Journal of Mineral Resources Engineering, 8(2): 1-17, (2023)

Imam Khomeini International University

Vol. 8, No. 2, Summer 2023

نشریه مهندسی منابع معدنی

Journal of Mineral Resources Engineering (JMRE)

Research Paper

Reservoir Zonation Using Flow Zone Indicator, Electrofacies and Well Log Cumulative Standard Deviation in Dariyan Formation the Central Part of Persian Gulf

Davoodi S.[1], Tavakoli V.[2*]

1- M.Sc, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

2- Associate Professor, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

Received: 12 Aug. 2021 **Accepted: 26 Oct. 2021**

Abstract: This study considers the ability of log deviation data in reservoir zonation. In this regard, 110 m of carbonate rocks from one well of the Dariyan Formation in the central part of the Persian Gulf were investigated by using 390 thin sections, well log data, and core porosity and permeability. Facies analysis led to the identification of nine microfacies in five sub-environments. To evaluate the reservoir quality in each zone, petrophysical rock types were determined by flow zone indicator and electrofacies methods. Based on the flow zone indicator, six hydraulic flow units were obtained for the reservoir interval. Using the multi-resolution graph-based clustering method and petrophysical logs of gamma, neutron, and density, 5 electrofacies were identified. Then, the two methods were compared, which show a strong correlation at many depth intervals. Zone 1 with the high frequency of electrofacies and flow units with higher reservoir quality, has the best reservoir quality. Zone 2 has low reservoir quality, flow units, and electrofacies with high gamma radiation. The frequency of high-quality reservoir electrofacies in zone 3 is lower than in zone 1. To determine reservoir zonation by the standard deviation method, each log data was subtracted from the average in the whole well and then the obtained values were added together to calculate cumulative deviation. This method is consistent with the three zones of the Dariyan Formation, but as the method of determining rock types, it is not suitable for the separation of reservoir units.

Keywords: Dariyan Formation, Hydraulic flow unit, Electrofacies, Cumulative deviation.

How to cite this article

Davoodi, S., and Tavakoli, V. (2023). *"Reservoir zonation using flow zone indicator, electrofacies and well log cumulative standard deviation in Dariyan Formation the central part of Persian Gulf"*. Journal of Mineral Resources Engineering, 8(2): 1-17.

DOI: 10.30479/JMRE.2022.16041.1538

*Corresponding Author Email: *vtavakoli@ut.ac.ir*

COPYRIGHTS

©2023 by the authors. Published by Imam Khomeini International University.

This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0) (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

INTRODUCTION

The Persian Gulf basin is one of the richest regions in the world in terms of oil and gas resources. The present study was performed on the Dariyan Formation from the Khami Group. In the studied well, this formation is informally divided into three zones, Upper Dariyan, Hawar, and Lower Dariyan [1], which are easily distinguishable by lithology. Carbonate reservoirs show high heterogeneity in terms of reservoir characteristics. Determining rock type is a proper way to evaluate heterogeneity at the microscale while reservoir zonation manages the heterogeneity at the macroscale. Cores and petrophysical logs are the most important data for reservoir studies. Reservoir rocks can be divided into hydraulic flow units based on the porosity and permeability relationships of the cores [2]. Information from well logs can also be classified as electrofacies. So far, many researchers have studied the electrofacies of Iran's carbonate reservoirs based on various mathematical and statistical concepts [3-5].

In this study, using the three methods of flow zone indicator, multi-resolution graph-based clustering (MRGC) and cumulative deviation logs in the studied well from the central part of the Persian Gulf, the reservoir quality is evaluated. Results will show the ability of the cumulative log deviation diagrams to evaluate the reservoir quality of carbonate formations and the method of cumulative deviation log will be compared with the two methods of flow zone indicator and MRGC.

METHODS

In this study, 110 m of carbonate rocks from one well of the Dariyan Formation in the central part of the Persian Gulf were investigated by using 390 thin sections, well log data, and 160 core porosity and permeability data. At first, petrographic studies were performed from various aspects and facies were named. To evaluate the reservoir quality in Dariyan Formation, three methods of flow zone indicator, MRGC, and cumulative deviation log were used. In determining the flow units by flow zone indicator method, porosity and permeability data of the cores have been used. Diagram-based MRGC method was used to determine electrofacies. Therefore, gamma, density, and neutron logs were selected to evaluate using Geolog software. To determine zonation by cumulative deviation method, each log data was subtracted from the average data in the whole well and then the obtained values were added together to calculate cumulative deviation from the mean value. Then, using the cumulative values of the calculated deviation, its diagram was drawn and analyzed [6,7]. To confirm the theory (standard deviation), this method was investigated in well (B) with no core data. Finally, the results of the three methods were compared with each other and also with the results of petrographic data.

