

## ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای سنگ منشاء در میدان نفتی کیلورکریم، جنوب غرب

### ایران

بهرام علیزاده<sup>۱\*</sup>، هاشم صرافدخت<sup>۲</sup>

۱- گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین و مرکز پژوهشی زمین شناسی و زمین شیمی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز

۲- بخش زمین شناسی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

[HashemSarafdokht@gmail.com](mailto:HashemSarafdokht@gmail.com)

#### چکیده

میدان نفتی کیلورکریم در فاصله ۴۰ کیلومتری شمال خلیج فارس و در مجاورت میدانی نفتی سیاه‌مکان، شور، گلخاری و بی‌بی حکیمه واقع شده است. هدف از این مطالعه، ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای سنگ منشاء احتمالی در این میدان می‌باشد. برای این منظور با استفاده از روش راک‌ایول و مدل‌سازی تاریخچه تدفین سه چاه ۱، ۲ و ۴A مورد ارزیابی قرار گرفت. کروژن موجود در سنگ‌منشاءهای احتمالی این میدان بیشتر مخلوطی از نوع II و III می‌باشد. مطالعات پتروگرافی آلی در این میدان نشان داد که در سازندهای این میدان ماسرال‌های ویتیرینایت، دتروویتیرینایت، هومینایت، و فوزینایت وجود دارد؛ همچنین در برخی مقاطع از سازند پابده بیتومن‌های نابرجا مشاهده گردید. بر اساس اندازه‌گیری میزان انعکاس ویتیرینایت مشخص شد که سازندهای پابده و گورپی در چاه شماره ۱ به پنجره نفتی وارد نشده ولی سازند کژدمی وارد پنجره نفتی گردیده است. در چاه شماره ۲، سازند پابده در ابتدای پنجره نفتی و سازند گورپی وارد پنجره نفتی شده است. در چاه شماره ۴A میزان درصد انعکاس ویتیرینایت مبین ورود سازند کژدمی به پنجره نفتی می‌باشد.

بازسازی تاریخچه تدفین و مدل‌سازی حرارتی در این میدان توسط نرم‌افزار مدل‌سازی PBM 1D به انجام رسید. بر اساس نتایج مدل‌سازی در این میدان، مشخص شد که سازند کژدمی در هر سه چاه وارد پنجره نفت‌زایی گردیده است. در حالی که سازند پابده در چاه‌های ۱ و ۴A وارد پنجره نفت‌زایی نشده ولی در چاه شماره ۲ بخش میانی این سازند وارد پنجره نفت‌زایی شده است. به طور کلی می‌توان گفت به دلیل رسوب بیشتر سازند آغا‌جاری در بخش جنوبی این میدان، از سمت شمال به جنوب پنجره نفت‌زایی در عمق کم‌تری قرار می‌گیرد و بلوغ افزایش می‌یابد.

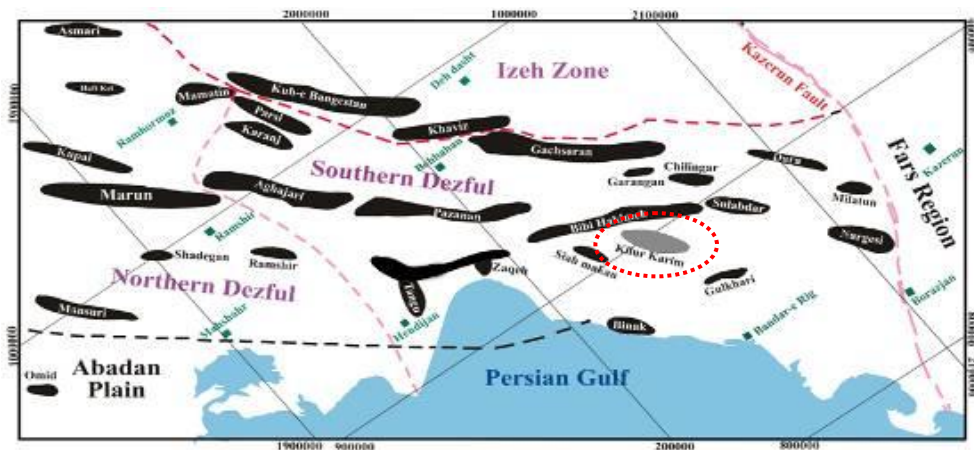
کلمات کلیدی: ارزیابی ژئوشیمیایی، ماسرال، انعکاس ویتیرینایت، تاریخچه تدفین، میدان نفتی کیلورکریم

## ۱- مقدمه

تعیین خصوصیات مواد آلی که شامل سه فاکتور کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی در سنگ‌های رسوبی می‌باشد، یکی از مهمترین اهداف ژئوشیمی آلی است که امروزه یکی از مراحل اصلی در ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی سنگ‌های منشاء قلمداد می‌شود. در سال‌های اخیر پژوهشگران بسیاری [۱، ۲، ۳] روش‌های پیرولیز را برای بدست آوردن پتانسیل هیدروکربوری، میزان بلوغ و نوع ماده آلی سنگ‌های منشاء در حوضه‌های رسوبی مختلف به کار برده‌اند. از بین این روش‌ها، پیرولیز راک ایول به عنوان یک روش استاندارد بطور وسیعی در اکتشاف نفت به کار می‌رود. این دستگاه اطلاعات ذیقیمتی را در خصوص کل کربن آلی (TOC)، نوع ماده آلی، پتانسیل بالقوه و بالفعل، تحول حرارتی ماده آلی، رخساره زیستی منطقه مورد مطالعه، وضعیت محیط نهشتگی از لحاظ شرایط اکسیدان و احیا و همچنین مهاجرت هیدروکربور از سنگ منشاء را ارائه می‌نماید [۴]. پس از تعیین کمیت و کیفیت ماده آلی بهترین بخش ارزیابی سنگ‌های منشاء، پی بردن به میزان بلوغ ماده آلی می‌باشد. امروزه روش‌های مختلفی برای این ارزیابی استفاده می‌شود که عمدتاً بر پایه نمونه‌های به دست آمده از چاه‌های حفاری شده می‌باشند. اگرچه این اطلاعات مرحله کنونی تاریخچه حرارتی سنگ‌ها را که حاصل فرایندهای طولانی مدت و پیچیده است، نشان می‌دهد [۵] ولی آگاهی از زمان گذشته برای بازسازی وقایع حرارتی و زمین‌شناسی اهمیت بسزائی در اکتشاف دارد [۶]. مدل‌سازی حرارتی ابزاری برای بازسازی و مطالعه فرآیند نفت‌زایی سنگ منشاء در حال و گذشته است. میدان نفتی کیلورکریم در فروافتادگی دزفول جنوبی و بطور تقریبی در ۴۰ کیلومتری شمال خلیج فارس واقع می‌باشد (شکل ۱). هدف کلی این مطالعه در ابتدا تعیین پتانسیل هیدروکربورزایی سنگ‌های منشاء و در نهایت ارائه میزان بلوغ سنگ‌های منشاء و مدل‌سازی حرارتی در این میدان می‌باشد. بدین منظور اندازه‌گیری‌های انعکاس ویتیرینایت و آنالیز Rock-Eval 6 بر روی نمونه‌های ۳ چاه انجام پذیرفت و مدل‌سازی حرارتی برای این سه چاه انجام شد، مدل‌های بدست آمده با انعکاس ویتیرینایت اندازه‌گیری شده و  $T_{max}$  حاصل از دستگاه راک-ایول بهینه‌سازی گردیدند. و در نهایت بر اساس این مدل‌سازی تاریخ تشکیل نفت در این میدان مورد ارزیابی قرار گرفت.

