



<https://jssr.ui.ac.ir/?lang=en>

Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches

E-ISSN: 2423-8007

Vol. 42, Issue 2, No. 103, 2026, 1-16

Received: 27.08.2025


Accepted: 18.10.2025

### Research Paper

## Identification of hydrocarbon fluid types through integrated drilling mud gas geochemistry and petrophysical analysis in the Dalan Reservoir

**Farzad Haghigi**

Graduate student of sedimentology, Department of Geology, University College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran  
farzad.haghigi@ut.ac.ir

**Seyed Mohammad Zamanzadeh**  \*

Associate professor, Department of Geology, University College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran  
zamanzadeh@ut.ac.ir

**Ebrahim Sepidari**

Assistant Professor, Department of petroleum exploration, Research Institute for Applied Science, Tehran, Iran  
sefidari@acecr.ir

**Hamzeh Mehrabi**

Associate professor, Department of Geology, University College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran  
mehrabi.hamze@ut.ac.ir

**Soroush Ghaderi**

Graduate student of sedimentology, Department of Geology, University College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran  
soroush.ghaderi@ut.ac.ir

### Abstract

The Dalan Formation, a major carbonate-evaporite succession in the Persian Gulf Basin, is a significant gas-bearing reservoir in fields such as South Pars. This study integrates mud gas geochemistry and petrophysical evaluation to characterize hydrocarbon fluid types and assess reservoir quality in zones K3 and K4. Mud gas concentrations (C1–C8) were analyzed using Pixler diagrams and Haworth parameters (Wh, Bh, Ch), while petrophysical evaluation included gamma-ray, density, neutron, and resistivity logs to estimate effective porosity, water saturation, and hydrocarbon saturation. Results indicate that Zone K3 is a dry gas reservoir dominated by methane and ethane, with moderate to low porosity and hydrocarbon saturation, and limited economic potential. Zone K4 exhibits dual behavior, with a lower water-bearing interval of poor quality and an upper interval of moderate to good quality containing wet gas and light condensates. Integration of geochemical and petrophysical data provides accurate identification of hydrocarbon types, productive intervals, and fluid contacts, offering a robust scientific basis for reservoir development planning. This approach is particularly valuable in complex carbonate-evaporite reservoirs, reducing exploration risk and optimizing production strategies.

**Keywords:** Dalan Formation, Mud gas analysis, Reservoir petrophysics, Haworth-Pixler gas ratios, South Pars

### Introduction

The Dalan Formation, one of the most significant carbonate-evaporite sequences in the Persian Gulf Basin, plays a crucial role in the country's gas supply. Despite extensive petrophysical studies, integrated analyses combining mud gas geochemistry and petrophysical data have received limited attention. Identifying hydrocarbon fluid types and evaluating reservoir quality, particularly in zones K3 and K4, is essential for optimizing exploration and production strategies. This

study aims to address this gap by integrating real-time mud gas measurements with well log and petrophysical data from a well in the South Pars gas field.

### Materials & Methods

Mud gas data, including hydrocarbon concentrations from methane (C1) to heavier hydrocarbons (up to C8), were recorded continuously during drilling using on-site mud logging systems equipped with gas chromatographs and

\*Corresponding author

Haghigi F. Zamanzadeh M. Sepidari E. Mehrabi H. and Ghaderi S. (2026). Identification of hydrocarbon fluid types through integrated drilling mud gas geochemistry and petrophysical analysis in the Dalan Reservoir. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 42(2): 1-16. <https://doi.org/10.22108/jssr.2025.146481.1318>



2423-8007 / © 2026 University of Isfahan

This is an open access article under the CC BY-NC-ND 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



<https://doi.org/10.22108/jssr.2025.146481.1318>

flame ionization detectors. Quality control procedures were applied to remove background gas, drilling-induced artifacts, and unreliable measurements using the Gas QC index. Valid data were analyzed through Pixler diagrams and Haworth parameters (Wh, Bh, Ch) to identify hydrocarbon types and productive intervals. Petrophysical evaluation utilized gamma-ray, density, neutron, and resistivity logs, combined with lithological and mineralogical interpretation, to estimate effective porosity, water saturation, and hydrocarbon saturation. Probabilistic petrophysical models enabled correlation between fluid types and reservoir quality, providing a comprehensive understanding of the K3 and K4 intervals.

### Discussion of Results & Conclusions

Zone K3 (3262–3379 m) is predominantly a dry gas reservoir, dominated by methane and ethane. Petrophysical analysis indicates moderate to low effective porosity (3–20%) and hydrocarbon saturation (40–60%), within the lower interval (3300–3382 m) displaying poor reservoir quality due to high anhydrite content and elevated water saturation. Mud gas ratios (C1/C2–C1/C5) and Haworth indices consistently indicate a dry gas system with limited heavier hydrocarbons.

Zone K4 (3382–3547 m) exhibits dual behavior: the lower interval (3385–3450 m) shows low porosity, high water saturation, and poor reservoir quality, whereas the upper interval (3450–3500 m) demonstrates moderate to good quality, with effective porosity of 5–20% and water saturation of 40–70%. Mud gas geochemistry and Haworth analysis reveal the presence of heavier hydrocarbons and condensates (wet gas), corroborated by increased resistivity and cross-over effects in density–neutron logs. Pixler diagrams indicate that while the majority of K4 remains in the gas domain, certain depths approach the gas/oil boundary, confirming the existence of mixed fluids.

The integration of mud gas geochemistry and petrophysical data highlights significant heterogeneity within the Dalan Formation. Zone K3 is a mature dry gas reservoir

with limited economic potential, while the upper interval of K4 contains condensates that enhance production prospects.

Conventional methods such as well logging and reservoir testing, although valuable, may be insufficient in complex carbonate-evaporite settings due to lithological heterogeneity and operational limitations. In contrast, mud gas analysis provides a rapid, cost-effective, and complementary approach to assess hydrocarbon types, identify productive zones, and reduce exploration risk. The combined use of Pixler and Haworth methods allows precise differentiation between dry gas, wet gas, and light condensates, enhancing the accuracy of reservoir characterization.

Data were collected from a single well, limiting the ability to directly generalize results across the entire South Pars field. Instrumental errors, depth alignment uncertainties, and variations in drilling conditions may influence the accuracy of gas geochemistry measurements. Nevertheless, the study provides a reliable scientific basis for understanding fluid distribution in the upper Dalan Formation. Conclusions of this study follows:

1. Zone K3 is a dry gas reservoir dominated by methane and ethane, with low to moderate reservoir quality and limited production potential.
2. Zone K4 consists of a lower poor-quality, water-bearing interval and an upper interval with moderate to good quality containing wet gas and light condensates, contrary to prior assumptions of exclusively dry gas.
3. Integration of mud gas geochemistry and probabilistic petrophysics enables accurate identification of hydrocarbon types, productive intervals, and fluid contacts.
4. The upper K4 interval represents a valuable target for condensate production and should be prioritized in reservoir development planning.

This integrated approach provides critical insights for the South Pars gas field and similar complex carbonate-evaporite reservoirs, offering a scientific basis for optimized well placement, production strategy, and risk mitigation.

## تشخیص نوع سیالات هیدروکربنی براساس تلفیق ژئوشیمی گل حفاری و پتروفیزیک در مخزن دالان در یکی از میادین خلیج فارس

فرزاد حقیقی، دانشجوی کارشناسی ارشد دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

farzad.haghighi@ut.ac.ir

سید محمد زمان‌زاده<sup>id</sup>، دانشیار دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

zamanzadeh@ut.ac.ir

ابراهیم سفیداری، استادیار گروه زمین‌شناسی نفت، پژوهشکده علوم پایه کاربردی، سازمان جهاد دانشگاهی شهید بهشتی، تهران، ایران

ایران

sefidari@acecr.ir

حمزه مهرابی، دانشیار دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

mehrabi.hamze@ut.ac.ir

سروش قادری، دانشجوی کارشناسی ارشد دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

soroush.ghaderi@ut.ac.ir

### چکیده

سازند دالان، یکی از مهم‌ترین توالی‌های کربناته-تبخیری در حوضه خلیج فارس است که نقش کلیدی در تأمین منابع گازی کشور دارد. با وجود مطالعات گسترده پتروفیزیکی، به تحلیل تلفیقی داده‌های ژئوشیمی گازهای محلول در گل حفاری و داده‌های پتروفیزیکی کمتر توجه شده است. این پژوهش با هدف شناسایی نوع سیالات هیدروکربنی و ارزیابی کیفیت مخزنی زون‌های K3 و K4 در یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی، از داده‌های برخط گاز همراه گل حفاری و نگارهای پتروفیزیکی بهره برده است. داده‌های گازی پس از کنترل کیفیت و تحلیل، با استفاده از پارامترهای هاورث و نمودارهای پیکسلر، با داده‌های پتروفیزیکی تلفیق شد تا زون‌های بهره‌ده و نوع سیال به‌دقت مشخص شود. نتایج نشان داد که زون K3 در بیشتر مواقع یک مخزن گازی با ترکیب متان و اتان و کیفیت ضعیف است؛ در حالی که زون K4 به دو بخش تقسیم می‌شود: بخش پایینی با کیفیت ضعیف و غالبیت آب و بخش بالایی با کیفیت متوسط تا خوب که حضور هیدروکربن‌های سنگین‌تر و میعانات سبک (کاندنسیت) را نشان می‌دهد. این مطالعه تأکید می‌کند که تلفیق داده‌های پتروفیزیکی و ژئوشیمیایی، ابزار مؤثری برای تعیین نوع سیال، شناسایی افق‌های بهره‌ده و بهینه‌سازی برنامه‌های توسعه مخازن کربناته-تبخیری است. **واژه‌های کلیدی:** سازند دالان، گاز محلول در گل حفاری، پتروفیزیک مخزن، نسبت‌های گازی (هاورث-پیکسلر)، میدان گازی پارس جنوبی.

