

Research Article

## Thermal modeling of the Garau (Aptian-Cenomanian) Formation as a formation with potential rock source of gas shales in the west of Kermanshah

Kobra Mirbeik Sabzevari<sup>1\*</sup>, Mostafa Sedaghatnia<sup>2,3</sup> Ahmad Abyat<sup>4</sup>

1- Department of Geology, Khorramabad Branch, Islamic Azad University, Khorramabad, Iran

2- PhD. Student, Sedimentology and Sedimentary rock. Bu Ali Sina University, Hamadan, Iran

3- Expert of the Central Laboratory of Lorestan University

4- Independent Researcher

**Keywords:** *Garou Formation, Gas shales, Hydrocarbon, Thermal modeling, Kermanshah.*

### 1- Introduction

The Garau Formation (Aptian – Cenomanian) is one of the hydrocarbon-generating formations in the Zagros basin. In organic geochemical studies of hydrocarbon generating rocks, optical techniques and pyrolysis methods can be used to evaluate the quality of the source rock. The rock-Eval pyrolysis method is a method of direct heating of samples and is the best tool for determining the amount of organic matter. Conventional pyrolysis methods are inexpensive and fast and can be used under simple and normal conditions. This tool provides valuable information on total organic carbon (TOC) content, quality and type of organic matter, maturity, potential and actual potential, biological facies of the study area, the depositional environment in terms of oxidant conditions and hydrocarbon reduction and migration from source rock (Kobrae et al, 2017). Most of the oil produced is confined to the deep and central parts of the basin, which have received relatively higher temperatures. Based on thermal modeling Garou Formation is currently in the middle to late maturity stages in terms of maturity. The Zagros Basin is one of the most important hydrocarbon basins in the world and the Middle East (Murriss, 1980). In this research a section was sampled in Northwest Kermanshah Province where located in 45° 52' 49" E-34° 51' 11" N as a subdivision of Zagros fold Basin zone. Aims of this study to evaluate TOC content, Kerogen type, thermal maturity and hydrocarbon generation potential of Garou Formation in Northwest Kermanshah province is located in Zagros Basin. Also, the study of Garou Formation as a formation with the potential of gas shales in the region.

### 2- Material and methods

In the areas where the tunnel intersects the Garou Formation with a thickness of approximately 460 meters, 26 samples of intact rock were collected at regular intervals along the axis of the tunnel. These samples were quickly packed and transferred to the laboratory of Tehran Petroleum Industry Research Institute for analysis and were analyzed with the first rock machine. Among these samples, 10 samples were evaluated for mineralogical analysis with XRD device (STOE model) located in Central Laboratory No. 1 of Lorestan University.

### 3- Results and discussions

The results of XRD analysis on 10 samples taken from Garou Formation showed that these samples have a predominant peak of calcite and quartz. Also, the presence of silica in the form of dark bands and nodules can be seen in desert outcrops. The results of Rock-Eval analysis showed that the hydrogen index of the samples of Garou Formation varies between 6.94 to 276 (mg HC / g TOC) so that 92.3% between 0 to 150 (mg HC / g TOC) These samples have been found to be capable of producing only

\* Corresponding author: K\_mirbeik\_s@yahoo.com

gaseous hydrocarbons (Peters and Cassa 1994). This result is also consistent with the results of determining the type of kerogen (is the superiority of type III kerogen). The TOC frequency diagram of the samples of Garou Formation shows that none of the samples has a TOC above 2% and is a weak source rock in terms of material quantity. The Tmax values of the samples of Garou Formation vary between 425 to 495 (C °) so that 57.6% of the samples have a Tmax between 435 to 470 (C °), 34.8% have a Tmax more than 470 (C °). And 7.6% of the samples have Tmax less than 435 (C °). Due to the beginning of the oil window at Tmax between 435 to 445 C° and the end of the oil window at Tmax above 470 C° (Hunt, 1996), so the samples of the Garou Formation have passed the stage of the oil window and they are wet at the gas production stage. Vitrinite reflection coefficient (these samples are estimated to be more than 1.3%, and indicates that most of the samples are very mature in terms of thermal maturity and are in the range of gas formation. The gases produced at this stage are mainly gases methane and carbon dioxide, although in this form only four samples of type III kerogens show an RO content of less than 0.5%, which means that they do not pass the diagenesis stage. In this study, to investigate the hydrocarbonization process of source rocks using thermal modeling method, burial history and thermal history of Garou Formation in the study area has been reconstructed. In modeling burial history and thermal history, from geological and geochemical data these data include the geological age of the formation (Koop and Orbell, 1997), lithology (Sajadi, 1976), thermal gradient and temperature of the layers (Orbell, 1977), depth of the bedrock (Koop, 1977) and geochemical data (Ashkan and Amir Bakhtiar, 2010) Based on the thermal model calculated for Garou Formation, it can be claimed that this formation is in the stages of thermal maturation of catagenesis and passing through the oil window. It is capable of producing gaseous hydrocarbons. The nature of type III kerogen also determines that the hydrocarbons produced are gaseous. Therefore, it can be said that Garou Formation in the study area is considered as a formation with the potential of rock source of gas shales, so that the volume of gas output from this formation is such that it causes forest fires and pastures in this part of the basin.

#### 4- Conclusion

Based on the studies, the predominant kerogen was identified as type III on the Garou Formation. The presence of Tmax above 470 C° in more than 34.8% of the samples indicates that the source rock is in the gas formation stage, which is compatible with the reflection of vitrinite (RO) of more than 1.3% of most samples. The TOC versus S2 diagram showed that the Garou Formation is a weak to relatively good source rock in terms of genetic potential, but is poorly ranked in terms of hydrocarbon generation potential. Therefore, according to organic geochemical studies on the Garou Formation in this part of the Zagros Basin, it was found that this formation passes through the oil window and produces moist gas, the gases produced are related to the nature of the kerogen in this formation, which is often. They are type III and have the potential to produce methane, carbon dioxide and hydrogen sulfide in the region. Based on the temperature control model of Garou Formation in the study area, this formation has reached the range of catagenesis since the Paleogene and has reached a high temperature maturity for gas production in the late Neogene. The influx of large volumes of methane and carbon dioxide into the Nosud tunnel originated from the shales of the Garou Formation during tunnel excavation. Therefore, Garou Formation in the study area can be considered as a formation with the potential of gas source rock, so that through the fractures and faults of the tunnel route, gases with a volume of more than 1800 ppm are drained into it.

#### Reference

- Ashkan, S.A.M. Amir Bakhtiar, H., 2010. Geochemical study of Asmari and Khami reservoir gases and its correlation with source rocks in Pazanan field, south west of Iran: 14th International Oil, Gas and Petrochemical Congress (in Persian).
- Hunt, J.M., 1996. *Petrpleum geochemistry and geology*. W.H. Freeman and Company, New York, p. 743
- Kobraei, M., Rabanni, A., Taati, F., 2017. Source rock characteristics of the Early Cretaceous Garau and Gadvan formations in the western Zagros Basin–southwest Iran. *Journal of Petroleum. Exploration. Production. Technology* 7, 1051–1070. <https://doi.org/10.1007/s 13202-017-0362-y>

- Koop, W.J., Orbell, G., 1977. Regional chronostratigraphic thickness and facies distribution map of SW Iran Area (Permian and younger): Oil Service Company of Iran, Geological Report No.1269 (Unpublished).
- Murris, R.J., 1980. Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat. AAPG Bulletin 4, 597-618.
- Orbell, G., 1977. Geothermal gradient map: Oil Service Company of Iran. Drawing No. 327091.
- Sajadi, F., 1976. Well completion report Pazanan – 17. Oil Service Company of Iran.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Mirbeik Sabzevari, M., Sedaghatnia, M., Abyat, A., 2023. Thermal modeling of the Garau (Aptian-Cenomanian) Formation as a formation with potential rock source of gas shales in the west of Kermanshah. Adv. Appl. Geol. 12(4), 964-980.

DOI: 1022055/AAG. 2021.38180.2239

URL: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_17054.html](https://aag.scu.ac.ir/article_17054.html)

©2023 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers

## مدل سازی حرارتی سازند گرو (آپتین - سنومانین) به عنوان سازندی با پتانسیل سنگ منشأ شیل های

## گازی در غرب کرمانشاه

کبری میربیک سبزواری\*

گروه زمین شناسی، واحد خرم آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، خرم آباد، ایران

مصطفی صداقت نیا

دانشجوی دکتری، رسوب شناسی و سنگ رسوبی، دانشگاه بوعلی سینا همدان، ایران

احمد عبیات

پژوهشگر مستقل

\* K\_mirbeik\_s@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۵/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۶/۱۵

## چکیده

سازند گرو (آپتین - سنومانین) یکی از سازندهای مولد هیدروکربور در حوضه رسوبی زاگرس به شمار می‌رود. لیتولوژی سازند گرو در منطقه مورد مطالعه شامل تناوبی از سنگ‌آهک رسی و شیل بوده که رخساره شیلی آن غالب می باشد. این پژوهش در راستای مطالعات ژئوشیمیایی آلی سازند گرو به عنوان سنگ منشأ شیل‌های گازی انتخاب گردیده و تعداد ۲۶ نمونه سنگ به صورت سالم و غیر هوازده از مسیر تونل انتقال آب حفاری شده از میان این سازند، در غرب کرمانشاه برداشت گردید. نمونه‌ها توسط دستگاه راک-ایول ۶ مورد آنالیز و بررسی قرار گرفتند. بر پایه مطالعات انجام شده، کروژن غالب سازند گرو تیپ III تشخیص داده شد. سازند گرو در ناحیه مورد مطالعه به دلیل داشتن مقادیر بالایی از  $T_{max}$  دارای بلوغ حرارتی کافی می باشد. از لحاظ پتانسیل ژنتیکی این سازند یک سنگ منشأ ضعیف تا نسبتاً خوب بوده ولی از لحاظ توان هیدروکربن‌زایی در رتبه ضعیف قرار می‌گیرد. انعکاس ویتربینیت اکثر نمونه‌های سازند گرو بیشتر از ۱/۳ درصد بوده و بیانگر وجود سنگ منشأیی در مرحله تولید گاز می‌باشد که با  $T_{max}$  بیش از ۴۴۰ درجه سانتی‌گراد تأیید می‌شود. همچنین، مدل تاریخچه حرارتی سازند گرو در منطقه مورد مطالعه بیانگر ورود این سازند به محدوده کاتاژن از زمان پالئوژن است و در اواخر نئوژن به بلوغ دمائی بالائی جهت تشکیل هیدروکربورهای گازی رسیده است. متان و دی‌اکسیدکربن وارد شده به داخل تونل با غلظت بیش از ۱۸۰۰ ppm را می‌توان به زایش هیدروکربن‌های گازی با توجه به نتایج حاصل از مدل‌سازی حرارتی نسبت داد که این حجم از گاز خروجی در ارتباط با شیل‌های سازند گرو می‌باشد.

