

مقایسه خصوصیات فیزیکی و شیمیایی نفت مخزن آسماری، میادین واقع در حاشیه شمال شرق دزفول فروافتاده

تاریخ دریافت: ۸۹/۳/۲۶ ؛ تاریخ پذیرش: ۸۹/۱۰/۱۲

پژوهش نفت

سال بیست و یکم
شماره ۶۷
صفحه ۸۲-۷۰-۱۳۹۰

محمود معماربانی^۱ و علیرضا بنی‌اسد^{۲*}

۱- پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده علوم زمین

۲- دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات

Baniasad_alireza@yahoo.com

چکیده

میادین مسجد سلیمان، هفت‌کل، پرسپاه و نفت سفید از میادین تولیدی هستند که در حاشیه جبهه کوهستانی شمال شرق دزفول فروافتاده قرار دارند. در این کار تحقیقاتی جهت تعیین ویژگی‌های نفت مخزن آسماری از دیدگاه ژئوشیمیایی، خواص فیزیکی و شیمیایی نمونه‌هایی از نفت خام این میادین مورد مطالعه قرار گرفته است. با توجه به پارامترهای فیزیکی به‌دست آمده از نمونه‌های نفتی و خصوصیات نفت‌های موجود در چاه‌های تحت مطالعه، دو روند شناسایی گردید. یک روند شمال غربی- جنوب شرقی که با کاهش کیفیت نفت و افزایش میزان سولفور همراه است و یک روند جنوب غربی- شمال شرقی که در آن نیز کاهش کیفیت نفت با کاهش مقادیر سولفور دیده می‌شود. با توجه به نتایج حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی بر روی نمونه‌های نفت، درصد برش‌های مختلف هیدروکربنی، مقادیر عناصر نیکل و وانادیوم، پارامترهای پرستان و فیتان، توزیع آلکان‌های نرمال، اندیس ارجحیت هیدروکربنی و مقادیر ایزوتوپی ^{13}C ، مشخص شد که نفت‌های تجمع یافته در مخزن آسماری در این میادین از نوع پارافینیک-آروماتیک (در روند شمال

غربی- جنوب شرقی) و تا اندازه‌ای افزایش پایه نفتنیکی (در روند جنوب غربی- شمال شرقی) بوده و از سنگ‌های (های) منشاء با کروژن نوع II و III با بلوغ متوسط تغذیه شده‌اند که در محیط دریایی و احيایی رسوب کرده‌اند. نفت‌های تجمع یافته در این میادین تحت هیچ گونه فرآیند دگرسایی قرار نگرفته‌اند.

واژه‌های کلیدی: فروافتادگی دزفول، میادین حاشیه شرقی، خصوصیات فیزیکی و شیمیایی، طبقه‌بندی نفت

مقدمه

مناطق جنوب غربی ایران یکی از غنی‌ترین مناطق تولیدی نفت در جهان است [۱] که روی هم‌رفته شامل ذخیره قابل برداشت ۱۳۷/۶ میلیارد بشکه نفت و ۱۰۴۵ تریلیون فوت مکعب از گازهای همراه و غیر همراه می‌باشد [۲]. اگرچه چهارچوب زمین شناسی این منطقه به خوبی تشریح شده است [۳-۶]، با این وجود ابهامات قابل توجهی در رابطه با منشاء هیدروکربن‌های موجود در این منطقه وجود دارد.

فرآیندهای مهاجرتی موثر از قبیل آب‌شویی، گاز شویی، تخریب میکروبی و پیامدهای آن بر روی کیفیت نفت‌های مخزن آسماری در ناحیه مورد مطالعه به بحث گذاشته شود. تاکنون مطالعاتی که بر پایه اطلاعات فیزیکی و شیمیایی نفت‌ها استوار باشد، در این ناحیه صورت نگرفته است. پس از بررسی اطلاعات عمومی میداین اعم از اطلاعات زمین‌شناسی، گزارش‌های حفاری، بررسی وضعیت چینه‌شناسی ناحیه‌ای و اطلاعات سازندهای حفاری شده میداین، نمونه نفت‌های میداین مختلف جمع‌آوری و آماده‌سازی گردید. سپس برش‌های هیدروکربنی با تکنیک کروماتوگرافی ستونی، از یکدیگر جدا شده و تعیین خصوصیات شیمیایی آنها با به‌کارگیری روش کروماتوگرافی گازی تعیین گردید. در نهایت آنالیزهای ایزوتوپی به‌منظور تکمیل روش‌های مطالعاتی بر روی نمونه نفت‌های میداین صورت گرفت. با استفاده از اطلاعات حاصل از آنالیزهای مولکولی و خصوصیات نفت‌ها، با کمک رسم منحنی‌های مربوطه، ویژگی‌های شیمیایی و فیزیکی این نفت‌ها مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفت.

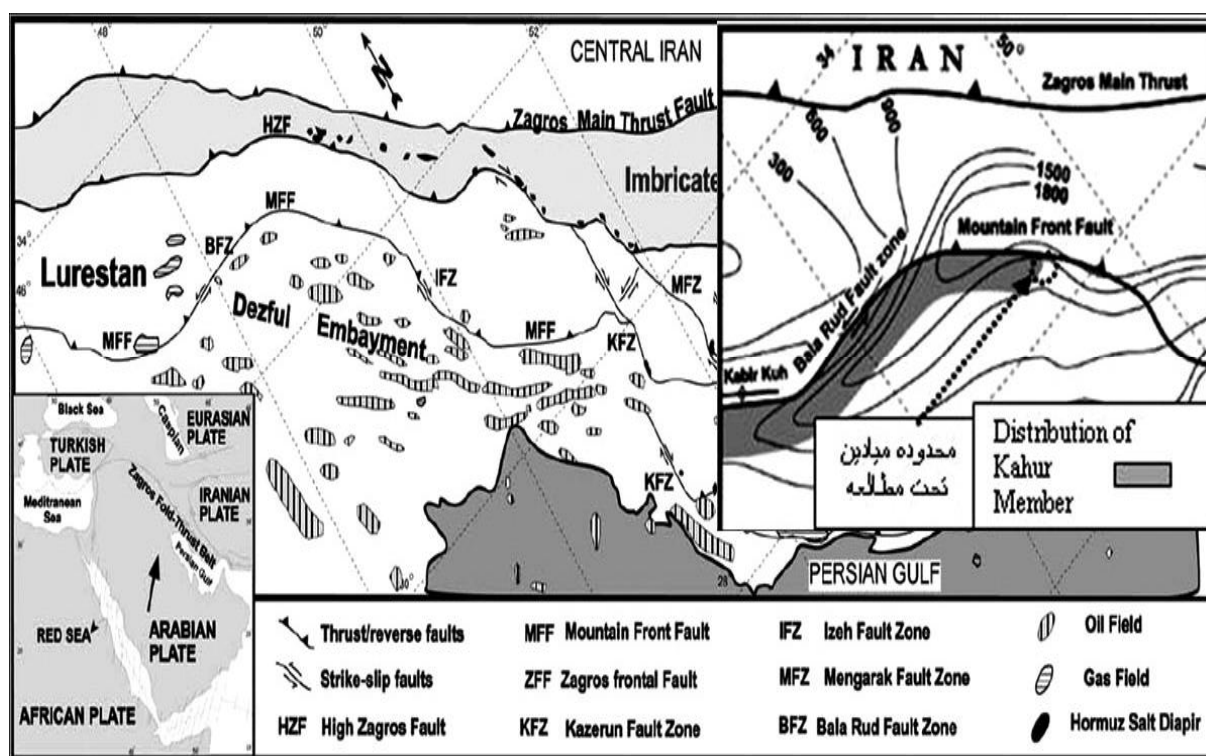
منطقه زمین‌شناختی و میداین مورد مطالعه

تجمع هیدروکربن‌ها در خاورمیانه با تکامل چین‌های و ساختمانی کمربند چین‌خورده زاگرس در ارتباطی تنگاتنگ می‌باشد [۱۰]. کمربند چین‌خورده زاگرس در حاشیه شمال شرقی صفحه عربی واقع شده است. علاوه بر تقسیمات تکتونیکی به موازات کمربند کوهستانی، این کمربند چین‌خورده به صورت جانبی از شمال غربی به جنوب شرقی به بخش‌های لرستان، فروافتادگی دزفول و فارس تقسیم می‌گردد (شکل ۱) [۶]. فروافتادگی دزفول از شمال به خمش بالارود، از شمال شرقی به جبهه کوهستانی و از سمت شرق به گسل کازرون محدود شده است [۸].

