

مقایسه خصوصیات فیزیکی و شیمیایی نفت‌های میادین واقع در بخش ایرانی خلیج فارس

پژوهش‌نفت

سال بیست و چهارم
شماره ۷۹

صفحه، ۹۵-۱۰۷ ۱۳۹۳

تاریخ دریافت مقاله: ۹۲/۱۰/۵

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۳/۲/۲۸

احمدرضا ربانی*، علیرضا بنی اسد، احسان حسینی و احسان ده یادگاری
دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

پارافینیکی طبقه‌بندی کرد که احتمالاً از سنگ‌های کربناته دریایی حاوی کروژن‌های نوع II و II-S با سن مزوزویک که در شرایط غیر اکسیدان نهشته شده‌اند، تولید می‌گردد.

واژه‌های کلیدی: خلیج فارس، خصوصیات فیزیکی و شیمیایی، کروماتوگرافی گازی، ایزوپروپونوئیدهای خطی، ایزوتوپ کربن

مقدمه

حوضه خلیج فارس غنی‌ترین منطقه نفتی در جهان است. بیش از نیمی از ذخایر نفتی جهان (نزدیک به ۷۱۵ میلیارد بشکه، معادل ۰۷٪) به همراه حدود نیمی از ذخایر شناخته شده گاز طبیعی دنیا (۲/۴۶۲ تریلیون فوت مکعب، معادل ۰۴۵٪) در میادین و مخازن این حوضه انباشته شده‌است. بیش از نیمی از ذخایر هیدروکربوری مایع، در سنگ‌های مخزنی کرتاسه قرار دارد. در حالی که بیش از ۵۰٪ ذخایر گازی در سنگ‌های مخزنی پرموتریاس اکتشاف شده‌اند. بیشتر مخازن نفتی (بیش از ۸۰٪) در سنگ‌های کربناته انباشته شده‌اند و بقیه ذخایر در سنگ‌های غیرکربناته یافت می‌شوند [۱]. پارامترهای متعددی در به وجود آمدن چنین انباشت فراوانی از مواد هیدروکربوری در حوضه خلیج فارس دخیل بوده‌اند که از آن جمله می‌توان به حضور سنگ‌های

چکیده

نفت قابل استحصال در ۱۷ میدان نفتی در قسمت ایرانی خلیج فارس در حدود ۱۵ میلیارد بشکه برآورد می‌گردد که این مقدار نفت ذخیره، منطقه را از لحاظ پتانسیل هیدروکربوری ممتاز می‌نماید. به منظور مطالعه خصوصیات فیزیکی و شیمیایی نفت این میادین و تعیین خصوصیات سنگ‌های منشاء احتمالی، تعداد ۳۳ نمونه نفتی از این میادین برداشت شد و مورد آنالیزهای عنصری، کروماتوگرافی گازی و ایزوتوپی قرار گرفت. بیشتر نمونه‌های مورد مطالعه دارای سولفور بالای است که با افزایش میزان سولفور از کیفیت نفت‌ها (API) کاسته می‌شود. بیشترین میزان سولفور در نمونه میدان خارگ-درود (مخزن آسماری) و کمترین میزان آن در نمونه نفت میدان رسالت (مخزن سورمه) گزارش شده است. با انجام آنالیزهای کروماتوگرافی ستونی، کروماتوگرافی گازی و ایزوتوپ کربن، درصد برش‌های مختلف هیدروکربنی، توزیع آلکان‌های نرمال، نسبت ایزوپروپونوئیدهای خطی پریستان و فیتان، اندیس ارجحیت هیدروکربنی و مقادیر ایزوتوپی کربن پایدار تعیین گردید. بر اساس نتایج به دست آمده، بیشتر نمونه‌های نفتی خلیج فارس را می‌توان جزء نفت‌های

Rabbani@aut.ac.ir

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی

به عنوان مثال پیشنهاد شده که غالب مخازن نفتی واقع در عربستان سعودی و عراق به وسیله تناوبی از لایه‌های شیلی-آهکی به سن ژوراسیک که در این حوضه‌ها رسوب گذاری کرده‌اند، تغذیه شده‌اند [۹]. با توجه به ستون چینه‌شناسی ایران (تهیه شده توسط شرکت شلمبرژه) بیش از ۳۶ سازند شناخته شده در ستون چینه‌شناسی خلیج فارس از کامبرین تا عهد حاضر وجود دارد. سازندهای دوران دوم و سوم که به دلیل دارا بودن بخش عظیمی از مواد هیدروکربوری در پلتفرم کربناته خلیج فارس از اهمیت فوق العاده‌ای برخوردارند، در این مطالعه مد نظر قرار گرفته‌اند (شکل ۳). در فاصله زمانی ژوراسیک تا کرتاسه، تشکیل یک حوضه وسیع در محدوده شمالی پلیت عربی منجر به رسوب گذاری سکانس‌های رسوبی لازم و مؤثر در سیستم‌های نفتی گردید [۱۰]. سازند ضخیم سورمه (عرب) به سن کالوین-کیمریدجین^۴ مهم‌ترین مخزن کربناته ژوراسیک در منطقه محسوب می‌شود. سازندهای حنیفا-توویق^۵ و دیاب که در دو سوی بالآمدگی قطر در حوضه‌های رسوبی عربی و رب‌الخالی گسترش یافته‌اند، به عنوان سنگ‌های منشأ اصلی تغذیه کننده سیستم نفتی انتهای ژوراسیک تا اوایل کرتاسه در نظر گرفته می‌شوند [۶]. سازندهای کربناته فهلیان، گدوان و داریان به سن کرتاسه که غالباً توسط لایه‌های شیلی و تبخیری گسترش یافته در منطقه پوشیده شده‌اند، بخش عظیمی از ذخیره نفت شناخته شده دنیا را در خود انباشته کرده‌اند [۱۴].

منشأ متناوب وسیع و غنی از مواد آلی و مخازن با کیفیت و پوش سنگ‌های مؤثر به همراه تله‌های نفتی ساختمانی که در تاقدیس‌های عظیم واقع شده‌اند، اشاره کرد. زمین‌شناسی منطقه و پارامترهای مؤثر در انباشت حجم عظیم هیدروکربور در میادین این ناحیه، در گذشته مورد بررسی و مطالعه قرار گرفته‌اند [۲-۷] با این وجود خصوصیات نفت‌های تولیدی از میادین این منطقه مورد بررسی جامع واقع نشده است.

در این مطالعه به منظور تعیین ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی نمونه‌های نفتی، محیط رسوبی و نوع سنگ‌های منشأ فعال به همراه بلوغ آنها که به شناسایی بیشتر و بهتر سیستم‌های نفتی مؤثر در تغذیه مخازن نفتی منطقه منجر می‌گردد، تعداد ۳۳ نمونه نفتی از مخازن ژوراسیک تا ترشیری میادین نفتی خلیج فارس (شکل ۱) مورد ارزیابی ژئوشیمیایی قرار گرفتند.

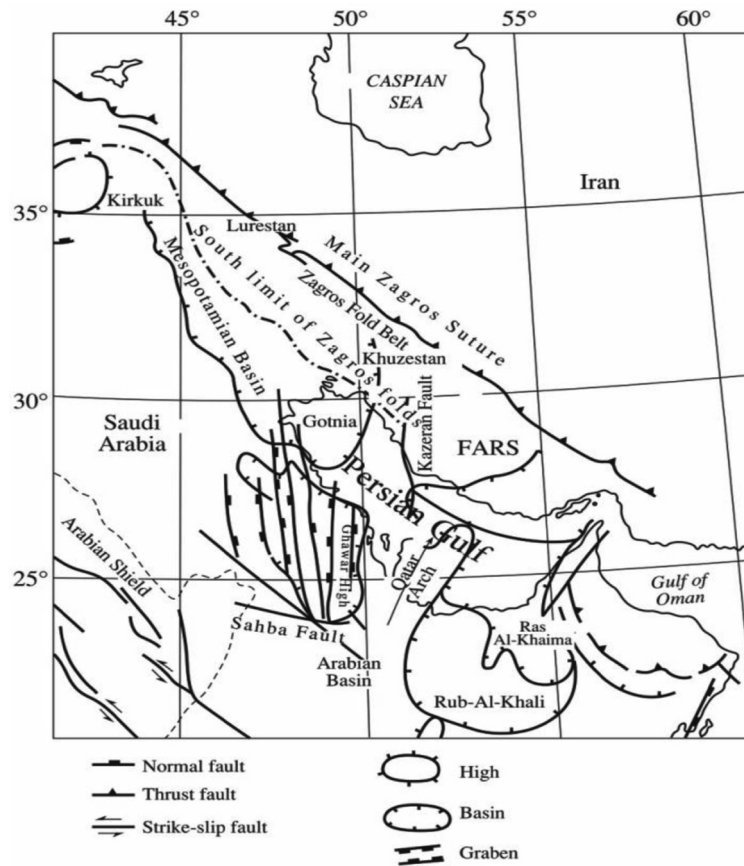
زمین‌شناسی منطقه

حوضه خلیج فارس در محل برخورد صفحات لیتوسفری عربی و اوراسیا قرار دارد و در واقع بخشی از صفحه عربی می‌باشد. عناصر ساختمانی متعددی شامل ترف گوتیا^۱، ترف عربی^۲ و رب‌الخالی^۳ (شکل ۲) در انتهای پالئوزویک در این حوضه شکل گرفته‌اند [۸]. اهمیت این حوضه‌ها به دلیل نقش آنها در سیستم‌های نفتی منطقه می‌باشد،



