

بررسی ژئوشیمیایی و تطابق نفت - نفت مخزن سروک و نفت - سنگ منشاء بخش احمدی با استفاده از داده‌های بیومارکری اجزاء اشباع و آروماتیک در یکی از میادین جنوب غرب ایران

میلاذ سلیمانی^۱، الهام اسدی مهماندوستی^{۱*}، سیدعلی معلمی^۲ و عزیزالله حبیبی^۳

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران

۲- پژوهشکده ازدیاد برداشت مخازن نفت و گاز، شرکت ملی نفت ایران

۳- گروه شیمی آلی و پلیمر، دانشکده شیمی، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۴/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۰۸/۱۷

چکیده

تطابق نفت‌ها با یکدیگر و با سنگ‌های منشاء، نقشی اساسی در بررسی سیستم نفتی حوضه‌های رسوبی دارد. در این مقاله تعداد چهار نمونه نفتی (A03#, A04#, A09#, A13#) از مخزن سروک و دو نمونه سنگ منشاء (SO1# و SO2#) مربوط به بخش احمدی س ازند سروک در یکی از میادین جنوب غرب ایران با استفاده از دستگاه پیرولیز راک ایول، کروماتوگرافی ستونی، دستگاه‌های کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی (GC-MS)، مورد ارزیابی ژئوشیمیایی و مطالعات بیومارکری قرار گرفته‌اند. بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی و داده‌های راک ایول نمونه‌های سنگ منشاء بخش احمدی سازند سروک در کنار مطالعات بیومارکری، تأییدکننده شرایط عمیق دریایی و کروژن نوع II است. مطالعه و تعیین درصد برش‌های اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتن نمونه‌های مورد مطالعه بیانگر ترکیب پارافینی و بلوغ حرارتی تقریباً بالای نمونه‌های نفت و ترکیب نفتی برای نمونه بیتومن حاصل از سنگ منشاء احتمالی در میدان نفتی مورد مطالعه است. بررسی‌های ژئوشیمیایی نشان می‌دهد که سنگ منشاء نمونه‌های نفتی دارای ترکیب لیتولوژیکی کربناته-شیلی بوده که در یک محیط رسوبی دریایی احیایی تشکیل شده‌اند. براساس نسبت‌های بیومارکری مشخص شد که نمونه‌های مورد مطالعه از بلوغ حرارتی بالا و حد واسطی برخوردارند. ترسیم نمودار ستاره‌ای نسبت آلکان‌های نرمال و نسبت‌های بیومارکری، دی‌گرام مثلثی C₂₇-C₂₈-C₂₉ استران، بیومارکهای C32 S/(S+R)، CPI، Pr/(Pr+Ph)، C23 TT/C30 αβ Hopane و C30 (βα/αβ+βα) و Tm/Ts نشان می‌دهد که بین نمونه سنگ منشاء و نفت‌های A04#، A13 و A03# تا حدودی قرابت در بیومارکها وجود داشته و می‌تواند بیانگر ارتباط ژنتیکی بین نمونه‌ها باشد. نمونه نفت A09# با فاصله بیشتر نسبت به سایر نمونه‌ها بیانگر حضور بیش از یک خانواده نفتی در مخزن سروک میدان نفتی مورد مطالعه است.

کلمات کلیدی: تطابق نفت - نفت، مخزن سروک، ژئوشیمی آلی، خانواده نفتی، بخش احمدی

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی e.asadi@khu.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2019.3836.2760)

مقدمه

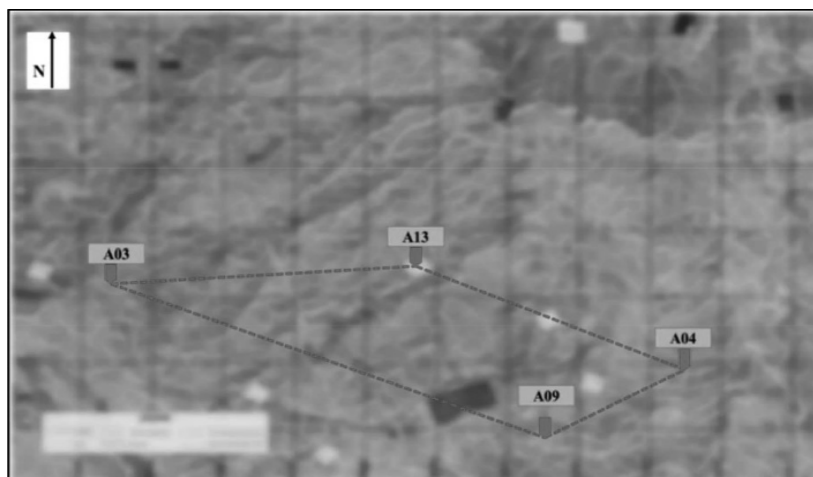
(۲ نمونه) در یکی از میداین جنوب غرب ایران که می‌تواند به‌عنوان یکی از میداین مشترک در نظر گرفته شود، پرداخته می‌شود. هدف از این پژوهش، تعیین شرایط محیط رسوبی (احیاء و اکسیدی)، نوع مواد آلی، بلوغ حرارتی سنگ منشاء و نفت خام، پدیده تجزیه زیستی، بررسی خصوصیات سنگ منشاء اعم از لیتولوژی و محیط رسوبی و درنهایت، تطابق نفت- نفت و نفت- سنگ منشاء در میدان نفتی مورد مطالعه است. جزئیات تطابق نفت- سنگ منشاء اطلاعات مهمی از منشاء و الگوهای احتمالی از مهاجرت نفت فراهم می‌کند که می‌تواند منجر به اکتشافات دیگری گردد. این مطالعات می‌تواند به شناخت بهتر میداین نفتی مشترک، توسعه و برداشت آن‌ها در منطقه فروافتادگی دزفول شمالی کمک نماید.

زمین‌شناسی عمومی

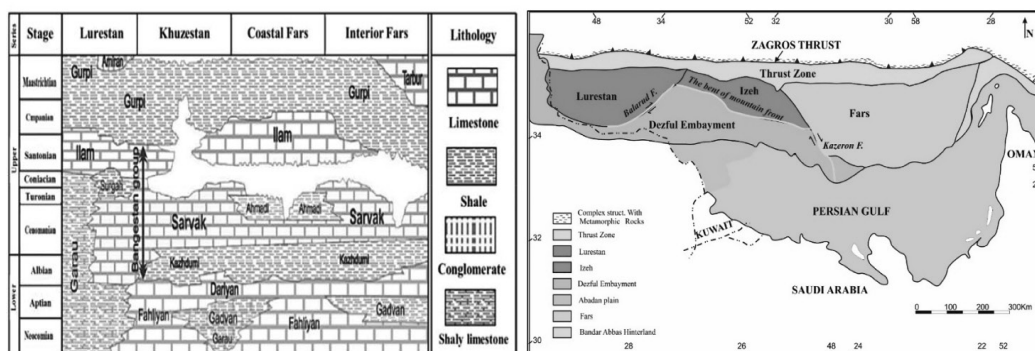
نمونه‌های نفت خام مورد مطالعه از یکی از میداین جنوب غربی ایران (شکل ۱) انتخاب شدند که از نظر ساختاری در ناحیه فروافتادگی دزفول شمالی واقع است (شکل ۲). این منطقه به ابعاد ۲۰۰ در ۲۵۰ km از جنوب باختر به میدان سوسنگرد، از جنوب خاور به میداین شادگان و رامشیر، از شمال باختر به میداین کارون و لالی و از شمال خاور به میدان پر سیاه محدود شده است [۸]. از ویژگی‌های منطقه دزفول شمالی، وجود ساختارهایی با روند شمال باختر- جنوب خاور است. به عقیده برخی زمین‌شناسان ساختارهای شمالی- جنوبی احتمالاً در اثر حرکات خشکی‌زایی پی سنگ به‌وجود آمده‌اند، مانند تاقدیس‌های خرمشهر و دارخوین که امتداد شمالی- جنوبی دارند. در فروافتادگی دزفول شمالی تعدادی خطواره‌های خاوری- باختری نیز دیده می‌شود که منشاء آن‌ها مانند خمش بالارود به گسل‌های امتداد لغز و بسیار ژرف پی‌سنگ نسبت داده شده‌اند که در طول کرتاسه پسین عمل نموده‌اند [۹].

حوضه رسوبی زاگرس یکی از مهم‌ترین حوضه‌های نفتی دنیا است که دارای امتداد شمال‌باختر- جنوب خاور بوده و بزرگ‌ترین میداین نفتی جهان در این حوضه واقع شده است [۱]. در این میان سیستم نفتی کرتاسه میانی تا میوسن آغازین به‌عنوان یکی از ۵ سیستم نفتی شناخته شده در کمربند چین‌خورده زاگرس به‌شمار آمده که در آن دو مخزن کربناته آسماری به سن الیگومیوسن و بنگستان به سن سنومانین- تورونین، مهم‌ترین مخازن این سیستم نفتی را تشکیل می‌دهند [۲]. بخش احمدی سازند سروک به سن سنومانین میانی به‌عنوان یکی از سنگ منشاءهای این سیستم نفتی است [۳] که معادل این بخش در کویت و عراق به‌عنوان سنگ منشاء در نظر گرفته می‌شود [۴]. ضخامت این بخش در میدان مورد مطالعه بین ۴۰ الی ۵۰ m است. مطالعات ژئوشیمیایی مختلفی بر روی نمونه‌های نفت مخزن سروک صورت گرفته است [۳-۷]. مطالعه‌ای که بر روی ژئوشیمی آلی بخش احمدی سازند سروک در منطقه خلیج فارس انجام شده است، نشان می‌دهد که این بخش در قسمت‌های شرقی و غربی خلیج فارس وارد پنجره نفت‌زایی شده است، اما در قسمت‌های مرکزی نابالغ است. همچنین، نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز راک ایول، پتروگرافی آلی و آنالیز عنصری کروژن نشان می‌دهد که نوع کروژن در بخش احمدی عمدتاً مخلوطی از نوع II و III می‌باشد [۴].

به‌طور کلی، ذخایر عظیم هیدروکربوری کشور به دو دسته میداین مستقل و میداین مشترک با کشورهای هم‌جوار تقسیم می‌شوند که میداین مشترک با توجه به توسعه و برداشت کشورهای رقیب دارای اهمیت بیشتر و در اولویت اول برنامه‌های اکتشافی و توسعه‌ای قرار دارند. در این مقاله، به مطالعه نمونه‌های نفت خام مخزن سروک (۴ نمونه) و سنگ منشاء مربوط به بخش احمدی سازند سروک



شکل ۱ شمایی از موقعیت قرارگیری چاه‌ها نسبت به یکدیگر در میدان نفتی مورد مطالعه



شکل ۲ تقسیمات ساختمانی زاگرس [۱۰] و تصویر چینه‌شناسی سازند سروک در نواحی لرستان، خوزستان و فارس [۱۱]

منشاء به وسیله دستگاه سوکسله و عمل تقطیر حلال‌های آلی انجام شد. در حدود ۱۰ g از نمونه SO1# درون انگشتانه سلولزی^۱ قرار داده و بیتومن موجود در آن توسط دستگاه سوکسله و محلول کلروفورم به مدت ۷۲ h استخراج گشت. در ادامه، فرآیند آسفالتن‌گیری بر روی نمونه بیتومن استخراج شده و نمونه‌های نفت با حلال نرمال هگزان انجام شد. در تمامی نمونه‌ها از طریق روش کروماتوگرافی ستونی با فاز ساکن آلومینا و سیلیکاژل و همچنین، با استفاده از حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و متانول، برش‌های هیدروکربنی (اشباع، آروماتیک و رزین) تفکیک و درصد آن‌ها مشخص گردید. فرآیند استخراج بیتومن، آسفالتن‌گیری و انجام کروماتوگرافی ستونی در دانشکده شیمی دانشگاه خوارزمی انجام شد.