رشته کوه‌های زاگرس که در نتیجه کوهزایی میوسن-پلیوسن شکل گرفته دارای دو بالا آمدگی لرستان در شمال و فارس در جنوب می‌باشد [۷]. منطقه فروافتاده به مساحت $60/000 \text{ km}^2$ [۸] که در این بین واقع شده به نام فروافتادگی دزفول شناخته می‌شود که شامل ۴۵ میدان نفتی است که اکثراً دارای کلاهک گازی می‌باشند [۷]. در حدود ۹۵٪ نفت در جای این منطقه در مخازن آهکی آسماری (الیگومیوسن^۱) و بنگستان (شامل سازند سروک به سن سنومانین-ترونین^۲ و سازند ایلام به (سن سانتونین^۳) قرار دارد [۹]. از طرف دیگر ۷۵٪ ذخایر هیدروکربوری میداین واقع در خشکی ایران در سنگ آهک آسماری تجمع یافته است. سازند آسماری به ضخامت ۲۵۰ m تا ۵۰۰ m یک سازند آهکی با انرژی بالا^۴ و غنی از فرامینافرا (نظیر نومولیت‌ها^۵، نئوآلوئولینا^۶ و میوژپسینا^۷) می‌باشد. این سازند در اکثر مناطق فروافتادگی دزفول دارای خواص مخزنی عالی می‌باشد. کیفیت مخزنی سازند آسماری به‌وسیله یک سیستم درز و شکاف قابل توجه که در نزدیکی قله تاقدیس‌ها واقع شده، به طرز چشمگیری افزایش یافته است. این سازند به‌وسیله سازند ضخیم و تبخیری گچساران که به عنوان یک پوش سنگ موثر عمل می‌نماید، پوشیده شده است [۸]. سنگ آهک سروک دارای ضخامتی بیش از ۱۰۰۰ m می‌باشد که به‌وسیله مارن‌های^۸ ضخیم گورپی / پابده پوشیده شده است [۷].

میداین نفت سفید، مسجد سلیمان و هفت‌کل واقع در مرکز و شمال شرق فروافتادگی دزفول و همچنین میدان نفتی پرسپاه در حاشیه جبهه کوهستانی ناحیه فروافتادگی دزفول شمالی، از میداینی هستند که در این تحقیق مورد مطالعه قرار گرفته‌اند. خصوصیات نفت میدان پرسپاه واقع در حاشیه کوهستانی شمال شرق فروافتادگی دزفول براساس درجه API اندکی سنگین‌تر از میداین همجوار در ناحیه می‌باشد. در این تحقیق سعی شده علت این تفاوت بر پایه اطلاعات فیزیکی نفت‌ها از دیدگاه‌های ژئوشیمی مخزن و ارتباط آن با عوامل تأثیرگذاری همچون ویژگی ژئوشیمیایی سنگ‌های مولد از لحاظ محیط رسوبی، کیفیت و نوع مواد آلی،

1. Oligomiocene
2. Cenomanian-Turonian
3. Santonian
4. High-Energy Limestone
5. Nummulites
6. Neoalveolina
7. Myogypsina
8. Marn



شکل ۱- میادین نفتی واقع در کمربند چین خورده زاگرس به همراه موقعیت میادین تحت مطالعه در زون گسل بالا رود و نقشه ساختاری منطقه [۶]

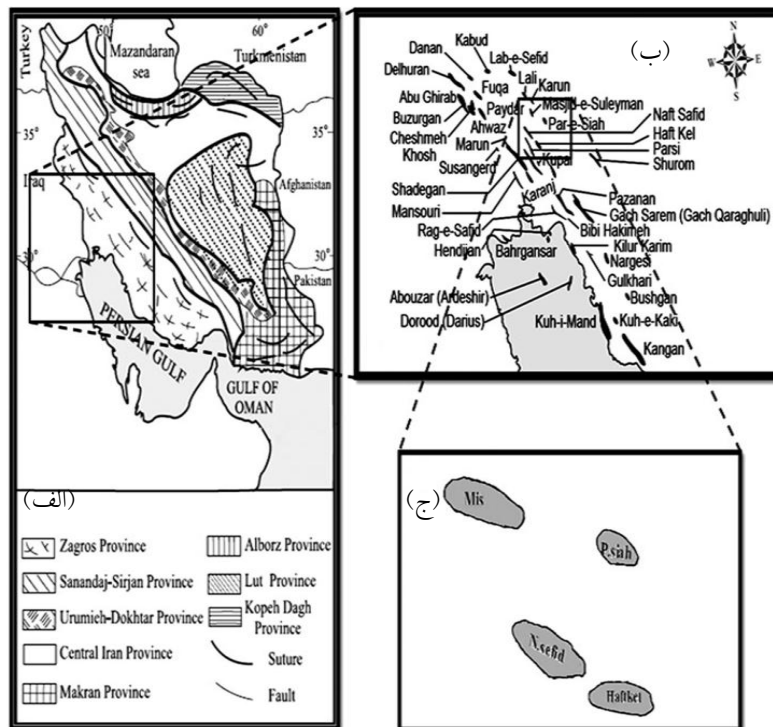
فروافتادگی دزفول شمالی، میدان نفت سفید تقریباً در مرکز فروافتاده دزفول شمالی، مسجد سلیمان در شرق و هفتکل در بخش مرکزی تا شرق فروافتاده دزفول شمالی واقع شده‌اند [۱۱].

مخزن آسماری در میادین مورد مطالعه از سنگ‌های آهکی، دولومیتی و انیدریت تشکیل شده است. سایر مشخصات میادین تحت مطالعه در جدول ۱ ارائه شده و موقعیت آنها در شکل ۲ دیده می‌شود [۱۲ و ۱۳].

