

ارزیابی ژئوشیمی آلی سازند امیران در برش تاقدیس امیران (جنوب باختر لرستان)

حسن محسنی^{۱*}، مجید طولابی^۲، بیژن یوسفی‌یگانه^۳ و سعید خدابخش^۴

۱، ۲ و ۴- گروه زمین‌شناسی، دانشگاه بوعلی‌سینا، همدان

۳- گروه زمین‌شناسی، دانشگاه لرستان، خرم‌آباد

نویسنده مسئول: mohseni@basu.ac.ir*

دریافت: ۹۳/۱۱/۷ پذیرش: ۹۴/۳/۲۵

چکیده

سازند امیران به سن ماستریشتین- پالئوسن در حوضه رسوبی زاگرس نهشته شده است. بخش زیادی از توالی این سازند در جنوب باختر لرستان را رخساره‌های ریز دانه شیلی (با رنگ خاکستری تیره و سبز زیتونی) تشکیل می‌دهد. از آنجا که این رخساره‌ها در محیط رسوبی ژرف انباشته شده‌اند احتمال وجود مقدار قابل‌ملاحظه‌ای ماده آلی در آن وجود دارد. هدف از این مطالعه بررسی توان هیدروکربورزایی، نوع کروژن، بلوغ حرارتی و شناخت شرایط رسوب‌گذاری سازند امیران در جنوب باختر لرستان می‌باشد. بدین منظور برش سطحی سازند امیران در یال شمالی تاقدیس امیران مورد بررسی قرار گرفت و تعداد ۵۲ نمونه گردآوری گردید که از بین آن‌ها تعداد ۱۲ نمونه از رخساره‌های ریزدانه (شیلی) و تیره رنگ انتخاب و توسط دستگاه راک-ایول ۳ در پژوهشگاه صنعت نفت مورد آنالیز قرار گرفتند. نتایج آنالیز ژئوشیمیایی نشان می‌دهد که ۵۵ درصد از نمونه‌ها مقدار TOC کم‌تر از ۰/۵ درصد وزنی دارند و با توجه به شاخص‌هایی مانند S_1 ، S_2 ، S_1+S_2 سازند امیران توان تولید هیدروکربن ضعیفی دارد. نتایج هم‌چنین نشان می‌دهد که بیش‌تر کروژن‌های سازند امیران از نوع III و IV است. در عین حال نمودار HI در برابر T_{max} و هم‌چنین PI در برابر T_{max} نشان می‌دهد که ۷۳ درصد از نمونه‌ها با رسیدن به مرحله کاتائز رسیدگی دمایی را پشت سر نهند. بر اساس نمودار جونز رخساره‌های آلی سازند امیران بسیار گوناگون (BCCD، و D) است. پراکندگی نمونه‌ها، نشانه درهم شدن ماده آلی دریایی با قاره‌ای می‌باشد. بر این اساس بیش‌تر مواد آلی سازند امیران از خشکی وارد حوضه شده‌اند و با رسوب در محدوده آب بستر اکسیژن‌دار، در شرایط افت نسبی سطح آب دریا صورت گرفته است.

واژه‌های کلیدی: سازند امیران، پیرولیز راک-ایول، پتانسیل هیدروکربن‌زایی، لرستان

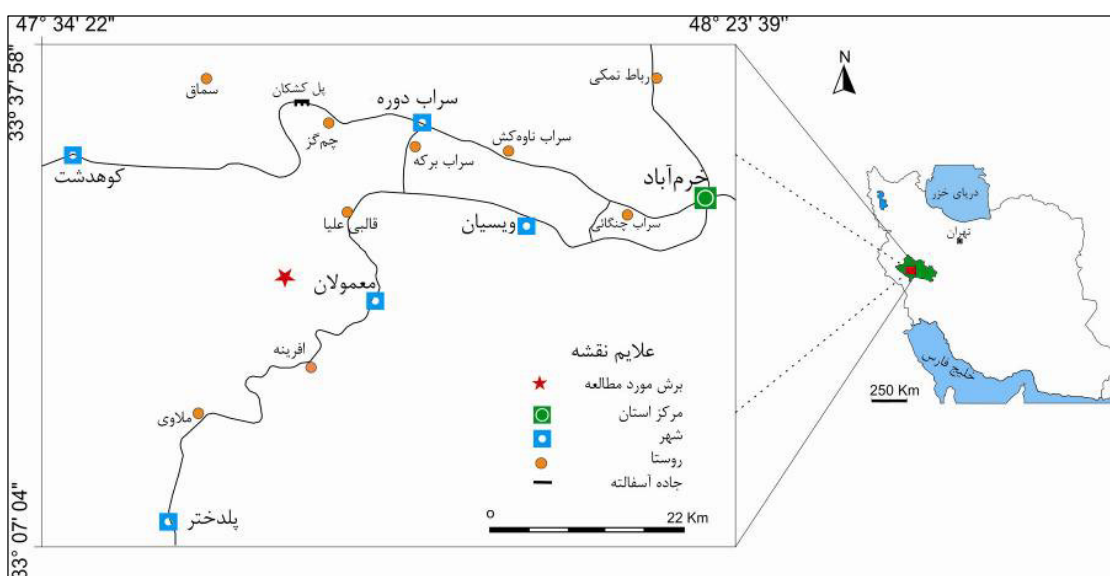
۱- مقدمه

بررسی قرار گرفته‌اند [۱، ۵ و ۶] اما سازندهایی مانند امیران که در نگاه کلی به عنوان درشت‌دانه شناخته می‌شوند از نظر ژئوشیمی آلی بررسی نشده‌اند. سازند امیران در منطقه مورد مطالعه (برش سطحی در یال شمالی تاقدیس امیران) در زاگرس چین‌خورده واقع شده است و شامل کنگلومرا، سیلتستون، شیل و میان لایه‌های آهکی است. بخش زیادی از توالی این سازند (تقریباً ۶۰ تا ۶۵ درصد) در برش مورد مطالعه را رخساره‌های ریزدانه شیلی (با رنگ خاکستری تیره و سبز زیتونی) تشکیل می‌دهد. از آنجا که این رخساره‌ها در محیط رسوبی ژرف انباشته شده‌اند [۴، ۲ و ۲۸] احتمال وجود مقدار قابل‌ملاحظه‌ای ماده آلی در آن‌ها وجود دارد، هم‌چنین وجود برونزدهای مواد نفتی در منطقه نظیر چشمه‌های نفتی، قیر طبیعی و مواد بیتومینه ایجاب می‌نماید که این

ژئوشیمی نفت امروزه برای دستیابی بهینه به اهداف اکتشافی و تولید به کار گرفته می‌شود. یکی از اهداف مهم ژئوشیمی، مشخص کردن واحدهای چینه‌ای است که در یک حوضه رسوبی تشکیل بهترین سنگ‌های منشاء را می‌دهند [۱۶]. حوضه رسوبی زاگرس تقریباً دومین حوضه رسوبی در خاورمیانه و از دیرباز مورد توجه زمین‌شناسان نفتی بوده است [۱]. رسوبات ژوراسیک تا ائوسن در این حوضه به عنوان لایه‌های دارای پیروبیوتوم توصیف شده‌اند [۵]. این حوضه به خاطر دارا بودن چین‌های بزرگ، منظم و جوان و به تله افتادن ذخایر هیدروکربنی در بسیاری از تاقدیس‌های آن به عنوان یکی از غنی‌ترین حوضه‌های نفتی جهان است. سازندهایی که سنگ‌شناسی شیلی و ریز دانه داشته‌اند همواره مورد توجه بوده و از نظر ژئوشیمی آلی مورد

ارزشمندی درباره رسیدگی دمایی، توان تولید هیدروکربن، نوع کروژن، وضعیت حوضه رسوبی در زمان انباشت ماده آلی از نظر اکسیداسیون و احیاء و همچنین برجا یا نابرجا بودن هیدروکربن موجود در سنگ به دست می‌دهند [۱ و ۲۲]. برش مورد مطالعه در تاکدیس امیران در شمال باختر شهر معمولان و در طول $33^{\circ} 23' 13''$ شمالی قرار دارد. خاوری و عرض $47^{\circ} 55' 12''$ شمالی قرار دارد. دسترسی به این منطقه از مسیر جاده آسفالت خرم‌آباد - پلدختر - اهواز که از شهر معمولان می‌گذرد، امکان‌پذیر است (شکل ۱).

سازند از دیدگاه پتانسیل سنگ منشاء ارزیابی گردد. بنابراین در این مطالعه، ارزیابی سنگ منشاء احتمالی، در رخساره‌های ریزدانه سازند امیران از نظر کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی مورد بررسی قرار گرفت. بدین منظور از روش پیرولیز راک اول بهره‌گیری شد. در این روش، پتانسیل تولید هیدروکربور در سنگ‌های رسوبی به کمک پیرولیز نمونه‌ها در شرایط محیط خنثی و با افزایش دما با یک برنامه حرارتی صورت می‌گیرد. این روش در زمان کوتاه قادر است شمار فراوانی از نمونه‌ها را مورد آنالیز کمی قرار دهد. داده‌های حاصله پس از پردازش و محاسبه چند پارامتر کمی کمک می‌کنند تا اطلاعات



شکل ۱. موقعیت جغرافیایی و راه‌های دسترسی به منطقه مورد مطالعه

باختری تاکدیس امیران در نزدیکی شهر معمولان قرار دارد. در این تاکدیس سازندهای گورپی، امیران، کشکان، شهبازان و آسماری رخنمون دارند که رخساره‌های کرتاسه- پالئوسن بیش‌ترین وسعت را تشکیل می‌دهند (شکل ۲).

