

## بررسی ژئوشیمیایی نفت مخزن گدوان در میداین منطقه‌ی دشت آبادان؛ جنوب غربی ایران

مهدی کبرائی\*، احمدرضا ربانی<sup>۱</sup>، دانشگاه امیرکبیر • محمود جلالی<sup>۲</sup>، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت

### چکیده

در این مطالعه سه نمونه نفت از مخزن گدوان با سن کرتاسه‌ی پیشین در منطقه‌ی دشت آبادان واقع در جنوب غربی ایران بررسی شده است. در این راستا از روش‌های ژئوشیمیایی کلی (خصوصیات فیزیکی و شیمیایی نفت) و مولکولی (بیومارکر و ایزوتوپی) با هدف تعیین خصوصیات ژئوشیمیایی از قبیل بلوغ، مشخصات محیط رسوبی و سن سنگ منشأ استفاده شده است. نفت خام مخزن گدوان نسبتاً سبک (میانگین API برابر ۳۲) بوده که در آن تخریب میکروبی انجام نشده است. فراوانی بیشتر بخش اشباع، ارجحیت ضعیف فرد کربنی و غلظت بیشتر نرمال آلکان‌های سبک (Front-end biased distribution) در آنها مشاهده می‌شود. طبق داده‌های مولکولی و ایزوتوپی، نفت‌های مخزن گدوان توسط سنگ منشأ کربنات دریایی که در شرایط احیایی رسوب کرده، تولید شده‌اند. بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه در حد اوج پنجره‌ی نفتی بوده و سن سنگ منشأ نیز کرتاسه‌ی پسین و ژوراسیک تعیین شده است. علاوه بر این تمامی نمونه‌های مورد مطالعه شباهت ژئوشیمیایی زیادی داشته و بنابراین می‌توان آنها را در یک خانواده‌ی نفتی که توسط سنگ منشأ یکسانی تولید شده‌اند قرار داد. مهم‌ترین منشأ برای نفت‌های مورد مطالعه، در اولویت نخست سازند گرو با سن ژوراسیک پسین-کرتاسه‌ی پسین و در رده‌ی بعدی سازند سرگلو با سن ژوراسیک میانی پیشنهاد می‌گردد.

### اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۶/۰۲/۲۵

تاریخ ارسال به داور: ۹۶/۰۳/۱۲

تاریخ پذیرش داور: ۹۶/۰۵/۱۳

### واژگان کلیدی:

ژئوشیمی، نفت خام، سازند گدوان، دشت آبادان

### مقدمه

نشان داده که سازندهای گرو و سرگلو با داشتن پتانسیل و بلوغ مناسب می‌توانند به‌عنوان منشأ اصلی نفت و گازهای موجود در مخازن در نظر گرفته شوند [۳ و ۴].

دشت آبادان از نظر زمین‌شناسی قسمتی از حوضه‌ی مزوپوتامین (بین‌النهرین) کشور عراق محسوب می‌شود. پیتمن و همکاران در ۲۰۰۴ با استفاده از مطالعات ژئوشیمیایی و مدل سازی سه‌بعدی سیستم هیدروکربوری نشان دادند که تمامی نفت‌های موجود در مخازن کرتاسه توسط سازند سرگلو تولید شده است [۶]. پس از آن در ۲۰۱۲ عبید و همکاران معتقد بودند نفت‌های مخازن کرتاسه توسط رسوبات سازند سولی (معادل زمانی سازند گرو در ایران) به سن ژوراسیک پسین-کرتاسه‌ی پیشین تولید شده است [۷]. عقیده بر اینست که نفت‌های مخازن کرتاسه‌ی پسین تا اوسن بر اساس بلوغ می‌توانند در دو گروه قرار گیرند [۸].

هدف از انجام مطالعه‌ی پیش‌رو بررسی و مطالعه‌ی خصوصیات ژئوشیمیایی نفت مخزن گدوان در میداین مختلف واقع در منطقه‌ی دشت آبادان با استفاده از شاخص‌های مختلف حاصل از آنالیز مقدماتی و تکمیلی ژئوشیمیایی نفت‌هاست. در مرحله‌ی اول متغیرهای ژئوشیمیایی و ترکیبات مختلف نفت‌ها بررسی شده و سپس ترکیبات بیومارکری مختلف موجود در نفت‌ها مطالعه

منطقه‌ی دشت آبادان در جنوب غربی ایران شامل بیشتر از هفت میدان نفتی است که از مخازن کرتاسه در حال تولید هستند (شکل-۱). در منطقه‌ی دزفول، مهم‌ترین مخازن تولیدکننده‌ی نفت، سازند آسماری و گروه بنگستان بوده [۱] در حالی که در منطقه‌ی دشت آبادان، گروه‌های بنگستان (سازندهای ایلام، سروک و کژدمی) و خامی (سازندهای سازندهای داریان، گدوان و فهلیان) تولیدکننده‌های اصلی نفت هستند. علاوه بر این وجود میعانات گازی در سیستم نفتی ژوراسیک و مخازن سرگلو و نیز به اثبات رسیده است. اگرچه دشت آبادان به‌عنوان یکی از مهم‌ترین مناطق نفتی ایران شناخته شده اما سیستم نفتی منطقه و به‌خصوص ویژگی‌های ژئوشیمیایی نفت‌های مخازن مختلف و ارتباط آنها با یکدیگر کمتر مطالعه شده است.

مهم‌ترین سنگ‌های منشأ شناخته شده در منطقه‌ی دشت آبادان شامل سازندهای پابده (ترشیاری)، کژدمی (کرتاسه‌ی میانی)، گرو (ژوراسیک پسین-کرتاسه‌ی پیشین) و سرگلو (ژوراسیک میانی) هستند. در مطالعات قبلی انجام شده در این منطقه مشخص گردیده که سازندهای پابده و کژدمی با داشتن پتانسیل کافی و عدم بلوغ مناسب نمی‌توانند به‌عنوان منشأ در منطقه در نظر گرفته شوند [۲]. همچنین مطالعات قبلی در ایران و حوضه‌ی مزوپوتامین کشور عراق

\* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (mehdi.kobraei@gmail.com)

جنوب شرقی دارند که در سطح زمین رخنمون نداشته و ژئوفیزیکی است. ساختمان‌های با روند شمالی-جنوبی متأثر از بلندها و روندهای قدیمی شکل گرفته‌اند؛ در حالی که ساختمان‌های با روند شمال غربی-جنوب شرقی متأثر از برخورد صفحه‌ی عربی و کوه‌زایی زاگرس شکل گرفته‌اند [۱۰ و ۱۱]. مهم‌ترین ساختمان‌های حاوی نفت در این ناحیه شامل میدین آزادگان، جفیر، دارخوین، یادآوران، ماهشهر، آرش، سهراب و اروند هستند (شکل-۱).