در زمان الیگوسن، سنگ آهک کم عمق دریایی سازند آسماری (یکی از بهترین مخازن کربناته شناخته شده در دنیا) بر روی سازند پابده در قسمت جنوب غربی حوضه زاگرس رسوب کرده است. حداکثر ضخامت سازند آسماری در گوشه شمال شرقی فروافتادگی دزفول واقع شده است، جایی که ضخامت این سازند به وسیله زون‌های گسلی جبهه کوهستانی و بالا رود کنترل شده است [۶]. میدان پرسپاه در حاشیه جبهه کوهستانی ناحیه

جدول ۱- مشخصات میادین مورد مطالعه در این تحقیق [۱۱]

نام میدان	موقعیت میدان	ابعاد میدان در افق آسماری (km)	تعداد حلقه چاه حفاری شده	عمق متوسط تدفین مخزن آسماری (m)
پرسپاه	حاشیه جبهه کوهستانی ناحیه فروافتادگی دزفول شمالی	طول ۲۰ کیلومتر و عرض متوسط ۶/۵ کیلومتر	۳ حلقه چاه	۲۴۷۷
نفت سفید	تقریباً در مرکز ساختمان فروافتاده دزفول شمالی	طول ۳۱ کیلومتر و عرض متوسط ۴ کیلومتر در بیشترین حالت ۴/۵ کیلومتر	۴۱ حلقه چاه	۲۶۷۹
مسجد سلیمان	شرق فروافتادگی دزفول شمالی	طول ۳۰ کیلومتر و عرض متوسط ۵ کیلومتر در بعضی نقاط ۷ کیلومتر	۲۳۶ حلقه چاه	۷۹۴
هفتکل	بخش مرکزی تا شرقی ساختمان ناحیه‌ای فروافتادگی دزفول شمالی	طول ۳۲ کیلومتر و عرض متوسط ۴ کیلومتر	۶۳ حلقه چاه	۱۱۸۷



شکل ۲- الف: نقشه زمین‌شناسی ایران، منطقه مورد مطالعه در محدوده زاگرس واقع شده است [۱۲] ب: موقعیت میداین نفتی واقع در فرافتادگی دزفول [۱۳] و ج: موقعیت میداین نفتی مسجد سلیمان، پرسیاه، نفت سفید و هفت‌کل واقع در شمال شرق فرافتادگی دزفول

جهت تعیین مقادیر ایزوتوپ کربن ۱۳، موجود در نمونه‌ها، ابتدا برش اشباع نمونه‌ها جداسازی و پس از بسته‌بندی به فرانسه ارسال گردید. این آزمایشات توسط آزمایشگاه ایزوتوپی دانشگاه نانسی فرانسه انجام شد که نتایج حاصل از این آزمایشات در جدول ۲ نشان داده شده است. جداسازی برش‌های مختلف هیدروکربوری و آنالیز برش اشباع نمونه‌های نفت خام به وسیله دستگاه کروماتوگراف گازی در بخش شیمی واحد ژئوشیمی پژوهشگاه صنعت نفت صورت پذیرفته است.

تفکیک برش‌ها

جداسازی آسفالتن

ابتدا وزن مشخصی از نفت خام توزین و سپس با اضافه کردن حلال نرمال هپتان، محلول به‌دست آمده به مدت یک ساعت رفلاکس گردید سپس به مدت بیست و چهار ساعت در محلی آرام قرار داده شد.

روش مطالعه

برای این مطالعه از چهار میدان نفتی به ترتیب دو میدان پرسیاه-نفت سفید در یک روند شمال شرق جنوب غرب و دو میدان مسجد سلیمان-هفت‌کل در روند شمال غرب-جنوب شرق واقع در حاشیه شمال شرق فرافتادگی دزفول انتخاب و جمعاً چهار نمونه نفت خام از سازند آسماری این میداین برداشت گردید و از دیدگاه خواص فیزیکی و شیمیایی مورد بررسی‌های آزمایشگاهی قرار گرفت.

مواد روش‌ها

نمونه برداری از چاه‌های شماره ۶۲ مسجد سلیمان^۱، ۳۴ هفت‌کل^۲، ۱ پرسیاه^۳ و چاه شماره ۳۴ نفت سفید^۴ انجام شده و آنالیزهای مقدماتی و تفصیلی بر روی آنها صورت گرفته است. نمونه‌های جمع‌آوری شده از چاه‌های تولیدی بوده و مختص به زون‌های خاصی از مخزن آسماری نمی‌باشد. آزمایشات مربوط به تعیین خواص فیزیکی نفت‌ها، مقادیر نیکل، وانادیوم، درصد سولفور، API، نقطه ریزش، جرم مخصوص، گرانیروی سینماتیکی^۵ در آزمایشگاه‌های پژوهش و ارزیابی نفت خام واقع در پژوهشگاه صنعت نفت صورت گرفته است.

1. MIS # 62
2. Haft-Kel # 34
3. Par-e-Siah # 1
4. Naft Safid # 34
5. Kinematic

جدول ۲- پارامترهای فیزیکی همراه با مقادیر عناصر نیکل، وانادیوم، درصد وزنی سولفور و ایزوتوپ کربن ۱۳ در نمونه‌های نفتی از چاه‌های میادین مورد مطالعه

Oil Field/ Well No	Reservoir	Sp.Gr (60/60 F)	API	Pour Point (°C)	Kin. Viscosity (cst)			Sulfur (%w)	V-Ni (ppm)				13 C, Isotope %
					10 °C	20 °C	40 °C		V	Ni	Ni/V	V/(V+Ni)	
۶۲ # مسجد سلیمان	آسماری	۰/۸۲۷۱	۳۹/۵۸	-۳۰	۱۳/۹۸	۸/۰۲	۴/۳	۱/۰۹	۱۸	۸/۹	۰/۴۹	۰/۶۷	-۲۵/۸
۳۴ # هفت کل		۰/۸۴۳	۳۶/۳۵	-۲۱	۱۱/۷۱	۸/۶۸	۳/۸۱	۱/۱۷	۲۱	۶/۱	۰/۲۹	۰/۷۷	-۲۶/۶۲
۱ # پرسپاه		۰/۸۵۵	۳۴	-۶	۱۲	۷/۶۸	۳/۹۷	۰/۶۲	۵/۷	۵/۴	۰/۹۴	۰/۵۱	-۲۶/۰۵
۳۴ # نفت سفید		۰/۸۴۹۳	۳۵/۱۱	-۱۲	۱۳/۹۹	۸/۱۲	۴/۴۵	۱/۲۴	۱۶	۶/۵	۰/۴	۰/۷۱	-۲۶/۵۴

۳ ارائه گردیده است.

بحث

نتایج به دست آمده از آنالیزهای مقدماتی از نقطه نظر خصوصیات فیزیکی (جدول ۲)، نشان می‌دهد که نمونه نفت‌های مورد مطالعه در مجموع در یک محدوده وزن مخصوص قرار دارند. بر اساس درجه استاندارد API [۱۵] نفت‌های میادین مورد مطالعه در زمره نفت‌های معمولی و نسبتاً سبک قرار می‌گیرند. نفت میدان مسجد سلیمان بالاترین API (۳۹/۵۸) و میدان پرسپاه پائین‌ترین مقدار API (۳۴) را دارا هستند. درجه API نفت آسماری از میدان مسجد سلیمان به سمت میدان هفتکل و همچنین از میدان نفت سفید به طرف پرسپاه روند کاهشی ملایم را نشان می‌دهد (شکل ۳). اغلب مخازن نفتی ایران (شامل آسماری، بنگستان و گروه خامی) در اعماق حدود ۵۰۰ m تا ۴۲۰۰ m قرار داشته و دمای آنها بین ۴۰ °C تا ۱۳۰ °C می‌باشد [۱۱]. در این مخازن فرآیندهای تخریب و دگرسایبی نفت‌ها حتی در مخازن کم عمق مانند مسجد سلیمان، بینک و هفتکل (به جز میدان کوه موند) نیز دیده نمی‌شود. رسم عمق تدفین کنونی مخزن آسماری در میادین تحت مطالعه در مقابل تغییرات شاخص API (شکل ۳)، نشان می‌دهد که با افزایش عمق فرارگیری مخزن آسماری از اعماق کمتر (مسجد سلیمان) به طرف اعماق بیشتر (میدان پرسپاه) مقادیر API به آهستگی کاهش می‌یابد.

پس از رسوب آسفالتن، عملیات فیلتراسیون از طریق کاغذ صافی صورت گرفت. پس از تبخیر حلال اضافی، وزن نمونه مشخص و تعیین درصد گردید.

