

بررسی رفتار سازند کژدمی در زایش هیدروکربور با استفاده از مدل سینتیکی آرنیوس در برخی میادین نفتی جنوب غرب ایران

سعیده سنماری^{۱*}، بیژن ملکی^۱، ابوذر بازوندی^۱، محمد جواد یوسفزاده^۱

۱. دانشگاه بین المللی امام خمینی، دانشکده فنی و مهندسی، گروه معدن

دریافت ۱۳۹۹/۰۳/۲۶

پذیرش ۱۳۹۹/۱۰/۰۲

چکیده

در این مطالعه ارزیابی رسوبات سازند کژدمی به عنوان سنگ منشأ احتمالی، در میدان‌های نفتی اهواز، آغاچاری، پارسی، کیلور کریم و مسجد سلیمان در حوضه زاگرس واقع در جنوب غرب ایران انجام گرفت. برای این منظور از مدل سینتیکی آرنیوس جهت ارزیابی بلوغ سنگ منشأ و همچنین بررسی زایش نفت استفاده شد. بر اساس اطلاعات به دست آمده، کروژن غالب در سازند کژدمی از نوع II است. همچنین بر اساس مقادیر به دست آمده از پیرولیز راک-اول، این سازند به طور کامل وارد پنجره نفتی شده و دارای TTI_{AAR} بالایی است. از این رو کروژن این سازند، در طبقه‌بندی بسیار خوب قرار گرفته که از پتانسیل هیدروکربورزایی بسیار خوبی نیز برخوردار است. در این مطالعه بر اساس مدل سینتیکی آرنیوس نیز نتایج مشابهی به دست آمد. بر این اساس، نرخ تبدیل هیدروکربور در میدان‌های مختلف در محدوده ۶۶ تا ۱۰۰ درصد قرار گرفت. این تغییرات عمدتاً ناشی از تاریخچه تدفین متفاوت، در میدان‌های مورد مطالعه بوده است.

کلید واژه‌ها: مدل آرنیوس، میدان نفتی، سازند کژدمی، زاگرس میانی، تاریخچه تدفین.

Investigation of Kazhdumi Formation Behavior in Oil Generation using Arrhenius Kinetic Model in Some Oil Fields, Southwest of Iran

Saeedeh Senemari^{1*}, Bijan Maleki¹, Abouzar Bazvandi¹, Mohammad Javad Yousefzadeh¹

1. Imam Khomeini International University, Qazvin, Iran

Abstract

In this study, the sediments of Kazhdumi Formation were evaluated as a possible source rock in Ahwaz, Aghajari, Parsi, Kilorkrim and Masjed Soleiman oil fields in Zagros basin located in southwestern Iran. For this purpose, the Arrhenius kinetic model was used to evaluate the maturity of the source rock as well as to investigate oil generation. According to the information obtained, the dominant kerogen in the Kazhdumi Formation is type II. Also, based on the values obtained from the Rock-Eval pyrolysis, this Formation has fully entered the oil window and has a high TTI_{AAR} . Therefore, the kerogen of this Formation was classified in very good source rock, which has a very good hydrocarbon potential. Similar results were obtained in this study based on the Arrhenius kinetic model. Accordingly, the Transformation rate of hydrocarbons in different oil fields were the range of 66 to 100%. These changes are mainly due to different burial history in the oilfields studied.

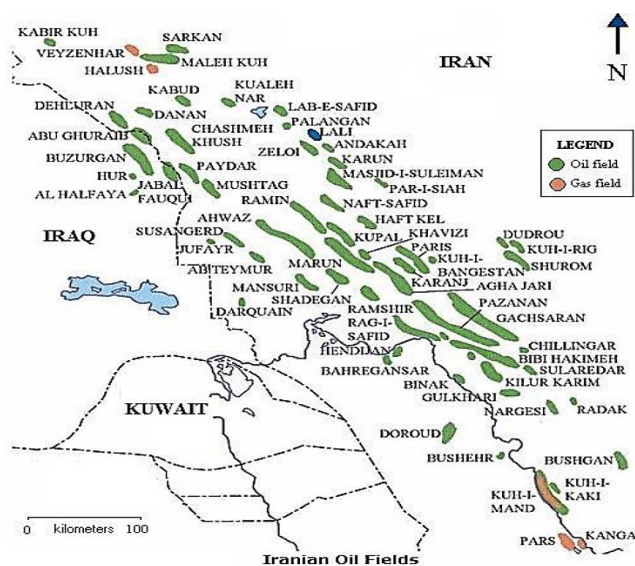
Keywords: Arrhenius model, Oil field, Kazhdumi Formation, Middle Zagros, Burial history.

مقدمه

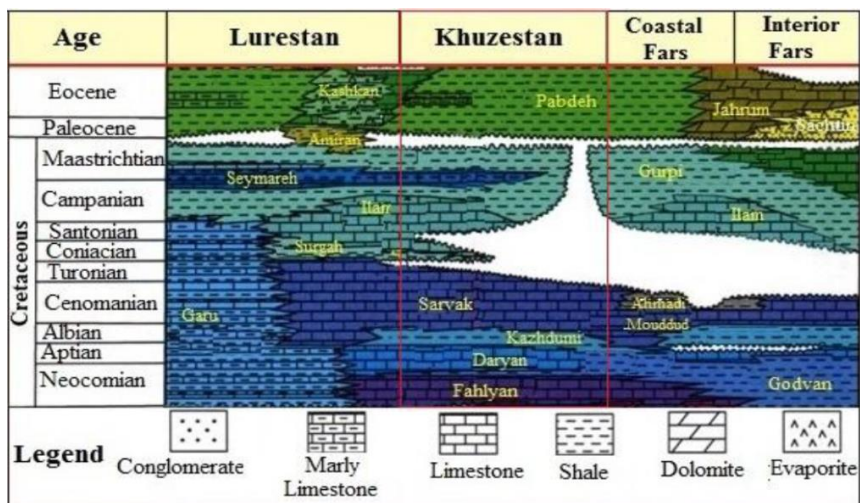
حوضه رسوبی زاگرس با گسترشی در حدود ۲۰۰۰ کیلومتر طول در جنوب غرب ایران واقع شده است. رشته کوه‌های زاگرس بعد از برخورد صفحه عربی با بلوک ایران مرکزی در کرتاسه بوجود آمد. این حوضه از لحاظ زمین شناسی و ساختاری به سه بخش رورانده زاگرس، چین خورده زاگرس و فروافتادگی دزفول تقسیم می‌شود (آقانباتی، ۱۳۸۴). در این پهنه رسوبات سازندهای مختلف با ویژگی‌های سنگ منشأ، سنگ مخزن و سنگ پوش نهشته شده و میادین نفتی مختلف را به وجود آورده است (شکل ۱). عمده مخازن نفت و گاز ایران در پنج حوضه رسوبی زاگرس و عربی شامل آسماری، بنگستان، خامی، خوف و کنگان واقع شده است. در میان رسوبات متعلق به این حوضه، نهشته های سیستم نفتی کرتاسه میانی، از جمله مهمترین سیستم‌های نفتی

