

# ارزیابی ژئوشیمیایی نفت مخازن سازند سروک در گستره خلیج فارس

فرامرز طلائی<sup>۱</sup>، علی کدخدائی\*<sup>۲</sup>، مهران آرین<sup>۱</sup> و محسن آل علی<sup>۱</sup>

۱- گروه علوم زمین، دانشکده علوم و فن‌آوری‌های همگرا، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

۲- گروه علوم زمین، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۳/۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۵/۳۱

## چکیده

سازند سروک به‌عنوان یکی از عظیم‌ترین مخزن‌های نفت خام در خلیج فارس شناخته می‌شود. در این مطالعه تعداد ۲۸ نمونه نفت از مخزن سروک در ۹ میدان نفتی مطالعه شده است و براساس داده‌های ژئوشیمیایی شامل آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی (GC-MS) و ایزوتوپ پایدار کربن، محیط رسوبی تشکیل سنگ منشأهای احتمالی و شرایط حاکم بر آن‌ها، میزان بلوغ حرارتی و سن زمین‌شناسی نفت‌ها مورد ارزیابی قرار گرفته است. با استفاده از استران‌ها، تری‌ترپان‌ها و بایومارکرهای آروماتیک ترکیب سنگ‌شناسی منشأ این نفت‌ها مشخص شده است که شامل رسوبات کربناته دریایی، ترکیب شیل و کربنات دریایی و کربنات‌های دریایی همراه با مارن است. براساس مقادیر ایزوتوپ پایدار کربن در برش‌های اشباع و آروماتیک هیدروکربن، منشأ نفت مخزن سروک در میداین مرکزی و شرقی خلیج فارس مواد آلی دریایی و در میداین غربی خلیج فارس ترکیب مواد آلی دریایی و مواد آلی خشکی تعیین شده است. شرایط شیمیایی (اکسیداسیون-احیاء) محیط رسوبی سنگ منشأ نفت‌ها براساس استران‌ها، هوپان‌ها و نسبت Pr/Ph ارزیابی شد و براساس آن مشخص شد سنگ منشأ نفت‌ها در محیط‌های دریایی تحت شرایط احیایی تشکیل شده‌اند. میزان شوری و لایه‌بندی ستون آب محیط رسوبی با استفاده از اندیس گاماسران و نسبت مورتان به هوپان (Moretane/C30Hopane) اندازه‌گیری شده است. محیط رسوبی سنگ منشأ نفت‌های مورد مطالعه دارای میزان متغیری از شوری و لایه‌بندی در ستون آب بوده و از محیط‌های دریایی با شوری کم و بدون لایه‌بندی تا محیط‌های دریایی لب‌شور با لایه‌بندی ضعیف تعیین شده‌اند. بلوغ حرارتی نفت‌ها با مطالعه بایومارکرها شامل ترپان‌ها و استران‌های موجود در ترکیب نفت خام تعیین شد. بر این اساس سنگ منشأهای نمونه‌های مورد مطالعه در محدوده سنگ منشأهای بالغ بوده و بیشتر آن‌ها در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار داشته‌اند. نسبت استران‌های  $C_{28}/C_{29}$  نشان می‌دهد که نفت مخزن سروک در میداین مرکزی خلیج فارس (BL-A، BL-B، RE-A، RD-A و NT-C) از سنگ منشأهای اواخر پالئوزوئیک تا ژوراسیک تولید شده است و نفت مخزن سروک در میداین غربی و شرقی خلیج فارس حاصل از سنگ منشأهای کرتاسه است.

**کلمات کلیدی:** سازند سروک، پارامترهای بایومارکری، محیط رسوبی، بلوغ حرارتی سنگ منشأ، سن سنگ منشأ

\*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: [kadkhodaie\\_ali@tabrizu.ac.ir](mailto:kadkhodaie_ali@tabrizu.ac.ir)  
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2021.4514.3037)

## مقدمه

حوضه خلیج فارس یکی از غنی‌ترین مناطق جهان به لحاظ وجود مخازن هیدروکربنی است که طبق آخرین برآوردهای انجام شده بین ۵۵٪ تا ۶۸٪ مخازن قابل برداشت نفت و بیش از ۴۰٪ از مخازن گاز جهان در این حوضه قرار دارد [۱]. این ذخایر در حدود ۷۱۵ میلیارد بشکه نفت خام و ۲۴۶۲ TCF گاز طبیعی تخمین زده شده است [۲]. درحوضه خلیج فارس، رسوبات کرتاسه پسین (سنومانین-تورونین) شامل بخش بالایی سازند سروک (میشریف) و رسوبات الیگومیوسن شامل سازند آسماری (غار)، غنی‌ترین مخازن نفتی منطقه را در خود جای داده‌اند. در کرتاسه میانی به دلیل بالا آمدن سطح جهانی آب دریا و افزایش نواحی کم عمق دریایی و همچنین ایجاد شرایط احیایی، کربنات‌های کم عمق سازند سروک شامل گرینستون، پکستون و سنگ آهک با میان لایه شیل تشکیل شده است. سازند سروک در جنوب و جنوب غربی ایران و خلیج فارس گسترش وسیعی داشته و در بسیاری از چاه‌های اکتشافی و تولیدی خلیج فارس حفاری شده است. این سازند در منطقه خلیج فارس شامل چهار عضو مدود، ختیا، احمدی و میشریف است [۳]. مطالعات ژئوشیمیایی گسترده‌ای در حوضه خلیج فارس انجام شده است [۴-۸]. ربانی [۲] با استفاده از روش کروماتوگرافی گازی (GC)، ایزوتوپ کربن پایدار و ترکیبات بایومارکری، ۶ نمونه نفت از میداین شرقی خلیج فارس شامل رسالت، سلمان، سیری A، سیری C، سیری D و سیری E را مورد بررسی قرار داده است، که بر این اساس منشأ آن‌ها سنگ منشأهای رسوب کرده در محیط‌های دریایی احیایی تعیین شده است، همچنین براساس تفاوت‌های ژئوشیمیایی، نفت‌های این منطقه به دو گروه مجزا تقسیم می‌شوند: گروه ۱ شامل نفت میداین‌های سیری A، سیری C، سیری D و سیری E و گروه ۲ شامل نفت میداین‌های سلمان و رسالت. براساس نسبت استران‌های  $C_{28}/C_{29}$  و استران‌های

Dia/Reg منشأ نفت‌های گروه ۱ سنگ‌های کربناته ژوراسیک و کرتاسه پیشین هستند و منشأ نفت‌های گروه ۲ سنگ‌های کربناته و شیل‌های ژوراسیک پیشین و ماقبل آن تشخیص داده شده است.

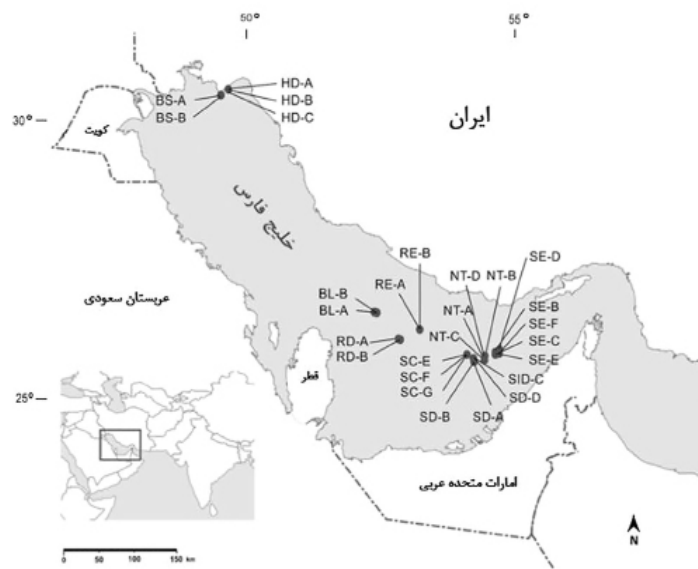
ربانی [۶] ۳۳ نمونه نفت از ۱۷ میدان را مورد مطالعه قرار داده است که براساس آن مشخص شد چگالی نفت‌ها دارای بازه وسیعی از API ۱۲/۲ تا ۳۹/۲ است و سولفور موجود در نفت‌ها دارای مقدار متفاوتی از ۰/۶۵٪ تا ۳/۷٪ است و طبق طبقه بندی تیسوت و ولته بیشتر نفت‌ها در محدوده نفت‌های با سولفور بالا قرار می‌گیرند. همچنین با استفاده از داده‌های بایومارکری و ایزوتوپی نمونه‌ها به چهار گروه با منشأ متفاوت تقسیم شده است. علیزاده [۸] نمونه‌های نفت از چندین میدان در منطقه خلیج فارس شامل مخازن ژوراسیک تا کرتاسه را مورد مطالعه قرار داده است که به دو گروه تقسیم می‌شوند. گروه ۱ شامل نفت‌های میداین غرب خلیج فارس که از سنگ منشأهای ژوراسیک حاصل شده‌اند و گروه ۲ شامل نفت‌های میداین شرق خلیج فارس که از سنگ منشأهای کربناته کرتاسه حاصل شده‌اند. همچنین منشأ نفت‌های بالغ در این منطقه، به سنگ‌های کربناته ژوراسیک میانی که در حوضه‌های احیایی کم عمق رسوب کرده است نسبت داده می‌شود. کروماتوگرام‌های گازی هر دو گروه الگوی مشابهی از توزیع آلکان‌های نرمال دارند و نشان می‌دهند که نفت‌های مورد مطالعه ترکیبی از شارژهای جداگانه است. با توجه به اهمیت ارزیابی ژئوشیمیایی نفت سازند سروک در گستره خلیج فارس و اهمیت بررسی ارتباط نفت این مخازن در میداین مختلف با یکدیگر، این تحقیق به منظور بررسی ژئوشیمیایی نفت مخازن سازند سروک در بخش ایرانی خلیج فارس شامل تعیین محیط رسوبی تشکیل سنگ منشأهای احتمالی نفت‌ها و شرایط حاکم بر آن، تعیین رخساره‌های سنگ منشأها و نوع مواد آلی مولد نفت‌ها و ارزیابی میزان بلوغ حرارتی و سن سنگ

ماده آلی، گسترش سنگ‌های کربناته با کیفیت مخزنی خوب تا عالی و قرار گرفتن لایه‌های ناتراوای تبخیری به‌عنوان پوش سنگ مؤثر بر روی لایه‌های کربناته، ۵ سیستم نفتی مختلف از دوران پالئوزوئیک تا میوسن در این منطقه به وجود آمده است [۴] که شامل سیستم‌های نفتی پالئوزوئیک، ژوراسیک میانی، ژوراسیک پسین، کرتاسه پیشین و کرتاسه میانی تا میوسن است. زمین‌شناسی منطقه خلیج فارس به‌ویژه سازندهای کرتاسه میانی تا میوسن در تعدادی از مطالعات، مورد بحث قرار گرفته است [۱، ۵ و ۹-۱۱]. سازند سروک در سنومانین و اوایل تورونین بر روی پلتفرم کربناته حاشیه غیرفعال صفحه عربی تشکیل شده است [۹]. این رسوبات به‌طور عمده شامل کربنات‌های مناطق کم عمق است [۱۱]. محدوده مخزنی سازند سروک که در بخش بالایی سازند واقع شده است با بایوهرم‌های رودیست-فرامینفر مشخص می‌شوند [۱۰ و ۱۲]. مرز بالایی بخش مخزنی سازند سروک (میشریف) با ناپیوستگی منطقه‌ای تورونین محدود شده است و با آثار دیاژنز آب‌های جوی همراه است [۱۰].

منشأهای احتمالی صورت گرفته است. برای دستیابی به این اهداف ۲۸ نمونه نفتی از مخازن سازند سروک در ۹ میدان خلیج فارس شکل ۱ با استفاده از آنالیز GC، GC-MS، ایزوتوپ پایدار کربن و آنالیز عنصری مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند.

