

مقایسه روش‌های لوپاتین و آرنیوس در ارزیابی سنگ‌های منشأ در یکی از چاه‌های میدان نفتی سولابدر

محمدجواد یوسف‌زاده^۱، بیژن ملکی^۲، میرحسن موسوی^۳ و پرویز آرمانی^۴

^۱دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه معدن و نفت، دانشگاه بین‌المللی امام خمینی (ره)، قزوین، ایران

^۲دانشیار، گروه معدن و نفت، دانشگاه بین‌المللی امام خمینی (ره)، قزوین، ایران

^۳استادیار، گروه نفت، دانشگاه آزاد اسلامی، مسجد سلیمان، ایران

^۴دانشیار، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه بین‌المللی امام خمینی (ره)، قزوین، ایران

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۷/۱۹

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۳/۰۶

چکیده

بررسی سنگ‌های منشأ بالقوه در میدان‌های نفتی اهمیت زیادی دارد. در این تحقیق، علاوه بر ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی، از مدل‌های سینتیک لوپاتین و آرنیوس، برای ارزیابی دقیق‌تر وضعیت بلوغ سنگ منشأ و همچنین درصد زایش نفت در یکی از چاه‌های میدان نفتی سولابدر استفاده شد. این میدان در جنوب خاوری میدان بی‌بی حکیمه، در فروافتادگی دزفول واقع شده است. سنگ منشأهای بالقوه مورد بررسی، کژدمی، گورپی و پابده می‌باشند. با استفاده از نتایج آزمایش راک-اول، نمونه‌ها از جنبه سینتیک نیز مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته و نسبت تبدیل کروژن به هیدروکربور (TR) در آنها تعیین شد. براساس تاریخچه تدفین، سنگ منشأ کژدمی به بیشترین دما و ژرفا نسبت به دیگر سنگ‌های منشأ رسیده است. با توجه به نتایج روش لوپاتین، نرخ تبدیل مواد آلی سازندهای کژدمی، گورپی و پابده با روش لوپاتین به ترتیب ۴۱٪، ۳۰٪ و ۳۰٪ تعیین گردید. این نرخ تبدیل با روش آرنیوس به ترتیب ۴۷٪، ۱۵٪ و ۱۳٪ شد. این اختلاف ناشی از مفروضات دومدل می‌باشد که مقاله آن را مورد بحث و بررسی قرار داده است.

کلیدواژه‌ها: سنگ منشأ، مدل لوپاتین، مدل آرنیوس، تاریخچه تدفین، میدان نفتی سولابدر.

E-mail: maleki@eng.ikiu.ac.ir

*نویسنده مسئول: بیژن ملکی

۱- پیش‌نوشتار

مدل‌های مختلفی برای پیش‌بینی مقادیر R_0 با توجه به عوامل زمان و دما ارائه گردیده است (Burnham and Sweeney, 1989). در این مدل انرژی فعال‌سازی برای تجزیه و پیرینیت طی چهار واکنش حذف آب، دی‌اکسید کربن، متان و هیدروکربن‌های سنگین به کار می‌رود. در این رابطه توزیع نهایی انرژی فعال‌سازی و فاکتور فراوانی به دست می‌آید (Hantschel and Kauerauf, 2009). از مدل‌های سینتیک در ایران نیز به طور محدود استفاده شده است. در دهه ۹۰ میلادی در حوضه زاگرس مطالعاتی بر اساس مدل‌سازی حرارتی انجام شد (Bordenave and Burwood, 1990).

(Kamali et al., 2006) به بررسی ژئوشیمی نفت و مدل‌سازی گرمایی سازند پابده در فروافتادگی دزفول پرداختند. در این پژوهش به منظور شناسایی زمان تولید نفت از سازند پابده مدل‌سازی تدفین رسوبات و گرمایی انجام شد. همچنین با استفاده از بازسازی تاریخچه تدفین و مدل‌سازی حرارتی لوپاتین، سنگ منشأ گدوان، در ناحیه فارس را مورد بررسی قرار گرفت (کمالی و همکاران، ۱۳۸۴). بر مبنای این پژوهش به روش مدل‌سازی با بهره‌گیری از نرم‌افزار یک‌بعدی پترومد، سازند گدوان در محدوده پیش از پنجره نفت‌زایی قرار می‌گیرد. همچنین در مطالعه دیگر از روش مدل‌سازی حوضه رسوبی و مدل‌سازی حرارتی در کوه خامی و کوه میش استفاده شد. در مدل‌سازی حرارتی، فرسایش تأثیر زیادی بر میزان پختگی مواد آلی لایه‌ها داشته و در واقع فرسایش منجر به کاهش عمق تدفین شده که خود سبب کاهش نرخ واکنش‌های نفت‌زایی می‌گردد (زینل‌زاده و همکاران، ۱۳۸۹). در این پژوهش کوشش شده است با بهره‌گیری از داده‌های برگرفته از دستگاه راک-اول، ویژگی‌های مواد آلی موجود در سازندهای منشأ بالقوه هیدروکربن در میدان سولابدر مورد بررسی قرار گرفته و با استفاده از بازسازی تاریخچه گرمایی بوسیله نرم‌افزار پترومد، میزان بلوغ ماده آلی و نرخ تبدیل کروژن شناسایی شود.

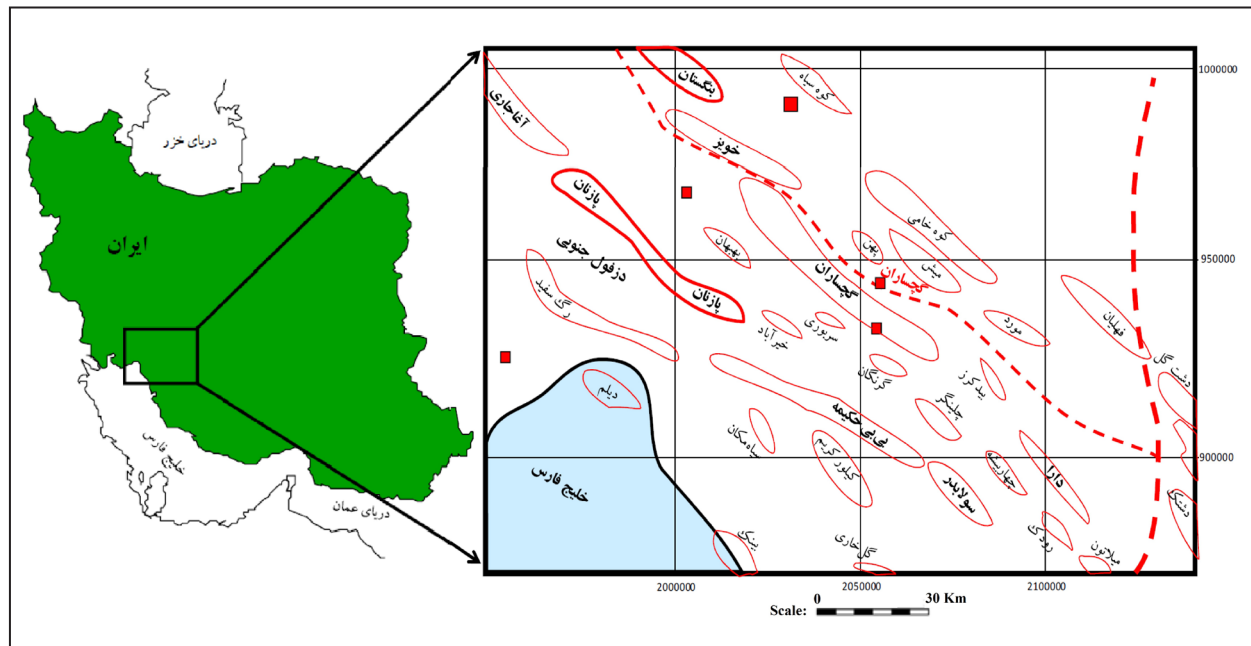
۲- میدان چاه مورد مطالعه

میدان سولابدر در امتداد پلاژ جنوب خاوری میدان بی‌بی حکیمه واقع شده است.