شکل ۱- نقشه میادین نفتی خلیج فارس که مورد نمونه‌برداری جهت مطالعه ژئوشیمیایی قرار گرفته‌اند [۱۱]

1. Gotnia Trough
2. Arabian Trough
3. Rub-Al-Khali
4. Callovian-Kimmeridgian
5. Hanifa-Tuwaig
6. Diyab



شکل ۲- نقشه تکتونیکی منطقه خلیج فارس به همراه حوضه‌های اصلی تولید کننده هیدروکربور در منطقه [۸ و ۱۳].

سن زمین‌شناسی		گروه	چینه‌شناسی	سازند	عملکرد		
دوره	زیر دوره				SR	RES	SEAL
کوآترن	پالوسن	فارس		کوآترن			
	میوسن			آغاچاری			
	الیگوسن			میشان			
	اوسن			گچساران			●
	پالئوسن			آسماری		●	
کرتاسه	بالا	بنگستان		چهرمی			
				پابده	●		
				کورپی	●		
				ایلام		●	
ژوراسیک	پایین	خامی		سروک	●	●	
				کژدمی	●		●
				داریان	●	●	
				گدوان		●	●
				فهلپان	●	●	
				هیث			●
				سورمه	●	●	

شکل ۳- ستون چینه‌شناسی حوضه رسوبی خلیج فارس و نقش احتمالی هر یک از سازندها در سیستم‌های نفتی منطقه [۱۱].

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 کلروفورم حل شده و به آهستگی به قسمت بالایی ستون منتقل گردید. با شستشوی ستون کروماتوگرافی به وسیله حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و متانول به ترتیب برش‌های هیدروکربوری اشباع، آروماتیک و رزین جمع‌آوری شد. پس از تبخیر حلال اضافی از هر برش و تغلیظ آنها، نمونه‌ها توزین شد و درصد اجزای تشکیل دهنده نمونه‌ها تعیین گردید.

جهت دست‌یابی به چگونگی توزیع ترکیبات اشباع نمونه‌های نفت و محاسبه پارامترهای مورد نیاز، نمونه‌ها توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی با تزریق برش اشباع و طبق برنامه داده شده به دستگاه، مورد آزمایش قرار گرفت. بدین منظور ۱ μlit از هر نمونه در حلال CS₂ رقیق شد و به دستگاه کروماتوگرافی گازی نوع Hewlett Packard 5890 series II با درجه حرارت انژکتور ۳۰۰°C تزریق گردید.

این دستگاه مجهز به ستون از نوع Agilent DB1 با طول ۵۰ m و قطر ۰/۲ mm به همراه گاز حامل نیتروژن با جریان ثابت ۰/۳ ml/min می‌باشد. دمای اولیه ستون ۳۰°C به مدت پنج دقیقه با افزایش دمای ۳°C/min با حداکثر دمای ۳۲۰°C برنامه‌ریزی شد. نوع آشکارگر شعله یونی^۳ با دمای ۳۲۵°C بود.

برش‌های اشباع و آروماتیک نمونه‌های نفتی مورد مطالعات ایزوتوپی کربن قرار گرفت. این مطالعات به وسیله دستگاه Finnigan Delta Plus mass spectrometer انجام شد و داده‌های حاصل بر اساس استاندارد با دقت ±۰/۲% ارائه گردید. داده‌های حاصل از آنالیزهای مذکور در جدول ۱ ارائه شده است. مقادیر ایزوتوپ‌های پایدار کربن در نمونه‌های مورد مطالعه با علامت دلتا (¹³C) و به صورت قسمت در هزار نمایش داده می‌شود و به صورت زیر محاسبه شده و نسبت به استاندارد PDB سنجیده می‌شود.

$$\delta^{13}C = \frac{(^{13}C/^{12}C)_{Sample} - (^{13}C/^{12}C)_{PDB}}{(^{13}C/^{12}C)_{PDB}} \cdot 1000$$

1. Sulayi

2. Yamama

3. Flame Ionization Detector

علاوه بر سازندهای ژوراسیک، سازند فهلیان و معادل‌های زمانی آن در منطقه همچون سولایی^۱ و یاماما^۲ نیز می‌توانند در تغذیه این مخازن مشارکت داشته باشند [۱۵]. به نظر می‌رسد سازندهای مذکور که غالباً در خارج از پهنه ایرانی خلیج فارس واقع شده‌اند، در تغذیه مخازن میدین نفتی ایران مشارکت داشته‌اند [۴].

در پهنه ایرانی خلیج فارس سازندهای ایلام و سروک (میشریف) به سن کرتاسه بالایی و آسماری (غار) به سن الیگومیوسن در زمره مهم‌ترین و غنی‌ترین مخازن نفتی قرار می‌گیرند. این مخازن احتمالاً توسط سنگ‌های منشاء آلبین (سازند کژدمی) و پالئوسن (سازند پابده) تغذیه شده‌اند. همچنین عضو احمدی سازند سروک (سنومانین) که به صورت محلی گسترش یافته، به عنوان دیگر سنگ منشأ مؤثر در سیستم نفتی کرتاسه میانی تا میوسن پایینی در نظر گرفته می‌شود. نفت‌های تولیدی از این سنگ‌های منشأ بر خلاف سیستم نفتی انتهای ژوراسیک تا اوایل کرتاسه که غالباً با مهاجرت‌های جانبی در مسافت‌های زیاد اقدام به تغذیه میدین مورد مطالعه نموده‌اند [۴]، با حرکتی عمودی از میان شکستگی‌ها به سمت مخازن نفتی که توسط تبخیری‌های ضخیم سازند گچساران (میوسن پایینی) پوشیده شده‌اند، مهاجرت کرده است [۴].

روش مطالعه

تعداد ۳۳ نمونه نفتی از مخازن ژوراسیک تا پالئوژن متعلق به ۱۷ میدان نفتی در بخش ایرانی خلیج فارس به منظور مطالعات ژئوشیمیایی مورد بررسی قرار گرفت (شکل ۱). لازم به ذکر است که تمامی آنالیزهای لازم که شرح آن‌ها در ادامه ارائه می‌گردد، در آزمایشگاه ژئوشیمی دانشگاه علوم و تکنولوژی AGH لهستان انجام شده است. میزان درجه API نمونه‌ها توسط دستگاه چگالی سنج Anton Paar DMA5300M و میزان محتوای سولفور توسط دستگاه Leco SR-12 اندازه‌گیری شد. برش آسفالتن نمونه‌ها توسط نرمال هگزان رسوب داده شد و باقی‌مانده نفت (نمونه بدون آسفالتن یا مالتن) توسط تکنیک کروماتوگرافی ستونی مورد جداسازی برش‌های مختلف قرار گرفت. برای

