

# ارزیابی سنگ‌های منشأ کژدمی و گدوان در چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰

پژوهش‌نفت

سال بیست و یکم  
شماره ۶۵  
صفحه ۸۱-۷۱، ۱۳۹۰

ارسلان زینلزاده

پژوهشگاه صنعت نفت

Zeinalzadeha@ripi.ir

## چکیده

میدان بی‌بی حکیمه، یکی از بزرگ‌ترین میدان‌های نفتی فروافتادگی دزفول است. در این مطالعه، سنگ‌های منشأ کژدمی، گدوان و زبانه سازند کژدمی در سازند داریان در چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰ مورد بررسی قرار گرفت. برای این کار از روش‌های مطالعه لاگ گاما، پیرولیز راکا اول و مدل‌سازی حرارتی استفاده شده است. در این بررسی، زون‌های احتمالی سنگ منشأ، با مطالعه لاگ گاما تفکیک و با استفاده از پیرولیز راکا اول و مدل‌سازی حرارتی، از لحاظ کمی و کیفی مطالعه شده است. نتایج این تحقیق نشان می‌دهد استفاده از داده‌های لاگ گاما، روش مناسبی جهت تفکیک زون‌های سنگ منشأ در چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰ است. نمودارهای تاریخچه پختگی، اندیس هیدروژن، نسبت تغییر و هیدروکربن باقیمانده در این مطالعه بدست آمده است. نتیجه حاصل از بررسی‌ها مؤید این مطلب است که سنگ‌های منشأ کژدمی، زبانه کژدمی در سازند داریان و سازند گدوان، در ابتدای فرایند نفت‌زایی قرار دارند. هیدروکربن‌زایی از مواد آلی این سنگ‌های منشأ شروع شده اما خروج هیدروکربن از این سنگ‌ها هنوز رخ نداده است.

واژه‌های کلیدی: میدان بی‌بی حکیمه، چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰، سنگ منشأ، سازند کژدمی، سازند گدوان

## مقدمه

میدان بی‌بی حکیمه در فروافتادگی دزفول واقع شده است (شکل ۱). فروافتادگی دزفول دربرگیرنده حدود ۸٪ منابع نفت جهان در منطقه‌ای با وسعت جغرافیایی کم ( $60000 \text{ Km}^2$ ) است. در این منطقه، ۷۵٪ نفت، عمدتاً در سازند آسماری و ۲۳٪ در سازندهای ایلام و سروک ذخیره شده است [۱]. هفت میدان مارون، اهواز، گچساران، منصور، رگ سفید، بی‌بی حکیمه و پارسی در ناحیه‌ای به وسعت  $12000 \text{ Km}^2$ ، ۷۲٪ نفت در جای فروافتادگی دزفول را در خود جای داده‌اند [۱]. میدان بی‌بی حکیمه در سال ۱۳۴۰ کشف شده و سازندهای مخزنی آن متعلق به آسماری و سازند سروک از گروه بنگستان است و این دو مخزن با هم ارتباط فشاری دارند. مخزن آسماری دارای کلاهدک گازی بزرگی است. مقدار نهایی نفت و گاز قابل استحصال این میدان به ترتیب برابر ۲/۵ بیلیون بشکه و ۸ تریلیون فوت مکعب برآورد شده است [۲].

## زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

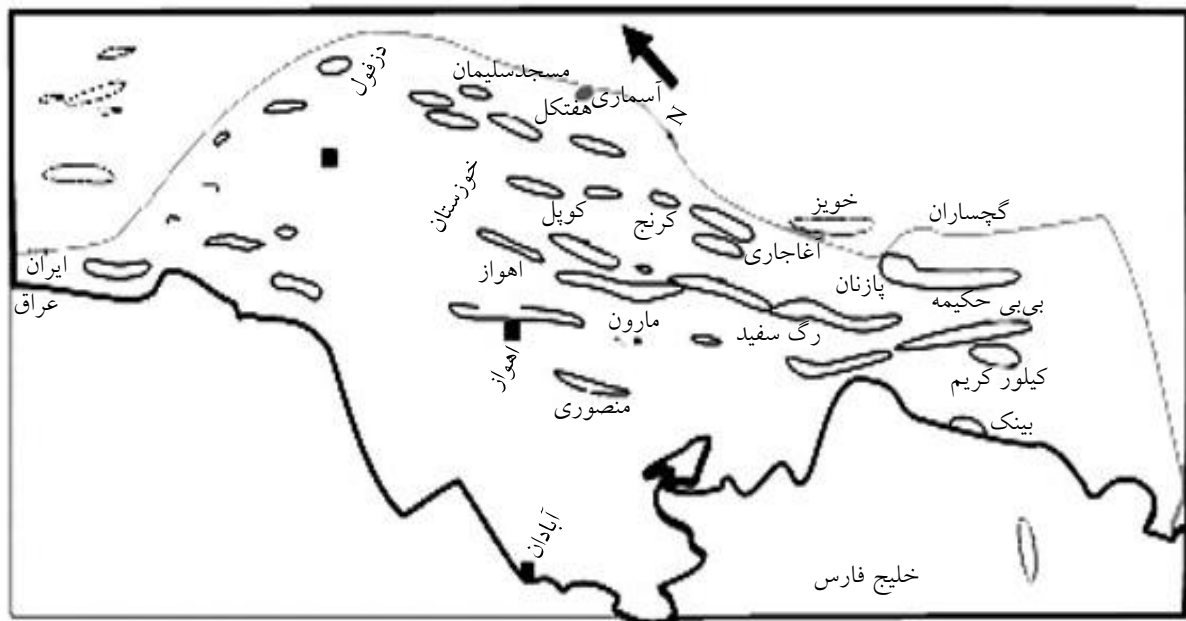
فروافتادگی دزفول، بخشی از زاگرس چین‌خورده است که عمده میدان‌های نفتی زاگرس از جمله میدان بی‌بی‌حکیمه در آن واقع شده است. زاگرس چین‌خورده، در برگرنده حدود ۷ تا ۱۲ کیلومتر توالی رسوبی نئوپروتروزوئیک-فانروزوئیک است که روی پی‌سنگ پرکامبرین نهشته شده است [۷]. سیستم‌های نفتی فروافتادگی دزفول، در سازندهای دوران‌های مزوزوئیک و سنوزوئیک تشکیل گردیده است. تاقدیس بی‌بی‌حکیمه در شمال تاقدیس‌های کیلورکریم در جنوب تاقدیس گچساران واقع شده و در امتداد تاقدیس رگ سفید است (شکل ۱).