\* نویسنده مسئول

حقیقی، فرزاد، زمان‌زاده سید محمد، سفیداری، ابراهیم، مهرابی، حمزه و قادری، سروش. (۱۴۰۵). تشخیص نوع سیالات هیدروکربنی براساس تلفیق ژئوشیمی گل حفاری و پتروفیزیک در مخزن دالان در یکی از میادین خلیج فارس. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۴۲(۲): ۱-۱۶.

<https://doi.org/10.22108/jssr.2025.146481.1318>



## مقدمه

هرچند روش‌های مرسوم مانند لاگ‌های سرچاهی و تست‌های مخزنی در تشخیص هیدروکربن‌ها و ویژگی‌های مخزنی مؤثر بوده‌اند (Dembicki 2022)، اما محدودیت‌هایی همچون هزینه بالا و کاهش دقت در شرایط خاص (مانند مخازن با مقاومت پایین یا شکستگی‌های گسترده) دارند (Sefidari 2023). در مقابل، داده‌های ژئوشیمیایی گاز همراه گل به‌عنوان ابزاری مکمل، با هزینه کمتر و سرعت بیشتر، اطلاعات ارزشمندی را درباره نوع سیال و کیفیت مخزن فراهم می‌آورند.

بر این اساس، هدف پژوهش حاضر تلفیق داده‌های پتروفیزیکی (مانند تخلخل، اشباع آب و شاخص‌های سنگ‌شناسی) با داده‌های ژئوشیمیایی گاز همراه گل حفاری، به‌منظور بررسی ویژگی‌های سیالی و کیفیت مخزنی زون‌های K3 و K4 سازند دالان، در یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی است.

## زمین‌شناسی منطقه

حوضه خلیج فارس، یکی از مهم‌ترین حوضه‌های رسوبی جهان است که ذخایر عظیم هیدروکربنی دارد. در این حوضه، شیل‌های سیلورین به‌عنوان سنگ‌های منشأ مخازن نفت و گاز عظیم شناخته می‌شوند (Konert et al. 2001). سنگ مخزن این میدان‌ها معادل سازند خوف در کشورهای حاشیه خلیج فارس است (شکل ۱-الف).

رسوب‌گذاری سازند دالان پس از پرمین میانی آغاز شد. در این دوره، ایران مرکزی از بلوک اصلی جدا شد و به سمت شمال حرکت کرد؛ در حالی که اقیانوس نئوتتیس در بخش‌های شرقی صفحه عربی گسترش یافت. از این زمان تا تترشیاری، رسوب‌گذاری دریایی بدون انقطاع در حوضه خلیج فارس ادامه یافت (Sharland et al. 2001).

در طول پرمین میانی تا پسین، شرایط آب و هوایی گرم‌تر و خشک‌تر شد و پلاٹفرم‌های کربناته-تبخیری گسترش یافتند که به رسوب‌گذاری توالی‌های ضخیم کربناته-تبخیری در سازندهای کنگان و دالان منجر شد (Hosseinzadeh and

سازند دالان، یکی از توالی‌های کربناته-تبخیری مهم در حوضه خلیج فارس است که نقش اساسی در تأمین گاز کشور دارد و بررسی دقیق ویژگی‌های سیالی و کیفیت مخزنی آن برای بهینه‌سازی فرایندهای اکتشاف و تولید ضروری است. با وجود مطالعات گسترده‌ای که تاکنون بر این سازند انجام شده است، تمرکز بیشتر آنها بر جنبه‌های پتروفیزیکی بوده و به استفاده تلفیقی از داده‌های ژئوشیمیایی گاز همراه گل حفاری در کنار داده‌های چاه‌نگاری کمتر توجه شده است؛ برای نمونه، جعفریان و همکاران با بررسی سنگ‌شناسی و ساختار کربناته-تبخیری بخش بالایی دالان، نشان داده‌اند که هم‌پوشانی واحدهای کربناته و تبخیری کیفیت مخزنی را به‌طور مستقیم تحت تأثیر قرار می‌دهد (Jafarian et al. 2017).

از سوی دیگر، پژوهش‌های مدل‌سازی سه‌بعدی مبتنی بر داده‌های پتروفیزیکی و روش‌های آماری، امکان بازسازی رخساره‌های لیتولوژیکی را در توالی‌های دالان-کنگان فراهم کرده‌اند (Sefidari et al. 2024)؛ با این حال، چنین مطالعاتی عموماً بر تحلیل لاگ‌های پتروفیزیکی متمرکز بوده و کمتر به داده‌های ژئوشیمیایی گاز و نقش آن در تعیین نوع سیال، توجه داشته‌اند.

در زمینه ژئوشیمی گازی، مطالعات متعددی کارآمدی داده‌های گاز همراه گل حفاری را ابزار سریع و مقرون به صرفه‌ای برای شناسایی نوع سیال و تفکیک زون‌های بهره‌ده نشان داده‌اند؛ برای مثال، مطالعات نشان داده‌اند که نسبت‌های گازی، از جمله روش‌های هاورث و پیکسلر، روشی سریع و مطمئن برای تفسیر سیالات زیرسطحی به کار می‌روند (Ferroni et al. 2012; Wiersberg and Erzinger 2007). همچنین (Almalikee and Arab 2025) نشان دادند که نسبت‌های C1 تا C5 قابلیت شناسایی نوع سیال (گاز خشک، گاز مرطوب و نفت سبک) را به‌صورت برخط و در زمان واقعی دارند. در همین راستا، (Farouk et al. 2014) نیز به کاربرد داده‌های برخط گاز در کاهش ریسک حفاری و بهینه‌سازی عملیات چاه‌آزمایی، اشاره کرده‌اند.

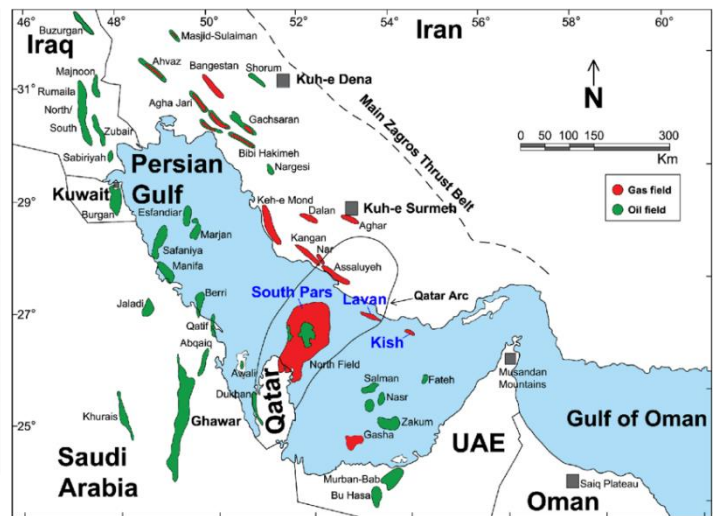
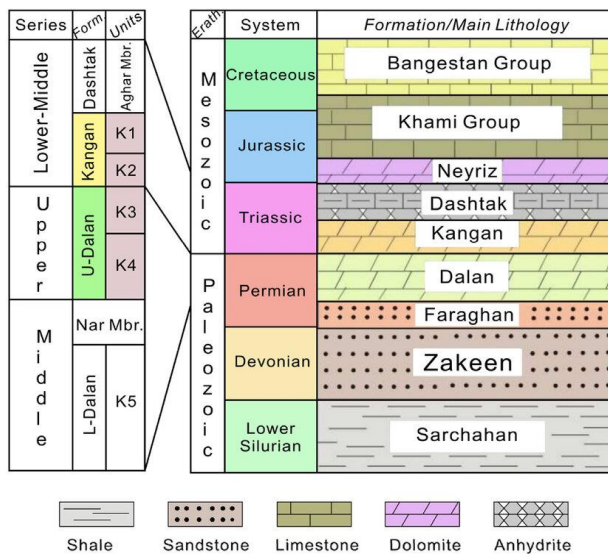
مخازن گازی در نظر گرفته می‌شوند. این سازندها، به‌ویژه در میدان گازی پارس جنوبی، بزرگ‌ترین سنگ مخزن گاز جهان را تشکیل می‌دهند.

ستون چینه‌شناسی سازند دالان در میدان گازی پارس جنوبی و تقسیم‌بندی واحدهای مخزنی (K1-K4) توالی رسوبی، نشان‌دهنده تغییرات لیتولوژیکی از شیل و کنگلومرا در واحدهای پایین‌تر تا سنگ‌آهک، دولومیت آهکی و انیدریت در واحدهای بالایی است. هر واحد مخزنی ویژگی‌های پتروفیزیکی متفاوتی دارد؛ برای مثال، واحد K4 دارای تراوایی و تخلخل بالا و دولومیت غالب و واحد K3 شامل انیدریت و دولومیت با تراوایی متوسط است (Nazemi et al. 2018). (شکل ۱-ب) بازتاب‌دهنده توالی رسوبی و شرایط رسوب‌گذاری دوره پرمین تا ترشیاری در حوضه خلیج فارس است.