*Corresponding Author: senemari2004@yahoo.com

در حوضه زاگرس محسوب می‌شود (Bordenave and Hegre, 2010). سازند کژدمی از جمله مهمترین سنگ‌های منشأ در این حوضه رسوبی است که در مورد آن مطالعات زیادی انجام شده است (Bordenave, 2002). نام این سازند از قلعه کژدمی در ناحیه فروافتادگی دزفول در تنگ گرگدار واقع در یال جنوب باختری کوه میش گرفته شده است (مطیعی، ۱۳۷۴). این سازند در طی کرتاسه (آلبین تا سنومنین) در یک حوضه عمیق و گسترده در فروافتادگی دزفول و شمال خلیج فارس نهشته شده که شامل بیش از ۳۰۰ متر شیل، مارن بیتومین‌دار و آهک رسی است. مرز پایینی سازند کژدمی به صورت ناپیوسته با سنگ آهک داریان قرار دارد اما مرز بالایی آن با سازند سروک، به صورت تدریجی است. رخساره شیلی سازند کژدمی را می‌توان در تمام خوزستان و فارس دید ولی در ناحیه لرستان، سازند کژدمی رخساره آهکی دارد. سازند کژدمی دارای ۱۱ درصد مواد آلی است (Bordenave and Burwood, 1990). بنابراین گسترش این سنگ منشأ تا حد زیادی تولید و زایش نفت را در میادین مختلف نفتی واقع در جنوب غربی ایران کنترل می‌نماید (Alizadeh et al., 2012; Mahhadi et al., 2014). به نحوی که سازند کژدمی در بخش‌هایی از این حوضه بویژه در فروافتادگی دزفول جنوبی، مرکزی و بخش‌های شرقی خوزستان دارای رسوبگذاری قدیمی‌تر از سایر نواحی این حوضه، مانند نواحی همجوار با استان لرستان است (شکل ۲). این مطلب گویای آن است که رسوبگذاری این سازند در نواحی شرقی خوزستان در بخش‌های عمیق‌تری نسبت به غرب آن، در حوضه زاگرس مرکزی صورت پذیرفته است. سپس به تدریج با فرونشست حوضه و افزایش عمق آب رسوبگذاری این سازند در بخش‌های غربی و در مرز با لرستان صورت گرفته است. این در حالی است که رسوبگذاری این سازند در نواحی نظیر فروافتادگی دزفول جنوبی به اتمام رسیده است. سرانجام در این حوضه از زاگرس شرقی به سمت زاگرس مرکزی و نواحی لرستان، در اثر فعالیت‌های تکتونیکی و بالآمدگی کف حوضه، ناپیوستگی و بدنبال آن سبب ایجاد رخساره‌های کم عمق در بخش فوقانی سازند کژدمی شد (آقاناتی، ۱۳۸۴). این فرآیند در بخش‌هایی از این حوضه خصوصاً در پهنه خوزستان و بخش‌هایی از لرستان منجر به نهشته شدن رخساره‌های کم عمق و آهکی سازند سروک، بر روی سنگ منشأ کژدمی شد. وجود این مطلب بیانگر تغییرات کف حوضه در زمان رسوبگذاری نهشته‌ها در زاگرس مرکزی نسبت به سایر مناطق آن است. در این راستا بررسی پتانسیل زایش هیدروکربن در زمان ته‌نشست سازند کژدمی در این مناطق از اهمیت زیادی برخوردار است. مدل‌سازی سینتیکی برای پیش‌بینی تشکیل هیدروکربن و شکسته شدن مولکول‌های نفت و همچنین مدل‌سازی رفتار برخی از شاخص‌های حرارتی به کار می‌رود (Peters and Walters., 2005). در این تحقیق، کاربرد مدل آرنیوس به عنوان مدلی سینتیکی برای ارزیابی درصد نفت زایش شده در سنگ منشأ کژدمی در چاه‌های مورد مطالعه در میادین نفتی جنوب غربی ایران بکار برده شده است. با استفاده از این مدل، ارزیابی دقیق‌تر وضعیت بلوغ سنگ منشأ سازند کژدمی و درصد نفت زایش شده در چاه‌های مورد مطالعه در میادین نفتی مورد مطالعه در جنوب غرب ایران مورد بررسی قرار گرفت. ابتدا با استفاده از پارامترهای ژئوشیمیایی راک-اول، مطالعات اولیه انجام و نوع کروژن، ویترونیات و درجه مرغوبیت مشخص شد. سپس بر اساس این نتایج نوع کروژن بر اساس طبقه‌بندی آرنیوس در نقاط مختلف تعیین شد. در این رابطه به کمک تاریخچه تدفین، اندیس زمان-دما تعیین شد تا درصد نفت زایشی در میدان‌های مختلف به دست آید. در ادامه وضعیت بلوغ سنگ منشأ و همچنین درصد نفت زایش شده محاسبه شد. در دهه‌های اخیر نیز تحقیقاتی به کمک مدل ارزیابی سینتیکی در نقاط مختلف دنیا صورت گرفته است (Chen et al., 2017a, 2017b, 2019; Burnham, 2015, 2019).



شکل ۱. میدان های نفتی مورد مطالعه و همجوار در جنوب غرب ایران (WWW. GREGCROFT.COM)



شکل ۲. نحوه گسترش و پراکندگی سازندهای مختلف و برخی از سیستم های هیدروکربوری در

جنوب غرب ایران (James and Wynd, 1965)

روش تحقیق

دو فاکتور مهم دما و عمق، در ارزیابی بلوغ سنگ منشأ و هیدروکربورزایی نقش اساسی ایفا می کنند (Dembiki, 2017). در این رابطه اولین روش سینتیکی در مدل سازی تولید نفت، توسط هابخت ارائه شد (Habicht, 1964). همچنین اولین مدل ریاضی برای تولید نفت با استفاده از معادله سینتیک آرنیوس همراه با منحنی تاریخچه تدفین سنگ منشأ، توسط تیسوت ارائه

شد (Tissot, 1969). در این روش، تأثیر هر دو عامل زمان و درجه حرارت با معرفی پارامتر TTI^1 در محاسبه بلوغ مواد آلی و پیش‌بینی تشکیل نفت در نظر گرفته شد (Hantschel and Kauerauf, 2009). در این‌جا، هر چند که نوع کروژن مشخص نمی‌شود اما می‌توان زایش هیدروکربور را با توجه به نوع کروژن مشخص نمود. طبق معادله یک، مقدار TTI با انعکاس ویتترینایت رابطه مستقیم دارد.

$$R_0[\%]=0.06359 \times (1444TTI)^{0.2012} \quad (1) \text{ معادله}$$

از این رابطه و همچنین مقادیر جدول ۱ می‌توان برای صحت سنجی مدل با روش‌های متداول (مانند انعکاس ویتترینایت) استفاده نمود. در مدل‌سازی به روش TTI فرض بر این است که عوامل زمان و دما می‌توانند جایگزین یکدیگر شوند. یعنی هر قدر دما کاهش یابد، زمان طولانی‌تری برای رسیدن به مرحله بلوغ لازم است. بدیهی است که مقادیر کالیبره نشده TTI ارزش زیادی ندارد. از این رو برای کاربرد آن، باید مقادیر بدست آمده با مقادیر اندازه‌گیری شده از روش‌های دیگر مقایسه شوند.

