

Kinetic evaluation of oil generation from potential source rocks using the Arrhenius model in Kilverkarim oilfield

Bijan Maleki^{1*}, Abuzar Bazvandi¹, Saeedeh Senemari¹, Parviz Armani²

1-Department of Mining and Oil Engineering, Faculty of Engineering, Imam Khomeini International University, Qazvin, Iran

2- Department of Geology, Faculty of Sciences, Imam Khomeini International University, Qazvin, Iran

Keywords: Kinetic evaluation, Source rock, Arrhenius model, Burial history, Kilverkarim oilfield

1-Introduction

The Zagros Basin is one of the most critical basins globally, which has more than 98% of Iran's gas and oil reservoirs. The Dezful Embayment is a part of the Zagros and a structural basin located in southwest Iran. The Dezful Embayment is considered one of the most economical hydrocarbon regions regarding the presence of source rock, caprock, and strategic location. Source rock is one of the critical components of an oil system. Detailed identification of source rock and its corresponding processes is considered one of the main steps to identify an oil system in each area. Hence, having information about an oil system in a sedimentary basin will provide an excellent opportunity for explorative and generative studies in an oil field. In all of the studies, organic geochemistry plays a vital role in exploring gas and oil reservoirs. Today, most oil companies provide organic geochemical diagrams for exploring gas and oil; they do not excavate without enough geochemical information. The potential for hydrocarbon production in various oilfield formations can be evaluated by the Rock-Eval 6 Pyrolysis method, thus reducing exploration costs (Espitalie et al., 1980). One of the most extensive deposits in this area is the marine sediments of Sarvak, Gurpi, Kazhdumi, and Pabdeh formations in Kilverkarim oilfield, which was studied based on Rock-Eval Pyrolysis data with particular regard to Arrhenius model studies. The Kilverkarim oilfield is 40 km north of the Persian Gulf (south of Dezful Dam) with a length of 28 km and a width of 6 km on the horizon of Bangladesh and the vicinity of the Siyah Makan, Shore, Golkhari oilfields (Fig. 1).

2-Methodology

In this study, Rock-Eval 6 Pyrolysis method was used to access geochemical information. This tool is considered the newest generation of Rock-Eval introduced by the French company Vinci Technology in 1996 (Behar et al., 2001). In the Rock-Eval method, the potential for hydrocarbon productivity in sedimentary rocks is tested with the aid of pyrolysis of the samples in neutral environmental conditions and an increase in temperature using a thermal program. This method is a suitable technique for rapidly detecting source rock hydrocarbon potential generation from non-generative one. Subsequently, the Arrhenius model was also used to evaluate oil production from potential source rocks kinetically. Wood (1988) obtained the time-temperature index based on the Arrhenius equation (TTIARR). In this regard, the relationship between TTIARR and temperature-time is determined for several burial histories. The thermal maturity, according to the Arrhenius equation, is obtained for fast-reacting kerogens.

3- Discussion and conclusion

The application of petroleum geochemistry and the determination of the source of petroleum source rock would significantly help to reduce the risk of oil exploration. In this regard, kinetic models have been introduced to

*Corresponding author: maleki@eng.ikiu.ac.ir; malekibijan@yahoo.com

DOI: 10.22055/aag.2020.30235.2013

Received 2019-07-08

Accepted 2020-07-31

more accurately assess the maturity of the source rock and the percentage of refined oil. In this study, applying the Arrhenius model as a suitable kinetic model for estimating the percentage of refined petroleum in the source rock has been demonstrated. For this purpose, the Kazhdumi, Pabdeh, Sarvak, and Gurpi formations were studied as potential source rocks in the Kilverkarim oilfield to illustrate the application of the method. In the selection of wells, it has been attempted to select wells from the studied formations. The selection was such that the samples should represent all the formations. At first, using the results of Rock-Eval analysis, the type of kerogen was determined based on the Arrhenius model classification. In fact, in this study, as with other geochemical analyses, preparing the samples is the first step to assess Rock-Eval 6 Pyrolysis and evaluate TOC and Tmax.

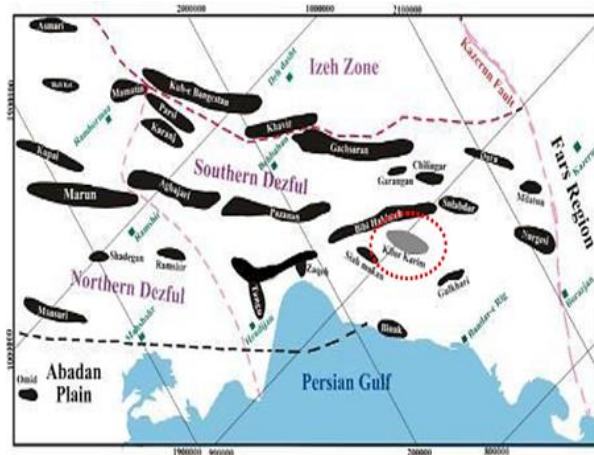


Fig. 1. Location of Kilverkarim in Zagros Basin.

Then, with the burial history, the time-temperature index was determined, and the conversion rates of the probable source rocks were determined using diagrams and model relationships. For validation, the results were compared with previous descriptive research. The results show that the hydrocarbon production potential of the Pabdeh Formation is weak to good, and the dominant kerogen is of type IIB to IIC ($X=70/68\%$, $X=3/92\%$). Kazhdumi Formation also has moderate to good hydrocarbon potential and has entered the oil window ($X=66/04\%$, $X=100\%$). However, the Sarvak and Gurpi formations do not enter the oil window and have a lower TTI.

References

- Behar, F., Beaumont, V., Pentea do, B., 2001. Rock-Eval 6 Tecnology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology Reviews* 56, 111-134.
- Espitalié, J., Madec, M., Tissot, B., 1980. Role of Mineral Matrix in Kerogen Pyrolysis: Influence on Petroleum Generation and Migration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 4, 59-66.
- Wood, D.A., 1988. Relationships between thermal maturity indices calculated using Arrhenius equation and Lopatin method: Implications for petroleum exploration. *AAPG Bulletin* 72, 115-134.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Maleki, B., Bazvandi, A., Senemari, S., Armani, P., 2021. Kinetic evaluation of oil generation from potential source rocks using the Arrhenius model in Kilverkarim oilfield. *Adv. Appl. Geol.* 11(1), 157-168.

