

بررسی ژئوشیمیایی و تعیین خانواده‌های نفتی مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان

بهرام علیزاده^۱، حسین سعادت^{۲*}، سید حسین حسینی^۲

^۱ مرکز پژوهشی زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت دانشگاه شهید چمران، اهواز

^۱ استاد، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران، اهواز

^۲ دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران، اهواز

*hsaadati29@gmail.com

(دریافت: اسفند ۱۳۹۱، پذیرش شهریور ۱۳۹۳)

چکیده

هدف از این مطالعه ارزیابی ژئوشیمیایی نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان با استفاده از روش‌های GC و GC-MS می‌باشد. بخش ماسه‌سنگ آزادگان حاوی نفت پارافینی و پارافینی- نفتنی با درجه API ۳۰ می‌باشد. بر اساس نتایج حاصل از داده‌های کروماتوگرافی گازی (GC) این نفت‌ها از سنگ‌های منشأ با کروژن نوع II در یک محیط دریایی احیایی حاصل شده‌اند و دارای بلوغ حرارتی بالا می‌باشند. نسبت هویان C29/C30، C35S/C34S، C31R/C30Hopane و همچنین نسبت Pr/Ph، Ph/nC18 و نسبت Pr/Ph در برابر DBT/Phen نشان دهنده سنگ منشأ کربناتی برای نفت‌های مورد مطالعه می‌باشد. نسبت -C21+/C21، Pr/Ph، TAR و نسبت استران‌های (20R) C29/C27 در برابر نسبت Pr/Ph مبین شرایط احیایی دریایی و فراوانی مواد آلی جلبکی در محیط رسوبگذاری سنگ‌های منشأ می‌باشد. حضور تریان‌های سه‌حلقه‌ای، نسبت ETR و نمودار تغییرات مقادیر ایزوتوپ کربن (13C) در برابر نسبت Pr/Ph مشخص‌کننده سنگ منشأ دریایی و قدیمی‌تر از کرتاسه می‌باشد. نهایتاً بررسی داده‌های بیومارکری و ایزوتوپی نشان دادند که نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان از سنگ‌های منشأ کربناته با سن ژوراسیک میانی تا بالایی در یک محیط دریایی تا پارالیک با فراوانی بالایی از مواد جلبکی بوجود آمده‌اند و از نظر بلوغ در اواسط پنجره نفتی قرار دارند.

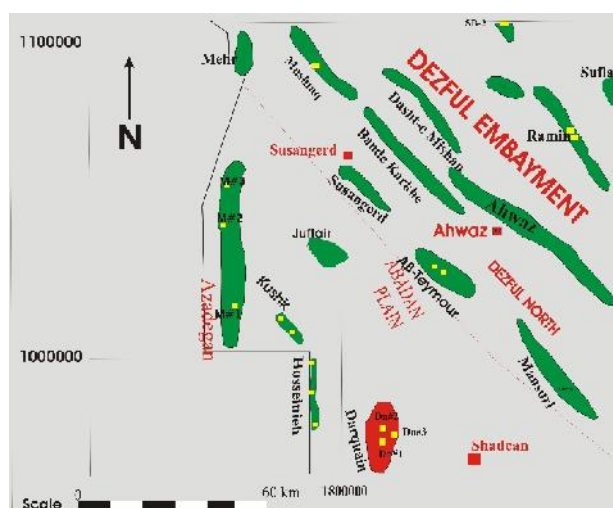
کلمات کلیدی: بیومارکر، مخزن آزادگان، سازند کژدمی، میدان نفتی آزادگان.

۱. مقدمه

آلکان‌های نرمال (n-alkanes) به طور معمول برای شناسایی منشأ و بلوغ هیدروکربورها مورد استفاده قرار می‌گیرند. آلکان‌ها نرمال حاصل از واکس‌های سطح پوششی برگ‌ها (epicuticular leaf waxes) فراوانترین منشأ در رسوبات هستند و در محدوده C24 - C34 غالب می‌باشند [۱،۲]، در حالی که آلکان‌های نرمال حاصل از بلوغ حرارتی سنگ منشأ ارجحیت کربنی فرد (odd carbon preference) در محدوده آلکان‌های نرمال C15 - C25 نشان می‌دهند [۳،۴،۵،۶].

بیومارکرها می‌توانند برای تعیین نوع ماده‌آلی اولیه سنگ منشاء، محیط رسوبگذاری و شرایط حاکم بر آن، برای تطابق نفت‌ها با همدیگر و با سنگ‌های منشاء، تخمین بلوغ حرارتی نفت‌ها، سن سنگ منشاء بوجود آورنده نفت‌ها و همچنین در ارزیابی مهاجرت نفت و درجه تخریب زیستی آن مورد استفاده قرار گیرند [۷]. علاوه بر این، بیومارکرها می‌توانند برای تعیین لیتولوژی سنگ منشاء (کربناته یا شیلی بودن آن) نیز مورد استفاده قرار گیرند [۸].