واژگان کلیدی: سازند گرو، شیل‌گازی، هیدروکربن، مدل‌سازی حرارتی، کرمانشاه

## ۱- مقدمه

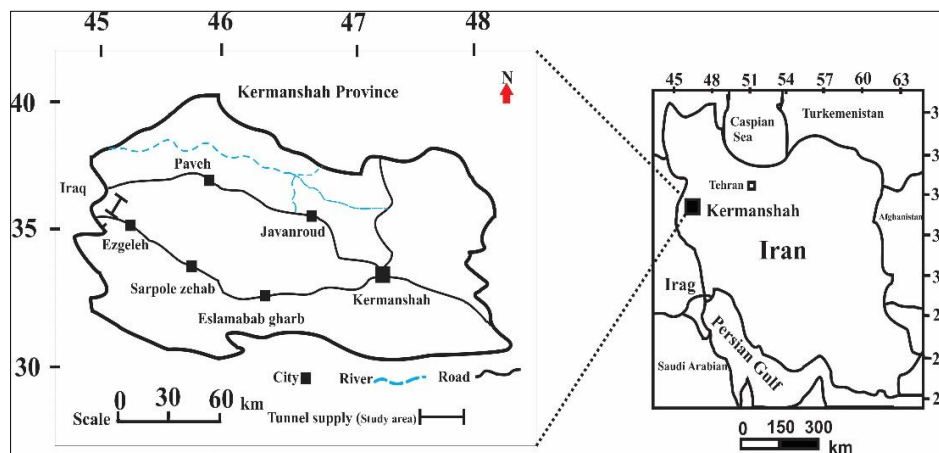
مطالعات تبدیل خواهد شد و آینده بازارهای جهانی را با گسترش خود تحت تأثیر قرار خواهد داد. تعیین خصوصیات مواد آلی که شامل سه فاکتور کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی در سنگ‌های رسوبی می باشد، یکی از مهم ترین اهداف ژئوشیمی آلی است که امروزه یکی از مراحل اصلی در ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی سنگ‌های منشأ قلمداد می‌شود. در سال‌های اخیر، پژوهشگران بسیاری (Peters et al., 1994; Ghasemi-Nejad et al., 2009; Kotorba et al., 2014; Moradi and Alizadeh 2015; Kobraei et al., 2017; Kobraei and Rabbani 2018; Zeinalzadeh et al., 2019; Ayoola et al., 2020; Ceballos et al., 2020; Zohrevand et al., 2020) روش‌های پیرولیز را برای به دست

با توجه به نیاز روز افزون صنعت به منابع هیدروکربوری، همواره تلاش شده است تا با استفاده از تکنیک‌های جدید به اکتشاف و بهره برداری از منابع و ذخایر جدید پرداخته و به این نیازها پاسخ داده شود. در چند سال اخیر با کاهش ذخایر نفتی و افزایش قیمت نفت در بازار جهانی، مهندسی و کارشناسان نفتی، تمرکز و توجه ویژه‌ای به شیل‌های گازی داشته‌اند. شاید تا چند سال پیش بهره برداری از این ذخایر توجه هیچ شرکت نفتی را به خود جلب نمی‌کرد ولی امروزه مطالعات گسترده‌ای در زمینه شیل‌های گازی در حال انجام است. این منابع جدید، با توجه به رویکرد جهانی، در آینده نزدیک به محور اصلی

راستای تونل انتقال آب نوسود می باشد که مختصات جغرافیایی ابتدای آن طول شرقی  $51^{\circ} 11'$   $34^{\circ}$  درجه و عرض شمالی  $49' 22'' 45^{\circ}$  است. این تونل برای جلوگیری از خروج آب رودخانه سیروان به خارج از کشور و بازگرداندن آن به حوضه های آبریز داخلی است. مجموع طول این تونل بالغ بر ۵۷ کیلومتر بوده که از نظر زمین شناسی در میان سازندهای گرو و گورپی در زون ساختمانی زاگرس چین خورده حفاری شده است. در منطقه مورد مطالعه، دلایل گازخیزی تونل را می توان شکستگی های عمیق در میان سازندهای حفاری شده در مسیر تونل دانست که گازهای متان و دی اکسید کربن (بیش از ppm ۱۸۰۰) را از اعماق به درون تونل زهکشی می کنند، اما با توجه به حضور سنگ های منشأ هیدروکربوری در منطقه مورد مطالعه از جمله سازند گرو، این فرضیه را ایجاد نمود که ممکن است سازندهای مولد هیدروکربور در مسیر حفاری تونل نقش اصلی در تولید گازهای متان و دی اکسید کربن را به درون تونل ایفا کنند و ارتباطی با شکستگی های عمیق و مخازن گازی زیرسطحی نداشته باشند. لذا هدف از این پژوهش، بررسی شیل های سازند گرو از لحاظ پتانسیل هیدروکربن زایی، بلوغ حرارتی و نوع ماده آلی می باشد تا از طریق آن بتوان به منشأ گازهای منطقه پی برد. راه های اصلی دسترسی به منطقه مورد مطالعه، از طریق جاده اصلی کرمانشاه به سمت شهرستان سرپل ذهاب و نوسود بوده و راه دسترسی دیگر از طریق جاده کرمانشاه به سمت شهرستان جوانرود و پاوه می باشد. (شکل ۱).

آوردن پتانسیل هیدروکربوری، میزان بلوغ و نوع ماده آلی سنگ های منشأ در حوضه های رسوبی مختلف به کار برده اند. از بین این روش ها، روش پیرولیز راک ایول به عنوان یک روش استاندارد به طور وسیعی در اکتشاف نفت به کار می رود. حوضه زاگرس یکی از مهم ترین حوضه های هیدروکربنی جهان و خاورمیانه است (Murriss 1980). مطالعات ژئوشیمیایی متعددی بر روی سازند گرو و دیگر سازندهای دارای پتانسیل سنگ منشأ در حوضه رسوبی زاگرس انجام شده است (Ala et al., 1980; Bordenave and Burwood 1990; Bordenave and Huc 1995; Mashhadi and Rabbani 2015; Moradi and Alizadeh 2015; Kobrae et al., 2017; Kobraei and Rabbani 2018; Zeinalzadeh et al., 2019; Zohrevand et al., 2020). از دیگر مطالعات و پژوهش های انجام شده در ارتباط با سازندهایی با پتانسیل سنگ منشأ در حوضه زاگرس می توان به مطالعات Rafiei et al., 2013; Mirbeik- Sabzevari et al., 2020) (Alizadeh et al., 2012) اشاره نمود. با توجه به اینکه حجم بالایی از گازها در منطقه مورد مطالعه سبب آتش سوزی وسیعی شده است، لذا هدف از این پژوهش، بررسی سازند گرو به عنوان سازندی با پتانسیل شیل های گازی در منطقه می باشد. در این پژوهش مشخص می شود که آیا در منطقه مورد مطالعه سازند گرو توانایی ذخیره نمودن حجم عظیمی از گازها را در خود دارد یا اینکه حجم گازهای نشت کرده به داخل تونل را باید در میان سازندهای دیگر جستجو کرد.

منطقه مورد مطالعه در محدوده شهرستان ازگله، (شمال- غرب کرمانشاه) واقع شده است. برش مورد مطالعه در واقع در



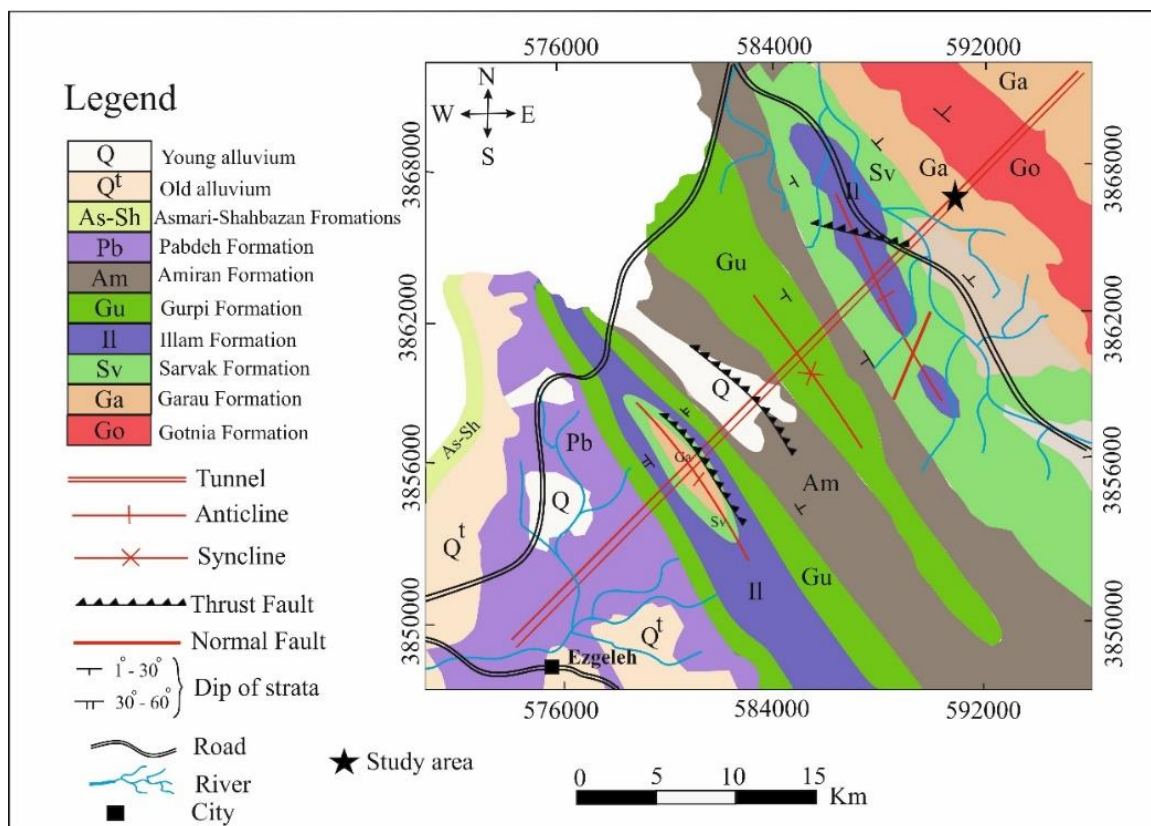
شکل ۱- موقعیت جغرافیایی و راه های دسترسی به منطقه مورد مطالعه  
Fig.1. Geographical location and ways to access the study area



