Shahid Chamran University of Ahvaz
OPEN ACCESS Adv. Appl. Geol. Spring 2026, Vol. 16(1): 17 - 37

Research Article

Assessment of geological heterogeneities and their impact on flow performance of the Fahliyan reservoir using FMI image logs: A case study from southwestern Iran

Babak Samani[1], Seyed Abuzar Mohsenipour[2]*, Behnaz Shooli[1]

1- Geology Department, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran
2-Department of Earth Sciences, College of Science, Shiraz University, Shiraz, Iran

Keywords: *FMI image log, fractures, bedding, Fahliyan reservoir, geological features*

1-Introduction

Carbonate reservoirs are the most important hydrocarbon-bearing reservoirs in the Middle East, particularly in Iran. These reservoirs contain more than 60% of the world's oil and 40% of its gas reserves (Lee et al., 2015). In these reservoirs, a combination of rock texture, fractures, and diagenetic (Ahr, 2011). Various factors influence production from a carbonate reservoir, including the type and density of fractures, as well as sedimentary features and processes that can either enhance or reduce production. Fractures play a critical role in fluid flow and production in fractured reservoirs. Therefore, identifying fractures and their characteristics is a key aspect of reservoir study and evaluation. In the present study, conventional log data and FMI image logs were used to detect and identify geological features (including fractures, stylolites, etc.) that affect production from the Fahliyan reservoir in one of the oil fields in southwestern Iran. The results of this study provide valuable insights for reservoir management and development and can be effectively applied in fracture and facies modeling of the Fahliyan reservoir in the studied field

2-Material and methods

In the present study, conventional petrophysical logs (including neutron, gamma-ray, density, and photoelectric logs) and the FMI image log, provided by Schlumberger from a well drilled in the studied oil field, were utilized. Petrophysical software packages, such as Techlog and Paradigm Geolog were employed for processing and analyzing geological features and different types of fractures in the FMI image log. The raw FMI (Formation Micro Imager) data were processed, and after applying speed corrections, centering (normalization), and final normalization adjustments, static and dynamic images were generated for reservoir analysis. One of the most advanced electrical imaging tools is the FMI (Formation Micro Imager). In the electrical imaging method, the variations in electrical resistivity of the borehole wall features are recorded by the imaging tool and converted into a conductivity image of the borehole wall.

3-Results and discussions

In the present study, following the processing of the FMI image log and the generation of static and dynamic images, geological features including bedding and fractures were identified (Figure 1). The characteristics of each feature are as follows:

In Figure 1, the first track represents depth, and the second track shows the stratigraphic age and subdivision of the Fahliyan Formation. The third track displays gamma-ray log values as well as caliper log readings relative to the drill bit size. The gamma-ray log is used to identify lithology and to distinguish shale intervals. An increase in the caliper log relative to the drill bit indicates washouts and potential breakouts, while a decrease indicates borehole constriction.

* Corresponding author: Abouzar.mohseni@shirazu.ac.ir
DOI: 10.22055/aag.2026.51405.2553
Received: 2025-12-16
Accepted: 2026-03-04

ISSN: 2717-0764

The fourth track shows porosity and lithology logs. Neutron, density, and sonic logs were used to determine the type of porosity, which in the studied sequence indicates approximately 10% porosity. The combination of neutron, density, and photoelectric logs confirms the limestone lithology of the studied interval.

The fifth track contains the electrical resistivity log. Since denser rocks, such as limestone, have higher resistivity and lower electrical conductivity, whereas less dense rocks, such as shales, have lower resistivity and higher conductivity, resistivity logs can be used to distinguish bedding.

The sixth track displays the static FMI image, which is used to identify general features such as bedding. The seventh track shows a processed dynamic image used for the precise identification of geological features. The eighth track indicates the dip of the identified bedding planes (Figure 2).

Figure 4 illustrates the frequency of the identified features. Bedding has the highest frequency, while deformed layers have the lowest. Additionally, the frequency of geological features is significantly higher in the upper section of the Fahliyan Formation compared to its lower section.

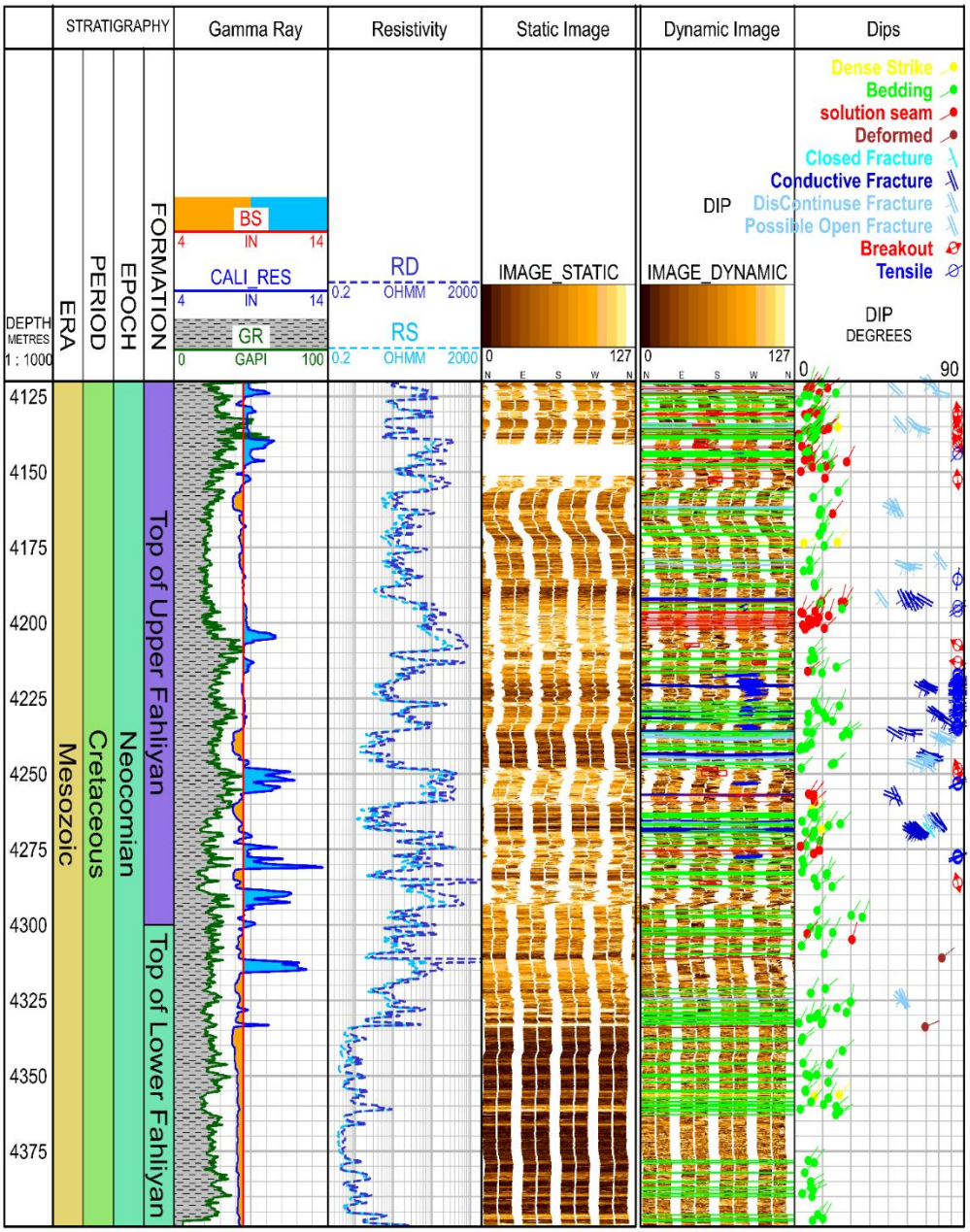


Figure 1 – Illustration of geological features identified in the interpreted FMI log.

ISSN: 2717-0764

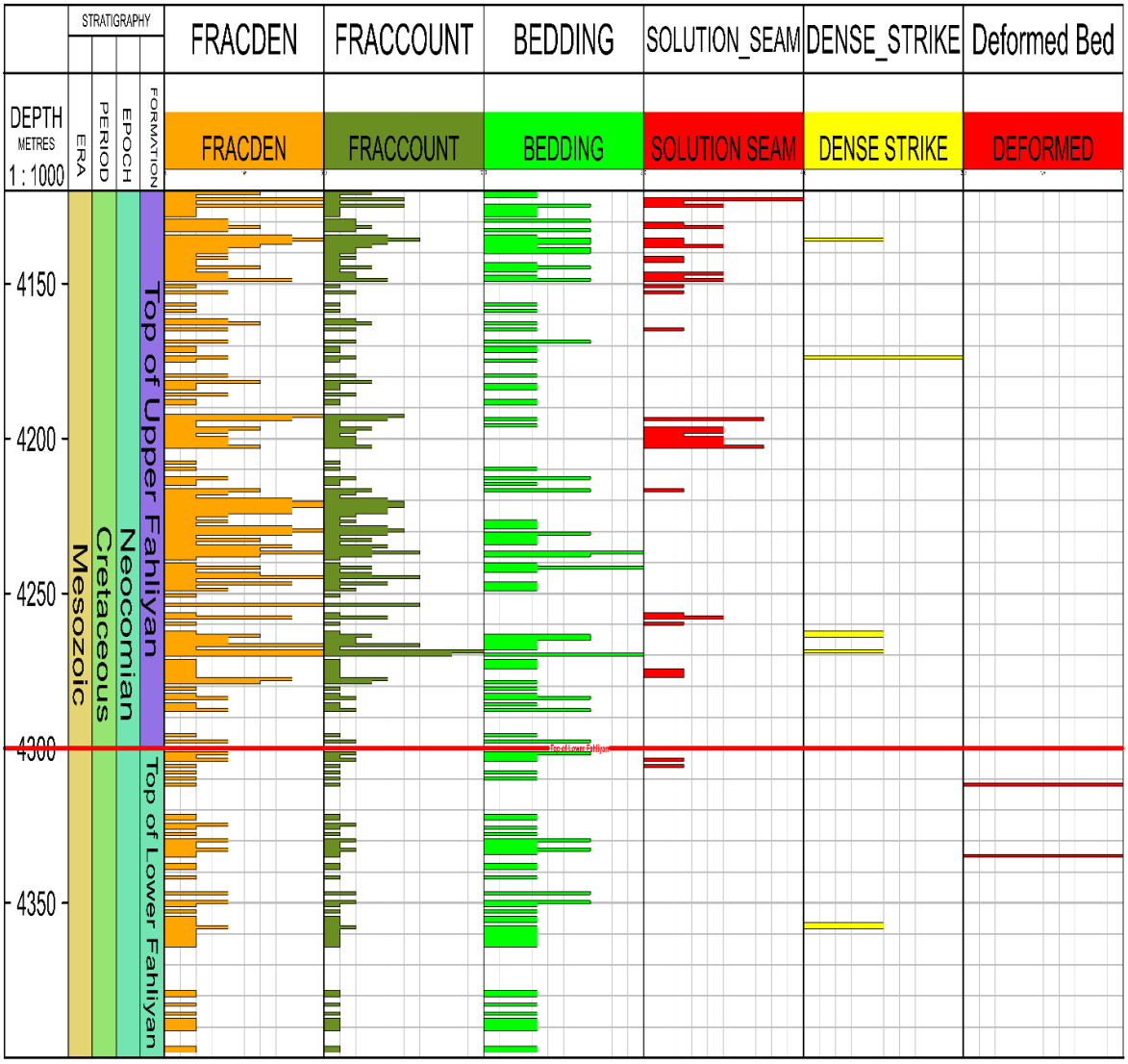


Figure 2 – Frequency distribution of the identified geological features.

4-Conclusion

In the present study, geological and sedimentary features affecting production from the field were identified and classified using FMI and conventional logs obtained from a drilled well. In these logs, 241 bedding layers were distinguished, which were predominantly of the uncertain bedding type with a northeast dip direction. No changes in dip or trend indicative of potential faults were observed in the bedding. Additionally, 83 dense non-conductive streaks and 51 thin dissolution or conductive seams with similar dip values and trends to the bedding in the northeast direction were identified.