دشت آبادان را از نظر تکنیکی می‌توان جدا از منطقه‌ی فروافتادگی دزفول در نظر گرفت؛ به طوری که روند اصلی ساختارها در این منطقه شمالی-جنوبی است که با روند شمال غربی-جنوب شرقی متداول در زاگرس در تضاد است. روند شمالی-جنوبی در دشت آبادان قابل تعمیم به ساختارهای جنوب عراق، کویت، شمال خلیج فارس و شمال شرقی عربستان است. این تاقیسی‌ها از منشأ فشاری نیستند و زایش آنها در ارتباط با گسل‌های پی سنگ است [۱۲].

اهداف اکتشافی دشت آبادان در سراسر سکانس‌های ژوراسیک تا ترشیاری پراکنده شده و شامل تله‌های ساختمانی و چینه‌ای است. سنگ‌های مخزن را هم به صورت سیلیسی آواری (بخش‌های ماسه‌سنگ آزادگان و کوشک) می‌توان یافت و هم به صورت رسوبات کربناتی (سازندهای فهلیان، سروک و ایلام) در محیط‌های رسوبی مختلف.

سنگ منشأ بسیار خوب از ژوراسیک (سازند سرگلو) تا کرتاسه (سازندهای گرو و کژدمی)، تاریخچه‌ی تدفین طولانی و مهاجرت دیر هیدروکربن نقش مهمی در شکل‌بندی تله‌های نفتی و شارژ آنها ایفا کرده است [۳ و ۴]. هنوز وضعیت مهاجرت و نحوه‌ی شارژ شدن مخازن مختلف در میدین نفتی به طور کامل مطالعه نشده؛ به طوری که در بعضی مطالعات مهاجرت طولانی افقی از منطقه‌ی دشت آبادان به سمت بلندهای قدیمی در عراق و کویت در نظر گرفته شده است [۱۳]. البته مهاجرت عمودی در دیگر مطالعات به عنوان مهم‌ترین عامل شارژ مخازن ذکر گردیده است [۱۴ و ۱۵].

هدف از انجام این مطالعه بررسی نفت موجود در مخزن گدوان در منطقه‌ی دشت آبادان بوده است. برش مقطع سازند گدوان در فارس در کوه گدوان بوده که شامل ۱۰۰ متر آهک است. سازند گدوان به صورت پیوسته روی سازند فهلیان و زیر سازند داریان قرار دارد (شکل-۲). در دشت آبادان سازند گدوان از تناوب آهک‌های آرژیلی به رنگ خاکستری تیره و مارل خاکستری تا سبز و قهوه‌ای تشکیل شده است. به سمت لرستان حوضه‌ی رسوبی این سازند عمیق‌تر شده و به آهک‌های آرژیلی و تیره‌رنگ گرو تبدیل می‌شود.

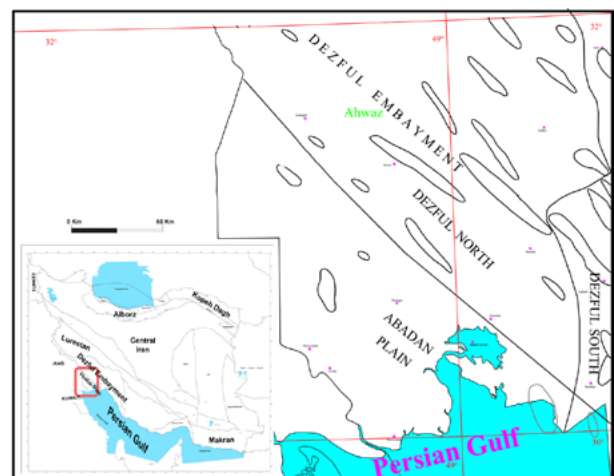
سازند گدوان که به عنوان کانیدیای سنگ منشأ در منطقه در نظر

گردیده و سازندهای احتمالی منشأ برای آنها معرفی خواهد شد.

### ۱- زمین‌شناسی منطقه

دشت آبادان در جنوب غربی‌ترین قسمت‌های ایران و در مرز بین ایران-عراق واقع شده که شامل نواحی شمالی خلیج فارس که دریایی است نیز می‌شود. مساحت کل منطقه ۲۶۵۰۰ کیلومتر مربع بوده که تقریباً کمتر از نصف آن دریایی است. مرزهای این ناحیه از شمال شرق به کمربند زاگرس و از جنوب به خلیج فارس منتهی می‌شود (شکل-۱).

دشت آبادان درون یک حوضه‌ی Foreland در جنوب غرب زاگرس واقع شده است. کمربند تراستی و همچنین چین خورده زاگرس بر اثر برخورد قاره‌ای-قاره‌ای دو صفحه‌ی عربی و اوراسیا (Eurasia) از اواخر میوسن تا زمان حال تشکیل شده است [۹]. تاقیسی‌ها در این منطقه دو روند شمالی-جنوبی و شمال غربی-



شکل ۱ | موقعیت منطقه‌ی مورد مطالعه و مرزهای اصلی تکنیکی [۵ و ۱۱]