در این پژوهش، زون دارای ویژگی‌های سنگ منشأ در سازندهای کژدمی، داریان و گدوان بررسی شده است. برش نمونه سازند شیلی کژدمی، در تنگ گرگدان در یال جنوب غربی کوه میش در نزدیکی شهر گچساران واقع شده است [۸]. در چاه بی‌بی‌حکیمه ۱۲۰، سازند کژدمی متشکل از شیل‌های تیره رنگ است. اگر این سازند به دو قسمت تقسیم شود، در میانه قسمت پایینی، لایه‌های آهکی دیده می‌شود. همچنین این سازند در مرز سازند سروک از آهک تشکیل شده است.

سنگ منشأ از عناصر اصلی تشکیل دهنده یک سیستم نفتی است. شناخت سنگ منشأ و فرایندهای مرتبط با آن، از مراحل اصلی شناخت سیستم نفتی یک منطقه است. شناخت سیستم نفتی، بستر مناسبی برای دیگر مطالعات اکتشافی و تولیدی در یک میدان نفتی است.

سنگ منشأ عمده در فروافتادگی دزفول، سازند کژدمی می‌باشد و سیستم نفتی کرتاسه میانی تا میوسن ابتدایی را تشکیل داده است [۳]. این مطالعه نشان می‌دهد خروج هیدروکربن از سازند کژدمی، در همه جای فروافتادگی دزفول رخ نداده است. ویژگی‌های سنگ منشأ کژدمی تا حد زیادی، پراکندگی میدان‌های فروافتادگی دزفول را کنترل کرده است. مقدار هیدروکربن ذخیره شده و ترکیب آن در میدان‌های منطقه، تحت تأثیر میزان ماده آلی و پختگی در سازند کژدمی است [۴]. سنگ منشأ گدوان در گودی‌هایی که گسترش زیادی نداشته، نهشته شده است [۵].

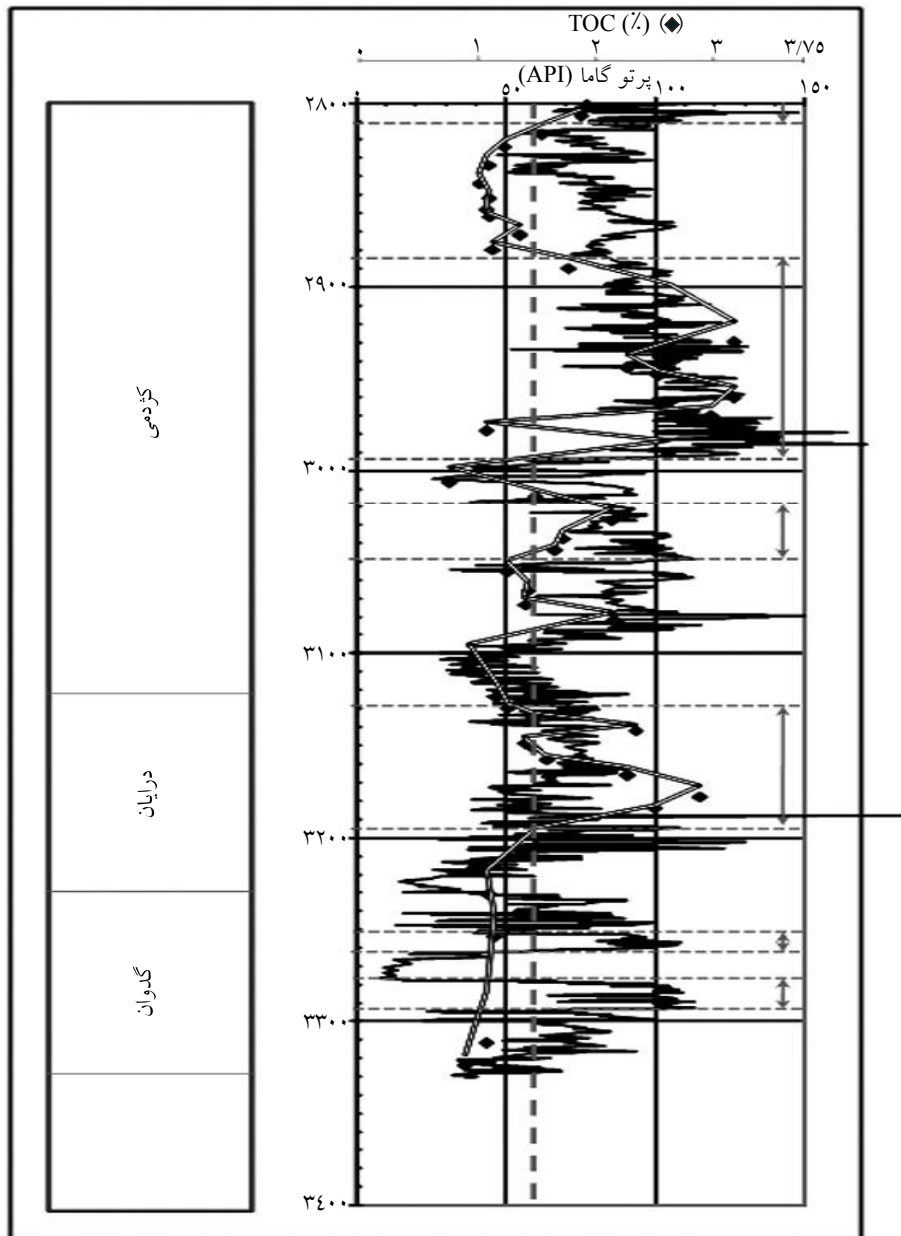
این پژوهش با هدف بررسی سنگ‌های منشأ کژدمی، گدوان و زبانه سازند کژدمی در سازند داریان در چاه بی‌بی‌حکیمه ۱۲۰ انجام شده است. این گونه بررسی‌ها در سال‌های اخیر در بسیاری از مطالعات زاگرس [۱، ۴ و ۶] مورد استفاده قرار گرفته است.



شکل ۱- موقعیت فروافتادگی دزفول و میدان بی‌بی‌حکیمه و میدان‌های اطراف [۱۰]

زبانۀ کژدمی در سازند داریان شناخته شده است. برش نمونه سازند گدوان در انتهای شرقی کوه گدوان و در ۳۹ کیلومتری شمال شرقی شیراز واقع شده است [۸]. در چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰، سازند گدوان شامل تناوبی از شیل و آهک است. در میانۀ سازند گدوان، بخش آهکی خلیج قرار دارد که با دارا بودن رادیواکتیویته طبیعی کم، بر روی نمودار گاما به خوبی قابل تشخیص است (شکل ۲). شیل‌های آهکی که در پایین و بالای این بخش قرار دارد، به نام‌های گدوان پایینی و گدوان بالایی شناخته می‌شود.