## ۲- زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی کیلورکریم با ابعادی به طول ۲۸ و عرض بین ۶-۷ کیلومتر بر روی افق بنگستان در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول در مجاورت میادین نفتی شور، گل‌خاری و بی‌بی حکیمه قرار گرفته است. این میدان از سمت شمال توسط یک گسل معکوس که شیب آن به سمت شمال شرق است از ساختار بی‌بی حکیمه جدا می‌شوند و محور آنها تحت تاثیر این گسل گردش کرده است [۷]. مقدار جابجایی قائم در محل برخورد این گسل با محور ساختمانی کیلورکریم بطور تقریب ۱۰۰ متر می‌باشد.



شکل ۱- موقعیت میدان نفتی کیلورکریم در حوضه رسوبی زاگرس [۸]

به نظر می‌رسد نیروهایی که تاقدیس بی‌بی حکیمه را تحت تأثیر قرار داده باعث ایجاد شکستگی و پیدایش گسل شده است. بدین دلیل می‌توان تصور نمود که ساختمان کیلورکریم از ابتدا به صورت تاقدیسی کم و بیش بیضی شکل و با امتداد محوری در جهت شمال- جنوب تحت تاثیر نیروهای قائم (گنندهای نمکی) قرار گرفته، رشد کرده، و سپس تحت تأثیر همان نیروهایی قرار گرفته‌اند که اکثر ساختمان‌های حاضر در جنوب غربی ایران (منجمله ساختمان بی‌بی حکیمه و متعاقب آن گسل واقع شده در دامنه جنوبی آن) را تحت تأثیر خود قرار داده‌اند. در بعضی از نقشه‌های ژئوفیزیکی می‌توان وجود گسلی را در جنوب غربی ساختمان سیاه‌مکان و یا به عبارت بهتر در امتداد محوری ناودیس موجود بین تاقدیس سیاه‌مکان و کیلورکریم مشاهده نمود که احتمالاً در افزایش بلوغ حرارتی سنگ‌های منشاء در چاه شماره ۴ میدان سیاه‌مکان نقش داشته است [۸]. سازندهای رسوبی حفاری شده در میدان کیلورکریم مربوط به دو سیستم سنوزوئیک و مزوزوئیک هستند. در سیستم سنوزوئیک این میدان سازندهای آجاجاری، میشان، گچساران (گروه فارس)، آسماری و پابده رسوب‌گذاری شده است. در سیستم مزوزوئیک سازندهای مربوط به گروه خامی و بنگستان دیده می‌شود. گروه بنگستان در میدان کیلورکریم شامل سازندهای سروک، کژدمی و سازند ایلام می‌باشد (شکل ۲). در این میدان فقط تا قسمت فوقانی سازند کژدمی در چاه شماره ۴A حفاری شده است. ضخامت سازندهای حفاری شده در این میدان تحت تاثیر فعالیت‌های تکنیکی در چاه‌های مختلف متفاوت می‌باشد.

### ۳- روش مطالعه

در این مطالعه ۳ چاه از میدان نفتی کیلورکریم در فروافتادگی دزفول جنوبی برای ارزیابی ژئوشیمیایی انتخاب شد. در این میدان سه سازند پابده، گورپی و کژدمی به عنوان سنگ منشاءهای احتمالی در نظر گرفته شدند. به منظور ارزیابی بلوغ حرارتی و ترسیم تاریخچه تدفین، داده‌های ورودی مانند داده‌های چینه‌شناسی از گزارش‌های حفاری و تکمیل چاه استفاده شد.



واقعی بدست بیایند. افراد بسیاری فاکتورهایی که  $T_{max}$  را تحت تاثیر قرار می دهد مانند نوع ماده آلی، آلودگی و ماتریکس کانیایی مورد بحث و بررسی قرار داده اند [۱۲، ۱۳، ۱۴].  $T_{max}$  یک شاخص بلوغ خوب برای کروژن نوع سه می باشد که از گیاهان خشکی منشاء می گیرد [۱۰] و می تواند با انعکاس ویتربنایت برای زغال های هیومیک و یا کروژن نوع سه انطباق داده شود [۹، ۱۴، ۱۵، ۱۶]. اگرچه برخی از ترکیبات گل حفاری و یا بیتومن های طبیعی می توانند مقدار  $T_{max}$  را بر اساس ترکیبشان بالا و یا پایین بیاورند [۱۳، ۱۲]. مواد آلی با چرخه مجدد نیز می توانند مقدار  $T_{max}$  را تا بیش از  $10^{\circ}C$  بالا ببرد [۱۳].

### ۳-۲- پتروگرافی آلی

تعیین بلوغ بر روی مواد آلی اطلاعات زیادی را درباره تاریخچه سنگ ارائه می دهد. در این مطالعه برای ارزیابی بلوغ حرارتی مواد آلی از اندازه گیری انعکاس ویتربنایت به همراه داده های بیشینه حرارتی ( $T_{max}$ ) حاصل از دستگاه راک-ایول که معمولی ترین روش هاست استفاده شده است. ویتربنایت محصول زغالی شدن مواد هومیکی است که از لیگنین و دیواره سلولزی گیاهان منشاء گرفته اند [۱۷]. انعکاس نوری ویتربنایت بطور منظم و غیر قابل برگشتی با افزایش حرارت افزونی می یابد. بنابراین بالاترین حرارتی را که تجربه کرده است را نشان می دهد و می تواند اندازه گیری شود. در این مطالعه بر روی ۱۴ نمونه از خرده های حاصل از حفاری از سه چاه، اندازه گیری انعکاس ویتربنایت انجام شد. نمونه ها به طور عمده از رسوبات غنی از مواد آلی سازندهای پابده، گورپی و کژدمی در میدان نفتی کیلورکریم انتخاب شدند. اندازه گیری های انعکاس ویتربنایت با استفاده از میکروسکوپ ZISS مدل Actioplan II با بزرگنمایی  $100\times$  همراه با روغن امرسیون در زیر نور سفید با طول موج  $546\text{ nm}$  با استفاده از دستگاه PMT III همانند روش استاندارد تشریح شده توسط [۱۷] به انجام رسید. برای کالیبره کردن دستگاه PMT III از شیشه های کالیبراسیون با انعکاس  $0/431$ ،  $0/596$  و  $0/906$  استفاده گردید. برای تمام نمونه های آنالیز شده میانگین انعکاس تصادفی تعیین شد. در این راستا سعی بر اندازه گیری حداقل  $50$  قطعه ویتربنایت منفرد بود اما در بسیاری از نمونه ها تنها چند قطعه ویتربنایت وجود داشت. نتایج این بررسی در جدول (۱) و میکروفوتوگراف برخی از مقاطع در شکل (۳) آورده شده است.

### ۳-۳- مدل سازی تاریخچه تدفین

در این مطالعه از نرم افزار Pars Basin Modeler, PBM نسخه 1.7.0 ساخت پژوهشگاه صنعت نفت برای مدل سازی استفاده شده است. انعکاس ویتربنایت و  $T_{max}$  حاصل از پیرولیز راک ایول برای بهینه سازی مدل استفاده شده است. در این مطالعه به دلیل عدم دسترسی به داده ها و نمونه های قبل از کرتاسه پایینی، تنها بخش بالای کرتاسه پایینی تا عهد حاضر مدل سازی شده-اند. برای محاسبه انعکاس ویتربنایت از تاریخچه حرارتی از الگوریتم Easy %Ro که توسط مرجع [۱۸] بر اساس نتایج واکنش های کینتیکی ارائه گردیده استفاده شد. برای مطالعات جزئی تر برای تکنیک مدل سازی عددی حوضه به [۱۹] رجوع شود.

