https://jssr.ui.ac.ir/?lang=en
Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches
E-ISSN: 2423-8007
Vol. 42, Issue 1, No. 102, 2026, 15-28
Received: 18.06.2025 Accepted: 13.08.2025

**Research Paper**

# Investigation of the productive zone and hydrocarbon characteristics of the Fahliyan reservoir using online mud gas analysis in the Yadavaran Field, Abadan Plain

**Ehsan Hosseiny***
Assistant Professor, Department of Mining and Metallurgical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran
ehosseiny@yazd.ac.ir
**Sayed Kazem Mousavi Shavar**
MSc, Department of Mining and Metallurgical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran
kohshor@gmail.com
**Farhad Mohammad Torab**
Associate Professor, Department of Mining and Metallurgical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran
fmtorab@yazd.ac.ir

**Abstract**
Online evaluation of gas in drilling mud provides valuable information about reservoir horizons and the type of fluid during drilling. This study investigates the productive horizons of the Fahliyan Formation reservoir in the Yadegaran Field located in the Abadan Plain using geochemical evaluation of hydrocarbon gases in the drilling mud. The recording of mud gas data was conducted by a gas chromatograph with a flame ionization detector, and the hydrocarbon ratios(Pixler, Wetness, Balance, and Character) were calculated for two wells in the Fahliyan reservoir. The results of these ratios indicated that the Fahliyan Formation has reservoir quality, and the fluid is light oil. The relationship between the Wetness and Balance ratios divides the Fahliyan reservoir into two reservoir horizons. The lower horizon contains light oil, where the difference between these two ratios is slight, , while the greater difference in the upper horizon is due to low production capacity accompanied by residual oil.
**Keywords**: Mud gas, Fahlyian Formation, Yadavaran Field, Productive Zone, Reservoir continuity

## Introduction

During drilling, valuable data is obtained that can be used to characterize the productive zones of hydrocarbon reservoirs. One of these data is the information on gas associated with drilling mud. By identifying the trends in gas composition and changes in their ratios, the petrographic changes and fluid content of the drilled formations can be examined (Farouk et al. 2014). The measurement of hydrocarbon gas amounts in the mud is performed by gas chromatography, which includes quality control of sampling at specified times and analysis of gas contents (Ferroni et al. 2012). The more accurate the identification of hydrocarbon gases and the broader the spectrum of hydrocarbons included, the higher the quality and clarity of formation evaluation during drilling, determination of reservoir fluid levels, and identification of the productive zone (Arief & Yang, 2020). The purpose of this research is to investigate the productive zones of the Fahliyan Formation in the Yadavaran Field located in the Abadan Plain, using geochemical evaluation of hydrocarbon gases in the drilling mud.

## Materials & Methods

The record of mud gas information during drilling in two wells of the Yadavaran Field was carried out using a gas chromatograph equipped with a flame ionization detector. The gases are separated from the mud by gas trap motors and introduced into the gas chromatograph, where they are recorded based on the amount of gas and the time it takes to enter the detector. It is worth noting that the device is calibrated daily using standard samples. The quality of the recorded data is evaluated after the gas is analyzed by the device. For this purpose, the Gas Quality Ratio (GQR) index is used. This index is obtained from the ratio of the total gas amounts to the sum of hydrocarbon component amounts

*Corresponding author
Hosseiny E. Mousavi Shavar K. and Mohammd Torab F. (2026). Investigation of the productive zone and hydrocarbon characteristics of the Fahliyan reservoir using online mud gas analysis in the Yadavaran Field, Abadan Plain. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 42(1): 15-28. https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317



https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317

multiplied by their respective carbon atom numbers (Wiersberg & Erzinger 2007; Newton et al. 2014). A GQR value within the range of 0.8 to 1.2 indicates good data quality. The recorded results from the drilling mud in the two studied wells demonstrate the appropriate quality of these data.

## Discussion of Results & Conclusion

Upon entering the Fahliyan Formation at a depth of 4050 meters, the concentration of hydrocarbon gases in the drilling mud, which was below 1000 ppm before this horizon, increases. This result is entierly consistent with the oil shows observed on the drilling cuttings. The ratio of methane to heavier gases such as ethane, propane, and butane can indicate gas, oil, and water intervals (Pixler 1969). A C1/C2 ratio between 2 and 15 indicates an oil zone, while a ratio between 15 and 65 indicates a gas zone. The higher this ratio, the richer the gas or the lower the hydrocarbon density. If the C1/C2 ratio is less than 2, it indicates residual oil, and if it is above 65, it signifies a non-productive zone (Pixler 1969). Interpretation of the Pixler C1/C2 ratio for the samples is between 2 and 15, indicating oil fluid in the Fahliyan reservoir, and the deviation of some data towards the gas suggests a higher API gravity of the oil. The Wetness ratio increases with increasing gas density; the Balance ratio is, in fact, a direct ratio between light and heavy hydrocarbons, used alongside the Wetness ratio for interpretation, and has an inverse relationship with it (Mode et al. 2014; Sahu 2018). Practically, a straightforwardrelationship between Wetness and Balance ratios is used to determine fluid type and fluid contact during drilling. If the Balance ratio is greater than the Wetness, it is predicted that gas exists in the layer, whereas if the Wetness ratio is greater than the Balance, oil is predicted in the layer. The closer the curves are to each other, the lighter the oil. The greater the distance between the curves, the heavier the oil or the presence of residual oil (Mode et al. 2014). Higher ratios of Wetness than Balance also confirm the oil fluid for the Fahliyan reservoir. The trend of these two ratios differs between the upper and lower horizons of the reservoir. These two ratios have little difference in the lower horizon, indicating a productive zone with light oil. In the upper horizon of the Fahliyan reservoir, the Wetness and Balance ratios differ more, which can be due to the presence of a heavier oil composition or a non-productive zone. Based on previous geological and petrophysical studies (Mohseni et al. 2016; Ramezani Akbari et al. 2017; Tavoosi Iraj et al. 2023), the reservoir quality of the upper horizon is low, and the hypothesis of low production capacity accompanied by residual oil seems more plausible. Moreover, the C1/C4+C5 ratio is used to determine the amounts of heavy hydrocarbons, and a high value of this ratio indicates low amounts of heavy hydrocarbons. The high value of this ratio indicates low amounts of heavy hydrocarbons in the Fahliyan reservoir. This ratio also divides the Fahliyan reservoir into two different reservoir horizons, with the lower horizon showing higher ratios.

