

## تطابق رخساره های پالینولوژیکی و پتانسیل هیدروکربورزایی سازند کژدمی در برش تنگ ماغر

ابراهیم قاسمی نژاد\*، مریم میزالی

دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

\*مسئول مکاتبات - آدرس الکترونیکی: eghasemi@khayam.ut.ac.ir

(دریافت: ۸۷/۶/۷؛ پذیرش: ۸۷/۸/۱۴)

## چکیده

سازند کژدمی از گروه بنگستان در حوضه رسوبی زاگرس در اکثر میادین نفتی به عنوان یک سنگ منشاء مهم و موثر شناخته شده است. در این مطالعه با بررسی ۵۲ نمونه سطح الارضی، سه رخساره پالینولوژیکی (پالینوفاسیس) برای این سازند در برش تنگ ماغر تفکیک گردید. پالینوفاسیس I (PF-1) با محتوای ۹۰-۱۰۰ درصد ماده آلی بی شکل (AOM) و مقادیر بالای HI و TOC حاوی کروژن نوع II و مستعد تولید نفت می‌باشد. در پالینوفاسیس II (PF-2) مقادیر AOM نسبت به پالینوفاسیس قبلی کاهش نشان داده، مقادیر HI و TOC کمتر گردیده، نمونه‌ها دارای کروژن نوع II/III بوده و مستعد تولید نفت و گاز هستند. تعداد کمی از نمونه‌ها در پالینوفاسیس III (PF-3) قرار می‌گیرند. این نمونه‌ها کمترین مقادیر TOC، HI، AOM را داشته و پالینومرف‌های دریایی و فیتوکلست‌ها با فراوانی معمول در آنها دیده می‌شوند. توان تولید کمی نفت همراه با گاز از این رخساره پالینولوژیکی انتظار می‌رود. بالا بودن درصد AOM شفاف در اکثر نمونه‌ها حاکی از غالب بودن شرایط احیایی و محتوای اکسیژن پایین می‌باشد. منحنی تغییرات رخساره آلی بر اساس مقادیر OI/HI حاصل از داده‌های پیرولیز راک اول (Rock-Eval pyrolysis) نیز نشان دهنده محدود بودن C و B بوده که این مطلب را تأیید می‌کند. توزیع داده‌ها بر روی دیاگرام‌های تاپسون و ون کرولن نیز نشان دهنده این است که، محتوای کروژن عمدتاً از نوع II، III/II بوده و اکثراً حاصل از مواد آلی جلبکی می‌باشند. توان تولید در نمونه‌های با درصد کروژن II بالا (پالینوفاسیس I) در حد خیلی خوب و در نمونه‌های با مقادیر متفاوت کروژن II، III (پالینوفاسیس II) از حد مناسب تا خوب متغیر است. شاخص حرارتی (Tmax) نشان دهنده ورود به مرحله بلوغ در نمونه‌های مستعد تولید نفت و گاز می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: پالینوفاسیس، سنگ منشاء، پیرولیز راک اول، پتانسیل هیدروکربورزایی

## مقدمه

حل مفیدی در تعیین محیط رسوبی محسوب می‌شود بلکه برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی افق مورد نظر نیز مفید می‌باشد (Batten 1996, Tyson 1993). استفاده از پیرولیز راک اول نیز می‌تواند در تشخیص پتانسیل هیدروکربورزایی در قسمت‌های مختلف میدان و خصوصیات سنگ منشاء، تعیین‌کننده باشد (Espitalie et al., 1984). چگونگی انطباق اطلاعات پالینوفاسیس بر اطلاعات حاصل از پیرولیز راک اول یکی از مهمترین اهداف این مطالعه می‌باشد.

## مواد و روش مطالعه

## آماده‌سازی پالینولوژیکی

برای تهیه اسلایدهای پالینولوژیکی روش تقریباً استاندارد تراورس (Traverse 1988) به کار گرفته شد. تقریباً مقدار ۱۰۰ گرم از هر نمونه پس از شستشو و خرد شدن به مدت ۲۴ ساعت در اسید کلریدریک ۲۰٪ سرد جهت از بین بردن بخش کربناته و پس از خنثی‌سازی به مدت ۲۴ ساعت در اسید فلوریدریک ۵۰٪ قرار داده شد تا ذرات سیلیسی نمونه‌ها نیز حل شوند. پس از خنثی کردن HF و جوشاندن

سازند کژدمی با ترکیب غالب شیل تیره و میان لایه‌هایی از مارن و آهک، یکی از واحدهای سنگ چینه‌ای کرتاسه و عضوی از گروه بنگستان است. این سازند همچنین به عنوان مهمترین سنگ منشاء مخازن نفت و گاز آسماری در اکثر میادین نفتی مطرح است (مطیعی ۱۳۸۲، Bordenave 2002). برای مطالعه این سازند، یک برش سطح الارضی در مجاورت چاه شماره یک بنگستان واقع در تقادیس بنگستان و در فاصله ۵۰ کیلومتری شمال غرب بهبهان مورد مطالعه قرار گرفت (شکل ۱). ارتفاع قاعده برش ۱۴۰۰ متر از سطح تراز دریای آزاد بوده و مختصات جغرافیایی آن "۳۱°۰۱'۵۵" N و "۵۰°۰۷'۵۷" E می‌باشد. این برش دارای ۲۷۰ متر ضخامت بوده و نسبت به برش نمونه، پوشش گیاهی، واریزه، هوازدگی و فرسایش کمتری دارد.

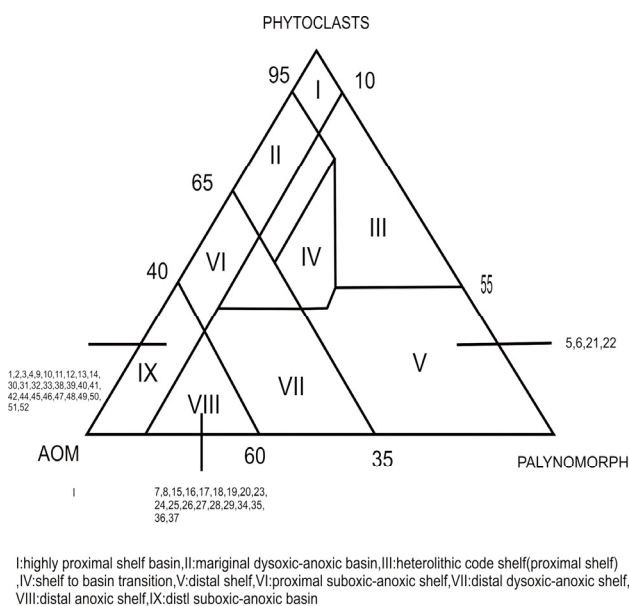
در این مطالعه استفاده از پارامترهای پالینولوژیکی و آنالیزهای ژئوشیمیایی راک اول به منظور ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی، شرایط محیط رسوبی و چگونگی انطباق نوع هیدروکربور احتمالی مورد توجه قرار گرفته است. شناسایی و تفکیک پالینوفاسیس‌ها نه تنها راه

می‌گردد.