FINDINGS AND ARGUMENT

Facies analysis led to the identification of nine microfacies in five sub-environments deposited in a carbonate ramp platform. Using the probabilistic cumulative diagram of the flow zone indicator values, 6 hydraulic flow units have been determined. Reservoir quality increases from flow unit 1 to flow unit 6 (Figure 1A). These six flow units are shown on the porosity-permeability diagrams, which show a good relationship between the distribution of hydraulic flow units and the porosity and permeability values (Figure 1B). Flow units 5 and 6 have higher reservoir quality and more frequency in the upper parts of the upper Dariyan and lower Dariyan. Flow units 1 and 2, which had the lowest reservoir quality, have the highest frequency in the Hawar zone.

In the MRGC method, 5 electrofacies were identified for this well, of which electrofacies 2 and 3 have the highest reservoir quality and are more abundant in the upper Dariyan and lower Dariyan. Electrofacies 1, 4, and 5 have the lowest reservoir quality and have also the highest frequency in the Hawar zone. According to the core porosity and permeability box plot, electrofacies 2 and 3 have the highest porosity and permeability (Figure 2).

Dariyan Formation zones were calculated and plotted based on the cumulative deviation logs in well A. In the studied well, this formation is informally divided into three zones of upper Dariyan, lower Dariyan, and Hawar [1] that the results of this method are consistent with this classification. This method is consistent with the three zones of the Dariyan Formation (Figure 3), but as the method of determining rock types, it is not suitable for separation reservoir units. The method was applied to well (B) with no core data. Results effectively showed three zones of upper Dariyan, Hawar, and lower Dariyan (Figure 3).

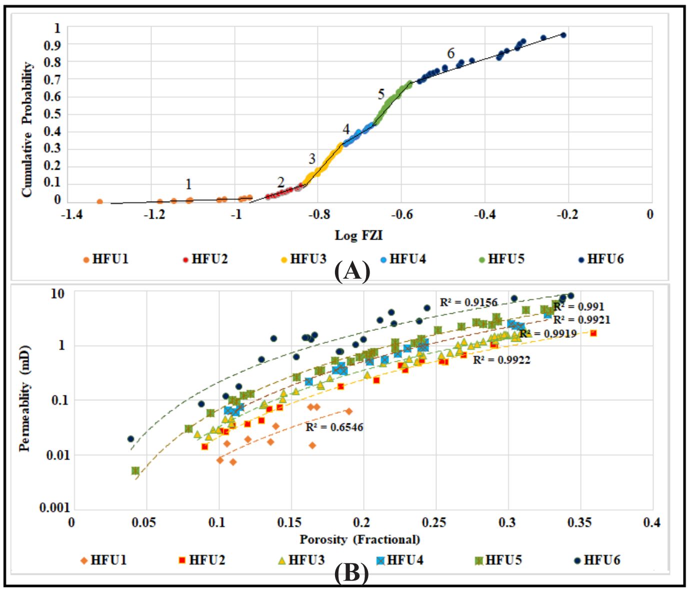


Figure 1. A: Determined hydraulic flow units on the cumulative probability frequency plot of FZI values in Dariyan Formation, **B:** porosity-permeability plot of flow unit

