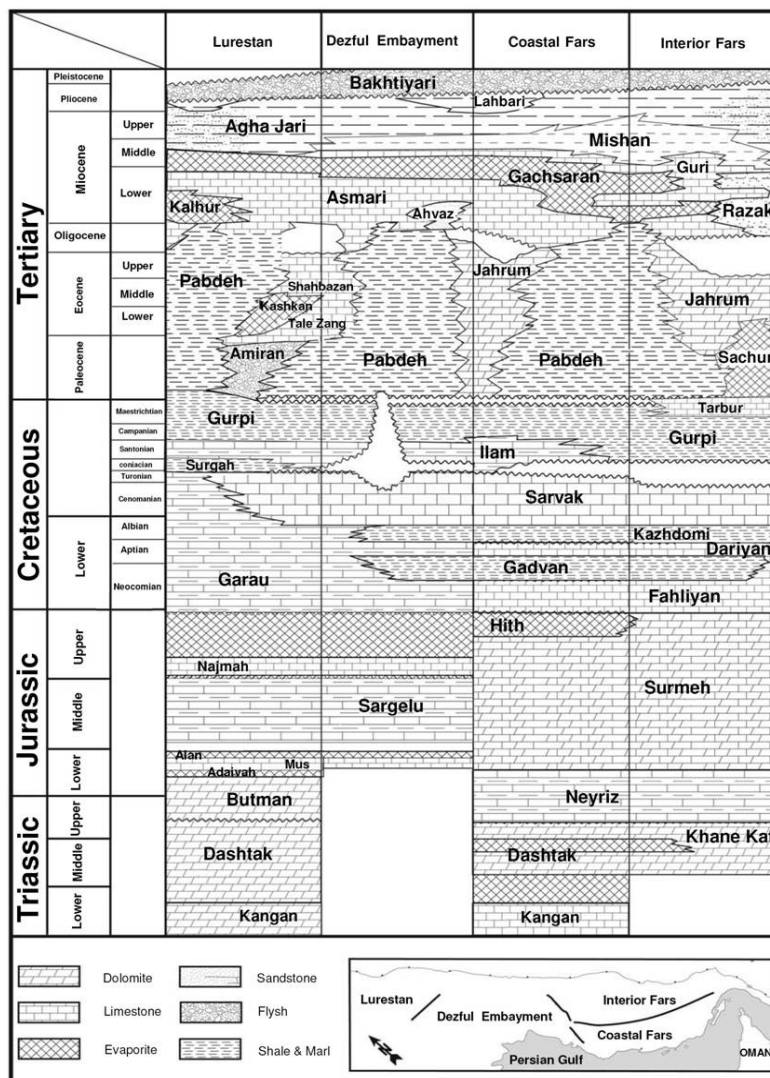
میان‌لایه‌های نازک شیل، سنگ مخزن،
 - سازند گورپی (سانتوین - مایستریشین): مارن‌های تیره خاکستری، شیل و کمی آهک مارنی خاکستری، سنگ منشاء،
 - سازند پابده (پالتوسن - الیگوسن): شیل‌های سیاه به همراه سنگ آهک‌های نازک آرژلیتی، سنگ منشاء،
 - سازند آسماری (الیگوسن - میوسن پایینی): سنگ آهک نریتیک، سنگ مخزن،
 - سازند گچساران (میوسن پایینی): تناوبی از نهشته‌های تبخیری، هالیت، مارن و سنگ آهک، پوش سنگ،
 - سازند میشان (میوسن پایینی و میانی): مارن‌های خاکستری و آهک‌های صدف‌دار،
 - سازند آغاجاری (میوسن پایینی تا پلیوسن): ماسه‌سنگ‌های آهکی قهوه‌ای تا خاکستری، مارن‌های قرمز ژپس‌دار و سیلتستون،
 - سازند بختیاری (پلیوسن پایینی تا پلیستوسن): تناوبی از کنگلومرای سخت و مقاوم و ماسه‌سنگ کنگلومرای در قاعده و در سایر بخش‌ها کنگلومرای توده‌ای.

رسوبی زاگرس است که تا شمال شرقی حاشیه قاره‌ای آفرو-عربی^۱ گسترش دارد. این کمربند از زمان کرتاسه تا عهد حاضر تحت کوهزایی زاگرس بوده و در جنوب شرقی تراف ترکیه، شمال سوریه، شمال شرقی عراق و غرب و جنوب ایران گسترش دارد (Alavi 2004, 2007).

ساختار زمین‌شناسی و چینه‌شناسی فروافتادگی دزفول و به تبع آن میدان نفتی مارون در حین کرتاسه بالایی تا اوایل دوره ترشیاری به شدت تحت تاثیر فعالیت‌های تکتونیکی زاگرس بوده است.

سازندهای مشاهده شده در فروافتادگی دزفول (James Wynd 1965 and) و میدان نفتی مارون به شرح زیر می‌باشد (شکل ۲):

- سازند سرگلو (ژوراسیک): لیتولوژی شیلی و آهکی، سنگ منشاء،
 - سازند گرو (نئوکومین): لیتولوژی مارنی پیریتی به رنگ قهوه‌ای تیره در تناوب با سنگ آهک‌های آرژلیتی، سنگ منشاء،
 - سازند گدوان (نئوکومین بالایی - آپتین): سنگ آهک نریتیک و آرژلیتی، سنگ مخزن،
 - سازند داریان (آپتین): سنگ آهک اوریتولین‌دار به همراه مقادیر کمی سیلیس سنگ مخزن،
 - سازند کزدمی (آلبین - سنومانین پایینی): مارن‌های تیره به همراه شیل و سنگ آهک‌های آرژلیتی تیره رنگ، سنگ منشاء،



شکل ۲- نقشه تطابق چینه‌ای در مناطق لرستان، خوزستان، فارس ساحلی و فارس داخلی (Sepehr and Cosgrove 2004).

برحسب لیتولوژی و TOC موجود درون انگشتانه سلولزی^۱ قرار داده و بیتومن موجود در آنها توسط دستگاه سوکسله و محلول کلروفرم به مدت ۷۲ ساعت استخراج گردید.

برای رسوب آسفالتن موجود در بیتومن‌ها از محلول n هگزان استفاده شد. سپس اجزاء اشباع، آروماتیک و رزین

روش‌های مطالعه

جهت انجام این مطالعه تعداد ۲۳ نمونه خرد شده سنگ با کل کربن آلی مناسب (TOC بیشتر از ۱ درصد) از ۶ حلقه چاه به شماره‌های ۴۳، ۱۲۳، ۲۰۴، ۲۱۸، ۲۹۱ و ۲۲۲ با توجه به موقعیت هر یک از چاه‌ها در نقشه UGC و بررسی کامل لاگ‌های گرافیکی جهت استخراج بیتومن انتخاب شدند (شکل ۳). بین ۱۰ تا ۲۵ گرم سنگ پودر شده از هر نمونه

1 -Thimble

مالتن توسط کروماتوگرافی ستونی مایع، به ترتیب با حلال‌های n هگزان، بنزن و متانول تفکیک و درصد آنها تعیین گردید.

همچنین به منظور تطابق نمونه‌های سنگ منشأ با نفت خام، تعداد ۵ نمونه نفت خام مخزن بنگستان از چاه‌های شماره ۲۴۰، ۲۴۹، ۲۳۷، ۳۰۵ و ۲۲۴ و یک نمونه نفت خام مخزن خامی (چاه شماره ۵) انتخاب و اجزاء اشباع، آروماتیک و رزین آنها توسط ستون کروماتوگرافی مایع مطابق با روش ذکر شده جدا و درصد آنها تعیین گردید.

جهت شناسایی هیدروکربن‌ها و ترکیبات مختلف آلکان‌های نرمال، ایزوپرنوئیدهای پریشان و فیتان، اجزای اشباع نمونه‌های نفتی و بیتومن استخراج شده توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی در دانشگاه شهید چمران اهواز مورد آنالیز قرار گرفت. طول ستون موئینه انتخاب شده دستگاه GC، ۲۵ متر، قطر آن ۰/۲۲ میلی‌متر، دمای اولیه آن ۵۰ درجه سانتی‌گراد و دمای نهایی ۳۲۰ درجه سانتی‌گراد بود. همچنین گاز حامل هلیوم بوده و از گاز هیدروژن جهت شعله آشکارگر FID استفاده گردید.

جهت تکمیل مطالعات بیومارکری برش‌های اشباع و آروماتیک توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی طیف‌سنج جرمی واقع در انگلستان، دانشگاه آبردین (University of Aberdeen, UK) مورد آنالیز قرار گرفتند. دستگاه کروماتوگرافی گازی از نوع HP5890 به همراه طیف‌سنج جرمی Hewlett Packard HP5970 بوده است. برنامه دمایی دستگاه طوری تنظیم شد که دمای ابتدایی را به ازای هر ۴ درجه سانتی‌گراد بر دقیقه از ۶۰ درجه سانتی‌گراد به ۳۲۵ درجه سانتی‌گراد برساند.

لازم به ذکر است که برای تعیین مقدار کمی بیومارکرای مورد مطالعه، مقادیر مشخصی از استاندارد d4-

Cholestane به برش‌های اشباع و آروماتیک قبل از تزریق به دستگاه GC-Mass اضافه شد.