### پالینوفاسیس

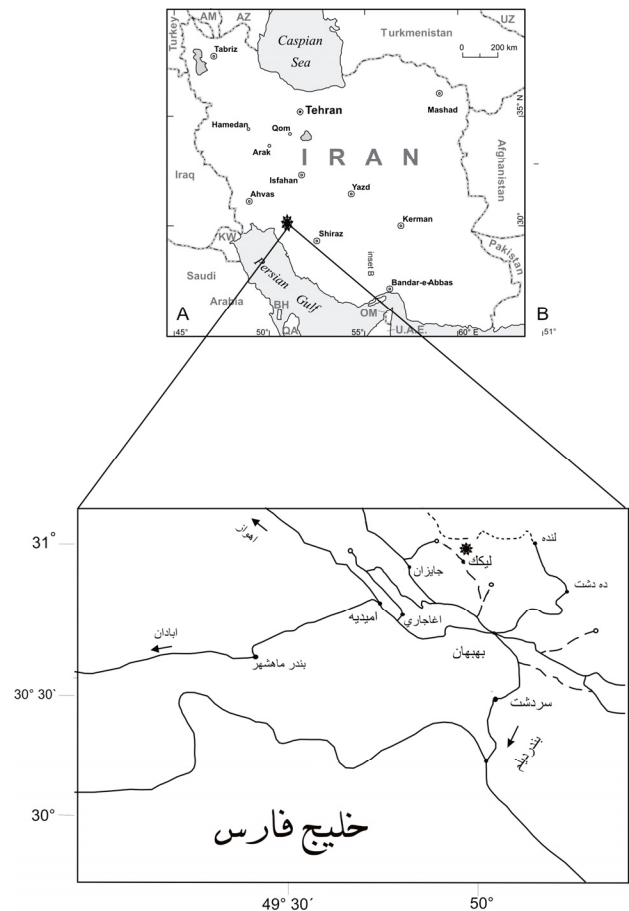
مشخص‌ترین ماده آلی در سنگهای رسوبی کروژن است. سه گروه عناصر اصلی قابل شناسایی که تشکیل دهنده تجمعات کروژن هستند عبارتند از پالینومرفها، فیتوکلاستها و مواد آلی بی‌شکل (Tyson 1989). با شناسایی این سه گروه در اسلایدهای پالینولوژیکی و تخمین مقدار هر یک و استفاده از طبقه‌بندی‌های استاندارد می‌توان پالینوفاسیس نمونه‌ها را تعیین و تفکیک کرد. شناسایی و تفکیک پالینوفاسیس‌ها نه تنها در تعیین محیط رسوبی مورد استفاده قرار می‌گیرد بلکه برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی افق مورد مطالعه نیز مفید واقع می‌شود. تغییر در نوع پالینوفاسیس و ترکیب گروههای پالینومرفی اطلاعات مفیدی را در مورد محیط رسوبی و فاکتورهایی از قبیل عمق آب، نوسانات سطح آب دریا، اکسیژن، تغییرات درجه حرارت و تغییرات ورودی از خشکی ارائه می‌دهد (Batten & Stead 2005, Batten 1996). مطالعات پالینوفاسیس برای تخمین پتانسیل سنگ منشاء و تخمین شرایط دیرینه نیز به کار گرفته شده‌است (Al-Ameri & Batten 2001).

در این مطالعه مقادیر نسبی و نوع پالینومرفهای دریایی (Dinoflagellate Cysts, Acritarchs, Foraminiferal test linings) و عناصر خشکی (phytoclads, spores, pollen grains) و مواد آلی بی‌شکل (AOM) در هر نمونه تعیین شد. این مقادیر به منظور تفکیک پالینوفاسیس‌ها، تفسیر محیط و تعیین نوع کروژن با استفاده از دیاگرام سه‌گانه و جداول (Tyson 1989, Tyson 1993) بررسی و تجزیه و تحلیل شدند (شکل ۲).



شکل ۲: نمودار سه‌گانه تائیسون (Tyson 1993) و رخساره‌های مشخص شده برای هر نمونه.

نمونه‌ها در اسیدکلریدریک ۱۰٪ و عبور از الکهای ۲۰۰ میکرون، نمونه‌ها با استفاده از محلول کلرید روی ( $ZnCl_2$ ) با وزن مخصوص ۱/۹ تا ۲ سانتی‌فیوژ شده و پالینومرفها از عناصر سنگین و سایر مواد جدا گردید. از هر نمونه تعداد پنج اسلاید پالینولوژیکی ساخته شد و با مطالعه آنها زیر میکروسکوپ نوری با بزرگنمایی ۱۰ تا ۱۰۰ ضمن شناسایی پالینومرفها، بررسی پالینوفاسیس‌ها و خصوصیات عناصر پالینولوژی در هر اسلاید مورد توجه قرار گرفت.

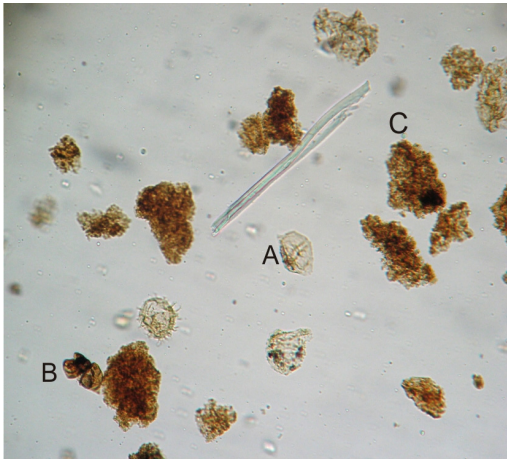


شکل ۱: نمایش موقعیت و راه‌های دسترسی به برش مورد مطالعه.

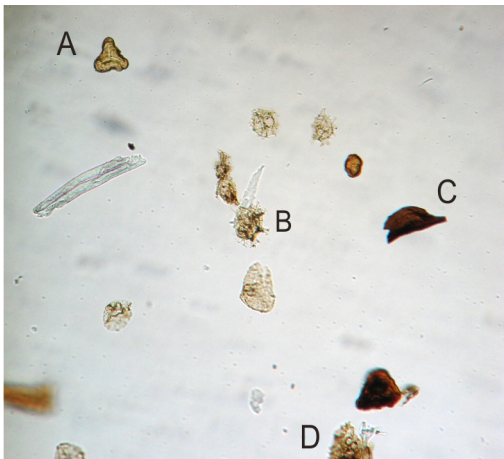
### روش ژئوشیمیایی

پس از تعیین و تفکیک پالینوفاسیس‌های برش مورد مطالعه، هشت نمونه انتخاب و مورد پیرولیز راک اول (Rock-Eval Pyrolysis) قرار گرفت، که روشی حرارتی است و برای تشخیص نوع و درجه بلوغ مواد آلی و همچنین مشخص کردن پتانسیل تولید هیدروکربور مورد استفاده قرار می‌گیرد (Behar et al., 2001). در این روش پس از شستشوی نمونه‌ها بخشهای کوچکی از آنها (تقریباً ۱۰۰ میلی گرم) کاملاً پودر شده و پس از همگن نمودن در کپسولهای کوچکی قرار داده شده و تحت پیرولیز قرار می‌گیرند (اشکان ۱۳۸۵). خصوصیات ژئوشیمیایی مواد آلی، استخراج و به صورت نمودارهایی ترسیم

بسیار معدودی از نمونه‌ها (فقط چهار نمونه) در این فاسیس قرار می‌گیرند. کروژن مربوطه از نوع III, IV (III>IV) با قابلیت تولید کمی نفت/گاز است.



شکل ۴: پالینوفاسیس نوع II (PF-2) A: داینوفلاژله B: خرده گیاهی C: ماده آلی بی شکل (AOM)



شکل ۵: پالینوفاسیس نوع III (PF-3)، A: اسپور، B: داینوفلاژله، C: خرده چوب، D: ماده آلی بی شکل (AOM).

