

ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند پابده به عنوان سنگ منشأ احتمالی در گستره فروافتادگی دزفول، جنوب غربی ایران

اشکان ملکی^۱، زینب اورک^۲، آراد کیانی^۳

۱. کارشناس ارشد مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران
 ۲. کارشناسی ارشد زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه صنعتی شاهرود، شاهرود، ایران
 ۳. دانشجوی دکتری مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران
- آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: ashkanmaleki@semnan.ac.ir

مقاله علمی - ترویجی

صفحه ۲۷ - ۳۸

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۲/۰۶

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۰/۱۲

چکیده

خصوصیات سنگ‌شناسی و ژئوشیمیایی، سازند پابده را به‌عنوان یک سنگ منشأ احتمالی در گستره فروافتادگی دزفول مطرح می‌کند. مطالعه حاضر به بررسی توان هیدروکربن‌زایی سازند پابده و چگونگی توزیع کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی در این منطقه می‌پردازد. بدین منظور اطلاعات پیرولیز راک-ایول ۳۳۰ نمونه از ۱۵ میدان مورد ارزیابی ژئوشیمیایی قرار گرفت. نتایج این ارزیابی نشان می‌دهد که سازند پابده در گستره فروافتادگی دزفول، دارای کروژن نوع II، III و مخلوطی از دو کروژن نامبرده است و دارای پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف تا خیلی خوب نفت و به لحاظ بلوغ مواد آلی در وضعیت نابالغ تا اوایل پنجره نفتی قرار دارد. بررسی رخساره‌های آلی نشان از نهشته شدن این سازند در شرایط متغیر محیط رسوب‌گذاری و تغییرات متعدد سطح آب دریا است. به‌طور کلی نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که سازند پابده در گستره فروافتادگی دزفول به بلوغ مناسب جهت تولید هیدروکربن نرسیده است.

کلیدواژه‌ها: پتانسیل هیدروکربن‌زایی، پیرولیز راک-ایول، محیط رسوبی، کروژن، سنگ مادر، فروافتادگی دزفول

۱. مقدمه

کمربند چین‌خورده - رورانندی زاگرس، قسمتی از کمربند آلپ - هیمالیا بوده که در نتیجه باز و سپس بسته شدن اقیانوس تتیس جدید بین صفحه عربی و ایران است [۱ و ۲] کمربند چین‌خورده زاگرس یک مرحله تغییر شکل یافته از حوضه رسوبی زاگرس است که تا بخش‌های شمال خاوری حاشیه قاره‌ای آفرو-عربی امتداد یافته است [۱]. حوضه رسوبی زاگرس از مهم‌ترین مناطق هیدروکربنی در جهان با امتداد شمال خاوری - جنوب باختری است که بخش بزرگی از مخازن نفتی و

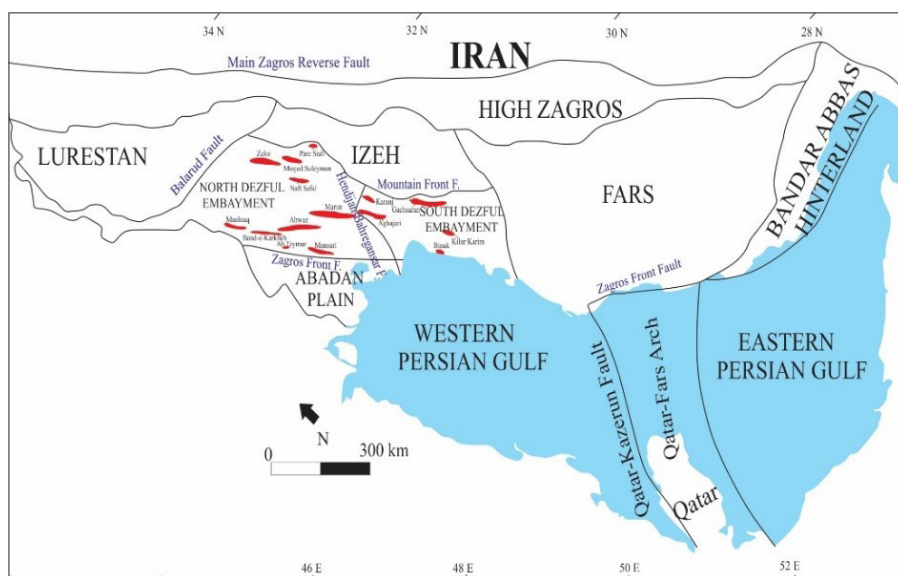
گازی کشور را در خود جای داده است [۳]. رشته‌کوه‌های زاگرس حاصل فعالیت کوهزایی در میوسن - پلیوسن است و دارای دو بالآمدگی لرستان در شمال و فارس در جنوب است [۴]. منطقه فروافتاده‌ای در این بین به نام فروافتادگی دزفول قرار گرفته است که یکی از غنی‌ترین مناطق واقع در حوضه رسوبی زاگرس است (شکل ۱) [۵ و ۳]. فروافتادگی دزفول، به علت وجود لایه‌های رسوبی ضخیم و دارا بودن سنگ‌های منشأ مناسب، مخزن و پوش سنگ و گسترش زیاد یکی از اقتصادی‌ترین



حوضه‌های هیدروکربنی ایران محسوب می‌شود [۶]. ساختار زمین‌شناسی و چینه‌شناسی فروافتادگی دزفول در زمان کرتاسه بالایی تا اوایل دوره ترشیاری به‌شدت تحت تأثیر فعالیت‌های تکتونیکی ناحیه زاگرس بوده است [۴]. گسل هنديجان - بهرگانسر فروافتادگی دزفول را به دو قسمت شمالی و جنوبی تقسیم می‌کند. عملکرد مداوم گسل قطر - کازرون (راستگرد) و گسل بالارود (چپگرد) نقش اساسی در شکل‌گیری فروافتادگی دزفول داشته است [۷].

امروزه علم ژئوشیمی این قابلیت را دارد که با استفاده از روش‌های متنوع ژئوشیمیایی، به بررسی سنگ‌های منشأ، زون‌های تولیدی و غیرتولیدی، مهاجرت نفت، تله‌های نفتی و توسعه‌ی میدان‌های نفتی بپردازد [۸-۱۰]. یکی از اهداف مهم ژئوشیمی، مشخص نمودن واحدهای چینه‌ای است که در یک حوضه رسوبی بهترین سنگ‌های منشأ را تشکیل می‌دهند [۱۱]. تعیین خصوصیات مواد آلی شامل سه پارامتر کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی در سنگ‌های رسوبی از اصلی‌ترین نتایج ژئوشیمی آلی است که امروزه یکی از مراحل اصلی در ارزیابی پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ‌های منشأ قلمداد می‌شود. یکی از مهم‌ترین ابزارهای مورد استفاده در مطالعات ژئوشیمیایی، دستگاه پیرولیز راک-ایول بوده که به‌صورت وسیعی برای اکتشاف هیدروکربن در جهان استفاده می‌شود. استفاده از دستگاه پیرولیز راک-ایول می‌تواند پتانسیل هیدروکربن‌زایی را در مناطق مختلف مورد ارزیابی قرار دهد و ریسک حفاری را کاهش دهد [۱۲].