PERIOD	EPOCH	STAGE	ABADAN PLAIN		PSE SOURCE RESERVOIR SEAL	KHUZESTAN		LEGEND
			ABADAN PLAIN	ABADAN PLAIN		ABADAN PLAIN	ABADAN PLAIN	
TERTIARY	PLIOCENE		AGHajari	AGHajari		AGHajari		Sandstone Shale or Marl and Sandstone Sandstone and Shale Shale or Marl limestone Dolomite Anhydrite or Gypsum Salt
	MIOCENE		GACHSARAN	GACHSARAN		GACHSARAN		
	OLIGOCENE		LOWER ANSARI	ANSARI		ANSARI		
	Eocene	UPPER MIDDLE LOWER	PARDEH JABUM	SHARAGAN FALL FAN		PARDEH		
CRETACEOUS	PALEOCENE	MAESTRICHTIAN	TABUR	Emmian Water Mir		GURPI		
		CAMPANIAN	GURPI			GURPI		
		SANTONIAN	ILAM			ILAM		
		CONIACIAN TURONIAN	EDUKAN			EDUKAN		
JURASSIC	LOWER	CENOMANIAN	SARVAK			SARVAK		
		ALBIAN	KABRUMI			KABRUMI		
		APTIAN	DARIYAN			DARIYAN		
		NEOCOMIAN	GARMI			GARMI		
UPPER		SARVAK			SARVAK			
		SARGELLE			SARGELLE			
MIDDLE		ALAN			ALAN			
		MUS			MUS			
LOWER		NEVRIZ			NEVRIZ			

شکل ۲ | ستون چینه‌شناسی منطقه‌ی مورد مطالعه [۱۸-۱۶]

خلیج) در میادین مختلف واقع در منطقه‌ی دشت آبادان که در طول لایه‌آزمایی‌های مختلف چاه‌های اکتشافی اخذ شده مطالعه گردیده است. آنالیز مقدماتی شامل اندازه‌گیری API، رسوب آسفالتن، کروماتوگرافی ستونی با هدف تعیین بخش‌های مختلف اشباع، آروماتیک و رزین روی نمونه‌های نفت مذکور انجام شده است.

در بخش کروماتوگرافی ستونی با استفاده از ۵ میلی‌لیتر نرمال پنتان، ۵ میلی‌لیتر نرمال پنتان/دی‌کلرومتان (نسبت ۶۰/۴۰ حجمی) و ۵ میلی‌لیتر ترکیب متانول/دی‌کلرومتان (۵۰/۵۰ حجمی) به ترتیب بخش‌های اشباع، آروماتیک و رزین جدا شده‌اند. سپس آنالیزهای تکمیلی از قبیل کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی (GC-MS) و اندازه‌گیری ایزوتوپ پایدار کربن روی نمونه‌های منتخب انجام شده است.

آنالیز GC توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی مجهز به یک ستون موئینه‌ی سیلیکا به طول ۳۰ متر (قطر داخلی ۲۵ میلی‌متر و ضخامت پوشش ۰/۲۵ میکرومتر) انجام شده است. برای انجام آنالیز طیف‌سنجی جرمی، دستگاه GC به یک طیف‌سنج جرمی یونی از نوع Finigan MAT GCQ وصل شده است. دمای کوره‌ی دستگاه ۳۰۰-۷۰ درجه‌ی سانتی‌گراد با افزایش دمای ۴ درجه‌ای در هر دقیقه برنامه‌ریزی شده که در آن ۱۵ دقیقه به‌عنوان بازه‌ی هم‌دمایی تعیین شده است. دمای تزریق ۲۷۵ درجه‌ی سانتی‌گراد در نظر گرفته شده، حالت تزریق، Split-less و گاز حامل هلیوم بوده است.

نسبت‌های مختلف بیومارکری و غلظت دقیق هر ترکیب خانوادگی اشباع و آروماتیک بر اساس مساحت زیر هر پیک و همچنین استانداردهای داخلی مشخص محاسبه شده است [۱۹-۲۱].

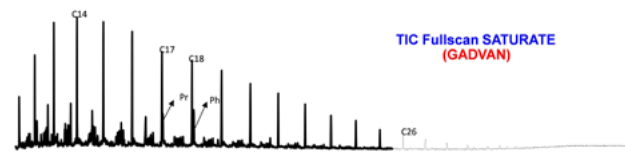
آنالیز ایزوتوپ پایدار کربن در بخش‌های اشباع و آروماتیک نمونه‌های نفت مورد مطالعه، با استفاده از احتراق در حضور اکسیژن در دمای ۱۰۲۰ درجه‌ی سانتی‌گراد و با به‌کارگیری آنالیز عنصری (Flash EA ۱۱۱۲) انجام شده است. دی‌اکسید کربن تولید شده در اثر احتراق، مستقیماً در طیف‌سنج جرمی نسبت ایزوتوپی Fisher SELTA V اندازه‌گیری شده است.

جهت آنالیز ایزوتوپی هریک از آلکان‌ها، GC-Ultra از طریق یک رابط (GC IsoLink) و یک واحد تزریق خودکار (ConFlow IV) به طیف‌سنج جرمی نسبت ایزوتوپی Delta V متصل شد. ستون گازی که به‌کار رفته مشابه با ستونی است که در بالا توصیف شد و برنامه‌ی دمایی آن مثل برنامه‌ی دمایی به‌کار رفته در آنالیز رایج GC-MS است. نسبت‌های ایزوتوپی برای هریک از آلکان‌ها با استفاده از CO<sub>2</sub> به‌عنوان گاز مرجع که در ابتدا و انتهای آنها به‌صورت خودکار به درون IRMS وارد می‌شود محاسبه گردید. نتایج به‌صورت پرمیل نسبت به استاندارد PDEE گزارش شده‌اند.