DOI: 10.22055/aag.2020.30235.2013

url: https://aag.scu.ac.ir/article_15853.html?lang=en

ارزیابی سینتیکی زایش نفت از سنگ‌های منشاء احتمالی با استفاده از مدل آرنیوس، در میدان نفتی کیلور کریم

بیژن ملکی*

گروه مهندسی معدن و نفت، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه بین المللی امام خمینی (ره)، قزوین، ایران

ابوذر بازوندی

گروه مهندسی معدن و نفت، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه بین المللی امام خمینی (ره)، قزوین، ایران

سعیده سنماری

گروه مهندسی معدن و نفت، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه بین المللی امام خمینی (ره)، قزوین، ایران

پرویز آرمانی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه بین المللی امام خمینی (ره)، قزوین، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۴/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۶/۲۹

*maleki@eng.ikiu.ac.ir; malekibijan@yahoo.com

چکیده

بکارگیری ژئوشیمی نفت و تعیین وضعیت نفت‌زایی سنگ منشاء، کمک زیادی به کاهش ریسک اکتشاف نفت می‌کند. در این رابطه مدل‌های سینتیکی، برای ارزیابی دقیق‌تر وضعیت بلوغ سنگ منشاء و همچنین درصد نفت‌زایش شده، معرفی شده است. در این تحقیق، کاربرد مدل آرنیوس به عنوان مدل سینتیکی مناسب برای ارزیابی درصد نفت‌زایش شده در سنگ منشاء ارائه شده است. بدین منظور سازندهای کژدمی، پابده، سروک و گورپی به عنوان سنگ‌های منشاء احتمالی در میدان نفتی کیلور کریم، برای نشان دادن نحوه کاربرد روش، مورد مطالعه قرار گرفتند. در ابتدا با استفاده از نتایج آنالیز راک-اول، نوع کروژن بر اساس طبقه‌بندی مدل آرنیوس تعیین شد. سپس با کمک تاریخچه تدفین، اندیس زمان - دما تعیین و سپس با استفاده از نمودارها و روابط مدل، نرخ تبدیل سنگ‌های منشاء احتمالی تعیین شد. برای صحت‌سنجی، نتایج بدست آمده با تحقیقات توصیفی قبلی مقایسه شد. نتایج مطالعات نشان می‌دهد که پتانسیل تولید هیدروکربن سازند پابده ضعیف تا خوب است و کروژن غالب در آن از نوع IIB تا IIC است ($X=70/68\%$ ، $X=37/92\%$). همچنین سازند کژدمی دارای پتانسیل هیدروکربن‌زایی متوسط تا خوبی بوده و وارد پنجره نفتی شده است ($X=100\%$ ، $X=66/04\%$). اما سازندهای سروک و گورپی اصلاً وارد پنجره نفتی نشده و دارای TTI پایینی هستند.

کلمات کلیدی: ارزیابی سینتیکی، سنگ منشاء، مدل آرنیوس، تاریخچه تدفین، میدان نفتی کیلور کریم

مقدمه

موضوع اصلی ژئوشیمی نفت، مطالعه سنگ منشاء مؤثر و ارزیابی خواص آنها است. با توجه به اینکه سنگ منشاء در اعماق بیشتری نسبت به سنگ مخزن قرار دارد لذا هزینه حفاری بیشتر شده و در اغلب مواقع پروژه‌های حفاری فقط تا سنگ مخزن ادامه دارد که این از جمله محدودیت‌های شناخت سنگ منشاء است. از اینرو برای شناخت بخش‌های عمیق حوضه، بازسازی حوادث زمین‌شناسی و نیز بررسی حرارتی گذشته منطقه نقش مهمی در ارزیابی دارد. با استفاده از مدل‌های بازسازی و همچنین آزمایش‌های سنگ منشاء، می‌توان تا حد زیادی عملکرد آن را ارزیابی کرد. بررسی فرایند نفت‌زایی از سنگ منشأ در جهت مشخص نمودن کیفیت و کمیت نفت‌زایی در هر سیستم نفتی صورت می‌گیرد. سنگ منشأ سنگی است که در طول تدفین، تحت تأثیر حرارت قادر به تولید مقادیر قابل توجهی مواد هیدروکربوری است. واژه کروژن به تمامی مواد آلی موجود در سنگ‌های رسوبی که در اسیدها، بازها و حلال‌های آلی غیرقابل حل هستند اطلاق

می‌شود (Hunt, 1996). پیش‌بینی خواص کروژن، از قبیل چگالی، گرانبوی یا ترکیب فازها به کمک مدل سینتیکی و بر پایه رخساره آلی، نسبت به نمودار ون-کرولن، مطمئن‌تر است (Jones, 1987). در این راستا تعیین نوع کروژن (I-IV) به کمک مدل سینتیکی و بر اساس نوع مواد آلی نسبت به نمودار ون-کرولن صورت می‌گیرد (Alizadeh et al., 2009). مدل‌های سینتیکی متعددی برای تعیین هیدروکربن وجود دارد. از جمله مدل‌هایی که بطور گسترده مورد استفاده قرار می‌گیرد مدل ویتربنایت است (Sweeney and Burnham, 1990; Burnham, 2019). مدل سینتیکی تولید نفت، یک واکنش تجزیه‌ای است که برای تبدیل مولکول‌های بزرگ ناهمگن به مولکول‌های سبک‌تر نفت استفاده می‌شود. در این واکنش، انواع مولکول‌های واکنش دهنده (اولیه یا ثانویه)، انواع کروژن‌ها (I-IV) و انواع اجزای نفت تولیدشده (کلی، نفت-گاز، سینتیک ترکیبی) از هم دیگر تمیز داده می‌شوند (Golf, 1983; Peters et al., 2005).

مدل‌سازی سینتیکی برای پیش‌بینی تشکیل هیدروکربن، شکسته شدن مولکول‌های نفت و همچنین مدل‌سازی رفتار برخی از شاخص‌های

منجر به کاهش عمق تدفین گشته موجب پائین آوردن دمای سازندها و کاهش نرخ واکنش‌های نفت‌زایی شده است (Zeinalzadeh et al., 2010). علاوه بر این، مدل‌سازی حرارتی توسط کمالی (۲۰۰۰) در کوه موند، نشان می‌دهد که سازندهای گدوان، داریان و کزدمی هنوز به پنجره نفت‌زایی نرسیده‌اند. در مطالعات دیگر نیز، مدل‌سازی حوضه جهت بررسی فرایندهای سیستم هیدروکربوری، مورد استفاده قرار گرفته است (Kamali et al., 2005). در این مطالعات تاریخچه تدفین دو چاه از میدان گچساران و دو چاه از میدان بی‌بی‌حکیمه بازسازی شده است. مدل‌سازی حرارتی با استفاده از روش لوپاتین در فروافتادگی دزفول توسط Salehi (۲۰۱۰) انجام شد.