کروماتوگرافی ستونی

برش باقی مانده نفت (نمونه بدون آسفالتن یا مالتن)^۱ توسط تکنیک کروماتوگرافی ستونی مورد جداسازی برش‌های مختلف قرار گرفت. برای این کار ستون شیشه‌ای به قطر ۲ cm و طول ۴۰ cm به نسبت ۵۰:۵۰ از فاز جامد پودر آلومینا و سیلیکاژل پر گردید. پس از آماده‌سازی ستون، مقدار ۵۰ mg از نمونه آماده شده در کلروفرم حل و به آهستگی به قسمت بالای ستون منتقل گردید. با شستشوی ستون کروماتوگرافی به وسیله حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و متانول به ترتیب برش‌های هیدروکربورهای اشباع، آروماتیک و رزین جمع‌آوری گردید. پس از تبخیر حلال اضافی از هر برش، نمونه‌ها تغلیظ، توزین و تعیین درصد گردیدند.

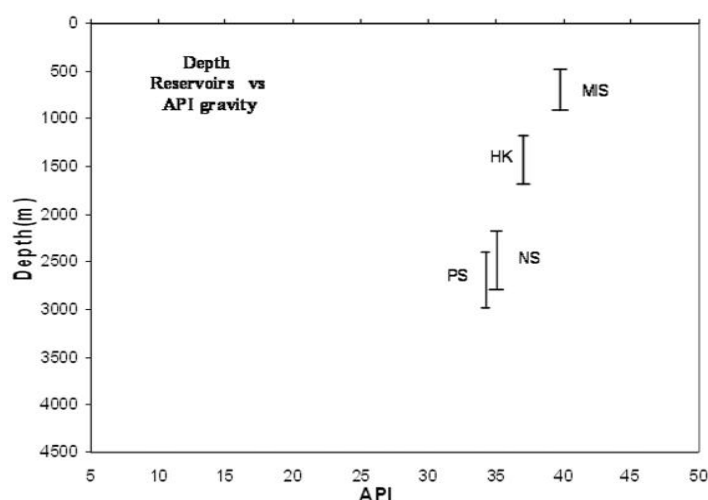
کروماتوگرافی گازی

به منظور دستیابی به چگونگی توزیع ترکیبات اشباع نمونه‌های نفتی و محاسبه پارامترهای مورد نیاز [۱۴]، نمونه‌ها توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی با تزریق برش اشباع و طبق برنامه داده شده به دستگاه مورد آزمایش قرار گرفت. دستگاه کروماتوگراف گازی مورد استفاده از نوع «کرومیک»^۲ مدل Cp 9000، با مشخصات زیر می‌باشد: ستون موئینه از نوع Cp-sil-5 به طول ۲۵ m، دمای اولیه ستون ۶۰ °C، دمای نهایی ۲۶۰ °C، شدت افزایش دما ۴ °C/min، گاز حامل هلیم، مقدار نمونه تزریق شده ۰/۵ ml و نوع آشکارگر شعله یونی^۳. نتایج حاصل از این تکنیک در جدول

1. Malthene
2. Chrompack
3. Flame Ionization Detector

جدول ۳- درصد برش‌های نفتی به همراه اطلاعات حاصل از آنالیز برش اشباع نمونه‌های نفتی توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی در میادین تحت مطالعه

.Oil Field/Well No	Reservoir	% Saturate	% Aromatic	% Resin	% Asphaltene	GC Summary							
						CPI	Pri/Phy	Pri/n-C ₁₇	Phy/n-C ₁₈	C ₁₉ /C ₂₀	C ₂₁ /C ₂₂	C ₂₃ /C ₂₄	C ₂₅ /C ₂₆
MIS # 62	Asmari	۵۶/۹۶	۲۹/۶۹	۱۱/۳۳	۱/۴۷	۰/۹۶	۱/۰۴	۰/۴۶	۰/۵۷	۱/۰۷	۱/۳۷	۱/۴	۱/۱۹
Haft-Kel # 34		۶۵/۷۶	۲۹/۱۴	۳/۵۹	۱/۱۵	۱/۱۷	۱/۱۸	۰/۶۴	۰/۶۲	۱/۲۵	۱/۲۱	۱/۳	۱/۰۵
Par-e-Siah # 1		۷۵/۷۲	۱۶/۳۳	۵/۹۵	۱/۵۴	۱/۱	۱/۱۷	۰/۵۱	۰/۵۱	۱/۱	۱/۱۴	۱/۰۹	۱/۱۲
Naft Safid # 34		۷۴/۰۱	۲۰/۲۵	۴/۷۳	۰/۷۱	۰/۹۴	۱/۰۴	۰/۴	۰/۴۹	۱/۱۱	۱/۱۸	۱/۲	۱/۲



شکل ۳- رسم محدوده مخزن آسماری در مقابل شاخص API برای میادین تحت مطالعه

نسبت به سایر نفت‌ها کاملاً متفاوت می‌باشد. (شکل ۴).
رسم درصد‌های برش‌های مختلف هیدروکربوری (SARA) (جدول ۳) در مقابل توزیع درجه API نمونه‌های نفت (شکل ۵) نیز نشان می‌دهد که برش ترکیبات اشباع نمونه نفت پرسیاه بیشترین و آروماتیک آن کمترین مقدار است. این ویژگی باعث شده تا نفت پرسیاه خاصیت پارافینیکی بیشتری نسبت به سایر نفت‌ها داشته باشد. افزایش دمای نقطه ریزش با افزایش ترکیبات اشباع و کاهش درجه API همخوانی خوبی را نشان می‌دهد.

از نظر میزان سولفور، نفت‌های میادین مسجد سلیمان، هفت کل و نفت سفید با مقادیر تقریباً یکسان، سولفور بالاتری نسبت به نفت پرسیاه دارند (جدول ۲). به عبارت دیگر نفت‌های نسبتاً سبک (API بالاتر)، دارای سولفور بیشتر و نفت پرسیاه با کمترین مقدار سولفور، کمترین درجه API را به دارا می‌باشد. معمولاً نفت‌های حاصل از

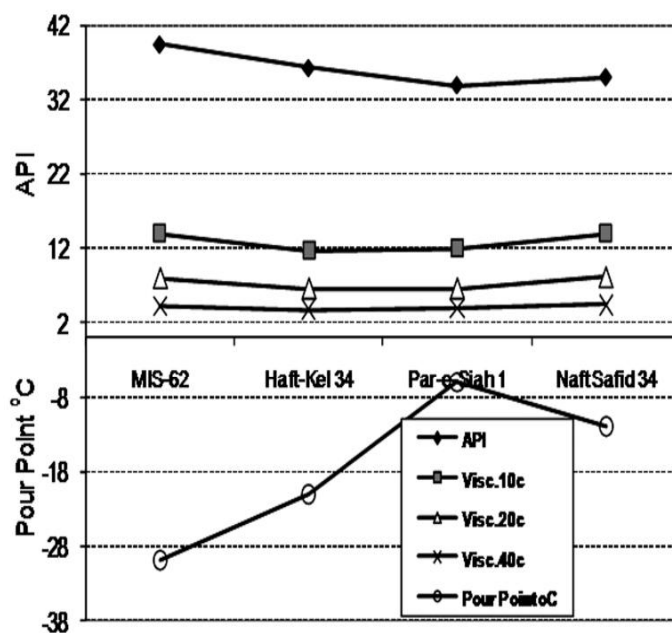
نشانه‌هایی از شکست حرارتی بعد از تجمع نفت‌ها در مخازن کم عمق دیده نمی‌شود، چرا که در غیر این صورت درجه API آنها از مقادیر کنونی نیز قاعداً بیشتر می‌شد. پایین‌ترین نقطه ریزش، (۳۰ °C-) متعلق به نمونه نفت میدان مسجد سلیمان و بالاترین آن (۶ °C-) مربوط به نفت میدان پرسیاه می‌باشد (جدول ۲). از نظر ویسکوزیته، نمونه‌های نفتی با اندکی تفاوت رفتار تقریباً یکسانی را در برابر افزایش دما نشان می‌دهند. تفاوت API نفت‌ها چندان زیاد نیست و فقط نفت پرسیاه اندکی نسبت به سایر نفت‌ها سنگین‌تر می‌باشد. بنابراین چنین به نظر می‌رسد که این تفاوت ناشی از نوع و ماهیت ترکیبات موجود در این نمونه نفتی باشد. این خصوصیات نشان می‌دهد که درجه API نمونه‌ها با چگالی ویژه و ویسکوزیته در دماهای مختلف همخوانی خوبی دارد، ولی اجزای ساختاری گروه‌های مختلف هیدروکربوری نمونه پرسیاه

