**مدل­سازی یک بعدی زایش هیدروکربن و بازسازی تاریخچه تدفینی-حرارتی سازند کشف­رود در شرق مشهد با استفاده از نرم افزار پترومد**

**صبا ظاهری1\*، احسان ده­یادگاری2 ، عباس صادقی3**

1. **کارشناس ارشد زمین­شناسی نفت، دانشگاه شهید بهشتی، تهران،** [**ایران.**](mailto:ایران.saba.zaheri2000@gmail.com) **(**saba.zaheri2000@gmail.com**)**
2. **استادیار دانشگاه شهید بهشتی، دانشکده علوم زمین، گروه حوضه­های رسوبی و نفت، تهران، ایران. (**e\_dehyadegari@sbu.ac.ir**)**
3. **استاد دانشگاه شهید بهشتی، دانشکده علوم زمین، گروه حوضه­های رسوبی و نفت، تهران، ایران. (**[a-sadeghi@sbu.ac.ir](mailto:a-sadeghi@sbu.ac.ir)**)**

**چکیده**

جهت تعیین پتانسیل هیدروکربن­زایی سازند کشف­رود به­عنوان یکی از مهمترین سنگ­های منشأ در شرق مشهد (کپه داغ شرقی) از روش­های ژئوشیمیایی و مدل­سازی سیستم نفتی استفاده شد. براساس مقادیر انعکاس ویترینایت 12 نمونه رخنمون و مغزه، سازند کشف­رود به لحاظ بلوغ حرارتی در ناحیه اواسط پنجره نفتی قرار دارد. برای مدل­سازی یک بعدی زایش هیدروکربن و بازسازی تاریخچه تدفینی-حرارتی، اطلاعات ژئوشیمیایی حاصل از نمونه­های رخنمون با سازند کشف­رود حفاری شده در نزدیکترین چاه به برش سطحی جایگزین گردید. براین اساس سازند مورد مطالعه در ناحیه مدنظر در حدود 174 میلیون سال قبل شروع به رسوب­گذاری کرده، از حدود 100 میلیون سال قبل وارد پنجره نفتی و تقریباً در حدود 80 میلیون سال قبل به پیک پنجره نفتی رسیده، لذا زایش هیدروکربن از حدود 100 میلیون سال قبل آغاز و در بازه­ی 84 تا 65 میلیون سال قبل به حداکثر مقدار خود رسیده است. میانگین محتوای گاز زایش یافته و پتانسیل هیدروکربنی ترکیبات C2 تا C5 به­ترتیب برابر scf/ton 45/0 و mg HC/g TOC 55 تخمین زده شده که دال بر حضور انواع هيدروكربن‌ها در سازند است و دليلي بر اقتصادي بودن حجم مناسب هيدروكربن نیست. علاوه براین، بخشی از محتوای هیدروکربنی به سازند مزدوران مهاجرت کرده است. مدل­سازی یک بعدی زایش هیدروکربن در این مطالعه، نقش سازند کشف­رود را به­عنوان سنگ منشأ گاززا تایید می­کند به­طوری که مخازن سیستم نفتی کپه داغ شرقی را شارژ کرده است.

**واژه­های کلیدی: مدل­سازی یک بعدی، زایش هیدروکربن، تاریخچه حرارتی، سازند کشف­رود، پترومد**

**1-D Modeling of Hydrocarbon Generation and Thermal-Burial History Reconstruction of** **Kashafrud Formation in the East of Mashhad by Using PetroMod Software**

**Saba Zaheri1\*, Ehsan Dehyadegari2, Abbas Sadeghi3**

1. Master of Science of Petroleum Geology, Department of Petroleum and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran. (saba.zaheri2000@gmail.com)
2. Assistant Professor, Department of Petroleum and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran. (e\_dehyadegari@sbu.ac.ir)
3. Professor, Department of Petroleum and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran. ([a-sadeghi@sbu.ac.ir](mailto:a-sadeghi@sbu.ac.ir))

