



Identification of Oil Type Hydrocarbon Using Mud Gas Logging and Petrophysical Logs Evaluation in the Kangan and Dalan Formations

Ebrahim Sfidari^{1*}, Houshang Mehrabi¹ and Seyed Mohammad Zamanzadeh²

1. Petroleum Geology Group, Research Institute of Applied Sciences (RIAS), Tehran, Iran

2. School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

ebrahimspidari@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2023.5216.3311

Received: August/13/2023

Accepted: October/14/2023

Introduction

Organic geochemistry, as a branch of multidisciplinary science, has experienced significant advances. Part of these advances has been due to technological progress in production of laboratory instruments and the others due to development of applied software in this branch [1]. One of the major progresses of this branch has taken place in hydrocarbon exploration and, more recently, in the optimized management of hydrocarbon reservoirs [2].

The present study was carried out in a well in one of offshore fields in the Persian Gulf. This well was completed in Kangan and Dalan formations. The Kangan Formation in this field comprises two third order sequences of the upper Kangan (K1) and the lower Kangan (K2). The Dalan Formation is divided by the Nar anhydrite member into two parts: the upper Dalan (which is itself divided into two third order sequences of K3 and K4) and the lower Dalan (sequence K5). In this well, both Kangan and Dalan formations were completely drilled and complete petrophysical and mud-logging data from them were gathered and available. In this study, production zones and the type of hydrocarbon fluids of the Kangan and Dalan formations were investigated, and the results of geochemical evaluation of the associated gas with

drilling mud and petrophysical logs are considered as well.

Materials and Methods

In this study, mud-logging data and petrophysical logs from a well in the Dehram Group were studied. Initially, the studied interval was petrophysically evaluated. Subsequently, the mud-logging data of drilling mud gas were studied. Then, the results from both methods were compared, and the type of hydrocarbon in the studied intervals was interpreted. Eventually, the interpreted interval was re-evaluated using petrophysical analysis.

• Pixler Method in Defining the Type of Hydrocarbon and Production Zone

In 1969, Pixler introduced a method that utilized the ratios of C1/C2, C1/C3, C1/C4, and C1/C5 gained from gas chromatography analysis of the gases present in drilling mud for interpretation of reservoir fluids. The Pixler diagram consists of four fields: one field for oil, one field for gas and two fields for non-productive parts. In fact, location of the introduced ratios within each field represents the presence of oil zone, gas zone or an uneconomical reserve.

• Haworth Ratios for Defining the Productive Zone and the Type of Hydrocarbon

In this method, the concentration of C1 to C5 gaseous hydrocarbon is used for calculation of wetness ratio (%Wh), balance ratio (Bh) and character ratio (Ch) factors [3]. The wetness index equals the percentage ratio of wet gases (C2 to C5) to total gases (C1 to C5). The balance factor is the ratio of light gases (C1 and C2) to heavy gases (C3 to C5) and the character ratio uses the concentration of C1 to C5 for interpreting hydrocarbon shows regarding gas cap, O/G contact and water saturated zone [4].

Results and Discussion

The Kangan and Dalan formations have been always considered as gas reservoirs due to their high burial depth. However, after drilling the studied well and presence of oil shows, a detailed petrophysical study and geochemical evaluation of associated gas with drilling mud were carried out to identify the oil zones in these formations the discussion of which follows.

Preliminary petrophysical evaluation

The result of this evaluation represents that the lower Dalan is identified as a water zone, despite its good porosity. Also, the Nar member, which is mainly composed of anhydrite and dense dolomite, doesn't possess reservoir quality. Three oil zones are observed in the Kangan and Dalan formations (one zone in K4 of the Dalan Formation and two zones in K1 and K2 of Kangan Formation). The results from evaluation represent that oil zones are not inter-related and there are water and non-reservoir units among them.

Geochemical Evaluation of Mud Gas Logging

In this stage, geochemical evaluation of mud gas logging in the returned mud from mud-logging system was conducted in order to identify the type of hydrocarbon (oil, condensate, gas) within the Kangan and Dalan reservoirs. The necessary corrections were done on the gas data. In the next stage, the quality control of the data was done, and incorrect data were omitted.

Based on the interpretation of mud gas logging data and correlation of Haworth and Pixler results, we can state that the K5, Nar and the lower part of K4 (lower than 1200 meters) zones as well as the K3 zone are identified as nonproductive or water zone. The upper part of the K4 is classified as an oil zone based on the Haworth method, however according to the Pixler method, it contains gaseous hydrocarbons. Since the data are plotted in the lower part of gas zone in the Pixler diagram, it can be concluded that the upper part of the K4 zone contains condensate or gas condensate. Based on both Pixler and Haworth methods, the K2 zone is interpreted as an oil zone and this point is verified by petrophysical evaluation as well, and it is considered as the only oil zone in the studied well. According to the Haworth and Pixler methods, the K1 zone is divided into two lower and upper subzones. The lower part is

nonproductive and the upper one is evaluated as gas bearing zone. Consequently, the results gained from petrophysical evaluation were not accurate for this zone as it contains gas.

The aim of this research was to identify the hydrocarbon zones (gas, condensate, and oil) and evaluate their reservoir quality in the Kangan and Dalan formations in an offshore well in the Persian Gulf. The final evaluation of the K2 reservoir zone, which has a thickness of 46 meters, revealed an effective porosity of 6%, water saturation of 29%, and the net to gross ratio of 27%.

Conclusions

The Kangan and Dalan formations have long been considered as gas reservoirs due to their deep burial history. In this study, based on geochemical interpretation of drilling mud gas incorporation with petrophysical evaluation, the type of hydrocarbon fluid and reservoir quality of these formations have been determined. Based on preliminary petrophysical evaluation (assuming reservoir as oil-type reservoir), K1, K2 and K4 were identified as potential oil zones, while K3, Nar, and K5 were deemed non-productive zones.

Interpretation of drilling mud gas using the Haworth and Pixler methods represent the K5, Nar and the lower part of the K4 as non-productive or water zones. The upper parts of the K4 and K1 zones include gas to condensate fluid. Zone K2 was determined to be the only oil zone within the entire Kangan and Dalan succession.

Results of Petrophysical re-evaluation of the K2 zone (46 m gross value) indicated an effective porosity of 6%, water saturation of 29% and the net to gross of 27%.

The results of this study revealed that geochemical interpretation of drilling mud gas plays an important role in suggesting proper perforation and reservoir test intervals in addition to the while log drilling. Such interpretation will result in reducing time consuming activities and cost effectiveness.

