

مطالعه ژئوشیمیایی و تأثیر تغییرات محیط رسوبی بر پتانسیل هیدروکربنی سازند پابده در میدان نفتی منصوری

بهرام علیزاده^{۱*}؛ ندا جنت مکان^۱؛ هرمز قلاوند^۳ و محمدحسین حیدری فرد^۴

^۱ گروه زمین شناسی دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز

^۲ مرکز پژوهشی زمین شناسی و زمین شیمی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز

^۳ شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف

^۴ شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب

*alizadeh@scu.ac.ir

تاریخ دریافت: فروردین ۹۲، تاریخ پذیرش: مرداد ۹۲

چکیده

ارزیابی سازند پابده به عنوان یکی از مهم ترین سنگ های منشاء احتمالی در میدان نفتی منصوری حائز اهمیت است. در این نوشتار، علاوه بر ارزیابی پتانسیل هیدروکربنی، تأثیر محیط رسوبی بر تغییر پتانسیل هیدروکربنی و ژئوشیمیایی سازند پابده در میدان نفتی منصوری نیز مطالعه شده است. بدین منظور، از پارامترهای ژئوشیمیایی آلی سازند پابده حاصل از نتایج آنالیزهای راکایول (Rock Eval)، کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی (GC-MS) و مدل سازی تاریخچه حرارتی استفاده شد. نتایج نشان داد، در زمان ائوسن پسین به طور نسبی، سطح آب بالا رفته و در زمان الیگوسن سطح آب کاهش یافته است. تغییرات نسبی سطح آب سبب شده که سازند پابده از نظر پتانسیل هیدروکربنی یکنواخت نباشد. سازند پابده در میدان نفتی منصوری به سه بخش تقسیم شد؛ بخش زیرین و فوقانی در سازند پابده، پتانسیل سنگ منشاء مناسب (TOC ۱-۰/۵٪) تا خوب (TOC ۲-۱٪) را داشته و حاوی کروژن نوع III می باشند. این بخش ها، پتانسیل تولید گاز را دارند. اما بخش میانی، پتانسیل سنگ منشاء بسیار خوب (TOC ۴-۲٪) تا عالی (TOC > ۴٪) را داشته و حاوی کروژن نوع II و مخلوط نوع II و III می باشد. این بخش از سازند پابده پتانسیل تولید نفت را دارد. بررسی نتایج راکایول و مدل سازی تاریخچه حرارتی نیز نشان داد، سازند پابده در مرحله ابتدای پنجره نفت زایی قرار داشته و پنجره نفت زایی حدوداً از ۶-۵ میلیون سال قبل در سازند پابده آغاز شده و تا به امروز ادامه دارد.

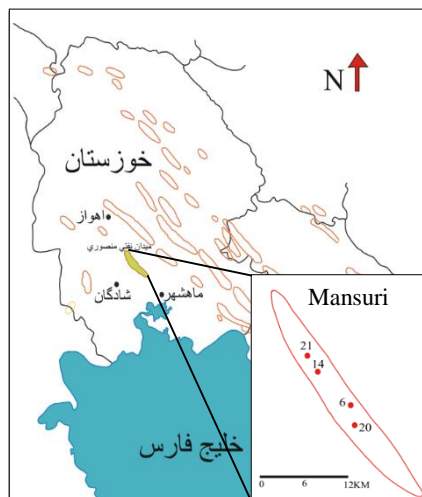
واژه های کلیدی: پتانسیل هیدروکربنی، سازند پابده، محیط رسوبی، مدل سازی تاریخچه حرارتی، میدان نفتی منصوری

۱. مقدمه

امروزه علاوه بر ارزیابی منطقه به لحاظ کلوزر ساختمانی، سایر اطلاعات ضروری شامل کیفیت و کمیت سنگ‌منشاء، تخلخل و نفوذپذیری سنگ مخزن، سنگ پوش (Seal)، مهاجرت و مقدار بلوغ حرارتی نیز باید در برنامه اکتشافی مورد بررسی قرار گرفته و توزیع مکانی و زمانی این عناصر زمین‌شناختی بررسی شوند [۱]. ژئوشیمی آلی علمی است که کارایی آن در بهبود اکتشاف، مدیریت مخازن نفتی، تولید و توسعه میادین نفتی ثابت شده است [۲]. یکی از اهداف مهم ژئوشیمی، مشخص نمودن واحدهای چینه‌ای است که در یک حوضه رسوبی بهترین سنگ‌های منشاء را تشکیل می‌دهند [۳]. در این نوشتار، علاوه بر ارزیابی پتانسیل هیدروکربنی، تأثیر محیط رسوبی بر تغییر خصوصیات ژئوشیمیایی آلی سازند پابده در میدان نفتی منصوره نیز مطالعه شده است. بدین منظور، از پارامترهای ژئوشیمیایی آلی سازند پابده حاصل از نتایج آنالیزهای راک‌ایول (Rock Eval)، کروماتوگرافی گازی (GC)، کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنج جرمی (GC-MS) و مدل‌سازی تاریخچه حرارتی استفاده شده است. محققین زیادی تاکنون با استفاده از داده‌های ژئوشیمیایی آلی توانسته‌اند، پتانسیل هیدروکربنی سنگ‌های منشاء و نیز محیط رسوبی ته‌نشست را بررسی کنند. عزیزاده و همکاران در سال ۱۳۹۰ [۴]، سنگ‌های منشاء احتمالی در میدان نفتی کیلورکریم را با استفاده از نتایج ژئوشیمیایی ارزیابی نمودند. همچنین در سال ۲۰۱۱ [۵]، توانستند محیط دیرینه توالی رسوبی در زمان تریاس فوقانی - ژوراسیک میانی ناحیه طبس را بازسازی کنند.

۲. موقعیت جغرافیایی میدان نفتی منصوره و چاه‌های مورد مطالعه آن

میدان منصوره در ۴۵ کیلومتری جنوب اهواز در ناحیه فروافتاده دزفول شمالی قرار دارد، از روند زاگرس تبعیت کرده و تقریباً در مرز صفحه عربی و زاگرس قرار گرفته است. این میدان در افق آسماری دارای طول حدود ۴۲ کیلومتر و به طور متوسط عرض ۴/۵ کیلومتر بوده و هیچ آثاری از گسل خوردگی بر روی نقش UGC وجود ندارد [۶]. سازند پابده یکی از مهم‌ترین سنگ‌های منشاء احتمالی در فروافتادگی دزفول است. مقطع نمونه آن در تنگ پابده در جنوب شرق کوه پابده واقع در شمال میدان نفتی لالی قرار دارد [۷]. موقعیت جغرافیایی میدان نفتی منصوره و چاه‌های مورد مطالعه آن، در شکل ۱ نشان داده شده است.



شکل ۱: موقعیت میدان نفتی منصوره و چاه‌های مورد مطالعه آن در جنوب غرب ایران

۳. روش مطالعه

هدف از این مطالعه، بررسی پتانسیل هیدروکربنی و تغییرات محیط رسوبی در زمان ته‌نشست سازند پابده در میدان نفتی منصوری است. بدین منظور از نتایج آنالیز راکایول تعداد ۳۷ نمونه خرده‌حفاری (Cutting) متعلق به سازند پابده در چاه شماره ۶، ۲۰ و ۲۱ میدان نفتی منصوری استفاده شد. مقدار ۵۰-۷۰ میلی‌گرم از هر نمونه تیمار و هموژنیزه شده و سپس توسط دستگاه پیرولیز راکایول ۶ آنالیز و پارامتر آلودگی، مقدار کل کربن آلی، نوع کروژن و دیگر پارامترهای ژئوشیمیایی نمونه‌ها مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در جدول شماره ۱ اطلاعات حاصل از پیرولیز راکایول نمونه‌ها، نشان داده شده است. غیر از پارامتر TOC، از پارامترهای مهم محاسبه شده توسط این دستگاه که در این مطالعه از آن‌ها استفاده گردیده است، می‌توان به این موارد اشاره نمود: S₁: مقدار هیدروکربن آزاد که در دمای ۳۰۰ درجه سانتیگراد تبخیر شده و در واحد میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ (mg HC/g rock) بیان می‌شود. S₂: مقدار هیدروکربن موجود در سنگ که در دمای بین ۳۰۰-۶۵۰ درجه سانتیگراد در اثر تجزیه حرارتی جدا می‌شود و بر حسب (mg HC/g rock) نمایش داده می‌شود. و در نهایت شاخص هیدروژن (Hydrogen Index, HI): که نسبت S₂/TOC بوده و بر حسب (mg HC/g TOC) نمایش داده می‌شود [۸]. علاوه بر داده‌های بدست آمده از آنالیز راکایول، از نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنجی جرمی تعدادی نمونه از سازند پابده در چاه شماره ۶ (به ترتیب جدول ۲ و ۳) نیز استفاده شد [۹].