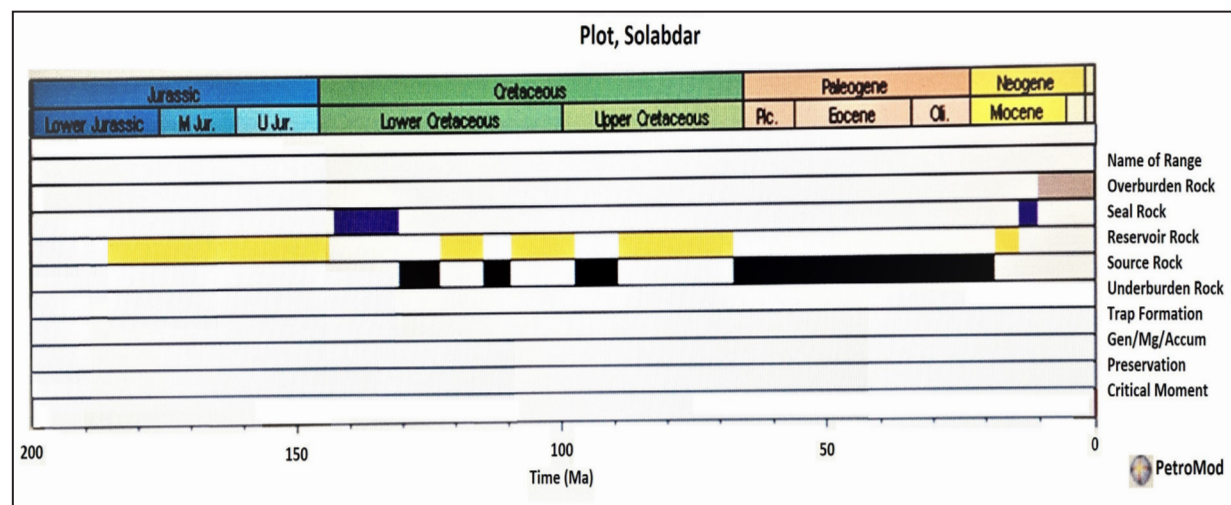
ژئوشیمی آلی امروزه به‌عنوان یک دانش بنیادی برای بهبود بازده اکتشاف و تولید به کار می‌رود. با بهره‌گیری از تئوری‌ها و روش‌های مختلف ژئوشیمیایی می‌توان بسیاری از مسائل مربوط به شناخت سنگ منشأ، زون‌های تولیدی و غیرتولیدی، مهاجرت نفت، انباشتگی نفتی، توسعه میدان‌های نفتی، و جداسازی فرآورده‌ها را مورد بررسی قرار داد (Peters and Fowler, 2002). در این راستا با استفاده از مدل‌های تجربی و آزمایش‌های مربوط به سنگ منشأ، می‌توان فرایند نفت‌زایی این سنگ‌ها را ارزیابی نمود. بررسی فرایند نفت‌زایی از سنگ منشأ در جهت مشخص نمودن کیفیت و کمیت نفت‌زایی در هر سیستم نفتی صورت می‌گیرد. اولین روش سینتیک در مدل‌سازی نفت زایی به‌وسیله هایبخت ارائه شد (Habicht, 1964). تعیین نوع کروژن به کمک مدل سینتیک و بر پایه رخساره آلی، مطمئن‌تر از نمودار ون - کروئل است (Jones, 1987). مدل سینتیک نفت‌زایی، یک واکنش تجزیه‌ای است که برای تبدیل مولکول‌های بزرگ ناهمگن به مولکول‌های سبک‌تر نفت استفاده می‌شود. در این واکنش، انواع مولکول‌های واکنش‌دهنده (اولیه یا ثانویه)، انواع کروژن‌ها (I-IV) و انواع اجزای نفت تولیدشده (کلی، نفت - گاز، سینتیک ترکیبی) از هم دیگر تمیز داده می‌شوند (Peters et al., 2005). مدل‌سازی سینتیک برای پیش‌بینی تشکیل هیدروکربن و شکسته شدن مولکول‌های نفت، نسبت به شاخص‌های حرارتی و زمانی به کار می‌رود. از جمله مدل‌هایی که به طور گسترده مورد استفاده قرار می‌گیرد مدل‌های برپایه ویتربنایت است (Sweeney and Burnham, 1990; Burnham, 2019). مدل ارائه شده توسط انستیتوی نفت فرانسه (IFP) و آزمایشگاه ملی لیورمور نسبت به مدل‌های دیگر، به‌طور گسترده‌تری مورد استفاده قرار می‌گیرد (Demaison and Murris, 1984). از جمله این مدل‌ها، مدل ویتربنایت LLNL می‌باشد که در آن یکسری واکنش‌های موازی در نظر گرفته می‌شود. همچنین روش $EASY\%R_0$ نیز معرفی گردید. ترکیب این دو روش، تحت عنوان کلی مدل EASY به کار می‌رود (Sweeney and Burnham, 1990). در سال‌های اخیر از ضریب انعکاس ویتربنایت به‌عنوان شاخص بلوغ، به‌طور گسترده استفاده می‌شود.

شکل ۲ نمودار عناصر سیستم نفتی چاه سولابدر ۳ را نشان می‌دهد. در این نمودار محور افقی زمان برحسب میلیون سال و محور عمودی عناصر مختلف سیستم نفتی است.

ابعاد آن در سر سازند ایلام 4×14 کیلومتر است (شکل ۱). چاه شماره ۳ میدان در سال ۱۳۵۰ تا سازند سورمه حفاری شد و موجب کشف نفت در خامی بالایی (فهلان) گردید.



شکل ۱- جایگاه میدان نفتی سولابدر (فکوری و همکاران، ۱۳۸۳).



شکل ۲- نمودار عناصر سیستم نفتی چاه سولابدر ۳.

۳- روش‌های مورد استفاده

$(V_0 - V_t)$ و بیتومن V_t است. نرخ تبدیل کروژن به بیتومن در دمای ثابت بستگی به مقدار کروژن باقیمانده داشته و از معادله ۲ به دست می‌آید.

$$dv/dt = K(V_0 - V_t)^n \quad \text{معادله ۲}$$

K نرخ ثابت معادله، و n درجه واکنش است. مدل‌های سینتیکی برای مدل‌سازی هر واکنش، نیازمند پارامترهای سینتیکی است که باید در آزمایشگاه اندازه‌گیری شده و یا از طریق مقادیر استاندارد جهانی استفاده شود. امروزه به دست آوردن پارامترهای سینتیکی از آزمایش‌های پیرولیز رایج است (Jarvie 1991, Burklé-Vitzthum et al., 2017). این آزمایش‌ها در مدت زمان کم و دمای بالا صورت می‌گیرند و در نهایت مکانیسم‌های واکنشی متفاوتی را دارا می‌باشند. در معادله ۳، نرخ تبدیل کروژن ارائه شده است.