روش کار

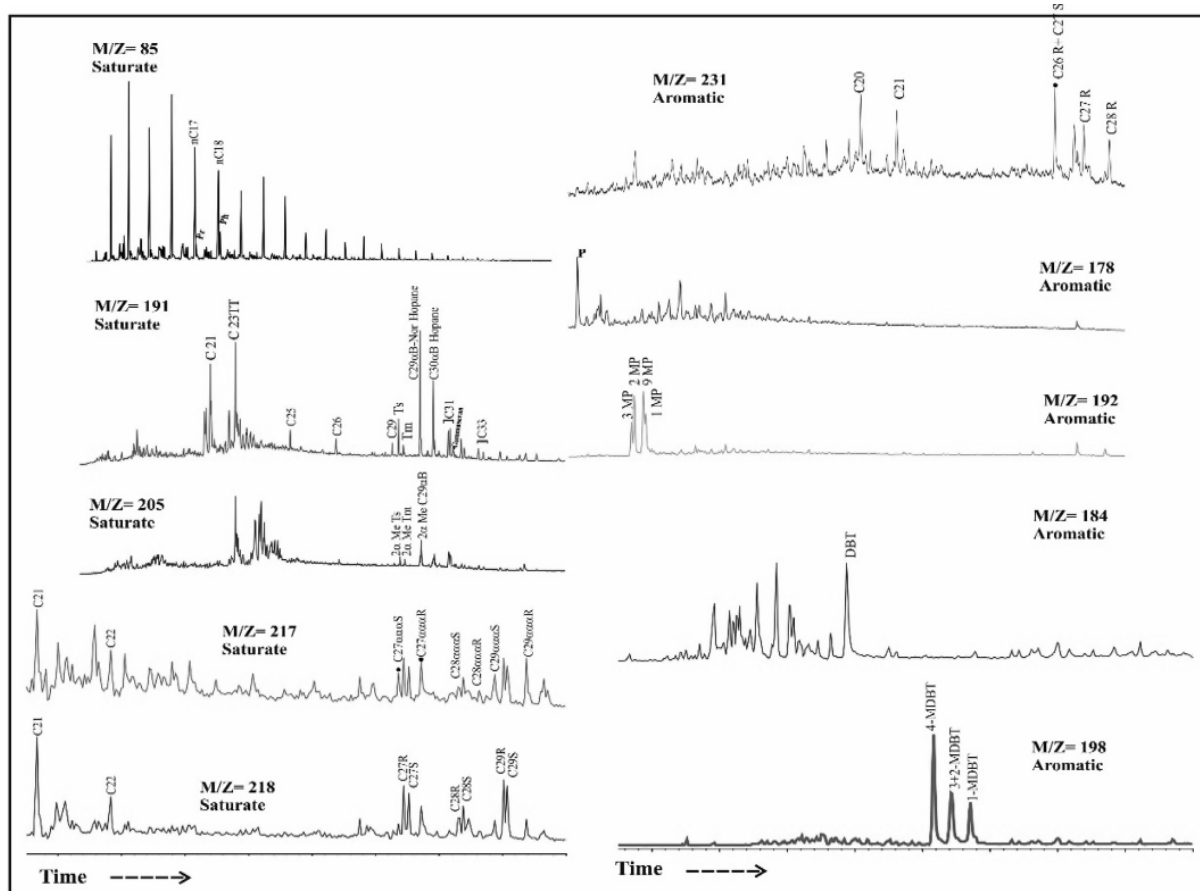
جهت انجام این پژوهش تعداد چهار نمونه نفت خام (A03#, A04#, A09#, A13#) از مخزن سروک و دو نمونه سنگ منشاء از بخش احمدی سازند سروک (SO1# و SO2#) در یکی از میداین جنوب غرب ایران جهت مطالعه انتخاب شدند. در ابتدا دو نمونه سنگ منشاء از نظر سنگ‌شناسی بررسی و سپس توسط دستگاه پیرولیز راک ایول آنالیز شدند. نمونه SO1# به دلیل مقدار میانگین کل کربن آلی (TOC) بالاتر، برای استخراج بیتومن و سایر آنالیزها انتخاب گردید. تهیه مقطع نازک از نمونه‌های سنگ منشاء در کارگاه مقطع دانشکده علوم زمین دانشگاه خوارزمی و پیرولیز نمونه‌های سنگ منشاء توسط دستگاه پیرولیز راک ایول ۶ پژوهشگاه صنعت نفت انجام پذیرفت. سپس فرآیند استخراج بیتومن از سنگ

1. Thimble

بحث و نتایج

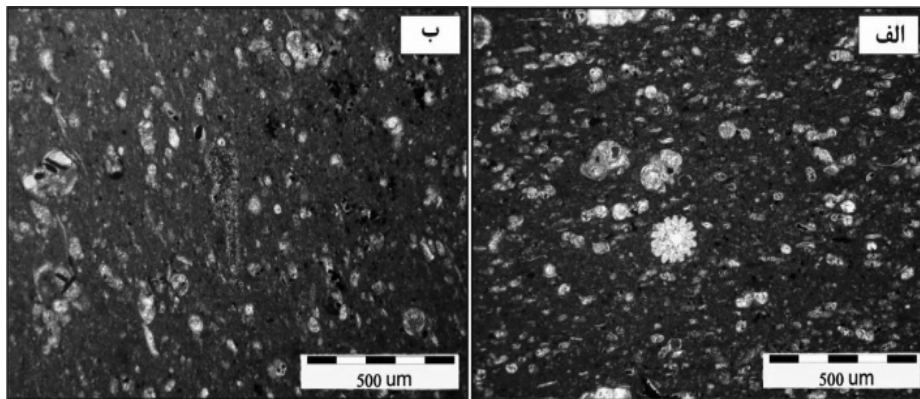
مطالعات پتروگرافی صورت گرفته بر روی مقاطع نازک تهیه شده از نمونه‌های بخش احمدی سازند سروک در میدان نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که از میکروفسیل‌هایی نظیر فرامینیفرهای پلانکتون و خارپوست در یک رخساره و کستونی-پکستونی تشکیل شده‌اند شکل ۴ و بیانگر محیط عمیق دریایی می‌باشند [۱۲]. نتایج حاصل از دستگاه راک ایول جدول ۱ دو نمونه مورد مطالعه از بخش احمدی سازند سروک نشان می‌دهد که مقدار میانگین کل کربن آلی و شاخص هیدروژن (HI) در نمونه #SO1 بیشتر از نمونه #SO2 است. مقدار T_{max} در هر دو نمونه مشابه و برابر با 437°C محاسبه شده است.

سپس برش‌های حاوی ترکیبات اشباع توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی و برش‌های ترکیبات اشباع و آروماتیک توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی در آزمایشگاه آبردین^۱ کشور انگلستان مورد آنالیز قرار گرفتند. دستگاه کروماتوگرافی گازی از نوع HP5890 به همراه طیف‌سنج جرمی Hewlett Packard HP 5970 بوده است. در این پژوهش نسبت‌های m/z اشباع: ۸۵، ۱۹۱، ۲۰۵، ۲۱۷ و ۲۱۸ و آروماتیک: ۱۷۸، ۱۸۴، ۱۹۲، ۱۹۸ و ۲۳۱ (شکل ۳) بررسی شدند. شناسایی بیومارکرها و تعیین مساحت زیر سطح پیکرها به وسیله نرم‌افزار MSD Chemstation انجام شده است. به منظور دقت آنالیز و اطمینان از نتایج دستگاه GC-MS برخی نمونه‌ها دوبار آنالیز شدند.



شکل ۳ نمونه‌ای از کروماتوگرام‌های مورد مطالعه اجزای اشباع و آروماتیک نفت خام #A09 براساس نسبت‌های متفاوت جرم به جرم

1. University of Aberdeen



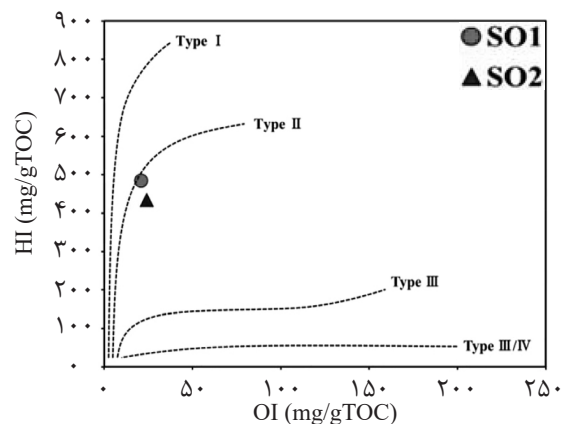
شکل ۴ تصاویر مقاطع نازک میکروسکوپی سنگ منشاء بخش احمدی سازند سروک در میدان نفتی مورد مطالعه (نور پلاریزه). الف) نمونه SO1# و ب) نمونه SO2#

جدول ۱ مقادیر به دست آمده از آنالیز پیرولیز راک ایول بر روی نمونه‌های سنگ منشاء مخزن سروک در میدان نفتی مورد مطالعه

شماره نمونه	عمق (m)	S1 (mg HC/g Rock)	S2 (mg HC/g Rock)	S3 (mg CO ₂ /g Rock)	T _{max} (°C)	TOC (% wt)	HI (mg HC/g TOC)	OI (mg CO ₂ /g TOC)
SO1#	۴۳۷۵	۰/۹	۹/۳	۰/۴	۴۳۷	۱/۹۲	۴۸۵	۲۱
SO2#	۴۳۹۵	۱	۶/۴	۰/۴	۴۳۷	۱/۴۸	۴۳۴	۲۴

ستونی، دستگاه‌های GC و GC-MS نمونه‌های نفت خام و بیتومن استخراجی از سنگ منشاء در میدان نفتی مورد مطالعه در جدول ۲ نشان داده شده است. مقادیر نسبتاً کم نسبت‌های Pr/n-C₁₇ و Ph/n-C₁₈، پایین بودن میزان ترکیبات قطبی (رزین و آسفالتن)، UCM=1 برای تمام نمونه‌ها جدول ۲ و فراوانی نسبی بالای هیدروکربن‌های سبک شکل ۶ نشان‌دهنده عدم وقوع تخریب زیستی در نمونه‌های نفتی می‌باشد. در هر چهار نمونه نفتی، بخش غالب ترکیب مالتن را هیدروکربن‌های اشباع و تا حدودی آروماتیک تشکیل می‌دهند که می‌تواند نشان از بلوغ نسبتاً بالای آن‌ها باشد [۱۳]. اما در بیتومن استخراجی از سنگ منشاء، درصد رزین بسیار بیشتر نسبت به نمونه‌های نفت خام است. درصد بالای C+15 بخش‌های آلیفاتیک در نفت‌های مخزن مورد مطالعه نیز می‌تواند حاکی از بلوغ نسبتاً بالای آن‌ها باشد [۱۴]. همچنین غالب بودن ترکیبات اشباع بر ترکیبات قطبی نشان از میزان API گراویته نسبتاً بالای نمونه‌های نفتی دارد [۱۳]. نمونه A09# نسبت به سه نمونه نفتی دیگر دارای درصد برش اشباع بیشتر و برش‌های آروماتیک و رزین کمتر است.