References

1. Jarvie, D.M., Morelos, A. and Han, Z., (2001) Detection of pay zones and pay quality, Gulf of Mexico: Application of geochemical techniques.
2. Farouk, A. et al., (2014) New Approach for Formation Evaluation Using Advanced Mud Gas Analysis of Conventional and Unconventional Reservoirs: A Case Study from Onshore UAE, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. OnePetro.
3. Haworth, J., Sellens, M. and Whittaker, A., (1985) Interpretation of hydrocarbon shows using light (C1-C5) hydrocarbon gases from mud-log data. AAPG bulletin, 69(8): 1305-1310.
4. Dembicki, H., (2022) Practical petroleum geochemistry for exploration and production. Elsevier.

شناسایی هیدروکربن نفتی با استفاده از ارزیابی ژئوشیمیایی گل حفاری و نگارهای پتروفیزیکی در سازندهای کنگان و دالان

ابراهیم سفیداری^{۱*}، هوشنگ مهربانی^۱ و سید محمد زمانزاده^۲

۱- گروه زمین‌شناسی نفت پژوهشکده علوم پایه کاربردی، جهاد دانشگاهی، تهران، ایران

۲- دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۲۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۷/۲۲

چکیده

سازندهای کنگان و دالان به دلیل عمق تدفین زیاد همیشه به عنوان مخازن گازی در نظر گرفته شده‌اند. این مطالعه به بررسی نوع سیال هیدروکربنی موجود در مخازن کنگان و دالان براساس تفسیر ژئوشیمیایی گاز محلول در گل حفاری همراه با ارزیابی پتروفیزیکی در یکی از چاه‌های حفاری شده دور از ساحل خلیج فارس پرداخته است. برای رسیدن به این هدف، مطالعه در سه مرحله صورت پذیرفته است. در مرحله اول ارزیابی پتروفیزیکی با فرض کل مخزن به عنوان مخزن نفتی انجام گرفت. در مرحله بعدی نوع سیال براساس تفسیر ژئوشیمیایی گاز محلول در گل حفاری با استفاده از روش‌های هاورث و پیکسلر شناسایی شد. نوع سیال نهایی براساس انطباق هر دو روش تعیین گردید. در مرحله آخر نیز ارزیابی مجدد پتروفیزیکی در بخش نفتی مستعد انجام گرفت. براساس تفسیر اولیه پتروفیزیکی، سه بخش نفتی شامل K1، K2 و K4 در مخزن وجود دارد. با این حال، براساس تفسیر ژئوشیمیایی گاز محلول در گل، دو بخش K1 و K4 گازی بوده و فقط بخش K2 حاوی هیدروکربن نفتی است. ارزیابی نهایی پتروفیزیکی بخش K2 به عنوان بخش نفتی، تخلخل مفید ۶٪ و اشباع شدگی ۲۹٪ را نشان داد. نتایج حاصل از این مطالعه آشکار ساخت که توجه به تفسیر ژئوشیمیایی گازهای محلول در گل حفاری در تعیین بازه مناسب مشبک‌کاری و همچنین انتخاب بخش‌های مناسب جهت انجام تست‌های مخزنی باعث کاهش هزینه و زمان نهایی حفاری خواهد شد.

کلمات کلیدی: گاز محلول در گل حفاری، اندیس هاورث، پیکسلر، پتروفیزیک احتمالی

مقدمه

فراوانی همراه بوده است. بخشی از این پیشرفت‌ها و دست‌آوردهای حاصل از آن را می‌توان در نتیجه پیشرفت‌های تکنولوژی در زمینه ساخت دستگاه‌ها و ابزارهای آزمایشگاهی در کنار طراحی و تولید نرم‌افزارهای پیشرفته در این زمینه در نظر گرفت

علم ژئوشیمی آلی به عنوان یکی از شاخه‌های بین‌رشته‌ای در سالیان گذشته با پیشرفت‌های

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2023.5216.3311) ebrahimspidari@ut.ac.ir

مبتنی بر آنالیزهای آزمایشگاهی یا پرتابل در محل چاه بوده، بنابراین هزینه انجام این آزمایشات به مراتب کمتر از هزینه‌های مورد نیاز اخذ لاگ‌های سرچاهی و انجام تست‌های مخزنی می‌باشد. بررسی گازهای محلول در گل حفاری بر این پایه استوار است که افزایش سریع میزان گازهای هیدروکربنی نسبت به عمق (مخصوصاً هنگامی که این افزایش در فاصله عمقی کوتاه رخ دهد) می‌تواند بیانگر وجود یک مخزن هیدروکربنی باشد. تجزیه و تحلیل اطلاعات حاصل از آزمایش گازها وابسته به دقت و کیفیت داده‌ها می‌باشد. به‌طور کلی وجود گاز متان به‌تنهایی نمی‌تواند نمایان‌گر ذخیره هیدروکربنی باشد. در مقابل، افزایش گازهای سنگین‌تر نظیر اتان و پروپان غالباً به‌عنوان شاهدی بر امکان وجود ذخیره هیدروکربنی مطرح می‌گردند [۸]. در واقع هم‌زمان با افزایش گاز متان در محدوده بخش تولیدی، غلظت اجزاء هیدروکربنی سنگین‌تر نیز افزایش می‌یابد. مطالعه حاضر در یکی از چاه‌های دریایی دور از ساحل در خلیج فارس انجام گرفته است. سازند کنگان در میدان مورد مطالعه از دو سکانس کنگان بالایی (K1) و کنگان زیرین (K2) تشکیل شده و سازند دالان نیز توسط انیدریت نار به دو بخش دالان بالایی (که خود به دو سکانس K3 و K4 تقسیم می‌گردد) و دالان زیرین (سکانس K5) تقسیم می‌گردد. حفاری تا انتهای سازند دالان یعنی دالان زیرین صورت پذیرفته و نگارهای پتروفیزیکی و داده‌های گازی اندازه‌گیری شده گاز همراه گل حفاری از هر دو سازند به‌صورت کامل برای این مطالعه در دسترس می‌باشند. به‌دلیل عمق زیاد تدفین و بلوغ بالای توالی‌های پالئوژئیک به‌خصوص گروه دهرم، مخازن هیدروکربنی این گروه (مخازن کنگان و دالان) گازی در نظر گرفته می‌شوند. این مطالعه به بررسی بخش‌های تولیدی و نوع سیال هیدروکربنی سازندهای کنگان و دالان