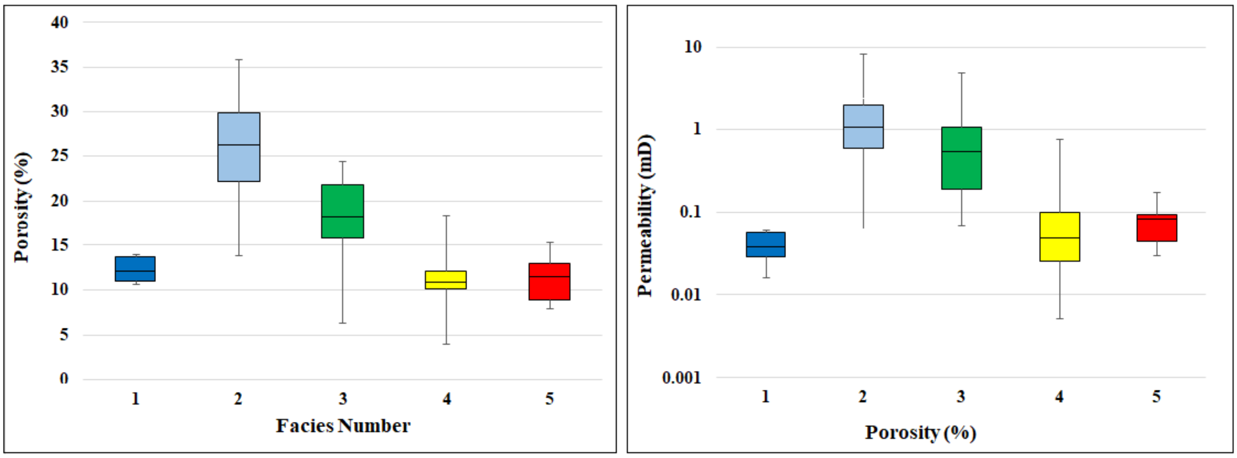


Figure 2. Box plot of core porosity and permeability for electrofacies of Dariyan Formation

CONCLUSIONS

The results of rock type determination by hydraulic flow unit method and MRGC method identified 6 flow units and 5 electrofacies, respectively. Combining the results of these two methods and petrographic studies, it was found that the upper Dariyan and lower Dariyan (especially their upper part) have the highest reservoir quality and the Hawar zone has a very poor reservoir quality. Among zones 1 and 3, zone 1 (Upper Dariyan) is the most important reservoir zone of the Dariyan Formation in the study area due to the greater abundance of units with higher reservoir quality. According to cumulative diagrams of density, neutron, and gamma logs, 3 zones (upper Dariyan, Hawar, and lower Dariyan) can be identified. Comparison of the results obtained from the determination of rock types with the cumulative deviation log showed that the cumulative deviation method can be a suitable tool in separating the three zones. It is also applicable in wells that have not been cored; but like the rock type determination method, it cannot be used to separate reservoir units.

REFERENCES

[1] Naderi-Khujin, M., Tavakoli, V., Seyrafian, A., and Vaziri-moghadam, H. (2020). *"How a mud-dominated ramp changed to a carbonate clastic oil reservoir: Sea-level fluctuations in cretaceous of the central Persian Gulf"*. Marine and Petroleum