تعریف مسئله

دو فاکتور مهمی که در هیدروکربورزایی و بلوغ سنگ منشاء نقش اساسی ایفا می‌کنند دما و عمق هستند (Dembicki, 2017). دما و عمق تشکیل نفت در ارزیابی بلوغ سنگ منشاء، به‌ویژه وقتی که با دیگر نشانگرهای بلوغ ترکیب می‌شوند مفید است. قانون هیل (Hilt 1973) بیان کرد که کربن ثابت با افزایش عمق و دما، افزایش می‌یابد. در این رابطه اولین روش سینتیکی در مدل‌سازی تولید نفت، توسط هایبخت ارائه شد (Habicht, 1964). این رابطه اولین مدل ریاضی برای تولید نفت با استفاده از نظریه سینتیک آرنیوس، همراه با منحنی تاریخچه تدفین سنگ منشاء است (Tissot, 1969). در این روش، تأثیر هر دو عامل زمان و درجه حرارت با معرفی پارامتر TTI^3 در محاسبه بلوغ مواد آلی و پیش‌بینی تشکیل نفت در نظر گرفته می‌شود (Hantschel and Kauerauf, 2009). این روش، نوع کروژن را مشخص نمی‌کند، اما می‌تواند زایش هیدروکربور را با توجه به نوع کروژن نشان دهد. مطابق معادله ۱، مقدار TTI با انعکاس ویتترینیت رابطه مستقیم دارد (Golf, 1983). از این رابطه و همچنین جدول ۱ می‌توان برای صحت‌سنجی مدل با روش‌های متداول مانند انعکاس ویتترینیت استفاده نمود. در اینجا عوامل زمان و دما می‌توانند جایگزین یکدیگر شوند. یعنی هر قدر دما کاهش یابد، زمان طولانی‌تری برای رسیدن به مرحله بلوغ لازم است.

$$R_0 = 0.06359 \times (1444TTI)^{0.2012} \quad (\text{معادله ۱})$$

روش TTI برای پیش‌بینی تشکیل نفت و شکسته شدن مولکول‌های آن استفاده می‌شود. در مدل‌سازی به روش TTI فرض بر این است که: ۱- عوامل مؤثر بر بلوغ ماده آلی فقط زمان و دما هستند و ۲- زمان و دما می‌توانند جایگزین یکدیگر شوند. لازم به ذکر است که در این روش اثر فشار در زیرزمین در نظر گرفته نمی‌شود. توسعه این مدل توسط واپلز^۴ پیشنهاد گردید (Waples, 1980). بر اساس این تحقیق، آهنگ بلوغ در هر ۱۰ درجه سانتی‌گراد دو برابر می‌شود. در جدول ۱

حرارتی به کار می‌رود. مدل کلی ارائه شده توسط انستیتوی نفت فرانسه (IFP) و آزمایشگاه ملی لیورمور نسبت به مدل‌های دیگر، به‌طور گسترده‌تری مورد استفاده قرار می‌گیرد (Golf, 1983). از جمله این مدلها، مدل ویتترینیت LLNL است که در آن یکسری واکنش‌های موازی مد نظر قرار می‌گیرد. در کنار آن، روش $EASY\%R_0$ معرفی شد. ترکیب این دو روش، تحت عنوان مدل کلی $EASY$ به کار می‌رود (Sweeney and Burnham, 1990). طی سال‌های اخیر از ضریب انعکاس ویتترینیت به‌عنوان شاخص بلوغ، به‌طور گسترده استفاده می‌شود. مدل‌های مختلفی برای پیش‌بینی مقادیر R_0 با توجه به فاکتورهای زمان و دما ارائه شده است (Burnham and Sweeney, 1989). در این مدل انرژی فعال‌سازی برای تجزیه ویتترینیت طی چهار واکنش حذف آب، دی‌اکسیدکربن، متان و هیدروکربن‌های سنگین استفاده می‌شود. در این رابطه توزیع نهایی انرژی فعال‌سازی و فاکتور فراوانی به دست می‌آید (Hantschel and Kauerauf, 2009).

در تحقیق دیگر رابطه انعکاس ویتترینیت با نرخ تولید (TR^1) به صورت‌نمایی و در بازه $[0.20\% \text{ و } 4.66\%]$ به عنوان یک مدل معرفی گردید. کار^۲ این مدل را اصلاح نمود (Carr, 1999). لارتر از داده‌های کمی گاز کروماتوگرافی کروژن ویتترینیت، برای دستیابی به غلظت اجزای بسیار کوچک ماده (تراکم ساختمانی ماده) تشکیل‌دهنده آلکیل فنول داخل ویتترینیت، استفاده نمود (Larter, 1988). یکی دیگر از مدل‌های سینتیکی، مدل TTI است. در این مدل، تأثیر هر دو عامل زمان و درجه حرارت در محاسبه بلوغ حرارتی مواد آلی رسوبی در نظر گرفته می‌شود. از آنجائیکه مدل لوپاتین دارای محدودیت‌هایی است، مدل آرنیوس معرفی شد. این مدل، از جمله روش‌های غیر مستقیمی است که به منظور ارزیابی سنگ منشاء و تعیین وضعیت بلوغ، درجه پختگی مواد آلی و نیز مشخص نمودن عمق و زمان تشکیل هیدروکربن استفاده می‌شود (Lopatn, 1976; Hunt, 1979). اخیراً تحقیقاتی در زمینه کاربرد مدل‌های سینتیکی برای زایش نفت صورت گرفته است (Chen et al., 2019; et al., 2017a; Burnham, 2019). در مطالعه دیگر رابطه بین داده‌های راک-اول و پارامترهای سینتیکی تعیین شد (Chen et al., 2017b). همچنین تحلیل سینتیکی توزیع انرژی اکتیواسیون در واکنش‌های شیمیایی مطالعه شد (Braun and Burnham, 1987). سر انجام با استفاده از مدل سینتیکی، مراحل واکنش‌های شیمیایی بررسی شد (Burnham, 2015).

برای نخستین بار در ایران، در حوضه زاگرس، مطالعاتی بر اساس مدل حرارتی انجام شد (Bordenave and Burwood, 1990). در مطالعه دیگر نیز مدل‌سازی حرارتی در کوه خامی و کوه میش، ارائه شده است. این مطالعه نشان می‌دهد که فرسایش، تأثیر زیادی بر میزان پختگی مواد آلی لایه‌ها در برش مورد مطالعه داشته است. فرسایشی که

3-Time Temperature Index
4-Waples

1-Transformation Rate
2-Carr

چهار نوع کروژن تیپ دو پیشنهاد شده است. در این راستا تقسیم بندی‌های دقیق تری نیز پیشنهاد شده است (Hunt et al., 1991). تقسیم بندی چهار گانه ضعیف، متوسط، خوب، خیلی خوب (عالی) بترتیب معادل با A, B, C, D در نظر گرفته شد. علاوه بر این، بر اساس معیارهای دیگر نیز می‌توان انرژی اکتیواسیون را بدون در نظر گرفتن محتوی گوگرد و با کمک داده‌های راک اول تعیین نمود (Kasaei and Eftekhari, 2007; Soltani et al., 2015). جدول ۲ نشان دهنده رابطه بین انرژی اکتیواسیون با برخی پارامترهای راک-اول است. اصطلاح poor نشان دهنده بیشترین انرژی اکتیواسیون لازم و معادل IID می‌باشد.

ارتباط TTI و انعکاس ویتترینایت با وضعیت بلوغ سنگ منشاء نشان داده شده است.

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 منشاء، که آزمایش پیرولیز حرارتی قبلاً بر روی آن‌ها انجام شده است، از نظر سینتیکی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. بر اساس آن می‌توان نفت زایی سنگ منشاء را تعیین نمود (Golf, 1983). بنابر مطالعه کنونی، نوع کروژن تقسیم بندی جزئی تری می‌شود. از اینرو، نیاز به تعیین انرژی اکتیواسیون یا فعال سازی کروژن است. معیارهای مختلفی برای تعیین این انرژی وجود دارد که از جمله می‌توان به محتوی گوگرد اشاره نمود. در این رابطه

جدول ۱- مقادیر TTI و $R_0\%$ و ارتباط آن‌ها با وضعیت بلوغ سنگ منشاء (Kasai, 2005).