### ژئوشیمی

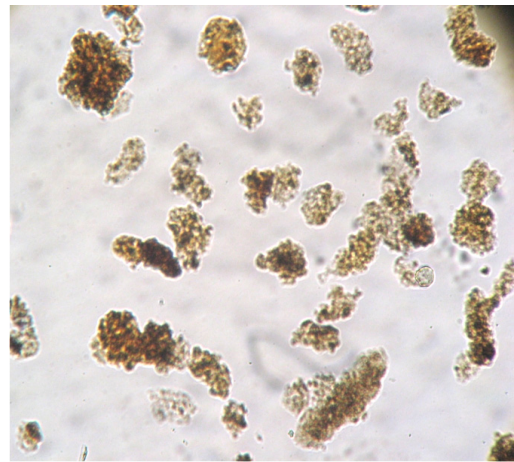
تعداد هشت نمونه به عنوان نمایندگان پالینوفاسیس‌های شناسایی شده، توسط دستگاه پیرولیز راک- اول ۲ در پژوهشگاه صنعت نفت شرکت ملی نفت ایران آنالیز و مقادیر پارامترهای ژئوشیمیایی از قبیل S<sub>3</sub>, S<sub>2</sub>, Tmax, S<sub>1</sub>, HI, OI, PI و TOC اندازه‌گیری شد. این نمونه‌ها شامل شماره‌های ۴، ۳۱، ۴۷ از پالینوفاسیس I و نمونه‌های ۷، ۲۰، ۳۶ از پالینوفاسیس نوع II و نمونه‌های ۵ و ۲۱ از پالینوفاسیس نوع III بودند (شکل ۶).

پارامترهای مهم محاسبه شده توسط این دستگاه که در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته (جدول ۱) به شرح ذیل هستند:

پالینوفاسیس‌های شناسایی شده در این مطالعه عبارتند از:

### پالینوفاسیس I (PF-1)

در این پالینوفاسیس میزان مواد ارگانیکی بی‌شکل (AOM) روشن و شفاف فراوان بوده (۹۰-۱۰۰ درصد)، پالینومرفها و فیتوکلاستها وجود نداشته یا اندک هستند. (پالینومرف ۰-۲ درصد و فیتوکلاست ۲-۶ درصد)، (شکل ۳). دیاگرام سه‌گانه تایسون، فاسیس IX و حوضه دور از ساحل احيایی تا نیمه اکسیژن‌دار (distal suboxic-anoxic basin) را برای این واحد پیشنهاد می‌کند. کروژن احتمالی از نوع I, II (II≥I) با قابلیت بالای تولید نفت می‌باشد (Tyson 1989).



شکل ۳: پالینوفاسیس نوع I (PF-1) حاوی ۹۰-۱۰۰ درصد AOM.

### پالینوفاسیس II (PF-2)

مقدار AOM نسبت به پالینوفاسیس قبلی کاهش نشان می‌دهد (۶۵-۴۵ درصد)، پالینومرفهای دریایی به صورت متغییر از ۲-۱۸ درصد در اسلایدها دیده می‌شوند. فیتوکلاستها در حد معمول (۱۵-۳۰ درصد) وجود داشته و غالباً شامل انواع تیره می‌باشند (شکل ۴). این پالینوفاسیس را می‌توان معادل نوع VIII در دیاگرام سه‌گانه تایسون دانست که شرایط شلف احيایی دور از ساحل (distal anoxic shelf) در آن حاکم بوده است. کروژن می‌تواند از نوع I, II (II>I) باشد که مستعد تولید نفت است.

### پالینوفاسیس III (PF-3)

آنچه در این پالینوفاسیس حائز اهمیت است درصد نسبتاً بالای پالینومرفهای دریایی نسبت به دیگر واحدها می‌باشد که ۳۰-۵۰ درصد کل ذرات را تشکیل می‌دهند. مقدار فیتوکلاستها در حدود ۲۵-۳۵ درصد بوده و اسپور دیده می‌شود. در این پالینوفاسیس، مقدار AOM کاهش قابل توجهی داشته و به ۱۰-۲۰ درصد می‌رسد (شکل ۵).

این پالینوفاسیس قابل مقایسه با نوع V تایسون بوده و منعکس‌کننده شرایط شلف دور از ساحل (distal shelf) می‌باشد. تعداد

S3: مقدار دی اکسید کربن تولید شده در حین پیرولیز در محدوده ۳۰۰ تا ۳۹۰ درجه که مربوط به مواد آلی موجود در نمونه است و بر حسب میلی گرم CO<sub>2</sub> در هر گرم سنگ نمایش داده می شود.  
Tmax: دمایی است که در آن حداکثر خروج هیدروکربن از کروژن (بیشینه پیک S2) وجود دارد و شاخص عالی از میزان بلوغ حرارتی نمونه سنگ منشاء می باشد.

TOC: میزان کل کربن آلی (کربن باقی مانده / کربن پیرولیز شده) اندیس هیدروژن (HI): مشخص کننده پتانسیل نفتی نمونه سنگ مادر است و عبارت است از نسبت (S2/TOC).

اندیس اکسیژن (OI): مشخص کننده مقدار اکسیژن موجود در کروژن است و می توان درجه اکسید شدن مواد آلی موجود در سنگ منشا را ارزیابی کرد و عبارت است از نسبت (S3/TOC).

اندیس تولید یا شاخص پتانسیل هیدروکربورزایی (PI): این ضریب مشخص کننده درجه پختگی مواد آلی موجود در سنگهای منشا است که با افزایش آن مقدار ضریب تولید افزایش می یابد و حاصل S1/(S1+S2) می باشد.

### بررسی فاکتورهای پالینولوژیکی

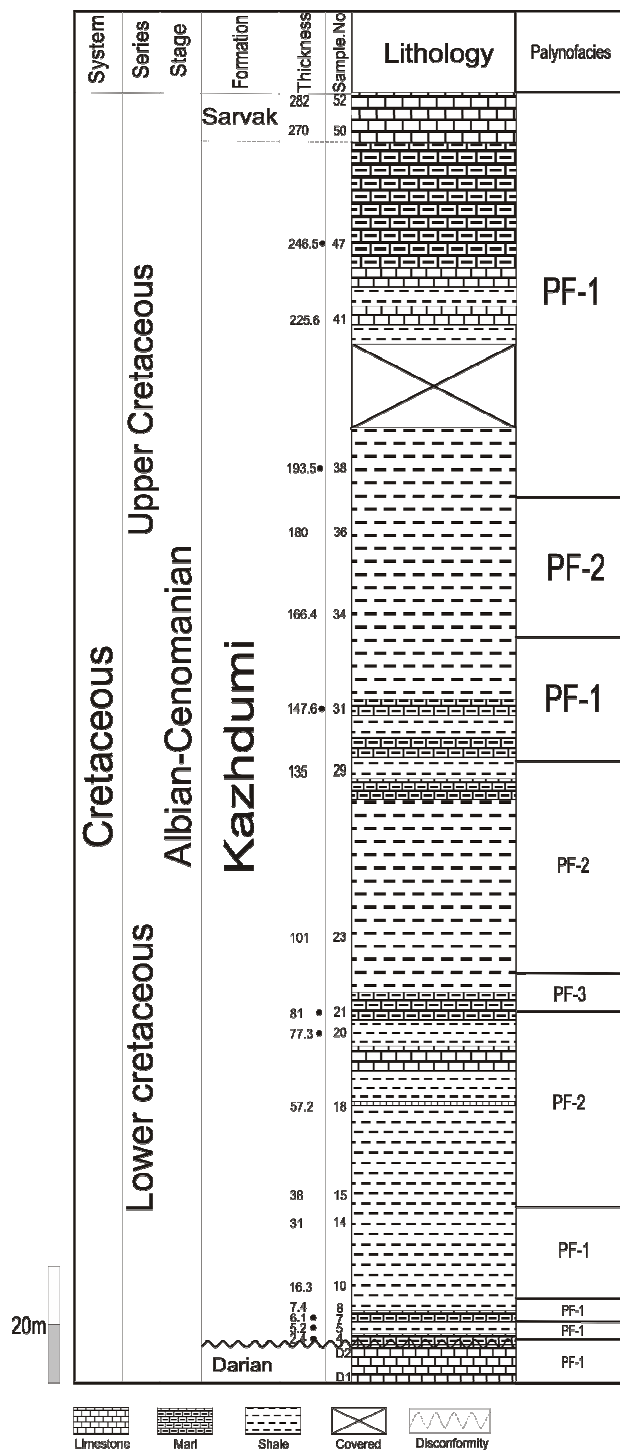
تمام مواد موجود در اسلایدهای پالینولوژیکی که برای تعیین پالینوفاسیس و تفسیر محیطی مورد استفاده قرار می گیرند را می توان در سه گروه، مواد بی شکل (AOM)، پالینومرفهای دریایی (MP) و فیتوکلاستها (Phy) جای داد.