(Tavakoli 2022). توالی‌های بالایی سازندهای دالان و کنگان به چهار واحد مخزنی (از K1 تا K4) تقسیم می‌شوند. واحد K4 از سازند دالان بالایی است و عمدتاً از سنگ‌آهک تا دولومیت آهکی تشکیل شده است. در این واحد، سنگ‌های دولومیت آهکی و دولومیت تا انیدریت غالب‌اند. واحد K3 نیز متعلق به سازند دالان بالایی است و از دولومیت تا انیدریت تشکیل می‌شود که در این واحد، سنگ‌های دولومیت تا انیدریت فراوان‌اند.

در تریاس پیشین، پلاتفرم کربناته-تبخیری پرمین پسین به کمربند باریکی با روند شمال غربی-جنوب شرقی تبدیل و در بخش‌های جنوبی تا جنوب غربی این کمربند، رسوبات تخریبی دریایی ته‌نشین شدند که موجب ایجاد سنگ‌پوش با کیفیت بالا برای تجمع گاز در مخازن کربناته پرمین و تریاس پسین شد.

سازندهای کنگان و دالان، به دلیل عمق زیاد تدفین، همواره



شکل ۱- (الف) نقشه موقعیت جغرافیایی میدان گازی پارس جنوبی در خلیج فارس و ارتباط آن با میدان مشترک North Dome در قطر میدان‌های گازی و محدوده مطالعه براساس داده‌های زمین‌شناسی و مطالعات قبلی (Insalaco et al. 2006). (ب) ستون چینه‌شناسی سازند دالان و واحدهای مخزنی K1-K4 در میدان گازی پارس جنوبی این ستون توالی رسوبی کربناته-تبخیری و لیتولوژی غالب هر واحد مخزنی را نشان می‌دهد (Nazemi et al. 2018).

**Fig 1-** (a) Geographic location map of the South Pars gas field in the Persian Gulf and its connection with the shared North Dome field in Qatar. Gas fields and the study area are shown based on geological data and previous studies (Insalaco et al. 2006). (b) Stratigraphic column of the Dalan Formation and the reservoir units K1-K4 in the South Pars gas field. This column represents the carbonate-evaporite depositional sequence and the dominant lithology of each reservoir unit (Nazemi et al. 2018).

## داده‌ها و روش‌های مطالعه

مطالعه حاضر با استفاده از داده‌های مختلف سازند دالان و کنگان از یک چاه در یکی از میدان‌های نفتی واقع در خلیج فارس انجام شده است. داده‌های استفاده‌شده شامل ترکیبی از اطلاعات ژئوشیمی و پتروفیزیکی اند که با دقت بالا جمع‌آوری و تحلیل شده‌اند. داده‌های ژئوشیمی، شامل داده‌های گاز همراه گل حفاری با مقادیر ثبت‌شده ترکیبات گازی از متان (C1) تا هیدروکربن‌های سنگین‌تر (C8) نسبت به عمق است که این داده‌ها پایه اصلی تحلیل برای شناسایی زون‌های نفت و گازند، داده‌های سیستم گاز، داده‌های عمقی، نسبت‌های گازی (گاز کل / کربن نرمال‌شده)، داده‌های مرتبط با تغییرات مت‌ه حفاری و گاز را در بخش‌های مختلف مخزن نشان می‌دهند. این داده‌ها پس از اعمال کنترل‌های کیفی و حذف داده‌های نامطمئن، به‌عنوان ورودی برای تحلیل و تفسیر ویژگی‌های مخزن دهرم در چاه مطالعه‌شده به کار می‌روند. روش‌های استفاده‌شده در این مطالعه شامل روش ژئوشیمیایی و پتروفیزیکی است.

## روش ژئوشیمیایی

تجهیزات برخط گل حفاری در محل دکل‌های حفاری، به‌منظور جداسازی گازهای مخلوط با گل، موجودند. این تجهیزات به‌محض خروج گل از چاه، گازها را به‌صورت منظم جدا و آنها را به دستگاه کروماتوگرافی گازی در محل چاه ارسال می‌کنند (Hunt 1996). دستگاه‌های آشکارساز در واحد مادلاگینگ، شامل دو دستگاه آشکارساز گاز کل و یک دستگاه کروماتوگرافی گازی با آشکارساز یون‌شعله (برای شناسایی ترکیبات هیدروکربنی از C1 تا C5) مجهز شده‌اند (Kandel et al. 2000).

دستگاه طیف‌سنج جرمی قادر است انواع ترکیبات هیدروکربنی را در محدوده C1 تا C8 با دقت و سرعت بالا

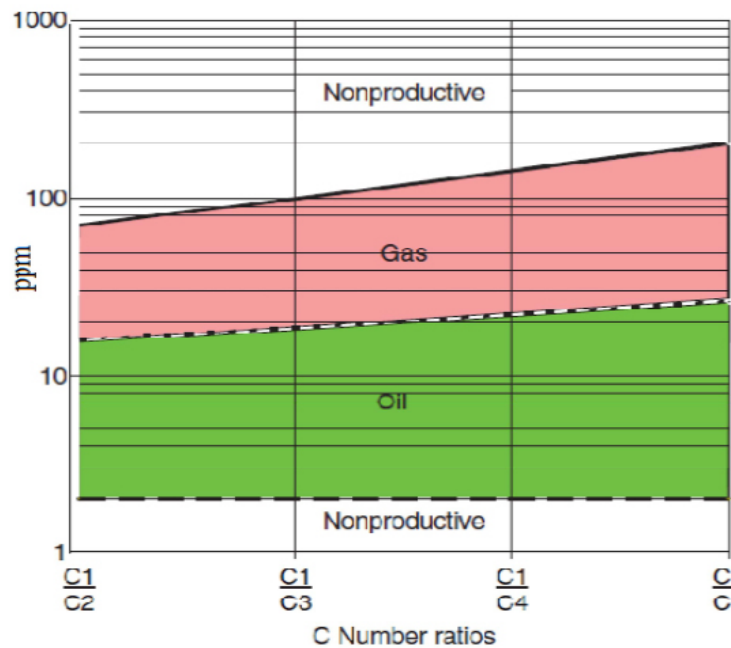
شناسایی کند (Blanc et al. 2003). یکی از روش‌های ساده برای تفسیر وضعیت گازهای محلول در گل حفاری، شناسایی زون‌های تولیدی و بررسی میزان کل گازهای هیدروکربنی است. در زون‌های تولیدی، غلظت انواع هیدروکربن‌های گازی افزایش می‌یابد (Ighodalo et al. 2017) و این مسئله، باعث افزایش میزان کل گازهای هیدروکربنی می‌شود. روش‌های کمی برای تحلیل دقیق داده‌های حاصل از آنالیز گازهای محلول در گل حفاری، براساس دو روش نمودارهای پیکسلر<sup>۱</sup> (Pixler 1968) و استفاده از پارامترهای هاورث<sup>۲</sup> (Haworth et al. 1985) پیشنهاد شده‌اند. در ادامه هر کدام از این دو روش به‌صورت مختصر بررسی خواهد شد.

روش پیکسلر در تشخیص زون تولیدی و نوع هیدروکربن در سال ۱۹۶۹، پیکسلر روشی را برای تعیین زون‌های تولیدی و نوع هیدروکربن‌های موجود در مخازن ارائه داد. او نسبت‌های C1/C2، C1/C3، C1/C4 و C1/C5 را براساس آنالیز کروماتوگرافی گازهای موجود در گل حفاری تعریف کرد تا محتویات مخزن را تحلیل کند. در صورتی که پنتان‌ها در نمونه حضور نداشته و یا کروماتوگرام قادر به شناسایی آنها نباشد، نسبت C1/C5 با نسبت جایگزین C3/(C2×10) تعویض می‌شود (Whittaker 1991). این نسبت‌ها برای هر عمق به‌صورت نمودار رسم و نقاط به‌وسیله یک خط به هم متصل می‌شوند (شکل ۲). نمودار پیکسلر شامل چهار ناحیه است: ناحیه نفتی، ناحیه گازی و دو ناحیه غیرتولیدی. قرارگیری نقاط نسبت‌های گازی در هر ناحیه، نشان‌دهنده وجود مخازن نفتی، گازی یا ذخایر غیراقتصادی است. ناحیه غیرتولیدی پایین نمودار عموماً نشان‌دهنده نفت باقی‌مانده و ناحیه غیرتولیدی بالایی، بیانگر ذخایر گازی غیراقتصادی است (Whittaker 1991). به این ترتیب این نمودار، علاوه بر شناسایی زون‌های تولیدی، نوع ذخیره هیدروکربنی را نیز مشخص می‌کند.

<sup>2</sup> Haworth

<sup>1</sup> Pixler





شکل ۲- تفسیر داده‌های مربوط به گازهای محلول در گل حفاری با استفاده از نمودار پیکسلر (Dembicki 2022)

Fig 2 – Interpretation of dissolved gas data in drilling mud using the Pixler diagram (Dembicki 2022)

از گل حفاری، اطلاعات ارزشمندی را درباره ویژگی‌های مخزن و سیالات زیرسطحی فراهم می‌کند. در میان روش‌های مختلف تفسیر داده‌های گاز، استفاده از پارامترهای هاورث، رویکردی دقیق‌تر و پیشرفته‌تر شناخته می‌شود که به‌ویژه در نواحی تولیدی، امکان ارزیابی بهتری را از نوع هیدروکربن‌ها فراهم می‌آورد. اگرچه این روش از نظر محاسباتی پیچیده‌تر از روش‌های مرسوم است، دقت بالاتری در تفکیک انواع گازها و شناسایی مرزهای سیالی دارد.