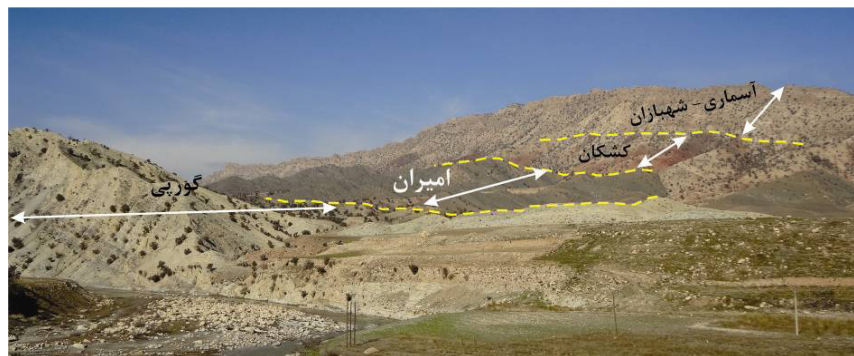
ستبرای سازند امیران در برش مورد مطالعه (یال شمالی تاکدیس امیران) ۹۸۰ متر است که شامل کنگلومرا، ماسه‌سنگ‌های سبز گلوکونیت‌دار، سیلتستون خاکستری و شیل‌های خاکستری تیره و سبز زیتونی و میان لایه‌های آهکی است. رنگ این سازند سبز تیره تا سبز زیتونی و متمایل به خاکستری است. سازند امیران به طور هم‌شیب و پیوسته بر روی سازند گورپی قرار می‌گیرد که در روی زمین با تغییر رنگ شیل و مارن‌های آبی تا خاکستری

۲- زمین‌شناسی منطقه

برش مورد مطالعه بخشی از پهنه زمین‌ساختی زاگرس چین‌خورده و زیرزون لرستان است و در شمال باختری فروافتادگی دزفول و در کمربند چین‌خورده - رانده زاگرس قرار دارد [۱۳]. این زیرزون به خاطر دارا بودن سنگ‌های منشاء مهم که در زمان کرتاسه رسوب نموده‌اند از اهمیت ویژه‌ای از نظر حفظ مواد آلی برخوردار است. رسوبات سازند گرو که منحصراً در حوضه لرستان گسترش دارند نمونه بارز آن‌هاست [۱۸]. ضخامت زیاد رسوبات انباشته شده در زمان سنوزویک این شانس را به وجود آورده که رسوبات مزوزویک حوضه لرستان به خوبی از پنجره نفتی عبور نموده و به رسیدگی دمایی برسند [۵]. برش نمونه سازند امیران در دامنه شمال

بخش شمال‌خاوری حوضه ماستریشتین تا پالئوسن است [۱۸]. در منطقه مورد مطالعه سن آن پالئوسن تعیین شده است [۱۴ و ۳].

سازند گورپی به سیلتستون‌ها و ماسه‌سنگ‌های سبز تیره سازند امیران مشخص می‌شود. در روی سازند امیران سازند تله‌زنگ وجود ندارد و سازند کشکان بر روی آن قرار دارد. سن سازند امیران در لرستان پالئوسن و در



شکل ۲. تصویر سازندهای رخنمون یافته در تاقدیس امیران (نگاه به سوی شمال باختری)

آلی بسیار زیادی است. نمودار رسیدگی دمایی و تاریخچه تدفین با نرم افزار^۱ PBM انجام گرفته است.

۴- نتایج و بحث

همان‌طور که گفته شد، هدف از انجام این مطالعه، بررسی سنگ منشاء احتمالی سازند امیران با استفاده از پارامترهای ژئوشیمیایی می‌باشد. در جدول (۱) پارامترهای مهم ژئوشیمیایی محاسبه شده توسط دستگاه راک-یول نشان داده شده است. در این مطالعه ارزیابی سنگ منشاء احتمالی سازند امیران در سه بخش تعیین کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی بر اساس تقسیم‌بندی پیترز^۲ ۱۹۸۶ و پیترز و کاسا^۳ ۱۹۹۴ مورد بررسی قرار گرفته است [۲۵ و ۲۶]. سنگ منشاء نفت طبق تعریف، سنگی است که توانایی زایش و خروج هیدروکربن را به حدی دارا باشد که تشکیل یک تجمع نفتی یا گازی را بدهد [۱۶]. جدول (۲) معیارهای پذیرفته شده برای توصیف کمیت، کیفیت و بلوغ حرارتی مواد آلی موجود در سنگ منشاء را نشان می‌دهد [۲۵ و ۲۶].

در آغاز بررسی‌های ژئوشیمیایی اطمینان از آلودگی و آغستگی نمونه‌ها یا آلوده نبودن آن‌ها ضروری است. به این منظور از منحنی تغییرات S_1 در برابر TOC استفاده می‌شود. مقادیر بالای این خط نشان‌دهنده هیدروکربن‌های نابرجا (مهاجرت یافته و آلوده)، و مقادیر

۳- مواد و روش‌ها

پس از انجام مطالعات کتابخانه‌ای در بررسی‌های صحرایی از تاقدیس امیران از قاعده سازند به سوی بالا بر پایه تغییرات رخساره‌ای و عمود بر امتداد طبقات، از ژرفای ۴۰ تا ۵۰ سانتی‌متری زیر سطح رخنمون نمونه‌برداری صورت گرفت. از بین نمونه‌های برداشت شده (۵۲ نمونه)، تعداد ۱۲ نمونه شیلی به ویژه از لایه‌های شیلی تیره رنگ نیمه پایین سازند (محل نمونه‌ها در شکل ۳)، که رنگ تیره‌تری نسبت به نیمه بالا دارد [۲]، انتخاب و پودر آن‌ها در پژوهشگاه صنعت نفت با دستگاه راک-یول مدل III آنالیز شد. سپس پارامترهای ژئوشیمیایی S_1 (مقدار هیدروکربن آزاد)، S_2 (توان هیدروکربن‌زایی)، S_3 (مقدار CO_2 موجود در کروژن که در اثر شکست حرارتی از نمونه تولید می‌گردد)، TOC (مقدار کل کربن آلی موجود در نمونه)، T_{max} (دمایی که پیک S_2 در آن بیشینه خود را نشان می‌دهد)، شاخص هیدروژن HI (S_2/TOC)، شاخص اکسیژن OI (S_3/TOC)، شاخص پتانسیل هیدروکربن‌زایی PI (S_1/S_1+S_2) محاسبه و مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. نمونه شماره ۴۹ به خاطر کمبود ماده آلی و گزارش نشدن برخی پارامترها از بررسی کنار گذاشته شد و نتایج ۱۱ نمونه در جدول (۱) و نمودارها ارائه شده است. نمونه شماره ۵ به دلیل آن که این نمونه از لایه با ماده آلی فراوان (بیتومینه) برداشت گردید دارای ماده

^۱ Pars Basin Modeling

^۲ Peters

^۳ Peters and Cassa

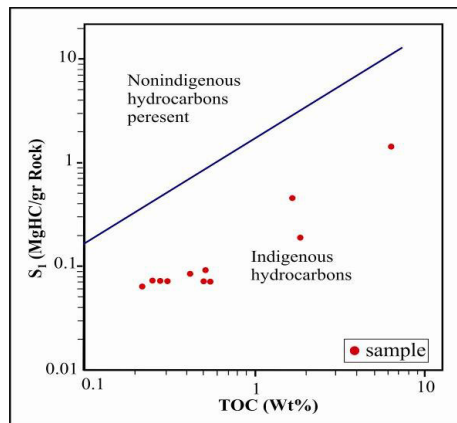
همین رو احتمال نابرجا بودن هیدروکربن نمونه‌ها بسیار پایین می‌باشد.

پایین این خط نشانه هیدروکربن‌های برجاست [۱۶]. همان‌طور که در شکل (۴) نشان داده شده است، تمام نمونه‌های برداشت‌شده زیر خط آلودگی قرار گرفته‌اند و از

Age	Formation	Thickness	Lithology	Sample No.	Sedimentary structure	Description
P A L E O C E N E	K A S H K A N	1000	Sandstone (Kashkan Fm.)			
		950	Shale & Sandstone	52	Massive shale	Alternation of green to grey shale & sandstone with pebble conglomerate
		850	Shale & Sandstone	51	Massive conglomerate	Poor sorted oligomictic paraconglomerate
		800	Shale & Sandstone	50	Erosional base	
		750	Shale & Sandstone	49	Concretion	
		700	Shale & Sandstone	48	Bioturbation	Alternation green to grey shale with sandstone and thin limestone beds
		650	Shale & Sandstone	47	Trace fossil	
		600	Shale & Sandstone	46	Greded bedding	
		550	Sandstone, Siltstone and Conglomerate	45		
		500	Sandstone, Siltstone and Conglomerate	44	Pillow/ ball	Alternating of green to grey siltstone and thick bedded to massive sandstone, with pebble conglomerate
		450	Sandstone, Siltstone and Conglomerate	43	Graded bedding	
		400	Shale & Sandstone	42		
		350	Shale & Sandstone	41		
		300	Shale & Sandstone	38	Trace fossil	
		250	Shale & Sandstone	36	Concretion	Alternation of thick olive shale beds with thin reddish sandstone
		200	Shale & Sandstone	31	Bioturbation	
		150	Shale & Sandstone	27	Trace fossil	
		100	Shale & Sandstone	23	Concretion	
		50	Shale & Sandstone	15	Cross lamination	Rithmically alternations of sandstone, olive shale from 10 cm to 1m in thickness and very thin bedded limestone
		0	Grey Shale (Gurpi Fm.)	9	Graded bedding	
	Grey Shale (Gurpi Fm.)	7	Ripple mark			
	Grey Shale (Gurpi Fm.)	4	Slump fold			
	Grey Shale (Gurpi Fm.)	3	Lamination	Alternations of dark grey thin sandstone, very thin bedded limestone and thin to thick bedded grey shale		
	Grey Shale (Gurpi Fm.)	1	Load structure			
	Grey Shale (Gurpi Fm.)	1	Erosion base			
	Grey Shale (Gurpi Fm.)	1	Fissility			

	Sandstone (Kashkan Fm.)		Shale & Sandstone		Limestone
	Grey Shale (Gurpi Fm.)		Sandstone & Shale		Conglomerate
	Sandstone, Siltstone and Conglomerate				

شکل ۳. ستون چینه‌شناسی سازند امیران در تاق‌دیس امیران (دایره‌های سیاه محل برداشت نمونه‌ها برای انجام آنالیز راک- ایول را نشان می‌دهند).