### زمین‌شناسی منطقه

حوضه خلیج فارس میزبان میدین مهم نفت و گاز دنیا است که مابین صفحه عربی و صفحه قاره‌ای اوراسیا قرار گرفته است. برخورد این دو صفحه باعث تشکیل چین خوردگی زاگرس و تشکیل پیش‌گودال بین‌النهرین<sup>۱</sup> شده است. وجود فرونشست پایدار، شرایط اقلیمی جهانی (بالا آمدن سطح جهانی دریا) و شرایط آب و هوایی مربوط به عرض جغرافیایی (مناطق گرمسیری) از عوامل تشکیل رسوبات ضخیم لایه کربناته و تبخیری در این حوضه هستند. به استثنای عدم رسوب‌گذاری در دوونین و کربونیفر این رسوبات شامل توالی‌های تقریباً پیوسته‌ای از نمک هرمز تا رسوبات عهد حاضر به ضخامت تقریبی ۱۲-۱۳ Km است شکل ۲ که به‌دلیل وجود سنگ منشأهای غنی از



شکل ۱ موقعیت چاه‌هایی که نمونه‌های نفتی از آن‌ها برداشت شده است

Era	Period	Epoch	Formation		
Cenozoic	Neogene	Quaternary	Alborz		
		Pliocene	Fars Group	Eakhtiyari (Conglomerate)	Middle & Upper Fars Group
				Agha Jari (Shale)	
				Mishan (Marl)	
		Miocene	Gachsaran (Evaporate)		
	Palaeogene	Oligocene	Asmari (Carbonate)	Ghar	
		Eocene	Pabdeh (Shale)	Jahrum (Carbonate)	
			Fars		
		Palaeocene	Gurpi (Shale)		
		Mesozoic	Cretaceous	Maastrichtian	Ilam (Carbonate)
Campanian	Laffan (Shale)				
Santonian	Bangestan Group			Fars	
				Sarvak (Carbonate)	Mishrif
				Kazhdumi (Carbonate)	Burgan/Damam
				Dariyan (Carbonate)	Shuiba
Coniacian	Gadvan (Shale)			Bandar	
Turonian	Fahliyan (Carbonate)			Vandana	
Cenomanian	Khatami Group			Hith (Evaporate)	Man'ala
				Surme (Carbonate)	Arab
Jurassic	Kazeron Group		Upper	Sargolu	
			Middle	Dashtak (Carbonate/Evaporate)	
			Lower	Neyriz (Carbonate)	
Triassic	Beh Ram Group		Upper	Dashtak (Carbonate/Evaporate)	
			Middle	Dashtak (Carbonate/Evaporate)	
			Lower	Kangan (Carbonate/Shale)	

شکل ۲ ستون چینه شناسی در منطقه خلیج فارس، اقتباس از [۴۱]

اضافی هر حلال با استفاده از تبخیرکننده گردان از نمونه‌ها جدا می‌شود. از آنالیز کروماتوگرافی گازی (GC) جهت تعیین نحوه توزیع آلکان‌های نرمال و ایزوپروپونئیدهای پرستان و فیتان استفاده شده است. بخش اشباع هیدروکربن با استفاده از دستگاه Vari-an-CP-3800 دارای ستون‌های موئینه CP-sil 5 CB به قطر  $25 \mu\text{m}$  و طول  $25 \text{ m}$  مورد آزمایش قرار گرفته است. هیدروکربن‌های اشباع و آروماتیک به ترتیب با حلال‌های ایزواکتان و تولوئن رقیق شده و با استفاده از آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی (GC-MS) برای شناسایی بیومارکرها، مورد آزمایش قرار گرفته‌اند. برای این منظور از دستگاه کروماتوگراف گازی Agilent 7890 A مجهز به نمونه‌گیر اتوماتیک Agilent 7883 B با محفظه تزریق بر روی ستون موئینه سیلیکا مذاب به قطر  $0.25 \text{ mm}$  و طول  $60 \text{ m}$  و حاوی  $95\%$  متیل و  $5\%$  فاز فنیل سیلیکون، استفاده شده است. گاز حامل در این آزمایش هلیوم است. مقادیر ایزوتوپ پایدار کربن با علامت دلتا ( $\delta$ ) نمایش داده می‌شود و نسبت به استاندارد PDB<sup>۱</sup> با دقت  $\pm 0.2\%$  سنجیده می‌شوند.

اواخر سنوماین در این منطقه با شروع فعالیت‌های تکتونیکی و برخورد دو صفحه قاره‌ای همراه بوده است که بسته شدن پوسته اقیانوسی در لبه شمالی و شمال غربی صفحه عربی را به همراه داشته است. این فعالیت‌ها با ایجاد گسل‌های منطقه‌ای و جابه‌جایی نمک هرمز سبب بالا آمدگی و فرسایش قسمت بالای سازند سروک و ایجاد ناپیوستگی منطقه‌ای شده است [۱۳].

### روش کار

در این مطالعه ۲۸ نمونه نفت از مخازن سازند سروک ۹ میدان نفتی از بخش ایرانی خلیج فارس با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی مورد آزمایش قرار گرفته است. نمونه‌های نفت در دمای  $60^\circ \text{C}$  به مدت  $5 \text{ h}$  در معرض نیتروژن قرار می‌گیرد، سپس آسفالتین با اضافه کردن نرمال هگزان رسوب می‌کند. نمونه‌های فاقد آسفالتین با استفاده از کروماتوگرافی ستون ژل سیلیکا به قطر  $0.8 \text{ cm}$  و طول  $25 \text{ cm}$  به هیدروکربن‌های اشباع، آروماتیک و رزین‌ها تقسیم می‌شوند. هیدروکربن‌های اشباع با استفاده از نرمال هگزان، اجزای آروماتیک با بنزن و در آخر رزین‌ها با حلال متانول جدا می‌شوند. مقدار

1. Pee Dee Belemnite

شده است. این نسبت در ترکیب نفت میدین مورد مطالعه دارای مقادیر کم (۰/۱) تا متوسط (۰/۱۶) است. گاماسران به میزان کم در نمونه‌ها مشاهده شده است. نسبت  $\text{Gam}/(\text{Gam}+\text{C}_{30}\text{H})$  به عنوان شاخص گاماسران در نمونه‌ها دارای مقادیر کمتر از ۰/۱۸ است. نمونه‌های نفت میدان سیری E دارای بیشترین مقدار از این نسبت هستند (۰/۱۱-۰/۱۴). نسبت  $\text{C}_{30}\text{-}17\beta(\text{H}), 21\alpha(\text{H})\text{-hopane}/\text{C}_{30}\text{-}17\beta(\text{H}), 21\alpha(\text{H})\text{-hopane}$  یکی از پارامترهای ارزیابی بلوغ حرارتی سنگ منشأ نفت است. فراوانی مورتان در نمونه‌ها با استفاده از نسبت  $\text{Mor}/(\text{Mor}+\text{C}_{30}\text{H})$  مشخص شده است و مقادیر این نسبت در تمام نمونه‌ها کمتر از ۰/۰۹ است. نسبت پیکربندی زیستی 22R به پیکربندی 22S در  $\text{C}_{32}$  homohopanes نمونه‌ها دارای مقادیر بالا و در محدوده ۰/۵۷ تا ۰/۶۰ است. ترپان‌های سه حلقه‌ای در برابر تخریب میکروبی مقاوم بوده و همچنین مقاومت حرارتی بیشتری نسبت به هوپان‌ها دارند [۱۴]. خصوصیات مولکولی و وجود گسترده آن‌ها نشان می‌دهد ترپان‌های سه حلقه‌ای از اجزای پروکاریوت<sup>۱</sup> مشتق شده‌اند [۱۵]. در این مطالعه از ترپان‌های سه حلقه‌ای برای تعیین نوع ماده آلی و ترکیب سنگ‌شناسی سنگ منشأ استفاده شده است. به‌طور کلی نفت‌های تولید شده از سنگ منشأهای کربناته حاوی مقادیر بالای ترپان‌های چهار حلقه‌ای هستند. مقادیر نسبت  $\text{C}_{24}\text{Tet}/\text{C}_{26}\text{TT}$  در نمونه‌ها بسیار متغیر و در محدوده ۰/۷۴ تا ۱۰/۱۳ است.

#### آروماتیک‌ها

بایومارکرهای آروماتیک شامل دی‌بنزوتیوفن و فنانترن با استفاده از کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی ( $184\text{ m/z}$ ) و ( $178\text{ m/z}$ ) به ترتیب برای تعیین سنگ‌شناسی سنگ منشأ استفاده شده است. نسبت دی‌بنزوتیوفن به فنانترن در نمونه‌ها دارای مقادیر متفاوتی از ۰/۳۴ تا ۲/۳۳ است.

آنالیز ایزوتوپ پایدار کربن نمونه‌های نفت با استفاده از دستگاه Finnigan Delta Plus mass spec-trometer انجام شده است. ترکیب عنصری و مقدار سولفور اجزای آسفالتین نمونه‌های نفت نیز توسط دستگاه Carlo Erba EA 1108 elemental analyzer و با استفاده از Sulphanilamide به عنوان شاخص کربن، هیدروژن، نیتروژن و سولفور ارزیابی شده است.

#### نتایج

##### استران‌ها

استران‌ها با استفاده از کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی ( $217\text{ m/z}$ ) مشخص شده‌اند. مقادیر نسبت  $\text{C}_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  در نمونه‌های نفتی میدین مورد مطالعه تغییرات کمی داشته است و در محدوده ۰/۵۱ تا ۰/۶۰ و به دور از نقطه تعادل (۰/۷) قرار دارد [۱۴]. مقادیر نسبت  $\text{C}_{29}\alpha\alpha\alpha\text{ } 20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$  در نمونه‌ها پایین‌تر از نقطه تعادل (۰/۵۲-۰/۵۵) و معادل  $\text{Ro } 0/8$  بوده و از ۰/۴۲ تا ۰/۵۳ متغیر است. از نسبت دیااستران به استران‌های نرمال جهت ارزیابی شرایط اکسیداسیون-احیای محیط رسوبی استفاده شده است. نسبت  $\text{C}_{27}\text{Dia}/(\text{Dia}+\text{Reg})$  در نمونه‌های نفت میدان هندیدجان دارای کمترین مقدار (۰/۲۳، ۰/۳۶) و (۰/۳۸) و در نمونه نفت میدان رسالت دارای بیشترین مقدار (۰/۷۱) است. نسبت استران‌های  $\text{C}_{28}/\text{C}_{29}$  در ترکیب نفت‌های مورد مطالعه در گستره وسیعی از ۰/۳۴ تا ۱/۰۸ قرار دارد که سن سنگ منشأ نفت‌ها را از رسوبات ژوراسیک و ماقبل آن تا رسوبات کرتاسه میانی تعیین می‌کند.

##### تری‌ترپان‌ها

تری‌ترپان‌ها شامل هوپان‌ها، گاماسران‌ها و مورتان‌ها با استفاده از کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی ( $191\text{ m/z}$ ) به دست آمده‌اند. در این مطالعه فراوانی هوپان‌ها از  $\text{C}_{30}$  تا  $\text{C}_{35}$  دارای روند کاهشی است. از اندیس homohopane  $\text{C}_{35}$  برای تعیین شرایط شیمیایی حاکم بر محیط رسوبی استفاده

1. Prokaryote

## بحث

شرایط اکسیداسیون-احیاء<sup>۱</sup> محیط رسوبی

برای ارزیابی شرایط اکسیدی-احیایی محیط رسوبی که سنگ منشأ نفت در آن تشکیل شده است از پارامترهای زیر استفاده می‌شود:

## نسبت پرستان به فیتان

فراوان ترین منبع پرستان ( $C_{19}$ ) و فیتان ( $C_{20}$ ) زنجیره جانبی فیتیل از Chlorophyll-a در ارگانوسم‌های فتوسنتزی<sup>۲</sup> و Bacteriochlorophyll a,b در باکتری‌های بنفش سولفوری است [۱۶]. در محیط‌های رسوبی با شرایط احیایی، ابتدا فیتیل به فیتول سپس به دی هیدروفیتول و نهایتاً به فیتان تبدیل می‌شود. در مقابل در محیط‌های رسوبی اکسیدی طی واکنش اکسیداسیون، فیتول به اسید فیتینیک و سپس طی واکنش دی‌کربوکسیلاسیون<sup>۳</sup> به پرستن و در نهایت به پرستان تبدیل می‌شود [۱۴]. بر این اساس نسبت  $Pr/Ph < 1$  در ترکیب نفت نشان‌دهنده محیط رسوبی احیایی برای تشکیل سنگ منشأ است، به‌ویژه زمانی که میزان ترکیبات پورفیرین و سولفور در نفت بالا باشد (جدول ۱). به‌علاوه مقادیر  $Pr/Ph > 1$  نشان‌دهنده محیط رسوبی اکسیدی است [۱۷]. در این تحقیق بیشتر نمونه‌ها دارای مقادیر  $Pr/Ph$  نزدیک به ۱ و کمتر از آن است که نشان‌دهنده محیط احیایی برای تشکیل سنگ منشأ احتمالی آن‌ها است. دو نمونه SC-F و SE-E دارای مقادیر ۱/۲ هستند که در ادامه و با استفاده پارامترهای دیگر بررسی خواهند شد. موقعیت نمونه‌ها بر روی نمودار  $Pr/nC_{17}$  در مقابل  $Ph/nC_{18}$  نیز نشان می‌دهد محیط رسوبی منشأ نفت‌های مورد مطالعه در محدوده محیط‌های احیایی قرار گرفته است (شکل ۳). به‌علاوه با توجه به نمودار هیستوگرام  $Pr/Ph$  مشخص می‌شود مقادیر این نسبت در میادین غربی خلیج فارس نسبت به میادین مرکزی و شرقی، بالاتر است که مبین شرایط احیایی ضعیف‌تر در محیط رسوبی منشأ نفت این میادین است. همچنین میادین مرکزی خلیج فارس

دارای کمترین میزان نسبت  $Pr/Ph$  هستند که نشان می‌دهد یک شرایط کاملاً بی‌اکسیژنی در محیط رسوبی سنگ منشأ آن‌ها حاکم بوده است (شکل ۴).