Using the FMI log in this well, 174 fractures, including open and filled types, were identified, with the majority of fractures concentrated in the upper part of the Fahliyan Formation. Among them, only one closed fracture was observed, which did not affect production, and most of the production from the reservoir occurs in the upper section. The orientation of fractures relative to the bedding indicates two sets: longitudinal (with a dip direction of S45W and a strike of S45E/N45W) and oblique (with a dip direction of S15W and a strike of S75E/N75W).

5-References

Ahr, W.M., 2011. Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks, John Wiley, p. 296.

ISSN: 2717-0764

Lee, H., Lee, S.G., Doyle, P.S., 2015. Photopatterned oil-reservoir micromodels with tailored wetting properties. Lab on a Chip 15, 3047–3055. https://doi.org/10.1039/C5LC00277J

HOW TO CITE THIS ARTICLE:
Mohsenipour, A., Samani, B., Shooli, B,. 2026. Assessment of geological heterogeneities and their impact on flow performance of the Fahliyan reservoir using FMI image logs: A case study from southwestern Iran. Adv. Appl. Geol. 16 (1), 17-37.
DOI: 10.22055/aag.2026.51405.2553
https://aag.scu.ac.ir/article_20592.html

©2026 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers

ISSN: 2717-0764

مقاله پژوهشی

ارزیابی ناهمگنی‌های زمین‌شناسی و تأثیر آن بر عملکرد جریانی مخزن فهلیان با استفاده از نمودار تصویرگر FMI: مطالعه موردی مخزن فهلیان، جنوب‌غرب ایران

بابک سامانی
گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران.

سید ابوذر محسنی پور
بخش علوم زمین، دانشکده علوم، دانشگاه شیراز، شیراز، ایران.

بهناز شولی
گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران.
Abouzar.mohseni@shirazu.ac.ir
تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۹/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۱۲/۱۳

چکیده
توسعه میادین هیدروکربنی مستلزم شناخت دقیق ویژگی‌های زمین‌شناسی تأثیرگذار بر ناهمگنی مخزن و نرخ تولید است. در این پژوهش، کاربرد نمودارهای تصویرگر FMI در کنار نمودارهای متداول پتروفیزیکی برای شناسایی و تحلیل پدیده‌های زمین‌شناسی مخزن فهلیان در یکی از میادین جنوب‌غرب ایران مورد بررسی قرار گرفته است. داده‌های خام پس از تصحیحات سرعت و نرمال‌سازی، به تصاویر استاتیک و دینامیک تبدیل شدند. بر اساس نتایج حاصله، ۲۴۱ مرز لایه‌بندی با شیب غالب ۵ تا ۲۵ درجه به سمت شمال شرق شناسایی شد. همچنین، ۸۳ رگه انحلال رسانا و ۵۱ رگه متراکم نارسانا با روندی مشابه لایه‌بندی تفکیک گردیدند. تحلیل شکستگی‌ها منجر به شناسایی ۱۷۳ مورد شکستگی باز و تنها یک شکستگی بسته گردید که عمدتاً در بخش بالایی سازند تمرکز یافته‌اند. شکستگی‌های باز بر اساس رابطه هندسی با لایه‌بندی، در دو دسته طولی و مورب طبقه‌بندی شدند. نتایج نشان داد که شکستگی‌های باز عامل اصلی افزایش تراوایی ثانویه و بهبود عملکرد تولید در بخش بالایی مخزن فهلیان هستند. یافته‌های این مطالعه در مدل‌سازی دقیق ناهمگنی و تعیین نقاط بهینه حفاری در میادین مشابه قابل استفاده خواهد بود.

کلمات کلیدی: *نمودارهای متداول، نمودار تصویرگر FMI، شکستگی، لایه‌بندی، مخزن فهلیان*

۱-مقدمه
مخازن کربناته به عنوان مهم‌ترین مخازن هیدروکربنی در خاورمیانه، سهم قابل توجهی از ذخایر نفت و گاز جهان را در بر می‌گیرند (Lee et al., 2015). کیفیت مخزنی در این سنگ‌ها تحت تأثیر ترکیبی از ویژگی‌های بافتی، تغییرات دیاژنزی و توسعه شکستگی‌ها قرار دارد (Ahr, 2011).

تولید از یک مخزن کربناته توسط عوامل مختلفی از جمله نوع و مقدار شکستگی‌ها و عوامل زمین‌شناسی کنترل می‌شوند. از آنجا که شکستگی‌ها نقش مهمی در جریان سیال و رفتار تولیدی مخازن شکاف‌دار ایفا می‌کنند، شناسایی هندسه، فراوانی و نوع شکستگی‌ها از مراحل کلیدی در ارزیابی مخازن کربناته محسوب می‌شود. در سال‌های اخیر مطالعات متعددی در زمینه کیفیت مخزنی (Babadagli and Al-Salmi, 2004; Kadkhodaie-Ilkhchi and Amini, 2009; Rafik and Kamel, 2017; Jamshidian et al., 2015; Singh, 2019; Zhang et al., 2021; Mohsenipour et al., 2022) و نیز تحلیل‌های پتروفیزیکی و تخمین پارامترهای مخزنی (Asgarinezhad et al., 2016; Zahmatkesh et al., 2017; Mirzaei-Paiaman et al., 2018; Liu et al., 2019; Farshi et al., 2019; Tadayoni et al., 2020; Sadeghi et al., 2021; Mohsenipour et al., 2021) در مخازن کربناته نجام شده است.

اگرچه مغزه‌گیری یکی از دقیق‌ترین روش‌ها برای بررسی مستقیم پدیده‌های زمین‌شناسی به شمار می‌رود، اما به دلیل هزینه بالا، محدودیت بازیافت و عدم وجود توالی پیوسته، استفاده از داده‌های مغزه در تمامی چاه‌ها امکان‌پذیر نیست. از این‌رو، محققان تلاش کردند از روش‌های ارزان و سریع که توانایی ارائه نتایج قابل مقایسه با نتایج مغزه را داشته باشند استفاده کنند. ابزارهای تصویربرداری درون‌چاهی نظیر نمودار تصویرگر Formation Micro Imager (FMI) به عنوان جایگزینی مناسب برای شناسایی ساختارهای دیواره چاه مورد استفاده قرار گرفته‌اند. این ابزار با قدرت تفکیک بالا، امکان شناسایی پدیده‌های کوچک‌مقیاس دیواره چاه را فراهم می‌کند و با ایجاد تصویری دقیق از خصوصیات ساختاری، بافت و همچنین تخلخل ثانویه نقش مهمی در ارزیابی مطلوب‌تر از مخازن کربناته ایفا کند. همچنین نمودار تصویرگر FMI نقش مهمی در تکمیل چاه، طراحی مسیر حفاری و مدل‌سازی مخزن دارد (Oden and LoCoco, 2000).

سازند فهلیان با سن نئوکومین–آپتین یکی از مهم‌ترین مخازن کرتاسه زیرین در جنوب‌غرب ایران محسوب می‌شود که حدود یک سوم ذخایر نفت و گاز ایران را دربرگرفته است. این سازند کربناته بوده و عمدتاً از سنگ‌آهک تشکیل شده است (Aghanabati, 2004; Motiei, 1993). تاکنون مطالعات محدودی بر روی ویژگی‌های رسوبی و پتروفیزیکی این مخزن انجام شده است (Mohsenipour et al., 2021). در پژوهش حاضر، با استفاده از تلفیق داده‌های پتروفیزیکی متداول و نمودار تصویرگر FMI، پدیده‌های زمین‌شناسی مؤثر بر ناهمگنی و تولید مخزن فهلیان شامل لایه‌بندی، رگه‌ها و شکستگی‌ها شناسایی و طبقه‌بندی شده است. نتایج این مطالعه می‌تواند در توسعه مدل‌های شکستگی و رخساره‌ای و همچنین بهینه‌سازی حفاری چاه‌های آینده در میدان مورد مطالعه مورد استفاده قرار گیرد.

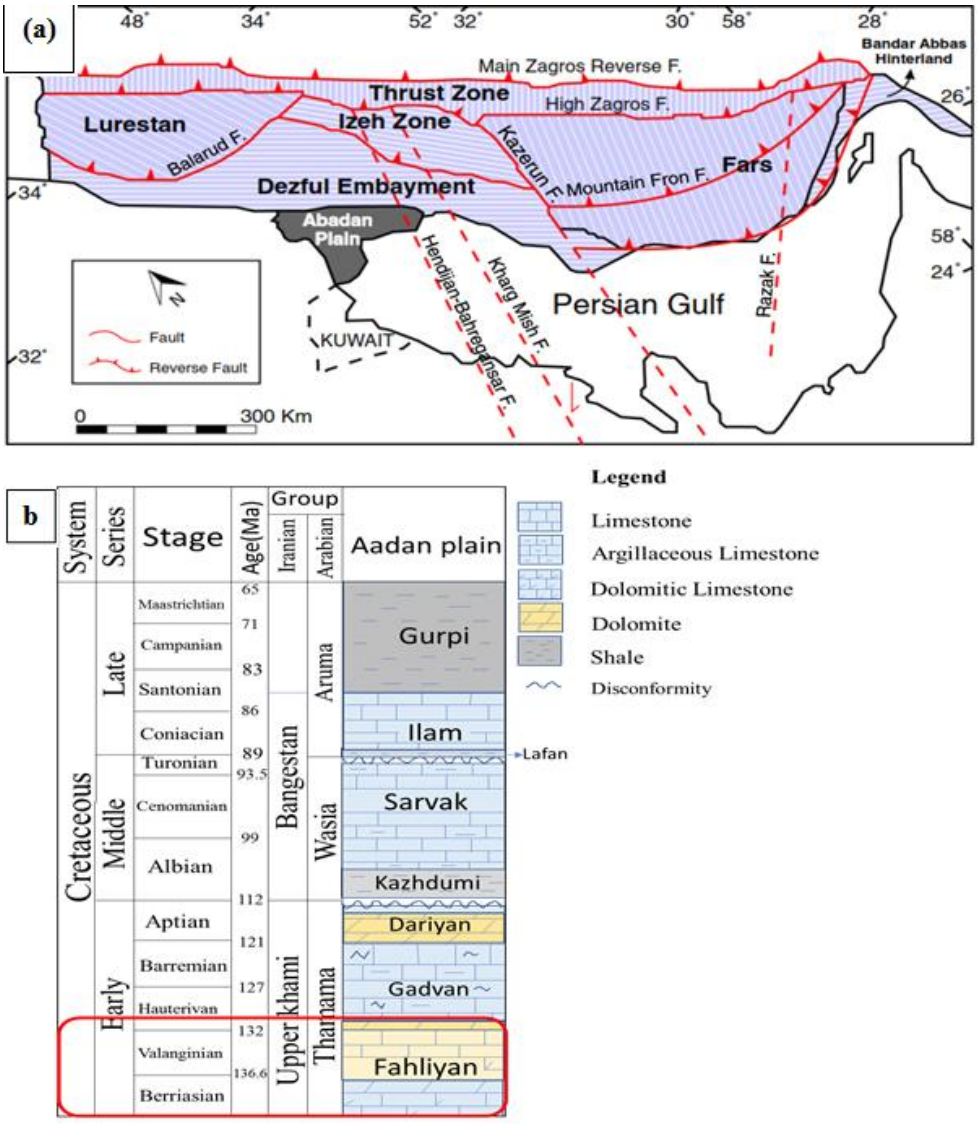
۲- زمین شناسی میدان مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه یکی از بزرگ‌ترین میادین نفتی جنوب‌غرب ایران به شمار می‌رود که از نظر تقسیم‌بندی ساختاری در محدوده دشت آبادان واقع شده است. این میدان در بخش جنوب‌غربی کمربند چین‌خورده و رانده زاگرس قرار گرفته و روند ساختاری آن عمدتاً شمالی–جنوبی بوده و با روند کلی صفحه عربی هم‌راستا است. بررسی ویژگی‌های ساختاری و شکستگی‌ها در این مخزن از اهمیت ویژه‌ای در ارزیابی ناهمگنی و رفتار تولیدی برخوردار است. در میدان مورد مطالعه، سازندهای سروک و فهلیان اصلی‌ترین مخازن دربرگیرنده ذخایر هیدروکربنی شناخته می‌شوند و نقش مهمی در تولید هیدروکربن دارند.