جدول ۱. تطبیق پارامتر زمان - حرارت (TTI) با انعکاس ویتترینایت اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه، در مراحل مختلف تولید

مرحله تولید	TTI	% R_0	درجه تحول حرارتی کروژن (TAI)
آغاز و آستانه تولید نفت	۱۵	۰/۶۵	۲/۶۵
حداکثر میزان تولید نفت	۷۵	۱/۳۰	۲/۹
پایان مرحله تولید نفت	۱۶۰	۱/۳۰	۳/۲
حد بالایی میزان TTI برای به وجود آمدن نفت با $API=50$	۵۰۰	۱/۷۵	۳/۶
حد بالایی میزان TTI برای به وجود آمدن گاز تر	۱۵۰۰	۲/۲	۳/۷۵
حد بالایی TTI جهت به وجود آمدن گاز خشک	۶۵۰۰۰	-	-

در مدل آرنیوس، دمای مربوط به تجزیه کروژن از اهمیت زیادی برای تعیین پارامترهای معادله یک برخوردار است. در تحقیق حاضر برخی از نمونه‌های متعلق به سنگ منشأ، که آزمایش پیرولیز حرارتی قبلاً بر روی آن‌ها انجام شده است، از نظر سینتیکی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. هانت (Hunt, 1979) و وود (Wood, 1988) نشان دادند که برای محاسبه TTI می‌توان از مدل سینتیکی آرنیوس استفاده کرد. از آنجائی که پختگی و بلوغ حرارتی توسط زمان و درجه حرارت کنترل می‌شود، لذا بررسی تاریخچه تدفین می‌تواند وضعیت حرارتی سنگ منشأ را بیان کند (اشکان، ۱۳۸۳). آهنگ تجزیه کروژن نسبت به دما به وسیله معادله ۲ بیان می‌شود.

$$K=A \exp (-E/RT) \quad (2) \text{ معادله}$$

در این معادله K ثابت آهنگ واکنش (l/my)، A ضریب پیش‌نمایی یا فرکانس (l/my)، R ثابت گاز ایده‌آل، T دما برحسب کلوین است. پارامتر سینتیکی E مقدار انرژی فعال‌سازی و A فاکتور فراوانی است که می‌توان آن‌ها را به طور تجربی با حرارت دادن سنگ منشأ در دماهای مختلف و اندازه‌گیری مقدار هیدروکربن بدست آورد. علاوه بر این، ترکیب هر نوع کروژن، دارای

¹ Time Temperature Index

پتانسیل متفاوتی برای زایش نفت است و نفت تولید شده می‌تواند به گاز نیز تبدیل شود (Waples, 1985; Wood, 1988). اگر چنانچه در زمان t_0 مقدار کروژن برابر با V_0 و مقدار بیتومن برابر با صفر باشد. در زمان t مقدار بیتومن برابر V_t و مقدار کروژن برابر $(V_0 - V_t)$ است. از این رو نرخ تبدیل کروژن به بیتومن در دمای ثابت بستگی به مقدار کروژن باقیمانده دارد که از معادله ۳ به دست خواهد آمد

$$\frac{dv}{dt} = K(V_0 - V_t)^n \quad \text{معادله (۳)}$$

n درجه واکنش است. مدل‌های سینتیکی نیازمند پارامترهایی برای مدل‌سازی هر واکنش است که باید در آزمایشگاه، اندازه‌گیری شده و یا از مقادیر استاندارد جهانی بدست آید. امروزه به دست آوردن پارامترهای سینتیکی از طریق انجام آزمایش‌های پیرولیز امکان‌پذیر است (Chen et al., 2017a; Vitzthuma et al., 2017; Burnham, 2019). این آزمایش‌ها در مدت زمان کم و دمای بالا انجام شده و مکانیسم‌های واکنشی متفاوتی را به دنبال دارد. در معادله ۴ نرخ تبدیل کروژن ارائه شده است.

$$V = V_0 \cdot e^{-Kt} \quad \text{معادله (۴)}$$

محاسبه TTI_{ARR} از طریق معادله آرنیوس، توسط وود (Wood, 1988) و هانت (Hunt, 1979) بیان شده است. وود (Wood, 1988) بیان می‌کند که استخراج TTI در دماهای کمتر از 300 درجه سانتی‌گراد است و مقادیر E بیشتر از 50 kJ/mol خطایی کمتر از یک درصد دارد. در این جا وود (Wood, 1988) آهنگ حرارت را خطی و به ازای هر 10 درجه سانتی‌گراد فرض می‌کند. براین اساس شاخص زمان-دما (TTI) طبق معادله ۵ بیان شد.

$$TTI_{ARR} = \frac{A(t_{n+1} - t_n)}{T_{n+1} - T_n} \left\{ \left[\frac{RT^2}{E + 2RT_{n+1}} e^{\left(\frac{-E}{RT_{n+1}}\right)} \right] - \left[\frac{RT^2}{E + 2RT_n} e^{\left(\frac{-E}{RT_n}\right)} \right] \right\} \times 100 \quad \text{معادله (۵)}$$

در این معادله t_{n+1} و t_n شروع و پایان یک بازه 10 درجه سانتی‌گراد با آهنگ خطی افزایش دما است. فاکتورهای A , E , R همانند معادله ۲ است. در این معادله ضریب 100 برای حذف مقادیر با اعشار در نظر گرفته می‌شود. برخی از منحنی‌های تاریخچه تدفین دارای دوره‌های زمانی طولانی مدت در دمای ثابت، با فرونشست یا بالآمدگی ناچیز هستند. لذا به منظور تخمین دقیق، مقدار TTI_{ARR} را می‌توان مطابق معادله ۶ محاسبه نمود.

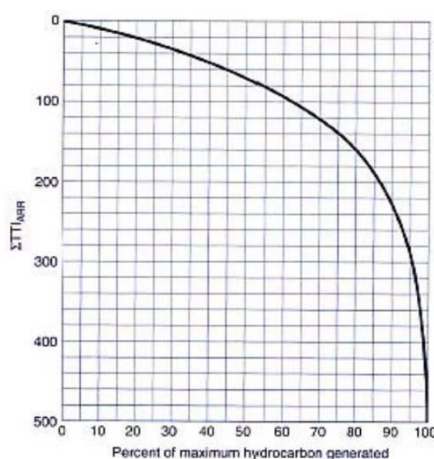
$$TTI_{ARR} = [(t_{n+1} - t_n) A e^{(-E/RT)}] \times 100 \quad \text{معادله (۶)}$$

تجمیع مقادیر TTI_{ARR} برای هر بازه 10 درجه سانتی‌گراد یا دوره دمای ثابت، در منحنی تاریخچه تدفین سنگ منشأ، شاخص $\sum TTI_{ARR}$ را به دست می‌دهد. با استفاده از این شاخص، می‌توان حداکثر میزان درصد نفت تشکیل شده را طبق معادله ۷ محاسبه نمود.

$$X\% = [1 - \exp(-\sum TTI_{ARR}/100)] \times 100 \quad \text{معادله (۷)}$$

معادله ۷ را می‌توان به صورت نموداری نیز نشان داد (شکل ۳). در این شکل با افزایش $\sum TTI_{ARR}$ درصد نفت تولید شده نیز افزایش می‌یابد (Hunt, 1979). همان‌طور که ملاحظه می‌شود به ازای $\sum TTI_{ARR}$ بیشتر از 400 ، زایش نفت تقریباً به 100 درصد می‌رسد. در مدل آرنیوس، دمای آهنگ تجزیه کروژن اهمیت زیادی در تعیین پارامترهای معادله یک دارد. در تحقیق حاضر، سنگ منشأ کژدمی که قبلاً آزمایش پیرولیز حرارتی بر روی نمونه‌های آن در برخی میادین نفتی انجام شده، با مدل سینتیکی آرنیوس مورد بررسی قرار گرفت و نسبت تبدیل سنگ منشأ (TR) و میزان نفت‌زایی در آن میادین تعیین شد. در مطالعه کنونی لازم بود نوع کروژن تقسیم‌بندی جزئی‌تری شود. از این رو، انرژی اکتیواسیون یا فعال‌سازی کروژن تعیین شد.