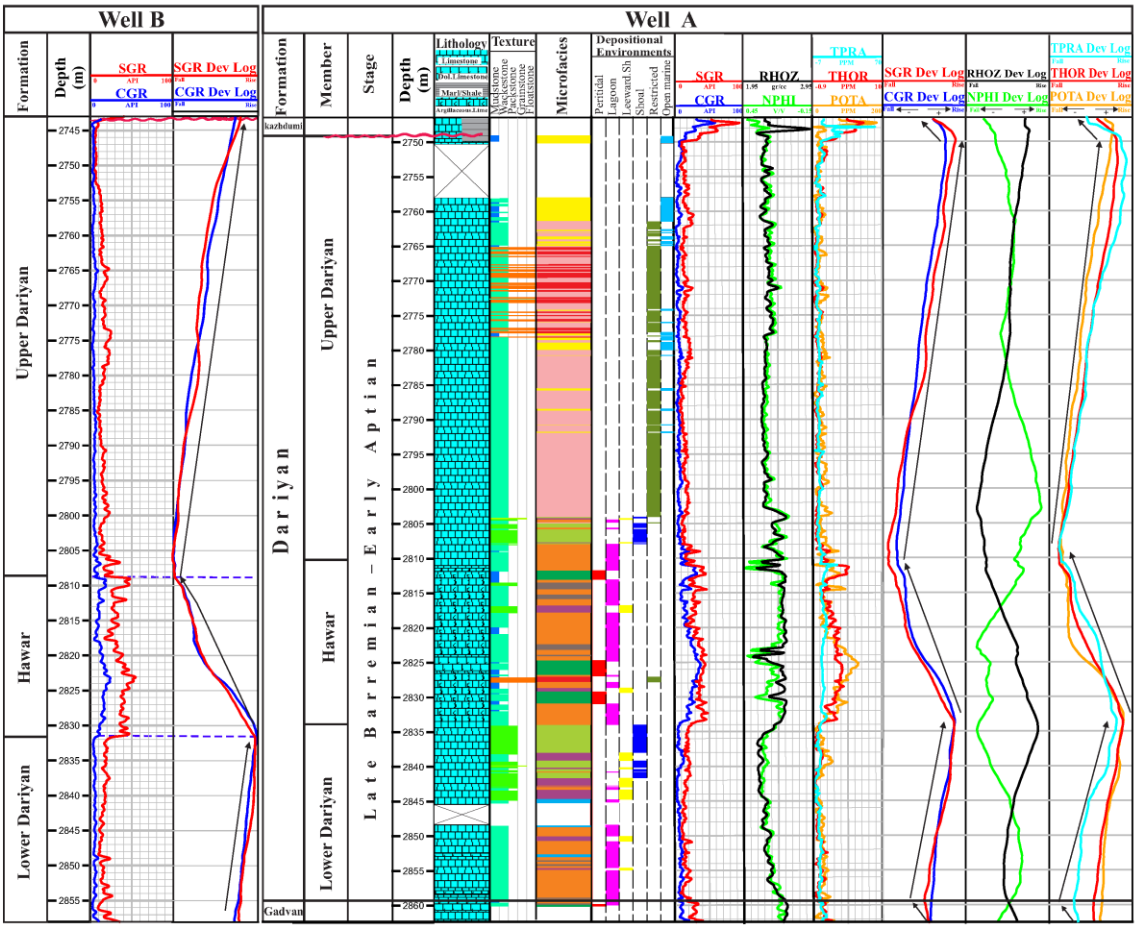


Figure 3. Comparison of cumulative deviation logs in wells A and B of Dariyan Formation in the central part of the Persian Gulf

Geology, 116: 104-301.

[2] Kadkhodaie-Ilkhchi, R., Rezaee, M. R., Moussavi-Harami, R., and Kadkhodaie-Ilkhchi, A. (2013). *"Analysis of the reservoir electrofacies in the framework of hydraulic flow units in the Whicher Range Field, Perth Basin"*. Western Australia. Journal of Petroleum Science and Engineering, 111: 106-120.

[3] Sefidari, E., Dashti, A., Kadkhodaie, A., and Asadi Eskandar, A. (2015). *"Facies Associations Modeling Based on Geological and Petrophysical Data (Wire Line Logs) in the South Pars Gas Field"*. Jornal of Petroleum Research, 25: 83-95.

[4] Rahimibahar, A., and Porseyami, H. (2013). *"Separating Different Zones of Hydrocarbon Reservoirs by Using Electrofacies"*. Jornal of Petroleum Research, 22: 144-153.

[5] Farazani, N., Khoshbakht, F., and Tavakoli, V. (2016). *"Improving Electrofacies Analysis by Integrating Wireline and Image Logs in Asmari Formation Using MRGC"*. Jornal of Petroleum Research, 25: 186-194.

[6] Tavakoli, V. (2017). *"Application of gamma deviation log (GDL) in sequence stratigraphy of carbonate strata, an example from offshore Persian Gulf, Iran"*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 156: 868-876.

[7] Tavakoli, V. (2014). *"The gamma-ray deviation log (GDL): a new tool for sequence stratigraphic analysis in carbonate reservoirs, an example from Kangan and Dalan formations in South Pars Gas Field"*. Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches University of Isfahan, 30(54): 97-110.

نشریه مهندسی منابع معدنی، سال ۱۴۰۲، دوره هشتم، شماره ۲، ص ۱۷-۱

نشریه مهندسی منابع معدنی
Journal of Mineral Resources Engineering
(JMRE)

دوره هشتم، شماره ۲، تابستان ۱٤۰۲، صفحه ۵ تا ۱۷
Vol. 8, No. 2, Summer 2023, pp. 5-17

علمی-پژوهشی

زون‌بندی مخزن با استفاده از شاخص زون جریانی، رخساره‌های الکتریکی و انحراف معیار تجمعی نگاره‌های چاه در سازند داریان بخش مرکزی خلیج فارس

سپیده داودی[1]، وحید توکلی[2*]

