

## بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی سری قرمز بالایی یا سری چلکن در یکی از چاه‌های اکتشافی استان گلستان با استفاده از داده‌های حاصل از پیرولیز راک-اول و پتروگرافی آلی

نسرین سادات نظامی طادی<sup>۱\*</sup>، مهران آرین<sup>۱</sup>، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران ■ محمدرضا کمالی<sup>۲</sup>، دانشگاه صنعت نفت حسین مهاجر سلطانی<sup>۲</sup>، شرکت نفت خزر

### چکیده

در این پژوهش خصوصیات ژئوشیمیایی سری قرمز بالایی به سن پلیوسن در گستره‌ی خزر جنوبی جهت تعیین جایگاه آن در سیستم هیدروکربنی منطقه بررسی می‌شود. چاه مورد مطالعه در دشت گرگان قرار دارد و از نظر چینه‌شناسی در حوضه خزر واقع شده است. ارزیابی ژئوشیمیایی به دو روش پیرولیز راک-اول و پتروگرافی آلی انجام شد. بر اساس آنالیز داده‌های موجود، کروژن از نوع-III ارزیابی گردید. ماده‌ی آلی نمونه‌ها غالباً بیش از ۱٪ بوده و از نظر کمی در حد خوب قرار دارد و از دیدگاه کیفی در ابتدای بلوغ حرارتی برای تولید هیدروکربن واقع شده و قابلیت تولید گاز دارد. مطالعه‌ی پتروگرافی آلی جهت تعیین نوع، ترکیب ماده‌ی آلی و درجه‌ی بلوغ سنگ منشأ انجام شد که اکثر ماده‌ی آلی از ماسرال‌های ویتربینایت تشکیل شده و نشان‌دهنده‌ی اینست که منشأ آن از گیاهان خشکی است.

### اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۷/۰۳/۲۵

تاریخ ارسال به داور: ۹۷/۰۴/۱۸

تاریخ پذیرش داور: ۹۷/۰۸/۲۶

### واژگان کلیدی:

پتانسیل نفتی، پیرولیز راک-اول، سری قرمز بالایی، کروژن، سنگ منشأ احتمالی

### مقدمه

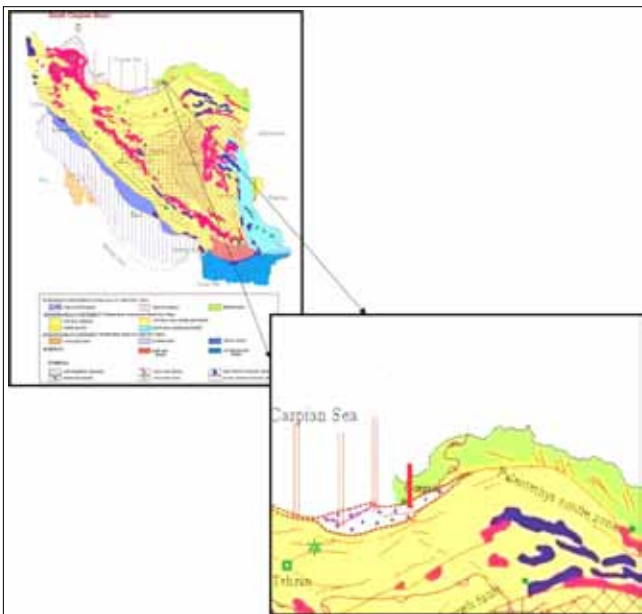
زمین‌شناسی کرانه‌ی خزر به دلیل پیچیدگی‌های تکتونیکی و ذخایر هیدروکربنی موجود در آن از دیرباز مورد توجه کارشناسان علوم زمین بوده است. در این راستا مطالعات ارزشمندی انجام شده که در نهایت منجر به ایجاد نظریات مختلف در خصوص تعیین وضعیت سیستم هیدروکربنی احتمالی منطقه (سنگ منشأ، سنگ مخزن و پوش سنگ) شده است.

کارشناسان نفتی بر این باورند که سری قرمز بالایی به‌عنوان یکی از سازنده‌های حوضه‌ی خزر جنوبی نقش مهمی در این سیستم هیدروکربنی ایفا می‌کند. بنابراین ضرورت مطالعات ژئوشیمیایی این سری اطلاعات ارزشمندی جهت اکتشافات بعدی در اختیار قرار می‌دهد. یکی از ارکان اصلی هر سیستم هیدروکربنی، سنگ منشأ است که جهت ارزیابی وضعیت بلوغ و پتانسیل هیدروکربون‌زایی سنگ منشأ احتمالی نمونه‌ها با استفاده از داده‌های حاصل از پیرولیز راک-اول بررسی شد. فرضیه‌ای کلی درباره‌ی سنگ منشأ وجود دارد که مورد قبول تمامی زمین‌شناسان و ژئوشیمیست‌هاست. مواد آلی اصولاً در گل‌های آرژیلیتی و به مقدار کمتر در گل‌های کربناته، مارن‌ها، و رس‌های ماسه‌ای رسوب کرده و حفظ می‌شوند [۱]. از کمیت مواد آلی معمولاً به‌عنوان مقدار کل کربن آلی (TOC) نام برده می‌شود. هم‌ه‌ی کربن آلی موجود در سنگ منشأ به نفت و گاز تبدیل نمی‌شوند و عموماً مقدار این تبدیل را ۱۵ درصد پیشنهاد می‌کنند [۲].

کلم [۳] نفت و گاز قابل برداشت در میادین نفتی دریای شمال و خاورمیانه را بررسی کرده و به این نتیجه رسید که کمتر از ۵ درصد مواد آلی موجود در سنگ منشأ در تولید نفت و گاز شرکت کرده است.