مسجد سلیمان، هفتکل و نفت سفید با نفت میدان پر سیاه می‌تواند به دلایل زیر باشد:

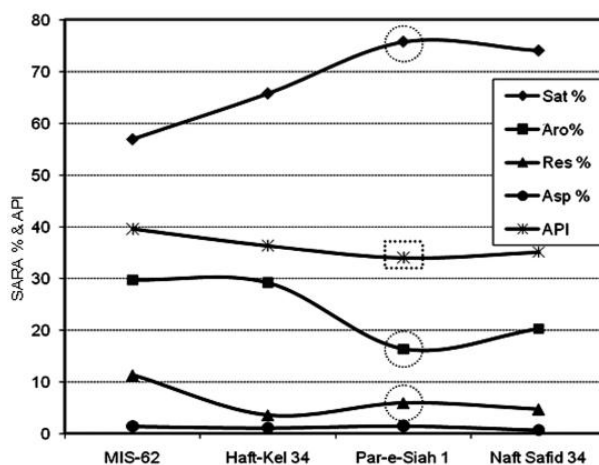
۱- وجود تداوم کوچکی از عضو تبخیری کلر به صورت جانبی در تداخل با ردیف کربناته آسماری به نام انیدریت قاعده‌ای^۱ در امتداد میدان‌های مسجد سلیمان، نفت سفید، هفتکل و پارس [۳ و ۶] و عدم وجود آن در میدان پرسپناه (شکل ۱).

سنگ‌های منشاء دریایی که در محیط‌های احیایی تشکیل شده‌اند، دارای سولفور بیشتری هستند. به این دلیل که فرآیندهای احیاء سولفات‌ها توسط باکتری‌های غیر هوازی در زمان تدفین رسوبات، منجر به تشکیل و تولید نفت‌های همراه با H_2S بالا می‌شود [۱۶].

علل احتمالی تفاوت خصوصیات نفت‌های میادین



شکل ۴- مقایسه خواص فیزیکی نمونه‌های نفتی تحت مطالعه (نشان‌دهنده تفاوت ساختاری برش‌های مختلف از لحاظ غلظت و کیفیت هیدروکربوری در نمونه نفتی میدان پرسپناه می‌باشد).



شکل ۵- مقایسه اجزاء برش‌های مختلف هیدروکربوری و غیرهیدروکربوری نمونه‌های تحت مطالعه

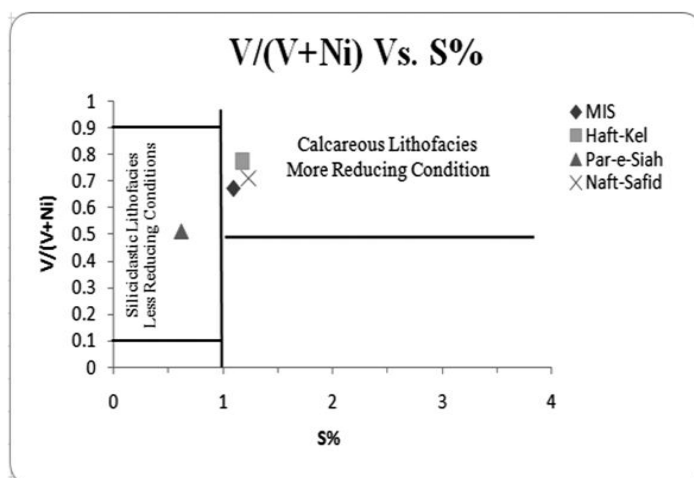
نفت‌های دیگر (نفت‌های زایشی احتمالی از سازندهای جوان‌تر مانند گورپی و یا پابده) با نفت‌های تجمع یافته در مخزن آسماری دیده نمی‌شود. چون در غیر این صورت، مقادیر ایزوتوپی کربن و نسبت‌های Pri/n-C_{17} در مقابل Phy/n-C_{18} به ترتیب مقادیر سنگین‌تر و اعداد بیشتر از ۱ تا ۲ را نشان می‌دادند، در صورتی‌که بلوغ نفت‌های ناحیه یکسان و همگن است.

مقدار غلظت عناصر V و Ni در میدان پرسپاه تقریباً برابر و نزدیک به یک می‌باشد (جدول ۲) که تفاوت فاحشی با دیگر نمونه‌ها دارد. با در نظر گرفتن نسبت $\text{V}/(\text{V}+\text{Ni}) \text{ Vs. S}$ [۱۸] می‌توان علت این امر را به کمینه بودن خاصیت احیایی محیط در زمان رسوب‌گذاری سنگ منشاء تولید کننده نفت میدان پرسپاه نسبت داد (شکل ۶). همچنین در حین فرآیندهای مهاجرتی سیالات هیدروکربوری به طرف افق‌های مخزنی دورتر، به آهستگی از نسبت $\text{V}/(\text{V}+\text{Ni})$ کاسته می‌شود [۱۹] و در مورد نفت پرسپاه کمترین مقدار این نسبت مشاهده می‌شود. به‌طور کلی با توجه به خصوصیات فیزیکی نفت‌های مخزن آسماری میادین تحت مطالعه، می‌توان چنین گفت که در یک روند شمال غربی - جنوب شرقی از میزان سبکی نفت‌ها کاسته شده و در مقابل بر میزان سولفور افزوده می‌گردد. همچنین در یک روند جنوب غربی - شمال شرقی تا اندازه‌ای نفت‌ها سنگین‌تر شده و میزان سولفور نیز کاهش یافته است (شکل ۷).

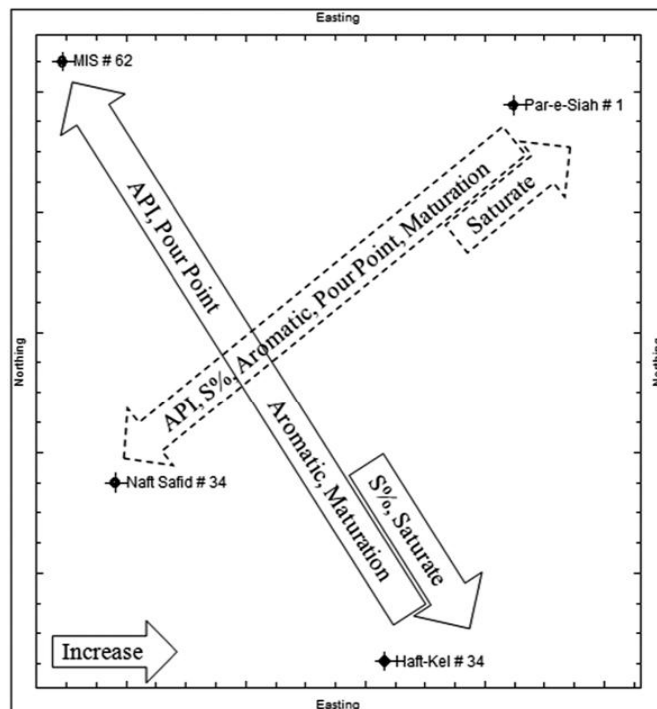
با توجه به این که میدان پرسپاه در کناره حوضه رسوبی واقع شده به نظر می‌رسد رسوب‌گذاری سنگ منشاء در محیط دریایی کم عمق رخ داده باشد. در چنین شرایطی امکان راه‌یابی مواد آلی با منشاء خشکی بیشتری به سنگ منشاء این میدان فراهم شده است (مقادیر نسبتاً زیاد برش رزین، درصد بالای ترکیبات اشباع و مقادیر کم برش آروماتیک).