AOM: مواد ارگانیکی بی شکل را شامل شده که به دو صورت تیره و شفاف دیده می شود. این مواد هر چند ساختار مشخصی ندارند ولی در تفاسیر اکولوژیکی و تعیین نوع کروژن به عنوان مهمترین عناصر شناخته می شوند. مقدار AOM مستقیماً وابسته به تغییرات سطح آب دریاست و رسوبگذاری مناسب همراه با میزان اکسیژن پایین در شرایط احیایی تا نیمه احیایی anoxic-dysoxic باعث حفاظت بهتر این مواد ارگانیکی می شود.

پالینومرفهای دریایی (MP): شامل داینوفلاژلهها، اکریتارک، آستر داخلی پوسته فرامینیفر و ... می شود که در برش مورد مطالعه شامل داینوفلاژلهها و آستر داخلی فرامینیفرها و تعداد کمی اکریتارک است. فراوانی، تنوع و شکل این ارگانیسرها نشان دهنده شرایط اکولوژیکی و محیطی است.

فیتوکلاستها (phy): شامل تمامی ذراتی است که از محیط خشکی وارد حوضه می شوند. این گروه خردههای برگ، ریشه، کوتیکول و اسپور و پولنها را در بر می گیرد.

مفهوم پالینوفاسیس به طرز موفقیت آمیزی در مطالعات رسوبات و سنگهای رسوبی با سنهای مختلف به کار برده شده است (Batten 1996, Tyson 1995).



شکل ۶: نمایش پالینوفاسیسها و نمونههای انتخابی برای پیرولیز (با علامت °) در طول ستون چینه شناسی.

S1: مقدار هیدروکربور آزاد در نمونه بر حسب میلی گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ (mg HC / g Rock) که در حرارت کمتر از ۳۰۰ درجه سانتی گراد خارج می گردد.

S2: ظرفیت باقیمانده و یا مقدار هیدروکربن تولید شده از شکست حرارتی کروژن که به صورت واحد میلی گرم هیدروکربن در هر گرم سنگ نمایش داده می شود.

جدول ۱: مقادیر پارامترهای حاصل از پیرولیز راک - اول.

SAMPLE	S1	S2	S3	S1+S2	S2/S3	Tmax	HI	OI	PI	TOC
K 04	1.3	39.65	1.2	40.95	33.04167	427	574	17	0.03	6.91
K 05	0.13	1.86	1	1.99	1.86	426	179	96	0.07	1.04
K 07	0.16	3.06	1.03	3.22	2.970874	435	234	79	0.05	1.31
K 20	0.13	4.12	1.45	4.25	2.841379	435	228	80	0.03	1.81
K 21	0.08	1.5	1.24	1.58	1.209677	441	152	125	0.05	0.99
K 31	0.94	29.73	1.2	30.67	24.775	426	542	22	0.03	5.49
K 36	0.08	7.35	1.93	7.43	3.80829	431	249	65	0.01	2.95
K 47	0.45	22.65	0.78	23.1	29.03846	424	546	19	0.02	4.15

بیشتری باشند توانایی تولید نفت بیشتری نیز دارند. بنابراین تعیین نوع کروژن، به منظور بررسی تغییرات ساختار شیمیایی موادارگانیکی و محصولات هیدروکربنی ضروری به نظر می‌رسد.

ماسرال‌ها در کروژن هم‌ارز مینرال در سنگها هستند (رضایی ۱۳۸۰). سه گروه اصلی ماسرال‌ها که از بقیه مهم‌ترند عبارتند از: ویتترینایت (vitrinite)، اگزینایت (exinite) و اینرتینایت (inertinite).

ویتترینایت ماسرال اصلی در بسیاری از کروژن‌هاست و مهمترین سازنده زغال‌سنگ می‌باشد و تقریباً به طور کامل از بافت چوبی گیاهان مشتق می‌شود. از آنجائیکه این ماسرال به سختی تجزیه می‌شود لذا در همه محیط‌های رسوبی دریایی و غیر دریایی دیده می‌شود. اگزینایت که بدان لیپتینایت نیز اطلاق می‌شود، عمدتاً از جلبک، اسپور و پولن، کوتیکول برگ و موم‌ها به وجود می‌آید. ماسرال اینرتینایت می‌تواند از منشاهای متنوعی به وجود آید ولی قبل از نهشته شدن شدیداً اکسیده شده است (رضایی ۱۳۸۰، Kamali 1999).

کروژن‌های نفت‌زا (oil prone) معمولاً بیش از ۶۵٪ اگزینایت و قطعات آمورف دارند. موادی که از لیپید غنی هستند در برابر تجزیه کاملاً مقاومند (Hunt 1996). درحالی‌که تشکیل دهنده‌های غنی از کربوهیدرات و پروتئین راحت‌تر تجزیه شده و کمتر حفظ می‌شوند. به طور کلی پالینومرفها و جلبک‌ها نسبت به فیتوکلاستها لیپید بیشتری داشته و به همراه ماسرال‌های غنی از لیپید، سنگ منشاهای مستعد هیدروکربور مایع و گاز را تشکیل می‌دهند (Ibrahim et al., 2000) فیتوکلاستهای تیره خاصیت شناوری و مقاومت بیشتری داشته و در طی حمل و نقل بیشتر حفظ می‌شوند، بنابراین فراوانی بیشتری را در فاسیسهای دور از ساحل (distal) نشان می‌دهند (Van der Zwan, 1990) با بررسی تغییرات مقادیر شاخص هیدروژن (HI) در مقابل شاخص اکسیژن (OI) (Hunt 1996, Tissot & Welte 1984, ) نوع II و III می‌باشد که تاییدکننده نتایج پالینوفاسیسی است (شکل ۸ و ۷).

تفاوت در نوع کروژن به میزان H/C و O/C بستگی دارد. کروژن نوع I

چگونگی توزیع عناصر پالینولوژیکی بر روی دیاگرام تاپسون در مطالعه حاضر نشان می‌دهد که بیش از ۸۰ درصد نمونه‌ها در فاسیس VIII, IX تاپسون (Tyson 1993) قرار می‌گیرند. این فاسیس‌ها نشان‌دهنده شرایط محیطی شلف دور از ساحل احیایی (distal anoxic shelf) تا حوضه‌ی دور از ساحل احیایی - نیمه احیایی (distal suboxic-anoxic basin) می‌باشد. درصد بالای AOM شفاف در اکثر نمونه‌ها حفظ‌شدگی خوب تحت شرایط احیایی را منعکس می‌کند. فراوانی AOM در نواحی با مقدار اکسیژن کم مخصوصاً نواحی که میزان تولید مواد آلی بالاست مطابقت دارد. به طور کلی AOM شامل مواد زود تجزیه شونده است و فقط در جایی که تجزیه هوازی محدود باشد گسترش دارد. (Tyson 1993).