شکل ۴. نمودار S_1 در برابر TOC هیدروکربن‌های مهاجرت یافته را از هیدروکربن‌های درجا تفکیک می‌کند (برگرفته از [۱۶]).

جدول ۱. نتایج آنالیز ژئوشیمیایی نمونه‌های شیلی سازند امیران با دستگاه راک- ایول تیپ III

Spl. No.	S ₁	S ₂	S ₃	T _{max}	HI	OI	PI	TOC	S ₂ /S ₃
2	0.18	4.57	0.46	435	250	25	0.04	1.83	9.93
5	1.43	23.7	1.48	434	380	24	0.06	6.23	16.01
6	0.46	6	0.51	432	364	31	0.07	1.65	11.76
16	0.09	0.38	0.27	447	75	53	0.19	0.51	1.40
18	0.07	0.02	0.18	444	10	64	0.74	0.28	0.11
20	0.07	0.33	0.18	448	69	38	0.17	0.48	1.83
22	0.07	0.03	0.19	448	10	66	0.72	0.29	0.15
27	0.08	0.4	0.09	447	98	22	0.17	0.41	4.44
31	0.07	0.06	0.19	463	24	79	0.55	0.24	0.31
35	0.06	0.03	0.2	494	16	95	0.64	0.21	0.15
49	0.04	0	0	*	*	*	*	*	*
52	0.07	0.42	0.28	446	79	53	0.14	0.53	1.50

جدول ۲. معیارهای بررسی کمیت، کیفیت و رسیدگی دمایی سنگ منشاء بر اساس تقسیم‌بندی [۲۶]

Potential (quantity)	TOC (wt %)	S ₁ (mg/g rock)	S ₂ (mg/g rock)
Poor	< 0.5	< 0.5	< 2.5
Fair	0.5- 1	0.5- 1	2.5- 5
Good	1- 2	1- 2	5-10
Very good	2- 4	2- 4	10-20
Excellent	> 4	> 4	>20
Kerogen (quality)	Hydrogen index (mg HC/g TOC)	S ₂ /S ₃	Main product at peak maturity
I	> 600	>15	Oil
II	300- 600	10-15	Oil
II/III	200- 300	5-10	Oil/Gas
III	50- 200	1-5	Gas
IV	<50	<1	None
Maturity	R _O (%)	T _{max} (°C)	PI
Immature	0.20- 0.60	<435	<0.10
Mature	Early	435-445	0.10-0.15
	Peak	445-450	0.25-0.40
	late	450-470	>0.40
Postmature	>1.35	>470	-

۴-۱. تعیین کمیت ماده آلی (مقدار ماده آلی)

مقدار ماده آلی، تحت عنوان کل کربن آلی (TOC) بیان می‌شود. رسوبی قادر به تولید نفت و گاز است که حداقل کربن آلی (TOC) معینی داشته باشد و این مقدار با توجه به نوع سنگ منشاء متفاوت است. برای ارزیابی سازند امیران در آغاز مقادیر S₁، S₂ و TOC حاصل از پیرولیز راک- ایول نمونه‌ها با مقادیر استاندارد [۲۵ و ۲۶] مورد ارزیابی قرار گرفت که نتایج آن در جدول (۳) آمده است. ۹۱ درصد نمونه‌ها دارای S₁ برابر صفر تا ۰/۵ میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ هستند و ۷۳ درصد از

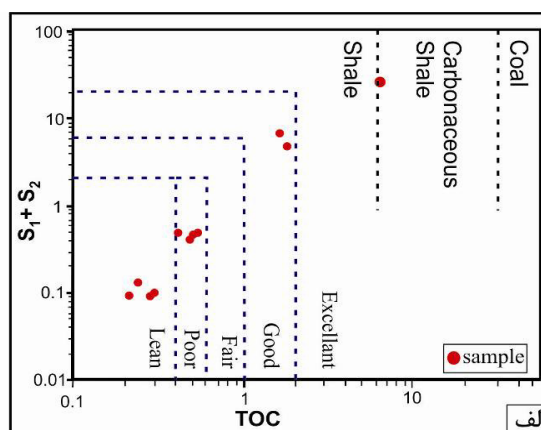
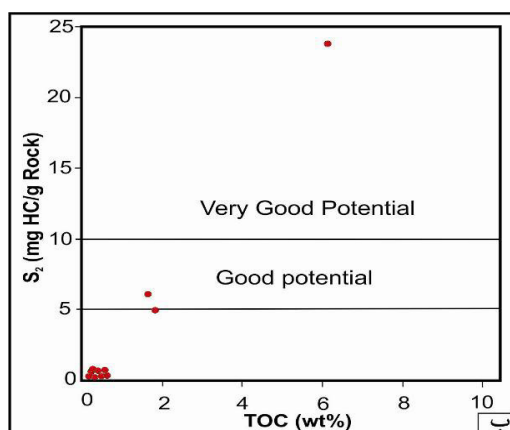
نمونه‌ها S₂ صفر تا ۲/۵ میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ دارند. ۷۳ درصد نمونه‌ها در نمودار فراوانی S₁+ S₂ دارای مقدار صفر تا ۳ میلی‌گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ است. ۵۴/۵ درصد از نمونه‌ها صفر تا ۰/۵ درصد TOC دارند که با توجه به جدول (۲ و ۳) نشانه ضعیف بودن توان هیدروکربن‌زایی سازند امیران است. همچنین برای ارزیابی توان و پتانسیل هیدروکربن‌زایی سازند امیران نمودار تغییرات S₁+S₂ در برابر رسم گردید [۱۵]. این نمودار نشان می‌دهد که نمونه‌ها در محدوده وسیع شامل ضعیف (Lean-Poor) تا خیلی خوب

به عنوان سنگ‌هایی با پتانسیل «بسیار خوب» معرفی شوند [۹ و ۱۴]. خطوط افقی در مقادیر $S_2=5$ و $S_2=10$ در این نمودار، نشان می‌دهد بیش‌تر نمونه‌های سازند امیران پتانسیل هیدروکربنی ضعیف دارند (شکل ۵ ب). بنابراین با توجه به شکل (۵) و مقادیر TOC ، S_1 و S_2 و در نظر گرفتن جدول (۲ و ۳) می‌توان گفت که سازند امیران پتانسیل هیدروکربنی (توان تولید هیدروکربن) ضعیف دارد. البته باید یادآوری نمود که نمونه‌های آنالیز شده از رخنمون سطحی گردآوری شدند که ممکن است پایین بودن میزان ماده آلی در اثر اکسید شدن آن‌ها در طول زمان طولانی رخنمون سازند باشد.

(Excellant) پراکنده‌اند (۷۲/۸ درصد ضعیف، ۱۸/۲ درصد خوب و ۹ درصد عالی) (شکل ۵ الف). این تغییرات ممکن است در اثر آمیختگی مواد آلی و تغییرات شرایط رسوب‌گذاری به علت وجود جریان‌های توربیدیتی باشد [۴]. نمودار S_2 در برابر TOC نیز ابزار بسیار مناسبی برای ارزیابی ویژگی‌های مواد آلی می‌باشد. یکی از کاربردهای آن، تعیین پتانسیل نفتی لایه‌هاست. اسپیتاله و همکاران (۱۹۸۵) و پیترز (۱۹۸۶) پیشنهاد نمودند آن دسته از سنگ‌هایی که S_2 آن‌ها بیش‌تر از 5 (mg HC/g rock) هستند، سنگ‌هایی با پتانسیل نفتی «خوب»، و آن‌هایی که مقدار S_2 آن‌ها بیش‌تر از $10 \text{ (mg HC/g rock)}$ باشد،

جدول ۳. بررسی توان هیدروکربن‌زایی، نوع کروژن و رسیدگی دمایی نمونه‌ها بر اساس معیار [۲۵ و ۲۶]