جدول ۱- مشخصات فیزیکی و مقادیر برش‌های مختلف در نمونه‌های مورد مطالعه

میدان/ مخزن	CPI	Pristane/n-C17	Phytane/n-C18	Pristane/Phytane	Density	API	S%	Saturate (%)	Aromatics (%)	Resin (%)	Asphaltene (%)	$\delta^{13}C_{OIL}$ (‰)	$\delta^{13}C_{Sat}$ (‰)	$\delta^{13}C_{Aro}$ (‰)
فروزان-داریان/شعبیا	۱/۰۱	۰/۱۷	۰/۲۹	۰/۶۹	۰/۹۰	۲۵/۳۰	۲/۱	۴۶/۹۰	۳۳/۷۰	۱۲/۲۰	۷/۲۰	-۲۷/۲	-۲۷/۱	-۲۷/۲
فروزان- فهلیان/ یاماما	۱/۰۱	۰/۱۸	۰/۲۹	۰/۷۷	۰/۸۳	۳۷/۳۰	۱/۸۶۷	۵۳/۰۰	۳۲/۵۰	۱۱/۴۰	۳/۱۰	-۲۷/۲	-۲۷/۲	-۲۷/۲
فروزان- فهلیان/ منیفاء	۱/۰۱	۰/۱۶	۰/۲۵	۰/۷۴	۰/۸۶	۳۱/۵۰	۱/۵۲۴	۵۶/۰۰	۳۰/۳۱	۹/۸۰	۲/۹۰	-۲۷/۲	-۲۷/۳	-۲۷/۱
فروزان- سورمه/عرب	۱/۰۰	۰/۱۶	۰/۲۳	۰/۷۹	۰/۸۴	۳۵/۶۰	۱/۵۲۶	۶۲/۱۰	۲۷/۳۰	۸/۱۰	۲/۵۰	-۲۷	-۲۷	-۲۶/۷
فروزان- کژدمی/ بورغان بی	۱/۰۰	۰/۱۷	۰/۳۱	۰/۶۷	۰/۹۶	۱۵/۳۰	۲/۰۵۴	۴۹/۶۰	۳۱/۵۰	۹/۱۰	۹/۸۰	-۲۷/۲	-۲۷/۴	-۲۷/۲
درود- فهلیان/ منیفاء	۱/۰۱	۰/۱۸	۰/۳۱	۰/۶۷	۰/۹۲	۲۱/۹۰	۲/۶۷۳	۴۱/۹۰	۳۵/۱۰	۱۱/۸۰	۱۱/۲۰	-۲۷/۳	-۲۷/۴	-۲۷/۲
درود- فهلیان/ یاماما	۱/۰۰	۰/۱۶	۰/۲۹	۰/۶۴	۰/۹۰	۲۵/۰۰	۳/۳۰۲	۴۱/۶۰	۳۸/۶۰	۱۲/۲۰	۷/۶۰	-۲۷/۲	-۲۷/۴	-۲۷/۲
درود- آسماری	۱/۰۱	۰/۴۷	۰/۵۹	۰/۹۸	۰/۹۴	۲۰/۰۰	۳/۳۱۷	۳۵/۳۰	۱۰/۳۲	۱۵/۷۰	۹۰/۱۶	-۲۷/۲	-۲۷/۳	-۲۷
خارک- آسماری	۱/۰۰	۰/۳۳	۰/۴۳	۰/۹۲	۰/۹۲	۲۲/۴۰	۳/۶۷۷	۳۸/۰۰	۳۳/۰۰	۱۵/۰۰	۱۶/۰۰	-۲۷/۱	-۲۷/۳	-۲۷/۱
خارک- فهلیان/ منیفاء	۰/۹۸	۰/۲۰	۰/۳۲	۰/۷۵	۰/۸۷	۲۹/۹	۲/۲۹۸	۲۰/۵۵	۳۱/۰۰	۱۱/۴۰	۲/۴۰	-۲۷	-۲۷/۳	-۲۶/۹
خارک- فهلیان/ منیفاء	۰/۹۸	۰/۱۸	۰/۳۱	۰/۷۰	۰/۹۷	۱۳/۲۰	۲/۱۷۱	۳۹/۲۰	۳۱/۶۰	۱۱/۶۰	۱۷/۶۰	-۲۷/۲	-۲۷/۳	-۲۷
ابودز- آسماری	۱/۰۰	۰/۳۶	۰/۴۷	۰/۹۴	۰/۹۲	۲۲/۲۰	۲/۸۱۲	۴۰/۹۰	۳۳/۵۰	۱۴/۳۰	۱۱/۳۰	-۲۷/۴	-۲۷/۷	-۲۷/۴
ابودز- کژدمی/ نهر عمر	۱/۰۵	۰/۸۸	۰/۷۲	۱/۴۱	۰/۹۶	۱۵/۹۰	۱/۵۴۲	۳۰/۴۳	۲۵/۶۰	۱۲/۶۰	۱۸/۵۰	-۲۷/۵	-۲۸/۵	-۲۷/۱
یلال سورمه/ عرب	۰/۹۸	۰/۲۷	۰/۳۲	۱/۰۱	۰/۸۲	۳۹/۲۰	۱/۰۶۴	۷۰/۹۰	۲۱/۳۰	۷/۰۰	۰/۸۰	-۲۷	-۲۷/۳	-۲۶/۶
بلال- سروک	۱/۰۰	۰/۳۰	۰/۳۹	۰/۹۲	۰/۸۹	۲۶/۳۰	۱/۵۳۴	۴۰/۱۰	۳۸/۳۰	۱۳/۵۰	۸/۱۰	-۲۶/۱	-۲۷/۱	-۲۶/۸
رسالت- سورمه/ عرب	۰/۹۷	۰/۲۴	۰/۳۲	۰/۸۸	۰/۸۶	۳۲/۹۰	۰/۹۵۳	۵۵/۰۰	۳۲/۰۰	۱۱/۰۰	۲/۰۰	-۲۶/۷	-۲۷/۳	-۲۶/۵
رسالت- داریان/شعبیا	۰/۹۹	۰/۱۷	۰/۲۵	۰/۷۸	۰/۸۵	۳۳/۷۰	۰/۷۷۲	۵۸/۶۰	۳۰/۱۰	۹/۱۰	۱/۲۰	-۲۶/۳	-۲۶/۳	-۲۶
رسالت- سروک/ میشریف	۱/۰۱	۰/۲۹	۰/۵۸	۰/۵۷	۰/۸۸	۲۸/۷۰	۱/۹۹۲	۴۶/۹۰	۳۴/۷۰	۱۳/۱۰	۵/۳۰	-۲۶/۶	-۲۷	-۲۶/۴
رشادت- داریان	۰/۹۹	۰/۲۵	۰/۳۲	۰/۹۰	۰/۸۵	۳۴/۸۰	۰/۹۵۸	۶۱/۳۰	۲۷/۲۰	۹/۴۰	۲/۱۰	-۲۶/۹	-۲۷/۱	-۲۶/۶
رشادت- سروک/ میشریف	۱/۰۱	۰/۴۱	۰/۵۹	۰/۷۸	۰/۸۹	۲۶/۷۰	۱/۵۲۲	۰۰/۴۷	۳۳/۶۰	۱۵/۳۰	۴/۱۰	-۲۶/۶	-۲۷/۳	-۲۶/۲
سلمان- سورمه/ عرب فوقانی	۰/۹۷	۰/۲۷	۰/۳۴	۰/۹۳	۰/۸۷	۳۰/۵۰	۱/۳۷۱	۶۲/۳۰	۲۷/۵۰	۸/۶۰	۱/۶۰	-۲۶/۹	-۲۷/۲	-۲۶/۳
سلمان- گدوان/ بواب	۰/۹۷	۰/۲۷	۰/۳۴	۰/۹۳	۰/۸۵	۳۴/۴۰	۱/۰۵۴	۶۳/۴۰	۲۶/۹۰	۸/۳۰	۱/۴۰	-۲۶/۹	-۲۷/۲	-۲۶/۴
سلمان- سورمه/ عرب	۰/۹۷	۰/۲۴	۰/۳۵	۰/۸۲	۰/۸۹	۲۷/۶۰	۲/۲۹۲	۵۴/۵۰	۳۱/۵۰	۹/۴۰	۴/۶۰	-۲۶/۸	-۲۷/۱	-۲۷/۷
هندیجان- سروک	۱/۰۱	۰/۷۶	۰/۷۶	۱/۱۱	۰/۹۲	۲۱/۷۰	۳/۱۶	۴۸/۹۰	۲۵/۷۰	۱۶/۵۰	۸/۹۰	-۲۷/۵۵	-۲۸/۳۳	-۲۷/۰۸
بهرگانسر- سروک	۱/۰۱	۰/۸۱	۰/۸۲	۱/۰۱	۰/۹۲	۲۱/۸۰	۲/۳۷۹	۵۳/۱۰	۲۳/۶۰	۹/۸۰	۱۳/۵۰	-۲۷/۶۳	-۲۸/۳۱	-۲۷/۰۶
بهرگانسر- آسماری	۱/۰۴	۰/۳۶	۰/۵۲	۰/۸۰	۰/۸۵	۳۳/۵۰	۲/۴۱۴	۶۴/۵۰	۲۲/۳۰	۸/۴۰	۸۰/۴	-۲۷/۲۷	-۲۷/۳۴	-۲۷/۰۸
نوروز- کژدمی/ نهر عمر	۰/۹۵	۰/۱۸	۰/۹۵	۰/۵۲	۰/۹۵	۱۶/۴۰	۲/۲۲۶	۲۹/۳۰	۳۲/۷۰	۱۹/۷۰	۱۸/۳۰	-۲۷/۶۱	-۲۷/۸۷	-۲۷/۵۴
سروش- بورغان	۱/۰۳	۰/۶۹	۰/۸۶	۰/۷۹	۰/۹۸	۱۲/۲۰	۱/۸۹۳	۴۳/۶۰	۳۲/۰۰	۷/۶۰	۱۶/۸۰	-۲۷/۷۹	-۲۸/۱۱	-۲۷/۶
سیری دی- سروک/ میشریف	۱/۰۰	۰/۳۹	۰/۶۰	۰/۷۴	۰/۸۸	۲۷/۸۰	۲/۱۷	۴۸/۵۰	۳۴/۸۰	۱۲/۰۰	۴/۷۰	-۲۶/۶	-۲۷/۱	-۲۶/۲
نصرت- سروک- میشریف	۱/۰۰	۰/۳۸	۰/۵۹	۰/۷۴	۰/۹۸	۲۶/۱۰	۲/۰۵۴	۶۰/۶۰	۲۷/۰۰	۸/۹۰	۳/۵۰	-۲۶/۷	-۲۷/۱	-۲۶/۵
سیری ای- سروک- میشریف	۱/۰۱	۰/۴۰	۰/۵۸	۰/۸۰	۰/۹۸	۲۷/۷۰	۱/۵۷۵	۱۰/۵۴	۳۱/۵۰	۱۱/۴۰	۳/۰۰	-۲۶/۵	-۲۷/۲	-۲۶/۲
سیری آ- ایلام	۱/۰۱	۰/۳۹	۰/۵۵	۰/۸۲	۰/۸۶	۳۱/۴۰	۱/۲۵۵	۵۴/۹۰	۳۰/۲۰	۱۲/۱۰	۲/۸۰	-۲۶/۶	-۲۷/۱	-۲۶
سیری سی- سروک/ میشریف	۱/۰۰	۰/۴۰	۰/۶۱	۰/۷۶	۰/۸۹	۲۷/۲۰	۱/۵۷۵	۴۵/۸۰	۳۴/۵۰	۱۵/۲۰	۴/۵۰	-۲۶/۵	-۲۷/۱	-۲۵/۹