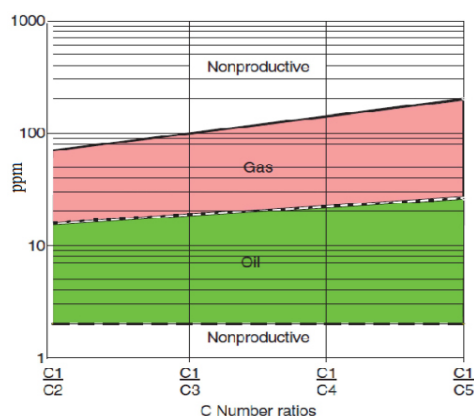
از دیگر جنبه‌های پیشرفت علم ژئوشیمی می‌توان به کاربرد آن در زمینه اکتشافات هیدروکربنی و اخیراً نیز در مدیریت بهینه مخزن اشاره نمود [۲]. شناسایی بخش‌های تولیدی در مطالعات و اکتشافات هیدروکربنی در کاهش هزینه‌های حفاری و تعیین مناطق مناسب مشبک‌کاری از اهمیت بسیار بالایی برخوردار می‌باشد [۳]. مهم‌ترین و معمول‌ترین ابزارها برای شناسایی بخش‌های مخزنی و نوع سیال هیدروکربنی، لاگ‌های سرچاهی^۱ و آزمایش‌های مخزنی می‌باشند [۴]. لاگ‌های سرچاهی عموماً به‌عنوان نخستین ابزار جهت تشخیص بازه‌های واجد هیدروکربن مدنظر قرار می‌گیرند. تفسیر لاگ‌های سرچاهی هم‌زمان با شناسایی بخش‌های دارای هیدروکربن (استفاده از لاگ مقاومتی)، تخلخل و تراوایی بازه موردنظر را نیز مشخص نموده که این امر، ارزش اقتصادی ذخیره هیدروکربنی را تأیید می‌کند. تست‌های مخزنی عموماً به‌عنوان آخرین مرحله از تأیید وجود بخش مخزنی مدنظر قرار گرفته و علاوه بر تأمین داده‌های فشار به‌منظور شناسایی بخش مخزن و برآورد میزان تولید از آن، امکان نمونه‌برداری از سیال مخزنی و آزمایشات متعاقب آن را مهیا می‌کنند. قابل ذکر است که هر کدام از روش‌های مذکور با محدودیت‌هایی مواجه هستند. به‌عنوان مثال، شناسایی بخش‌های تولیدی با استفاده از تفسیر لاگ‌های سرچاهی در لایه‌های با مقاومت کم و همچنین مخازن شکسته با دشواری‌ها و عدم اطمینان زیادی همراه است. از سوی دیگر، هزینه انجام تست‌های مخزنی نیز زیاد بوده و در مورد مخازنی که از نظر عمودی بخش‌بخش شدگی^۲ زیادی دارند (نظیر مخازن ماسه‌سنگی با میان لایه‌های شیلی یا تبخیری)، مقرون به‌صرفه نمی‌باشند. در سالیان اخیر ژئوشیمی گل حفاری نقش مهمی در شناسایی بخش‌های تولیدی، تعیین نوع سیالات هیدروکربنی و تعیین سطح تماس سیال به‌خود اختصاص داده است [۵-۷]. از آنجایی که حصول داده‌های ژئوشیمیایی گل حفاری

1. Wire-Line Logs
2. Compartmentalization

پیشنهاد گردیده است.

• روش پیکسلر در تشخیص بخش تولیدی و نوع هیدروکربن

پیکسلر، نسبت‌های $C1/C2$ ، $C1/C3$ ، $C1/C4$ و $C1/C5$ حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازهای موجود در گل حفاری را به‌منظور تفسیر محتوای مخزن به‌کار برد. هنگامی که پنتان‌ها در نمونه مورد آزمایش وجود نداشته و یا کروماتوگرام از شناسایی آنها عاجز باشد، می‌توان نسبت $C1/C5$ را با نسبت $(C2*10)/C3$ جایگزین نمود [۱۴ و ۱۵]. نسبت‌های مربوط به هر آنالیز گاز، که مربوط به یک عمق مشخص می‌باشد، برروی نمودار پلات شده و با یک خط به هم وصل می‌شوند (شکل ۱).



شکل ۱ تفسیر داده‌های مربوط به گازهای محلول در گل حفاری با استفاده از نمودار پیکسلر [۴]

نمودار پیکسلر از چهار ناحیه تشکیل شده است که شامل یک ناحیه نفت، یک ناحیه گاز و دو ناحیه غیرتولیدی می‌باشد. در واقع قرارگیری نسبت‌های گازی معرفی شده در هر کدام از این مناطق مشخص کننده وجود مخزن نفتی، گازی و یا ذخیره‌ای غیراقتصادی می‌باشد. ناحیه غیرتولیدی در پایین نمودار معمولاً نمایان گر نفت باقی مانده و منطقه غیرتولیدی در بالای نمودار، ذخیره گاز غیراقتصادی را مشخص خواهد کرد [۱۴].

براساس تلفیق نتایج حاصل از ارزیابی ژئوشیمی گاز همراه گل حفاری و نگارهای پتروفیزیکی می‌پردازد.

روش مطالعه

در این مطالعه از داده‌های مادلاگینگ و نگارهای پتروفیزیکی یک چاه در گروه دهرم استفاده شده است. در ابتدا بازه مورد نظر از منظر پتروفیزیکی مورد ارزیابی قرار گرفته است. سپس داده‌های مادلاگینگ حاصل از گاز همراه گل حفاری مورد مطالعه قرار گرفته‌اند. در ادامه نتایج حاصل از این روش‌ها با همدیگر مقایسه و در مورد نوع سیال هیدروکربنی در بازه‌های مشخص شده، نتیجه گیری گردیده است. در نهایت بازه معرفی شده، مجدد توسط نگارهای پتروفیزیکی مورد ارزیابی قرار گرفت.