## نسبت دیاستران به استران

شرایط اسیدی (pH پایین) و اکسیدی (Eh بالا) باعث تسریع فرآیند تبدیل استرول به دیاستران در طول دیانز می‌شود، این شرایط می‌تواند به‌واسطه وجود کانی‌های رسی مانند مونتورلینیت یا ایلیت ایجاد شود که به‌عنوان کاتالیزور در این واکنش عمل می‌کنند [۱۸]. بنابراین مقادیر پایین نسبت دیاستران به استران معرف سنگ منشأ تشکیل شده در محیط رسوبی احیایی با محتوای رس کم یا کربناته است و مقادیر بالای آن نشان‌دهنده محیط رسوبی شیلی و یا نیمه اکسیدی تا اکسیدی است [۱۴]. به استثنای نمونه‌های نفت میدان بهرگانسر که دارای مقادیر نسبت  $C_{27} Dia/(Dia+Reg)$ ، ۰/۵۴ و ۰/۶۳ است که نشان‌دهنده محیط رسوبی احیایی ضعیف تا نیمه اکسیدی و با مشارکت مواد آلی خشکی‌زی است، مقادیر این نسبت در بیشتر نمونه‌ها کم تا متوسط است ( $> 0/5$ ) و محیط رسوبی با شرایط احیایی و فاقد رس را تأیید می‌کند.

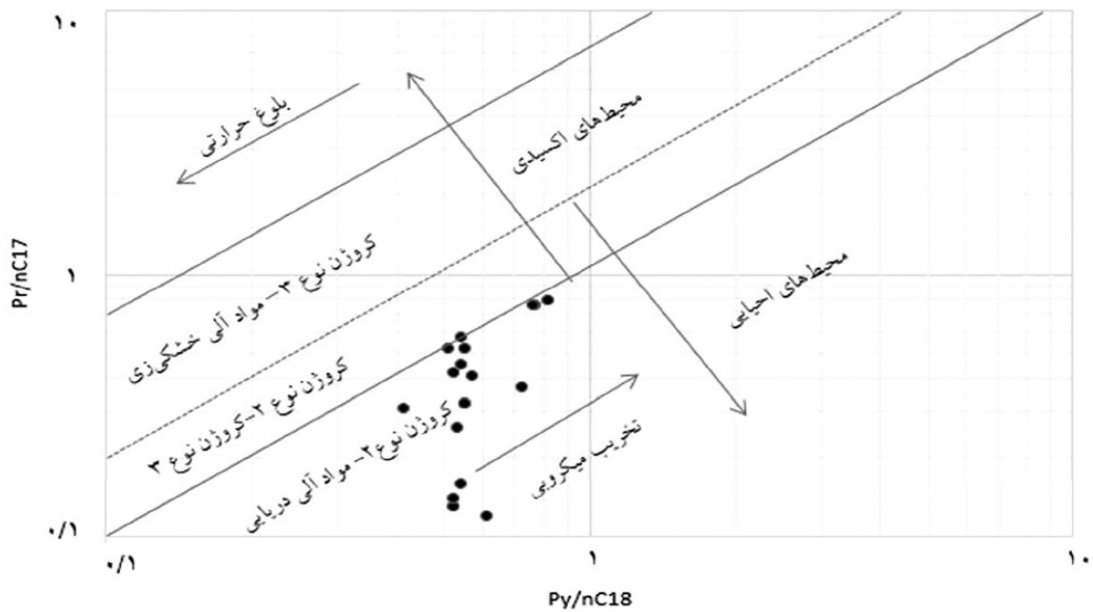
اندیس  $C_{35}$  homohopane

منشأ عمده هوپان‌های Bacteriohopan- $C_{31}-C_{35}$  etetrols هستند و دیگر شکل‌های  $C_{35}$  hopaniod معمولاً در پروکاریوت‌ها مشاهده می‌شود [۱۹]. از اندیس  $C_{35}$  homohopane که برابر است با نسبت  $homohopane/(C_{31}-C_{35})$  می‌توان برای ارزیابی شرایط اکسیداسیون-احیای محیط رسوبی استفاده کرد. بدین ترتیب نفت‌های حاصل از محیط‌های رسوبی کربناته دریایی یا تبخیری معمولاً با مقادیر بالای  $C_{35}$  homohopane index همراه هستند [۲۰].

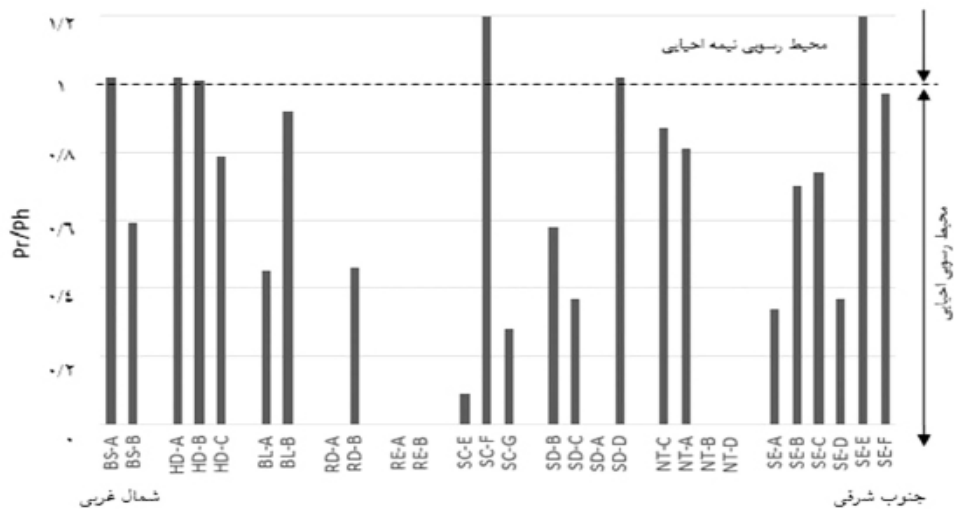
1. Redox Condition  
2. Phototrophic Organisms  
3. Decarboxylation

جدول ۱ درجه API، محتوای سولفور، پارامترهای آنالیز کروماتوگراف گازی و ایزوتوپ پایدار کربن نمونه‌های نفتی مخازن سازند سروک در خلیج فارس

δ13C Asph (%)	δ13C (‰) Res	δ13C Aro (‰)	δ13C Oil (‰)	δ13C Sat (‰)	Phy/nC <sub>18</sub>	Pri/nC <sub>17</sub>	Pri/Phy	Sulfur content	API	چاه	میدان نفتی
*	*	-۲۷/۰۸	-۲۷/۱۰	-۲۷/۳۹	*	*	۰/۴۵	۳/۰۰	۲۳/۴۸	BL-A	بلال
*	*	-۲۷/۰۴	-۲۷/۵۰	-۲۷/۶۶	*	*	۰/۹۲	*	۲۶/۳۰	BL-B	بلال
-۲۶/۲۷	-۲۶/۲۶	-۲۶/۷۱	-۲۶/۴۲	-۲۷/۴۴	۰/۷۷	۰/۷۶	۱/۰۲	*	*	HD-A	هندیجان
-۲۵/۸۰	-۲۶/۱۵	-۲۶/۳۳	-۲۶/۲۳	-۲۷/۱۶	۰/۷۶	۰/۷۶	۱/۰۱	۱/۴۰	۲۶/۱۰	HD-B	هندیجان
-۲۷/۵۰	-۲۷/۲۰	-۲۷/۴۰	-۲۷/۵۰	-۲۷/۶۰	۰/۴۱	۰/۳۱	۰/۷۹	*	۲۹/۸۴	HD-C	هندیجان
-۲۵/۵۲	-۲۵/۸۰	-۲۶/۵۳	-۲۶/۱۰	-۲۷/۱۴	۰/۸۲	۰/۷۹	۱/۰۲	*	*	BS-A	بهرگانسر
-۲۷/۲۰	-۲۷/۱۰	-۲۷/۳۰	-۲۷/۶۰	-۲۸/۳۰	۰/۷۲	۰/۳۷	۰/۵۹	۱/۱۰	*	BS-B	بهرگانسر
-۲۶/۲۰	-۲۵/۹۰	-۲۶/۲۰	-۲۶/۶۰	-۲۷/۴۰	۰/۵۶	۰/۰۳	۰/۰۹	۲/۴۸	۲۶/۵۰	SC-E	سیری C
-۲۶/۵۰	-۲۶/۲۰	-۲۶/۲۰	-۲۶/۶۰	-۲۷/۳۰	۰/۵۴	۰/۵۷	۱/۲۰	۲/۰۳	۲۷/۲۰	SC-F	سیری C
-۲۶/۶۰	-۲۶/۰۰	-۲۶/۴۰	-۲۶/۸۰	-۲۷/۰۰	۰/۶۱	۰/۱۲	۰/۲۸	*	*	SC-G	سیری C
-۲۶/۵۰	-۲۶/۰۰	-۲۶/۳۰	-۲۶/۷۰	-۲۷/۱۰	۰/۵۳	۰/۲۶	۰/۵۸	*	*	SD-B	سیری D
-۲۶/۶۰	-۲۶/۴۰	-۲۶/۱۰	-۲۶/۴۰	-۲۷/۲۰	۰/۵۴	۰/۱۶	۰/۳۷	۱/۶۱	۲۶/۸۰	SD-C	سیری D
-۲۶/۴۰	-۲۶/۱۰	-۲۶/۴۰	-۲۶/۶۰	-۲۷/۲۰	*	*	*	*	۲۶/۵۰	SD-A	سیری D
-۲۶/۵۰	-۲۵/۹۰	-۲۶/۳۰	-۲۶/۷۰	-۲۷/۳۰	۰/۵۵	۰/۵۲	۱/۰۲	۲/۵۹	۲۵/۱۰	SD-D	سیری D
-۲۶/۱۰	-۲۵/۷۰	-۲۶/۲۰	-۲۶/۵۰	-۲۷/۲۰	*	*	*	*	*	SE-A	سیری E
-۲۶/۲۰	-۲۵/۸۰	-۲۶/۰۰	-۲۶/۵۰	-۲۷/۱۰	۰/۵۲	۰/۱۳	۰/۳۴	*	*	SE-B	سیری E
-۲۶/۵۰	-۲۶/۰۰	-۲۶/۴۰	-۲۶/۶۰	-۲۷/۱۰	۰/۵۵	۰/۳۲	۰/۷۰	*	۲۷/۷۰	SE-C	سیری E
-۲۵/۷۰	-۲۶/۳۰	-۲۶/۵۰	-۲۶/۶۰	-۲۷/۱۰	۰/۵۵	۰/۳۲	۰/۷۴	*	*	SE-D	سیری E
-۲۶/۵۰	-۲۶/۲۰	-۲۶/۱۰	-۲۶/۷۰	-۲۷/۴۰	۰/۵۲	۰/۱۴	۰/۳۷	۱/۵۹	۳۰/۵۰	SE-E	سیری E
-۲۶/۲۰	-۲۶/۱۰	-۲۶/۰۰	-۲۶/۵۰	-۲۷/۳۰	۰/۵۱	۰/۵۲	۱/۲۰	۱/۶۶	۲۸/۸۰	SE-F	سیری E
-۲۶/۵۰	-۲۶/۱۰	-۲۶/۴۰	-۲۶/۶۰	-۲۷/۰۰	۰/۵۱	۰/۴۲	۰/۹۷	۲/۸۰	۲۸/۷۰	RE-A	رسالت
-۲۶/۵۰	-۲۶/۱۰	-۲۵/۸۰	-۲۶/۵۰	-۲۷/۱۰	*	*	*	*	۲۵/۲۰	RE-B	رسالت
-۲۶/۴۰	-۲۵/۹۰	-۲۶/۱۰	-۲۶/۶۰	-۲۷/۳۰	۰/۵۴	۰/۴۵	۰/۸۷	۱/۰۰	۲۹/۳۰	NT-A	نصرت
-۲۶/۴۰	-۲۵/۹۰	-۲۶/۳۰	-۲۶/۶۰	-۲۶/۹۰	۰/۵۷	۰/۴۱	۰/۸۱	۱/۹۶	۲۲/۷۰	NT-B	نصرت
*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	NT-C	نصرت
*	*	-۲۶/۵۰	-۲۶/۷۰	-۲۷/۱۰	*	*	*	*	*	NT-D	نصرت
-۲۶/۷۰	-۲۶/۴۰	-۲۵/۸۰	-۲۶/۵۰	-۲۶/۸۰	*	*	*	*	۲۷/۲۰	RD-A	رشادت
-۲۶/۲۰	-۲۶/۶۰	-۲۶/۶۰	-۲۶/۸۰	-۲۷/۱۰	*	*	۰/۴۶	۱/۶۰	۲۰/۱۱	RD-B	رشادت



شکل ۳ نمودار  $Pr/nC_{17}$  در مقابل  $Ph/nC_{18}$  جهت تعیین شرایط محیط رسوبی، بلوغ و نوع ماده آلی مولد نفت



شکل ۴ نمودار هیستوگرام  $Pr/Ph$  جهت مقایسه شرایط اکسیداسیون-احیای محیط رسوبی سنگ منشأ نفت میدپین خلیج فارس براساس موقعیت آن‌ها از غرب به شرق

#### نسبت $C_{35}/C_{34}$ homohopane

در سطوح مشابه از بلوغ حرارتی، فراوانی بیشتر هوموهوپان‌های با تعداد اتم کربن بالاتر نسبت به هوموهوپان‌های با تعداد اتم کربن پایین‌تر نشان‌دهنده محیط رسوبی احیایی است. بنابراین از نسبت هوموهوپان‌های  $C_{35}/C_{34}$  و  $C_{29}H/C_{30}H$  می‌توان به‌عنوان شاخص تعیین شرایط محیط رسوبی استفاده کرد.