روش‌های مختلفی برای تعیین این انرژی وجود دارد. در این میان می‌توان به تعیین محتوی گوگرد اشاره نمود که بر اساس آن چهار نوع کروژن تیپ دو پیشنهاد شده است. در این راستا برای کروژن نوع دو، تقسیم‌بندی‌های دقیق‌تری براساس محتوی گوگرد انجام شده است که کروژن تیپ دو را، به چند دسته تقسیم می‌نماید (Hunt et al., 1991; Burnham and Braun, 1999) از طرفی می‌توان انرژی اکتیواسیون را بدون در نظر گرفتن محتوی گوگرد و با کمک داده‌های راک-اول تعیین نمود (سلطانی و همکاران، ۱۳۹۴؛ کسایی و افتخاری، ۱۳۸۶). در این راستا تقسیم‌بندی‌های ضعیف، متوسط، خوب و عالی به ترتیب معادل با A, B, C, D در نظر گرفته شد. با توجه به جدول ۲ بر اساس پارامترهای راک-اول که نشان دهنده رابطه بین آنها و انرژی اکتیواسیون است، می‌توان نشان داد که poor دارای دهنده بیشترین انرژی اکتیواسیون و معادل IID است که بر این اساس تقسیمات دقیق‌تری انجام گرفت.



شکل ۳. حداکثر درصد نفت تولید شده (Hunt, 1979).

جدول ۲. دستورالعمل‌های تفسیری برای کمیت، کیفیت و بلوغ سنگ (Peters and Cassa, 1994; Baik et al., 2000)

Quantity	TOC (%)	S1 (mg HC/g Rock)	S2 (mg HC/g Rock)
Poor	<۰/۵	<۰/۵	<۲/۵
Fair	۰/۵-۱	۰/۵-۱	۲/۵-۵
Good	۱-۴	۱-۴	۵-20
Excellent	>۴	>۴	>۲۰
Quality	HI (mg HC/g TOC)	S2/S3	Kerogen type
None	<۵۰	<۱	IV
Gas	۵۰-۲۰۰	۱-5	III
Gas and Oil	۲۰۰-۳۰۰	5-10	II/III
Oil	۳۰۰-۶۰۰	10-۱۵	II
Oil	>۶۰۰	>۱۵	I
Maturation	R _o (%)	T _{max} (°C)	TAI
Immature	۰/۲-۰/۶	<۴۳۰	۱/۵-۲/۶
Early mature	۰/۶-۰/۶۵	۴۳۰-۴۴۰	۲/۶-۲/۷
Peak mature	۰/۶۵-۰/۹	۴۴۰-۴۵۰	۲/۷-۲/۹
Late mature	۰/۹-۱/۳۵	۴۵۰-۴۷۰	۲/۹-۳/۳
Post mature	>۱/۳۵	>۴۷۰	>۳

ارزیابی نتایج

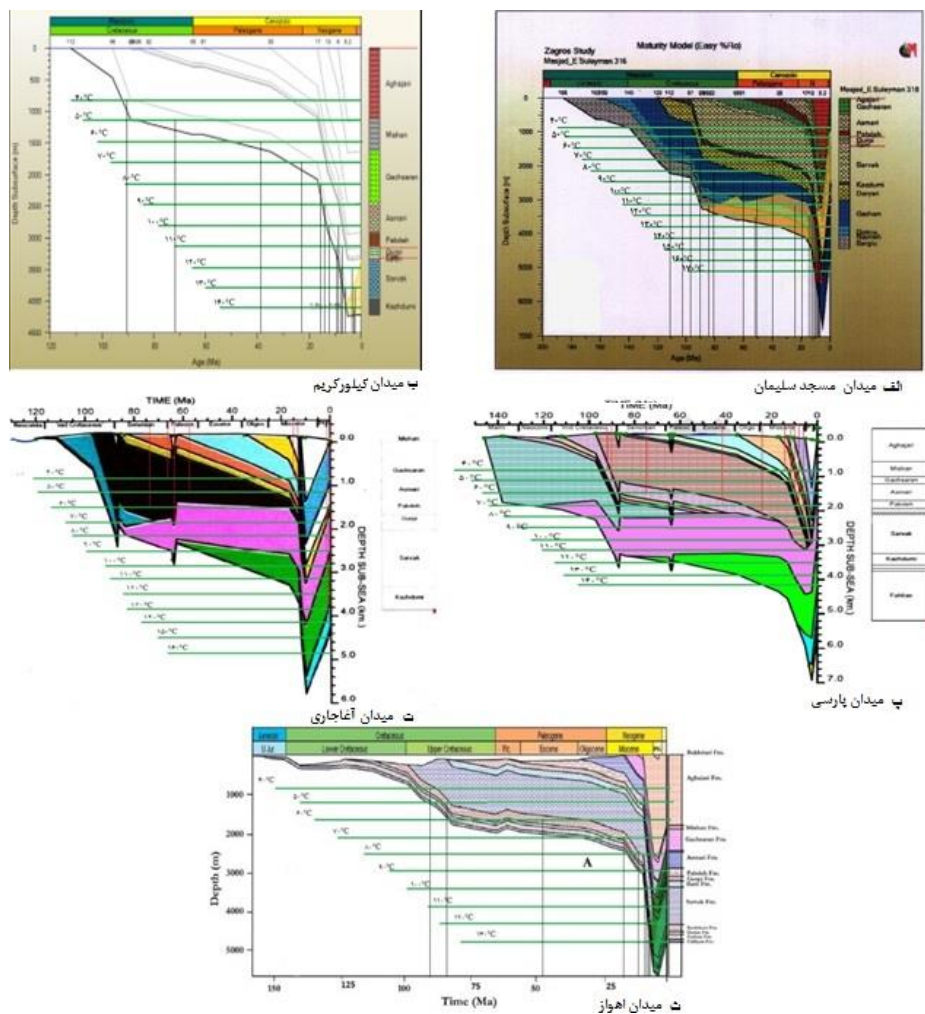
در این تحقیق، بلوغ و نرخ تبدیل (TR) در سازند کژدمی، در چاه‌های واقع در میادین نفتی منتخب، مورد بررسی قرار گرفت. با توجه به قرار گیری این سازند در اعماق مختلف، نتایج مختلفی در آزمایش راک-اول بدست آمده است (جدول ۳). در آزمایش راک-اول پارامترهایی نظیر مقدار کل کربن آلی (TOC)، S1، S2، شاخص هیدروژن (HI) و نوع کروژن وجود دارد (Behar et al., 2002). پارامتر S1 (mgHC/g) هیدروکربور زایش شده‌ای است که نتوانسته از سنگ خارج شود. پارامتر S2 (mgHC/g) معرف مقدار هیدروکربوری است که در اثر تجزیه حرارتی، زایش شده است. شاخص هیدروژن نیز نسبت S2/TOC (mgHC/g) است.