۲- زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

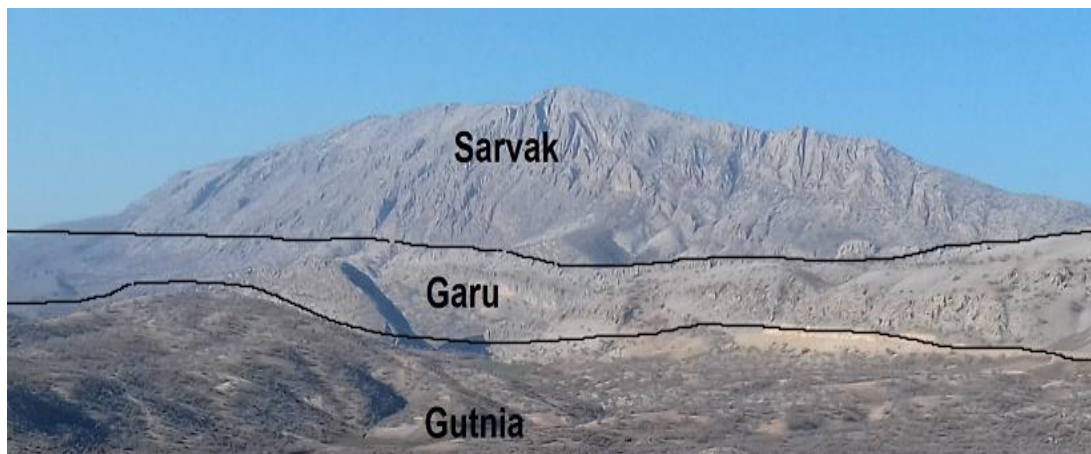
منطقه مورد مطالعه در قسمت ابتدایی زون چین خورده زاگرس قرار گرفته و توسط گسل زاگرس مرتفع از زاگرس رورانه جدا می شود. این ناحیه از لحاظ زمین ساختی بخشی از لبه آرام قاره ای بوده و از لحاظ ساختاری دارای چین های موازی و رانده های هم شیب با فرورانش با زاویه شیب کم می باشد. در نتیجه تغییر شکل ها در حد جابه جایی لایه ها در حاشیه گسل ها و چین خوردگی در حد مقیاس مزوسکوپی و بزرگ تر می باشد. سطح محوری تاقدیس ها و ناودیس های منطقه اغلب قائم و امتداد آن ها شمال غرب - جنوب شرق می باشد. در منطقه مورد مطالعه، بیشترین رخنمون ها را سازندهای گرو و گورپی تشکیل می دهند و تونل نوسود این سازندها را بریده و امکان دسترسی به نمونه های تازه و سالم را فراهم نموده است (شکل ۲). بیشترین رخنمون سازند گرو در هسته ی تاقدیس های منطقه دیده می شود. جنس سازند گرو به مانند فروافتادگی

دزفول آهکی بوده که به سمت مرکز لرستان شیلی می شود (Motiei, 1993) مرز بالایی سازند گرو در مناطق مختلف، متفاوت است به طوری که سازند گرو در خاور فروافتادگی دزفول در زیر سازند فهلیان با سن نئوکومین و در نواحی مرکزی لرستان در زیر سازند سورگاه به سن کنیاسین قرار دارد. مرز زیرین سازند گرو در منطقه مورد مطالعه سازند تبخیری گوتنیا بوده و مرز بالایی آن سازند کربناته سروک می باشد (شکل ۳). لیتولوژی سازند گرو در منطقه مورد مطالعه شامل تناوب شیل، سنگ آهک های رسی و سنگ آهک های دارای گره های چرت به همراه شیل قهوه ای تا سیاه رنگ بیتومین دار سیلیسی دارای رادیولاریت می باشد. ضخامت میان لایه های شیل بعضاً تا ۵۰ سانتیمتر اندازه گیری شده است. در میان برخی از ناودیس ها، فلش های سازند امیران نیز دیده می شود. سن سازند گرو در منطقه مورد مطالعه کرتاسه میانی تا ابتدای کرتاسه پسین (آپتین - سنومانین) بوده و در یک محیط پلاژیک رسوب کرده است (Ezampanah et al., 2012).



شکل ۲- نقشه زمین شناسی منطقه مورد مطالعه (بر گرفته از نقشه ۱/۱۰۰۰۰۰ کرمانشاه (با تغییرات از MacLeod, 1970)

Fig.2. Geological map of the study area (taken from the map of Kermanshah1/100000 (modified after MacLeaod 1970)



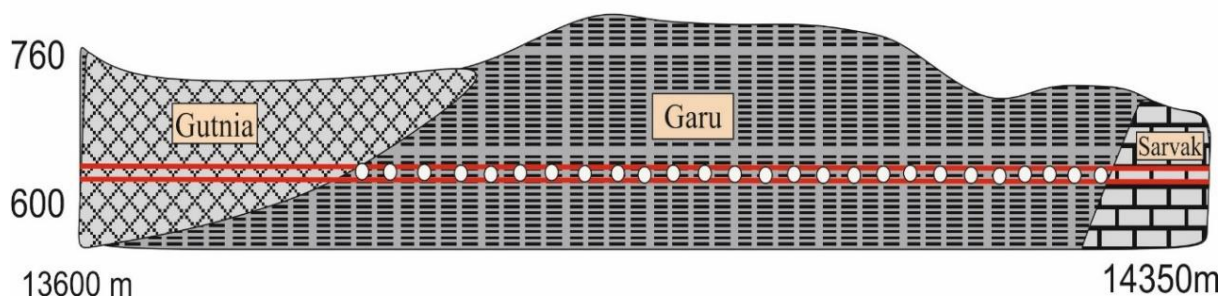
شکل ۳- نمایی از سازند شیلی گرو در منطقه مورد مطالعه (دید به سمت شمال) طول عکس ۱/۵ کیلومتر  
Fig.3. View of the shaly Garau Formation in the study area (view to the north) photo length 1.5 km.

### ۳- مواد و روش‌ها

در مناطقی که تونل، سازند گرو را قطع نموده است با ضخامت تقریباً ۴۶۰ متر، تعداد ۲۶ نمونه سنگ دست نخورده به فواصل منظم و در راستای محور تونل برداشت گردید. موقعیت این نمونه‌ها روی شکل ۴ نشان داده شده است. این نمونه‌ها سریعاً بسته‌بندی شده و برای آنالیز به آزمایشگاه پژوهشگاه صنعت نفت تهران منتقل شده‌اند و با دستگاه راک اول ۶ مورد آنالیز قرار گرفتند. از بین این نمونه‌ها تعداد ۱۰ نمونه جهت آنالیز XRD انتخاب گردید. این نمونه‌ها در آزمایشگاه مرکزی شماره ۱ دانشگاه لرستان با دستگاه مدل STOE مورد آنالیز قرار

گرفت. روش پیرولیز راک - ایول، روش حرارت دادن مستقیم نمونه‌ها می‌باشد، این روش بهترین ابزار برای تعیین مقدار ماده آلی است. روش‌های متداول پیرولیز کم هزینه و سریع بوده و استفاده از آنها در شرایط ساده و عادی نیز میسر است. این ابزار، اطلاعات با ارزشی در مورد محتویات کل کربن آلی (TOC)، کیفیت و نوع ماده آلی، بلوغ، پتانسیل بالقوه و بالفعل، رخساره زیستی منطقه مورد مطالعه، وضعیت محیط نهشتگی از لحاظ شرایط اکسیدان و احیا و مهاجرت هیدروکربن از سنگ منشأ ارائه می‌دهد (Kotorba et al., 2003). جهت بررسی بلوغ حرارتی سازندهای منطقه مورد مطالعه به ویژه سازند گرو از نرم افزار PBM استفاده شده است.

### Zimekan Anticline



شکل ۴- نیمرخ زمین‌شناسی سازند گرو، مسیر حفر تونل (تاق‌دیس زیمکان متره ۱۳۶۰۰ تا ۱۴۳۵۰) به همراه موقعیت نمونه‌های برداشت شده که با دوائر توخالی نشان داده شده است.

Fig.4. Geological profile of Garau Formation, tunnel - digging route (Zimekan anticline, area 13600 to 14350) along with the position of the samples taken, which is indicated by hollow circles.

#### ۴- نتایج و بحث

##### ۴-۱- آنالیز XRD

کانی‌های رسی می‌توانند بر روی مهاجرت اولیه هیدروکربن در سنگ‌های منشأ بسیار تأثیر گذار باشند. به عنوان مثال در مطالعه- ای که توسط (Saberi et al., 2020) بر روی سازند پابده صورت گرفته است به خوبی تأثیر کانی رسی ایلیت را بر روی مهاجرت اولیه هیدروکربن‌ها در این سازند نشان دادند. آن‌ها دریافتند که فرایند ایلیتی شدن و تولید هیدروکربن، می‌تواند مسئول حمل هیدروکربن در سنگ باشد که این فرایند به عنوان مهاجرت اولیه شناخته می‌شود. در شرایط آزمایشگاهی با حرارت دادن نمونه‌هایی که از لحاظ پتانسیل هیدروکربور زایی نابالغ و ضعیف می‌باشند، این نمونه‌ها به یک سنگ منشأ بالغ تبدیل می‌شوند. این شرایط منجر به فرایند ایلیت زایی نیز می‌شود. فرایند ایلیت زایی همراه با افزایش فشار منفذی طی آزاد شدن آب، کانی‌های شکننده نظیر کوارتز و ایلیت می‌باشد که این افزایش فشار سیال منفذی حاصل از تولید هیدروکربن می‌تواند باعث ایجاد ریز شکستگی‌هایی در سنگ شود. نتایج آنالیز XRD بر روی ۱۰ نمونه از نمونه‌های برداشت شده از سازند گرو نشان داد که این نمونه‌ها دارای پیک غالب کلسیت و کوارتز می‌باشند (شکل ۵- الف و ب). همچنین وجود سیلیس به صورت باندهای تیره رنگ و ندولی در رخنمون‌های صحرایی قابل مشاهده می‌باشد (شکل ۶ الف و ب).