سازند فهلیان و واحدهای معادل آن شامل سازندهای Ratawi و Minagish در کویت و همچنین سازندهای Sulaiy و Yammama در جنوب عراق، از مهم‌ترین سنگ‌های مخزنی کرتاسه زیرین در منطقه محسوب می‌شوند. در زاگرس، کرتاسه زیرین دارای دو رخساره اصلی سکویی و پلاژیک است. رخساره‌های سکویی کرتاسه زیرین شامل سه سازند فهلیان، گدوان و داریان بوده (شکل ۱)، در حالی که رخساره‌های پلاژیک عمدتاً به بخش‌هایی از سازند شیلی گرو نسبت داده می‌شوند.

سازند آهکی فهلیان در برش الگو عمدتاً از سنگ‌آهک‌های ائولیتی متورق تا توده‌ای با رنگ قهوه‌ای خاکستری و بافت نسبتاً خشن تشکیل شده است (Aghanabati, 2004). بر اساس مطالعات زیست‌چینه‌شناسی و شواهدی نظیر ریزسنگواره‌ها، جلبک‌ها، آمونیت‌ها، خارپوستان و پالینومورف‌ها، سن این سازند نئوکومین ـ آپتین تعیین شده است (Motiei, 1993). گسترش جغرافیایی سازند فهلیان در مناطق فارس، شمال‌خاوری خوزستان و شمال‌خاوری لرستان قابل مشاهده است، در حالی که در جنوب‌غرب لرستان و خوزستان، این سازند به واحدهای شیلی و سنگ‌آهکی سازند گرو تغییر رخساره می‌دهد (Aghanabati, 2004). سازند فهلیان در جنوب‌غرب ایران به عنوان یکی از مخازن نفتی اثبات‌شده شناخته شده و وجود نفت در آن توسط آزمایش‌های بهره‌دهی مورد تأیید قرار گرفته است (Tayeb, 2012).

در مخزن مورد مطالعه، سازند فهلیان به دو بخش بالایی و پایینی تقسیم‌بندی شده است. بررسی‌ها در چاههای تولیدی نشان داده است که بخش بالایی سازند از کیفیت مخزنی بالاتری برخوردار بوده و عمده تولید هیدروکربن در میادین موجود در دشت آبادان از این بخش انجام می‌شود. از این‌رو، تمرکز این پژوهش بر شناسایی ویژگی‌های زمین‌شناسی در این بخش از مخزن قرار گرفته است.



شکل ۱- (a) موقعیت دشت آبادان در جنوب غرب ایران. اقتباس شده از (Sherkati and Letouzey. 2004 and Rajabi et al., 2010)، (b) چینه‌شناسی سازند فهلیان در جنوب‌غرب ایران، اقتباس شده از Motiei (۱۹۹۳).

Figure 1. (a) The location of the Abadan Plain in the Zagros, modified from (Sherkati and Letouzey. 2004 and Rajabi et al. 2010), (b) Stratigraphy of the Fahliyan Formation in southwestern Iran, adapted from Motiei (1993).

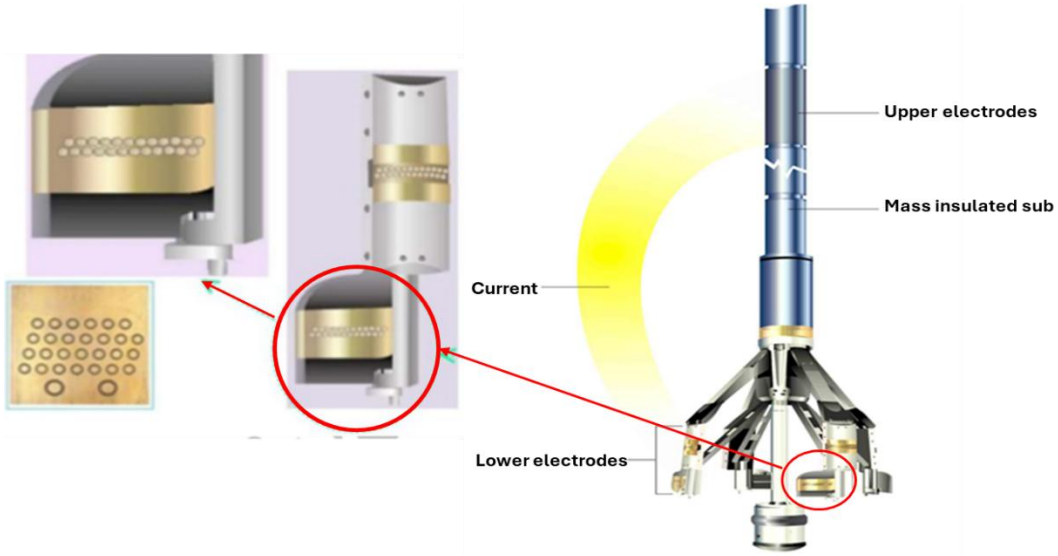
۳- مواد و روش‌ها

در پژوهش حاضر، از داده‌های نمودارهای متداول پتروفیزیکی (شامل نمودارهای نوترون، اشعه گاما، چگالی و فتوالکتریک) و نمودار تصویرگر FMI (محصول شرکت شلمبرژه) حاصل از یک چاه حفاری شده در میدان نفتی مورد مطالعه استفاده شده است. جهت انجام پردازش‌ها و مطالعه پدیده‌های زمین‌شناسی و انواع شکستگی‌ها در نمودار تصویرگرFMI ، نرم‌افزارهای پتروفیزیکی Schlumberger Techlogو Paradigm Geolog به کار گرفته شدند. در مرحله نخست، داده‌های خام FMI مورد پردازش قرار گرفتند و پس از اعمال تصحیحات لازم شامل کنترل سرعت (Speed Correction)، هم‌مرکز کردن (Normalization)و در نهایت اعمال تصحیح نرمال‌سازی، تصاویر استاتیک و دینامیک جهت مطالعه دقیق مخزن ساخته شدند.

دستگاه FMI (Formation Micro Imager) به عنوان یکی از پیشرفته‌ترین ابزارهای تصویرگر الکتریکی در صنعت نفت شناخته می‌شود. در این روش، اختلاف مقاومت الکتریکی عوارض دیواره چاه توسط دستگاه ثبت شده و در

نهایت به یک تصویر رسانایی از دیواره چاه تبدیل می‌گردد. این ابزار دارای چهار بازو است که روی هر یک از آن‌ها یک پد (Pad) و یک فلپ (Flap) تعبیه شده است (مجموعاً ۸ بالشتک). ابزار FMI در مجموع دارای ۱۹۴ الکترود است که روی هر بازو ۲۴ عدد از آن‌ها قرار دارد. عمق نفوذ این دستگاه حدود ۰.۲ اینچ (۵ میلی‌متر) برآورد می‌شود و در چاهی به قطر ۸.۵ اینچ، در بهترین حالت پوششی در حدود ۸۰ درصد از دیواره چاه را فراهم می‌کند؛ بدیهی است که با افزایش قطر چاه، درصد پوشش دیواره کاهش می‌یابد (Burgess and Peter, 1985).

این ابزار در گل‌های پایه آبی (رسانا) مورد استفاده قرار می‌گیرد و در گل‌های روغنی (نارسانا) کارایی ندارد. به دلیل رسانایی بالای گل حفاری، شکستگی‌های باز در تصاویر به صورت تیره‌رنگ و شکستگی‌های بسته، به دلیل مقاومت الکتریکی بالا و رسانایی پایین، به صورت روشن دیده می‌شوند (شکل ۲).



شکل۲- نمایش ابزار FMI (Schlumberger., 2002).
Figure 2. FMI tool display (Schlumberger, 2002).

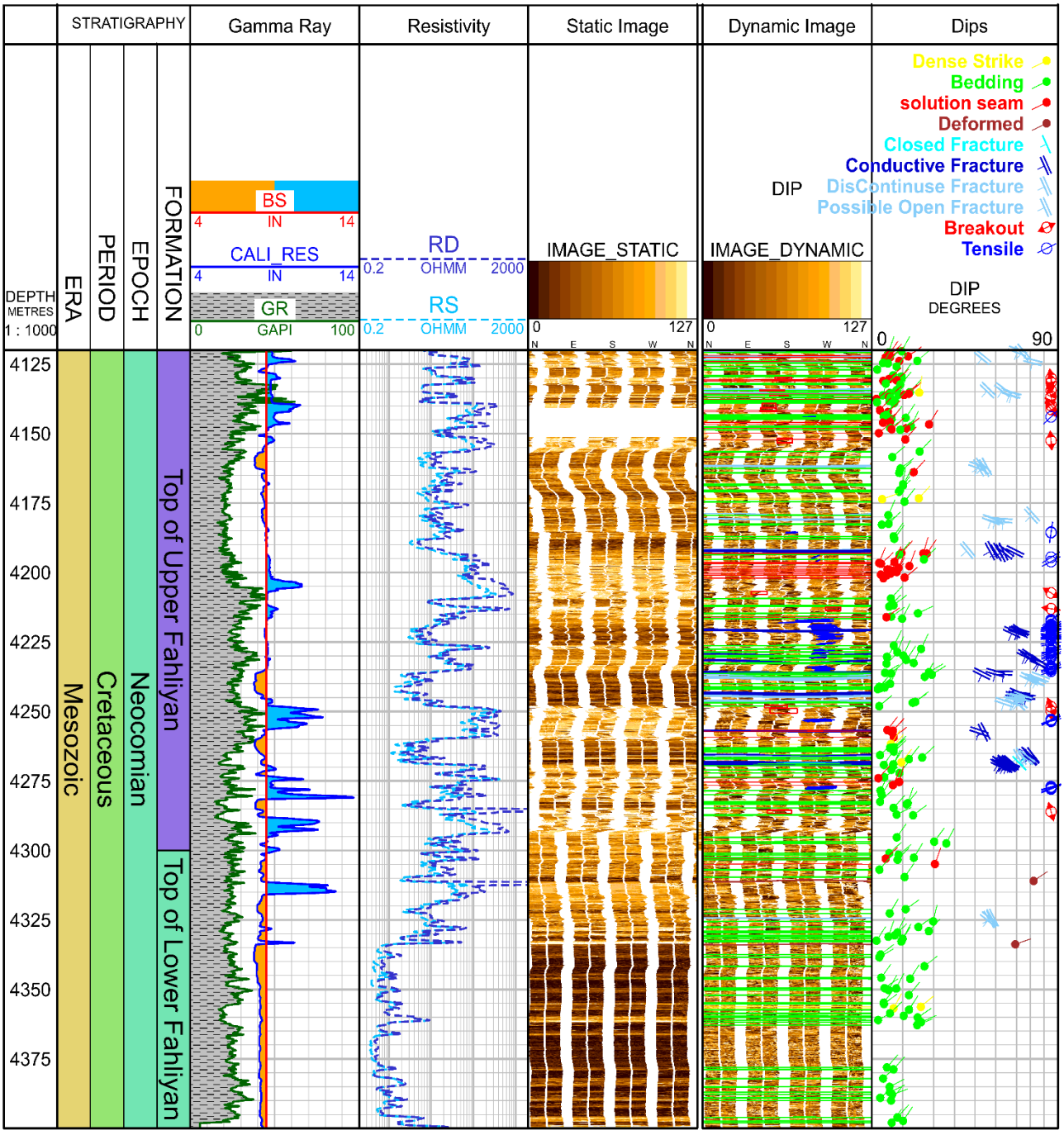
۴- نتایج

در مطالعه حاضر، پس از پردازش نمودار تصویرگر FMI و ساخت تصاویر استاتیک و دینامیک، پدیده‌های زمین‌شناسی از جمله لایه‌بندی و شکستگی‌ها شناسایی شدند (شکل ۳). ویژگی‌های هر یک از تراک‌های نمایش داده شده در شکل ۳ به شرح زیر است:

