

## مطالعه بیومارگری نفت مخزن آسماری، میدین واقع در حاشیه شمال شرق دزفول فروافتاده

محمود معماریانی<sup>۱</sup> و علیرضا بنی اسد<sup>۲</sup>

۱- پژوهشگاه صنعت نفت، ۲- دانشگاه آزاد اسلامی - واحد علوم و تحقیقات

### چکیده

میدین مسجد سلیمان، هفتکل، پرسیاه و نفت سفید، از میدین تولیدی هستند که در حاشیه جبهه کوهستانی شمال شرقی فروافتادگی دزفول قرار دارند. در این کار تحقیقاتی به منظور تطابق ژئوشیمیائی و تعیین سیستم‌های نفتی مخزن آسماری میدین مذکور، نمونه‌های نفتی از این میدین بوسیله تکنیک‌های کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی مورد مطالعات بیومارگری قرار گرفته‌است. بررسی نتایج بدست آمده از مطالعات بیومارگری نمونه‌های نفتی نشان دهنده وجود دو سیستم نفتی احتمالی در این منطقه می‌باشد، یک سیستم نفتی اصلی که تولید، مهاجرت و انباشت هیدروکربن در هر چهار میدان را تحت کنترل داشته‌است و یک سیستم نفتی فرعی که اختلاط نفت در میدین پرسیاه و مسجد سلیمان را با منشا دیگر باعث شده‌است. پارامترهای مختلف بیومارکرهای هوپانی، استرانی، مقادیر پرستان به فیتان و همچنین توزیع آلکان‌های نرمال بیانگر تولید این نفت‌ها از سنگ‌های منشاء دریائی کربناته و کربناته-کلاستیک در یک محیط احیائی می‌باشند، نوع کروژن تولید کننده نفت‌ها از نوع II با مشارکت اندکی از کروژن نوع III بوده و نفت‌ها دارای بلوغی در حد اوایل پنجره نفت‌زائی و عدم تحمل پدیده دگرسائی شدید می‌باشند. توزیع ایزوتوپ 13C و حضور بیومارکر اولینان در نفت مخزن آسماری میدین پرسیاه و مسجد سلیمان و اندک تفاوت‌ها عمدتاً در لیتولوژی و میزان بلوغ- احتمالاً ناشی از اختلاط نفت‌ها از دو سنگ منشاء می‌باشد، سازند پابده (اوسن- الیگوسن) با درجه اهمیت بسیار کمتر از سازند کزدمی (آلبین) که تغذیه کننده اصلی می‌باشد.

**کلید واژه :** فروافتادگی دزفول، آسماری، میدین حاشیه شرقی، کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی، سیستم های نفت

## ۱- مقدمه

جنوب غربی ایران یکی از غنی‌ترین مناطق تولیدی نفت در جهان است [۱]، که رویهم‌رفته 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 شده‌است [۳-۶] با این وجود، ابهامات قابل توجهی در رابطه با منشأ هیدروکربن های موجود در این منطقه وجود دارد.

رشته کوه‌های زاگرس که در نتیجه کوه‌زائی میوسن-پلیوسن شکل گرفته‌اند دارای دو بالا آمدگی لرستان در شمال و فارس در جنوب می‌باشند [۷]. منطقه‌ای فروافتاده به مساحت ۶۰/۰۰۰ کیلومتر مربع واقع شده در این بین به نام فروافتادگی دزفول شناخته می‌شود که شامل ۴۵ میدان نفتی که اکثراً دارای کلاهدک گازی هستند می‌باشد [۷،۸]. در حدود ۹۵٪ نفت درجای این منطقه در مخازن آهکی (الیگومیوسن<sup>۱</sup>) و بنگستان (شامل سازند سروک به سن سنومانین- ترونین<sup>۲</sup> و سازند ایلام به سن سانتونین<sup>۳</sup>) جای گرفته‌است [۹]. از طرف دیگر ۷۵٪ ذخایر هیدروکربوری میدین واقع در خشکی ایران در سنگ آهک آسماری تجمع یافته‌است. سازند آسماری به ضخامت ۲۵۰ تا ۵۰۰ متر یک سازند آهکی با انرژی بالا<sup>۴</sup> و غنی از فرامینافرا (نظیر نومولیت ها<sup>۵</sup>، نئوالوئولینا<sup>۶</sup> و میوزیپسینا<sup>۷</sup>) است. این سازند در اکثر مناطق فروافتادگی دزفول دارای خواص مخزنی عالی می‌باشد. کیفیت مخزنی سازند آسماری بوسیله یک سیستم درز و شکاف قابل توجه که در نزدیکی قله تاقدیس‌ها واقع شده، به طرز چشمگیری افزایش یافته‌است. این سازند بوسیله سازند ضخیم و تبخیری گچساران که به عنوان یک پوش سنگ موثر عمل می‌نماید، پوشیده شده‌است [۸]. سنگ آهک سروک دارای ضخامتی بیش از ۱۰۰۰ متر می‌باشد که بوسیله مارن‌های ضخیم گورپی-پابده پوشیده شده‌است [۷].

میدین نفت سفید، مسجد سلیمان و هفتکل، واقع در مرکز و شمال شرق فروافتادگی دزفول و همچنین میدان نفتی پرسپناه در حاشیه جبهه کوهستانی ناحیه فروافتادگی دزفول شمالی، از میدینی هستند که در این تحقیق مورد مطالعه قرار گرفته‌اند. خصوصیات نفت‌های میدین واقع در حاشیه شمال شرقی فروافتادگی دزفول (میدین مورد مطالعه)، با توجه به همجواری این میدین در این ناحیه دارای تفاوت‌هایی می‌باشد. در این تحقیق سعی شده‌است علت تفاوت‌های موجود از دیدگاه مطالعه بیومارکهای نمونه‌های نفتی، تطابق ژئوشیمیائی و بررسی خواص سنگ‌های منشأ، محیط رسوبگذاری، بلوغ و اختلاط احتمالی نفت‌ها که منجر به شناسائی سیستم‌های محتمل نفتی موجود در منطقه می‌شود، به بحث گذاشته شود. تا کنون از این نوع بررسی‌ها که بر پایه اطلاعات بیومارکری نفت‌ها استوار باشد، در این ناحیه صورت نگرفته‌است.