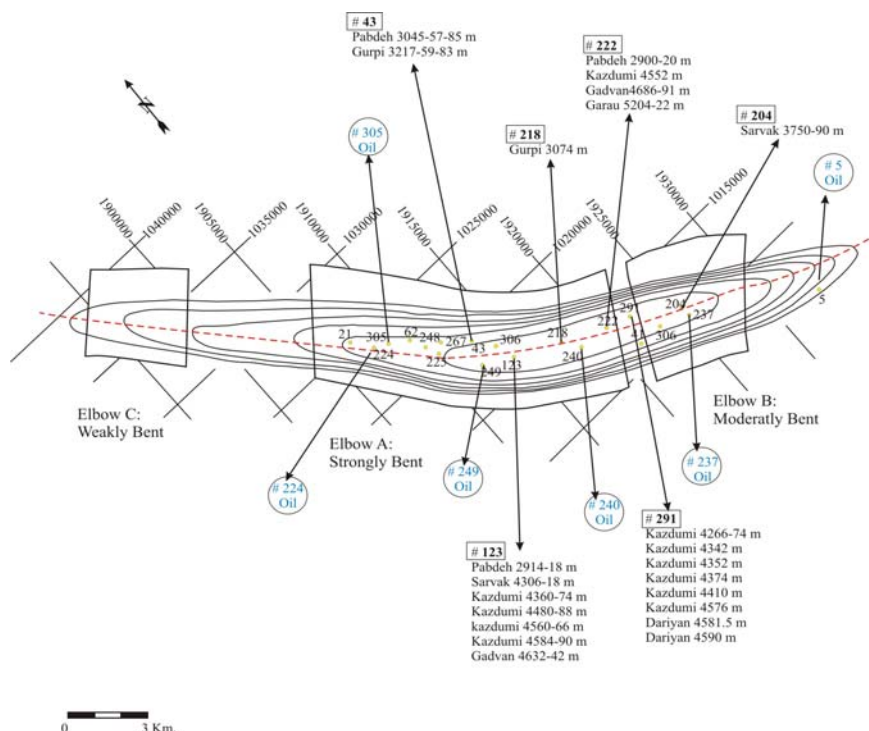
بیومارکرای مطالعه شده توسط دستگاه طیف‌سنج جرمی عبارتند از:

hopanes (m/z 191), methyl hopanes (m/z 205), steranes (m/z 217, 218), diasteranes (m/z 259), phenanthrene (m/z 178), methylphenanthrenes (m/z 192) and triaromatic steroids (m/z 231).

همچنین از آنالیزهای آماری Principle Component Analysis (PCA) برای تعیین توزیع نمونه‌ها و مطالعه سنگ‌های منشأ با توجه به نرم‌افزار SPSS17 استفاده گردید.

بحث و بررسی

بررسی اجزای اشباع و آروماتیک ۵ نمونه نفت خام از مخزن بنگستان، یک نمونه نفت خام از مخزن خامی و همچنین بیتومن‌های استخراجی از سازندهای پابده (۳ نمونه)، سروک (۲ نمونه)، گورپی (۲ نمونه)، کژدمی (۱۱ نمونه)، داریان (۲ نمونه)، گدوان (۲ نمونه) و گرو (۱ نمونه) از چاه‌های متفاوت میدان مارون نفتی توسط آنالیز کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنج جرمی به مطالعه بیومارکرای متفاوت نفتی پرداخته شد. نمونه‌ای از کروماتوگرام‌های مورد مطالعه اجزای اشباع و آروماتیک نفت خام چاه شماره ۲۳۷ مخزن بنگستان به عنوان نمونه شاهد، در شکل ۴ نشان داده شده است. در جدول ۱ نسبت‌های متفاوت بیومارکرای محاسبه شده مورد استفاده ذکر شده است. از این نسبت‌ها جهت تعیین شرایط محیط رسوب گذاری سنگ‌های منشأ، تعیین لیتولوژی سنگ منشأ تشکیل‌دهنده نفت و بیتومن و بررسی روند بلوغ حرارتی در نمونه‌های مورد مطالعه کمک گرفته شد.



شکل ۳- موقعیت نمونه‌های انتخاب شده به همراه عمق بیتومن‌های مورد مطالعه در میدان نفتی مارون (اقتباس با تغییراتی از شایسته، ۱۳۸۱)

حضور ترپان‌های سه حلقه‌ای نشان‌دهنده تشکیل سنگ منشاء در یک محیط دریایی است زیرا این ترپان‌ها در سنگ‌های منشاء قاره‌ای دیده نمی‌شوند (جدول ۱).

وجود مقادیر کم شاخص گاماسران^۱ محاسبه شده برای نمونه‌های مورد مطالعه بیانگر شوری کم و نرمال در زمان رسوب گذاری سنگ منشاء است (جدول ۱).

تعیین شرایط محیط رسوب گذاری و تعیین لیتولوژی سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت و بیتومن

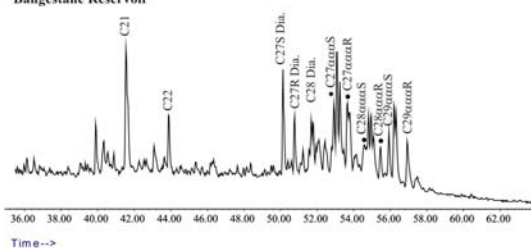
جهت تعیین شرایط محیط رسوب گذاری نمونه‌های مورد مطالعه از پارامترهای متفاوتی استفاده شده است.

نمودار تغییرات استران ($C_{29}/C_{27} (R)$) در برابر نسبت Pr/Ph نشان‌دهنده سنگ منشاء احيایی با مواد آلی با منشاء جلبکی برای تمامی نمونه‌های مورد مطالعه می‌باشد (Mackenzie et al. 1981) (شکل ۵).

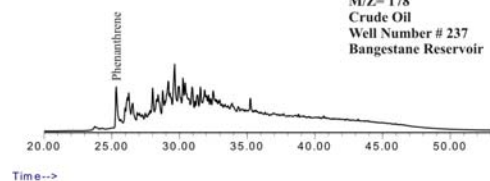
فراوانی استران C_{29} نسبت به استران‌های C_{27} و C_{28} در نمونه‌های مورد مطالعه حاکی از سنگ منشاء دریایی برای نمونه‌های مورد مطالعه است (جدول ۱).

1 -Gammacerane Index

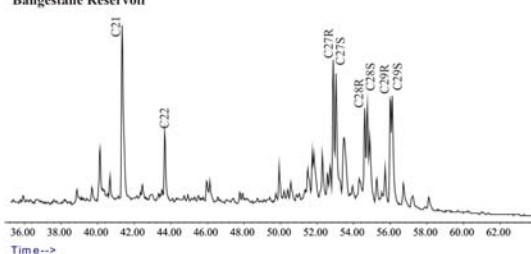
M/Z= 217
Crude Oil
Well Number #237
Bangastane Reservoir



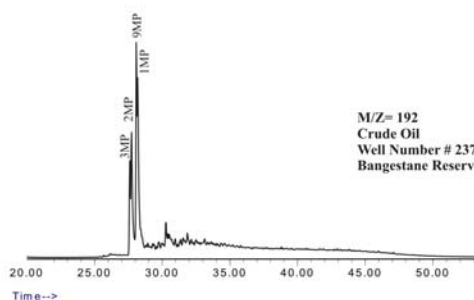
M/Z= 178
Crude Oil
Well Number # 237
Bangastane Reservoir



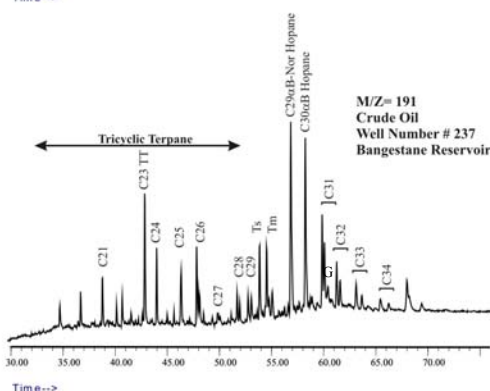
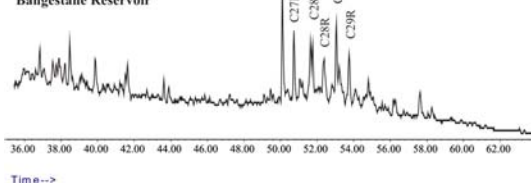
M/Z= 218
Crude Oil
Well Number #237
Bangastane Reservoir



M/Z= 192
Crude Oil
Well Number # 237
Bangastane Reservoir



M/Z= 259
Crude Oil
Well Number #237
Bangastane Reservoir



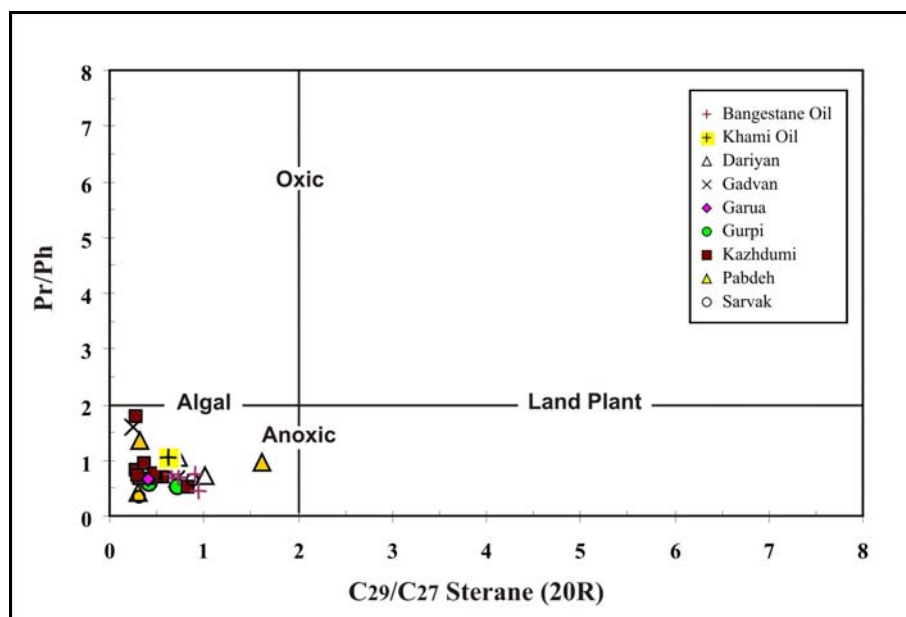
شکل ۴- نمونه‌ای از کروماتوگرام‌های مورد مطالعه اجزای اشباع و آروماتیک نفت خام چاه شماره ۲۳۷ مخزن بنگستان بر اساس نسبت‌های متفاوت جرم به بار.