ترسیم مقادیر شاخص هیدروژن در مقابل شاخص اکسیژن [۱۳] نمونه‌های سنگ منشاء بخش احمدی سازند سروک، نیز نشان از کروژن نوع II سنگ‌های منشاء در میدان نفتی مورد مطالعه دارد (شکل ۵).



شکل ۵ ترسیم مقادیر شاخص هیدروژن در مقابل شاخص اکسیژن برای نمونه‌های سنگ منشاء [۱۳ و ۱۵]

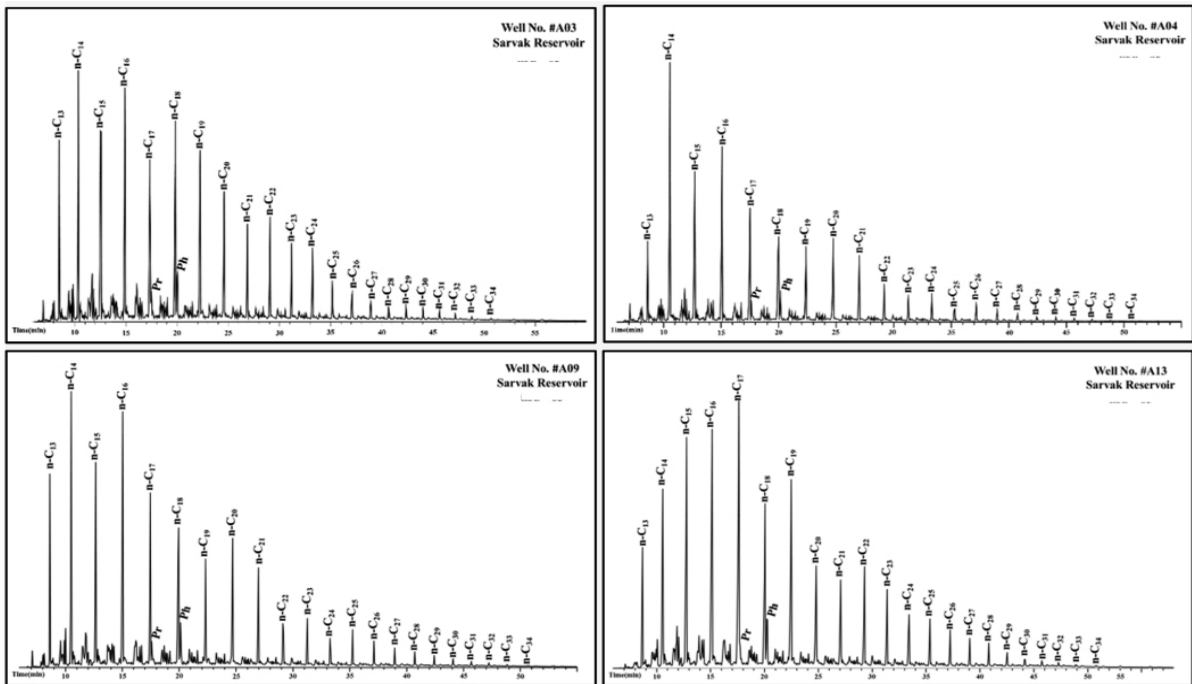
این داده‌ها با مطالعات صورت گرفته توسط مشهدی و ربانی [۳] و نیز، میرشاهانی و همکاران [۴] بر روی بخش احمدی در حوضه خلیج فارس هم‌خوانی دارند. نتایج داده‌های کروماتوگرافی

جدول ۲ پارامترهای حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) و کروماتوگرافی گازی-طیفسنج جرمی (GC-MS)

شماره نمونه‌ها					فرمول
SO1#	A13#	A09#	A04#	A03#	
۹	۵	۶	۵	۵	درصد آسفالتن
۴۵	۱۴	۷	۱۲	۱۵	درصد رزین
۲۷	۲۱	۱۳	۱۴	۲۶	درصد آروماتیک
۱۹	۶۰	۷۴	۶۹	۵۴	درصد اشباع
۰/۱۲	۰/۲۷	۰/۶۰	۰/۲۲	۰/۲۹	Pr/Ph
۰/۴۳	۰/۰۶	۰/۱۷	۰/۰۵	۰/۰۸	Pr/n-C ₁₇
۰/۱۱	۰/۲۱	۰/۳۷	۰/۱۸	۰/۲۳	Pr/(Pr+Ph)
۱/۰۶	۰/۳۴	۰/۲۷	۰/۲۴	۰/۳۴	Ph/n-C ₁₈
۰	۰	۰	۰	۰	UCM
۱/۰۵	۰/۹۶	۱/۳۸	۰/۸۹	۰/۷۴	CPI
۱/۰۴	۰/۰۵	۰/۰۳	۰/۰۴	۰/۰۶	TAR
۰/۲۰	۰/۸۰	۰/۴۱	۱/۳۶	۱/۰۴	C ₂₉ R/C ₂₇ R Steran (αβ 20R)
۰/۳۴	۰/۲۱	۰/۲۰	۰/۱۷	۰/۱۳	Gammacerane/C ₃₀ H
۰/۳۲	۰/۲۱	۰/۳۲	۰/۲۰	۰/۲۴	C ₂₇ Dia/(Dia+Reg)
۰/۵۳	۰/۴۹	۰/۴۹	۰/۵۴	۰/۳۹	C ₂₉ αββ/(αββ+ααα)
۰/۴۰	۰/۵۶	۰/۳۴	۰/۵۸	۰/۵۵	C ₃₂ S/(S+R) Hopane
۰/۲۹	۰/۲۲	۰/۴	۰/۲۱	۰/۲۸	C30 (βα/αβ+βα)
۰/۵۳	۰/۶	۳/۷۵	۱/۲۴	۰/۴۷	C ₂₃ TT/C ₃₀ αβ Hopane
۱/۲۶	۰/۴	۳/۷۲	۰/۸۷	۰/۶۷	Tm/Ts
۴۰/۱	۴۴/۰۰	۴۳/۰۵	۳۳/۳۶	۳۳/۶۴	% C ₂₇ Sterane
۳۱/۶۹	۱۹/۶۹	۳۴/۲۶	۲۰/۳۲	۱۹/۸۶	% C ₂₈ Sterane
۲۸/۱۹	۳۶/۳۰	۲۲/۶۷	۴۶/۳۱	۴۶/۴۸	% C ₂₉ Sterane
۰/۷۹	۰/۹۴	۰/۸۲	۰/۹۳	۰/۶۷	MPI-1
۱/۲۰	۱/۱۵	۱/۰۲	۱/۲۸	۰/۷۶	MPI-2
۱/۰۴	۱/۶۳	۱/۵۹	۱/۷۱	۰/۸۷	MPR
۱/۱۳	۱/۷۵	۱/۷۴	۱/۷۴	۱/۸۸	DBT/P
۰/۲۹	۱/۸۴	۲/۵۷	۲/۶۲	۱/۲۴	MDR
۱/۸۲	۱/۷۳	۱/۸۰	۱/۷۳	۱/۸۹	Rc=-0.6(MPI-1)+2.30%
۰/۸۷	۰/۹۶	۰/۸۹	۰/۹۶	۰/۸۰	Rc=0.6(MPI-1)+0.40%
۱/۳۵	۱/۳۵	۱/۳۵	۱/۳۵	۱/۳۵	%Average of Ro
۰/۹۷	۱/۱۶	۱/۱۷	۱/۲	۰/۸۷	Rm = 0.95+1.10 Log 10 MPR%

TAR (Terrigenous/Aquatic Ratios) = (nC₂₇+nC₂₉+nC₃₁)/(nC₁₅+nC₁₇+nC₁₉) (Bourbonniere and Meyers, 1996)¹⁶
 CPI (Carbon Preference Index) = 1/2 {[(C₂₅ + C₂₇ + C₂₉ + C₃₁ + C₃₃) + (C₂₃ + C₂₅ + C₂₇ + C₂₉ + C₃₁)] / [C₂₄ + C₂₆ + C₂₈ + C₃₀ + C₃₂]}

MPI-1=1.5(2MP+3MP)/(P+1MP+9MP); MPI-2=3(2MP)/(P+1MP+9MP); MDR=4MDBT/(1MDBT+4MDBT); MPR=2MP/1MP (Kara-Gülbay et al., 2018)¹⁷