##### ۴-۲- نتایج پیرولیز راک - اول

نتایج پیرولیز راک اول و پارامترهای ژئوشیمیایی محاسبه شده در جدول ۱ آورده شده است. با استفاده از دستگاه راک- ایول پارامترهای S1 (هیدروکربن آزاد شده در درجه حرارت ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد)، S2 (هیدروکربن آزاد شده در درجه حرارت ۳۰۰ تا ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد)، S3 (دی‌اکسیدکربن تولید شده در درجه حرارت ۳۰۰ الی ۳۹۰ درجه سانتی‌گراد)، S1+S2 (پتانسیل زایشی)، HI (شاخص هیدروژن،  $(100 \times S2/TOC)$ ، و مقادیر OI (شاخص اکسیژن،  $(mg CO_2/gTOC)$ ،  $T_{max}$  (حداکثر مقدار حرارتی که در آن کروژن تجزیه می‌شود، درجه سانتیگراد) محاسبه شده است (جدول ۱).

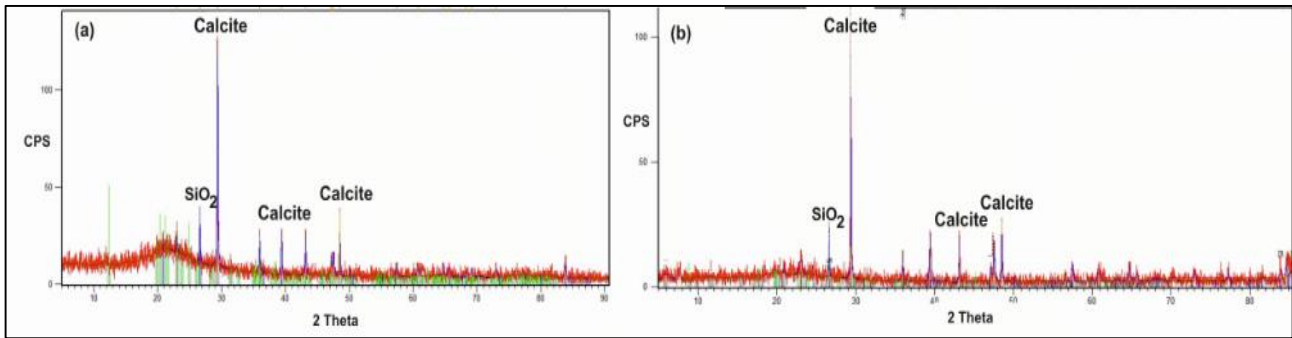
شاخص هیدروژن (HI)، کربن آلی کل (TOC) و ماکزیمم درجه حرارت ( $T_{max}$ )

شاخص هیدروژن (HI) شاخصی است که از نسبت  $TOC/(S2 \times 100)$  به دست می‌آید و به صورت  $(mg HC/g TOC)$  بیان

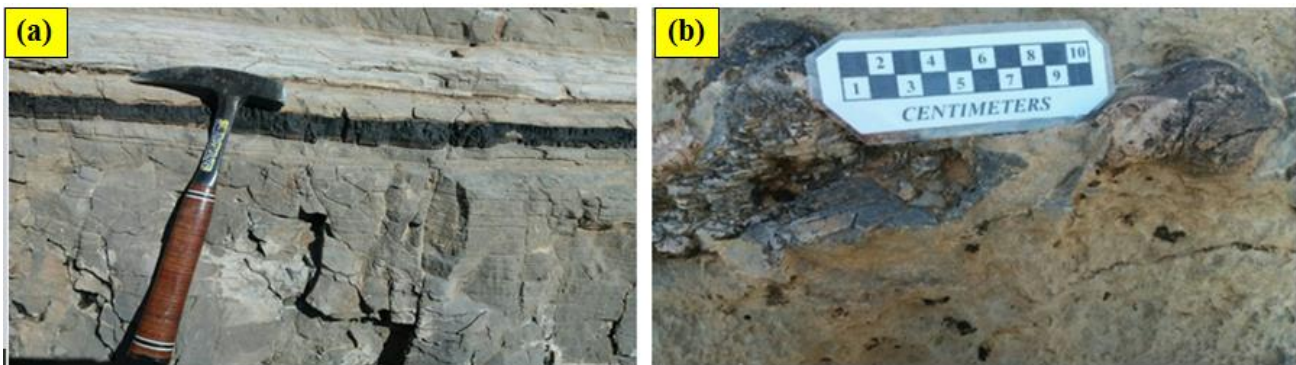
می‌شود. شاخص هیدروژن نمونه‌های سازند گرو بین ۶/۹۴ تا ۲۷۶  $(mg HC/g TOC)$  در تغییر می‌باشد به گونه‌ای که ۷/۷ درصد نمونه‌ها دارای HI بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ و ۹۲/۳ درصد بین ۰ تا ۱۵۰  $(mg HC/g TOC)$  می‌باشند (شکل ۷- a). در واقع این نمونه‌ها فقط توان تولید هیدروکربن گازی را دارند (Peters and Cassa, 1994). این نتیجه با نتایج حاصل از تعیین تیپ کروژن (یعنی برتری کروژن تیپ III) نیز سازگاری دارد (شکل ۸- a). مقدار کربن آلی کل (TOC) نمونه‌های سازند گرو که به صورت  $(Wt\%)$  بیان می‌شود، بین ۰/۰۶ تا ۱/۹۸ درصد در تغییر است به گونه‌ای که ۳۰/۷ درصد نمونه‌ها دارای TOC بین صفر تا ۰/۵ درصد، ۳۸/۶ بین ۰/۵ تا ۱ درصد، ۳۰/۷ درصد بین ۱ تا ۲ درصد درصد می‌باشند (شکل ۷- b).

نمودار فراوانی TOC نمونه‌های سازند گرو نشان می‌دهد که هیچ- کدام از نمونه‌ها دارای TOC بالای ۲٪ نمی‌باشند و از لحاظ کمیت ماده، یک سنگ منشأ ضعیف می‌باشد. مقادیر  $T_{max}$  که به صورت  $(C^\circ)$  بیان می‌شود، دمایی است که پیک S2 در آن حداکثر خود را نشان داده و به‌عنوان یک پارامتر بسیار عالی جهت ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه سنگ منشأ مورد استفاده قرار می‌گیرد. مقادیر  $T_{max}$  نمونه‌های سازند گرو بین ۴۲۵ تا ۴۹۵  $(C^\circ)$  در تغییر می‌باشد به گونه‌ای که ۵۷/۶ درصد نمونه‌ها دارای  $T_{max}$  بین ۴۳۵ تا ۴۷۰  $(C^\circ)$ ، ۳۴/۸ دارای  $T_{max}$  بیش از ۴۷۰  $(C^\circ)$  و ۷/۶ درصد نمونه‌ها دارای  $T_{max}$  کمتر از ۴۳۵  $(C^\circ)$  می‌باشند (شکل ۷- c). شروع پنجره‌ی نفتی در  $T_{max}$  بین ۴۳۵ تا ۴۴۵ درجه سانتی‌گراد و پایان پنجره‌ی نفتی در  $T_{max}$  حدود ۴۷۰ درجه سانتی‌گراد است (Hunt, 1996). طبق اولین مطالعات توسط (Espitalie et al., 1985; Peters, 1986) بر روی سنگ‌های منشأ، چنانچه این سنگ‌ها دارای S2 بین ۵ تا ۱۰ و بیشتر از ۱۰  $mgHc/gRock$  به ترتیب سنگ‌های منشأ با پتانسیل هیدروکربن زایی خوب و عالی، هم‌چنین سنگ‌های منشأ که دارای S2 بین ۲/۵ تا ۵ و کمتر از ۲/۵  $mgHc/gRock$  می‌باشند، به ترتیب در ردیف سنگ‌های منشأ با پتانسیل هیدروکربن زایی متوسط و ضعیف قرار می‌گیرند. سازند گرو در ناحیه مورد مطالعه با توجه به اینکه همه مقادیر S2 کمتر از ۲/۵  $mgHc/gRock$  می‌باشند، لذا یک سنگ منشأ با پتانسیل هیدروکربن زایی ضعیف می‌باشد (شکل ۷- d)، این موضوع با نمودار  $S2/TOC$  (شکل ۸- a) که بیانگر پتانسیل هیدروکربن زایی سنگ منشأ می‌باشد (Peters, 1986) قابل انطباق می‌باشد.





شکل ۵- (a) و (b)، نتایج آنالیز XRD بر روی نمونه‌های سازند گرو در منطقه مورد مطالعه. اکثر نمونه‌ها دارای پیک غالب کلسیت و کوارتز می‌باشند.  
Fig.5. (a) and (b) XRD analysis results on the samples of Garau Formation in the study area. Most samples have a predominant peak of calcite and quartz.