در این روش، غلظت گازهای هیدروکربنی از متان ( $C_1$ ) تا پنتان ( $C_5$ ) به‌منظور محاسبه سه پارامتر کلیدی شامل نسبت تری ( $Wh$ )، نسبت تعادل ( $Bh$ ) و شاخص تشخیصی ( $Ch$ ) استفاده می‌شود (Haworth et al. 1985).

نسبت تری ( $Wh$ ): این پارامتر بیانگر نسبت گازهای سنگین‌تر  $C_2$  تا  $C_5$  به مجموع گازهای  $C_1$  تا  $C_5$  است و معیاری برای تعیین تر بودن گاز در نظر گرفته می‌شود. مقدار بالاتر  $Wh$  معمولاً با زون‌های نفت‌زا مرتبط است.

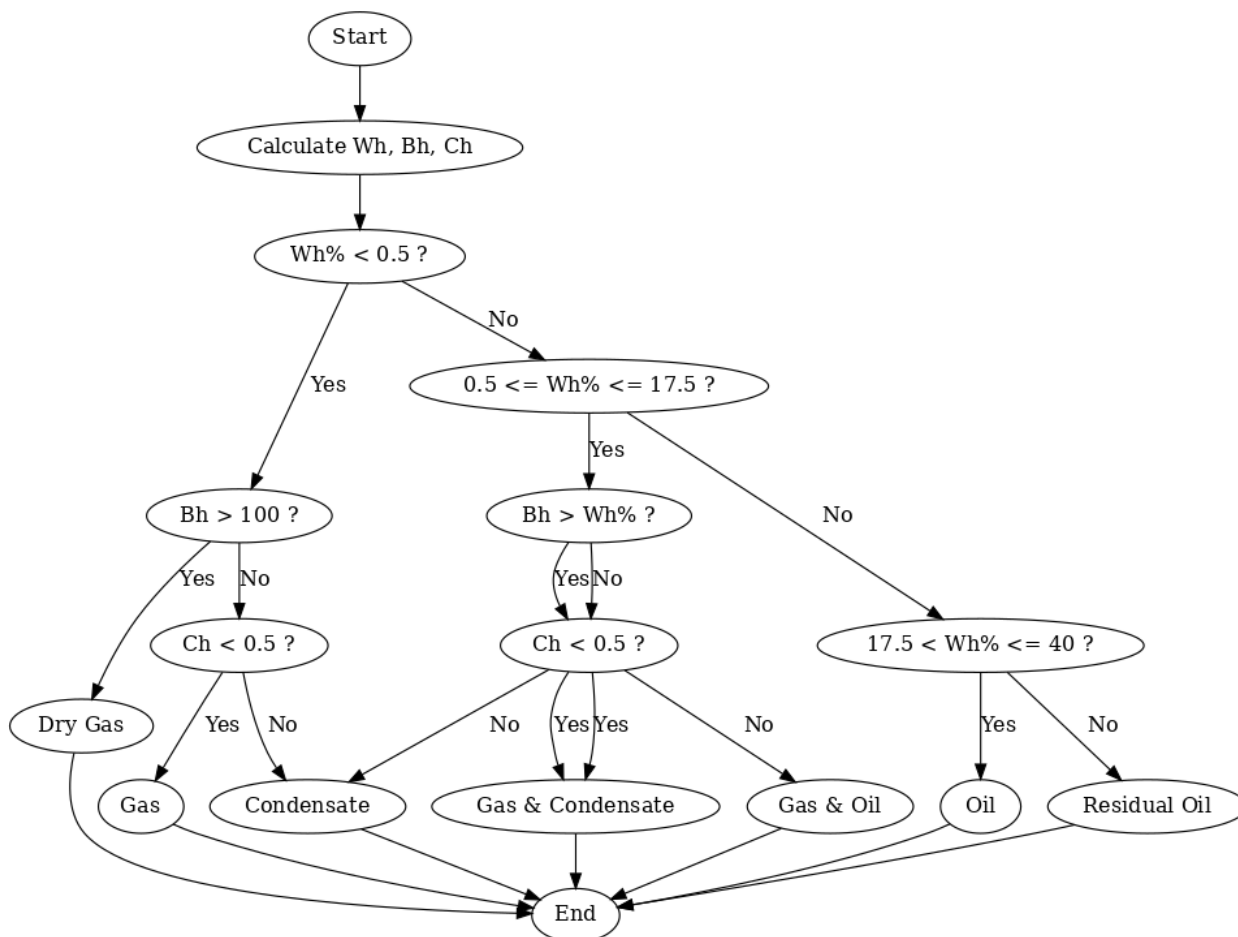
نسبت تعادل ( $Bh$ ): این شاخص، نسبت گازهای سبک‌تر  $C_1$  و  $C_2$  را به گازهای سنگین‌تر  $C_3$  تا  $C_5$  نشان می‌دهد و

برای بررسی دقیق‌تر زون‌های هیدروکربنی مختلف در چاه مطالعه‌شده، نتایج نسبت‌های پیکسلر نیز بررسی شده است. برای این منظور، نسبت‌های مختلف در زون‌های چاه مطالعه‌شده بر نمودار پیکسلر ترسیم شده است. با انطباق این نتایج با نتایج حاصل از اندیس‌های هاورث، نوع هیدروکربن براساس روش تفسیر ژئوشیمیایی گاز محلول در گل حفاری در زون‌های مختلف تعیین شده است. قبل از اظهار نظر درباره نتایج، باید نکات زیر را مدنظر قرار داد: الف) زون تولیدی گاز خشک عمدتاً فقط دارای متان است. با وجود این، ممکن است مقادیر غیرعادی و بالای این نسبت‌ها بیانگر گاز محلول در زون آبی باشد؛ ب) چنانچه نسبت  $C_1/C_2$  در محدوده نفتی قرار گیرد، ولی نسبت  $C_1/C_4$  بالا باشد و در محدوده گازی قرار گیرد، بازه بررسی شده ممکن است غیرتولیدی باشد و ج) اگر مقدار هر نسبت در مقایسه با نسبت قبلی ( $C_1/C_2$ ،  $C_1/C_3$ ،  $C_1/C_4$  و  $C_1/C_5$ ) کمتر شود، زون بررسی‌شده احتمالاً غیرتولیدی است.

نسبت‌های هاورث در تشخیص زون تولیدی و نوع هیدروکربن تجزیه و تحلیل گازهای هیدروکربنی استخراج‌شده

تشخیص بهتر تغییرات زون‌های مخزنی را فراهم می‌کنند. به‌کارگیری پارامترهای هاورث، رویکرد تحلیلی را در اختیار مهندسان نفت و زمین‌شناسان قرار می‌دهد. این روش به‌ویژه در محیط‌های زمین‌شناسی با لیتولوژی پیچیده، که روش‌های سنتی نظیر تفسیر مستقیم نمودارهای گاز پاسخگوی نیازها نیستند، از کارایی بالاتری برخوردار است. دقت و جامعیت بالای این پارامترها موجب می‌شود زون‌های تولیدی، مرزهای تماس سیالات و نوع هیدروکربن موجود در مخزن را با اطمینان بیشتری شناسایی و تفکیک کنند.

معمولاً برای ارزیابی نوع و بلوغ حرارتی گاز به کار می‌رود. شاخص تشخیصی (Ch): این پارامتر از ترکیب غلظت گازهای C1 تا C5 محاسبه می‌شود و معیاری یکپارچه برای شناسایی کلاهک‌های گازی، سطوح تماس نفت/گاز و نواحی اشباع از آب در مخزن عمل می‌کند (Dembicki 2022). اصول تفسیر سه پارامتر اصلی روش هاورث، در قالب نمودار شماتیک (شکل ۳) ارائه شده‌اند که درک عمیق‌تری از رفتار گازهای هیدروکربنی و تغییرات سیالات را در حین عملیات حفاری ممکن می‌کنند. این نمودارها به‌عنوان ابزار بصری، مسیر تحلیل و تفسیر داده‌های گازی را تسهیل و امکان



شکل ۳- نمودارهای هاورث که توزیع نسبی هیدروکربن‌ها (C1-C5) و رفتار جریان گاز را در زون‌های مخزنی نشان می‌دهند (Dembicki 2022)

**Fig 3 – Haworth diagrams showing the relative distribution of hydrocarbons (C1–C5) and gas flow behavior within reservoir zones. (Dembicki 2022)**

در این بخش، ویژگی‌های پتروفیزیکی سازند مطالعه‌شده تحلیل و ارزیابی می‌شود. در بسیاری از موارد، تنها داده‌های در دسترس از چاه‌ها محدود به نگاره‌های پتروفیزیکی است. در این حالت، بهره‌گیری از دیگر منابع اطلاعاتی به‌ویژه داده‌های مغزه (تخلخل و تراوایی آزمایشگاهی) و زمین‌شناسی (مطالعات کمی XRD و ICP)، اگرچه در بهبود تفسیرهای پتروفیزیکی و نتایج حاصل از آنها کمک‌کننده است، به دلیل در دسترس نبودن استفاده از آنها در ارزیابی نهایی امکان‌پذیر نیست. در نبود داده‌های کافی یا در صورت پایین بودن کیفیت آنها، ساخت مدل پتروفیزیکی محدود به استفاده از لاگ‌های چاه‌پیمایی است؛ بنابراین ایجاد بانک اطلاعاتی جامع و تلفیقی از داده‌ها، به‌عنوان پیش‌نیاز اصلی هرگونه تحلیل پتروفیزیکی مطرح می‌شود. تلفیق داده‌های چاه‌نگاری با اطلاعات مغزه و دیگر داده‌های زمین‌شناسی امکان تفسیر جامع‌تری را از ویژگی‌های مخزنی فراهم می‌کند و موجب ارتقای کیفیت نتایج نهایی می‌شود.