سازند پابده یکی از مهم‌ترین سنگ‌های منشأ احتمالی در حوضه رسوبی زاگرس به‌ویژه فروافتادگی دزفول است. سن این سازند ائوسن - الیگوسن بوده و بخشی از توالی‌های کربناته ضخیم حوضه زاگرس است که از مارن‌های خاکستری تیره، شیل‌های سیاه به همراه سنگ‌آهک‌های نازک حاوی رس تشکیل شده است. برش الگوی واحد سنگی پابده در تنگه پابده در شمال میدان نفتی مسجدسلیمان به ضخامت ۷۹۸ متر مطالعه شده است. این سازند به‌ویژه در نواحی جنوب شرقی لرستان، خوزستان و نواحی جنوبی فارس گسترش دارد [۱۳]. مرز پایینی این سازند در فروافتادگی دزفول، سازند گورپی (کامپانین - ماستریشین) و مرز بالایی آن سازند آسماری (الیگو - میوسن) قرار دارد (شکل ۲) [۱۴]. در این مطالعه، به ارزیابی سازند پابده به‌عنوان یک سنگ منشأ احتمالی در منطقه فروافتادگی دزفول پرداخته شده است. علی‌رغم اینکه تا به امروز مطالعات زیادی پیرامون توان هیدروکربن‌زایی سازند پابده در فروافتادگی دزفول انجام شده است اما همه آن‌ها این سازند را در یک چاه و یا یک میدان، مورد مطالعه قرار داده‌اند [۳۰-۱۵]. هدف از این مطالعه، بررسی توان هیدروکربن‌زایی سازند پابده شامل کمیت، کیفیت و بلوغ این سازند در گستره فروافتادگی دزفول است. نتایج این مطالعه می‌تواند اطلاعات کاملی در خصوص ویژگی‌های هیدروکربن‌زایی سازند پابده در گستره فروافتادگی دزفول در اختیار خوانندگان قرار دهد.



شکل ۱. موقعیت میدان‌های نفتی مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول (با اندکی تغییرات [۳]).

AGE	FORMATIONS	S.R.	RES.	SEAL
QUAT./PLIOC.	Bakhtiari, Aghajari, Mishan, Gachsaran			A-A-A Gach. - A-A
MIOCENE	Asmari		Asmari	
OLIGOCENE	Pabdeh	**		
EOCENE	Shahbazan			
PALEOCENE	Kashkan, Amiran			
MAASTR.	Gurpi		Gurpi	Gurpi
CAMPANIAN	Ilam			Ilam
SANTONIAN CON/TUR CENOMANIAN	Sarvak	**		Sarvak
ALBIAN	Kazhdumi	**		
APTIAN	Garau, Darlyan	**		Darlyan
BARREMIAN	Gadvan	**		Fahliyan
NEOCOMIAN	Fahliyan	**		
MALM	Gotnia, Hith			Hith
DOGGER	Najmah, Surmeh	**		Surmeh
LIAS	Sargelu, Alan, Mus, Adaiyah	**		Alan

شکل ۲. ستون چینه‌شناسی ناحیه زاگرس [۵].

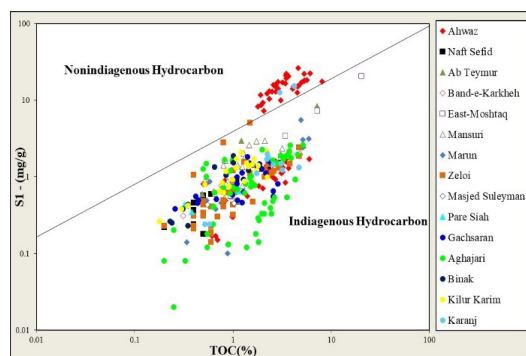
۲. ابزار و روش

همان‌طور که گفته شد روش پیرولیز راک ایول در فعالیت‌های اکتشافی بسیار کاربردی است. پیرولیز یک روش حرارتی بوده که با حرارت دادن ماده آلی در غیاب اکسیژن صورت می‌گیرد. در این روش مقدار کمی از نمونه‌های پودر شده سنگ در یک محیط اتمسفری نیتروژن قرار می‌گیرد. پارامترهای اندازه‌گیری شده در آنالیز پیرولیز راک-ایول شامل S_1 (مقدار هیدروکربن آزاد شده در دمای ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد برحسب میلی‌گرم هیدروکربن به گرم سنگ)، S_2 (مقدار هیدروکربن و ترکیبات اکسیژن‌داری که میان دمای ۳۰۰ تا ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد در اثر کراکینگ کروژن و ترکیبات سنگین‌تر مانند رزین و آسفالتین آزاد می‌شود، برحسب میلی‌گرم هیدروکربن به گرم سنگ)، S_3 (ترکیبات حاوی اکسیژن که در دمای ۴۰۰ درجه سانتی‌گراد تجزیه می‌شوند نیز به صورت گاز CO_2 آزاد می‌شود که به شکل پیک S_3 و در واحد میلی‌گرم CO_2 در هر گرم سنگ نمایش داده می‌شود)، T_{max} (برحسب درجه سانتی‌گراد) و TOC (درصد وزنی) است. با استفاده از این پارامترها می‌توان اندیس هیدروژن $HI=100 \times S_2/S_1$ ، اندیس اکسیژن (TOC) ، اندیس اکسیژن $(OI=100 \times S_3/TOC)$ ، اندیس تولید محاسبه کرد $(PI=S_1/(S_1/S_2))$ و پتانسیل هیدروکربن‌زایی $(PP=S_1+S_2)$ را [۳۱ و ۳۲].

در این مطالعه همانند سایر آنالیزهای ژئوشیمیایی، اولین مرحله، انتخاب و آماده‌سازی نمونه‌ها است. در انتخاب نمونه‌ها سعی شد که موقعیت چاه‌ها و میدان انتخاب‌شده به‌گونه‌ای باشد که تمام گستره فروافتادگی دزفول را پوشش دهد. بدین منظور تعداد ۳۳۰ نمونه خرده حفاری متعلق به سازند پابده از ۱۵ میدان جهت انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی از پژوهش‌های گذشته جمع‌آوری شدند [۳۰-۱۵]. این میدان شامل اهواز، نفت سفید، آب تیمور، بند کرخه، مشتاق شرقی، منصوری، مارون، زیلویی، مسجدسلیمان و پرسپاه در شمال فروافتادگی دزفول و میدان گچساران، آغاچاری، بینک، کیلور کریم و کرنج در جنوب فروافتادگی دزفول است. در (جدول ۱) میانگین اطلاعات حاصل از پیرولیز راک-ایول نمونه‌ها نشان داده شده است.

۳. نتایج و بحث

با استفاده از روش پیرولیز راک-ایول می‌توان توانایی هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ را با اندازه‌گیری پارامترهای مربوط به آن تفسیر نمود. قبل از انجام مطالعات ژئوشیمیایی باید از عدم آلودگی و یا آغشتگی نمونه‌های مورد مطالعه اطمینان حاصل کرد. در صورت آلودگی و یا آغشتگی نمونه‌ها، نتایج حاصل از پیرولیز راک-ایول معتبر نخواهد بود. آغشتگی نمونه‌ها امکان دارد ناشی از مهاجرت هیدروکربن از لایه‌ها و سازندهای عمیق‌تر یا آلودگی نمونه‌ها به مواد روغنی موجود در گل حفاری در زمان عملیات حفاری چاه باشد. نمودار S_1 در مقابل TOC برای تشخیص هیدروکربن‌های برج‌ها از هیدروکربن‌های نابر‌ها است [۳۳ و ۱۱]. شیب این نمودار ۱/۵ است که معیار مناسبی برای تفکیک نمونه‌های برج‌ها از نمونه‌های نابر‌ها است. بر اساس (شکل ۳) بیشتر نمونه‌های مورد مطالعه از نوع برج‌ها هستند. از مجموع ۳۳۰ نمونه مورد مطالعه برای سازند پابده، تعداد ۴۰ نمونه از میدان‌های اهواز و کرنج دارای آلودگی هستند، در نتیجه از ادامه مطالعه حذف شدند.