شکل ۶- (a) تشکیل سیلیس به صورت باندهای تیره رنگ در میان سنگ آهک‌های سازند گرو در منطقه مورد مطالعه و (b) تشکیل سیلیس به صورت ندولی

Fig.6. (a) formation of silica in the form of dark bands among the limestones of the Garau Formation in the study area and (b) silica formation in the form of nodules

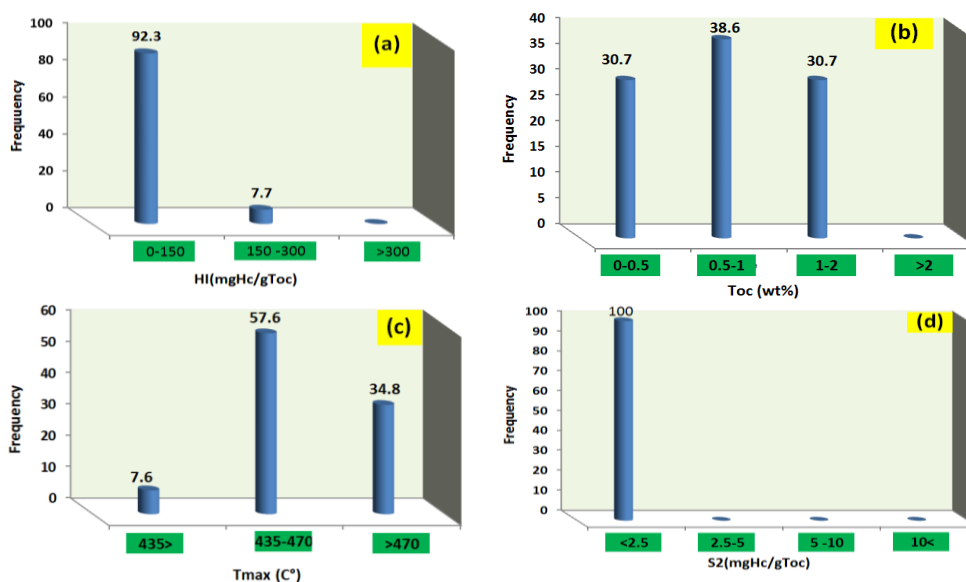
جدول ۱- نتایج پیرولیز راک- اول سازند گرو در منطقه مورد مطالعه (مقادیر ماکزیمم، مینیمم و میانگین نیز گزارش شده است)

Table.1. The results of Rock – Eval pyrolysis for the Garau Formation in the study area (maximum, minimum and average values are also reported).

SAMPL E NO.	S1	S2	S3	HI	OI	T <sub>MAX</sub> (C°)	TOC	S1+S2	PI
	(MGHC/GR OCK)	(MGHC/GTO C)	(MGHC/G TOC)	(MGHC/G Toc)	(MGCO 2/GTO C)	(C°)	(WT%)	(MGHC/GT OC)	
GA-1	1.23	0.45	0.39	37.2	32.23	476	1.21	1.68	0.73
GA-2	0.92	0.52	0.8	31.0	47.62	480	1.68	1.44	0.64
GA-3	0.2	0.39	0.65	25.2	41.94	485	1.55	0.59	0.34
GA-4	0.78	0.8	0.22	123.1	33.85	476	0.65	1.58	0.49
GA-5	0.35	0.39	0.51	47.6	62.20	467	0.82	0.74	0.47
GA-6	0.49	0.23	0.66	30.7	88.00	470	0.75	0.72	0.68
GA-7	0.84	0.49	0.08	48.0	7.84	468	1.02	1.33	0.63
GA-8	0.94	0.4	0.33	190.5	157.14	468	0.21	1.34	0.70
GA-9	0.8	0.04	0.25	8.5	53.19	460	0.47	0.84	0.95

## ادامه جدول ۱

GA-10	0.68	0.08	0.13	133.3	216.67	466	0.06	0.76	0.89
GA-11	0.24	0.05	0.36	6.9	50.00	469	0.72	0.29	0.83
GA-12	0.64	0.43	0.54	38.4	48.21	477	1.12	1.07	0.60
GA-13	0.92	0.69	0.23	276.0	92.00	469	0.25	1.61	0.57
GA-14	0.31	0.07	0.66	8.8	82.50	447	0.8	0.38	0.82
GA-15	0.25	0.2	0.21	80	84.00	495	0.25	0.45	0.56
GA-16	0.32	0.61	0.7	75.3	86.42	460	0.81	0.93	0.34
GA-17	0.34	0.33	0.63	52.4	100.00	425	0.63	0.67	0.51
GA-18	0.7	0.08	0.39	7.0	34.21	481	1.14	0.78	0.90
GA-19	0.96	0.2	0.71	20.4	72.45	433	0.98	1.16	0.83
GA-20	0.45	0.58	0.85	103.6	151.79	460	0.56	1.03	0.44
GA-21	0.62	0.62	0.61	137.8	135.56	453	0.45	1.24	0.50
GA-22	0.8	0.31	0.37	23.8	28.46	470	1.3	1.11	0.72
GA-23	0.68	0.28	0.68	31.1	75.56	448	0.9	0.96	0.71
GA-24	0.25	0.09	0.6	31.0	206.90	465	0.29	0.34	0.74
GA-25	0.92	0.45	0.74	22.7	37.37	486	1.98	1.37	0.67
GA-26	0.75	0.36	0.62	102.9	177.14	477	0.35	1.11	0.68
MAX	1.23	0.8	0.85	276	216.7	495	1.98	1.68	0.95
MIN	0.2	0.04	0.08	6.94	7.84	425	0.06	0.29	0.34
AVE	0.63	0.35	0.50	65.12	84.74	466.58	0.81	0.98	0.65



شکل ۷- (a) هیستوگرام فراوانی مقادیر شاخص هیدروژن، همانگونه که پیداست اکثر نمونه‌های سازند گرو دارای HI بین صفر تا ۱۵۰ mg Hc/g TOC می‌باشند. (b) نمودار فراوانی مقادیر TOC نمونه‌های سازند گرو، همه‌ی نمونه‌ها دارای TOC کمتر از ۲ درصد می‌باشد. (c) هیستوگرام مقادیر  $T_{max}$  نمونه‌های سازند گرو، اکثر نمونه‌ها دارای  $T_{max}$  بالای ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد می‌باشند و (d) هیستوگرام مقادیر  $S_2$  نمونه‌های سازند گرو، تمام نمونه‌ها دارای  $S_2$  کمتر از ۲/۵ mgHc/gRock می‌باشند.

Fig.7. (a) frequency histogram of hydrogen index values, as it turns out, most samples of the Garau Formation have a HI between zero to 150 (HC/g TOC). (b) frequency diagram of TOC values of Garau Formation samples, all samples have a TOC of less than 2 percentage. (c) histogram of  $T_{max}$  values of samples of the Garau Formation, most samples have  $T_{max}$  above 435 °C and (d) histogram of  $S_2$  values of samples of the Garau Formation, all samples have a  $S_2$  less than 2.5 mgHc/gRock.

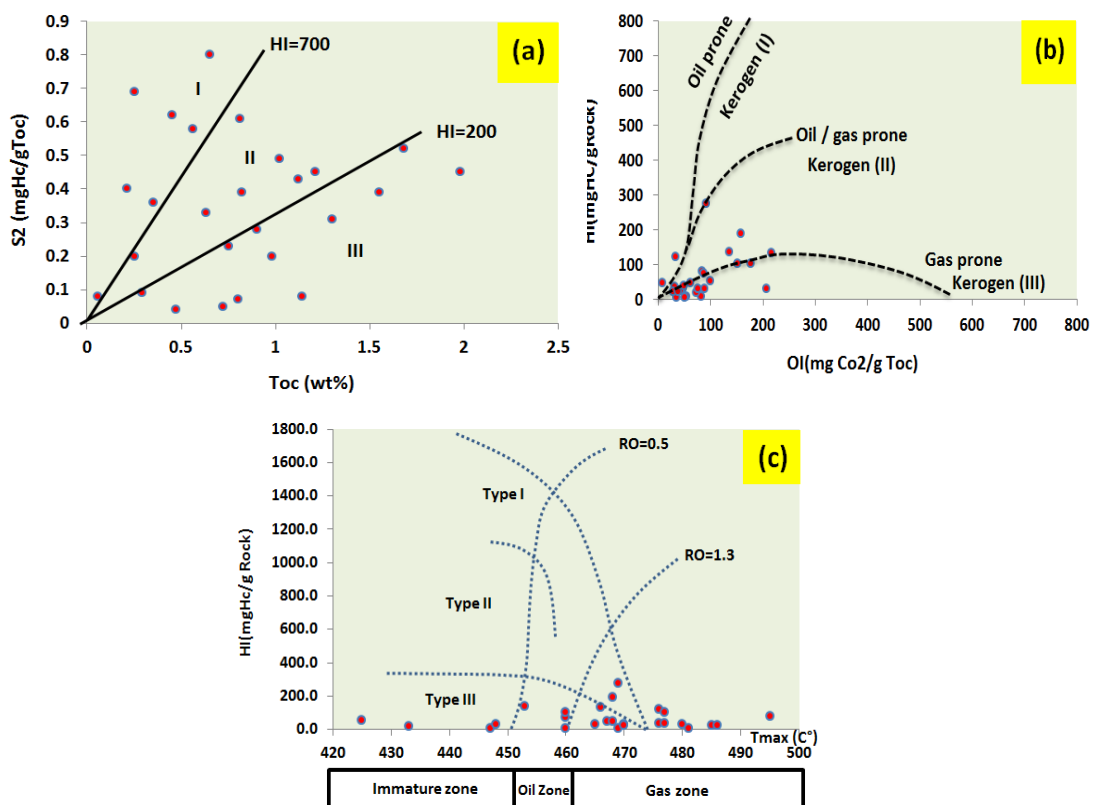
خط رگرسیون در این نمودار باید از نقطه مبدأ عبور کند. اگر این خط در نمودار مذکور محور X ها را در جهت مثبت قطع نماید، بیانگر وجود ماتریکس کانی در حین پیرولیز می‌باشد، ولی اگر محور X ها را در جهت منفی قطع نماید، بیانگر عدم وجود ماتریکس کانی در نمونه‌ها می‌باشد (Katz, 1983; Espitalie et al., 1985). سازند گرو در منطقه مورد مطالعه فاقد آثار ماتریکس کانی می‌باشد. همچنین با امتداد دادن خط رگرسیون، این خط محور TOC را قطع می‌کند که بیانگر وجود کربن آلی مرده در نمونه‌های سازند گرو است و این کربن هیچ نقشی در پتانسیل هیدروکربن‌زایی ندارد (Dahl et al., 2004) (شکل ۹- b).

جهت اطمینان از آغستگی نمونه‌های مورد آنالیز توسط مواد هیدروکربوری خارجی، از نمودار S1/TOC استفاده می‌شود (Hunt, 1996). این نمودار نشان می‌دهد که نمونه‌های مورد مطالعه سازند گرو بدون آلودگی بوده یعنی هیدروکربن از خارج وارد این سازند نشده است (شکل ۹- c). بیشتر نمونه‌ها در زیر مرز دو گروه مواد هیدروکربنی نابرجا و برجا و در محدوده‌ی هیدروکربن‌های برجا قرار می‌گیرند.