جدول ۱: نتایج حاصل از آنالیز راکایول ۶ بر روی نمونه‌های سازند پابده در میدان نفتی منصوری

نام سازند- شماره چاه	Depth (m)	S ₁ (mg HC/ g Rock)	S ₂ (mg HC/ g Rock)	S ₃ (mg HC/ g Rock)	HI (mg HC/ g TOC)	OI (mg CO ₂ /g TOC)	PI	T _{max} (°C)	TOC (wt.%)
پابده-۶	۲۶۶۰	۰/۸۱	۱/۰۳	۱/۴۲	۱۲۱	۱۶۷	۰/۴۴	۴۲۵	۰/۸۵
	۲۶۷۰	۰/۷۸	۱/۱۴	۱/۵۹	۱۲۰	۱۶۷	۰/۴۱	۴۲۵	۰/۹۵
	۲۶۸۰	۰/۷۲	۱/۰۱	۱/۳۳	۱۲۶	۱۶۶	۰/۴۲	۴۲۵	۰/۸
	۲۶۹۰	۰/۷۵	۰/۹۶	۱/۴۳	۱۲۰	۱۷۹	۰/۴۴	۴۲۱	۰/۸
	۲۷۱۰	۱/۸۳	۱۳/۱۱	۲/۲۹	۳۶۷	۶۴	۰/۱۲	۴۲۴	۳/۵۷
	۲۷۲۰	۱/۸۸	۱۴/۴۲	۲/۰۶	۴۶۸	۶۷	۰/۱۲	۴۲۶	۳/۰۸
	۲۷۳۰	۱/۹۴	۱۴/۹۵	۲/۲۳	۴۸۹	۷۳	۰/۱۱	۴۱۹	۳/۰۶
	۲۷۴۰	۲/۰۹	۲۳/۲۸	۲/۴۳	۴۸۰	۵۰	۰/۰۸	۴۱۷	۴/۸۵
	۲۷۴۸	۲/۶۱	۲۴/۸۱	۲/۶۲	۴۷۶	۵۰	۰/۱۰	۴۱۶	۵/۲۱
	۲۷۶۰	۱/۸۱	۱۵/۶۵	۲/۱۸	۵۱۷	۷۲	۰/۱۰	۴۲۲	۳/۰۳
	۲۷۷۰	۱/۹۳	۱۵/۸۵	۲/۲۲	۴۳۷	۶۱	۰/۱۱	۴۱۸	۳/۶۳
	۲۷۸۰	۱/۸۶	۱۴/۹۲	۲/۱۹	۴۲۹	۶۳	۰/۱۱	۴۲۱	۳/۴۸
	۲۷۸۸	۱/۲۷	۷/۱۱	۱/۹	۳۳۵	۹۰	۰/۱۵	۴۲۷	۲/۱۲
	۲۷۹۸	۰/۷۶	۲/۷۵	۱/۶۸	۲۲۲	۱۳۵	۰/۲۲	۴۲۵	۱/۲۴
	۲۸۱۰	۰/۶۸	۱/۶۸	۱/۷۴	۱۵۰	۱۵۵	۰/۲۹	۴۲۷	۱/۱۲
	۲۸۱۸	۰/۵۶	۱/۴	۱/۵۶	۱۴۳	۱۵۹	۰/۲۹	۴۲۷	۰/۹۸
	۲۸۳۰	۰/۵۷	۱/۶۶	۱/۹۲	۱۷۷	۲۰۴	۰/۲۶	۴۲۶	۰/۹۴
۲۸۴۰	۰/۷۳	۱/۸۹	۲/۰۱	۱۸۹	۲۰۱	۰/۲۸	۴۲۸	۱	

ادامه جدول ۱

پایده-۶	۲۸۵۰	۰/۵۳	۱/۴۴	۱/۴۷	۱۷۶	۱۷۹	۰/۲۷	۴۲۷	۰/۸۲
	۲۸۶۰	۱/۴۲	۱/۸۲	۱/۲۶	۲۲۸	۱۵۸	۰/۴۴	۴۲۳	۰/۸
	۲۸۷۲	۱/۶۵	۱/۵۳	۱/۲۷	۱۸۴	۱۵۳	۰/۵۲	۴۲۱	۰/۸۳
	۲۸۸۲	۲/۰۴	۲/۷۲	۱/۶۶	۲۱۱	۱۲۹	۰/۴۳	۴۲۵	۱/۲۹
	۲۸۹۰	۱/۶۳	۱/۳۳	۲/۲۴	۱۵۸	۲۶۷	۰/۵۵	۴۲۴	۰/۸۴
	۲۹۰۰	۱/۶۳	۱/۹۷	۲/۵۴	۱۹۹	۲۵۷	۰/۴۵	۴۲۹	۰/۹۹
	۲۹۰۸	۱/۴۲	۲/۳۹	۱/۸۹	۲۱۳	۱۶۹	۰/۳۷	۴۲۸	۱/۱۲
	۲۹۱۲	۲/۶۱	۲/۶	۳/۵۳	۱۷۷	۲۴۰	۰/۵۰	۴۲۲	۱/۴۷
	۲۹۱۶	۲/۹۶	۳/۸۱	۳/۲۶	۱۸۱	۱۵۵	۰/۴۴	۴۳۵	۲/۱
	۲۹۲۰	۲/۹۲	۳/۰۱	۳/۶۳	۱۷۳	۲۰۹	۰/۴۹	۴۲۸	۱/۷۴
پایده-۲۰	۲۶۸۰	۲/۳۳	۱۱/۴۳	۲/۰۷	۳۶۱	۶۵	۰/۱۷	۴۲۱	۳/۱۷
	۲۷۵۰	۱/۸۲	۲/۹۱	۲/۸۴	۲۱۹	۲۱۴	۰/۳۸	۴۲۶	۱/۳۳
	۲۸۲۰	۱	۰/۷	۱/۲۳	۱۳۰	۲۲۸	۰/۵۹	۴۳۵	۰/۵۴
	۲۸۶۹	۰/۶	۰/۹۴	۰/۹۴	۱۴۵	۱۴۵	۰/۳۹	۴۳۵	۰/۶۵
	۲۸۹۰	۱/۳۵	۱/۶۴	۱/۶۴	۱۳۲	۱۳۲	۰/۴۵	۴۳۰	۱/۲۴
پایده-۲۱	۲۶۴۲	۰/۸۴	۱/۶	۲/۸۹	۱۰۳	۱۸۵	۰/۳۴	۴۲۸	۱/۵۶
	۲۶۷۶	۱/۴۳	۲/۵۲	۲/۸	۱۳۵	۱۵۱	۰/۳۶	۴۳۲	۱/۸۶

جدول ۲: نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی بر روی نمونه‌های سازند پایده چاه شماره ۶ منصوره [۹]

Depth	Pri/Phy	Pri/n-C ₁₇	Phy/n-C ₁₈
۲۶۶۲	۰/۶۷	۰/۹۶	۰/۴۴
۲۷۳۸	۰/۲۳	۰/۶	۰/۷۹
۲۷۷۴	۰/۲۸	۰/۷۸	۱/۰۱
۲۸۳۰	۰/۵۷	۱	۰/۴۳
۲۸۹۰	۰/۲۹	۰/۸۱	۰/۸۷
۲۹۲۴	۰/۱	۰/۹۵	۱/۱۹

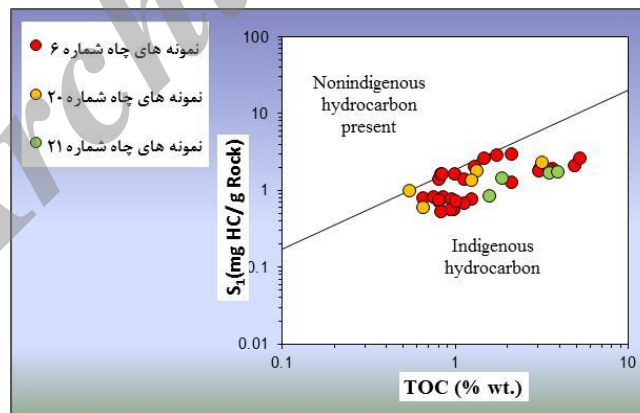
جدول ۳: نتایج آنالیز کروماتوگرافی گازی - طیفسنجی جرمی بر روی نمونه‌های سازند پایده چاه شماره ۶ منصوره [۹]

Depth	C ₃₅ Homohopane Index*10	C ₂₉ H/C ₃₀ H	C ₃₅ /C ₃₄
۲۶۶۲	۰/۸	۱/۱۶	۰/۳۸
۲۷۳۸	۳	۱/۶	۳/۱۹
۲۷۷۴	۲/۹	۲	۴/۴۵
۲۸۳۰	۰/۳	۱/۳۶	۰/۵
۲۸۹۰	-	۱/۲۱	-
۲۹۲۴	-	۱/۰۸	-

در مطالعه حاضر، مدل سازی تاریخچه حرارتی سازند پابده با استفاده از نرم افزار PBM^۱ انجام شد. مطالعه تاریخچه حرارتی یکی از روش های غیر مستقیم به منظور ارزیابی سنگ های منشاء یک حوضه، جهت پی بردن به وضعیت بلوغ و درجه پختگی مواد آلی و همچنین عمق و زمان تشکیل هیدروکربن می باشد [۱۰]. زمان و درجه حرارت دو عامل مهم و مؤثر در تولید نفت محسوب می شوند و تأثیر متقابل این دو در زایش هیدروکربن در روش های غیرمستقیم مانند تاریخچه حرارتی باید به دقت انتخاب شوند. Lopatin در سال ۱۹۷۱ [۱۱]، روش ساده ای را معرفی نمود. با این روش، تأثیر هر دو عامل زمان و درجه حرارت در محاسبه بلوغ حرارتی مواد آلی رسوبات در نظر رفته شد. در تکمیل این روش، برخی از دانشمندان با استفاده از روش LLNL^۲ مقدار Ro را بدست آوردند که این مدل کینتیکی امروزه بصورت گسترده، جایگزین مدل لوپاتین شده است. برای ترسیم تاریخچه تدفین و حرارتی، اطلاعات مربوط به سن هر سازند، عمق سر سازند، دمای سطحی، شیب زمین گرمایی یا دمای ته چاه^۳ مورد نیاز است. جهت بهینه سازی مدل، از داده های تکمیلی از قبیل پارامترهای بلوغ ماده آلی مانند داده های انعکاس ویترونیات (Ro%) و دماهای اندازه گیری شده چاهها استفاده شد. در نهایت، جهت ارزیابی دقیق این مطالعه، مجموع نتایج حاصل از روش های مختلف باهم مورد بحث و بررسی قرار گرفتند.