۲- در فازهای مهاجرتی هیدروکربورها از جنوب غرب به سمت شمال شرق در نتیجه مسافت‌های طولانی، ترکیبات هترو اتم از جمله ترکیبات سولفوردار، حلقوی (ترکیبات تیوفن‌ها، بنزو تیوفن‌ها و تیول‌ها) و گاز H_2S می‌توانند در حین مهاجرت در مسیر به آهستگی رسوب کرده (جذب کانی‌ها شده) و نفتی با کیفیت نسبتاً بهتر و نه لزوماً سبک‌تر با مقدار سولفور کمتر به تله نهایی برسد. این پدیده شبیه به فرآیندهای تفکیک کروماتوگرافیکی مواد آلی در آزمایشگاه می‌باشد که در لایه‌های زمین رخ می‌دهد.

۳- مطابق جدول ۲ مقادیر بالایی از فلزات نیکل و وانادیوم در نمونه‌های نفتی تحت بررسی مشاهده می‌شود. همان‌گونه که نتایج این جدول نشان می‌دهد، نسبت نیکل به وانادیوم در این نمونه‌ها کمتر از یک می‌باشد، بنابراین این نفت‌ها در شرایط احیایی از سنگ منشاء دریایی تولید شده‌اند. چنین نفت‌هایی معمولاً دارای موم (واکس) کمتر و سولفور متوسط تا بالا (به جز نفت پرسپاه) می‌باشند [۱۶ و ۱۷]. در مورد میادین تحت مطالعه، آمیختگی



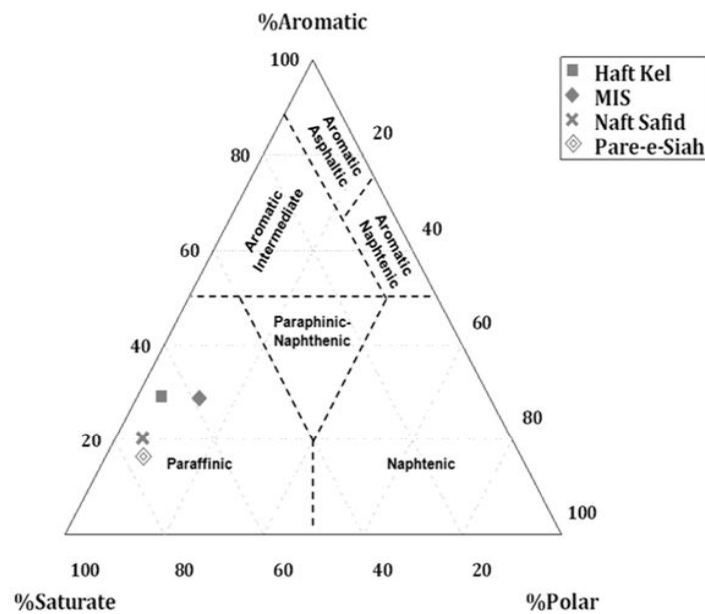
شکل ۶- نسبت عناصر $\text{V}/(\text{V}+\text{Ni})$ در برابر درصد گوگرد جهت پیش‌بینی نوع و وضعیت سنگ منشاء مولد نفت [۱۸].



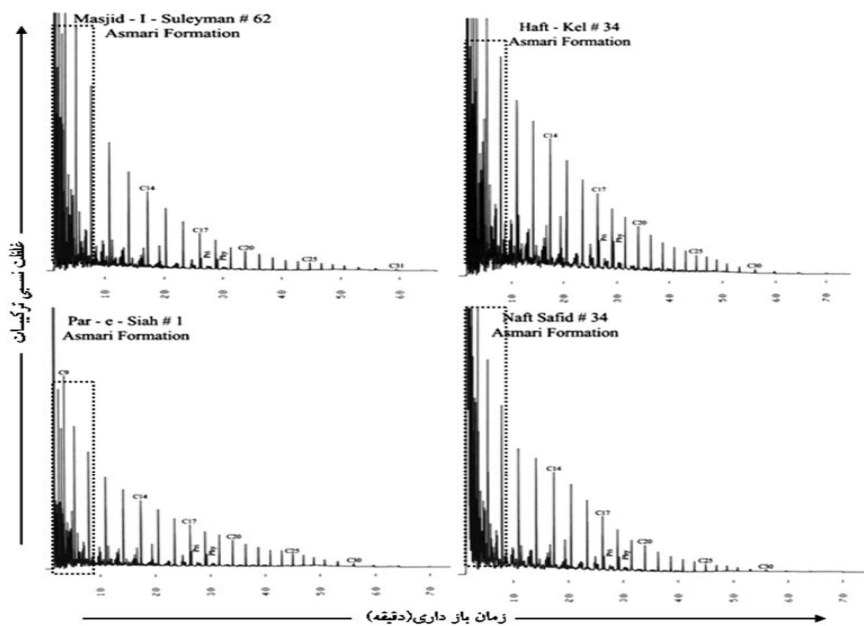
شکل ۷- موقعیت میداین نفتی واقع در حاشیه شمال شرق فروافتادگی دزفول نسبت به یکدیگر و چگونگی روند فاکتورها و پارامترهای فیزیکی و شیمیایی مرتبط با این نفت‌ها در دو روند جنوب شرق-شمال غرب و شمال شرق-جنوب غرب

همخوانی خوبی دارد و نشان دهنده افزایش خصوصیات پارافینیکی از نفت سفید به طرف حاشیه حوضه و غالب شدن نفت‌هایی با خصوصیات زایش از سنگ‌های منشاء کلاستیک راسب شده در محیط نسبتاً اکسیدی می‌باشد. به‌منظور مطالعه چگونگی کیفیت نفت‌ها، نمودار مثلی [۲۰] براساس سه جزء اشباع، آروماتیک و قطبی در شکل ۸ ترسیم گردید. محدوده قرارگیری نمونه‌ها در این نمودار، بیان‌گر خصوصیات نفت‌های پارافینیکی برای نفت مخزن آسماری در میداین مورد مطالعه می‌باشد. وجود بیشترین مقدار ترکیبات اشباع در نفت میدان پرسیاه نشان‌گر اثر گذاری مواد آلی با منشاء خشکی بر روی خصوصیات نفت این میدان می‌باشد. طیف‌های حاصل از کروماتوگرافی برش اشباع نمونه‌های نفت که در شکل ۹ رسم شده، نشان می‌دهد که توزیع هیدروکربن‌های نرمال در این کروماتوگرام‌ها محدوده‌ای از C_7 - C_{30} را شامل می‌شود. روند کاهش طبیعی آلکان‌های نرمال (نسبت CPI در محدوده عدد ۱)، نشان‌دهنده عدم وقوع هرگونه پدیده دگرسایی و یا تولید احتمالی از دو سنگ مولد مختلف بر روی این نفت‌ها می‌باشد.