در تصویر ۳، تراک اول نمایش عمق و تراک دوم نمایش‌گر سن چینه‌شناسی و تقسیم‌بندی سازند فهلیان است. تراک سوم بیانگر مقدار نمودار گاما و همچنین مقدار قرائت نمودار قطرسنج نسبت به اندازه مته است. نمودار گاما علاوه بر استفاده در شناسایی لیتولوژی، جهت تفکیک مناطق شیلی نیز به کار برده شده است. افزایش مقدار نمودار قطرسنج نسبت به اندازه مته بیانگر نقاط ریزش و مستعد ایجاد بریکوت (Breakout) و کاهش آن بیانگر تنگ‌شدگی حفره چاه است. تراک چهارم نشان‌دهنده نمودارهای تخلخل و لیتولوژی است. نمودارهای نوترون، چگالی و صوتی جهت تعیین نوع تخلخل به کار گرفته شده‌اند که در توالی مورد مطالعه بیانگر تخلخل حدود ۱۰ درصد می‌باشند. نحوه قرارگیری دو نمودار نوترون و چگالی و همچنین نمودار فتوالکتریک، لیتولوژی آهکی توالی مورد بررسی را تأیید می‌کند. تراک پنجم حاوی نمودار مقاومت الکتریکی است، از آنجا که سنگ‌های متراکم‌تر (مانند آهک) دارای مقاومت الکتریکی بالا و رسانایی کمتری هستند و لایه‌های با تراکم کمتر (مانند شیل‌ها) مقاومت الکتریکی کمتر و رسانایی بیشتری دارند، با استفاده از این تراک امکان جدایش لایه‌بندی فراهم شده است. تراک ششم بیانگر نمودار تصویرگر استاتیک است که جهت تفکیک پدیده‌های کلی مانند لایه‌بندی استفاده می‌شود. تراک هفتم تصویر پردازش شده دینامیک را نشان می‌دهد که جهت شناسایی دقیق پدیده‌های زمین‌شناسی مورد استفاده قرار گرفته

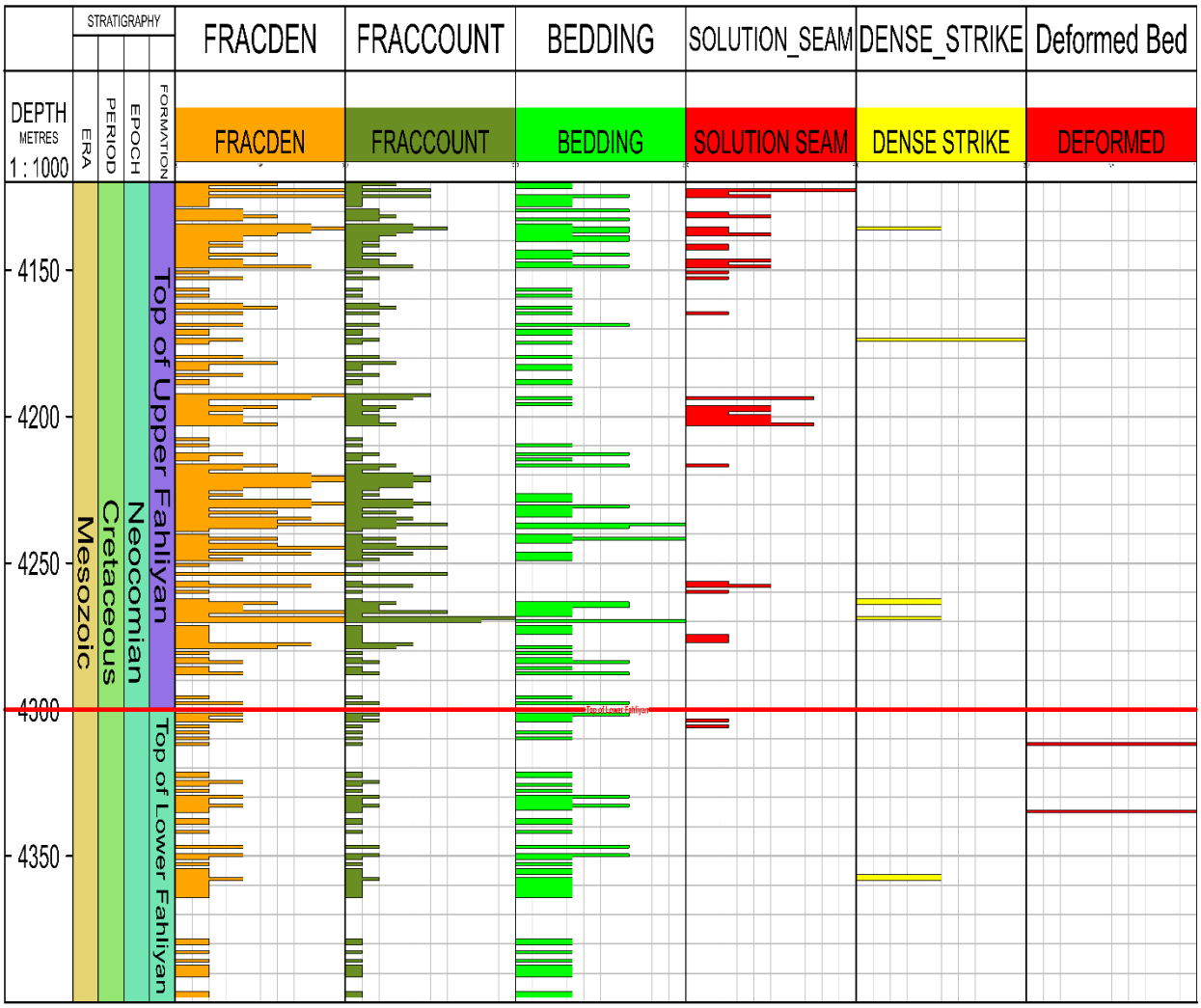
است. تراک هشتم نیز بیانگر شیب لایه‌های شناسایی شده است (شکل ۳).

مطابق با شکل ۴، فراوانی پدیده‌های شناسایی شده نشان می‌دهد که لایه‌بندی دارای بیشترین فراوانی و لایه‌های تغییر شکل یافته دارای کمترین فراوانی هستند. همچنین ملاحظه گردید که فراوانی پدیده‌های زمین‌شناسی در بخش بالایی سازند فهلیان بسیار بیشتر از بخش پایینی آن است.



شکل۳- نمایش پدیده‌های زمین‌شناسی شناسایی شده در نمودار FMI تفسیر شده.

Figure 3. Illustration of geological features identified in the interpreted FMI log.



شکل ۴- نمایش فراوانی هرکدام از پدیده‌های زمین‌شناسی شناسایی شده.

Figure 4. Frequency distribution of the identified geological features.

۴-۱- لایه‌بندی

در نمودار تصویرگر سطح لایه‌بندی با تغییر ناگهانی در مقاومت الکتریکی و در نتیجه تغییر در شدت رنگ تصویربهنجار شده استاتیکی دیده می‌شود (Khoshbakht., 2016). مرزهای لایه‌بندی در تصاویر حاصل از نمودار تصویرگر به دو دسته کلی تقسیم شدند. دسته اول مرزهای لایه‌بندی واضح و آشکاری است که اثر این مرزها بطور کامل در تصاویر مربوط به تمامی بالشتک‌ها (pad) دیده می‌شوند و آنها لایه‌های با شیب لایه‌بندی مطمئن (High Confidence Bedding or HC Bedding) نامیده می‌شوند. دسته دوم مرزهای لایه‌بندی دارای ابهام هستند که تشخیص آنها روی تصویر بدست آمده از ابزار FMI بطور کامل واضح نمی‌باشند و آنها لایه‌های با شیب لایه‌بندی نامطمئن (Low Confidence Bedding or LC Bedding) نامیده می‌شوند.

بر اساس تباین مقاومت الکتریکی، تعداد ۲۴۱ مرز لایه‌بندی شناسایی شد(شکل ۵). جهت تحلیل آماری، از رز دیاگرام (Rose Diagram) استفاده گردید (شکل ۶). این نمودارها در نیم‌کره بالایی (Upper Hemisphere) ترسیم شده‌اند تا بتوان با آن جهت‌های واقعی سه‌بعدی شیب و امتداد در مقایسه با سطح افقی را تحلیل کرد. در این تصاویر، رز دیاگرام سمت چپ نشان‌دهنده امتداد (Strike) و نمودار سمت راست بیانگر آزیموت جهت شیب (Dip Direction) است. نتایج نشان داد که لایه‌بندی دارای

شیب کمتر از ۳۰ درجه و در محدوده غالب ۵ تا ۲۵ درجه به سمت شمال شرق (N40E) و امتداد در جهت N50W/S50E است. همچنین تغییر عمده‌ای در جهت و شیب که نشانگر گسل احتمالی باشد، مشاهده نشد.

۴-۲- رگه‌های نازک انحلالی یا رسانا (Solution Seams):

یکی از ساخت‌های مشاهده شده بر روی تصاویر نمودار تصویرگر، لایه‌هایی نازک از موادی با رسانایی زیاد(کانی‌های رسی) در میان لایه‌های ضخیمتر کربناته با مقاومت بیشتر می‌باشند. این عوارض می‌توانند دارای طبیعت، جهت-یافتگی و منشاء مختلف باشند. بطور کلی آنهایی که دارای شکل کاملا صفحه‌ای بوده و شیب منظم دارند می‌توانند به افزایش محلی تخلخل به دلیل انحلال، دولومیتی‌شدن و یا ریز لایه‌های مواد رسی نسبت داده شوند.

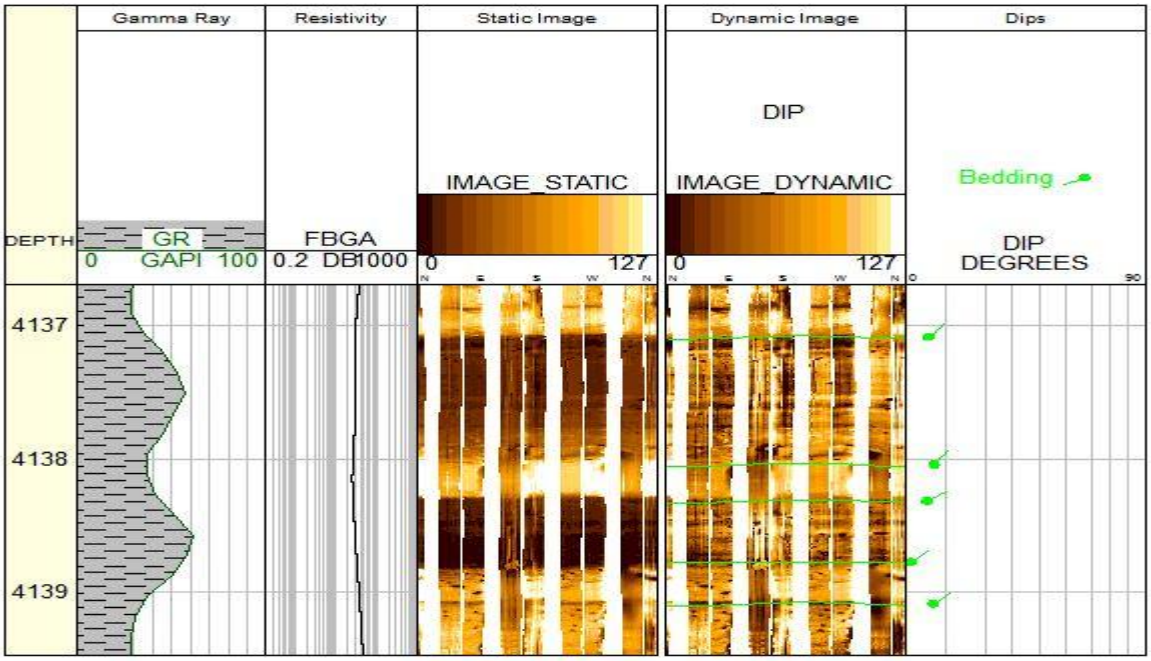
در تفسیر این چاه مجموعاً ۸۳ عدد لایه نازک رسانا مشاهده شد (شکل ۷) که از این تعداد ۵۶ عدد در بخش فهلیان بالایی و ۱۷ عدد در بخش فهلیان پایینی قرار داشت. امتداد این لایه‌ها به صورت شمال غرب-جنوب شرق و شیب آن‌ها به سمت شمال شرق بود (شکل ۸).