Maturity			Kerogen (quality)			Potential (quantity)				Spl. No
PI	T _{max}	R _o	Main product	S ₂ /S ₃	HI	S ₁ + S ₂	S ₂	S ₁	TOC	
Imm.	Early	Peak	Oil/Gas	II/III	II/II	Fair	Fair	Poor	Good	2
Imm.	Imm.	Early	Oil	I	II	Excellant	Excellant	Good	Excellant	5
Peak	Imm.	Early	Oil	II	II	Good	Good	Poor	Good	6
Peak	Peak	Peak	Gas	III	III	Poor	Poor	Poor	Fair	16
Late	Early	Peak	None	IV	IV	Poor	Poor	Poor	Poor	18
Peak	Peak	Peak	Gas	III	III	Poor	Poor	Poor	Poor	20
Peak	Peak	Peak	None	IV	IV	Poor	Poor	Poor	Poor	22
Peak	Peak	Peak	Gas	III	III	Poor	Poor	Poor	Poor	27
Late	Late	Late	None	IV	IV	Poor	Poor	Poor	Poor	31
Postm.	Postm.	Postm.	None	IV	IV	Poor	Poor	Poor	Poor	35
Early	Peak	Peak	Gas	III	III	Poor	Poor	Poor	Fair	52

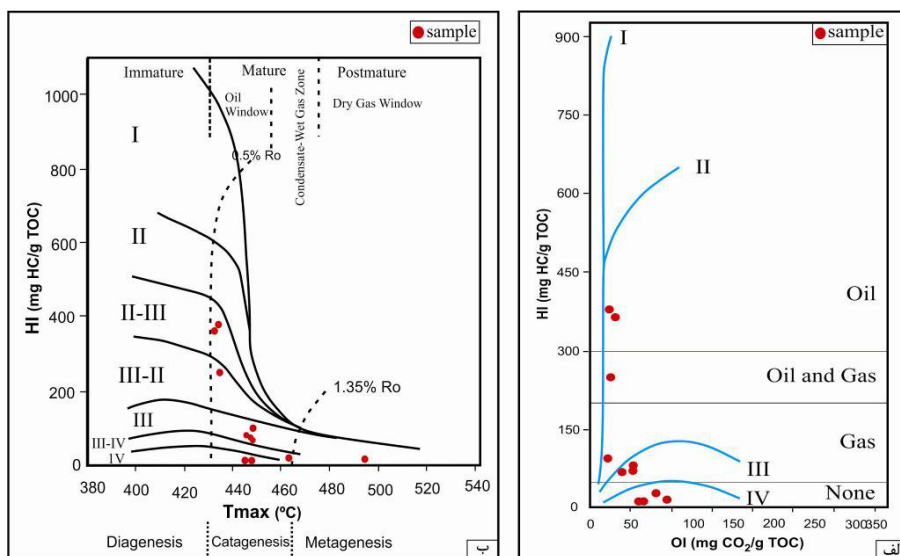


شکل ۵. الف) نمودار تغییرات S_1+S_2 در برابر TOC به منظور ارزیابی پتانسیل تولید نمونه‌های مورد مطالعه (برگرفته از [۱۵]، و ب) نمودار S_2 در برابر TOC برای تعیین پتانسیل نفتی واحدهای رسوبی (برگرفته از [۲۵])

در این نمودار نشان می‌دهد که کروژن نمونه‌ها نوع II و III و IV می‌باشد (شکل ۶ الف). موقعیت نمونه‌های مورد مطالعه در نمودار HI در برابر T_{max} ، تیپ III، IIII و IV را نشان می‌دهد (شکل ۶ ب). کروژن‌های نوع III و مخلوط II-III نشان‌دهنده‌ی افزایش ورود مواد آلی خشکی‌زاد در زمان رسوب‌گذاری لایه‌های در بردارنده آن‌ها است. البته آمیختگی رسوبات در طی رویداد جریان‌های توربیدیتی نیز ممکن است در افزایش تنوع رخساره‌های آلی سازند امیران اثر گذار بوده باشد [۴].

۴-۲. تعیین کیفیت ماده آلی (نوع ماده آلی)

کروژن ماده آلی غیر قابل حل در حلال‌های آلی می‌باشد که از انواع ماسرال‌ها تشکیل شده است. نوع کروژن شاخص مهمی برای ارزیابی پتانسیل سنگ منشاء بوده و تاثیر زیادی بر ماهیت هیدروکربن تولیدی دارد. برای پی‌بردن به نوع کروژن می‌توان از نمودار ون کروژن و نمودار تغییرات HI در برابر T_{max} استفاده نمود. در این نمودار تعیین نوع کروژن بر اساس HI است. در نمودار ون کروژن مجزا کردن انواع کروژن اساساً بسته به مقدار نسبت اتمی H/C دارد. موقعیت نمونه‌های سازند امیران



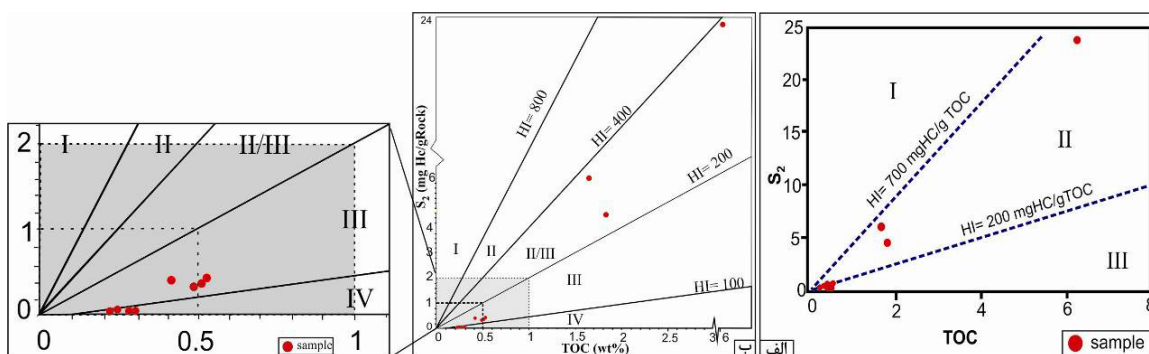
شکل ۶. الف) نمودار تغییرات HI در برابر OI در نمونه‌های مطالعه شده ب) نمودار تغییرات HI در برابر T_{max}

اکسایش پس از رسوب‌گذاری مواد آلی می‌تواند سبب تبدیل مواد آلی غنی از هیدروژن (کروژن نوع I و II) به کروژن نوع III شود هم‌چنین گفتنی است رسوباتی که TOC کمی دارند، دارای کروژن‌های اکسید شده هستند [۲۳]. اکسید شدن بخشی از مواد آلی به ویژه در رویداد جریان‌های آشفته که سبب اکسژن رسانی به رسوبات بستر بخش‌های ژرف حوضه می‌شود دور از انتظار نیست. معمولاً مواد آلی نهشته شده در مراحل پایین افتادن سطح نسبی آب دریاها اکسید شده هستند [۲۰]. هر چند تنها بر پایه نمودارهای ذکر شده نمی‌توان در مورد نوع کروژن‌ها اظهار نظر قطعی نمود و بررسی‌های میکروسکوپی نور بازتابی بر روی ماسرال‌های کروژن به ویژه ویتربینایت و میزان رسیدگی آن‌ها، ضروری به نظر می‌رسد.

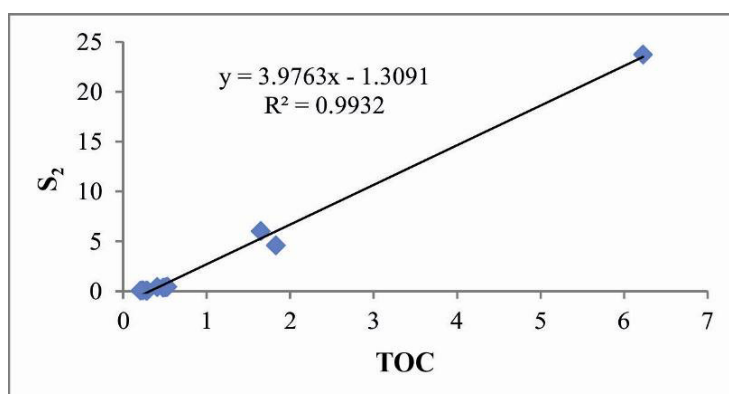
یکی دیگر از راه‌های تعیین نوع کروژن استفاده از نمودار S_2 در مقابل TOC است [۲۲ و ۱۶]. در این نوع نمودار محدوده‌های انواع کروژن با خطوطی مشخص شده‌اند (شکل ۷ الف). تشخیص کروژن نوع IV توسط این نمودار ممکن نیست و نیز شناسایی نوع کروژن نمونه‌هایی که دارای مقدار کل ماده آلی کم‌تر از ۱ درصد وزنی هستند و به طور معمول نزدیک مبدا مختصات رسم می‌شوند مشکل خواهد بود بنابراین برای تفکیک کروژن‌ها از نمودار دیگری استفاده شد (شکل ۷ ب). با توجه به این نمودارها و در نظر گرفتن جدول (۲ و ۳) بیش‌ترین نوع کروژن نمونه‌های مطالعه شده، کروژن نوع III و IV هر یک ۳۶/۴ درصد فراوانی دارند. فراوانی کروژن نوع II/III ۱۸/۲ درصد و کروژن نوع III/II ۹/۱۰ درصد است.

مقدار آن ($X=0.33\%$) می‌توان نتیجه گرفت که میزان جذب هیدروکربن توسط خمیره نمونه‌ها کم بوده است. میزان اندک جذب نیز به دلیل نوع کروژن آن‌ها (III و IV) و کانی‌های رسی موجود در ترکیب شیل‌ها است، هرچند برای نتیجه‌گیری بهتر به نمونه‌های بیش‌تری نیاز است.