برای پی بردن به وضعیت سطح آب دریا در هنگام ته نشست یک سنگ منشأ و موقعیت سازند از دیدگاه چینه نگاری می‌توان از نمودار HI/TOC استفاده کرد (Pasley et al., 1991). در سیستم تراکت سطح بالای آب (TST) بیشترین مقدار TOC در رسوبات انباشته می‌شود، ولی در زمان سطح پایین آب (LST) قسمت بزرگی از فلات قاره از آب خارج بوده و مواد آلی از خشکی وارد محیط رسوبی می‌شود و در نتیجه مقدار TOC نمونه‌ها کاهش پیدا می‌کند (Hunt, 1996). با توجه به نمودار HI در مقابل TOC (شکل ۹- d) بیشتر نمونه‌های سازند گرو دارای منشأ قاره‌ای بوده و همین امر سبب اکسید شدن نمونه‌ها، کاهش TOC و باعث کاهش پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ شده است. از این رو کروژن‌های سازند گرو عمدتاً از تیپ III بوده و تنها توان تولید هیدروکربن گازی را نشان می‌دهند. HI نمونه‌ها (بیشتر نمونه‌ها کمتر از ۱۵۰) نیز این موضوع را تأیید می‌کند. این نمودار همچنین برای تعیین رخساره‌های آلی نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد (Jones, 1987). بر اساس مقادیر HI و TOC محدوده رخساره این سازند تعیین شده است (شکل ۹- e). بر این اساس، محدوده رخساره این سازند CD بوده که بیانگر محیطی اکسیدان با TOC پایین و مواد آلی با منشأ خشکی می‌باشد (Jones, 1987). این نتیجه کاملاً با نتایج شکل ۹- d که نشان دهنده تجمع مواد آلی در مرحله سطح پایین آب دریاست تطابق دارد. وجود هیدروکربورهای گازی در نمونه‌های سازند گرو نشان می‌دهد که کروژن موجود در این سازند یک سیر تحولی را پشت سر گذاشته است و اثرات زیادی بر کاهش شاخص هیدروژن گذاشته و در حال حاضر این سازند مستعد تولید گاز می‌باشد.

انواع کروژن را می‌توان به کمک نمودار مقادیر S2 در برابر TOC مشخص نمود (Langford and Blanc-Valleron, 1990). نمونه‌های سازند گرو در منطقه مورد مطالعه دارای ۴۶/۱۵ درصد کروژن نوع III، ۳۰/۷۶ درصد کروژن نوع II و ۲۳/۰۹ درصد کروژن نوع I می‌باشند. به عبارتی بیشتر نمونه‌ها از نوع کروژن تیپ III می‌باشند. منشأ این نوع کروژن را می‌توان به منشأ خشکی (مواد آلی گیاهی) نسبت داد که طی مرحله دیانژن و کاتاژن توانایی تولید گاز را خواهند داشت. کروژن‌های نوع I هیدروکربورهای مایع تولید می‌کنند. ساختار این نوع کروژن‌ها به گونه‌ای است که حداکثر توان تولید آن‌ها، فرآورده سیال (نفت خام) می‌باشد. منشأ مواد آلی این نوع کروژن عمدتاً جلبک‌های آب شیرین می‌باشند (کروژن نوع دریاچه‌ای). کروژن‌های نوع II در مراحل اولیه دیانژن مقادیر زیادی گاز CO<sub>2</sub> و هیدروکربورهای مایع و در مراحل پایانی فاز کاتاژن و متاژن، گاز متان تولید می‌کنند. بیشتر کروژن‌های نوع II دریایی می‌باشند (Tissot et al., 1974) (شکل ۸- a). نمودار OI در مقابل HI علاوه بر تعیین نوع کروژن، بیانگر نوع هیدروکربن تولید شده نیز می‌باشد (Hunt, 1996). طبق نمودار، اکثر نمونه‌ها دارای کروژن تیپ III بوده و در پنجره تولید گاز می‌باشند (Hunt, 1996) (شکل ۸- b). با توجه به شروع پنجره‌ی نفتی در T<sub>max</sub> بین ۴۳۵ تا ۴۴۵ درجه سانتی‌گراد و خاتمه پنجره نفتی در T<sub>max</sub> بالای ۴۷۰ درجه سانتی‌گراد (Hunt, 1996)، لذا نمونه‌های سازند گرو از مرحله‌ی پنجره‌ی نفتی گذشته و در مرحله‌ی تولید گاز مرطوب می‌باشند. ضریب انعکاس ویتربنیت (این نمونه‌ها بیشتر از ۱/۳ درصد برآورد شده، و بیانگر این است که اکثر نمونه‌ها از لحاظ بلوغ حرارتی بسیار بالغ بوده و در محدوده تشکیل گاز می‌باشند (شکل ۸- c). گازهای تولید شده در این مرحله عمدتاً گازهای متان و دی-اکسید کربن می‌باشند. گرچه در این شکل تنها چهار نمونه از کروژن‌های تیپ III میزان RO کمتر از ۰/۵ درصد نشان می‌دهند که به معنی عدم گذر آن‌ها از مرحله دیانژن می‌باشند.

نمودار S2/TOC بیانگر پتانسیل هیدروکربن‌زایی سنگ منشأ می‌باشد (Peters, 1986). سازند گرو در منطقه مورد مطالعه یک سنگ منشأ ضعیف تا نسبتاً خوب بوده ولی از لحاظ پتانسیل هیدروکربن‌زایی یک سنگ منشأ ضعیف می‌باشد (شکل ۹- a). همچنین با استفاده از نمودار S2/TOC می‌توان میزان جذب هیدروکربن توسط ماتریکس سنگ و کربن آلی مرده را تعیین نمود. در مواردی که جذب هیدروکربن توسط ماتریکس سنگ وجود ندارد،



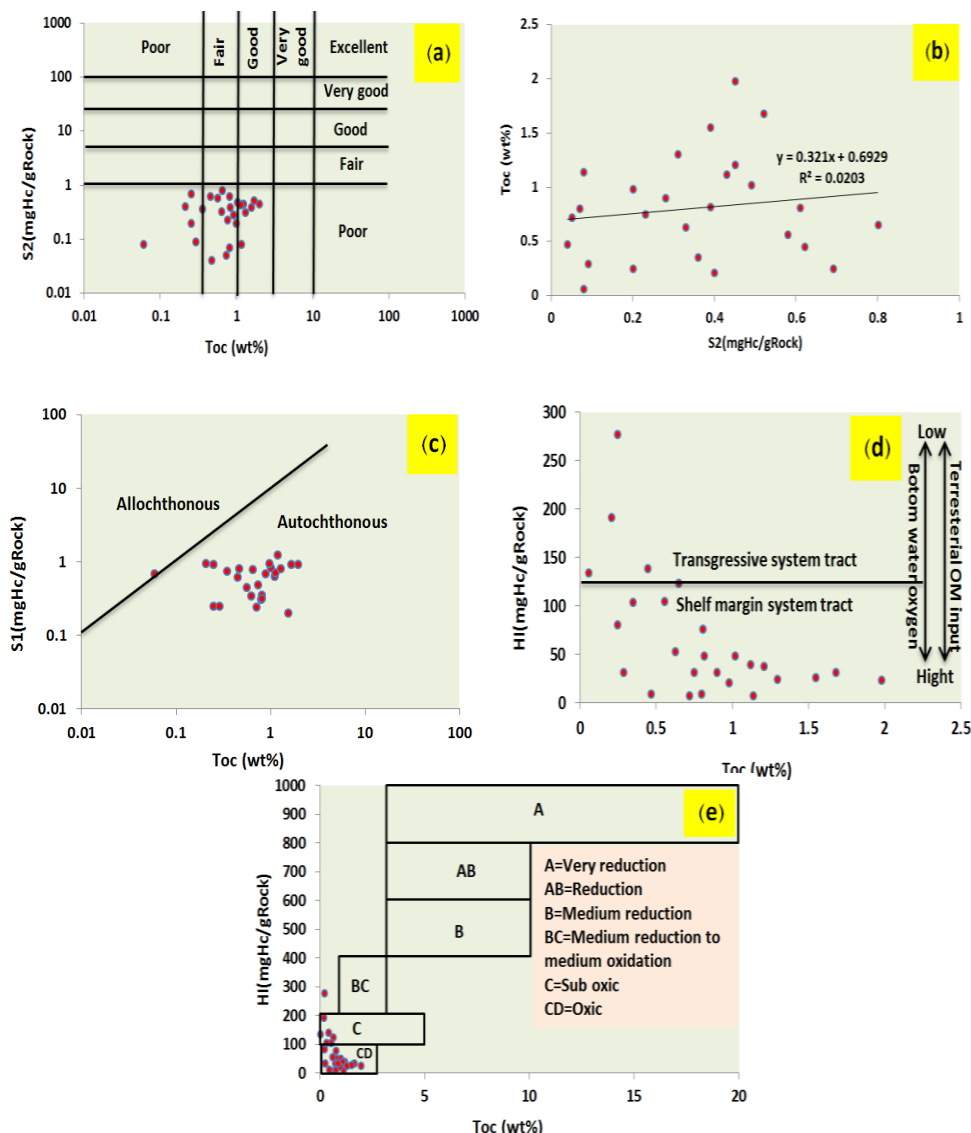
شکل ۸- (a) نمودار S<sub>2</sub> در مقابل TOC که بیانگر تیپ کروژن می‌باشد (Langford and Blanc-Valleron, 1990). اکثر نقاط در محدوده کروژن تیپ III قرار گرفته‌اند. (b) مقادیر TOC در مقابل HI برای سازند گرو در منطقه مورد مطالعه. بیشتر کروژن‌های سازند گرو از تیپ III بوده و در محدوده تولید گاز قرار دارند و (c) نمودار HI در مقابل T<sub>max</sub> که بیانگر بلوغ ماده آلی می‌باشد (Hunt, 1996). بیشتر نمونه‌های سازند گرو از مرحله پنجره نفتی گذشته و در مرحله تولید گاز مرطوب می‌باشند.

Fig.8. (a) graph S<sub>2</sub> vs TOC which indicates the type of kerogen (Langford and Blanc-Valleron, 1990). Most points are in the type III kerogen range. (b) values of HI vs T<sub>max</sub> which indicates the maturity of organic matter (Hunt, 1996) and (c) Most of the samples of the Garau Formation have passed the oil window stage and are in the wet gas production stage.