برش نمونه سازند داریان در کوه گدوان و در شمال روستای داریان قرار دارد [۸]. این سازند از آهک توده‌ای و صخره‌ساز تشکیل شده است. سازند داریان به سمت قسمت عمیق حوضه در حوالی گچساران نازک شده و با تغییر رخساره به شیل‌های سازند کژدمی تبدیل می‌شود. در بعضی مناطق، لایه‌های شیلی سازند کژدمی در بین لایه‌های آهکی سازند داریان مشاهده می‌گردد که به نام زبانۀ کژدمی شناخته می‌شود [۸]. در چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰، سازند داریان از آهک‌های آرژیلی همراه با لایه‌های شیلی بیتومینه در میانۀ سازند تشکیل شده که لایه‌های شیلی به عنوان



شکل ۲- نمودار گامای سازندهای کژدمی، داریان و گدوان در چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰ همراه با داده‌های مقدار ماده آلی بدست آمده از پیرولیز راک اول و زون‌های احتمالی سنگ منشأ

می‌شود. فراوانی هیدروکربن آزاد، توسط آشکارساز<sup>۴</sup> FID اندازه‌گیری و به‌عنوان پیک S<sub>1</sub> شناخته می‌شود. سپس دمای کوره با سرعت ۲۵ °C/min از ۳۰۰ °C تا ۵۵۰ °C یا ۶۰۰ افزایش می‌یابد. هیدروکربن پیرولیز در این مرحله تولید می‌شود که به عنوان پیک S<sub>2</sub> اندازه‌گیری می‌شود. دمایی که در آن حداکثر زایش پیرولیست رخ می‌دهد، به عنوان دمای حداکثر<sup>۵</sup> شناخته می‌شود [۱۱-۱۴].

در این مطالعه، ۲۸ نمونه از سازند کژدمی، ۱۳ نمونه زبانه کژدمی داریان و ۴ نمونه از سازند گدوان در پژوهشگاه صنعت نفت (با استفاده از دستگاه راک اول II و III) مورد پیرولیز راک اول قرار گرفته است. داده‌های مقدار ماده آلی کل این نمونه‌ها در شکل ۲ در مقایسه با پرتوی گامای سازندها نشان داده شده است.

ظرفیت هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ، به مقادیر اولیه ماده آلی کل و اندیس هیدروژن اولیه مواد آلی قبل از پختگی بستگی دارد. با شروع نفت‌زایی، از توان هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ کاسته می‌شود. بنابراین برای ارزیابی فرایند نفت‌زایی و محاسبه حجم نفت‌زایی از سنگ‌های منشأ، باید مقدار اولیه ماده آلی کل و اندیس هیدروژن اولیه سنگ منشأ در وضعیت قبل از پختگی محاسبه گردد. مقادیر اندیس هیدروژن اولیه معمولاً از نوع کروژن حدس زده می‌شود. در حالی که محاسبه مقدار اولیه ماده آلی کل با مشکلاتی همراه است. هنگامی که مقدار اندیس هیدروژن و ماده آلی کل نمونه‌های پخته سنگ منشأ در دسترس باشد، مقدار اولیه ماده آلی کل با استفاده از فرمول زیر محاسبه می‌شود [۱۵]:

$$TOC_0 = \frac{\rho * HI * TOC}{HI_0(1-TR)(\rho-TOC)+(HI * TOC)}$$

در رابطه بالا  $\rho$ ، درصد کربن در هیدروکربن تولید شده (برابر با ۸۳٪)، HI اندیس هیدروژن، TOC مقدار ماده آلی کل و HI<sub>0</sub> اندیس هیدروژن اولیه می‌باشد. مقدار ماده آلی کل بر حسب درصد و اندیس هیدروژن اولیه بر حسب میلی‌گرم هیدروژن در گرم ماده آلی است [۱۵].

برای سازند کژدمی مقدار ماده آلی اولیه به شکل زیر

1. Trough
2. Authigenic
3. Standard (Total) Gamma Ray
4. Flame Ionization Detector (FID)
5. T<sub>max</sub>

رخساره‌های سنگ منشأ گدوان، در یک ترف<sup>۱</sup> شمال غربی- جنوب شرقی، در جنوب دزفول و فارس شمالی (گچساران تا بوشگان) بیتومینه است [۵]. در چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰، سازند گدوان دارای شیل‌های بیتومینه همراه با پیریت و لایه‌های آهکی است.

### روش مطالعه

در این پژوهش به‌منظور ارزیابی سنگ‌های منشأ، در ابتدا به بررسی پرتو گامای ساطع شده از سازندهای کژدمی، داریان و گدوان پرداخته شده است. پرتو گاما به شکل طبیعی از بعضی سنگ‌های رسوبی ساطع می‌شود. این اشعه دارای سه منشأ ایزوتوپ عناصر پتاسیم (<sup>۴۰</sup>K)، توریم (<sup>۲۳۲</sup>Th) و اورانیوم (<sup>۲۳۸</sup>U) می‌باشد. پتاسیم و توریم اغلب در کانی‌های رسی دیده می‌شوند و مقدار آنها در سنگ‌ها تابع مقدار کانی‌های رسی سنگ است. اما اورانیوم به شکل درج‌ازا<sup>۲</sup> از آب دریا رسوب کرده یا به صورت تخریبی و به شکل قطعات سنگ از مکان‌های دیگر به محیط رسوب‌گذاری وارد می‌شود [۹]. ماده آلی و اورانیوم درج‌ازا دارای محیط رسوبی مشابه‌ای هستند و در محیط احیایی نهشته می‌شوند. بنابراین در رسوبات، نسبت خاصی بین مقدار ماده آلی و اورانیوم می‌تواند وجود داشته باشد [۱۰]. به عبارت دیگر، غلظت اورانیوم در این شیل‌ها، می‌تواند نشانه‌ای از مقدار ماده آلی باشد. در این تحقیق، تغییرات نسبی پرتوی گامای لاگ حساس به اورانیوم، توریم و پتاسیم<sup>۳</sup> در سازندهای کژدمی، داریان و گدوان مورد بررسی قرار گرفته و زون‌های احتمالی سنگ منشأ، جهت نمونه‌برداری پیرولیز سنگ مادر انتخاب شده است.

در این پژوهش از روش پیرولیز و اکسیداسیون در دستگاه ارزیاب سنگ مادر، جهت ارزیابی کمی و کیفی توان هیدروکربن‌زایی نمونه‌هایی از زون‌های سنگ منشأ استفاده شده است. در این پیرولیز، تقریباً ۱۰۰ mg پودر سنگ منشأ به دقت وزن و پس از ریختن در ظرف مخصوصی، در دستگاه قرار داده می‌شود. نمونه در دستگاه به اجاقی منتقل می‌شود که در معرض دمای ۲۰۰ °C تا ۳۰۰ °C قرار داشته و از گاز خنثی هلیوم پر شده است. هیدروکربن‌های آزاد نمونه، تحت تاثیر حرارت، بخار شده و وارد فضای هلیوم

محاسبه می‌شود:

$$\text{TOC}_0 = (83 \times 480 \times 3/5) / (660 \times (1 - 0.38) \times (83 - 3/5) + 480 \times 3/5) = 4/0.8 \quad (2)$$

داده‌های به‌دست آمده از کاربرد این معادله، در جدول ۱ خلاصه شده است.