در مدل‌سازی سینتیکی زایش نفت، وابستگی نهایی دمای تجزیه کروژن برحسب عبارت‌های نظری، به وسیله معادله ۱ بیان می‌شود.

$$K = A e^{-E/RT} \quad \text{معادله ۱}$$

K ثابت نرخ واکنش A (l/my) ضریب پیش‌نمایی یا فاکتور فراوانی R (l/my)، ثابت گاز ایده‌آل، T دما برحسب کلین ($C+273$). پارامترهای سینتیکی E (انرژی فعال‌سازی) و A را می‌توان با آزمایش حرارتی سنگ منشأ در دماهای مختلف و اندازه‌گیری محصول هیدروکربن به دست آورد. در ادامه فاکتور فراوانی اصلاح‌شده، باتوجه به فشار اضافی غیرنرمال، پیشنهاد گردید (Carr, 1999). اگر در زمان t_0 مقدار کروژن برابر با V_0 و بیتومن برابر با صفر باشد، در زمان t مقدار کروژن

معادله ۳

$$V = V_0 e^{-Kt}$$

در مدل سازی سینتیکی، دما و عمق دو عامل مهمی هستند که در بررسی تشکیل نفت و ارزیابی بلوغ سنگ منشأ نقش مهمی را ایفا می کنند (Dembicki, 2016)، به ویژه وقتی که با دیگر نشانگرهای بلوغ مقایسه شوند. ارزیابی های نموداری بلوغ سنگ منشأ، بر حسب منحنی زمان- دمای ماده آلی از زمانی که اولین نمودار زمان- دما برای زغال سنگی (Coalification) شدن به کار رفت، مورد بهره گیری قرار گرفت (Karwell, 1955). در روش اندیس زمان- دما TTI (Time-Temperature Index) تأثیرات هر دو عامل زمان و دما در محاسبه بلوغ مواد آلی در نظر گرفته می شود. در این رابطه مقدار TTI با انعکاس و تیرینایت مطابق معادله ۴ رابطه مستقیم دارد.

معادله ۴

$$R_0 = 0.06359 \times (1444 TTI)^{0.2012}$$

در واقع روش TTI برای پیش بینی تشکیل نفت و شکسته شدن مولکول های آن استفاده می شود. این روش نوع کروژن را مشخص نمی کند اما می تواند ارتباط کلی با کروژن را نشان دهد. در مدل سازی به روش TTI فرض بر این است که عوامل مؤثر بر بلوغ ماده آلی فقط زمان و دما هستند. زمان و دما می توانند جایگزین یکدیگر شوند، یعنی هر قدر دما کمتر باشد زمان طولانی تری برای رسیدن به مرحله خاصی از بلوغ لازم خواهد بود. در سال ۱۹۷۱، لوپاتین یک روش کالیبره برای شناسایی ژرفای شروع زایش نفت و محدوده آن را ارائه داد. سادگی این روش سبب توجه بیشتر به مدل سازی گرمایی، برای محاسبه بلوغ سنگ منشأ گردید. لوپاتین سطوح زایش و تخریب نفت را معادل با نرخ واکنش تولید نفت در نظر گرفت. برای این روش با بهره گیری از داده های بررسی شده، از یک حوضه شناخته شده، به عنوان کالیبراسیون شاخص بلوغ گرمایی استفاده شده است. این امر سبب شناسایی نقطه شروع، پایان، اوج زایش نفت، و همچنین محدوده پنجره نفتی می شود. از آنجا که این روش نیاز به شناسایی دمای زمان دیرینه خود دارد، لوپاتین مبنای محدوده دمایی مینا را بین ۱۰۰ °C و ۱۱۰ °C انتخاب کرد. بنابراین افزایش یا کاهش ۱۰ درجه ای دما نسبت به این محدوده مینا، سرعت واکنش را به ترتیب دو برابر یا نصف می کند (Lopatin, 1976). معادله ۵ نشان دهنده نقش اندیس زمان و دما در مدل لوپاتین است.

معادله ۵

$$TTI_{Lopin} = \Delta t_n 2^n$$

که در آن n نشان دهنده محدوده دمایی و Δt_n زمان قرارگیری سازند در این محدوده است. این زمان با استفاده از نمودار ژرفای تدفین در برابر سن و همچنین شیب زمین گرمایی محاسبه می گردد. با تعیین این اندیس برای تمام محدودیت های در نظر گرفته شده و جمع آنها می توان انعکاس و تیرینایت و نرخ تبدیل سنگ منشأ را به کمک معادلات (نظیر معادله ۶) و جداول تجربی به دست آورد (Demaison and Murris, 1984 Burnham and Sweeney, 1989; Burnham, 2019).

معادله ۶

$$R_0 [\%] = 0.20 (4.66/0.20)^{TR}$$

در این معادله TR نرخ تبدیل (Transformation Ratio) و R_0 انعکاس و تیرینایت در بازه [۴/۶۶- %/۲- %] است. در این تحقیق برخی از سنگ های منشأ که آزمایش راک- اول بر روی آن ها صورت گرفته است، از جنبه سینتیکی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته و نسبت تبدیل مواد آلی (TR) تعیین می شود. بنابراین بر اساس آن می توان، توان نفت زایی سنگ را تعیین نمود. بر اساس مطالعه کنونی (مدل سازی سینتیکی آرنیوس) لازم بود که نوع کروژن تقسیم بندی جزئی تری شود. از این رو نیاز به تعیین انرژی اکتیواسیون یا فعال سازی کروژن بود. روش های مختلفی برای تعیین این انرژی وجود دارد. از جمله می توان به محتوی گوگرد اشاره کرد که چهار نوع کروژن تیپ دو پیشنهاد گردیده است. تقسیم بندی چهار گانه ضعیف،

متوسط، خوب، خیلی خوب و عالی بترتیب معادل با A, B, C, D در نظر گرفته شد. البته برای کروژن نوع دو تقسیم بندی دیگر بر اساس محتوی گوگرد نیز صورت گرفته است، که کروژن تیپ دو را به دو و سه دسته تقسیم نموده است (Hunt et al., 1991). همچنین می توان انرژی اکتیواسیون را بدون در نظر گرفتن محتوی گوگرد و با کمک داده های راک- اول (جدول ۱) تعیین نمود (سلطانی و همکاران، ۱۳۹۴؛ کسای و افتخاری، ۱۳۸۶) (Peters and Cassa, 1994).