دشت آبادان با داشتن میادین نفتی همچون آزادگان، جفیر، دارخوین، حسینیه، ماهشهر، نوروز، هندیجان و کوشک با داشتن ۳۵ تریلیون فوت مکعب گاز و ۵۶ میلیارد بشکه نفت به صورت درجا [۹] دومین ایالت نفتی ایران بعد از فروافتادگی دزفول به شمار می‌رود (شکل ۱). سازند کزّومی در میدان نفتی آزادگان دارای دو بخش آهکی - شیلی (بخش بالایی) و ماسه‌سنگ آزادگان (بخش پایینی و معادل نهر عمر در جنوب عراق و سازند بورگان در کویت) می‌باشد. سازند بورگان با سن کرتاسه پایینی - میانی عمدتاً از ماسه سنگ و شیل تشکیل شده که در سیستم دلتایی برجای گذاشته شده است. در برش الگو خود در کشور کویت بصورت یک طاق‌دیس عظیم (بورگان بزرگ، دومین مخزن بزرگ نفتی شناسایی شده جهان با ۷۲ میلیارد بشکه ذخیره نفت) شناسایی شده است [۱۰]. در ایران در بخش ماسه‌سنگ آزادگان ۳۳۰ میلیون بشکه نفت با ۳۰ درجه API به صورت درجا وجود دارد [۹]. این مطالعه با هدف ارزیابی ژئوشیمیایی نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان صورت گرفته است. به همین دلیل تعداد ۳ نمونه نفت از سه بخش شمالی (M-3)، مرکزی (M-2) و جنوبی (M-1) میدان نفتی آزادگان مورد آنالیز قرار گرفته است (شکل ۱).



شکل ۱: موقعیت میدان نفتی آزادگان نسبت به میادین همجوار

۲. روش کار

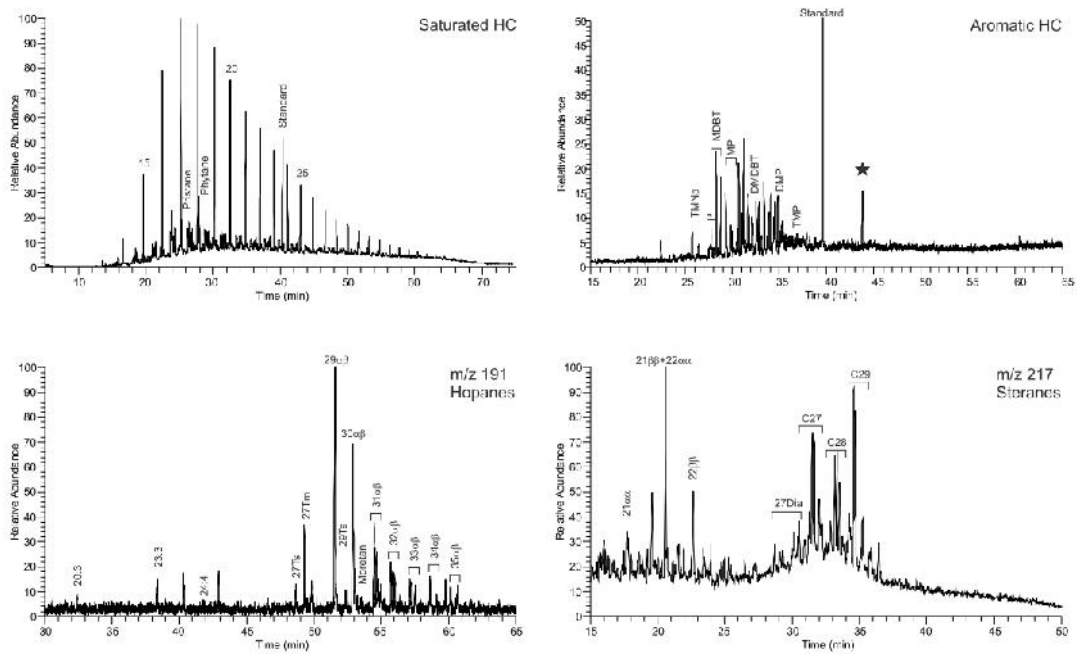
۲.۱ آسفالتن‌گیری و کروماتوگرافی ستونی

ابتدا آسفالتن نمونه‌ها توسط روش استاندارد آسفالتن‌گیری از طریق اضافه نمودن نرمال‌هگزان از نفت خام تفکیک شد، سپس توسط کروماتوگرافی ستونی نفت به برش‌های اشباع، آروماتیک و قطبی (NSO) به ترتیب با استفاده از نرمال‌هگزان، بنزن و متانول تفکیک شد.