### ۱- زمین‌شناسی منطقه

از نظر موقعیت جغرافیایی دشت گرگان بین طول‌های شرقی ۵۴ تا ۵۶ و عرض‌های شمالی ۳۶ تا ۳۸ درجه واقع شده و شامل شرق دریای خزر و خلیج گرگان تا رودخانه‌ی گرگان و بلندی‌های کپه‌داغ است و همچنین شمال مناطق مورفولوژیکی متمایز پوشیده‌ی جنگلی البرز تا مرز مشترک ایران و ترکمنستان را دربر می‌گیرد. این دشت در بخش میانی و شمالی حوضه‌ی خزر قرار دارد و به‌طور تدریجی به مناطق کوهپایه‌ای در بخش میانی و مناطق کوهستانی



۱ | تقسیم‌بندی پهنه‌ی رسوبی-ساختاری ایران و موقعیت منطقه‌ی مورد مطالعه

روی آن [۵]

منطقه‌ی مغان و بخش ساحلی دریای خزر، نهشته‌های مشابهی با سازند آقچاگیل وجود دارد. از این رو همچنان از این نام استفاده می‌شود. اما زمین‌شناسان شرکت نفت برای این نهشته‌ها از واژه‌ی ناحیه‌ی رنگین استفاده می‌کنند. سازند آقچاگیل در قاعده‌ی کنگلومرای است اما به طرف بالا دانه‌ریز می‌شود که شامل ماسه‌سنگ، سیلت و رس ژیبس‌دار ماسه‌سنگ، صدف سنگی و لایه‌های سفیدرنگ خاکستر آتشفشانی است. در پایان پلیوسن بالایی، با پسروی دریا، رسوبات رودخانه‌ای شامل کنگلومرای سست با قلوه‌های آتشفشانی تشکیل شده و احتمالاً نشانگر یک خشکی‌زایی و آغاز سیستم کوتاه‌تر است [۵].

سازند آپشرون از جزیره‌های جنوب‌غربی دریای خزر در آذربایجان اخذ شده است. روی سازند آقچاگیل رسوبات دریایی مرکب از مارن‌های خاکستری سبزی یا خاکستری تیره و رسوبات ماسه‌ای سخت‌نشده‌ای قرار دارند. در این سری دریایی صدف‌های دوکفه‌ای و شکم‌پایان یافت می‌شود که سنّ بخش بالایی آنرا به کوتاه‌تر نسبت می‌دهند. رخنمون سازند آپشرون در پای برجستگی‌های دامنه‌ی شمالی البرز گسترش چندانی ندارد و به‌ندرت دیده می‌شود. در حوالی دهکده‌ی خان عباسی (جنوب ساری) و این تشکیلات در مسیر جاده‌ی ساری به بهشهر رخنمون دارد. برخلاف برجستگی‌های پای البرز سازند آپشرون در رسوبات دشت ساحلی خزر ضخامت فراوان‌تری داشته، تنها در حفاری‌های نسبتاً عمیق نفتی قابل دسترسی است، از نظر لیتولوژی شباهت زیادی به رسوبات آقچاگیل داشته و خود در زیر رسوبات باکوین قرار دارد [۷].

### ۳- روش مطالعه

جهت ارزیابی بلوغ و پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ‌های منشأ احتمالی در چاه اکتشافی مورد مطالعه تعداد ۲۲ نمونه از خرده‌های

Chrono Start		Regional Stratigraphy					
Pleistocene		Turkmanestan	Caspian Sea	Iran			
		Neo Caspian	Neo Caspian	Neo Caspian			
		Khvalynian	Khvalynian	Khvalynian			
		Khazarian	Khazarian	Khazarian			
		Bakunian	Bakunian	Bakunian			
		Apsheronian	Apsheronian	Apsheronian			
Pliocene	Late	Aghchagyle		Aghchagyle			
	Early	Red Bed Series	Upper	Cheleken	Productive Series	Cheleken Series	
				Kelkor			Surakhany
			Lower	Nebitdag			Sabunchi
	Koturtepe	Balakhany					
				Pereriva			
Miocene							

۲ | تقسیمات آشکوب‌های سوی قرمز

در بخش جنوبی و شرقی تبدیل می‌شود [۴]. از نظر ناحیه‌بندی در زمین‌شناسی ایران، دشت گرگان و سواحل جنوبی و جنوب‌غربی دریای خزر واحد مجزایی در نظر گرفته شده‌اند و از آن با عنوان ناحیه‌ی گرگان-رشت یاد شده است [۵].

با توجه به اینکه سری قرمز بالایی به سنّ پلیوسن زیرین تا میانی به‌عنوان سنگ مخزن ذخایر هیدروکربنی میدین گازی کشور ترکمنستان شناخته می‌شود انجام مطالعات اکتشافی تفصیلی در این زمینه در دستور کار شرکت‌های نفتی کشورهای هم‌جوار و کشورمان قرار گرفته است. البته در بخش‌های بالایی، سری قرمز بالایی به‌عنوان سنگ مخزن و در بخش‌های پائینی به‌عنوان سنگ منشأ است روند ساختاری این سری به‌سمت مناطق مرزی ایران و دشت گرگان گسترش یافته است [۶]. به‌طوری که بر اساس مطالعات لرزه‌ای شرکت نفت خزر چند ساختار در منطقه مورد مطالعه، شناسایی و سپس بر اساس اولویت‌بندی، ساختار مذکور از نظر اکتشاف مثبت ارزیابی شد و حفاری گردید.