۴. بحث و بررسی

در ابتدا سازند پابده به عنوان سنگ منشاء احتمالی موجود در میدان نفتی منصوری در سه بخش تعیین کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی با استفاده از نتایج راک ایول مورد بررسی قرار گرفت. در انجام مطالعات ژئوشیمیایی اطمینان از اینکه نمونه های مورد مطالعه دچار آلودگی و یا آغشتگی نیستند بسیار ضروری است، بدین منظور از منحنی تغییرات S₁ در برابر TOC استفاده شد. چرا که مقادیر بالای S₁ همراه با مقادیر پایین TOC، مبین هیدروکربن های مهاجرت یافته می باشند [۳]. نمودار تغییرات S₁ در برابر TOC حاکی از عدم آلودگی نمونه های مورد بررسی می باشد (شکل ۲). بنابراین می توان نتیجه گرفت که هیدروکربن موجود در نمونه ها از نوع برجا^۴ بوده و نتایج قابل اطمینان می باشند.



شکل ۲: نمودار S₁ در مقابل TOC که نشان می دهد نمونه های مورد بررسی تماماً برجا بوده و از آلودگی میرا می باشد، اقتباس از [۳].

^۱ Pars Basin Modeler, PBM

^۲ Lawrence Livermore National Laboratory, LLNL

^۳ Bottom hole temperature, BHT

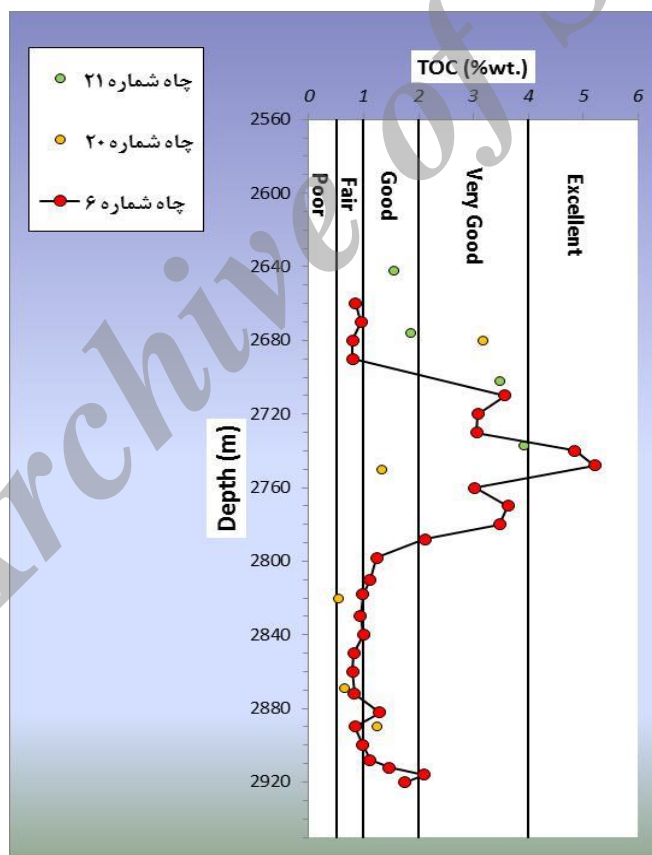
^۴ Indigenous hydrocarbon

۱.۴ بررسی کمیت ماده آلی

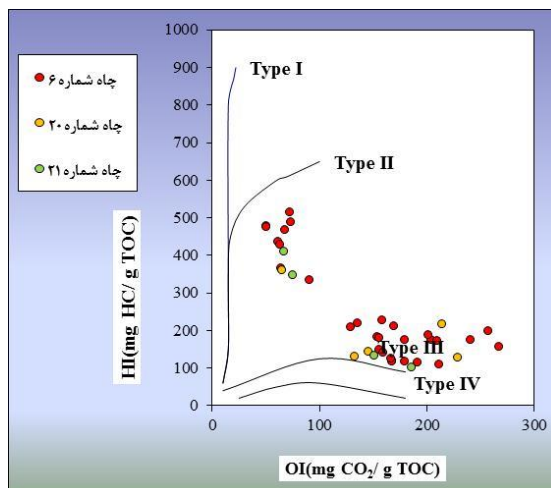
بر اساس نظر Peters و Cassa [۱۲]، نمونه‌های سازند پابده از نظر پتانسیل هیدروکربنی بر مبنای کمیت ماده آلی (مقدار TOC) مورد ارزیابی قرار گرفتند. تغییرات TOC در برابر عمق سازند پابده نشان می‌دهد، سازند پابده دارای محدوده پتانسیل هیدروکربنی مناسب تا عالی ($4\% > - 0/5$) است (شکل ۳).

۲.۴ تعیین کیفیت ماده آلی

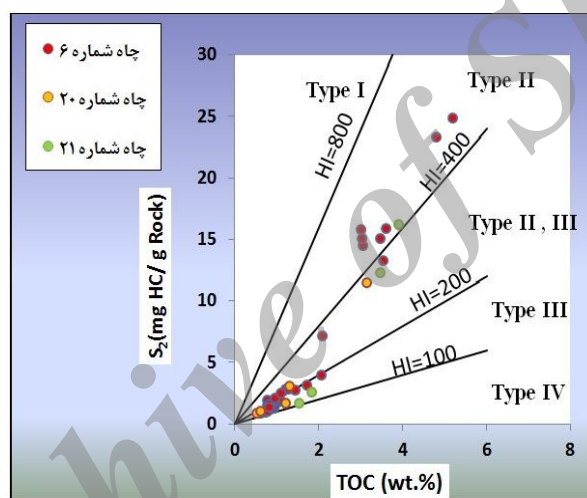
یکی از روش‌های تعیین نوع ماده آلی استفاده از نمودار HI در مقابل OI است (شکل ۴). نمودار S_2 در برابر TOC، نیز یکی از نمودارهایی است که برای تعیین نوع کروژن می‌توان از آن استفاده نمود (شکل ۵). نتایج هر دو نمودار نشان می‌دهد، نمونه‌های آنالیز شده سازند پابده در میدان نفتی منصوری دارای کروژن‌های نوع II و III بصورت مجزا و همچنین ترکیبی از کروژن‌های نوع II و III می‌باشند.



شکل ۳: ارزیابی پتانسیل هیدروکربوری و کیفیت سنگ‌منشاء سازند پابده در میدان نفتی منصوری، اقتباس از [۱۲].



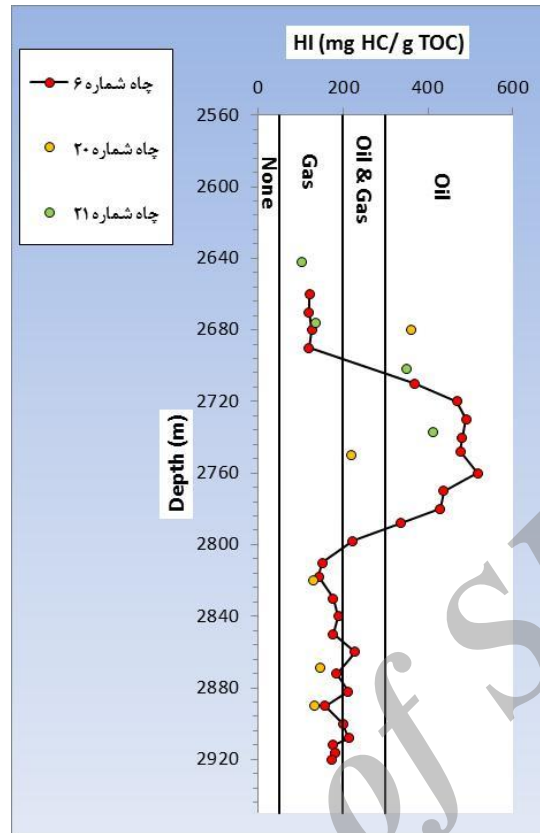
شکل ۴: نمودار تغییرات HI در برابر OI، اقتباس از [۳].



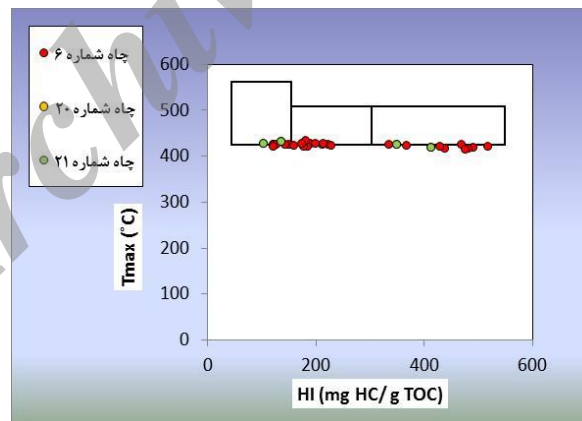
شکل ۵: تغییرات کیفیت مواد آلی براساس پارامتر TOC در مقابل S2، اقتباس از [۱۳].