ارزیابی پتروفیزیکی در این مطالعه، شامل جمع‌آوری کنترل کیفیت داده‌ها، هم‌عمق‌کردن داده‌ها و حذف خاها و دنبله بلااستفاده لاگ‌ها در بخش‌های ته چاه، تصحیحات محیطی بر لاگ‌ها، پیک‌کردن پارمترهای سنگ مخزن و سیالات و ارزیابی احتمالی پتروفیزیکی مخزن (سنگ‌شناسی، تخلخل و اشباع سیالات) است. برای این منظور از نگاره‌های مقاومتی، نوترون و چگالی همراه با سرعت صورت و فتوالکتریک استفاده شد.

### ارزیابی پتروفیزیکی و کنترل کیفیت داده‌ها

برای انجام ارزیابی پتروفیزیکی، ابتدا داده‌های چاه‌نگاری موجود وارد نرم‌افزار ژئولاگ و عمق تمامی نگاره‌ها به‌منظور هم‌ترازی اصلاح شد؛ سپس کنترل کیفیت داده‌ها انجام و نوفه‌های ناشی از اثر گاز بر نگار سرعت صوت حذف شد تا از بروز خطا در تحلیل‌های بعدی جلوگیری شود. در مرحله

بازگشتی از سیستم مادلاگینگ، به‌منظور شناسایی نوع سیال هیدروکربنی شامل نفت، کاندنسیت و گاز در مخزن دالان انجام شده است. اول از همه، عمق تمامی داده‌های گازی ثبت‌شده با لحاظ زمان تأخیر اصلاح شد تا هم‌راستایی دقیق عمق داده‌ها تضمین شود؛ سپس، آثار ناشی از گازهای غیرمستقر در مخزن شامل گازهای حاصل از حفاری در فشار پایین‌تر از فشار تعادلی، گازهای پس‌زمینه<sup>۱</sup>، گازهای بازیافتی<sup>۲</sup> و پیک‌های گازی ناشی از عملیات اتصال و قطع لوله‌ها<sup>۳</sup> را شناسایی کردند و از مجموعه داده‌ها حذف شدند تا تنها داده‌های واقعی مخزن، برای تحلیل ژئوشیمیایی به کار روند. علاوه بر این، داده‌های تکراری با مقادیر مشابه در بازه‌های عمقی مشخص، که قادر به نمایش شرایط واقعی مخزن نبودند نیز، حذف شدند.

در ادامه، کنترل کیفیت داده‌ها براساس شاخص کنترل کیفیت گاز (Gas QC) با فرمول زیر انجام شد:

فرمول ۱

$$\text{GasQC} = \frac{\text{TG}}{(\text{C1} + (2 * \text{C2}) + (3 * \text{C3}) + (4 * \text{C4}) + (5 * \text{C5}) + (6 * \text{C6}) + (7 * \text{C7}) + (8 * \text{C8}))}$$

که در آن، TG مجموع غلظت کل گازها و Cn غلظت گاز

هیدروکربنی با زنجیره کربنی n است. داده‌هایی که شاخص کنترل کیفیت آنها در بازه ۰.۸ تا ۱.۲ قرار داشت، داده‌های معتبر برای تحلیل انتخاب و داده‌هایی حذف شدند که خارج از این محدوده بودند (Sefidari 2023). شکل ۵-ب داده‌های گازی ثبت‌شده را قبل از اعمال کنترل کیفیت نمایش می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۵-الف مشاهده می‌شود، پس از اعمال کنترل کیفیت، تعداد درخور توجهی از داده‌های نامطمئن حذف شدند. اگرچه بخش گسترده‌ای از داده‌های نامطمئن حذف شد، با این حال الگوهای کلی تغییرات غلظت گازها در زون‌های مختلف مخزن حفظ شد و تحلیل‌های بعدی براساس داده‌های اصلاح‌شده، تحت تأثیر منفی قرار نگرفتند.

### روش پتروفیزیکی

<sup>3</sup> Connection/Tripping Peaks

<sup>1</sup> Background Gas

<sup>2</sup> Recycled Gas



فاقد خواص مخزنی مناسب است. تحلیل نمودارهای تخلخل، بیانگر بسته‌بودن فضای حفره‌ای و حضور غالب انیدریت است. مقاومت ویژه پایین و اشباع آب بالا نیز نشان می‌دهد که این بخش قابلیت اقتصادی تولید هیدروکربن ندارد. بخش بالایی K3 (۳۲۶۲-۳۳۰۰ متر) دارای تخلخل مؤثر ۳-۲۰٪ و اشباع آب ۶۰-۴۰٪ است و نسبت به بخش پایینی، کیفیت مخزنی بهتری دارد؛ با این حال، مقاومت پایین و نبود شواهد قوی از حضور هیدروکربن، پتانسیل اقتصادی این بازه را محدود می‌کند. در کل براساس نتایج حاصل از ارزیابی پتروفیزیک، بخش K3 کیفیت مخزنی مناسبی ندارد.

#### لایه K4 (۳۳۸۲-۳۵۴۷ متر)

این لایه عمدتاً از آهک، آهک دولومیتی و دولومیت تشکیل و با مقادیر پایین گاما و شیل ناچیز مشخص می‌شود. در بازه عمقی ۳۳۸۵-۳۵۰۰ متر، مقادیر تخلخل مؤثر بین ۵-۲۰٪ و اشباع آب کمتری نسبت به لایه K3 است. نتایج ارزیابی پتروفیزیکی (تخلخل و اشباع هیدروکربن) نشان‌دهنده کیفیت مخزنی مناسب این لایه در مقایسه با لایه K3 است. همچنین، جدایش نمودارهای چگالی و نوترون در این بازه، وجود گاز را در حفره‌ها تأیید می‌کند. کاهش نسبی اشباع آب همراه با مقاومت بالا، قابلیت بالای این لایه از نظر حضور هیدروکربن را تأیید می‌کند.

نتایج ارزیابی پتروفیزیکی نشان داد که لایه K3 به دلیل ترکیب غلب کانی‌های تبخیری، تخلخل پایین و اشباع آب بالا، فاقد کیفیت مخزنی و پتانسیل اقتصادی برای تولید هیدروکربن است. در مقابل، لایه K4 با ویژگی‌های مخزنی مطلوب، مقاومت الکتریکی بالا و شواهد گازی، زون اصلی تولید هیدروکربن در سازند دالان بالایی شناخته می‌شود.

بعد، تصحیحات محیطی بر نگارهای گاما، نوترون، چگالی و مقاومت الکتریکی اعمال شد. پس از آن، کانی‌های اصلی سازند و میزان واکنش نگارها به هریک از این کانی‌ها مشخص شد که مهم‌ترین آنها شامل کلسیت، دولومیت، انیدریت و کانی‌های رسی است. در مرحله بعد، یک مدل احتمالی (Multimin) برای ارزیابی پتروفیزیکی بازه مطالعه‌شده ساخته و ارزیابی نهایی براساس آن انجام شد.