**Abstract**

To identify the hydrocarbon potential of the Kashafrud Formation as one of the most significant source rocks in the east of Mashhad, eastern Kope­ Dagh, studied by using geochemical methods and petroleum system modeling. The vitrinite reflectance values for 12 samples from outcrop and core show that the Kashafrud Formation in oil window in terms of thermal maturity. For 1-D modeling of hydrocarbon generation and thermal-burial history reconstruction, geochemical data of outcrop samples replaced by drilled Kashafrud Formation in a well nearest to surface section. Therefore, the studied formation in the considered area started to deposition about 174 Mya, entered to the oil window nearly 100 Mya and reached to the peak of oil window about 80 Mya. Hence, the hydrocarbon generation began approximately 100 Mya and reached to maximum amount about both 84 and 65 Mya. The average of both generated gas content and hydrocarbon potential of C2 to C5 compounds are estimated as 0.45 scf/ton and 55 mg HC/g TOC, respectively which, indicates the presence of various types of hydrocarbons in the formation and is not a proof for economical appropriate volume of hydrocarbons. In addition, part of the hydrocarbon content has migrated to Mozdooran formation. The 1-D modeling of hydrocarbon generation in this study confirms the role of the Kashafrud formation as a gas prone source rock that charged reservoirs of eastern Kope Dagh petroleum system.

**Keywords: 1-D Modeling, Hydrocarbon Generation, Thermal History, Kashafrud Formation and PetroMod Software**

**مقدمه**

مطالعه سیستم نفتی منجر به شناخت کامل­تری از چگونگی تولید و مهاجرت منابع هیدروکربنی از سنگ منشأ می­گردد. فرآیند زایش هیدروکربن از جمله فرآیندهای اصلی در شکل­گیری منابع هیدروکربنی است. سنگ منشأ در طول زمان زمین­شناسی و طی فرآیند زایش، هیدروکربن تولید می­کند [14]. عوامل زیادی از جمله حرارت، زمان زمین­شناسی، نوع مواد آلی موجود و جنس سنگ­ها در این پدیده تأثیرگذار هستند[10]. ازاین­رو پیچیدگی بررسی فرآیند زایش نفت،­ استفاده از نرم افزارهای مدل­سازی حوضه را به امری اجتناب ناپذیر تبدیل کرده است. برای تعیین کمیت سیستم­های نفتی، ابتدا باید تاریخچه زمینی حوضه[[1]](#footnote-1) را مدل­سازی کرد. در مدل­سازی، فرآیندهایی که در طول زمان زمین­شناسی رخ داده، بازسازی شده و با استفاده از آن تاریخچه پختگی مواد آلی توسط مدل­های حرارتی نیز محاسبه می­شود. محاسبات مدل­سازی سیستم نفتی و حوضه (BPSM)[[2]](#footnote-2) به یک مدل مفهومی از تاریخچه حوضه نیاز دارد که به یک توالی پیوسته از وقایع در مکان و زمان (به­عنوان مثال، رسوب­گذاری یا فرسایش لایه ها) تقسیم می­شوند. در مناطق مرزی که سنگ‌های منشأ به­خوبی شناسایی نشده‌اند، BPSM یک ابزار پیش‌بینی قدرتمند است [12]. در مدل­سازی یک بعدی، فرآیند زایش هیدروکربن از سنگ منشأ در یک بعد شبیه­سازی می­شود که در اغلب موارد یک چاه نفت یا گاز برای این کار انتخاب می­شود [15]. در سال­های اخیر استفاده از روش مدل­سازی حوضه رسوبی در بررسی میدان­های نفتی ایران مورد توجه قرار گرفته است[6 و 18]. مدل­سازی سیستم نفتی پس از ایجاد مدل حوضه و زمانی که سنگ منشأ موثر در حوضه وجود داشته باشد، آغاز می­شود.