محاسبه TTI از معادله آرنیوس توسط وود و هانت توضیح داده شد. وود شاخص زمان- دما را بر اساس معادله آرنیوس، TTI_{ARR} نامید تا از TTI لوپاتین تمیز داده شود و روابطی برای تعیین آن ارائه داد. وی برای مدل سازی بلوغ سنگ منشأ، رابطه بین TTI_{ARR} و دما- زمان را برای تعدادی از تاریخچه های تدفین به کار برد. وی سپس روش خود را با روش لوپاتین مقایسه نمود و نتیجه گرفت که روش لوپاتین برای کروژن های با نرخ واکنش سریع، ارزیابی ضعیفی داشته و همچنین برای تفاوت های زیاد در آهنگ های حرارتی، به ازای محدوده دمایی مختلف، تخمین مناسبی ندارد. وود بیان کرد که برای تعیین TTI_{ARR} ، راه حل تقریبی معادله آرنیوس به ازای دماهای کمتر از ۳۰۰ درجه سانتی گراد و مقادیر E بیشتر از ۵۰ kJ/mol خطایی کمتر از ۱ دارد (Wood, 1988). در فرم نموداری روش آرنیوس نیز، شاخص زمان- دما به ازای افزایش خطی هر ۱۰ درجه سانتی گراد، ارائه شده است. همچنین این شاخص بر اساس معادله آرنیوس، طبق معادله ۷ است (Hunt, 1995).

معادله ۷

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

در این معادله t_n و $t_{(n+1)}$ به ترتیب زمان های مربوط به محدوده دمایی $t_{(n+1)}$ و t_n بر حسب میلیون سال (my) می باشند. این محدوده دمایی بر حسب دمای مطلق (C+273) در شروع و پایان یک بازه ۱۰ درجه سانتی گراد هستند. فاکتورهای A, R, E همانند معادله ۱ است. این عبارت آهنگ حرارت خطی را در هر ۱۰ درجه سانتی گراد در نظر می گیرد. ضرب در ۱۰۰ برای حالت حذفی مقادیر با اعشار است. برخی از منحنی های تاریخچه تدفین دارای دوره های زمانی طولانی در دمای ثابت و با فرونشست یا بالا آمدگی ناچیز هستند. به منظور تخمین دقیق، مقدار TTI_{ARR} را می توان مطابق معادله ۸ محاسبه کرد.

معادله ۸

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

جمع مقادیر TTI_{ARR} برای هر بازه ۱۰ درجه سانتی گراد، یا دوره دمای ثابت، در منحنی تاریخچه تدفین سنگ منشأ، شاخص $\sum TTI_{ARR}$ را نشان می دهد. با استفاده از این شاخص می توان حداکثر درصد نفت تشکیل شده را بوسیله معادله ۹ محاسبه نمود.

معادله ۹

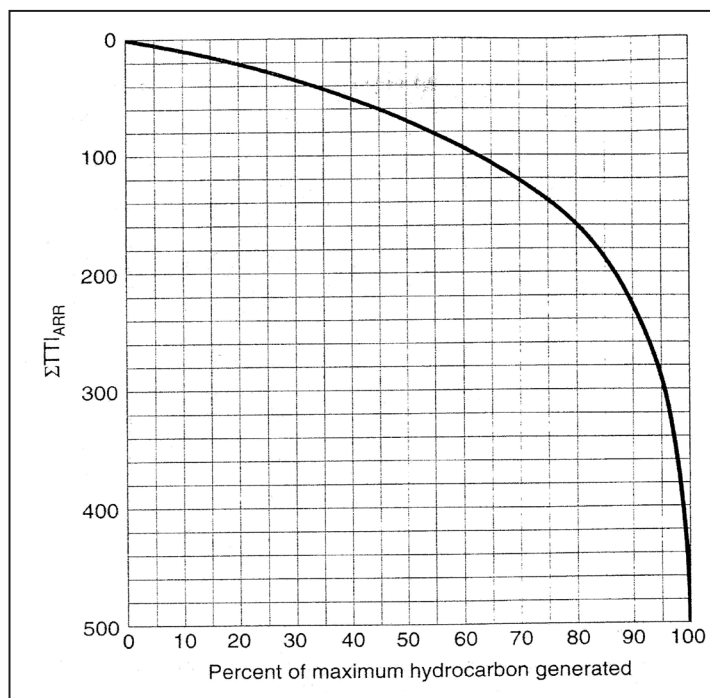
$$TR\% = [1 - \exp(-\sum TTI_{ARR}/100)] \times 100$$

معادله ۹ را می توان به صورت نموداری مطابق شکل ۳ نشان داد. مشاهده می شود که با افزایش $\sum TTI_{ARR}$ ، درصد نفت تولید شده نیز افزایش یافته بگونه ای که به ازای $\sum TTI_{ARR}$ بیشتر از ۴۰۰، زایش نفت تقریباً به ۱۰۰ درصد می رسد.

به طور کلی، معادله آرنیوس به لحاظ نظری وابستگی نمایی سرعت واکنش شیمیایی را به دما نشان می دهد (Connan, 1974). ارزیابی معادله آرنیوس نیازمند مقادیر دو پارامتر سینتیکی E و A است که باید به صورت آزمایشگاهی برای هر نوع کروژن به دست آید (Snowdon, 1979). لازم است ضریب پیش نمایی A مستقل از دما در محدوده دمایی تجربه شده توسط حوضه های رسوبی باشد. ارزیابی مقادیر A و E برای زایش نفت و گاز همبستگی مثبتی را در محدوده E 100-300 kJ/mol و $\ln A = 40-80$ m.y نشان داد. در این حالت زایش نفت و گاز بوسیله

هیدروکربن‌ها، به هیدروکربن مایع تبدیل می‌شوند. آنها نتیجه گرفتند که میانگین توزیع فراوانی به ازای انرژی‌های فعال‌سازی متفاوت، برای بهره‌گیری در مدل بلوغ گرمایی یک کروژن خاص، کافی است. در این راستا میانگین A و E کروژن نوع I و II محاسبه شده توسط تیسوت و اسپیتالیه (Tissot and Espitalié, 1975) کم‌تر از مقادیر کروژن نوع ۲ و ۳ به دست آمده از دیگر مطالعات بود (Wood, 1988).

واکنش‌های جزئی متوالی بیان می‌شود (Tissot and Espitalié, 1975). اجزای تشکیل‌دهنده در دماهای پایین، مقادیر A و E کمتری نسبت به اجزای تشکیل‌دهنده بعدی دارند. از آنجائی که کروژن یک ماده پیچیده شیمیایی بوده و در اثر گرما تجزیه می‌شود، به ازای انرژی‌های فعال‌سازی متفاوت، محصولات گوناگونی را می‌دهد. مشاهدات تیسوت و ولته نشان داد که مقادیر قابل توجهی از کروژن، پیش از شروع فرآیند خروج یا تراوش (Expulsion) و مهاجرت اولیه



شکل ۳- حداکثر درصد نفت زایش شده به موازات افزایش ΣE_{iARR} (Baik et al., 2000).

جدول ۱- رابطه بین پارامترهای راک-اول و کیفیت کروژن (Baik et al., 2000 ; Peters and Cassa, 1994).