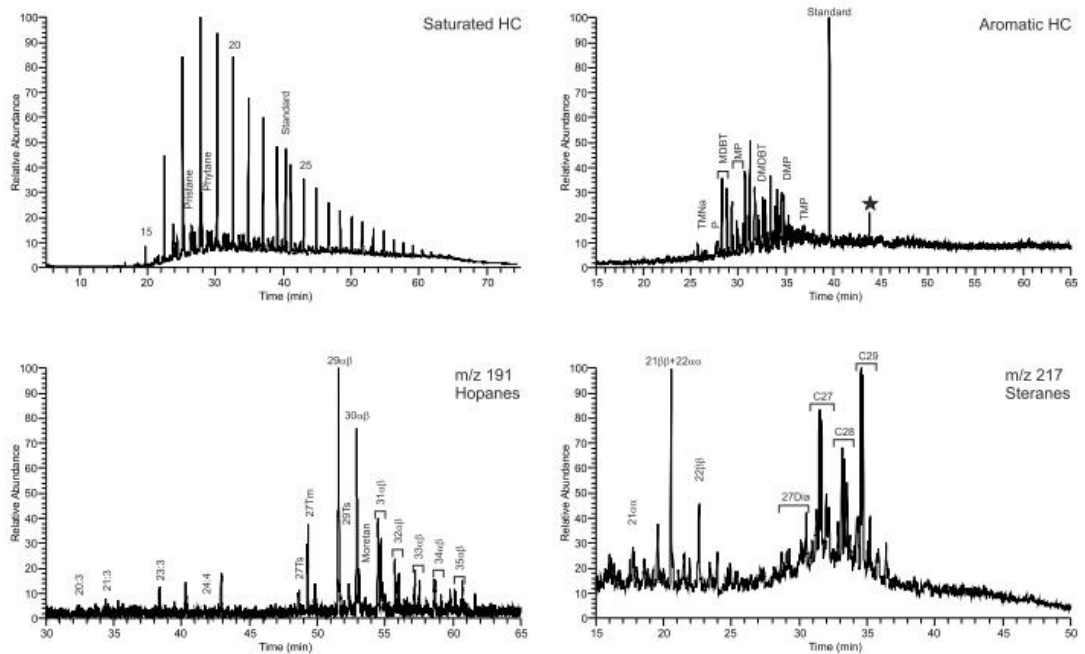
۲.۲ کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنج جرمی

اجزاء اشباع و آروماتیک توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی با ستون موئین ۳۰ متری (قطر داخلی ۰/۲۲ میلی‌متر) متصل به یک تله یونی در طیف‌سنج جرمی با مدل Finnigan MAT GCQ مورد آنالیز قرار گرفتند. برنامه دمایی ۷۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد و افزایش دمایی ۴ درجه در دقیقه ($4\text{ }^{\circ}\text{C min}^{-1}$) با یک دوره هم‌دمایی (isothermal period) ۱۵ دقیقه‌ای انجام گرفت. از هلیوم به عنوان گاز حامل استفاده گردید. برای مطالعات بیومارکری نیز نسبت‌های m/z 191 و m/z 217 حاصل از دستگاه طیف‌سنج جرمی مورد استفاده قرار گرفتند در شکل شماره ۲ کروماتوگرام گازی و جرمی نفت‌های مورد مطالعه آمده است.

M-1



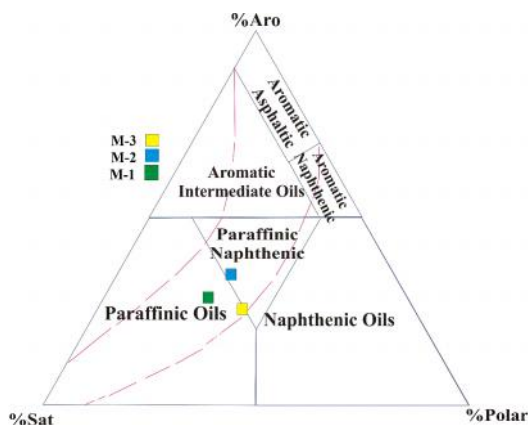
M-2



شکل ۲: کروماتوگرام گازی و جرمی نفت‌های مورد مطالعه

۳. بحث

در نمونه‌های نفتی مورد مطالعه اجزا اشباع، قطبی و آروماتیک به ترتیب بیشترین برش هیدروکربوری را به خود اختصاص داده‌اند (جدول ۱). میزان ترکیبات اشباع از جنوب به سمت شمال میدان کاهش پیدا می‌کند این امر می‌تواند به علت کاهش بلوغ و یا درصد مواد قاره‌ای وارده به حوضه رسوبی رخ داده باشد. با ترسیم نمودار مثلثی تیسوت و ولته [۱۱] نفت‌های مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان در محدوده‌ی پارافینی و پارافینی - نفتنی قرار می‌گیرند (شکل ۳).



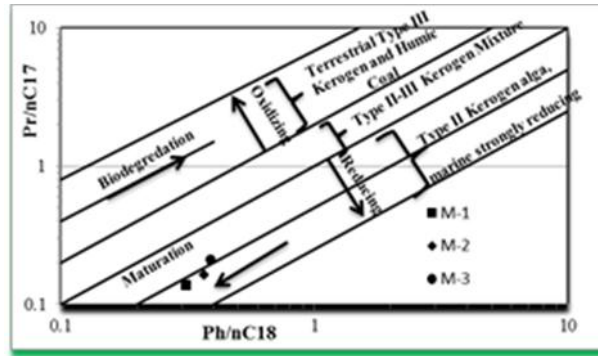
شکل ۳: نتایج حاصل از کروماتوگرافی ستونی بر روی نمونه‌های مورد مطالعه (اقتباس از [11]).