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317

پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی
سال چهل و دوم، شماره پیاپی ۱۰۲، شماره اول ۱۴۰۵، ص ۲۸-۱۵
تاریخ وصول: ۱۴۰۴/۰۳/۲۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۵/۲۲

مقاله پژوهشی

# بررسی افق بهره‌ده و ویژگی هیدروکربنی مخزن فهلیان با استفاده از آنالیزهای برخط گاز همراه گل حفاری در میدان یادآوران، دشت آبادان

**احسان حسینی***، استادیار، گروه آموزشی اکتشاف، دانشکدهٔ مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران

ehosseiny@yazd.ac.ir

**سید کاظم موسوی شوار**، کارشناسی ارشد، گروه آموزشی اکتشاف، دانشکدهٔ مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران

kohshor@gmail.com

**فرهاد محمد تراب**، دانشیار، گروه آموزشی اکتشاف، دانشکدهٔ مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران

fmtorab@yazd.ac.ir

**چکیده**

ارزیابی برخط گاز همراه گل حفاری اطلاعات ارزشمندی را دربارهٔ افق‌های مخزنی و نوع سیال موجود در آنها در حین حفاری ارائه می‌دهد. این پژوهش با استفاده از ارزیابی ژئوشیمیایی گازهای هیدروکربنی موجود در گل حفاری، افق‌های بهره‌ده مخزن فهلیان را در میدان یادآوران واقع در دشت آبادان، بررسی می‌کند. ثبت و ذخیرهٔ اطلاعات گاز همراه از گل حفاری با یک دستگاه کروماتوگرافی گازی با آشکارگر شعلهٔ یونی انجام و نسبت‌های هیدروکربنی پیکسلر، تری، تعادل، شاخص برای دو چاه حفرشده در مخزن فهلیان محاسبه شد. نتایج این نسبت‌ها نشان داد که سازند فهلیان کیفیت مخزنی دارد و سیال موجود در آن، نفت سبک است. رابطهٔ نسبت‌های تری و تعادل، مخزن فهلیان را به دو افق مخزنی تقسیم می‌کند. افق پایینی مخزن، جایی که اختلاف این دو نسبت کم است، حاوی نفت سبک است؛ در حالی که اختلاف بیشتر آنها در افق بالایی، ناشی از ناحیهٔ با توان پایین تولید است.

**واژه‌های کلیدی:** گاز همراه گل حفاری، سازند فهلیان، میدان یادآوران، لایهٔ بهره‌ده، پیوستگی مخزن.

* نویسنده مسئول

حسینی، احسان. موسوی شوار، سید کاظم و تراب، فرهاد محمد. (۱۴۰۵). بررسی افق بهره‌ده و ویژگی هیدروکربنی مخزن فهلیان با استفاده از آنالیزهای برخط گاز همراه گل حفاری در میدان یادآوران، دشت آبادان. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۴۲(۱): ۱۵-۲۸.
https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317



https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317

## مقدمه

در روند حفاری مخازن هیدروکربنی، داده‌های ارزشمندی به دست می‌آید که از آنها برای مشخصه‌سازی لایه‌های تولیدی مخازن هیدروکربنی استفاده می‌شود. یکی از این داده‌ها، اطلاعات گاز همراه گل حفاری یا همان آنالیز برجای گاز خروجی از گل حفاری است. در حین حفاری، سیستم عملیاتی نمونه‌گیر گازی بدون وقفه در حال کار است و تفسیر داده‌های آنالیز، به‌صورت برخط انجام می‌شود. با استفاده از شناسایی روندهای ترکیب گاز و تغییرات نسبت آنها، تغییرات سنگ‌شناسی و محتوای سیال سازندهای حفاری‌شده بررسی و از آنها در جهت هدایت حفاری یک چاه استفاده می‌شود (Farouk et al. 2014). استفاده از روش آنالیز پیمایش گاز در حین حفاری، به‌دلیل چابکی استحصال داده‌ها و جلوگیری از خطرات احتمالی، ازجمله فوران، در فرایند حفر چاه بسیار مهم و بهنگام است. همچنین داده‌های تفسیری این روش، به بهینه‌ترشدن عملیات چاه‌آزمایی نیز کمک می‌کند (Wiersberg and Erzinger 2007).

اندازه‌گیری میزان گازهای هیدروکربنی در گل حفاری، با کروماتوگراف گازی انجام می‌شود که شامل کنترل کیفیت نمونه‌گیری در زمان‌های مشخص و تجزیه و تحلیل گاز نمونه‌ها با استفاده از نسبت گاز هیدروکربنی است (Ferroni et al. 2012). ثبت باکیفیت این گازها به‌همراه تحلیل ژئوشیمیایی صحیح آنها، به ارزیابی و توصیف مخزن به‌صورت برخط کمک شایانی می‌کند؛ زیرا داده‌های گاز به دست آمده در طول حفاری یک چاه، نشانه‌های گاز مشخصی را در سازندهای مختلف نشان می‌دهد (Wiersberg and Erzinger 2007). هرچه شناسایی گازهای هیدروکربنی دقیق‌تر و طیف بیشتری از هیدروکربن‌ها را شامل شود، ارزیابی سازند در حین حفاری، تعیین سطوح سیال مخزن و شناسایی افق بهره‌ده، با کیفیت و وضوح بالاتری انجام می‌شود (Arief and Yang 2020).

هدف این پژوهش بررسی و تعیین لایه‌های بهره‌ده مخزن فهلیان در میدان یادآوران واقع در دشت آبادان، با استفاده از ارزیابی ژئوشیمیایی گازهای هیدروکربنی موجود در گل حفاری است.

## زمین‌شناسی منطقه

حوضهٔ رسوبی زاگرس با طول ۱۸۰۰ کیلومتر، در حاشیهٔ شمال شرقی صفحهٔ عربی قرار گرفته است. دشت آبادان یکی از زیرحوضه‌های مهم این حوضهٔ رسوبی ازنظر منابع هیدروکربنی است که ازطریق فروافتادگی دزفول، خلیج‌فارس و کشور عراق محصور شده است. مرز شمال- شمال شرقی آن منطبق با گسل پی‌سنگی جبههٔ زاگرس (لبهٔ جنوبی تاقدیس‌های سوسنگرد، آب تیمور، منصوری) است و پس از عبور از جنوب میدان رگ سفید، وارد خلیج‌فارس می‌شود. بیش از هفت میدان نفتی درخور توجه مانند میدان‌های دارخوین، جفیر، یاران، یادآوران و آزادگان در این منطقه واقع شده است (شکل ۱) که تولید نفت آنها، عموماً از مخازن با سن کرتاسه انجام می‌شود (Kobraei and Rabbani 2018).