نتایج و بحث

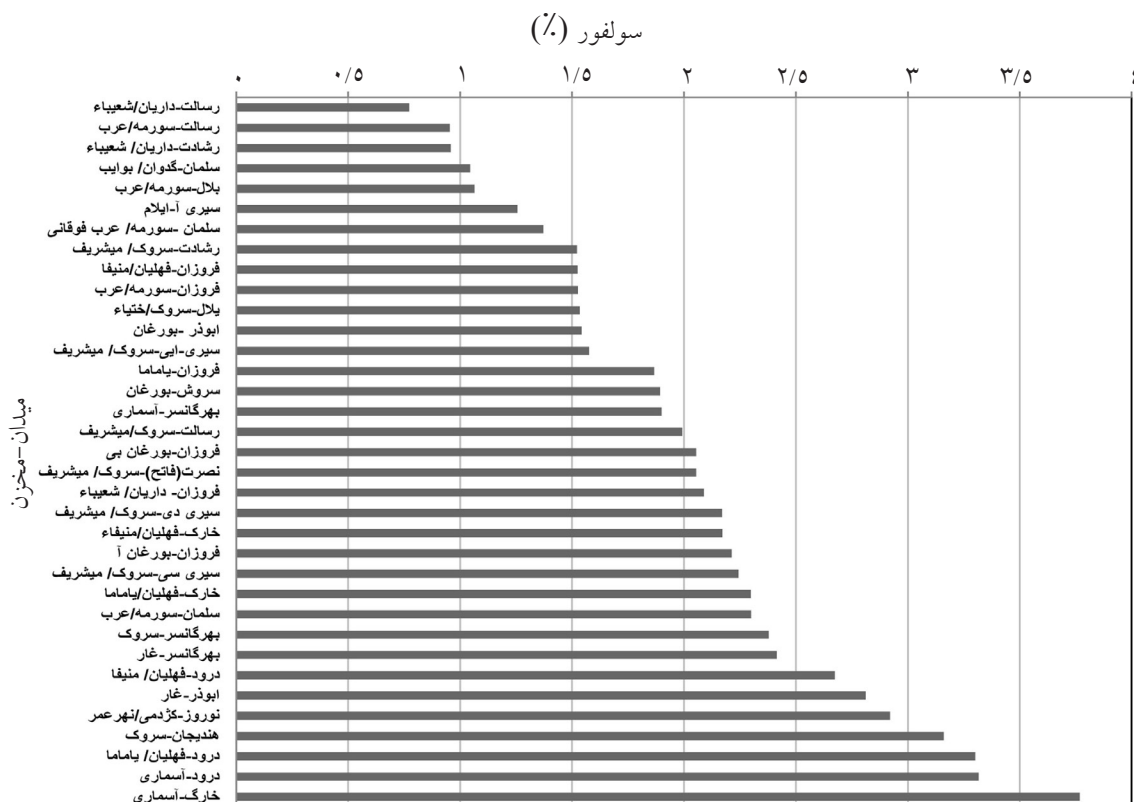
خواص کلی نمونه‌های نفتی

دانسیته نمونه‌های نفتی مورد مطالعه که رابطه تنگاتنگی با ترکیب شیمیایی نمونه‌ها دارد از ۱۲/۲ تا ۳۹/۲ درجه API متغیر می‌باشد. مقادیر برش آسفالتن در محدوده ۰/۸ تا ۱۸/۵٪ قرار دارد. برش اشباع با محتوی ۲۹/۳ تا ۷۰/۹٪، بیشترین سهم را در تشکیل مالتن دارد، در حالی که برش‌های آروماتیک و ترکیبات قطبی به ترتیب دارای فراوانی ۲۲/۳-۳۸/۳ و ۷-۱۵/۷٪ می‌باشند. بر اساس مقادیر برش‌های مختلف می‌توان نمونه‌های نفتی مورد مطالعه را در گروه نفت‌های پارافینیک تا پارافینیک-نفتنیک طبقه‌بندی نمود [۱۶].

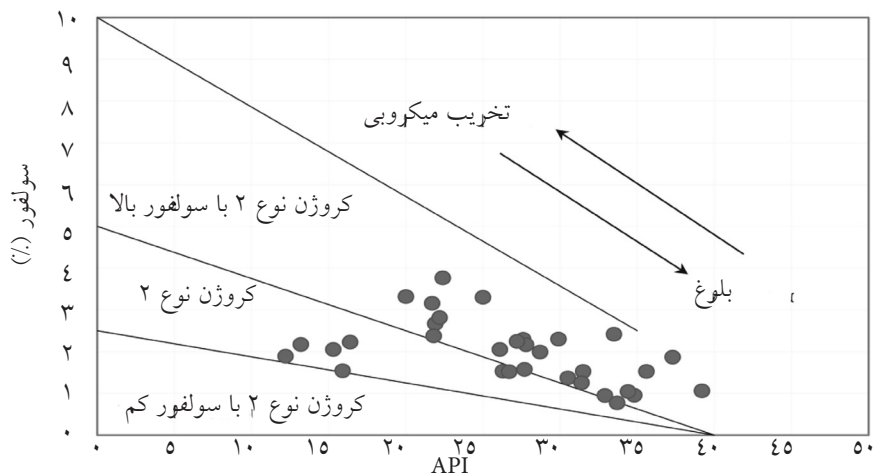
محتوای سولفور نمونه‌های نفتی با یک روند افزایشی از شرق خلیج فارس به سمت غرب و شمال‌غربی از ۰/۷۷٪ در میدان رسالت (سازند داریان) تا ۳/۷٪ در میدان خارگ (سازند آسماری) متغیر می‌باشد. هرچند نفت‌های

منطقه سیری سولفور بیشتری نسبت به میدان رسالت را دارند (شکل ۴). بر اساس طبقه بندی تیسوت و ولته [۱۳] می‌توان نمونه‌های مورد مطالعه را در زمره نفت‌های با سولفور بالا در نظر گرفت. بر اساس میزان محتوای سولفور و مقادیر API و با در نظر گرفتن این واقعیت که با افزایش API، محتوی سولفور نمونه‌ها کاهش می‌یابد [۱۷]، می‌توان نتیجه گرفت که نمونه‌های مورد مطالعه از سنگ‌های منشاء کربناته حاوی کروژن نوع دو سولفوردار (II-S) نشأت یافته‌اند (شکل ۵).