جدول ۳. داده‌های پیرولیز راک-اول برای سازند کژدمی در میادین نفتی مورد مطالعه

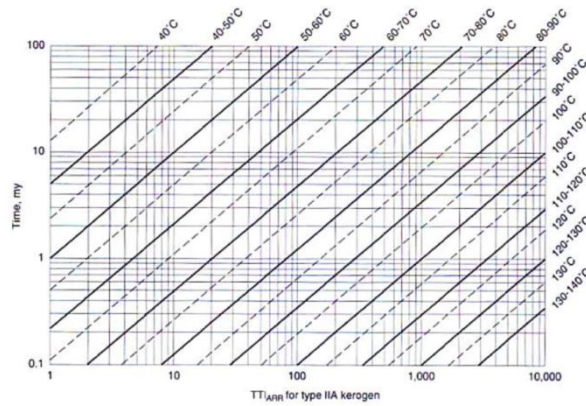
میدان	سازند	S1 (mg HC/gr Rock)	S2 (mg HC/gr Rock)	T _{max} °C	HI mg HC /g TOC	TOC (wt. %)	نوع کروژن	بلوغ	مرغوبیت	معادل کروژن آرنیوس
مسجد سلیمان	کژدمی ۳۱۴	۰/۲۹	۰/۸۳	۴۳۵	۲۵۹	۳/۹۲	III, II	M	P	IID
		۰/۳۸	۱/۰۳	۴۴۲	۲۱۰	۱/۸۹	III, II	M	P	
		۰/۴۳	۰/۷۱	۴۴۴	۲۲۲	۱/۳۲	III, II	M	P	
مسجد سلیمان	کژدمی ۳۱۶	۱/۴۳	۲/۸۶	۴۳۳	۴۴۳	۴/۶۶	II	M	F	IIB
		۴	۲/۷۲	۴۴۱	۳۲۸	۱/۶۸	II	M	G ^۲	
		۶/۹۹	۳/۸۳	۴۴۲	۳۰۹	۱/۲۴	II	M	G	
کیلور کریم	کژدمی ۱	۰/۶۷	۱/۸۶	۴۴۰	۲۸۷	۰/۶۵	III, II	M	P	IID
		۰/۲۵	۰/۷۴	۴۴۲	۱۳۳	۰/۵۶	III	M	P	
کیلور کریم	کژدمی ۴	۷/۲۸	۵/۰۱	۴۴۰	۳۰۷	۱/۶۳	II	M	E	IIA
		۱۴/۰۳	۶/۵۵	۴۳۲	۲۶۳	۲/۴۹	III, II	I	E	
		۱۶/۳۳	۶/۳۱	۴۲۸	۲۳۴	۲/۷	III, II	I	E	
		۱۴/۹۹	۹/۸۴	۴۳۴	۲۸۴	۳/۴۶	III, II	I	E	
		۱۳/۴۹	۱۱/۹۶	۴۳۹	۳۰۵	۳/۹۲	III, II	M	E	
		۹/۳۸	۷/۹۴	۴۳۸	۲۵۸	۳/۰۸	III, II	M	E	
		۱۱/۳۹	۷/۵۳	۴۲۷	۲۸۹	۲/۶	III, II	I	E	
اهواز	کژدمی	۵/۵۵	۳/۴۷	۴۴۴	۳۸۱	۰/۹	II	M	G	IIA
		۲۱/۲۸	۹/۳۶	۴۴۳	۲۸۰	۳/۳	III, II	M	E	
		۲۸/۶۸	۱۷/۶۰	۴۳۷	۲۸۹	۶/۱	III, II	M	E	
		۲۰/۸۹	۱۳/۹۰	۴۴۲	۲۹۴	۴/۵	III, II	M	E	
		۲۶/۹۳	۱۰/۰۰	۴۴۰	۲۳۹	۴/۲	III, II	M	E	
آغاجاری	کژدمی	۱/۳۶	۵/۲۴	۴۳۸	۲۴۷	۲/۱۲	III, II	M	E	IIA
		۱/۶۲	۷/۴۶	۴۴۱	۳۶۳	۲/۰۵	II	M	E	
		۱/۳۷	۴/۵۷	۴۳۸	۲۹۱	۱/۵۷	III, II	M	G	
پارسی	کژدمی	۱/۵۴	۳/۳۷	۴۴۵	۱۱۰	۳/۰۷	III, II	M	E	IIA
		۱/۶۲	۳/۰۲	۴۴۹	۱۱۷	۲/۵۹	III, II	M	E	
		۱/۵۲	۳/۵۷	۴۴۹	۱۱۶	۳/۰۷	III, II	M	E	
		۱/۲۲	۲/۲۹	۴۵۱	۱۰۵	۲/۱۹	III, II	M	E	

^۲ = Good

تاریخچهٔ تدفین سنگ منشأ میداین منتخب، مطابق شکل ۴ است. برای استفاده از این شکل در مدل آرنیوس، معادل حرارتی عمق‌های مختلف تعیین شد و زمان قرارگیری سازند کژدمی در محدوده‌های دمایی مختلف تعیین شد. برای لایه‌های ضخیم، وسط لایه به‌عنوان نماینده کل لایه در نظر گرفته شد و رژیم حرارتی وارد بر آن، مشخص گردید. مطابق شکل ۴ (الف-ث) بر اساس خطوط افقی و عمودی، زمان قرارگیری سازند کژدمی، در محدوده‌های دمایی مختلف مشخص گردید. سپس با استفاده از نمودارهای TTI_{ARR} برای انواع کروژن (مانند شکل ۵)، درصد تبدیل نفت به‌دست آمد. در این شکل تقاطع‌های هر یک از خطوط توپر قطری محدوده دما با خط زمان است که در امتداد خطوط محورها مقادیر TTI_{ARR} را نشان می‌دهد. با قرار دادن مقادیر مجموع TTI_{ARR} در معادله ۷، درصد هیدروکربن زایش شده یه دست می‌آید (Hunt, 1979).



شکل ۴. تاریخچه تدفین سنگ منشأ کژدمی در میدان‌های مورد مطالعه.



شکل ۵. رابطه بین زمان، دما و TTI_{ARR} در کروژن نوع IIA (Hunt, 1979)

همان‌طور که در جدول ۴ نشان داده شده است. به عنوان مثال در میدان اهواز، سازند کژدمی در محدوده دمای ۶۰-۷۰ درجه سانتی‌گراد در عمقی معادل ۱/۸۳۳-۱/۵۰۰ کیلومتری و زمان در معرض قرارگیری ۳۲ میلیون سال است. با توجه به نمودار IIA آرنیوس (شکل ۴) به مقدار $TTI_{ARR} = 150$ منجر شد. جمع‌بندی این مقدار با مقادیر محاسبه‌شده قبلی و بعدی در محدوده‌های دمایی بالاتر و پایین‌تر به مقدار $\sum TTI_{ARR} = 1256/3$ در این نقطه از تاریخچه تدفین منجر می‌شود. استفاده از معادله ۷ و یا شکل ۳ بیانگر آن است که ۱۰۰ درصد هیدروکربن در این سازند تولید شده است. بنابراین نتایج بدست آمده از مدل آرنیوس نشان می‌دهد که سنگ منشأ کژدمی مهمترین و اصلی‌ترین سنگ منشأ در میادین مورد مطالعه محسوب می‌شود.