۱- کارشناسی ارشد، دانشکده زمین شناسی، دانشکدگان علوم، دانشگاه تهران، تهران

۲- دانشیار، دانشکده زمین شناسی، دانشکدگان علوم، دانشگاه تهران، تهران

دریافت: ۱٤۰۰/۰۵/۲۱ پذیرش: ۱٤۰۰/۰۸/۰٤

چکیده

این مطالعه توانایی روش انحراف معیار داده‌های چاه‌پیمایی را در زون‌بندی مخزنی بررسی می‌کند. به این منظور، ۱۱۰ متر از رسوبات یک چاه از سازند داریان در بخش مرکزی خلیج فارس با استفاده از ۳۹۰ مقطع نازک میکروسکوپی، داده‌های چاه‌پیمایی و تخلخل و تراوایی مغزه بررسی شد. تحلیل رخساره‌ای انجام شده به شناسایی ۹ ریزرخساره در پنج زیرمحیط منجر شد. برای بررسی کیفیت مخزنی در هر یک از زون‌ها، گونه‌های سنگی پتروفیزیکی به روش‌های شاخص زون جریانی و رخساره‌های الکتریکی تعیین شدند. بر اساس شاخص زون جریانی، شش واحد جریانی هیدرولیکی برای رخساره‌های مخزن به دست آمد. با استفاده از روش خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار و استفاده از لاگ‌های پتروفیزیکی گاما، نوترون و چگالی، ۵ رخساره الکتریکی شناسایی شد، سپس این دو روش با هم مقایسه شدند که در بسیاری از فواصل عمقی تطابق خوبی داشتند. زون ۱ به دلیل فراوانی زیاد رخساره‌های الکتریکی و واحدهای جریانی با کیفیت مخزنی بیشتر، بهترین کیفیت مخزنی را دارد. زون ۲ واحدهای جریانی با کیفیت مخزنی پایین و رخساره‌های الکتریکی با گامای زیاد دارد. فراوانی رخساره‌های الکتریکی با کیفیت مخزنی بالا در زون ۳ نسبت به زون ۱ کمتر است. برای تعیین زون‌بندی با روش انحراف از معیار، هر داده لاگ مورد نظر از متوسط داده‌ها در کل چاه کسر شد و سپس مقادیر به دست آمده با یکدیگر جمع شدند تا مقدار تجمعی انحراف از معیار محاسبه شود. این روش با سه زون تشکیل‌دهنده سازند داریان منطبق بوده اما همانند روش تعیین گونه‌های سنگی، برای تفکیک واحدهای مخزنی مناسب نیست.

کلمات کلیدی

سازند داریان، انحراف تجمعی، واحد جریان هیدرولیکی، رخساره‌های الکتریکی.

استناد به این مقاله

داودی، س.، توکلی، و.؛ ۱۴۰۲؛ "**زون‌بندی مخزن با استفاده از شاخص زون جریانی، رخساره‌های الکتریکی و انحراف معیار تجمعی نگاره‌های چاه در سازند داریان بخش مرکزی خلیج فارس**". نشریه مهندسی منابع معدنی، دوره هشتم، شماره ۲، ص ۱۷-۱.

DOI: 10.30479/JMRE.2022.16041.1538

* نویسنده مسئول و عهده دار مکاتبات **Email: vtavakoli@ut.ac.ir**

حق‌مؤلف © نویسندگان
ناشر: دانشگاه بین المللی امام خمینی(ره)

۱- مقدمه

حوضه خلیج فارس یکی از غنی‌ترین مناطق دنیا از نظر منابع نفت و گاز است که بر اساس تخمین‌های انجام گرفته حدود ۵۵ تا ۶۸ درصد نفت دنیا و بیش از ۴۰ درصد گاز دنیا را شامل می‌شود [۱]. گروه خامی در جنوب غرب ایران از سازندهای سورمه، هیث (ژوراسیک)، فهلیان، گدوان و داریان (کرتاسه زیرین) تشکیل شده است [۱]. مطالعه حاضر بر روی سازند داریان از این گروه انجام شده است. این سازند (بارمین پسین تا آپتین پیشین) به طور عمده از سنگ‌های کربناته ساخته شده و مهم‌ترین سنگ مخزن هیدروکربور در جنوب باختر ایران است [۲]. این سازند در چاه مورد مطالعه به طور غیررسمی به سه زون داریان بالایی، هوار و داریان پایینی تقسیم شده است [۵-۳] که به سادگی با سنگ‌شناسی قابل تفکیک است.