جهت بررسی فرایند نفت‌زایی سنگ‌های منشأ، از روش مدل‌سازی حرارتی استفاده گردیده و تاریخچه تدفین و تاریخچه حرارتی سازندهای چاه بی‌بی‌حکیمه ۱۲۰ بازسازی شده است. در مدل‌سازی حرارتی، دو پارامتر اصلی دما و زمان زمین‌شناسی، شبیه‌سازی می‌شود. دما، مهم‌ترین عامل تأثیرگذار بر زایش نفت از سنگ منشأ می‌باشد. به گونه‌ای که در دمای بالای  $130^\circ\text{C}$ ، مواد آلی خیلی سریع به نفت‌زایی می‌رسند. به ازاء هر  $10^\circ\text{C}$  افزایش دما، نرخ واکنش نفت‌زایی تقریباً دو برابر افزایش می‌یابد. مدل‌سازی تاریخچه تدفین و تاریخچه حرارتی در طول زمان زمین‌شناسی، با استفاده از داده‌های زمین‌شناسی و ژئوشیمیایی و نرم‌افزار مدل‌سازی Genex انجام شده است. این داده‌ها شامل سن زمین‌شناسی سازندها، سنگ‌شناسی، گرادیان حرارتی، دمای ته چاه و داده‌های ژئوشیمیایی است. که به شکل سن‌های زمین‌شناسی و عمق لایه‌ها در گزارش‌های چینه‌شناسی چاه‌ها، رخنمون‌ها<sup>۱</sup> و مقاطع لرزه‌ای وجود دارند.

## نتایج و بحث

در این پژوهش، بر اساس بررسی لاگ گاما چاه بی‌بی‌حکیمه ۱۲۰، نمونه‌هایی (تعداد ۴۵ نمونه) جهت پیرولیز راک اول انتخاب گردید. ولی انجام پیرولیز راک اول از تمام زون‌های تفکیک شده امکان‌پذیر نمی‌باشد. در شکل ۲، نمودار گامای سازندهای کژدمی، داریان و گدوان همراه با

درصد ماده آلی کل نمونه‌های اندازه‌گیری شده، نشان داده شده است. در نمودار، محدوده گامای بالای ۶۰ درجه API مشخص شده است. در سازند کژدمی، میزان گامای بالایی دیده می‌شود که به مقادیر بالاتر از ۱۵۰ API نیز می‌رسد. مقادیر بالای پرتوی گاما، نشان دهنده رسوب‌گذاری در یک محیط احیایی است که در این محیط‌ها احتمال وجود ماده آلی افزایش می‌یابد. تغییر سنگ‌شناسی نیز می‌تواند باعث افزایش مقدار پرتو گاما شود. سازند داریان در بیشتر قسمت‌ها دارای گامای بیشتر از ۵۰ API است و میانگین گامای ۱۰۰ API در گدوان بالایی و گدوان پایینی دیده می‌شود. با فرض اینکه مقادیر گامای بالای این سازندها، نشانه‌ای از احتمال وجود زون‌های سنگ منشأ می‌باشد، زون‌های احتمالی سنگ منشأ روی نمودار مشخص شده است (شکل ۲). در سازند کژدمی، زون‌های مختلف سنگ منشأ تفکیک شده است. در بالای سازند کژدمی، زونی با ضخامت ۱۰ متر وجود دارد که نمونه‌های پیرولیز راک اول، میانگین مقدار ماده آلی کل موجود در آن را ۱/۹٪ نشان می‌دهد (شکل ۲). در قسمت پایین‌تر، زونی وجود دارد که در آن هم‌خوانی بین داده‌های گاما و مقدار ماده آلی کل نسبت به دیگر قسمت‌ها، کمتر است و دارای میانگین ۱/۱٪ ماده آلی است. وجود لایه‌های آهکی در این قسمت، می‌تواند دلیل عدم هم‌خوانی داده‌های گاما و مقدار ماده آلی باشد. در قسمت میانی سازند کژدمی، زونی به ضخامت ۹۰ متر و ۲/۴۶٪ ماده آلی با میانگین ۱۰۵ API اشعه گاما واقع شده است. در پایین سازند کژدمی زونی با ضخامت ۳۰ متر با میانگین پرتو گاما ۸۹ API و میانگین مقدار ماده آلی ۱/۸۴٪ قرار دارد و پایین‌تر از آن، میانگین مقدار ماده آلی نمونه‌های اندازه‌گیری شده، ۱/۴۸٪ است.

جدول ۱- داده‌های مربوط به محاسبه مقدار ماده آلی اولیه سازندها

ماده آلی کل اولیه wt%	اندیس هیدروژن اولیه (mg HC/g TOC)	نسبت تغییر	ماده آلی کل wt %	اندیس هیدروژن (mg HC/g TOC)	ضخامت (m)	
۳/۵	۶۶۰	۰/۰۵	۲/۳	۶۳۰	۱۳۰	زون‌های سازند کژدمی
۱/۸	۶۶۰	۰/۰۸	۱/۷۷	۶۱۰	۷۰	زون سازند داریان
۱/۱	۶۶۰	۰/۱	۱/۰۶	۵۹۰	۲۵	زون سازند گدوان

۳ نشان داده شده است. داده‌های پیرولیز راک اول برای سازندهای کژدمی، زیانه کژدمی و سازند گدوان، برای ترسیم این نمودار مورد استفاده قرار گرفته است. این نمودار نشان می‌دهد که نمونه‌های پیرولیز شده دارای کروژن نوع دوم هستند که کروژن غالب در سنگ‌های منشأ زاگرس می‌باشد. همچنین میزان پختگی نمونه‌ها، بیان‌گر ابتدای پنجره نفت‌زایی است.

شکل ۴ مقادیر ماده آلی کل نمونه‌ها در برابر میزان  $S_1$  را نشان می‌دهد که هیدروکربن درجا و نابرجا را از هم تفکیک کرده است. عمده هیدروکربن موجود در نمونه‌های سازند کژدمی و داریان، درجا هستند. در مقابل هیدروکربن موجود در نمونه‌های سازند گدوان، درجا نبوده و مسیر مهاجرتی را طی کرده است.