۳.۴ تعیین نوع هیدروکربور احتمالی تولیدی

طبق نظر Peters و Cassa [۱۲]، با استفاده از مقادیر اندیس هیدروژن (HI) نوع هیدروکربور تولیدی از نمونه‌های سازند پابده بررسی شد (شکل ۶). بدین منظور از نمودار $T_{max} - HI$ نیز استفاده شد (شکل ۷). نتایج هردو نمودار نشان‌دهنده‌ی این است که سازند پابده در میدان نفتی منصوری در صورت بالغ شدن توانایی تولید نفت و گاز را دارد.



شکل ۶: تعیین نوع هیدروکربور تولیدی از نمونه‌های مورد مطالعه، اقتباس از [۱۲].



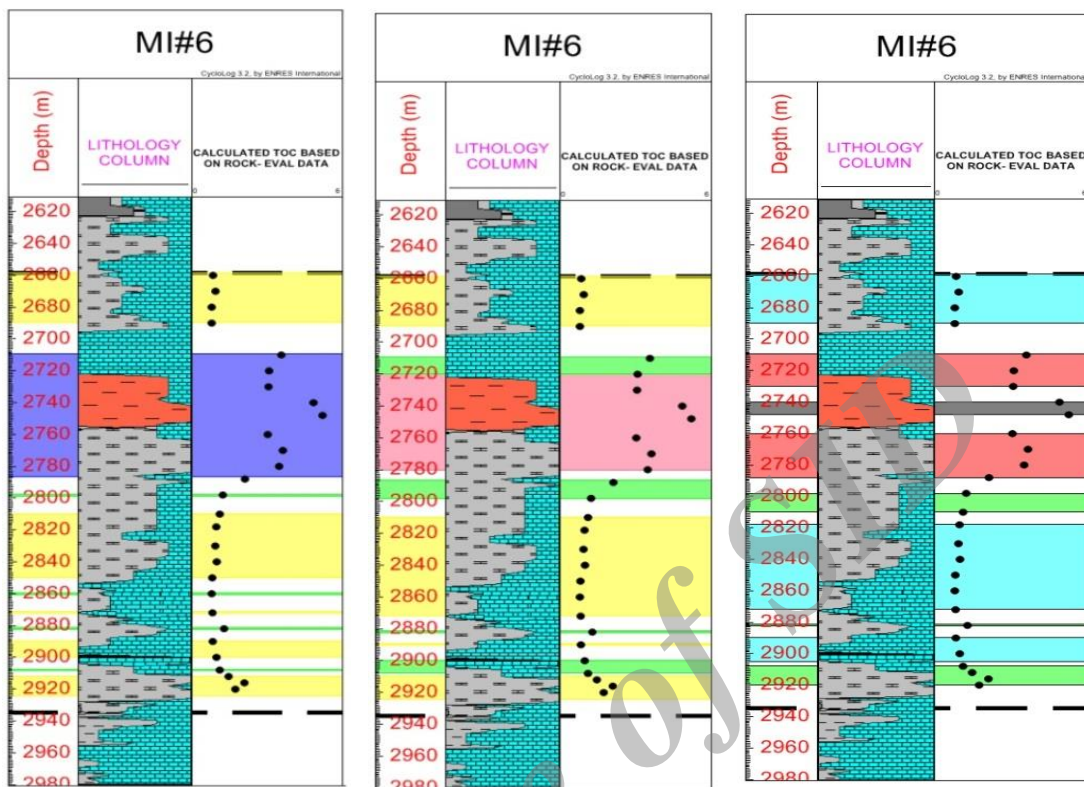
شکل ۷: نمایش تغییرات نسبت T_{max}/HI برای تعیین نوع هیدروکربور تولیدی، اقتباس از [۱۴].

۴.۴ زون‌بندی سازند پابده از نظر پتانسیل هیدروکربنی سنگ‌منشاء

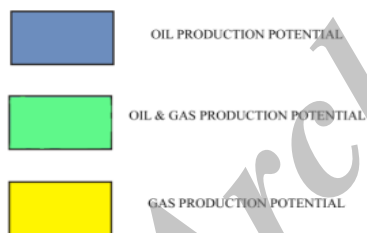
پس از آنکه پتانسیل هیدروکربنی سازند پابده با استفاده از داده‌های ژئوشیمی‌آلی مورد ارزیابی قرار گرفت، به منظور بررسی تغییرات ژئوشیمیایی، ابتدا خصوصیات ژئوشیمیایی نمونه‌های چاه شماره ۶ منصوری از یکدیگر تفکیک شدند (جدول ۴)، پس از آن سازند پابده از نظر پارامترهای مذکور، زون‌بندی شده است (شکل ۸).

جدول ۴: بررسی پتانسیل هیدروکربنی، نوع کروژن و نوع محصولات احتمالی تولیدی در نمونه‌های برگرفته از سازند پابده چاه شماره ۶ در میدان نفتی منصوری

Depth (m)	Petroleum Potential based on TOC Value	Hydrocarbon Quality	Kerogen Type	Depth (m)	Petroleum Potential based on TOC Value	Hydrocarbon Quality	Kerogen Type
۲۶۶۰	Fair	Gas	III	۲۸۱۰	Good	Gas	III
۲۶۷۰	Fair	Gas	III	۲۸۱۸	Fair	Gas	III
۲۶۸۰	Fair	Gas	III	۲۸۳۰	Fair	Gas	III
۲۶۹۰	Fair	Gas	III	۲۸۴۰	Fair	Gas	III
۲۷۱۰	Very Good	Oil	II و III	۲۸۵۰	Fair	Gas	III
۲۷۲۰	Very Good	Oil	II	۲۸۶۰	Fair	Oil & Gas	III
۲۷۳۰	Very Good	Oil	II	۲۸۷۲	Fair	Gas	III
۲۷۴۰	Excellent	Oil	II	۲۸۸۲	Good	Oil & Gas	II و III
۲۷۴۸	Excellent	Oil	II	۲۸۹۰	Fair	Gas	III
۲۷۶۰	Very Good	Oil	II	۲۹۰۰	Fair	Gas	II و III
۲۷۷۰	Very Good	Oil	II	۲۹۰۸	Good	Oil & Gas	II و III
۲۷۸۰	Very Good	Oil	II	۲۹۱۲	Good	Gas	III
۲۷۸۸	Very Good	Oil	II و III	۲۹۱۶	Good	Gas	III
۲۷۹۸	Good	Oil & Gas	II و III	۲۹۲۰	Good	Gas	III



HYDROCARBON POTENTIAL ZONATION LEGEND



(ج)

KEROGEN TYPE ZONATION LEGEND



(ب)

TOC ZONATION LEGEND



(الف)

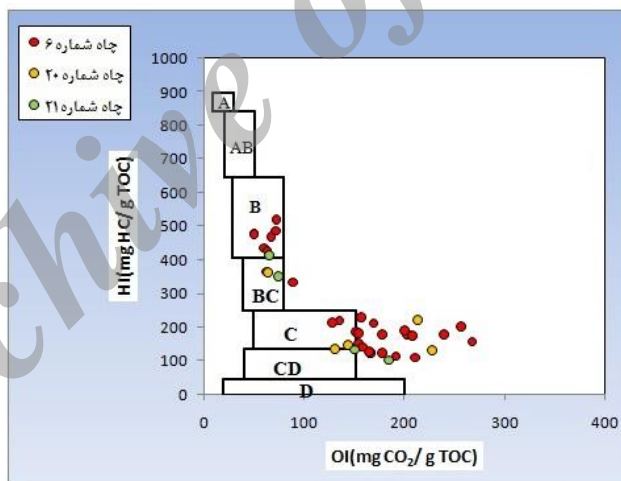
شکل ۸: زون بندی سازند پابده از نظر الف) پتانسیل هیدروکربنی (بر مبنای مقادیر TOC)، ب) نوع کروژن و ج) نوع هیدروکربور تولیدی (بر مبنای مقادیر HI).

بر اساس تغییرات پتانسیل هیدروکربنی سازند پابده در شکل های الف، ب و ج شکل شماره ۸ می توان این سازند را به سه بخش تقسیم نمود. بخش زیرین سازند پابده با لیتولوژی آهکی - مارنی، پتانسیل سنگ منشاء مناسب (۰/۵ - ۱٪) تا خوب (۱-۲٪) را داشته و حاوی کروژن نوع III می باشد. این بخش از سازند پابده پتانسیل تولید گاز را نیز دارد. بخش میانی با لیتولوژی شیل فوهه ای - مارنی، پتانسیل سنگ منشاء بسیار خوب (۲-۴٪) تا عالی (>۴٪) را داشته و حاوی کروژن نوع II و مخلوط نوع II و III می باشد. این بخش از سازند پابده پتانسیل تولید نفت را دارد. بخش فوقانی سازند پابده مشابه با بخش زیرین بوده و با لیتولوژی آهکی -

مارنی، پتانسیل سنگ‌منشاء مناسب (۱٪-۵٪) و به احتمال زیاد تا خوب (۲٪-۱) را داشته و حاوی کروژن نوع III می‌باشد. این بخش از سازند پابده نیز پتانسیل تولید گاز را دارد. همچنین در این مطالعه ارتباط خوبی بین مقدار TOC، نوع کروژن و نوع محصولات تولیدی احتمالی مشاهده می‌شود بطوریکه در بخش دارای مقادیر TOC بالاتر، مقدار کروژن نوع II نیز بیشتر بوده و پتانسیل تولید نفت افزایش یافته است. در ادامه به منظور بررسی علت تغییرات در کیفیت و کمیت ماده‌آلی، تغییرات محیط رسوبی در زمان ته‌نشست این سازند، بررسی شده است.