جدول ۱- داده‌های بیومارکری نمونه نفت خام و بیتومن استخراج شده حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی- طیف‌سنج جرمی، میدان نفتی مارون

سازند	شماره چاه	عمق (متر)	% استخراج شده بیتومن	% آسفالتین	% مالتین	Pr/Ph	Pr/(Pr+Ph)	CPI	TAR	C27 sterane %	C28 sterane %	C29 sterane %	G/C31+G
مخزن بنگستان	۲۳۷	-	نفت خام	۲/۵۹	۹۷/۴۱	۰/۷۵	۰/۴۳	۰/۷۶	۰/۶۵	۳۸/۴۷	۲۷/۵۰	۳۴/۰۳	۰/۱۴
	۲۴۰	-	نفت خام	۱/۸۱	۹۸/۱۹	۰/۶۸	۰/۴۱	۰/۸۵	۰/۶۷	۳۸/۲۵	۳۱/۹۶	۲۹/۷۹	۰/۱۸
	۲۴۹	-	نفت خام	۷/۳۹	۹۲/۶۱	۰/۴۷	۰/۳۲	۰/۹۰	۰/۷۸	۴۲/۰۱	۲۴/۴۹	۳۳/۵۰	۰/۱۸
	۳۰۵	-	نفت خام	۶/۳۶	۹۳/۶۴	۰/۶۹	۰/۴۱	۰/۷۷	۰/۵۱	۴۳/۰۷	۲۲/۸۲	۳۴/۱۱	۰/۱۴
	۲۲۴	-	نفت خام	۵/۵۶	۹۴/۴۴	۰/۷۴	۰/۴۳	۰/۷۶	۰/۴۳	۳۹/۴۹	۲۷/۶۴	۳۲/۸۷	۰/۱۰
مخزن خامی	۵	-	نفت خام	۰	۱۰۰	۱/۰۶	۰/۵۲	۰/۹۳	۰/۳۷	۳۷/۰۰	۲۸/۹۵	۳۴/۰۵	۰/۲۰
پایده	۱۲۳	۲۹۱۴-۱۸	۰/۶۶	۲۱/۶۹	۷۸/۳۱	۰/۹۸	۰/۴۹	۱/۶۴	۰/۲۰	۲۹/۹۳	۲۶/۵۹	۴۳/۴۸	۰/۱۲
	۴۳	۳۰۴۵-۷۸	۰/۳۳	۲۳/۸۰	۷۶/۲۰	۰/۴۲	۰/۳۰	۰/۳۰	۰/۳۲	۵۱/۰۷	۲۷/۸۱	۲۱/۱۲	۰/۱۸
	۲۲۲	۲۹۰۰-۲۰	۳/۴۴	۱۰/۰۴	۸۹/۹۶	۱/۳۵	۰/۵۸	۱/۰۷	۰/۰۷	۵۴/۵۸	۲۴/۸۹	۲۰/۵۴	۰/۱۹
گوریبی	۴۳	۳۲۱۷-۸۳	۰/۲۶	۰	۱۰۰	۰/۵۰	۰/۳۳	۰/۲۲	۰/۰۹	۳۸/۸۴	۲۸/۱۸	۳۲/۹۸	۰/۱۴
	۲۱۸	۳۰۷۴	۱/۷۷	۶/۵۳	۹۳/۴۷	۰/۵۸	۰/۳۷	۱/۱۹	۰/۴۷	۴۹/۶۸	۲۶/۰۳	۲۴/۲۹	۰/۳۶
سروک	۱۲۳	۴۳۰۶-۱۸	۰/۸۱	۶۳/۵۱	۳۶/۴۹	۰/۶۳	۰/۴۸	۰/۷۲	۰/۰۶	۳۸/۷۸	۲۷/۰۱	۳۴/۲۰	۰/۱۱
	۲۰۴	۳۷۵۰-۹۰	۱/۹۴	۸/۴۸	۹۱/۵۲	۰/۳۳	۰/۲۵	۱/۲۴	۰/۷۴	۶۴/۴۶	۱۳/۱۰	۲۲/۴۴	۰/۰۲
کزدیمی	۲۹۱	۴۲۶۶-۷۴	۰/۹۰	۲۷/۴۴	۷۲/۵۶	۰/۶۵	۰/۳۹	۰/۷۸	۰/۱۴	۴۹/۲۴	۲۱/۵۰	۲۹/۲۶	۰/۱۰
	۲۹۱	۴۳۴۲	۲/۵۴	۲۲/۵۷	۷۷/۴۳	۰/۶۵	۰/۴۰	۱/۸۰	۰/۲۰	۴۷/۳۲	۲۷/۳۶	۲۵/۳۲	۰/۱۹
	۲۹۱	۴۳۵۲	۲/۱۲	۲۲/۴۹	۷۷/۵۱	۰/۶۹	۰/۴۱	۱/۳۸	۰/۱۳	۴۸/۰۶	۲۶/۷۳	۲۵/۲۱	۰/۱۴
	۲۹۱	۴۳۷۴	۳/۵۰	۲۸/۶۳	۷۱/۳۷	۰/۸۱	۰/۴۵	۰/۸۲	۰/۱۴	۵۳/۹۸	۲۳/۰۹	۲۲/۹۳	۰/۱۳
	۲۹۱	۴۴۱۰	۲/۵۲	۱۳/۰۳	۸۶/۹۷	۰/۹۴	۰/۴۹	۰/۴۶	۰/۰۵	۵۰/۱۴	۲۳/۹۲	۲۵/۹۴	۰/۰۶
	۲۹۱	۴۵۷۶	۰/۳۵	۱۱/۸۶	۸۸/۱۴	۰/۵۱	۰/۳۴	۰/۳۲	۰/۲۶	۳۷/۳۵	۲۳/۶۲	۳۹/۰۳	۰/۱۲
	۱۲۳	۴۳۶۰-۷۴	۲/۴۸	۷/۲۲	۹۲/۷۸	۰/۶۵	۰/۳۹	۱/۱۰	۰/۰۷	۴۸/۸۰	۲۷/۱۱	۲۴/۰۹	۰/۳۳
	۱۲۳	۴۴۸۰-۸۸	۷/۲۲	۳/۰۴	۹۶/۹۶	۰/۷۱	۰/۴۲	۱/۶۰	۰/۰۹	۵۵/۴۳	۲۰/۷۴	۲۳/۸۳	۰/۲۳
	۱۲۳	۴۵۶۰-۶۶	۹/۱۷	۱۰/۹۸	۸۹/۰۲	۰/۷۰	۰/۴۱	۰/۸۸	۰/۰۳	۵۸/۸۱	۱۶/۶۸	۲۴/۵۱	۰/۱۱
	۱۲۳	۴۵۸۴-۹۰	۴/۵۷	۱۱/۸۳	۸۸/۱۷	۱/۷۸	۰/۶۴	۰/۹۹	۰/۰۵	۵۶/۱۲	۱۸/۰۱	۲۵/۸۷	۰/۰۷
	۲۲۲	۴۵۵۲	۴/۹۱	۱۸/۰۱	۸۱/۹۹	۰/۷۷	۰/۴۳	۰/۷۲	۰/۰۴	۳۶/۱۶	۳۰/۳۴	۳۳/۵۰	۰/۲۱
	۲۹۱	۴۵۸۱/۵	۰/۵۵	۱۴/۸۱	۸۵/۱۹	۰/۷۳	۰/۴۲	۰/۲۱	۰/۱۷	۳۶/۰۶	۲۲/۸۳	۴۱/۱۱	۰/۱۰
داریان	۲۹۱	۴۵۹۰	۱/۴۱	۳۸/۲۳	۶۱/۷۷	۱/۰۶	۰/۵۱	۱/۰۶	۰/۰۳	۴۰/۵۲	۲۴/۷۰	۳۴/۷۸	۰/۰۹
گدوان	۱۲۳	۴۶۳۲-۴۲	۲/۰۴	۰	۱۰۰	۰/۶۶	۰/۴۰	۰/۵۹	۰/۰۳	۳۹/۲۷	۲۹/۲۲	۳۱/۵۱	۰/۱۳
	۲۲۲	۴۶۸۶-۹۱	۲/۴۸	۰	۱۰۰	۱/۵۹	۰/۶۱	۰/۹۹	۰/۲۳	۵۴/۷۴	۲۴/۹۷	۲۰/۲۹	۰/۲۰
گرو	۲۲۲	۵۲۰۴-۲۲	۲/۸۱	۰	۱۰۰	۰/۶۵	۰/۳۹	۱/۰۵	۰/۳۰	۴۹/۵۰	۲۹/۰۴	۲۱/۴۶	۰/۲۱

ادامه جدول ۱- داده‌های بیومارکری نمونه نفت خام و بیتومن استخراج شده حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی
و کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنج جرمی، میدان نفتی مارون