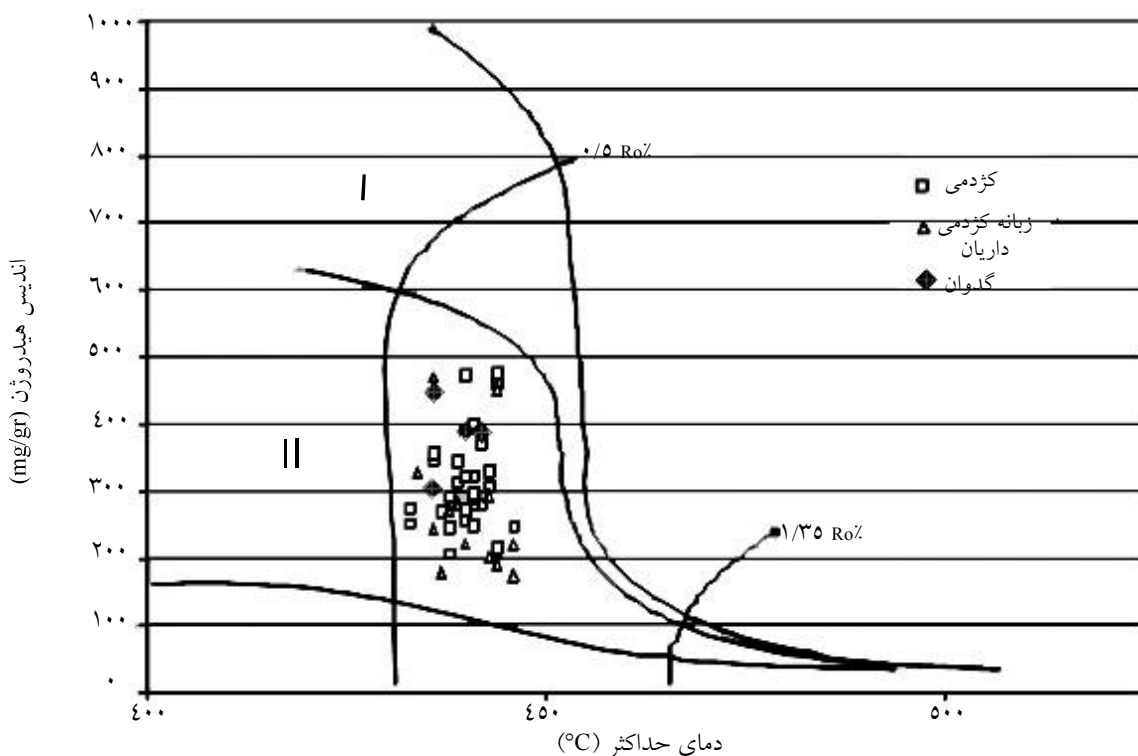
نتایج به‌دست آمده از تاریخچه پختگی سنگ‌های منشأ با استفاده از نرم افزار Genex، نشان می‌دهد که سنگ‌های منشأ مورد مطالعه در ابتدای فرایند نفت‌زایی قرار دارند (شکل ۵). سازند کژدمی، داریان و سازند گدوان در زمان حال، به ترتیب در پختگی ۰/۵۸، ۰/۶۲ و ۰/۶۴ درصد انعکاس ویتروینایت واقع شده‌اند (شکل ۵).

در سازند داریان، زونی با مقدار ماده آلی ۱/۹۱٪، ضخامت ۷۰ متر و گامای API ۶۶ مشخص شده است (شکل ۲). از زون‌های سنگ منشأ در گدوان بالایی و پایینی، نمونه‌های خوبی جهت پیرولیز راک اول در دسترس نبود. این زون‌ها به ترتیب با ۷۸ و API ۸۳ پرتو گاما احتمالاً دارای ویژگی‌های یک سنگ منشأ هستند (شکل ۲).

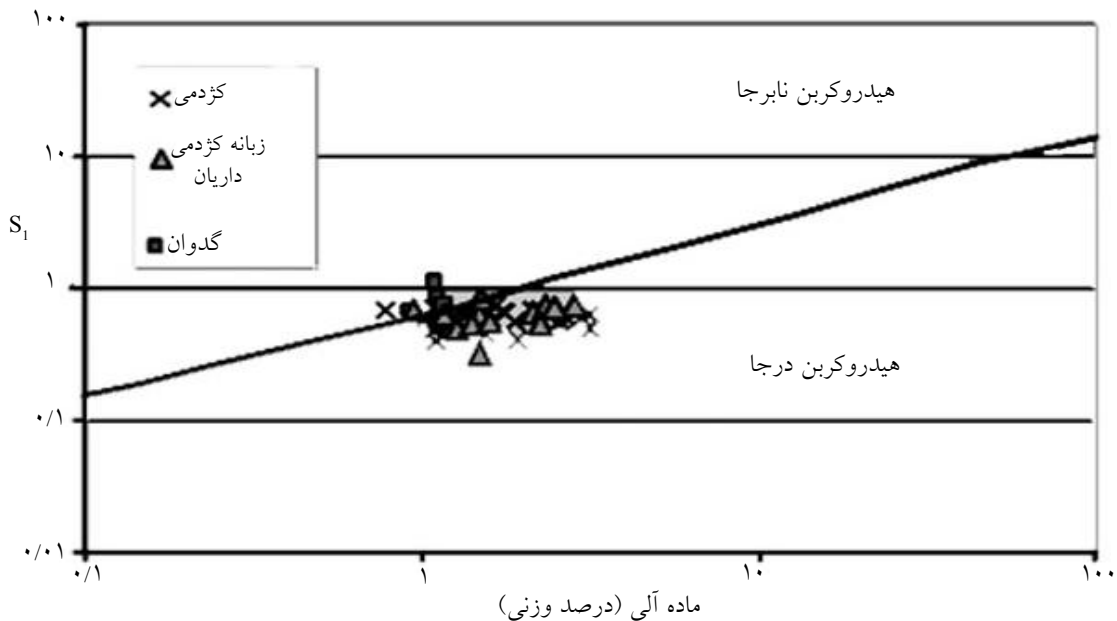
مقدار ماده آلی کل به‌دست آمده از پیرولیز راک اول نمونه‌ها، تا حد زیادی احتمال سنگ منشأ بودن زون‌ها را به واقعیت نزدیک‌تر می‌کند. همان‌گونه که در شکل ۲ دیده می‌شود، تغییرات مقدار ماده آلی با تغییرات میزان اشعه گاما، به جز در قسمت بالایی سازند کژدمی، هم‌خوانی دارد.

در این پژوهش، به منظور بررسی کمی فرایند نفت‌زایی از روش مدل‌سازی حرارتی استفاده شده است. مقدار ماده آلی اولیه لایه‌های سنگ منشأ از معادله (۱) محاسبه می‌شود که مقادیر ماده آلی اولیه به‌دست آمده در جدول ۱ خلاصه شده است.