از عوامل موثر در متغیرهای به دست آمده از پیرولیز نمونه‌ها، اثر ماتریکس- کانی است که سبب کاهش مقدار TOC و S_2 از مقادیر واقعی آن‌ها می‌شود. برای به دست آوردن میزان جذب هیدروکربن توسط ماتریکس- کانی سنگ از نمودار S_2 در برابر TOC استفاده می‌شود [۲۲]. خط رگرسیون نمونه‌های سازند امیران، محور TOC را در بخش مثبت آن قطع می‌کند (شکل ۸) که با توجه به



شکل ۷. الف) تفکیک انواع کروژن نمونه‌های مطالعه شده بر اساس نمودار S_2 در مقابل TOC (الف) - برگرفته از [۲۲] و ب) - برگرفته از [۱۶]



شکل ۸. نمودار S_2 در برابر TOC برای نشان دادن اثر ماتریکس- کانی نمونه‌های سازند مورد مطالعه، به ضریب رگرسیون بالا توجه گردد.

در عین حال جایگاه این نمونه‌ها در نمودار HI به T_{max} (شکل ۶ ب) نشان می‌دهد که نمونه‌ها با رسیدن به مرحله کاتائز (T_{max} بالاتر از $435^\circ C$) توانسته‌اند مسیر رسیدگی دمایی را طی نمایند، زیرا میزان ضریب انعکاس ویتربینایت آن‌ها از روی نمودار (شکل ۶ ب) بیش از 0.15% برآورد شده است. بنابراین داده‌های شکل ۶ و ۹ نشانه ورود نمونه‌ها به پنجره نفتی می‌باشد.

مقدار T_{max} برابر با $430-435^\circ C$ نشانه شروع پنجره نفتی می‌باشد [۶]. $72/8\%$ درصد نمونه‌ها دارای T_{max} 435 تا 470 درجه سانتی‌گراد هستند، $18/2\%$ درصد نمونه‌ها هنوز به پنجره نفتی نرسیده‌اند (در اوایل پنجره نفتی) و 9% درصد نمونه‌ها نیز دمای بیش از 470 درجه سانتی‌گراد را

۳-۴. رسیدگی دمایی ماده آلی توسط پارامترهای راک-ایول

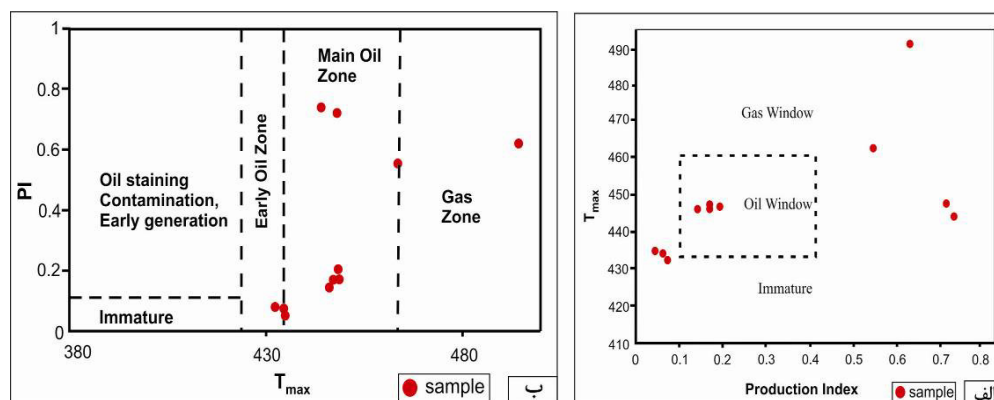
محدوده رسیدگی T_{max} برای انواع مختلف ماده آلی، متفاوت است. محدوده پنجره نفتی کروژن نوع اول و دوم $430-470$ درجه سانتی‌گراد و برای تولید گاز خشک از کروژن نوع سوم بیش‌تر از 470 درجه سانتی‌گراد است [۲۵]. برای اطمینان از ورود مواد آلی به پنجره نفتی و تعیین میزان رسیدگی، از نمودار T_{max} در مقابل PI استفاده گردید (شکل ۹). بر اساس این نمودار نمونه‌های مورد مطالعه در زون اصلی تولید نفت و یا در موارد محدودی در اوایل پنجره نفتی و نیز در محدوده گاززایی قرار دارند.

ها زیر Tmax ۴۵۵ درجه قرار دارند. این شکل به خوبی نشان می‌دهد که چرا نمونه‌های سازند امیران از نظر نفت‌زایی در وضعیت ضعیف هستند. چنانچه سترای گروه فارس بر روی این توالی موجود می‌بود شاید وضع پختگی دمایی سازند امیران بهتر از این می‌بود.

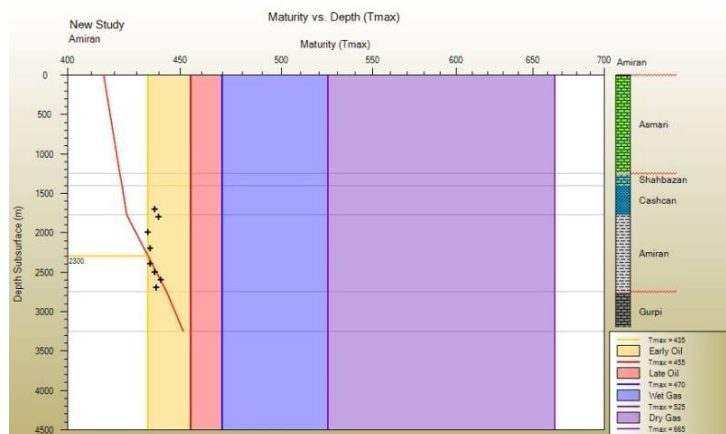
نمودار تاریخچه تدفین نمونه‌های مورد بررسی (شکل ۱۱) نیز بیانگر این واقعیت است که سازند امیران تا پیش از رسوب‌گذاری سازندهای سنوزویک یعنی سازند شهبازان و آسماری حتی به پنجره نفتی نیز وارد نشده بود. از این هنگام به بعد به خطر انباشت رسوبات سازندهای یاد شده سازند امیران به ژرفای بیش‌تری رسیده و شانس ورود به پنجره نفتی افزایش یافت. اما به خاطر روداد کوهزاد جوان زاگرس چین‌خوردگی و بالاآمدگی چینه‌های زاگرس سبب فرسایش بسیاری از آن‌ها به ویژه در نواحی لرستان در زمان پلیو-پلئیسوسن شده است. بنابراین حتی اگر کیفیت و میزان ماده آلی سازند امیران مناسب می‌بود، به خاطر معکوس شدن روند تدفین شانس اندکی برای رسیدگی دمایی داشته‌اند. این نمودار می‌تواند دلیل ضعیف بودن سازند امیران از نظر سنگ منشاء در ناحیه مورد مطالعه را بهتر بیان کند. شکل ۱۱ به خوبی نشان می‌دهد که تا پیش از ۱۷ میلیون سال پیش سازند امیران به پنجره نفتی نرسیده بود. از آن زمان تاکنون نیز تنها بخش‌های زیرین آن در محدوده پنجره نفتی قرار گرفتند اما به خاطر بالا آمدگی زاگرس زود از این شرایط دور شده‌اند.

نشان می‌دهند (جدول ۲ و ۳). از پارامترهای دیگری که بر پایه آن‌ها می‌توان به رسیدگی دمایی سنگ منشاء پی برد استفاده از شاخص انعکاس ویتربینیت (R_o) است. ولی به دلیل این که در این تحقیق مطالعات پتروگرافی آلی صورت نگرفته است، لذا از نمودار T_{max} در مقابل HI (شکل ۶ ب) و نیز معادله تبدیل مقادیر T_{max} حاصل از پیرولیز راک-ایول برای به دست آوردن ضریب انعکاس ویتربینیت (معادله ۱) استفاده گردید [۱۹]. بر پایه مقادیر R_o محاسبه شده و جدول (۲ و ۳) بیش‌تر نمونه‌ها (۹۱ درصد) در محدوده پنجره نفتی قرار دارند. با توجه به این که مقدار PI در محدوده پنجره نفتی از ۰/۱ تا ۰/۴ متغیر است و بر طبق جدول ۱ و ۲ بیش‌تر نمونه‌ها در محدوده پنجره نفتی قرار دارند که این نتیجه‌گیری نتایج به دست آمده از شکل ۶ و ۹ را تایید می‌نماید.