این نتایج با تغییر سایر خواص فیزیکی از جمله چگالی، نقطه ریزش و ویسکوزیته همخوانی دارد. به‌منظور بررسی خصوصیات شیمیایی نفت‌های میداین مورد مطالعه، برش‌های هیدروکربنی سازنده نفت‌ها تفکیک و فراوانی آن‌ها نسبت به یکدیگر تعیین گردید که مقادیر آن در جدول ۳ نمایش داده شده است. مشاهده می‌شود که میداین مسجد سلیمان و پرسیاه به ترتیب دارای کمترین و بیشترین مقدار برش اشباع هستند و مقدار این برش در میدان‌های هفت کل از مسجد سلیمان بیشتر و از میدان نفت سفید کمتر است. روند تغییرات برش آروماتیک در میداین مورد مطالعه بر خلاف نحوه توزیع برش اشباع آنها می‌باشد به گونه‌ای که نفت میدان پرسیاه کمترین و مسجد سلیمان بیشترین مقدار آروماتیک را دارا هستند. هر چهار نمونه نفت، دارای مقادیر تقریباً یکسانی از برش آسفالتن هستند. اما در مورد برش رزین، نمونه نفت مسجد سلیمان بیشترین مقدار و نفت هفتکل کمترین مقدار را دارا می‌باشد. با وجود اندک تفاوت‌هایی در مقدار برش‌های مختلف هیدروکربوری، نفت هر چهار میدان از الگوی یکسانی تبعیت می‌کند. این تغییرات با خصوصیات فیزیکی نفت‌ها



شکل ۸- دیاگرام مثلثی درصد برش‌های حاصل از ترکیبات قطبی و غیرقطبی



شکل ۹- کروماتوگرام‌های گازی حاصل از برش اشباع نمونه‌های نفتی میدین مورد مطالعه

به دست آمده از آنالیز برش اشباع نمونه‌ها توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی مطابق شکل ۱۰، از دیاگرام ستاره‌ای [۲۱]، استفاده گردید.

همان‌گونه که در شکل دیده می‌شود، روند کلی و توزیع آلکان‌های فرد به زوج شباهت‌های زیادی به همدیگر دارند که نشان می‌دهد نفت‌های مخزن آسماری (در این ناحیه)، از یک سنگ مولد زایش یافته‌اند.

همچنین توزیع یکنواخت این طیف‌ها (به جز قسمت‌های ابتدایی طیف‌ها)، حاکی از مرحله بلوغ متوسط این نفت‌ها می‌باشد. اندیس CPI برای تمام نمونه‌های نفتی حدود یک می‌باشد که بیان‌گر بلوغ طبیعی نفت‌های زایش یافته از سنگ مادر است. نتایج به دست آمده از آزمایشات کروماتوگرافی گازی در جدول (۳) نیز ارائه شده است.

به منظور مقایسه چگونگی توزیع ترکیبات اشباع به‌ویژه ترکیبات آلکان‌های نرمال فرد به زوج در محدوده C_{19} - C_{26} و ایزوآلکان‌های شاخص از جمله پرستان^۱ Pri و فیتان^۲ Phy

1- Pristane
2- Phytane

نتیجه‌گیری

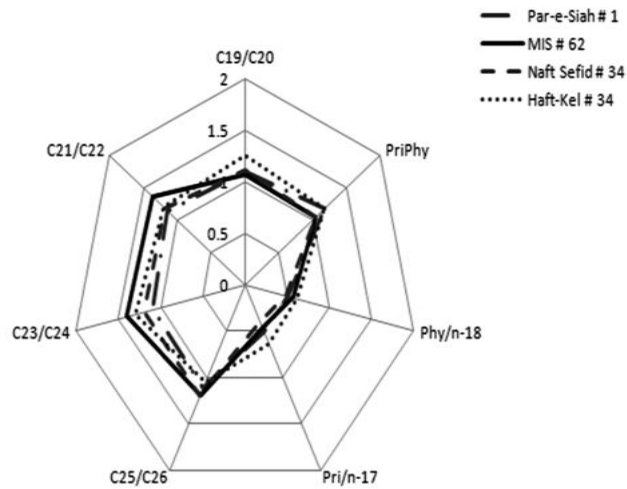
ارزیابی خواص فیزیکی نفت‌های تحت مطالعه نشان می‌دهد که در یک روند شمال غربی - جنوب شرقی از درجه سبکی نفت‌ها کاسته شده و در مقابل بر میزان سولفور آن‌ها افزوده می‌شود. نمونه‌های نفتی عموماً دارای خصوصیات نفت‌های پارافینیکی می‌باشند. نفت‌های میداین هفتکل و مسجد سلیمان تا حدود کمی روند پارافینیکی-نفتنیکی را تعقیب می‌کنند، در حالی که هیدروکربورهای تجمع یافته در میدان پرسیاه ویژگی‌های نفت‌های پارافینیکی را نشان می‌دهند. این ویژگی‌ها باعث افزایش کیفیت نفت (نه لزوماً سبک‌تر شدن) کاهش درجه API، کاهش میزان سولفور، افزایش نقطه ریزش، کاهش درصد وزنی مقادیر وانادیوم و نسبت $V/(V+Ni)$ در نفت پرسیاه شده و آن را از سایر نفت‌ها متمایز می‌سازد.

سنگ منشا مولد این نفت‌ها با منشاء دریایی، در زمان ته‌نشست دارای شرایط احیایی بوده و دارای مخلوطی از کروژن‌های نوع II و III می‌باشد که باعث تولید نفت‌هایی با کیفیت خوب در این ناحیه شده است. واقع شدن میدان پرسیاه در کناره حوضه رسوبی، عدم وجود انیدریت قاعده‌ای، شرایط احیایی کمتر در زمان رسوب‌گذاری سنگ منشاء، فازهای مختلف مهاجرتی سیال به تله‌های دورتر و پارامترهای تاثیرگذار بر روی خصوصیات فیزیکی نفت پرسیاه از جمله عواملی است که کیفیت و نوع نمونه نفتی آن را متمایز از دیگر نفت‌های مورد مطالعه می‌نماید. کاهش درجه API نفت مخزن آسماری میدان پرسیاه به منزله کاهش کیفیت نفت نبوده و دلیل آن به افزایش غلظت ترکیبات آلکان‌های بلند زنجیره و بروز ویژگی نفت‌های کاملاً پارافینیکی (تا اندازه‌ای مومی) مربوط می‌شود.

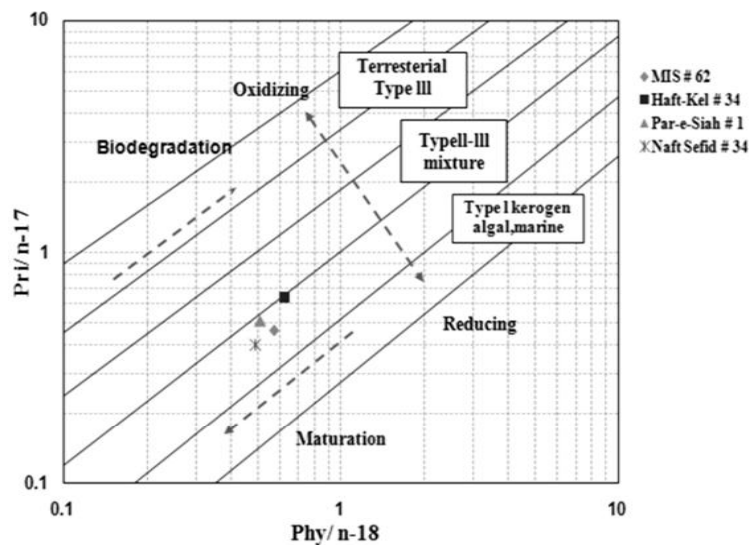
تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله از مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران به دلیل حمایت از تحقیقات منتهی به این نتایج، تشکر می‌نمایند.