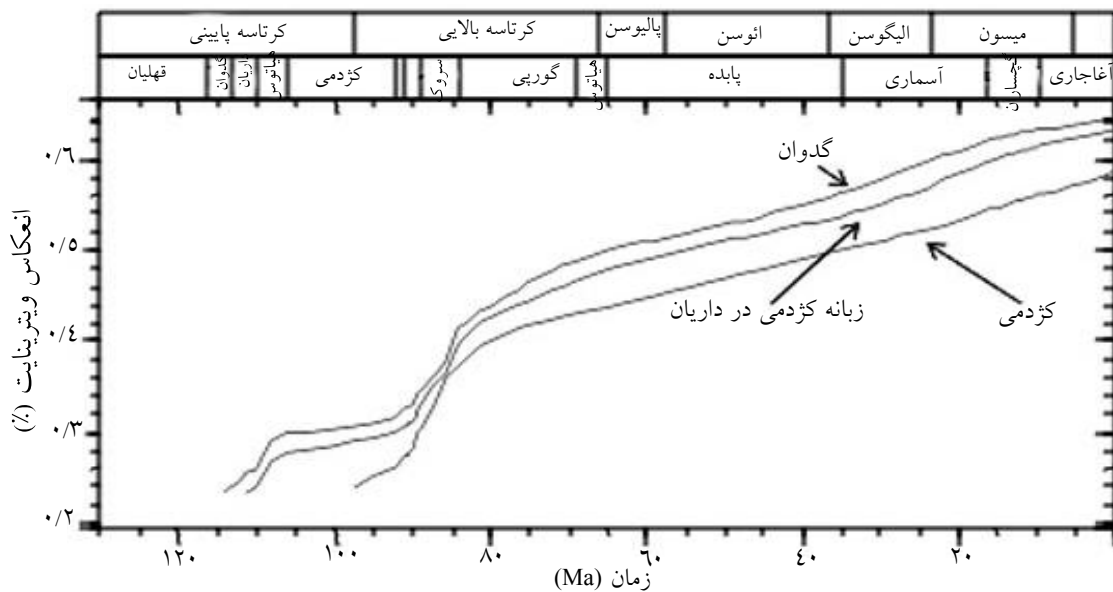
نمودار اندیس هیدروژن در مقابل دمای حداکثر [۱۶] نمونه‌های پیرولیز شده چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰، در شکل



شکل ۳- نمودار اندیس هیدروژن در مقابل دمای حداکثر نمونه‌های پیرولیز شده



شکل ۴- مقادیر ماده آلی کل نمونه‌ها در برابر میزان  $S_1$



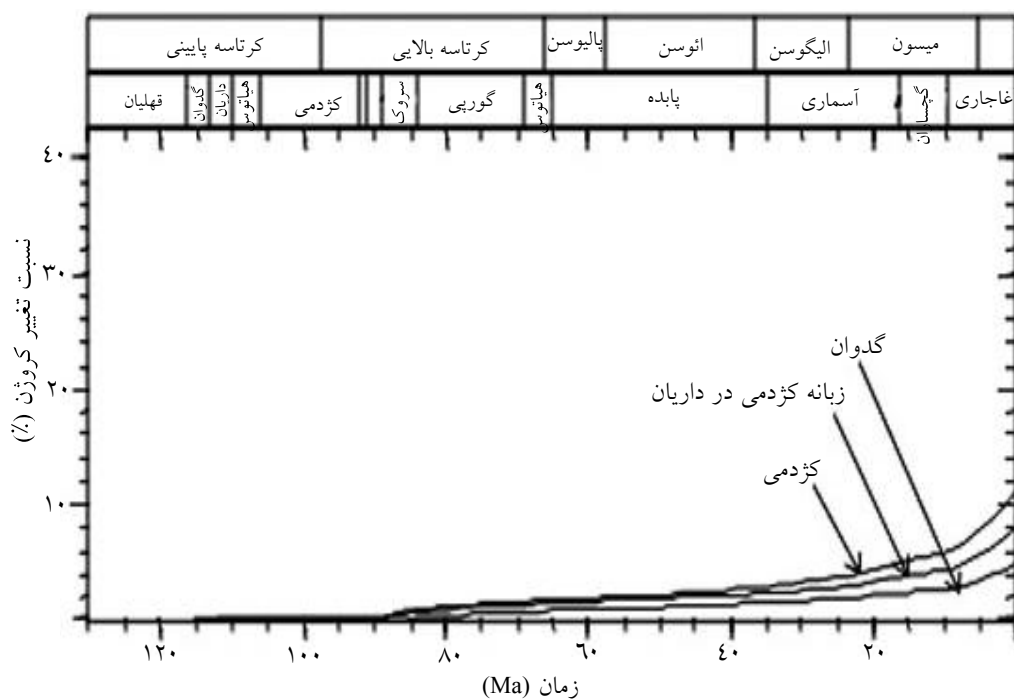
شکل ۵- تاریخچه پختگی سنگ‌های منشأ کژدمی، زبانۀ کژدمی در داریان و گدوان

در شکل ۷ دیده می‌شود، مقدار اندیس هیدروژن با تولید هیدروکربن از مواد آلی، کاسته شده است.

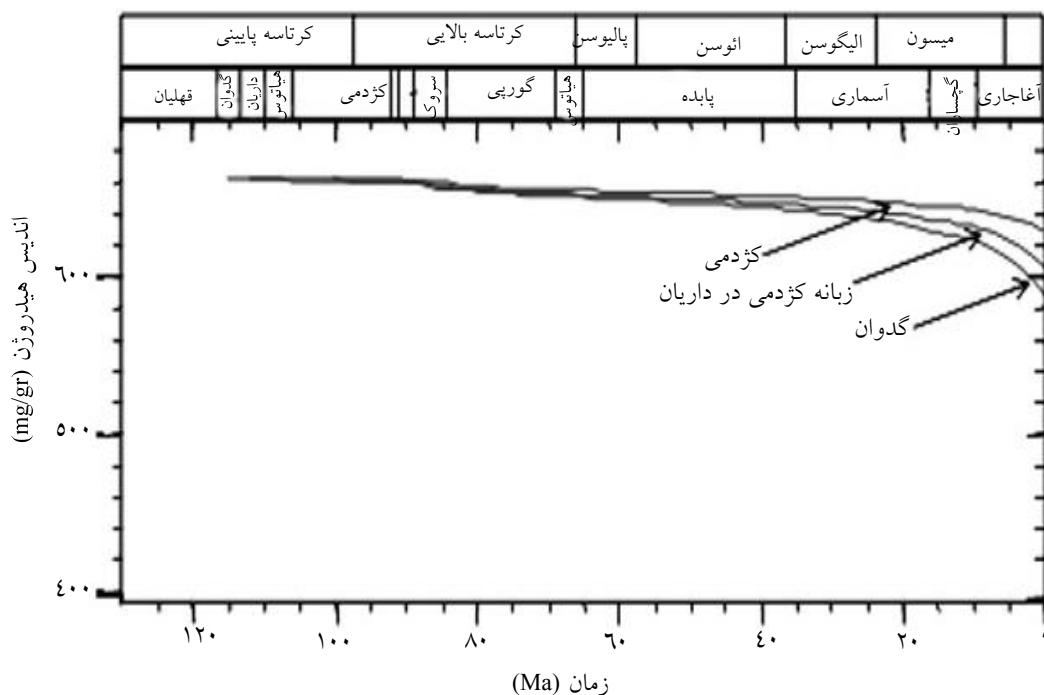
نتیجه بررسی‌ها نشان می‌دهد که سازندهای مورد مطالعه، در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار دارند و بر اساس نتایج بدست آمده از مدل‌سازی، مواد آلی شروع به نفت‌زایی کرده‌اند. تاریخچه تولید سازند کژدمی به صورت هیدروکربن باقیمانده<sup>۲</sup> در شکل ۸ نشان داده شده است.