۴-۳- رگه‌های متراکم نارسانا (Dense strike):

در مقابل لایه‌های نازک رسانا، لایه‌هایی نازک با مقاومت بسیار بالا نیز مشاهده می‌گردند که رگه‌های متراکم نام گذاری شده‌اند. این ساخت‌ها به علت تراکم بسیار زیاد، بر روی تصاویر به رنگ بسیار روشن (زرد تا سفید) دیده می-شوند. این رگه‌ها نیز تقریبا با جهت‌گیری یکسان نسبت به مرزهای لایه‌بندی پدیدار می‌گردند. معمولاً دو منشاء برای این عوارض پیشنهاد شده است:

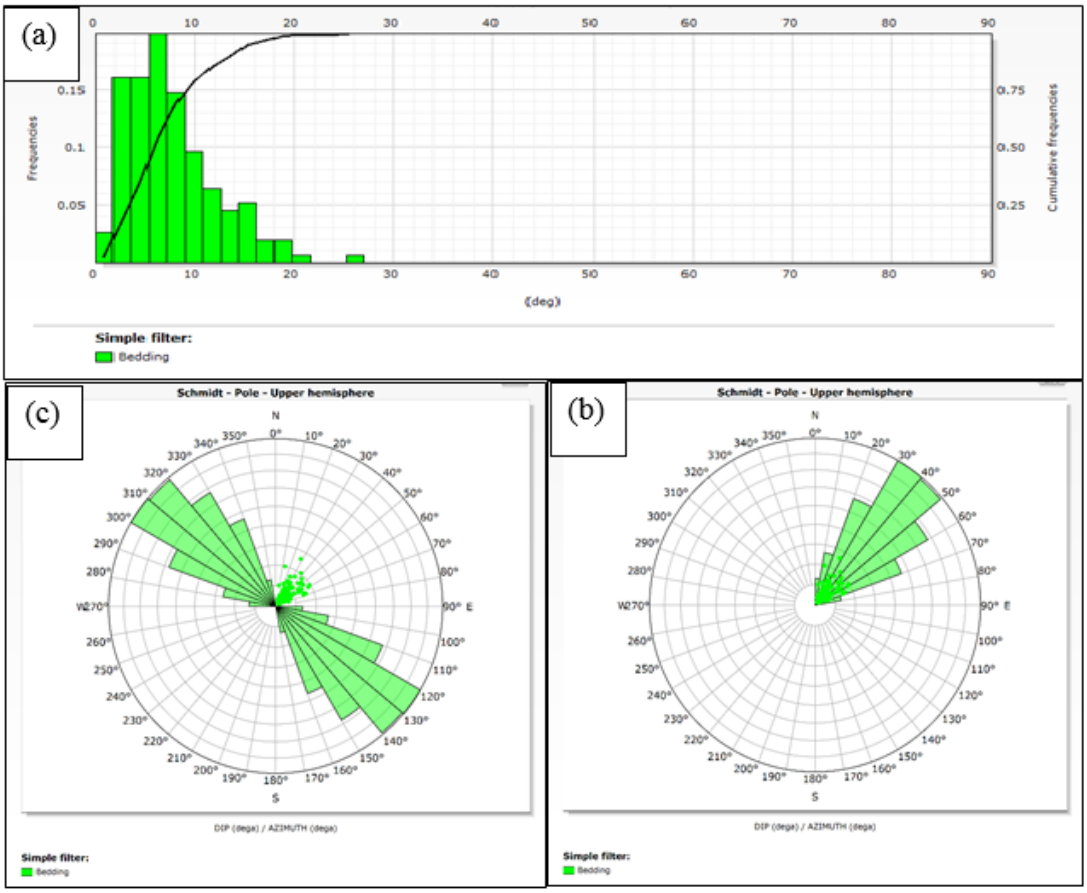
۱- لایه سیمانی شده، ۲- رسوب ناگهانی سنگ آهک تمیز (مانند لایه‌های طوفانی) در یک زمینه شیلی در یک محیط آرام .

در تفسیر توالی انجام شده مجموعه ۵۱ عدد از این لاله‌ها شناسایی شد (شکل ۹) که تعداد ۴۹ عدد در بخش بالایی و تنها دو عدد در در بخش پایینی سازند فهلیان قرار دارد. امتداد کلی آن‌ها مطابق با امتداد لایه‌بندی و به سمت شمال غرب- جنوب شرق و با مقدار شیب کمتر از ۲۰درجه به سمت شمال شرق مشاهده شدند (شکل ۱۰).



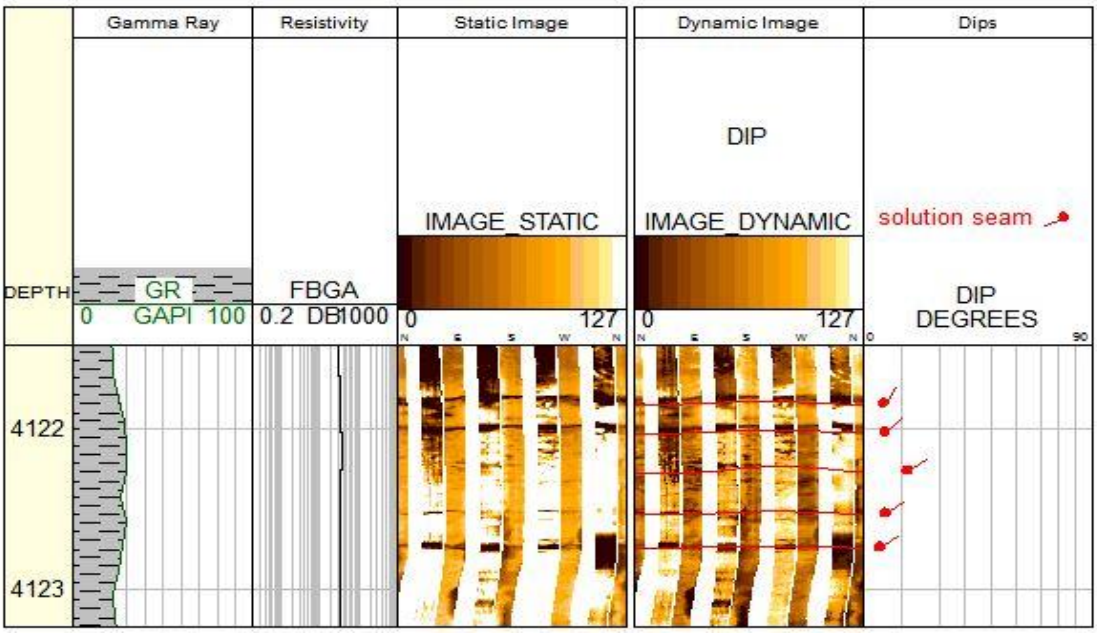
شکل ۵- نمونه‌ای از مرزهای لایه‌بندی مشاهده شده در نمودار تصویرگر مورد بررسی.

Figure 5. An example of bedding boundaries observed in the examined image log.



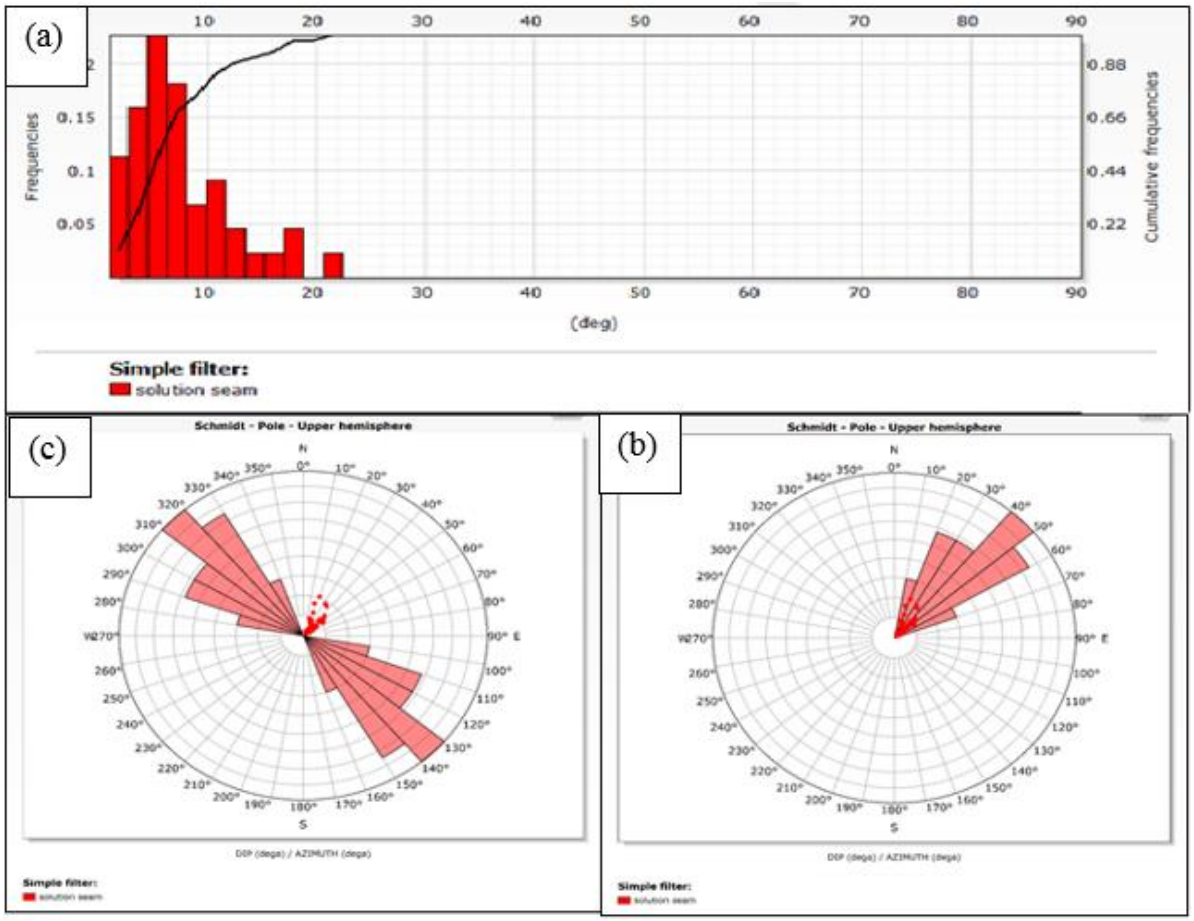
شکل۶- (a) هیستوگرام، (b) رزدیاگرام مربوط به شیب و (c) امتداد لایه‌بندی.

Figure 6. (a) Histogram, (b) Rose Diagram related to bedding dip and (c) strike.



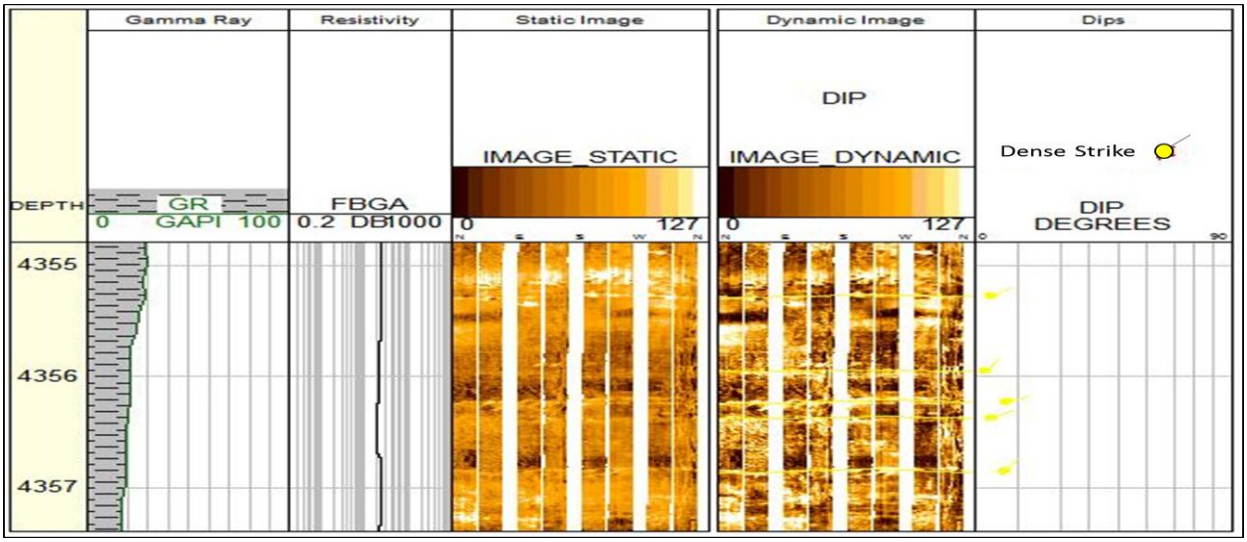
شکل ۷- نمونه‌ای از رگه‌های نازک انحلالی یا رسانا (Solution Seams)مشاهده شده در توالی مورد بررسی.