Table 1. TTI and $R_0\%$ values and their relationship with source rock maturity status (Kasai, 2005).

Maturity status	Vitrinite reflection percentage	TTI maturity status
Mature	0-0.55	0-3
Early maturity	0.55-0.7	3-20
Middle maturity	0.7-1	20-75
Final maturity	1-1.3	75-180
Gasification	1.3-2	180-900

جدول ۲- دستورالعمل‌های تفسیری برای کمیت، کیفیت و بلوغ سنگ (Huang et al., 2003; Baik et al., 2000).

Table 2. Interpretive guidelines for the quantity, quality, and maturity of rock (Huang et al., 2003; Baik et al., 2000).

Quantity	TOC (%)	S1 (mg HC/g TOC)	S2 (mg HC/g TOC)
Poor	<0.5	<0.5	2.5<
Fair	1-0.5	1-0.5	2.5-5
Good	1-4	1-4	5-20
Excellent	>4	>4	>20
Quality	HI (mg HC/g TOC)	S2/S3	Kerogen type
None	<50	<1	IV
Gas	50-200	1-5	III
Gas and Oil	200-300	5-10	II/III
Oil	300-600	10-50	II
Oil	>600	>15	I
Maturation	R_0 (%)	T_{max} (°C)	TAI
Immature	00.20-0.6	<430	1.5-2.6
Early mature	0.60-0.65	430-440	2.6-2.7
Peak mature	0.65-0.90	440-450	2.7-2.9
Late mature	0.90-1.35	450-470	2.9-3.3
Post mature	>1.35	>470	>3.3

مبانی محاسباتی

هانت و وود نشان دادند که برای محاسبه TTI می‌توان از مدل آرنیوس استفاده کرد (Wood, 1988; Hunt, 1996). از آنجائی که پختگی و بلوغ حرارتی توسط زمان و درجه حرارت کنترل می‌شود، لذا بررسی تاریخچه تدفین می‌تواند وضعیت حرارتی سنگ منشاء را بیان کند (Ashkan, 2004). در اینجا میزان واکنش کروژن به دما وابستگی زیادی دارد که به وسیله معادله ۲ بیان می‌شود.

$$K = A \exp(-E/RT) \quad (\text{معادله ۲})$$

K ثابت آهنگ واکنش (l/my)، A ضریب پیش نمایی یا فرکانس (l/my)، R ثابت گاز ایده آل، T دما برحسب کلونین (C+273). پارامترهای سینتیکی E (مقدار انرژی فعال‌سازی) و A (فاکتور فراوانی) می‌باشند که می‌توان آنها را به طور آزمایشی با حرارت دادن سنگ منشاء در دماهای مختلف و اندازه‌گیری محصول هیدروکربن بدست آورد. ترکیب هر نوع کروژن، دارای پتانسیل متفاوتی برای زایش نفت است و نفت تولید شده می‌تواند به گاز نیز تبدیل شود (Alizadeh and Sarrafdokht, 2011). اگر چنانچه در زمان t_0 مقدار کروژن برابر با V_0 و مقدار بیتومن برابر با صفر باشد، در زمان t مقدار کروژن برابر $V_0 - V_t$ و مقدار بیتومن برابر V_t است و نرخ تبدیل کروژن به بیتومن در دمای ثابت بستگی به مقدار کروژن باقیمانده دارد که از معادله ۳ به دست خواهد آمد.

$V_0 - V_t$ کمیت باقی‌مانده واکنش، n درجه واکنش، K نرخ ثابت معادله، n=1 برای واکنش درجه اول و n=2 برای واکنش درجه دوم و ... است.

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

برای تعیین پارامترهای سینتیکی، می‌توان از داده‌های آزمایشگاهی و یا از طریق مقادیر استاندارد جهانی استفاده نمود. امروزه بدست آوردن پارامترهای سینتیکی از آزمایش‌های پیرولیز انجام پذیر است (Chen et al., 2017a; Vitzthuma et al., 2017; Chen et al., 2017b). این در حالی است که آزمایش‌های مذکور در مدت زمان کم و دمای بالا صورت گرفته و در نهایت مکانیسم‌های واکنش متفاوتی را خواهد داشت. در معادله ۴ نرخ تبدیل کروژن ارائه شده است.

$$V = V_0 \cdot \exp(-kt) \quad (\text{معادله ۴})$$

در این معادله V_0 کمیت اولیه کروژن، K نرخ ثابت معادله و V مقدار باقیمانده کروژن بعد از زمان t است. در این رابطه محاسبه TTI از معادله آرنیوس، توسط وود و هانت توضیح داده شده است (Wood, 1988; Hunt, 1996). وود بیان می‌کند که استخراج TTI راه حل تجزیه تقریبی انتگرال معادله آرنیوس در دماهای کمتر از ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد است و مقادیر E بیشتر از ۵۰ kJ/mol خطایی کمتر از ۱ دارد. در اینجا روند حرارت خطی و به ازای هر ۱۰ درجه سانتی‌گراد است. همچنین شاخص زمان-دما (TTI) بر اساس معادله آرنیوس،

توسط وود و طبق معادله ۵ بیان گردید (Wood, 1988) (Hunt, 1996). (معادله ۵)

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

در این معادله t_{n+1} و t_n به ترتیب زمان (My) و دمای مطلق (C+273) در شروع و پایان یک بازه ۱۰ درجه سانتی‌گرادی است. فاکتورهای A, E, R همانند معادله ۲ است. در واقع این معادله آهنگ حرارت خطی را در هر ۱۰ درجه سانتی‌گراد در نظر می‌گیرد و ضریب ۱۰۰ برای حذف مقادیر با اعشار است. برخی از منحنی‌های تاریخچه تدفین دارای دوره‌های زمانی طولانی مدت در دمای ثابت و با فرونشست یا بالآمدگی ناچیز هستند. به منظور تخمین دقیق، مقدار TTI_{ARR} را می‌توان مطابق معادله ۶ محاسبه کرد.