سازند	شماره چاه	عمق (متر)	C22/C21 Tricyclic Terpen	C24/C23 Tricyclic Terpen	C31R/C30 Hopane	C26/C25 Tricyclic Terpen	(C27S+R)/(C27 Reg)	DBP/P	C32 Hopan .22 S/(S+R)	Steran C29 _{aaa} (S/S+R)	MP1 I	MPR	C21/(C29+C21) Steran	%C27/C27+C29 Sterane	C29/C27 Steran (dp20R)
مخزن بنگستان	۲۳۷	-	۰/۶۴	۰/۵۱	۰/۴۱	۰/۸۱	۰/۳۱	۱/۱۱	۰/۵۷	۰/۵۲	۰/۸۵	۰/۸۱	۰/۴۳	۰/۳۹	۰/۹۰
	۲۴۰	-	۰/۴۸	۰/۵۳	۰/۳۶	۰/۷۸	۰/۲۳	۰/۹۸	۰/۵۶	۰/۵۲	۰/۶۶	۰/۷۳	۰/۳۱	۰/۴۲	۰/۷۲
	۲۴۹	-	۰/۶۵	۰/۵۲	۰/۴۵	۰/۸۵	۰/۲۱	۰/۷۰	۰/۶۰	۰/۵۰	۰/۵۵	۰/۵۴	۰/۳۹	۰/۴۸	۰/۹۴
	۳۰۵	-	۰/۵۵	۰/۵۰	۰/۳۹	۰/۹۴	۰/۲۲	۱/۴۱	۰/۵۷	۰/۵۲	۰/۶۲	۰/۷۲	۰/۳۴	۰/۴۲	۰/۷۳
	۲۲۴	-	۰/۵۵	۰/۵۵	۰/۳۸	۰/۸۳	۰/۲۱	۱/۶۳	۰/۶۲	۰/۵۱	۰/۶۸	۰/۶۴	۰/۲۸	۰/۴۴	۰/۶۶
مخزن خامی	۵	-	۰/۴۵	۰/۶۳	۰/۲۵	۱/۰۵	۰/۲۴	۰/۸۱	۰/۵۶	۰/۵۱	۰/۷۵	۰/۹۶	۰/۵۰	۰/۳۵	۰/۶۲
پایده	۱۲۳	۲۹۱۴-۱۸	۰/۳۵	۰/۴۹	۰/۲۹	۱/۴۷	۰/۱۶	۱/۷۲	۰/۵۵	۰/۳۴	۰/۸۹	۰/۸۹	۰/۲۸	۰/۲۸	۱/۶۱
	۴۳	۳۰۴۵-۷۸	۰/۳۵	۰/۴۶	۰/۲۴	۱/۱۳	۰/۱۲	۰/۴۱	۰/۴۹	۰/۱۶	۰/۸۳	۰/۸۴	۰/۰۵	۰/۱۶	۰/۲۹
	۳۲۲	۲۹۰۰-۲۰	۰/۵۱	۰/۴۴	۰/۲۰	۰/۵۶	۰/۳۳	۱/۰۴	۰/۶۲	۰/۱۷	۰/۹۹	۱/۰۸	۰/۸۹	۰/۱۳	۰/۳۱
	۴۳	۳۲۱۷-۸۳	۰/۵۰	۰/۴۸	۰/۳۵	۰/۸۷	۰/۲۴	۰/۵۸	۰/۵۴	۰/۲۳	۱/۱۱	۰/۸۷	۰/۳۳	۰/۲۱	۰/۷۲
گوربی	۲۱۸	۳۰۷۴	۰/۶۰	۰/۵۲	۰/۲۲	۰/۷۰	۰/۳۶	۰/۷۹	۰/۴۹	۰/۳۸	۰/۷۸	۱/۰۲	۰/۱۶۶	۰/۲۷	۰/۴۲
سروک	۱۲۳	۴۳۰۶-۱۸	۰/۵۰	۰/۴۳	۰/۳۱	۱/۰۸	۰/۲۰	۰/۶۳	۰/۶۲	۰/۴۶	۰/۸۴	۰/۸۷	۰/۹۹	۰/۳۵	۰/۸۸
	۳۰۴	۳۷۵۰-۹۰	۰/۷۶	۰/۴۳	۰/۲۸	۰/۶۰	۰/۴۲	۰/۵۶	۰/۶۳	۰/۳۷	۱/۰۷	۱/۱۵	۰/۹۰	۰/۲۵	۰/۳۲
کژدمی	۲۹۱	۴۲۶۶-۷۴	۰/۵۴	۰/۴۳	۰/۳۵	۱/۰۲	۰/۲۸	۱/۳۷	۰/۵۷	۰/۴۵		۰/۹۹	۰/۷۸	۰/۳۱	۰/۴۳
	۲۹۱	۴۳۴۲	۰/۷۱	۰/۴۵	۰/۰۸	۰/۹۵	۰/۲۸	۰/۴۸	۰/۴۹	۰/۳۹	۱/۰۸	۱/۰۰	۰/۷۷	۰/۲۸	۰/۴۲
	۲۹۱	۴۳۵۲	۰/۵۶	۰/۴۸	۰/۲۸	۰/۸۵	۰/۲۳	۰/۵۱	۰/۶۸	۰/۳۸	۰/۸۰	۰/۹۲	۰/۷۵	۰/۲۹	۰/۵۶
	۲۹۱	۴۳۷۴	۰/۵۵	۰/۴۷	۰/۱۲	۰/۹۳	۰/۲۹	۰/۹۳	۰/۵۷	۰/۴۵	۱/۰۴	۱/۱۶	۰/۸۴	۰/۲۸	۰/۲۸
	۲۹۱	۴۴۱۰	۰/۵۲	۰/۴۷	۰/۲۳	۰/۹۴	۰/۳۲	۰/۱۳	۰/۶۱	۰/۴۴	۱/۲۱	۱/۰۹	۰/۸۰	۰/۲۹	۰/۳۷
	۲۹۱	۴۵۷۶	۰/۳۵	۰/۷۷	۰/۳۲	۰/۹۳	۰/۱۹	۰/۵۰	۰/۶۰	۰/۳۸	۰/۶۴	۰/۴۸	۰/۴۱	۰/۴۴	۰/۸۴
	۱۲۳	۴۳۶۰-۷۴	۰/۳۷	۰/۴۷	۰/۳۸	۰/۷۴	۰/۲۵	۰/۸۰	۰/۵۶	۰/۴۵	۰/۸۵	۰/۹۱	۰/۷۹	۰/۳۳	۰/۳۲
	۱۲۳	۴۴۸۰-۸۸	۰/۴۰	۰/۴۶	۰/۱۷	۰/۸۷	۰/۲۷	۱/۰۵	-	۰/۴۳	۰/۷۸	۰/۸۵	۰/۸۶	۰/۳۴	۰/۲۹
	۱۲۳	۴۵۶۰-۶۶	۰/۵۲	۰/۴۴	۰/۳۵	۰/۹۵	۰/۲۴	۰/۵۸	-	۰/۴۹	۱/۰۶	۰/۹۴	۰/۸۱	۰/۳۴	۰/۴۹
	۱۲۳	۴۵۸۴-۹۰	۰/۵۱	۰/۴۲	۰/۳۰	۰/۸۷	۰/۲۷	۰/۹۱	۰/۴۶	۰/۳۶	۰/۶۹	۰/۹۲	۰/۸۶	۰/۲۸	۰/۲۸
	۲۲۲	۴۵۵۲	۰/۵۳	۰/۴۵	۰/۱۵	۰/۸۱	۰/۳۵	۰/۶۲	۰/۵۶	۰/۳۳	۰/۹۷	۱/۱۲	۰/۸۵	۰/۲۳	۰/۴۷
	۲۹۱	۴۵۸۱/۵	۰/۳۹	۰/۵۲	۰/۳۴	۰/۸۵	۰/۱۷	۰/۴۳	۰/۵۵	۰/۳۸	۰/۸۹	۰/۷۸	۰/۵۴	۰/۳۳	۱/۰۱
	۲۹۱	۴۵۹۰	۰/۳۸	۰/۵۶	۰/۱۷	۰/۸۳	۰/۱۱	۰/۷۰	۰/۵۷	۰/۵۹	۰/۷۸	۰/۸۸	۰/۴۵	۰/۴۰	۰/۷۲
	۱۲۳	۴۶۳۲-۴۲	-	-	۰/۲۴	۰/۷۷	۰/۳۴	۱/۴۲	۰/۵۹	۰/۴۲	۰/۸۵	۰/۸۴	۰/۵۵	۰/۳۳	۰/۷۱
داریان	۲۲۲	۴۶۸۶-۹۱	۰/۶۳	۰/۵۱	۰/۳۵	۰/۶۷	۰/۳۴	۰/۶۸	۰/۵۷	۰/۳۵	۱/۱۴	۰/۹۶	۰/۸۲	۰/۲۷	۰/۲۴
	۲۲۲	۵۲۰۴-۲۲	۰/۶۵	۰/۵۴	۰/۲۲	۱/۵۱	۰/۳۶	۰/۹۸	۰/۶۲	۰/۴۲	۰/۸۴	۱/۰۹	۰/۷۹	۰/۲۸	۰/۴۰
گدوان	۱۲۳	۴۶۳۲-۴۲	-	-	۰/۲۴	۰/۷۷	۰/۳۴	۱/۴۲	۰/۵۹	۰/۴۲	۰/۸۵	۰/۸۴	۰/۵۵	۰/۳۳	۰/۷۱
گرو	۲۲۲	۴۶۸۶-۹۱	۰/۶۳	۰/۵۱	۰/۳۵	۰/۶۷	۰/۳۴	۰/۶۸	۰/۵۷	۰/۳۵	۱/۱۴	۰/۹۶	۰/۸۲	۰/۲۷	۰/۲۴
	۲۲۲	۵۲۰۴-۲۲	۰/۶۵	۰/۵۴	۰/۲۲	۱/۵۱	۰/۳۶	۰/۹۸	۰/۶۲	۰/۴۲	۰/۸۴	۱/۰۹	۰/۷۹	۰/۲۸	۰/۴۰