## ۵- تاریخچه تدفین و بلوغ حرارتی

مدل سازی تاریخچه تدفین سنگ منشأ، روشی است که برای ارزیابی میزان بلوغ و پختگی سنگ منشأ به کار می‌رود. دو عامل دما و زمان، نقش مهمی در بلوغ ماده آلی دارند که خود به آهنگ فرونشست و رسوب گذاری حوضه ی رسوبی بستگی دارد. جهت ترسیم مدل تاریخچه تدفین و بلوغ حرارتی از نرم افزار PBM استفاده شده است. جهت ترسیم این مدل از پارامترهایی نظیر اطلاعات سنگ شناسی، سن زمین شناسی، ضخامت سازندهای منطقه ( استخراج شده از نقشه های زمین شناسی منطقه) و داده های ژئوشیمیایی (مقادیر درصد TOC، انعکاس ویتترینیت (Ro%) و داده های (Tmax) بهره گرفته شده است. همچنین در جدول ۲ اطلاعات ورودی (Main

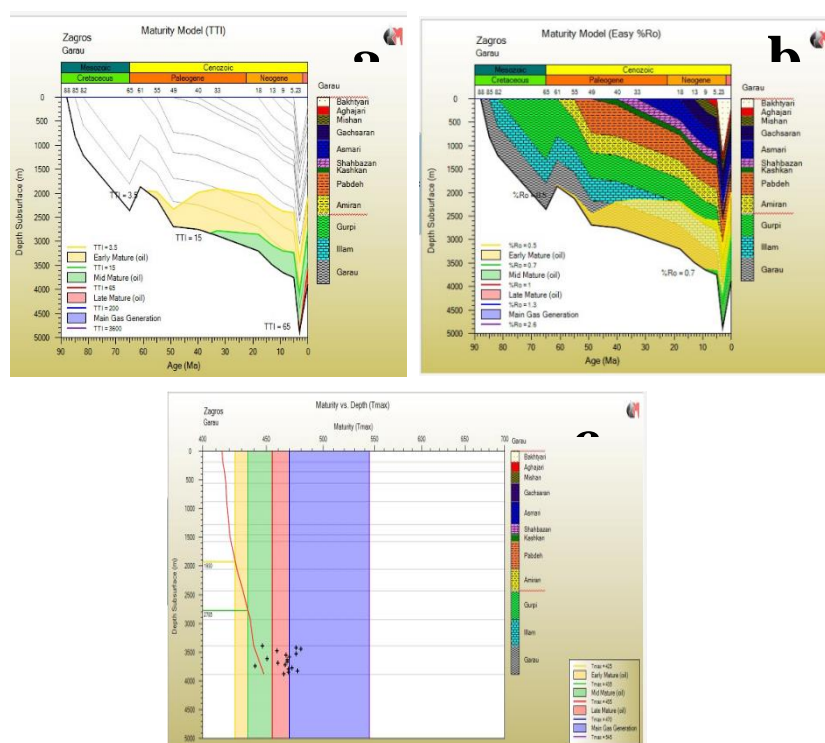
input parameters) در جهت ترسیم مدل درج گردیده است. در شرایطی که سرعت رسوب گذاری و نشست در حوضه ی رسوبی زیاد باشد، رسوبات حاوی مواد آلی سریع تر به شرایط لازم جهت تولید هیدروکربون می‌رسند (Bordenave, 1993). در این مطالعه برای بررسی فرایند هیدروکربورزایی سنگ‌های منشأ با استفاده از روش مدل سازی حرارتی، تاریخچه تدفین و تاریخچه حرارتی سازند گرو در منطقه مورد مطالعه بازسازی شده است. دما، مهم ترین فاکتور تأثیرگذار بر زایش هیدروکربور از سنگ منشأ می‌باشد. به گونه‌ای که در دمای بالای ۱۳۰ درجه سانتی گراد، مواد آلی خیلی سریع به نفت زایی می‌رسند (Barker, 1996). به ازای هر ۱۰ درجه سانتی گراد افزایش دما، نرخ واکنش نفت زایی، حدوداً دو برابر افزایش می‌یابد (Hantschel and Kauerauf, 2009). در مدل سازی



شکل ۹- (a) نمودار S<sub>2</sub>/TOC که بیانگر پتانسیل هیدروکربن زایی (Peters, 1986) است. سازند گرو یک سنگ منشأ ضعیف تا نسبتاً خوب ولی دارای پتانسیل هیدروکربن زایی ضعیف می باشد. (b) مقادیر S<sub>2</sub> در مقابل TOC برای مشخص نمودن کربن آلی مرده و ماتریکس کانی (Katz 1983; Espitalie et al. 1985; Dahl et al. 2004). نمونه های سازند گرو در منطقه مورد مطالعه فاقد آثار ماتریکس کانی و دارای کربن آلی مرده می باشند. (c) مقادیر S<sub>1</sub> در مقابل TOC (Hunt, 1996). این نمودار بیانگر عدم آلودگی نمونه های سازند گرو و برجا بودن هیدروکربن های تولیدی می باشد. (d) مقادیر HI در مقابل TOC برای تعیین سیستم تراکت (Pasley et al., 1991). بیشتر نمونه های سازند گرو دارای منشأ قاره ای می باشند و (e) نمودار مقادیر TOC در مقابل HI برای تعیین رخساره آلی (Jones, 1987). اغلب نمونه های سازند گرو در ناحیه مورد مطالعه در شرایطی اکسیدان و به مقدار کمتر در شرایط نیمه اکسیدان رسوب کرده اند.

Fig.9. (a) graph S<sub>2</sub>/TOC which indicates hydrocarbon generation potential (Peters, 1986). Garau Formation is weak to relatively good source rock but has a weak hydrocarbon generation potential. b- Values S<sub>2</sub> vs TOC to determine dead organic carbon and mineral matrix (Katz 1983; Espitalie et al. 1985; Dahl et al. 2004). The samples of the Garau Formation in the study area have no traces of mineral matrix and have dead organic carbon. c- Values S<sub>1</sub> vs TOC (Hunt, 1996). This diagram shows that the samples of the Garau Formation are not contaminated and the hydrocarbons produced are in place. (d) Values HI vs TOC to determine the system tract (Pasley et al., 1991). Most of the samples of Garau Formation are a continental origin and (e) Graph of values TOC vs HI to determine the organic facies (Jones, 1987). Most of the samples of the Garau Formation in the study area have been deposited in oxidizing conditions and to a lesser extent in semi – oxidizing conditions





شکل ۱۰- (a) بلوغ دمایی در برابر ژرفا بر پایه  $T_{max}$  که در آن بیشتر نمونه‌های سازند گرو در محدوده تولید گاز قرار دارند. (b) مدل رسیدگی دمایی در برابر ژرفا بر پایه ضریب بازتاب نور ویتترینیت  $R_o$ ، همان گونه که از شکل پیداست سازند گرو از نئوژن در شرایط بالاتر از پنجره نفتی قرار گرفته است و (c) مدل رسیدگی دمایی سازند گرو که نشانه ورود این سازند به محدوده کاتائز از زمان پالئوژن است و در اواخر نئوژن به بلوغ دمایی بالایی رسیده است.

Fig.10. (a) Thermal maturity vs  $T_{max}$  where most samples of the Garau Formation are in the wet hydrocarbon production range. (b) Thermal maturity model vs depth based on vitrinite light reflection  $R_o$  coefficient, as can be seen from the figure, the Garau Formation of Neogene is located in conditions higher than the oil window and (c) Thermal maturity model of the Garau Formation which indicates the entry of this formation into the range of catagenesis since the Paleogene and had reached high thermal maturity in the late Neogene.

جدول ۲- اطلاعات ورودی (Main input parameters) جهت ترسیم مدل تاریخیچه تدفین

Table.2. Entered information (Main input parameters) to draw the history of the burial model

NAME	TYPE	END AGE	TOP DEPTH	TICKNESS (M)	MISSING	LITHOLOGY
EROSION	E	0	...	...	1000	...
BAKHTYARI	F	3	0	190	...	CONGLOMERA
AGHAJARI	F	5.2	190	175	...	SANDSTONE
MISHAN	F	9	365	200	...	MARL
GACHSARAN	F	13	565	320	...	MARL,
ASMARI	F	18	885	390	...	LIMESTONE
SHAHBAZAN	F	33	1275	180	...	DOLOMITE
KASHKAN	F	40	1455	120	...	CONGLOMERA
PABDEH	F	49	1575	480	...	SHALE
AMIRAN	F	55	2055	380	...	SANDSTONE
LARAMID	U	61	...	...	500?	...
GURPI	F	65	2435	500	...	SHALE
ILLAM	F	82	2935	450	...	LIMESTONE
MODEL	F	85	3385	0	...	...

بیشتر از ۱/۳ درصد اکثر نمونه ها قابل انطباق می باشد. نمودار TOC در مقابل S2 نشان داد سازند گرو از لحاظ پتانسیل ژنتیکی یک سنگ منشأ ضعیف تا نسبتاً خوب بوده ولی از لحاظ توان هیدروکربن زایی در رتبه ضعیف قرار می گیرد. بنابراین با توجه به مطالعات ژئوشیمی آلی صورت گرفته بر روی سازند گرو در این بخش از حوضه زاگرس مشخص گردید که این سازند از پنجره نفتی گذشته و گاز مرطوب تولید می کند که گازهای تولید شده در ارتباط با ماهیت کروژن های این سازند است که غالباً از نوع III بوده و پتانسیل تولید گازهای متان، دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن را در منطقه دارند. بر اساس مدل رسیدگی دمایی سازند گرو در منطقه مورد مطالعه، این سازند از زمان پالئوژن به محدوده کاتازن رسیده و در اواخر نئوژن به بلوغ دمایی بالائی جهت تولید گاز رسیده است. هجوم حجم بالایی از گازهای متان و دی اکسید کربن به داخل تونل نوسود از میان شیل های سازند گرو در حین حفاری تونل منشأ گرفته است. بنابراین می توان سازند گرو را در منطقه مورد مطالعه به عنوان سازندی با پتانسیل سنگ منشأ گازی قلمداد نمود، به گونه ای که از میان شکستگی ها و گسل های مسیر تونل، گازهایی با حجم بیش از ۱۸۰۰ ppm به درون آن زهکشی می شوند.