با توجه به این موضوع می‌توان نتیجه گرفت مقادیر بالای  $C_{35}$  homohopane index نشان‌دهنده وجود شرایط احیایی (Eh پایین) در محیط رسوبی است. نمونه‌ها دارای مقادیر  $C_{35}$  homohopane index متوسط هستند (۰/۱-۰/۱۶)، بنابراین، شاخص هوموهوپان با تأیید پارامترهای قبلی که در بالا ذکر شد، مشخص‌کننده شرایط احیایی برای محیط رسوبی تشکیل سنگ منشأ نفت‌ها است.



دید می‌شود (شکل ۶).

#### نسبت Mor/C<sub>30</sub>H

شوری بالای آب در محیط رسوبی می‌تواند افزایش نسبت Mor/C<sub>30</sub>H در ترکیب نفت را به همراه داشته باشد [۲۴ و ۲۵]. نسبت Mor/C<sub>30</sub>H در نمونه‌های مورد مطالعه دارای مقادیر مشابه و نزدیک به هم است. به جز دو نمونه HD-C و SE-B که به ترتیب ۰/۱۱ و ۰/۱۳ است. مقادیر نسبت Mor/C<sub>30</sub>H در بقیه نمونه‌ها در محدوده ۰/۰۶-۰/۰۸ قرار دارد که نشان‌دهنده محیط‌های دریایی با شوری کم است.

#### محیط رسوبی

#### استران‌های C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub>

فراوانی نسبی استران‌های C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> جهت تعیین محیط رسوبی سنگ منشأ نفت‌ها و تطابق آن‌ها با یکدیگر مورد استفاده قرار می‌گیرد. منبع اصلی استران‌های C<sub>27</sub> در ترکیب نفت خام، مواد آلی دریایی مانند جلبک‌ها هستند، استران‌های C<sub>28</sub> بیشتر از فیتوپلانکتون‌های دریایی و جلبک‌های دریاچه‌ای تشکیل شده‌اند و منبع استران‌های C<sub>29</sub> غالباً گیاهان عالی خشکی‌زی است [۲۶] اما تنها منبع آن‌ها نیستند و موجودات دریایی نیز می‌توانند مولد استران‌های C<sub>29</sub> باشند [۲۷]. فراوانی نسبی استران‌های C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> در نمونه‌های مورد بررسی از دو الگوی مختلف C<sub>29</sub>>C<sub>27</sub>>C<sub>28</sub> و C<sub>27</sub>>C<sub>29</sub>>C<sub>28</sub> پیروی می‌کنند، در گروه اول فراوانی استران‌های C<sub>29</sub> بیشتر بوده است و می‌تواند نشان‌دهنده غلبه مواد آلی خشکی‌زی در رسوبات باشد. بالا بودن نسبت (Dia+Reg)/C<sub>27</sub>Dia در نمونه‌های RE-A، NT- و RD-A (< ۰/۶۷) وجود مواد آلی خشکی‌زی در رسوبات را تایید می‌کند. اما در بقیه نمونه‌های این گروه و با توجه به نسبت‌های Pr/n-C<sub>17</sub> و Ph/n-C<sub>18</sub> و پایین بودن نسبت (Dia+Reg)/C<sub>27</sub>Dia می‌توان علت بالا بودن فراوانی استران‌های C<sub>29</sub> را وجود بعضی از مواد آلی دریایی مانند جلبک‌های آبی دانست.

بدین ترتیب مقادیر  $C_{35}/C_{34} > ۰/۸$  و  $C_{29}/C_{30}H > ۰/۱۶$  نشان‌دهنده محیط‌های رسوبی کربناته احیایی است [۲۲]. به استثنای نمونه BL-A که دارای نسبت  $C_{35}/C_{34}$  برابر با ۰/۰۹ است، مقادیر بالای نسبت‌های  $C_{29}H/C_{30}H$  و  $C_{35}/C_{34}$  در بقیه نمونه‌ها که به ترتیب ۱/۳۳-۰/۸۵ و ۱/۱-۰/۵۷ هستند نشان‌دهنده وجود محیط رسوبی کربناته تحت شرایط احیایی برای تشکیل سنگ منشأ نفت‌ها بوده است.

#### میزان شوری و لایه‌بندی ستون آب<sup>۱</sup>

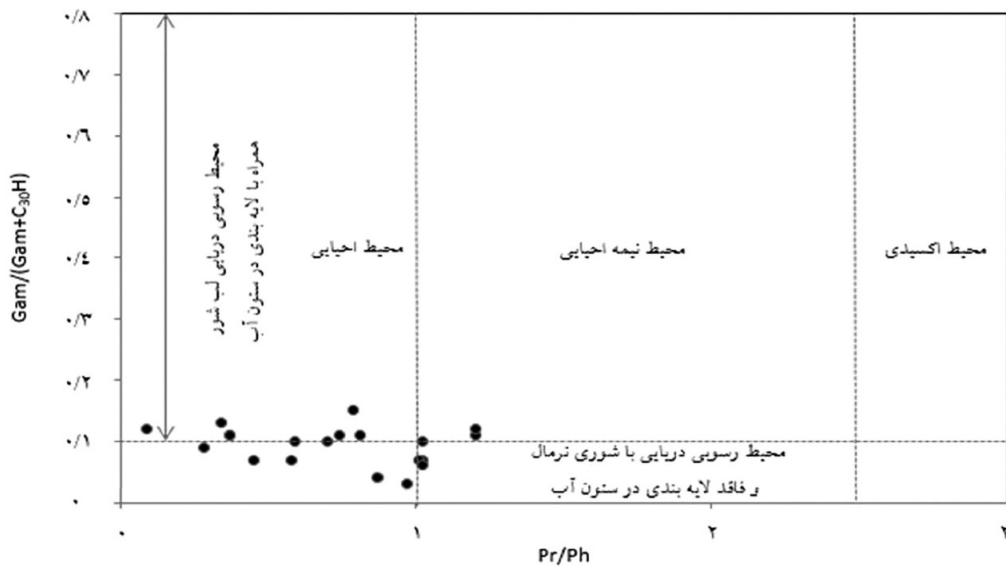
برای بررسی میزان شوری و لایه‌بندی ستون آب محیط رسوبی سنگ منشأ نفت‌ها از اندیس گاماسران و نسبت Mor/C<sub>30</sub> Hopane جدول ۲ استفاده می‌شود:

#### اندیس گاماسران

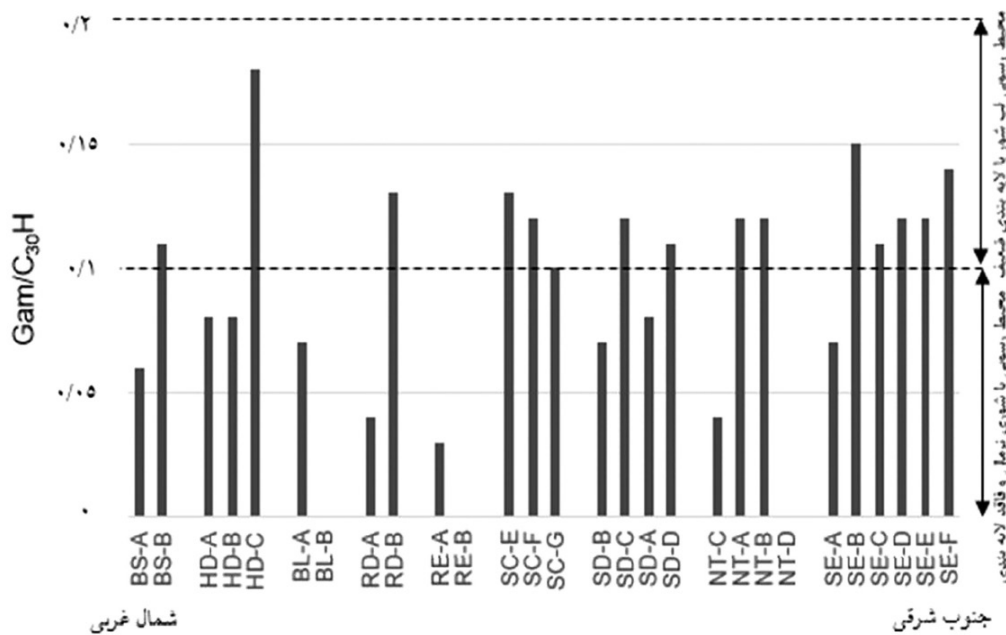
وجود گاماسران در ترکیب نفت می‌تواند نشان‌دهنده لایه‌بندی ستون آب در محیط‌های رسوبی دریایی و غیردریایی باشد که عموماً به دلیل شوری بالای آب در اعماق رخ می‌دهد [۱۴]. از اندیس گاماسران برای ارزیابی میزان شوری و لایه‌بندی آب استفاده می‌شود که با نسبت  $Gamm / (Gamm + C_{30}H)$  بیان می‌شود. مقادیر اندیس گاماسران فراتر از ۰/۱ می‌تواند مبین وجود لایه‌بندی در ستون آب باشد که به دلیل تغییرات شوری آب در اعماق مختلف و تفاوت در چگالی ایجاد شده است [۲۳]. مقادیر اندیس گاماسران در نمونه‌ها، پایین و در محدوده ۰/۰۳ تا ۰/۱۵ است و نمودار آن در مقابل نسبت Pt/Ph، محیط‌های رسوبی دریایی با شوری نرمال و فاقد لایه‌بندی تا محیط‌های دریایی لب شور و با لایه‌بندی ضعیف را برای منشأ نفت‌ها تعیین می‌کند (شکل ۵). همچنین با توجه به نمودار هیستوگرام اندیس گاماسران مشخص شد میزان شوری و لایه‌بندی آب محیط رسوبی سنگ منشأ نفت در میدین شرقی خلیج فارس بیشتر از میدین مرکزی و غربی است. بالاترین میزان شوری و لایه‌بندی آب محیط رسوبی در سنگ منشأ نفت میدین سیری E (شرقی‌ترین میدان مورد مطالعه)