ناحیه مورد مطالعه در حوضه­ کپه­داغ شرقی، حوضه­ای با پتانسیل هیدروکربنی غالباً گازی [2 و 20] قرار گرفته است (شکل 1). سازند کشف­رود عمدتاً تشکیل شده از شيل­های تيره رنگ، ماسه­سنگ و کمی سنگ­آهک و کنگلومرا به­سن ژوراسیک میانی [5 و 13] با مرز زیرین نامشخص در هسته تاقدیس و مرز بالایی با سازند مزدوران به­صورت یک ناپیوستگی هم­شیب در شرق مشهد رخنمون یافته است [3 و 4]. اهمیت آن به­دلیل ایفای نقش سنگ منشأ در سیستم نفتی کپه­داغ به­عنوان شارژکننده اصلی میادین گازی خانگیران و گنبدلی و مهمترین مخزن هیدروکربنی آن­ها (سازند مزدوران) حائز توجه است[2، 3، 4، 5 و 13]. این سازند را هم­ارز رسوبات زغال­دار حوضه البرز و ایران مرکزی درنظر می­گیرند [5 و 13].

|  |
| --- |
|  |

شکل 1: نقشه زمین­شناسی ناحیه مورد مطالعه (بخشی از نقشه زمین شناسی 1:100000، ایران) [1]. موقعیت جغرافیایی برش و چاه مدنظر بر روی نقشه نشان داده شده­اند.

**روش مطالعه**

در اين مطالعه سعي شده است تا به­وسيله نرم افزار پترومد[[3]](#footnote-3)، مدل‌سازي يك بعدي زایش هیدروکربن سازند کشف­رود در شرق مشهد براساس 1 حلقه چاه مستقر در ناحيه كپه­داغ شرقي در شمال شرق ايران انجام گيرد (شکل 1). باتوجه به این­که صرفاً بخشی از سازند کشف­رود در چاه حفاری شده بود، بازه حفاری شده سازند کشف­رود از چاه حذف و سازند کشف­رود رخنمون یافته جایگزین سازند کشف­رود موجود در چاه شد. بدین منظور داده­های حاصل از مطالعات ژئوشیمیایی بر روی 35 نمونه از رخنمون سازند کشف­رود در شرق مشهد [2 و 20] استفاده و سپس مدل­سازی شدند. علاوه براین، تعداد 7 نمونه از رخنمون و 5 نمونه مغزه سازند کشف­رود برای اندازه­گیری مقادیر انعکاس ویترینایت جهت ارزیابی بلوغ حرارتی و کالیبرلسیون مدل انتخاب شدند. داده­های رسوب­شناسی، دیرینه­شناسی و تغییرات جهانی سطح آب دریا از بانک اطلاعاتی مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران (پالئولاگ چاه­ مورد مطالعه)، گزارشات منتشر نشده و نیز مطالعات پیشین [2، 7، 8، 11، 17، 19 و 20] در مدل­سازی استخراج شدند. مقادير جريان حرارتي برای چاه‌ مورد نظر در اين ناحیه را مي‌توان mW/m2 50-60 در نظر گرفت [9]. سازند كشف­رود توانايي توليد هيدروكربن‌هاي مايع و گاز را داشته كه در نتيجه مدل سينتيك تركيبي نفت-گاز را مي‌توان تخصيص داد. با توجه به ميانگين انرژي فعال­سازي Kcal/mol 56 كه در گزارشات آمده است، مدل Compositional-Behar\_et\_al(1997)\_TI(GRS)-cs به­عنوان مدل سينتيك شاخص در فرآيند مدل­سازي استفاده شد.