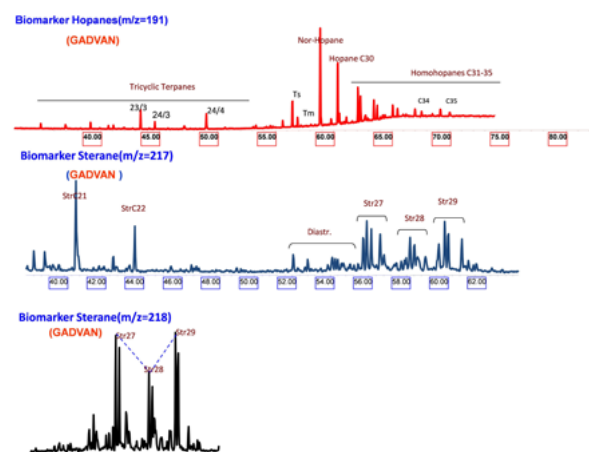
گرفته می‌شود دارای دو بخش ماسه‌سنگی (بخش کوشک) و آهکی (خلیج) است که وجود نفت در میادین مختلف در این بخش‌ها به اثبات رسیده است (شکل-۲). بخش کوشک (زیر) از بالا به پایین شامل شیل، ماسه‌سنگ دانه‌ریز و سیلتستون است. لایه‌های ماسه‌سنگی بخش کوشک که از نظر زمانی معادل بخش دلتایی زیر در عراق هستند یکی از مخازن اصلی نفت در دشت آبادان به‌شمار می‌آیند. اگرچه لایه‌های ماسه‌سنگی در محیط دلتایی رسوب کرده‌اند اما میانگین ضخامت این لایه‌ها در میدان یادآوران کمتر شده و حدود ۳۰-۲۰ متر است که در مقایسه با ضخیم‌ترین قسمت در کویت (بیشتر از ۳۰۰ متر) ضخامت ناچیزی دارند [۱۵]. بخش خلیج با همان خصوصیات شناخته شده در تمام قسمت‌های فروفادگی دزفول و ناحیه‌ی فارس با ضخامتی در حدود ۱۵ متر است. سنگ‌شناسی این بخش شامل آهک سفید تا خاکستری روشن، نرم تا سخت توصیف شده است. خصوصیت بلورین و آغشتگی به نفت در نمونه‌های خرده‌ی حفاری ممکن است بیانگر شرایط خوب مخزنی برای این بخش باشد.

## ۲- روش مطالعه

در این تحقیق تعداد سه نمونه نفت از سازند گدوان (بخش



شکل ۳ | نمونه‌ای از کروماتوگرام حاصل از آنالیز GC بخش اشباع نفت مخزن گدوان منطقه‌ی دشت آبادان



شکل ۴ | نمونه‌ای از فرگمتوگرام حاصل از آنالیز GC-MS بخش اشباع نفت مخزن گدوان منطقه‌ی دشت آبادان

تکرار آنالیزها نشان دهنده دقت زیاد آنالیز بوده و انحراف از معیار هر ترکیب کمتر از ۰/۵ پرمیل بوده است.

۳- نتایج  
۳-۱- مشخصات نفت

نتایج اندازه گیری API در نفت های مورد مطالعه و همچنین کروماتوگرافی ستونی جهت تعیین ترکیب قسمت های مختلف نفت ها در جدول ۱- نشان داده شده است. مقدار API برای نفت های مخزن گدوان ۲۶-۳۸ است که آنها را در زمهری نفت های متوسط تا سبک قرار می دهد. در این نفت ها بخش اشباع بیشترین فراوانی را داشته؛ به طوری که ۴۷-۵۷ درصد هیدروکربن های نفت گدوان مربوط به بخش اشباع بوده است. با توجه به نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی، نفت مخزن گدوان در منطقه دشت آبادان دارای ارجحیت نسبتاً کم فرد کربنی بوده، فراوانی ترکیبات آلکان با تعداد کربن کمتر (Front end-biased distribution)، نسبت زیاد  $nC_{17}/nC_{27}$  است. در این نفت ها اندیس CPI نزدیک به یک و نسبت پریستان به فیتان نیز کمتر از یک است (شکل ۳- و جدول ۱-).

۳-۲- بلوغ نفت

نسبت کم  $Pr/nC_{17}$  و  $Ph/nC_{18}$  که در شکل ۵- نشان داده شده نشان دهنده بلوغ نسبتاً زیاد و عدم وجود تخریب میکروبی در نفت های مورد مطالعه و همچنین محیط رسوبی دریایی و کروژن نوع II در سنگ منشأ تولید کننده نفت است [۲۲].

با افزایش بلوغ در مواد آلی نسبت  $(22S)/(22R+22S)$  در هومووپان  $C_{21}$  در بازه صفر تا ۰/۶ افزایش می یابد و تعادل آن در بازه ۰/۵۷-۰/۶۲ است [۲۳ و ۲۴]. در این مورد نسبت مذکور از ۰/۵۸ تا ۰/۶۱ تغییر کرده که نشان دهنده بلوغ زیاد است (جدول ۲-). در استران  $C_{29}(H), C_{29}(H), C_{29}(H), C_{29}(H)$  با افزایش بلوغ،

۳-۳- محیط رسوبی سنگ منشأ

مقدار کم نسبت های  $Pr/nC_{17}$  و  $Ph/nC_{18}$  (شکل ۵- و جدول ۱-)، فراوانی بیشتر نرمال آلکان های سبک (شکل ۳-)، مقدار کمتر از واحد نسبت های  $Pr/Ph$  و TAR نشان دهنده جلبک های دریایی و رسوب در یک محیط احیاء برای سنگ منشأ تولید کننده نفت مخزن گدوان هستند [۲۳ و ۲۶].

در استران های منظم (Regular Steranes)،  $C_{27}$  مربوط به مواد آلی دریایی،  $C_{28}$  نشان دهنده مواد آلی دریاچه ای و  $C_{29}$  مربوط به ورود مواد آلی خشکی به حوضه رسوبی هستند [۲۷]. در نمونه های مورد مطالعه، نمودار مثلثی توزیع نسبی استران های

۱ | نتایج تعیین ترکیب، مقدار API و کروماتوگرافی گازی برای بخش اشباع نفت مخزن فلهیان در منطقه دشت آبادان<sup>a</sup>