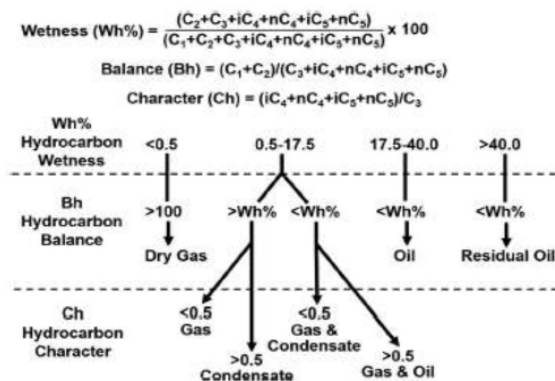
روش ژئوشیمیایی

تجهیزات سیستم‌های مادلاگینگ در محل دکل‌های حفاری سعی می‌کنند تا گاز مخلوط شده با گل را به محض خروج گل از چاه، جدا کرده و مورد آزمایش قرار دهند [۸]. تجهیزات آشکارگر مستقر در یونیت مادلاگینگ شامل دو دستگاه آشکارگر کل^۱ و دستگاه کروماتوگرافی گازی مجهز به آشکارگر یونی شعله (شناسایی انواع ترکیبات هیدروکربنی $C1$ تا $C5$) می‌باشد [۹]. دستگاه طیفسنج جرمی نیز امکان تشخیص انواع ترکیبات هیدروکربنی در محدوده $C1$ تا $C8$ را با سرعت و حساسیت بیشتر میسر می‌کند [۱۰]. یکی از ساده‌ترین روش‌ها جهت تفسیر وضعیت گازهای محلول در گل حفاری جهت شناسایی بخش‌های تولیدی، بررسی میزان کل گازهای هیدروکربنی ثبت شده می‌باشد. در بخش‌های تولیدی غلظت انواع هیدروکربن‌های گازی افزایش یافته و به‌طبع، میزان کل گازهای هیدروکربنی نیز افزایش خواهد یافت [۱۱]. با این وجود، روش‌های کمی داده‌های حاصل از آنالیز گازهای محلول در گل حفاری معمولاً براساس دو روش شامل ترسیم نسبت‌های گازی برروی نمودارهای پیکسلر^۲ [۱۲] و استفاده از پارامترهای هاورث^۳ [۱۳]

1. Total Gas Detector
2. Pixler
3. Haworth

(Bh) و نسبت شاخص^۳ (Ch) استفاده می‌شود [۱۳]. شاخص تری برابر است با درصد نسبت گازهای تر (از C2 تا C5) به مجموع گازها (C1 تا C5). پارامتر تعادل نسبتی از گازهای سبک (C1 و C2) به گازهای سنگین (C3 تا C5) می‌باشد و نسبت شاخص، غلظت گازهای C1 تا C5 را جهت تفسیر نشانه‌های هیدروکربنی مرتبط با کلاک‌های گازی، سطح تماس نفت/گاز و بخش اشباع از آب مورد استفاده قرار می‌دهد [۴]. قوانین تفسیر برای استفاده از این سه پارامتر در شکل‌های ۲ و ۳ خلاصه شده است.

از این‌رو، علاوه بر شناسایی بخش‌های تولیدی، نمودار پیکسلر توانایی شناسایی نوع ذخیره هیدروکربنی موجود (نفتی یا گازی) را نیز دارد. **• نسبت‌های هاورث در تشخیص بخش تولیدی و نوع هیدروکربن**
استفاده از پارامترهای هاورث جهت تفسیر داده‌های گاز موجود در گل حفاری تا حدودی پیچیده‌تر بوده و اطلاعات بیشتری را نیز در مورد نوع ذخایر بخش‌های تولیدی مهیا می‌سازد. در این روش از غلظت گازهای هیدروکربنی C1 تا C5 جهت محاسبه سه پارامتر نسبت تری^۱ (Wh%)، نسبت تعادل^۲



شکل ۲ روابط پارامترهای گازی هاورث و نمودار جریان برای تفسیر آنها را نشان می‌دهد [۴]

| Wh | Bh | Ch | توصیف | Wh | Ch |
|-------------|-----------|------|---|------|------|
| | | | | 0.5 | 0.5 |
| | | | | 3 | 3 |
| | | | | 10 | 10 |
| | | | | 17.5 | 17.5 |
| | | | | 40 | 40 |
| | | | | 100 | 100 |
| <0.5 | 100 | | گاز خیلی خشک | | |
| 0.5<Wh<17.5 | Wh<Bh<100 | | گاز، افزایش نسبت تری، افزایش چگالی با افزایش نسبت Ch نمودارها به همدیگر نزدیک می‌شوند | | |
| <17.5 | >Wh | <0.5 | نمودارها به همدیگر نزدیک می‌شوند ولی هنوز نشان دهنده گاز است. نسبت Ch زون تولیدی گازی را تایید می‌کند | | |
| <17.5 | >Wh | >0.5 | شبهه بالا ولی Ch افزایش است نشان دهنده نفت سبک | | |
| 0.5<Wh<17.5 | <Wh | | نمودارها همدیگر را قطع نمی‌کنند نشان دهنده نفت هر چه نمودارها از همدیگر فاصله داشته باشند نفت سنگین‌تر خواهد شد | | |
| >40 | <<Wh | | نفت باقی مانده | | |

شکل ۳ نمونه‌ای از کاربرد پارامترهای هاورث جهت ارزیابی کامل‌تر زون‌های تولیدی [۱۵]