پس از بررسی اطلاعات عمومی میدین اعم از اطلاعات زمین شناسی، گزارش های حفاری، بررسی وضعیت چینه شناسی ناحیه‌ای و اطلاعات سازندهای حفاری شده میدین، نمونه‌های نفت میدین مختلف جمع‌آوری، آماده سازی و جدایش برشهای هیدروکربنی با تکنیک کروماتوگرافی ستونی<sup>۸</sup>، مطالعه بیومارکهای آنها با بکار گیری روش‌های کروماتوگرافی گازی<sup>۹</sup> و کروماتوگرافی گازی- طیف سنجی جرمی<sup>۱۰</sup> انجام گرفت. با استفاده از پارامترهای حاصل و با کمک رسم گراف‌ها و

1 - Oligomiocene

2 - Cenomanian-Turonian

3 - Santonian

4 - high-energy limestone

5 - Nummulites

6 - Neoalveolina

7 - Myogyopsina

8 - Column Chromatography

9 - Gas Chromatography

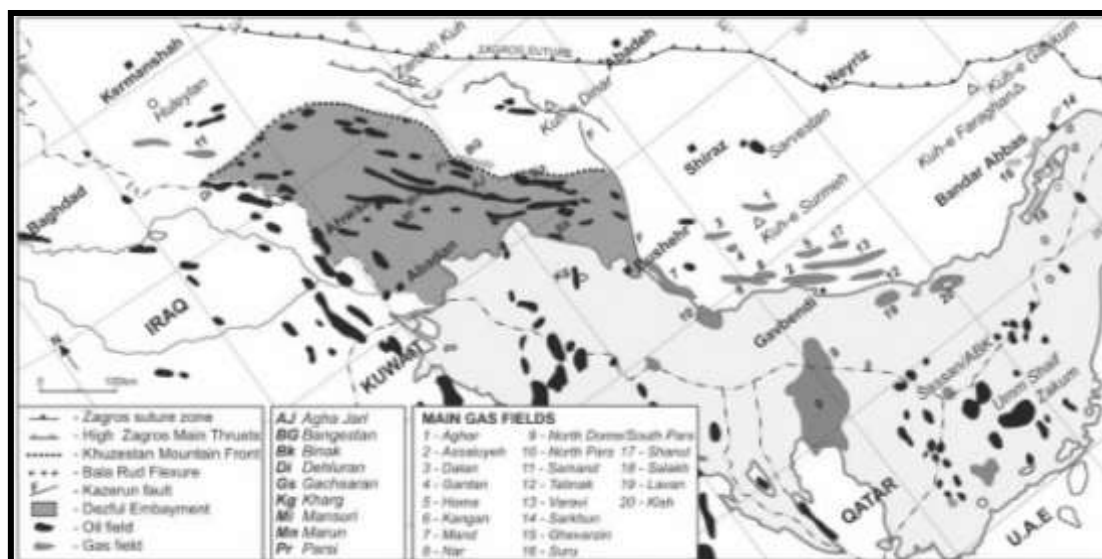
10 - Gas Chromatography – Mass Spectrometry

منحنی‌های لازم ویژگی‌های بیومارکری این نفت‌ها جهت شناخت خصوصیات نفت‌های آسماری مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرارگرفت.

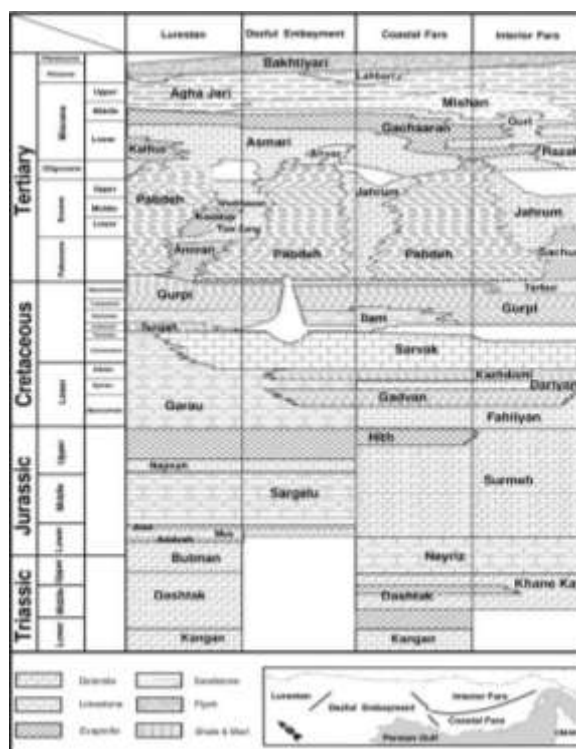
## ۲- منطقه زمین شناختی و میادین مورد مطالعه

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

در زمان الیگوسن سنگ آهک کم عمق دریائی سازند آسماری (یکی از بهترین مخازن کربناته شناخته شده در دنیا)، بر روی سازند پابده در قسمت جنوب غربی حوضه زاگرس رسوب کرده است. مخزن آسماری در میادین مورد مطالعه از سنگ‌های آهکی، دولومیتی و انیدریت تشکیل شده است (شکل ۲). حداکثر ضخامت سازند آسماری در گوشه شمال شرقی فروافتادگی دزفول واقع شده است، جائیکه ضخامت این سازند بوسیله زون‌های گسلی جبهه کوهستانی و بالارود کنترل شده است [۶].



شکل ۱- نقشه کمربند چین خورده زاگرس و مناطق همجوار به همراه موقعیت میادین نفتی و گازی [۱۱].



شکل ۲- نمودار موقعیت چینه شناسی مزوزوئیک-سنوزوئیک بخش ایرانی حوضه زاگرس [۶]

میدان پرسپاه در حاشیه جبهه کوهستانی ناحیه 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 شده اند [۱۲]. سایر مشخصات میداین تحت مطالعه و نتایج حاصل از آنالیزهای مقدماتی ژئوشیمیایی بر روی نفت‌ها، در جدول ۱، و موقعیت آنها در شکل ۳ دیده می‌شوند [۱۳].

### ۳- روش مطالعه

برای این مطالعه چهار میدان نفتی پرسپاه، نفت سفید، مسجد سلیمان و هفتکل واقع در حاشیه شمال شرق فروافتادگی دزفول انتخاب، و جمعاً چهار نمونه نفت خام از سازند آسماری آنها برداشت، و مورد بررسی‌های ژئوشیمیایی و تعیین اثر انگشت (بیومارکرها) نفت‌ها قرار گرفت. تلفیق اطلاعات بدست آمده، نتایج خوبی در ارتباط با ارزیابی خواص سنگ منشاء احتمالی، میزان بلوغ، تطابق و سیستم نفتی مخزن آسماری در میداین تحت مطالعه بدست داده است.

#### ۳-۱- مواد روش‌ها

نمونه برداری از چاه‌های شماره ۶۲ مسجد سلیمان<sup>۱</sup>، ۳۴ هفتکل<sup>۲</sup>، ۱ پرسپاه<sup>۳</sup> و چاه شماره ۳۴ نفت سفید<sup>۴</sup> بوده، که آنالیزهای مقدماتی و تفصیلی بر روی آنها انجام گرفته است. نمونه‌های جمع آوری شده از چاه‌های تولیدی بوده و مختص به زون‌های خاصی از مخزن آسماری نمی‌باشند. آزمایشات مقدماتی ژئوشیمیایی شامل تعیین درصد اجزاء نمونه‌های نفت خام، آنالیزهای مولکولی و شناسایی بیومارکرها در پژوهشگاه صنعت نفت و تعیین مقادیر ایزوتوپ کربن ۱۳، در آزمایشگاه ایزوتوپی دانشگاه نانسو فرانسه انجام گردید. نتایج حاصل از این آزمایشات در جدول (۲) نشان داده شده است.