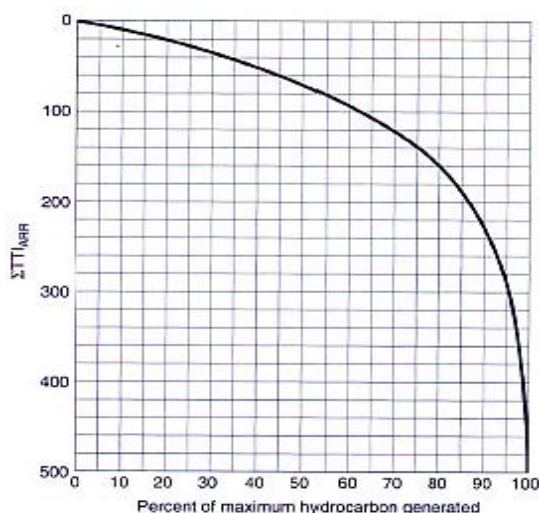
$$TTI_{ARR} = [(t_{n+1} - t_n) A e^{(E/RT)}] \times 100 \quad (\text{معادله ۶})$$

افزودن مقادیر TTI_{ARR} برای هر بازه ۱۰ درجه سانتی‌گراد یا دوره دمای ثابت، در منحنی تاریخچه تدفین سنگ منشاء، شاخص جمع‌بندی ($\sum TTI_{ARR}$) را فراهم می‌کند. با استفاده از این شاخص، می‌توان حداکثر میزان درصد نفت تشکیل‌شده را در معادله ۷ محاسبه کرد.

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

معادله ۷ را می‌توان به صورت نمودار نیز نشان داد (شکل ۱). در این شکل مشاهده می‌شود که با افزایش $\sum TTI_{ARR}$ درصد نفت تولید شده نیز افزایش می‌یابد. همانطور که ملاحظه می‌شود به ازای $\sum TTI_{ARR}$ بیشتر از ۴۰۰، زایش نفت تقریباً به ۱۰۰ درصد می‌رسد.

تکمیل زمان و دما با استفاده از معادله آرنیوس وظیفه دشواری است که مناسب‌ترین راه برای انجام آن استفاده از کامپیوتر است. برای رفع مشکل، روش‌های نموداری مطرح شد. اولین ارزیابی‌های نموداری بلوغ ماده آلی، توسط کارویل برای بیان رابطه بین زمان-دما و زغال‌سنگی شدن مورد استفاده قرار گرفت (Karwell, 1955). لوپاتین از بهسازی روش TTI خود برای رسم نمودارهای زمان-دما به منظور تولید نفت استفاده کرد. در سال ۱۹۸۸ شاخص زمان-دما توسط وود بر اساس معادله آرنیوس (TTI_{ARR}) به دست آمد (Wood, 1988). او به منظور مدل‌سازی بلوغ سنگ منشاء، به وسیله نمودارهای مختلف رابطه بین TTI_{ARR} و دما - زمان را برای تعدادی از تاریخچه‌های تدفین تعیین کرد و سپس روش خود را با روش لوپاتین مقایسه کرد. وود نتیجه گرفت که روش لوپاتین سعی دارد بلوغ گرمایی را، نسبت به معادله آرنیوس، برای کروژن‌های با واکنش سریع، کم ارزیابی کند. دیگر این که برای اختلاف‌های بزرگ در آهنگ‌های حرارتی، تخمین مناسبی ندارد.



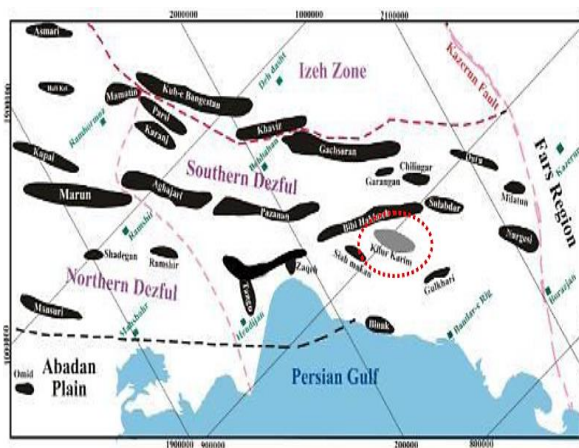
شکل ۱ - حداکثر میزان درصد نفت تولید شده (Hunt, 1979).

Fig. 1. Maximum percentage of oil produced (Hunt, 1979).

میدان‌ها تحت تاثیر این گسل تغییر مکان داده است (Shirzad, 1984). در بعضی از نقشه‌های ژئوفیزیکی می‌توان وجود گسلی را در جنوب غربی میدان نفتی سیاه‌مکان و یا به عبارت دیگر در امتداد محوری بین ساختارهای موجود بین میداین سیاه‌مکان و کیلورکریم مشاهده نمود. بر این اساس وجود این ساختارهای زمین شناسی در افزایش بلوغ حرارتی سنگ‌های منشا در چاه شماره ۴ میدان سیاه‌مکان، نقش داشته است (Alizadeh et al., 2009).

منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی کیلورکریم در فاصله ۴۰ کیلومتری شمال خلیج فارس (جنوب فروافتادگی دزفول) به طول ۲۸ و عرض بین ۶-۷ کیلومتری بر روی افق بنگستان و در مجاورت میداین نفتی سیاه‌مکان، شور، گلخاری و بی‌بی حکیمه واقع شده است (شکل ۲). این میدان از سمت شمال به وسیله گسلش معکوس با شیبی به سمت شمال شرق واقع شده است و بدین ترتیب از ساختار بی‌بی حکیمه جدا می‌شود. بطوری‌که محور



شکل ۲- موقعیت میدان نفتی کیلورکریم در حوضه رسوبی زاگرس (Alizadeh et al., 2009).

Fig. 2. Location of Kilverkarim in Zagros Basin (Alizadeh et al., 2009).

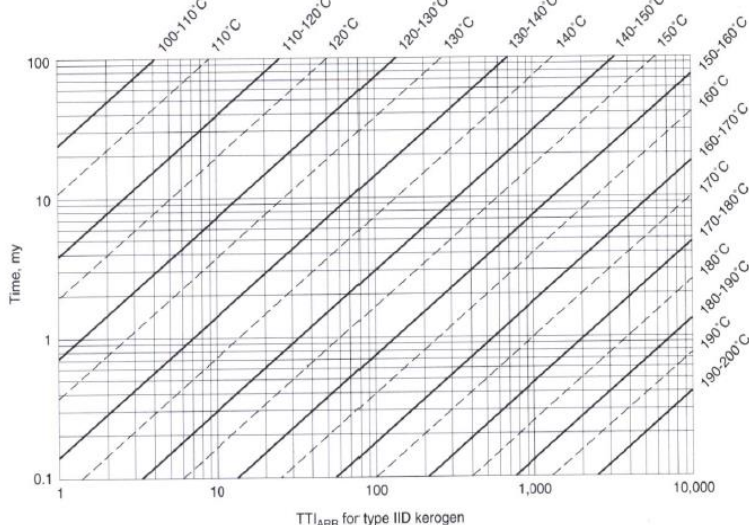
قرارگیری هر سازند، در هر محدوده دمایی تعیین می‌شود. در اینجا تقاطع‌های هر یک از خطوط توپر قطری، محدوده دما با خط زمان در امتداد خطوط محورها است که مقادیر TTI_{ARR} را نشان می‌دهد. در نهایت با استفاده از نمودارهای آرنیوس، TTI_{ARR} کروژن هر سازند به ازای محدوده‌های دمایی مختلف به دست می‌

روش کار

مطابق جدول ۴ با مشخص شدن کروژن آرنیوس برای هر سازند، بر روی نمودار آرنیوس (مانند شکل ۳) محدوده دمای آن مشخص می‌شود. سپس بر روی نمودار تاریخچه تدفین، دمای معادل عمق حوضه مشخص می‌شود. علاوه بر این زمان در معرض

احتمالی در این میدان است. برای این منظور با استفاده از داده‌های راک-اول (جدول ۳) و مدل‌سازی تاریخچه تدفین، سه چاه ۱، ۲، ۴ مورد ارزیابی قرار گرفت.