## ۴- بحث و بررسی

### ۴-۱- پتروگرافی آلی

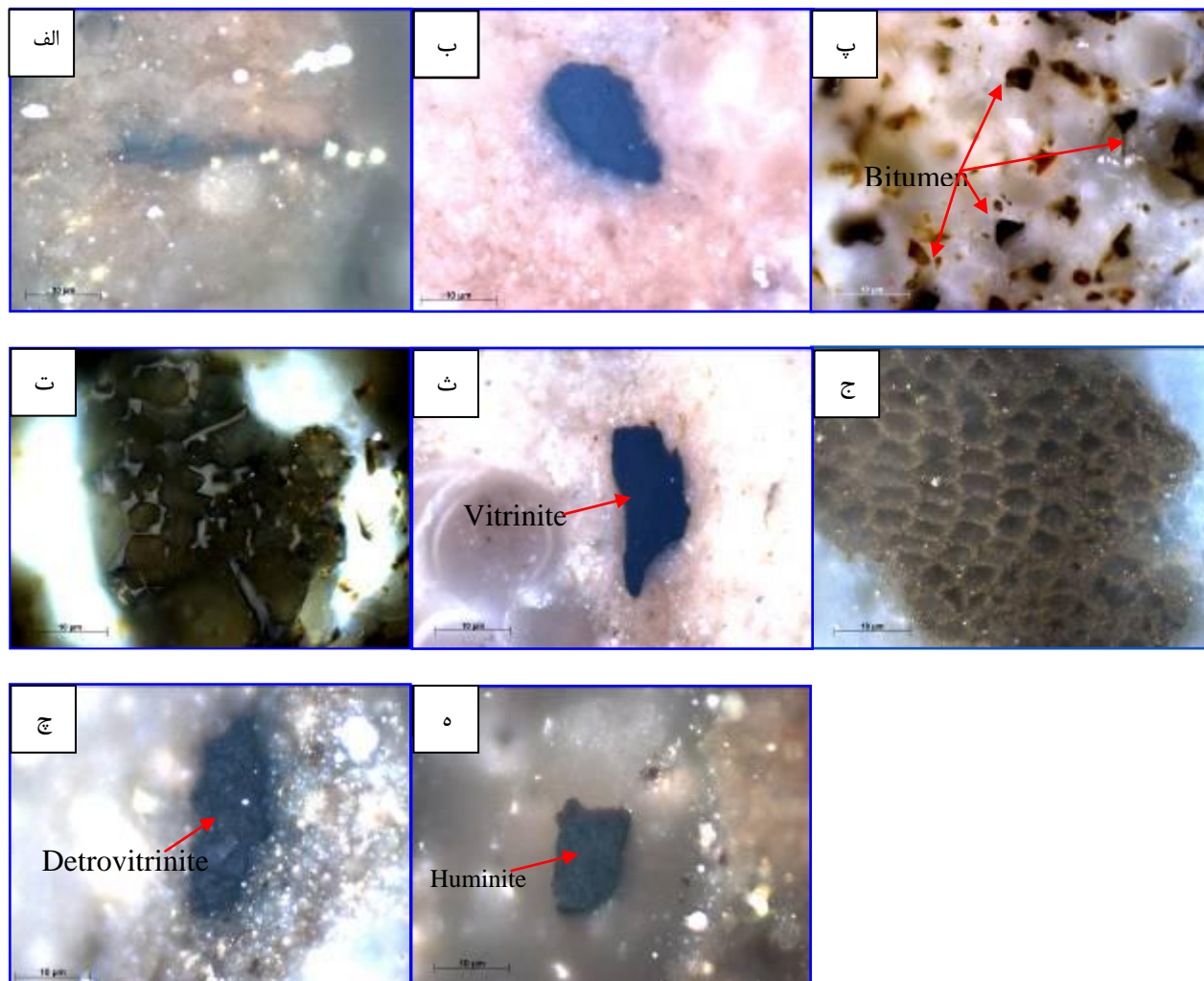
ماسرال‌ها هم‌ارز با کانی‌ها در سنگ‌ها هستند، این خرده‌های آلی پراکنده در سنگ برای تعیین کیفیت و بلوغ ماده آلی و هم چنین تعیین محیط رسوبی به کار می‌روند. ماسرال‌ها انواع گوناگونی دارند و شناسایی آن‌ها بصورت جزئی بسیار مشکل است. در اینجا ماسرال‌ها تنها در سه گروه اصلی بررسی شده و از مطالعات جزئی‌تر خودداری شده است. به منظور انجام پتروگرافی آلی، ۱۴ نمونه خرده حاصل از حفاری با توجه به میزان ماده آلی از سه سازند پابده، گورپی و کژدمی انتخاب شد. بر اساس مطالعات میکروسکوپی، سازند پابده دارای ماسرال‌های ویتترینایت فراوانی نیست و عمده ماسرال‌های آن را لپتینایت تشکیل داده است. همان‌طور که در مطالعات ژئوشیمیایی آلی دیده می‌شود کروژن غالب در آن مخلوطی از انواع II و III می‌باشد. در این سازند در بسیار از مقاطع ذراتی از مواد آلی نابرجا و اینرتینایت وجود دارد که احتمالاً موجب افزایش مقدار  $T_{max}$  در برخی از اینتروال‌های سازند پابده شده است. در سازند گورپی ماسرال ویتترینایت به ندرت یافت می‌شود، در این سازند در بعضی مقاطع ماسرال فوزینایت مشاهده می‌شود که دیواره آن کاملاً پیریتی شده است و سایر ماسرال‌ها به مقدار کمی وجود دارد. این موضوع در مقدار میانگین HI در این سازند نیز قابل مشاهده می‌باشد. در سازند کژدمی ماسرال‌های ویتترینایت بیشتری یافت می‌شود و همان‌طور که در داده‌های پیرولیز راک‌ایول مشاهده می‌گردد میانگین HI در آن حدود  $240 \text{ mgHC/g TOC}$  می‌باشد. ولی عمدتاً این ماسرال‌ها به دلیل خردشدگی تشکیل دتروویتترینایت داده‌اند، در این سازند همچنین ماسرال هیومینایت نیز قابل مشاهده می‌باشد (شکل ۳).

### ۴-۲- داده‌های پایرولیز راک-ایول

در بررسی‌های سنگ منشاء سه پارامتر کمیت یعنی پتانسیل تولید، کیفیت یا نوع کروژن موجود و بلوغ ماده آلی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. به منظور بررسی آغشتگی نمونه‌ها به هیدروکربن‌های نابرجا و آلودگی‌های گل حفاری از نمودار TOC در مقابل  $S_1$  استفاده می‌گردد، در نمودار مذکور مقادیر بالای  $S_1$  در مقابل مقادیر پایین TOC نشان دهنده حضور هیدروکربن‌های نابرجا در نمونه‌ها می‌باشد [۱۳]. ترسیم این نمودار برای نمونه‌های مورد بررسی حاکی از آن است که در برخی از خرده‌های حاصل از حفاری آثاری از هیدروکربن نابرجا ناشی از گل پایه روغنی در سازند کژدمی چاه شماره ۴A این میدان وجود دارد (شکل ۴).