۳.۱ تعیین بلوغ حرارتی نفت‌های مورد مطالعه

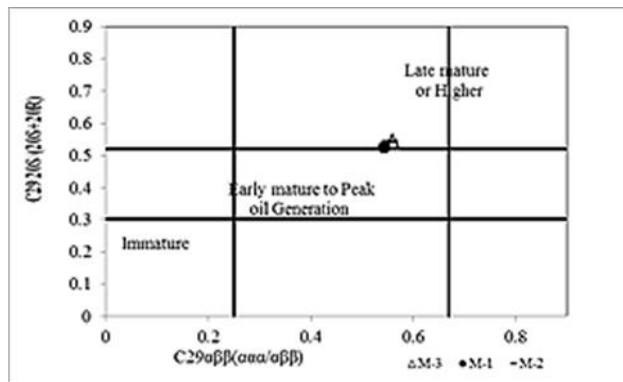
مقادیر شاخص ارجحیت کربنی (CPI) بدست آمده توسط نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی (GC) برای تمامی نفت‌های مورد مطالعه (۰/۹۸ - ۰/۹۳)، بلوغ نسبتاً بالایی را برای آنها نشان می‌دهد (جدول ۱). نمودار تغییرات نسبت $Pr/nC17$ در برابر $Ph/nC18$ جهت ارزیابی بلوغ [۱۲] در نمونه‌های نفتی مخزن آزادگان، حاکی از بالا بودن نسبی بلوغ (maturity) می‌باشد (شکل ۴).

از میان تمامی نسبت‌های بیومارکری مورد استفاده برای تعیین بلوغ حرارتی، نسبت‌های به دست آمده بر مبنای واکنش‌های ایزومریزاسیون و اپیمریزاسیون استران‌های $C29$ دارای اعتبار بیشتری هستند [۸]. استفاده از این نسبت‌ها نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه در مراحل ابتدایی بلوغ تا پنجره زایش نفت (Early Mature/Peak Oil Generation) قرار می‌گیرد (شکل ۵).

استفاده از نسبت‌های اپیمریزاسیون استران‌های $C29$ در مقابل هوپان $C32$ نیز می‌تواند برای تعیین بلوغ حرارتی ماده آلی مورد استفاده قرار گیرد [۱۳].



شکل ۴: نمودار تغییرات نسبت $Pristane/nC17$ در مقابل $Phytane/nC18$ (اقتباس از [۱۲]).

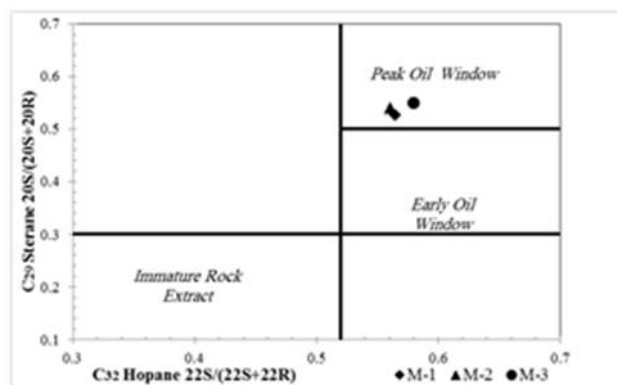


شکل ۵: نمودار نسبت $(+)$ / $(+)$ در برابر نسبت $C29 Sterane 20S/(20S+20R)$ برای تشخیص میزان بلوغ نمونه مورد مطالعه (اقتباس از [۸]).

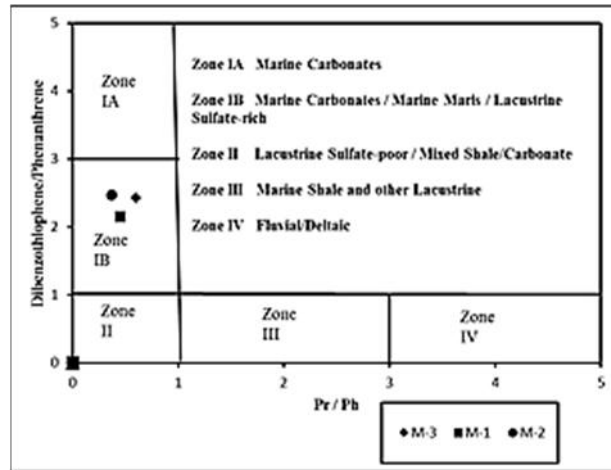
استفاده از این نمودار نیز نمونه‌های مورد مطالعه را از لحاظ بلوغ حرارتی در مرحله پنجره نفتی (Peak Oil Window) قرار می‌دهد (شکل ۶).

۲.۳ تعیین لیتولوژی سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان

هنگامی که نسبت‌های Pr/Ph به همراه نسبت‌های $DBT/Phen$ در کنار یکدیگر مورد استفاده قرار گیرند، اطلاعات با ارزشی را در مورد محیط ته‌نشینی و لیتولوژی سنگ منشاء فراهم می‌کنند [۱۴]. استفاده از این نمودار نشان می‌دهد سنگ‌های منشأ نمونه‌های مورد مطالعه در زون IB (محدوده محیط دریایی کربناته و مارنی تا دریاچه‌ای غنی از سولفات) قرار می‌گیرند (شکل ۷).



شکل ۶: نمودار نسبت $C29 Sterane 20S/(20S+20R)$ در مقابل نسبت $C32 Hopane 22S/(22S+22R)$ برای تعیین بلوغ حرارتی (اقتباس از [۱۳]).