Sample ID	Sat. %	Aro. %	Res. %	Asph. %	API	$Pr/nC_{17}$	$Ph/nC_{18}$	$Pr/Ph$	CPI	$nC_{17}/(nC_{17}+nC_{27})$	$nC_{18}/(nC_{18}+nC_{19})$	TAR
Gd-Y-1	۵۷/۲۵	۲۵/۷۶	۱/۴۳	۱۵/۵۶	۳۲/۴۰	۰/۵۲	۰/۵۲	۰/۸۹	۱/۰۰	۰/۶۳	۰/۴۹	۰/۵۳
Gd-Y-2	۵۱/۸۶	۲۰/۱۳	۹/۷۶	۱۸/۲۵	۳۸/۴۰	۰/۴۵	۰/۴۸	۰/۸۷	۱/۰۲	۰/۷۳	۰/۵۱	۰/۵۱
Gd-Y-3	۴۷	۲۵/۰۰	۲۴/۵۰	۳/۵۰	۲۶/۰۰	۰/۴۹	۰/۷۶	۰/۷۴	۱/۰۰	۰/۶۰	۰/۵۱	۰/۵۲

<sup>a</sup> API= API gravity; SAT=Saturates; ARO=Aromatics; RES=Resins; ASPH=Asphaltenes; Pr/Ph=Pristane/Phytane;

$CPI=2(nC_{23}+nC_{25}+nC_{27}+nC_{29})/[nC_{22}+2(nC_{24}+nC_{26}+nC_{28})+nC_{30}]$ ;

$TAR=(nC_{27}+nC_{29}+nC_{31})/(nC_{15}+nC_{17}+nC_{19})$ ;

علاوه بر موارد ذکر شده در مورد بیومارکرهای مطالعه شده، تمامی متغیرهای ژئوشیمیایی نشان می‌دهند که نفت‌های مخزن گدوان بررسی شده در این مطالعه شباهت ژئوشیمیایی زیادی با هم داشته و می‌توانند در یک خانوادگی نفتی قرار گیرند. آنالیز ایزوتوپ کربن نیز روی نفت‌های مورد مطالعه جهت تعیین محیط رسوبی و سن سنگ منشأ تولید کننده‌ی آنها انجام شده که نتایج آن در جدول ۴ ارائه شده است. شکل ۸- نشان‌دهنده‌ی نمودار ایزوتوپ  $\delta^{13}C$  بخش آروماتیک در مقابل اشباع با هدف تعیین محیط رسوبی سنگ منشأ است. با توجه به شکل مشخص است که سنگ منشأ نفت‌های مخزن گدوان در محیطی دریایی نهشته شده است [۲۸].

با استفاده از فرآیندهای آماری روی نتایج ایزوتوپی، تغییری به نام متغیر کانونیکال (Canonical Variable) تعریف شده است [۲۸]. با توجه به جدول ۴، اندیس CV نتایج حاصل از بخش‌های قبلی را تأیید می‌کند. زیرا این اندیس برای تمامی نفت‌ها کمتر از صفر است و این امر نشان‌دهنده‌ی محیط رسوبی دریایی برای سنگ منشأ است.

### ۳-۴- سن سنگ منشأ

از نسبت بیومارکرهای (Oleanane + Hopane)/Oleanane برای تشخیص نفت‌های با سن کمتر از کرتاسه می‌توان استفاده کرد. با

منظم نشان‌دهنده‌ی محیط رسوبی کربنات دریایی برای منشأ نفت‌های مورد مطالعه است (شکل ۶-).

اندیس بسیار کم گاماسران (فراوانی گاماسران در مقابل هوپان  $C_{30}$ ) نشان‌دهنده‌ی عدم تخریب و همچنین عدم وجود لایه‌بندی در ستون آب محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ است [۲۹].

اولئینان، بیومارکری است که می‌تواند برای مطالعه‌ی سن و محیط رسوبی سنگ منشأ استفاده شود. بیومارکر اولئینان در طیف جرمی  $m/z$  ۱۹۱ تشخیص داده می‌شود و نشان‌دهنده‌ی ورود مواد آلی حاصل از گیاهان عالی زمان کرتاسه و جوان‌تر است [۲۲]. عدم وجود بیومارکر اولئینان در نفت‌های مورد مطالعه نشان‌دهنده‌ی یک سنگ منشأ با محیط دریایی یا سن کرتاسه و قدیمی‌تر است (جدول ۲-).

غلظت کمتر تریان‌های سه‌حلقه‌ای در نفت‌های مورد مطالعه (شکل ۴-) نشان‌دهنده‌ی دخالت کمتر گیاهان عالی در تولید آنهاست. در حالی که نسبت زیاد تریان‌های Tricyclic  $C_{33}$  به  $C_{34}$  Tetra cyclic نشان‌دهنده‌ی مواد آلی از نوع جلبک دریایی است (جدول ۲- [۲۳]).

در بیومارکرهای آروماتیک، نمودار نسبت‌های دی‌بنزوتیوفن به فنانترن (DBT/P) در مقابل Pr/Ph در شکل ۷- نشان‌دهنده‌ی محیط رسوبی کربنات دریایی به‌عنوان منشأ نفت‌های مورد مطالعه است [۲۸].

۲ | نسبت‌های بیومارکری تریان‌ها، در نفت مخزن گدوان منطقه‌ی دشت آبادان

Sample ID	TriCyc Terp $C_{24}/C_{23}$	TriCyc Terp $C_{26}/C_{25}$	$C_{31}R/C_{30}$ Hopane	$C_{35}/C_{34}$ S HomHopane	$C_{29}/C_{30}$ Hopane	Ts / (Ts+Tm)	23/3 Tri/24/4 Tetra	Gammacerane Index	Oleanane/ $C_{30}$ Hopane	$C_{31}$ Hopane 22S/ (22S+22R)
Gd-Y-1	۰/۳۵	۰/۶۰	۰/۴۲	۰/۸۰	۱/۴۱	۰/۳۲	۲/۸۶	۰/۰۸	۰/۰۰	۰/۶۰
Gd-Y-2	۰/۵۵	۰/۷۰	۰/۳۳	۰/۸۵	۱/۲۱	۰/۳۲	۰/۸۳	۰/۱۱	۰/۰۰	۰/۵۸
Gd-Y-3	۰/۵۰	۰/۸۰	۰/۴۳	۱/۲۵	۱/۲۷	۰/۲۵	۰/۸۲	۰/۱۱	۰/۰۰	۰/۶۱