جدول ۲ نسبت بایومارکرهای نمونه‌های نفت

C <sub>32</sub> S/(S+R)	Mot/C <sub>30</sub> H	C <sub>35</sub> Homohopane Index	C <sub>35</sub> HS/C <sub>34</sub> HS	Gam/C <sub>31</sub> HR	Gam/C <sub>30</sub> H	C <sub>24</sub> Tet/C <sub>26</sub> t	C <sub>24</sub> /C <sub>23</sub> t	C <sub>22</sub> /C <sub>21</sub> t	C <sub>19</sub> /C <sub>23</sub> t	چاه	میدان نفتی
۰/۵۷	۰/۰۸	۰/۱۳	۰/۱۴	۰/۱۴	۰/۰۷	۱۰/۱۳	۰/۴۳	۰/۶۵	۰/۲۵	BL-A	بلال
۰/۵۷	۰/۰۹	۰/۱۴	۱/۰۴	۰/۱۰	*	*	۰/۳۷	۰/۷۵	۰/۳۰	BL-B	بلال
۰/۶۰	۰/۰۶	۰/۱۱	۱/۲۰	۰/۱۶	۰/۰۸	۱/۱۰	۰/۴۳	۰/۶۹	۰/۰۸	HD-A	هندیجان
۰/۶۰	۰/۰۶	۰/۱۱	۱/۳۳	۰/۱۷	۰/۰۸	۰/۹۴	۰/۲۷	۰/۹۳	۰/۰۳	HD-B	هندیجان
۰/۵۸	۰/۱۱	۰/۱۱	۰/۸۵	۰/۳۷	۰/۱۸	۳/۸۵	۰/۵۳	۰/۵۸	۰/۲۶	HD-C	هندیجان
۰/۵۹	۰/۰۵	۰/۱۱	۰/۹۷	۰/۱۶	۰/۰۶	۰/۷۴	۰/۶۷	۰/۲۹	۰/۱۰	BS-A	بهرگانسر
۰/۵۹	۰/۰۸	۰/۱۴	۱/۰۳	۰/۳۰	۰/۱۱	۱/۹۲	۰/۶۰	۰/۳۸	۰/۰۸	BS-B	بهرگانسر
۰/۵۸	۰/۰۶	۰/۱۵	۱/۲۹	۰/۲۵	۰/۱۳	۱/۸۹	۰/۴۳	۰/۵۸	۰/۰۶	SC-E	سیری C
۰/۵۷	۰/۰۷	۰/۱۴	۱/۱۷	۰/۲۷	۰/۱۲	۳/۳۰	۰/۴۶	۰/۵۱	۰/۰۹	SC-F	سیری C
۰/۵۸	۰/۰۸	۰/۱۶	۰/۹۰	۰/۲۰	۰/۱۰	۲/۰۹	۰/۴۰	۰/۷۲	۰/۰۸	SC-G	سیری C
۰/۵۸	۰/۰۹	۰/۱۶	۰/۹۲	۰/۱۵	۰/۰۷	۴/۹۳	۰/۴۷	۰/۵۴	۰/۱۴	SD-B	سیری D
۰/۵۸	۰/۰۸	۰/۱۴	۱/۱۷	۰/۲۵	۰/۱۲	۸/۴۰	۰/۴۲	۰/۴۹	۰/۱۰	SD-C	سیری D
۰/۶۰	۰/۰۶	۰/۱۰	۱/۱۷	۰/۱۶	۰/۰۸	۰/۹۸	۰/۳۷	۰/۶۴	۰/۰۶	SD-A	سیری D
۰/۵۷	۰/۰۸	۰/۱۵	۰/۹۵	۰/۲۲	۰/۱۱	۲/۴۵	۰/۴۱	۰/۶۷	۰/۰۷	SD-D	سیری D
۰/۶۰	۰/۰۶	۰/۱۰	۱/۱۷	۰/۱۶	۰/۰۷	۱/۰۲	۰/۴۵	۰/۵۱	۰/۰۹	SE-A	سیری E
۰/۵۸	۰/۱۳	۰/۱۶	۰/۹۰	۰/۳۲	۰/۱۵	۷/۱۴	۰/۵۰	۰/۵۰	۰/۱۷	SE-B	سیری E
۰/۵۸	۰/۰۷	۰/۱۵	۱/۱۸	۰/۲۵	۰/۱۱	۶/۰۶	۰/۵۰	۰/۴۲	۰/۱۴	SE-C	سیری E
۰/۵۹	۰/۰۸	۰/۱۶	۱/۱۴	۰/۲۵	۰/۱۲	۳/۷۸	۰/۵۰	۰/۴۲	۰/۱۴	SE-D	سیری E
۰/۵۹	۰/۰۸	۰/۱۴	۱/۲۸	۰/۲۵	۰/۱۲	۳/۳۸	۰/۴۵	۰/۴۸	۰/۱۰	SE-E	سیری E
۰/۵۸	۰/۰۸	۰/۱۴	۱/۲۷	۰/۲۸	۰/۱۴	۳/۶۹	۰/۴۶	۰/۴۹	۰/۱۰	SE-F	سیری E
۰/۶۰	۰/۰۵	۰/۰۹	۰/۸۵	۰/۰۵	۰/۰۳	۴/۹۱	۰/۴۹	۰/۵۷	۰/۵۶	RE-A	رسالت
۰/۵۸	۰/۰۸	۰/۱۴	۱/۰۳	۰/۱۴	*	*	۰/۲۹	۰/۹۷	۰/۰۴	RE-B	رسالت
۰/۵۹	۰/۰۷	۰/۱۴	۱/۲۷	۰/۲۶	۰/۱۲	۲/۹۱	۰/۳۷	۰/۶۷	۰/۰۷	NT-A	نصرت
۰/۵۸	۰/۰۸	۰/۱۶	۰/۹۶	۰/۲۴	۰/۱۲	۱/۹۱	۰/۳۶	۰/۸۷	۰/۰۷	NT-B	نصرت
۰/۵۹	۰/۰۶	۰/۱۱	۰/۹۸	۰/۰۹	۰/۰۴	۵/۶۱	۰/۴۷	۰/۶۵	۰/۶۰	NT-C	نصرت
۰/۵۸	۰/۰۸	۰/۱۳	۰/۸۶	۰/۰۸	*	*	۰/۴۴	۰/۵۷	۰/۰۹	NT-D	نصرت
۰/۶۰	۰/۰۴	۰/۰۹	۰/۸۶	۰/۰۸	۰/۰۴	۴/۷۴	۰/۴۶	۰/۶۸	۰/۵۶	RD-A	رشادت
۰/۵۸	۰/۰۷	۰/۱۳	۰/۹۱	۰/۲۹	۰/۱۳	۳/۰۶	۰/۴۸	۰/۵۷	۰/۰۸	RD-B	رشادت



شکل ۵ نمودار نسبت Pr/Ph در مقابل Gam/(Gam+C<sub>30</sub>H) نشان می‌دهد که منشأ نفت‌ها از محیط‌های رسوبی دریایی احيایی با شوری نرمال و فاقد لایه‌بندی تا محیط‌های لب شور با لایه‌بندی ضعیف در ستون آب است

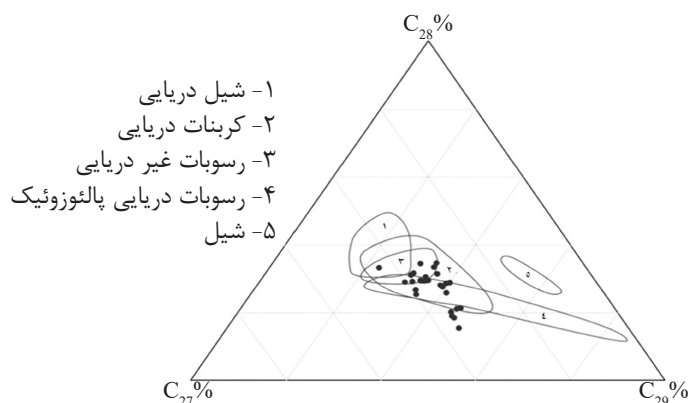


شکل ۶ نمودار هیستوگرام نسبت Gam/C<sub>30</sub>H همراه با موقعیت نمونه‌ها جهت مقایسه میزان شوری و لایه‌بندی ستون آب محیط رسوبی سنگ منشأ نفت‌ها در گستره خلیج فارس از غرب به شرق

### نسبت دی‌بنزوتیوفن به فناترن

این نسبت یکی از پارامترهای مهم برای ارزیابی محیط رسوبی و تعیین رخساره‌های سنگ منشأ نفت است. مقادیر  $DBT/P > 1$  نشان‌دهنده سنگ منشأ کربناته و  $DBT/P < 1$  نشان‌دهنده سنگ منشأ شیلی است [۲۸].

در گروه دوم با توجه به فراوانی استران‌های  $C_{27}$ ، منشأ نفت‌ها مواد آلی دریایی تشخیص داده شده است. براساس موقعیت نمونه‌ها برروی نمودار مثلثی استران‌های  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  (شکل ۷)، سنگ منشأ نفت‌های مورد مطالعه در محدوده سنگ‌های کربناته دریایی قرار دارد. و همچنین نمونه‌های مورد مطالعه دارای دو منشأ متفاوت هستند.



شکل ۷ نمودار مثلثی فراوانی نسبی استران‌های  $C_{27}$ ،  $C_{28}$ ،  $C_{29}$  نشان می‌دهد که بیشتر نمونه‌ها از محیط‌های کربناته دریایی حاصل شده‌اند

### نسبت $C_{22}T/C_{21}T$ و نسبت $C_{24}T/C_{23}T$

مقادیر بالای نسبت  $C_{22}T/C_{21}T$  و مقادیر پایین نسبت  $C_{24}T/C_{23}T$  در ترکیب نفت، از مشخصه‌های سنگ منشأهای کربناته است [۱۴]. نسبت  $C_{22}T/C_{21}T$  در نمونه‌های نفت میدان بهرگانسر دارای کمترین مقدار (۰/۲۹ و ۰/۳۸) و نسبت  $C_{24}T/C_{23}T$  دارای بیشترین مقدار (۰/۶۷ و ۰/۶۰) است که منشأ شیلی نفت آن را تأیید می‌کند. مقادیر بالای نسبت  $C_{22}T/C_{21}T$  (۰/۹۷-۰/۴۲) و پایین نسبت  $C_{24}T/C_{23}T$  (۰/۵۰-۰/۲۹) در نمونه‌های میدین مرکزی و شرقی خلیج فارس نشان‌دهنده سنگ منشأ کربناته دریایی و ترکیب کربناته و مارن برای نفت آن‌ها است.

### نسبت $C_{24}Tet/C_{26}TT$

با توجه به مقادیر بالای  $C_{24}$  tetracyclic terpane در نفت‌های تولید شده از سنگ منشأهای کربناته، می‌توان از نسبت  $C_{24}Tet/C_{26}TT$  جهت تشخیص سنگ منشأهای کربناته استفاده کرد [۳۰ و ۳۱]. مقادیر این نسبت در نمونه‌ها بسیار بالا و در محدوده ۰/۷۴ تا ۱۰/۱۳ است که در تأیید پارامترهای دیگر نشان از محیط رسوبی کربناته برای سنگ منشأ بیشتر نمونه‌های نفت دارد.

### ایزوتوپ پایدار کربن

مقادیر ایزوتوپ پایدار کربن در برش‌های هیدروکربن، یکی از ابزارهای کاربردی در بررسی‌های ژئوشیمیایی نفت است.

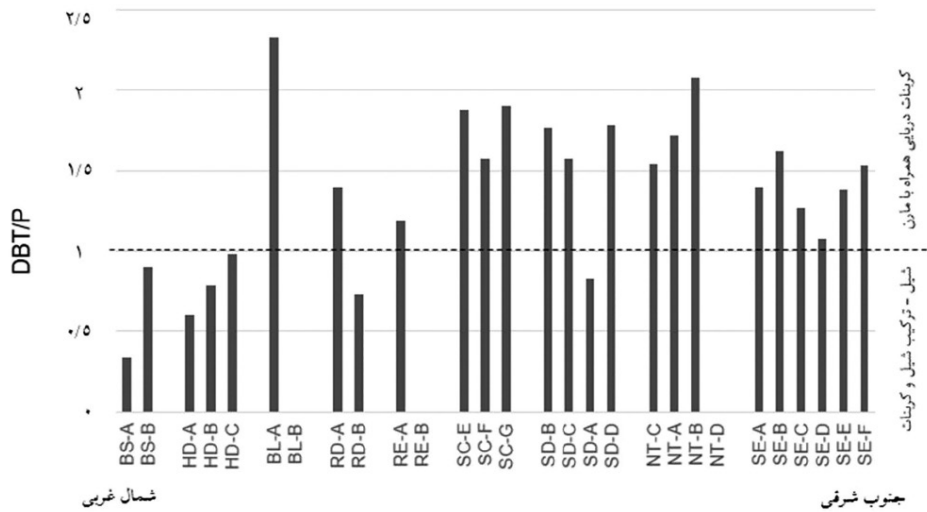
این نسبت در نمونه‌های مورد مطالعه دارای گستره وسیعی از ۰/۳۴ تا ۲/۳۳ است (جدول ۳). مقادیر نسبت DBT/P در میدین غربی خلیج فارس شامل میدین بهرگانسر و هنديجان کمتر از ۱ بوده که نشان می‌دهد منشأ آن‌ها رسوبات شیلی است. همچنین مقادیر این نسبت در نمونه‌های نفتی میدین مرکزی و شرقی خلیج فارس بزرگتر از ۱ است که تعیین‌کننده سنگ منشأهای کربناته است (شکل ۸). از نمودار نسبت DBT/P در مقابل نسبت Pr/Ph برای تعیین سنگ‌شناسی و محیط رسوبی سنگ منشأ نفت استفاده شده است [۲۹]. براساس این نمودار نمونه‌های HD-B، HD-A، BS-A در محدوده شیل‌های دریایی، نمونه‌های BS-B، HD-C و RD-B در محدوده سنگ منشأهای شیلی و کربناته و باقی نمونه‌ها در محدوده رخساره‌های کربناته دریایی همراه با مارل قرار می‌گیرد (شکل ۹).

### نسبت $C_{19}T/C_{23}T$

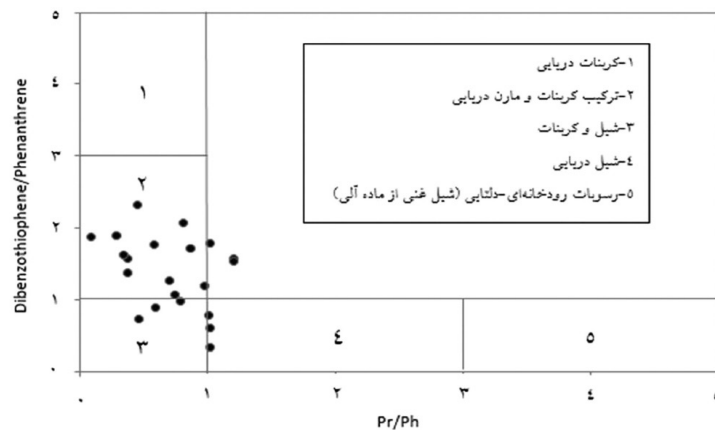
منابع عمده  $C_{19}$  trectylic diterpane و  $C_{20}$  در ترکیب نفت، گیاهان عالی هستند درحالی‌که trectylic di-terpane  $C_{21+}$  بیشتر از باکتری‌ها و جلبک‌ها به دست می‌آیند [۲۸]. بنابراین مقادیر پایین نسبت  $C_{19}T/C_{23}T$  تعیین‌کننده محیط رسوبی دریایی و مقادیر بالای آن (نزدیک به ۱ و بالاتر از آن) تعیین‌کننده مواد آلی با منشأ خشکی است [۶]. در نمونه‌های مورد مطالعه این نسبت دارای مقادیر بین ۰/۰۳-۰/۰۶ است که نشان‌دهنده محیط رسوبی دریایی است.