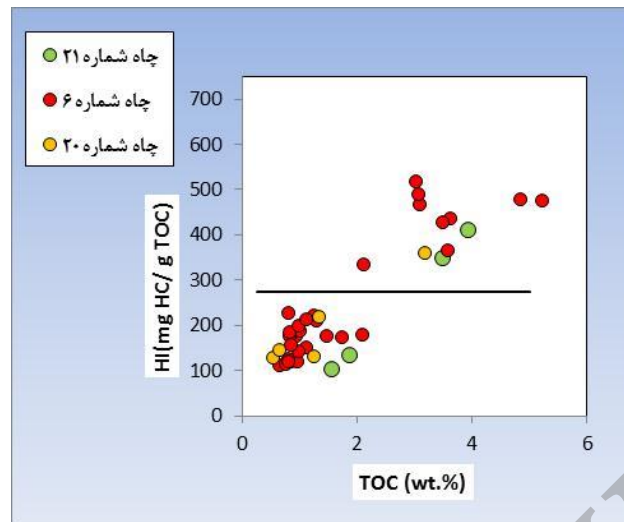
۵.۴ محیط رسوبگذاری مواد آلی در سازند پابده میدان نفتی منصوری

با بررسی تغییرات نمودار HI در برابر OI، می‌توان محیط رسوبی مواد آلی را تعیین کرد [۱۵]. با توجه به شاخص هیدروژن و شاخص اکسیژن مواد آلی، محیط‌ها از کاملاً احیایی (با HI بالا و OI پایین) تا کاملاً اکسیدان (با HI کمتر از ۱۰۰) طبقه‌بندی شده‌اند. ترسیم نمودار HI - OI برای نمونه‌های مورد مطالعه، محدوده رخساره‌های B، BC، C و CD را برای سازند پابده نشان می‌دهد (شکل ۹). این محدوده‌ها شاخص محیط دریایی احیایی، نسبتاً احیایی تا نسبتاً اکسیدان می‌باشند و متغیر بودن شرایط محیطی در زمان نهشته شدن این سازند را نشان می‌دهد. در شکل شماره ۱۰، نمودار HI-TOC پیشروی و پسروی آب در زمان ته‌نشست نمونه‌های مورد مطالعه از سازند پابده را نشان می‌دهد. در این نمودار نیز نمونه‌هایی که در شرایط پیشروی سطح آب ته‌نشست شده‌اند مقدار TOC و HI بالاتری را نشان می‌دهند



شکل ۹: نمودار تعیین رخساره آلی با استفاده از نسبت تغییرات HI در مقابل OI.

A = محیط دریاچه‌ای شدیداً احیایی، AB = محیط‌های احیایی دریایی پیشرونده، B = محیط‌های دریایی یا دریاچه‌ای نسبتاً احیایی، BC = محیط‌های دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوبگذاری سریع در شرایط نسبتاً اکسیدان، C = محیط‌هایی با سرعت رسوبگذاری متوسط در شرایط احیایی، CD = محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوه‌زایی، D = محیط‌های قاره‌ای شدیداً اکسیدان، اقتباس از [۱۵].



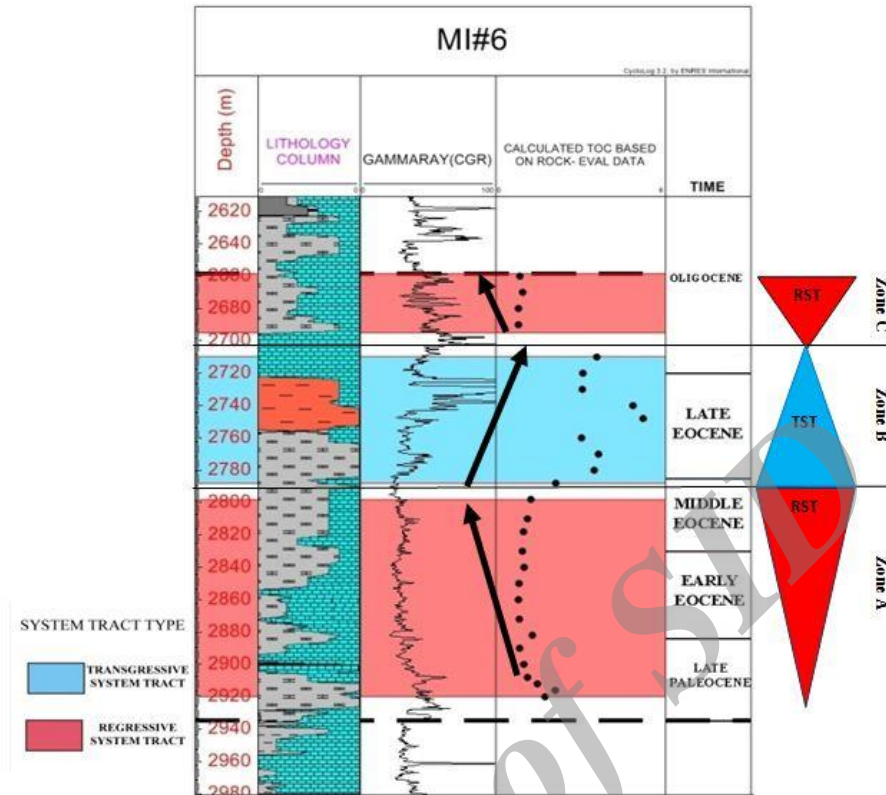
شکل ۱۰: تغییرات سطح آب در نمونه‌های سازند پابده نشان داده شده است، اقتباس از [۱۶].

مقادیر TOC، سن رسوبات و تغییرات نسبی سطح آب در شکل شماره ۱۱ آورده شده است. تغییرات نسبی سطح آب در سازند پابده براساس نمودار Pasley و همکارانش (شکل ۱۰) است. همچنین سن رسوبات در سازند پابده با استفاده از انطباق نگاره GR^۱ در پالئولاگ چاه شماره ۵۷ میدان منصوری و نگاره GR چاه شماره ۶ تخمین زده شده است. بر این اساس، از سرسازند گورپی تا سرسازند پابده سه سیستم تراکت نهشتی می‌توان مشخص نمود؛ سیستم تراکت پسرونده^۲ در زمان پالئوسن-پسین تا ائوسن-میانی (بخش A)، سیستم تراکت پیشرونده^۳ با سن ائوسن-پسین (بخش B) و در نهایت سیستم تراکت پسرونده با سن الیگوسن (بخش C) را می‌توان مشخص نمود. در سیستم تراکت پیشرونده سازند پابده (بخش B) مقدار TOC افزایش یافته و شیل قهوه‌ای رسوب کرده است. شایان ذکر است که در زمان ائوسن-پسین حضور فسیل *Hantkenina sp.* در کنار سایر گونه‌های فسیل *Globorotalia spp.* معرف افزایش نسبی سطح آب و عمیق‌تر شدن حوضه است (شکل ۴-۱۵). مطیعی در سال ۱۳۷۴ [۱۷]، بیان نمود که در زمان ائوسن-میانی، در اثر رخداد پیرنین و پسروری دریا، دریا از نواحی ساحلی و سکویی پس نشسته و تنها در مناطق مرکزی خوزستان رسوبگذاری سازند پابده ادامه داشته است. همچنین در ائوسن-پسین - الیگوسن، شمال خاوری لرستان و سکوی فارس داخلی از آب بیرون مانده ولی درخوزستان، رسوبگذاری نهشته‌های ژرف سازند پابده ادامه داشته است. این مطالعه نیز نشان می‌دهد، در زمان ائوسن-پسین پایین آمدن سطح آب رخ نداده، بلکه به طور نسبی، سطح آب در این زمان بالا بوده است و در زمان ائوسن-پسین - الیگوسن سطح آب کاهش یافته است.