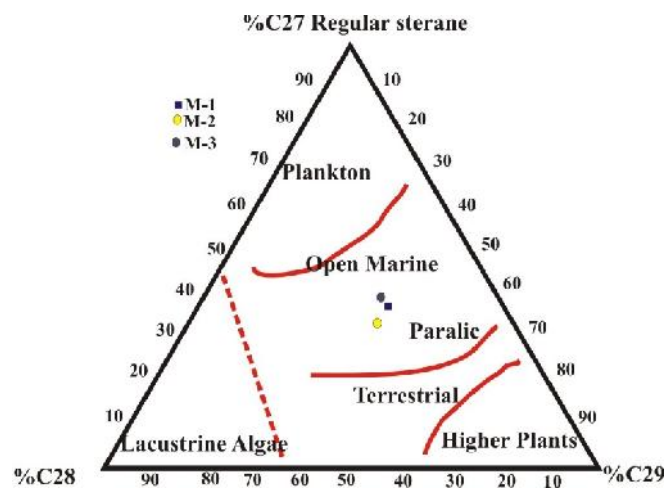
شکل ۷: استفاده از نمودارهای نسبت DBT/Phen در مقابل نسبت Pr/Ph برای تعیین محیط رسوبی و لیتولوژی نمونه مورد مطالعه (اقتباس از [۱۴])

نفت‌های مشتق شده از سنگ‌های منشأ کربناته با مقادیر بالای $0.08 > C_{31R}/C_{30}Hopane$ مشخص می‌گردند [۱۵]. مقادیر بالای نسبت‌های فوق در نمونه‌های مورد مطالعه نشان دهنده سنگ منشأ کربناته برای نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان می‌باشد (جدول ۲).

نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) کمتر از ۱ [۱۶، ۱۷، ۱۸، ۱۹، ۲۰] و Ph/nC_{18} بیشتر از 0.3 [۱۶، ۱۸] برای نفت‌های مورد مطالعه نشان‌دهنده تشکیل آنها از سنگ‌های منشأ کربناته می‌باشد (جدول ۱).

۳.۳ تعیین محیط رسوبگذاری و نوع ماده آلی سنگ‌های منشأ تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان

یکی از رایج‌ترین روش‌ها برای تعیین محیط ته‌نشینی سنگ‌های منشأ، استفاده از دیاگرام‌های سه‌تایی (Ternary Diagrams) استران‌های منظم (C27, C28 and C29 Regular Steranes) است [۱۹]. استفاده از این دیاگرام‌ها برای نمونه‌های مورد مطالعه در این مطالعه نشان می‌دهد که سنگ‌های منشأ احتمالی در محدوده بین محیط دریای باز (Open Marine) و محیط پارالیک (Paralic) [محیط دریایی با عمق بسیار کم آب که عمدتاً بخش روبه خشکی ساحل را در بر می‌گیرد] [۲۱]. قرار می‌گیرند (شکل ۸).



شکل ۸: دیاگرام مثلثی تغییرات استرانهای C27، C28 و C29 به منظور شناسایی محیط رسوبگذاری سنگ‌های منشأ نفت مخزن آزادگان (اقتباس از [۱۹])

نمودار تغییرات مقادیر Pr/nC17 در برابر Ph/nC18 [12] برای نفت‌های مورد مطالعه مبین آن است که محیط رسوبگذاری سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت‌های مخزن آزادگان دریایی احیایی با فراوانی مواد جلبکی می‌باشد (شکل ۴).

در نفت‌های مورد مطالعه نسبت C21+/C21- بین ۲/۸ - ۱/۲، نسبت Pr/Ph بین ۰/۳۷ - ۰/۶۱ و نسبت TAR ۰/۲۸ - ۰/۱۷. تغییر می‌کند [۲۲، ۲۳] همه این شواهد نشان دهنده نفت‌های با منشأ دریایی و شرایط احیایی می‌باشد همچنین تغییرات کم مقادیر CPI [24] نیز مبین آن است که مواد آلی اولیه بوجود آورنده نفت‌های مورد مطالعه از قسمت جنوب تا شمال میدان نفتی آزادگان تقریباً هموزن می‌باشند.

جدول ۱: نتایج حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی ستونی و گازی نمونه‌های مورد مطالعه

نام نمونه	Ts/Ts+Tm	C29/C27	C35/C34	C31R/C30H	C29H/C30H	C ₂₇ %	C ₂₈ %	C ₂₉ %	C13
M-1	۰/۲۷	۱	۱/۶۱	۰/۴۷	۱/۳	۳۵	۲۴	۴۱	-۲۶/۶۷
M-2	۰/۲۹	۱/۱۶	۱/۳۱	۰/۷۸	۱/۳	۳۴	۲۵	۴۲	-۲۶/۶۲
M-3	۰/۱۸	۱/۰۴	۱/۱۹	۰/۴۷	۱/۶۷	۳۲	۲۶	۴۱	-۲۷/۲

جدول ۲: نتایج حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنج جرمی

نام نمونه	20S/(20S+20R)	Abb/(abb + aaa)	22S/(22S+22R)	DBT/P	C ₂₈ /C ₂₉	Mor/H	ETR	1,2,7/1,3,7 TMN
M-1	۰/۵۳	۰/۵۴	۰/۵۷	۲/۱۵	۰/۶	۰/۱۱	-	-
M-2	۰/۵۴	۰/۵۵	۰/۵۶	۲/۴۷	۰/۶	۰/۱۲	-	-
M-3	۰/۵۵	۰/۵۶	۰/۵۸	۲/۴۴	۰/۵۵	۰/۰۷	۰/۶۱	۰/۳۵