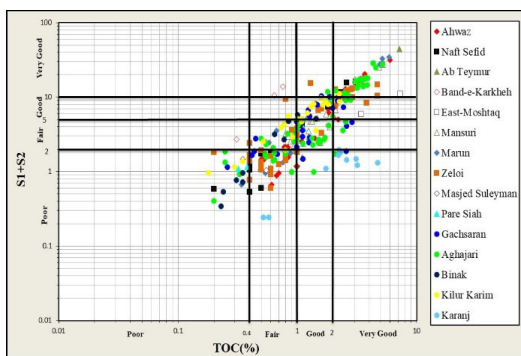
شکل ۳. نمودار S_1 در مقابل TOC جهت تعیین آلودگی نمونه‌های مورد مطالعه

جدول ۱. نتایج حاصل از آنالیز پیرولیز راک-اول بر روی نمونه‌های مورد مطالعه [۱۵-۳۰]

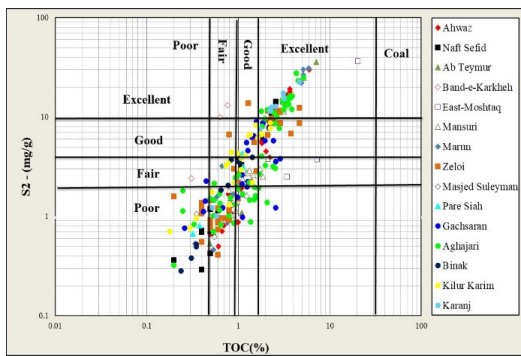
منابع	PP	PI	T _{max}	OI	HI	TOC	S ₃	S ₂	S ₁	مقدار	تعداد نمونه	میدان	موقعیت در فروافتادگی
[۱۶و۱۵]	۵۳/۷۳	۰/۶۹	۴۴۶	۲۳۶	۵۲۲	۸/۰۷	۲/۰۵	۳۶/۱۷	۲۶/۳۱	بیشینه	۷۵	اهواز	شمال
	۱۹/۳۲	۰/۳۶	۴۲۸/۲۲	۹۴/۳۲	۳۳۹/۸۶	۲/۸۲	۲/۰۸	۱۰/۹۸	۸/۳۴	میانگین			
	۰/۶۷	۰/۰۵	۳۱۹	۲۰	۸۲	۰/۵	۱/۵	۰/۵	۰/۱۵	کمینه			
[۱۷]	۱۶/۲۱	۰/۴۵	۴۲۳	۶۵۲	۵۴۶	۳/۱	۱/۵	۱۴/۵	۱/۷۱	بیشینه	۱۳	نفت سفید	شمال
	۴/۹۰	۰/۳۶	۴۲۶/۶۱	۲۱۸/۹۲	۲۵۶/۵۳	۱/۱۰	۱/۲۹	۴/۱۴	۰/۷۶	میانگین			
	۰/۵۳	۰/۱	۴۲۰	۴۴	۶۶	۰/۲	۱/۰۴	۰/۲۹	۰/۱۸	کمینه			
[۱۸]	۴۴/۳۶	۰/۵۳	۴۳۱	۵۱۹/۰۹	۵۰۲	۷/۱۶	۵/۷۱	۳۵/۹۷	۸/۳۹	بیشینه	۴	آب تیمور	شمال
	۱۳/۱۸	۰/۳۸	۳۶۱/۵	۲۸۵/۰۷	۲۳۳/۳۴	۲/۴۹	۲/۷۹	۱۰/۸	۳/۱	میانگین			
	۱/۱۲	۰/۱۹	۲۹۶	۲۵/۲۸	۹۹	۰/۴۹	۱/۲۲	۰/۵۳	۰/۴۷	کمینه			
[۱۸]	۱۳/۹۲	۰/۱۱	۴۲۳	۱۵۹/۸۵	۴۴۹	۰/۷۶	۲/۸۱	۱۳/۱۶	۰/۷۶	بیشینه	۳	بند کرخه	شمال
	۹/۰۹	۰/۰۷	۴۲۷	۱۱۳/۵۸	۳۳۷/۹۵	۰/۵۷	۲/۳۹	۸/۵۲	۰/۵۷	میانگین			
	۲/۷۱	۰/۰۵	۴۲۱	۸۳/۱۴	۱۷۵	۰/۳۱	۲/۱۸	۲/۴	۰/۳۱	کمینه			
[۱۸]	۵۶/۶۵	۰/۶۶	۴۲۲	۴۰/۶۵	۴۶۴	۲۰/۴۳	۰/۸۷	۳۶/۲۲	۲۰/۴۳	بیشینه	۳	مشتاق شرقی	شمال
	۲۴/۵۲	۰/۵۴	۴۲۷	۲۳/۱۴	۲۷۲/۹۳	۱۰/۳۸	۰/۶	۱۴/۱۴	۱۰/۳۸	میانگین			
	۵/۹۲	۰/۳۹	۴۱۹	۱۱/۱۶	۱۵۲	۳/۴۳	۰/۴۳	۲/۴۹	۳/۴۳	کمینه			
[۱۸و۱۹]	۲۷/۴۲	۰/۵۹	۴۳۵	۲۶۷	۵۱۷	۵/۲۱	۳/۶۳	۲۴/۸۱	۲/۹۶	بیشینه	۳۷	منصوری	شمال
	۶/۹۸	۰/۳۲	۴۲۵/۴۵	۱۴۴/۸۳	۲۳۴/۶۴	۱/۷۴	۲/۰۴	۵/۵۳	۱/۴۴	میانگین			
	۱/۵۴	۰/۰۸	۴۱۶	۵۰	۷۲	۰/۵۴	۰/۶۱	۰/۷	۰/۵۳	کمینه			
[۲۰و۲۱]	۳۴/۲۷	۰/۵۲	۴۳۵	۳۰۸	۵۸۲	۵/۹	-	۳۱/۱۳	۵/۴۸	بیشینه	۱۰	مارون	شمال
	۱۳/۴۷	۰/۲۰	۴۲۶	۹۸/۷	۳۵۸/۳	۲/۴۸	-	۱۱/۸۲	۱/۶۵	میانگین			
	۰/۶۷	۰/۰۱	۴۱۸	۲۴	۸۵	۰/۳۴	-	۰/۴۶	۰/۱	کمینه			
[۱۷]	۱۶/۰۳	۰/۴۴	۴۳۸	۷۶۲	۱۰۳۶	۴/۷	۳/۲۶	۱۳/۷۷	۵/۰۳	بیشینه	۴۴	زیلویی	شمال
	۵/۳۹	۰/۲۰	۴۳۲	۲۳۰/۴	۳۰۸/۴۳	۱/۳۸	۱/۸۲	۴/۴۸	۰/۹۱	میانگین			
	۰/۶	۰/۱	۴۱۹	۴۱	۷۱	۰/۲	۰/۶۲	۰/۴۱	۰/۱۴	کمینه			
[۲۲]	۴/۹۹	۰/۴۱	۴۳۲	۳۴۷	۴۱۶	۱/۰۳	۱/۹۱	۳/۵۳	۰/۷۵	بیشینه	۴	مسجد سلیمان	شمال
	۲/۹۹	۰/۳۳	۳۹۵/۲۵	۱۴۷/۵	۳۰۴/۷۵	۰/۷۲	۰/۹۷	۲/۴۸	۰/۵۱	میانگین			
	۱/۰۵	۰/۱	۲۹۳	۴۶	۱۱۳	۰/۳۵	۰/۲۶	۱/۰۵	۰/۴۲	کمینه			
[۲۳]	۵/۰۷	۰/۳۹	۴۴۱	۱۰۲۸	۳۸۶	۱/۱۳	۳/۲۹	۴/۳۲	۰/۷۵	بیشینه	۴	پرسپه	جنوب
	۲/۷۹	۰/۲۵	۴۳۵	۴۱۰/۷۵	۲۷۲/۲۵	۰/۷۲	۱/۸۳	۲/۲۴	۰/۵۴	میانگین			
	۱/۱	۰/۱۵	۴۲۷	۸۹	۲۰۹	۰/۳۲	۱	۰/۶۷	۰/۳۵	کمینه			
[۲۴]	۱۰/۳۴	۰/۳۴	۴۳۲	۲۴۱	۵۵۸	۲/۸۹	۵/۵۲	۸/۹۳	۱/۸۱	بیشینه	۲۶	گچساران	جنوب
	۵/۰۶	۰/۲۰	۴۳۰/۱۵	۱۲۰/۶۹	۲۹۵/۲۳	۱/۴۵	۱/۶۴	۴/۱۳	۰/۹۲	میانگین			
	۱/۱۴	۰/۱۲	۴۲۸	۳۹	۴۷	۰/۲۶	۰/۴۴	۰/۷۶	۰/۳۸	کمینه			
[۲۵و۲۶]	۲۸/۴۵	۰/۵۹	۴۳۷	۴۵۳	۷۲۴	۵/۲۱	۳/۰۱	۲۷/۵۴	۲/۶۱	بیشینه	۶۲	آغا جاری	جنوب
	۷/۵۷	۰/۱۹	۴۲۷/۲۴	۱۱۴/۹۶	۲۸۹	۱/۹۲	۱/۶۴	۶/۶۸	۰/۸۹	میانگین			
	۰/۴۰	۰/۰۱	۴۱۷	۲۳	۶۳	۰/۲۰	۰/۱	۰/۳۲	۰/۰۲	کمینه			
[۲۷]	۵/۷۴	۰/۷۶	۴۳۶	۹۲۸	۴۳۳	۱/۴۴	۶/۰۳	۳/۹۲	۱/۸۷	بیشینه	۱۱	بینک	جنوب
	۲/۷۰	۰/۳۹	۴۳۴	۳۳۲/۵۴	۲۳۱	۰/۶۵	۱/۹۰	۱/۸۷	۰/۸۳	میانگین			
	۰/۳۴	۰/۲۶	۴۳۱	۱۲۳	۳۵	۰/۲۳	۰/۷	۰/۰۸	۰/۲۳	کمینه			
[۲۸]	۱۰/۸۹	۰/۳۸	۴۳۹	۲۲۳	۵۲۱	۲/۲۶	-	۸/۷۴	۲/۱۵	بیشینه	۲۲	کیلور کریم	جنوب
	۵/۳۷	۰/۲۴	۴۳۵/۰۴	۱۲۳/۵۹	۳۶۱/۶۸	۱/۱۴	-	۴/۲۶	۱/۱۱	میانگین			
	۰/۹۶	۰/۱۱	۴۳۰	۴۰	۱۵۲	۰/۱۸	-	۰/۷	۰/۲۶	کمینه			
[۲۹و۳۰]	۳۵/۱۳	۰/۴۶	۴۴۶	۲۳۳	۵۹۶	۴/۷۲	۱/۵۸	۲۲/۳۵	۱۵/۲	بیشینه	۱۲	کرنج	جنوب
	۱۵/۶۲	۰/۱۷	۴۳۶/۲۵	۴۷	۴۵۴/۴۱	۲/۵۴	۱/۱۵	۱۲/۲۸	۳/۳۴	میانگین			
	۱/۲۴	۰/۰۶	۴۳۲	۶	۱۷۲	۰/۵۲	۰/۶۱	۱	۰/۲۴	کمینه			