<sup>۱</sup> - MIS # 62  
<sup>۲</sup> - Haft-Kel # 34  
<sup>۳</sup> - Par-e-Siah # 1  
<sup>۴</sup> - Naft Safid # 34

جدول ۱- مشخصات میدین و نتایج حاصل از آنالیزهای ژئوشیمیایی بر روی نفت‌های تحت مطالعه [۱۳و۱۲]

پارامترهای حاصل از کروماتوگرافی گازی بر روی نمونه های نفت				٪ برش های مختلف نفت				عمق متوسط تدفین مخزن (آسماری متر)	موقعیت و ابعاد میدان در افق آسماری (کیلومتر)	نام میدان
Phy/n-C18	Pri/n-C17	Pri/Phy	CPI	آسفالتن	رزین	آروماتیک	اشباع			
۰.۵۱	۰.۵۱	۱.۱۷	۱.۱	۱.۵۴	۵.۹۵	۱۶.۳۳	۷۵.۷ ۲	۲۴۷۷	طول ۲۰، عرض متوسط ۶/۵	پرسیاه
۰.۴۹	۰.۴	۱.۰۴	۰.۹۴	۰.۷۱	۴.۷۳	۲۰.۲۵	۷۴.۰ ۱	۲۶۷۹	طول ۳۱، عرض متوسط ۴ در بیشترین حالت ۴/۵	نفت سفید
۰.۵۷	۰.۴۶	۱.۰۴	۰.۹۶	۱.۴۷	۱۱.۳ ۳	۲۹.۶۹	۵۶.۹ ۶	۷۹۴	طول ۳۰، عرض متوسط ۵ در بعضی نقاط ۷	مسجد سلیمان
۰.۶۲	۰.۶۴	۱.۱۸	۱.۱۷	۱.۱۵	۳.۵۹	۲۹.۱۴	۶۵.۷ ۶	۱۱۸۷	طول ۳۲، عرض متوسط ۴	هفتکل

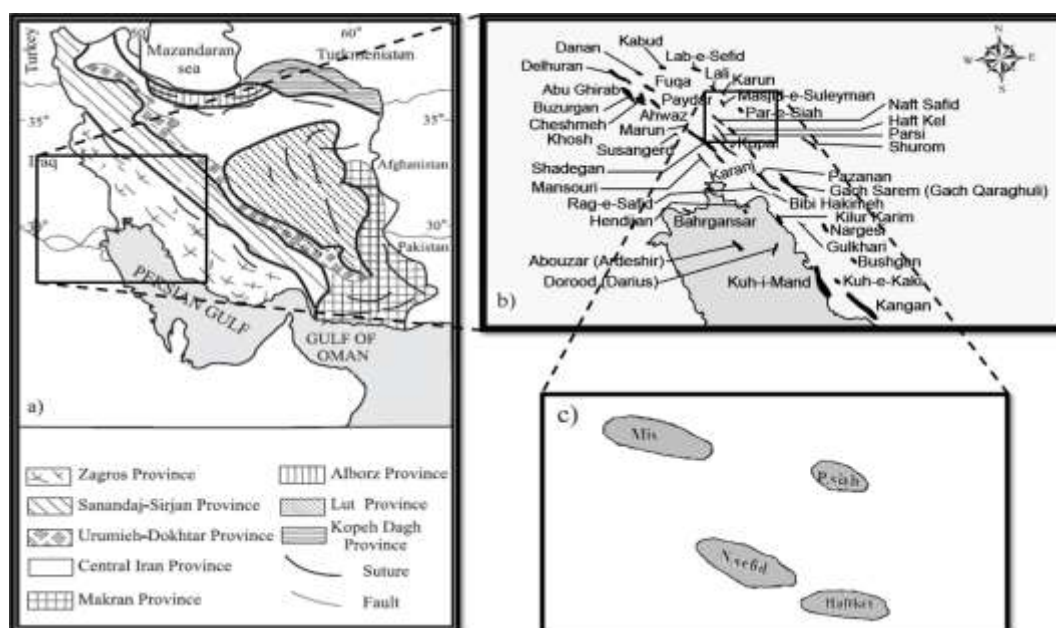
### ۳-۲- شرایط دستگاهی کروماتوگرافی گازی

جهت دستیابی به چگونگی توزیع ترکیبات اشباع نمونه‌های نفت و محاسبه پارامترهای مورد لزوم، نمونه‌ها توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی با تزریق ۰/۱ میکرولیتر از برش اشباع و طبق برنامه داده شده به دستگاه، مورد آزمایش قرار گرفتند [۱۶]. دستگاه کروماتوگراف گازی مورد استفاده از نوع Cp-sil-5 به طول ۲۵ متر با دمای اولیه ستون ۶۰ درجه سانتیگراد و دمای نهائی ۲۶۰ درجه سانتیگراد و افزایش دما ۴ درجه سانتیگراد بر دقیقه، گاز حامل هلیوم، مقدار نمونه تزریق شده ۰/۵ میکرو لیتر و نوع آشکارگر شعله یونی<sup>۱</sup>، بوده است.

### ۳-۳- کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی

به منظور شناسایی و تعیین آن دسته از ترکیبات نفتی که به علت غلظت کم و عدم جدایش مناسب، قابل شناسایی و ارزیابی دقیق توسط تکنیک کروماتوگرافی گازی نیستند، بوسیله تکنیک کروماتوگرافی گازی-طیف سنجی جرمی مورد آزمایش قرار گرفتند [۱۷]. کروماتوگراف گازی-طیف سنج جرمی مورد استفاده در این مطالعه از دو قسمت تشکیل شده است، قسمت اول دستگاه کروماتوگراف گازی از نوع Varian مدل ۳۴۰۰ با ستون DB-5 به طول ۳۰ متر، با دمای اولیه ستون ۵۰ درجه سانتیگراد و دمای انتهائی ۲۵۰ درجه سانتیگراد (ایزوترمال به مدت ۲۰ دقیقه)، ازدیاد دما ۳ درجه سانتیگراد بر دقیقه، گاز حامل هلیوم و دمای رابط ۲۰۰ درجه سانتیگراد می باشد، قسمت دوم دستگاه طیف سنج جرمی از نوع، (Impact Mode) Turbo Molecular Pumps، (Electron: Magnetic Sector، حالت یونیزاسیون: Electron) سیستم خلاء از نوع Turbo Molecular Pumps، ولتاژ شتاب دهنده 3Kvolt، دمای منبع ۱۸۰ درجه سانتیگراد، جریان فیلامان 2.1 Amp، محدوده کاری جرم مولکولی Scanning rate: 1sec/decade و Amu:30-500 می باشد. شرایط دستگاهی فوق برای آنالیز تمامی نمونه‌ها مورد استفاده قرار-گرفت و پارامترهای محاسبه شده در جدول ۲ نمایش داده شده اند.