1. Hydrocarbon Wetness
2. Hydrocarbon Balance
3. Hydrocarbon Character

• روش پتروفیزیکی

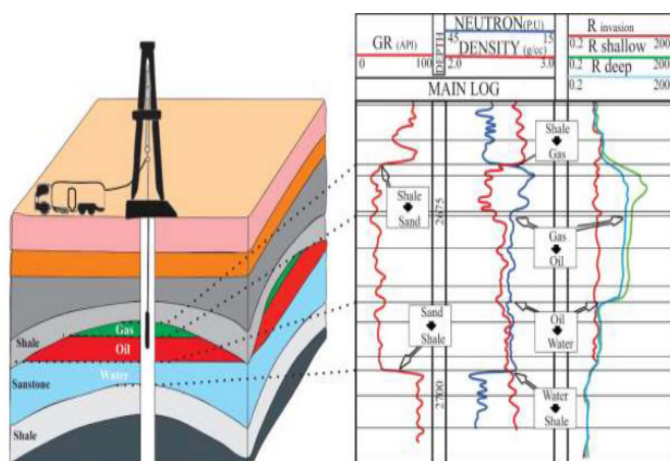
به دلیل در دسترس بودن اطلاعات نگارها در بیشتر چاه‌ها، روش پتروفیزیکی یکی از معمول‌ترین راهکارها جهت شناسایی نوع سیالات به حساب می‌آید. نگار مقاومت مهم‌ترین نگار جهت تشخیص بخش‌های دارای سیال هیدروکربنی به حساب می‌آید. در چاه‌های با سیال حفاری پایه آبی به دلیل هدایت پذیری بالای آب‌شور نسبت به سیال هیدروکربنی نگارهای مقاومتی به سمت راست منحرف می‌شوند. در چاه‌های با سیال پایه روغنی، به دلیل هدایت‌پذیری الکتریکی سیال مخزنی نسبت به گل روغنی نمودارهای مقاومتی به سمت چپ منحرف می‌گردند. بنابراین، نمودارهای مقاومت شاخص مناسبی جهت تشخیص بخش هیدروکربنی به حساب می‌آید. جدایش نگارهای نوترون و چگالی شاخص مناسبی در تشخیص نوع سیال هیدروکربنی و سطح تماس سیالات می‌باشند. نگار نوترون شاخصی از اندازه‌گیری هیدروژن موجود در فضاهای خالی ارائه می‌دهد. از آنجایی که در آب هیدروژن بیشتری از نفت و در نفت هیدروژن بیشتری نسبت به گاز وجود دارد، بنابراین نگار نوترون در بخش آبی نسبت به بخش نفتی و در بخش نفتی نسبت به بخش گازی بیشتر به سمت چپ منحرف می‌گردد (شکل ۴). این حالت برای نگار چگالی عکس این حالت بوده بنابراین در یک لیتولوژی خاص، در

بخش آبی نگار نوترون و چگالی از همدیگر کمترین فاصله را داشته و در بخش نفتی این فاصله بیشتر شده و در بخش گازی به بیشترین مقدار خود می‌رسد. از طرف دیگر، با سنجش پارامترهایی نظیر میزان اشباع انواع سیالات با استفاده از روش‌های پتروفیزیکی ارزیابی سازند و همچنین واکنش نگارها به تغییر نوع سیال در مخازن، می‌توان حجم و نوع سیال هیدروکربنی موجود در مخزن را شناسایی کرد. نتایج و بحث

سازندهای کنگان و دالان به دلیل عمق بالای تدفین همیشه به صورت مخازن حاوی گاز در نظر گرفته شده‌اند. بعد از حفاری توالی‌های کنگان و دالان در چاه مورد مطالعه و مشاهده آثار آغشتگی نفتی ارزیابی دقیق پتروفیزیکی ژئوشیمیایی گاز همراه گل حفاری جهت شناسایی بخش‌های نفتی در این سازندها به شرح زیر انجام گرفت.

نتایج و بحث

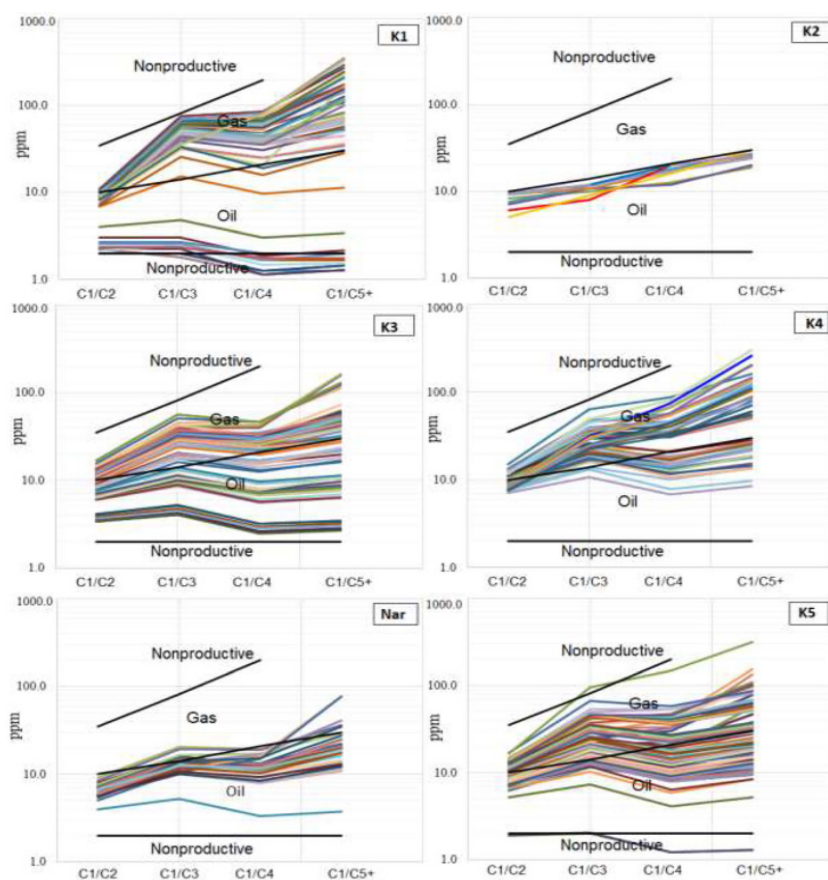
سازندهای کنگان و دالان به دلیل عمق بالای تدفین همیشه به صورت مخازن حاوی گاز در نظر گرفته شده‌اند. بعد از حفاری توالی‌های کنگان و دالان در چاه مورد مطالعه و مشاهده آثار آغشتگی نفتی ارزیابی دقیق پتروفیزیکی ژئوشیمیایی گاز همراه گل حفاری جهت شناسایی بخش‌های نفتی در این سازندها به شرح زیر انجام گرفت.