¹ Gamma Ray, GR

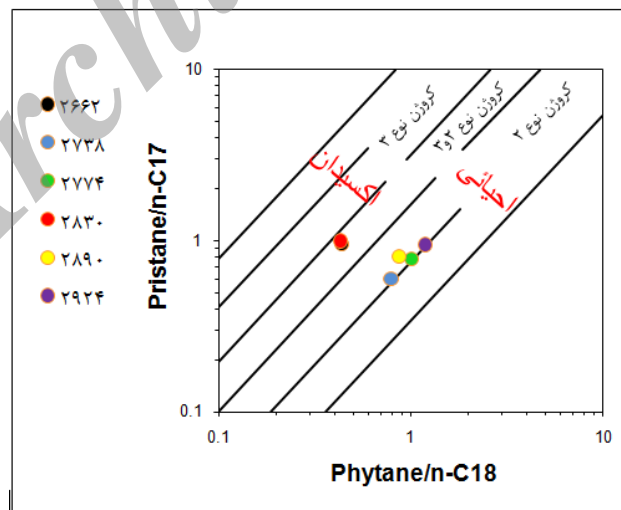
² Regressive system tract

³ Transgressive system tract



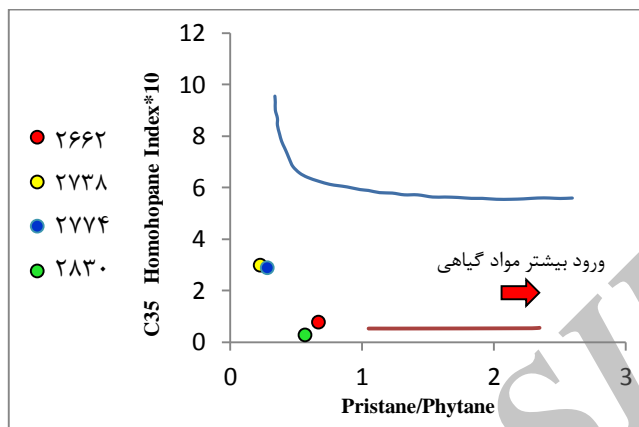
شکل ۱۱: نمایش سیستم تراکت‌ها و تغییرات ستون‌سنگ‌شناختی و مقدار TOC در سازند پابده

براساس نمودار $Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18}$ که در شکل شماره ۱۲ نشان داده شده است، تمامی نمونه‌های سازند پابده در محدوده کروژن نوع II و مخلوط نوع II و III قرار داشته و محیط رسوبی احیایی تا نیمه اکسیدی را برای سازند پابده نشان می‌دهند. با توجه به عمق نمونه‌ها، این نمودار با نتایج حاصل از راک‌ایول (شکل ۱۱) همخوانی دارند.



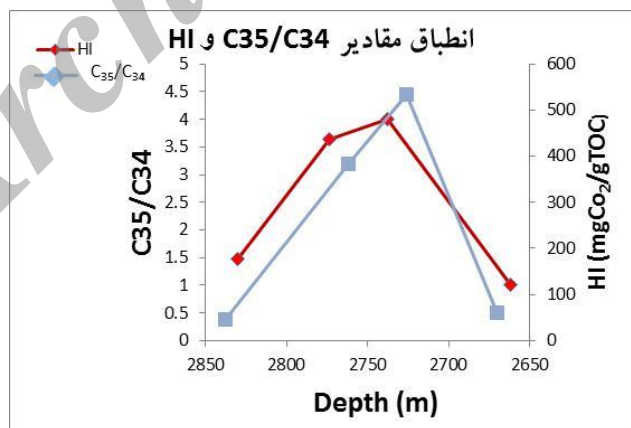
شکل ۱۲: نمودار Pr/nC_{17} در مقابل Ph/nC_{18} که نشان‌دهنده منشأ دریایی و محیط رسوبگذاری احیایی تا نیمه احیایی برای نمونه‌های مورد مطالعه می‌باشد، اقتباس از [۱۸].

همچنین در نمودار C_{35} Homohopane Index- Pr/Ph، اگرچه ۴ نمونه مربوط به سازند پابده محیط احيایی را برای سازند پابده نشان می‌دهند ولی نمونه‌های مربوط به عمق‌های ۲۷۷۴ و ۲۷۳۸ متر، افزایش نسبی سطح آب را نشان داده که با نتایج پیشین همخوانی نشان می‌دهد (شکل ۱۳).

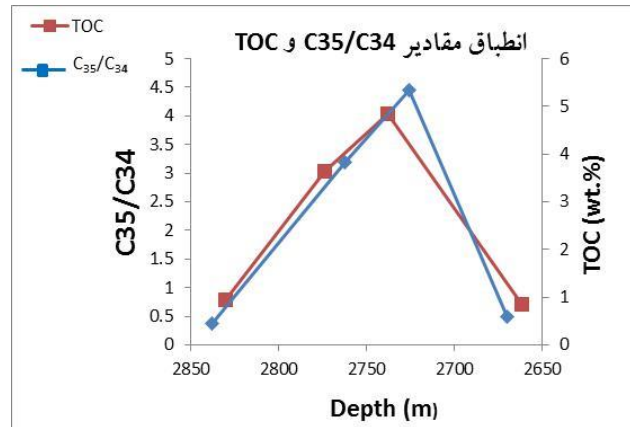


شکل ۱۳: نمودار C_{35} Homohopane Index در برابر Pr/Ph که تغییر شرایط اکسیدی و ورود بیشتر مواد گیاهی را نشان می‌دهد، اقتباس از [۱۹].

مطالعات Rangle و همکارانش [۲۰]، نشان می‌دهد که برخی از بیومارکرها نظیر نسبت C_{35} Hopane/ C_{34} Hopane با محیط نهشتی ارتباط داشته، همچنین در ارتباط مستقیم با مقدار HI می‌باشد. در نمودار شکل‌های ۱۴ و ۱۵، ارتباط تغییرات مقادیر C_{35}/C_{34} با مقادیر HI و TOC نشان داده شده است. بیشینه این نمودارها متعلق به بخش B در شکل ۱۱ بوده و تغییرات این نسبت بیومارکری نیز تغییرات نسبی سطح آب را نشان می‌دهد.



شکل ۱۴: مقایسه مقادیر نسبت C_{35} Hopane/ C_{34} Hopane با HI در مقابل عمق



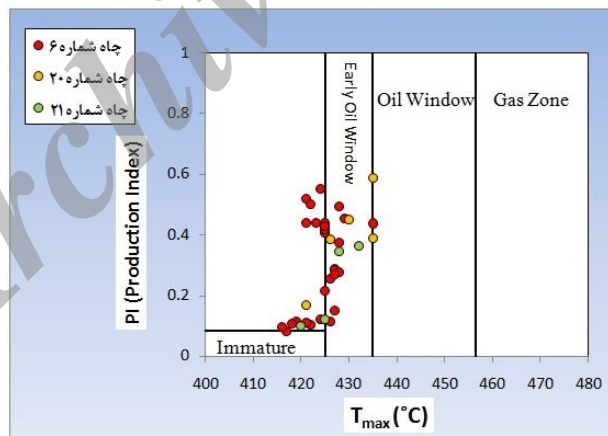
شکل ۱۵: مقایسه مقادیر نسبت C35 Hopane/C34 Hopane با HI در مقابل عمق

۶.۴ بررسی بلوغ ماده آلی

به منظور بررسی سطح پختگی مواد آلی در سازند پابده، علاوه بر نتایج آنالیز راکایول، تاریخچه حرارتی این سازند نیز مدلسازی شده است. سپس از طریق مدلسازی تاریخچه حرارتی زمان ورود سازند پابده به پنجره نفت‌زایی نیز مشخص گردید.

۱.۶.۴ با استفاده از نتایج آنالیز راکایول

بدین منظور از نمودار PI در مقابل T_{max} استفاده شده است (شکل ۱۶). این نمودار، نشان می‌دهد که بلوغ نمونه‌های سازند پابده در چاه‌های شماره ۶، ۲۰ و ۲۱ میدان نفتی منصوری متغیر بوده ولی با توجه به تمرکز عمده نمونه‌ها، می‌توان گفت که در ابتدای پنجره نفتی قرار دارند.



شکل ۱۶: نمودار PI در مقابل T_{max} برای ارزیابی بلوغ نمونه‌ها در میدان نفتی منصوری، اقتباس از [۲۱].

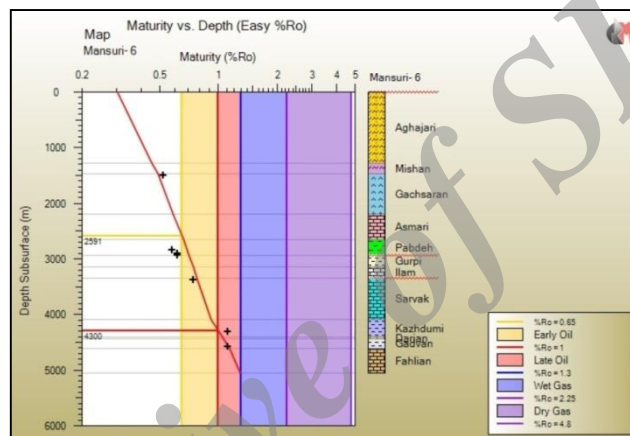
۲.۶.۴ بازسازی تاریخچه حرارتی سازند پابده در میدان نفتی منصوری

به منظور بررسی بلوغ حرارتی و زمان ورود سازند پابده به پنجره نفت‌زایی، از روش غیرمستقیم مدلسازی تاریخچه حرارتی استفاده شده است. خروجی این مدل، تخمین تغییرات انعکاس ویتربنایت، دما و T_{max} است که به واسطه این پارامترها بلوغ و زمان تولید هیدروکربور تعیین می‌شوند. شیب خط تغییرات انعکاس ویتربنایت با عمق، متأثر از گرادیان ژئوترمال و نرخ رسوبگذاری بوده و با

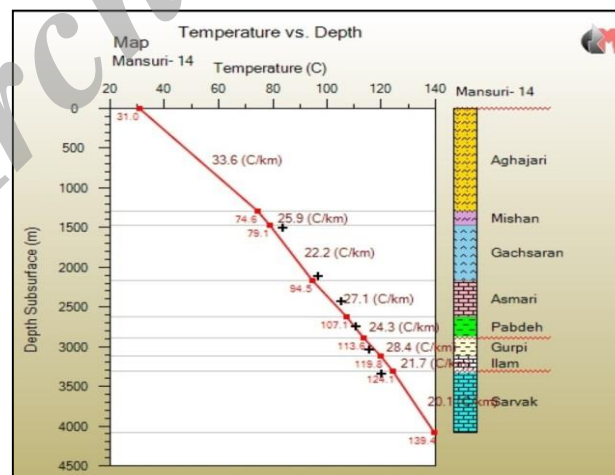
تعیین آن‌ها، می‌توان مقدار شیب را به دست آورد. با توجه به این مسئله با تغییر مقدار فرسایش سطحی و گرادیان ژئوترمال تا جایی که مقادیر اندازه‌گیری شده پارامترهایی چون انعکاس ویترنایت، دمای چاه با مقادیر پیش‌بینی شده بر هم منطبق شوند، می‌توان مدل را کالیبره نمود.