جدول ۴. پارامترهای مدل آرنیوس در سازند کژدمی در چاه‌های مورد مطالعه

میدان	نام چاه	کروژن	عمق سازند (Km)	محدوده دما °C	زمان در معرض قرارگیری (میلیون سال)	TTI_{ARR}	$TTI_{ARR} \sum$	$\%X$
مسجد سلیمان	A	IID	۲/۸۳۳-۳/۱۶۶	۱۰۰-۱۱۰	۱/۵	۰	۳۸۴/۳	۹۷/۸۵
			۳/۱۶۶-۳/۵۰۰	۱۱۰-۱۲۰	۱	۰		
			۳/۵۰۰-۳/۸۳۳	۱۲۰-۱۳۰	۰/۵	۰		
			۳/۸۳۳-۴/۱۶۶	۱۳۰-۱۴۰	۰/۵	۳/۵		
			۴/۱۶۶-۴/۵۰۰	۱۴۰-۱۵۰	۰/۵	۱۰/۸		
			۴/۵۰۰-۴/۸۳۳	۱۵۰-۱۶۰	۰/۵	۷۰		
			۴/۸۳۳-۵/۱۶۶	۱۶۰-۱۷۰	۸	۳۰۰		
			۲/۸۳۳-۳/۱۶۶	۱۰۰-۱۱۰	۱/۵	۰		
مسجد سلیمان	B	IIB	۱/۸۳۳-۲/۱۶۶	۷۰-۸۰	۱۹/۵	۱/۳	۴۲۲۲/۳	۱۰۰
			۲/۱۶۶-۲/۵۰۰	۸۰-۹۰	۵/۵	۱/۷		
			۲/۵۰۰-۲/۸۳۳	۹۰-۱۰۰	۲/۵	۴		
			۲/۸۳۳-۳/۱۶۶	۱۰۰-۱۱۰	۱/۵	۱۰/۳		
			۳/۱۶۶-۳/۵۰۰	۱۱۰-۱۲۰	۱	۳۵		
			۳/۵۰۰-۳/۸۳۳	۱۲۰-۱۳۰	۰/۵	۷۰		
			۳/۸۳۳-۴/۱۶۶	۱۳۰-۱۴۰	۰/۵	۳۰۰		
			۴/۱۶۶-۴/۵۰۰	۱۴۰-۱۵۰	۵	۸۰۰		
			۴/۵۰۰-۴/۸۳۳	۱۵۰-۱۶۰	۰/۵	۳۰۰۰		
کیلور کریم	۱	IID	۲/۸۳۳-۳/۱۶۶	۱۰۰-۱۱۰	۳/۵	۰	۱۰۸	۶۶/۰۴
			۳/۱۶۶-۳/۵۰۰	۱۱۰-۱۲۰	۱/۵	۰		
			۳/۵۰۰-۳/۸۳۳	۱۲۰-۱۳۰	۲	۳		

			۳/۸۳۳-۴/۱۶۶	۱۳۰-۱۴۰	۳/۵	۲۵		
			۴/۱۶۶-۴/۵۰۰	۱۴۰-۱۵۰	۲/۵	۸۰		
کیلور کریم	۴	IIA	۸۳۳-۱/۱۶۶	۴۰-۵۰	۱۹	۴	۹۴۹۴	۱۰۰
			۱/۱۶۶-۱/۵۰۰	۵۰-۶۰	۳۳	۳۰		
			۱/۵۰۰-۱/۸۳۳	۶۰-۷۰	۱۶/۵	۸۰		
			۱/۸۳۳-۲/۱۶۶	۷۰-۸۰	۵/۵	۱۱۰		
			۲/۱۶۶-۲/۵۰۰	۸۰-۹۰	۲	۱۷۰		
			۲/۵۰۰-۲/۸۳۳	۹۰-۱۰۰	۲	۶۰۰		
			۲/۸۳۳-۳/۱۶۶	۱۰۰-۱۱۰	۳/۵	۳۵۰۰		
			۳/۱۶۶-۳/۵۰۰	۱۱۰-۱۲۰	۱/۵	۵۰۰۰		
			۳/۸۳۳-۴/۱۶۶	۱۲۰-۱۳۰	۲	۰		
			۴/۱۶۶-۴/۵۰۰	۱۳۰-۱۴۰	۳/۵	۰		
اهواز		IIA	۸۳۳-۱/۱۶۶	۴۰-۵۰	۶	۰/۳	۱۲۵۶/۳	۱۰۰
			۱/۱۶۶-۱/۵۰۰	۵۰-۶۰	۳۷	۳۶		
			۱/۵۰۰-۱/۸۳۳	۶۰-۷۰	۳۲	۱۵۰		
			۱/۸۳۳-۲/۱۶۶	۷۰-۸۰	۳/۵	۷۰		
			۲/۱۶۶-۲/۵۰۰	۸۰-۹۰	۱۲/۵	۱۰۰۰		
آغاچاری		IIA	۰/۸۳۳-۱/۱۶۶	۴۰-۵۰	۲/۵	۰	۲۵۷۵	۱۰۰
			۱/۱۶۶-۱/۵۰۰	۵۰-۶۰	۱۵	۱۵		
			۱/۵۰۰-۱/۸۳۳	۶۰-۷۰	۳۳	۱۶۰		
			۱/۸۳۳-۲/۱۶۶	۷۰-۸۰	۱۸	۴۰۰		
			۲/۱۶۶-۲/۵۰۰	۸۰-۹۰	۲۴	۲۰۰۰		
پارسی		IIA	۸۳۳-۱/۱۶۶	۴۰-۵۰	۸/۵	۰/۸	۱۲۶۷/۸	۱۰۰
			۱/۱۶۶-۱/۵۰۰	۵۰-۶۰	۱۶/۵	۱۷		
			۱/۵۰۰-۱/۸۳۳	۶۰-۷۰	۱۰	۵۰		
			۱/۸۳۳-۲/۱۶۶	۷۰-۸۰	۶۴	۱۲۰۰		

بحث و بررسی

در این مقاله کاربرد روش آرنیوس برای تعیین وضعیت سنگ منشأ کژدمی در میادین مختلف مطالعه شد. در ابتدا با استفاده از روش پیرولیز راک-اول، کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که کروژن سازند کژدمی در میادین تحت بررسی از نوع II است. با توجه به موقعیت زمین‌شناسی متغیر در چاه‌های میادین مورد نظر، تاریخچه‌های تدفین متفاوتی وجود داشته، از این‌رو رژیم حرارتی محتمل بر این سازند در نقاط مختلف، یکسان نیست. بنابراین در مدل آرنیوس، سبب ایجاد نرخ‌های تبدیل متفاوت می‌شود. مطالعه پتانسیل زایشی سنگ منشأ کژدمی نشان می‌دهد که سنگ منشأ مذکور از عمق ۰/۸۳ کیلومتری در میدان‌های اهواز و پارسی تا عمق ۵/۱۶۶ کیلومتری در میدان مسجد سلیمان و دمای ۴۰ تا ۱۷۰ قرار گرفته است. تغییر رژیم حرارتی، سبب تغییر $\sum TTI$ در چاه‌های مختلف از ۱۰۸ تا ۹۴۹۴ سانتیگراد شده است. بر اساس مدل آرنیوس نرخ تبدیل از ۶۶/۰۴ تا ۱۰۰ درصد به دست آمده است. ارزیابی نتایج به دست آمده از نرخ تبدیل $\sum TTI$ و نوع کروژن چاه‌های مورد بررسی نشان می‌دهد که سازند کژدمی در میدان مسجد سلیمان عمدتاً گازی است. زیرا عمده TTI به دست آمده در دمای ۱۶۰-۱۷۰ می‌باشد. در چاه B مسجد سلیمان و چاه ۴ کیلور کریم به دلیل مقادیر بسیار زیاد $\sum TTI$ که عمدتاً در دماهای بالا به دست آمده منابع هیدروکربوری در صورت وجود عمدتاً گاز خشک می‌باشد. همچنین در چاه‌های اهواز، آغاچاری و پارسی علی‌رغم بالا بودن مقادیر