این سازندها در زمان پالئوسن و ائوسن وارد پنجره نفت‌زایی شده‌اند، اما به دلیل کم بودن نرخ افزایش پختگی، میزان پختگی تغییر چندانی نکرده است. این وضعیت در تاریخچه نسبت تغییر<sup>۱</sup> کروژن، در شکل ۶ نیز دیده می‌شود. همان‌گونه که شکل ۶ نشان می‌دهد، تغییرات در طول زمان زمین‌شناسی آرام بوده و میزان نسبت تغییر مواد آلی در سازندهای کژدمی، داریان و گدوان به ترتیب در زمان حال ۳، ۷/۵ و ۱۱ درصد است. لایه‌هایی که در اعماق بیشتری قرار دارند، دارای نسبت تغییر بالاتری هستند. همان‌طور که

1. Transformation Ratio  
2. Residual Hydrocarbons



شکل ۶- تاریخچه نسبت تغییر برای سنگ‌های منشأ مورد مطالعه

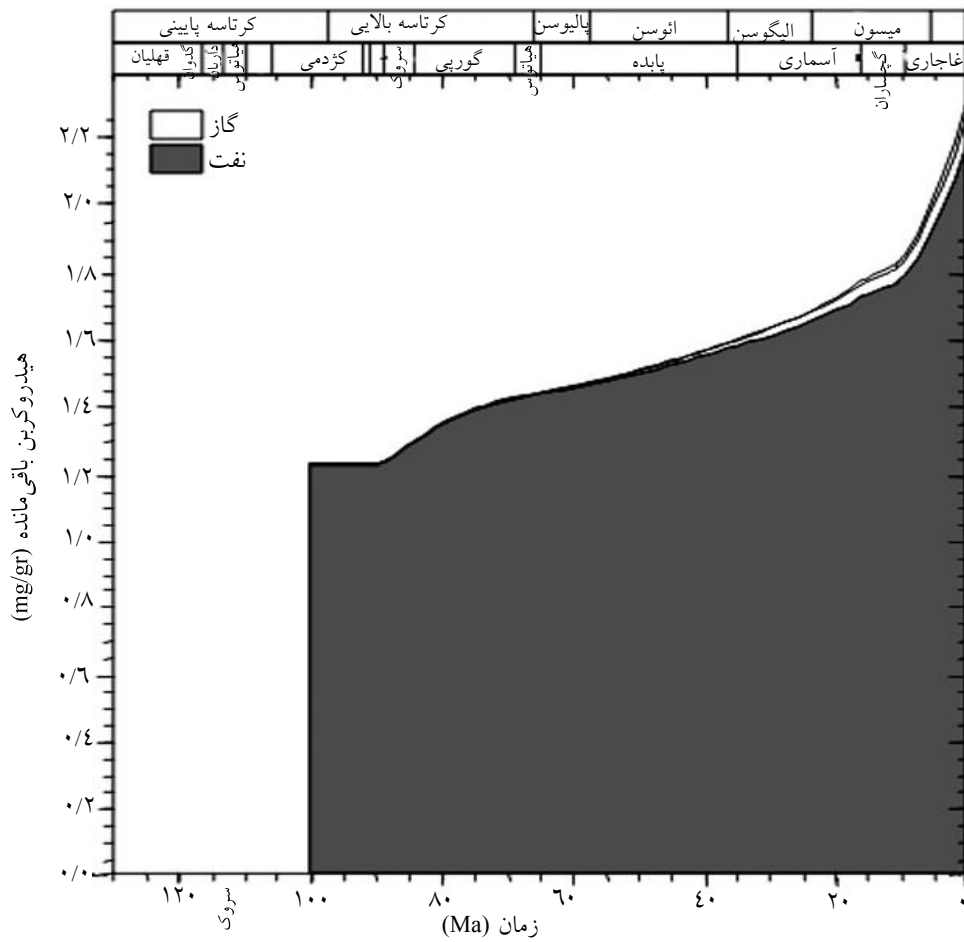


شکل ۷- تاریخچه تغییرات اندیس هیدروژن سازندهای مورد مطالعه

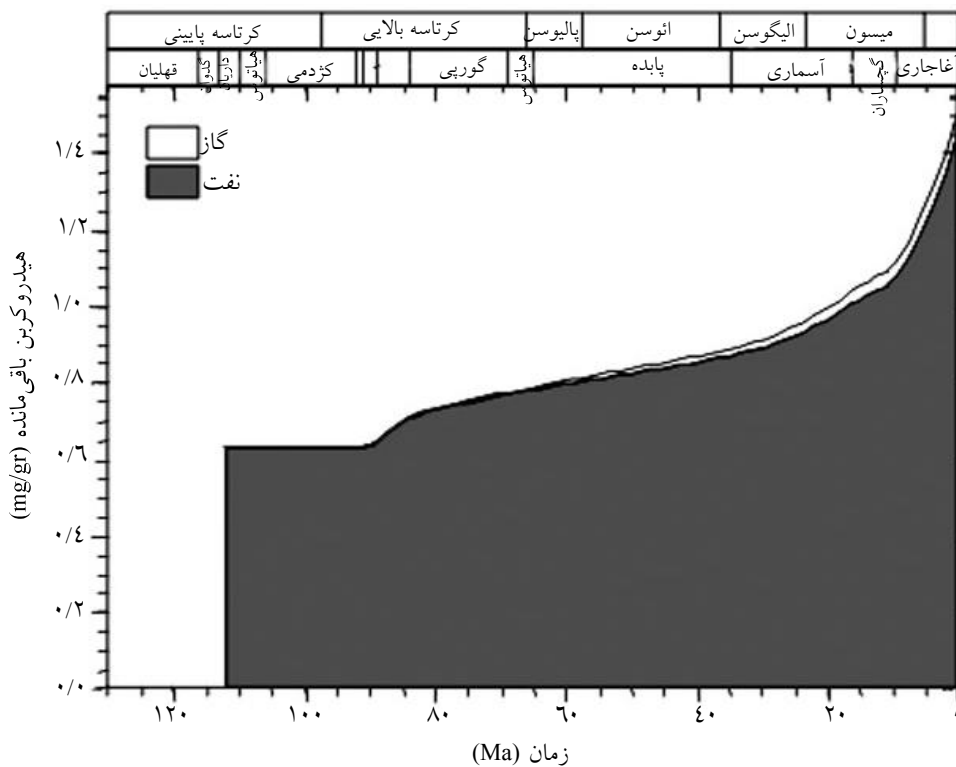
مقدار هیدروکربن تولید شده جهت اشباع سنگ، کافی نبوده و هیدروکربنی از این سازندها خارج نشده است. سازند کزدمی در زمان حال دارای  $2/2 \text{ mg}$  هیدروکربن در هر گرم سنگ است که بخش عمده آن را نفت و بخش ناچیزی را گاز تشکیل می‌دهد (شکل ۸). روند تولید هیدروکربن باقیمانده در ۱۰ میلیون سال گذشته با افزایش نرخ تولید همراه بوده است (شکل ۸). میزان هیدروکربن باقیمانده در سازند داریان  $1/5$  و در سازند گدوان  $1/1$  میلی گرم بر گرم سنگ است (شکل ۹ و شکل ۱۰).