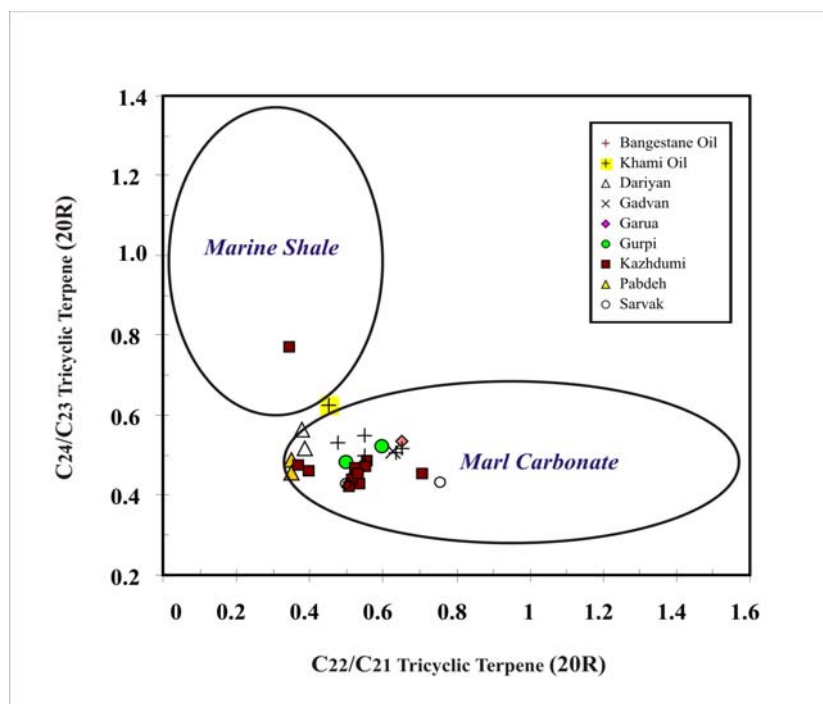


شکل ۵- نمودار تغییرات استران $C_{29}/C_{27} (R)$ در برابر نسبت Pr/Ph . همانگونه که در شکل نشان داده شده است کلیه نمونه‌ها در منطقه سنگ منشاء احيایی ناشی از مواد آلی جلبکی قرار گرفته‌اند.

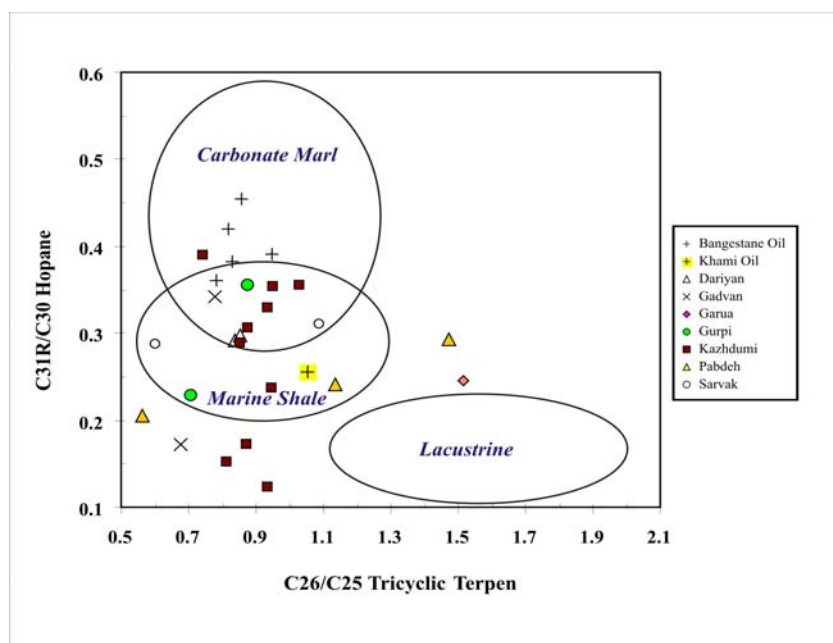
کم بودن مقادیر دیاستران‌ها به استران‌ها در کروماتوگرام‌ها می‌تواند نشان‌دهنده منشائی کربناته - شیلی باشد (جدول ۱). استفاده از نمودار تغییرات نسبت استران $C_{27} (Dia/Dia+Reg)$ در برابر مقادیر $Pr/(Pr+Ph)$ در نمونه‌های مورد مطالعه نیز نشانگر تشکیل آنها از سنگ منشائی کربناته یا شیلی است (Moldowan et al. 1986; Peters et al. 2005) (شکل ۸) نمودار استاندارد تغییرات مقادیر نسبت دی بنزوتیوفن به فنانترن^۱ در برابر پرستان به فیتان (Pr/Ph) جهت تشخیص محیط رسوبگذاری سنگهای منشاء استفاده می‌شود (Hughes et al. 1995; Killops and Killops 2005). با توجه به شکل ۹ محدوده قرارگیری اکثر نمونه‌های مورد مطالعه (زون ۳) در این نمودار نشان‌دهنده سنگ منشاء شیلی - کربناته برای آنها است

نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) محاسبه شده برای کلیه نمونه‌ها کمتر از ۲ می‌باشد. این میزان می‌تواند بیانگر تشکیل نمونه‌های نفت خام و بیتومن از سنگ منشائی کربناته احيایی دریایی غنی از ماده آلی باشد. همچنین تغییرات نسبت ترپانهای سه حلقه‌ای C_{22}/C_{21} بالاتر از C_{24}/C_{23} در نمونه‌های مورد مطالعه است. همانگونه که در شکل ۶ مشاهده می‌شود نمودار تغییرات مقادیر نسبت ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{22}/C_{21} در برابر C_{24}/C_{23} می‌تواند بیانگر سنگ منشاء کربناته - مارنی باشد (Zumberge and Ramos 1996). مطابق شکل ۷ نسبت پائین ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{26}/C_{25} در برابر مقادیر بالای $C_{31}R/C_{30}Hopane$ برای نمونه‌های نفت خام مخزن بنگستان بیانگر منشائی کربناته - مارنی برای آنها می‌باشد. سایر نمونه‌ها در محدوده کربناته مارنی و شیل‌های دریایی قرار می‌گیرند. نمونه‌های بیتومن سازند کژدمی تغییرات بیشتری را در نسبت $C_{31}R/C_{30}Hopane$ نشان

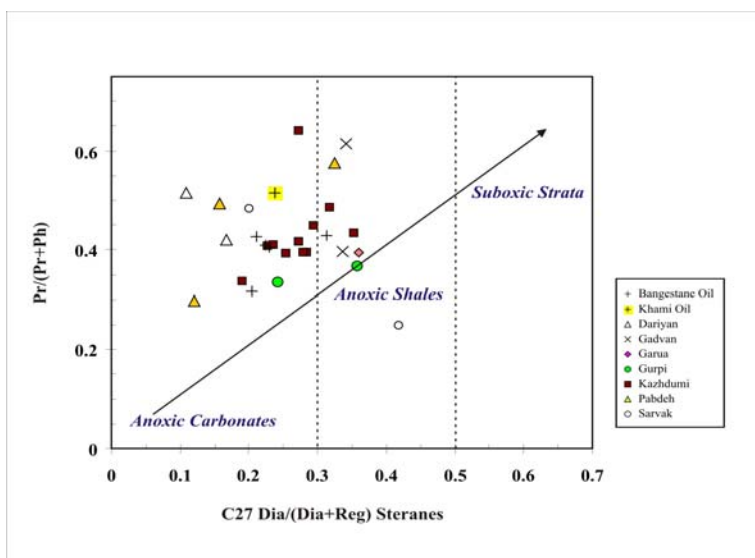
می‌دهند.



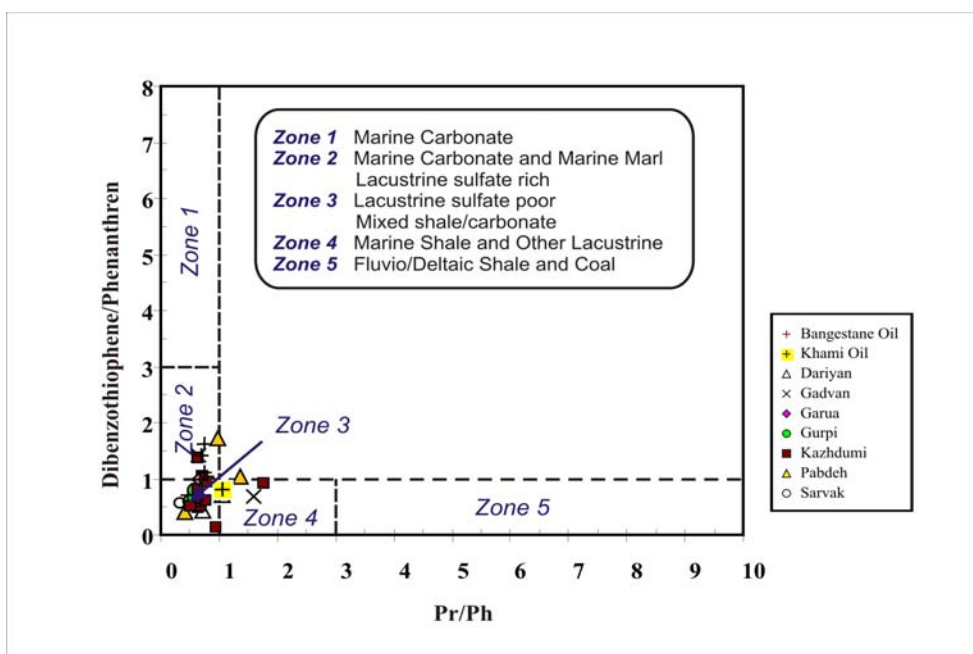
شکل ۶- نمودار تغییرات مقادیر نسبت ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{22}/C_{21} در برابر C_{24}/C_{23} برای تعیین لیتولوژی سنگ منشأ.