ΣTTI ، با توجه به اینکه بیشترین مقدار به دست آمده TTI آنها در دماهای پایین (۷۰-۹۰) می‌باشد انتظار می‌رود تولید نفت از سنگ منشأ کژدمی به خوبی صورت گرفته باشد. در چاه شماره یک کیلور کریم نیز علیرغم کم بودن نرخ تبدیل و همچنین ΣTTI نسبتاً پایین با توجه به اینکه کروژن نوع IID بوده همچنین مقادیر TTI در محدوده ۱۳۰ درجه سانتیگراد به بالا بدست آمده است انتظار تولید گاز در حد کم پیش بینی می‌شود.

نتیجه‌گیری

در این تحقیق کاربرد مدل آرنیوس در ارزیابی سنگ منشأ کژدمی مورد بررسی قرار گرفت. در این رابطه نتایج آزمایش راک-اول و تاریخچه تدفین نمونه‌های سازند کژدمی در چاه‌های مختلف در ناحیه جنوب غرب ایران استفاده شد. مقایسه نتایج بدست آمده با مدل آرنیوس، نشان دهنده انطباق زیاد بین مدل‌ها است. نتایج کمی به دست آمده از مدل سینتیکی، نرخ تبدیل تقریباً یکسانی را برای سنگ منشأ کژدمی در چاه‌های مختلف نشان داد. این تحقیق بیان کرد که در میدان‌های مورد مطالعه سنگ منشأ کژدمی بطور کامل وارد پنجره هیدروکربوری شده و دارای TTI_{AAR} بالایی است. میدان‌های نفتی اهواز، آغاچاری و پارسی که عمدتاً نفت‌زا است، در سایر میداین این سازند در پنجره گاززایی نیز قرار گرفته است.

منابع

۱. آقائباتی، علی، "زمین شناسی ایران"، انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، (۱۳۸۵) ۵۸۶.
۲. اشکان، علی محمد، "اصول مطالعات ژئوشیمیایی سنگ‌های منشأ هیدروکربوری و نفت‌ها با نگرش ویژه به حوضه رسوبی زاگرس"، مدیریت اکتشاف، اداره مطالعات و تحقیقات ژئوشیمی، ایران (۱۳۸۳).
۳. سلطانی، زهرا، علیزاده، بهرام، صراف دخت، هاشم، "تعیین پارامترهای کنیتیکی (A و E) در سنگ منشأ کژدمی با استفاده از دستگاه راک-اول"، هفتمین همایش انجمن زمین شناسی اقتصادی ایران، دانشگاه دامغان (۱۳۹۴).
۴. کسایی نجفی، محمد، افتخاری، نصراله، "تعیین پارامترهای سینتیکی مواد آلی در سنگ‌های مادر با استفاده از دستگاه راک-اول"، گروه مهندسی معدن و متالورژی، ۱۸ (۱۳۸۶) ۱۹-۲۶.
۵. مطیعی، همایون، زمین شناسی ایران، زمین شناسی نفت زاگرس، سازمان زمین شناسی کشور، تهران، (۱۳۷۴).
6. Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., Janbaz, M., "Organic geochemistry and petrography of Kazhdum (Albian - Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern per of the Dezful Embayment, Iran ", *Organic Geochemistry*, 49 (2012) 46-36.
7. Baik, H.Y., Richtmyer, A., Asafu-Adzaye, N.B., Adzei-Akpor, N., Manu, T., "Tectono stratigraphy and hydrocarbon potential of an active transform margin basin: Accra/ Keta Basin, Ghana, West Africa, Aapg Annual Convention, New Orleans, Louisiana", *AAPG Search and Discovery Abstract Article No. 9091*, (2000).
8. Behar, F., Beaumont, V., Pentea, Do B., "Rock Eval 6 technology: performances and developments", *Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFB*, 56 (2001) 111-134.

9. Bordenave, M.L., "Gas prospective areas in the Zagros domain of Iran and in the Gulf Iranian waters", AAPG Annual Meeting, March, Houston, Texas, (2002).
10. Bordenave, M.L., Burwood R., "Source Rock Distribution and Maturation in the Zagros Orogenic Belt, Provenance of the Asmari and Sarvak reservoirs Oil accumulations", *Organic geochemistry*, 16 (1990) 369–387.
11. 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. and Robin, C. (Eds.), *Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic–Cenozoic*", Geological Society, London, Special Publications, 330 (2010) 291-353.
12. Burnham, A.K., "A Simple Kinetic Model of Oil Generation, Vaporization, Coking, and Cracking", *Energy Fuels*, 29 (2015), 7156–7167. Doi: org/10.1021/acs.energyfuels.5b02026
13. Burnham, A.K., Braun, R.L. "Global kinetic analysis of complex materials", *Energy Fuels*, 13 (1999), 1–22. doi.org/10.1021/ef9800765
14. Burnham, A.K., "Kinetic models of vitrinite, kerogen, and bitumen reflectance", *Organic geochemistry*, 131 (2019) 50–59. Doi.org/10.1016/j.orggeochem.2019.03.007
15. Chen, Z. Guo, Q., Jiang, C., Liu, X., Reyes, J., Mort, A., Jia, Z., "Source rock characteristics and Rock-Eval-based hydrocarbon generation kinetic models of the lacustrine Chang-7 Shale of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China", *International Journal of Coal Geology*, 182 (2017a) 52–65. Doi.org/10.1016/j.coal.2017.08.017
16. Chen Z., Liu X., Guo Q., Jiang C., Mort A., "Inversion of source rock hydrocarbon generation kinetics from Rock-Eval data", *Fuel*, 194 (2017b) 91–101. Doi: 10.1016/j.fuel.2016.12.052
17. Chen Z., Liu X., Osadetz K.G., "Petroleum generation kinetic models for Late Ordovician kukersite Yeoman Formation source rocks, Williston Basin (southern Saskatchewan), Canada", *Fuel* 241(2019) 234–246. Doi. 10.1016/j.fuel.2018.11.154
18. Dembicki, H., *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*, Elsevier, (2017).
19. Habicht, J.K.A., "Comment on the history of migration in the Gifhorn Trough", *Proceedings of the Sixth World petroleum Congress*, section 1, paper 19-PD2, (1964).
20. Hantschel, Th., Kauerauf, A.I., "Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling", Springer, (2009).
21. Hunt, J. M., "Petroleum Geochemistry and Geology", 2nd edition, San-Francisco, Freeman, (1979).