#### نتایج و بحث

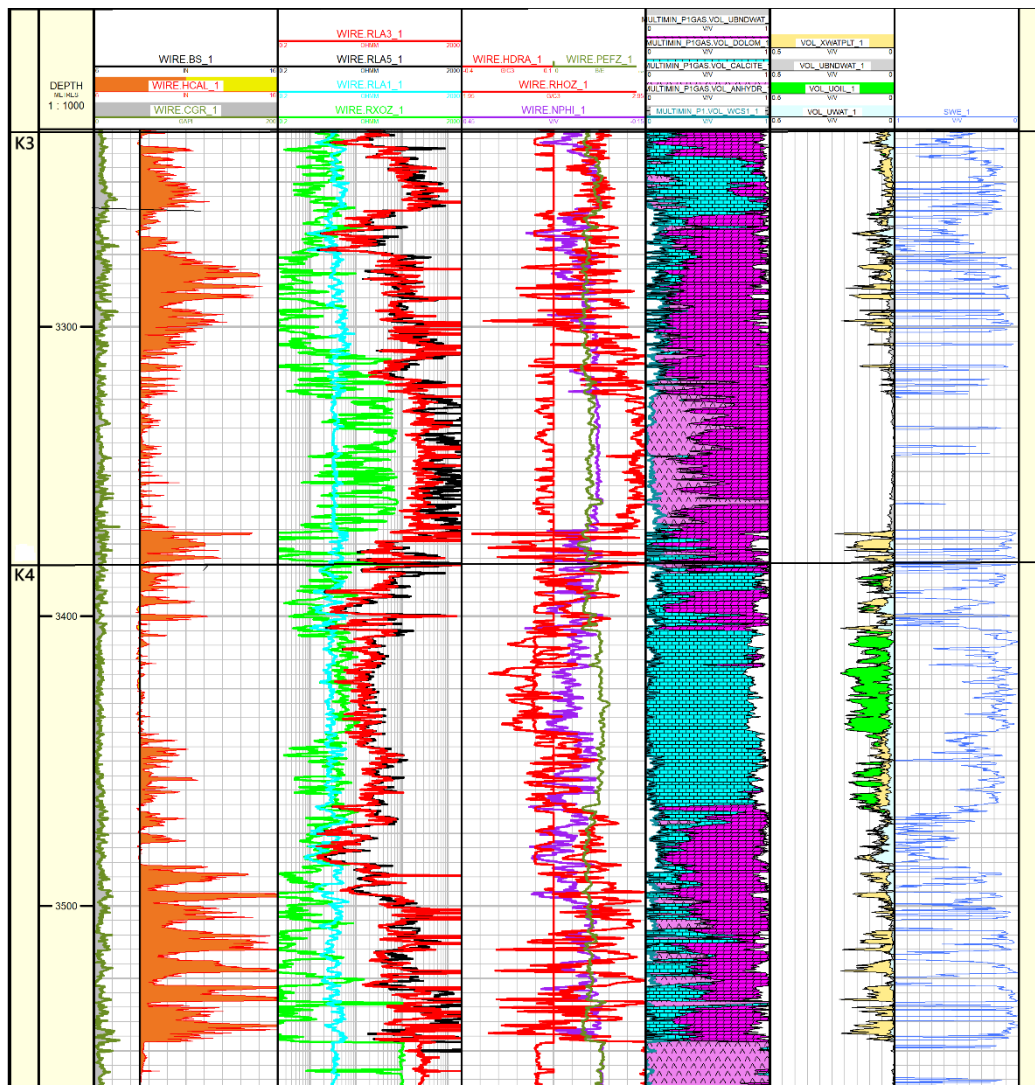
در تعدادی از مطالعات، سازند دالان مخزن گازی در نظر گرفته شده است. برای این منظور، در بیشتر مواقع نوع سیال هیدروکربنی موجود در مخزن را در مدل پتروفیزیکی گاز تعریف کرده‌اند. در این مطالعه سعی شده است سیال موجود در مخزن را هم گاز و هم نفت در مدل تعریف کنیم. در ادامه، نتایج تفسیر بازه مطالعه‌شده آورده شده است.

#### تفسیر پتروفیزیکی سازند دالان (K3 و K4)

ارزیابی پتروفیزیکی سازند دالان با بهره‌گیری از مدل احتمالی، به منظور تعیین سنگ‌شناسی، تخلخل و اشباع سیالات انجام شد. همان‌طور که در بالا گفته شد، نوع سیال هیدروکربنی در این مطالعه شامل نفت و گاز در نظر گرفته و مدل نهایی پتروفیزیکی سازند در شکل ۴ ارائه شده است. سازند دالان بالایی (لایه‌های K3 و K4) در بازه عمقی ۳۲۶۲-۳۵۳۶ متر، عمدتاً شامل دولومیت، آهک، آهک دولومیتی، انیدریت و مقادیر اندک کانی رسی است.

#### لایه K3 (۳۲۶۲-۳۳۷۹ متر)

بخش پایینی این لایه (۳۳۰۰-۳۳۸۲ متر)، عمدتاً از کانی‌های تبخیری همراه با مقادیر محدود دولومیت تشکیل می‌شود و



شکل ۴- نتایج ارزیابی پتروفیزیکی سازند دالان (K3, K4) نمودارها شامل گاما ری (ستون دوم از راست)، لاگ مقاومت عمیق و کم عمق (RLA, Rxo) (ستون سوم از راست)، چگالی (RHOB) و نوترون (NPHI) (ستون چهارم از راست) و ستون لیتولوژی تفسیری کربناته-تبخیری (ستون پنجم از راست) هستند. در ستون‌های سمت راست، حجم کانی‌ها و اشباع سیال (آب و هیدروکربن) نمایش داده شده است که امکان شناسایی زون‌های مخزنی غنی از هیدروکربن را فراهم می‌آورد.

**Fig 4-** Results of petrophysical evaluation of the Dalan Formation (K3, K4). The logs include gamma ray (second track from the right), deep and shallow resistivity (RLA, Rxo) (third track from the right), density (RHOB) and neutron (NPHI; fourth track from the right), and the interpreted carbonate-evaporite lithology column (fifth track from the right). The right-hand tracks display mineral volumes and fluid saturations (water and hydrocarbons), enabling the identification of hydrocarbon-bearing reservoir zones.

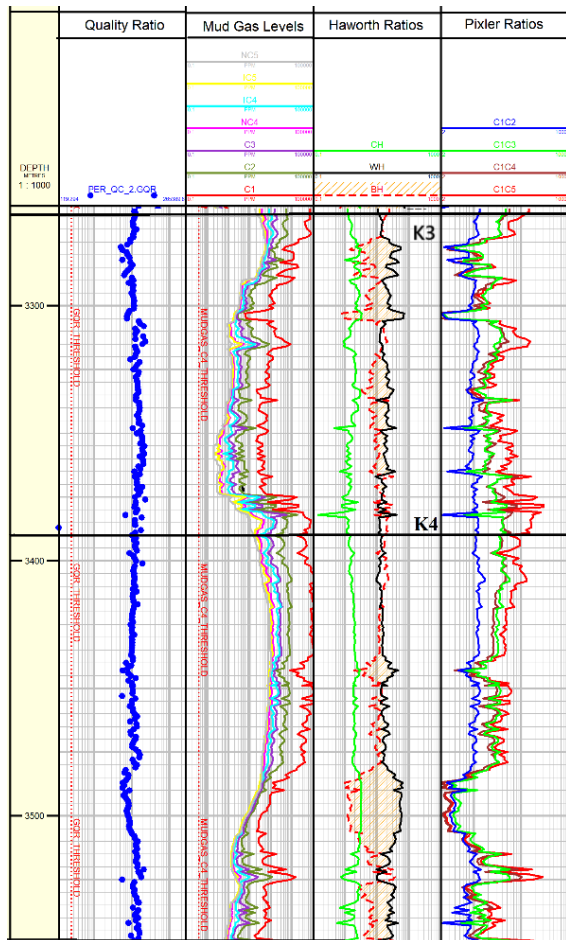
امکان شناسایی و تفکیک زون‌های سیال هیدروکربنی را به صورت دقیق تر و با حداقل ابهام فراهم می‌آورند که در تحلیل نهایی مخزن نقش کلیدی دارند. براساس روش هاورث نسبت تری، بالانس و کاراکتر برای تمامی عمق‌ها محاسبه شد.

#### تفسیر ژئوشیمی سازند دالان (K3 و K4)

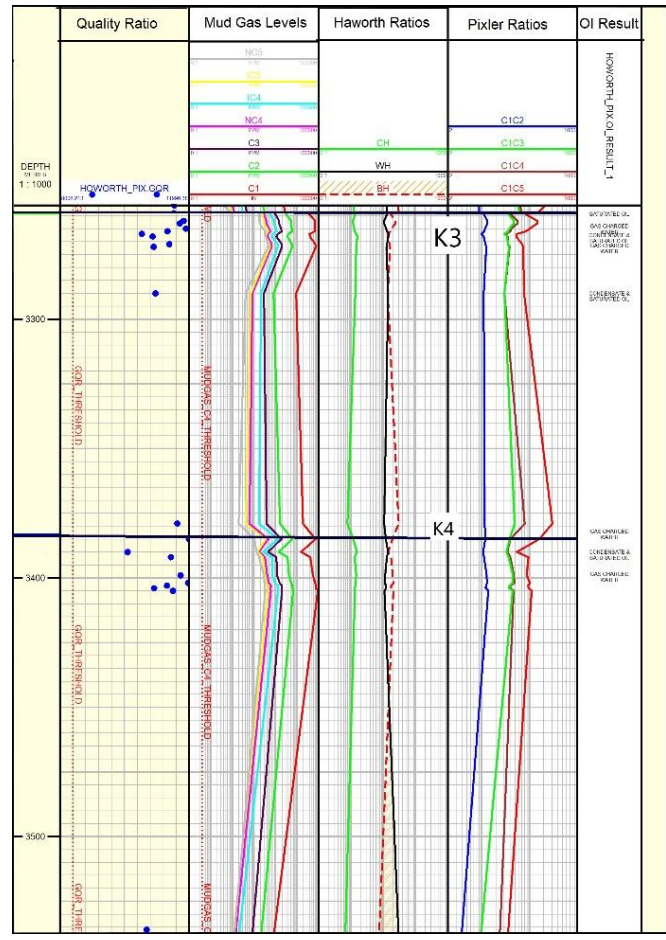
پس از تصحیح و پالایش داده‌ها، از روش‌های استاندارد هاورث و پیکسلر برای تعیین دقیق زون‌های هیدروکربنی و تمایز بین نفت، کاندنسیت و گاز استفاده شد. این روش‌ها،

است. در زون K4 مقدار لندیس‌های تری، بالانس و کاراکتر به ترتیب از ۱۱ تا ۲۹.۶ یا میانگین ۱۴.۲، ۷.۵ تا ۲۰.۶ یا میانگین ۱۷.۲ و ۰.۴ تا ۱ یا میانگین ۰.۹ متغیرند (شکل ۵-الف).