شکل ۷- نمودار تغییرات ترپان‌های سه حلقه‌ای C_{26}/C_{25} در برابر $C_{31}R/C_{30}Hopane$ (Zumberge and Ramos 1996).



شکل ۸- نمودار تغییرات مقادیر تغییرات نسبت استران C_{27} (Dia/Dia+Reg) در برابر مقادیر $Pr/(Pr+Ph)$ (اقتباس از Peters et al. 2005).



شکل ۹- نمودار تعیین محیط رسوبگذاری سنگ‌های منشأ تشکیل دهنده نفت با استفاده از نسبت تغییرات پرستان به فیتان (Pristane/Phytane) در برابر دی بنزوتیوفن به فناترن (Dibenzo[thiophene]/Phenanthrene). همانطور که مشاهده می‌گردد اکثر نمونه‌های مورد مطالعه در زون ۳ قرار گرفته‌اند که نشان‌دهنده منشأ شیلی - کربناته است (اقتباس از Hughes et al. 1995).

بلوغ حرارتی^۱

بلوغ حرارتی بیانگر میزان واکنش‌های ناشی از گرما است که باعث تبدیل مواد آلی رسوبی به نفت می‌شود. فرآیندهای اولیه دیاژنز باعث می‌شوند که باقی‌مانده گیاهی و باکتریایی در رسوبات به کروژن و بیتومن تبدیل گردد. فرآیندهای حرارتی عموماً وابسته به تدفین بوده و باعث تبدیل مواد به نفت و در نهایت گاز و گرافیت می‌شوند. نفت مخلوط پیچیده‌ای از محصولات نیمه پایدار است که در طی بلوغ به سمت مواد با پایداری ترمودینامیکی بیشتر سوق پیدا می‌کند. پتانسیل سنگ‌های منشاء بر اساس مفاهیم کمیت، کیفیت و بلوغ حرارتی مواد آلی تشریح می‌شود (Peters et al. 2005). به طور کلی مواد آلی بر مبنای ارتباط آنها با پنجره نفتی به نابالغ، بالغ و فرا بالغ^۲ تقسیم می‌گردند (Tissot and Welte 1984). از پارامترهای متفاوتی برای تعیین میزان بلوغ حرارتی استفاده می‌شود. در این تحقیق از پارامترهای مولکولی بر مبنای نسبت و توزیع ایزومرهای خاصی از بیومارکرها جهت تعیین بلوغ حرارتی استفاده شده است. برخی از نسبت‌های ویژه بیومارکرها (اشباع و آروماتیک به عنوان مهمترین شاخص‌های بلوغ حرارتی در نظر گرفته می‌شوند (Peters et al. 2005). برای تعیین بلوغ نفت‌های خام، بیتومن‌های استخراج شده و همچنین زمان تشکیل آن‌ها از سنگ‌های منشاء، می‌توان از نمودار استاندارد تغییرات نسبت $C_{32}\text{-hopane}$ $C_{29}\text{-Sterane}20S/(20S+20R)$ در برابر $22S/(22S+22R)$ استفاده نمود (Ourisson et al. 1984). مطابق شکل ۱۰ تمامی نمونه‌های نفت خام مخزن بنگستان و خامی در پنجره

نفتی قرار دارند و میزان $C_{29}\text{-Sterane } 20S/(20S+20R)$

بیشتری را نسبت به سایر نمونه‌ها نشان می‌دهند. نمونه‌های بیتومن کژدمی، گرو و گدوان در مرحله اولیه تشکیل نفت بوده در حالی که نمونه‌های گورپی و پابده بلوغ کمتری را نسبت به سایر نمونه‌ها نشان می‌دهند.

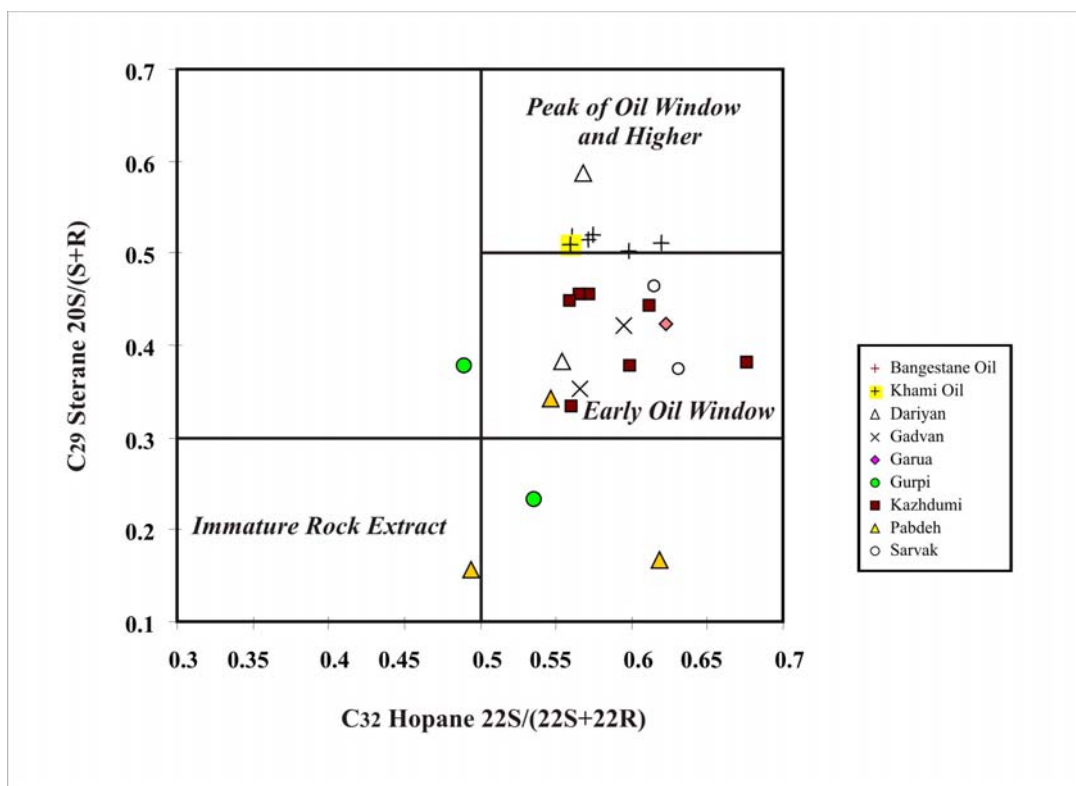
شاخص متیل فنانترن-۱ (MPI-1) به عنوان یک پارامتر شیمیایی جهت تعیین بلوغ به کار برده می‌شود (شکل ۱۱ Radke 1988; Peters et al. 2005). تطابق شاخص متیل فنانترن-۱ و مقادیر میانگین ضریب انعکاس ویتروینایت ($R_o\%$) محاسبه شده برای نمونه‌های مورد مطالعه، حاکی از تشکیل نفت‌های مخزن بنگستان و خامی و بیتومن‌های استخراج شده در مرحله پنجره نفتی است (شکل ۱۲).

بلوغ در افق‌های رسوبی به تاریخچه حرارتی آنها وابسته است (Barker 1988). هرچه عمق تدفین یک افق رسوبی بیشتر باشد، تجزیه حرارتی آن بیشتر است. البته باید به این نکته توجه نمود که افزایش یکنواخت حرارت با افزایش عمق به صورت ایده‌آل وجود ندارد.