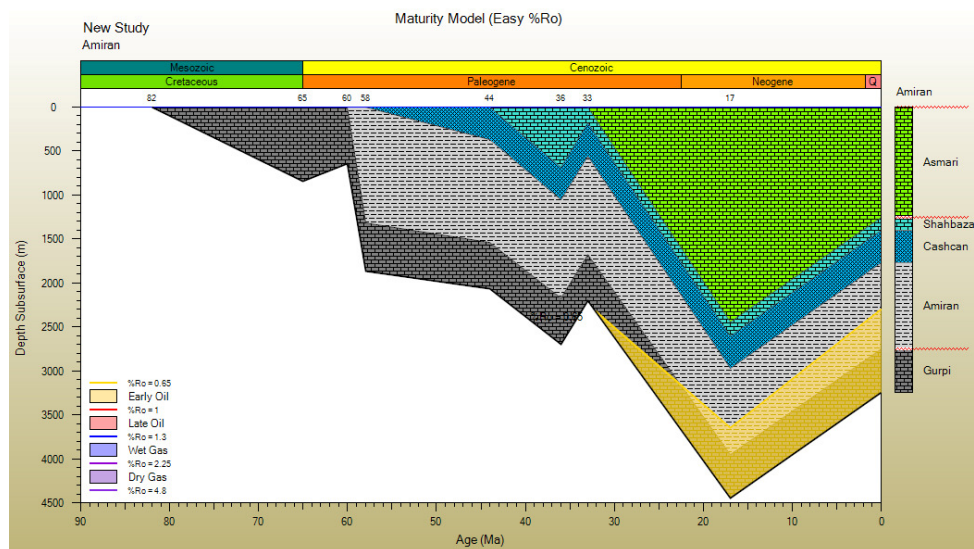
معادله ۱ $R_o = (0.0180) \times (T_{max}) - 7.16$
 برای درک بهتر شرایط رسیدگی دمایی نمونه‌ها تلاش گردید که منحنی تاریخچه تدفین سازند امیران در منطقه مورد مطالعه تهیه گردد. یادآوری می‌شود که به خاطر نبود سازندهای گروه فارس در این ناحیه در محاسبات مربوطه تنها سازند آسماری ملاک عمل بوده است. از این رو نمی‌توان به طور قطع در این باره نظر داد. نمودار تاریخچه تدفین سازند امیران با پیش فرض گام زمین گرمایی پیشنهادی برای حوضه زاگرس تهیه شده است. همان‌گونه که در نمودار رسیدگی دمایی در برابر ژرفا (شکل ۱۰) دیده می‌شود، تمام نمونه‌های مورد بررسی در محدوده آغازین نفت‌زایی هستند و همه نمونه-



شکل ۹. رسیدگی دمایی سازند امیران در نمودارهای T_{max} در برابر PI (برگرفته از [۱۱]). ب- نمودار PI در مقابل T_{max} برای تعیین ورود به پنجره نفتی



شکل ۱۰. نمودار رسیدگی دمایی نمونه‌های سازند امیران در برابر ژرفا. همه نمونه‌ها در محدوده زیر دمای ۴۵۵ درجه یعنی گام آغازین نفت زایی هستند.



شکل ۱۱. نمودار تاریخچه تدفین سازند امیران در ناحیه لرستان

جدول ۴. میزان R_o محاسبه شده به روش پیشنهادی [۱۹]

Sample	2	5	6	16	18	20	22	27	31	35	52
R_o	0.67	0.65	0.61	0.88	0.83	0.90	0.90	0.88	1.17	1.73	0.86

در مقابل S_2/S_3 ، علاوه بر تعیین کمیت سنگ منشاء می‌توان کیفیت هیدروکربن تولید شده را مشخص نمود [۲۶]. همان‌طور که در شکل (۱۲ ب) مشاهده می‌شود، بیش‌تر نمونه‌های مورد مطالعه دارای پتانسیل تولیدی کمی هستند و نمی‌توانند هیدروکربن‌زایی چندانی داشته باشند.

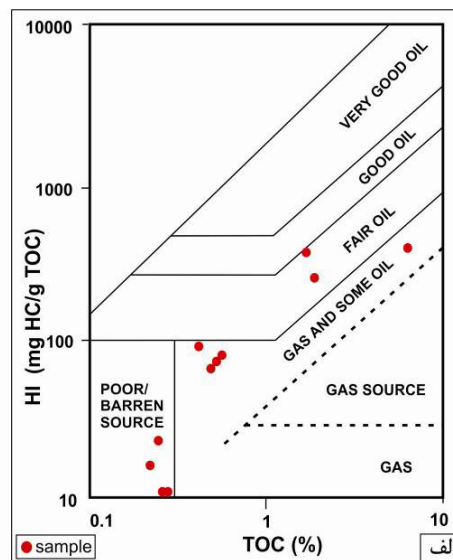
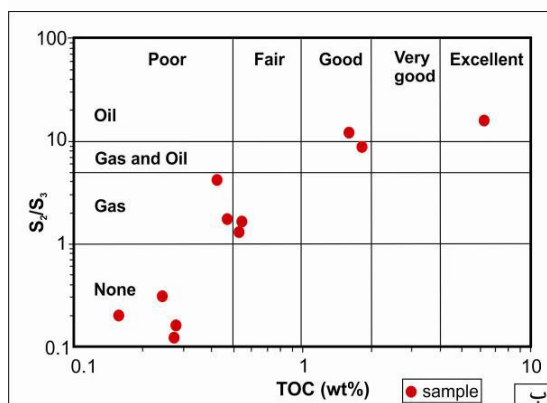
موادآلی غنی از هیدروژن بیش‌ترین پتانسیل نفت‌زایی را دارند، درحالی‌که موادآلی تخریبی، هیدروژن کمی داشته و بیش‌تر گازخیز هستند. بر اساس مطالعات صورت‌گرفته

۴-۴. نوع هیدروکربن تولیدی

با استفاده از نمودار تغییرات TOC در مقابل HI (شکل ۱۲ الف) می‌توان درجه غنی بودن سنگ منشاء را ارزیابی نمود [۱۷]. نمونه‌های مورد مطالعه از نوع ضعیف (Poor source)، توانایی تولید گاز با کمی نفت (Gas and some Oil)، توانایی تولید نفت نسبتاً خوب (نمونه شماره ۵) و تا اندکی نفت نسبتاً خوب (Fair Oil) (نمونه‌های شماره ۲ و ۶) دسته‌بندی گردیدند. نمونه‌های شماره ۲، ۵ و ۶ دارای PI کمی هستند و توان تولید ضعیفی دارند. همچنین با استفاده از نمودار TOC

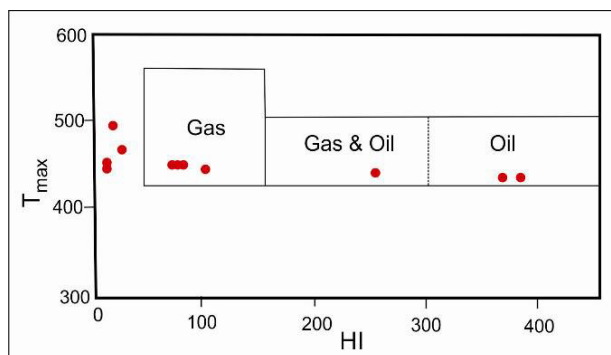
بنابراین بر اساس مقدار HI، S_2/S_3 و با در نظر گرفتن جدول (۱ و ۲) و با توجه به شکل (۱۲ و ۱۳)، حدود ۱۸/۲ درصد نمونه‌ها توان تولید نفت دارند و ۹/۱ درصد نمونه‌ها گاززا و ۳۶/۴ درصد خنثی هستند، این نتیجه‌گیری با نوع کروژن فراوان‌تر یعنی نوع III و IV همخوان خوبی دارد. هرچند بیش‌تر نمونه‌ها TOC و PI کمی دارند و نمی‌توانند هیدروکربن چندانی تولید نمایند.

توسط [۲۵]، سنگ منشاء با HI بیش از (mg HC/g TOC) ۳۰۰، نفت تولید می‌نماید، سنگ‌هایی با HI بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ نفت و مقداری گاز تولید می‌کنند، سنگ‌هایی که مقدار HI آن‌ها بین ۵۰ تا ۱۵۰ می‌باشد، گاز خیز هستند و سنگ‌هایی با HI کم‌تر از ۵۰ خنثی، به شمار آمده و توان تولید هیدروکربن ندارند [۱۴] (شکل ۱۳).



شکل ۱۲. الف) نمودار HI در مقابل TOC برای تعیین نوع پتانسیل تولیدی (برگرفته از [۱۷]، ب) نمودار TOC در مقابل S_2/S_3

برای تعیین کمیت و کیفیت هیدروکربن تولیدی (برگرفته از [۲۶])



شکل ۱۳. پارامترهای ژئوشیمیایی تعیین کننده نوع هیدروکربن تولید شده (برگرفته از [۲۵])

مقابل HI استفاده شد که بر اساس آن شرایط پیشروی یا پسروی حاکم بر محیط رسوب‌گذاری در زمان نهشت رسوبات تعیین می‌گردد [۸]. همان‌گونه که پیش‌تر اشاره شد، شاید بتوان علت این امر را به متغیر بودن شرایط محیطی در زمان نهشته شدن این سازند نسبت داد. با توجه به این‌که رسوبات سازند امیران با جریان‌های

۵- رخساره آلی و شرایط محیط رسوبی

برای تعیین رخساره آلی سازند امیران از نمودار HI و OI پیشنهادی جونز [۲۰] استفاده گردید (شکل ۱۴). پراکندگی نمونه‌های سازند امیران در رخساره‌های گوناگون (D, BC, CD) بسیار چشمگیر است. برای شناسایی شرایط محیط رسوب‌گذاری از نمودار TOC در

طور عمدۀ از مناطق خشکی وارد حوضه شده است. نتیجه‌ای که وجود کروژن‌های نوع III و IV را تایید می‌کند. این نتیجه‌گیری با پراکندگی رخساره‌های آلی (شکل ۱۴) نیز هم‌سوئی دارد. فراوانی جریان‌های توربیدیتی در زمان افت سطح آب دریاها [۷ و ۱۰] با این نتیجه‌گیری همخوانی دارد.