حضور بالای AOM و پالینومرفهای دریایی با هم، محیط با اکسیژن کم و دور از خط ساحلی را تداعی می‌کند، همچنین AOM در نواحی با شرایط احیایی (anoxic) تا نیمه احیایی (dysoxic) که از طبقه‌بندی ستون آب و جریانهای بالارونده متأثر هستند، فراوان می‌باشد (Schioler et al., 2002). درصد پالینومرفهای دریایی در تجمعات کروژنی وقتی بالاست که شرایط اکسیژنی متوسط وجود داشته و حوضه دور از خشکی باشد. درصد داینوسیس‌ها به سمت محیط‌های دور از ساحل افزایش می‌یابد اما در رخساره‌های پلاژیک و همی‌پلاژیک به استثنای قسمت‌های آشفته کم می‌شوند. حفظ شدگی AOM تأثیر بیشتری (نسبت به فراوانی آن)، بر روی شاخص هیدروژن (HI) دارد و بایستی میزان حفظ شدگی AOM بیش از ۸۰ درصد باشد تا مقدار HI حدوداً به ۶۰۰ برسد (Buckley & Tyson 2003) قسمتی از شاخص هیدروژنی پایین ممکن است مربوط به بلوغ بالا و یا به دلیل محتوی بالای فیتوکلاستها باشد.

#### نوع ماده آلی (کروژن)

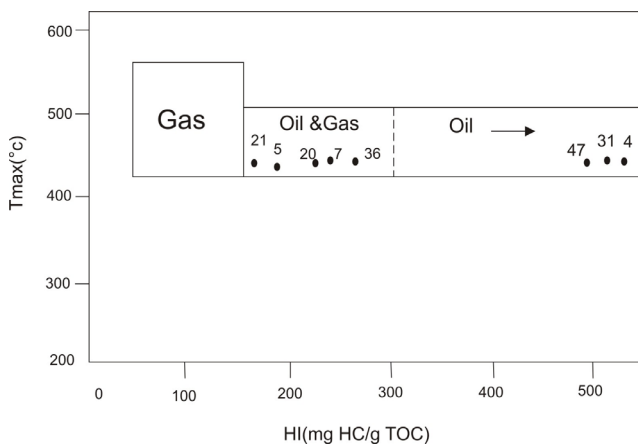
نوع مواد ارگانیکی (کروژن) فاکتور مهمی برای ارزیابی پتانسیل سنگ منشا بوده و تأثیر زیادی بر ماهیت هیدروکربور تولیدی دارد (Barker 1974, Hunt 1996). کروژن‌های متفاوت، توانایی متفاوتی در تولید هیدروکربور دارند. به عنوان مثال نمونه‌هایی که دارای کروژن I, II



پایین HI را نشان داده و لزوماً از مواد خشکی منشأ گرفته و غنی از ماسرال ویترونیات می‌باشد (Teichmuller & Durand 1983, Tissot & Welte 1984, Tyson 1995). با پلات مقادیر HI در مقابل Tmax می‌توان به توزیع مقادیر انواع کروژن‌ها در نمونه‌ها دست یافت (شکل ۸).

### نوع هیدروکربن

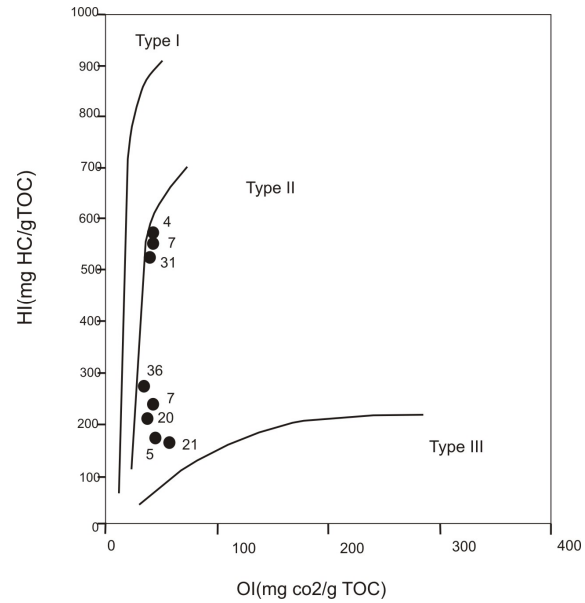
مطالعاتی که بر روی پتانسیل زایش نفت و گاز از انواع کروژن، انجام شده نشان داده است که مواد آلی مستعد تولید گاز شاخص هیدروژن کمتر از ۲۰۰، فاسیس‌های مخلوط نفت و گاز، شاخص هیدروژن بین ۲۰۰-۳۵۰ و فاسیس‌های مستعد تولید نفت شاخص هیدروژن بیشتر از ۳۵۰ تا ۱۰۰۰ دارند (Jones 1987). پترز (Peters 1986) معتقد است سنگ‌های منشأ بالغ مستعد تولید گاز، HI کمتر از ۱۵۰ داشته و شاخص هیدروژن برای مواد آلی مستعد تولید نفت-گاز بین ۱۵۰-۳۰۰ و برای مواد آلی مستعد تولید نفت بیش از ۳۰۰ می‌باشد. پلات مقادیر HI در مقابل Tmax نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه مستعد تولید نفت و نفت-گاز می‌باشند (شکل ۹).



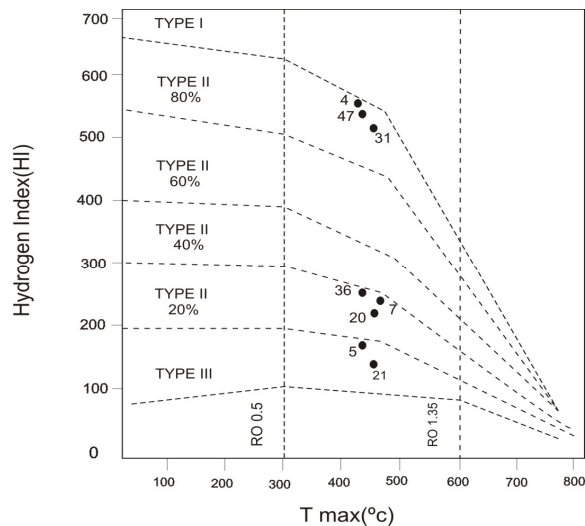
شکل ۹: نمایش تغییرات نسبت HI/Tmax برای تشخیص نوع هیدروکربن تولیدی (Peters 1986) قرارگیری نمونه‌های ۴، ۳۱، ۴۷ در محدوده oil و نمونه‌های ۵، ۷، ۲۰، ۲۱، ۳۶ در محدوده oil & gas را نشان می‌دهد.

با استفاده از نسبت S2/S3 نیز می‌توان نوع هیدروکربن تولیدی را تعیین کرد که این نتایج موید نتایج حاصله از دیاگرام HI/Tmax و نتایج پالینو لوژیکی و دیاگرام تیسون است.

با توجه به جداول ۲ نمونه‌های با مقادیر S2/S3 بیش از ۵ و HI بیش از ۳۰۰ مستعد تولید نفت و نمونه‌های با مقدار S2/S3 بین ۳-۵ و HI 150-300 مستعد تولید گاز و نفت می‌باشند. مقادیر S2/S3 در نمونه‌های ۴، ۳۱، ۴۷ از پالینوفاسیس نوع I به ترتیب ۰.۴/۰.۳۳، ۰.۷/۰.۲۴، ۰.۳/۰.۲۹ و شاخص هیدروژن در حد بالا و به ترتیب ۵۷۴، ۵۴۲، ۵۴۶ می‌باشد. این نمونه‌ها با مقادیر بالای AOM در پالینوفاسیس I قرار



شکل ۷: بررسی تغییرات HI/OI بر روی دیاگرام ون-کروئن به منظور شناسایی نوع هیدروکربور احتمالی. \* نمونه‌های مورد مطالعه.



شکل ۸: نمایش تغییرات Tmax در برابر شاخص هیدروژن به منظور شناسایی نوع ماده آلی (Peters, 1986).