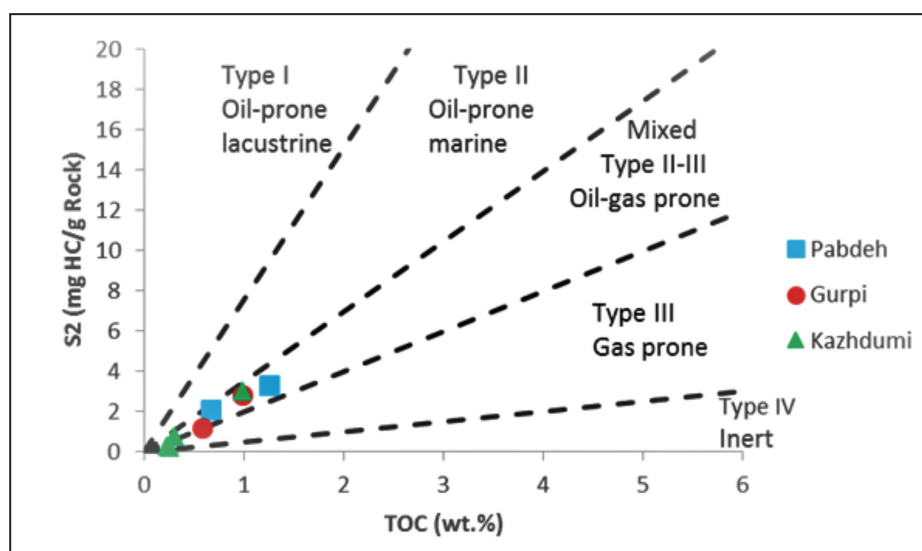
Quantity	TOC (%)	S1 (mg HC/g Rock)	S2 (mg HC/g Rock)
Poor	>۰/۵	>۰/۵	>۲/۵
Fair	۰/۵-۱	۰/۵-۱	۲/۵-۵
Good	۱-۴	۱-۴	۵-۲۰
Excellent	<۴	<۴	<۲۰
Quality	HI (mg HC/g TOC)	S2/S3	Kerogen type
None	>۵۰	>۱	IV
Gas	۵۰-۲۰۰	۱-۵	III
Gas and Oil	۲۰۰-۳۰۰	۵-۱۰	II/III
Oil	۳۰۰-۶۰۰	۱۰-۱۵	II
Oil	<۶۰۰	<۱۵	I
Maturation	R ₀ (%)	T _{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

۴- اجرای روش

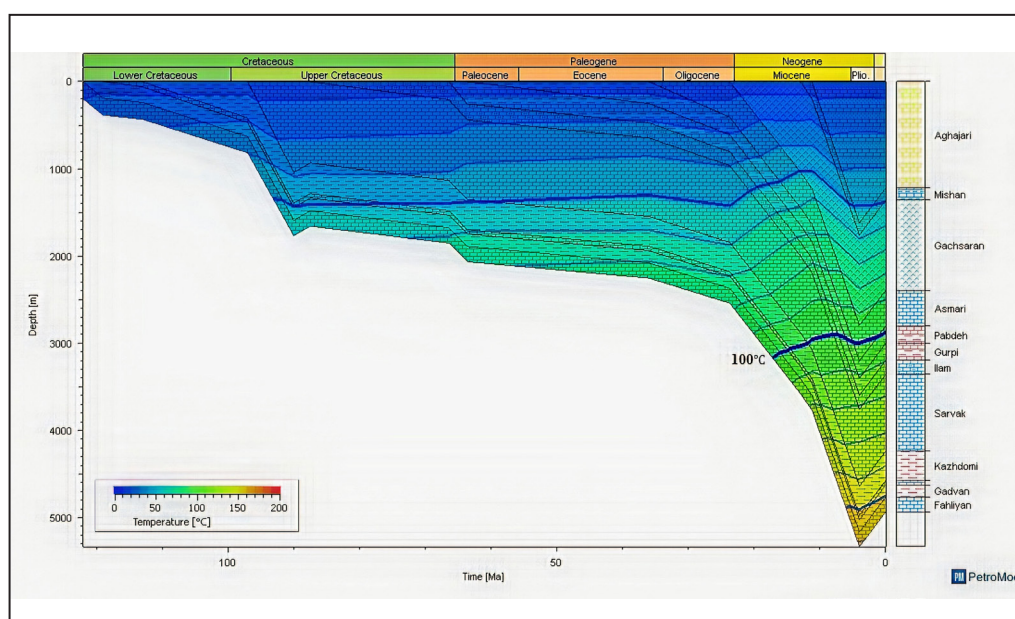
در این مقاله، بررسی هیدروکربن‌زایی سازندهای کژدومی، گورپی و پابده در یکی از چاه‌های واقع در میدان نفتی سولابدر صورت گرفته است. بدین منظور، از پارامترهای ژئوشیمیایی حاصل از راک-اول، و مدل‌سازی تاریخچه حرارتی استفاده شد. لازم به ذکر است که آنالیز نمونه‌ها در آزمایشگاه ژئوشیمی آلی پژوهشگاه صنعت نفت تهران و با دستگاه راک-اول ۲ انجام پذیرفت (جدول ۲).

کیفیت یا نوع ماده آلی (کروژن) موجود در سنگ منشأ را می‌توان با بهره‌گیری از نمودار مقادیر TOC در مقابل S2 (شکل ۴) مشخص نمود. (Espitalie et al., 1986; Peters, 1986; Langford and Blanc-Valleron, 1990) این نمودار، TOC به‌عنوان یک تابع خطی از S2 در نظر گرفته می‌شود. بر این پایه، سازند کژدومی دارای کروژن نوع II (نفت‌زا)، II/III (نفت-گاززا) و III (گاززا)، سازندهای گورپی و پابده دارای کروژن II/III (نفت-گاززا) می‌باشند. در ادامه لازمست تاریخچه حرارتی سازندهای مورد نظرتعیین گردد. در

شکل ۵ تاریخچه حرارتی چاه سولابدر ۳ با نرم‌افزار پترومد ارائه شده است. محور افقی زمان زمین‌شناسی و محور عمودی عمق تدفین سازندها را نشان می‌دهد. خطوط نمودار، روند تدفین لایه‌ها را از زمان شروع رسوب‌گذاری تا زمان حال نشان می‌دهند. شیب خطوط نشان‌دهنده روند نهشته شدن رسوبات است. رسوبات منطقه در زمان‌های مختلف، با سرعت‌های متفاوت رسوب کرده است. در بخش‌هایی که شیب منحنی تدفین زیادتر است سرعت رسوب‌گذاری بیشتر می‌باشد. شیب منفی منحنی، بالاآمدگی رسوبات را در طی فرآیندهای کوهزایی نشان می‌دهد. برای استفاده از این تاریخچه، معادل حرارتی عمق‌های مختلف تعیین شده و به کمک خطوط ترازهم دما، زمان قرارگیری هر سازند در محدوده‌های دمایی مختلف تعیین گردید. از آنجائی که برای سازندهای ضخیم، قاعده و راس سازند رژیم‌های حرارتی مختلفی را تحمل می‌نماید لذا رژیم حرارتی میانه سازند به عنوان نماینده کل سازند در نظر گرفته شد.



شکل ۴- پتانسیل هیدروکربنی باقیمانده (S2) به ازای TOC، برای شناسایی نوع کروژن در سازندهای مورد بررسی.