جدول ۳ نسبت بایومارکرهای هیدروکربن‌های اشباع و آروماتیک‌ها

DBT/P	$C_{27}^{Dia}/(Dia+Reg)$	$C_{29}^{20S}/(S+R)$	$C_{29}^{\alpha\beta\beta}/(\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$	$\alpha\alpha/20R C_{27} \%$	$C_{28}^{\alpha\alpha} 20R \%$	$C_{29}^{\alpha\alpha} 20R \%$	چاه	میدان نفتی
۲/۳۳	۰/۴۷	۰/۴۳	۰/۵۵	۳۲/۳۰	۲۱/۰۰	۴۶/۷۰	BL-A	بلال
*	*	۰/۵۳	*	۳۴/۵۱	۲۰/۴۵	۴۵/۰۴	BL-B	بلال
۰/۶۰	۰/۳۸	۰/۴۷	۰/۵۷	۳۴/۵۰	۲۹/۹۰	۳۵/۶۰	HD-A	هندیجان
۰/۷۹	۰/۲۳	۰/۴۵	۰/۵۶	۳۳/۰۰	۲۷/۴۰	۳۹/۶۰	HD-B	هندیجان
۰/۹۸	۰/۳۶	۰/۴۸	۰/۵۷	۳۳/۰۰	۲۶/۰۰	۴۱/۰۰	HD-C	هندیجان
۰/۳۴	۰/۶۳	۰/۵۱	۰/۵۴	۳۲/۳۰	۲۸/۸۰	۳۸/۹۰	BS-A	بهرگانسر
۰/۹۰	۰/۵۴	۰/۵۲	۰/۵۸	۳۶/۰۰	۳۰/۰۰	۳۴/۰۰	BS-B	بهرگانسر
۱/۸۸	۰/۳۸	۰/۴۸	۰/۵۸	۳۹/۰۰	۲۷/۰۰	۳۴/۰۰	SC-E	سیری C
۱/۵۷	۰/۳۸	۰/۴۷	۰/۵۷	۳۵/۰۰	۳۱/۰۰	۳۴/۰۰	SC-F	سیری C
۱/۹۰	۰/۳۸	۰/۴۵	۰/۵۷	۳۷/۰۰	۲۹/۰۰	۳۴/۰۰	SC-G	سیری C
۱/۷۷	۰/۴۸	۰/۵۰	۰/۵۳	۳۲/۰۰	۳۱/۹۰	۳۶/۱۰	SD-B	سیری D
۱/۵۷	۰/۳۴	۰/۵۰	۰/۵۵	۳۸/۴۰	۲۹/۹۰	۳۱/۷۰	SD-C	سیری D
۰/۸۳	۰/۳۴	۰/۴۴	۰/۵۴	۳۳/۳۰	۲۸/۰۰	۳۸/۶۰	SD-A	سیری D
۱/۷۸	۰/۴۱	۰/۵۰	۰/۵۸	۳۷/۰۰	۳۰/۰۰	۳۳/۰۰	SD-D	سیری D
۱/۴۰	۰/۴۰	۰/۴۲	۰/۵۳	۳۱/۶۰	۲۸/۷۰	۳۹/۶۰	SE-A	سیری E
۱/۶۲	۰/۴۷	۰/۵۱	۰/۵۳	۳۱/۶۰	۳۴/۷۰	۳۳/۷۰	SE-B	سیری E
۱/۲۷	۰/۴۴	۰/۴۹	۰/۵۳	۳۲/۵۰	۳۴/۰۰	۳۳/۶۰	SE-C	سیری E
۱/۰۸	۰/۴۲	۰/۴۷	۰/۵۵	۳۴/۵۰	۳۴/۰۰	۳۱/۵۰	SE-D	سیری E
۱/۳۸	۰/۳۶	۰/۴۷	۰/۵۷	۳۸/۱۰	۳۱/۱۰	۳۰/۸۰	SE-E	سیری E
۱/۵۳	۰/۳۵	۰/۴۹	۰/۵۸	۳۷/۱۰	۳۱/۶۰	۳۱/۳۰	SE-F	سیری E
۱/۱۹	۰/۷۱	۰/۴۴	۰/۵۴	۳۵/۸۰	۱۶/۲۰	۴۸/۰۰	RE-A	رسالت
*	*	۰/۵۳	*	۳۹/۵۵	۲۶/۲۱	۳۴/۲۵	RE-B	رسالت
۱/۷۲	۰/۳۲	۰/۴۶	۰/۵۸	۳۶/۹۰	۲۹/۹۰	۳۳/۱۰	NT-A	نصرت
۲/۰۸	۰/۳۸	۰/۵۰	۰/۶۰	۴۰/۰۰	۲۹/۰۰	۳۱/۰۰	NT-B	نصرت
۱/۵۴	۰/۶۷	۰/۴۴	۰/۵۳	۳۵/۳۰	۱۸/۵۰	۴۶/۲۰	NT-C	نصرت
*	*	۰/۵۰	*	۴۰/۰۰	۲۹/۰۰	۳۱/۰۰	NT-D	نصرت
۱/۴۰	۰/۶۹	۰/۴۶	۰/۵۶	۳۵/۸۰	۱۸/۸۰	۴۵/۴۰	RD-A	رشادت
۰/۷۳	۰/۳۸	۰/۴۷	۰/۵۱	۳۶/۲۰	۲۸/۹۰	۳۴/۸۰	RD-B	رشادت



شکل ۸ نمودار هیستوگرام DBT/P جهت مقایسه لیتولوژی سنگ منشأ نفت میداین خلیج فارس براساس موقعیت آن‌ها (از غرب به شرق حوضه)



شکل ۹ نمودار نسبت Pr/Ph در مقابل نسبت DBT/P جهت تعیین لیتولوژی سنگ منشأ نفت

ایزوتوپ پایدار کربن در بخش آروماتیک نمونه‌ها در محدوده ۲۷/۴۰٪ تا ۲۵/۸۰٪ و با میانگین ۲۶/۴۱٪ قرار دارد. با توجه به این مقادیر و نمودار شکل ۱۰، منشأ نفت‌های مورد مطالعه مواد آلی دریایی تعیین شده است.

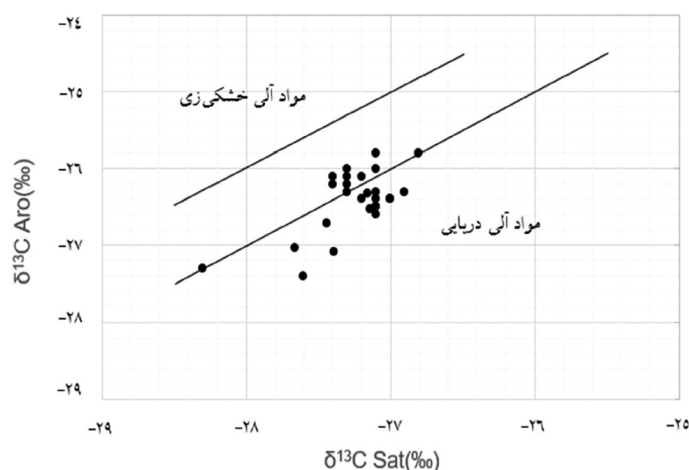
#### بلوغ حرارتی

برای بررسی بلوغ حرارتی نفت‌های مورد مطالعه از پارامترهای زیر استفاده شده است.

#### نسبت $C_{32} 22S/(22S+22R)$ homohopanes

هوپان‌های موجود در ارگانوسم‌های زیستی ابتدا دارای پیکربندی 22R بوده و به تدریج و با افزایش بلوغ حرارتی، ایزومر 22R به 22S تبدیل می‌شود.

مقادیر ایزوتوپ پایدار کربن در هیدروکربن‌های اشباع و آروماتیک، بسته به نوع ماده آلی، بلوغ حرارتی و میزان تخریب میکروبی هیدروکربن متغیر است [۳۲]. بنابراین با توجه به مقادیر ایزوتوپ پایدار کربن در هیدروکربن‌های اشباع و آروماتیک‌ها می‌توان نوع مواد آلی مولد نفت را تعیین کرد (جدول ۱). بر این اساس مقادیر  $\delta^{13}C_{Aro} = 1.12\delta^{13}C_{Sat} + 5.45$  مربوط به مواد آلی خشکی‌زی و مقادیر دریایی است [۳۲].  $\delta^{13}C_{Aro} = 1.1\delta^{13}C_{Sat} + 3.75$  مربوط به مواد آلی هیدروکربن‌های اشباع نمونه‌ها در محدوده ۲۸/۰۳٪ تا ۲۶/۸۰٪ و با میانگین ۲۷/۲۵٪ و مقادیر



شکل ۱۰ نمودار مقادیر ایزوتوپ پایدار کربن در بخش هیدروکربن‌های اشباع در مقابل بخش آروماتیک نفت‌ها در خلیج فارس نشان می‌دهد بیشتر نمونه‌ها از مواد آلی دریایی حاصل شده‌اند. همچنین تعدادی از نمونه‌ها از مواد آلی دریایی همراه با مواد آلی خشکی‌زی تولید شده‌اند [۳۴]

در حدود ۰/۸ است و در نفت‌های بالغ به کمتر از ۰/۱۵ می‌رسد و نهایتاً در حدود ۰/۰۵ به تعادل می‌رسد [۳۴]. مقادیر نسبت  $\text{Moretane}/\text{C}_{30}$  hopane در نمونه‌های مورد مطالعه به استثنای دو نمونه HD-C و SE-B که به ترتیب ۰/۱۱ و ۰/۱۳ است، دارای مقادیر بین ۰/۰۹-۰/۰۴ است که نشان می‌دهد منشأ نفت‌های مورد مطالعه سنگ منشأهای بالغ هستند.

#### نسبت $\text{C}_{29} 20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$

با افزایش بلوغ حرارتی، ایزومریزاسیون استران‌های  $\text{C}_{29} 5\alpha, 14\alpha, 17\alpha(\text{H})$  در موقعیت C-20 سبب افزایش نسبت  $20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$  از ۰ تا حدود ۰/۵ می‌شود. این نسبت در محدوده ۰/۵۲-۰/۵۵ به تعادل می‌رسد و دیگر افزایش نمی‌یابد [۳۵]. در ارگانوسم‌های زنده فقط استرول‌های دارای آرایش R در موقعیت C-20 وجود دارد. در طول تدفین و با افزایش بلوغ حرارتی این ترکیب به تدریج به ترکیبی از استران‌های با آرایش S و R تبدیل می‌شود [۱۴] که سبب افزایش نسبت  $20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$  خواهد شد. مقدار نسبت  $20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$  در بیتومن‌های حاصل از سنگ منشأهای نابالغ تشکیل شده در محیط‌های رسوبی با شوری بالا به دلیل دارا بودن استران‌های  $20\text{R}, 20\text{S}$  و  $5\alpha, 14\beta, 17\beta(\text{H})$  و  $5\alpha, 14\alpha, 17\alpha(\text{H})$  20R و عدم

بنابراین در نمونه‌های نفت یا بیتومن بالغ‌تر ترکیبی از 22R و 22S وجود دارد [۱۴]. به این ترتیب نسبت فوق با افزایش بلوغ حرارتی، از ۰ تا ۰/۶ افزایش می‌یابد (معادل ۰/۶۲-۰/۵۷ انعکاس ویتروینایت) [۳۳]. مقادیر  $22\text{S}/(22\text{S}+22\text{R}) < \text{C}_{32}$  ۰/۵ می‌تواند نشان‌دهنده بلوغ پایین نمونه‌ها باشد. همچنین مقادیر این نسبت در محدوده ۰/۵۴-۰/۵۰ نشان‌دهنده مراحل ابتدایی زایش نفت و مقادیر بین ۰/۶۲-۰/۵۷ نشان‌دهنده رسیدن به فاز اصلی تولید نفت و یا فراتر از آن است [۱۴]. در نمونه‌های مورد مطالعه مقادیر این نسبت بین ۰/۶-۰/۵۷ است که مشخص می‌کند بلوغ حرارتی سنگ منشأ در محدوده پنجره نفت‌زایی است.