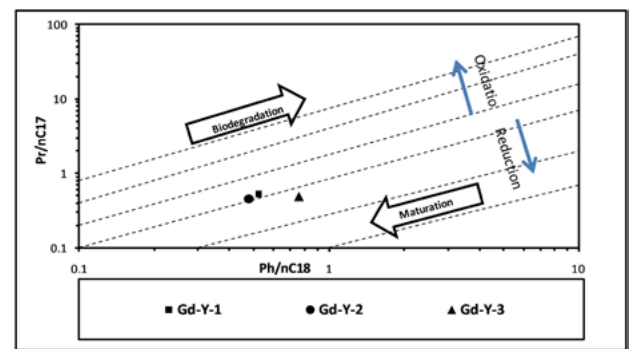
۳ | نسبت‌های بیومارکری استران‌ها و آروماتیک در نفت مخزن گدوان در منطقه‌ی دشت آبادان

Sample ID	%StrC <sub>27</sub> (217)	%StrC <sub>28</sub> (217)	%StrC <sub>29</sub> (217)	Str29 bb/ (aa+bb)	Str29 20S/ (20S+20R)	$C_{28}/C_{29}$ Str	DBT/Phen	MPI-1	Calculated Rc
Gd-Y-1	۰/۳۸	۰/۲۵	۰/۳۷	۰/۵۱	۰/۴۸	۰/۶۸	۲/۸۶	۰/۶۷	۰/۷۷
Gd-Y-2	۰/۳۵	۰/۲۳	۰/۴۲	۰/۵۸	۰/۵۲	۰/۵۳	۰/۸۰	۰/۷۶	۰/۸۳
Gd-Y-3	۰/۳۴	۰/۲۴	۰/۴۳	۰/۶۰	۰/۵۲	۰/۵۵	۱/۳۱	۰/۶۰	۰/۷۳

از نمودار تغییرات نسبت پریستان به فیتان در مقابل نسبت ایزوتوپ پایدار کربن نفت ( $\delta^{13}C$ ) استفاده کرد [۳۰]. همان‌طور که از شکل ۹- مشخص است نفت‌های مخزن گدوان در محدوده‌ی سنگ منشأ کربناتی با سن مزوزوئیک قرار می‌گیرند.

پیتر و مولدوان در ۱۹۹۳ نشان داده‌اند که با افزایش سن سنگ منشأ مقدار استران  $C_{28}$  نسبت به  $C_{29}$  افزایش می‌یابد [۲۷]. شرکت توتال با استفاده از این نظریه و همچنین تعداد زیادی نفت مطالعه شده، نموداری بر اساس درصد فراوانی استران  $C_{28}$  رسم کرده [۳۱] تا بتوان سن سنگ منشأ را به‌دست آورد. با توجه به نمودار شکل ۱۰- نمونه‌های نفت گدوان در محدوده‌ی بین سنگ‌های منشأ گرو و

توجه به جدول ۲- برای تمامی نفت‌ها این نسبت کمتر از ۰/۱ بوده که نشان می‌دهد تمامی نفت‌ها از سنگ منشأی با سن کرتاسه یا قدیمی‌تر تولید شده‌اند [۲۲]. برای تعیین سن و لیتولوژی سنگ منشأ تولیدکننده‌ی نفت می‌توان

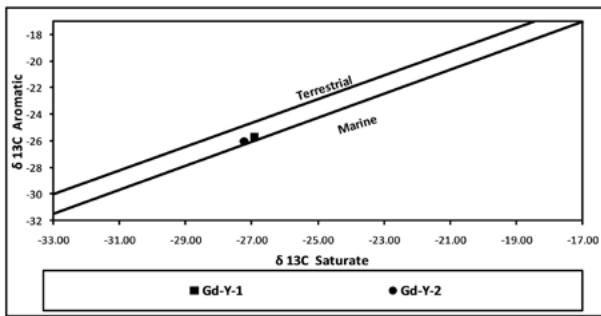


شکل ۵ | نمودار  $Pr/nC_{17}$  در مقابل  $Ph/nC_{18}$  که نشان‌دهنده‌ی بلوغ، محیط رسوبی و نوع کروژن سنگ منشأ تولیدکننده‌ی نفت‌های مورد مطالعه است [۲۲]

شکل ۴ | نتایج آنالیز ایزوتوپی کربن روی نمونه‌های نفت مخزن گدوان در منطقه دشت آبادان

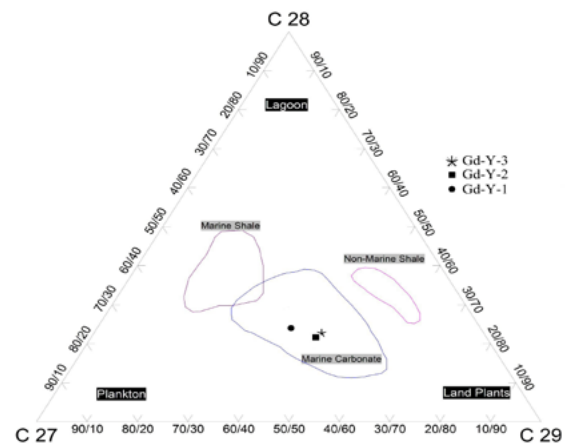
Sample ID	Saturated HC	Aromatic HC	Whole Oil	CV <sup>a</sup>
	$\delta^{13}C$ (PDB)	$\delta^{13}C$ (PDB)	$\delta^{13}C$ (PDB)	
Gd-Y-1	-۲۶/۹	-۲۵/۷	-۲۸/۷	-۱/۸۸
Gd-Y-2	-۲۷/۲	-۲۶/۱	-۲۹	-۱/۸۹
Gd-Y-3	-	-	-۲۸	-

$$^a CV = (-2.53 \delta^{13}C_{Sat} + 2.27 \delta^{13}C_{Aro}) - 11.65 \text{ (Sofer, 1984)}$$