Figure 7. An example of thin dissolution or conductive seams observed in the examined interval.



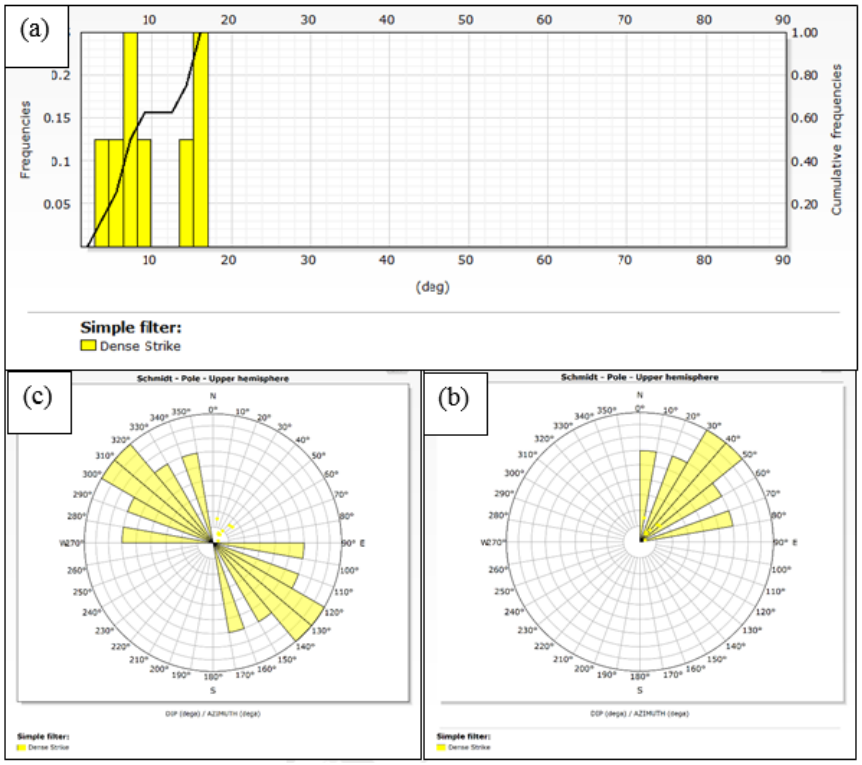
شکل۸- (a) هیستوگرام، (b) رزدیاگرام مربوط به شیب و (c) امتداد لایه نازک رسانا.

Figure 8. (a) Histogram, (b) Rose Diagram of the dip and (c) strike of thin conductive layers.



شکل ۹- نمونه‌ای از رگه‌های متراکم یا نارسانا مشاهده شده در توالی مورد بررسی.

Figure 9. An example of dense or non-conductive seams observed in the examined interval.



شکل ۱۰- (a) هیستوگرام، (b) رزدیاگرام مربوط به شیب و (c) امتداد لایه نازک نارسانا.

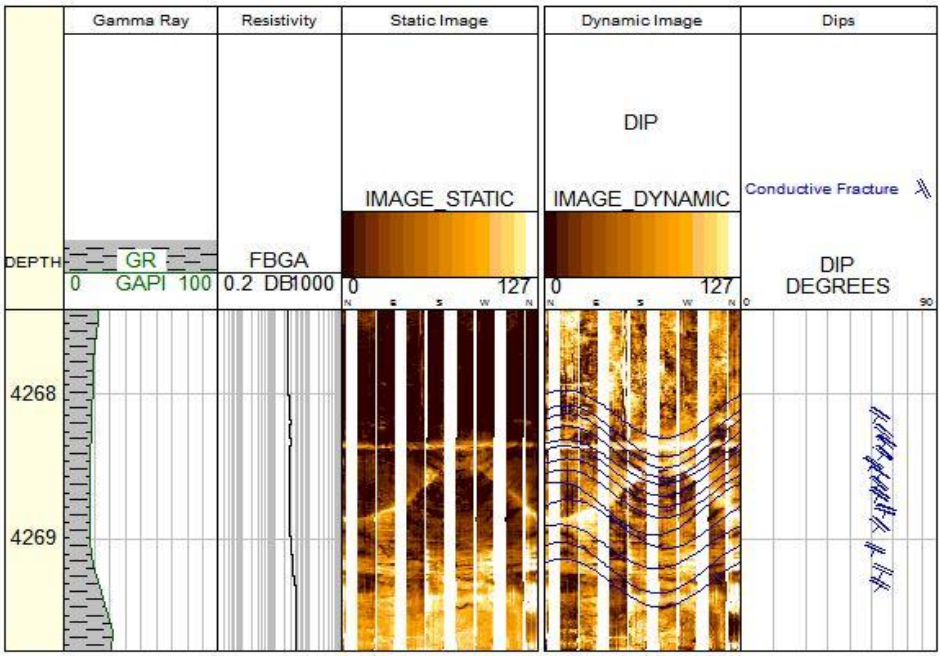
Figure 10. (a) Histogram, (b) Rose Diagram of the dip and (c) strike of thin non-conductive layers.

۴-۴- شکستگی در نمودار تصویرگر

شکستگی به هر نوع گسیختگی در سنگ که در برگیرنده ترکُ و یا گسل باشد، گفته می‌شود(Khoshbakht., 2016). به عبارت دیگر شکستگی‌ها از هم گسیختگی‌های صفحه‌ای هستند که در دو طرف صفحه جا به جایی صورت نمی‌گیرد. بطور کلی این پدیده‌ها دارای شیب زیاد در رژیم‌های کششی و امتداد لغز بوده، در حالی که در رژیم‌های فشارشی شیب ملایم تا کم نشان می‌دهند. مورفولوژی شکستگی تاثیر بسیار زیادی بر مقدار تخلخل و تراوایی دارد(Mohsenipour et al., 2022) شکستگی‌ها می‌توانند باز، بسته و یا اینکه پر شده توسط موادی نظیر رس، کلسیت، انیدریت و غیره باشد. در نمودار تصویرگر چاه مورد مطالعه هر دو نوع شکستگی‌های باز(پیوسته و ناپیوسته) و پرشده(بسته) مشاهده و تفکیک شد. تعداد ۱۷۳ شکستگی باز و تنها ۱ شکستگی بسته در توالی مورد مطالعه تفکیک شد (شکل ۱۱). شناسایی مناطق فشاری و کششی در این شکل بر اساس حضور شکستگی‌های باز (مؤید زون‌های کششی) و شواهد ریزش دیواره چاه (Breakouts) صورت گرفته است. شکستگی‌های باز به دلیل پر شدن با گل حفاری رسانا، به صورت سینوسی‌های تیره دیده می‌شوند که نشان‌دهنده باز بودن دهانه شکستگی در برابر تنش‌های موجود است.

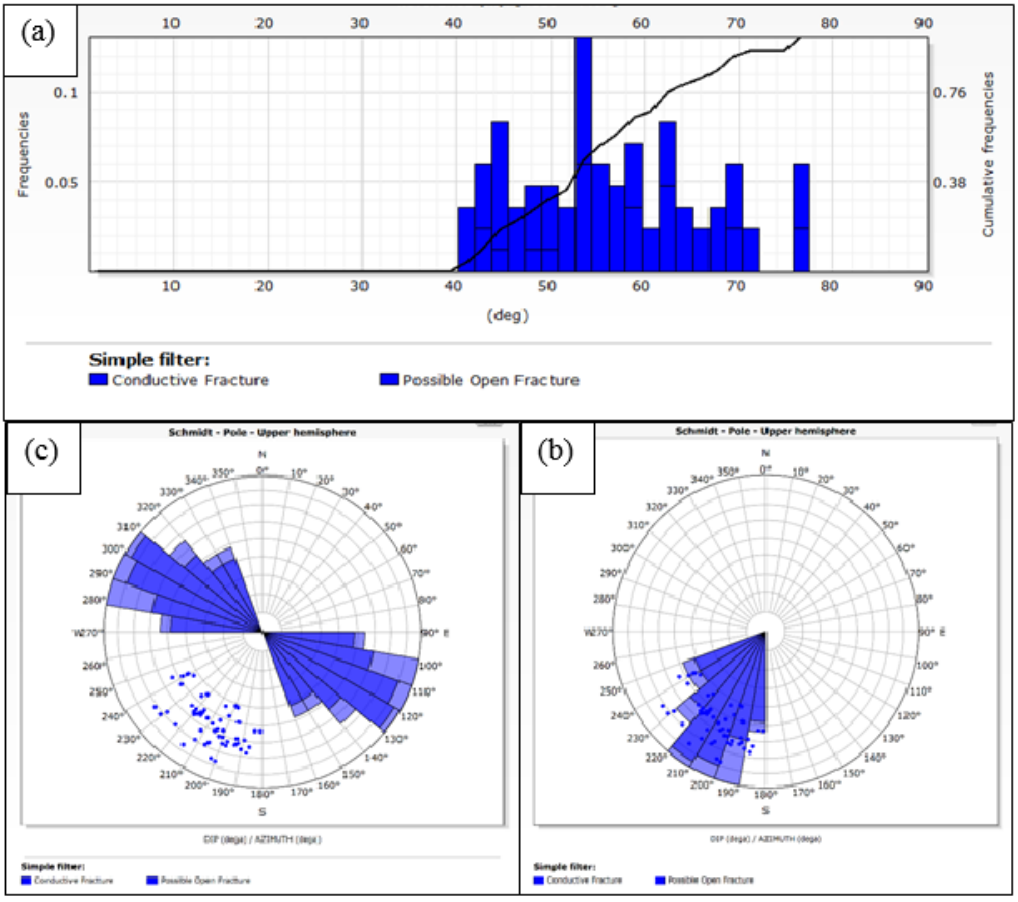
۴-۴-۱- شکستگی باز

بازشدگی این شکستگی‌ها به وسیله گل حفاری پر می‌شود و اگر گل رسانا باشد مقاومتی که در این قسمت توسط نمودار تصویری ثبت می‌شود بسیار کمتر از زمینه سنگ است و شکستگی به صورت یک موج سینوسی کامل و تیره رنگ در نمودار تصویری دیده می‌شود(Khoshbakht., 2016). اگر مخزن دارای تعداد زیادی از این نوع شکستگی باشد پتانسیل تولید بالایی را دارا می‌باشد(Mohsenipour et al., 2022). بیشتر شکستگی‌های باز مشاهده شده در چاه مورد مطالعه در بخش بالایی سازند فهلیان بودند به گونه‌ای که از تعداد ۱۷۳ شکستگی باز تعداد ۱۵۰ شکستگی در این بخش و تنها ۲۳ عدد شکستگی باز در بخش پایین سازند فهلیان مشاهده گردید(شکل ۱۱). شیب آنها با میانگین ۷۸ درجه در محدوده ۴۰ تا ۸۰درجه متغیر است. بطور کلی در نمودار تصویرگر توالی مورد بررسی دو دسته کلی شکستگی با جهت شیب S45W و S15W و امتداد شمال غرب-جنوب شرق مشاهده شد(شکل۱۲).



شکل ۱۱- نمونه‌ای از شکستگی‌های باز مشاهده شده در توالی مورد بررسی.

Figure 11. An example of open fractures observed in the examined interval.



شکل۱۲- (a) هیستوگرام، (b) رزدیاگرام مربوط به شیب و (c) امتداد شکستگی‌های باز.