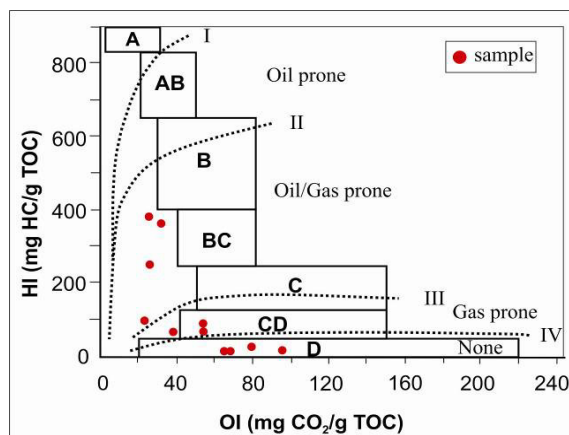
شرایط احیایی حاکم در رسوب‌گذاری سبب تجمع بالای کربن آلی در سنگ‌ها می‌شود. با افزایش شاخص هیدروژن، مقدار کربن آلی نیز افزایش می‌یابد، این امر نشان‌دهنده حفظ ماده آلی در شرایط احیایی است [۸]. شرایط اکسیدی یعنی افزایش شاخص اکسیژن باعث کاهش مقادیر TOC می‌شود، این نکته در شکل (۱۷) دیده می‌شود. بیش‌تر نمونه‌ها با TOC کم در شرایط OI بالا قرار گرفته‌اند و برخی از نمونه‌ها با TOC بیش‌تر در بازه HI بیش‌تر واقع شده‌اند. هر چند شمار کم نمونه‌ها و نیز سطحی بودن نمونه‌های آنالیز شده در کم رنگ شدن رابطه معنی‌دار بین آن‌ها بی‌تاثیر نبوده است.

بسیاری از نمونه‌های سازند امیران نشانه شرایط افت نسبی سطح آب دریا و شرایط اکسیدان در زمان رسوب‌گذاری هستند (شکل ۱۸) نکته‌ای که با وجود جریان‌های توربیدیتی نیز همخوانی دارد. چرا که جریان‌های توربیدیتی معمولاً در شرایط پایین افتادن سطح آب دریاها و پسروی فراوان‌تراند. در LST مواد آلی شدیداً اکسیده می‌شوند. در شرایط آب بستر اکسیژن‌دار بخش زیادی از ماده آلی اکسیده شده و کیفیت آن پایین می‌آید. در این زمان فلات قاره و بخش فوقانی شیب قاره به صورت یک زون گذر رسوبات عمل می‌کند [۱۰].

توربیدیتی حمل و انباشته شده‌اند [۲]، در هم شدن رخساره‌های گوناگون توسط جریان‌های آشفته می‌تواند علت این پراکندگی و تنوع رخساره آلی باشد.

جوز [۲۰] نشان داده است که رخساره‌های BC نشانه رسوبات فلات قاره و شیب قاره مزوزوئیک و ترشیاری بوده که در حاشیه‌های قاره‌ای با محیط‌های دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوب‌گذاری سریع در شرایط نسبتاً اکسیدان است، در حالی که رخساره CD در محیط‌های ژرف و در مجاورت نقاط کوهزایی و رخساره D در محیط‌های قاره‌ای شدیداً اکسیدان رسوب‌گذاری نموده‌اند [۲۰]. پراکندگی نمونه‌های مورد مطالعه، شاید نشانه درهم شدن ماده آلی دریایی با قاره‌ای باشد. در شکل (۱۵) و جدول (۵) ارتباط بین رخساره‌های آلی با محیط رسوب‌گذاری نشان داده شده است. بر این اساس غالب مواد آلی سازند امیران از نوع اکسیدی (قاره‌ای) بوده و عمدتاً رسوب‌گذاری آن‌ها به طور نسبتاً سریع در آب‌های اکسیدی تا گاهی کم اکسیژن، و غالباً در قسمت‌های دور از منشاء و البته اندکی از آن‌ها نزدیک منشاء صورت گرفته است.

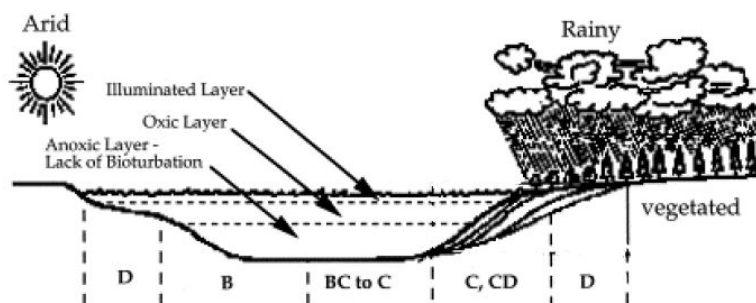
بر پایه پژوهش حیدری سازند امیران بخشی از ابرسکانس ساسان به‌شمار می‌رود و زمانی که سطح جهانی آب دریاها پایین بوده تشکیل شده است [۱۳]. هم چنین حق و همکاران بیان کردند که در این زمان سطح آب دریاها پایین‌تر بوده است [۱۲]. چنین نتیجه‌ای نیز در شکل ۱۶ دیده می‌شود [۸]. نمونه‌های سازند امیران بیش‌تر در محدوده آب‌های بستر اکسیژن‌دار و در شرایط پسروی تنه‌شین شده‌اند (شکل ۱۶). به طوری که مواد آلی به



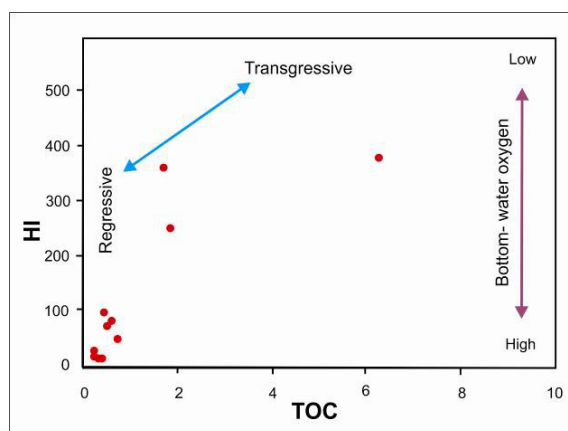
شکل ۱۴. نمودار تعیین رخساره آلی: A= محیط دریاچه‌ای شدیداً احیایی، AB= محیط‌های دریایی پیش‌رونده احیایی، B= محیط‌های دریایی یا دریاچه‌ای نسبتاً احیایی، BC= محیط‌های دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوب‌گذاری سریع در شرایط نسبتاً اکسیدان، C= محیط‌هایی با سرعت رسوب‌گذاری متوسط در شرایط احیایی، CD= محیط‌های ژرف در مجاورت نقاط کوهزایی، D= محیط‌های قاره‌ای شدیداً اکسیدان (برگرفته از [۲۰ و ۲۱])

جدول ۵. ارتباط بین رخساره‌های آلی با محیط رسوب‌گذاری (برگرفته با اندکی تغییر از [۲۷])

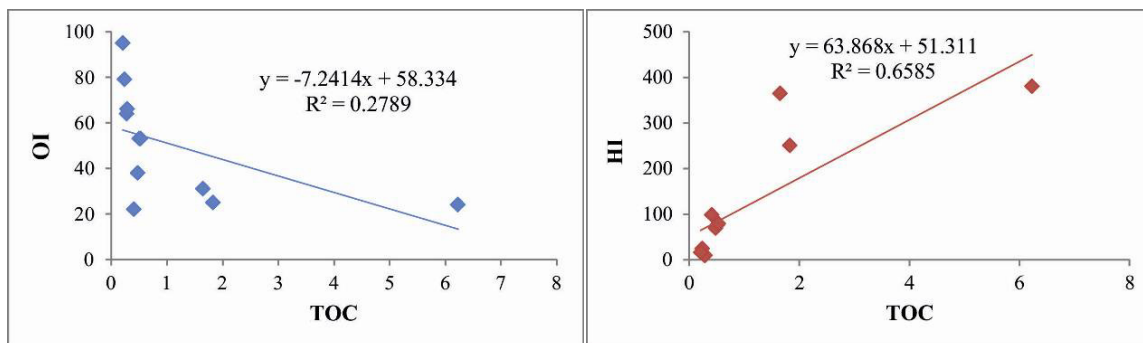
Organic facies		A	A B	B	BC	C	CD	D
Environmental factors	Sediment accumulation rate	Low	Varies		High		Mod	Low
	Oxygen regime	Anoxic	Anoxic-dysoxic			Oxic		V. Oxic
	Proximal-Distal trend	Distal			Proximal		Distal	



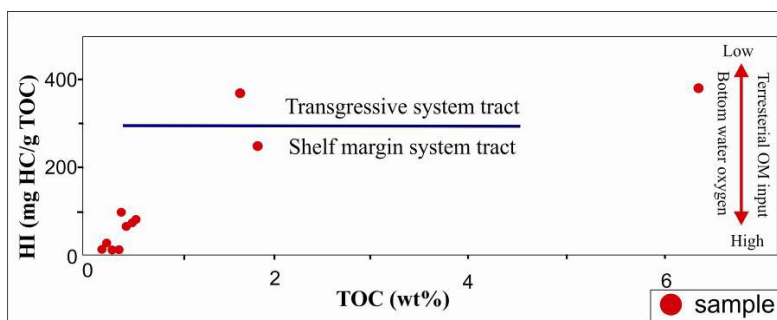
شکل ۱۵. گسترش و موقعیت رخساره‌های آلی در حوضه رسوبی (برگرفته از [۲۰]). با توجه به قرارگیری نمونه‌های سازند امیران در رخساره CD, BC و D می‌توان گفت که طیفی از شرایط اکسیدی تا بی‌اکسیژن در سازند امیران وجود داشته است.



شکل ۱۶. نمودار تغییرات TOC در برابر HI در سازند امیران به منظور تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری آن‌ها (برگرفته از [۸])



شکل ۱۷. تاثیر شرایط احیا و اکسیدی بر حفظ کربن آلی



شکل ۱۸. نمودار HI در برابر TOC نشان می‌دهد بیش‌تر نمونه‌های سازند امیران در محدوده آب‌های بستر اکسیژن‌دار تهنشین شده‌اند [برگرفته از ۲۴ و ۸].