22. Hunt, J.M., Lewan, M. D., Hennen, R. J.C., Modeling oil generation with time- temperature index graphs on the Arrhenius equation", AAPG Bulletin, 75 (1991) 795–807. doi.org/10.1306/0C9B2853-1710-11D7-8645000102C1865D
23. James, G.A., Wynd, J.C., "Stratigraphy nomenclature of Iranian Oil consortium Agreement Area". American association petroleum geologist bulletin, 49 (1965) 2182-2245.
24. Mashhadi, Z.S., Kamal, M.R, Rabbani, A. R., "Source rock evaluation and geochemical characterization of Albian Kazhdumi Formation offshore SW Iran. Third EAGE Exploration Workshop, Abu Dhabi, UAE, (2014).
25. Peters, K. E., Walters, C. C., Moldowan J. M. "The Biomarker Guide, volume 1 and 2", Cambridge University Press. Second edition (2005).
26. Peters, K.E., Cassa, M.R., "Applied source rock geochemistry", In: Magoon L.B., Dow W.G. (Eds.), The Petroleum System – From Source to Trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir, Tulsa, 60 (1994) 93-120.
27. Tissot, B., "Premieres donnees sur le mecanismes et la cinetique de la formation du petrole dans les sediments: Simulation d, un scherna reactionnel sur ordinateur". Revue de l'Institut Français du Pétrole, 24 (1969), 470-501.
28. Vitzthuma, V. B., Bounaceura R.Michelsb R., Scacchia G., Marquairea P. M. "Kinetic parameters for the thermal cracking of simple hydrocarbons: From laboratory to geological time-temperature conditions", Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 125 (2017) 40–49. Doi: 10.1016/j.jaap.2017.04.020
29. Waples, D.W., "Geochemistry in petroleum exploration: Boston International Human Resources Development Corporation", Whelan, (1985).
30. Waples, D.W., Kamata, H., Suizu, M., "The art of maturity modeling part 1, finding a satisfactory geologic model", AAPG Bulletin, 76 (1992) 31-46. Doi: org/10.1306/BDF875E-1718-11D7-8645000102C1865D
31. Wood, D.A., "Relationships between thermal maturity indices calculated using Arrhenius equation and Lopatin method: Implications for petroleum exploration", AAPG Bulletin, 72 (1988) 115–134. Doi: 10.1306/703c8263-1707-11d7-8645000102c1865d

WWW.GREGCROFT.COM

Investigation of Kazhdumi Formation Behavior in Oil Generation using Arrhenius Kinetic Model in Some Oil Fields, Southwest of Iran

Saeedeh Senemari^{1*}, Bijan Maleki¹,

Abouzar Bazvandi¹, Mohammad Javad Yousefzadeh¹

1.Imam Khomeini International University, Qazvin, Iran

Extended Abstract

Introduction

The Zagros Basin with an extension of about 2000 km is located in southwestern Iran. Most of Iran's oil and gas reservoirs are located in this sedimentary basin, including Asmari, Bangestan, Khami, Khof and Kangan. The Kazhdumi Formation is one of the most important source rocks in this sedimentary basin, about which many studies have been done. The shale facies of Kazhdumi Formation can be seen in all of Khuzestan and Fars, but in Lorestan region, Kazhdumi Formation has a limestone facies. The Kazhdumi Formation contains 11% of organic matter. In this regard, the study of hydrocarbon generation potential during sedimentation of Kazhdumi Formation in these areas is very important. Kinetic modeling is used to predict the formation of hydrocarbons as well as to model the behavior of some thermal indicators. Arrhenius has been used as a kinetic model to evaluate the percentage of oil produced in the source rock studied in the oil fields of southwestern Iran. Using this model, a more detailed assessment of the maturation status of the source rock of the Kazhdumi Formation and the percentage of oil generated in the studied wells in the studied oil fields in southwestern Iran was investigated.

Material and methods

In this study, Rock-Eval 6 Pyrolysis method was used to access geochemical data. In the Rock-Eval, the potential for hydrocarbon productivity in sedimentary rocks is tested by the pyrolysis of samples in neutral environmental conditions and an increase in temperature using a thermal program. In the present study, some samples belonging to the source rock, on which thermal

pyrolysis experiments have been performed, were analyzed. This method is a suitable technique for the rapid detection of source rock hydrocarbon potential generation from non-generative one. Then, the Arrhenius model was also used to evaluate oil production from potential source rocks kinetically. According to Wood (1988), the temperature-time index was obtained based on the Arrhenius equation (TTI^{ARR}). Subsequently, the relationship between TTI^{ARR} and temperature-time is determined for several burial histories. In fact, while the maturity of an organic matter is controlled by time and temperature, a history of burial can determine the thermal state of the source rock. The thermal maturity, according to the Arrhenius equation, is obtained for fast-reacting kerogens.

Results and discussion

The kinetic models have been introduced to more accurately assess the maturity of the source rock as well as the percentage of refined oil. In this study, the application of the Arrhenius model as a suitable model for estimating the percentage of refined petroleum in the source rock has been demonstrated. In this model, the decomposition temperature of the Kerogen is a one of factors for determining the computational parameters. For this purpose, the Kazhdumi Formation were studied as potential source rock in the several oil field to illustrate the application of the method. At the first time, using the results of Rock-Eval analysis, the type of kerogen was determined based on the Arrhenius method classification. The results, showed that the Kerogen of Kazhdumi Formation in different wells is mainly of type II. Due to the geological location in the wells of the fields, there are different burial histories and so the thermal regime of this formation in different region is not the same. Therefore, in the Arrhenius model the conversion rates is different. The study of reproductive potential on Kazhdumi source rock shows that the source rock has changed from a depth of 0.83 km in Ahvaz and Parsi fields to a depth of 5.166 km in Masjed Soleiman field and is located at temperatures of 40 to 170. Based on the Arrhenius model relations, the conversion rate is from 66.04 to 100%. Evaluation of the obtained results and the type of kerogen shows that the Kazhdumi Formation in Masjed Soleiman field is mainly gaseous. In Ahvaz, Aghajari and Parsi wells, oil production from source rock is expected to be well done. In the Kilorkarim well 1, due to the large amounts of TTI, the sources of hydrocarbons, if any, are mainly

dry gas. Therefore, Ahvaz, Aghajari and Parsi oil fields, which are mainly oil-producing, are located in other fields of this formation in the gasification window.

Conclusion

In this study, the sediments of Kazhdumi Formation were evaluated as a possible source rock in Ahvaz, Aghajari, Parsi, Kilorkrim and Masjed Soleiman oil fields in Zagros basin located in southwestern Iran. For this purpose, the Arrhenius kinetic model was used to evaluate the maturity of the source rock as well as to investigate oil generation. According to the information obtained, the dominant kerogen in the Kazhdumi Formation is type II. Also, based on the values obtained from the Rock-Eval pyrolysis, this Formation has fully entered the oil window and has a high TTI_{AAR} . Therefore, the kerogen of this Formation was classified in very good source rock which has a very good hydrocarbon potential. Similar results were obtained in this study based on the Arneus kinetic model. Accordingly, the transformation rate of hydrocarbons in different oil fields were the range of 66 to 100%. These changes are mainly due to different burial history in the oilfields studied.

Keywords: Arrhenius model, Oil field, Kazhdumi Formation, Middle Zagros, Burial history

*Corresponding Author: senemari2004@yahoo.com/s.senemari@eng.ikiu.ac.ir