جدول ۱- داده‌های حاصل از آنالیز راکایول و انعکاس ویتربایت بر روی نمونه‌های میدان نفتی کیلورکریم

نام سازند	عمق (متر)	شماره چاه	S <sub>1</sub> (mgHC/g Rock)	S <sub>2</sub> (mgHC/g Rock)	T <sub>max</sub> (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgCO <sub>2</sub> /g TOC)	TOC (wt %)	PI	%VR
پایده	2802	KK1	0.65	3.23	433	434	110	0.74	0.17	0.565
	2849	KK1	1.2	7.34	436	419	87	1.75	0.14	0.597
	2903	KK1	1.49	6.65	433	481	74	1.38	0.18	0.58
	2948	KK1	1.44	8.25	435	521	94	1.58	0.15	
	3043	KK1	0.92	4.25	436	431	76	0.99	0.18	0.63
	3070	KK2	0.26	0.7	434	390	205	0.18	0.27	
	3121	KK2	0.42	0.95	433	272	107	0.35	0.31	
	3169	KK2	0.79	1.74	433	331	63	0.52	0.31	
	3224	KK2	1.17	4.4	437	519	40	0.85	0.21	0.63
	3278	KK2	0.86	6.52	436	496	50	1.31	0.12	0.603
	3320	KK2	0.83	3.44	437	439	75	0.78	0.19	0.644
	3368	KK2	0.38	0.76	438	256	175	0.3	0.33	
	2916	4A	1.71	2.92	435	267	72	1.09	0.37	
	2936	4A	2.05	4.07	430	333	89	1.22	0.33	
	2976	4A	2.15	8.74	437	387	67	2.26	0.20	
	2996	4A	1.35	2.19	435	152	79	1.44	0.38	
	3016	4A	1.71	6.13	434	374	80	1.64	0.22	
	3036	4A	1.4	6.63	435	364	100	1.82	0.17	
	3056	4A	0.99	7.67	434	340	104	2.26	0.11	
	3076	4A	0.75	2.15	439	235	223	0.92	0.26	
3116	4A	0.62	1.3	438	163	216	0.8	0.32		
2956	4A	1.29	3.82	433	353	93	1.08	0.25		
گورپی	3090	KK1	0.65	2.11	433	373	222	0.57	0.24	
	3096	KK1	0.93	3.85	434	458	189	0.84	0.19	0.636
	3145	KK1	0.39	1.66	435	440	257	0.38	0.19	
	3180	KK1	0.4	1.33	434	360	180	0.37	0.23	
	3422	KK2	0.62	2.42	436	391	86	0.62	0.20	0.692
	3156	4A	0.25	0.31	429	70	278	0.44	0.45	
	3176	4A	0.39	0.6	434	112	225	0.53	0.39	
	3196	4A	0.34	0.8	434	138	268	0.58	0.30	
	3216	4A	0.63	1.03	434	133	214	0.78	0.38	
	3256	4A	0.93	4.03	432	309	122	1.31	0.19	
3276	4A	0.71	1.42	436	99	98	1.43	0.33		
سروک	3389	KK1	0.25	1	439	323	175	0.31	0.20	
	3421	KK1	0.7	1.59	435	271	117	0.59	0.31	
	3803	KK1	0.1	0.26	440	293	612	0.09	0.28	
	3852	KK1	0.15	0.28	440	236	359	0.12	0.35	
	3901	KK1	0.11	0.21	440	284	682	0.07	0.34	
کژدمی	3930	KK1	0.67	1.86	440	287	68	0.65	0.26	0.756
	3950	KK1	0.25	0.74	442	133	71	0.56	0.25	
	3980	4A	7.28	5.01	440	307	27	1.63	0.59	
	4001	4A	14.03	6.55	432	263	26	2.49	0.68	
	4017	4A	16.33	6.31	428	234	24	2.7	0.72	
	4040	4A	14.99	9.84	434	284	17	3.46	0.60	
	4058	4A	13.49	11.96	439	305	18	3.92	0.53	
	4078	4A	11.64	9.66	438	290	20	3.33	0.55	
	4100	4A	9.3	8.47	440	271	19	3.13	0.52	0.694
	4120	4A	6.3	7.13	440	325	32	2.2	0.47	0.695
	4140	4A	7.74	6.21	442	334	35	1.86	0.55	
	4160	4A	10.16	7.95	433	255	29	3.12	0.56	
	4180	4A	9.38	7.94	438	258	18	3.08	0.54	0.725
	4200	4A	11.39	7.53	427	289	26	2.6	0.60	0.731



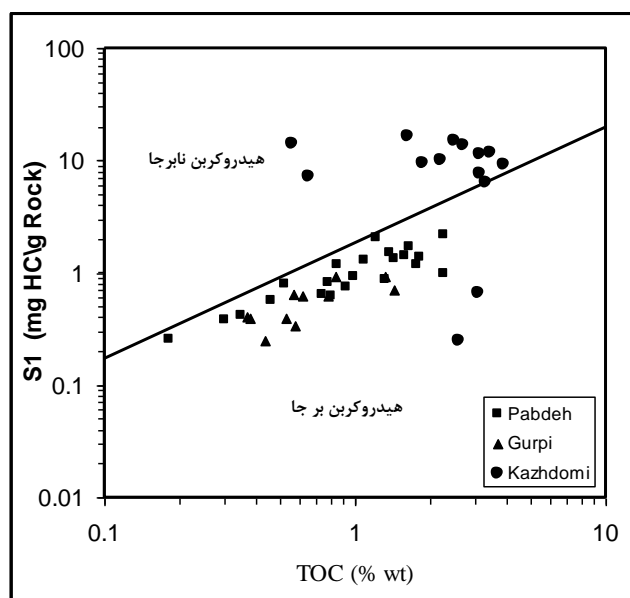
شکل ۳- (الف و ب) ماسرال ویترونیات، (ب) ذرات بیتومن نابرجا و (ت) ماسرال‌های اینترنیات موجود در سازند پابده. (ث) ماسرال ویترونیات و (ج) فوزینیات در سازند گورپی. (چ) ماسرال‌های دتروویترونیات و (ه) هیومینیات در سازند کزدمی.

#### ۴-۲-۱- ارزیابی کمیت یا پتانسیل زایش نفت

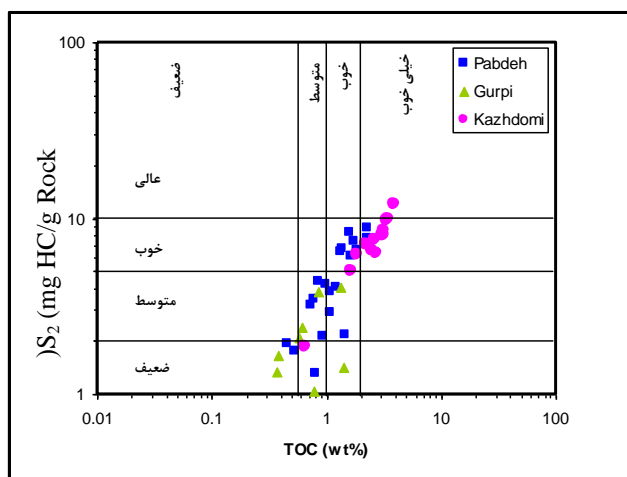
مقدار کل کربن آلی (TOC) عموماً به عنوان شاخص مقدار کروژن و بیتومن در سنگ منشاء در نظر گرفته می‌شود. مقادیر TOC در سازندهای موجود بین ۰/۰۹ تا ۳/۹۲ متغیر می‌باشد (جدول شماره ۱). اگرچه اندازه‌گیری میزان مواد آلی موجود در سنگ به تنهایی نمی‌تواند مبین پتانسیل نفتی سنگ منشاء باشد، بطوری که مواد آلی نشأت گرفته از محیط قاره‌ای بطور عمده گاز تولید کرده و یا مواد آلی نابرجا ممکن است باعث نشان دادن مقدار بالایی میزان مواد آلی (TOC) در سنگ منشاء گردد. جهت تعیین پتانسیل هیدروکربورزائی سنگ‌های منشاء، از نمودار تغییرات  $S_2$  در برابر TOC (شکل ۵)، استفاده شد. با استفاده از دیاگرام  $S_2$ -TOC، می‌توان پتانسیل هیدروکربوری واحدهای رسوبی را مشخص نمود. ترسیم نمودار TOC در برابر مقادیر  $S_2$  نشان می‌دهد که سازند پابده گستره وسیعی از ضعیف تا خوب را شامل می‌شود. این موضوع احتمالاً در ارتباط با تغییرات محیط رسوب‌گذاری این سازند طی تهنشست می‌باشد. سازند گورپی در این میدان دارای پتانسیل ژنتیکی متوسط است.