<sup>۱</sup> - Flame Ionization Detector



شکل ۳- a: نقشه زمین شناسی ایران، منطقه مورد مطالعه در محدوده زاگرس واقع شده است [۱۴]. b: موقعیت میدین نفتی واقع در فروافتادگی دزفول [۱۵]. c: موقعیت میدین نفتی مسجد سلیمان، پرسپا، نفت سفید و هفتکل واقع در شمال شرق فروافتادگی دزفول.

جدول ۲- پارامترهای حاصل از آنالیزهای GC-MS برای خانواده بیومارکرای هوپان ها و استرانهای

نمونه‌های نفتی از میدین تحت مطالعه به همراه مقادیر ایزوتوپ کربن ۱۳.

Oil Field Well No.	13C, Isotope %	Biomarkers Summary												
		Hopanes						Steranes						
		C23 Tricyclic	C24/C23 Tricyclic	Ts/(Ts+Tm)	C29/C30	Oleanane	C32S/S+R	C34/C35	20S/(20S+20R)	$\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	Dia C27/Dia C29	%C27	%C28	%C29
MIS # 62	-25.8	0.14	0.66	0.48	0.82	P	0.57	0.91	0.39	0.46	0.57	27.68	33.54	39.01
Haft-Kel # 34	-26.62	0.22	0.54	0.42	1.06	NP	0.57	0.93	0.38	0.47	0.51	27.44	31.38	41.46
Par-e-Siah # 1	-26.05	0.21	0.83	0.6	0.75	P	0.52	1.1	0.41	0.53	0.6	28.1	36.04	35.85
Naft Safid # 34	-26.54	0.16	0.54	0.41	1.12	NP	0.57	0.98	0.37	0.46	0.52	28.75	29	42.5

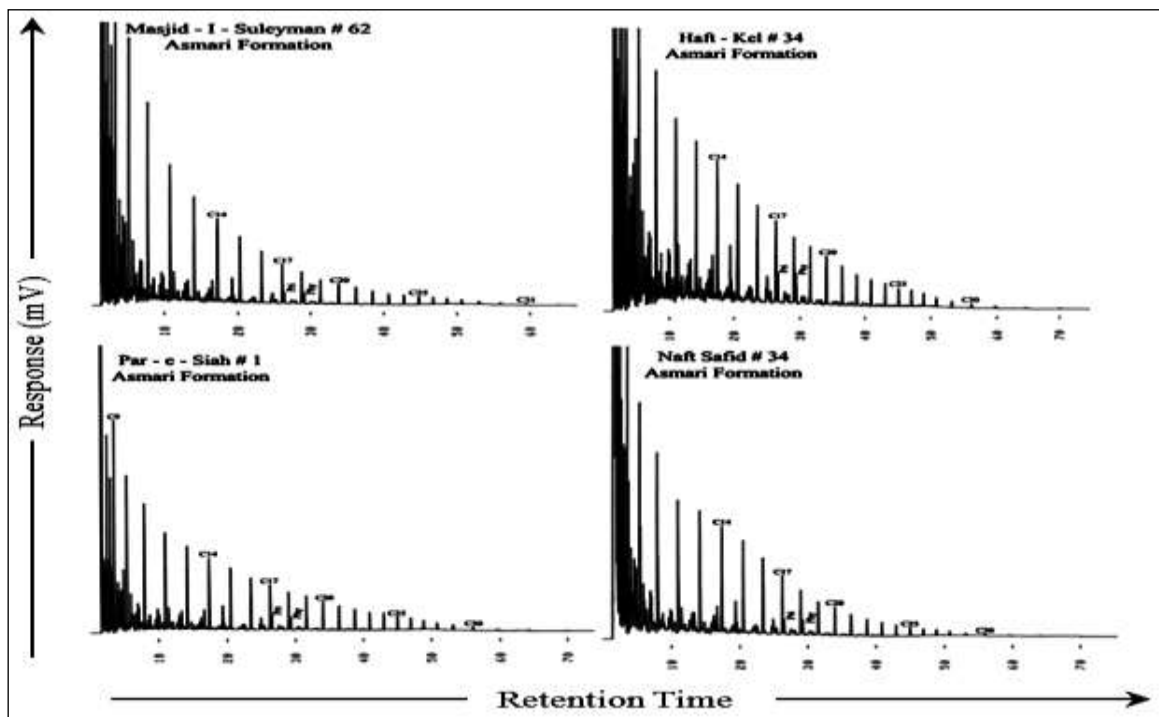
#### ۴- بحث

توزیع ترکیبات اشباع بویژه آلکان‌های نرمال، همانطوریکه از طیف‌های شکل ۴ پیداست، یک توزیع نرمال و طبیعی بوده و پارافین‌های C23+ در تمامی نمونه‌های نفت با غلظت‌های کمتری در زمینه طیف‌ها دیده می‌شوند، که نشانگر تولید از سنگ مولدی با مواد آلی با منشاء دریایی (جلبک‌ها) می‌باشد [۱۸].

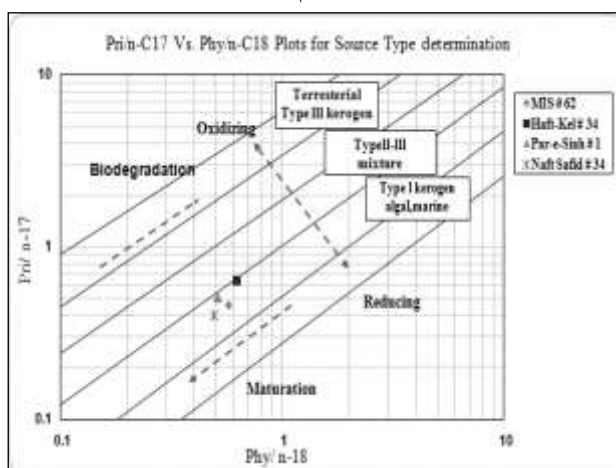
با توجه به کروماتوگرام برش اشباع نمونه‌های نفتی (شکل ۴)، مشاهده می‌شود که توزیع هیدروکربن‌های نرمال در این طیف‌ها محدوده‌ای از C7-C30 را شامل می‌شود که روند طبیعی این توزیع را نشان می‌دهد. روند کاهشی طبیعی غلظت‌های آلکان‌های نرمال نشان دهنده عدم رخداد پدیده دگرسانی از قبیل تخریب میکروبی و آبشویی بر روی این نفت‌ها می‌باشد. همچنین

توزیع یکنواخت این طیف‌ها حاکی از مرحله بلوغ متوسط این نفت‌ها می‌باشد. اندیس CPI برای تمام نمونه‌های نفتی حدود یک می‌باشد (مسجد سلیمان = ۰/۹۶، هفتکل = ۱/۱۷، پرسیاه = ۱/۱ و نفت سفید = ۰/۹۴) که بیانگر بلوغ طبیعی نفت‌های زایش یافته از سنگ مادر است.