شکل ۶ کروماتوگرام‌های GC حاصل از جز اشباع نمونه‌های نفتی مخزن سروک

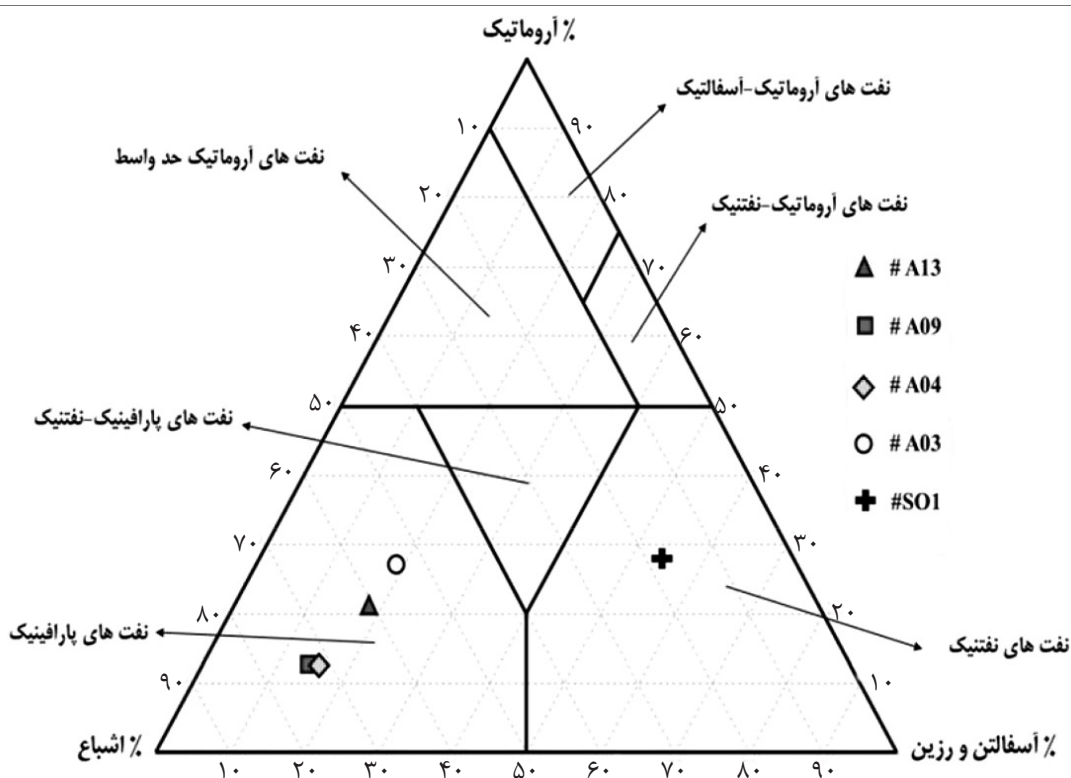
است. مقادیر به‌دست آمده از نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) اطلاعات با ارزشی را در ارتباط با نوع کروژن، بلوغ حرارتی، شرایط اکسیداسیون-احیاء، و محیط رسوبی فراهم می‌کند. مقادیر کمتر از یک این نسبت نشان از محیط احیایی دارد [۱۹]، که با توجه به نسبت‌های (Pr/Ph) به‌دست آمده (جدول ۲)، حکم‌فرمایی شرایط احیایی در زمان نهشتگی سنگ‌های منشاء تشکیل‌دهنده تمامی نمونه‌های نفت مخزن سروک و نمونه بیتومن حاصل از سنگ منشاء احمدی کاملاً مشهود است [۲۰]. همچنین نمودار تغییرات مقادیر Pr/nC_{17} در برابر Ph/nC_{18} جهت تفسیر محیط رسوب‌گذاری سنگ منشاء [۲۱-۲۳] تشکیل‌دهنده نمونه‌های نفت مخزن و نمونه بیتومن استخراجی، نشان‌دهنده تشکیل در یک محیط احیایی دریایی بوده که به احتمال قوی از ماده آلی جلبکی (کروژن نوع II) مشتق شده‌اند (شکل ۸). بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی شکل ۳ و داده‌های راک ایول نمونه‌های سنگ منشاء بخش احمدی سازند سروک نیز تأییدکننده شرایط عمیق دریایی و کروژن نوع II می‌باشند.

همچنین، درصد آسفالتن این نمونه نیز بیشتر از سایر نمونه‌های مورد مطالعه است. ترسیم نمودار مثلثی [۱۸] برای مقادیر نسبی برش‌های اشباع، آروماتیک، و قطبی نشان از هیدروکربن‌هایی با ترکیب پارافینی برای هر چهار نمونه نفتی و ترکیب نفتنی برای نمونه بیتومن استخراجی است (شکل ۷). مقادیر نسبتاً کم نسبت‌های Pr/nC_{17} و Ph/nC_{18} ، فراوانی نسبی بالای هیدروکربن‌های سبک، پایین بودن میزان ترکیبات قطبی (رزین و آسفالتن) و UCM صفر برای تمام نمونه‌های نفتی مورد مطالعه می‌تواند حاکی از عدم وقوع فرآیند تخریب زیستی در آن‌ها باشد (جدول ۲).

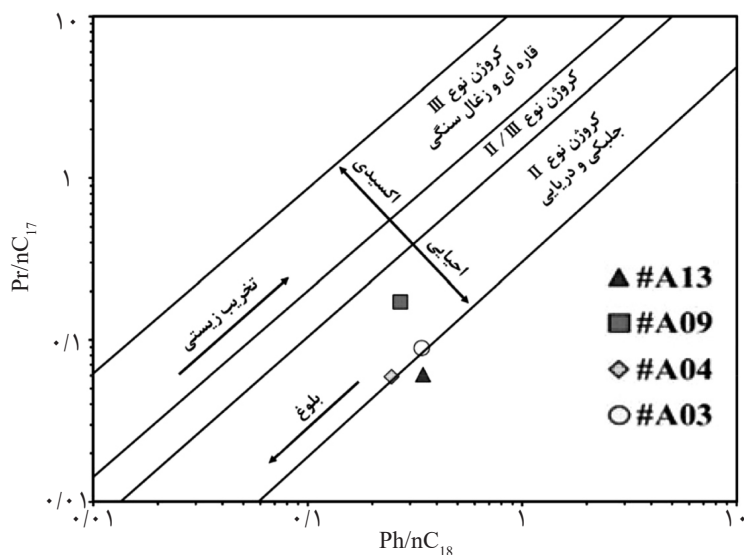
بحث و بررسی

تعیین شرایط محیطی سنگ منشاء تشکیل‌دهنده نفت‌های مورد مطالعه و تطابق آن با بیتومن استخراجی

جهت تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری سنگ منشاء نفت‌های خام مورد مطالعه از نسبت‌های بیومارکری محاسبه شده و دیاگرام‌های متفاوتی استفاده شده



شکل ۷ نمودار مثلثی اجزاء اشباع، آروماتیک و قطبی نفت‌های خام مخزن سروک و بیتومن استخراجی بخش احمدی مخزن سروک [۱۸]



شکل ۸ نمودار تغییرات نسبت Pr/nC_{17} در مقابل Ph/nC_{18} [۲۱-۲۳]

منشاء، شوری نرمال برای محیط رسوب‌گذاری سنگ منشاء تولیدکننده آن‌ها تشخیص داده شد [۲۷ و ۲۸]. کمترین مقدار شاخص گاماسران در نمونه‌های نفت مخزن سروک در میدان نفتی مورد مطالعه مربوط به نمونه #A03 و بیشترین مقدار مربوط به نمونه #A13 می‌باشد.

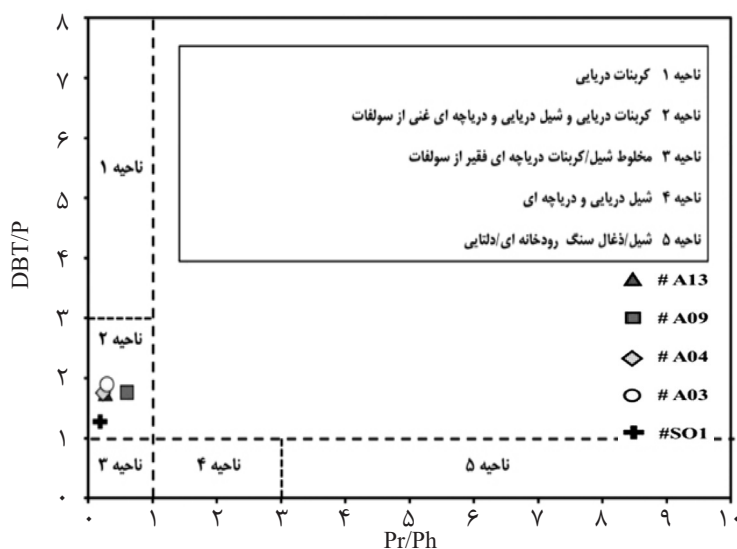
مقادیر بالای گاماسران حاکی از شوری بالا، چینه‌بندی ستون آب و وفور باکتری‌های هالوفیلی در محیط ته‌نشست سنگ منشاء می‌باشد [۱۳، ۲۴، ۲۵، ۲۶]. با توجه به مقادیر شاخص گاماسران (Gam-) (macerane / C_{30} H) به‌دست آمده در جدول ۲ برای نمونه‌های نفت خام و بیتومن استخراجی از سنگ

نمونه بیتومن SO1# با بالاترین میزان شاخص گاماسران نسبت به نمونه‌های نفتی، بیانگر شوری بالاتر محیط رسوب‌گذاری می‌باشد (جدول ۲). نسبت مواد قاره‌ای به دریایی (Terrigenous/Aquatic Ratios, TAR) به‌دست آمده از کروماتوگرام‌های گازی برای نمونه‌های نفت خام، مقادیر بین ۰/۰۶-۰/۰۳ است که بیانگر حکم‌فرمایی شرایط دریایی بر محیط رسوب‌گذاری سنگ منشاء و نشان‌دهنده فراوانی مواد دریایی نسبت به قاره‌ای در سنگ‌های منشاء تشکیل‌دهنده نمونه‌های نفتی می‌باشد [۲۹]. از ترسیم نمودار نسبت دی بنزوتیوفن به فنانترن (DBT/P) در مقابل نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) می‌توان برای شناسایی محیط رسوبی استفاده کرد. به‌طور کلی، مقادیر نسبت DBT/P بیشتر از یک شاخص رسوبات کربناته-شیلی و مقادیر کمتر از یک شاخص رسوبات شیلی می‌باشد [۳۰] که مقادیر به‌دست آمده برای همه نمونه‌ها، آن‌ها را در محدوده رسوبات کربناته-شیلی قرار داده است (شکل ۹). استفاده از نمودار تغییرات نسبت استران C_{27} (Dia/Dia+Reg) در برابر مقادیر (Pr+Ph) نشان می‌دهد که نمونه‌های A13#، A04# و A03# از سنگ منشاء کربناته و نمونه A09# و نمونه SO1# از سنگ منشاء شیلی نشأت گرفته‌اند (شکل ۱۰).

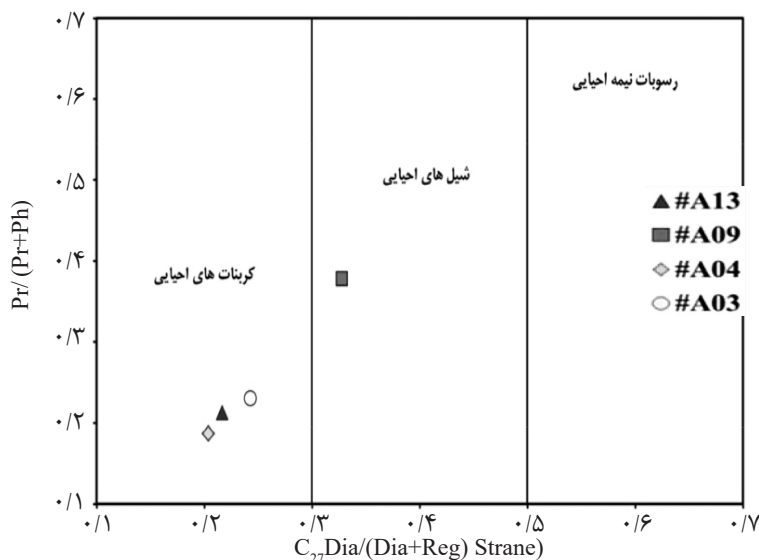
نمونه بیتومن SO1# با بالاترین میزان شاخص گاماسران نسبت به نمونه‌های نفتی، بیانگر شوری بالاتر محیط رسوب‌گذاری می‌باشد (جدول ۲). نسبت مواد قاره‌ای به دریایی (Terrigenous/Aquatic Ratios, TAR) به‌دست آمده از کروماتوگرام‌های گازی برای نمونه‌های نفت خام، مقادیر بین ۰/۰۶-۰/۰۳ است که بیانگر حکم‌فرمایی شرایط دریایی بر محیط رسوب‌گذاری سنگ منشاء و نشان‌دهنده فراوانی مواد دریایی نسبت به قاره‌ای در سنگ‌های منشاء تشکیل‌دهنده نمونه‌های نفتی می‌باشد [۲۹]. از ترسیم نمودار نسبت دی بنزوتیوفن به فنانترن (DBT/P) در مقابل نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) می‌توان برای شناسایی محیط رسوبی استفاده کرد. به‌طور کلی، مقادیر نسبت DBT/P بیشتر از یک شاخص رسوبات کربناته-شیلی و مقادیر کمتر از یک شاخص رسوبات شیلی می‌باشد [۳۰] که مقادیر به‌دست آمده برای همه نمونه‌ها، آن‌ها را در محدوده رسوبات کربناته-شیلی قرار داده است (شکل ۹). استفاده از نمودار تغییرات نسبت استران C_{27} (Dia/Dia+Reg) در برابر مقادیر (Pr+Ph) نشان می‌دهد که نمونه‌های A13#، A04# و A03# از سنگ منشاء کربناته و نمونه A09# و نمونه SO1# از سنگ منشاء شیلی نشأت گرفته‌اند (شکل ۱۰).