ضمن این که پتانسیل هیدروکربنی سازند کژدمی از خوب تا خیلی خوب متغیر می باشد. همچنین در نمودار  $S_1+S_2$  در مقابل TOC سازندهای پابده و گورپی دارای گستره وسیعی از متوسط تا خوب می باشند ولی سازند کژدمی پتانسیل ژنتیکی خوب و عالی را نشان می دهد، البته این امر ممکن است ناشی از مقادیر بالای  $S_1$  در اثر آلودگی هیدروکربوری باشد (شکل ۶)، بنابراین در اینجا می توان نتیجه گرفت که استفاده از نمودار  $S_2$  در مقابل TOC از صحت و دقت بیشتری برخوردار است، زیرا پیک  $S_2$  کمتر متأثر از آلودگی های ناشی از حفاری و یا مهاجرت می باشد.



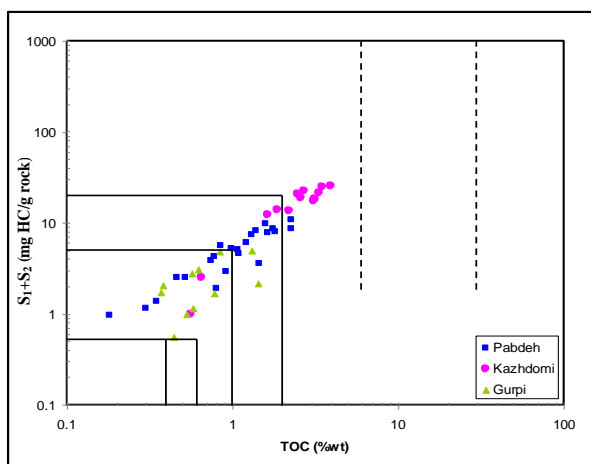
شکل ۴- نمودار TOC در مقابل  $S_1$  برای مشخص نمودن هیدروکربن های نابر جا [۱۳]



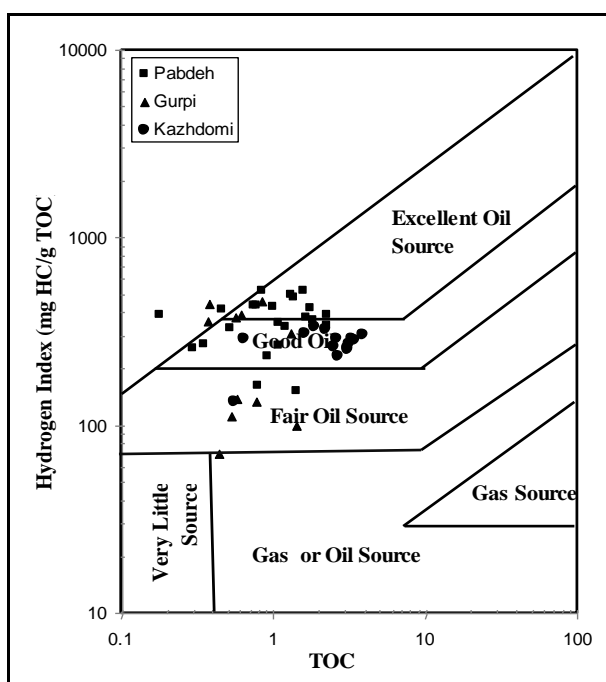
شکل ۵- نمودار تغییرات  $S_2$  در برابر TOC به منظور ارزیابی پتانسیل ژنتیکی سازندهای مورد مطالعه [۱۳]

یکی دیگر از پارامترهای بسیار مهم در ارزیابی پتانسیل هیدروکربوری سنگ های منشاء، شاخص هیدروژن می باشد. با استفاده از نمودار تغییرات مقادیر شاخص هیدروژن در برابر TOC می توان علاوه بر تعیین پتانسیل سنگ های منشاء، نوع هیدروکربن

تولیدی را نیز مشخص نمود [۲۰]. بر اساس این نمودار پتانسیل هیدروکربنی تمامی نمونه‌های مورد مطالعه با داشتن مقادیر بالای شاخص هیدروژن ( $HI > 200$ )، در محدوده «خوب و بسیار خوب» قرار دارند (شکل ۷). بطور کلی می‌توان گفت که در این محدوده سازندهای پابده و کژدمی از پتانسیل هیدروکربوری خوب تا بسیار خوب و سازند گورپی دارای پتانسیل هیدروکربورزایی متوسط و ضعیفی برخوردار است.



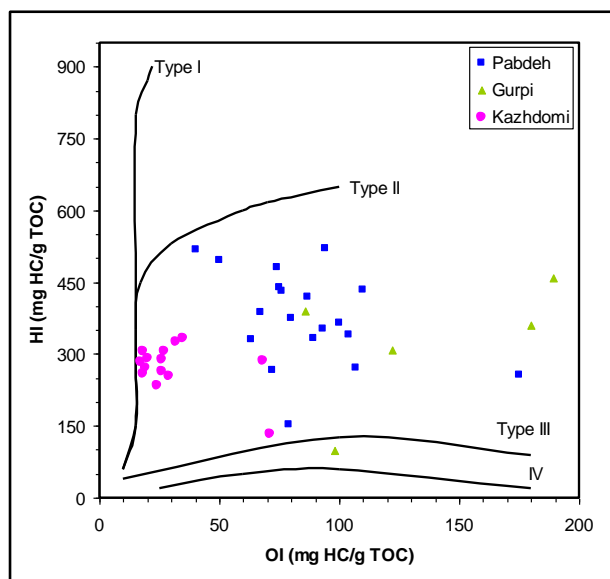
شکل ۶- نمودار  $S_1+S_2$  در مقابل TOC برای ارزیابی مقدار ماده آلی [۲۳]



شکل ۷- نمودار تغییرات TOC در مقابل HI برای ارزیابی پتانسیل نفت‌زایی و نوع هیدروکربن [۱۹]

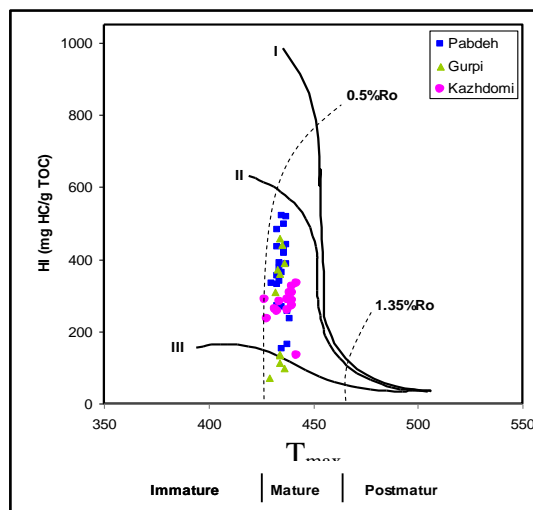
#### ۲-۲-۴- ارزیابی کیفیت ماده آلی

ارزیابی کیفیت ماده آلی شامل بررسی نوع ماده آلی و یا نوع کروژن موجود می‌باشد. همچنین نوع کروژن موجود در یک سازند در ارتباط با محیط رسوب‌گذاری آن سازند است. بطور کلی نوع هیدروکربن‌های قابل تولید (نفت و یا گاز) در یک حوضه به‌طور بسیار نزدیکی در ارتباط با نوع ماده آلی و ترکیب شیمیایی آنها می‌باشد. برای تعیین نوع ماده آلی از نمودار شاخص اکسیژن (OI) در مقابل شاخص هیدروژن (HI) استفاده می‌شود. ترسیم این نمودار برای نمونه‌های سازندهای موجود در میدان کیلورکریم نشان داد که عمده ماده آلی در میدان مخلوطی از کروژن نوع II و III می‌باشد (شکل ۸).