بر اساس مطالعات انجام گرفته در مخازن شرقی عربستان سعودی، نفت مخازن ژوراسیک دارای API در حدود ۲۵ تا ۳۵ و محتوی سولفور ۱ تا ۴٪ یا بیشتر می‌باشد که دارای تطابق مناسبی با سنگ منشاء کربناته نهشته شده در محیط دریایی می‌باشد [۱۸] همچنین موريس نفت‌های سنگین عربستان که سولفور بالا دارد را نشأت گرفته از کروژن‌های غنی از سولفور سازندهای ژوراسیک بالایی (حنیفا و توویق) می‌داند.



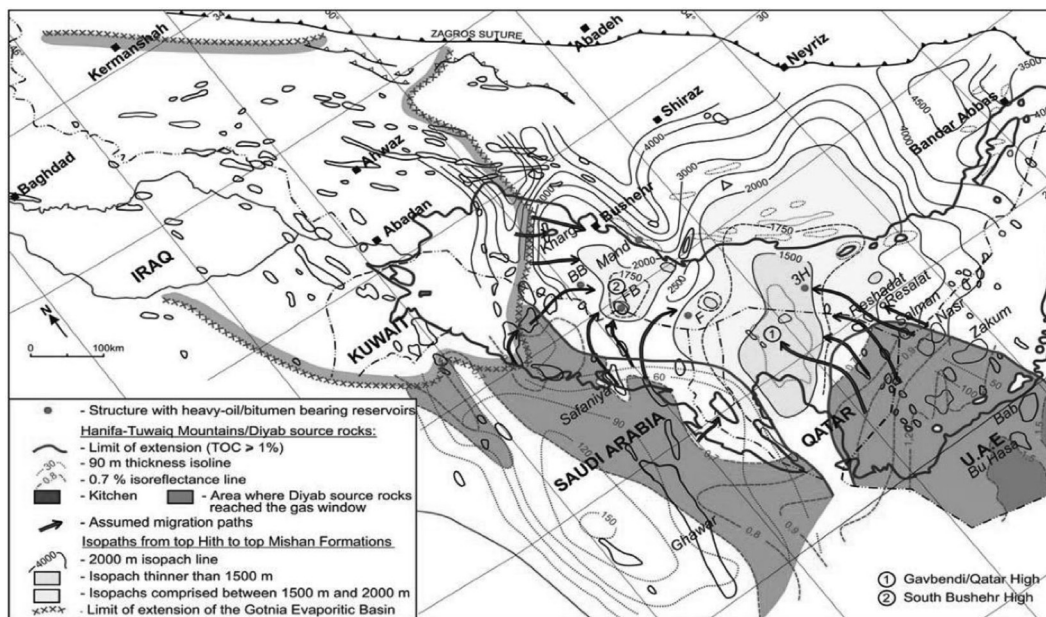
شکل ۴- محتوای سولفور در نمونه‌های نفتی مورد مطالعه در سرتاسر خلیج فارس



شکل ۵- تعیین نوع کروژن بر اساس میزان محتوای سولفور و مقادیر API [۲۸]

بلندی‌های محلی همچون قطر- گاوبندی و جنوب بوشهر صورت گرفته است. همچنین در شمالی‌ترین قسمت خلیج فارس در خارگ، نفت‌های تولید شده توسط سازندهای گرو و سرگلو به همراه نفت‌های مهاجرت یافته از سنگ‌های منشاء مذکور در مخازن پایینی این میدان تجمع یافته‌اند. مهاجرت جانبی نفت‌های تولید شده توسط افق‌های کرتاسه پایینی و معادل‌های زمانی آن در قسمت جنوبی حوضه رسوبی مزوپوتامین، به سمت بلندی‌های دیرینه در منطقه توسط مدل‌سازی سه‌بعدی سیستم نفتی ژوراسیک بالایی- کرتاسه در مخازن نفتی جنوب عراق پیشنهاد شده است [۱۵].

بر اساس مطالعات بردانف و اگنر [۴] در عربستان سعودی و ابوظبی، ساختارهای نمکی ابتدایی با روند شمالی - جنوبی، قسمتی از نفت‌های تولید شده توسط سنگ‌های منشاء ژوراسیک بالایی را تا سر حد نقطه فرار در خود جای داده‌اند. بر اساس ژئومتری سازند عرب که در نقش سنگ مخزن سنگ حامل است، مابقی نفت‌های تولید شده بنابر توپوگرافی منطقه به سمت بلندی قطر- گاوبندی مهاجرت کرده است. مسیرهای احتمالی مهاجرت می‌تواند بر اساس ژئومتری سازند عرب به شکل ۶ بازسازی شود. این مهاجرت با شیب کم و در مسافت‌هایی که طول آنها در برخی موارد به بیش از ۱۰۰ km می‌رسد؛ به سمت



شکل ۶- مسیرهای مهاجرت احتمالی نفت‌های منشأ یافته از سازندهای حنیفا-تویوق و دیاب به سمت بلندی قطر- گاوبندی [۴].

نفت با سولفور بیشتر از ۱٪ تولید می‌کند، اگرچه تخریب میکروبی می‌تواند باعث افزایش آن شود [۲۳ و ۲۵].

بر این اساس غالب نمونه‌های نفتی از سنگ منشأهای کربناته نشات گرفته‌اند. البته در برخی موارد مقداری مخلوط شدگی با نفت‌های شیلی روی می‌دهد که در شکل ۹ قابل مشاهده است. همچنین با توجه به نسبت ایزوپروپونوئیدهای خطی پرستان و فیتان مشخص می‌گردد که تخریب میکروبی نمی‌تواند به عنوان عاملی تعیین کننده در مطالعه نمونه‌های نفتی مورد نظر قرار گیرد [۲۴].

میزان اندیس ترجیحی کربن فرد به زوج (CPI) در محدوده nC₂₂-nC₃₀ در نفت منشأ گرفته از سنگ‌های کربناته نزدیک به یک می‌باشد. میزان CPI بیشتر از یک می‌تواند نمایانگر منشأ قاره‌ای مواد آلی و پایین بودن سطح بلوغ آنها باشد [۱۷]. مقادیر CPI نمونه‌های نفتی مورد مطالعه خلیج فارس در محدوده ۰/۹۵ تا ۱/۰۵ متغیر است و با توجه به نسبت مقادیر ایزوپروپونوئیدهای خطی می‌توان نتیجه گرفت که این نمونه‌ها نشات گرفته از سنگ‌های منشأ دریایی نهشته شده در محیط احیایی می‌باشد.

اندیس ترجیحی کربن فرد به زوج را می‌توان جهت ارزیابی بلوغ سنگ‌های منشأ نیز به کار برد. بر اساس نظر هانت [۱۷] هیدروکربن‌های تولیدی از سنگ‌های منشأ بالغ دارای مقادیر CPI بین ۰/۹ تا ۱/۳ می‌باشند. مقادیر CPI نمونه‌های نفتی در حدود یک می‌باشد که بلوغ بالای سنگ‌های منشأ تولید کننده این نمونه‌ها را نشان می‌دهد.

مطالعات ایزوتوپی

سافر (۱۹۸۴) با استفاده از اختلاف دو معادله نفت‌های دریایی و خشکی یک پارامتر آماری CV^۲ تعریف نمود. نفت‌های با CV بزرگتر از ۰/۴۷ نشان دهنده وجود مواد آلی خشکی در سنگ منشأ و مقادیر کمتر از ۰/۴۷ نشان دهنده مواد آلی دریایی می‌باشد [۳۰].

بنابر مطالعات صورت گرفته در فروافتادگی دزفول و مناطق همجوار، تطابق مثبتی بین خصوصیات فیزیکی نمونه‌های نفتی مورد مطالعه با سنگ منشأ کژدمی مشاهده می‌شود. مواد آلی سازند کژدمی غالباً از نوع جلبکی بدون مشارکت مواد آلی خشکی می‌باشد [۱۹]. محتوای بالای سولفور کروژن نمونه‌های برداشت شده سطحی در کوه بنگستان از ۴/۹۵ تا ۵/۵٪ متفاوت است [۴]. این مقادیر از سولفور به همراه اندیس هیدروژن بالا (۵۰۰ تا ۷۰۰ گرم هیدروکربن بر کیلوگرم سنگ) سازند کژدمی را در رده سنگ‌های منشأ تیپ ۲ سولفوردار قرار می‌دهد [۳۱]. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که سنگ منشأ کژدمی می‌تواند در شارژ مخازن نفتی خلیج فارس، مخصوصاً میادین واقع در قسمت غرب و شمال غربی، مشارکت داشته باشد. این نتایج توسط مطالعات کروماتوگرافی گازی و ایزوتوپی تأیید می‌گردد.