۳-۱. کمیت مواد آلی

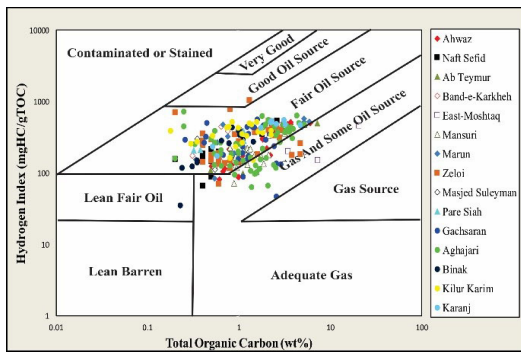
مقادیر TOC به تنهایی برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی کافی نیست. در کنار مقادیر TOC از پارامترهای S_1+S_2 (اندیس تولید) یا S_2 حاصل از پیرولیز راک-ایول برای تعیین کمیت مواد آلی استفاده شد (شکل ۴ و ۵) [۳۴-۳۷]. روند تغییرات این نمودارها نتایج TOC را تأیید می کند و نشان دهنده برقراری یک رابطه مستقیم در منطقه مورد مطالعه است. با استفاده از نمودار تغییرات مقادیر HI در برابر TOC می توان میزان کیفیت و غنای هیدروژن و نوع هیدروکربن تولیدی را مشخص کرد [۳۸]. با توجه به این نمودار بیشتر نمونه های سازند پایده در گستره فروافتادگی دزفول دارای پتانسیل تولید نفت هستند و در محدوده نفت با کیفیت متوسط قرار گرفته اند (شکل ۶).



شکل ۴. نمودار S_1+S_2 در برابر TOC برای تعیین توان هیدروکربن زایی در نمونه های مورد مطالعه



شکل ۵. نمودار S_2 در برابر TOC جهت شناسایی نوع کروژن در نمونه های مورد مطالعه



شکل ۶. نمودار HI در مقابل TOC جهت تعیین نوع هیدروکربن تولیدی در نمونه های مورد مطالعه

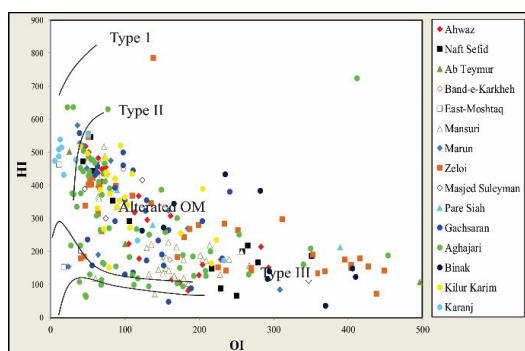
مقدار مواد آلی در سنگ ها به طور معمول به صورت مقدار کل ماده آلی اندازه گیری می شود که به صورت درصد وزنی بیان می شود [۳۴]. بر اساس طبقه بندی پترز و کاسا، نمونه های با مقدار کل ماده آلی (TOC) کمتر از ۰/۵-۱، ۱-۲، ۲-۴ و بیشتر از ۴ درصد وزنی از لحاظ غنای ماده آلی به ترتیب در محدوده ی ضعیف، متوسط، خوب، خیلی خوب و عالی قرار می گیرند [۳۴]. در (جدول ۱) داده های حاصل از پیرولیز راک-ایول بر روی سازند پایده به عنوان سنگ منشأ احتمالی در گستره فروافتادگی دزفول نشان داده شده است. میزان این پارامتر در نمونه های مورد مطالعه گستره فروافتادگی دزفول از ۰/۱۸ تا ۲۰/۴۳ درصد وزنی متغیر است که نشان از قرارگیری این سازند از لحاظ کمیت مواد آلی در محدوده ضعیف تا خیلی خوب است. حدود ۶۰ درصد از نمونه های سازند پایده دارای TOC بالاتر از ۱ درصد وزنی هستند. میانگین میزان TOC در میدان های مورد مطالعه ۱/۷۳ درصد وزنی بوده که نشان می دهد سازند پایده در گستره فروافتادگی دزفول دارای محدوده ی پتانسیل هیدروکربن زایی خوب است. میانگین TOC در شمال فروافتادگی دزفول ۱/۸۳ درصد وزنی و این میزان در جنوب فروافتادگی دزفول ۱/۶۲ درصد وزنی است که نشان می دهد وضعیت مقدار TOC در شمال فروافتادگی دزفول اندکی بهتر است. بالاترین مقدار TOC مربوط به میدان های مشتاق شرقی، آب تیمور، مارون و اهواز در شمال فروافتادگی دزفول و میدان کرنج و آغاچاری در جنوب فروافتادگی دزفول است. در مقابل کمترین مقدار TOC مربوط به میدان های پرسپناه، مسجد سلیمان و بندرکوخه در شمال فروافتادگی دزفول و میدان بینک در جنوب فروافتادگی دزفول است.