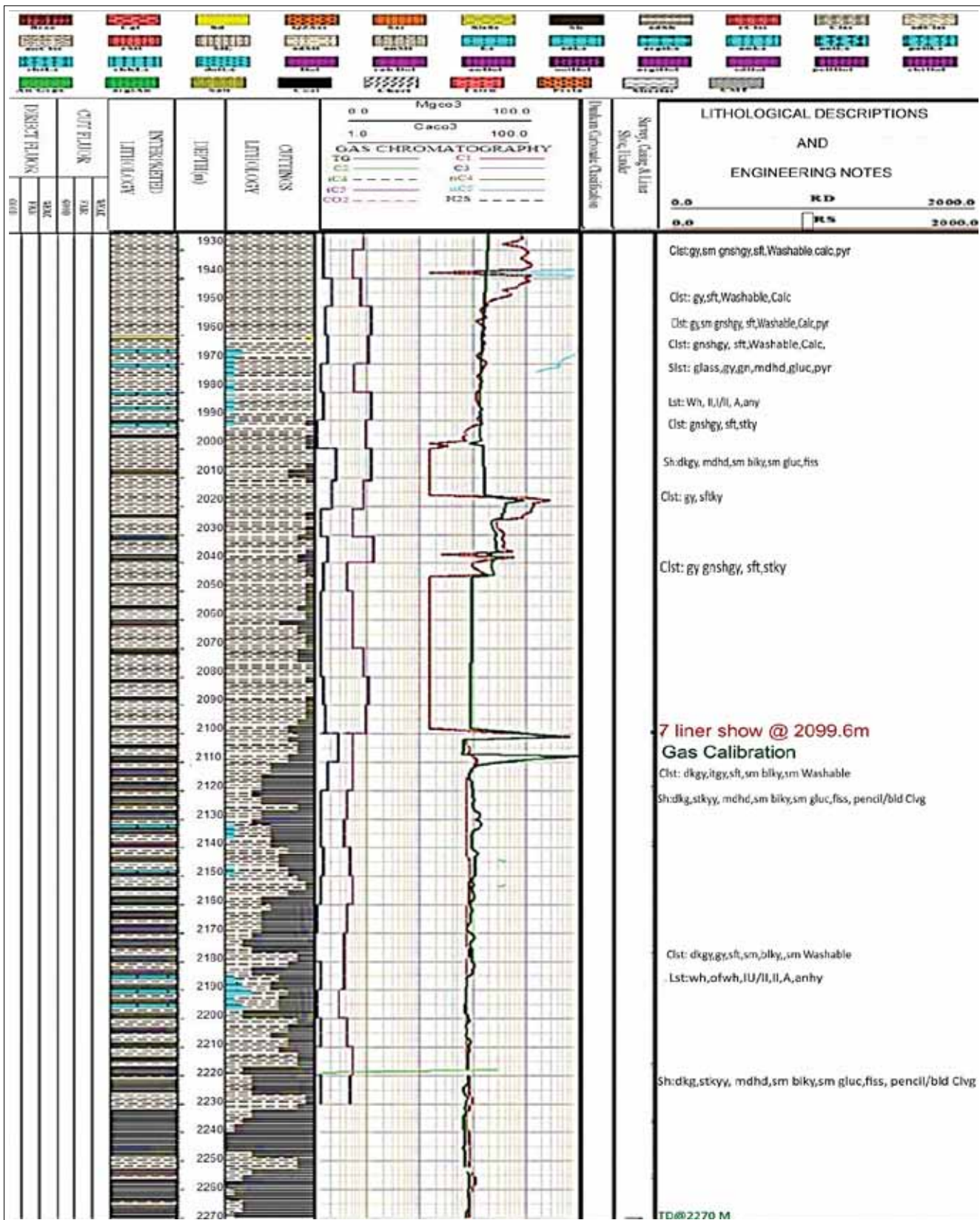
### ۲- وضعیت چینه‌شناسی منطقه

دوران سنوزوئیک تاریخ کره‌ی زمین از آخر کرتاسه تا به امروز را دربر می‌گیرد (تقریباً ۶۵ میلیون). سنوزوئیک کوتاه‌ترین دوران زمین‌شناسی است؛ به‌طوری که حتی از برخی دوره‌های زمین‌شناسی مانند کامبرین یا کرتاسه که تقریباً ۷۰ میلیون سال دوام داشته‌اند نیز کوتاه‌تر است. دوران سنوزوئیک را به دو دوره‌ی ترشیر و کوتاه‌تر تقسیم می‌کنند.

به‌طور عمده رسوبات کوتاه‌تر در ایران قاره‌ای است که شروع آن با یک فاز فرسایشی در تمام نقاط ایران مشخص می‌شود. بیشترین رسوبات این زمان از نوع آبرفتی، کوهپایه‌ای، بادی، صحرایی و رسوبات کویری است و تقریباً در قسمت اعظم کشور پراکنده است [۷].

چاه مورد مطالعه در حوضه‌ی خزری واقع شده و تقسیمات آشکوب‌های آن به شرح زیر است:

زمین‌شناسان نفتی بر این باورند که سری چلکن (سری قرمز بالایی) از نظر حضور نفت و گاز اقتصادی درخور توجه است و اکثر مخازن نفتی حوضه‌ی خزر جنوبی را تشکیل می‌دهد. لیتولوژی این سری از نوع کنگلومرای قهوه‌ای ضخیم‌لایه‌ی همراه با لایه‌هایی از رس، ماسه‌سنگ و ماسه‌سنگ سیلتی به‌رنگ سرخ مایل به قهوه‌ای است که در منطقه‌ی خزر به‌عنوان سنگ مخزن و گاه سنگ منشأ شناخته می‌شود. سازند آقچاگیل، نهشته‌های دریایی پلیوسن بالایی است که برش الگوی آن در خاور دریای خزر، در شبه‌جزیره‌ی ترکمن‌باشی ترکمنستان متشکل از سنگ‌آهک، مارن، رس و ماسه به‌رنگ خاکستری متمایل به سفید است و به‌طور هم‌شیب روی ردیف‌های پلیوسن پائینی (سازند چلکن) و در زیر ته‌نشست‌های پلیوستوسن (سازند آپشرون) قرار گرفته است. در



شکل ۳ | ستون چینه‌شناسی سری قرمز بالایی به سن پلیوسن بالایی تا میانی (با استفاده از نرم افزار 2007 - Log Plot)

منشأ و تعیین عوامل پختگی یا بلوغ مواد آلی موجود در سنگ‌ها روی ده عدد از نمونه‌های خرده‌های حفاری چاه مورد مطالعه انجام شد.

#### ۴- نتایج و بحث

بعد از انتخاب نمونه‌ها در آزمایشگاه پژوهشگاه صنعت نفت و تیمار شدن آنها، نمونه‌ها توسط دستگاه پیرولیز راک-اول-۶ آنالیز گردید که نتایج در جدول ۱- نشان داده شده است.

#### ۵- تعیین توان تولید هیدروکربن

جهت تعیین توانایی تولید هیدروکربن از متغیر HI در برابر TOC استفاده شده است [۱۰]. در نتایج که در شکل ۴- مشاهده می‌شود اکثر نمونه‌ها در محدوده‌ی Gas & Some Oil قرار دارند.