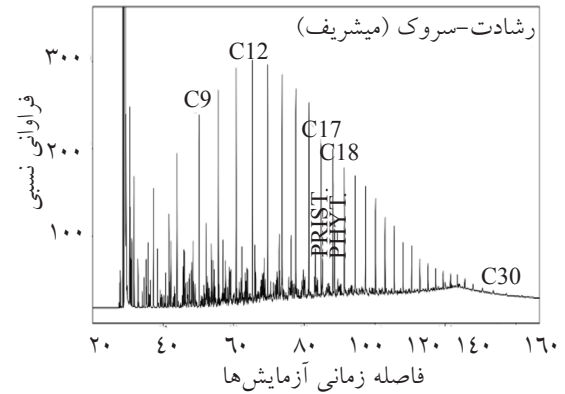
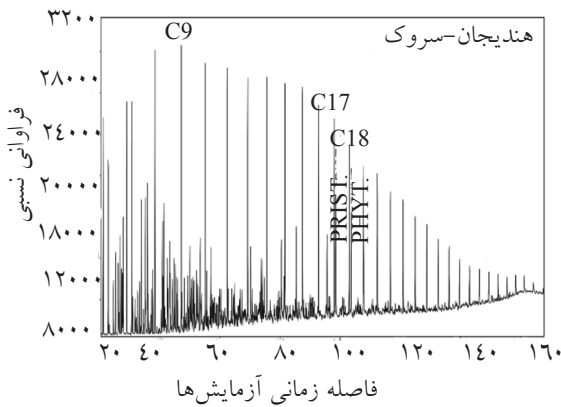
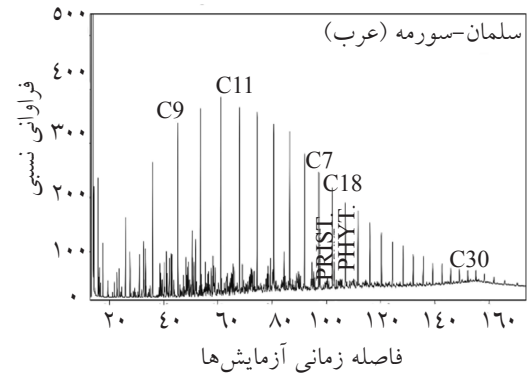
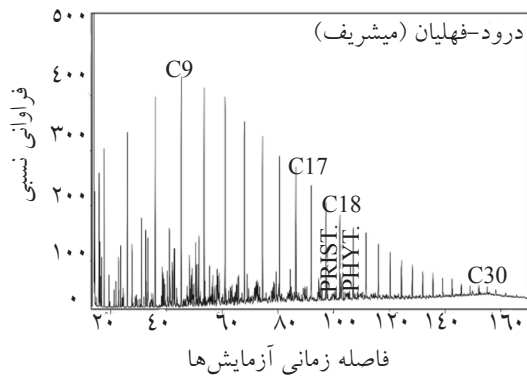
مطالعات کروماتوگرافی گازی

همان‌گونه که در شکل ۷ مشاهده می‌شود توزیع آلکان‌های نرمال و ایزوپروپونوئیدها در تمامی نمونه‌های نفتی مشابه یکدیگر می‌باشد. تمامی نمونه‌ها دارای توزیع زنگوله‌ای^۱ با مقدار بیشینه در محدوده هیدروکربن‌های با زنجیره کوتاه می‌باشند که مشخصه هیدروکربن‌های تولید شده از مواد آلی دریایی است [۲۰].

از نسبت‌های Pri/n-C17 و Phy/n-C18 برای تعیین محیط رسوب‌گذاری و نوع مواد آلی حین نهشته شدن سنگ منشأ محتمل استفاده می‌شود [۲۱]. همان‌طور که در شکل ۸ مشاهده می‌گردد، بیشتر نفت‌ها از سنگ منشأ دریایی با کروژن نوع II که در شرایط احیایی نهشته شده‌اند، تولید می‌گردد.

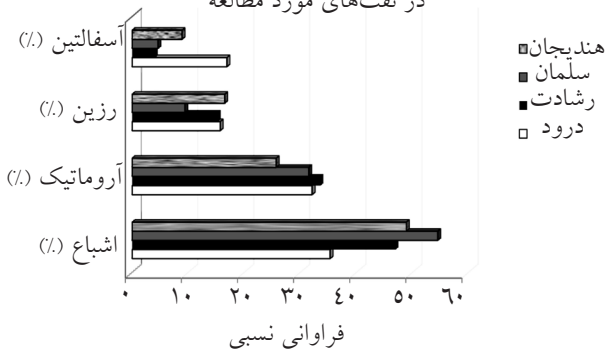
از نسبت‌های Pri/Phy و درصد سولفور برای تعیین نوع مواد آلی و لیتولوژی استفاده می‌شود. بدین صورت که نسبت Pri/Phy کمتر از ۱ نشان دهنده مواد آلی تیپ I یا II-S است که در شرایط غیر اکسیدان نهشته شده‌است. نسبت Pri/Phy بین ۱ تا ۳ نشان دهنده مواد آلی تیپ II و نسبت‌های بزرگتر از ۳ معرف مواد آلی تیپ III می‌باشد [۲۲]. همچنین شیل‌های دریایی، نفت با محتوای سولفور کم (کمتر از ۱٪) و کربنات‌ها،

1. Monomodal
2. Canonical Variable

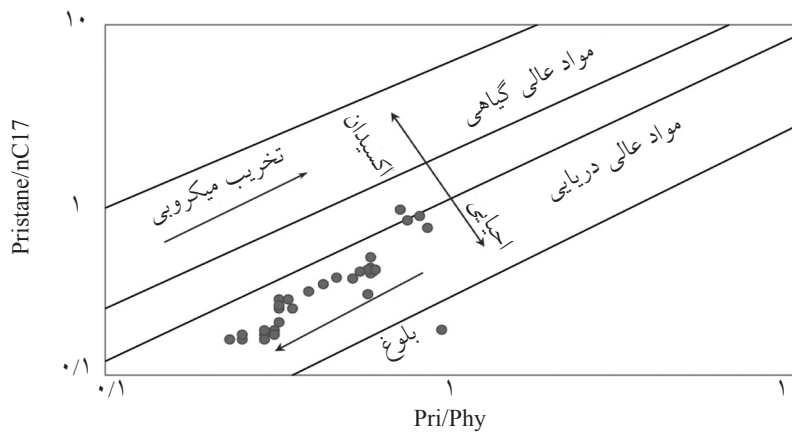


مقایسه فراوانی نسبی ترکیبات موجود در نفت‌های مورد مطالعه

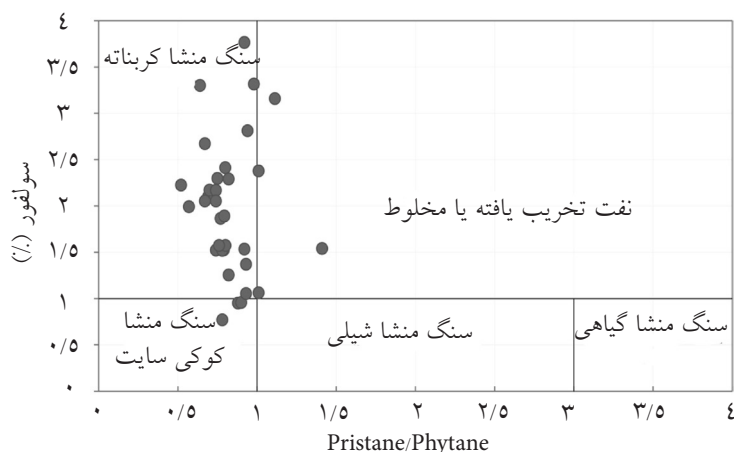
CV	فیتان / پریستان (%)	سولفور (%)	API	عمق (m)	میدان
-۰/۷۴	۰/۷۸	۱/۵۲	۲۶/۷	۱۲۱۸	رشادت
-۰/۰۹	۱/۱۱	۳/۱۶	۲۱/۷	۲۹۱۹	هنديجان
-۱/۲۲	۰۰/۹۳	۱/۳۷	۳۰/۵	۲۲۷۲	سلمان
-۲/۷۱	۰/۶۷	۲/۶۷	۲۱/۹	۳۵۳۸	درد