شکل ۴ عکس‌العمل و روند تغییرات لاگ‌ها در زون‌های مختلف سیال در مخازن

کمتر بودن اندیس بالانس از اندیس تری و بیشتر بودن اندیس کاراکتر از ۰/۵، نشان‌دهنده بخش هیدروکربنی نفت سبک می‌باشد. در بخش K3 دوباره شبیه بخش‌های K5 و Nar فاصله اندیس‌های تری و بالانس بیشتر شده و نشان‌دهنده بخش آبی می‌باشد (شکل ۷). در بخش K2 نمودارها خیلی به همدیگر نزدیک شده‌اند (شکل ۷)، اندیس تری در محدوده ۱۷/۵ قرار دارد و کاراکتر هم از ۰/۵ بیشتر گردیده است. این عوامل نشان‌دهنده نفت سبک می‌باشد (مشابه بخش بالایی بخش K4). بخش K1 براساس تغییرات پارامترهای هاورث به دو بخش بالایی و پایینی تقسیم می‌گردد. در بخش پایینی اندیس تری و بالانس از همدیگر فاصله گرفته‌اند و در برخی از موارد بالانس از تری بیشتر گردیده است که نشان‌دهنده بخش آبی یا رسوبات نفتی است. در بخش بالایی بخش K1 نمودارها به همدیگر نزدیک‌تر گردیده‌اند و در مواردی بالانس از تری بیشتر شده است. همچنین مقدار کاراکتر از ۰/۵ بیشتر است که نشان‌دهنده کاندنسیت یا گاز در این بخش می‌باشد (شکل ۷). جهت بررسی دقیق‌تر بخش‌های هیدروکربنی مختلف در چاه مورد مطالعه نتایج نسبت‌های پیکسلر نیز مورد بررسی قرار گرفته است. برای این منظور نسبت‌های مختلف در بخش‌های چاه مورد مطالعه بر روی نمودار پیکسلر ترسیم گردید (شکل ۸). با انطباق این نتایج با نتایج حاصل از اندیس‌های هاورث، نوع هیدروکربن براساس روش تفسیر ژئوشیمیایی گاز محلول در گل حفاری در بخش‌های مختلف تعیین گردیده است. قبل از اظهار نظر در مورد نتایج باید نکات زیر را مورد نظر قرار داد. الف) بخش تولیدی گاز خشک عمدتاً فقط دارای متان است. با این وجود، مقادیر غیرعادی و بالای این نسبت‌ها ممکن است بیانگر گاز محلول در بخش آبی باشد. ب) چنان‌چه نسبت C1/C2 در محدوده نفتی قرار گیرد ولی نسبت C1/C4 بالا باشد و در محدوده گازی قرار گیرد.

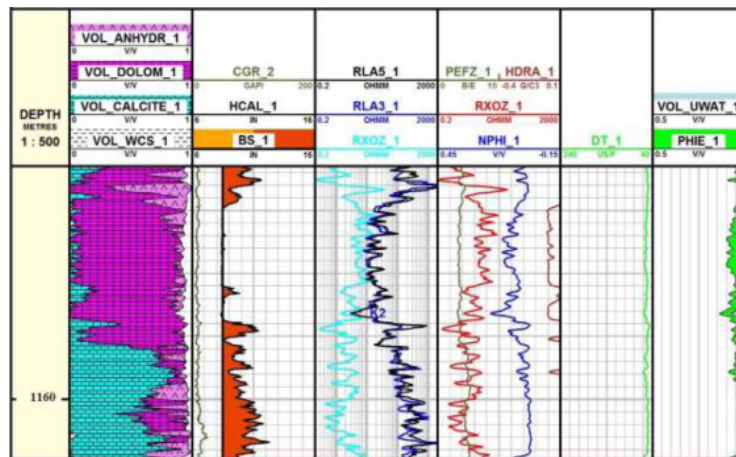
اگر چه بسیاری از داده‌های گازی در این مرحله حذف گردیده است با این وجود روند کلی داده‌ها در بخش‌های مختلف ثابت باقی مانده و حذف داده‌های نادرست تفاسیر و نتایج را با مشکل همراه نخواهد کرد. بعد از مرحله کنترل کیفیت، از روش‌های هاورث و پیکسلر برای تعیین بخش سیال هیدروکربنی در بخش‌های مختلف استفاده شده است. براساس روش هاورث نسبت‌های تری، بالانس و خصوصیات برای تمامی عمق‌ها محاسبه گردید. نتایج نشان می‌دهد که مقدار اندیس‌های تری، بالانس و کاراکتر برای بخش K1 به ترتیب ۱۰ تا ۷۴ با میانگین ۲۹، ۰/۶ تا ۳۷ با میانگین ۱۴/۵ و ۰/۵ تا ۳/۵ با میانگین ۲ در تغییر می‌باشد. در بخش K2 مقدارهای اندیس‌های تری، بالانس و کاراکتر به ترتیب برابر ۱۳ تا ۲۱ با میانگین ۱۷/۵، ۶ تا ۲۱ با میانگین ۱۲ و ۰/۶ تا ۲ با میانگین ۱/۱۴ در تغییر می‌باشند. اندیس‌های تری، بالانس و کاراکتر در بخش K3 به ترتیب از ۹ تا ۳۹ با میانگین ۲۰، ۲ تا ۳۱ با میانگین ۱۰ و ۰/۴ تا ۳ با میانگین ۱/۷ در تغییر می‌باشد. در بخش K4 مقدار اندیس‌های تری، بالانس و کاراکتر به ترتیب از ۱۰ تا ۵۸ (میانگین ۲۰)، ۱ تا ۱۹ (میانگین ۹) و ۱/۱ تا ۳/۲ (میانگین ۲) متغیر هستند. در بخش نار مقادیر اندیس تری، بالانس و کاراکتر به ترتیب ۱ تا ۳۲ (میانگین ۶/۵)، ۱۰ تا ۵۰ (میانگین ۲۹) و ۰/۵ تا ۳ (میانگین ۱/۶۲) در تغییر هستند. در بخش دالان زیرین مقادیر اندیس تری، بالانس و کاراکتر به ترتیب ۷ تا ۷۳ با میانگین ۲۲، ۱ تا ۴۷ با میانگین ۱۱ و ۰/۴ تا ۳/۲ با میانگین ۲ در تغییر هستند (شکل ۷). براساس نتایج ارائه شده از محاسبات هاورث (شکل ۷) جدایش خیلی زیاد منحنی‌های اندیس تری و بالانس از بخش K5 تا بخش میانی بخش K4 یعنی عمق ۱۲۰۰ متری (بخش‌های K5، Nar و بخش زیرین بخش K4)، نشان‌دهنده بخش آبی برای چاه مورد مطالعه است. از عمق ۱۲۰۰ m بخش K4 تا بالای بخش K4 تغییرات اندیس تری (بین ۰/۵ تا ۱۷/۵)،



شکل ۸ ترسیم نسبت‌های گازی بر روی نمودار پیکسلر [۴]

نفتی و گازی قرار گرفته‌اند، با این وجود مشابه بخش‌های K5 و Nar نسبت $C1/C4$ از نسبت $C1/C3$ کمتر گردیده است (شیب نمودارها کاهش یافته است) که نشان‌دهنده بخش غیرتولیدی (بخش آبی) است (شکل ۹). داده‌های بخش بالایی بخش K4 بر روی نمودار پیکسلر در محدوده گازی قرار گرفته‌اند و شیب نمودارها افزایش یافته است، یعنی هر نسبت در مقایسه با نسبت قبلی افزایش یافته است. این نتایج نشان می‌دهد براساس نمودار پیکسلر بخش بالایی بخش K4 (از عمق ۱۲۰۰ m به بالا) حاوی هیدروکربن گازی است (شکل ۸). داده‌های بخش K3 مشابه بخش K5 در محدوده نفتی و گازی قرار گرفته است. با این وجود تمامی داده‌ها نسبت $C1/C4$ کمتری از نسبت $C1/C3$ دارند که نشان از بخش غیرتولیدی در این بخش دارد (شکل ۸). نسبت‌های پیکسلر در بخش K2 در محدوده هیدروکربن نفتی قرار گرفته‌اند.