تاریخچه تدفین و تاریخچه حرارتی، از داده های زمین شناسی و ژئوشیمیایی استفاده می شود. این داده ها، شامل سن زمین شناسی سازند (Koop and Orbell, 1997)، سنگ شناسی (Sajadi, 1976)، گرادیان حرارتی و دمای لایه ها (Orbell, 1977)، عمق پی سنگ (Koop, 1977) و داده های ژئوشیمی (Ashkan and Amir Bakhtiar, 2010) می باشند. بر اساس مدل حرارتی که برای سازند گرو محاسبه گردید می توان ادعا نمود که این سازند در مراحل بلوغ حرارتی کاتازن و گذر از پنجره نفتی است (شکل ۱۰-۱۰). یعنی توان تولید هیدروکربن های گازی را دارد. ماهیت کروژن تیپ III نیز تعیین می کند که جنس هیدروکربن های تولیدی، گازی هستند. بنابراین می توان گفت که سازند گرو در منطقه مورد مطالعه به عنوان سازندی با پتانسیل سنگ منشأ شیل-های گازی قلمداد می شود به نحوی که حجم گاز خروجی از این سازند به گونه ای است که باعث آتش سوزی جنگل ها و مراتع در این بخش از حوضه شده است.

#### ۶- نتیجه گیری

بر پایه مطالعات انجام شده، کروژن غالب سازند گرو تیپ III تشخیص داده شد. وجود  $T_{max}$  بالای ۴۷۰ درجه سانتی گراد بیش از ۳۴/۸ درصد از نمونه ها بیان می کند که سنگ منشأ در مرحله تشکیل گاز می باشد که با انعکاس و پترینیت (RO)

#### مراجع

- Ala, M.A., Kinghorn R.R.F. Rahman, M., 1980. Organic geochemistry and source rock characteristics of the Zagros petroleum province. Southwest of Iran Petroleum Geology 3, 61-86. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1980.tb01004.x>
- Alizadeh, B., Janatmakan, N., Ghalavand, H., Ghobeyshavi, A., 2012. Geochemistry and sequence stratigraphy of Pabdeh Formation in Mansuri oil field. Journal of Advanced Applied Geology, 2(3), pp-27-40.
- Ashkan, S.A.M. Amir Bakhtiar, H., 2010. Geochemical study of Asmari and Khami reservoir gases and its correlation with source rocks in Pazanan field, south west of Iran: 14<sup>th</sup> International Oil, Gas and Petrochemical Congress (in Persian).
- Ayoola, Y., Olusola, J., Akandeh, O., 2020. Organic petrography, Rock-Eval pyrolysis and biomarker geochemistry of Maastrichtian Gombe Formation, Gongola Basin, Nigeria. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 10, 327-350. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00770-x>
- Barker, C., 1996. Thermal modeling of petroleum generation: theory and application: Elsevier Developments in Petroleum Science 45, 512.
- Bordenave, M.L., 1993. Applied Petroleum Geochemistry. Editions Technip, Paris, p. 524
- Bordenave, M.L. Burwood, R., 1990. Source rock distribution and maturation in the Zagros Orogenic Belt: Provenance of Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations, Organic Geochemistry 16, 366-387.
- Bordenave, M. L. Huc, A. Y., 1995. The Cretaceous source rock in the Zagros Foothills of Iran. Revue de L'Institut Francais du Petrole 50, 727-754.
- Ceballos, L.F., González, J.M.G., Guevara, L.N., Sánchez G.M., 2020. Geochemical Characterization and Thermal Maturation of Cerrejón Formation: Implications for the Petroleum System in the Ranchería Sub-Basin, Colombia. Geosciences 10, 258; doi:10.3390/geosciences10070258

- Dahl, B., Bojesten-Keoford, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E., 2004. A new approach to interpreting Rock-Eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry* 35, 1461-1477. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2004.07.003>
- Espitalie, J., Deroo, G., Marquis, F., 1985. La pyrolysis Rock-Eval at ses applications *Revue Institut France-aisdu Petrol*, part I, 40, 563-587, part II, 40, 755-784 (in French).
- Ezampannah, A., Sadeghi, A., Adabi, M.H., and Jamali, A.M., 2012. Biostratigraphy of the Garau Formation in Naft well subsurface stratigraphic section, South Kermanshah. *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researchers*, part II, 47, 69-82. <https://civilica.com/doc/1209177>
- Ghasemi-Nejad, E., Head, A.M., Naderi, M., 2009. Palynology and petroleum potential of the Kazhdumi Formation (Cretaceous: Albian–Cenomanian) in the South Pars field, northern Persian Gulf, *Marine and Petroleum Geology*. *Marine and Petroleum Geology* 26, 805–816. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.05.005>
- Hantschel, T., Kauerauf, A., 2009. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*: Springer – Verlag, 425 p.
- Hunt, J.M., 1996. *Petrpleum geochemistry and geology*. W.H. Freeman and Company, New York, p. 743
- Jones, R.W., 1987. Organic facies. In: Brooks, J., Welte, D., (Eds.). *Advances in petroleum geochemistry* 2. Academic Press, London, pp. 1-9.
- Katz, B. J., 1983. Limitation of Rock-Eval pyrolysis from typing organic matter. *Organic Geochemistry* 4, 195-199.
- Kobraei, M., Rabanni, A., Taati, F., 2017. Source rock characteristics of the Early Cretaceous Garau and Gadvan formations in the western Zagros Basin–southwest Iran. *Journal of Petroleum. Exploration. Production. Technology* 7, 1051–1070. <https://doi.org/10.1007/s 13202-017-0362-y>
- Kobraei, M., Rabbani, A., 2018. Gas-condensate potential of the middle-Jurassic petroleum system in Abadan plain, Southwest Iran: Results of 2-D basin modeling, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects* 40 (10) 1161–1174. <https://doi.org/10.1080/15567036.2018.1474294>
- Koop, W.J., 1977. Basement depth map: Oil Service Company of Iran, Drawing No.32661.
- Koop, W.J., Orbell, G., 1977. Regional chronostratigraphic thickness and facies distribution map of SW Iran Area (Permian and younger): Oil Service Company of Iran, Geological Report No.1269 (Unpublished).
- Kotorba, M. J., Wieclaw, D., Kosakowski, P., Zacharski, J., Kowalski, A., 2003. Evaluation of source rock and petroleum potential of middle Jurassic strata in the south-eastern part of Poland, *Przeglad Geologiczny* 51, 1031-1040.
- Kotorba, M.J., Wieclaw, D., Kosakowski, P., Zacharski, J., Kowalski, A., 2014. Organic geochemical study of source rock and natural gas and their genetic correlation in the eastern part of the Polish Outer Carpathians and Paleozoic – Mesozoic basement. *Marin and Petroleum Geology* (56), 97-122
- Langford, F.F., Blanc-Valleron, M.M., 1990. Interpreting Rock- Eval pyrolysis data using of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon: *AAPG Bulltin* 74(6), 804-779.
- MacLeod, J.H., 1970. Kermanshah geological compilation map: Iranian Oil Operating Companies, scale 1:100,000, sheet number 20812 W.
- Mirbeik Sabzevari, K., Sedaghatnia, M., Moori, Sh., Abyat, A., 2022. Evaluation of hydrocarbon potential of Pabdeh Formation in NW of Kermanshah using pyrolysis Rock- Eval 6. *Journal of Advenced Applied Geology* 11(4), 942-954. (In Persian with English abstract). <https://doi.org/10.22055/AAG.2020.34858.2159>
- Mashhadi, Z.S., Rabbani, A.R., 2015. Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rock in the Iranian sector of the Persian Gulf; an oil–oil and oil–source rock correlation study. *International Journal of Coal Geology* 146, 118–144.
- Moradi, H., Alizadeh, B., 2015. Application of detailed molecular maturity parameters in determining thermal maturity of the Kazhdumi Formation in the Yadavaran oil field, *Journal of New Findings in Applied Geology* 8, 47-57 (In Persian with English abstract).
- Motiei, H., 1993. Stratigraphy of of Zagros. In: *Treatise on Geology of Iran*. No.1. Ministry of Mines and Metals. Tehran. Geological Society Iran Publications. P.583 (in Persian).
- Murris, R.J., 1980. Middle East: stratigraphic evolution and oil habitat. *AAPG Bulletin* 4, 597-618.
- Orbell, G., 1977. Geothermal gradient map: Oil Service Company of Iran. Drawing No. 327091.

- Pasley, M., Gregory, W., Hart, G.F., 1991. Organic matter variations in transgressive and regressive shale. *Organic Geochemistry* 17(4), 483-509.
- Peters, K.E., Cassa, M.R., 1994. 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* 60, pp. 93-120.
- Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin* 70, 318-329.
- Rafiei, B., Arbabi, M., Mohseni, H., Bayati, M., 2013. Organic geochemistry, thermal maturity and hydrocarbon potential generation of the Gurpi Formation, Ezgeleh, northwest Kermanshah. *Journal of Applied Sedimentology* 1 (2), 29-37.
- Saberi, F., Hosseini Barzi, M., Opera, A., 2020. The effect of clay minerals on primary migration of hydrocarbon in Pabdeh source rock, Karanj oil field. *Journal of Applied Sedimentology* 8 (16), 44-53. <https://doi.org/10.22084/PSJ.2020.3552>
- Sajadi, F., 1976. Well completion report Pazanan – 17. Oil Service Company of Iran.
- Tissot, B.P., Durand, B., Espitalie, J., Combaz, A., 1974. Influence of nature and diagenesis of organic matter information of petroleum. *AAPG Bulletin* 58, 499-506. <https://doi.org/10.1306/83D91425-16C7-11D7-8645000102C1865D>
- Zeinalzadeh, A., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Kassaie-Najafi, M., Rezaee, R., 2019. Thermal modelling of gas generation and retention in the Jurassic organic-rich intervals in the Darquain field, Abadan Plain, SW Iran, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 9, 971-987. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0573-x>
- Zohrevand, M., Shekarifard, A., Tavakoli, V., 2020. Petroleum geochemistry of the Albian-Turonian Sarvak reservoir in one of the oil fields of southwest Iran. *Journal of Petroleum Science and Technology* 10, 39-52 <https://10.22078/jpst.2020.4094.1662>