بلوغ حرارتی

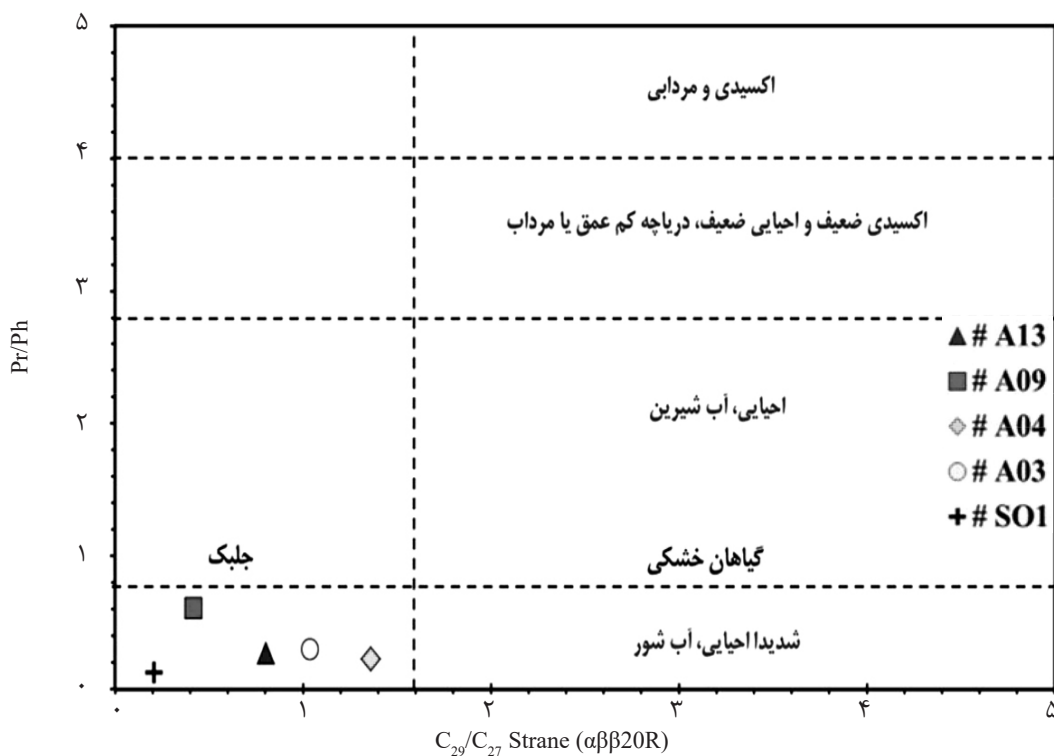
به منظور تعیین بلوغ نمونه‌ها می‌توان از پارامترهای بیومارکری حاصل از آنالیز GC-MS اجزای اشباع و به‌خصوص آروماتیک استفاده نمود. با توجه به اینکه ممکن است بعضی از بیومارکرها در حین بلوغ حرارتی ناپایدار گشته و از بین بروند، لذا بیومارکهای آروماتیکی که دارای پایداری بیشتری می‌باشند، می‌توانند در این مطالعه از اهمیت ویژه‌ای برخوردار باشند. مقادیر شاخص ارجحیت کربن (CPI) به‌دست آمده توسط نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی برای تمامی نفت‌های مورد مطالعه بلوغ نسبتاً بالایی را برای آن‌ها نشان می‌دهد [۳۴] که تداعی‌کننده سنگ منشاء دریایی نیز می‌باشد که با نتایج حاصله از توضیحات پیشین نیز مطابقت دارد (جدول ۲).



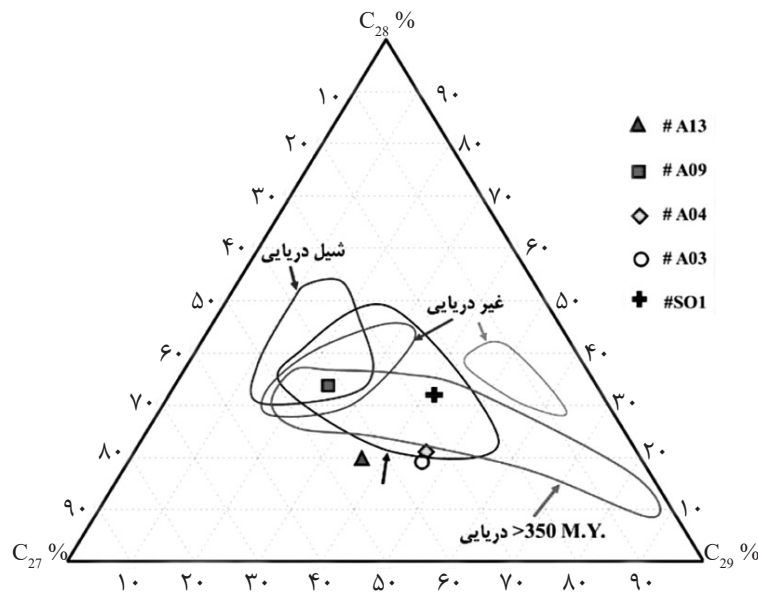
شکل ۹ نمودار نسبت پرستان به فیتان در مقابل نسبت دی بنزوتیوفن به فنانترن برای شناسایی لیتولوژی و محیط رسوبی سنگ منشاء [۳۱]



شکل ۱۰ نمودار تغییرات نسبت استران C_{27} ($C_{27}Dia/Dia+Reg$) در برابر مقادیر $Pr/(Pr+Ph)$ [۱۳]



شکل ۱۱ نمودار تغییرات استران های C_{29}/C_{27} (20R) در مقابل Pr/Ph برای تشخیص شرایط رسوب گذاری سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت مخزن [۳۲]



شکل ۱۲ دیاگرام مثلثی تغییرات استران‌های C₂₇، C₂₈ و C₂₉ به منظور شناسایی محیط رسوب‌گذاری سنگ‌های منشاء [۳۱ و ۳۳]

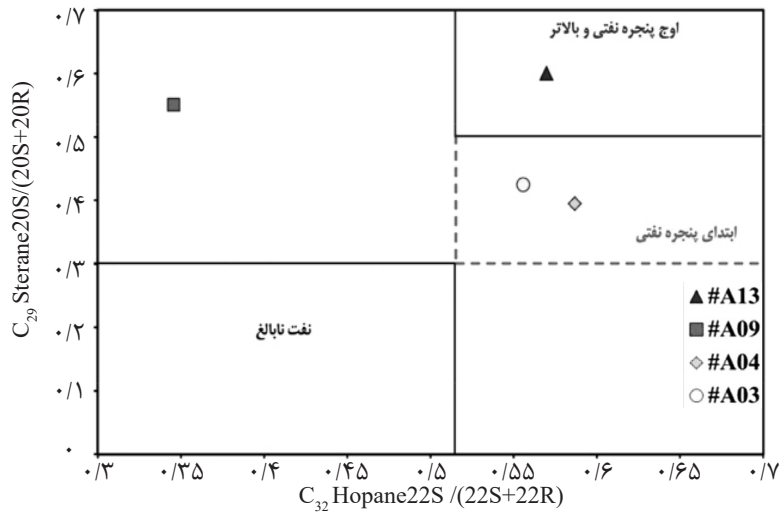
(شکل ۱۶- الف) و نسبت‌های بیومارکری (شکل ۱۶- ب) بر روی نمونه‌های نفت خام مخزن سروک و نمونه بیتومن منشاء نشان‌دهنده هم‌پوشانی نسبی نسبت‌های آلکان‌های نرمال در سه نمونه نفت مربوط به چاه‌های #A03، #A13، #A04 بوده و می‌تواند پیشنهاد دهنده یکی بودن منشاء این نمونه‌ها باشد. نمونه نفت #A09 روند متفاوتی را نسبت به سایر نمونه‌ها دارد. نمونه بیتومن استخراجی از سنگ منشاء #SO1 نیز هم‌پوشانی نسبی با سه نمونه نفتی #A03، #A13، #A04 نشان می‌دهد. بر مبنای دیاگرام مثلثی C₂₇-C₂₈-C₂₉ استران، نمونه‌های مورد مطالعه (شکل ۱۲) نمونه سنگ منشاء در کنار نمونه‌های نفت #A13، #A04 و #A03 قرار گرفته است، در حالی که نمونه نفت #A09 با فاصله بیشتری نسبت به نمونه سنگ منشاء و سه نمونه نفت دیگر قرار دارد. ترسیم داده‌های بیومارکری مقابل انعکاس ویترونیات محاسبه شده [۴۰] در شکل ۱۷ نشان داده شده است.

نمودار تغییرات نسبت Pr/n-C₁₇ در مقابل Ph/n-C₁₈ شکل ۶ نشان‌دهنده بلوغ حرارتی بالای نمونه‌های نفتی می‌باشد. بیتومن استخراجی از سنگ منشاء (#SO1) دارای کمترین بلوغ حرارتی است. براساس نمودار استاندارد تغییرات نسبت C₃₂-hopane 22S/(22S+22R) در برابر C₂₉-Sterane 20S/(20S+20R) [۳۵] دو نمونه #A03 و #A04، ابتدای مرحله پنجره نفتی^۱ و نمونه‌های #A09، #A13 و #SO1 اوج پنجره نفتی را نشان می‌دهند (شکل ۱۳). مقادیر شاخص متیل فنانترن-۱ (MPI-1) محاسبه شده [۳۶] برای نفت‌های مخزن و در نتیجه به دست آوردن مقادیر ضریب انعکاس ویترونیات (Ro%) برای آن‌ها حاکی از تشکیل تمامی نمونه‌ها در مراحل انتهایی پنجره نفتی بوده که با نتایج حاصل از نمودارهای دیگر (شکل‌های ۱۳-۱۵) نیز تا حدودی دارد. نمودار تغییرات نسبت C₂₉ 20S/(S+R) در مقابل C₂₉ αββ/(αββ+ααα) نیز نشانگر این است که نمونه‌های #A09، #A13 و #SO1 در اوج پنجره نفتی و نمونه‌های #A03 و #A04 در ابتدای آن قرار دارد [۳۷] (شکل ۱۵).