مخازن کربناته به لحاظ ویژگی‌های مخزنی، ناهمگونی بالایی نشان می‌دهند. تعیین گونه‌های سنگی، روشی برای ارزیابی ناهمگنی‌ها در مقیاس نمونه‌ها است. زون‌بندی مخزنی نیز واحدهای مخزنی را در مقیاس‌های بزرگ‌تر (چاه و میدان) تقسیم‌بندی می‌کند. سنگ‌های مخزن بر اساس روابط تخلخل و تراوایی مغزه به واحدهای جریانی هیدرولیکی[۱] تفکیک [۶] شده و سپس این واحدهای کوچک‌تر در مقیاس چاه و میدان تطابق داده می‌شوند. واحدهای جریانی هیدرولیکی با ایجاد رابطه بین پارامترهای تخلخل و تراوایی به تفکیک واحدهای مختلف منجر شده و باعث درک بهتر از گسترش واحدهای مخزنی و غیرمخزنی می‌شوند. اطلاعات حاصل از لاگ‌های چاه‌پیمایی را نیز می‌توان به صورت رخساره‌های الکتریکی[۲] طبقه‌بندی کرد. اصطلاح رخساره الکتریکی اولین بار توسط سرا و ابوت [۷] معرفی شد. با بررسی چند نمودار پتروفیزیکی، می‌توان رخساره‌های الکتریکی که شباهت‌های زیادی با هم دارند را طبقه‌بندی کرد. یک روش موثر برای تجزیه و تحلیل مجموعه داده‌ها، ایجاد مدل طبقه‌بندی از رخساره‌ها است. این مدل، نمودارهای پتروفیزیکی را به مجموعه‌ای از پاسخ‌ها تقسیم‌بندی می‌کند که یک واحد رسوبی را توصیف کرده و امکان تفکیک و شناسایی این واحد از سایر رسوبات را فراهم می‌آورد. به این مجموعه از پاسخ‌های نمودار یک دسته یا خوشه گفته می‌شود.

تاکنون مفهوم واحد جریانی هیدرولیکی در بررسی ویژگی‌های مخزنی توسط بسیاری از محققان به کار رفته است [۱۵-۸] و محققان بسیاری بر اساس مفاهیم مختلف ریاضی و آمار به بررسی رخساره‌های الکتریکی مخازن کربناته ایران پرداخته‌اند [۲۰-۱۶]، اما رابطه بین واحدهایی با مقیاس کوچک‌تر و زون‌های مخزنی کمتر بررسی شده است.

در این مطالعه با استفاده از سه روش شاخص زون جریانی، خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار[۳] و انحراف معیار تجمعی لاگ‌های چاه‌پیمایی در چاه مورد مطالعه از سازند داریان در بخش مرکزی خلیج فارس، زون‌بندی مخزن ارزیابی می‌شود. در مطالعات پیشین از نگاره انحراف معیار گاما به عنوان یک ابزار کمکی در بررسی مرزهای چینه‌نگاری سکانسی استفاده شده است [۲۵-۲۱]. محاسبات این روش بر روی نگار گاما به خوبی مرزهای سکانسی را در سازندهای مخزنی کنگان و دالان [۲۲،۲۱]، سازند سروک [۲۴] و سازند آسماری [۲۵] تفکیک می‌کند. در همگی این مطالعات، هدف بررسی تغییرات سطح آب دریا و ارتباط آن با کیفیت مخزنی با استفاده از نگار گاما بوده است، اما استفاده از انحراف معیار سایر نگارها و کاربرد آنان در بررسی ناهمگنی و کیفیت مخزنی در این مطالعه برای اولین بار مورد بحث قرار می‌گیرد. در این مطالعه، روش انحراف معیار لاگ‌ها بررسی شده است تا تغییرات آن در سه زون داریان بالایی، هوار و داریان پایینی مشخص شود. نتایج حاصل از بررسی و مقایسه سه روش شاخص زون جریانی، خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار و انحراف معیار تجمعی لاگ‌های چاه‌پیمایی با یکدیگر، توانایی نمودار انحراف معیار تجمعی لاگ‌های پتروفیزیکی را در ارزیابی تغییرات کیفیت مخزنی سازندهای کربناته نشان می‌دهد. همچنین استفاده از سایر لاگ‌ها میزان توانایی روش انحراف معیار تجمعی را در ارزیابی مخازن آشکار می‌سازد. هرچند برخی از نرم‌افزارهای پتروفیزیکی روش‌های مشابهی را برای زون‌بندی و بررسی ناهمگنی در مخازن کربناته معرفی کرده‌اند، اما این روش بسیار ساده‌تر است و کاربرد آن به نرم‌افزار خاصی نیاز ندارد.