همچنین می‌توان از نمودار تغییرات S1+S2 در مقابل TOC جهت تعیین توان و پتانسیل هیدروکربن‌زایی نمونه‌های سنگ منشأ احتمالی در چاه مورد مطالعه استفاده کرد [۱۱] که در شکل ۵- نشان داده شده است. پتانسیل اکثر نمونه‌های چاه مورد مطالعه در محدوده‌ی خوب قرار دارند.

در ادامه با استفاده از نمودار S2/S3 در مقابل TOC می‌توان کیفیت و نوع هیدروکربن تولید شده توسط سنگ‌های منشأ را مشخص کرد [۱۲]. نمودار ۶- نشان‌دهنده‌ی اینست که اکثر نمونه‌های چاه مورد

حفاری در آزمایشگاه پژوهشگاه صنعت نفت توسط دستگاه پیرولیز راک-اول-۶ آنالیز شدند. مهم‌ترین متغیرهای محاسبه‌شده توسط دستگاه راک-اول که در این بررسی از آنها استفاده شد به شرح زیر است [۸].

S1: مقدار هیدروکربن تولید شده دمای حدود ۳۰۰ درجه‌ی سانتی‌گراد با افزایش ۵ درجه در هر دقیقه در شرایط هلیوم  
 S2: مقدار هیدروکربن تولید شده در حین پیرولیز کروژن و بی‌تومین‌های فرار، در دمای ۶۰۰-۳۰۰ درجه‌ی سانتی‌گراد با افزایش ۲۵ درجه در هر دقیقه در شرایط هلیوم  
 S3: مقدار دی‌اکسیدکربن تولید شده در حین پیرولیز در محدوده‌ی ۳۹۰-۳۰۰ درجه‌ی سانتی‌گراد  
 $T_{max}$ : حداکثر مقدار حرارتی که در آن کروژن تجزیه می‌شود (تکامل پیک S2)

S1+S2: پتانسیل نفت یا گاز

$\frac{S1+S2}{S1}$  = اندیس تولید (PI: Production Index)

S2/TOC: اندیس هیدروژن HI بر حسب mgHC/g TOC

S3/TOC: اندیس اکسیژن یا OI بر حسب mgCO<sub>2</sub>/g TOC

لازم به ذکر است که مطالعه‌ی پتروگرافی آلی برای شناسایی سنگ

۱ | نتایج پیرولیز راک-اول نمونه‌های سری قرمز بالایی در استان گلستان

Depth m	TOC Wt. %	TPi	T max °C	OI mg CO <sub>2</sub> /gr TOC	HI mg HC/ gr TOC	S1 mg HC/gr rock	S2 mg HC/gr rock	S3	S1+S2
1930	1.19	0.02	428	65	126	0.03	1.5	0.78	1.53
1935	1.22	0.03	426	99	126	0.04	1.53	1.21	1.57
1937	1.15	0.04	429	111	118	0.05	1.35	1.27	1.4
1950	1.2	0.05	425	139	110	0.06	1.32	1.66	1.38
1965	1.31	0.04	427	148	126	0.08	1.64	1.93	1.72
2002	1.19	0.05	426	151	93	0.06	1.1	1.79	1.16
2040	1	0.04	426	107	82	0.03	0.82	1.08	0.85
2054	1.29	0.04	425	130	102	0.06	1.32	1.69	1.38
2072	0.97	0.06	425	179	110	0.07	1.07	1.74	1.14
2085	1.17	0.04	426	149	86	0.05	1.01	1.75	1.06
2095	1.04	0.06	426	165	126	0.08	1.31	1.72	1.39
2107	1.08	0.04	434	192	62	0.03	0.67	2.06	0.7
2120	1.07	0.04	428	149	101	0.05	1.08	1.6	1.13
2126	1.04	0.04	435	143	61	0.03	0.63	1.49	0.66
2140	1.02	0.04	433	229	68	0.03	0.7	2.33	0.73
2160	1.03	0.05	434	163	64	0.03	0.66	1.68	0.69
2182	1.08	0.05	431	213	58	0.03	0.63	2.3	0.66
2198	1.07	0.05	431	208	69	0.04	0.73	2.22	0.77
2214	1.06	0.04	434	140	63	0.03	0.67	1.48	0.7
2230	1.07	0.04	431	131	66	0.03	0.71	1.41	0.74
2246	1.03	0.04	434	166	62	0.02	0.64	1.71	0.66
2270	0.81	0.07	431	338	86	0.05	0.7	2.74	0.75



مطالعه پتانسیل خوبی جهت هیدروکربن زایی دارند.

۶- تعیین نوع کروژن

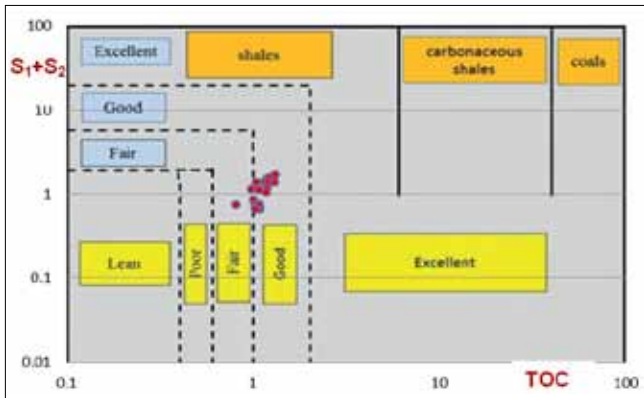
جهت تعیین نوع کروژن و میزان بلوغ از نمودار ون کروژن (نمودار تغییرات HI در برابر OI) استفاده شده است. این نمودار به عنوان روشی ساده و سریع برای نشان دادن فرآیندهای شیمیایی زغالی شدن معرفی گردید [۱] که در شکل ۷- نشان داده شده و بیانگر آنست که کروژن نمونه‌های سنگ منشأ چاه اکتشافی مورد مطالعه اکثراً کروژن نوع-III است که به کروژن زغالی نیز معروف است و از ماسرال ویتترینایت غنی است و توانایی تولید نفت بسیار کمی دارد و به‌طور عمده گاز خشک تولید می‌کند. از میان متغیرهای مختلف حاصل از پیرولیز، شاخص  $T_{max}$  نشان‌دهنده‌ی بلوغ حرارتی مواد آلی است که با افزایش عمق و درجه‌ی بلوغ حرارتی کروژن

ارتباط مستقیم دارد [۱۳]. مقادیر  $T_{max}$  در نمونه‌های سنگ منشأ چاه مورد مطالعه در فاصله‌ی ۴۲۵-۴۳۵ قرار دارند. این امر نشان‌دهنده‌ی آنست که نمونه‌های چاه مورد مطالعه در ابتدای پنجره‌ی تولید هیدروکربن هستند (شکل-۸).