بررسی پارامترهای پرستان و فیتان (از بیومارکرهای ایزوپرنوئیدی حاصل از زنجیره جانبی کلروفیل)، نسبت به آلکان‌های نرمال مجاور آنها، در طیف‌های حاصل از کروماتوگرافی گازی (جدول ۲) و همچنین موقعیت نمونه‌ها بر روی نمودار Pri/n-C17 در برابر Phy/n-C18 بیانگر وجود شرایط احیائی در زمان ته نشست سنگ‌های منشاء و مولد نمونه‌های نفتی می‌باشد (شکل ۵) [۱۹]. از طرف دیگر بر اساس همین نمودار، تولید این نفت‌ها از مخلوط کروژنی با نوع II و III صورت گرفته‌است.



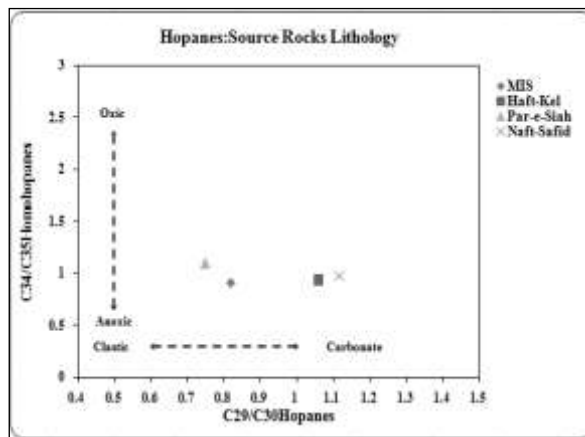
شکل ۴- طیف‌های حاصل از کروماتوگرافی گازی بر روی برش اشباع نمونه‌های نفتی مخزن آسماری در میدین مورد مطالعه. توزیع طبیعی آلکان‌های نرمال در زمینه طیف‌ها حاکی از عدم رخداد هرگونه فرآیند دگرسانی بر روی نفت‌ها می‌باشد.



شکل ۵- تعیین سطح بلوغ، منشاء مواد آلی و نوع کروژن بر اساس نسبت ایزوپرنوئیدهای پرستان و فیتان نسبت به آلکان‌های نرمال، C17, C18 [۱۹].

جهت تعیین لیتولوژی سنگ منشاء مولد احتمالی، از دیاگرام نسبت‌های مقادیر بیومارکرهای هوپانی C29/C30 Hopane برابر C34/C35 Homohopanes [۲۰] استفاده گردیده‌است (شکل ۶). با توجه به اینکه فراوانی هوموهوپان C35 نسبت به

C34 هموهوپان‌ها ناشی از وجود شرایط احیائی برای سنگ منشاء مولد نفت‌های می‌باشد، و از طرف دیگر در سنگ‌های کربناته نیز مقادیر هوپان C29 نسبت به هوپان C30 بیشتر از یک است، ترسیم دیاگرام مذکور برای نمونه‌های نفت آسماری در میدین مورد مطالعه، نشان می‌دهد که هیدروکربن‌های میدین مسجد سلیمان و پرسپاه دارای منشائی کربناته-کلاستیک هستند و همچنین میدین هفت کل و نفت سفید از سنگ منشاء با لیتولوژی کربناته تغذیه شده‌اند. همانطور که در این نمودار مشاهده می‌گردد شرایط محیطی ته نشست سنگ منشاء مولد این نفت‌ها احیائی بوده‌است که با دیاگرام شکل ۵ همخوانی دارد.

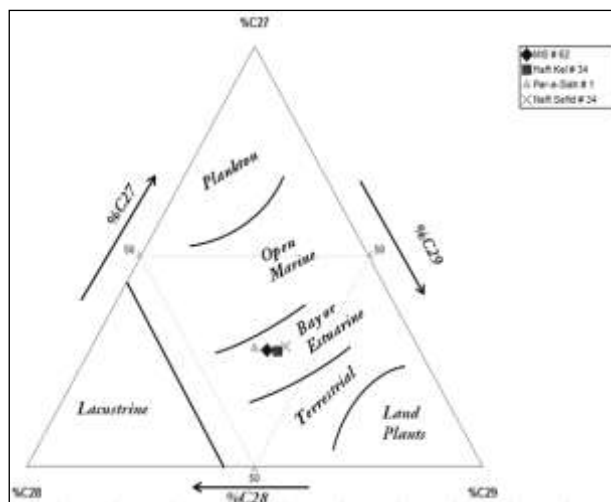


شکل ۶- تعیین نوع و محیط رسوبی سنگ‌های مولد نفت بر پایه نسبت هوپان‌های منظم C29/C30 در برابر اندیس هموهوپان C34/C35 [۲۰].

ترکیب نورهوپانوئید اولیان<sup>۱</sup> یک تری تریپان ۳۰ کربنی از مشتقات آنژیوسپرم های گیاهان نواحی گرمسیری است و حضورش بیانگر منشاء با سن کرتاسه بالائی تا ترشیری می‌باشد [۱،۹،۲۱]. از آنجا که این بیومارکر در نمونه‌های نفتی میدین پرسپاه و مسجد سلیمان دیده شده‌است (شکل ۷). می‌توان سنگ منشاء تولید کننده نفت این میدین را سنگی با سن کرتاسه بالائی تا ترشیری در نظر گرفت. با توجه به گسترش سنگ‌های مولد در منطقه مورد مطالعه (شکل ۲)، سازندهای پابده (ائوسن- الیگوسن) و گورپی (کرتاسه پایانی) می‌توانند گزینه‌های احتمالی مولد بخشی از نفت‌های تجمع یافته در میدین پرسپاه و مسجد سلیمان باشند.