میزان S_2 آزاد شده در پیرولیز راک-ایول متغیر خوبی برای بررسی پتانسیل هیدروکربن زایی نمونه های مورد مطالعه است. بر اساس نظر بوردناو [۳۵]، در صورتی که مقدار S_2 در پیرولیز راک-ایول کمتر از ۴ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ باشد، نشان دهنده سنگ منشائی با پتانسیل هیدروکربن زایی پایین است و در حالتی که این مقدار بیشتر از ۴ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ باشد نشان دهنده سنگ منشائی با پتانسیل هیدروکربن زایی بالا است [۳۲]. میانگین مقدار S_2 در نمونه های مورد مطالعه در شمال فروافتادگی دزفول ۶/۱ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ و در جنوب فروافتادگی دزفول ۵/۷ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ بوده که نمایشی از سنگ منشأ با پتانسیل هیدروکربن زایی بالا است.

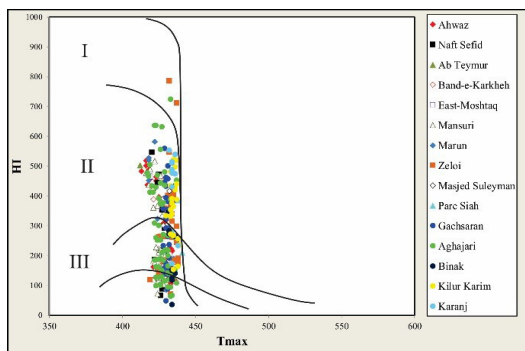
۳-۲. کیفیت مواد آلی

مقدار و کیفیت هیدروکربنی که سنگ منشأ تولید می‌کند وابسته به نوع ماده آلی یا کروژن موجود در آن است. نوع کروژن موجود در یک سازند وابسته به شرایط رسوب‌گذاری آن سازند است. شناسایی انواع کروژن سنگ‌های منشأ از اهمیت بالایی برخوردار است که بر اساس اندیس هیدروژن صورت می‌گیرد [۳۹]. اندیس هیدروژن یک متغیر کلیدی برای ارزیابی سنگ منشأ و تعیین نوع کروژن است. بر اساس معیارهای در نظر گرفته‌شده توسط پیترز و کاسا [۳۴]، اندیس هیدروژن بیشتر از ۶۰۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ نشان‌دهنده کروژن نوع I و مقدار اندیس هیدروژن بین ۳۰۰ تا ۶۰۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ معرف کروژن نوع II است. اندیس هیدروژن بین ۲۰۰ تا ۳۰۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ معرف کروژن نوع III/III است. اندیس هیدروژن بین ۵۰ تا ۲۰۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ کروژن نوع III و مقدار اندیس هیدروژن کمتر از ۵۰ معرف کروژن نوع IV است. بر اساس نظریه پیترز [۳۲]، سنگ‌هایی که اندیس هیدروژن در آن‌ها بیشتر از ۳۰۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ است غالباً تولید نفت می‌کنند. این در حالی است که سنگ‌های دارای اندیس هیدروژن بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ نفت و گاز تولید کرده و سنگ‌های دارای اندیس هیدروژن بین ۵۰ تا ۱۵۰ میلی‌گرم هیدروکربن بر گرم سنگ به‌طور عمده گاز تولید می‌کنند.

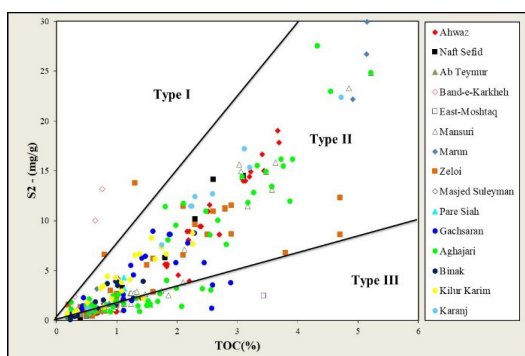
موجود در سنگ منشأ با استفاده از نمودار S_2 در مقابل TOC نیز تعیین می‌شود (شکل ۹) [۳۲]. بر پایه نظر لنگفورد و بلانک والرون [۴۳]، خطی که در محدوده اندیس هیدروژن/mgHC و $gTOC$ ۷۰۰ قرار دارد به‌صورت جداکننده کروژن‌های نوع I و II است و خط دیگری که در محدوده اندیس هیدروژن/mgHC و $gTOC$ ۲۰۰ دیده می‌شود مرز جداکننده کروژن‌های نوع II و III است. نمودار TOC در مقابل S_2 نیز نتایج به‌دست‌آمده را تأیید می‌کند. مقایسه نوع کروژن‌ها در گستره فروافتادگی دزفول نشان می‌دهد که در جنوب فروافتادگی دزفول کروژن‌های نوع II نسبت به شمال فروافتادگی دزفول بیشتر است (شکل ۱۰). تنوع کروژن‌های سازند پابده در گستره فروافتادگی دزفول می‌تواند حاکی از نهشته‌شدن این سازند در شرایط بسیار متغیری از لحاظ محیط رسوب‌گذاری و پیشروی و پسروی سطح آب دریا باشد.



شکل ۷. نمودار HI در مقابل OI در نمونه‌های مورد مطالعه



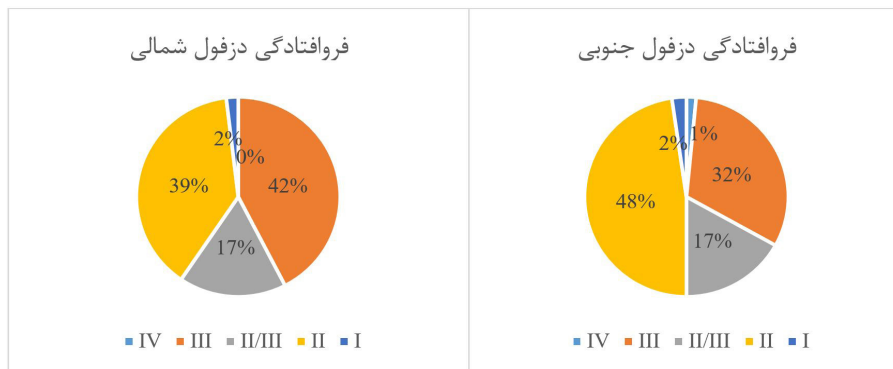
شکل ۸. نمودار HI در مقابل Tmax در نمونه‌های مورد مطالعه



شکل ۹. نمودار S_2 در مقابل TOC در نمونه‌های مورد مطالعه

اندیس هیدروژن برای نمونه‌های مورد مطالعه در گستره فروافتادگی دزفول در محدوده ۳۵ تا ۱۰۳۶ قرار گرفته‌اند. مقدار میانگین اندیس هیدروژن برای سازند پابده در شمال فروافتادگی دزفول ۲۸۱ و در جنوب فروافتادگی دزفول ۳۰۵ برحسب $HC/gTOC$ است. برای تعیین نوع مواد آلی برای سازند پابده از نمودار اندیس هیدروژن (HI) در مقابل اندیس اکسیژن (OI) و اندیس هیدروژن (HI) در مقابل T_{max} استفاده شد (شکل ۷ و ۸) [۴۰ و ۴۱]. نتایج نمودارهای مورد مطالعه نشان می‌دهد، سازند پابده در گستره فروافتادگی دزفول دارای کروژن‌های نوع II و III به‌صورت جدا و همچنین مخلوطی از دو نوع کروژن نامبرده هستند. نتایج نشان می‌دهد سازند پابده در صورت داشتن بلوغ مناسب، توانایی تولید هیدروکربن را دارد.