**بحث**

نتایج حاصل از پیرولیز راک ایول، شرایط حال حاضر نمونه­های سازند کشف­رود در شرق مشهد وجود کروژن نوع III و IV را نشان می­دهند که غالباً در مرحله گاز خشک قرار گرفته­اند. علاوه­براین، نتایج ارزیابی نمونه­های رخنمون بیانگر پتانسیل هیدروکربن­زایی ضعیف تا متوسط برای شرایط فعلی است که می­تواند مقدار اندکی هیدروکربن زایش داشته باشد [3 و 4]. میانگین مقادیر انعکاس ویترینایت برای نمونه­های رخنمون در حدود 8/0 و برای نمونه­های سازند کشف­رود در مغزه 9/0 است که براساس طبقه­بندی Peters and Cassa (1994) بیانگر نمونه­های بالغ در پیک پنجره نفتی است[16]. لذا با توجه به مقادیر انعکاس ویترینایت و محتوای آلی، سازند کشف­رود دارای پتانسیل گاززایی است.

**بازسازی تاریخچه تدفینی- حرارتی:** پس از واردکردن داده­های ورودی در نرم افزار، تاریخچه تدفین بازسازی شده برای برش مورد مطالعه ارائه شد. شکل 2.الف نشان­دهنده تاریخچه تدفین حرارتی براساس عمق، به­همراه نمایش لیتولوژی سازندها در طول زمان زمین­شناسی است. براین­اساس، سازند کشف­رود در شرق مشهد در حدود 174 میلیون سال پیش شروع به رسوب­گذاری کرده است. حوضه ته­نشست از حدود 163 میلیون سال پیش دچار بالاآمدگی جزئی و سپس از حدود 128 میلیون سال پیش دچار فروافتادگی شده است. از حدود 73 میلیون سال پیش پس از یک فروافتادگی سریع و کوتاه مدت تا حدود 67 میلیون سال پیش یک هیاتوس رسوبی را تجربه کرده و سپس از حدود 67 تا 38 میلیون سال پیش مجدداً دچار فروافتادگی و ادامه نهشت رسوبات شده است. پس از آن تا حال حاضر، حوضه دچار بالاآمدگی شده و فرآیند تکامل حرارتی متوقف گردیده است.

**پیش­بینی بلوغ حرارتی با مقایسه مقادیر انعکاس ویترینایت پیش­بینی شده و مقادیر اندازه­گیری شده:** با توجه به این­که سازند کشف­رود مورد مطالعه جایگزین سازند کشف­رود موجود در چاه شده است؛ لذا به­منظور انجام کالیبراسیون بلوغ حرارتی با استفاده از مقادیر انعکاس ویترینایت پیش­بینی شده توسط مدل، اندازه­گیری شده از نمونه­های مغزه و رخنمون استفاده شد. همانطور که در شکل 2.ب مشخص گردید، کالیبراسیون مقادیر انعکاس ویترینایت پیش­بینی شده با مقادیر انعکاس ویترینایت مغزه از تطابق مناسبی برخوردار است؛ درحالی­که با مقادیر انعکاس ویترینایت رخنمون منطبق نیستند. زیرا نمونه­های جمع­آوری شده از رخنمون به­دلیل بالاآمدگی، تحت تأثیر بلوغ حرارتی کمتری نسبت به مغزه قرار گرفته­اند. به­همین دلیل نمونه­های رخنمون، مقادیر انعکاس ویترینایت پایین­تری نشان داده و با انعکاس ویترینایت پیش­بینی شده اختلاف دارند. در نتیجه در این مطالعه، کالیبراسیون بلوغ حرارتی با انعکاس ویترینایت نمونه­های مغزه ملاک قرار گرفته است.