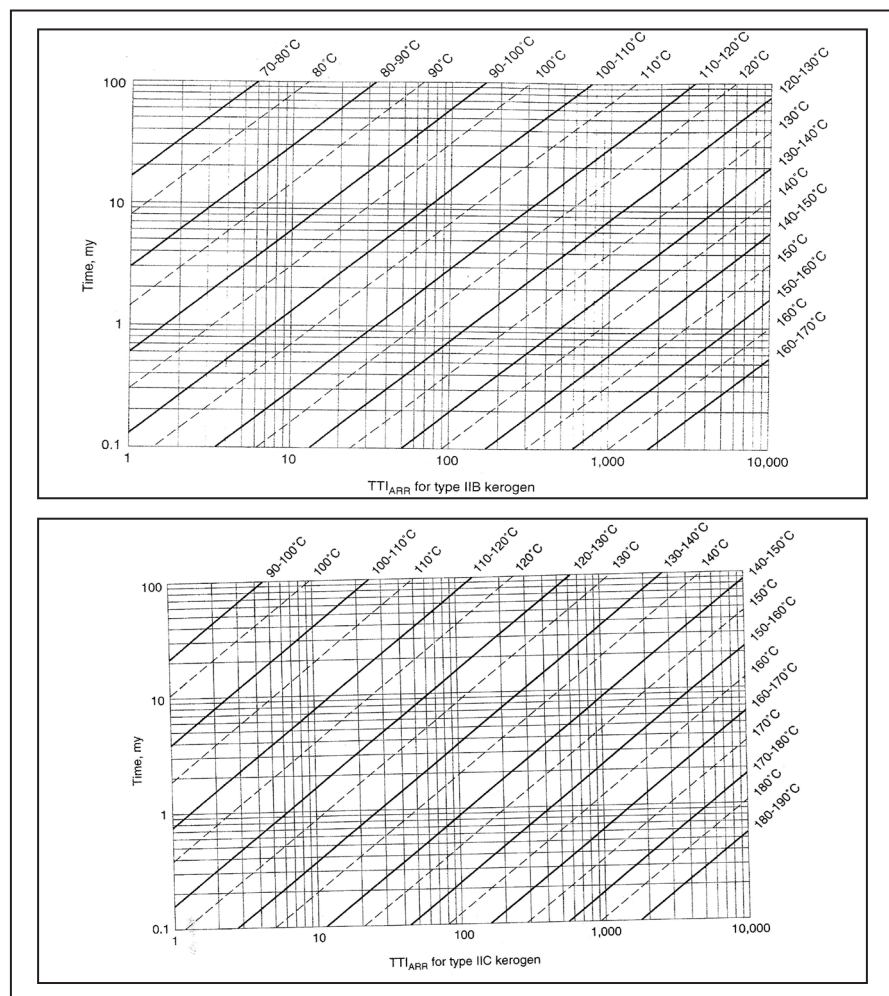
شکل ۵- تاریخچه حرارتی سازندهای سنگ منشأ و دیگر سکانس‌های رسوبی در چاه مورد مطالعه در میدان سولابدر به همراه خطوط هم دما.

جدول ۲- داده‌های پیرولیز راک-اول برای نمونه‌های سازندهای کژدمی، گورپی و پابده در یکی از چاه‌های میدان سولابدر.

معادل کروژن آرنیوس	مرغوبیت	نوع کروژن	HI	Tmax (°C)	S ₂ mg HC/g Rock	S ₁ mg HC/g Rock	TOC (%)	عمق نمونه (m)	سازند
IIB	F	II/III	۲۶۶	۴۳۵	۳/۳۳	۱	۱/۲۵	۲۸۹۵	پابده
	F	II/III	۳۱۳	۴۳۰	۲/۱	۱/۱۹	۰/۶۷	۳۱۰۰	
IIB	F	II/III	۲۰۷	۴۳۶	۱/۲	۰/۳	۰/۵۸	۳۷۳۰	گورپی
	F	II/III	۲۸۹	۴۳۴	۲/۸۳	۰/۵۱	۰/۹۸	۳۸۵۰	
IIC	F	II	۲۵۷	۴۳۶	۰/۷۷	۰/۷۷	۰/۳	۵۷۰۵	کژدمی
	F	II/III	۱۳۹	۴۴۰	۰/۳۲	۰/۱۶	۰/۲۳	۵۸۴۵	
	F	III	۱۰۰	۴۳۷	۰/۲۵	۰/۲۵	۰/۲۵	۵۹۷۰	
	F	II	۳۰۴	۴۴۲	۳/۰۱	۰/۵۴	۰/۹۹	۶۱۳۵	

محور زمان، می‌توان مقادیر TTI_{ARR} مربوطه را بر روی محور افقی تعیین نمود. بدین ترتیب با استفاده از نمودارهای آرنیوس مربوط به هر کروژن، $\sum TTI_{ARR}$ به ازای محدوده‌های دمایی مختلف به دست می‌آید.

مطابق جدول ۳ با مشخص شدن کروژن آرنیوس برای هر سازند، بر روی نمودار آرنیوس در شکل ۶، محدوده دمایی آن مشخص می‌گردد. به کمک تقاطع هر یک از خطوط قطری توپر نماینده محدوده‌های دمایی، با خطوط عمودی خارج شده از



شکل ۶- رابطه بین زمان، دما، و TTI_{ARR} در کروژن‌های نوع IIB و IIC (Hunt, 1995).

جدول ۳- نتایج محاسبه TTI با روش های لویاتین و آرنیوس .

سازند	محدوده دما (°C)	n	زمان (M.y)	TTI _{LOP}	TTI _{ARR}	ΣTTI_{LOP}	TR _{LOP}	ΣTTI_{ARR}	T _{ARR}
پایده	۳۰-۴۰	-۷	۳	۰/۰۲	۰	۳/۴۱	۳۰	۱۲	۱۳
	۴۰-۵۰	-۶	۳	۰/۰۵	۰				
	۵۰-۶۰	-۵	۲	۰/۰۹	۰				
	۶۰-۷۰	-۴	۲	۰/۱۲	۰				
	۷۰-۸۰	-۳	۳	۰/۳۷	۰				
	۸۰-۹۰	-۲	۱۱	۲/۷۵	۱۲				
گورپی	۳۰-۴۰	-۷	۲۵	۰/۱۹	۰	۵/۱۲	۳۰	۱۳	۱۵
	۴۰-۵۰	-۶	۳	۰/۰۵	۰				
	۵۰-۶۰	-۵	۴	۰/۱۲	۰				
	۶۰-۷۰	-۴	۲	۰/۱۲	۰				
	۷۰-۸۰	-۳	۳	۰/۳۷	۰				
	۸۰-۹۰	-۲	۷	۱/۷۵	۳/۵۰				
	۹۰-۱۰۰	-۱	۵	۲/۵۰	۹/۵۰				
کژدمی	۳۰-۴۰	-۷	۳	۰/۰۲	۰	۶۰/۸۸	۴۱	۷۴	۴۷
	۴۰-۵۰	-۶	۳	۰/۰۵	۰				
	۵۰-۶۰	-۵	۶	۰/۱۹	۰				
	۶۰-۷۰	-۴	۳۴	۲/۱۲	۰				
	۷۰-۸۰	-۳	۲۶	۳/۲۵	۰				
	۸۰-۹۰	-۲	۳	۰/۷۵	۰				
	۹۰-۱۰۰	-۱	۳	۱/۵۰	۰				
	۱۰۰-۱۱۰	۰	۳	۳/۰۰	۰				
	۱۱۰-۱۲۰	۱	۳	۶	۴				
	۱۲۰-۱۳۰	۲	۱۱	۴۴	۷۰				