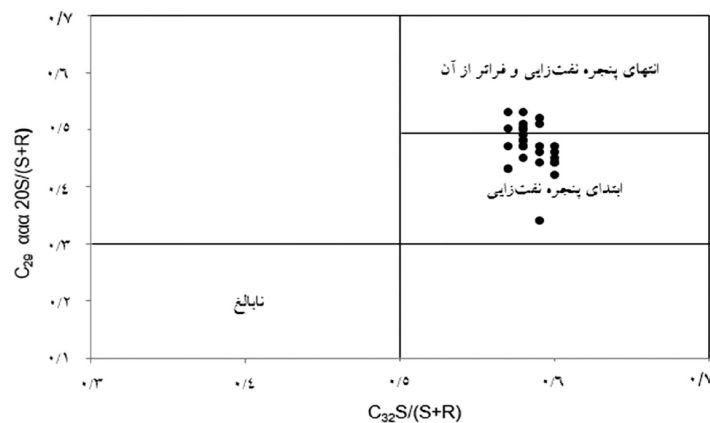
#### نسبت $\text{Moretane}/\text{C}_{30}$ hopane

ترکیب زیستی  $17\beta, 21\beta(\text{H})$  از هوپانوئیدهای  $(\beta\beta)$  در ارگانوسم‌های زنده در برابر بلوغ حرارتی ناپایدار بوده [۱۴] و در طول دیاژنز و طی بلوغ حرارتی به مورتان  $\beta\alpha$ - و هوپان  $\alpha\beta$ - تبدیل می‌شود [۳۴]. همچنین مقاومت کمتر  $17\beta, 21\alpha(\text{H})$  Moretane به  $17\alpha, 21\beta(\text{H})$  hopane در مقابل حرارت، سبب کاهش فراوانی مورتان  $\text{C}_{29}, \text{C}_{30}$  و در پی آن کاهش نسبت  $\text{Moretane}/\text{C}_{30}$  hopane با افزایش بلوغ حرارتی خواهد شد [۱۴]. این نسبت در بیتومن‌های نابالغ

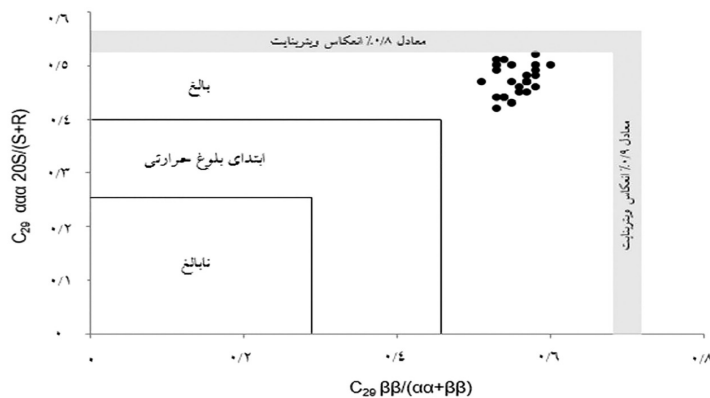
نسبت  $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$

با افزایش بلوغ و ایزومریزاسیون استران‌های  $C_{29}$  20S, 20R در C-17 و C-14، نسبت  $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  از صفر تا حدود ۰/۷ افزایش می‌یابد و در محدوده ۰/۶۷-۰/۷۱ به تعادل می‌رسد [۳۷] و با بلوغ بیشتر افزایش نمی‌یابد. مقادیر این نسبت در نفت‌های مورد مطالعه در بازه کوچکی از ۰/۵۱ تا ۰/۶۰ قرار دارد که نشان می‌دهد سنگ منشأ نفت‌ها در محدوده پنجره نفت‌زایی قرار داشته‌اند. از نمودار نسبت  $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  در مقابل نسبت  $20S/(20S+20R)$  برای استران  $C_{29}$  جهت ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه‌ها استفاده شده است. با توجه به موقعیت نمونه‌ها بر روی نمودار، بلوغ حرارتی سنگ منشأ نفت‌ها در ابتدای پنجره نفت‌زایی تعیین شده است (شکل ۱۲).

وجود استران‌های  $5\alpha, 14\alpha, 17\alpha(H)$  می‌توانند مانند نفت‌ها و بیتومن‌های حاصل از سنگ منشأهای بالغ باشد [۳۶]. بنابراین با توجه به میزان شوری کم آب در محیط رسوبی، مقادیر نسبت  $C_{29} 20S/20R$  در نفت‌های مورد نظر وابسته به بلوغ حرارتی است. مقادیر این نسبت در نمونه‌های مورد مطالعه در محدوده ۰/۴۲-۰/۵۳ است و با توجه به نمودار این نسبت در مقابل نسبت  $C_{32} 22S/(22S+22R)$  homohopanes مشخص می‌شود که بلوغ حرارتی سنگ منشأ بیشتر نمونه‌ها در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار دارد و بلوغ حرارتی سنگ منشأ نمونه‌های نفتی، BS-A، BS-B، BL-B، SE-B و RE-B در اوج مرحله زایش نفت است (شکل ۱۱).



شکل ۱۱ نمودار نسبت  $C_{32} S/(S+R)$  در مقابل  $C_{29} \alpha\alpha 20S/(S+R)$  جهت تعیین محدوده بلوغ حرارتی سنگ منشأ نفت‌ها



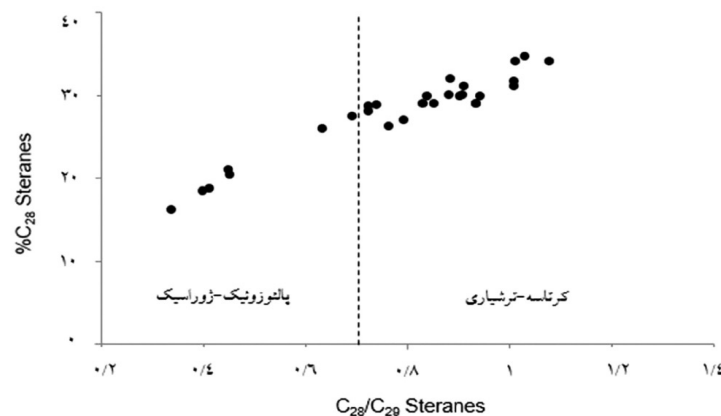
شکل ۱۲ تعیین میزان بلوغ حرارتی نفت‌ها با استفاده از نمودار تغییرات نسبت  $C_{29} \alpha\alpha 20S/(20S+20R)$  در مقابل  $C_{29} \beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$



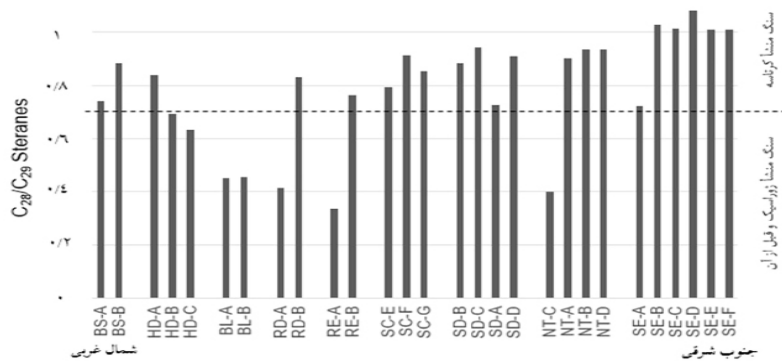
anes و نمودار این نسبت در مقابل استران‌های  $C_{28}$  % (شکل ۱۳)، سنگ منشأ نفت‌های مورد مطالعه شامل دو گروه است: گروه اول سنگ منشأ نمونه‌های نفتی (متعلق به میادین مرکزی خلیج فارس شامل بلال، رسالت، رشادت و نصرت) که رسوبات ژوراسیک و قبل از آن است. گروه دوم سنگ منشأهای مربوط به کرتاسه میانی است و نتایج این پژوهش با مطالعه علیزاده و همکاران [۸] که در آن سن سنگ منشأ نفت میادین غربی خلیج فارس رسوبات کرتاسه تشخیص داده شده است، تایید می‌شود. در نمودار هیستوگرام  $C_{28}/C_{29}$  Steranes سن سنگ منشأ میادین مختلف در مقایسه با یکدیگر مشخص شده است (شکل ۱۴).

### تعیین سن زمین‌شناسی سنگ منشأ نفت

افزایش تنوع مجموعه‌های فیتوپلانکتون شامل دیاتومه‌ها<sup>۱</sup>، کولیتوفورها<sup>۲</sup> و داینوفلاژله‌ها<sup>۳</sup> در دوران ژوراسیک و کرتاسه می‌تواند باعث افزایش استران  $C_{28}$  در ترکیب نفت یا بیتومن شود. همچنین استران  $C_{29}$  در طول زمان زمین‌شناسی کاهش می‌یابد [۳۸]. بنابراین در نفت‌های با منشأ دریایی می‌توان با استفاده از نسبت Steranes  $C_{28}/C_{29}$  سن تقریبی نفت‌ها را تخمین زد. مقادیر این نسبت در ترکیب نفت‌های تولید شده از سنگ منشأهای پرمین تا ژوراسیک پیشین در محدوده ۰/۴ تا ۰/۷ است و در نفت‌های حاصل از سنگ منشأهای ژوراسیک پسین تا میوسن بیشتر از ۰/۷ است [۳۸]. با توجه به مقادیر Ster- $C_{28}/C_{29}$



شکل ۱۳ نمودار درصد فراوانی استران‌های  $C_{28}$  در مقابل نسبت استران‌های  $C_{28}/C_{29}$  جهت تخمین سن زمین‌شناسی سنگ منشأ نفت‌ها



شکل ۱۴ نمودار هیستوگرام نسبت  $C_{28}/C_{29}$  Steranes جهت مقایسه سن سنگ منشأ نفت میادین خلیج فارس براساس موقعیت آن‌ها. منشأ نفت میادین بلال، رشادت و رسالت مربوط به رسوبات ژوراسیک و قبل از آن و منشأ نفت سایر میادین رسوبات کرتاسه است

1. Diatoms
2. Coccolithophores
3. Dinoflagellates

## نتیجه گیری

و کربنات‌های دریایی بوده و بقیه نمونه‌های نفتی از رسوبات کربناته دریایی همراه با مارن تولید شده است. همچنین مواد آلی مولد نفت نمونه‌های RE-A، RD-A و NT-C غالباً از مواد آلی خشکی‌زی تشکیل شده است و منشأ بقیه نمونه‌ها مواد آلی دریایی است. نتایج حاصل از این مطالعه در مورد منشأ دریایی مواد آلی مولد نفت‌های میادین مرکزی و شرقی خلیج فارس با نتایج حاصل از مطالعه ژئوشیمیایی سنگ منشأ سروک در حوضه خلیج فارس [۶] مطابقت دارد. بلوغ حرارتی نمونه‌ها با استفاده از پارامترهای ژئوشیمیایی ارزیابی شد. به این ترتیب بلوغ نمونه‌های BS-A، BS-B و RE-B در اوج مرحله زایش نفت و فراتر از آن تعیین شده است و بلوغ حرارتی بقیه نمونه‌ها در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار دارد. سن سنگ منشأهای نمونه‌های نفت مورد مطالعه با استفاده از بایومارکرهای مربوط به سن تخمین زده شد. بدین ترتیب منشأ نفت میادین مرکزی خلیج فارس شامل میادین بلال، رسالت و رشادت، رسوبات ژوراسیک و قبل از آن و منشأ نفت سازند سروک در بقیه میادین، رسوبات کرتاسه میانی تعیین شده است.

## تشکر و قدردانی

پژوهش حاضر برگرفته از رساله دکتری رسوب‌شناسی و سنگ‌شناسی رسوبی دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران است. در پایان از واحد پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت فلات قاره ایران و از آقای دکتر علی چهارزی مدیر محترم طرح‌های اکتشافی شرکت ملی نفت فلات قاره ایران جهت همراهی و ارائه اطلاعات لازم و مجوز انتشار آن‌ها تشکر و قدردانی می‌نماییم.

براساس ارزیابی داده‌های ژئوشیمیایی ۲۸ نمونه نفتی از مخازن سازند سروک در خلیج فارس، شرایط محیط رسوبی سنگ منشأ، رخساره‌ها و سنگ‌شناسی سنگ منشأ، بلوغ حرارتی و سن زمین‌شناسی سنگ منشأ مشخص شد. محیط رسوبی تشکیل سنگ منشأ نفت‌ها، محیط‌های دریایی با شرایط احیایی تشخیص داده شده است. شرایط احیایی حاکم بر محیط‌های رسوبی در مناطق مختلف حوضه خلیج فارس متفاوت بوده است. محیط رسوبی منشأ نفت میادین غربی خلیج فارس شرایط احیایی ضعیف‌تری نسبت به میادین مرکزی و شرقی داشته است به‌علاوه نفت میادین مرکزی خلیج فارس دارای کمترین میزان نسبت Pr/Ph هستند که نشان‌دهنده محیط رسوبی با شرایط بی‌اکسیژنی برای تشکیل سنگ منشأ آن‌ها است. میزان شوری و لایه‌بندی آب محیط رسوبی سنگ منشأ نفت‌ها با استفاده از تریپان‌های موجود در ترکیب نمونه‌ها مورد بررسی قرار گرفته است و مشخص شد که دارای یک روند کاهشی از غرب به شرق حوضه است، به صورتی که محیط رسوبی سنگ منشأ نفت میادین غربی خلیج فارس، محیط‌های دریایی لب شور با لایه‌بندی ضعیف تعیین شده است و نفت میادین شرقی خلیج فارس از محیط‌های دریایی با شوری نرمال و فاقد لایه‌بندی تولید شده است. با استفاده از داده‌های بایومارکری مشخص شد که محیط رسوبی منشأ نفت‌های میادین غربی خلیج فارس شامل میادین بهرگانسر و هنديجان رسوبات شیل-کربنات است درحالی‌که منشأ نفت میادین مرکزی و شرقی رسوبات کربناته-مارن است. به‌عبارت دقیق‌تر منشأ نمونه‌های BS-A، HD-B و HD-C شیل‌های دریایی و نمونه‌های BS-B، HD-C و RD-B ترکیب شیل

## مراجع

- [1]. Konyuhov AI, Maleki B (2006) The Persian Gulf Basin: geological history, sedimentary formations, and petroleum potential: Lithology and Mineral Resources, Pleiades Publishing, Inc, 41: 344-361.
- [2]. Rabbani AR (2007) Petroleum geochemistry, offshore SE Iran. *Geochemistry International*, 45: 1164-1172.