۲.۶.۴ الف بهینه‌سازی مدل در چاه‌ها

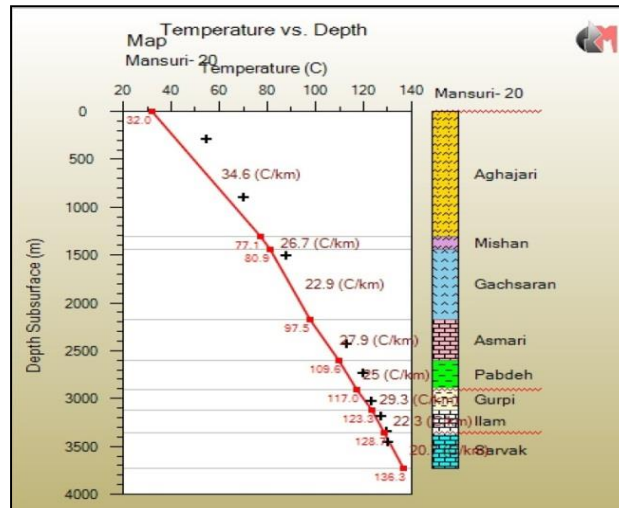
به منظور بهینه‌سازی مدل چاه شماره ۶ و تعیین میزان فرسایش در ناپوستگی‌ها از مقادیر انعکاس ویترنایت این چاه استفاده شد. با انتخاب ۵۰۰ متر فرسایش برای سازند آغاچاری بهترین انطباق بین انعکاس ویترنایت اندازه‌گیری شده و محاسبه شده برقرار گردید (شکل ۱۷). فرایند بهینه‌سازی چاه شماره ۱۴ و ۲۰ منسوری از مقایسه دماهای اندازه‌گیری شده در چاه با دماهای محاسبه شده انجام شد (به ترتیب شکل‌های ۱۸ و ۱۹). این دماها به خوبی با دمای مدل در اعماق مختلف انطباق داشته و مبین دقت قابل قبول در مدلسازی است.



شکل ۱۷: انطباق بین مقادیر R_o اندازه‌گیری شده و محاسبه شده با اعمال فرسایش ۵۰۰ متر برای سازند آغاچاری در چاه شماره ۶



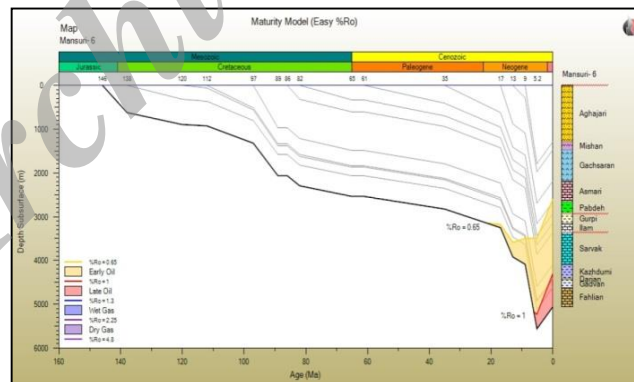
شکل ۱۸: انطباق بین دماهای اندازه‌گیری شده و محاسبه شده در چاه شماره ۱۴



شکل ۱۹: انطباق بین دماهای اندازه‌گیری شده و محاسبه شده در چاه شماره ۲۰

۲.۶.۴. ب بررسی بلوغ حرارتی، عمق و زمان آغاز تشکیل هیدروکربور در سازند پابده

نرم‌افزار PBM، انعکاس ویتربینایت ۰/۶۵ را معادل اوایل پنجره نفت‌زایی، مقدار ۱/۳ را معادل حد بالایی و اواخر پنجره نفت‌زایی، ۲/۲۵ را معادل حد بالایی ایجاد گاز مرطوب و ۴/۸ را معادل حد بالایی ایجاد گاز خشک در نظر گرفته است. براساس نتایج مدل‌سازی در چاه شماره ۶، سازند پابده نیز با قرارگیری در اعماق ۲۶۵۸ تا ۲۹۳۵ متر نیز به بلوغ رسیده و در مرحله ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار دارد (شکل ۱۷). استفاده از داده‌های راک‌ایول نیز همین مرحله از بلوغ را نشان داد. پنجره نفتی بر روی تاریخچه تدفین چاه شماره ۶ منصوری بر اساس مدل کنتیکتی Easy %Ro در شکل ۲۰ نشان داده شده است. بر این اساس، پنجره نفت‌زایی از ۵ میلیون سال قبل در عمق ۳۴۰۰ متری در سازند پابده آغاز شده و تا به امروز ادامه دارد.



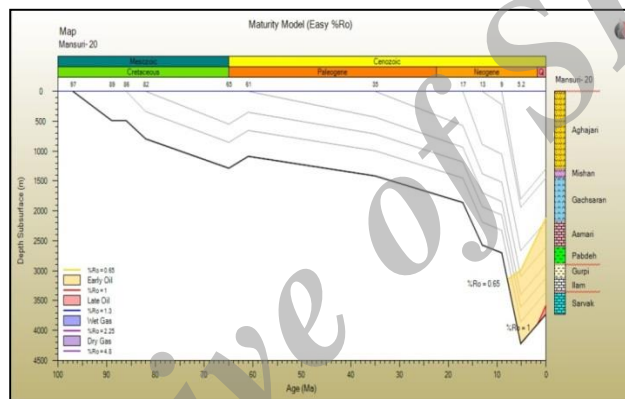
شکل ۲۰: نمایش پنجره نفتی بر روی تاریخچه تدفین در چاه شماره ۶

در چاه شماره ۱۴ میدان منصوری نیز سازند پابده با قرارگیری در اعماق ۲۶۳۰ تا ۲۸۹۵/۵ متر به بلوغ رسیده و در مرحله ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار دارد (شکل ۲۱).



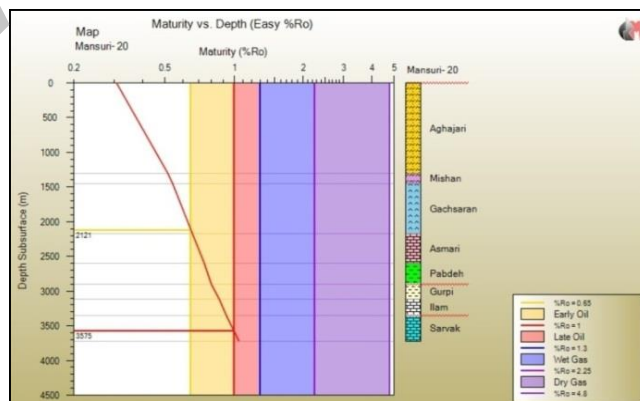
شکل ۲۱: ارزیابی بلوغ سازند پابده در چاه شماره ۱۴ بر اساس مدل Easy % Ro

در شکل شماره ۲۲، پنجره نفتی بر روی تاریخچه تدفین چاه شماره ۱۴ منصوری بر اساس مدل کنتیکی Easy %Ro نشان می‌دهد، پنجره نفت‌زایی از ۶ میلیون سال قبل در عمق ۳۱۲۰ متری در سازند پابده آغاز شده و تا به امروز ادامه دارد.



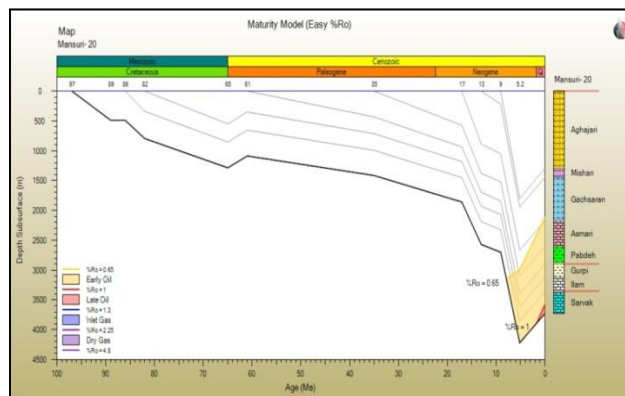
شکل ۲۲: نمایش پنجره نفتی بر روی تاریخچه تدفین در چاه شماره ۱۴ بر اساس مدل Easy % Ro

در چاه شماره ۲۰، سازند پابده با قرارگیری در اعماق ۲۹۰۱/۵ تا ۲۶۰۲/۵ متر نیز به بلوغ رسیده و در مرحله ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار دارد (شکل ۲۳).