یا کروژن جلبکی از اجزای جلبکی اگزینایتی غنی است و دارای مقادیر بالای HI بوده و نماینگر تولید از مواد آلی جلبکی و سیانوباکتری‌ها بوده و غالباً در محیط‌های دریاچه‌ای و دریایی احیایی تجمع می‌یابد. لیپید از اجزای اصلی این نوع کروژن می‌باشد و تمایل به تولید نفت خام غنی از هیدروکربن‌های اشباع شده دارد (Tissot et al., 1974). کروژن نوع II مقادیر متوسط HI با منشأ دریایی داشته و متشکل از فیتوپلانکتون‌ها، زئوپلانکتون‌ها و میکروارگانیزم‌هایی است که غالباً بی‌شکل بوده و در محیط دریایی احیایی مشاهده می‌شود. این کروژن تمایل به تولید نفت غنی از آروماتیک و نفتنیک دارد و گاز بیشتری نسبت به نوع I تولید می‌کند. کروژن نوع III یا ذغالی مقادیر نسبتاً

جدول ۴: تقسیم‌بندی سنگ‌های منشاء هیدروکربنی بر اساس محتوای TOC

(Peters 1986).

توان تولید هیدروکربور (درصد وزنی)	TOC در شیل (درصد وزنی)	TOC در کربنات (درصد وزنی)
ضعیف	۰-۰/۵	۰-۰/۲
مناسب	۰/۵-۱	۰/۲-۰/۵
خوب	۱-۲	۰/۵-۱
خیلی خوب	۲-۵	۱-۲
عالی	بیش از ۵	بیش از ۱

جدول ۵: پارامترهای استاندارد ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی با استفاده

از داده‌های پیرولیز راک-اول (Peters & Cassa 1994).

Petroleum Potential	Organic Matter	
	Rock-Eval Pyrolysis	
	TOC	S1 S2
Poor	0-0/5	0-0/5 0-0/25
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

5b

Stage of thermal maturity for oil	Maturation	
	Vitrinite Reflectance (RO %)	Rock-Eval Tmax (°c)
Immature	0/8-0/2	<435
Mature		
Early	0/6-0/85	435-445
Peak	0/65-0/9	445-450
Late	0/9-1/35	450-470
Post Mature	>1/35	>470

5c

Kerogen Type	HI (mg HC/g TOC)	S2/S3
I	<800	<15
II	300-600	10-15
II/III	200-300	5-10
III	50-200	1-5
IV	>50	>1

این داده‌ها از نظر پالینولوژیکی با محتوای بالای کروژن نوع II و AOM تأیید می‌شود. میزان S1+S2 نمونه‌ها نیز از ۲۳/۱ تا ۴۰/۹ متغیر می‌باشد. نمونه ۳۶ با محتوای کل کربن ارگانیکی ۲/۹۵ در حد خوب و نمونه های ۵ و ۷ و ۲۰ به ترتیب با محتوای TOC 04/1، ۱/۳۱، ۱/۸۱ و مقادیر S1+S2 22/3,99/1 و ۴/۲۵ توان هیدروکربورزایی مناسب و نمونه ۲۱ از پالینوفاسیس نوع III، با مقدار TOC، ۹۹/۰ و مقدار

داشته و با محتوای کروژن نوع II مستعد تولید نفت هستند. نمونه‌های ۲۰ و ۷ با نسبت S2/S3 در حد ۳ و نمونه ۳۶ با میزان ۳/۸ به ترتیب دارای شاخص هیدروژن ۲۲۸، ۲۳۴ و ۲۴۹ هستند. این نمونه‌های انتخابی از پالینوفاسیس نوع II با محتوای کروژن نوع II/III و محتوای پالینومرفی و فیتوکلاست در حد معمول، توانایی تولید نفت و گاز را دارند. نمونه‌های ۵ و ۲۱ از پالینوفاسیس نوع III دارای مقادیر S2/S3 86/1 و ۱/۲ و شاخص هیدروژنی ۱۷۹ و ۱۵۲ و محتوای تقریباً بالای کروژن نوع III توانایی تولید گاز و کمی نفت را دارند. مطالعه بایومارکرها در این برش، مواد آلی تشکیل دهنده هیدروکربور را از نوع جلبکی، فیتوپلانکتونهای دریایی و مخلوطی از مواد جلبکی آلی و کروژن نوع II نشان داده‌است (سپه‌وند ۱۳۸۰).

جدول ۲: تشخیص نوع هیدروکربن با استفاده از شاخص هیدروژن (HI) و

نسبت S2/S3 (Peters 1986).

S2/S3	HI	نوع هیدروکربن
۰-۳	۰-۱۵۰	گاز
۳-۵	۱۵۰-۳۰۰	گاز و نفت
بیش از ۵	بیش از ۳۰۰	نفت

توان هیدروکربورزایی

توان هیدروکربورزایی را می‌توان با استفاده از پارامترهای S1، S2 و S1+S2 و مقادیر TOC مشخص نمود (جدول ۳، ۴ و 5a,b,c). همچنین پترز (Peters 1986) و بارکر (Barker 1974) پتانسیل زایش هیدروکربور را بر مبنای چگونگی توزیع مقادیر S1+S2/TOC بر روی نمودار مشخص کردند. توان هیدروکربن زایی نمونه‌های مورد مطالعه بر این اساس در (شکل ۱۰) به نمایش در آمده است.

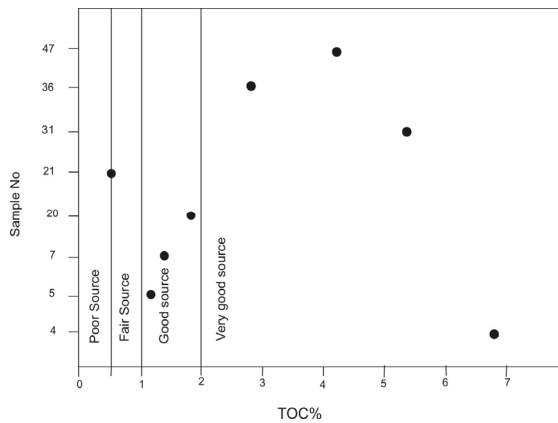
جدول ۳: ارزیابی توان هیدروکربن زایی با استفاده از پارامترهای S1، S2،

(Peters 1986) S1+S2.

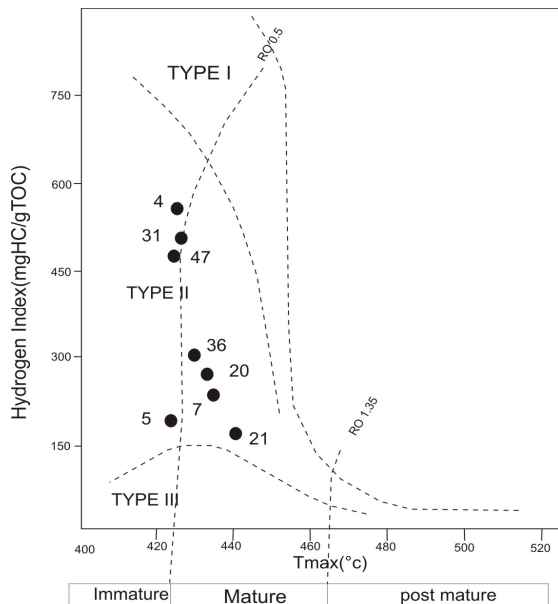
S1+S2	S2	S1	توان هیدروکربن زایی
۰-۳	۰-۲/۵	۰/۵-۰	ضعیف
۳-۶	۲/۵-۵	۰/۵-۱	مناسب
۶-۱۲	۵-۱۰	۱-۲	خوب
بیش از ۱۲	بیش از ۱۰	بیش از ۲	خیلی خوب

نمونه های ۴، ۳۱، ۴۷ از پالینوفاسیس نوع I با مقادیر بالای کل کربن آلی (شکل ۱۱)، به ترتیب ۶/۹۱، ۵/۴۹، ۴/۱۵ از لحاظ توان هیدروکربورزایی در حد بسیار خوبی قرار دارند.