۷- تعیین بلوغ و ماهیت تولید

با استفاده از نمودار PI در مقابل  $T_{max}$  می‌توان بلوغ و ماهیت تولید نمونه‌ها را مشخص کرد [۱۴]. با توجه به (شکل-۹) اکثر نمونه‌ها در ابتدای پنجره‌ی تولید هیدروکربن قرار گرفته است.

انعکاس ویتترینایت در مدل‌سازی عددی به‌عنوان مهم‌ترین متغیر جهت کالیبره کردن تاریخچه‌ی تدفین و دمایی حوضه‌ی مورد مطالعه به‌کار برده می‌شود [۱۵]. از بین ۲۲ نمونه‌ی خرده‌های حفاری آنالیز شده توسط راک-اول تعداد ۱۰ نمونه انتخاب شد. اندازه‌گیری انعکاس با استفاده از میکروسکوپ انعکاسی مجهز به نور ماوراءبنفش انجام شد که نتایج حاصل در جدول-۳ مشاهده می‌شود. اکثر ماده‌ی آلی از ماسرال‌های ویتترینایت (۷۰٪) و تا

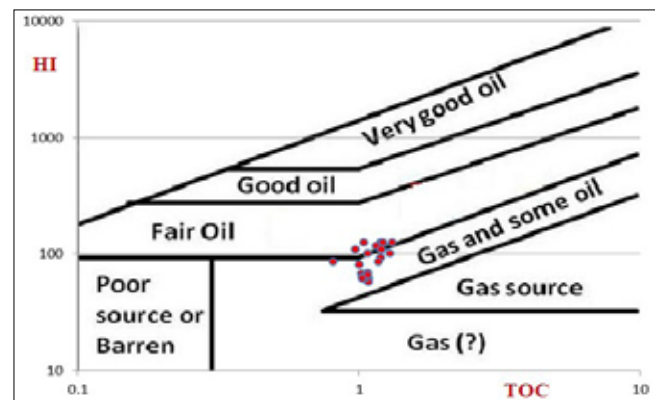


شکل ۵ | نمودار تغییرات  $S1+S2$  در مقابل TOC جهت تعیین توان و پتانسیل هیدروکربن‌زایی چاه مورد مطالعه



شکل ۶ | نمودار  $S2/S3$  در مقابل TOC [۱۳]

Parameter	Interpretation	Interpretative Guidelines					
S1 (mg HC/g rock)	Free Oil Yield	Represents the amounts of free, thermally extractible hydrocarbon in the sample	0-0.5 Poor 0.5-1.0 Moderate 1.0-2.0 Good 2.0-3.0 Very Good >3.0 Excellent				
		S2 (mg HC/g rock)	Source rock potential	Represents the potential of source rock to generate further hydrocarbons at higher temperatures	0-2.0 Poor 2.0-5.0 Moderate 5.0-10.0 Good 10.0-20.0 Very Good >20.0 Excellent		
				$T_{max}$ (oC)	Thermal Maturity	Represents the temperature at the maximum hydrocarbon generation during the S2 cycle. Provides indication of source rock maturity, but can be affected by organic matter type and S1	<430 Immature 430-440 Early Mature (oil window) 440-460 Peak Mature (oil window) 460-470 Late Mature (oil window) 470-530 Post Mature (wet and dry gas window) >530 Post Mature (dry gas only)
						$S1+S2$	Genetic Potential
TOC (%)	Total Organic Carbon						
		HI (mg HC/g TOC)	Hydrogen Index			Used for kerogen type classification and a generalised estimation of the source rock quality	0-50 Type IV (negligible) 50-250 Type III (gas) 250-600 Type II (gas/oil+gas) >600 Type I (oil)



شکل ۷ | نمودار HI در برابر TOC جهت تعیین پتانسیل هیدروکربنی

### ۸- تعیین رخساره‌ی آلی

جهت تعیین رخساره‌ی آلی از نمودار [۱۶] استفاده شده که بر اساس تغییرات مقادیر HI و OI است. محدوده‌ی رخساره‌های آلی موجود در سازند مشخص می‌کند که هر کدام از محدوده‌های زیر ویژگی‌های مخصوص به خود را دارند:

A: محیط دریاچه‌ای به شدت احیایی

AB: محیط‌های دریایی پیش‌رونده‌ی احیایی

B: محیط‌های دریایی یا دریاچه‌ای نسبتاً احیایی

C: محیط‌هایی با سرعت رسوب‌گذاری متوسط در شرایط احیا

BC: محیط‌های حاوی مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوب‌گذاری سریع در شرایط نسبتاً اکسیدان

CD: محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوه‌زایی

D: محیط‌های قاره‌ای به شدت اکسیدان [۱۶]

با رسم نمونه‌های مورد مطالعه در نمودار، رخساره‌ی آلی چاه مورد مطالعه اکثراً در محدوده‌ی CD قرار دارند که نشان‌دهنده‌ی محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوه‌زایی است (شکل-۱۰).