- [۳]. ربانی ا.ر. (۱۳۹۲) زمین‌شناسی و ژئوشیمی نفت خلیج فارس، دانشگاه تفرش، ۵۸۴ ص.
- [4]. Rabbani AR (2008) Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf, *Journal of Petroleum Geology* 31: 303-316.
- [5]. Bordenave ML, Hegre JA (2010) Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the results of the petroleum system. In: Leturmy P. Robin C. (Eds), *Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic*. Geological Society Special Publication 330, London
- [6]. Rabbani A R, Kotarba M J, Baniasad A R, Hosseiny E, Wieclaw D (2014) Geochemical characteristics and genetic types of the crude oils from the Iranian sector of the Persian Gulf, *Organic Geochemistry*, 70: 29-43.
- [7]. Baniasad A, Rabbani AR, Moallemi SA, Soleimany B, Rashidi M (2017) Petroleum System analysis of the northwestern part of the Persian Gulf, Iranian Sector. *Organic Geochemistry*, 107: 69-85.
- [8]. Alizadeh B, Alipour M, Chehrazhi A, Mirzaie S (2017) Chemometric classification and geochemistry of oils in the Iranian sector of the southern Persian Gulf Basin, *Organic Geochemistry*, 111: 67-81.
- [9]. Setudehnia A (1978) The Mesozoic sequence in south-west Iran and adjacent areas, *Journal of petroleum Geology*, 1: 3-42.
- [10]. Hajikazemi E, AL-Aasm I S, Coniglio M (2010) Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the cenomanian-turonian upper sarvak formation, southwestern Iran, *Geological Society, London, Special Publications*, 330, 1: 253-272.
- [11]. Hajikazemi E, Al-Aasm, IS, Coniglio M (2017) Diagenetic history and reservoir properties of the Cenomanian-Turonian carbonates in southwestern Iran and the Persian Gulf, *Marine and Petroleum Geology*, 88: 845-857.
- [۱۲]. مطیعی ه. (۱۳۷۲) زمین‌شناسی ایران: چینه‌شناسی زاگرس، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۳۶ ص.
- [13]. Ghazban F (2007) *Petroleum geology of the Persian Gulf joint publication*, Tehran University Press and National Iranian Oil Company, 722.
- [14]. Peters K E, Walters C C, Moldowan J M (2005) *The Biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History 2*, second edition, Cambridge University Press, Cambridge.
- [15]. Ourisson G, Albrecht P, Rohmer M (1982) Predictive microbial biochemistry from molecular fossils to procaryotic membranes. *Trends in Biochemical Sciences*, 7: 236-239.
- [16]. Powell TG, McKirdy DM (1973) Relationship between ratios of pristane to phytane, crude oil composition and geological environment in Australia, *Nature*, 243: 37-39.
- [17]. Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, Eglinton G (1978) Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation, *Nature*, 272: 216-222.
- [18]. Moldowan J M, Sundararaman P, Schoell M (1986) Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of S. W, Germany, *Organic Geochemistry*, 10: 915-926.
- [19]. Rohmer M (1987) The hopanoids, prokaryotic triterpenoids and sterol surrogates. In: *Surface Structures of Microorganisms and Their Interactions with the Mammalian Host* (E. Schriener et al. eds.), VCH Publishing, Weinlein, Germany. 227-242.
- [20]. Ten Haven H L, De Leeuw J W, Sinninghe Damst'e J S, Schenck P A, Palmer S E, Zumberge J E (1988) Application of biological markers in the recognition of palaeohypersaline environments. In: *Lacustrine Petroleum Source Rocks* (A. J. Fleet. K. Kelts and M. R. Talbot. eds.), Blackwell, London. 123-130.
- [21]. Clark J P, Philp R P (1989) Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek Basin, Alberta, *Canadian Petroleum Geologists Bulletin*, 37: 401-416.
- [22]. Peters K E, Walters C C, Moldowan J M (2011) *The biomarker guide*, 2nd edition, Cambridge University Press, Cambridge.
- [23]. De Leeuw J W, Sinninghe Damst'e J S (1990) Organic sulfur compounds and other biomarkers as indicators of paleosalinity, In: *Geochemistry of Sulfur in Fossil Fuels* (W. L. Orr and C. M. White. eds.), American Chemical Society, Washington DC, 417-443.
- [24]. Ten Haven H L, De Leeuw J W, Peakman T M, Maxwell J R (1986) Anomalies in steroid and hopanoid maturity index, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 50: 853-855.
- [25]. Rullkötter J, Marzi R (1988) Natural and artificial maturation of biological markers in a Toarcian shale from northern Germany, *Organic Geochemistry*, 13: 639-645.

- [26]. Grantham PJ, Wakefield LL (1988) Variations in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oils through geological time, *Organic Geochemistry*, 12: 61-73.
- [27]. Moldowan JM, Seifert WK, Gallegos EJ (1985) Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 69: 1255-1268.
- [28]. Moldowan JM, Seifert WK, Gallegos EJ (1983) Identification of an extended series of tricyclic terpanes in petroleum, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47: 1531-1534.
- [29]. Hughes WB, Holba AG, Dzou LIP (1995) The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59: 3581-3598.
- [30]. Palacas JG, Anders DE, King JD (1984) South Florida Basin – a prime example of carbonate source rocks in petroleum. In: *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks* (J. G. Palacas. ed.), American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, OK, 71-96.
- [31]. Connan J, Bouroulec J, Dessort D, Albrecht P (1986) The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach, *Organic Geochemistry*, 10: 29-50.
- [32]. Sofer Z, (1984) Stable carbon isotope composition of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 68: 31-49.
- [33]. Seifert WK, Moldowan JM (1986) Use of biological markers in petroleum exploration. In: *Methods in Geochemistry and Geophysics*. (R. B. Johns. ed.), Elsevier, Amsterdam, 24: 261-290.
- [34]. Seifert WK, Moldowan JM (1980) The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry, *Physics and Chemistry of the Earth*, 12: 229-237.
- [35]. Seifert WK, Moldowan JM (1978) Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 42: 77-95.
- [36]. Ourisson G, Albrecht P, Rohmer M (1979) The hopanoids Palaeochemistry and biochemistry of a group of natural products, *Pure and Applied Chemistry*, 51: 709-729.
- [37]. Köster J, Van Kaam-Peters HME, Koopmans MP, De Leeuw JW, Sinninghe Damsté JS (1997) Sulphurisation of homohopanoids: effects on carbon number distribution, speciation, and 22S/22R epimer ratios, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 61: 2431-2452.
- [38]. Grantham PJ, Wakefield LL (1988) Variations in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oils through geological time, *Organic Geochemistry*, 12: 61-73.



# Geochemical Study of Sarvak Oil Reservoirs in the Persian Gulf

Faramarz Talaie<sup>1</sup>, Ali Kadkhodaie<sup>2\*</sup>, Mehran Arian<sup>1</sup> and Mohsen Aleali<sup>1</sup>

1. Department of Geoscience, Faculty of Converging Science and Technologies, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

2. Earth Sciences Department, Faculty of Natural Sciences, University of Tabriz, Iran

kadkhodaie\_ali@tabrizu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2021.4514.3037

Received: May/29/2021

Accepted: August/22/2021

## Introduction

The presence of extensive and organic matter rich layers, the porous and permeable thick carbonate sediments layers, the extensive shale and evaporate layers that have spread over the reservoirs have caused the accumulation of huge hydrocarbon resources in the Persian Gulf basin. These reserves are estimated at between 55% and 68% of recoverable oil reservoirs and more than 40% of the world's gas reservoirs (Konyuhov and Maleki, 2006). The Late Cretaceous sediments (Cenomanian-Turonin) including the upper part of Sarvak Formation (Mishrif) are one of the richest oil reservoirs in this basin. The Sarvak Formation has been widely spread in the south and southwest of Iran and the north of the Persian Gulf and it has been drilled in many exploration and production wells in the Persian Gulf.

Heretofore, a small number of the oil samples of this formation have been evaluated in the geochemical studies of the Persian Gulf basin [1-5]. Since, no comprehensive studies have been carried out on the oil samples of the Sarvak reservoirs, the purpose of this research is to geochemical study of the sarvak reservoir oil samples throughout the Iranian part of the Persian Gulf.

## Material and Methods

In this study, 28 oil samples from the Sarvak reservoirs in 9 oilfields in the Iranian part of the Persian Gulf were analyzed using the following methods. The asphaltene is precipitated using n-hexane, then which the asphaltene-free samples are divided into saturated hydrocarbons, aromatics, and resins using silica gel column chromatography.

Gas chromatography (GC) analysis is used to determine the distribution of normal alkanes, pristane and phytane isoprenoids. Saturated and aromatic hydrocarbons were diluted with isooctane and toluene solvents, respectively, and analyzed using gas chromatograph-mass spectrometer (GC-MS) analysis to identify biomarkers.

The stable carbon isotope data were reported based on the standard of PDB and the estimated analytic accuracy of  $\pm 0.2$  ‰. The  $^{13}\text{C}$  isotope of the samples was measured using the mass spectrometer Finnigan Delta Plus device by an online system. The elemental composition and sulfur content of the oil samples were identified using Carlo Erba EA 1108 with Sulphanilamide as carbon, hydrogen, nitrogen and sulfur standards.

## Results and Discussions

The redox conditions of the depositional environment were evaluated using pristane and phytane isoprenoids and biomarker parameters including  $\text{C}_{35}$  homohopane index and  $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$  homohopane. Based on this, the depositional environments of oils source rocks have been determined the anoxic marine environments. Also, the low values of  $\text{C}_{27}$  Dia/(Dia+Reg) ratio show that the amount of the clay minerals in the sediments is low. With the exception of samples of the Bahregansar oilfield that originated from the shale source rocks with high clay content.

The water column stratification and salinity of the depositional environment is determined using Gammacerane Index and  $\text{Mor}/\text{C}_{30}\text{H}$  ratio. Therefore, the source rock depositional environment of most samples was the normal water salinity and non-

stratified marine environments and some samples are produced from the low stratification/salinity marine environment.

Using the relative abundance of  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  regular steranes and the position of the samples on the ternary diagram of  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  regular steranes percentage, it was found that the studied oils have two groups: the first, the samples originated from the marine carbonate, and the second, samples RE-A, NT-C and RD-A originated from terrigenous organic matter. Using the DBT/P ratio and plot of DBT/P versus Pr/Ph ratio, the lithology of the oil source rocks has been determined the marine carbonate, the marine carbonate-marl rocks and the marine carbonate-shale rocks. The  $C_{19}T/C_{23}T$  ratio,  $C_{22}T/C_{21}T$  ratio,  $C_{24}T/C_{23}T$  ratio and  $C_{24}Tet/C_{26}TT$  ratio also confirm the previous parameters that most of the samples were produced from the marine carbonate source rocks. The position of the samples on the Sufer diagram indicates most of the samples were produced from the marine organic matter, although terrigenous organic matters also were contributed in the production of some oil samples.

The thermal maturity of oils has been evaluated using different parameters. Thus, the values of Moretane/ $C_{30}$  hopane ratio and  $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  ratio indicate that all oils are mature. The  $C_{29} 20S/(20S+20R)$  ratio and its diagram versus the  $C_{32} S/(S+R)$  ratio show most of the oils are in the early oil window and the maturity of some oils is at the peak oil generation stage or beyond. The  $C_{28}/C_{29}$  steranes ratio shows that the central oil reservoirs of the Persian Gulf, including BL-A, BL-B, RE-A, NT-C and RD-A are generated from the Jurassic and Paleozoic source rocks, while the Sarvak reservoir in other parts of this region is sourced from the Cretaceous carbonate source rocks.

### Conclusions

Based on the geochemical evaluation of the 28 oil samples from the Sarvak reservoirs in the Persian Gulf region and according to the obtained results, the depositional environment of source rocks, the anoxic marine environments has been identified. Water column stratification and salinity of the depositional environment has a decreasing trend from west to east of the basin, so that the western Persian Gulf oilfields originated from low salinity/stratification marine

environments and the eastern Persian Gulf oilfields originated from a marine environment with normal salinity and without stratification. Using biomarker data, it was determined that the depositional environment of the western Persian Gulf oilfields including Bahrgansar and Hendijan are shale-carbonate sediments, while the source of oil of the central and eastern oilfields is carbonate-marl sediments. The maturity of BL-B, BS-A, BS-B, SE-B and RE-B samples is determined at the peak of the oil generation stage, and the thermal maturity of the other samples is at the beginning of the oil window. Based on the ratio of  $C_{28}/C_{29}$  steranes, the oil source of the central Persian Gulf fields, including Balal, Resalat and Reshadat are the Jurassic and earlier sediments, and the other oilfields originated from the Middle Cretaceous sediments.

### References

- [1]. Rabbani AR (2008) Geochemistry of crude oil samples from the Iranian sector of the Persian Gulf. *Journal of Petroleum Geology* 31: 303-316.
- [2]. Bordenave ML, Hegre JA (2010) Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the results of the petroleum system. In: Leturmy P, Robin C. (Eds), *Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic*. Geological Society Special Publication 330. London
- [3]. Rabbani AR, Kotarba MJ, Baniasad AR, Hosseiny E, Wieclaw D (2014) Geochemical characteristics and genetic types of the crude oils from the Iranian sector of the Persian Gulf. *Organic Geochemistry*, 70: 29-43.
- [4]. Baniasad A, Rabbani AR, Moallemi SA, Soleimany B, Rashidi M (2017) Petroleum System analysis of the northwestern part of the Persian Gulf, Iranian Sector. *Organic Geochemistry*, 107: 69-85.
- [5]. Alizadeh B, Alipour M, Chehrazi A, Mirzaie S (2017) Chemometric classification and geochemistry of oils in the Iranian sector of the southern Persian Gulf Basin. *Organic Geochemistry*, 111: 67-81.