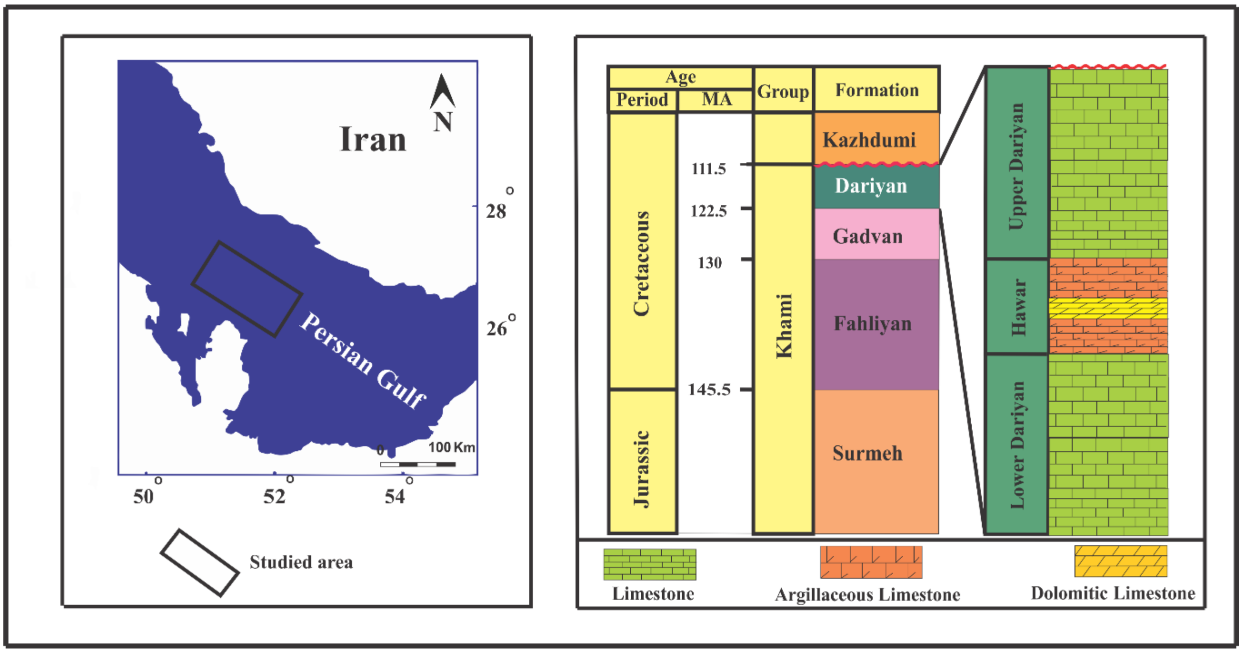
۲- زمین‌شناسی و چینه‌شناسی

سیستم کرتاسه یکی از بااهمیت‌ترین سیستم‌ها در تاریخ زمین‌شناسی به ویژه زمین‌شناسی ایران است. با توجه به مطالعات پیشین انجام شده، آب و هوای گرم و مرطوب در طول دوره کرتاسه در صفحه عربی حاکم بوده است. در این زمان صفحه عربی در حدود ۲۵ درجه عرض جنوبی و منطقه مورد مطالعه (خلیج فارس) در حدود ۱۰ درجه عرض جنوبی قرار