با قاره‌ای می‌باشد. بر این اساس بیش‌تر مواد آلی سازند امیران از مناطق خشکی وارد حوضه شده‌اند و در محدوده آب‌های بستر اکسیژن‌دار، در شرایط افت نسبی سطح آب دریا تهنشین شده‌اند. نتیجه‌ای که وجود کروژن‌های نوع III و IV را تایید می‌کند. با توجه به این‌که رسوبات سازند امیران با جریان‌های توربیدیتی حمل و نهشته شده‌اند، در هم ریختن رخساره‌های گوناگون توسط جریان‌های آشفته می‌تواند علت این پراکندگی و تنوع رخساره آلی باشد.

سپاسگزاری

نگارندگان از معاونت پژوهش و فناوری دانشگاه بوعلی‌سینا همدان برای تامین هزینه‌های آنالیز ژئوشیمیایی نمونه‌ها در چارچوب اعتبار پژوهانه به نویسنده نخست سپاسگزاری می‌نمایند. کمک‌های آقای مصطفی تکرلی کارشناس ارشد زمین‌شناسی نفت در تهیه نمودارهای منحنی رسیدگی دمایی و تاریخچه تدفین مایه سپاس فراوان است. نویسندگان از داوران محترم برای ارائه پیشنهادات سودمند و اصلاحات فراوان متن مقاله سپاسگزاری می‌نمایند.

منابع

- [۱] اشکان، م (۱۳۸۳) اصول مطالعات ژئوشیمیایی سنگ منشاء هیدروکربوری و نفت‌ها، انتشارات روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران، ۳۵۵ ص.
- [۲] طولابی، م (۱۳۹۳) ارزیابی پتانسیل هیدروکربوری، میکروفاسیس و محیط رسوبی سازند امیران در جنوب غرب لرستان، پایان‌نامه کارشناسی‌ارشد، دانشگاه بوعلی سینا همدان، دانشکده علوم، گروه زمین‌شناسی، ۱۷۴ ص.

۷- نتیجه‌گیری

۱- سبترای سازند امیران در برش تقادیس امیران ۹۸۰ متر اندازه‌گیری شده که بیش‌ترین لیتولوژی این سازند شیل‌های خاکستری تا سبز زیتونی است. نتایج پیرولیز راک-ایول نشان می‌دهد که بیش‌تر رسوبات این سازند به دلیل پایین بودن میزان مواد آلی (به دلیل نرخ کم تولید و یا پایین بودن نرخ حفظ‌شدگی ماده آلی در اثر تمرکز بالای اکسیژن محلول در آب) پتانسیل لازم، برای هیدروکربن‌زایی را ندارند.

۲- بیش‌ترین نوع کروژن نمونه‌های مطالعه شده، کروژن III و IV هرکدام با فراوانی ۳۶/۴ درصد است که نشان دهنده‌ی افزایش ورود مواد آلی خشکی‌زاد در زمان رسوب‌گذاری و هم‌چنین اکسید شدن مواد آلی در بستر حوضه در اثر تماس با آب‌های اکسیژن‌دار بستر است.

۳- نتایج نمودار T_{max} در مقابل PI نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه در زون اصلی تولید نفت و یا در موارد محدودی در اوایل پنجره نفتی و نیز در محدوده گاز زایی قرار دارند. ۷۳ درصد نمونه‌ها دارای T_{max} ۴۳۵ تا ۴۷۰ درجه سانتی‌گراد هستند و توانسته‌اند مسیر رسیدگی حرارتی را طی نمایند.

۴- حدود ۱۸/۲ درصد نمونه‌ها توان تولید نفت نسبتاً خوب (Fair Oil) دارند و ۹/۱ درصد نمونه‌ها توان تولید گاز با کمی نفت (Gas and some Oil) دارند. ۳۶/۴ درصد نمونه‌ها گاززا و ۳۶/۴ درصد خنثی (Poor source) هستند، نکته‌ای که با نوع کروژن فراوان‌تر یعنی نوع III و IV همخوانی دارد.

۵- بر اساس نمودار Jone's (1987) رخساره‌های آلی سازند امیران بسیار گوناگون (BC, CD و D) است. پراکندگی نمونه‌ها، نشانه‌ی درهم شدن ماده آلی دریایی

- hydrocarbon gases in the eastern Tarim Basin, *Chemical Geology*, v. 162, p. 65-77.
- [16] Hunt, J.M (1996) *Petroleum Geochemistry and Geology*, 2nd Edition. Freeman and Company, New York, 743 p.
- [17] Jackson, K.S., Hawkins, P.J., Bennett, A.J.R (1985) Regional facies and geochemical evaluation of southern Denison Trough. *APEAJ*, v. 20, p. 143-158.
- [18] James, G. A., Wynd, J. G (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG Bulletin*, v. 49, p. 2182-2245.
- [19] Jarvie, D. M., B. L., Claxton, F., Henk, and J. T., Breyer (2001) Oil and Shale Gas from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v.85, 100 p.
- [20] Jones, R.W (1987) Organic Facies, In: Brooks, J., Welte, D. (Eds.), *Advances in Petroleum Geochemistry*. Academic Press, New York, p. 1-90.
- [21] Justwan, H. and Dalh, B (2005) Quantitative Hydrocarbon Potential Mapping and Organofacies Study in the Greater Balder Area, Norwegian North Sea, In: Dore, T. & Vining, B. (eds.), *Petroleum Geology: North West Europe and Global Perspectives* Proceeding of 6th Petroleum Geology Conference, Geological Society, London, 1317- 1329 p.
- [22] Langford, F.F., Blanc-Valleron, M.M (1990) Interpreting Rock-Eval. Pyrolysis Data Using Graphs of Pyrolyzable Hydrocarbons vs. Total Organic Carbon., *AAPG Bulletin*, v. 47, No. 6, p.799-840.
- [23] Meyers, P. A (1997) Organic geochemical proxies of paleoceanographic, paleolimnologic, and paleoclimatic processes, *Organic Geochemistry*, v. 27, p. 213-250.
- [24] Pasley, M., W. Gregory, and G. F. Hart (1991) Organic Matter Variations in Transgressive and Regressive shales: *Organic Geochemistry*, v.17, p. 483-509.
- [25] Peters, K.E (1986) Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, v. 70, p. 318-329.
- [26] 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. 93-120.
- [27] Tyson, R.V (1995) Sedimentary Organic Matter, Organic facies and palynofacies. Chapman and Hall, London, 615 p.
- [28] Ziegler, M. A (2001) Late Permian to Holocene Paleofacies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences, *GeoArabia*, v. 6, p. 445- 504.
- [۳] طیب، س. ح (۱۳۸۸) بررسی و بازنگری سن سازند آواری امیران در محدوده استان لرستان (برش نمونه سازند)، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه باهنر کرمان، ۱۱۶ ص.
- [۴] محسنی، ح.، طولابی، م.، یوسفی‌یگانه، ب.، خدابخش، س (۱۳۹۲) شواهد رسوبی جریان توربیدیتی در سازند امیران در جنوب باختر لرستان، هفدهمین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، دانشگاه شهید بهشتی.
- [5] Ala, M. A., Kinghorn, R. R. F., and Rahman, M (1980) Organic geochemistry and source rock characteristics of the Zagros petroleum province, South West Iran: *JPG*, v. 3, p. 61-89.
- [6] Bordenave, M.L (1993) *Applied Petroleum Geochemistry*, Paris: Editions Technip, 524 p.
- [7] Catuneanu, O (2006) *Principles of Sequence Stratigraphy*, Elsevier, Amsterdam, 375 pp.
- [8] Dean, W.E., Arthur, M. A., Claypool, G.E (1986) Depletion of ¹³C in Cretaceous marine organic matter: Source, diagenetic, or environmental signal, *Marine Geology*, v.70, p. 119-154.
- [9] Espitalie, J., Deroo, G., Marquis, F (1985) La pyrolyse Rock-Eval et ses applications *Rev. Inst. Franç. du Pétr.*, Part I, 40, pp. 563-578, Part II, 40, pp. 755-784, Part III, 41, p. 73-89.
- [10] Emry, D., Myers, A (1996) *Sequence stratigraphy*, Blackwell Scientific Publication, 279 pp.
- [11] Ghori, K.A.R (2001) High-quality oil-prone source rocks within carbonates of the Silurian Dirk Hartog Group, Gascoyne Platform, Western Australia, *Geological Survey of Western Australia Bull.* v. 22 p. 34-40.
- [12] Haq, B.U., J. Hardenbol and P.R. Vail (1988) Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change. In, C.K. Wilgus, B.S. Hastings, C.G. St. C. Kendall, H. Posamentier, J. Van Wagoner and C.A. Ross (Eds.), *Sea-level changes: an integrated approach*. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication 42, p. 71-108.
- [13] Heydari, E (2008) Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran, *ScienceDirect, Elsevier, Tectonophysics*, v. 451 p. 56-70.
- [14] Homke, S (2008) Timing of shortening and uplift of the Pusht-E Kuh arc in the Zagros fold-and thrust belt (Iran), A combined Magnetostratigraphy and Apatite Thermochemistry analysis, *Universidad de Barcelona Facultad de Geología Departamento de Geodinámica Geofísica*, Barcelona, 195 p.
- [15] Huang, D.F., Liu, B., Wang, Y., Xuschen, P., and Zhao, M (1999) Genetic type and maturity of lower Paleozoic marine