**مدل­سازی یک بعدی زایش هیدروکربن**: درنهایت می­توان با استفاده از این مدل محتوای گاز[[4]](#footnote-4) زایش یافته از سنگ منشأ مدنظر طی زمان را تخمین زد (شکل 2.ج). مطابق این شکل، سازند تقریباً از حدود 100 میلیون سال پیش وارد پنجره نفتی شده و تقریباً در حدود 80 میلیون سال پیش به اوج پنجره نفتی رسیده و در حدود 38 میلیون سال پیش حداکثر میزان بلوغ حرارتی را تجربه کرده است. مقدار گاز زایش یافته از سازند کشف­رود در بخش پایینی بیش­تر از بخش بالایی آن به­دلیل قرارگیری در اعماق بیشتر و بلوغ حرارتی بالاتر، برآورد شده است. البته این بدان معنا نیست که مقادیر زایش یافته امکان ایجاد مخازنی با حجم اقتصادی را در پیش داشته­اند. محتوای گاز زایش یافته از بخش پایینی سازند تا حال حاضر حدود[[5]](#footnote-5)scf/ton 5/0 و برای بخش بالایی در حدود scf/ton 4/0 -35/0 تخمین زده شده است. شکل 2.د پتانسیل هیدروکربنی[[6]](#footnote-6) ترکیبات C2 تا C5 را نشان می­دهد که از حدود mg HC/g TOC 70 در قاعده تا حدود mg HC/g TOC 40 در رأس، متغیر است؛ زیرا بخش پایینی سازند متحمل بلوغ حرارتی بالاتری گردیده است. لذا پتانسیل هیدروکربنی سازند کشف­رود از قاعده تا رأس سازند کاهش می­یابد. پس از ادامه زایش در حدود 70 میلیون سال پیش بخشی از محتوای هیدروکربن به سازند مزدوران مهاجرت کرده که احتمالاً به­نوعی زمان آغاز مهاجرت را تخمین می­زند و وجود پتانسیل هیدروکربنی در سازند مخزنی مزدوران گویای مهاجرت هیدروکربن­های زایش یافته به درون آن بوده و بخشی از سازند شوریجه به­عنوان پوش سنگ عمل کرده است (شکل 2.د). شکل 2.ه رسانایی حرارتی عمودی[[7]](#footnote-7) براساس لیتولوژی سازندها را نشان می­دهد. بنابراین، سازند کشف­رود دارای رسانایی حرارتی عمودی متوسط (W/m/K 1/2 -2) است که به­همراه جریان حرارتی نه چندان شدید در ناحیه موجب اختلاف بلوغ حرارتی در قاعده و رأس شده است. مقدار رسانایی حرارتی عمودی سازند با مقادیر انعکاس ویترینایت اندازه­گیری شده و روند مقادیر پیش­بینی شده برگرفته از شکل 2.ب قابل توجیه است. بدین صورت، مقدار رسانایی حرارتی عمودی متوسط سازند کشف­رود مانع از ایجاد اختلاف چشمگیر مقادیر انعکاس ویترینایت اندازه­گیری شده در مغزه و رخنمون و روند مقادیر پیش­بینی شده توسط مدل شده است. از طرفی رسانایی حرارتی عمودی بالای سازند مخزنی مزدوران (W/m/K 8/2 -5/2) نسبت به سازند کشف­رود درسیستم نفتی ناحیه کپه داغ شرقی (شکل 2.ه) منجر به شکست حرارتی[[8]](#footnote-8) ترکیبات سنگین­تر زایش و مهاجرت یافته به آن شده است که به­خوبی با تولید عمده گاز خشک (متان) از مخزن مطابقت دارد. البته پیشنهاد می­شود در این خصوص مطالعات جامع مخزنی نیز صورت پذیرد.

|  |
| --- |
| ب  الف |
| ه  د  ج |

شکل 2: الف) تاریخچه تدفینی-حرارتی بازسازی شده سازند کشف­رود در شرق مشهد براساس مدل­سازی یک بعدی. ب) کالیبراسیون مقادیر انعکاس ویترینایت پیش­بینی شده با مقادیر اندازه­گیری شده از نمونه­های رخنمون و مغزه بیان­گر تطابق خوب و قابل توجیه بین این دو پارامتر است. ج) محتوای گاز زایش یافته از سنگ منشأ؛ بر این اساس سازند به دو بخش تفکیک شده و محتوای گاز زایش یافته بخش بالایی کم­تر از بخش پایینی تخمین زده شده است. د) پتانسیل هیدروکربنی ترکیبات C2 تا C5 سازند کشف­­رود از قاعده تا رأس کاهش می­یابد. ه) نشان دهنده رسانایی حرارتی عمودی سازندها.