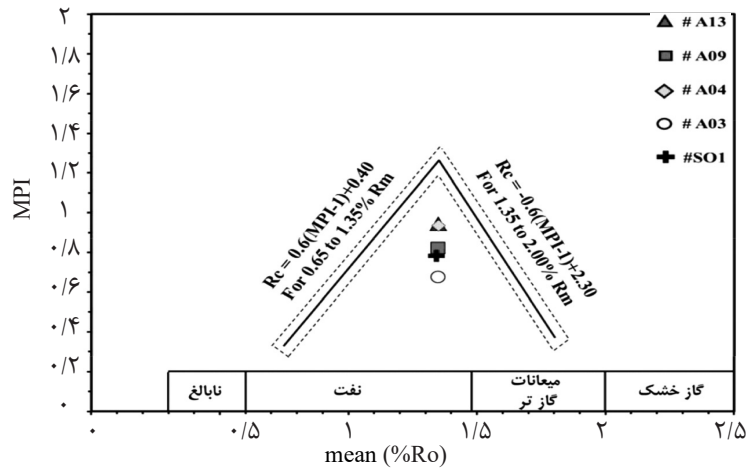
تطابق نفت- نفت و نفت سنگ منشاء

استفاده از دیاگرام ستاره‌ای آلکان‌های نرمال

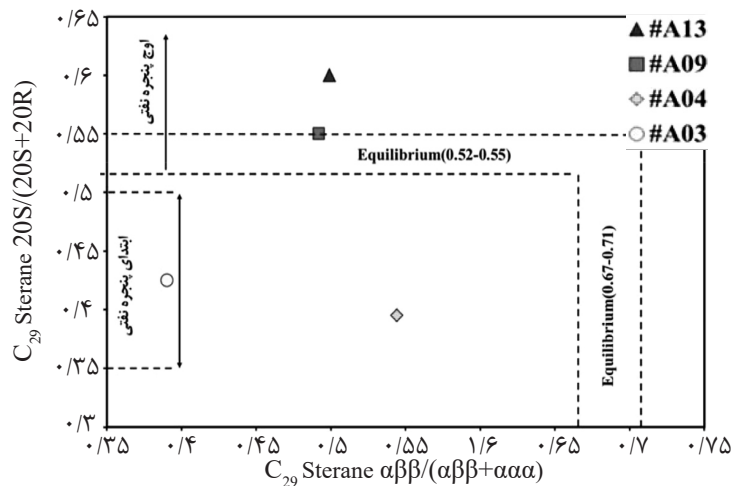
1. Oil Window



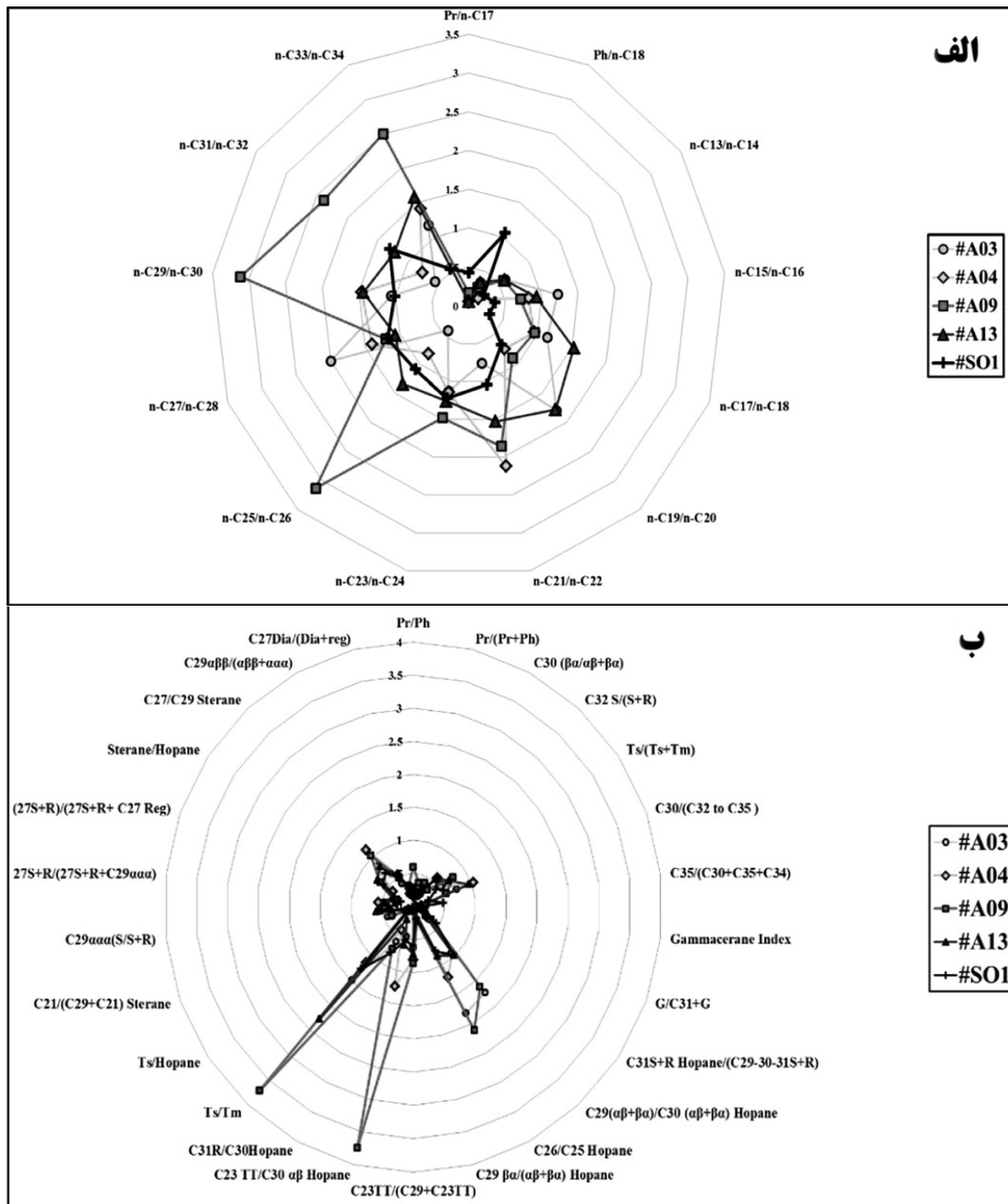
شکل ۱۳ نمودار تغییرات مقادیر هویان C₃₂ 22S/(22S+22R) در برابر استران C₂₉ 20S/(20S+20R) به منظور تعیین بلوغ نفت‌های مخزن سروک [۳۵ و ۳۸]



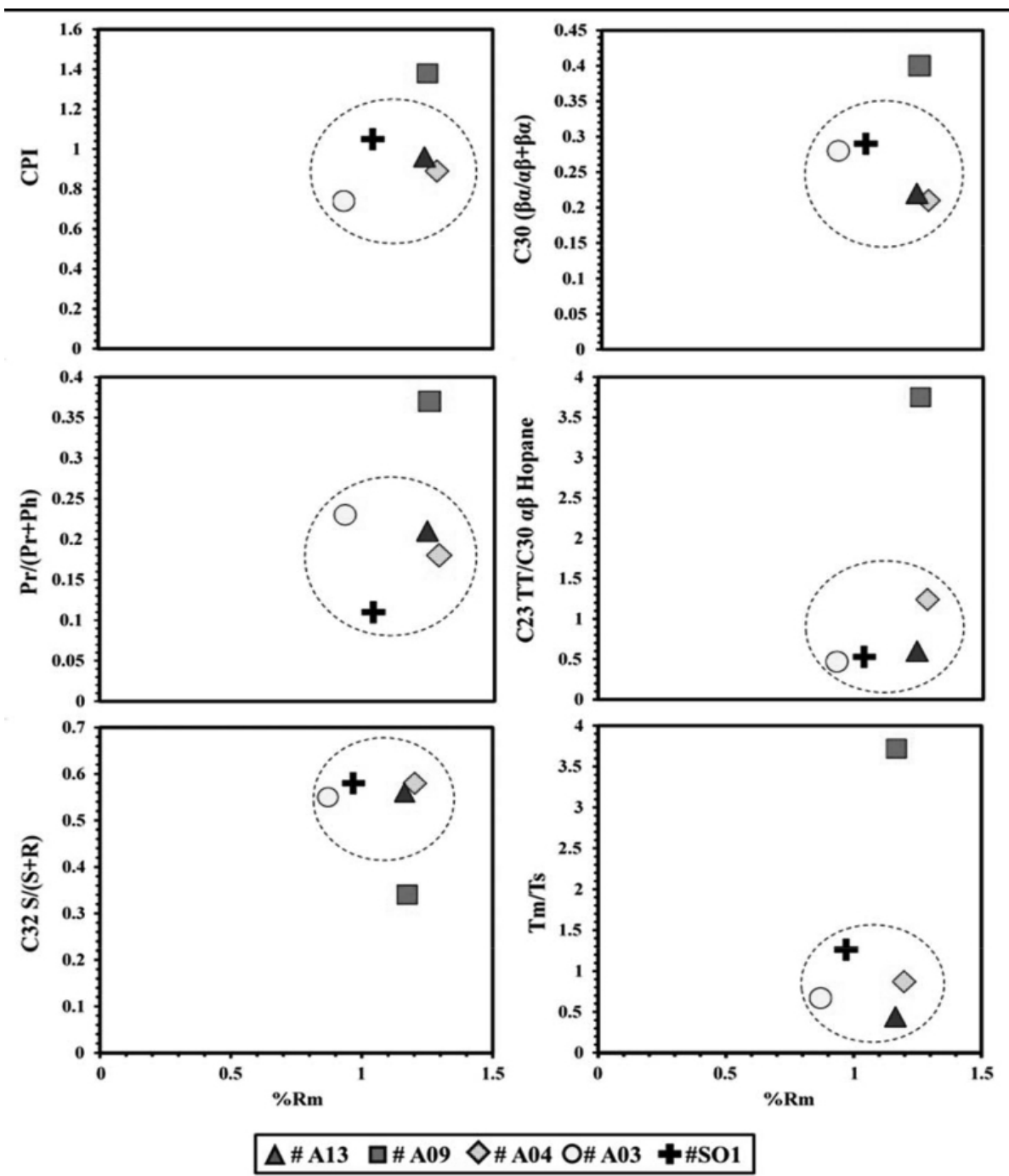
شکل ۱۴ نمودار تعیین ضریب انعکاس ویترنایت (Ro%) با استفاده از نسبت شاخص متیل فنانترن MPI-1 محاسبه شده از بیومارکرها (منظور از Ro% ضریب انعکاس ویترنایت محاسبه شده است) [۳۶]