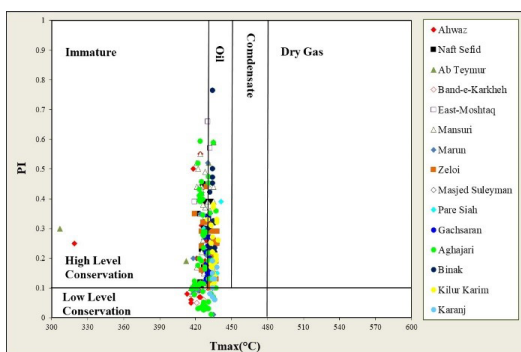
بر اساس نظر اسپیتالیه و همکاران [۴۲]، کروژن نوع I دارای منشأ دریاچه‌ای بوده و می‌تواند طی پیرولیز تا ۸۰ درصد وزنی هیدروکربن تولید نماید. کروژن نوع II دارای منشأ دریایی است که می‌تواند ۵۰ تا ۶۰ درصد وزنی هیدروکربن تولید کند. کروژن نوع III بیشتر مواد چوبی با منشأ قاره‌ای است که می‌تواند ۱۵ تا ۳۰ درصد هیدروکربن تولید نماید. همچنین نوع مواد آلی



شکل ۱۰. مقایسه پراکندگی کروژن‌ها برای نمونه‌های مورد مطالعه در گستره فروافتادگی دزفول

۳-۳. بلوغ حرارتی

برای تعیین میزان بلوغ کروژن یا مواد آلی در سنگ‌های منشأ احتمالی برای سازند پابده در گستره فروافتادگی دزفول از نمودار اندیس تولید (PI) در مقابل T_{max} استفاده شد [۳۶]. در روش پیرولیز راک-ایول، مقادیر T_{max} کمتر از ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد شاخص کروژن نابالغ بوده و مقادیر بیشتر از ۴۶۰ درجه سانتی‌گراد پایان پنجره نفتی و شروع پنجره گازتر است [۳۲ و ۳۱]. مقادیر اندیس تولید بیشتر از ۰/۶۵ بیانگر مرحله‌ی فوق‌بالغ و مقادیر کمتر از ۰/۴ بیانگر نابالغ بودن مواد آلی است [۴۴]. با توجه به نمودار T_{max} در برابر PI، نمونه‌های سازند پابده در گستره فروافتادگی دزفول در مرحله‌ی نابالغ تا اوایل پنجره نفتی قرار گرفته‌اند (شکل ۱۱). مقدار T_{max} در سازند پابده در میدان‌های نفتی مورد مطالعه در گستره فروافتادگی دزفول در محدوده ۲۹۳ درجه سانتی‌گراد تا ۴۴۱ درجه سانتی‌گراد قرار گرفته‌اند. میانگین این پارامتر در گستره فروافتادگی دزفول ۴۲۷ درجه سانتی‌گراد است. کمترین مقدار T_{max} مربوط به میدان‌های آب‌تیمور و مسجدسلیمان در شمال فروافتادگی دزفول است. با توجه به مقادیر T_{max} اکثر نمونه‌های سازند پابده در گستره فروافتادگی دزفول وارد پنجره نفتی نشده‌اند و عمدتاً در انتهای مرحله دیانز قرار گرفته‌اند. تنها حدود ۱۵ درصد از نمونه‌های مورد مطالعه در محدوده اوایل پنجره نفتی واقع شده‌اند. اکثر نمونه‌های قرار گرفته در محدوده اوایل پنجره نفتی مربوط به میدان‌های واقع در قسمت جنوبی فروافتادگی دزفول جنوبی و میدان‌های واقع در شمال و مرکز فروافتادگی دزفول شمالی هستند.



شکل ۱۱. نمودار اندیس هیدروکربن‌زایی (PI) در برابر T_{max} جهت تعیین بلوغ حرارتی نمونه‌های مورد مطالعه

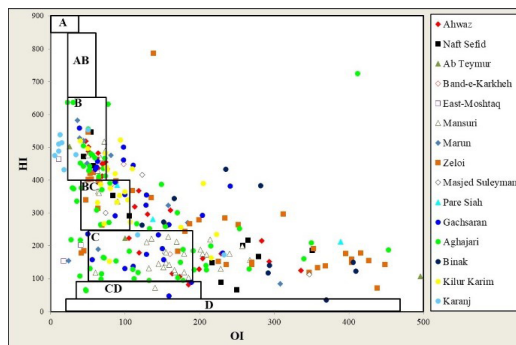
۳-۴. رخساره آلی و محیط رسوب‌گذاری

برای تعیین رخساره آلی و محیط رسوب‌گذاری نمونه‌های سازند پابده از نمودار جونز [۴۵] یا نمودار بررسی تغییرات HI در برابر OI استفاده شده است (شکل ۱۲). در این نمودار محدوده A: محیط دریاچه‌ای شدیداً احیایی، محدوده AB: محیط دریایی پیش‌رونده احیایی، محدوده B: محیط‌های دریایی یا دریاچه‌ای نسبتاً احیایی، محدوده BC: محیط‌های دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوب‌گذاری سریع در شرایط نسبتاً اکسیدان، محدوده C: محیط‌های با سرعت رسوب‌گذاری متوسط در شرایط احیایی، محدوده CD: محیط‌های عمیق در مجاورت نقطه کوهزایی و محدوده D: محیط‌های قاره‌ای به شدت اکسیدان هستند [۴۵]. همان‌گونه که در این شکل مشاهده می‌شود، نمونه‌های سازند پابده در گستره فروافتادگی دزفول در یک محدوده‌ی وسیعی از محدوده B تا محدوده CD مشاهده می‌شوند.

مورد ارزیابی ژئوشیمیایی قرار گرفت. مقدار TOC و HI نمونه‌ها به ترتیب در بازه ۰/۱۸ تا ۲۰/۴۳ درصد وزنی و ۳۵ تا ۱۰۳۶ متغیر است. حدود ۶۰ درصد از نمونه‌های سازند پاینده دارای TOC بالاتر از ۱ درصد وزنی هستند. میانگین میزان TOC در میدان‌های مورد مطالعه ۱/۷۳ درصد وزنی بوده که نشان‌دهنده محدوده‌ی پتانسیل هیدروکربن‌زایی خوب برای سازند پاینده است. پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند پاینده در گستره فروافتادگی دزفول ضعیف تا خیلی خوب است. بر اساس تغییرات میزان HI، T_{max} و PI، نشان می‌دهد که سازند پاینده دارای وضعیت نابالغ بوده و تنها حدود ۱۵ درصد از نمونه‌های مورد مطالعه در محدوده اوایل پنجره نفتی واقع شده‌اند. این سازند در منطقه مورد مطالعه دارای کروژن‌های نوع II، III و مخلوطی از کروژن‌های نوع II/III است و در صورت بالغ شدن این سازند توانایی تولید نفت و گاز را خواهد داشت. مقایسه نوع کروژن‌ها در گستره فروافتادگی دزفول نشان‌دهنده فراوانی بیشتر کروژن‌های نوع II در فروافتادگی دزفول جنوبی نسبت به شمال است. مطالعه شرایط رسوبی سازند پاینده در گستره فروافتادگی دزفول نشان می‌دهد که این سازند در یک محدوده‌ی بسیار متغیری از لحاظ محیط رسوب‌گذاری و در شرایط پیشروی و پسروی‌های متعدد سطح آب دریا نهشته شده است و بنابراین تنوع کروژن‌های سازند پاینده در این منطقه بر اساس شرایط نهشته‌شدن قابل توجیه است. در مجموع می‌توان نتیجه گرفت سازند پاینده در گستره فروافتادگی دزفول سنگ منشائی با پتانسیل هیدروکربن‌زایی مناسب است اما به مقدار بلوغ حرارتی مورد نیاز جهت تولید هیدروکربن نرسیده است. همچنین این مطالعه نشان می‌دهد که سازند پاینده در گستره فروافتادگی دزفول نمی‌تواند به‌عنوان سنگ منشأ اصلی محسوب شود.