دشت آبادان بخشی از حوضهٔ رسوبی بین‌النهرین است که لرزه‌خیزی پایین و ویژگی‌های ساختمانی متفاوتی از فروافتادگی دزفول دارد (Zeinalzadeh et al. 2015). روند تاقدیس‌ها در این حوضه، شمالی – جنوبی است که با روند کلی شمال غربی – جنوب شرقی ساختمان‌ها در حوضهٔ رسوبی زاگرس متفاوت است. منشأ این ساختمان‌های شمالی – جنوبی به کوهزایی ناتیباه[1] در اواخر پروتوزوئیک بازمی‌گردد (Satarzadeh et al. 1999; Saadatinejad and Sarkarinejad 2011). همچنین شیب یال تاقدیس‌ها برخلاف فروافتادگی دزفول، ملایم است. سطح این دشت پوشیده از رسوبات آبرفتی عهد حاضر است و ساختمان‌ها هیچ‌گونه بیرون‌زدگی را نشان نمی‌دهد؛ در حالی که سازند آسماری مهم‌ترین مخزن در فروافتادگی دزفول است و مخازن بنگستان و خامی مهم‌ترین نقش را در تجمع نفت و گاز در دشت آبادان دارند (Aghanabati 2006).

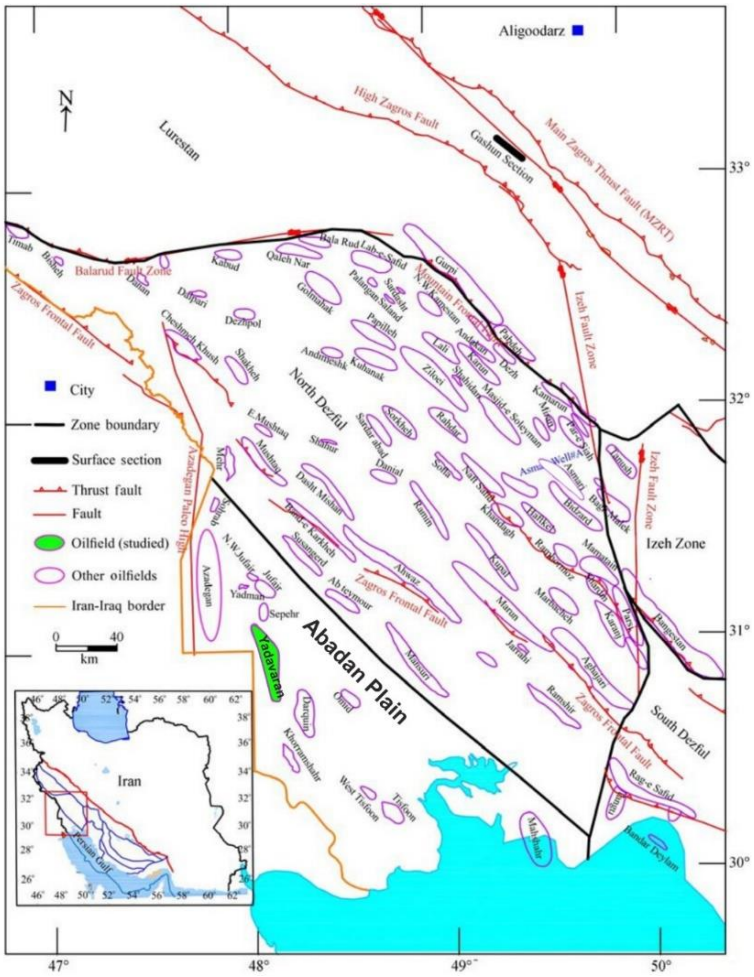
میدان یادآوران، در دشت آبادان و در شمال خرمشهر قرار

[1] Natibah orogeny

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317

دارد (شکل ۱) و ابعاد آن ۱۵×۴۵ کیلومتر است. این میدان از ترکیب دو تاقدیس حسینیه و کوشک تشکیل شده است، در سطح زمین فاقد رخنمون بوده و به‌وسیلهٔ برداشت‌های ژئوفیزیکی اکتشاف شده است. تاقدیس آن در امتداد ساختمان‌های دارخوین، خرمشهر و آزادگان دارای روند شمالی – جنوبی است. میدان یادآوران در مجاورت با میدان سنباد کشور عراق قرار گرفته است. از این میدان دو نوع نفت سنگین و سبک، به ترتیب از سازندهای سروک و فهلیان برداشت می‌شود. میزان نفت در جای آن ۱۷ میلیارد بشکه تخمین زده شده است (Kobraei and Rabbani 2018).

در این پژوهش، اطلاعات دو چاه حفرشده در مخزن فهلیان برای آنالیز پیمایش گل حفاری استفاده شده است. جنس سازند فهلیان آهکی و به رنگ خاکستری است. نمونه‌های خرده‌حفاری این سازند که آثار نفتی دارد، در زیر نور فلورسنس زرد روشن با درخشندگی بالایی همراه است. سازند فهلیان در دشت آبادان در مبنای خصوصیات سنگ‌چینه‌ای به دو بخش غیررسمی پایین و بالا تقسیم می‌شود (Kazemi et al. 2025). بخش پایینی دارای کیفیت مخزنی و حاوی هیدروکربن اقتصادی است؛ در حالی که بخش بالایی کیفیت مخزنی پایینی دارد و به‌همراه سازند گدوان، به‌عنوان پوش سنگ بخش پایینی عمل می‌کند (Ramezani Akbari et al. 2017; Kazemi et al. 2020).




**شکل ۱- نقشهٔ موقعیت میدان یادآوران در دشت آبادان، جنوب غرب ایران** (اقتباس با تغییرات از Sadouni and Rabbani 2018)

**Fig 1- Location map of Yadavaran Field in the Abadan Plain, south-western Iran** (Modified from Sadouni and Rabbani 2018)

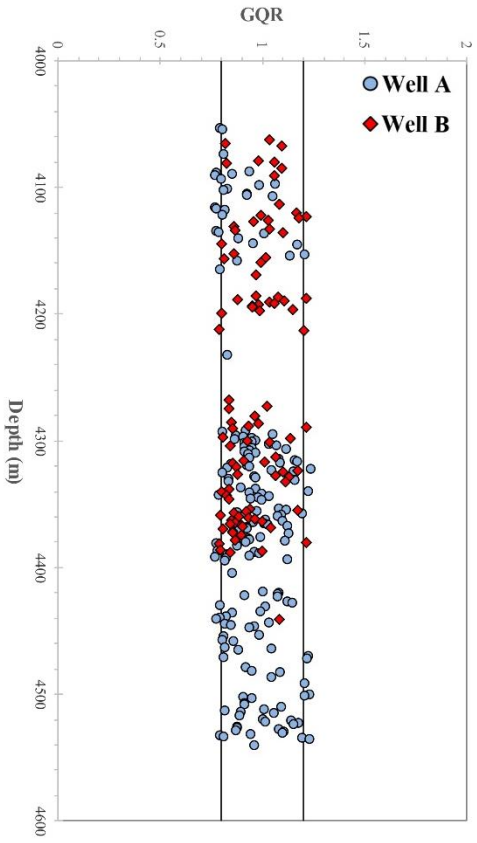
https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317