آید. با قرار دادن مقادیر مجموع TTI_{ARR} در معادله ۷ و یا شکل ۲، درصد هیدروکربن زایش شده به دست می‌آید (Hunt, 1979). هدف از این مطالعه ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای سنگ منشاء

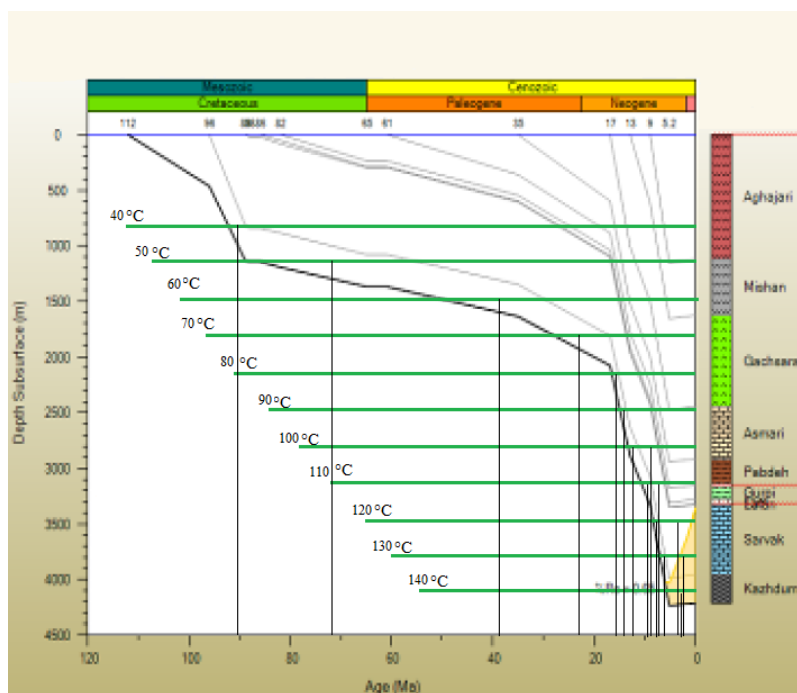


شکل ۳- رابطه‌ی بین زمان، دما و TTI_{ARR} در کروژن نوع IID (Hunt, 1979).

Fig. 3. Relationship between time, temperature and TTI_{ARR} in Type IID Kerogen (Hunt, 1979).

ضخیم، از آنجائیکه سر و عمق لایه رژیم حرارتی مختلفی را تحمل می‌کند لذا وسط لایه به‌عنوان نماینده کل لایه در نظر گرفته شد و رژیم حرارتی وارد بر آن، تعیین گردید. بر این اساس داده‌های راک-اول و سایر مشخصات نمونه‌های یک چاه معدل‌گیری شد.

نتایج بدست آمده نشان می‌دهد که تاریخچه تدفین سنگ منشاء این میدان مطابق شکل ۴ است. برای استفاده از این شکل در مدل آرنیوس، معادل حرارتی عمق‌های مختلف تعیین شد و زمان فرارگیری هر سازند در محدوده‌های دمایی مختلف بدست آمد. برای لایه‌های



شکل ۴- تاریخچه تدفین سنگ منشاء در میدان کیلورکریم.

Fig. 4. Burial history of rock origin in Kilverkarim oilfield.

جدول ۳- داده‌های پیرولیز راک-اول برای نمونه‌های سازندهای میدان نفتی کیلورکریم.

Table 3. Rock-Eval pyrolysis data for the samples of the Kilverkarim oilfield.

Depth (m)	S1 mg HC/g Rock	S2 mg HC/g Rock	Tmax (°c)	HI	TOC (%)	Kerogen type	Maturation	Quantity	Arrhenius kerogen
2802	0.65	3.23	433	434	0.74	II	M ⁶	F ⁵	IIB
2849	1.20	7.34	436	419	1.75	II	M	G ⁷	
2903	1.49	6.65	433	481	1.38	II	M	G	
2948	1.44	8.25	435	521	1.58	II	M	G	
3169	0.79	1.74	433	331	0.52	II	M	P ⁸	IIC
3224	1.17	4.40	437	519	0.85	II	M	F	
3278	0.86	6.52	436	496	1.31	II	M	G	
3320	0.83	3.44	437	439	0.78	II	M	F	
3368	0.38	0.76	438	255	0.30	III, II	M	P	IIB
2916	1.71	2.92	435	267	1.09	III, II	M	F	
2936	2.05	4.07	430	333	1.22	II	IM ⁹	G	
2976	2.15	8.74	437	387	2.26	II	M	G	
2996	1.35	2.19	435	152	1.44	III	M	P	
3016	1.71	6.23	434	374	1.64	II	M	G	
3036	1.40	6.63	345	364	1.82	II	M	G	
3056	0.99	7.67	434	340	2.26	II	M	G	
3145	0.39	1.66	435	440	0.38	II	M	P	IID
3180	0.40	1.33	434	360	0.37	II	M	P	
3422	0.62	2.42	436	391	0.62	II	M	P	IID
3156	0.25	0.31	429	70	0.44	III	I	P	III
3176	0.39	0.60	434	112	0.53	III	I	P	
3196	0.34	0.80	434	138	0.58	III	I	P	
3276	0.71	1.42	436	99	1.43	III	M	P	
3389	0.25	1.00	439	323	0.31	II	M	P	IID
3421	0.70	1.59	435	271	0.59	III, II	M	P	
3803	0.10	0.26	440	293	0.09	III, II	M	P	
3930	0.67	1.86	440	287	0.65	III, II	M	P	IID
3950	0.25	0.74	442	133	0.56	III	M	P	
3980	7.28	5.01	440	307	1.63	II	M	E ¹⁰	IIA
4001	14.03	6.55	432	263	2.49	III, II	I	E	
4017	16.33	6.31	428	234	2.70	III, II	I	E	
4040	14.99	9.84	434	284	3.46	III, II	I	E	
4058	13.49	11.96	439	305	3.92	III, II	M	E	
4180	9.38	7.94	438	258	3.08	III, II	M	E	
4200	11.39	7.53	427	289	2.60	III, II	I	E	

5-Fair
6-Mature
7-Good
8-Poor
9-Immature
10-Excellent

این رو با توجه به نمودار IID آرنیوس، مقدار $TTI_{ARR} = 2$ بدست آمد. جمع بندی این مقدار با مقادیر محاسبه شده قبلی و بعدی در محدوده های دمایی بالاتر و پایین تر به مقدار $\sum TTI_{ARR} = 10.8$ در این نقطه، در تاریخچه تدفین منجر شد. بر اساس معادله ۷ و یا شکل ۱ نتیجه بدست آمده، نشان می دهد که $66/04$ درصد هیدروکربن تولید شده است.

$$X\% = [1 - \exp(-1/100)] \times 100 = 66.08$$

مطابق شکل ۴ به کمک خطوط افقی و عمودی، زمان قرارگیری هر سازند در محدوده های دمایی مختلف مشخص شد. سپس با استفاده از نمودارهای TTI_{ARR} برای انواع کروژن (مشابه شکل ۳)، درصد تبدیل نفت مطابق جدول ۴ به دست آمد. به عنوان مثال در این جدول، سازند کژدمی در چاه شماره یک (با مشخص شدن کروژن آرنیوس که IID است)، در محدوده دمای $130 - 120$ درجه سانتی گراد، در عمق $3/833 - 3/500$ کیلومتری و زمان در معرض قرارگیری ۲ میلیون سال است. از

جدول ۴- پارامترهای مدل آرنیوس برای سنگ منشا سازند های میدان نفتی کیلورکریم.