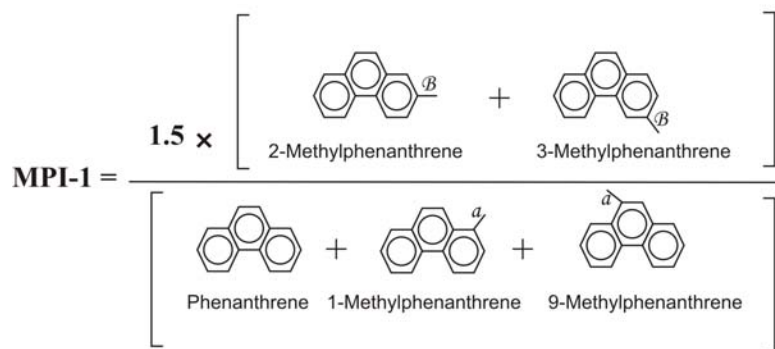
تغییرات $C_{21}/(C_{21}+C_{29})$ Sterane ($m/z=217$)، $C_{27}/(C_{27}+C_{29})$ Sterane ($m/z=218$) و MPR (طبق رابطه ۱) در برابر عمق در شکل ۱۳ ترسیم شده است. این مقادیر نشان می‌دهد که با افزایش عمق بلوغ حرارتی از نمونه‌های پابده و گورپی به سمت کژدمی و گرو افزایش می‌یابد

1 - Thermal Maturity

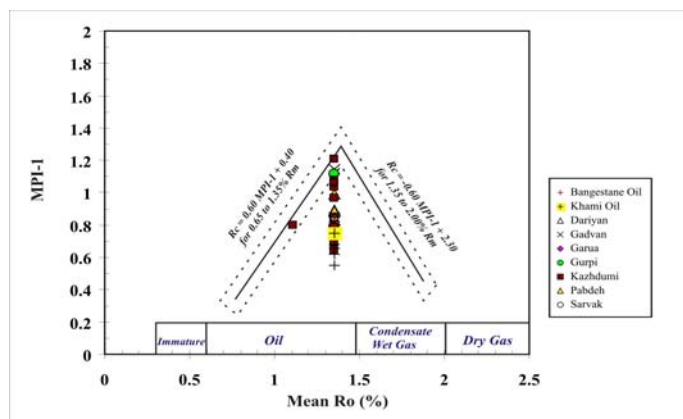
2- Post mature



شکل ۱۰- تغییرات مقادیر هوپان $C_{32} 22S/(22S+22R)$ در برابر استران $C_{29} 20S/(20S+20R)$ به منظور تعیین بلوغ حرارتی نمونه‌های نفت خام و بیتومن استخراج شده از میدان نفتی مارون (اقتباس از Ourisson et al. 1984).



شکل ۱۱- نحوه محاسبه شاخص متیل فنانترن-۱ (MPI-1)، (اقتباس از Peters et al. 2005).



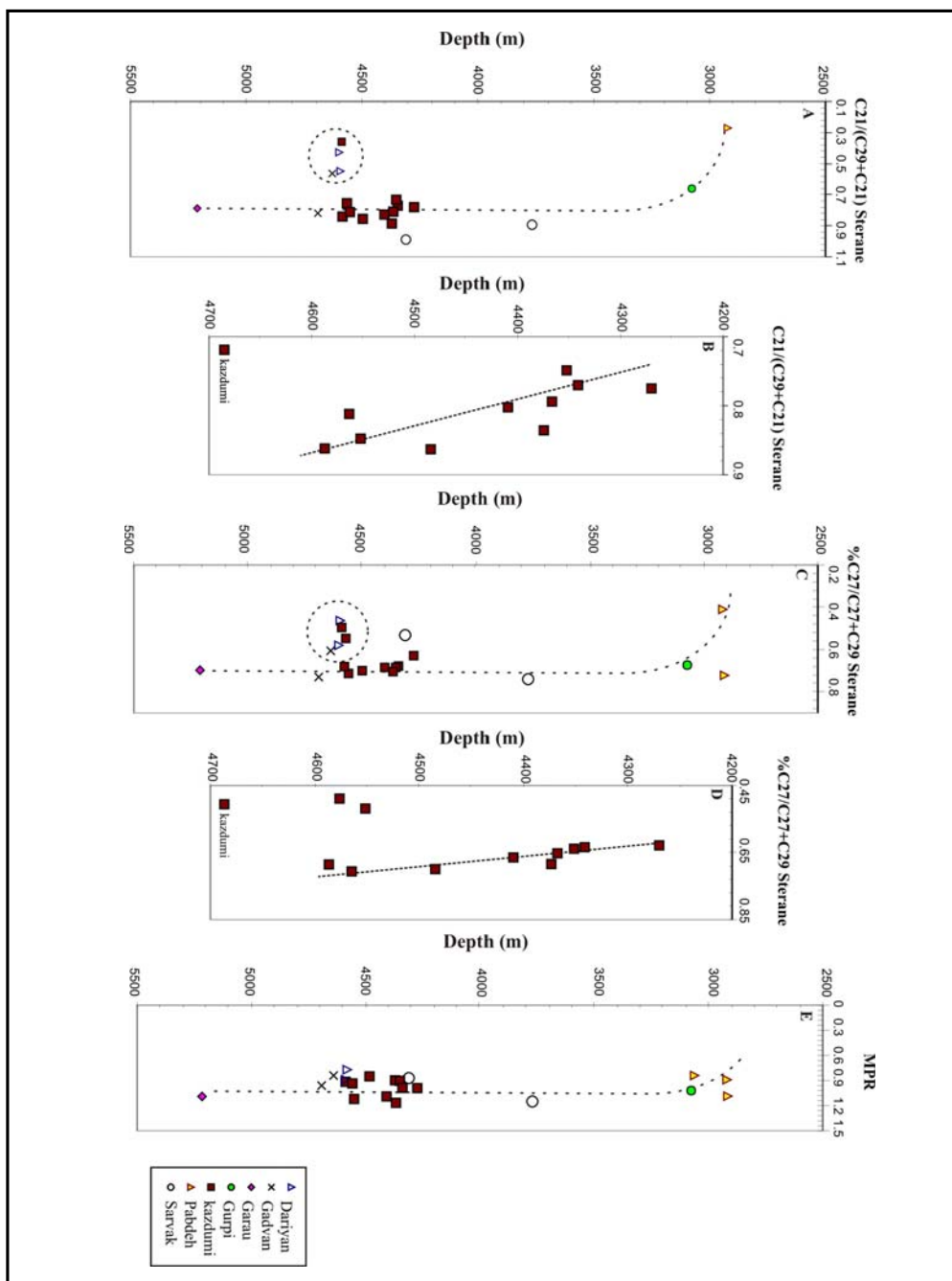
شکل ۱۲- نمودار تعیین ضریب انعکاس ویتروینایت (R_o %) با استفاده از نسبت شاخص متیل فنانترون ($MPI-1$) محاسبه شده از بیومارکرها. همانطور که مشاهده می گردد مقدار ضریب انعکاس ویتروینایت بدست آمده نشان دهنده مرحله پنجره نفتی برای نمونه های مورد مطالعه است. در این شکل منظور از R_c % ضریب انعکاس ویتروینایت محاسبه شده، R_m % میانگین ضریب انعکاس ویتروینایت و R_o % میانگین ضریب انعکاس ویتروینایت نفت است (Radke and Welte 1983).

$$MPR = \frac{2 - MP}{1 - MP} \quad (\text{Radke and Welte 1983}) \quad \text{رابطه (۱)}$$

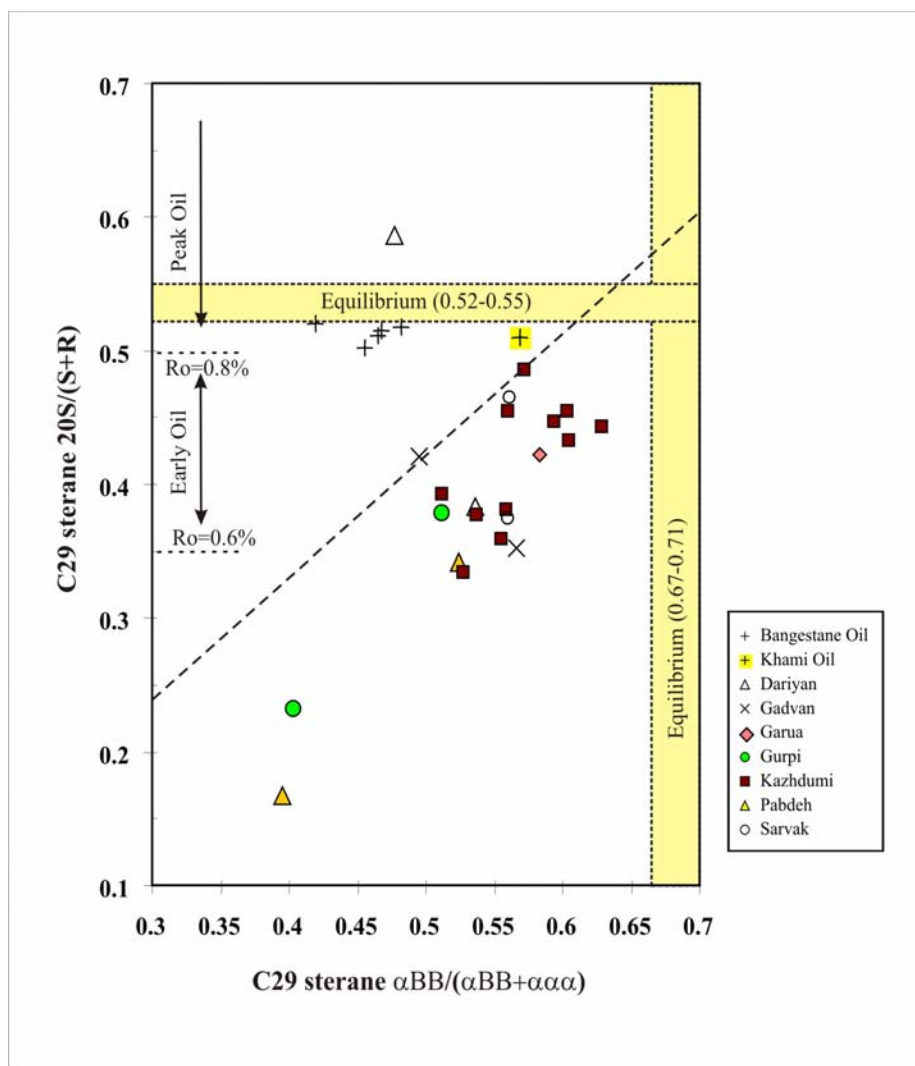
در رابطه فوق منظور از MP متیل فنانترون و MPR نسبت متیل فنانترون است

نمودار تغییرات نسبت های ایزومری $20S/(S+R)$ در مقابل $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ برای استران C_{29} در نمونه های مورد مطالعه نشان می دهد که نمونه های نفت خام مخزن بنگستان و خامی بلوغ حرارتی بالایی را نسبت به بیتومن های سنگ های منشأ و نه نفت های استخراج شده از لایه های مخزنی نشان می دهند و در نزدیکی محدوده پیک پنجره نفتی قرار گرفته اند (شکل ۱۴). مطابق با این نمودار سازندهای کژدمی، گرو و گدوان با داشتن مقادیر بالای $20S/(S+R)$ ، بلوغ حرارتی بالاتری را نسبت به سازندهای پابده و گورپی نشان می دهند و به عنوان سنگ منشأ بالغ محسوب می شوند.