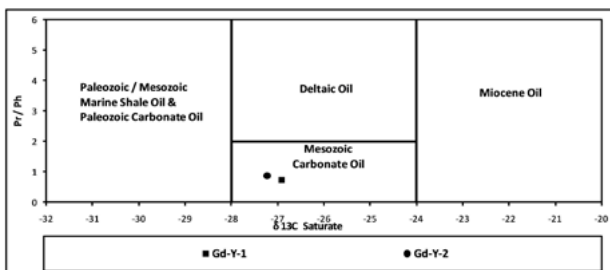


شکل ۸ | نمودار ایزوتوپ  $\delta^{13}C$  ترکیبات آروماتیک در مقابل ترکیبات اشباع جهت تعیین محیط رسوبی سنگ منشأ تولیدکننده‌ی نفت‌های مورد مطالعه [۲۹]

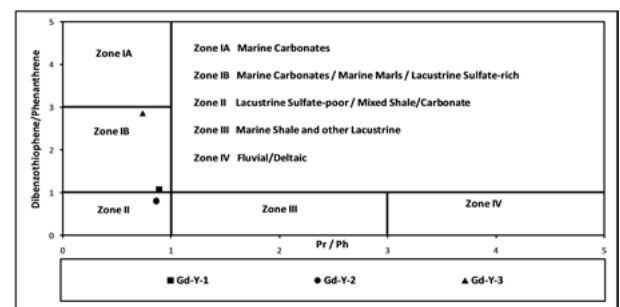
C27-28-29 Steranes Ternary Diagram



شکل ۶ | نمودار مثلثی استران‌های منظم  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  برای نمونه‌های نفت مورد مطالعه [۲۷]



شکل ۹ | نمودار نسبت  $Pr/Ph$  در مقابل ایزوتوپ  $\delta^{13}C$  بخش اشباع جهت تعیین سن سنگ منشأ [۳۰]

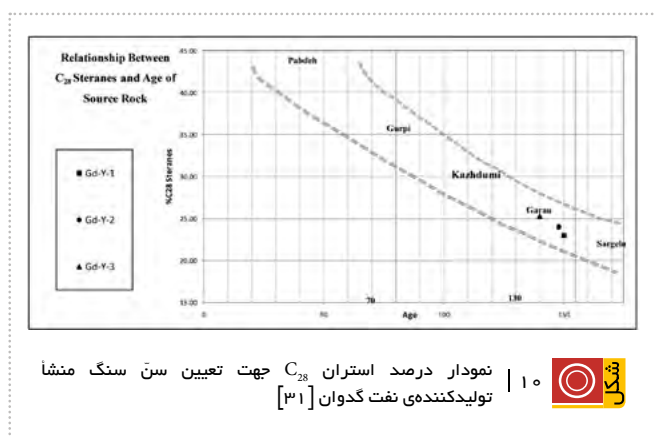


شکل ۷ | نمودار  $Dibenzothiophene/phenanthrene$  (DBT/P) در مقابل نسبت  $Pr/Ph$  برای نمونه‌های نفت مخزن گدوان [۲۸]

سن کراتاسه پیشین و ژوراسیک را به عنوان سنگ منشأ معرفی کرده‌اند.

■ نتایج آنالیز ایزوتوپی کربن برای نمونه‌های مورد مطالعه نیز ثابت کننده‌ی محیط رسوبی دریایی برای سنگ منشأ نفت‌های مورد مطالعه بوده است.

■ با جمع‌بندی نتایج حاصل از متغیرهای بیومارکری و ایزوتوپی می‌توان نتیجه گرفت که نفت‌های مخزن گدوان در منطقه‌ی دشت آبادان هم‌خانواده بوده و توسط یک مجموعه‌ی منشأ تولید شده‌اند. مهم‌ترین منشأ برای نفت‌های مورد مطالعه، در اولویت اول سازند گرو با سن ژوراسیک پسین - کراتاسه‌ی پیشین و در رده‌ی بعدی سازند سرگلو با سن ژوراسیک میانی پیشنهاد می‌گردد.



### نتیجه‌گیری

■ نفت‌های خام مخزن گدوان در منطقه‌ی دشت آبادان با API میانگین ۳۲ جزء نفت‌های نسبتاً سبک طبقه‌بندی می‌شود. در آنها بخش اشباع (Saturates)، بیشترین فراوانی را دارند، ارجحیت ضعیف فردکربنی مشاهده می‌گردد و فراوانی قسمت‌های سبک آلکان (front end-biased distribution) در پروفایل کروماتوگرافی گازی ملاحظه می‌شود.

■ متغیرهای تعیین‌کننده‌ی بلوغ از قبیل نسبت‌های  $Pr/nC_{17}$ ،  $Ph/nC_{18}$ ، هویان‌ها، استران‌ها و بیومارکرها‌ی آروماتیکی نشان‌دهنده‌ی بلوغ نسبتاً زیاد (اوج پنجره‌ی نفت‌زایی) در نمونه‌های مورد مطالعه است. علاوه بر این مطالعات دیگر انجام شده در منطقه نشان داده که نفت‌های موجود در مخزن کراتاسه‌ی پایینی در اواخر پنجره‌ی نفتی تولید شده‌اند.

■ طبق اطلاعات بیومارکری، مقدار کم نسبت‌های  $Ph/Pr/nC_{17}$ ،  $Pr/Ph$ ،  $TAR/nC_{18}$  و همچنین نحوه‌ی توزیع استران‌های منظم، میزان بسیار ناچیز اندیس‌های گاماسران و اولئینان، غلظت کمتر تریان‌های سه‌حلقه‌ای نسبت به پنج‌حلقه‌ای و در نهایت مقدار بیشتر از یک نسبت  $DBT/P$ ، نفت‌های مخزن گدوان از سنگ منشأ‌یی با محیط رسوبی کربنات دریایی و کروژن نوع II تولید شده است.