شکل ۸- نمودار OI در برابر HI برای تعیین نوع کروژن [۱۳]

با استفاده از نمودار ترسیم کننده تغییرات شاخص هیدروژن در برابر  $T_{max}$  نیز می‌توان نوع کروژن و میزان بلوغ را در نمونه‌های مورد بررسی تعیین نمود (شکل ۹). برای تعیین رخساره آلی سازندهای مورد مطالعه از نمودار جونز استفاده می‌شود (Jones, 1987). در این نمودار بر اساس تغییرات مقادیر HI در برابر OI، محدوده رخساره‌ای سازندها مورد مطالعه تعیین شده است. این نمودار محدوده رخساره‌ای B و BC را برای سازندهای پابده، گورپی و BC را برای سازند کژدمی نشان می‌دهد. محدوده‌های سازندهای پابده و گورپی شاخص محیط دریایی نسبتاً آحیایی می‌باشد (شکل ۱۰). از نکات قابل توجه در این نمودار پراکندگی داده‌های سازندهای پابده و گورپی است. شاید بتوان علت این امر را به متغیر بودن شرایط محیطی در زمان نهشته شدن این سازند نسبت داد. از نکات قابل توجه در این نمودار پراکندگی داده‌های سازندهای پابده و گورپی است.



شکل ۹- نمودار  $T_{max}$  در مقابل HI برای تعیین نوع کروژن و میزان بلوغ [۱۳]

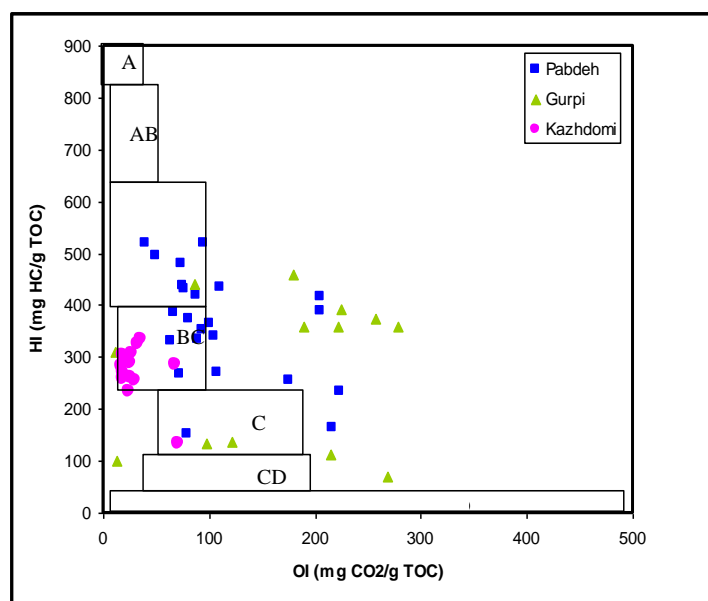
شاید بتوان علت این امر را به متغیر بودن شرایط محیطی در زمان نهشته شدن این سازند نسبت داد. جونز [۲۱] نشان داده است که رسوبات متعلق به رخساره‌های BC و C نشانگر رسوبات فلات قاره و شیب قاره دوران مزوزوئیک و ترشیاری بوده که در حاشیه‌های قاره‌ای نهشته شده‌اند، در حالی که رسوبات مربوط به رخساره‌های CD در نواحی قاره‌ای رسوب‌گذاری نموده‌اند. چنین حالتی در رسوبات پابده و گورپی نیز دیده می‌شود، که مبین تلفیق مواد آلی می‌باشد. چنین نتیجه‌ای در نمودار شکل (۱۱) نیز دیده می‌شود [۲۲]. بطوری که سازند پابده دارای گستردگی وسیعی می‌باشد که نشان دهنده تغییرات محیط رسوب‌گذاری در حین ته‌نشست این سازند است. سازند گورپی نیز دارای وضعیتی مشابه با سازند پابده است ولی احتمالاً در یک محیط پسروند نهشته شده است. همچنین این نمودار نشان می‌دهد که سازند کژدمی احتمالاً در یک محیط حد واسط نهشته شده است. بر اساس این نمودار مقدار اکسیژن موجود در آب در هنگام ته‌نشست این سازند متوسط بوده است.

#### ۴-۲-۳- تعیین بلوغ ماده آلی

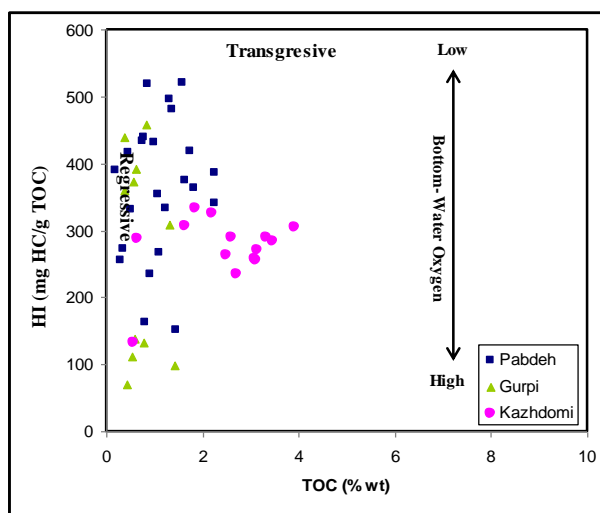
به منظور تعیین بلوغ ماده آلی در این میدان از نمودار PI در مقابل  $T_{max}$ ، اندازه‌گیری مقدار انعکاس ویترونیات همچنین از مدل‌سازی تاریخچه تدفین استفاده شده است. نمودار PI در مقابل  $T_{max}$  نشان می‌دهد که تمامی سازندهای پابده، گورپی و کژدمی در پنجره نفتی قرار دارند و مقدار بیشینه حرارتی در آنها بین ۴۳۳ تا ۴۴۲ درجه سانتی‌گراد متغیر است (شکل ۱۲). مقادیر اندازه‌گیری شده انعکاس ویترونیات نشان می‌دهند که این ماسرال‌ها در چاه یک کیلورکریم در سازندهای پابده و گورپی به پنجره نفتی وارد نشده و سازند کژدمی با مقدار  $R_o$  % ۰/۷۶ وارد پنجره نفت‌زایی گردیده است.

در چاه شماره ۲ کیلورکریم سازند پابده در ابتدای پنجره نفتی و سازند گورپی وارد پنجره نفت‌زایی گردیده است. در چاه شماره ۴A نیز مقادیر انعکاس ویترونیات مبین ورود این سازند به پنجره نفتی می‌باشد. مدل‌سازی تاریخچه تدفین و استفاده از الگوریتم Easy %Ro نیز در این چاه‌ها نشان داد که در چاه شماره ۱ سن نفت‌زایی از شش میلیون سال پیش در بخش بالایی سازند کژدمی تخمین زده می‌شود و با گذشت زمان این مدل نشان می‌دهد که ابتدای پنجره نفتی امروزه باید در عمق ۳۲۱۲ متری یعنی در انتهای سازند گورپی قرار داشته باشد (شکل ۱۳ الف). در چاه شماره ۲ سن نفت‌زایی از ۵ میلیون سال

پیش در عمق ۳۸۳۰ متری آغاز شده و اکنون ابتدای پنجره نفتی در عمق ۳۲۸۱ متری قرار دارد (شکل ۱۳ب) و در چاه شماره ۴A نفتزایی از ۶ میلیون سال پیش آغاز شده و اکنون ابتدای پنجره نفتی در عمق ۳۳۴۹ متری قرار دارد (شکل ۱۳پ).