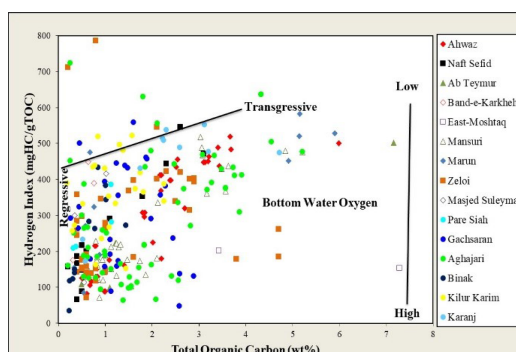
مراجع:

- [1]. Alavi, M., 2007. Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. American Journal of science, 307(9), pp.1064-1095.
- [2]. Kiani, A., Saberi, M.H., ZareNezhad, B. and Mehmandosti, E.A., 2022. Reservoir zonation in the framework of sequence stratigraphy: A case study from Sarvak Formation, Abadan Plain, SW Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering,



شکل ۱۲. نمودار HI در مقابل OI جهت تعیین رخساره‌های آلی و محیط رسوب‌گذاری برای نمونه‌های مورد مطالعه

نمودار HI در برابر TOC [۴۶] شرایط متغیر محیطی در اثر پیشروی و پسروی‌های سطح آب دریا در زمان نهشته شدن را نشان می‌دهد. با افزایش شاخص هیدروژن، مقدار TOC نیز افزایش می‌یابد به طوری که رابطه مستقیمی را با یکدیگر نشان می‌دهند؛ این امر نشان‌دهنده بالا بودن سطح نسبی آب دریا، حفظ ماده آلی در شرایط احیایی و نشان از پیشروی سطح آب دریا است. در زمان پسروی، سطح نسبی آب دریا و مقادیر TOC و HI پایین است. بر این اساس نمونه‌های سازند پاینده در گستره فروافتادگی دزفول، متغیر بودن شرایط محیطی در اثر پیشروی و پسروی‌های سطح آب دریا را در زمان نهشته شدن نشان می‌دهند. بنابراین تنوع رخساره‌های آلی و نوع کروژن‌های سازند پاینده (II/III و II، III) با منشأ دریایی، خشکی و مخلوطی از این دو در زمان رسوب‌گذاری این سازند قابل توجیه است (شکل ۱۳) [۲۵].



شکل ۱۳. نمودار HI در مقابل TOC به منظور تعیین تغییرات سطح آب دریا برای نمونه‌های مورد مطالعه

۴. نتیجه‌گیری

سازند پاینده از مهم‌ترین سنگ منشأهای احتمالی در دوره‌های ترشیاری و کرتاسه در حوضه رسوبی زاگرس به حساب می‌رود. در این پژوهش اطلاعات پیرولیز راک-ایول ۳۳۰ نمونه از ۱۵ میدان در گستره فروافتادگی دزفول

York, 621.

- [12]. Behar, F., Beaumont, V. and Pentead, H.D.B., 2001. Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), pp.111-134.
- [۱۳]. آقائباتی، ع. زمین‌شناسی ایران، سازمان زمین‌شناسی و اکتشاف معدنی کشور، ۵۸۶.
- [14]. Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A. and 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.
- [15]. Karimi, A.R., Rabbani, A.R. and Kamali, M.R., 2016. A bulk kinetic, burial history and thermal modeling study of the Albian Kazhdumi and the Eocene-Oligocene Pabdeh formations in the Ahvaz anticline, Dezful Embayment, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, pp.61-70.
- [16]. Rabbani, A.R. and Bagheri Tirtashi, R., 2010. Hydrocarbon source rock evaluation of the super giant Ahwaz oil field, SW Iran. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 4(5), pp.673-686.
- [17]. Karimi, A.R., Rabbani, A.R., Kamali, M.R. and Heidarifard, M.H., 2016. Geochemical evaluation and thermal modeling of the Eocene–Oligocene Pabdeh and Middle Cretaceous Gurpi Formations in the northern part of the Dezful Embayment. *Arabian Journal of Geosciences*, 9(5), p.1-16.
- [18]. Maleki, A., Saberi, M.H., Moallemi, S.A. and Jazayeri, M.H., 2021. Evaluation of hydrocarbon generation potential of source rock using two-dimensional modeling of
- 208, p.109560.
- [۳]. مطیعی، ه. ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس. سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- [4]. James, G.A. and Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG bulletin*, 49(12), pp.2182-2245.
- [5]. Bordenave, M.L., 2002, March. The Middle Cretaceous to Early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran, and its prospect evaluation. In *AAPG annual meeting*, 6, pp. 1-9.
- [۶]. کمالی، م. ر، معماریانی، م. و جعفری درگاهی، ه. ۱۳۹۰. مطالعه ویژگی‌های ژئوشیمیایی هیدروکربن‌های مخازن ایلام و سروک در میداین مارون و کوپال، مجله پژوهش نفت، شماره ۶۶، صفحه ۲۳-۳۳.
- [7]. Mouthereau, F., Lacombe, O. and Vergés, J., 2012. Building the Zagros collisional orogen: timing, strain distribution and the dynamics of Arabia/Eurasia plate convergence. *Tectonophysics*, 532, pp.27-60.
- [8]. England, W.A., 2007. Reservoir geochemistry—A reservoir engineering perspective. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(3-4), pp.344-354.
- [9]. Alizadeh, B., Adabi, M. and Tezheh, F., 2007. Oil-oil correlation of Asmari and Bangestan reservoirs using gas chromatography and stable isotopes in Marun oilfield, SW Iran, Iran. *J. Sci. Technol. Trans. A Sci.*, 31(3), pp. 241–253.
- [10]. Peters, K.E. and Fowler, M.G., 2002. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. *Organic Geochemistry*, 33(1), pp.5-36.
- [11]. Hunt, J.M., 1996. *Petroleum geochemistry and geology*. WH Freeman and Co. New



geochemistry, oil-source rock, and oil-oil correlation study in a major oilfield in the Middle East. Journal of Petroleum Science and Engineering, p.109074.

[۲۵]. اورک، ز، کردی، م. و کریمی، ا. ر. ۱۳۹۷. ارزیابی ژئوشیمیایی و گسترش رخساره‌های آلی سازند پابده در سواحل شمال غربی خلیج فارس و جنوب فروافتادگی دزفول با استفاده از تجزیه و تحلیل راک-اول، مجله پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب‌شناسی، سال سی و چهارم، شماره ۷۲، صفحه ۹۵-۱۰۸.

[۲۶]. عدالتی منش، ن، کدخدائی، ع، علیزاده، ب، حیدری فرد، م. ح. و خانی، ب. ۱۳۹۳. مطالعه ژئوشیمیایی سنگ‌های منشأ نفت در میدان نفتی آغاچاری بر اساس داده‌های راک ایول، مجله پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب‌شناسی، سال سی‌ام، شماره ۵۷، صفحه ۸۷-۱۰۲.