بازه مورد بررسی ممکن است غیرتولیدی باشد و اگر مقدار هر نسبت در مقایسه با نسبت قبلی ($C1/C2$ ، $C1/C3$ ، $C1/C4$ و $C1/C5$) کمتر شود، بخش مورد بررسی احتمالاً غیرتولیدی است. براساس نمودارهای پیکسلر می‌توان اظهار داشت که در بخش مخزنی دالان زیرین (K5) اگر چه داده‌ها در بخش نفتی و گازی قرار گرفته‌اند با این وجود در تمامی داده‌ها نسبت $C1/C4$ از نسبت $C1/C3$ کمتر گردیده است که نشان‌دهنده بخش غیرتولیدی (بخش آبی) است (شکل ۹). در بخش نار داده‌ها در محدوده بخش نفتی قرار گرفته‌اند ولی مشابه بخش K5 در تمامی داده‌ها نسبت $C1/C4$ از نسبت $C1/C3$ کمتر گردیده است که نشان‌دهنده بخش غیرتولیدی (بخش آبی) است (شکل ۸). داده‌های بخش K4 بر روی نمودار پیکسلر در دو محدوده مجزا قرار گرفته‌اند. داده‌های بخش پایینی بخش K4 (عمق‌های پایین‌تر از ۱۲۰۰ m) در محدوده



شکل ۹ نتایج نهایی ارزیابی پتروفیزیکی زون حاوی سیال نفتی K2 در چاه مورد مطالعه

نتایج ارزیابی پتروفیزیکی در این بخش درست نبوده و این بخش به عنوان بخش هیدروکربنی کاندنسیت/گاز به حساب می آید. بخش K3 براساس روش پیکسلر و هاورث به عنوان بخش غیرتولیدی شناخته می شود که نتایج پتروفیزیک نیز آن را تایید می کنند. بخش K2 براساس روش پیکسلر و هاورث به عنوان بخش هیدروکربن نفتی شناخته می شود که نتایج ارزیابی پتروفیزیک نیز آن را تایید کرده است و تنها بخش هیدروکربنی نفتی در چاه مورد مطالعه به حساب می آید. بخش K1 براساس روش هاورث و پیکسلر به دو بخش بالایی و پایینی تقسیم گردیده است. بخش پایینی به عنوان بخش غیر تولیدی و بخش بالایی به عنوان بخش هیدروکربن گازی شناخته می شود. بنابراین، نتایج ارزیابی پتروفیزیکی که در این بخش نفت نشان داده بود، درست نبوده و حاوی هیدروکربن گازی است. نتایج نهایی نوع هیدروکربن نفتی یا گازی برای بخش های مختلف چاه مورد مطالعه در **جدول ۲** ارائه شده است. از آنجایی که هدف از این تحقیق شناسایی بخش هیدروکربنی نفتی (گازی، کاندنسیت و نفت) و ارزیابی کیفیت مخزنی آن در سازندهای کنگان و دالان در یکی از چاه های دور از ساحل خلیج فارس است. از این رو، با در نظر گرفتن نتایج ژئوشیمیایی گاز محلول در گل حفاری، مدل پتروفیزیک احتمالی با نوع سیال نفتی برای بخش مخزنی K2 تعریف گردید.

شیب نمودارها افزایشی بوده که نشان از صحت نمونه ها دارد. از آنجایی که نمودارها در بخش بالایی بخش نفتی قرار گرفته اند این بخش حاوی نفت سبک است (**شکل ۸**). داده های بخش K1 بر روی نمودار پیکسلر به دو بخش تقسیم گردیده است. داده های بخش پایینی بخش K1 در محدوده غیرتولیدی و تا حدودی نفتی قرار گرفته است با این وجود، در این داده ها نسبت C1/C4 از نسبت C1/C3 کمتر گردیده است که نشان از بخش غیرتولیدی دارد. داده های بخش بالایی بخش K1 در محدوده بخش گازی قرار گرفته و شیب نمودارها نیز افزایشی است. این نتایج نشان می دهد که بخش بالایی بخش K1 حاوی هیدروکربن گازی است. براساس تفسیر داده های گازی محلول در گل حفاری و انطباق نتایج هاورث و پیکسلر می توان اظهار نمود که بخش های K5، Nar و بخش پایینی بخش K4 (پایین تر از عمق m ۱۲۰۰) به عنوان بخش غیر تولیدی یا آبی شناخته می شوند. این نتیجه گیری با استفاده از ارزیابی پتروفیزیکی نیز حاصل گردیده است. بخش بالایی بخش K4 براساس روش هاورث حاوی هیدروکربن نفتی است، با این وجود براساس روش پیکسلر حاوی هیدروکربن گازی است. اما با توجه به این که داده ها در بخش پایینی بخش گازی نمودار پیکسلر قرار گرفته اند، می توان نتیجه گیری کرد که حاوی هیدروکربن کاندنسیت یا گاز میعانی است. بنابراین

| نوع سیال نهایی | ارزیابی اولیه پتروفیزیک | نوع سیال (هاورث) | نوع سیال (پیکسلر) | زیربخش | زون مخزنی |
|----------------|-------------------------|------------------|-------------------|--------|-----------|
| گاز | نفت | گاز | گاز | بالایی | K1 |
| غیرتولیدی | آبی | غیرتولیدی/آبی | غیرتولیدی/آبی | پایینی | |
| نفت | نفت | نفت | نفت | - | K2 |
| غیرتولیدی | غیرتولیدی | غیرتولیدی | غیرتولیدی | - | K3 |
| گاز/کاندنسیت | نفت | نفت | گاز/کاندنسیت | بالایی | K4 |
| غیرتولیدی/آبی | غیرتولیدی/آبی | غیرتولیدی/آبی | غیرتولیدی/آبی | پایینی | |
| غیرتولیدی | غیرتولیدی | غیرتولیدی | غیرتولیدی | - | Nar |
| غیرتولیدی/آبی | غیرتولیدی/آبی | غیرتولیدی/آبی | غیرتولیدی/آبی | - | K5 |

K3 و بخش پایینی بخش K1 حاوی آب غیر تولیدی به حساب می‌آیند. بخش بالایی بخش‌های K4 و K1 در محدوده سیال گازی/کاندنسیتی قرار دارند. براساس تفسیر نتایج ژئوشیمیایی تنها بخش K2 حاوی سیال نفتی است.