نفت سنگین و نفت و گاز تولید می‌شود (Ibrahim et al., 2002).



شکل ۱۱: نمایش میزان کل کربن آلی در نمونه های مطالعه شده بر اساس (Peters 1986).

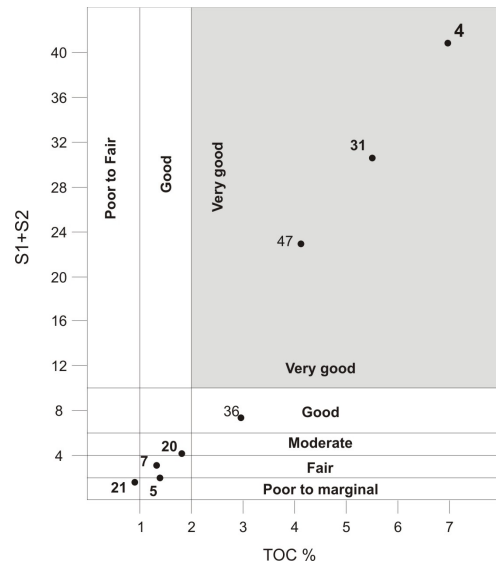


شکل ۱۲: نمایش بلوغ حرارتی نمونه‌های مطالعه شده بر اساس (Tissot & Welte 1984).

### محیط رسوبگذاری مواد آلی

با بررسی تغییرات نمودار HI/OI می‌توان محیط رسوبی مواد آلی را تعیین کرد (Jones 1987). 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 آنالیز HI/OI برای نمونه‌های مورد مطالعه (شکل ۱۳)، نشانگر یک محیط دریایی احیایی تا نسبتاً احیایی با سرعت رسوبگذاری متوسط می‌باشد. چنین شرایط و محیط رسوبی و نوع کروژنهای استنتاج شده از آنالیزهای ژئوشیمیایی، با نتایج حاصل از مطالعات پالینولوژیکی و پالینوفاسیس‌ها مطابقت دارد. شخص‌آبادی (۱۳۸۵) بر اساس مطالعه

S1+S2، ۵۸/۱ توان هیدروکربورزایی ضعیف دارند. پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف نیز با وجود کروژن نوع III تأیید می‌شود. هیدروکربور احتمالی در این نمونه غالباً گاز با مقدار کمی نفت است که در نتیجه مهاجرت سریع‌تر اتفاق افتاده و هیدروکربن در سنگ منشا گرفتار نمی‌شود.



شکل ۱۰: نمودار تغییرات S1+S2/TOC به منظور ارزیابی پتانسیل ژنتیکی نمونه‌ها (Barker 1996).

### بلوغ حرارتی

مقدار و نوع هیدروکربور تولید شده بستگی به ماهیت مواد آلی و کیفیت تاثیر حرارت بر آنها دارد، به عبارت دیگر ظرفیت مورد بحث تابعی از نوع مواد آلی و درجه حرارت موجود در محیط و مدت تاثیر این دما است. درجه حرارت حداکثر (Tmax) می‌تواند به عنوان شاخص بلوغ حرارتی ماده آلی مورد استفاده قرار گیرد. این پارامتر همراه با افزایش درجه بلوغ حرارتی کروژن افزایش می‌یابد. در طی پیرولیز، تولید نفت از کروژن نوع II بین محدوده‌ی حرارتی ۴۲۰-۴۶۰ درجه سانتی‌گراد و برای کروژن نوع III بین محدوده‌ی حرارتی ۴۷۰-۶۰۰ (محدوده حرارتی گاز تر و نفت میعانی بین ۴۷۰-۵۴۰ درجه و محدوده حرارتی گاز خشک بیش از ۵۴۰ درجه) می‌باشد (شکل ۱۲).

بر مبنای دیاگرام (Tissot & Welte 1984) نمونه‌های مطالعه شده غالباً در مرحله بلوغ و ابتدای مرحله بلوغ هستند (شکل ۱۲) که البته با حضور و افزایش مقدار کروژن نوع III درجه حرارت بیشتری برای بلوغ حرارتی سنگ منشأ لازم است. استفاده از رنگ اسپور و پولن‌ها به منظور تعیین میزان بلوغ حرارتی نیز نشان می‌دهد که این نمونه‌ها اکثراً دارای رنگ نارنجی-قهوه‌ای هستند. این رنگ نشان می‌دهد که میزان بلوغ حرارتی در ابتدای مرحله بلوغ (mature) بوده که طی آن

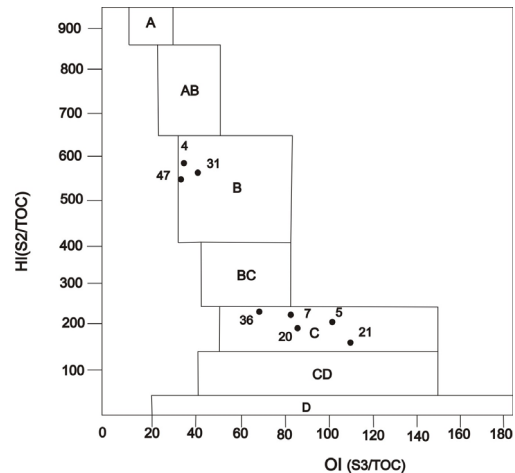


کم در محیط می باشد. حاکم بودن شرایط احیایی و کمبود اکسیژن در طی رسوبگذاری، بالا بودن محتوای مواد ارگانیکی دریایی و جلبکی به عنوان ماده اولیه شکل گیری هیدروکربن و لیتولوژی شیلی نازک لایه نشان می دهد این سازند دارای پتانسیل مناسب برای تولید هیدروکربور می باشد. نمونه های انتخاب شده که تحت آنالیز ژئوشیمیایی با استفاده از پیرولیز راک اول قرار گرفتند، نشان می دهند که مواد آلی با منشأ دریایی غالب بوده و توزیع آنها بر روی نمودار ون کرولن، نشان دهنده وجود کروژن نوع II و II/III است. پتانسیل تولید شامل نفت و نفت/گاز است که دارای مقادیر قابل قبولی بوده و در مجموع مناسب تا خیلی خوب ارزیابی می شود.

توزیع تغییرات مقادیر HI در برابر OI حدود رخساره های B, C, D را برای نمونه ها به اثبات رساند که شاخص محیط های احیایی تا نسبتاً احیایی با نرخ رسوبگذاری متوسط است و تأییدکننده نتایج پالینولوژیکی می باشد. تغییرات TOC در برابر HI بیانگر این واقعیت است که با افزایش مقدار HI مقدار کربن آلی نیز فزونی پیدا می کند و سازند کژدمی با داشتن مقادیر بالای HI و TOC شرایط احیایی و حفظ و نگهداری ماده آلی را به خوبی نشان می دهد. شاخص حرارتی ماده آلی (Tmax) نشان دهنده بالغ بودن (Early mature) نمونه هاست که توسط رنگ پالینومرفها نیز تأیید می شود.

مقایسه محیط رسوبگذاری سازند کژدمی در برش مورد مطالعه با میدان پارس جنوبی نشان می دهد که سازند کژدمی در پارس جنوبی در یک محیط کم عمق انباشته شده (Ghasemi-Nejad *et al.*, 2008) و شرایط اکسیدان حاکم بر محیط باعث تجزیه سریع مواد ارگانیکی گشته در حالی که در برش مورد مطالعه شرایط احیایی حاکم بوده و شکل گیری مناسب سنگ منشأ را امکان پذیر ساخته است. بعلاوه مواد آلی رسوبات در میدان پارس جنوبی عمدتاً از نوع قاره ای بوده و صرفاً توان تولید هیدروکربورهای گازی را دارا می باشد و خصوصیتی مشابه سازندهای بورگان و نهر عمر در کشورهای عربی همجوار را داشته و معادل آنها می باشد (Alsharhan & Narin 1997).