**نتیجه­گیری**

سازند کشف­رود در شرق مشهد در حدود 174 میلیون سال پیش شروع به رسوب­گذاری کرده است. حوضه ته­نشست از حدود 163 میلیون سال پیش دچار بالاآمدگی جزئی شده، سپس از حدود 128 میلیون سال پیش دچار فروافتادگی شده است. از حدود 73 میلیون سال پیش پس از یک فروافتادگی سریع و کوتاه مدت تا حدود 67 میلیون سال پیش یک هیاتوس رسوبی را تجربه کرده است. سپس از حدود 67 تا 38 میلیون سال پیش مجدداً دچار فروافتادگی و ادامه نهشت رسوبات شده است. پس از آن تا حال حاضر، حوضه دچار بالاآمدگی شده و فرآیند تکامل حرارتی متوقف گردیده است. تقریباً از حدود 100 میلیون سال پیش وارد پنجره نفتی شده و تقریباً در حدود 80 میلیون سال پیش به اوج پنجره نفتی رسیده و در حدود 38 میلیون سال پیش حداکثر میزان بلوغ حرارتی را تجربه کرده است. براساس نتایج حاصل از مد­ل­سازی و تاریخچه تدفین بازسازی شده زمان زایش کروژن­های موجود در این سازند از حدود 100 میلیون سال پیش شروع شده و در دو بازه زمانی یکی در حدود 84 میلیون سال پیش و دیگری در حدود 65 میلیون سال پیش حداکثر زایش خود را داشته است. محتوای گاز زایش یافته از بخش پایینی سازند تا حال حاضر حدود scf/ton 5/0 و برای بخش بالایی در حدود scf/ton 4/0 -35/0 تخمین زده شده که دال بر حضور انواع هيدروكربن‌ها در سازند است و دليلي بر اقتصادي بودن حجم مناسب هيدروكربن نیست. پتانسیل هیدروکربنی ترکیبات C2 تا C5 سازند کشف­­رود از حدود mg HC/g TOC 70 در قاعده تا حدود mg HC/g TOC 40 در رأس سازند، متغیر است. علاوه براین، بخشی از محتوای هیدروکربن به سازند مزدوران مهاجرت کرده است. مدل­سازی یک بعدی زایش هیدروکربن در این مطالعه، سازند کشف­رود را به­عنوان یکی از مهمترین سنگ­های منشأ دارای پتانسیل گاززایی و شارژکننده مخازن درسیستم نفتی کپه داغ شرقی معرفی می­کند.