## روش‌کار

ثبت و ذخیرهٔ اطلاعات گاز همراه از گل حفاری در دو حلقه چاه میدان یادآوران بر پایهٔ یک دستگاه کروماتوگرافی گازی با آشکارگر شعلهٔ یونی انجام شده است. گازهای همراه با گل حفاری، ازطریق موتورهای تله گازی از گل حفاری جدا و وارد دستگاه کروماتوگرافی گازی می‌شود و براساس میزان گاز و زمان ورود آن به آشکارگر، ثبت می‌شود. شایان ذکر است دستگاه، روزانه با نمونه‌های استاندارد کالیبره می‌شود. پس از ورود و آنالیز گاز با دستگاه، کیفیت داده‌های ثبت‌شده بررسی می‌شود. برای این منظور، از شاخص نسبت کیفیت گاز[1] (GQR) استفاده می‌شود. این شاخص از نسبت مقدار گاز کل به مجموع میزان اجزای هیدروکربن، ضرب در تعداد اتم کربن آن به دست می‌آید (Newton et al. 2014; Wiersberg and Erzinger 2007). قرارگرفتن این نسبت در محدودهٔ ۰/۸ تا ۱/۲، مؤید خوب‌بودن کیفیت داده‌هاست (Sfidari et al. 2023). در این پژوهش داده‌هایی حذف شدند که خارج از این بازه قرار گرفتند؛ بنابراین باقی نتایج ثبت‌شده از گاز همراه گل حفاری از دو چاه مطالعه‌شده، کیفیت مناسبی دارد (شکل ۲).

## بحث

تعبیر و تفسیر گازهای همراه با گل حفاری برای توصیف سیالات مخزن و تعیین ناحیهٔ بهره‌ده متکی به نسبت‌های گازهای هیدروکربنی موجود در گل حفاری است. این نسبت‌های هیدروکربنی، بیانگر لایه‌های مخزنی و غیرمخزنی و توان تولید گاز، نفت و آب است که به‌صورت نسبت پیکسلر، تری[2]، تعادل[3]، شاخص[4] و ... تعریف می‌شود. شایان ذکر است که تلفیق این نتایج با داده‌های چاه‌نگاری، اطمینان از نتایج را افزایش می‌دهد (Sfidari 2023). شکل ۳، میزان گازهای هیدروکربنی براساس پیمایش گاز محلول در گل حفاری را در عمق‌های مختلف برای چاه A میدان یادآوران نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، با ورود به سازند فهلیان در عمق ٤٠٥٠ متر، غلظت گازهای هیدروکربنی در گل حفاری افزایش می‌یابد که تا قبل از این افق زیر ۱۰۰۰ ppm است. این نتیجه کاملاً با نتایج نشانه‌های نفتی[5] روی خرده‌های حفاری برای هر دو چاه، تطابق دارد (شکل ٤).