نتایج نشان می‌دهد که مقدار اندیس‌های تری، بالانس و کاراکتر در زون K3، به ترتیب از ۱۰.۷ تا ۱۵.۳ یا میانگین ۱۲.۷، ۱۳.۵ تا ۳۰.۲ یا میانگین ۱۸.۷ و ۰.۶ تا ۱ یا میانگین ۰.۹ در تغییر



(ب)



(الف)

شکل ۵- (الف) داده‌های ثبت گاز قبل از اعمال کنترل کیفیت، نشان‌دهنده مقادیر اولیه گاز در طول عملیات حفاری؛ (ب) داده‌های نهایی ثبت گاز پس از اعمال کنترل کیفیت، همراه با پارامتر هاوارث (ستون سوم از راست) و پارامتر پیکسلر (ستون دوم از راست) که تحلیل ترکیب و نوع سیالات هیدروکربنی را تسهیل می‌کند.

**Fig 5-** (a) Gas logging data prior to quality control, showing the raw measurements collected during drilling operations. (b) Final gas logging data after quality control, including the Haworth parameter (third column from the right) and the Pixler parameter (second column from the right), facilitating the interpretation of hydrocarbon type and composition.

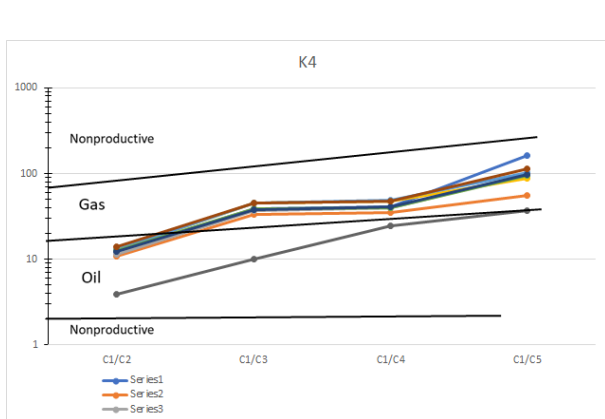
الگوهای متفاوتی را از رفتار سیال نشان داد. در زون K3، کلیه نقاط داده در محدوده گازی قرار گرفتند و روند صعودی و پیوسته از نسبت‌های C1/C2 تا C1/C5 را نشان دادند. این الگو معرف غلبه بودن گاز متان نسبت به هیدروکربن‌های سنگین‌تر و احتمال حضور گاز خشک در این

تفسیر نتایج - زون‌های K3 و K4 براساس داده‌های پیکسلر و پتروفیزیک

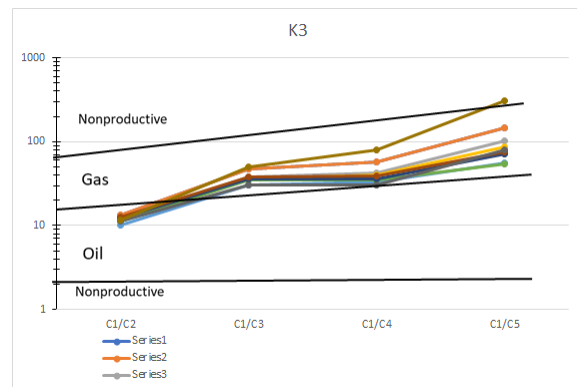
داده‌های حاصل از آنالیز گاز گل حفاری در زون‌های K3 و K4، پس از محاسبه نسبت‌های هیدروکربنی (C1/C2)، (C1/C3، C1/C4، C1/C5) و ترسیم بر نمودار پیکسلر،

بخش از مخزن است (شکل ۶). افزایش یکنواخت نسبت‌ها، همراه با مقاومت الکتریکی پایین و افزایش درخور توجه اشباع آب ( $Sw > 50\%$ ) در لاگ‌های پتروفیزیکی، به وضوح نشان می‌دهد که این زون از نظر تولید، کیفیت مخزنی ضعیفی دارد. در مقابل، زون K4 عمدتاً در محدوده گازی جای می‌گیرد؛ اما برخی نقاط، به ویژه در سری داده سوم (نسبت C1/C4)، به مرز محدوده نفتی ۱ نزدیک و یا وارد آن می‌شوند. این امر بیانگر احتمال حضور مخلوطی از گاز و نفت سبک کاندنسیت در این زون است (شکل ۵-الف). روند افزایش نسبت‌ها در K4 نسبت به K3 کمتر یکنواخت است و در بخش‌هایی تقریباً ثابت می‌ماند که ناشی از تغییرات سنگ‌شناسی یا افزایش

اشباع آب در بخش‌های پایینی زون باشد. داده‌های پتروفیزیکی نیز، این موضوع را تأیید می‌کنند. مقاومت بالاتر و اشباع آب پایین‌تر در بخش‌های بالایی K4، همراه با افزایش تخلخل، نشان‌دهنده کیفیت مخزنی بهتر این بخش از زون K4 است و در مقایسه بخش پایینی زون K4 با کاهش مقاومت همراه با افزایش اشباع آب به بالای ۶۰٪، نشان‌دهنده کیفیت مخزنی پایین در این بخش (بخش پایینی زون K4) است.



به طور کلی، تفسیر داده‌ها نشان می‌دهد که زون K3 کیفیت نامناسب مخزنی دارد؛ در حالی که K4 دارای پتانسیل متوسط تا خوب است و در بخش‌های بالایی مخزن، هدف تولید میعانات در نظر گرفته می‌شود.



شکل ۶- نمودارهای پیکسلر مربوط به بازه مخزنی K3 و K4

Fig 6 – Pixler diagrams for the K3 and K4 reservoir intervals

نسبت‌های C1/C2 تا C1/C5 را عمدتاً در محدوده گاز قرار می‌دهد و مقادیر بالاتر از مرز گاز/نفت در بیشتر عمق‌ها مشاهده می‌شود. این هم‌خوانی بین داده‌های پتروفیزیک و ژئوشیمی گاز نشان می‌دهد که زون K3، پتانسیل تولید گاز دارد و به عنوان یک لایه گازی با بهره‌دهی ضعیف، کمتر به آن توجه می‌شود.

### زون K4

در زون K4، نتایج پتروفیزیکی نیز کیفیت پذیرفتنی مخزن را با وجود تخلخل و اشباع هیدروکربنی متوسط تا خوب نشان می‌دهد. تحلیل هاورث در این بخش، نشان‌دهنده حضور هر

براساس نتایج تلفیقی داده‌های پتروفیزیکی، روش هاورث و تفسیر نمودارهای پیکسلر، ویژگی‌های هیدروکربنی دو زون K3 و K4 به شرح زیر بیان می‌شود:

### زون K3

داده‌های پتروفیزیکی در عمق‌های مربوط به زون K3، نشان‌دهنده کیفیت نامناسب مخزن با مقادیر پایین تخلخل و اشباع بالای آب است. تحلیل داده‌های گازهای محلول در گل حفاری به روش هاورث، بیانگر غلبه گازهای سبک (متان و اتان) بر هیدروکربن‌های سنگین‌تر است که دلالت بر وجود سیال گازی دارد. همچنین نمودار پیکسلر برای این زون،

<sup>1</sup> Oil Zone

پتروفیزیکی (تخلخل مؤثر پایین و اشباع هیدروکربنی نسبتاً ناچیز) با مقادیر نسبت‌های گازی در محدوده گاز خشک، نشان‌دهنده وجود بازه مخزنی ناچیز تا ضعیف با ترکیب غالب متان و اتان است. در مقایسه با دیگر زون‌ها، اولویت پایین‌تری برای توسعه مخزنی دارد. در زون K4، اگرچه نسبت‌های پیکسلر نیز بیشتر در محدوده گاز قرار دارند، در برخی عمق‌ها مقادیر نزدیک به مرز گاز/نفت ثبت شده است. این وضعیت در کنار حضور مقادیر درخور توجه هیدروکربن‌های سنگین‌تر در روش هاورث، احتمال وجود گاز ترا یا کاندنسیت را مطرح می‌کند. این نوع سیال در فرآیند تولید علاوه بر گاز، مایعات هیدروکربنی ارزشمند را نیز تولید می‌کند (جدول ۱).

دو گروه هیدروکربن‌های سبک و سنگین و بیانگر مخلوطی از گاز و میعانات است. نمودار پیکسلر در بیشتر بخش‌های این زون، مقادیر نسبت‌های هیدروکربنی را در محدوده گاز قرار می‌دهد؛ اما برخی نقاط نیز در مرز بین گاز و نفت قرار می‌گیرند. بر این اساس، زون K4 نیز عمدتاً دارای پتانسیل تولید میعانات سبک است.