[۲۷]. کرمی، آ، کمالی، م. ر، معماریانی، م. و حسینی، ا. ۱۳۹۶. بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی و ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازندهای گورپی و پابده در تعدادی از میداین واقع در شمال غرب خلیج فارس، مجله زمین‌شناسی نفت ایران، سال هفتم، شماره ۱۳، صفحه ۶۳-۷۷.

[۲۸]. علیزاده، ب. و صراف دخت، ه. ۱۳۹۰. ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای سنگ منشأ در میدان نفتی کیلورکریم، جنوب غرب ایران، مجله زمین‌شناسی نفت ایران، شماره ۲، صفحه ۱۰۹-۱۲۶.

[29]. Soleimani, B. and Zamani, F., 2015. Preliminary petroleum source rock evaluation of the Asmari-Pabdeh reservoirs, Karanj and Parsi oil fields, Zagros, Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering, 134, pp.97-104.

[۳۰]. صابری، ف، حسینی برزی، م. و اپرا، ع. ۱۳۹۹. تأثیر کانی‌های رسی بر مهاجرت اولیه هیدروکربن در سنگ منشأ پابده، میدان نفتی کرنج، مجله رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۸، شماره ۱۶، صفحه ۴۵-۵۴.

[31]. Espitalié, J. Laporte, J. L. Madec, M. Marquis, F. Leplat, P. and Paulet, J. 1977. Méthode rapide de caractérisation des

sedimentary basin: a case study in North Dezful Embayment, Southwest Iran. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 11, (7), pp. 2861-2876.

[۱۹]. علیزاده، ب، جنت مکان، ن، قلاوند، ه. و حیدری فرد، م. ح. ۱۳۹۲. مطالعه ژئوشیمیایی و تأثیر تغییرات محیط رسوبی بر پتانسیل هیدروکربنی سازند پابده در میدان نفتی منصور، مجله زمین‌شناسی نفت ایران شماره ۴، صفحه ۱-۲۲.

[20]. Mehmandosti, E.A., Adabi, M.H., Bowden, S.A. and Alizadeh, B., 2015. Geochemical investigation, oil-oil and oil-source rock correlation in the Dezful Embayment, Marun Oilfield, Zagros, Iran. Marine and Petroleum Geology, 68, pp.648-663.

[21]. Abdideh M. and Yazdanpanah E. A., 2020. The geochemical analysis and hydrocarbon generation potential of source rocks from upper Cretaceous to Eocene sedimentary sequences (southwest Iran), Energy Sources, PART A: RECOVERY, UTILIZATION, AND ENVIRONMENTAL EFFECTS, 1-12.

[۲۲]. موسوی، م، امیری بختیار، ح، شایسته، م، عبدل زاده، س، غلام آل احمد، م. و مسلم زاده، ن. ۱۳۹۰. مطالعه و بررسی سنگ‌های منشأ احتمالی در میدان نفتی مسجدسلیمان به روش پیرولیز و مدل‌سازی حرارتی، مجله پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب‌شناسی، سال بیست و هفتم، شماره ۴۵، صفحه ۶۵-۸۴.

[۲۳]. موسوی، م، عبدل زاده، س، کمالی، م. ر، شایسته، م، احمدی، ا. و کعبی مفرد، ا. ۱۳۹۱. ژئوشیمی آلی سنگ‌های منشأ کرتاسه بالایی (سازند گورپی) و پالئوژن (سازند پابده) در میدان نفتی پرسپناه، شمال باختری ایذه، مجله پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب‌شناسی، شماره ۴۹، صفحه ۱-۲۴.

[24]. Safaei-Farouji, M., Kamali, M.R., Rahimpour-Bonab, H., Gentzis, T., Liu, B. and Ostadhassan, M., 2021. Organic

syooki, M., 2016. Hydrocarbon potential and palynological study of the Latest Ordovician–Earliest Silurian source rock (Sarchahan Formation) in the Zagros Mountains, southern Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 71, pp.12-25.

- [42]. Espitalié, J., Deroo, G. and Marquis, F., 1985. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie. *Revue de l'Institut français du Pétrole*, 40(6), pp.755-784.
- [43]. Langford, F.F. and Blanc-Valleron, M.M., 1990. Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon. *AAPG bulletin*, 74(6), pp.799-804.
- [44]. Peters, K.E. and Moldowan, J.M., 1993. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, pp.363.
- [45]. Jones, R.W., 1987. Organic facies, In J. Brooks and D. Welte (eds.), *Advances in petroleum geochemistry*. London: Academic Press, V. 2.
- [46]. Dean W.E. Arthur M.A. and Clatpool G.E. 1986. Depletion of ^{13}C in Cretaceous marine organic matter: source, diagenetic, or Mineralogists, New Orleans, 263-282.
- roches mètres, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Rev. Inst. Fr. Pet*, 32(1), pp.23-42.
- [32]. Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG bulletin*, 70(3), pp.318-329.
- [33]. Smith, J.T., 1994. Petroleum System Logic as an Exploration Tool in a Frontier Setting, *AAPG Mem.* 60, pp. 25–49.
- [34]. Peters, K.E. and Cassa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry, *Pet. Syst.* - from source to trap, pp. 93–120.
- [35]. Bordenave, M.L., 1993. Applied petroleum geochemistry.
- [36]. Dembicki, H., 2016. Practical petroleum geochemistry for exploration and production. Elsevier.
- [37]. Huang, B., Xiao, X. and Zhang, M., 2003. Geochemistry, grouping and origins of crude oils in the Western Pearl River Mouth Basin, offshore South China Sea. *Organic Geochemistry*, 34(7), pp.993-1008.
- [38]. Jackson, K.S., Hawkins, P.J. and Bennett, A.J.R., 1980. Regional facies and geochemical evaluation of the southern Denison Trough, Queensland. *The APPEA Journal*, 20(1), pp.143-158.
- [39]. Tissot, P.B. and Welte, D.H. 1984. *Petroleum formation and occurrence*. Springer-verlag, Berlin, Heidelberg.
- [40]. Lafargue, E., Marquis, F. and Pillot, D., 1998. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies. *Revue de l'institut français du pétrole*, 53(4), pp.421-437.
- [41]. Saberi, M.H., Rabbani, A.R. and Ghavidel-



Evaluation of Hydrocarbon Generation Potential of the Pabdeh Formation as a Probable Source Rock across Dezful Embayment, Southwestern Iran

Ashkan Maleki^{1*}, Zeynab Orak², Arad Kiani³

1. M. Sc, Faculty of Petroleum Engineering, Semnan University, Semnan, Iran
2. M. Sc, Faculty of Earth Sciences, Shahrood University of Technology, Shahrood, Iran
3. PhD Student, Faculty of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

*Corresponding Author, Email Address: ashkanmaleki@semnan.ac.ir

Abstract

Due to its petrological and geochemical characteristics, the Pabdeh Formation has been acknowledged as a probable source rock across the Dezful Embayment, southwestern Iran. The present research investigates the hydrocarbon generation potential of the Pabdeh Formation through study of distribution of the organic matter (OM) content in terms of quantity, quality, and maturity over the study area. For this purpose, Rock-Eval pyrolysis was conducted on a total of 330 samples taken from 15 fields in the study area, with the results subjected to geochemical evaluations. Our findings show that, in the Dezful Embayment, the Pabdeh Formation contains Type-II, Type-III, and mixed-type (II and III) kerogens and exhibits poor to very good oil generation potential. In terms of the OM maturity, the kerogens were found to be immature to early oil generation window. Investigation of organic facies reflected variable conditions of the depositional area and frequent changes in the mean sea level. To sum up, the results show that, as far as the Dezful Embayment is concerned, the Pabdeh Formation is yet to achieve an adequate degree of maturity for generating hydrocarbon.

Keywords: Hydrocarbon Generation Potential, Rock-Eval Pyrolysis, Depositional Environment, Kerogen, Source Rock, Dezful Embayment