ارزیابی مجدد بخش K2 به‌عنوان تنها بخش نفتی در چاه مورد مطالعه به‌روش احتمالی برای بازه ۴۶ متری این بخش انجام گرفت. نتایج نشان داد این بخش دارای میانگین تخلخل مفید ۶٪، اشباع شدگی ۲۹٪ و نسبت خالص به ناخالص ۲۷٪ می‌باشد. نتایج این مطالعه نشان داد که تفسیر داده‌های محلول در گل حفاری در انتخاب بخش‌های مناسب جهت تست‌های مخزنی و تعیین اعماق مناسب مشبک کاری در کنار دیگر داده‌های هم‌زمان با حفاری از قبیل لاگ‌های پتروفیزیکی کمک فراوانی در کاهش زمان و هزینه حفاری خواهد کرد.

تشکر و قدردانی

موفقان از شرکت ملی نفت ایران و پژوهشکده علوم پایه کاربردی به‌خاطر حمایت‌های لازم در انتشار این مقاله کمال تشکر را دارا هستند.

براساس ارزیابی نهایی بخش مخزنی K2 با ۴۶ متر ضخامت دارای تخلخل مفید ۶٪ و اشباع شدگی ۲۹٪ و همچنین نسبت خالص به ناخالص ۲۷٪ تعیین گردید (شکل ۹).

نتیجه‌گیری

سازندهای کنگان و دالان به‌دلیل عمق تدفین زیاد همیشه به‌عنوان مخازن گازی در نظر گرفته شده‌اند. در این مطالعه براساس تفسیر ژئوشیمیایی گاز محلول در گل حفاری همراه با ارزیابی پتروفیزیکی نوع سیال هیدروکربنی موجود در بخش‌های مختلف مخزن شناسایی گردید و نتایج متفاوتی از نظر نوع سیال گازی و نفتی با پیش فرض‌های گذشته حاصل گردید.

براساس ارزیابی اولیه پتروفیزیک (با فرض مخزن نفتی در کل بازه دو سازند کنگان و دالان)، بخش‌های K1، K2 و K4 به‌عنوان بخش مستعد نفتی و در مقابل بخش‌های K3، Nar و K5 فاقد هیدروکربن یا بخش آبی شناسایی گردیدند.

تفسیر داده‌های ژئوشیمیایی گاز محلول در گل حفاری به‌روش‌های پیکسلر و هاورث نشان داد که بخش‌های K5، Nar، بخش پایینی بخش K4، بخش

مراجع

- [1]. Jarvie, D. M., Morelos, A., & Han, Z. (2001). Detection of pay zones and pay quality, Gulf of Mexico: Application of geochemical techniques.
- [2]. Farouk, A., Pinna, G. N., Ahsan, S. A., Mahmoud, G., Heard, S., Al Hanaee, A., & Al Shehhi, A. (2014). New approach for formation evaluation using advanced mud gas analysis of conventional and unconventional reservoirs: a case study from Onshore UAE, In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, D031S054R002, SPE, doi.org/10.2118/171714-MS.
- [۳]. سفیداری، ا. (۱۴۰۲) ژئوشیمی مخزن، انتشارات جهاددانشگاهی شهید بهشتی، ۲۸۸.
- [4]. Dembicki, H., (2022) Practical petroleum geochemistry for exploration and production. Elsevier.
- [5]. Ghneej, A., Dashti, J., Khan, B., Ammar, H., AL-Nabhan, A., Singh, S., & Marai, N. (2013). Fluid detection in carbonate reservoirs utilizing gas analysis-a case study, Search and Discovery Article# 41116.
- [6]. Dembicki, H., (2016) Practical petroleum geochemistry for exploration and production. Elsevier.
- [7]. Ahsan, S. A., Dantla, V., Firmansjah, M. A., & Koksalan, T. (2020, November). A Geochemical technique for formation evaluation and oil water contact OWC identification in a mature tight carbonate reservoir field in Abu Dhabi, UAE, In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro, doi.org/10.2118/202678-MS.
- [8]. Hunt, M.J., (1996). Petroleum geochemistry and geology, 2nd ed. WH Freeman and company, New York, 743-743.
- [9]. Kandel, D., Quagliaroli, R., Segalini, G., & Barraud, B. (2001). Improved integrated reservoir interpretation using gas while drilling data, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 4(06), 489-501, doi.org/10.2118/75307-PA.
- [10]. Blanc, P., Breviere, J., Laran, F., Chauvin, H., Boehm, C., Frechin, N., & Benayoun, A. (2003). Reducing uncertainties in formation evaluation through innovative mud logging techniques, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro, doi.org/10.2118/84383-MS.
- [11]. Ighodalo, E., Davies, G., D'Souza, S. A., & Ahmed, A. (2017). Increasing certainty in formation evaluation utilizing advanced mud logging gas analysis, In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, OnePetro, doi.org/10.2118/188039-MS.
- [12]. Pixler, B. O. (1969). Formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios, Journal of Petroleum Technology, 21(06), 665-670, doi.org/10.2118/2254-PA.
- [13]. Haworth, J. H., Sellens, M., & Whittaker, A. (1985). Interpretation of hydrocarbon shows using light (C1-C5) hydrocarbon gases from mud-log data, AAPG bulletin, 69(8), 1305-1310, doi.org/10.1306/AD462BDC-16F7-11D7-8645000102C1865D.
- [14]. Whittaker, A., (1990) Mud logging handbook, 92.
- [15]. Hawker, D. (1999). Direct gas in mud measurement at the well site, Petroleum Engineer International, 72(9).