فراوانی نسبی استران‌های منظم C27 (شاخص محیط دریائی) و C28 (شاخص محیط دریاچه‌ای) و C29 (شاخص محیط قاره ای) در تعیین منشاء نفت‌ها، محیط رسوبی و ارتباط بین نفت‌ها و سنگ منشاء بکار می‌روند. منشاء استران‌های C29 عموماً گیاهان خشکی می‌باشند، که در کروژن‌های نوع III فراوانند، در حالی که منشاء استران‌های C27 فیتوپلانکتون‌های دریائی و منشاء استران‌های C28 جلبک‌های دریاچه‌ای می‌باشد و به ترتیب در کروژن‌های نوع II و I فراوانی بیشتری دارند [۲۲]. رسم دیاگرام مثالی بر اساس مقادیر استران‌های منظم C27-C29 به منظور تعیین محیط رسوبی [۲۳] و در نهایت تشخیص و تفکیک خانواده‌های نفتی مربوط به سنگ‌های منشاء مختلف و یا رخساره‌های آلی متفاوت مربوط به سنگ منشاء می‌باشد [۲۴]. بر اساس، دیاگرام مثالی (شکل ۸)، منشاء مواد آلی مولد نفت‌ها، دریایی بوده و دریک محیط دریائی نسبتاً کم عمق با کروژنی از نوع II و اندکی III راسب شده‌اند.





شکل (۸): تعیین محیط رسوبی سنگ منشاء مولد نفت‌های تحت مطالعه بر اساس مقادیر استران‌های منظم C27، C28 و C29 که بیانگر محیط دریائی نسبتاً کم عمق با کروژنی از نوع II و [۲۳III]

جهت تعیین و ارزیابی میزان بلوغ نفت‌های مورد مطالعه می‌توان از پارامترهای مختلف بیومارکرهای هوپانی و استرانی بهره گرفت.

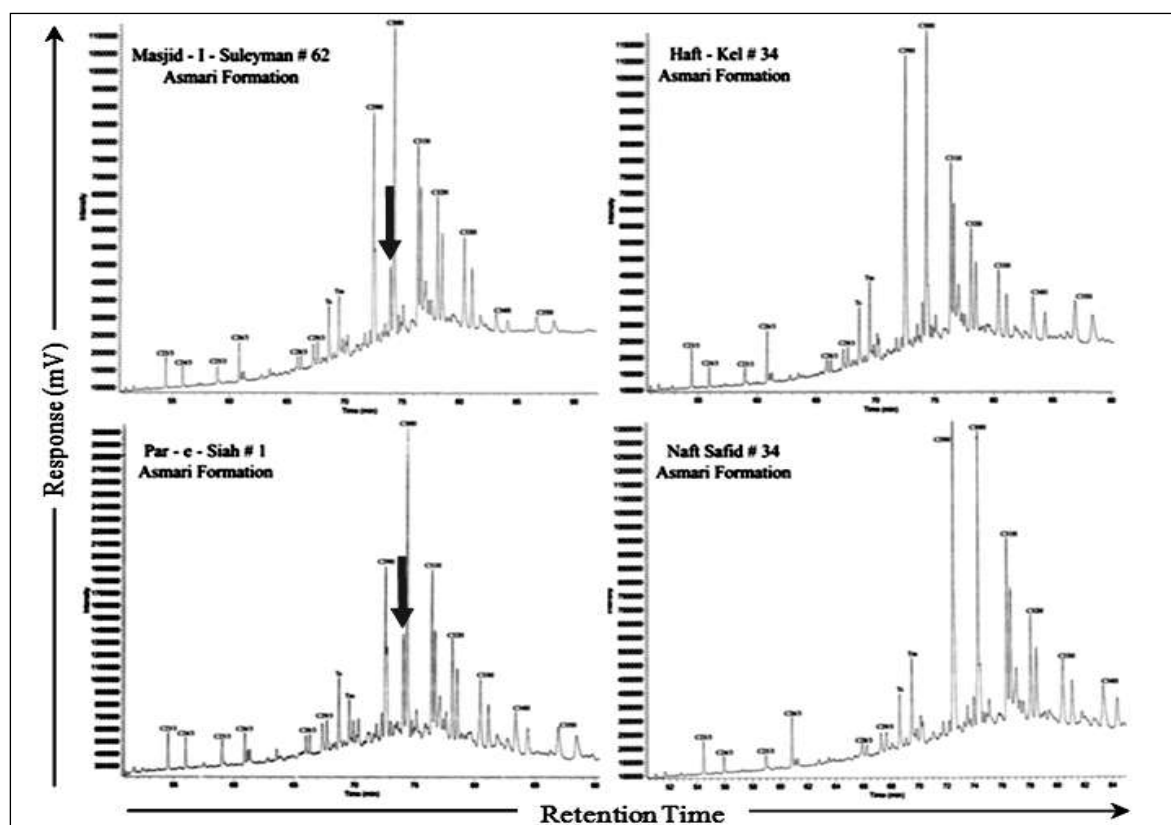
با در نظر گرفتن مقادیر ایزواستران  $(C29 \beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha)$  در مقابل استران‌های منظم  $(C29 S/S+R)$  [۲۵] (جدول ۲) و با توجه به محدوده قرارگیری نمونه‌ها (شکل ۹) میتوان گفت، نمونه نفت‌های مورد مطالعه دارای بلوغی در حد ابتدای پنجره نفت زائی<sup>۱</sup> می‌باشند. مشاهده می‌شود که نمونه نفتی میدان پرسیاه دارای بلوغ بالاتری نسبت به دیگر نمونه‌ها می‌باشد که از دلایل احتمالی این امر می‌توان به تزریق نفت از یک سنگ منشاء با بلوغ بالا و ثابت به درون مخزن آسماری میدان پرسیاه، دو منشائی بودن (پابده و کزدمی) و میزان مشارکت<sup>۲</sup> هر یک از سنگ‌های منشاء و اختلاف در بلوغ سنگ‌های منشاء تولید کننده اشاره کرد.

تطابق نفت-سنگ منشاء بر اساس این تفکر که بعضی از پارامترهای ترکیبی مشخص از نفت مهاجرت یافته تغییر زیادی نسبت به بیتومن باقی مانده در سنگ منشاء نمی‌یابد، استوار است. تطابق دقیق و جزئی نفت-سنگ منشاء می‌تواند، اطلاعات مهمی درباره منشاء و مسیرهای احتمالی مهاجرت نفت‌ها در اختیار ما قرار دهد. تطابق دقیق بیومارکرهای تخلیص شده از نفت‌ها، جهت تعیین منشاء مواد آلی، نوع و کیفیت کروژن، میزان بلوغ و خصوصیات محیط رسوبی سنگ مادر بیانگر وجود شباهت فراوان بین ویژگی‌های نفت‌ها می‌باشد. این شباهت‌ها گویای وجود منشاء واحد ژنتیکی برای این نفت‌ها می‌باشد، البته با توجه به حضور بیومارکر اولینان در هوپانوگرام‌های حاصل از نمونه‌های نفتی میداین پرسیاه و مسجد سلیمان و همچنین توزیع ایزوتوپ  $^{13}C$  در برابر ایزواستران‌ها [۲۶] (شکل ۱۰) و اندک تفاوت‌ها، عمدتاً در لیتولوژی و میزان بلوغ-نفت مخزن آسماری، میداین پرسیاه و مسجد سلیمان احتمالاً ناشی از اختلاط نفت از چند سنگ منشاء می‌باشد. با توجه به شباهت‌های زیاد ویژگی‌های هر چهار مخزن می‌توان چنین استنباط کرد، که سنگ منشائی واحد نقش تغذیه کننده اصلی این مخازن را بعهده داشته‌است. اما تفاوت‌های جزئی نفت میداین پرسیاه و مسجد سلیمان موید شارژ این مخازن از سنگ منشائی دیگر با درجه اهمیت بسیار کمتر از تغذیه کننده اصلی می‌باشد.