نمودار تغییرات نسبت استران‌های C29/C27 (20R) در برابر نسبت Pr/Ph [۲۵]، نشان‌دهنده شرایط احیایی و فراوانی مواد آلی جلبکی

نام نمونه	Sat	Aro	Polar	CPI	TAR	Pr/nC17	Ph/nC18	Ph/Ph	nC21+/nC21-
M-1	۴۷/۳۸	۲۸/۷۸	۲۳/۸۴	۰/۹۸	۰/۱۸	۰/۱۴	۰/۳۱	۰/۴۵	۱/۶۷
M-2	۴۰/۵۳	۲۵/۵۵	۳۳/۹۲	۰/۹۶	۰/۲۸	۰/۱۶	۰/۳۷	۰/۳۷	۱/۲۴
M-3	۳۳/۸	۳۴/۸	۲۶/۹	۰/۹۳	۰/۱۷	۰/۲۱	۰/۳۹	۰/۶۱	۲/۸۴

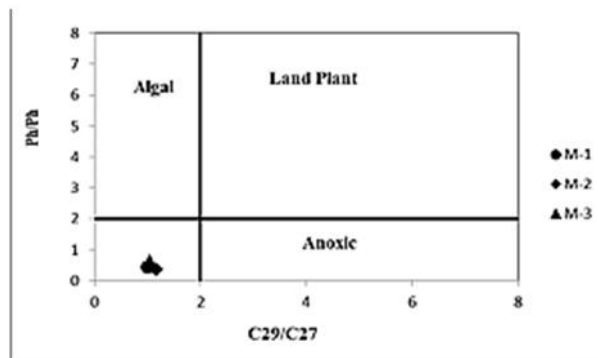
در محیط رسوبگذاری سنگ منشأ بوجود آورنده نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان بوده است (شکل ۹).

حضور تریپان‌های سه‌حلقه‌ای (tricyclic trepans) نشان‌دهنده تشکیل سنگ منشاء در یک محیط دریایی می‌باشد [۸]، چرا که این تریپانها در سنگ‌های منشاء قاره‌ای دیده نمی‌شوند (جدول ۲).

فراوانی نسبی مورتان‌ها نیز می‌تواند در ارتباط با ورود مقدار بالایی از مواد آلی قاره‌ای به محیط ته‌نشینی باشد [۸]، مقدار کم نسبت Moretane/Hopane (۰/۱۲ - ۰/۰۷) در نمونه‌های مورد مطالعه می‌تواند در ارتباط با ورود کمتر مواد آلی گیاهی به محیط ته‌نشینی سنگ منشأ باشد (جدول ۲).

۴.۳ تعیین سن سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان

پس از رسیدن به نتایجی در مورد محیط ته‌نشست و لیتولوژی سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان در این قسمت به توضیح پارامترهای مورد استفاده در تعیین سن سنگ منشاء پرداخته می‌شود:



شکل ۹: نمودار تغییرات استرانهای C29/C27(20R) در مقابل Pr/Ph برای تشخیص نوع ماده آلی و شرایط رسوبگذاری سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان (اقتباس از [۲۵])

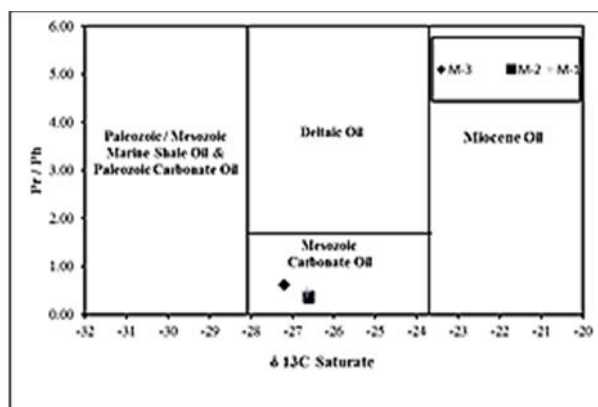
حضور ترپانهای سه حلقه‌ای (tricyclic terpanes) در محدوده C19 تا C30 [۲۴] در نمونه‌های نفت خام مخزن آزادگان می‌تواند نشان‌دهنده سنگ منشائی از سن ژوراسیک تا ترشیاری باشد که به دلیل محدوده وسیع سنی باید با پارامترهای دیگر مورد تطابق قرار گیرد (جدول ۲).

مقدار ETR (Extended Tricyclic Terpene Ratio) محاسبه شده [۲۶] (جدول ۲)، تداعی کننده سنگ منشائی با سن ژوراسیک میانی-بالایی یا جوانتر برای نفت مخزن آزادگان می‌باشد.

نبود الینان که از آنژیوسپرمها (گیاهان گل‌دار) و گیاهان عالی با سن کرتاسه و جوانتر مشتق می‌شود نشان‌دهنده سنگ منشائی با سن قدیمی‌تر از کرتاسه می‌باشد [۲۷] (جدول ۲).