شکل ۷- کروماتوگرام نمونه‌های نفتی آنالیز شده در خلیج فارس



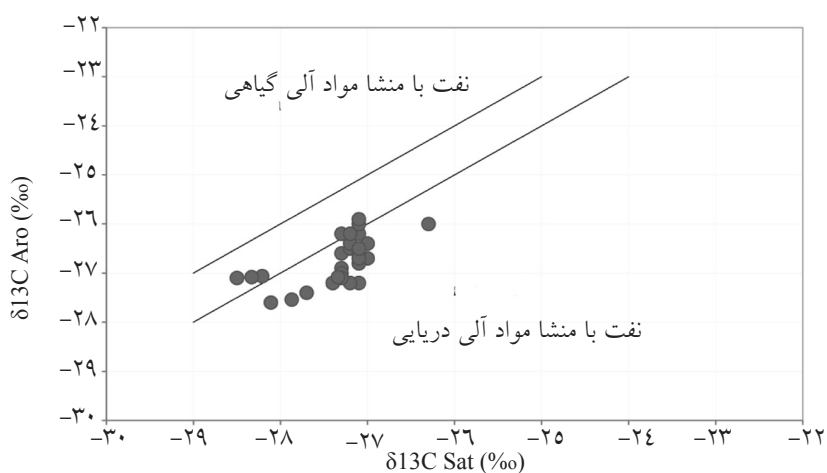
شکل ۸- نسبت ایزوپروپونوئیدهای خطی به آلکان‌های نرمال [۲۱]



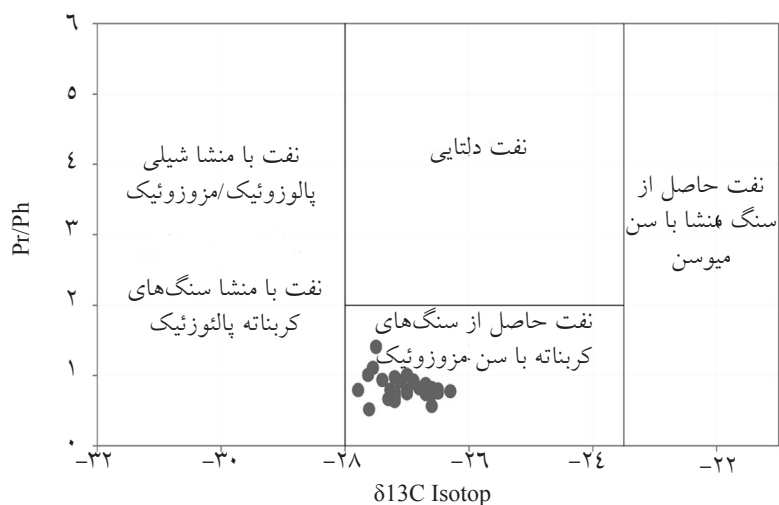
شکل ۹- نسبت پریستان به فیتان در برابر محتوای سولفور نشان‌دهنده نشات گرفتن بیشتر نمونه‌ها از سنگ‌های منشا کربناته می‌باشد [۲۴ و ۲۹]

همان‌طور که در شکل ۱۰ نشان داده شده، غالب نمونه‌های مورد مطالعه از سنگ منشا کربناته دریایی نهشته شده در شرایط احیایی نشات گرفته‌اند و اکثر نمونه‌ها محیط رسوبی دریایی برای سنگ‌های منشا احتمالی را نشان می‌دهند [۳۰]. تنها سه نمونه نفتی مخزن بورگان میدان ابوذر و مخزن سروک میادین بهرگانسر و هنديجان تا حدودی بیان‌گر سنگ منشا با ورودی مواد آلی خشکی می‌باشد. مشارکت سنگ‌های منشا با ورودی مواد آلی خشکی در تغذیه این مخازن با توجه به قرارگیری آنها در نزدیکی فروافتادگی دزفول، به ویژه میادین بهرگانسر و هنديجان و همچنین وجود شرایط مناسب برای رسوب‌گذاری و تدفین سازندهای با پتانسیل تولید هیدروکربور در جنوب حوضه رسوبی مزوپوتامین و تراف بینک [۴ و ۱۵] از منظر زمین‌شناسی قابل توجهی می‌باشد. مقدار ایزوتوپ کربن تمامی نمونه‌ها در محدوده بین ۲۸- تا ۲۶- قرار می‌گیرد که اگر آن را در برابر نسبت

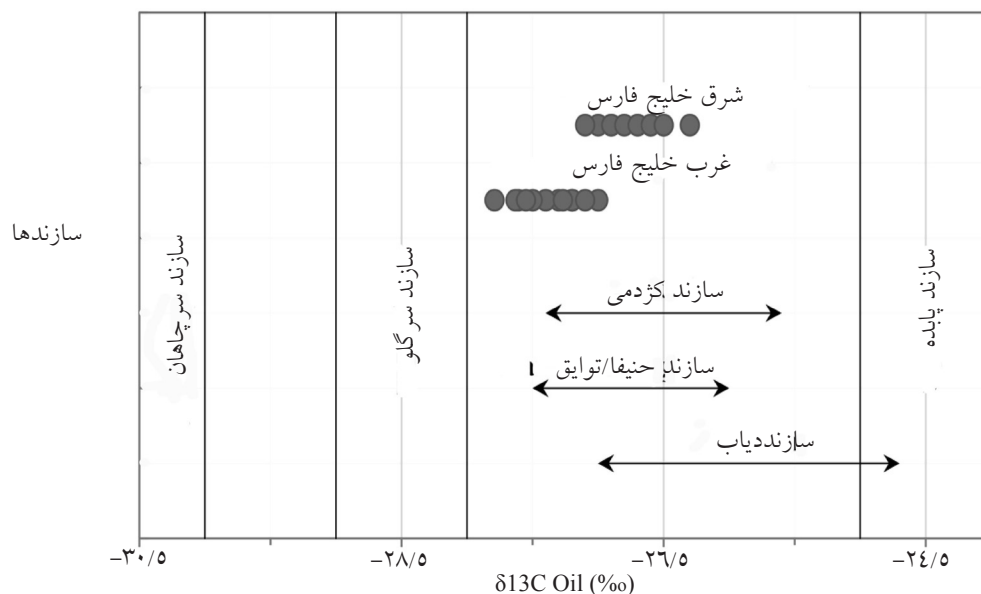
Pr/Ph قرار دهیم، [۲۹] نشان‌دهنده سنگ‌های منشا کربناته به سن مزوزویک برای تمامی نمونه‌های نفتی می‌باشد (شکل ۱۱) و تطابق خوبی با سنگ‌های منشا اصلی این منطقه همانند کژدمی، حنیفا-تویوق، دیاب، سرگلو، گرو و احمدی که همگی مربوط به زمان مزوزویک هستند، نشان می‌دهد. کروژن سنگ منشاء حنیفا-تویوق [۲۶] دارای نسبت ایزوتوپی ۲۷/۵% تا ۲۶% و سنگ منشا دیاب در شرق خلیج فارس دارای مقدار ۲۴/۷% تا ۲۷% می‌باشد [۲۷]. بنابر گزارش بوردانو و بروود [۲۸] نسبت ایزوتوپ کربن کروژن شیل‌های سرچاهان در کوه گهکم ۳۰% می‌باشد. همچنین سرگلو در لرستان دارای نسبت ایزوتوپی ۲۸% تا ۲۹/۲%، کژدمی در فروافتادگی دزفول دارای ایزوتوپ ۲۵/۶% تا ۲۷/۴% و پابده دارای ایزوتوپ کروژن ۲۳/۹% تا ۲۵/۳% می‌باشد (شکل ۱۲).



شکل ۱۰- نمودار مقادیر ایزوتوپ کربن پایدار برش اشباع در برابر برش آروماتیک [۳۰]



شکل ۱۱- مقادیر ایزوتوپ کربن نمونه‌های نفتی در برابر نسبت ایزوپرونوئیدهای خطی [۲۹].



شکل ۱۲- محدوده ایزوتوپی نمونه‌های نفتی و سنگ‌های منشأ احتمالی در منطقه خلیج فارس و مقایسه آن‌ها با یکدیگر

نتیجه‌گیری

۳۳ نمونه نفتی از میدین واقع در بخش ایرانی خلیج فارس به منظور شناسایی خصوصیات فیزیکی و شیمیایی و تعیین ویژگی‌های سنگ‌های منشأ احتمالی مرتبط با آنها مورد مطالعه ژئوشیمیایی قرار گرفت. مطالعات ژئوشیمیایی نمونه‌های نفتی بیان‌گر وجود بازه وسیعی برای میزان کیفیت نفت‌ها با توجه به درجه API (۱۲/۲-۳۹/۲) و محتوای سولفور (۰/۶۵-۳/۷٪) می‌باشد. بر این اساس نمونه‌های نفتی خلیج فارس در رده نفت‌های سولفوردار قرار می‌گیرند. همچنین می‌توان یک روند کاهشی کلی در میزان سولفور نمونه‌های نفتی از غرب و شمال غرب خلیج

همان‌گونه که مشاهده می‌شود بر اساس تطابق مقادیر ایزوتوپ کربن نمونه‌های مورد مطالعه با سنگ‌های منشأ شناخته شده در منطقه، می‌توان سنگ‌های منشأ دیاب، حنیفا-تویق و کژدمی را به عنوان سنگ‌های منشأ اصلی هیدروکربورهای تجمع یافته در میدین مورد مطالعه در نظر گرفت. همچنین، شکل ۱۲ بیان‌گر محتوای ایزوتوپ کربن سبک‌تر نفت‌های مخازن غرب و شمال غربی خلیج فارس نسبت به میدین شرقی می‌باشد. این حقیقت می‌تواند به واسطه مشارکت سنگ‌های منشأ قدیمی‌تر همچون سازند سرگلو و حتی سازندهای سیلورین در تغذیه این مخازن ایجاد شده باشد.