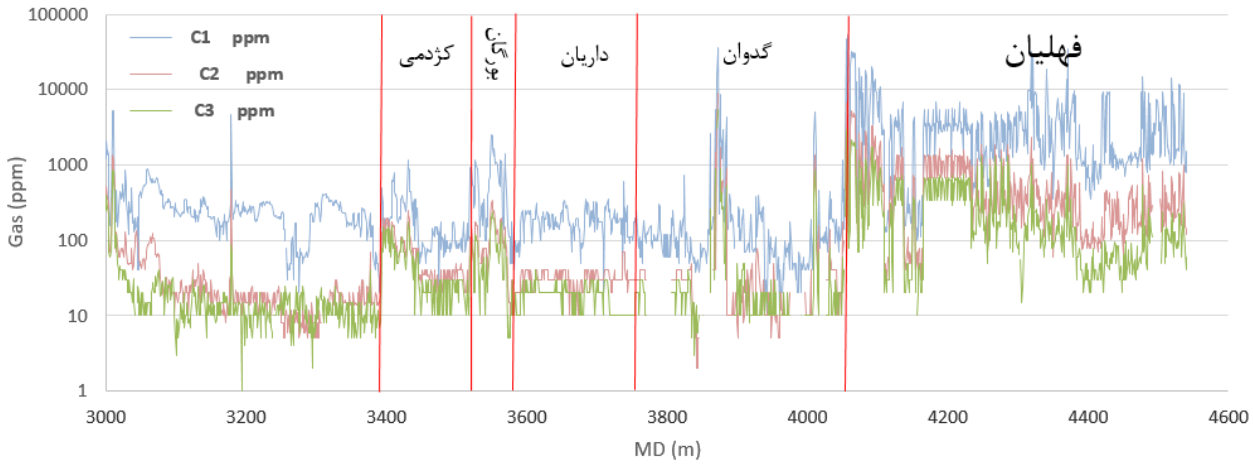



**شکل ۲- نمودار شاخص نسبت کیفیت گاز به عمق برای چاه A و B**

**Fig 2- Plot of Gas Quality Ratio Versus Depth for Well A and B**

[1] Gas Quality Ratio
[2] Wetness
[3] Balance
[4] Character
[5] Oil show

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317

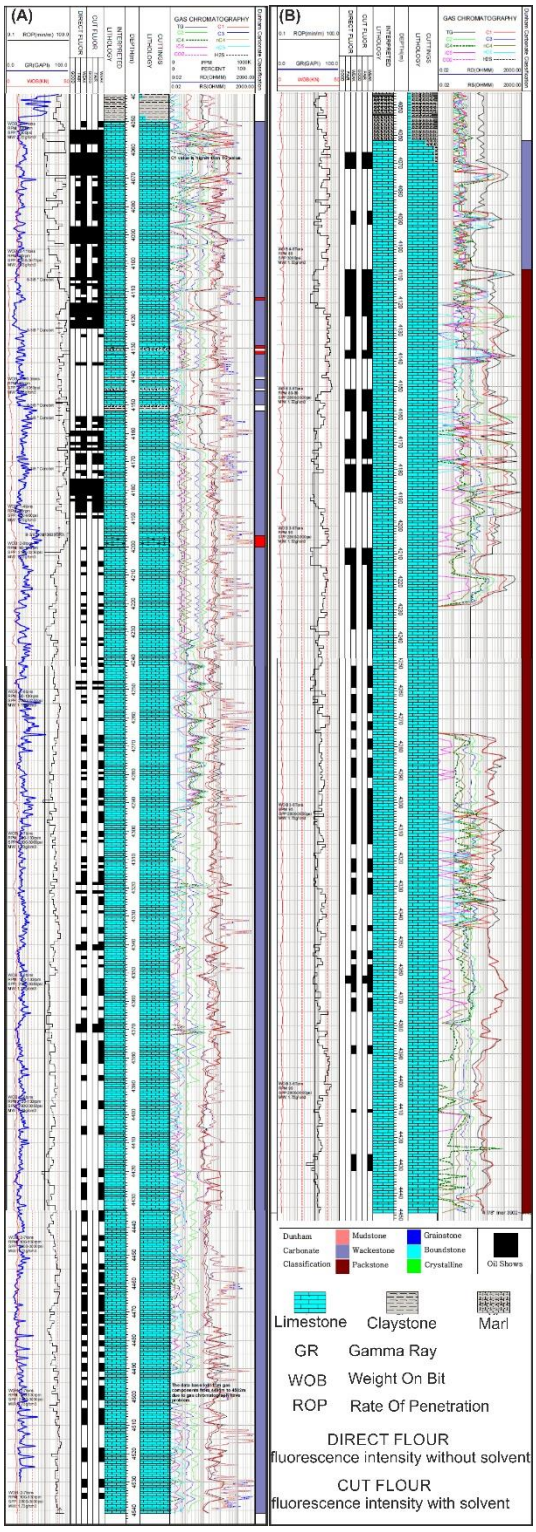



**شکل ۳- توزیع اجزا متان تا پروپان محلول در گل حفاری در چاه A**

**Fig 3- Distribution of components from methane to propane in drilling mud in the well A.**

نسبت متان به گازهای سنگین‌تر اتان، پروپان و بوتان، نشانگر بازه‌های گاز، نفت و آب است (Pixler 1969). نسبت C1/C2بین ۲ تا ۱۵ نشان‌دهندهٔ ناحیهٔ نفت است؛ در حالی که نسبت بین ۱۵ تا ٦٥ نشان‌دهندهٔ گاز است. هرچه این نسبت بیشتر باشد، گاز غنی‌تر یا چگالی هیدروکربن کمتر است. اگر نسبت C1/C2 کمتر از حدود ۲ باشد، نشان‌دهندهٔ نفت باقی‌مانده و اگر بالای ٦٥ باشد، نشان‌دهندهٔ ناحیهٔ غیرتولیدی است (Pixler 1969). شکل ۵ نشان می‌دهد که سیال موجود در مخزن، فهلیان نفتی است. انحراف برخی داده‌ها به‌سمت قسمت گازی، در حقیقت بالابودن درجهٔ API نفت این مخزن را نشان می‌دهد (API=38°). روند داده‌های هر دو چاه خیلی شبیه به هم و حاکی از پیوستگی مخزن بین این دو چاه است، اگرچه باید توجه کرد که برای بررسی پیوستگی مخزن بین این دو چاه، به اطلاعات بیشتر زمین‌شناسی، ژئوشیمی و مخزن نیاز است.

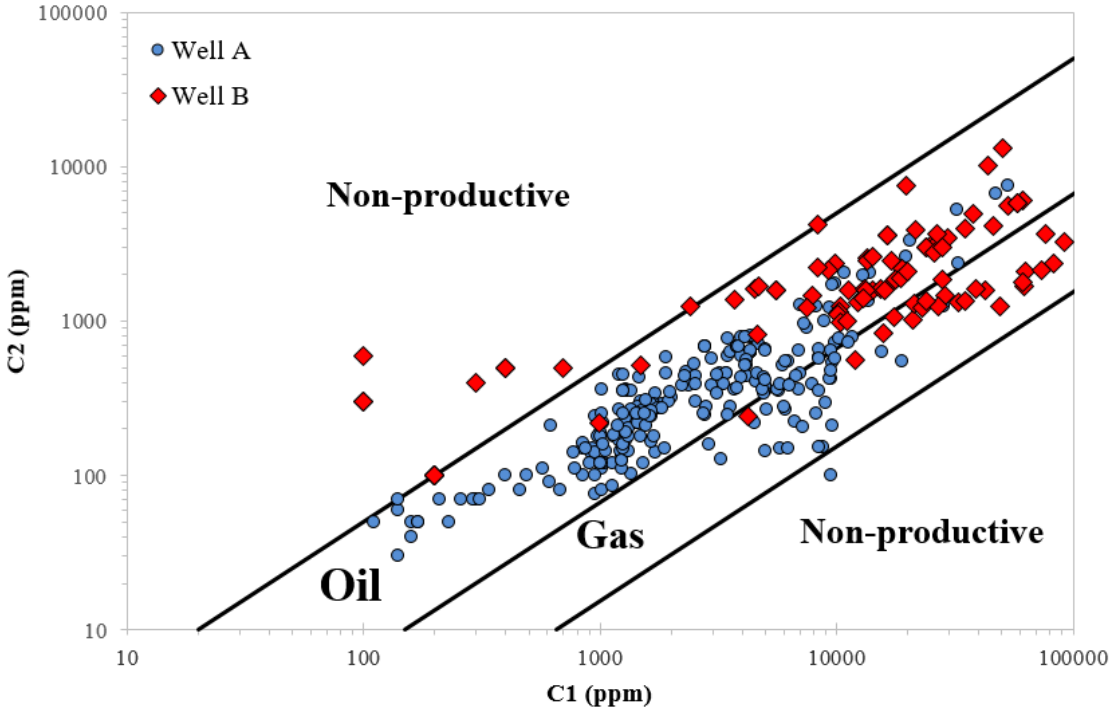
https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317




**شـــکل ٤- نمودار گلها، گازهای هیدروکربنی، مشـــخصـــات سنگ‌شناسی و نشانه‌های نفتی برای چاه A و B**

**Fig 4- Gamma ray log, hydrocarbon gases, petrographic characteristics, and oil shows for well A and B**

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317




**شکل ۵- نمودار متان در مقابل اتان، بر مبنای بازه‌های پیکسلر**

**Fig 5- Plot of Methane versus ethane, identifying oil and gas reservoir layers based on Pixler intervals**

از دیگر نسبت های هیدروکربنی که برای تحلیل داده‌های گاز موجود در گل حفاری استفاده می‌شود، نسبت‌های تری (Wh)، تعادل (Bh) و نسبت شاخص (Ch) است (Haworth et al. 1985). این نسبت‌ها با استفاده از فرمول‌های زیر محاسبه شده‌اند:

Wetness ratio (Wh) = [(C2 + C3 + C4 + C5) / (C1 + C2 + C3 + C4 + C5)] x 100;
Balance ratio (Bh) = [(C1 + C2)/ (C3 +C4 + C5)];
Character ratio (Ch) = [(C4 +C5)/C3];

نسبت تری با افزایش چگالی گاز، افزایش می‌یابد، نسبت تعادل در حقیقت نسبتی مستقیم بین هیدروکربن‌های سبک و سنگین است که همراه نسبت تری برای تفسیر استفاده می‌شود (جدول ۱) و رابطهٔ معکوسی با آن دارد (Mode et al. 2014; Sahu 2018). در عمل، یک رابطهٔ بسیار ساده بین نسبت‌های تری و تعادل برای تعیین نوع سیال و نقاط تماس در حین حفاری استفاده می‌شود. اگر نسبت تعادل بیشتر از نسبت تری باشد، پیش‌بینی می‌شود که در لایه، گاز وجود دارد؛ در حالی که اگر نسبت تری بیشتر از نسبت تعادل باشد، پیش‌بینی این است که در لایه نفت وجود دارد. هرچه منحنی‌ها به یکدیگر نزدیک‌تر باشند، نفت سبک‌تر است و هرچه فاصلهٔ منحنی‌ها بیشتر باشد، نفت سنگین‌تر یا حاوی نفت باقی‌مانده است (Mode et al. 2014)؛ بنابراین، تماس گاز- نفت (GOC) با نقاط تقاطع دو منحنی تعریف می‌شود. نسبت شاخص فقط برای روشن‌کردن تفسیر نسبت تری و تعادل، زمانی‌که نشان‌دهندهٔ گازند، استفاده می‌شود؛ به این صورت که اگر این نسبت کمتر از ۰/۵ بود، تفسیر گاز براساس دو نسبت دیگر صحیح است و اگر بالاتر از ۰/۵ بود، گاز تفسیرشده را با نفت مرتبط می‌کند (Haworth et al. 1985).

جدول ۱- تعیین توان تولیدی مخزن و سیال مورد انتظار با استفاده از نسبت تعادلی و تری (Hawker 1999)

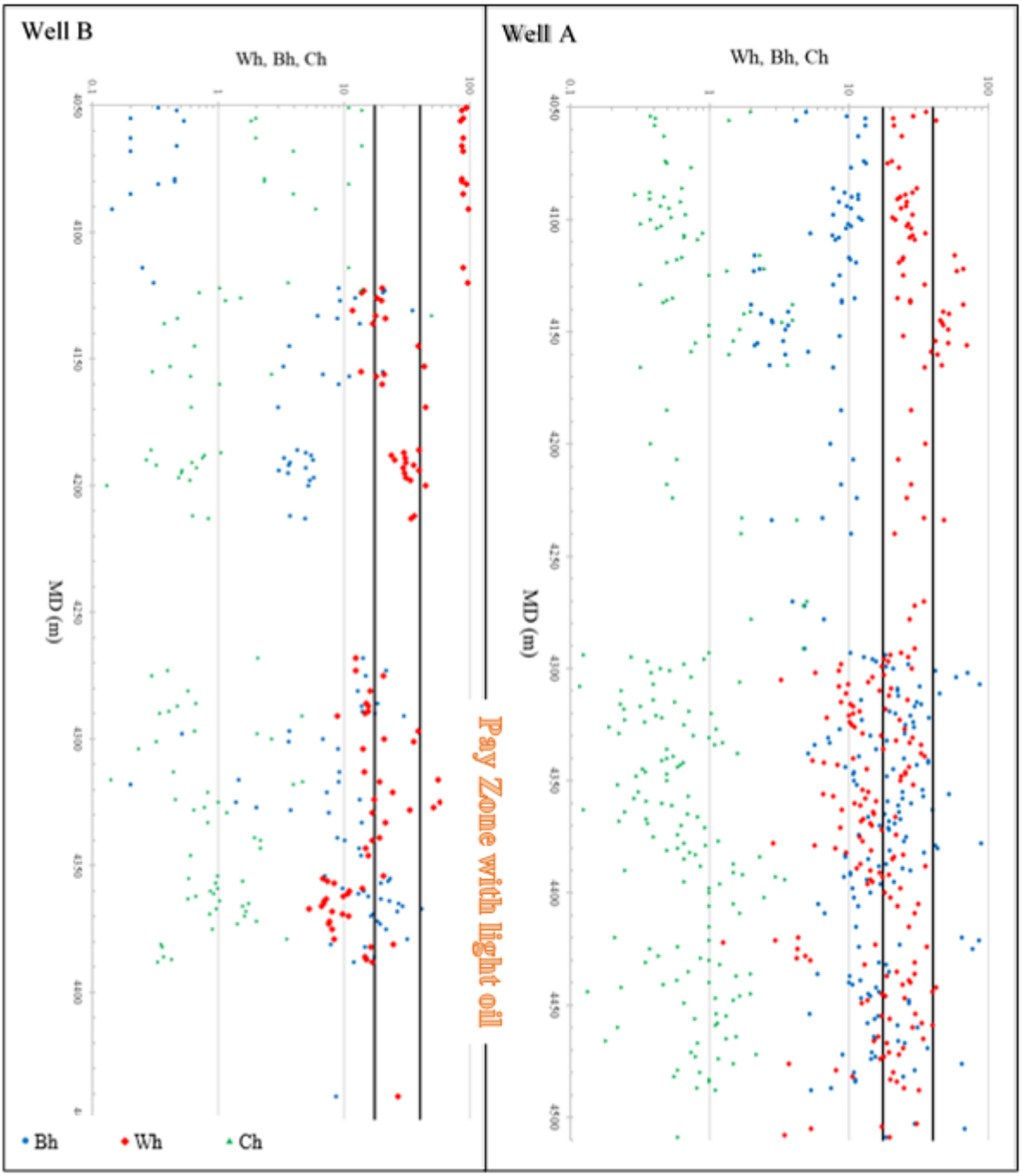
**Table 1- Determining the reservoir zone and fluid production capacity using the Balance and Wetness ratio (Hawker 1999)**

| نسبت تعادل (Bh) | نسبت تری (Wh) | وضعیت تولیدی |
|---|---|---|
| >۱۰۰ | | گاز خیلی خشک، به‌طور عمومی لایهٔ غیرتولیدی |
| <۱۰۰ | <۰/۵ | احتمال لایهٔ تولیدی گاز خشک |
| Wh<Bh<۱۰۰ | ۰/۵ –۱۷/۵ | لایهٔ تولیدی گاز، افزایش چگالی گاز زمانی که نمودارها به هم نزدیک می‌شوند. |
| <Wh | ۰/۵ –۱۷/۵ | لایهٔ تولیدی گاز تر، میعانات یا نفت سبک نسبت گاز به نفت بالا |
| <Wh | ۱۷/۵ –٤۰ | لایهٔ تولید نفت، با افزایش چگالی نفت، نمودارها از هم دور می‌شوند. |
| <<Wh | ۱۷/۵ –٤۰ | توان تولیدی پایین، نفت با اشباع گاز پایین |
| | >٤۰ | لایهٔ غیرتولیدی حاوی نفت باقی‌مانده |