از آنجائیکه مقدار 1,2,7-Trimethylnaphthalene در کرتاسه و جوانتر به مقدار زیادتر یافت می‌شود، لذا نسبت این بیوماکر آروماتیکی به 1,3,7-trimethylnaphthalenes می‌تواند در جدایش سن سنگ‌های منشاء مورد استفاده قرار گیرد [۲۸] مقدار بدست آمده از این نسبت (جدول ۲) مشخص‌کننده سنگ منشائی دریایی و قدیمی‌تر از کرتاسه می‌باشد.

جهت تعیین سن و لیتولوژی سنگ منشاء نفت خام مخزن آزادگان می‌توان از نمودار تغییرات مقادیر ایزوتوپ کربن (13C) در برابر نسبت Pr/Ph استفاده نمود [۲۹]. همانطور که مشاهده می‌گردد، نمونه‌های مورد مطالعه با قرارگرفتن در محدوده نفت‌هایی با سنگ منشائی کربناته با سن مزوزوئیک نتایج پیشین را تأیید می‌کند (شکل ۱۰).



شکل ۱۰: نمودار تغییرات ایزوتوپ کربن ۱۳ نفت خام (13C) در برابر نسبت پرستان به فیتان جهت شناسایی سن و لیتولوژی سنگ منشاء در نفت‌های مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان (اقتباس از [۲۹])

مقادیر استران‌های C28/C29 با تغییرات سن سنگ‌های منشأ بوجود آورنده نفت‌ها [۲۹] نشان دهنده‌ی نفت‌های به سن پالئوزوئیک بالایی تا ژوراسیک زیرین می‌باشد.

۴. نتیجه‌گیری

طبق نمودار مثلثی تیسوت و ولته، نفت‌های مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان در محدوده‌ی پارافینی و پارافینی - نفتنی قرار می‌گیرند.

بررسی لیتولوژی سنگ منشأ بوجود آورنده نفت مخزن آزادگان بیانگر این است که آنها از سنگ‌های منشأ کربناته - مارنی مشتق شده‌اند به طوری که سهم کربنات بیشتر از مارن بوده است.

به طور کلی شواهد نشان می‌دهند که سنگ منشأ تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان در یک محیط دریایی تا حدواسط تحت شرایط احیایی با فراوانی مواد جلبکی و مقادیر اندک مواد گیاهی منشأ گرفته‌اند.

ارزیابی بلوغ نفت‌های مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان با استفاده از بیومارکرهای مختلف نشان داد که تقریباً تمامی آنها از بلوغ نسبتاً بالایی برخوردار می‌باشند و در مرحله پنجره نفتی (Peak oil window) تشکیل گردیده‌اند.

نتایج بررسی سن نشان می‌دهند که نفت مخزن آزادگان از سنگ منشائی کربناته و به احتمال زیاد با سن ژوراسیک حاصل شده است.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می‌دانند که از مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران به منظور تأمین بودجه لازم برای این تحقیق، دانشگاه شهید چمران اهواز و مرکز پژوهشی زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت دانشگاه شهید چمران جهت تأمین امکانات آزمایشگاهی تشکر و قدردانی نمایند.

" هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر محمدرضا کمالی و دکتر احمدرضا ربانی و دکتر علی شکاری فرد که داوری مقاله را به عهده داشته‌اند، تشکر و قدردانی می‌نمایند. "