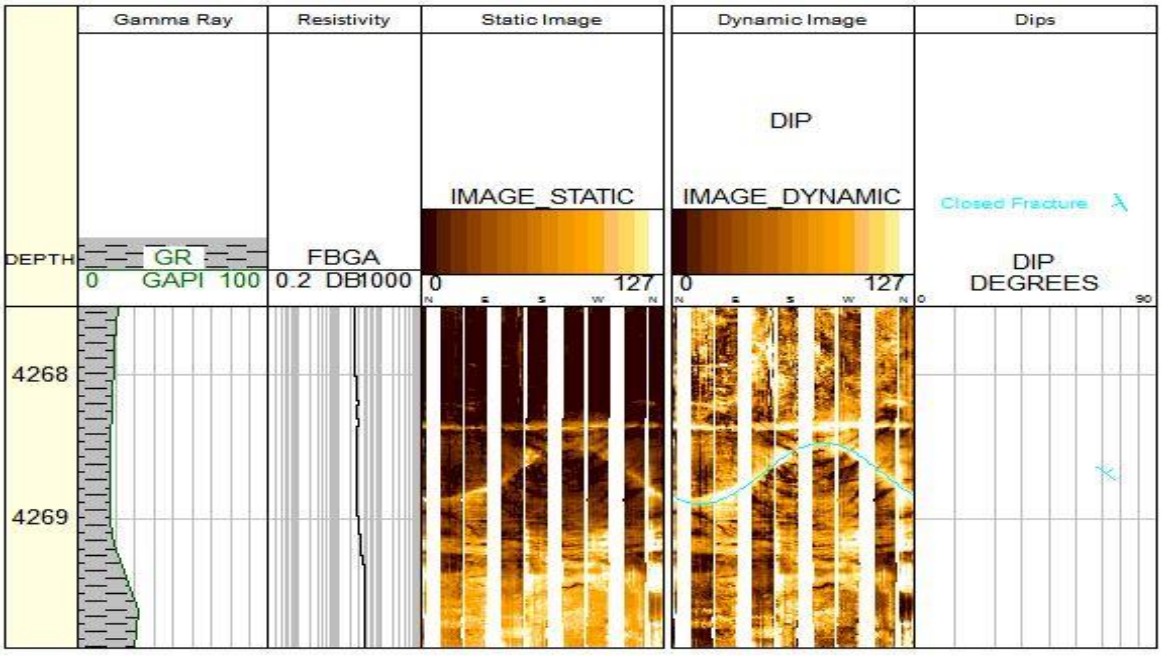
Figure 12. (a) Histogram, (b) Rose Diagram of the dip and (c) strike of open fractures.

۴-۴-۲- شکستگی‌های بسته

این شکستگی‌ها که شکستگی‌های پرشده و یا مسدود شده نیز نامیده می‌شوند، در ابتدا بصورت شکستگی‌های باز ایجاد شده‌اند و با گذشت زمان توسط سیمان‌های متراکم کلسیتی و سیلیسی پر شده‌اند. درصورت وجود تعداد زیادی از این نوع از شکستگی‌ها می‌تواند به عنوان مانعی برای حرکت جریان عمل کند و باعث کاهش در تولید شود. در نمودار تصویرگر FMI به علت مقاومت الکتریکی بسیار بالایی که ناشی از پرشدن توسط کانی‌های با مقاومت بالاتر نسبت به زمینه است بصورت موج سینوسی با هاله‌ای که از نشانه‌های تشخیص شکستگی بسته است مشاهده می‌شوند (شکل ۱۳). در نمودار تصویرگر چاه مورد بررسی تنها یک شکستگی بسته در بخش بالایی سازند فهلیان با شیب ۶۰ درجه به سمت شمال شرقی و امتداد شمال غربی-جنوب شرقی مشاهده شد (شکل ۱۴). با توجه به اینکه تنها یک شکستگی بسته در توالی مورد مطالعه شناسایی شده و غالب تولید در این توالی در بخش بالایی است، این شکستگی اثر قابل توجهی بر کاهش تولید ندارد. باید توجه شود که این نتیجه صرفاً برای چاه مورد بررسی است و تعمیم آن به کل میدان نیازمند استفاده از داده چاه‌های بیشتر است.

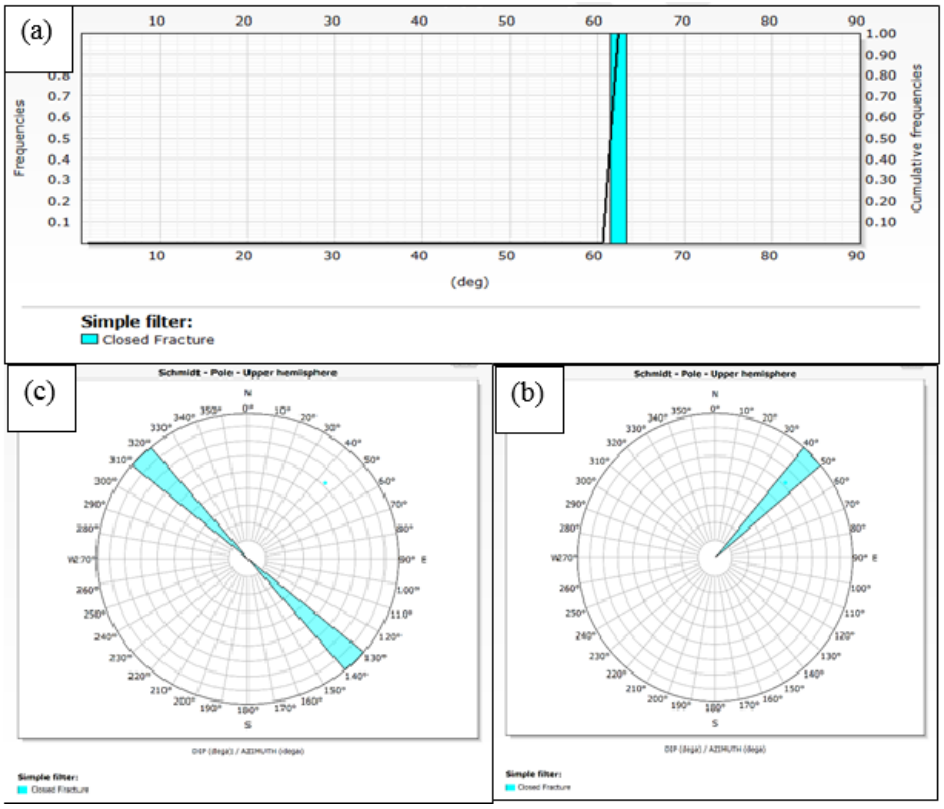
۴-۵- وضعیت شکستگی‌ها به لایه‌بندی

ارتباط شکستگی‌ها با لایه‌بندی می‌تواند اطلاعات مهمی برای مدلسازی جریان مخزن و طراحی شبکه شکستگی فراهم کند و در تعیین مسیر بهینه حفاری چاه‌های آینده نقش داشته باشد. در توالی مورد بررسی، برای بررسی ارتباط شکستگی‌ها با لایه‌بندی، امتداد و شیب شکستگی‌ها نسبت به مرزهای لایه‌بندی و الگوی ساختاری سازند مورد تحلیل قرار گرفت. بر اساس ارتباط امتداد شکستگی‌ها نسبت به امتداد لایه‌بندی و الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین‌خوردگی و همچنین مقدار شیب شکستگی‌ها، دو دسته (Set) شکستگی تشخیص داده شد(شکل ۱۵). هر دو این دسته شکستگی‌ها دارای جهت شیب به سمت جنوب غربی هستند اما از نظر قرار گیری نسبت به امتدا لایه‌بندی دسته اول، با جهت شیب S45W و امتداد S45E/N45W که تقریباً به موازات امتداد لایه‌بندی می‌باشد در دسته شکستگی‌های طولی (Longitudinal) قرار می‌گیرند. دسته دوم با جهت شیب S15W و امتداد S75E/N75W شکستگی‌های با امتداد زاویه دار نسبت به امتداد لایه‌بندی می‌باشند که شکستگی‌های مورب (Oblique) نامیده می‌شوند.



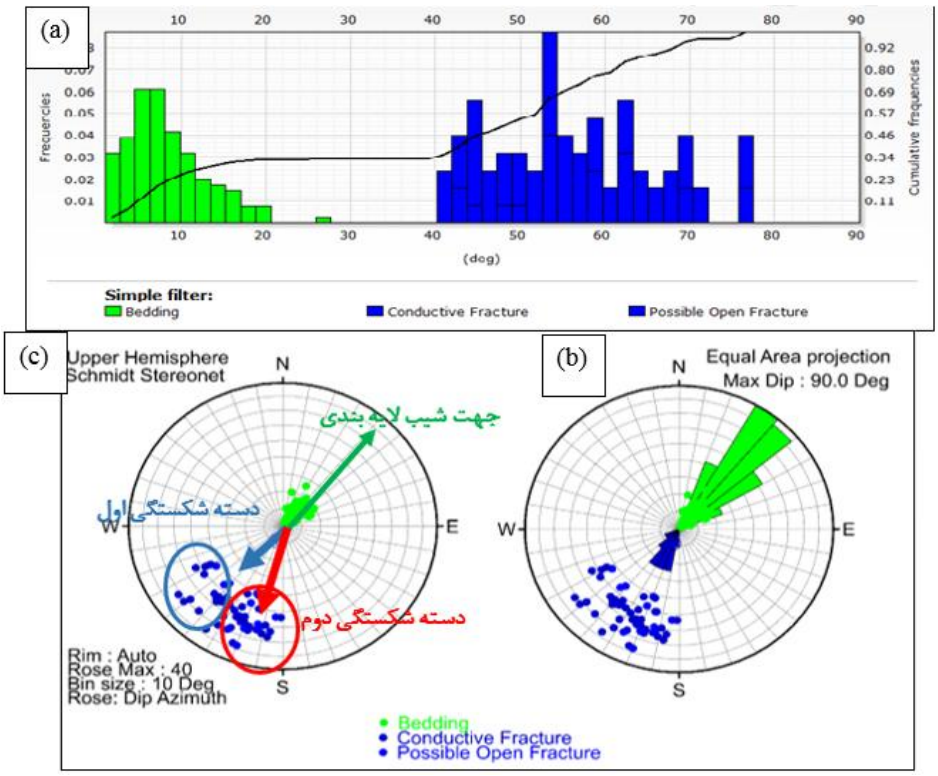
شکل ۱۳- نمونه‌ای از شکستگی بسته مشاهده شده در توالی مورد بررسی.

Figure 13. An example of closed fractures observed in the examined interval.



شکل ۱۴- (a) هیستوگرام، (b) رزدیاگرام مربوط به شیب و (c) امتداد شکستگی‌های بسته.

Figure 14(a) Histogram, (b) Rose Diagram of the dip and (c) strike of closed fractures.



شکل ۱۵- (a) هیستوگرام، (b) رزدیاگرام مربوط به شیب و (c) امتداد لایه‌بندی و دسته‌های شکستگی.

Figure 15. (a) Histogram, (b) Rose Diagram of the dip and (c) strike of bedding planes and fracture sets.

۵- بحث

تلفیق داده‌های نمودار تصویرگر FMI با نمودارهای متداول پتروفیزیکی در چاه مورد مطالعه نشان داد که ناهنگنی به شدت تحت تاثیر شکستگی‌های باز قرار دارد. لایه‌بندی‌ها و رگه‌های نازک رسانا (Solution Seams) و رگه‌های متراکم نارسانا (Dense Streaks) عمدتاً با شیب و امتداد مشابه لایه‌بندی قرار داشتند. این توزیع منظم نشان می‌دهد که این پدیده‌ها نقش مهمی در کنترل جریان سیال و تخلخل ثانویه مخزن دارند. یافته‌های حاضر با مطالعات پیشین در مخازن کربناته جنوب‌غرب ایران مانند Mohsenipour et al., 2022aو Khoshbakht et al., 2016مطابقت دارد، که نشان می‌دهد رگه‌های نازک و تراکم‌های متراکم می‌توانند مسیرهای جریان ترجیحی یا موانع موضعی در مخزن ایجاد کنند. شکستگی‌ها در این مطالعه به دو دسته طولی (Longitudinal) و مورب (Oblique)تقسیم شدند. دسته طولی با شیب S45W و امتداد S45E/N45W تقریباً موازی لایه‌بندی و دسته مورب با شیب S15W و امتداد S75E/N75W زاویه‌دار نسبت به لایه‌بندی بودند. این الگوها نشان‌دهنده ارتباط قوی بین شکستگی‌ها و ساختار لایه‌ای مخزن است.