با توجه به نسبت‌های تری و تعادل و تفاوتی که بین این دو وجود دارد، نوع سیال موجود در مخزن فهلیان، نفتی است که نتایج قبلی را نیز تأیید می‌کند (شکل ٦). البته با توجه به روند این دو نسبت، مخزن فهلیان در دو افق مخزنی تعریف می‌شود. این نتیجه با نتایج حاصل از مطالعات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی تطابق دارد (Shakeri and Parham 2013). افق بالایی مخزن فهلیان، که نسبت‌های تری و تعادل اختلاف بیشتری را نشان می‌دهند، ناشی از ترکیب سنگین‌تر نفت یا ناحیه‌ای با توان تولیدی پایین باشد. با توجه به مطالعات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی انجام‌شده در گذشته (Mohseni et al. 2016; Ramezani Akbari et al. 2017; Tavoosi Iraj et al. 2023)، کیفیت مخزنی افق بالایی کم است و فرضیهٔ توان تولیدی پایین همراه با نفت باقی‌مانده، محتمل‌تر به نظر می‌رسد. دو نسبت تری و تعادل در افق پایینی اختلاف کمتری دارند و نشان‌دهندهٔ ناحیهٔ تولیدی با نفت سبک در این قسمت است. این ادعا با توجه به وزن مخصوص نفت سازند فهلیان کاملاً صادق است. در ابتدای ورود به سازند فهلیان در چاه B، به‌سبب لایه‌های شیل و مارن، اختلاف این دو نسبت زیاد است؛ اما بعد از گذشت از این لایه‌ها و ورود به لایهٔ آهکی و تغییر در تخلخل و تراوایی، سازند این نسبت‌ها شروع به افزایش کرده‌اند (شکل ۵).

همچنین از نسبت C1/C4+C5 برای تعیین مقادیر هیدروکربن های سنگین استفاده می‌شود و بالابودن این نسبت، مقادیر پایین هیدروکربن‌های سنگین را نشان می‌دهد. این نسبت در نمونه‌های هر دو چاه بالاست (شکل ۷). نکتهٔ درخور توجه اینکه این نسبت نیز مخزن فهلیان را به دو افق مختلف مخزنی تقسیم می‌کند و افق پایین‌تر نسبت‌های بزرگتری را نشان می‌دهد که نشان‌دهندهٔ وجود نفت سبک‌تر در آن است.

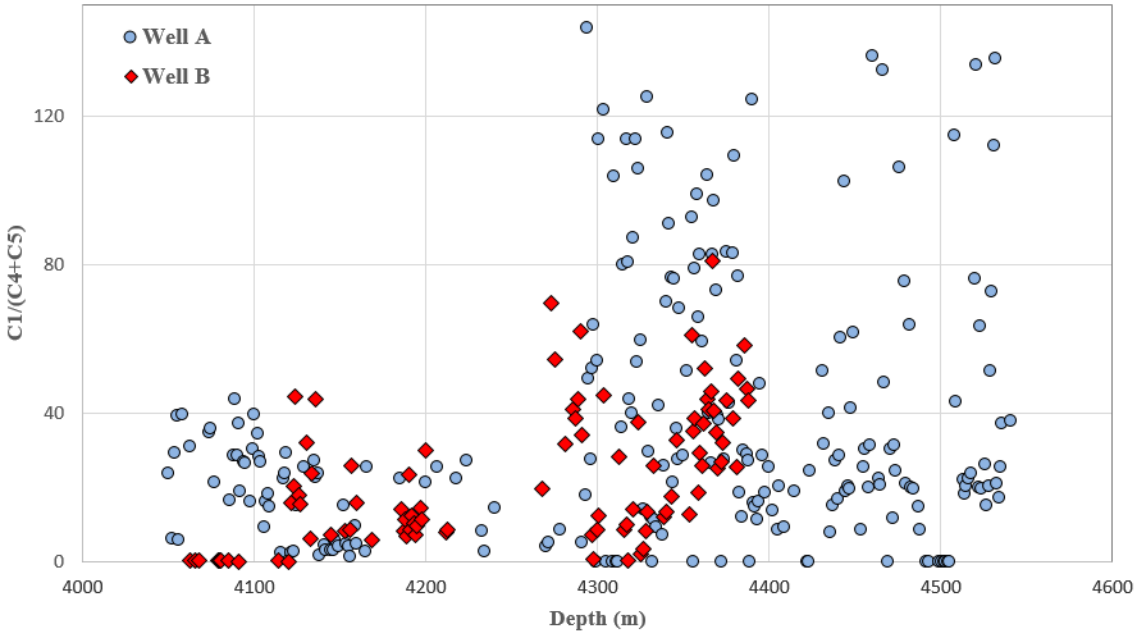
https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317