- [1] Eglinton, T.I., BenitezNelson, B.C., Pearson, A., McNichol and A.P., Bauer, J.E. and E.R.M. Druffel, 1997, Variability in radiocarbon ages of individual organic compounds from marine sediments, *Science* 277, 796–799.
- [2] Bray, E.E. and E. D. Evans, 1961, Distribution of n-paraffin's as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 22, 2–15.
- [3] Amijaya, H., Schwarzbauer, J. and R. Littke, 2006, Organic geochemistry of the Lower Suban coal seam, South Sumatra Basin, Indonesia: palaeoecological and thermal metamorphism implications. *Organic Geochemistry* 37, 261–279.
- [4] Esemé, E., Littke, R. and C.M. Agyingi, 2006, Geochemical characterization of a Cretaceous black shale from the Mamfe Basin, Cameroon. *Petroleum Geoscience* 12, 69–74.
- [5] Harb, F.S.D., El Nady, M.M. and J.S. Basta, 2003, Oil :oil correlation for some oil fi elds in the north western part of the Western Desert, Egypt. *Petroleum Science and Technology* 21, 1583–1600
- [6] Petersen, H.I., Nytoft, H.P., Ratanasthien, B., and A. Foopatthanakamol, 2007. Oils from Cenozoic rift-basins in central and northern Thailand: source and thermal maturity. *Journal of Petroleum Geology* 30, 59–77.
- [7] Wang, Z. and S. A. Stout, 2007, Oil spill environmental forensics, fingerprinting and Source identification, Elsevier, Academic Press, 617 pages.
- [8] Peters, K. E., Clifford, C. E. and J. M. Moldowan, 2005, *The Biomarker Guide*. 2nd ed. Prentice Hall, New Jersey.
- [9] مطیعی، همایون (۱۳۸۹). "مقدمه‌ای بر ارزیابی مخازن نفتی زاگرس (برای زمین‌شناسان)", چاپ اول. انتشارات ایران زمین. جلد دوم. صفحه ۶۸۱.
- [۱۰] افشار حرب، عباس، ۱۳۸۱، "زمین شناسی نفت"، انتشارات دانشگاه پیام نور، صفحه ۱۷۸.
- [11] Tissot, B.P. and D.H. Welte, 1984, *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd Edition. Springer-Verlag, New York.
- [12] Connan, J. and A. M. Cassou, 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 44, pp. 1-23.
- [13] Ourisson, G., Albrecht, P. and M. Rohmer, 1984, The microbial origin of fossil fuels. *Scientific American*, v. 251, pp. 44-51.
- [14] 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* 59. pp. 3581-3598.
- [15] Subroto, E.A., Alexander, R. and R.I. Kagi, 1991, 30-Norhopanes: their occurrence in sediments and crude oils. *Chemical Geology*, v. 93, p. 179-192.
- [16] Connan, J., 1981; Biological marker in crude oil. In: *Petroleum Geology in China*. p. 48-70
- [17] hughes, W.B., 1984, use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic source. In: *petroleum Geochemistry and source rock potential of carbonate rocks*, American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, Ok, pp.181-196.
- [18] Palacas, J.G., 1984, Carbonate rocks as sources of petroleum: geological and chemical characteristics and oil – source correlations: In: *Proceedings of the Eleventh World Petroleum Congress 1983*, Vol.2 , UK, pp.31-43
- [19] Moldowan, J. M., Seifert, W. K. and E. J. Gallegos, 1985, Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bull.*, 69, 1255-1268.
- [20] Ten Haven, H. L., de Leeuw, J. W., Rulkotter J. W. and J. S. Sinninghe Damste, 1987, Can the Pristane/Phytane ratio be used as a petro-environmental indicator? *Nature*, 330, pp. 641-643.
- [21] Goudie A. S., 2004, *Encyclopedia of geomorphology*, volume 1, A-1, Taylor and Francis Group, Routledge Ltd. 1202 pages.
- [22] Peters, K.E. and J. M. Moldowan, 1993, *The Biomarker Guide*. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey
- [23] Powell, T.G. and C. J. Boreham, 1994, Terrestrially sourced oils: where do they exist and what are our limits of knowledge? In: Scott, A.C., Fleet, A.J. (Eds.), *Coal and Coal-bearing Strata as Oil-prone Source Rocks?* Geological Society, London, Special Publication 77, pp. 11-30.
- [24] Hunt, J. M., 1996, *Petroleum geochemistry and geology*. Freeman, New York, p. 743.
- [25] 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, pp. 1345-1355.

- [26] Holba, A.G., Ellis, L. and I. L. Dzou, 2001, Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils. Presented at the 20th International Meeting on Organic Geochemistry, v. 10, 10-14 September, 2001, Nancy, France.
- [27] Peters, K. E., Clutson, M. J. and G. Robertson, 1999, Mixed marine and lacustrine input to an oil-cemented sandstone breccia from Brora, Scotland. *Organic Geochemistry*, v. 30, pp. 237-248.
- [28] Strachan, M. G., Alexander, R. and R. I. Kagi, 1988, Thimethylnaphthalenes in crude oils and sediments: effects of source and maturity. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 52, pp. 1255-1264.
- [29] Chung, H. M., Rooney, M. A., Toon, M. B. and G. E. Claypool, 1992, Carbon isotope composition of marine crude oils. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 76, pp. 1000-1007.
- [30] Grantham, P. J and L. L. Wakefield, 1988, Variation in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oil through geologic time. *Organic Geochemistry*, 12, 61-73.

Geochemical characterization and oil family definition for the Azadegan reservoir in the Azadegan oil field

B. Alizadeh, H. Saadati* and S. H. Hoseyni

*hsaadati29@gmail.com

Received: March 2013, Accepted: September 2013

Abstract

This study aims at geochemical investigation of the hydrocarbons contained within the Azadegan sandstone reservoir by using the GC and GC-MS techniques. The Azadegan reservoir contains paraffinic and paraffinic – naphthenic oils with an API of 30. The gas chromatograms reveal that the source rocks responsible for these oils contains mainly type II kerogen deposited in a reducing environment. According to these data the studied oils have a relatively high level of thermal maturity. Ratios of C₃₅S/C₃₄S, C₂₉/C₃₀, C₃₁R/C₃₀ Hopane and Pr/Ph, Ph/nC₁₈ show that the studied oil derived from carbonate source rock; which is also evident from Pr/Ph Vs. DBT/Phen diagrams. Diagrams of (20R) C₂₉/C₂₇ vs. Pr/Ph as well as the ratios of C₂₁₊/C₂₁₋, Pr/P, TAR are consistent with abundance of algal organic matter. Presence of Tricyclic terpanes, higher ETR ratios and diagrams of ¹³C vs. Pr/P introduce a Jurassic aged source rock for the studied oils. Based on biomarker and isotopic data it could be concluded that oils within the Azadegan reservoir are mainly derived from carbonate source rocks of Mid-Upper Jurassic which are deposited in paralic/open marine environment with a predominance of algal organic matter.

Keywords: Biomarker, Azadegan reservoir, Kazhdumi Formation, Azadegan oil field.