وجود تفاوت‌های اندک در توزیع آلکان‌های فرد به زوج می‌تواند ناشی از تفاوت خصوصیات فیزیکی و ویژگی‌های مواد آلی تولید شده از سنگ مولد در این بخش از میداین باشد. نسبت این آلکان‌ها همان‌گونه که در نمودار مزبور مشاهده می‌شود، برای نفت پرسیاه کمترین مقدار و سپس به ترتیب در مورد نفت‌های نفت سفید، هفتکل و مسجد سلیمان اندکی افزایش دارد. این توزیع نشان می‌دهد که در حرکت به طرف حاشیه شمالی فروافتادگی دزفول (میدان پرسیاه)، نسبت‌های C_{19} تا C_{23} کاهش و نسبت‌های بیشتر از C_{24} کربن افزایش می‌یابد، زیرا همان‌طور که پیشتر اشاره گردید، بر اساس درجه API و چگالی ویژه، نفت تجمع یافته در میدان پرسیاه اندکی سنگین‌تر می‌باشد. بر پایه درصد برش‌های مختلف (جدول ۳)، نمونه نفت پرسیاه بیشترین مقدار برش اشباع را دارد. بنابراین سهم کاهش درجه API، ناشی از افزایش برش اشباع و آلکان‌های نرمال سنگین می‌باشد. مقایسه بخش ابتدایی طیف‌های به‌دست آمده از آنالیز کروماتوگرافی گازی نیز مؤید این مطلب است. ابتدای طیف‌های نمونه‌های مسجد سلیمان، هفتکل و نفت سفید با وجود ترکیبات سبک با غلظت‌های زیاد، کاملاً متفاوت از نفت پرسیاه می‌باشد که در شکل ۹ به صورت یک محدوده مستطیل شکل نشان داده شده است. هر دو نمونه نفت پرسیاه و نفت سفید دارای برش آروماتیک کمتر و برش اشباع بیشتر از دو نمونه نفت مسجد سلیمان و هفتکل می‌باشند. هم‌خوانی بین خصوصیات شیمیایی نفت مخزن آسماری در میداین مورد مطالعه با خواص فیزیکی، می‌تواند بیان‌گر تغذیه این مخازن از یک سنگ منشاء واحد باشد. به‌منظور بررسی شرایط محیطی حاکم بر رسوب‌گذاری سنگ منشاء مولد احتمالی نفت مخزن آسماری میداین مورد مطالعه، نمودار مقدار پارامتر $Pri/n-C_{17}$ در برابر $Phy/n-C_{18}$ [۲۲] در شکل ۱۱ رسم گردید. موقعیت نمونه‌ها بر روی این نمودار وجود شرایط احیایی در زمان ته‌نشست سنگ منشاء را ثابت می‌نماید. نوع کروژن برای نمونه‌های نفت مورد بررسی نشان دهنده تولید این نفت‌ها از سنگ منشاء با کروژنی از نوع II و III می‌باشد. همچنین نمودار مزبور بیان‌گر بلوغی متوسط برای نفت‌ها و عدم وجود پدیده دگرساییدگی شدید می‌باشد.



شکل ۱۰- دیاگرام ستاره‌ای نمونه‌های نفتی مورد مطالعه به منظور مقایسه توزیع ترکیبات هیدروکربنی



شکل ۱۱- تعیین میزان بلوغ، منشاء مواد آلی و نوع کروژن سنگ مادر مولد نفت‌ها، براساس نسبت ایزوپروپونوئیدهای پریستان و فیتان به نرمال آلکان‌های C_{17} ، C_{18} [۲۲]

منابع

- [1] Bordenave M.L. & Burwood R., "Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt: provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations", Org. Geochem., Vol. 16, pp. 369-387, 1990.
- [2] U.S Energy Information Administration, www.eia.doe.gov/emeu/cabs/iran.html, 2010.
- [3] James G.A. & Wynd J.G., "Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area", AAPG, Vol. 49, pp. 2182-2245, 1965.
- [4] Jackson J.A., Fitch T. & McKenzie D.P., "Basement faulting and focal depths of the larger earthquakes in the Zagros Mountains (Iran)", Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society, Vol. 64, pp. 561-586, 1981.
- [5] Furst M., Strike-slip faults and diapirism of the southeastern Zagros range, Proceeding of International Sympo-

- sium on Diapirism with Special Reference to Iran, pp.15-182, 1990.
- [6] Sepehr M. & Cosgrove J.W., "Structural framework of the Zagros fold-thrust belt", Iran. Marine and Petroleum Geology, Vol. 21, pp. 829-843, 2004.
- [7] Bordenave M.L., *The middle cretaceous to early miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran, and its Prospect Evaluation*. AAPG Annual Meeting, Houston, Texas, 2002.
- [8] Bordenave M.L. & Hegre J.A., "The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful embayment Zagros foldbelt", Iran, Journal of Petroleum Geology., Vol. 28, No. 4, pp.339-368, 2005.
- [9] Leturmy P. & Robin C., *Tectonic and stratigraphic evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic*, Special Publications., The Geological Society of London., 2010.
- [10] Alavi M., "Structures of the Zagros Fold-Thrust Belt in Iran", American Journal of Science., Vol. 307, pp. 1064-1095, 2007.
- [۱۱] سراج م، تحلیل ساختاری مقدماتی میداین نفتی مناطق نفت خیز جنوب (محدوده فروافتادگی دزفول شمال)، گزارش شماره پ-۵۶۱۳، اهواز، خرداد ۱۳۸۴
- [12] Vaziri-Moghaddam H., Kimiagari M. & Taheri A., "Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari formation in SW Iran", Facies., Vol. 52, pp. 41-51, 2006.
- [13] Ziegler M. A., "Late permian to holocene paleofacies evolution of the arabian plate and its hydrocarbon occurrences", Geo Arabia., Vol. 6, No. 3, pp. 445-504, 2001.
- [14] Barker C.O., *Organic geochemistry in petroleum exploration*, AAPG Continuing Education Course Note, Series 10.
- [۱۵] رضایی م، زمین شناسی نفت، انتشارات علوی، زمستان ۱۳۸۴.
- [16] Waples D.W. & Curiale J.A., *Oil-oil and oil-source rock correlation*, In: Beamont, E. A., Foster, N. H. (Eds.), Exploring for Oil and Gas Traps. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, pp. 8-71, 1999.
- [۱۷] کمالی م، قربانی ب، ژئوشیمی آلی از فیتوپلانکتون تا تولید نفت، آراین زمین، تابستان ۱۳۸۵.
- [18] Lopez L., Lo Monaco S. & Richardson M., "Use of molecular parameters and trace elements in oil-oil correlation studies, Barinas sub-basin", Venezuela, Org. Geochem. Vol. 29, No. 1-3, pp. 613-629, 1998.
- [19] Whelan, Jean K., Kennicutt, Mahlon C., II ; Brooks, James M., Schumacher, Dietmar, Eglinton & Lorraine B., "Organic geochemical indicators of dynamic fluid flow processes in petroleum basins", Organic Geochemistry, Vol 22, No. 3-5, pp. 587-615, 1994.
- [20] Tissot B.P. & Welte D.H., *Petroleum formation and occurrence*, 2nd Ed., Springer-Verlag, Berlin., 1984.
- [21] Kaufman R.L., Ahmed A.S. & Elsinger R.J., "Gas chromatography as development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs :application in the gulf Mexico", In: GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference proceeding, pp. 263-282, 1990.
- [22] Connan J. & Cassou A.M., "Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels", Geochim Cosmochim Acta., Vol. 4, pp.1-23, 1980.