به‌طور کلی، ترکیب داده‌های پتروفیزیکی، نتایج آنالیز گازهای محلول را به روش هاورث و نسبت‌های هیدروکربنی در نمودار پیکسلر نشان می‌دهد که زون K3 بیشتر دارای سیالات گازی است و زون K4 بیشتر تحت تأثیر حضور میعانات سبک قرار دارد. در زون K3، هم‌پوشانی شواهد

#### جدول ۱- خلاصه ویژگی‌های زون K3 و K4

Table 1- Summary of the Characteristics of Zones K3 and K4

ویژگی‌ها	زون K3	زون K4
نوع سیال غالب	گاز خشک (Dry Gas)	گاز تر (Wet Gas) با احتمال کاندنسیت
نتیجه پتروفیزیک	تخلخل مؤثر و اشباع هیدروکربنی نسبتاً ضعیف	تخلخل و اشباع متوسط تا بالا
نتیجه هاورث	غالبیت متان و اتان، شاخص گاز بالا	حضور متان، اتان و مقادیر بیشتر هیدروکربن‌های سنگین
نتیجه پیکسلر	قرارگیری کامل در محدوده گاز	قرارگیری غالب در محدوده گاز، نزدیک به مرز گاز/نفت در برخی نقاط
پتانسیل توسعه	لایه گازی با بهره‌دهی ضعیف	بالا، با اهمیت اقتصادی به دلیل تولید مایعات هیدروکربنی

#### نتیجه

براساس تحلیل تلفیقی داده‌های پتروفیزیکی و ژئوشیمی گازهای محلول در گل حفاری، یافته‌های اصلی این مطالعه به شرح زیر است:

زون K3 از سازند دالان، غالباً یک مخزن گازی خشک با ترکیب متان و اتان است. این زون از کیفیت مخزنی ناچیزی براساس شاخص‌های پتروفیزیکی (تخلخل و اشباع) برخوردار است؛

زون K4 به دو بخش تفکیک شد: بخش پایینی با کیفیت ضعیف و غالبیت آب و بخش بالایی با کیفیت متوسط تا خوب که حضور هیدروکربن‌های سنگین‌تر و میعانات سبک (کاندنسیت) را نشان می‌دهد. بخش بالایی این زون، پتانسیل

تولید میعانات سبک را دارد؛

تلفیق داده‌های پتروفیزیکی و ژئوشیمیایی با استفاده از پارامترهای هاورث و نمودارهای پیکسلر، امکان شناسایی دقیق زون‌های بهره‌ده، نوع سیال و مرزهای سیالی را فراهم و به کاهش ابهام در تحلیل مخزن کمک می‌کند؛

با وجود ارزشمندی یافته‌های این مطالعه، باید محدودیت‌های آن نیز در نظر گرفته شود. داده‌های استفاده شده تنها از یک چاه جمع‌آوری می‌شود و پوشش عمقی محدود، امکان تعمیم مستقیم نتایج به کل میدان را محدود می‌کند. علاوه بر این، خطاهای احتمالی ناشی از اصلاح داده‌ها و محدودیت دقت ابزارهای ژئوشیمی، بر دقت تفکیک زون‌ها تأثیرگذار است؛ با این حال، نتایج حاصل مبنای علمی مطمئنی را برای برنامه‌ریزی توسعه مخازن کربناته-تبخیری فراهم

<sup>1</sup> Wet Gas



- International Petroleum Exhibition and Conference, SPE-171714-MS, <https://doi.org/10.2118/171714-MS>.
- Ferroni G. Rivolta F. and Schifano R. 2012. Improved formation evaluation while drilling with a new heavy gas detector. 53rd Annual Logging Symposium, Cartagena, Colombia.
- Ferroni L. Boulesteix T. and Hébert R. 2012. Real-time mud gas monitoring during drilling: Applications for reservoir evaluation and risk reduction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 86(1), 34–45. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.01.005>
- 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, <https://doi.org/10.1306/94885614-1709-11D7-8645000102C1865D>.
- Hawker D. 1999. Direct gas in mud measurement at the well site, *Petroleum Engineer International*, 72(9).
- Hosseinzadeh M. and Tavakoli V. 2022. The effect of geological parameters on the ratio of horizontal to vertical permeability in carbonate reservoirs of Kangan and upper Dalan formations. *Journal of Petroleum Research*, 32(123), 69-81. [In Persian] doi: 10.22078/pr.2022.4465.3020
- Hunt M.J. 1996. *Petroleum geochemistry and geology*, 2nd ed., W.H. Freeman and Company, New York, 743 p.
- Ighodalo E. Davies G. D'Souza S.A. and Ahmed A. 2017. Increasing certainty in formation evaluation utilizing advanced mud logging gas analysis, SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, OnePetro, <https://doi.org/10.2118/185932-MS>.
- Insalaco E. Virgone A. Courme B. Gaillot J. Kamali M. Moallemi A. Lotfpour M. and Monibi S. 2006. Upper Dalan Member and Kangan Formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran: Depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture. *GeoArabia*, 11: 74–176.
- Jafarian A. Fallah-Bagdash R. Mattern F. and Heubeck C. 2017. Reservoir quality along a homoclinal carbonate ramp deposit: The Permian upper Dalan Formation, South Pars Field, Persian Gulf Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 88:587–604. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.09.002>
- Jarvie D.M. Morelos A. and Han Z. 2001. Detection of pay zones and pay quality, Gulf of Mexico: Application of geochemical techniques. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 51: 151–160, <https://doi.org/10.1306/8626CED3-173B-11D7-8645000102C1865D>.
- Kandel D. Quagliaroli R. Segalini G. and Barraud B. 2000. Improved integrated reservoir interpretation using the gas while drilling (GWD) data, SPE European Petroleum Conference, OnePetro, <https://doi.org/10.2118/63058-MS>.
- Konert G. Afif A.M. Al-Hajari S.A. and Droste H. 2001.

می‌کند و بخش بالایی زون K4 به‌عنوان هدف تولید می‌عانات سبک، در طراحی برنامه‌های بهره‌برداری به‌طور مؤثر استفاده می‌شود. رویکرد تلفیقی داده‌های پتروفیزیکی و ژئوشیمی، به‌ویژه در مخازن با لیتولوژی پیچیده، ریسک‌های حفاری و توسعه را کاهش می‌دهد.

### تشکر و قدردانی

به این وسیله، مراتب قدردانی و سپاس خود را از حمایت‌های بی‌دریغ مسئولان دانشکده علوم زمین دانشگاه تهران و پژوهشکده علوم پایه کاربردی جهاد دانشگاهی در فراهم آوردن امکانات و بستر لازم، به‌ویژه در دسترسی به منابع علمی به‌روز، صمیمانه ابراز می‌داریم.

### References

- Ahsan S.A. Dantla V. Firmansjah M.A. and Koksalan T. 2020. 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.
- Alsharhan A.S. and Nairn A.E.M. 1997. *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East*, Amsterdam, Elsevier, 878 p.
- Almalikee H. S. and Arab A. A. 2025. Utilizing mud log gas data for real-time evaluation of reservoir fluid in the X oilfield, southern Iraq. *Journal of Petroleum Research and Studies*, 15(1), 62–73. <https://doi.org/10.52716/jprs.v15i1.848>
- Blanc P. Brevière J. Laran F. Chauvin H. Boehm C. Fréchin N. Capot M. and Benayoun A. 2003. Reducing uncertainties in formation evaluation through innovative mud logging techniques. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. <https://doi.org/10.2118/84383-MS>
- Dembicki H. 2016. *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*, Elsevier, <https://doi.org/10.1016/C2013-0-12698-5>.
- Dembicki H. 2022. *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*, Elsevier, 331pp.
- Farouk A. Pinna G.N. Heard S.T. Mahmoud G. Asif S. Kingsley K. Al Shehhi A. and Al Hanaee A. 2014. New approach for formation evaluation using advanced mud gas analysis of conventional and unconventional reservoirs: A case study from onshore UAE: Proceedings of the 14th Abu Dhabi



- Research. [In Persian]
- Sefidari E. Amraie J. Mehrabi H. and Zamanzadeh M. 2024. An integrated approach for 3D facies modeling of Kangan and Dalan reservoirs, South Pars Gas Field. *Persian Gulf. Geopersia*, 14(2): 439–452. <https://doi.org/10.22059/geope.2024.379254.648761>
- Sharland P.R. Archer R. Casey D.M. Davies R.B. Hall S.H. Heward A.P. Horbury A.D. and Simmons M.D. 2001. Arabian Plate Sequence Stratigraphy. *GeoArabia Special Publication*, 2: 371 p.
- Wiersberg T. and Erzinger J. 2007. Real-time mud gas monitoring: A technique to obtain information on the composition and distribution of gases at depth while drilling. *Scientific Drilling, Special Issue*, 1:71–77. <https://doi.org/10.2204/iodp.sd.s01.36.2007>
- Whittaker A. 1991. *Mud logging handbook*, Englewood Cliffs, NJ, Prentice Hall, 531p.
- Wiersberg T. and Erzinger J. 2007. Real-time mud gas monitoring: A technique to obtain information on the composition and distribution of gases at depth while drilling. *Scientific Drilling, Special Issue*, 71–72. <https://doi.org/10.2204/iodp.sd.s01.36.2007>
- Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate. *GeoArabia*, 6(3): 407–442, <https://doi.org/10.2118/73861-PA>.
- Nazemi M. Tavakoli V. Rahimpour Bonab H. Hosseini M. and Sharifi Yazdi, M. (2018). The effect of carbonate reservoir heterogeneity on Archie's exponents (a and m): An example from Kangan and Dalan gas formations in the central Persian Gulf. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 59: 297–308. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.09.007>
- Laubmeyer G. 1933. A new geophysical prospecting method. *Z. Petrol.*, 29(18): 1–4.
- Levorsen A.I. 1967. *Geology of Petroleum*, 2nd ed., W.H. Freeman and Company, New York, 724 p.
- Link W.K. 1952. Significance of oil and gas seeps in world oil exploration. *AAPG Bulletin*, 36: 1451–1505, <https://doi.org/10.1306/5CEADB3F-16BB-11D7-8645000102C1865D>.
- Pixler B. 1968. Formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios, *Journal of Petroleum Technology*, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, p. 997.
- Sefidari E. 2023. Tehran: Reservoir Geochemistry Academic Center for Education, Culture and