Table 4. Arrhenius model parameters for the source rocks of the Kilverkarim oil field formations.

Formation	Well No.	Kerogen type	Depth (m)	Temperature range (°C)	Exposure time (My)	TTI_{ARR}	$\sum TTI_{ARR}$	X%
Pabdeh	1	IIB	1833-2166	70-80	3.5	0	122.7	70.68
			2166-2500	80-90	2	0		
			2500-2833	90-100	1	0.7		
			2833-3166	100-110	3	22		
			3166-3500	110-120	3	100		
	2	IIC	2833-3166	100-110	3	0	4	3.92
			3166-3500	110-120	3	4		
	4	IIB	1833-2166	70-80	3.5	0	122.7	70.68
			2166-2500	80-90	2	0		
			2500-2833	90-100	1	0.7		
			2833-3166	100-110	3	22		
	Gurpi	1	IID	-	-	-	-	0
2		IID	-	-	-	-	0	0
4		III	-	-	-	-	0	0
Sarvak	-	IID	2833-3500	100-110	2.5	0	11.5	10.86
			3166-3500	110-120	3	0		
			3500-3833	120-130	1	0.5		
			3833-4166	130-140	3	11		
Kazhdumi	1	IID	2833-3166	100-110	3.5	0	108	66.04
			3166-3500	110-120	1.5	0		
			3500-3833	120-130	2	3		
			3833-4166	130-140	3.5	25		
			4166-4500	140-150	2.5	80		
	4	IIA	833-1166	40-50	19	4	9494	100
			1166-1500	50-60	33	30		
			1500-1833	60-70	16.5	80		
			1833-2166	70-80	5.5	110		
			2166-2500	80-90	2	170		
			2500-2833	90-100	2	600		
			2833-3166	100-110	3.5	3500		
			3166-3500	110-120	1.5	5000		
3833-4166	120-130	2	0					
4166-4500	130-140	3.5	0					

ولی سازنده کژدمی وارد پنجره نفتی شده است. در چاه شماره ۲، سازند پابده در ابتدای پنجره نفتی و سازند گورپی کاملاً وارد پنجره نفتی شده است. در چاه شماره ۴ میزان درصد انعکاس ویترونیات مبین ورود سازند کژدمی به پنجره نفتی است. همچنین بازسازی تاریخچه تدفین و مدل سازی حرارتی در این میدان به انجام رسید. به طوری که بر اساس نتایج مدل سازی انجام شده در این میدان، مشخص شد سازند کژدمی در

نتایج و بحث

به منظور ارزیابی مطالعات گذشته با نتایج عددی این تحقیق، نرخ تبدیل ۰ تا ۳۰ معادل پتانسیل نفتی ضعیف، نرخ تبدیل ۳۰ تا ۶۰ با پتانسیل نفتی مناسب و با نرخ تبدیل ۶۰ تا ۱۰۰ با پتانسیل نفتزایی بسیار خوب در نظر گرفته شد. انعکاس ویترونیات نشان می دهد که سازندهای پابده و گورپی در چاه شماره یک به پنجره نفتی وارد نشده

پیشنهاد می‌گردد تاریخچه تدفین دقیق‌تری برای نمونه‌های سنگ منشاء تهیه شده و به منظور ارزیابی دقیق‌تر کاربرد مدل آرنیوس، برای سایر سنگ‌های منشاء ایران، صحت آنها با مدل‌های سینتیکی مذکور مقایسه شود.

نتیجه‌گیری

در این تحقیق کاربرد مدل آرنیوس در ارزیابی سنگ منشاء مورد بررسی قرار گرفت. در این راستا نتایج آزمایش راک-اول و تاریخچه تدفین نمونه‌های سنگ منشاء در چاه‌های مختلف در ناحیه جنوب غرب ایران، بکار گرفته شد. نتایج کمی به دست آمده از مدل سینتیکی، نرخ تبدیل متفاوتی را برای سنگ‌های منشاء در چاه‌های مختلف نشان داد. نتایج مدل با توصیفات محققین قبلی مقایسه گردید که تا حد زیادی باهم انطباق داشتند. البته در برخی چاه‌ها انطباق کمتری وجود داشت که خود می‌تواند ناشی از تاریخچه تدفین غیردقیق، خطا در انجام محاسبات و یا عدم دقت در تعیین نوع کروژن باشد. نتایج نشان می‌دهد که در میدان نفتی کیلورکریم سنگ منشاء پابده از پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف تا خوبی برخوردار است. سازند کژدمی نیز دارای پتانسیل هیدروکربن‌زایی متوسط تا خوبی بوده بطوریکه وارد پنجره نفتی شده است. در مقابل سازندهای سروک و گورپی وارد پنجره نفتی نشده و دارای TTI پایینی هستند.

هر سه چاه وارد پنجره نفتی شده است. درحالی‌که سازند پابده در چاه‌های ۱ و ۴ وارد پنجره نفت‌زایی نشده ولی در چاه شماره ۲ بخش میانی این سازند وارد پنجره نفتی شده است. بنابراین می‌توان گفت که به دلیل عمق بیشتر سازند آغاجاری در بخش جنوبی این میدان، پنجره نفت‌زایی از سمت شمال به جنوب در عمق بیشتری قرار گرفته و بلوغ افزایش یافته است (Alizadeh and Sarrafdokht, 2011). نتایج داده‌های راک-اول سازند پابده در میدان کیلورکریم، بیانگر گستره ضعیف تا خوب در نمونه‌های این سازند است (Kasai, 2005). کروژن نمونه‌های سازند گورپی در این میدان بر اساس ارزیابی راک-اول، ضعیف تا متوسط ارزیابی شده است. بنابراین سازند گورپی در میدان کیلورکریم توان نفت‌زایی ضعیف داشته و مواد آلی آن ناچیز است (Kasai, 2005). همچنین تحقیق حاضر نشان می‌دهد که سنگ منشا گورپی وارد پنجره نفتی نشده است ($X=0$). نتایج پیرولیز راک-اول نمونه‌های سازند کژدمی میدان کیلورکریم، بیانگر مقدار TOC متوسط تا بسیار خوب است (Kasai, 2005). در میدان نفتی کیلورکریم سنگ منشا پابده از پتانسیل هیدروکربن‌زایی ضعیف تا خوبی برخوردار بوده و سازند کژدمی نیز دارای پتانسیل هیدروکربن‌زایی متوسط تا خوب است طوری که هر دو وارد پنجره نفتی شده‌اند. این در حالی است که سازندهای سروک و گورپی اصلاً وارد پنجره نفتی نشده و دارای TTI پایینی هستند. با توجه به مشکلاتی که محققین این مقاله با آن مواجه بودند،