فرامینیفرها، محیط رسوبگذاری عمیق تا نیمه عمیق (proximal deeper marin, distal deeper marine, slope) را برای برش مورد نظر پیشنهاد می کند. سپهوند (۱۳۸۰) نیز محیط ته نشست برش تنگ ماغر را دریایی و احیایی دانسته و افزایش میزان گوگرد از قاعده سازند به سمت راس آن را دلیل بر احیایی و عمیق تر شدن حوضه می داند.



شکل ۱۳: نمایش رخساره های آلی با استفاده از تغییرات HI/OI (نمونه های ۴، ۲۱، ۲۰، ۷، ۵، ۲۱، ۳۶ در محدوده B و محدوده C قرار گرفته اند). A = محیط دریایی شدید احیایی، AB = محیط های احیایی دریایی پیشرونده، B = محیط های دریایی یا دریاچه ای نسبتاً احیایی، BC = محیط های دارای مواد آلی دریایی و قاره ای و رسوبگذاری سریع در شرایط نسبتاً اکسیدان، C = محیط های با سرعت رسوبگذاری متوسط در شرایط احیایی، CD = محیط های عمیق در مجاورت نقاط کوهزایی، D = محیط های قاره ای شدید اکسیدان (Jones 1987).

### بحث و نتیجه گیری

در این مطالعه با بررسی اسلایدهای پالینولوژیکی و خرده های آلی سه رخساره پالینولوژیکی (پالینوفاسیس) برای برش مورد نظر تعیین گردید. پالینوفاسیس های مشخص شده بر اساس دیاگرام تاپسون و نمودار رخساره آلی نمایانگر محیط های عمیق تا نیمه عمیق (distal anoxic shelf تا distal suboxic-anoxic basin) می باشد. بالا بودن میزان AOM شفاف در اکثر نمونه ها حاکی از شرایط احیایی و اکسیژن

### منابع:

- اشکان ع.م. ۱۳۸۵: اصول مطالعات ژئوشیمیایی سنگهای منشأ هیدروکربوری و نفتها با نگرش ویژه به حوضه رسوبی زاگرس. انتشارات شرکت ملی نفت ایران. رضایی م.ر. ۱۳۸۰: زمین شناسی نفت. دانشگاه تهران. انتشارات علوی. صفحات ۹۰-۵۵.
- سپهوند س. ۱۳۸۰: شناسایی بیومارکرهای سازند کژدمی به عنوان سنگ مادر احتمالی مخازن نفتی آسماری و بنگستان. پایان نامه کارشناسی ارشد. دانشگاه شهید چمران اهواز. شخص آبادی ا. ۱۳۸۵: بیواستراتیگرافی سازندهای کژدمی و سروک در زون ایذه (خوزستان). پایان نامه کارشناسی ارشد. دانشگاه تهران.
- مطیعی ه. ۱۳۸۲: زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس. سازمان زمین شناسی کشور. ۵۸۳ صفحه.
- Al-Ameri T.K., Batten D.J. 2001: Palynostratigraphy and Palynofacies indication of depositional environment and source potential for hydrocarbons: the mid cretaceous Nahr Umr and lower Madud formation, Iraq. *Cretaceous Research*. **22**: 735-745.
- Al-Sharhan A.S., Narin A., E.M. 1977: Sedimentary basins and petroleum geology of the middle east, Elsevier science, B,V.

- Amsterdam, the Netherlands. 843.
- Barker C. 1974: Pyrolysis techniques for source-rock evaluation. *The AAPG Bulletin*. **58**: 2349-2361.
- Bordenave M.L. 2002: The middle cretaceous of early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran and its prospect evaluation. AAPG Annual Meeting, Houston, Texas, 1-9.
- Batten D.J., Stead D.T. 2005: palynofacies analysis and its stratigraphic application, in: Koutsoukos, E.A.M. (eds). *Applied stratigraphy*. 203-226.
- Batten D.J. 1996: Palynofacies and petroleum potential Palynology: principles and application. *AASP foundation*. **3**: 1065-1084.
- Behar F., Beaumont V., Pentea do B. 2001: Rock-Eval 6 Technology: performances and development. *Oil & Gas Sci. Tech- Rew*. **56**: 111-134.
- Buckley I., Tyson R.V. 2003: organic facies analysis of the cretaceous lower and basal upper Colorado group, western Canada sedimentary basin- a preliminary report: in summary of investigations 2003, Saskatchewan Geological Survey.
- Espitalie J., Madec M., Tissot B., Menning J.J., Leplate P. 1977: Source rock characterization on method for petroleum exploration, proceeding of the 9th annual offshore technology conference. Houston. 439-444.
- Espitalie J. Marqis F., Sagel L. 1984: Geochemical logging in: Voorhees, K, J. (ed), Analytical pyrolysis. Butterworths. Boston. 23-46.
- Ghasemi-Nejad E., Head M., Naderi M. 2008: Palynology and petroleum potential of the Kazhdumi Formation (Cretaceous: Albian-Cenomanian) in the South pars field, Northern Persian Gulf. *Marin and petroleum Geology*. 1-12.
- Hunt J.M. 1996: Petroleum geochemistry and geology (2<sup>nd</sup> ed) pp: 291, 370, 380-388.
- Ibrahim M.I.A., Hind H.A., Al-Hitmi. 2000: Albian-Cenomanian palynology, Palaeoecology and organic Thermal maturity of well DK-B in the Dukhan oil Field of Western Qatar. *Geo Arabia*. **5**: 483-508.
- Jones R.W. 1987: Organic Facies, in Brook J. Welte D. eds. Advances in petroleum geochemistry. Academic Press. New York. 1-90.
- Kamali M.R. 1999: Application of geochemistry in oil exploration. RIPI publication. 144pp.
- Peters K.E. 1986: Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*. **70**: 318-329.
- 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*. **60**: 93-120.
- Schioler P., Crampton J.S., Laird M.G. 2002: Palynofacies and sea-level change in the middle Coniacian-late Campanian (late Cretaceous) of the East Coast Basin, New Zealand. *Palaeo III*. **188**: 101-125.
- Teichmuller M., Durand B. 1983: Fluorescence in microscopical rank studies on liptinite and vitrinite in peat and coal and comparison with the result of rock-eval pyrolysis. *International journal of coal Geology*. **2**: 197-230.
- Tissot B.P., Durand B., Espitalie J., Combaz A. 1974: Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. *AAPG Bulletin*. **58**: 499-506.
- Tissot B.P., Welte D.H. 1984: Petroleum formation and occurrence (2nd ed). *Berlin Springer-Verlag*. **223**: 509-523.
- Traverse A. 1988: Palaeopalynology. Academic Division of unwhyman Ltd London. Uk. 600 pp.
- Tyson R.V. 1989: Late Jurassic palynofacies trend, piper and kimmerdgian clay Formation, UK onshore and Northern Sea, in Batten D. J&Keen M. C(eds) Northwest European. *Micropaleontology and Palynology*. **135**-172.
- Tyson R.V. 1993: Palynofacies analysis; In: Jenkins, D.J. (Editor), Applied Micropalaeontology. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht. 269pp.
- Tyson R.V. 1995: Sedimentary organic matter, organic facies and palynofacies. Chapman and Hall, London. 616 pp.
- Van der Zwan G.J. 1990: Palynostratigraphy and Palynofacies Reconstruction of the Upper Jurassic to Lowermost Cretaceous of the Drugen field. Offshore mid Norway. *Rew of palaeobotany and palynology*. **62**: 157-186.