دو نمونه از سازند کژدمی (چاه شماره ۲۹۱ عمق ۴۵۷۶ متری و چاه شماره ۲۲۲ عمق ۴۵۵۲ متری) و یک نمونه از سازند گدوان (چاه شماره ۱۲۳ عمق ۴۶۳۷ متری) بلوغ حرارتی کمتری را نسبت به سایر نمونه ها نشان می دهند. نمونه های سازند داریان به عنوان بیتومن های استخراج شده از سنگ مخزن و با قرار گرفتن در اعماق کمتر نسبت به سایر نمونه ها، بلوغ حرارتی کمتری را نشان می دهند (شکل ۱۳ A, C). میزان Sterane $C_{27}/(C_{27}+C_{21}+(C_{21}+C_{29}))$ و C_{29} در اغلب نمونه های کژدمی با افزایش عمق افزایش می یابد (شکل ۱۳ B,D). میزان MPR با افزایش عمق افزایش می یابد (شکل ۱۳ E).



شکل ۱۳- تغییرات $C_{21}/(C_{21}+C_{29})$ Sterane ($m/z=217$), $C_{27}/(C_{27}+C_{29})$ Sterane ($m/z=218$) و MPR (طبق رابطه ۱) در برابر عمق بر حسب متر.



شکل ۱۴- نمودار تغییرات نسبت های ایزومری $C_{29} 20S/(S+R)$ در مقابل $C_{29} \alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ به منظور تعیین

بلوغ حرارتی نمونه های مورد مطالعه (اقتباس با تغییراتی از Justwan et al. 2006).

نتیجه گیری

C_{27} (Dia/Dia+Reg) در برابر مقادیر $Pr/(Pr+Ph)$ کم بودن مقادیر دیااستران ها به استران ها، تغییرات مقادیر نسبت ترپان های سه حلقه ای C_{22}/C_{21} در برابر C_{24}/C_{23} و نسبت پایین ترپان های سه حلقه ای C_{26}/C_{25} در برابر مقادیر بالای $C_{31}R/C_{30}Hopane$ برای نمونه های مورد مطالعه بیانگر منشائی کربناته - مارنی برای آنها می باشد. تغییرات مقادیر نسبت دی بنزوتیوفن به فئاترن در برابر پریستان به فیتان نشان دهنده سنگ منشاء شیلی - کربناته یا کربناته - مارنی

نمودار تغییرات استران $(R) C_{29}/C_{27}$ در برابر نسبت Pr/Ph نشان دهنده سنگ منشاء احیایی با مواد آلی با منشاء جلبکی برای تمامی نمونه های مورد مطالعه است. فراوانی استران C_{29} نسبت به استران های C_{27} و C_{28} و حضور ترپان های سه حلقه ای نشان دهنده تشکیل سنگ منشاء نمونه های مورد مطالعه در یک محیط دریایی است. تغییرات نسبت استران

۱- شایسته، م.، ۱۳۸۱، بررسی علل آلودگی نفت آسماری بوسیله هیدروژن سولفور در بخشی از میدان مارون، گزارش شماره پ-۵۲۰۷، اداره کل زمین‌شناسی گسترشی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۵۲ ص.

2-Alavi, M., 2004, Regional Stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and Its Proforeland Evolution: American Journal of Science, v. 304, p. 1-20.

3- Alavi, M., 2007, Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran: American Journal of Science, v. 307, p. 1064-1095.

4- Alizadeh, B., Adabi, M.H., and F., Tezheh, 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: v. 31, p. 241-253.

5- Barker, C.E., 1988, Temperature and time in the thermal maturation of sedimentary organic matter. In: N.D. Naeser, T.H., McCulloh. (Eds.), Thermal History of Sedimentary Basins. Methods and Case Histories. Springer-Verlag, New York, p. 73-98.

6- Bordenave, M.L., and R., Burwood, 1990, Source rock distribution and Maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations. Organic Geochemistry: v. 16, p. 369-387.

7- Curtis, J.B., Kotarba, M.J., Lewan, M.D., and D., Wieclaw, 2004, Oil/source rock correlations in the Polish Flysch Carpathians and Mesozoic basement and organic facies of the Oligocene Menilite Shales: insights from hydrous pyrolysis experiments: Organic Geochemistry, v., 35, p. 1573-1596.

برای نمونه‌های نفت خام و بیتومن استخراج‌شده است. عدم تعیین یک لیتولوژی مشخص برای سنگ منشاء میدان نفتی مارون می‌تواند در ارتباط با پرشدن چندگانه^۱ میدان نفتی مارون و وجود بیش از یک سنگ منشاء مشخص برای نفت‌های خام مخزن بنگستان باشد. تغییرات نسبت C_{32} - C_{29} -Sterane در برابر hopane $22S/(22S+22R)$ نمودار تغییرات نسبت‌های ایزومری $20S/(20S+20R)$ در مقابل $20S/(S+R)$ برای استران $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ و شاخص متیل فنانترن-۱ نشان می‌دهد که تمامی نمونه‌های نفت خام مخزن بنگستان و خامی در پنجره نفتی قرار دارند. نمونه‌های بیتومن کژدمی، گرو و گدوان در مرحله شروع زایش نفت بوده در حالی که نمونه‌های گورپی و پابده با قرار گرفتن در محدوده قبل از دیاژنز، بلوغ کمتری را نسبت به سایر نمونه‌ها نشان می‌دهند. تغییرات Sterane ($m/z=217$) $C_{21}/(C_{21}+C_{29})$ و Sterane ($m/z=218$) $C_{27}/(C_{27}+C_{29})$ و MPR در برابر عمق نشان می‌دهد که با افزایش عمق بلوغ حرارتی از نمونه‌های پابده و گورپی به سمت کژدمی و گرو افزایش می‌یابد.

تشکر و قدردانی

در اینجا لازم می‌دانیم از جناب آقای دکتر قلاوند، رئیس زمین‌شناسی بنیانی مناطق نفت‌خیز جنوب جهت راهنمایی و در اختیار قرار دادن نمونه‌های سنگ و نفت خام، آزمایشگاه نفت دانشگاه شهید چمران اهواز، دکتر Stephen Bowden و پرفسور John Parnell در دانشگاه آبردین، انگلستان جهت در اختیار قرار دادن تجهیزات آنالیز کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنج جرمی تشکر و قدردانی گردد.

منابع

- 15- Ourisson, G., Albrecht, P., and M., Rohmer, 1984, The microbial origin of fossil fuels: *Scientific American*, v. 251, p. 44-51.
- 16- Peters, K. E., Walters, C.C., and J. M., Moldowan, 2005, *The Biomarkers Guide, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*: Cambridge University Press, Second Edition, 1155 p.
- 17- Radke, M., 1988, Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils: *Marine and Petroleum Geology*, v. 5, p. 224-236.
- 18- Radke, M., and D.H., Welte, 1983, The Methylphenanthrene Index (MPI): A maturity parameter based on aromatic hydrocarbons. In: M. Bjorcy et al (Eds.), *Advances in Organic Geochemistry 1981*, Wiley, Chichester, p. 504-512
- 19- Sepehr, M., and J. W., Cosgrove, 2004, Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran: *Marine and Petroleum Geology*, v. 21, p. 829-843.
- 20- Tissot, B.P., and D.H., Welte, 1984, *Petroleum Formation and Occurrence*: 2nd edition, Springer-Verlag.
- 21- Zumberge, J.E., and S., Ramos, 1996, Classification of crude oils based on genetic origin using multivariate modeling techniques: Presented at the 13th Australian Geological Convention, February 19-23, 1996, Canberra, Australia.
- 8- Hughes, W.B., Holba, A.G., and L.I.P., Dzou, 1995, The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 59, p. 3581-3598.
- 9- James, G.A. and J.G., Wynd, 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area: *AAPG Bull.* v. 49, p. 2182-2245.
- 10- Justwan H., Dahl, B., and G.H., Isaksen, 2006, Geochemical characterization and genetic origin of oils and condensates in the South Viking Graben, Norway: *Marine and Petroleum Geology*, v. 23, p. 213-239.
- 11- Killops S. D., and V. J., Killops 2005, *An Introduction to Organic Geochemistry*: Wiley-Blackwell, 408 p.
- 12- Li, M., Stasiuk, L., Maxwell, R., Monnier, F., and O., Bazhenova, 2006, Geochemical and petrological evidence for Tertiary terrestrial and Cretaceous marine potential petroleum source rocks in the western Kamchatka coastal margin, Russia: *Organic Geochemistry*, v. 37 p. 304-320.
- 13- Mackenzie, A.S., Hoffmann, C.F., and J.R., Maxwell, 1981, Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France-III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 45, p. 1345-1355.
- 14- Moldowan, J.M., Sundaraman, P., and M., Schoell, 1986, Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/ or source input in the Lower Toarcian of S.W. Germany: *Organic Geochemistry*, v. 10, p. 915-926.