شکل ۱۵ نمودار تغییرات نسبت‌های C₂₉ 20S/(S+R) در مقابل C₂₉ alpha beta/(alpha beta + alpha alpha) به منظور تعیین بلوغ حرارتی نمونه‌های مورد مطالعه [۳۷ و ۳۹]



شکل ۱۶ نمودارستاره‌ای نسبت آلکان‌های نرمال فرد به زوج الف) و نسب‌های بیومارکری ب) نمونه‌های نفتی و بیتومن استخراجی مخزن مورد مطالعه



شکل ۱۷ تغییرات بیومارکرهای $C_{30} (\beta\alpha/\alpha\beta+\beta\alpha)$ ، $C_{23} TT/C_{30} \alpha\beta$ Hopane، $C_{32} S/(S+R)$ ، $Pr/(Pr+Ph)$ ، CPI و Tm/Ts در برابر انعکاس ویترونیات ($Rm\%$) محاسبه شده

نتیجه گیری

مطالعات پتروگرافی نمونه‌های بخش احمدی سازند سروک در میدان نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که از میکروفسیل‌های فرامینیفرهای پلانکتون و خارپوست در یک رخساره وکستونی-پکستونی و در یک محیط عمیق دریایی تشکیل شده‌اند. براساس مطالعات راک ایول، نمونه‌های سنگ منشاء بخش احمدی سازند سروک، از کروژن نوع II در میدان نفتی مورد مطالعه تشکیل شده‌اند. تفکیک برش‌های هیدروکربنی با استفاده از تکنیک کروماتوگرافی ستونی نشان از هیدروکربن‌هایی با ترکیب پارافینی برای هر چهار نمونه نفتی و ترکیب نفتنی برای نمونه بیتومن استخراجی است. مطالعه داده‌های حاصل از دستگاه‌های GC و GC-MS نمونه‌های نفت خام و بیتومن استخراجی از سنگ منشاء در میدان نفتی مورد مطالعه بیانگر مقادیر نسبتاً کم نسبت‌های Pr/n-C17 و Ph/n-C18، فراوانی نسبی بالای هیدروکربن‌های سبک، پایین بودن میزان ترکیبات قطبی (رزین و آسفالتن) و UCM صفر برای تمام نمونه‌های نفتی مورد مطالعه است که می‌تواند حاکی از عدم وقوع فرآیند تخریب زیستی در نمونه‌های نفت مخزن سروک در میدان نفتی مورد مطالعه باشد. ترسیم نمودار نسبت دی بنزوتیوفن به فنانترن، استفاده از نمودار تغییرات نسبت استران $C_{27}(\text{Dia/Dia+Reg})$ در برابر مقادیر

(Pr+Ph)/Pr، نمودار تغییرات نسبت استران‌های C_{29}/C_{27} (20R) در برابر نسبت Pr/Ph، و دیاگرام مثلثی C_{28} ، C_{27} و C_{29} استران نمونه‌های نفت خام مخزن سروک در میدان نفتی مورد مطالعه نیز نشان‌دهنده سنگ منشاء احیایی با لیتولوژی کربناته-شیلی است. مطالعه داده‌های بیومارکری نظیر مقادیر CPI (شاخص ارجحیت کربن)، تغییرات نسبت $C_{32}\text{-hopane } 22\text{S}/(22\text{S}+22\text{R})$ در برابر $C_{29}\text{-Sterane } 20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$ ، مقادیر شاخص متیل فنانترن-۱، نمودار تغییرات نسبت $20\text{S}/(S+R)$ در مقابل $C_{29}\alpha\beta/(\alpha\beta+\alpha\alpha)$ بیانگر بلوغ حرارتی بالا و حدواسط نمونه‌های نفتی مخزن سروک است. ترسیم نمودار ستاره‌ای نسبت آلکان‌های نرمال و نسبت‌های بیومارکری، دیاگرام مثلثی C_{29} - C_{28} - C_{27} استران، تغییرات بیومارکری‌های CPI، $\text{Pr}/(\text{Pr}+\text{Ph})$ ، $C_{32}\text{S}/(S+R)$ ، $C_{30}(\beta\alpha/\alpha\beta+\beta\alpha)$ ، $C_{23}\text{TT}/\text{Hopane } \alpha\beta$ و Tm/Ts در برابر انعکاس ویترونیست (Rm%) محاسبه شده نشان می‌دهد که بین نمونه سنگ منشاء و نفت‌های #A03 و #A04، تفاوت‌ها تا حدودی قرابت در بیومارکرها وجود داشته و می‌تواند بیانگر ارتباط ژنتیکی بین نمونه‌ها باشد. در حالی که نمونه نفت #A09 با فاصله بیشتر بیانگر حضور بیش از یک خانواده نفتی در مخزن سروک میدان نفتی مورد مطالعه است.

مراجع

- [1]. Mehmandosti E. A., Adabi M. H., Bowden S. A. and Alizadeh B., "Geochemical investigation, oil-oil and oil-source rock correlation in the Dezful Embayment, Marun Oilfield, Zagros, Iran," Marine and Petroleum Geology., No. 68, pp. 648-663, 2015.
- [2]. Bordenave M. L. and Hegre J. A., "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, Vol. 330, No. 1, pp. 291-353, 2010.
- [3]. Mashhadi Z. S. and Rabbani A. R., "Organic geochemistry of crude oils and cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: an oil-oil and oil-source rock correlation study," International Journal of Coal Geology, No. 146, pp. 118-144, 2015.

- [4]. Mirshahani M., Kassaie M. and Zeynalzadeh A., "Source rock evaluation of the cenomanian middle Sarvak (Ahmadi) formation in the Iranian sector of the Persian Gulf," Journal of Petroleum Science and Technology, Vol. 7, No. 3, pp. 100-116, 2017.
- [5]. Alizadeh B., Alipour M., Chehrazi A. and Mirzaie SH., "Chemometric classification and organic geochemical characterization of oils in the Southern Persian Gulf Basin," Organic Geochemistry, Vol. 111, pp.67-81, 2017.
- [6]. Alipour M., Alizadeh B. and Chehrazi A., "A thermal maturity analysis of effective Cretaceous petroleum system in the Southern Persian Gulf basin," Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, Vol. 6, pp. 1-17. 2017.
- [7]. Alipour M., Alizadeh B., Chehrazi A. and Mirzaie SH., "Combining biodegradation in 2D petroleum system models; application to the Cretaceous petroleum system of the southern Persian Gulf basin," Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, Vol. 9, Issue 4, pp. 1-10, 2019.
- [۸]. قربانی قشقای ا، مطالعه و بررسی سنگ چینه‌ای سازند پابده در ناحیه دزفول شمالی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، گزارش پ-۴۸۵۰، ۱۳۸۷.
- [۹]. مطیعی ه، زمین‌شناسی ایران، زمین‌شناسی نفت زاگرس، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۱۳۷۴.
- [10]. Haynes S. J. and McQuillan H., "Evolution of the Zagros suture zone, southern Iran," Geological Society of America Bulletin, Vol. 85, No. 5, pp.739-744, 1974.
- [11]. Motiei H., "Stratigraphy of Zagros," Treatise on the Geology of Iran, Vol. 60, p. 151, 1993.
- [12]. Flügel E., "Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application," Springer, p. 976, 2013.
- [13]. Peters K. E., Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M., "The biomarker guide," Cambridge University Press. Vol. 1, 2005.
- [14]. Sofer Z., "Biomarkers and carbon isotopes of oils in the Jurassic Smackover Trend of the Gulf Coast States, USA," Organic Geochemistry., Vol.12, No. 5, pp. 421-432, 1988.
- [15]. Longbottom T. L., Hockaday W. C., Boling K. S., Li G., Letourmy Y., Dong H. and Dworkin S. I., "Organic structural properties of kerogen as predictors of source rock type and hydrocarbon potential," Fuel., No. 184, pp. 792-798, 2016.
- [16]. Bourbonniere R. A. and Meyers P. A., "Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie," Limnology and Oceanography., Vol. 41, No. 2, pp. 352-359, 1996.
- [17]. Kara-Gülbay R., Korkmaz S., Yaylalı-Abanuz G. and Erdoğan M. S., "Organic geochemistry and depositional environment of the Oltu gemstone (Coal) in the Erzurum Area, NE Anatolia, Turkey," Energy & Fuels, Vol. 32, No. 2, pp. 1451-1463, 2018.
- [18]. Tissot B.P. and Welte D. H., "Petroleum formation and occurrence," 2nd ed. Springer-Verlog. New York, 1984.
- [19]. Peters K. E., Walters C. C. and Moldowan J. M., "Biomarkers: assessment of petroleum source-rock Age and depositional environment," Encyclopedia of Petroleum Geoscience, pp. 1-11, 2017.
- [20]. Song J., Littke R., Weniger P., Ostertag-Henning C. and Nelskamp S., "Shale oil potential and thermal maturity of the Lower Toarcian Posidonia Shale in NW Europe," International Journal of Coal Geology., No.150, pp. 127-153, 2015.

- [21]. Ji H., Li S., Greenwood P., Zhang H., Pang X., Xu T., and Shi Q., "Geochemical characteristics and significance of heteroatom compounds in lacustrine oils of the Dongpu Depression (Bohai Bay Basin, China) by negative-ion Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry," *Marine and Petroleum Geology*, No. 97, pp. 568-591, 2018.
- [22]. Wang G., Xue Y., Wang D., Shi S., Grice K. and Greenwood P. F., "Biodegradation and water washing within a series of petroleum reservoirs of the Panyu Oil Field," *Organic Geochemistry*, No. 96, pp. 65-76, 2016.
- [23]. Baniasad A., Rabbani A. R., Moallemi S. A., Soleimany B. and Rashidi M., "Petroleum system analysis of the Northwestern part of the Persian Gulf, Iranian sector," *Organic Geochemistry*, No. 107, pp. 69-85, 2017.
- [24]. Jiamo F., Guoying S., Jiayou X., Eglinton G., Gowar A. P., Rongfen J. and Pingan P., "Application of biological markers in the assessment of paleoenvironments of Chinese non-marine sediments," *Organic Geochemistry*, Vol.16, No. 4-6, pp. 769-779, 1990.
- [25]. Hill R. J., Jarvie D. M., Zumberge J., Henry M. and Pollastro R. M., "Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin," *AAPG bulletin*, Vol. 91, No. 4, pp. 445-473, 2007.
- [26]. Takishita K., Chikaraishi Y., Leger M. M. Kim E., Yabuki A., Ohkouchi N. and Roger A. J., "Lateral transfer of tetrahymanol-synthesizing genes has allowed multiple diverse eukaryote lineages to independently adapt to environments without oxygen," *Biology Direct*, Vol.7, No. 1, pp. 5, 2012.
- [27]. Yang Z., He S., Li Q., Lin S. and Pan S., "Geochemistry characteristics and significance of two petroleum systems near top overpressured surface in central Junggar Basin, NW China," *Marine and Petroleum Geology*, No. 75, pp. 341-355, 2016.
- [28]. Duan Y., Zheng C., Wang Z., Wu B., Wang C., Zhang H. and Zheng G., "Biomarker geochemistry of crude oils from the Qaidam Basin, NW China," *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 29, No. 2, pp.175-188, 2006.
- [29]. Moldowan J. M., Dahl J., Huizinga B. J., Fago F. J., Hickey L. J., Peakman T. M. and Taylor D. W., "The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms," *Science*, Vol. 265, No. 5173, pp. 768-771, 1994.
- [30]. Mackenzie A. S., Hoffmann C. F. and Maxwell J. R., "Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France—III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons," *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 45, No. 8, pp.1345-1355, 1981.
- [31]. Hughes W. B., Holba A. G. and Dzou L. I., "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*, Vol. 59, No. 17, pp. 3581-3598, 1995.
- [32]. Gao G., Yang S., Zhang W., Wang Y., Gang W. and Lou G., "Organic geochemistry of the lacustrine shales from the Cretaceous Taizhou Formation in the Gaoyou Sag, northern Jiangsu Basin," *Marine and Petroleum Geology*, No. 89, pp. 594-603, 2018.
- [33]. Alizadeh B., Maroufi K. and Fajrak M., "Hydrocarbon reserves of Gachsaran oilfield, SW Iran: Geochemical characteristics and origin," *Marine and Petroleum Geology*, No. 92, pp. 308-318, 2018.
- [34]. Hunt J. M., "Petroleum geochemistry and Geology," 2nd ed. W. H, Freeman and Company, New York., p. 743, 1996.