مقدار هیدروکربن تولید شده جهت اشباع سنگ، کافی نبوده و هیدروکربنی از این سازندها خارج نشده است. سازند کزدمی در زمان حال دارای  $2/2 \text{ mg}$  هیدروکربن در هر گرم سنگ است که بخش عمده آن را نفت و بخش ناچیزی را گاز تشکیل می‌دهد (شکل ۸). روند تولید





شکل ۸- هیدروکربن باقیمانده سازند کژدمی



شکل ۹- هیدروکربن باقیمانده زبانه سازند کژدمی در سازند داریان

## نتیجه‌گیری

زون‌های مورد مطالعه را از نوع دوم نشان می‌دهد. در سازندهای کژدمی و زیانه کژدمی در داریان، هیدروکربن درجا و در سازند گدوان، هیدروکربن نابرجا وجود دارد. نتایج مدل‌سازی حرارتی، وضعیت پختگی سنگ‌های منشأ را ابتدای پنجره نفت‌زایی نشان می‌دهد که از زمان پالئوسن و ائوسن وارد پنجره نفت‌زایی شد. به دلیل آرام بودن تغییرات پختگی، اکنون در ابتدای پنجره نفت‌زایی قرار دارند. مقداری هیدروکربن باقیمانده در این لایه‌ها وجود دارد، اما به علت اشباع نشدن لایه‌های سنگ منشأ، خروج هیدروکربن از لایه‌ها روی نداده است.

در این پژوهش، زون‌های سنگ منشأ در سازندهای کژدمی، داریان و گدوان در چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰ مورد بررسی قرار گرفته که نتایج نشان می‌دهد سازند کژدمی شامل زون‌هایی با مقدار ماده آلی  $1/48$  تا  $2/46$  درصد وزنی است. همچنین در سازند داریان، زیانه سازند کژدمی با مقدار ماده آلی  $1/91$ ٪ وزنی مشخص گردید. بر اساس داده‌های پرتو گاما، یک زون سنگ منشأ در گدوان بالایی و زون دیگری در گدوان پایینی شناسایی شده است. داده‌های به‌دست آمده از پیرولیز راکا اول، کروژن

## مراجع

- [1] Bordenave M.L., & Hegre J.A. "Current distribution of oil and gas fields in the Zagros fold belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems", In: Leturmy P., & Robin C., (eds.), Tectonic and stratigraphic evolution of Zagros and makran during the mesozoic–cenozoic, Geological Society, London, Special Publications Vol. 330, 2010.
- [۲] مطیعی ه.، زمین‌شناسی ایران، زمین‌شناسی نفت زاگرس، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۱۳۷۴.
- [3] Bordenave M.L. & Hegre J.A., "The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful embayment, Zagros fold belt, Iran", J. of Pet. Geo., Vol. 28, No. 4, pp. 339-368, 2005.
- [4] Bordenave M.L., "The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros foldbelt and contiguous offshore areas: a review of the Paleozoic petroleum system", J. of Pet. Geo., Vol. 31, No.1, pp. 3-42, 2008.
- [5] Bordenave M.L. & Huc A.Y., "The Cretaceous source rocks in the Zagros Foothills of Iran: an example of a large size intracratonic basin", Rev. Inst. Fr. Pet., pp. 727-753, 1995.
- [6] Rabbani A.R. & Kamali M.R., "Source rock evaluation and petroleum geochemistry, offshore SW Iran", J. Of Pet. Geo., Vol. 28, No. 4, pp. 413-425, 2005.
- [7] Alavi M., "Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran", Ame. J. of Sci., Vol. 307, No. 9, pp. 1064–1095, 2007.
- [۸] مطیعی ه.، زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۱۳۷۲.
- [9] Lüning S. & Kolonic S., "Uranium spectral gamma-ray response as a proxy for organic richness in black shales: applicability and limitations", J. Pet. Geo., Vol. 26, No. 2, pp. 153-174, 2003.
- [10] Bordenave M.L. & Huc A.Y., "The Cretaceous source rocks in the Zagros Foothills of Iran: an example of a large size intracratonic basin", Rev. Inst. Fr. Petr., Vol. 50, No. 6, pp. 727-753, 1995.
- [11] Sykes R. & Snowdon L.R., "Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis", Organic Geochemistry, Vol. 33, No. 15, pp.1441-1455, 2002.
- [12] Dahl B.J., Bojesen-Koefoed A., Holm H., Justwan E., Rasmussen E. & Thomsen E., "A new approach to interpreting rock-eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment", Organic Geochemistry, Vol.35, pp.1461-

1477, 2004.

[13] Behar F.V., Beaumont B.D. & Penteadó H.L., "*Rock-Eval 6 technology: performances and developments*", Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 56, pp.111-134, 2001.

[14] Akinlua A., Ajayi T.R., Jarvie D.M. & Adeleke B.B., "*A re-appraisal of the application of Rock-Eval pyrolysis to source rock studies in the Niger Delta*", J. Pet. Geo., Vol. 28, pp. 39-47, 2005.

[15] Peters K.E., Walters C.C. & Moldowan J.M., "*The Biomarker Guide: Volume 1, Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History*", pp. 471, 2007.

[16] Mukhopadhyay P.K., Wade J.A. & Kruge M.A., "*Organic facies and maturation of Jurassic/Cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotian Basin, Canada*", Organic Geochemistry, Vol. 22, pp. 85–104, 1995.