شکل ٦- نمودار نسبت‌های تری، تعادل و شاخص در مقابل عمق در چاه‌های A و B

**Fig 6- Plot of Wetness, Balance and Character ratios against depth in wells A and B**

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317




شکل ۷- نمودار C1/C4+C5 در مقابل عمق برای چاه‌های A و B

Fig 7- Plot of C1/C4+C5 against depth in wells A and B

## نتیجه

تفسیر گازهای همراه با گل حفاری، متکی به میزان و نسبت‌های گازهای هیدروکربنی است. این نسبت‌ها بیانگر افق‌های مخزنی و غیرمخزنی و نوع سیال موجود در آنهاست. میزان گازهای هیدروکربنی با ورود به سازند فهلیان افزایش می‌یابد و تطابق خوبی را با نشانه‌های نفتی بارزشده در خرده‌های حفاری نشان می‌دهد. تفسیر نسبت پیکسلر C1/C2 برای نمونه‌های اخذشده بین ۲ تا ۱۵ است که نشان‌دهندهٔ سیال نفتی در مخزن فهلیان است و انحراف برخی داده‌ها به‌سمت قسمت گازی، بالابودن درجهٔ API نفت را نشان می‌دهد. بیشتربودن نسبت‌های تری از تعادل نیز، سیال نفت را برای مخزن فهلیان تأیید می‌کند. روند این دو نسبت در دو افق بالا و پایین مخزن با هم متفاوت است. این دو نسبت در افق پایینی اختلاف کمی دارند که نشان‌دهندهٔ ناحیه تولیدی با نفت سبک است. در افق بالایی مخزن فهلیان، نسبت‌های تری و تعادل اختلاف بیشتری دارند که به احتمال زیاد ناشی از توان تولیدی پایین این ناحیه به‌همراه نفت باقی‌مانده است. همچنین بالابودن نسبتC1/C4+C5 ، مقادیر پایین هیدروکربن‌های سنگین را در مخزن فهلیان نشان می‌دهد. این نسبت نیز مخزن فهلیان را به دو افق مختلف مخزنی تقسیم می‌کند که افق پایین‌تر، نسبت‌های بزرگ‌تری را نشان می‌دهد.

## References


Aghanabati A. 2006. Geology of Iran. Third Print, 580 p.

Arief IH. and Yang T. 2020. Real time reservoir fluid log from advanced mud gas data. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. https://doi.org/10.2118/201323-MS

Farouk A. Pinna G.N. Ahsan SA. Mahmoud G. Heard S. Al Hanaee A. Kingsley K. and 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. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 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.

Hawker D.P. 1999. Geosteering horizontal wells using high speed chromatographic gas ratios. The Aberdeen Formation Evaluation Society, SPWLA Aberdeen Chapter Conference on Technical Solutions for Surviving an Erratic Oil Price.

Haworth J. Sellens M. and Whittaker A. 1985.

for characterizing reservoir extensional system in the Abadan Plain, southwestern Iran. Marine and Petroleum Geology, 28(6): 1205-1217. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.02.002

Sadouni J. and Rabbani A.R. 2018. Characteristics of the first occurrence of Jurassic petroleum in the Zagros Basin, Iran. Acta Geologica Sinica - English Edition, 92(6): 2280-2296. https://doi.org/10.1111/1755-6724.13728

Sahu A. 2018. Application of integrated compositional gas ratio analysis to understand reservoir hydrocarbon potential and enhance confidence of testing and reservoir lateral drilling: With examples from Krishna Godavari Basin, India. Offshore Technology Conference Asia held in Kuala Lumpur, Malaysia. https://doi.org/10.4043/28594-MS

Sattarzadeh Y. Cosgrove J.W. and Vita-Finzi C. 1999. The interplay of faulting and folding during the evolution of the Zagros deformation belt. Geological Society, London, Special Publications, 169: 187 – 196. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2000.169.01.14

Sfidari E. 2023. Reservoir Geochemistry. The Shahid Beheshti University branch of Jahad-e Daneshgahi, 288 p.

Sfidari E. Mehrabi H. and Zamanzadeh S.M. 2023. Identification of oil type hydrocarbon using mud gas logging and petrophysical logs evaluation in the Kangan and Dalan formations. Petroleum Research, 33(132): 117 – 128. 10.22078/PR.2023.5216.3311

Shakeri A. and Parham S. 2013. Reservoir characterization and quality controlling factors of the Fahliyan Formation located in southwest Iran. Journal of Sciences, Islamic Republic of Iran 24(2): 135-148.

Tavoosi Iraj P. Rajabi M. and Ranjbar-Karami R. 2023. Integrated petrophysical and heterogeneity assessment of the karstified Fahliyan Formation in the Abadan Plain, Iran. Natural Resources Research, 32(3): 1067-1092. https://doi.org/10.1007/s11053-023-10175-7

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, SpecialIssue, 71–72, https://doi.org/10.2204/iodp.sd.s01.36.2007, 2007.

Zeinalzadeh A. Moussavi-Harami R. Mahboubi A. and Sajjadian V. 2015. Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain Field, southwest Iran. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 26: 419-426. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.041

Interpretation of hydrocarbon shows using light (C1-C5) Hydrocarbons. AAPG Bulletin, 69(8): 1305-1310. https://doi.org/10.1306/AD462BDC-16F7-11D7-8645000102C1865D

Kazemi A. Salehi M.A. Pakzad H.R. Honarmand J. and Khodaei N. 2020. Investigating the factors controlling reservoir quality and introducing flow units of the Fahliyan Formation in one of the oil field in the Abadan Plain, the southwest of Iran. Journal of Petroleum Research, 30 (110): 4-20. 10.22078/PR.2020.3977.2812

Kazemi A. Salehi M.A. Sobhani J. Honarmand J. and Khodaei N. 2025. Diagenesis, geochemistry and reservoir quality of the Fahliyan Formation in one of the oil fields in southwestern Iran. Journal of Petroleum Research, 34 (138): 175-182. 10.22078/PR.2024.5407.3406

Kobraei M. and Rabbani A.R. 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

Mode A.W. Anyiam O.A. and Egbujie B.C. 2014. The Application of chromatographic gas ratio analysis in reservoir fluid evaluation of “Beta” Field in the Congo Basin. Journal of Geological Society of India, 84: 303-310. https://doi.org/10.1007/s12594-014-0133-z

Mohseni H. Esfandiyari M. and Kavoosi M.A. 2016. Diagenesis and sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation in the Yadavaran Oil Field (Koshk and Hosseiniyeh) in the north Dezful Embayment. Sedimentary Facies, 8 (2): 236-255. 10.22067/SED.FACIES.V8I2.33283

Newton S. Liu C. Al-Dwaish M. Al-Harbi M. Esterabadi J. Shoeibi A. and Ferroni G. 2014. The Application of mud gas analysis in the evaluation of a complex carbonate reservoir. 55th Annual Logging Symposium, Abu Dhabi, United Arab Emirates.

Pixler BO. 1969. Formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios. Journal of Petroleum Technology, 21: 665-670. https://doi.org/10.2118/2254-PA

Ramezani Akbari A. Rahimpor-Bonab H. Kamali M.R. Moussavi-Harami R. and Kadkhodaie A. 2017. Depositional environment, electrofacies and sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation (Lower Cretaceous), Abadan Plain. Scientific Quarterly Journal of Geoscineces, 26 (102): 339-350. 10.22071/gsj.2017.44159

Saadatinejad M.R. and Sarkarinejad K. 2011. Application of the spectral decomposition technique

https://doi.org/10.22108/jssr.2025.145709.1317