شکستگی‌های باز، که بیشتر در بخش بالایی سازند فهلیان مشاهده شدند، می‌توانند مسیرهای جریان هیدروکربن ایجاد کنند و نقش مهمی در بهبود تولید مخزن داشته باشند. تنها یک شکستگی بسته شناسایی شد که اثر قابل توجهی بر تولید نداشت. با این حال، با توجه به علت محدودیت داده‌ها که از یک چاه بود تعمیم نتایج به کل میدان باید با احتیاط انجام شود. نتایج این مطالعه مشابه مطالعات قبلی در استفاده از نمودار FMI برای شناسایی دقیق ساختارهای مخزن است (Asgarinezhad et al., 2016; Aghli et al., 2025). اطلاعات حاصل از شناسایی شکستگی‌ها و رگه‌ها می‌تواند در زمینه‌های مدلسازی رخساره‌ای و شبکه شکستگی‌ها، تحلیل هتروژنی مخزن و تعیین مکان بهینه برای حفر چاه‌های جدید کاربرد داشته باشد. این مطالعه نشان می‌دهد که استفاده از نمودار FMI علاوه بر سرعت و هزینه کمتر نسبت به مغزه‌گیری، می‌تواند داده‌های دقیقی برای بهبود مدیریت مخزن فراهم کند.

۶- نتیجه گیری

در این پژوهش، پدیده‌های زمین‌شناسی و رسوبی مؤثر بر تولید مخزن کربناته فهلیان در یکی از میادین جنوب‌غرب ایران با استفاده از تلفیق داده‌های نمودار تصویرگر FMI و نمودارهای متداول پتروفیزیکی مورد تحلیل و دسته‌بندی قرار گرفت. مهم‌ترین یافته‌های این مطالعه به شرح زیر است:

- تحلیل ساختاری و لایه‌بندی: با شناسایی ۲۴۱ مرز لایه‌بندی، مشخص گردید که توالی مخزنی دارای شیب غالب به سمت شمال‌شرق است. عدم مشاهده تغییرات ناگهانی در روند شیب و امتداد لایه‌ها، حاکی از پایداری ساختاری در موقعیت چاه مورد مطالعه و عدم حضور گسل‌های تکتونیکی در این بازه است.
- پدیده‌های دیاژنزی و رسوبی: شناسایی ۸۳ رگه متراکم نارسانا (Dense Streak) و ۵۱ رگه نازک انحلال رسانا (Solution Seams) که روندی مشابه با لایه‌بندی (شمال‌شرق) نشان می‌دهند، بیانگر کنترل فرآیندهای رسوبی و فشاری بر توزیع این پدیده‌ها در مخزن است. تمرکز این ساخت‌ها در بخش بالایی سازند، نقش مهمی در ناهمگنی (Heterogeneity) عمودی مخزن ایفا می‌کند.
- شبکه شکستگی‌ها و پتانسیل تولید: تحلیل ۱۷۴ مورد شکستگی نشان داد که اکثریت قریب به اتفاق درزه‌ها در بخش بالایی سازند فهلیان تمرکز یافته‌اند. با توجه به شناسایی تنها یک مورد شکستگی بسته (پر شده)، مشخص گردید که سیستم تراوایی ثانویه در این مخزن توسط شکستگی‌های باز کنترل می‌شود. غلبه شکستگی‌های باز در بخش بالایی، عامل اصلی دبی تولید بالاتر در این بخش نسبت به بخش پایینی مخزن ارزیابی می‌گردد.
- هندسه شکستگی‌ها نسبت به لایه‌بندی: شکستگی‌های شناسایی شده بر اساس رابطه هندسی با لایه‌بندی در دو دسته اصلی طبقه‌بندی شدند: دسته اول شامل شکستگی‌های طولی (Longitudinal) با جهت شیب

S45W و امتداد S45E/N45W، و دسته دوم شامل شکستگی‌های مورب (Oblique) با جهت شیب S15W و امتداد S75E/N75W است. این تنوع در جهات، نشان‌دهنده پیچیدگی رژیم تنش و تأثیر همزمان تکتونیک منطقه‌ای و چین‌خوردگی بر شبکه شکستگی‌هاست.

یافته‌های این پژوهش، به ویژه در زمینه شکستگی‌ها، داده‌های ورودی دقیقی برای مدل‌سازی شبکه شکستگی میدان و برنامه‌ریزی بهینه مسیر چاه‌های توسعه‌ای فراهم می‌آورد. همچنین داده‌های حاصل از نمودار تصویرگر FMIمی‌توانند به عنوان جایگزینی مقرون‌به‌صرفه برای مغزه‌گیری محدود در مطالعات آینده مورد استفاده قرار گیرند. به طور کلی، این مطالعه نشان می‌دهد که ترکیب نمودارهای متداول و نمودار تصویرگر FMI ابزاری قدرتمند برای ارزیابی ویژگی‌های زمین‌شناسی و رسوبی مخازن کربناته است و می‌تواند به فهم بهتر هتروژنی مخزن و طراحی مؤثر برنامه‌های توسعه میدان کمک قابل توجهی نماید.

مراجع

Aghanabati, S.A., 2004. Geology of Iran. Geological Survey and Mining Exploration of Iran, Tehran, p.586.

Aghli, G., Moussavi-Harami, R., Mohammadian, R., 2020. Reservoir heterogeneity and fracture parameter determination using electrical image logs and petrophysical (a case study, carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). Petroleum Science 17, 51–69. https://doi.org/10.1007/s12182-019-00413-0

Aghli, G., Motra, H.B., Saberi, M.R., Nikbin, M., Ostadhassan, M., 2025. Fracture Development and Characterization from Field Data in a Dolomite-Limestone Sequence: G. Aghli et al. Rock Mechanics and Rock Engineering 11, 1–25. https://doi.org/10.1007/s00603-025-05125-z

Ahr, W.M., 2011. Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks, John Wiley, p. 296.

Asgarinezhad, Y., Asgarinezhad, M., Tokhmechi, B., Kamkar-Rouhani, A., Sherkati, S., 2016. Detecting vuggy porosity in carbonate reservoirs by well logs. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 6, 25–31. https://doi.org/10.1007/s13202-015-0169-7

Babadagli, T., Al-Salmi, S., 2004. A review of permeability-prediction methods for carbonate reservoirs using well-log data. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 7, 75–88. https://doi.org/10.2118/87824-PA

Burgess, C.J., Peter, C.K., 1985. Formation, distribution, and prediction of stylolites as permeability barriers in the Thamama Group, Abu Dhabi, in: Middle East Oil Technical Conference and Exhibition. OnePetro. https://doi.org/10.2118/13698-MS

Ezati, M., Azizzadeh, M., Riahi, M.A., Fattahpour, V., Honarmand, J., 2018. Characterization of micro-fractures in carbonate Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering 170, 675–695. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.058

Farshi, M., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Khanehbad, M., Golafshani, T., 2019. Reservoir rock typing using integrating geological and petrophysical properties for the Asmari Formation in the Gachsaran oil field, Zagros basin. Journal of Petroleum Science and Engineering 176, 161–171. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.068

Jamshidian, M., Hadian, M., Zadeh, M.M., Kazempoor, Z., Bazargan, P., Salehi, H., 2015. Prediction of free flowing porosity and permeability based on conventional well logging data using artificial neural networks optimized by imperialist competitive algorithm–a case study in the South Pars Gas field. Journal of Natural Gas Science and Engineering 24, 89–98. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.02.026

Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Amini, A., 2009. A fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: A case study from the Ahwaz oilfield, South Iran. Journal of Petroleum Geology 32, 67–78. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2009.00435.x

Khoshbakht, F., Memarian, H., Mohammadnia, M., 2009. Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log. Journal of Petroleum science and Engineering 67, 65–74. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.02.011

Khoshbakht, F., Rasaie, M.R., Shekarifard, A., 2016. Investigating induction log response in the presence of natural fractures. Journal of Petroleum Science and Engineering 145, 357–369. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.05.023

Lee, H., Lee, S.G., Doyle, P.S., 2015. Photopatterned oil-reservoir micromodels with tailored wetting properties. Lab on a Chip 15, 3047–3055. https://doi.org/10.1039/C5LC00277J

Liu, Yisheng, Liu, Yuetian, Zhang, Q., Li, C., Feng, Y., Wang, Y., Xue, Y., Ma, H., 2019. Petrophysical static rock typing for carbonate reservoirs based on mercury injection capillary pressure curves using principal component analysis. Journal of Petroleum Science and Engineering 181, 106175. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.039

Mirzaei-Paiaman, A., Ostadhassan, M., Rezaee, R., Saboorian-Jooybari, H., Chen, Z., 2018. A new approach in petrophysical rock typing. Journal of Petroleum Science and Engineering 166, 445–464. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.075

Mohsenipour, A., Soleimani, B., Zahmatkesh, I., Veisi, I., 2022a. Determination of reservoir rock typing using integrating geological and petrophysical methods in one of the oil field in south-west of Iran. Carbonates and Evaporites 37, 1–15. https://doi.org/10.1007/s13146-022-00782-5

Mohsenipour, A., Soleimani, B., Zahmatkesh, I., Veisi, I., 2021. Estimation of nuclear magnetic resonance (NMR) log permeability by integrating artificial neural network and imperialist competition optimization algorithm (ICA) in one of the oil fields of southwestern Iran. Arabian Journal of Geosciences 14, 1–18. https://doi.org/10.1007/s12517-021-08821-6

Mohsenipour, A., Zahmatkesh, I., Soleimani, B., 2022b. Fractures Analysis Using Core Data and Image Logs: A Case Study in the Dalan–Kangan Reservoir of South Pars Gas Field, Iran. Iran. Iranian Journal of Science and Technology, Transactions A: Science 46, 819–828. https://doi.org/10.1007/s40995-022-01288-4

Motiei, H., 1993. Stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran Publication, Tehran, p.536.

Oden, C.P., LoCoco, J.J., 2000. Variable frequency monopole-dipole sonic logging for mechanical and hydrogeologic properties, in: Symposium on the Application of Geophysics to Engineering and Environmental Problems 2000. 13th EEGS Symposium on the Application of Geophysics to Engineering and Environmental Problems, pp, 493–502. https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.200.2000_058

Ostad, M.N., Asghari, O., Emery, X., Azizzadeh, M., Khoshbakht, F., 2016. Fracture network modeling using petrophysical data, an approach based on geostatistical concepts. Journal of Natural Gas Science and Engineering 31, 758–768. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.084

Payton, E., Khubchandani, J., Thompson, A., Price, J.H., 2017. Parents' expectations of high schools in firearm violence prevention. Journal of community health 42, 1118–1126. https://doi.org/10.1007/s10900-017-0360-5

Rafik, B., Kamel, B., 2017. Prediction of permeability and porosity from well log data using the nonparametric regression with multivariate analysis and neural network, Hassi R'Mel Field, Algeria. Egyptian journal of petroleum 26, 763–778. https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.10.013

Rajabi, M., Sherkati, S., Bohloli, B., Tingay, M., 2010. Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. Tectonophysics 492, 192–200. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2010.06.014

Sadeghi, R., Moussavi-Harami, R., kadkhodaie, A., Mahboubi, A., Ashtari, A., 2021. Reservoir rock typing of the Asmari Formation using integrating geological and petrophysical data for unraveling the reservoir heterogeneity: a case study from the Ramshir oilfield, southwest Iran. Carbonates and Evaporites 36, 1–28. https://doi.org/10.1007/S13146-021-00692-Y

Schlumberger, 2002. FMI-Borehole Geology, Geomechanics and 3D Reservoir Modeling. Current, p.12.

Sherkati, S., Letouzey, J., 2004. Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. Marine and petroleum geology 21, 535–554. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.01.007

Singh, N.P., 2019. Permeability prediction from wireline logging and core data: a case study from Assam-Arakan basin. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 9, 297–305. https://doi.org/10.1007/s13202-018-0459-y

Tadayoni, M., Khalilbeyg, M., Bin Junin, R., 2020. A new approach to heterogeneity analysis in a highly complex carbonate reservoir by using borehole image and conventional log data. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 10, 2613–2629. https://doi.org/10.1007/s13202-020-00930-4

Tayeb, S.H., 2012. No TGeological supplementary report of Azadegan exploratory well-4. Exploration management of National Iranian Oil Company.

Zahmatkesh, I., Soleimani, B., Kadkhodaie, A., Golalzadeh, A., Abdollahi, A.-M., 2017. Estimation of DSI log parameters from conventional well log data using a hybrid particle swarm optimization–adaptive neuro-fuzzy inference system. Journal of Petroleum Science and Engineering 157, 842–859. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.002

Zhang, Z., Zhang, H., Li, J., Cai, Z., 2021. Permeability and porosity prediction using logging data in a heterogeneous dolomite reservoir: An integrated approach. Journal of Natural Gas Science and Engineering 86, 103743. https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2020.103743