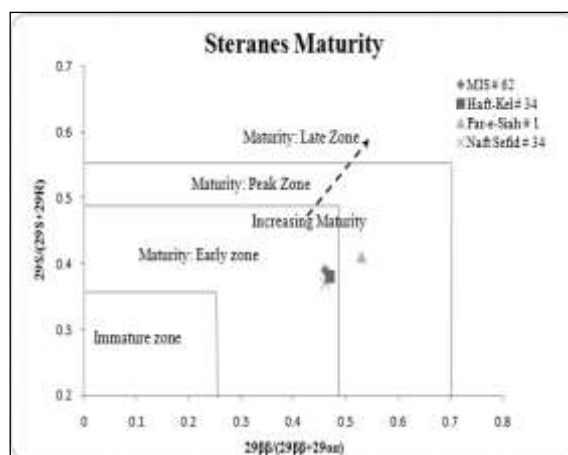
<sup>1</sup> - Early oil zone

<sup>2</sup> Contribution

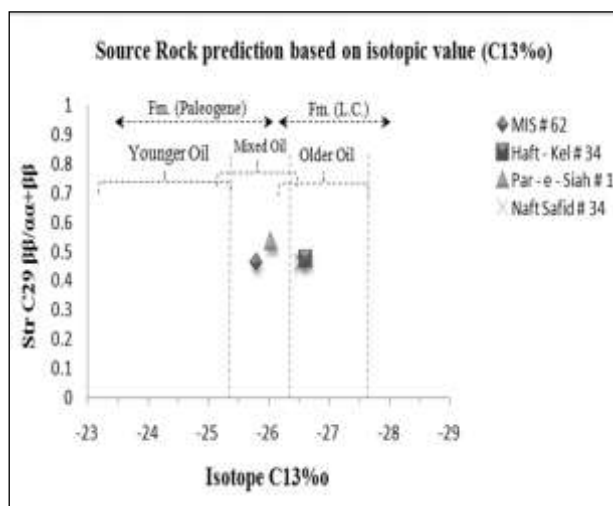
مطالعه بیومارکری نفت مخزن آسماری، میدین واقع در حاشیه شمال شرق دزفول فرافتاده



شکل ۷- مقایسه هویانوگرام‌های ( $M/Z = 191$ ) برش اشباع نمونه‌های نفتی مخزن آسماری در میدین مورد مطالعه. بیومارکر اولینان در نمونه-های میدین آسماری و پرسپاه (پیک‌های مشخص شده با فلش) در زمینه طیف به وضوح دیده می‌شود، در حالیکه نمونه‌های هفت کل و نفت سفید فاقد این بیومارکر می‌باشند.



شکل ۹- تعیین میزان بلوغ با استفاده از مقادیر ایزواستران  $(C_{29} \beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha)$  و استران‌های منظم  $(C_{29} S/S+R)$ . نمونه پرسیاه دارای بلوغ بالاتری نسبت به دیگر نمونه‌ها می‌باشد [۲۵].



شکل ۱۰- تعیین خصوصیات سنگ منشاء احتمالی مولد نفت‌های تحت مطالعه با استفاده از مقادیر ایزوتوپی  $C_{13}$  در برابر ایزواستران‌های  $(C_{29} \beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha)$  [۲۶]

با توجه به مطالب ذکر شده، تطابق نتایج حاصل و وجود بیومارکر نورهوپانوئید اولینان در نمونه‌های نفتی مسجد سلیمان و پرسیاه (بیانگر وجود نفت با منشاء با سن کرتاسه تا ترشیری) و همچنین پراکندگی و بلوغ سنگ‌های منشاء در منطقه مورد مطالعه (شکل ۲) و با توجه به جدایش نفت‌های این میداین بر اساس مقادیر ایزوتوپی کربن ۱۳ (شکل ۱۰)، وجود دو سیستم نفتی در میداین تحت مطالعه محرز گردید. یک سیستم نفتی به سن اواخر کرتاسه با سنگ منشاء کژدمی، که تولید و مهاجرت و انباشت هیدروکربن در هر چهار میدان را تحت کنترل داشته‌است و یک سیستم نفتی فرعی به سن پالئوژن که اختلاط نفت در میداین پرسیاه و مسجد سلیمان را با منشائی دیگر، پابده یا گورپی (نفت‌های مخلوط) باعث شده است. با توجه به میزان بلوغ مواد آلی، مقدار کل کربن آلی<sup>۱</sup>، اندیس هیدروژن بر اساس نتایج حاصل از آزمایشات راک اول [۹ و ۱۳] و پیرولیز کروژن [۲۷] می‌توان سازند پابده را به عنوان سیستم نفتی فرعی احتمالی در میداین مزبور در نظر گرفت.

<sup>1</sup> Total Organic Carbon (TOC)

## ۵- نتیجه گیری

با توجه به بررسی‌های به عمل آمده و تطابق نتایج حاصل، توزیع ایزوتوپ  $^{13}C$  و حضور بیومارگر اولیان در نفت مخزن آسماری میدین پرسیاه و مسجد سلیمان، وجود دو سیستم نفتی احتمالی در میدین واقع در شمال شرقی دزفول فروافتاده محرز گردید. سیستم نفتی اواخر کرتاسه (کژدمی) که تولید، مهاجرت و انباشت هیدروکربن در هر چهار میدان را تحت کنترل داشته‌است و سیستم نفتی فرعی پالئوژن (پابده، با درجه اهمیت بسیار کمتر از تغذیه‌کننده اصلی) که اختلاط نفت در میدین پرسیاه و مسجد سلیمان را با منشائی دیگر باعث شده‌است. با توجه به نمودارهای هوپان های منظم C29/C30 در برابر اندیس هومو هوپان C34/C35 مشاهده می‌شود که سنگ منشاء نفت میدین هفتکل و نفت سفید از نوع کربناته و میدین مسجد سلیمان و پرسیاه از نوع کربناته-کلاستیک می‌باشند همچنین با توجه به دیگرام Pri/n-C17 در برابر Phy/n-C18 و دیگرام مثلثی استران‌ها مشخص می‌شود، که شرایط احيائی در زمان ته نشست حاکم بوده‌است. نوع کروژن تولید کننده نفت-های مورد مطالعه از نوع II و III می‌باشد. پارامترهای مختلف بیومارگرهای هوپانی و استرانی بیانگر بلوغی متوسط برای نفت‌ها و عدم تحمل پدیده دگرسائی شدید توسط این نفت‌ها می‌باشد. همچنین با توجه به نمودار مقادیر ایزواستران (C29)  $\beta\beta/\alpha+\beta\beta$  در برابر استران‌های منظم (C29 S/S+R) مشاهده می‌شود، که نمونه‌ها دارای بلوغی در حد اوایل پنجره نفت‌زائی می‌باشند. واقع شدن میدان پرسیاه در کناره حوضه رسوبی، فازهای مختلف مهاجرتی و پارامترهای تاثیر گذار بر روی بلوغ نفت در میدان پرسیاه و... را می‌توان از علل احتمالی اختلافات مشاهده شده در نمونه نفتی میدان پرسیاه به شمار آورد.