۵- نتایج و بحث

همانطور که در جدول ۳ مشاهده می‌شود، سازند پابده مدت زمان کمی در محدوده‌های ۳۰ تا ۸۰ درجه سانتیگراد واقع شده است. لذا TTI_{ARR} آن در این محدوده ناچیز است. مقداری که برای TTI_{LOP} بدست می‌آید بیشتر از محدوده ۸۰ تا ۹۰ می‌باشد، زیرا مدت ماندگاری سازند در آن محدوده ۱۱ میلیون سال است. بر این اساس نرخ تبدیل سازند پابده مطابق این تاریخچه تدوین ۳۰٪ گردید که مقدار زیاد بالایی نیست و لذا با توجه به ضخامت این لایه در چاه مورد نظر، سنگ منشأ مناسبی نیست. بر اساس مدل آرنیوس فعال شدن واکنش‌های کروژن این سازند از دمای ۸۰ درجه سانتیگراد به بالا شروع می‌شود. لذا $\sum TTI_{ARR}$ کم بوده و در نتیجه نسبت تبدیل آن نیز کم شده است (۱۳٪). البته به علت انجام محاسبات زمان ماندگاری به صورت دستی، دقت اعداد به دست آمده کمی پائین است. تفاوت اصلی بین نسبت تبدیل‌های لوپاتین و آرنیوس ناشی از روش‌های متفاوت محاسبه TTI می‌باشد. به طوری که در روش لوپاتین نقش زمان بیشتر مدنظر قرار گرفته و تأثیر تغییر دما ناچیز شمرده می‌شود (Quigley and Mackenzie, 1988). زیرا رفتن کروژن از هر محدوده دمایی، به محدوده دمایی بعدی سبب دو برابر شدن واکنش می‌شود. در روش آرنیوس، افزایش نرخ واکنش در انتقال از یک محدوده دمایی به محدوده بالاتر، لزوماً دو برابر نبوده و بستگی به متوسط دمای محدوده بالاتر و پایین‌تر نیز دارد. در سازند گورپی نیز مشابه سازند پابده تأثیر دماهای کمتر از ۷۰ درجه سانتیگراد ناچیز است ولی از آن جا که در محدوده دمایی بیشتر از پابده قرار گرفته است، تفاوت نرخ تبدیل لوپاتین با آرنیوس دو درصد کمتر شده است. این تفاوت در سازند کژدمی نه تنها به صفر رسیده بلکه نرخ تبدیل کژدمی ۶٪ هم بیشتر شده است.

به طور کلی روش لوپاتین برای نرخ رسوب گذاری بالا مناسب نیست و برای حوضه‌های جوان با شیب زمین گرمایی بالا و یا حوضه‌های قدیمی با شیب زمین گرمایی پایین قابل اطمینان نیست (Barker, 1996). مدل آرنیوس شامل محدودیت‌های فوق نبوده و می‌تواند در بازه‌های حرارتی وسیع‌تری به کار رود. از

آنجایی که بالآمدگی سازندهای سنگ منشأ بالقوه در چاه مورد مطالعه در میدان نفتی سولابدر در زمان پنجره نفتی رخ داده است، اهمیت زیادی در زایش هیدروکربور دارد. در این حالت عموماً تخمین جایگاه پنجره نفتی پیچیده‌تر است و ارتباط بین میزان زایش و پنجره نفتی واضح نیست. روش لوپاتین زمانی مفید است که روند تغییرات زمین‌شناسی ساده باشد. این روش بلوغ، در نرخ‌های پایین‌تر افزایش دما قابل اعتماد است. بدین خاطر در پژوهش حاضر، از مدل آرنیوس نیز استفاده گردید و با مدل لوپاتین مقایسه شد. در خاتمه می‌توان گفت، مدل‌سازی گرمایی وابسته به پیش فرض‌ها بوده و به روش‌های ریاضی به کار رفته بستگی زیادی دارد. لذا لازم است تفسیر مدل‌ها با ملاحظه این نکات و همچنین شرایط زمین‌شناسی صورت گیرد. اختلاف مدل‌ها می‌تواند ناشی از معادلات جریان گرما، پارامترهای گرمایی، شرایط مرزی و کالیبراسیون برای داده‌ها باشد. از طرف دیگر بلوغ سنگ منشأ را نمی‌توان بدون اطلاع از ترکیب کروژن مورد قضاوت قرار داد (Bustin, 2006).

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله کاربرد مدل آرنیوس و لوپاتین در ارزیابی سنگ‌های منشأ چاه مورد مطالعه در میدان سولابدر مورد بررسی قرار گرفت. در این راستا از نتایج آزمایش پیرولیز راک-اول، تاریخچه تدفین، و تاریخچه حرارتی سنگ منشأ برای آن چاه استفاده شد. دو روش لوپاتین و آرنیوس برای ارزیابی نرخ تبدیل سازندها مورد بررسی قرار گرفتند و با توجه به تاریخچه تدفین و محدودیت‌های دمایی و همچنین نوع کروژن، روش آرنیوس ترجیح داده شد. نتایج کمی به دست آمده از این مدل سینتیکی، نرخ تبدیل متفاوتی را برای سنگ‌های منشأ نشان داد. سازند کژدمی با $TRARR$ بیشتر (۴۷٪)، بالاترین نرخ تبدیل را دارد. سازندهای گورپی و پابده نیز بدلیل نرخ تبدیل پایین (۱۵٪ و ۱۳٪)، به عنوان سنگ مولد خوب مطرح نیستند. در خاتمه لازم به ذکر است که بخشی اندک از اختلاف در نتایج دو روش، ناشی از خطای محاسباتی در استفاده از تاریخچه حرارتی و نمودارهای آرنیوس است.

کتابنگاری

- زینل‌زاده، ا.، افتخاری، ن.، تولایی، م. و هنرمند، ج.، ۱۳۸۹- مدل‌سازی حرارتی یک بعدی رخنمون‌های سطحی، مثالی از کوه خامی و کوه میش، پژوهش نفت، سال بیستم، شماره ۶۱، صفحه ۷۷-۸۷.
- سلطانی، ز.، عزیززاده، ب. و صراف دخت، ه.، ۱۳۹۴- تعیین پارامترهای سینتیکی (A و E) در سنگ منشأ کزدی با استفاده از دستگاه راک-اول، هفتمین همایش انجمن زمین‌شناسی اقتصادی ایران، دانشگاه دامغان، دامغان، ایران.
- فکوری، ق. ع.، ۱۳۸۳- گزارش تکمیلی زمین‌شناسی چاه بی‌بی حکیمه ۱۲۰ (ناحیه دزفول جنوبی)، مدیریت اکتشاف و تولید، تهران، ایران.
- کسائی، ن. م. و افتخاری، ن.، ۱۳۸۶- تعیین پارامترهای سینتیکی مواد آلی در سنگ‌های مادر با استفاده از دستگاه راک-اول، مجله مهندسی معدن و متالورژی، سال ۱۸، شماره ۶۷، صفحه ۲۶-۱۹.
- کمالی، م.، ر.، بیجاری پور، آ. و زینل‌زاده، ا.، ۱۳۸۴- بازسازی تاریخچه تدفین و مدل‌سازی حرارتی سنگ منشأ گدوان در ناحیه فارس، مجله علوم دانشگاه تهران، سال سی و یکم، شماره اول، صفحه ۲۶۹-۲۸۲.
- یوسف‌زاده، م. ج.، ملکی، ب.، موسوی، م. ح. و آرمانی، پ.، ۱۳۹۸- ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی و بازسازی تاریخچه تدفین سنگ منشأ هیدروکربن در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه بین‌المللی امام خمینی (ره)، قزوین، ایران.