شکل ۱۰- 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 تا در شرایط احیایی، CD= محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوه‌زایی، D= محیط‌های قاره‌ای شدیداً اکسیدان. [۲۱]

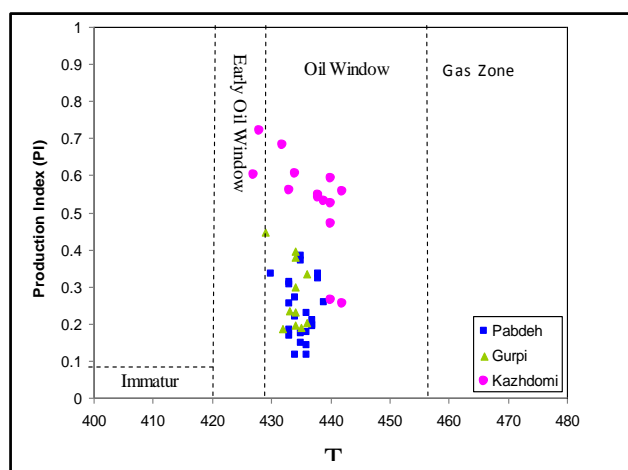


شکل ۱۱- نمودار تغییرات ماده آلی (TOC) در برابر شاخص هیدروژن (HI) به منظور شناسایی شرایط محیط رسوب‌گذاری سازندهای مورد مطالعه

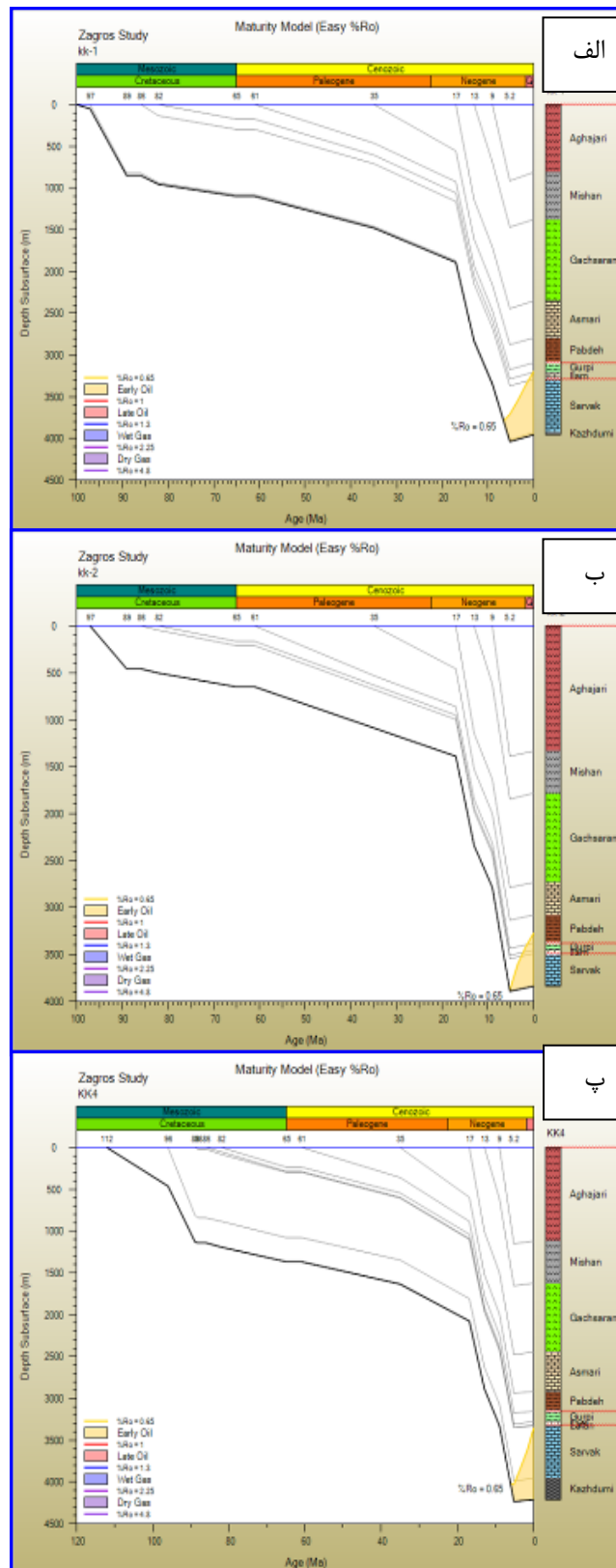
[۲۲]

## ۵- نتیجه گیری

همان‌طور که در پیش ارائه گردید بهترین روش برای ارزیابی کمیت و کیفیت مواد آلی سنگ منشاء استفاده از آنالیز راک‌ایول می‌باشد، اما عدم دسترسی به نمونه‌ها در چاه‌هایی که حفاری نشده‌اند و بالطبع نمونه‌ای جهت آنالیز در این مناطق وجود ندارد، محققان را به سمت استفاده از روش‌های غیر مستقیم کشانده است. بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی انجام گرفته در این میدان نشان داده شد که برخی از نمونه‌های خرده‌های حاصل از حفاری در سازند کژدمی چاه شماره ۴A آلوده به گل حفاری پایه نفتی می‌باشد. مقدار کل کربن آلی در این سازندها بین ۰/۰۹ تا ۳/۹۲ درصد وزنی متغیر است. اگرچه مقدار کل کربن آلی به تنهایی نمی‌تواند معرف پتانسیل هیدروکربوری باشد همچنین در سازند کژدمی در چاه شماره ۴A بخشی از TOC محاسبه شده به دلیل آلودگی نفتی می‌باشد. در این میدان کروژن غالب از نوع II می‌باشد ولی در بیشتر جاها مخلوطی از کروژن نوع II و III وجود دارد. به لحاظ پتانسیل هیدروکربوری، سازندهای پایده و کژدمی از پتانسیل خوب تا بسیار خوب برخوردار بوده در صورتی که سازند گورپی دارای پتانسیل متوسط تا ضعیف می‌باشد. همچنین مطالعات پتروگرافی آلی انجام شده در این میدان نشان داد که ماسرال‌های ویتیرینایت در این میدان بندرت دیده می‌شود، مگر در چاه شماره ۴A که این امر احتمالاً به دلیل کم بودن عمق رسوب‌گذاری سازند کژدمی در زمان رسوب‌گذاری و احتمال مواد آلی با منشاء خشکی در این منطقه می‌باشد. همچنین در این میدان ماسرال‌های هومینایت، دتروویتیرینایت، اینرتینایت و فوزینایت در سازندهای پایده، گورپی و کژدمی مشاهده شد. بر اساس میزان درصد انعکاس ویتیرینایت در چاه شماره ۱ سازندهای پایده و گورپی به پنجره نفتی وارد نشده ولی سازند کژدمی وارد پنجره نفتی گردیده است. چاه شماره ۲ سازند پایده در ابتدای پنجره نفتی و سازند گورپی وارد پنجره نفتی شده است. در چاه شماره ۴a میزان درصد انعکاس ویتیرینایت مبین ورود سازند کژدمی به پنجره نفتی می‌باشد.