**منابع**

1. **آقاجری، ل.، علوی، ا.، قاسمی، م. ر.، کاووسی، م. ع.، 1396.** پهنه­بندی ساختاری و ریخت زمین­ساختی کپه­داغ خاوری، نشریه علوم زمین، شماره 104، ص 125-134.
2. **سعادتی. ح.، علیزاده، ب.، ترهنده، ا.، رشیدی، م.، 1397.** مدل سازی بلوغ حرارتی و ارزیابی ژئوشیمیایی سازند کشف رود در کپه داغ شرقی، شمال شرق ایران، نشریه رخساره های رسوبی، دوره 11، شماره 1، صفحه 91-112.
3. **ظاهری، ص.، ده یادگاری، ا.، صادقی، ع.، 1400.** ارزیابی پتانسیل هیدروکربنی نمونه های رخنمون سازند کشف رود در شرق مشهد با استفاده از داده-های پیرولیز راک-ایول ۶، ششمین کنفرانس ملی انجمن رسوب شناسی ایران، اهواز.
4. **ظاهری، ص.، ده یادگاری، ا.، صادقی، ع.، 1400.** ژئوشیمی آلی و مدل­سازی زایش هیدروکربن سازند کشف­رود در شرق مزداوند (جنوب­شرق مشهد): پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی تهران، 139 ص.
5. **Afshar Harb, A., 1979.** The stratigraphy, tectonics and petroleum geology of the Kopet Dagh region, Northern Iran (Doctoral dissertation, Imperial College London (University of London)). 316p.
6. **Bordenave, M.L., 2008.** The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros foldbelt and contiguous offshore areas: a review of the Palaeozoic petroleum system. Journal of Petroleum Geology, v. 31(1), pp.3.
7. **Ferré, B., Honarmand, A., Ghaderi, A., & Vahidinia, M., 2016.** Saccocomid remains (Crinoidea, Roveacrinida, Saccocomidae) in the uppermost Santonian-Campanian deposits (Abtalkh Formation) from the Kopet-Dagh Range (NE Iran). Annales de paleontologie, 102: 69-77.
8. **Haq, B.U., Hardenbol, J., & Vail, P.R., 1987.** Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic. Science, 235: 1156-1167.
9. **Heine, C., 2007.** <https://www.earthbyte.org/Resources/ICONS/CAS/AmuDaryaBasin/CAS.Amu> DaryaBasin.html
10. **Hunt, J.M., 1995.** “Petroleum Geochemistry and Geology”; W.H. Freeman and Company, New York. 743 p.
11. **Kalantari, A., 1969.** Foraminifera from the middle Jurassic-Cretaceous successions of Koppet-Dagh region (NE Iran). National Iranian Oil Company, Geological Laboratories Publication, Teheran, 3: 298 pp.
12. **Klemme, H.D. and Ulmishek, G.F., 1991.** Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. AAPG bulletin, 75(12), pp.1809-1851.
13. **Madani, M., 1977.** A Study of the Sedimentology, Stratigraphy and Rrgional Geology of the Jurassic Rocks of Eastern Kopet-Dagh, N. E. Iran, Thesis Submitted for the Degree of Doctor of Philosophy in Petroleum Geology, University of London.
14. **Magoon, L.B. and Dow, W.G., 1994.** The petroleum system: chapter 1: Part I. Introduction.
15. **Makhous, M. and Galushkin, Y., 2004.** Basin analysis and modeling of the burial, thermal and maturation histories in sedimentary basins, 394p.
16. **Peters, K. E. and Cassa, M.C., 1994.** “Applied Source Rock Geochemistry”; In the Petroleum System‐From Source to Trap, Magoon, B and Wallace, G. Dow (Eds), American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 60, pp. 93‐117.
17. **Robert, A.M.M., Letouzey, J., Kavoosi, M.A., Sherkati, S., Müller, C., Vergés, J., Aghababaei, A., 2014.** Structural evolution of the Kopeh Dagh fold-and-thrust belt (NE Iran) and interactions with the South Caspian Sea Basin and Amu Darya Basin. Marine and Petroleum Geology, 57: 68-87.
18. **Rudkiewicz, J.L., Sherkati, S. and Letouzey, J., 2007.** Evolution of maturity in northern Fars and in the Izeh zone (Iranian Zagros) and link with hydrocarbon prospectivity. In Thrust belts and foreland basins, pp. 229-246.
19. **Taheri, J., Fürsich, F.T. and Wilmsen, M., 2009.** Stratigraphy, depositional environments and geodynamic significance of the Upper Bajocian–Bathonian Kashafrud Formation, NE Iran. Geological Society, London, Special Publications, v. 312(1), pp.205-218.
20. **Ulmishek, G.F., 2004.** Petroleum Geology and Resources of the Amu-Darya Basin, Turkmenistan, Uzbekistan, Afghanistan, and Iran. U.S. Geological Survey Bulletin, 2201-H 38.

1. Basin geohistory [↑](#footnote-ref-1)
2. Basin and Petroleum System Modeling [↑](#footnote-ref-2)
3. PetroMod [↑](#footnote-ref-3)
4. Gas content [↑](#footnote-ref-4)
5. Standard cubic feet per ton [↑](#footnote-ref-5)
6. Hydrocarbon potential [↑](#footnote-ref-6)
7. Thermal conductivity [↑](#footnote-ref-7)
8. Thermal cracking [↑](#footnote-ref-8)