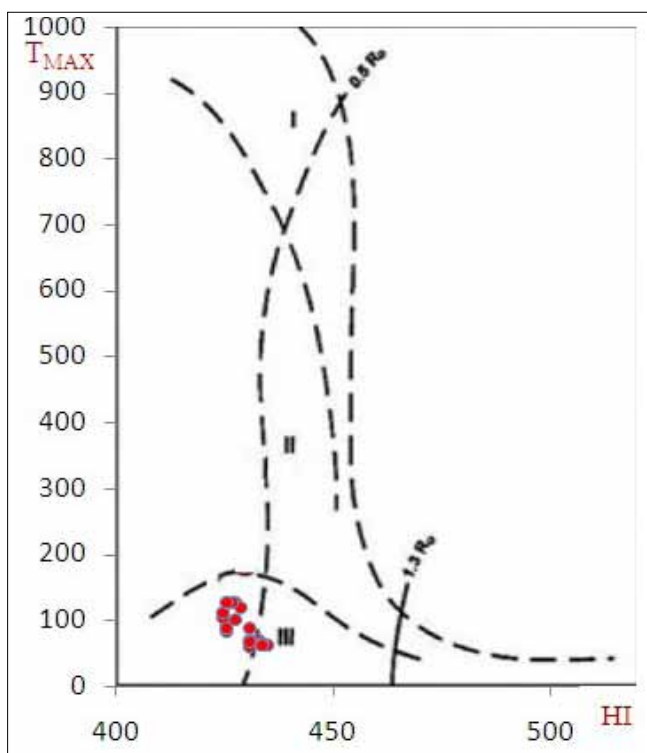
### ۹- شناسایی شرایط محیط رسوب‌گذاری

جهت شناسایی شرایط محیط رسوب‌گذاری می‌توان از نمودار مقادیر TOC در مقابل HI استفاده کرد که به کمک آن، شرایط

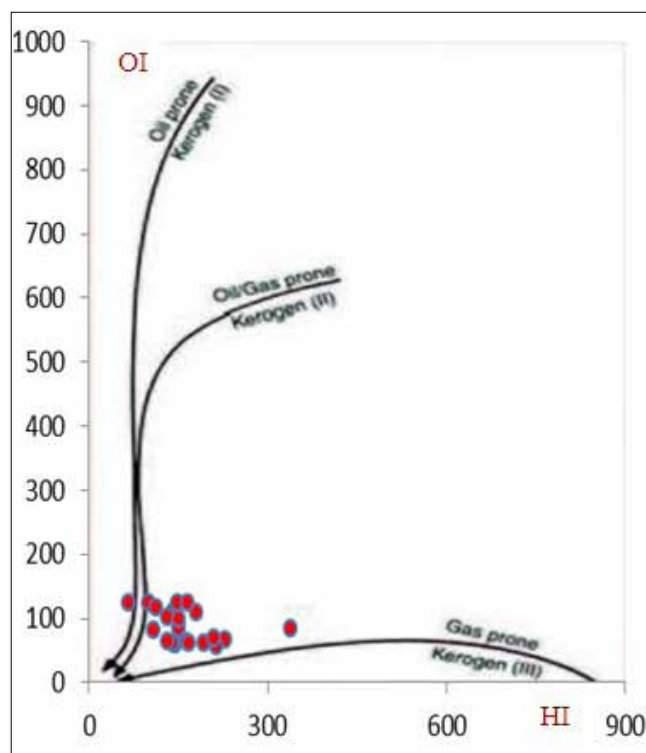
اندازه‌های اینترینایت (۲۸٪) و مقادیر بسیار جزئی الگنایت (۰.۲٪) تشکیل شده است. با توجه به اینکه اکثر نمونه‌ها میانگین ضریب انعکاس ویتروینایت دارند و همچنین با استناد به شکل-۹ می‌توان نتیجه گرفت که در ابتدای پنجره‌ی هیدروکربن‌زایی قرار دارند. چند نمونه از اشکال میکروسکوپی جهت اندازه‌گیری ضریب ویتروینایت در شکل-۹ گردآوری شده است. بیشتر نمونه‌ها میانگین ضریب ویتروینایت متوسط دارند.

۳ | اندازه‌گیری بازتاب ویتروینایت چاه مورد مطالعه

ردیف	عمق نمونه/متر	کمینه (%)	بیشینه (%)	میانگین (%)
۱	۱۹۳۷	۰/۲۴	۰/۵۷	۰/۴۲
۲	۲۰۰۲	۰/۲۹	۰/۵۵	۰/۴
۳	۲۰۵۴	۰/۲۹	۰/۵۹	۰/۴۴
۴	۲۰۹۵	۰/۳۱	۰/۶۷	۰/۴۷
۵	۲۱۲۰	۰/۳۱	۰/۶۴	۰/۵
۶	۲۱۶۰	۰/۳۳	۰/۷۳	۰/۵۱
۷	۲۱۹۸	۰/۳۵	۰/۸۳	۰/۵۳
۸	۲۲۱۴	۰/۳۵	۰/۸۲	۰/۵۳
۹	۲۲۴۶	۰/۳۶	۰/۷۵	۰/۵۴
۱۰	۲۲۷۰	۰/۳۹	۰/۶۸	۰/۵۵



۸ | نمودار HI در برابر  $T_{max}$  [۲]



۷ | نمودار تغییرات HI در برابر OI [۲]

پیش‌روی یا پس‌روی حاکم بر محیط رسوب‌گذاری در زمان نهشت رسوبات تعیین می‌گردد [۱۷]. در نمودار شکل-۱۱ به خوبی پس‌روی دریا و کاهش اکسیژن آب دریا دیده می‌شود.