منابع

- Alizadeh, B., Sarrafdokht, H., 2011. Geochemical evaluation of source rock formations in Kilverkarim oil field, southwest of Iran. *Iranian Journal of Petroleum Geology* 2(2). (in persian).
- Alizadeh, M., Heidari Fard, M.H., Sarrafdokht, H., 2009. Evaluation of probable source rocks in Siah Makan oilfield using Rock-Eval 6. *First National Congress of Oil and Gas Exploration- Conservation production, Ahwaz.* (in persian).
- Baik, H.Y., Richtmyer, A., Asafu-Adzaye, N.B., Adzei-Akpor, N., Manu, T., 2000. 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.*
- Bordenave, M.L., Burwood, R., 1990. Source rock distribution and maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of the Asmari and Bangestan Reservoir oil accumulations. *Organic Geochemistry* 16 (1-3), 369-387.
- Braun, R.L., Burnham, A.K., 1987. Analysis of chemical reaction kinetics using a distribution of activation energies and simpler models, *Energy Fuels* 1, 153-61.
- Burnham, A.K., 2015. A Simple Kinetic Model of Oil Generation, Vaporization, Coking, and Cracking 29 (11), 7156-7167.
- Burnham, A.K., 2019. Kinetic models of vitrinite, kerogen, and bitumen reflectance. *Organic Geochemistry* 131, 60-75.
- Burnham, A.K., Sweeney, J.J., 1989. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 53, 2649-2657.
- Carr, D., 1999. A vitrinite kinetic model incorporating overpressure retardation. *Marine and Petroleum Geology* 16, 355-377.
- Chen, Z., Guo, Q., Jiang, C., Liu, X., Reyes, J., Mort, A., Jia, Z., 2017b. 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, 52-65.
- Chen, Z., Liu, X., Guo, Q., Jiang, C., Mort, A., 2017a. Inversion of source rock hydrocarbon generation kinetics from Rock-Eval data. *Fuel* 194, 91-101.

- Chen, Z., Liu, X., Osadetz, K.G., 2019. Petroleum generation kinetic models for Late Ordovician kukersite Yeoman Formation source rocks, Williston Basin (southern Saskatchewan), Canada. *Fuel* 241, 234–246.
- Dembicki, H., 2017. *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*, Elsevier Inc., pp. 19-60.
- Golf, J.C., 1983. Hydrocarbon generation and migration from Jurassic source rocks in East Shetland Basin and Viking graben of the northern North Sea. *Journal of the Geological Society* 140, 445-474.
- Habicht, J.K.A., 1964. Comment on the history of migration in the Gifhorn Trough. *Proceedings of the Sixth World petroleum Congress*, paper 19-PD2, p. 480.
- Hantschel, T.H., Kauerauf, A. I., 2009. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*, Springer.
- Huang, B., Xiao, X., Zhang, M., 2003. Geochemistry, grouping and origins of crude oils in the Western Pearl River Mouth Basin, offshore South China Sea. *Organic Geochemistry* 34, 993-1008.
- Hunt, J., Mand Lewan, M.D., Hennet, R.J.C., 1991. Modelikg oil generation with time- temperature index graphs on the Arrhenius equation. *AAPG Bulletin* 75, 795-807.
- Hunt, J.M., 1979. *Petroleum Geochemistry and Geology*, 2nd San-Francisco Freeman.
- Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*, (Second Edition): J.M. Hunt, W.H. Freeman (Eds.), New York, 743 p.
- Jones, R.W., 1987. *Advances in Petroleum Geochemistry*, Academic Press, Editor, p.90.
- Kamali, M.R., Bijaripour, A., Zeinalzadeh, A., 2005. Reconstruction of burial history and thermal modeling of the source stone of Gadvan in Fars region. *Journal of Science* 31(1). (in Persian).
- Karwell, J., 1955. Die Metamorphose der Kohlen von Standpunkt der Physikalischen Chemie. *Zeitschrift* 107, 132-139.
- Kasaei, M., 2005. Thermal modeling, maturity indices, hydrocarbon formation and fracture of oil molecules. *Petroleum Industry Research Institute*. (in Persian).
- Kasaei, M., Eftekhari, N., 2007. Determination of kinetic parameters of organic matter in source rocks using Rock-Eval. *Journal of Mining and Metallurgy* 18(67). (in Persian).
- Larter, S. R., 1988. Some pragmatic perspectives in source rock geochemistry, *Marine and Petroleum Geology* 5, 194-204.
- Lopatin, N.V., 1976. Determination of the Influence of Temperature and Geologic Times on the Katagenic Processes of Coalification and Oil and Gas Formation. *International Geology Conference, XXV Session, Moscow*, pp. 361-366.
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. *The Biomarker Guide*, volume 1 and 2, Cambridge University Press.
- Shirzad, B., 1984. Geological study of Asmari reservoir in Kilverkarim oilfield, Report No 3877, p.26. (in Persian).
- Soltani, Z., Alizadeh, B., Sarrafdokht, H., 2017. Determination of kinetic parameters (A and E) in Kazhdumi source rock using Rock-Eval. *7th Conference of Iranian Economic Geological Society, Damghan University*. (in Persian).
- Sweeney, J.J., Burnham, A.K., 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *AAPG Bulletin* 74, 1559-1570.
- Tissot, B., 1969. Premieres donnees sur le mecanismes et la cinetique de la formation du petrole dans les sediments: Simulation dun scherna reactionnel sur ordinateur, *Rev, 1, Inst, Francais du petrole* 24 (4), 470-501.
- Vitzthuma, V.B., Bounaceura, R., Michelsb, R., Scacchia, G., Marquairea, P.M., 2017. Kinetic parameters for the thermal cracking of simple hydrocarbons: From laboratory to geological time-temperature conditions. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis* 125, 40-49.
- Waples, D.W., 1980. Time and temperature in petroleum Formation: Application of Lopatins method to petroleum exploration. *AAPG Bulletin* 64, 916-926.
- Wood, D.A., 1988. Relationships between thermal maturity indices calculated using Arrhenius equation and Lopatin method: Implications for petroleum exploration. *AAPG Bulletin* 72, 115-134.
- Zeinalzadeh, A., Eftekhari, N., Tavallaei, M., Honarmand, J., 2010. One-dimensional thermal modeling of surface outcrops, an example of Khami Mountain and Mish Mountain. *Petroleum Industry Research Institute, Center for Exploration and Production Studies* 20(61), 86-77. (in Persian).