شکل ۲۳: ارزیابی بلوغ سازند پابده در چاه شماره ۲۰ بر اساس مدل Easy % Ro

در شکل ۲۴، پنجره نفتی بر روی تاریخچه تدفین چاه شماره ۲۰ منصوری بر اساس مدل کنتیکی Easy %Ro نشان داده شده است. پنجره نفت‌زایی از ۶ میلیون سال قبل در عمق ۳۰۳۰ متری در سازند پابده آغاز شده و تا به امروز ادامه دارد.



شکل ۲۴: نمایش پنجره نفتی بر روی تاریخچه تدفین در چاه شماره ۲۰ بر اساس مدل Easy % Ro

۵. نتیجه گیری

سازند پابده بر اساس تغییرات خصوصیات ژئوشیمی به سه بخش تقسیم شد؛ بخش زیرین سازند پابده با لیتولوژی آهکی - ماری، مقدار TOC مناسب (۱٪-۵٪) تا خوب (۲٪-۱) را داشته و حاوی کروژن نوع III می باشد. این بخش از سازند پابده پتانسیل تولید گاز را نیز دارد. بخش میانی با لیتولوژی شیل قهوه‌ای - ماری، مقدار TOC بسیار خوب (۴٪-۲) تا عالی (>۴٪) را داشته و حاوی کروژن نوع II و مخلوط نوع II و III می باشد. این بخش از سازند پابده پتانسیل تولید نفت را دارد. بخش فوقانی سازند پابده مشابه با بخش زیرین بوده و با لیتولوژی آهکی - ماری، مقدار TOC مناسب (۱٪-۵٪) تا خوب (۲٪-۱) را داشته و حاوی کروژن نوع III می باشد. این بخش از سازند پابده نیز پتانسیل تولید گاز را دارد. همچنین در این مطالعه ارتباط خوبی بین مقدار TOC، نوع کروژن و نوع محصولات تولیدی احتمالی مشاهده می شود بطوریکه در بخش دارای مقادیر TOC بالاتر، مقدار کروژن نوع II نیز بیشتر بوده و پتانسیل تولید نفت افزایش یافته است. علت تغییرات خصوصیات ژئوشیمی سازند پابده در نوسانات نسبی سطح آب بررسی شد. مطالعه حاضر سه سیستم تراکت نهستی رده دو با نگرش T-R Sequence در سازند پابده نشان داد؛ سیستم تراکت پسرونده در زمان پالئوسن پسین تا ائوسن میانی نهشته شده است. دومین سیستم تراکت حدوداً در زمان ائوسن پسین، بصورت سیستم تراکت پسرونده شکل گرفته است. در نهایت در بخش فوقانی این سازند سیستم تراکت پسرونده با سن الیگوسن پیشین تشخیص داده شد. بررسی نتایج راک ایول و مدلسازی بلوغ حرارتی نشان داد؛ سازند پابده در مرحله ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار دارد و پنجره نفت‌زایی حدوداً از ۶-۵ میلیون سال قبل در سازند پابده آغاز شده و تا به امروز ادامه دارد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می دانند که از شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب به منظور تأمین بودجه لازم برای این تحقیق، دانشگاه شهید چمران اهواز و مرکز پژوهشی زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت دانشگاه شهیدچمران جهت تأمین امکانات آزمایشگاهی تشکر و قدردانی نمایند.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر محمدرضا کمالی و دکتر محمد معماریانی که داور مقاله را بر عهده داشته اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

منابع

- [1] Magoon, L.B., 1988, "The petroleum system-A classification scheme for research, resource assessment, and exploration", in Magoon, L.B. (eds.), Petroleum Systems of the United States; USGS Bulletin 1870, p. 2-15.
- [2] Miller, R.G. 1995, "A future for exploration geochemistry". In: Grimalt, J.O., Dorransoro, C. (eds.), Organic Geochemistry: Developments and applications to Energy, Climate,
- [3] Hunt, J.M., 1996, "Petroleum geochemistry and geology", 2nd edition. W. H. Freeman and Company. 743 pp.
- [۴] علیزاده، ب.، صرافدخت، ه.، ۱۳۹۰، "ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای سنگ‌منشاء در میدان نفتی کیلور کریم، جنوب غرب ایران"، مجله زمین‌شناسی نفت ایران، سال اول، شماره دوم، پاییز - زمستان ۹۰، ۱۲۶-۱۰۹.
- [5] Alizadeh, B., Alipour, M., Hosseini S. H., Jahangard, A., 2011. "Paleoenvironmental reconstruction using biological markers for the Upper Triassic-Middle Jurassic sedimentary succession in Tabas Basin, central Iran". Organic Geochemistry. 42, 431-37.
- [۶] سراج، م.، ۱۳۸۴، "تحلیل ساختاری مقدماتی میداین نفتی مناطق نفتخیز جنوب (محدوده فروافتادگی دزفول شمالی)". گزارش شماره پ-۵۶۱۳، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب.
- [۷] درویش‌زاده، ع.، ۱۳۷۰، "زمین‌شناسی ایران". نشر دانش امروز، ۹۰۱ ص.
- [8] Behar, F., Beamont, V., Penteodo, H., 2001, "Rock-Eval6 Technology performance and developments". Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFP, Vol. 56, p. 111-134.
- [۹] شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۱۳۸۹. "طرح تهیه نگاره‌های ژئوشیمیایی چاه منصوری ۶". ۳۳ ص.
- [۱۰] رضایی، م.، ۱۳۸۷، "زمین‌شناسی نفت". دانشگاه تهران، ۴۷۲ ص.
- [11] Lopatin, N.V., 1971, "Temperature and geologic time as factors in coalification. Izvestiya Akademiya Nauk SSSR", Ser. Geol., 3, p. 95-106 (in Russian).
- [12] Peters, K.E., Cassa, M.R., 1994, "Applied source rock geochemistry". in: Magoon, L.B., Dow, W.G., (eds.), The petroleum system from source to trap. AAPG memoir. Vol. 60, pp. 93-120.
- [13] Goddard, D.A., Mancini, E.A., Talukar, S.C., Horn, M., 1997, "Bossier - Hanesvill shale, North Louisiana salt basin: Louisiana", State University, Baton Rouge, Louisiana, center for energy, pdf file, www.api.ning.com/files
- [14] Peters, K.E. 1986, "Guidelines for evaluating Petroleum Source rocks using programmed pyrolysis". AAPG Bulletin. Vol. 84, pp. 318-329.
- [15] Jones, R. W., 1987, "Organic Facies". In, J. Brooks and D. Welte (eds.), Advances in Petroleum Geochemistry. Vol. 2, Academic Press. London, pp. 1-90.
- [16] Pasley, M., Gregory, W., Hart, G.F., 1991, "Organic matter variations in trans-gressive and regressive shales". Org. Geochem, p. 483-509.
- [۱۷] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، "زمین‌شناسی نفت زاگرس - ۱". انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۹۰ ص.
- [18] Connan, J., Cassou, A.M. 1980, "Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels". Geochimica et Cosmochimica Acta, Vol. 44, p. 1-23.
- [19] Fleck, S., Michels, R., Ferry, S., Malartre, F., Elion, P., Landais, P., 2002, "Organic geochemistry in a sequence stratigraphic framework". The siliciclastic shelf environment of cretaceous series, SE France, Organic Geochemistry, Vol. 33, p. 1533-1557.

- [20] Rangle, A., Parra, P., Nino, C., 2000, "*The La Luna Formation: Chemostratigraphy and organic facies in the middle Magdalena Basin*", *Organic Geochemistry*, NO. 31, p. 1267-1284.
- [21] www.humble-inc.com/srgl.htm

Archive of SID

Geochemical Investigation and Effect of Sedimentary Environment Changes on Pabdeh Formation Hydrocarbon Potentiality in Mansuri Oilfield

Alizadeh, Bahram., Janatmakan, Neda., Ghalavand, Hormoz., Heidarifard, Mohammad Hossein

Abstract

Pabdeh Formation is one of the most important probable source rocks in Mansuri oilfield being under investigation. In this study, hydrocarbon potential of Pabdeh Formation is evaluated. Also effect of sedimentary environment changes on geochemical and hydrocarbon potential variation is studied. To achieve this, hydrocarbon potential of Pabdeh Formation with Rock Eval pyrolysis was investigated. Besides that, gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry data were utilized. Based on this study, in the Late Eocene age, relative sea level had raised, while in the Oligocene age, falling in sea level was occurred. Variation in sea level caused Pabdeh Formation to be heterogeneous in hydrocarbon potential. Pabdeh Formation in Mansuri oilfield from geochemical aspects is divided into three divisions. Lower and Upper zones in this formation, have fair (0.5-1% TOC) to good (1-2% TOC) hydrocarbon potential and contain kerogen type III. These zones have gas production potential. Middle zone, has very good (2-4% TOC) to excellent (>4% TOC) potential and contains kerogen type II and mixed type II and III. Middle zone has oil production potential. Rock Eval data as well as thermal history modeling demonstrate that; Pabdeh Formation is in early oil window, started yielding petroleum since 5-6 million years ago.

Keywords: Hydrocarbon potential, Pabdeh Formation, Sedimentary environment, Thermal History Modeling, Mansuri Oilfield.