شکل ۱۲- نمودار PI در مقابل  $T_{max}$  برای ارزیابی بلوغ نمونه‌ها در میدان کیلورکریم



شکل ۱۳- عمق و زمان نفت‌زایی در چاه شماره ۱ (الف) چاه شماره ۲ (ب) و چاه شماره ۴ا (پ) بر اساس الگوریتم Easy %Ro

در این میدان مدل‌سازی تاریخچه تدفین نشان داد که اختلاف زیادی در کل میدان مشاهده نمی‌شود و تمام مدل‌سازی‌های یک‌بعدی در این میدان تقریباً مشابه به یکدیگر است. بر این اساس در این میدان سازندهای پابده در چاه‌های شماره ۱ و ۴A به

نفت‌زایی نرسیده است ولی در چاه شماره ۲ سازند بخش پایینی سازند پابده وارد پنجره نفت‌زایی گردیده است. احتمالاً علت به نفت‌زایی رسیدن سازند پابده در چاه شماره ۲ رسوب‌گذاری بیشتر سازند آغاچاری در بخش جنوبی تاقدیس کیلورکریم می‌باشد. بطورکلی از سمت شمال این تاقدیس به سمت جنوب رسوب‌گذاری سازند آغاچاری بیشتر شده و به همین دلیل مقدار بلوغ افزایش می‌یابد.

## ۶- تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله بر خود لازم می‌دانند که از آزمایشگاه نفت دانشگاه شهید چمران برای انجام آزمایشات ژئوشیمیایی و پتروگرافی آلی و همچنین اداره پژوهش شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب برای در دسترس قرار دادن اطلاعات لاگ و نرم-افزار PBM تشکر و قدردانی به عمل آورند.

## ۷- منابع

- [1] 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 Dezful Embayment, Iran. *Organic Geochemistry*, 49, 36-46.
- [2] Peters, K.E., Cassa, M.R., (1994). Applied Source Geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System—from Source to Trap: AAPG Bull.*, vol. 70, pp. 329.
- [3] Ghasemi-Nejad, E., Head, A.M., Naderi, M., (2009). Palynology and petroleum potential of the Kazhdumi Formation (Cretaceous: Albian–Cenomanian) in the South Pars field, northern Persian Gulf, *Marine and Petroleum Geology*. *Marine and Petroleum Geology* 26, 805–816.
- [4] Kotorba, M.j., Wieclaw, D., Kosakowski, P., Zacharski, j., Kowalski, A., (2003). Evaluation of Source rock and Petroleum potential of middle Jurassic strata in the South-eastern part of Poland. *Prezeglad Geologiczny*, 51, 1031-1040.
- [5] Bordenave, M.L. (1993). *Applied Petroleum Geochemistry*, Éditions Technip, Paris.
- [6] Barker, C., (1996), *Thermal modelling of petroleum generation: theory and applications*, Elsevier Science B. V., Amsterdam, 512 pp
- [7] شیرزاده، م. مطالعه زمین‌شناسی مخزن آسماری در میدان نفتی کیلورکریم، گزارش شماره پ-۳۸۷۷. ۲۶ ص. ۱۳۶۳.
- [8] علیزاده ب.، ابراع.، حیدری فرد م. ح.، صراف‌دخت ه. ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشاء احتمالی در میدان نفتی سیاه مکان با استفاده از پایرولیز راک‌ایول-۶. اولین کنگره ملی کاوش نفت و گاز- تولید صیانتی. اهواز، اردیبهشت ۱۳۸۸.
- [9] Espitalie', J., Marquis, F., & Barsony, I. (1984), *Geochemical logging*. In K. J. Voorhees (Ed.), *Analytical pyrolysis: Techniques and applications* (pp. 276–304). London: Butterworths
- [10] Tissot, B. P., Pelet, R., & Ungerer, P. H (1987),. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 71, 1445–1466
- [11] English J. M., Fowler M., Johnston S.T., Mihalyuk M.G., Wight K.L. (2004): Thermal maturity in the central Whitehorse Trough, Northwest British Columbia. *Resource Development and Geosciences Branch. Summary of Activities*.
- [12] Peters, K. E (1986),.Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70, 318–329, 1986.
- [13] Hunt, J. M. (1996). *Petroleum geochemistry and geology* (2nd ed.). New York: W.H. Freeman, pp. 487–501, 507–516.
- [14] Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984), *Petroleum formation and occurrence* (2nd ed.). Berlin: Springer, pp. 509–523



- [15] Waples, D. W. (1985), *Geochemistry in petroleum exploration*. Dordrecht: Reidel, pp. 102, 108, 1985.
- [16] Teichmüller, M., & Durand, B. (1983). Fluorescence in microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with the results of the Rock Eval pyrolysis. *International Journal of Coal Geology*, 7, 197–230.
- [17] Taylor GH, Teichmüller M, Davis A, Diessel CFK, Littke R, Robert P (1998) *Organic Petrology*; Stuttgart, p 704.
- [18] Sweeney, J. J., & Burnham, A. K. (1990), Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 74, 1559–1570
- [19] Welte DH, Horsfield B, Baker DR (eds) (1997) *Petroleum and Basin Evolution*. Springer Verlag, Berlin, p 535.
- [20] Jackson, K. S., Hawkins, P. J. and Bennett, A. J. R. (1985). Regional facies and geochemical evolution of the southern Denison Trough. *APEA Journal* 20, 143-158.
- [21] Jones R.W. (1987): Organic facies. In: Brooks J., Welte D.H. (eds), *Advance in petroleum geochemistry*. Academic Press. New York, pp. 1-90.
- [22] Dean, W.E., Arthur, M.A., Claypool, G.E. (1986). Depletion of  $^{13}\text{C}$  in Cretaceous marine organic matter: Source, diagenetic, or environmental signal, *Marine Geology*, v. 70, pp.119-157. Hunt, J.M., (1996), *Petroleum Geochemistry and Geology*. 2<sup>nd</sup> Edition. W.H. Freeman and Company, New York. 743 p.
- [23] Huang, B., Xiao, X., Li, X., (2003). Geochemistry and origins of natural gases in the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea. *Organic Geochemistry*, 34, 1009–1025.

## Geochemical evaluation of source rocks in the Kilur Karim oilfield, Southwest of Iran

Bahram Alizadeh & Hashem Sarafdokht

### Abstract

Kilorkarim oilfield is located in 40 Km North of the Persian Gulf and in the vicinity of Siah Makan, Golkhari, Bibi Hakeemeh oilfields. The present study focuses on geochemical evaluation of probable source rocks in this oilfield. For this purpose, source rock samples that selected from three wells were evaluated using Rock-Eval pyrolysis and reconstruction of burial history modeling.

The results show that organic matter of these source rocks are mostly a mixture of Kerogen types II and III. Also organic petrography study showed that Vitrinite, Detrovitrinite, Hominite and Fuzinite macerals in Pabdeh, Gurpi and Kazhdumi Formations, and reworked Bitumen in some sections of the Pabdeh Formation.

Based on Vitrinite Reflectance measurements in well#1, Pabdeh and Gurpi Formations aren't interred in oil window and Kazhdumi Formation interred in oil window. In well#2 Pabdeh and Gurpi Formations are in the beginning and in oil window, respectively. In well#4 Vitrinite Reflectance is emphasized the entrance of Kazhdumi Formation into oil window.

Reconstruction of Burial history and thermal modeling was performed by PBM 1D software. Modeling showed that Pabdeh Formation in well #1 and 4a interred in oil window but the opposite is true for middle section of well #2.

Because of more deposition of Aghajari Formation in the south part, oil window occurs in shallower depth and therefore the maturity is higher in the south toward north of the oilfield.

**Keyword:** geochemical study, kerogen, maceral, vitrinite reflectance, burial history, kilor karim oil field.