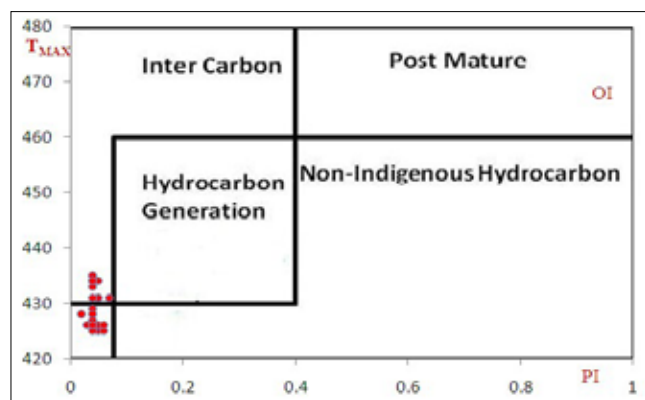
### نتیجه‌گیری

بر اساس نتایج حاصل از پیرولیز راک-اول روی خرده‌های حفاری متعلق به سری قرمز بالایی (جدول-۱) نتیجه‌گیری می‌شود که TOC نمونه‌های بررسی شده میانگین  $1/0.95$ ، بیشینه‌ی  $1/31$  °C و کمینه‌ی  $0/81$  °C است. در نتیجه پتانسیل مناسبی جهت تولید هیدروکربن است. اما به دلیل اینکه میانگین  $T_{MAX}$  حاصل،  $429$  و بیشینه و کمینه‌ی آن به ترتیب  $435$  و  $425$  است می‌توان نتیجه گرفت که هنوز به درجه‌ی بلوغ نرسیده یا در ابتدای پنجره‌ی هیدروکربن‌زایی واقع شده و اگر به درجه‌ی پختگی برسد توان تولید هیدروکربن را دارد. شکل‌های ۷ و ۸ حاکی از سنگ منشأ هیدروکربن تشکیل شده در محیط اکسیدی حین پس‌روی دریا در مجاورت محیط خشکی بوده است. عمده‌ی ماده‌ی آلی از گیاهان خشکی منشأ گرفته و بر اساس نتایج آنالیزهای راک-اول و پتروگرافی آلی کروژن آن نوع-III بوده و از ماسرال ویتربنایت غنی است. همچنین توانایی تولید نفت بسیار کمی دارد و به‌طور عمده گاز خشک تولید می‌کند. شکل [۱۶] نیز اکثر نمونه‌ها را در محدوده‌ی CD نشان می‌دهد که محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوه‌زایی است. درصد ماده‌ی آلی نمونه‌ها غالباً بیش از یک درصد بوده و از نظر کمی، خوب ارزیابی می‌گردد. از دیدگاه کیفی سنگ منشأ اندیس هیدروژن  $58-126$  دارد که قابلیت تولید گاز را نشان می‌دهند. داده‌های پیرولیزی معرف درجه‌ی بلوغ شامل  $T_{max}$  بیانگر پختگی سنگ منشأ در ابتدای بلوغ حرارتی برای تولید هیدروکربن است ( $T_{max}=425-435$ ).

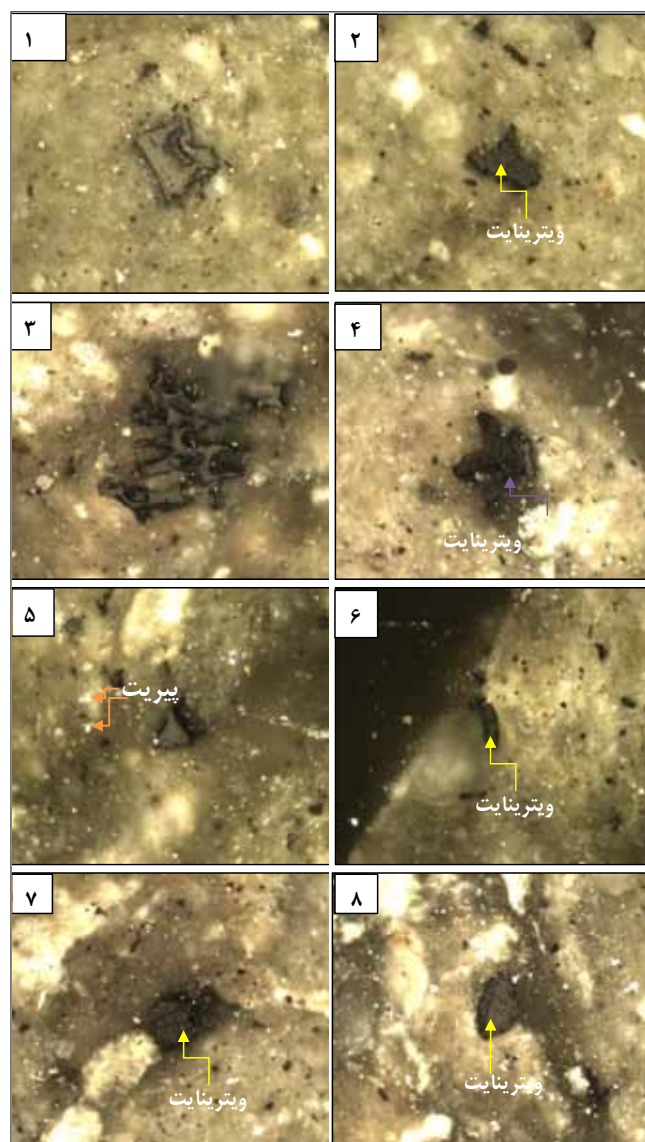
مطالعه‌ی پتروگرافی آلی جهت تعیین نوع، ترکیب ماده‌ی آلی و درجه‌ی بلوغ سنگ منشأ روی ده نمونه انجام گردید. اکثر ماده‌ی آلی از ماسرال‌های ویتربنایت ( $70\%$ )، تا اندازه‌ای اینرتینایت ( $28\%$ ) و مقادیر بسیار جزئی الکنایت ( $2\%$ ) تشکیل شده که دلالت بر غالب بودن ماده‌ی آلی خشکی‌زی و منشأ گرفته از گیاهان خشکی است.

انعکاس ویتربنایت اندازه‌گیری شده به‌طور میانگین درجه‌ی بلوغ نمونه‌ها در دامنه‌ی نابالغ تا نیمه‌بالغ قرار دارد.

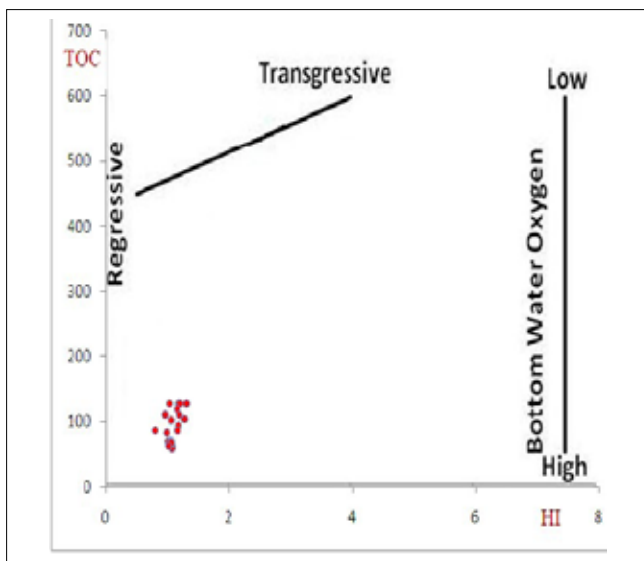
حاکی از سنگ منشأ هیدروکربن تشکیل شده در محیط اکسیدی حین پس‌روی دریا در مجاورت محیط خشکی بوده است. عمده‌ی ماده‌ی آلی از گیاهان خشکی منشأ گرفته و بر اساس نتایج آنالیزهای راک-اول و پتروگرافی آلی کروژن نوع-III دارد (با استناد به شکل‌های ۷ و ۸).