- [35]. Huang W. Y. and Meinschein W. G., "Sterols as ecological indicators," *Geochimica et cosmochimica Acta*, Vol. 43, No. 5, pp.739-745, 1979.
- [36]. Ourisson G., Albrecht P. and Rohmer M., "The microbial origin of fossil fuels," *Scientific American.*, Vol. 251, No. 2, pp. 44-51, 1984.
- [37]. Radke M., "The methylphenanthrene index (MPI): a maturity parameter based on aromatic hydrocarbons," *Advances Organic Geochemistry*, Vol. 1981, pp. 504-512, 1983.
- [38]. Xiao H., Li M., Liu J., Mao F., Cheng D. and Yang Z., "Oil-oil and oil-source rock correlations in the Muglad Basin, Sudan and South Sudan: New insights from molecular markers analyses," *Marine and Petroleum Geology*, 2019.
- [39]. El Diafi W. S., El Beialy S. Y., Peters K. E., Batten D. J., Al-Beyati F. M., Mahdi A. Q. and Haseeb M. T., "Organic geochemistry of the middle-upper jurassic naokelekan formation in the ajil and balad oil fields, Northern Iraq," *Journal of Petroleum Science and Engineering.*, No. 166, pp. 350-362, 2018.
- [40]. Radke M., "Organic geochemistry of aromatic hydrocarbons. In: Brooks," J. and Welte, D.H., (Eds.), *Advances in Petroleum Geochemistry*. Academic Press London, No. 2, pp. 141-217, 1987.



Geochemical Investigation, Oil-Oil Correlation of Sarvak Reservoir and Oil-Source Correlation of Ahmadi Member with Saturate and Aromatic Biomarker Data in an Oilfield from Southwest of Iran

Milad Soleimani¹, Elham Asadi Mehmandosti^{1*}, Seyed Ali Moallemi² and Azizollah Habibi³

1. Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran

2. IOR/EOR Institute for Oil and Gas Reservoirs, Tehran, Iran

3. Organic and Polymer Chemistry, Faculty of Chemistry, Kharazmi University, Tehran, Iran

e.asadi@khu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3836.2760

Received: July/16/2019

Accepted: November/08/2019

Introduction

The Zagros sedimentary basin is one of the most important oil basins in the world, extending northwest-southeast and having the largest oil fields in the world. The Middle Cretaceous to Early Miocene oil system is considered to be one of the five known oil systems in the Zagros fold belt, in which the two Asmari carbonate reservoirs with Oligo-Miocene age and Bangestan reservoir with Cenomanian-Turonian age are the major reservoirs in this petroleum system [1]. The Ahmadi member (Middle Cenomanian age) of the Sarvak Formation is one of the source rocks of this petroleum system [2]. Correlation of oils to each other and to their source

rock is an important factor in defining a basin's petroleum system. In this paper, four oil samples (#A13, #A09, #A04, #A03) from the Sarvak reservoir and two source rocks (#SO1, #SO2) from the Ahmadi member of the Sarvak Formation in an oil field at the southwest of Iran, were evaluated geochemically with Rock Eval pyrolysis, column chromatography, gas chromatography (GC) and gas chromatography mass spectrometry (GC-MS) instruments. The purpose of this study was to determine sedimentary environment (oxic and anoxic), type of organic matter, thermal maturity, biodegradation, lithology and sedimentary environments of source rock, and eventually oil-oil and oil source correlation.

Methodology

Four crude oil samples (# A03, # A04, # A09, # A13) of Sarvak reservoir and two source rock samples from the Ahmadi member (# SO1 and # SO2) were selected for study. Initially, two source rock samples were examined petrographically and then analyzed by Rock Eval pyrolysis. Sample # SO1 was selected for extraction of bitumen and other analyses due to the high amount of total organic carbon (TOC). Moreover, the process of extraction of bitumen from the source rock was carried out by means of a Soxhlet apparatus and distillation of organic solvents. The asphaltene fraction of the oil and extracted samples were precipitated by the addition of a 40 fold excess of n-hexane. The remaining maltene fractions were then separated into saturate hydrocarbons, aromatic hydrocarbons and resins by column chromatography. These fractions were eluted with n-hexane, benzene and methanol respectively. Then saturate and aromatic fractions were analyzed by gas chromatography–mass spectrometry (GC-MS).

Results And Discussion

Biomarker ratios were calculated and different diagrams were used to determine the depositional environment of the source rock. According to the obtained (Pr/Ph) ratios, the anoxic condition is determined during precipitation of source rocks for all Sarvak reservoir oils and bituminous of the Ahmadi source rock. Also, the plots of Pr/nC17 values versus Ph/nC18 [3] shows formation of oils and extracted bitumen in a marine reducing environment that are derived from algae (Type II kerogen). Petrographic examination and Rock Eval data of the Ahmadi member of the Sarvak Formation also confirm deep marine and kerogen type II conditions.

Based on the values of Gammacerane/C₃₀ H index for crude oil and bituminous extracted samples from source rock, normal salinity was detected for the sedimentary environment of their source rock [4].

Terrigenous/aquatic ratios (TAR) obtained from gas chromatograms for crude oil samples indicate the marine conditions [5]. Plots of the Dibenzothiophene to phenanthrene (DBT/P) versus Pristane to Phytane (Pr/Ph) ratio and (Dia/Dia+Reg) C₂₇ sterane versus Pr/(Pr+Ph) and triangle diagram of C₂₇, C₂₈ and C₂₉ sterane show the carbonate–shale lithology for all studied samples.

Carbon preference index (CPR) values and plot of Pr/n-C17 versus Ph/n-C₁₈ indicate high thermal maturity for all studied samples. Variation of C29 20S/(S+R) versus C29 $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$ [6] also show that #A09, #A13 and #SO1 samples are located in peak of oil window and #A04 and #A03 situated at early oil window.

Star diagrams of normal alkanes and biomarker ratios diagram of the Sarvak reservoir crude oils and extract

bitumen represent relative overlap between three oil samples from wells # A13, # A04 and # A03 and may suggest that the samples have same origin. While # A09 Oil sample has a different trend in comparison with other samples. The extract bitumen from the source rock also shows relative overlap with the three oil samples #A13, #A04 and #A03.

Based on the C27-C28-C29 sterane triangular diagram, the source rock samples are located near to # A13, # A04 and # A03 samples, while the # A09 oil sample is far from the source rock and other three oil samples.

Variation of CPI, Pr/(Pr+Ph), C32 S/(S+R), C30 ($\beta\alpha/\alpha\beta+\beta\alpha$), C23 TT/C30 $\alpha\beta$ Hopane and Tm/Ts versus calculated vitrinite reflex indicate that there are nearly biomarker similarities between #A03, #A04, #A13 and source rock and can show genetic relationship. While #A09 oil sample with more space related to other samples might indicate more than one oil families in the Sarvak reservoir of the studied oil fields.

Conclusions

Thin section studies and Rock-Eval analysis along with biomarker data on source rock of Ahmadi member from Sarvak Formation indicate deep marine condition and kerogen type II. Determination of saturate, aromatic, resin and asphaltene fractions on study samples show paraffinic composition with nearly high thermal maturity for oils and naphtenic composition for extracted bitumen of probable source rock in studied oil fields. Geochemical studies indicate that the source rock of oil samples have carbonate-shale lithology in an anoxic marine environment. The biomarker ratios also show the medium to high thermal maturity of studied samples. Finally, according to this study, it is found out that star diagram of normal alkane and biomarker ratios, triangle diagram of C27-C28-C29 steran, variation of CPI, Pr/(Pr+Ph), C32 S/(S+R), C30 ($\beta\alpha/\alpha\beta+\beta\alpha$), C23 TT/C30 $\alpha\beta$ Hopane and Tm/Ts versus calculated vitrinite reflex indicate that there are nearly biomarker similarities between #A03, #A04 and #A13 and source rock and can show genetic relationship. While #A09 oil sample with more space related to other samples might indicate more than one oil families in the Sarvak reservoir of the studied oil fields.

Nomenclatures

GC: Gas chromatography
GC-MS: Gas chromatography-mass spectrometry
TAR: Terrigenous/aquatic ratios
TOC: Total organic carbon

References

1. Bordenave M L, Hegre J A (2010) Current distri-

- bution 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, 1: 291-353.
2. Mashhadi Z S, Rabbani A R (2015) Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: an oil–oil and oil–source rock correlation study *International Journal of Coal Geology*. 146: 118-144.
 3. Ji H, Li S, Greenwood P, Zhang H, Pang X, Xu T, Shi Q (2018) Geochemical characteristics and significance of heteroatom compounds in lacustrine oils of the Dongpu Depression (Bohai Bay Basin, China) by negative-ion Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry *Marine and Petroleum Geology*. 97: 568-591.
 4. Yang Z, He S, Li Q, Lin S, Pan S (2016) Geochemistry characteristics and significance of two petroleum systems near top overpressured surface in central Junggar Basin, NW China *Marine and Petroleum Geology*. 75: 341-355.
 5. Moldowan J M, Dahl J, Huizinga B J, Fago F J, Hickey L J, Peakman T M, Taylor D. W (1994) The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms *Science*. 265, 5173: 768-771.
 6. El Diasty W S, El Beialy S Y, Peters K E, Batten D J, Al-Beyati F M, Mahdi A Q, Haseeb M T (2018) Organic geochemistry of the Middle-Upper Jurassic Naokelekan Formation in the Ajil and Balad oil fields, northern Iraq *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 166: 350-362.