اصلی شناخته شده در منطقه و همچنین در نظر گرفتن جغرافیای دیرینه منطقه و مسیرهای مهاجرت احتمالی، می‌توان سازندهای دیاب، حنیفا-تویق و کژدمی را به عنوان سنگ‌های منشا اصلی تغذیه کننده مخازن در نظر گرفت. لازم به ذکر است تخریب میکروبی قابل ملاحظه‌ای بر روی نمونه‌ها صورت نگرفته است. بنابراین، این پدیده نمی‌تواند به عنوان پارامتر تاثیر گذار بر روی خصوصیات فیزیکی و شیمیایی در نظر گرفته شود.

فارس به سمت شرق در نظر گرفت. بر پایه میزان درصد برش‌های مختلف هیدروکربوری، بیشتر نمونه‌های نفتی در رده نفت‌های پارافینیکی طبقه‌بندی شدند. نسبت‌های ژئوشیمیایی حاصل از آلکان‌های نرمال، ایزوپرنوئیدهای خطی و همچنین نسبت‌های ایزوتوپ کربن نفت‌های مورد مطالعه بیان‌گر تولید احتمالی این نفت‌ها از سنگ‌های منشا کربناته دریایی حاوی کروژن‌های نوع II و II-S با سن مزوزویک نهشته شده در شرایط غیر اکسیدان می‌باشد. با توجه به این خصوصیات و تطابق آنها با سنگ‌های منشاء

منابع

- [1]. Rabbani A. R., "Petroleum geochemistry", Offshore SE Iran. *Geochemistry International* 45, pp. 1164-1172, 2007.
- [2]. Rabbani A. R., "Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf", *Journal of Petroleum Geology* 31, pp. 303-316, 2008.
- [3]. Sharland P. R., Archer R., Casey D. M., Davies R. B., Hall S. H., Heward A. P., Horbury A. D. and Simmons M. D., *Arabian plate sequence stratigraphy*, Gulf Petrolink, Manama, Bahrain, 2001.
- [4]. Bordenave M. L., 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*, in: Leturmy, P., Robin, C. (Eds.), *Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic*. Geological Society Special Publication 330, London, 2010.
- [5]. Murris R. J., "Middle east-stratigraphic evolution and oil habitat", *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 64, pp. 597-618, 1980.
- [6]. Pollastro R. M., *Total petroleum systems of the paleozoic and jurassic*, Greater Ghawar Uplift and Adjoining Provinces of Central Saudi Arabia and Northern Arabian-Persian Gulf, U.S. Geological Survey Bulletin 2202-H, 2003.
- [7]. Alsharhan A. S. and Nairn A. E. M., "Chapter 10 - hydrocarbon habitat of the middle east: an overview", *Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East*. Elsevier Science B.V., Amsterdam, pp. 467-523, 1997.
- [8]. Konyuhov A. I. and Maleki B., "The persian gulf Basin: geological history", *Sedimentary Formations, and Petroleum Potential*. *Lithology and Mineral Resources* 41, 385-404, 2006.
- [9]. Ayres M. G., Bilal M., Jones R. W., Slenz L. W., Tartir M. and Wilson A. O., *Hydrocarbon habitat in main producing areas*, Saudi Arabia. *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 66, 1982.
- [10]. Bordenave M. L., *The middle cretaceous to early miocene petroleum system in the zagros domain of Iran, and its prospect evaluation*, American Association of Petroleum Geologist Convention, Houston 2002.
- [11]. Scott R. W., Frost S. H. and Shaffer B. L., *Early cretaceous sea-level curves*, Gulf Coast and southeastern Arabia: In *Sea-level Changes- an integrated approach*. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1988.
- [12]. Abeed Q., Littke R., Strozyk F. and Uffman A. K., "The upper jurassic-cretaceous petroleum system of southern Iraq: A 3-D basin modelling study", *GeoArabia* 18, pp. 179-200, 2013.
- [13]. Tissot B. P. and Welte D. H., *Petroleum formation and occurrence*, 2nd ed. Springer-Verlag, Berlin, 1984.
- [14]. Hunt J. M., *Petroleum geochemistry and geology*, 2nd ed. W. H. Freeman and Company, New York, 1996.

- [15]. Cole G. A., Carrigan H. H., Colling E. L., Halpern H. I., Al-Khadhrawi M. R. and Jones P. J., *Organic geochemistry of the Jurassic petroleum system in Eastern Saudi Arabia*, in: Embry, A.F., Beauchamp, B., Closs, D.J. (Eds.), *Pangea, global environments and resources*. Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 17, 1994.
- [16]. Ala M. A., Kinghorn R. R. F. and Rahman M., "*Organic geochemistry and source rock characteristic of the Zagros petroleum province*", Southwest Iran. *Journal of Petroleum Geology* 3, pp. 61-89, 1980.
- [17]. Peters K. E., Walters C. C. and Moldowan J. M., *The biomarker guide*, 2nd ed. Cambridge University Press, New York, 2005.
- [18]. Connan J. and Cassou A. M., "*Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels*", *Geochimica et Cosmochimica Acta* 44, pp. 1-23, 1980.
- [19]. Volkman J. K., Maxwell J. R., "*Acyclic isoprenoids as biological markers*", in: Johns, R.B. (Ed.), *Biological markers in the sedimentary record*. Elsevier, New York, pp. 1– 42, 1986.
- [20]. Mello M. R., Gaglianone P. C., Brassell S. C. and Maxwell J. R., "*Geochemical and biological marker assessment of depositional environments using Brazilian offshore oils*", *Marine and Petroleum Geology* 5, pp. 205-223, 1988.
- [21]. 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*", *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 91, pp. 445-473, 2007.
- [22]. Peters K. E., Ramos L.S., Zumberge J. E., Valin Z. C., Scotese C. R. and Gautier D. L., "*Circum-Arctic petroleum systems identified using decision-tree chemometrics*", *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 91, 877-913, 2007.
- [23]. Carrigan W. J., Cole G. A., Colling E. L. and Jones P. J., "*Geochemistry of the upper jurassic tuwaiq mountain and hanifa formation petroleum source rocks of eastern Saudi Arabia*", *Petroleum Source Rock Series, Case Book in Earth Sciences*, Katz, B. J. ed. Springer, Berlin, pp. 67–87, 1995.
- [24]. Hassan T. H. and Azer S., "*The occurrence and origin of oil in offshore Abu Dhabi*", Middle East Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, Bahrain, pp. 143-160, 1985.
- [25]. Bordenave M. L. and Burwood R., "*Source rock distribution and maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of the Asmari and Bangestan Reservoir oil accumulations*", *Organic Geochemistry* 16, 369-387, 1990.
- [26]-Rabbani, A.R., Kotarba, M.J., Baniasad, A.R., Hosseiny, E., Wieclaw, D., "*Geochemical characteristics and genetic types of the crude oils from the iranian sector of the persian gulf*". *Organic Geochemistry* 70, pp. 29-43, 2014.
- [27]. Ziegler M., "*Late permian to holocene paleofacies evolution of the arabian plate and its hydrocarbon occurrences*", *GeoArabia* 6, 445–504, 2001.
- [28]. Orr W. L., "*Evaluating kerogen sulfur content from crude oil properties: Cooperative Monterey Organic Geochemistry Study*", in: Isaacs, C.M., Rullkotter, J. (Eds.), *The Monterey Formation – from rocks to molecules*. Columbia University Press, New York, pp. 348-367, 2001.
- [29]. Chung H. M., Rooney M. A., Toon M. B. and Claypool G. E., "*Carbon isotopic composition of marine crude oils*", *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 76, pp.1000– 1007, 1992.
- [31]. Orr W. L., "*Kerogen, asphaltenes, sulfur relationship in the Monterrey Shales*", In: *Advances in Geochemistry* 1985. *Organic Geochemistry* 10, pp. 499-516, 1986.
- [30]. Sofer Z., "*Stable carbon isotope composition of crude oils: Application to source depositional environments and petroleum alteration*", *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 68, pp.31-49, 1984.