■ متغیرهای بیومارکری تعیین‌کننده‌ی سن سنگ منشأ از قبیل اندیس اولئینان، استران‌های منظم و آنالیز ایزوتوپی، رسوبات با

### پانویس‌ها

1. rabbani@aut.ac.ir

2. Mahmoud.jalali@gmail.com

### منابع

- [1] Motiei, H., 2010. An Introduction to Zagros Petroleum Reservoirs Evaluation, (For Geologist), first ed. V:2, P 681. [In Persian].
- [2] کبرایی، م، ربانی، ا.ر، طاعتی، ف، ۱۳۹۵، بررسی پتانسیل تولید در سازندهای منشأ پابده (ترشباری) و کژدمی (کراتاسه‌ی پایینی) در منطقه‌ی دشت آبادان، جنوب‌غرب ایران. مجله‌ی پژوهش نفت
- [3] Kobraei, M., Rabbani, A.R., Taati, F., 2016. Under Review, Lower Cretaceous Source rock Investigation in Western Zagros Basin-Southwest Iran, J. of Petroleum Exploration and Production Technology (1).
- [4] Abeed, Q., Alkhafaji, A., Littke, R., 2011. Source rock potential of the upper Jurassic-Lower Cretaceous succession in the southern Mesopotamian basin, sothern Iraq. Journal of petroleum geology, vol 34(2), pp. 117-134.
- [5] Zeinalzadeh, A., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Sajjadi-an, V.A., 2015. Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rock of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran, Journal of natural gas science and engineering, 26, pp. 419-426.
- [6] Pitman, J.K., Steinshouer, D., Lewan, M.D., 2004. Petroleum generation and migration in the Mesopotamian Basin and Zagros Fold Belt of Iraq: results from a basin-modeling study. GeoArabia 9 (4), pp. 41-72.
- [7] Abeed, Q., Leythaeuser, D., Littke, R., 2012. Geochemistry, origin and correlation of crude oils in Lower Cretaceous sedimentary sequences of the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq. Organic Geochemistry. 46, pp. 113-126.

- [8] Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., Janbaz, M., 2012. Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of the Dezful Embayment, Iran. *Organic Geochemistry* 49, pp. 36-46.
- [9] Beydoun, Z.R. Hughes Clarke, M.W. & Stonley, R., 1992. Petroleum in the Zagros Basin: a late Tertiary foreland basin overprinted on the outer edge of a vast hydrocarbon-rich Paleozoic-Mesozoic Passive margin shelf, in Macquin, R.W. and Leckie, D.A., editors, *Foreland basin and fold-belts: AAPG Memoir* 55, P.309-339.
- [10] Saadatinejad, M.R., Sarkarinejad, K., 2011. Application of the spectral decomposition technique for characterizing reservoir extensional system in the Abadan plain, southwestern Iran. *Mar. Petroleum Geology* 28, 1205e1217.
- [11] Abdollahie Fard, I., Braathen, A., Mokhtari, M., Alavi, S.A., 2006. Interaction of the Zagros fold thrust belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan plain and the Dezful embayment, SW Iran. *Pet. Geosc.* 12, 347e362.
- [۱۲] آقانیانی، س.ع، ۱۳۸۳، زمین شناسی ایران، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۶۰۶ صفحه
- [13] Bordenave, M.L., Hegre, J.A., 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful embayment, Zagros fold-belt, Iran. *J. Petroleum Geology* 28, pp. 339-368.
- [۱۴] کیرائی، م، ۱۳۹۵، مطالعه ژئوشیمیایی سیستم های نفتی ژوراسیک-کرتاسه در منطقه دشت آبادان، تعیین تاریخچه ی شارژ در میدان یادآوران به همراه مدل سازی دوبعدی سیستم هیدروکربوری، پایان نامه ی دوره ی دکتری، دانشگاه امیرکبیر تهران
- [۱۵] مطیعی همایون؛ زمین شناسی نفت زاگرس، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۵۸۹ صفحه، ۱۳۷۴
- [16] Jalali, M., Mahmudi, S.A., 2003. Correlation chart between Zagros, Abadan Plain and Iraq Formations. National Iranian oil Company internal report.
- [17] Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004. Structural frame work of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Marine and Petroleum Geology* 21, 829-843.
- [18] Bordenave, M.L., 2002. The Middle Cretaceous and Early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran and its prospect evaluation. In: AAPG Annual Meeting, Houston, American Association of Petroleum Geologists, pp. 1-9.
- [19] Moldowan, J.M., Seifert, W.K., Gallegos, E.J., 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 69, pp. 1255-1268.
- [20] Radke, M., Garrigues, P., Willsch, H., 1990. Methylated di-cyclic and tricyclic aromatic hydrocarbons in crude oils from the Handil field, Indonesia. *Organic Geochemistry* 15, pp. 17-34.
- [21] Weiss, H.M., Wilhelms, A., Mills, N., Scotchmer, J., Hall, P.B., Lind, K., Brekke, T., 2000. NIGOGA - The Norwegian Industry Guide to Organic Geochemical Analyses [online]. Edition 4.0 Norsk Hydro, Statoil, Geolab Nor, SINTEF Petroleum Research and the Norwegian Petroleum Directorate. 102 p. Available from World Wide Web: <<http://www.npd.no/engelsk/nigoga/default.htm>> (cited 24.08.11).
- [22] Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*, second ed. W.H. Freeman and Company, New York.
- [23] Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. *The Biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*, vol. 2. University of Cambridge Press, Cambridge, pp. 475-1155.
- [24] Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1980. The effect of thermal stress on source rock quality as measured by hopane stereochemistry. *Physics and Chemistry of the Earth* 12, pp. 229-237.
- [25] Radke, M., Garrigues, P., Willsch, H., 1990. Methylated di-cyclic and tricyclic aromatic hydrocarbons in crude oils from the Handil field, Indonesia. *Organic Geochemistry* 15, pp. 17-34.
- [26] Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*, second ed. Springer, New York.
- [27] Peters, K., Moldowan, J.M., 1993. *The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall, New Jersey.
- [28] Hughes, W.B., Holba, A.G., Dzou, L.I.P., 1995. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Organic Geochemistry* 17, pp. 3581-3598.
- [29] Sofer, Z., 1984. Stable carbon isotope composition of crude oils; application to source depositional environment and petroleum alteration. *AAPG bulletin* 68, pp. 31-49.
- [30] Zhang, D., Huang, D., Jinchao, L., 1988. Biodegraded sequences of Karamay oils and semi quantitative estimation of their biodegraded degrees in Junggar Basin, China. *Organic Geochemistry* 13, pp. 295-302.
- [31] Chung, H.M., Rooney, M.A., Toon, M.B., Claypool, G.E. "Carbon isotope composition of marine crude oils", *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 76, pp. 1000-1007, 1992.