## منابع

۱. سراج م، خرداد ۱۳۸۴، تحلیل ساختاری مقدماتی میدین نفتی مناطق نفت خیز جنوب (محدوده فروافتادگی دزفول شمال)، گزارش شماره پ-۵۶۱۳، اهواز.
۲. معماریانی، م و همکاران، ۱۳۸۴، نتایج آنالیزهای ژئوشیمیایی بر روی نفت‌ها (اطلس نفت‌های ایران) و ارزیابی سنگ‌های منشاء احتمالی در دزفول فروافتاده. گزارشات داخلی پژوهشگاه صنعت نفت.
۳. رضائی م، ۱۳۸۴، زمین شناسی نفت، انتشارات علوی، زمستان
۴. میشل، ر، ۱۳۸۵، پروژه مطالعات جامع ژئوشیمیایی و تهیه نقشه‌های هم تراز سنگ‌های منشاء و نفت‌ها در ناحیه لرستان و دزفول شمالی، قرارداد شماره ۸۳۱۴۷، شرکت ملی نفت جمهوری اسلامی ایران.
5. Bordenave M.L., Burwood R; 1990; 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.
6. U.S Energy Information Administration, www.eia.doe.gov/emeu/cabs/iran.html, 2010.
7. James G.A., Wynd J.G; 1965; Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area, AAPG, Vol. 49, pp. 2182-2245.
8. Jackson J.A., Fitch T., McKenzie D.P; 1981; 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.

9. Furst M; 1990; Strike-slip faults and diapirism of the Southeastern Zagros Range, Proceeding of International Symposium on Diapirism with Special Reference to Iran, 15-182.
10. Sepehr M., Cosgrove J.W; 2004; Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran, Marine and Petroleum Geology, Vol. 21, pp. 829-843.
11. Bordenave M.L; 2002; The Middle Cretaceous to Early Miocene Petroleum System in the Zagros Domain of Iran, and its Prospect Evaluation, AAPG Annual Meeting, Houston, Texas.
12. Bordenave M.L., Hegre J.A; 2005; 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.
13. Leturmy P., Robin C; 2010; Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic, Special Publications., The Geological Society of London.
14. Alavi M; 2007; Structures of the Zagros Fold-Thrust Belt in Iran, American Journal of Science., Vol. 307, pp. 1064-1095.
15. Bordenave, M. L; 2008; The Paleozoic Petroleum System in the Zagros Foldbelt of Iran and Contiguous Offshore, Journal of petroleum Geology, 33, 3-42.
16. Vaziri-Moghaddam H., Kimiagari M., Taheri A; 2006; Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran, Facies., Vol. 52, pp. 41-51.
17. Ziegler M. A; 2001; Late Permian to Holocene Paleofacies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences, Geo Arabia., Vol. 6, No. 3, pp. 445-504.
18. Barker C.O; Organic Geochemistry in Petroleum exploration, AAPG Continuing Education Course Note, Series 10, 159p.
19. Waples D.W., Curiale J.A; 1999; 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.
20. Connan J., Cassou A.M; 1980; Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels, Geochim Cosmochim Acta., Vol. 4, pp.1-23.
21. Subroto, E. A., R. Alexander, and R. I. Kagi; 1991; 30 Norhopanes: their occurrence in sediments and crude oils, Chemical geology, v. 93, p. 179-192.
22. Ekweozor, C. M., Okogun, J. I., Ekong, D. E. U. & Maxwell, J. R; 1979; Preliminary organic geochemical studies of samples from the Niger Delta (Nigeria) 1-Analysis of crude oils for triterpanes, Chemical Geology,
23. Peters, K.E., and Moldowan, J.M; 1993; The Biomarker Guide . Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments, Prentice-Hall , Englewood Cliffs, New Jersey. Wiley, Chichester, P.504-512.
24. Huang, W. Y., and W. G. Meinschein; 1979; Steroles as ecological indicators, Geochimica et cosmochimica Acta, v.43, 739-745.
25. Peters K. E, Walters C. C, Moldowan J. M; 2005; The biomarker guide. (2nd edition): Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History, Cambridge. Pp. 476-625.
26. Seifert, W. K., and Moldowan, J. M; 1986; Use of biological markers in petroleum exploration, Method in geochemistry and geophysics. V.24, p. 261-290.

## **Biomarker study of Asmari Reservoir oil in the oil fields situated in N.E. Dezful Embayment**

M. Memariani and A. Baniasad

### **Abstract**

Masjid-e-Solyman, Haft kel, Par-e-Siah and Naft Safid are productive oil fields which are located in mountain front of NE Dezful Embayment. In this research, in order to Geochemical correlation and Petroleum Systems determination of Asmari oils, a few oil samples were subjected to biomarker studies by GC and GC-MS techniques. Review of biomarkers fingerprints indicate two petroleum systems probably are active in studied oilfields. A major petroleum system that has controlled the hydrocarbon generation, migration and accumulation in all studied oilfields and a younger petroleum system, which has caused mixture of oils with another source in Masjed-Soleyman and Par-e-Siah oilfields, Biomarkers fingerprints, Steranes, Hopanes in addition to the main petroleum system. parameters, Pristane to Phytane ratios and also n- alkane's distributions among the studied oils, indicate that the Asamri oils were produced mainly from a marine and marine-carbonate source rock(s), which has been deposited in an anoxic conditions, with kerogen mainly of Type II with little contribution of terrestrial Kerogen (Type III) and oil samples has a maturity about early oil window without any severe biodegradation. <sup>13</sup>C isotope values distribution, presence of Oleannane biomarker and slightly differences - mainly from lithological aspects and maturation levels of oils - of Masjid-Soleyman and Par-e-Siah Oils, reveal that, the mixed oils in these two reservoirs have been probably produced from two source rocks, a younger source rock namely Pabdeh Formation (Middle Eocene and Early Oligocene) with less importance of Kazhdumi Formation (Albian) which is the main source rock.

**Keywords:** Dezful Embayment, Asmari, eastern margin oilfields, GC, GC-MS, petroleum systems.