References

- Baik, H., Richtmyer, A., Asafu-Adjaye, N., Adzei-Akpor, N. and Manu, T., 2000- Tectono-Stratigraphy and Hydrocarbon Potential of an Active Transform Margin Basin: Offshore Accra/Keta Basin, Ghana, West Africa. AAPG Annual Meeting.
- Barker, C., 1996- Thermal modeling of petroleum generation: theory and applications, Elsevier Pub., Amsterdam, Netherland.
- Bordenave, M. and 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.
- Burklé-Vitzthum, V., Bounaceur, R., Michels, R., Scacchi, G. and Marquaire, 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.
- Burnham, A. K., 2019- Kinetic models of vitrinite, kerogen, and bitumen reflectance, Organic Geochemistry, 131: 50-59.
- Burnham, A. K. and Sweeney, J. J., 1989- A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance. Geochimica et Cosmochimica Acta, 53(10): 2649-2657.
- Bustin, R. M., 2006- Basin Analysis and Modeling of the Burial, Thermal and Maturation Histories of Sedimentary Basins. Economic Geology, 101(4): 903-904.
- Carr, A., 1999- A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation. Marine and Petroleum Geology, 16(4): 355-377.
- Connar, J., 1974- Time-temperature relation in oil genesis: geologic notes. AAPG Bulletin, 58(12): 2516-2521.
- Demaison, G. and Murris, R. J., 1984- Petroleum geochemistry and basin evaluation. American Association of Petroleum Geologists, Vol. 35.
- Dembicki, H., 2016- Practical petroleum geochemistry for exploration and production, Elsevier Pub., Amsterdam., Netherland.
- Espitalie, J., Deroo, G., and Marquis, F., 1986- La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Troisième partie. Revue de l'Institut français du Pétrole, 41(1): 73-89.
- Habicht, J., 1964- Comment on the history of migration in the Gifhorn Trough. Proceedings of the Sixth World Petroleum Congress, Paper 19-PD2, sec.
- Hantschel, T. and Kauerauf, A. I., 2009- Fundamentals of basin and petroleum systems modeling, Springer Science & Business Media.
- Hunt, J. M., 1995- Petroleum geochemistry and geology. Cambridge University Press, New York.
- Hunt, J. M., Lewan, M. and Hennet, R. J., 1991- Modeling oil generation with time-temperature index graphs based on the Arrhenius equation. AAPG bulletin, 75(4): 795-807.
- Jarvie, D. M., 1991- Factors affecting Rock-Eval derived kinetic parameters. Chemical Geology 93(1-2): 79-99.
- Jones, R. W., 1987- Organic facies: Advanced in Petroleum Geochemistry, Organic Geochemistry in Oil Exploration, Pages 15-30.
- Kamali, M., Fatahi, M. A. and Mohsenian, E., 2006- Petroleum geochemistry and thermal modeling of Pabdeh Formation in Dezful Embayment. Journal of Science, University of Tehran(JSUT), 32(2): 1 to 11. Tehran, Iran.
- Karwell, J., 1955- The metamorphism of mineral coal in terms of physical chemistry. Zeitschrift, 107: 132-139.
- Langford, F. and Blanc-Valleron, M. M., 1990- Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon (1), AAPG bulletin, 74(6): 799-804.
- Lopatin, N., 1976- The determination of the influence of temperature and geologic time on the catagenic processes of coalification and oil-gas formation. Moscow, Akad. Nauk SSSR, Izdatel'stuo," Nauka: 361-366.

- Peters, K. E., 1986- Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. AAPG bulletin, 70(3): 318-329.
- Peters, K. E. and Cassa, M. R., 1994- Applied source rock geochemistry: Chapter 5: Part II. Essential elements.
- Peters, K. E. and Fowler, M. G., 2002- Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. Organic Geochemistry, 33(1): 5-36.
- Peters, K. E., Walters, C. C. and Moldowan, J., 2005- The biomarker guide, Cambridge University Press.
- Quigley, T. and Mackenzie, A., (1988- The temperatures of oil and gas formation in the sub-surface, Nature, 333(6173): 549-552.
- Snowdon, L. R., 1979- Errors in Extrapolation of Experimental Kinetic Parameters to Organic Geochemical Systems: Geologic Notes. AAPG Bulletin, 63(7): 1128-1134.
- Sweeney, J. J. and Burnham, A. K., 1990- Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. AAPG bulletin, 74(10): 1559-1570.
- Tissot, B. and Espitalié, J., 1975- L'évolution thermique de la matière organique des sédiments: applications d'une simulation mathématique. Potentiel pétrolier des bassins sédimentaires de reconstitution de l'histoire thermique des sédiments. Revue de l'Institut Français du Pétrole, 30(5): 743-778.
- Wood, D. A., 1988- Relationships between thermal maturity indices calculated using Arrhenius equation and Lopatin method: implications for petroleum exploration. AAPG bulletin, 72(2): 115-134.

Comparison of Lopatin and Arrhenius methods in evaluation of source rocks in one of the wells of Solabdar oilfield

M. J. Yousefzadeh¹, B. Maleki^{2*}, M. H. Mousavi³ and P. Armani⁴

¹M.Sc. Student, Department of Mining and Petroleum, Imam Khomeini International University, Qazvin, Iran

²Associate Professor, Department of Mining and Petroleum, Imam Khomeini International University, Qazvin, Iran

³Assistant Professor, Department of Petroleum, Islamic Azad University, Masjid Suleiman, Iran

⁴Associate Professor, Department of Geology, Imam Khomeini International University, Qazvin, Iran

Received: 2020 May 26

Accepted: 2020 October 10

Abstract

Investigation of probable source rocks in oil fields is very important. In this study, in addition to evaluating the hydrocarbon potential, the kinetic models of Lopatin and Arrhenius were used to more precisely assess the source rock maturity status as well as the percentage of oil generation in the Solabdar oil field. This field is southeast of Bibi Hakima Square, located in the Dezful embayment. Possible source rocks are scorpions, scorpions, Gurpi and Pabdeh. The samples were also analyzed kinetically and the transformation ratio (TR) of kerogen to the generated hydrocarbon was determined. According to the burial history, the source rock of Kazhdomi formation has reached the highest temperature and depth compared to other source rocks. According to the results of Lopatin method, the transformation rate of organic matter in formations, Gurpi and Pabdeh was determined by 41%, 30% and 30%, respectively. This transformation rate by Arrhenius method was 47%, 15%, and 13%, respectively. This difference is due to the two-factor assumptions that the article discusses.

Keywords: Source rock, Lopatin model, Arrhenius model, Burial history, Solabdar oilfield.

For Persian Version see pages 11 to 20

*Corresponding author: B. Maleki; E-mail: maleki@eng.ikiu.ac.ir