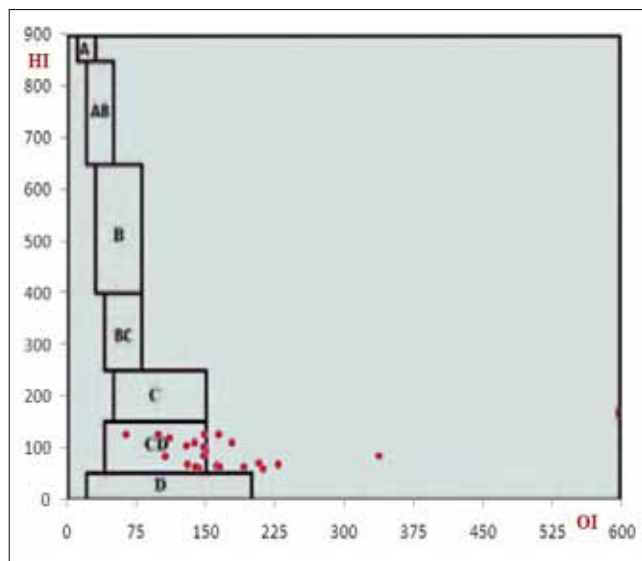
شکل ۹ | تعیین بلوغ و ماهیت تولید [۱۴]



شکل ۱۰ | اندازه‌گیری ضریب انعکاس ویتربنایت (۲۹۱) نمونه‌ی ۲۲۱۴-۲۲۱۴ (۴۰۳) نمونه‌ی ۲۲۴۶-۲۲۴۶ (۶۰۵) نمونه‌ی ۲۲۷۰-۲۲۷۰ (۸۰۷) نمونه‌ی ۲۱۶۰-۲۱۶۰



شکل ۱۲ | نمودار مقادیر TOC در مقابل HI جهت شناسایی شرایط محیط رسوبگذاری آنها



شکل ۱۱ | نمودار تعیین رخساره‌ی آلی با استفاده از تغییرات HI در برابر OI [۱۶]

## پانویس‌ها

1. mehranarian@yahoo.com  
2. kamalimr@gmail.com

3. h.mohajer@kepcو.ir

## منابع

- and origins of crude oils in the western Pearl River Mouth Basin, Offshore South China Sea. *J. of Organic Geochemistry*, v.34, p. 9931008-.
- [12] Peters, K.E., and 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*, v.60, p.93120-.
- [13] Tissot, B.P., R., Pellet, and P.H., Ungerer, Thermal History of Sedimentary Basins, Maturation Indices, and Kinetics of Oil and Gas Generation, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1987, V.71, P. 14451466-.
- [14] Yalçın Erik, N., O., Özçelik, M., Altunsoy, H., İllez, 2004, Source rock hydrocarbon potential Middle Triassic-Lower Jurassic Cudi Group units in the eastern part of the SE Turkey. *Int. Geol. Rev.*, v. 10 (2), p. 163171-
- [15] Petmecky, S., L., Meier, H., Reisser, and R., Littke, 1999, High thermal maturity in the Lower Saxony Basin: intrusion or deep burial?: *Tectonophysics*, v.304, p. 317-34
- [16] Jones, R.W. (1987). *Organic Facies*. In: Brooks, J., Welte, D. (Eds.), *Advances in Petroleum Geochemistry*. Academic Press, New York, pp.190-.
- [17] Dean, W.E., M.A. Arthur, and G.E., Claypool, 1986, Depletion of  $^{13}C$  in Cretaceous marine organic matter: Source, diagenetic, or environmental signal. *Marine Geology*, v. 70: 119157-.
- [۱] کمالی، م و قربانی، ب. ۱۳۸۵ ژئوشیمی آلی از فیتوپلانکتون‌ها تا تولید نفت ص ۱۱۱-۱۵۹
- [2] Hunt .J.M, 1996, *Petroleum geochemistry & geology* .2th ed. San Francisco: Freeman.
- [3] Klemme, H.D., 1993. Word petroleum systems with Jurassic source rocks. *Oil & Gas Journal*, November 8, 96-۹۹
- [۴] شمعانیان، غ و همکاران، ۱۳۸۴، هیدروژئوشیمی منابع آب زیرزمینی در حوضه آبریز گرگان رود-قره سو، استان گلستان مجموعه مقالات نهمین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، دانشگاه تربیت معلم
- [۵] آقاباتی، ع، ۱۳۸۳، زمین‌شناسی ایران، صفحه‌ی ۱۰۶ تا ۱۱۳
- [۶] موسوی روح‌بخش، س، م، ۱۳۸۷، چینه‌شناسی و زمین‌شناسی نفت دریای خزر ص ۹۹
- [۷] درویش‌زاده، ع، ۱۳۸۲، زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی، تکتونیک دگرگونی و ماگماتیسم
- [8] Behar, F., Beaumont, V., Pentea do, B. (2001) *Rock- Eval 6 Technology: Performances and Developments*, *Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFB*, v. 56, pp.111134-
- [9] Kaye, M. (2006) 'Training Guides in Petroleum Geochemistry Reference Manual'
- [10] Peters, K. E., Walters, C. C. & Moldowan, J. M., 2005- *The Biomarkers Guide, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*. Cambridge University Press, Second Edition, 1155 p.
- [11] Huang, B., Xiao, X., Zhang, M., (2003). *Geochemistry, grouping*