داشته است [۲۶]. از نظر تکتونیک و زمین‌شناسی ساختمان‌های ایجاد شده در فلات قاره خلیج فارس آرامش نسبی دارد. در بخش مرکزی خلیج فارس، رسوب‌گذاری کربنات‌ها در یک سکوی کربناته گسترده انجام و این حوضه‌های درون شلفی در اثر تکتونیک کششی ایجاد شده است [۲۶]. حرکت سری هرمز نیز نقش قابل ملاحظه‌ای در تشکیل این حوضه‌ها داشته است [۲۷]. سازند داریان در چاه مورد مطالعه (A) ۱۱۰ متر ضخامت دارد و بر اساس مطالعاتی که اخیرا انجام شده، سن آن بارمین پسین- آپتین پیشین در نظر گرفته شده است [۲۸،۳]. این سازند در چاه مورد مطالعه به طور غیررسمی به سه زون داریان بالایی، هوار و داریان پایینی تقسیم شده است [۵-۳]. بر طبق مطالعات پیشین، سازند داریان بر روی سازند گدوان نهشته شده و مرز آن با این سازند تدریجی است [۳۰،۲۹]. بر روی سازند داریان، سازند کژدمی قرار گرفته است که مرز این دو سازند طبق مطالعات انجام شده پیشین، فرسایشی است [۲۹،۳]. موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه در شکل ۱ مشاهده می‌شود.

۳- داده‌ها و روش‌ها

در این تحقیق ۱۱۰ متر از رسوبات یک چاه (A) از سازند داریان در میدانی از بخش مرکزی خلیج فارس، در قالب ۳۹۰ مقطع نازک میکروسکوپی، ۱۶۰ داده تخلخل و تراوایی مغزه و لاگ‌های چاه‌پیمایی (گاما، چگالی، نوترون، پتاسیم و توریم) بررسی شده است. ابتدا مطالعات پتروگرافی از جنبه‌های گوناگون انجام شده و با استفاده از طبقه‌بندی دانهام [۳۱] رخساره‌ها نام‌گذاری شدند. برای بررسی زون‌بندی مخزنی سازند داریان، از سه روش شاخص زون جریانی، خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار و انحراف معیار تجمعی لاگ‌های چاه‌پیمایی استفاده شد. در تعیین گونه‌سنگی به روش شاخص زون جریانی، واحدهای جریانی هیدرولیکی بر اساس داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه مشخص شدند. برای تعیین رخساره‌های الکتریکی نیز از روش خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار استفاده شد. از این‌رو لاگ‌های گاما، چگالی و نوترون برای ورود به نرم‌افزار ژئولاگ انتخاب شدند. در روش انحراف معیار تجمعی لاگ‌های چاه‌پیمایی پس از انجام تصحیحات اولیه بر روی لاگ‌های مورد نظر، میانگین کل و مقدار انحراف هر یک از داده‌ها از مقدار متوسط به دست آمد، سپس مقادیر به دست آمده با یکدیگر جمع شد تا مقدار تجمعی انحراف از معیار محاسبه شود. در مرحله بعد با استفاده از مقادیر تجمعی انحراف محاسبه شده، نمودار آن ترسیم و بررسی و تحلیل شد [۲۲،۲۱]. از دیدگاه ریاضیاتی می‌توان این فرآیند را این‌گونه بیان کرد:



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی منطقه مطالعه شده (چپ) و ستون چینه‌شناسی سازند داریان و سازندهای هم‌جوار در بخش مرکزی خلیج فارس (راست)

(1) $GR= \{a_1, a_2,\dots an\}$

(2) $GR\text{-}Average\ (GR_a) = (a_1+a_2+\dots a_n)/n$

(3) $Deviation= (a_1\text{-}GR_a, a_2\text{-}GR_a,\dots, a_n\text{-}GR_a)$

(4) $Cumulative\ deviation = (a_1\text{-}GR_a) + (a_2\text{-}GR_a) + \dots + (a_n\text{-}GR_a)$

برای تایید روش انحراف معیار، این روش در چاه دیگر (B) که بدون اطلاعات مغزه بوده و لاگ‌های SGR و CGR دارد، بررسی شد، سپس نتایج حاصل از سه روش تعیین زون‌بندی مخزن با یکدیگر و نیز با نتایج حاصل از داده‌های پتروگرافی مقایسه شدند. در نهایت توانایی نمودار انحراف معیار تجمعی لاگ‌های پتروفیزیکی در ارزیابی تغییرات کیفیت مخزنی سازند داریان مشخص شد.

۴- نتایج

۴-۱- ریزرخساره‌ها و محیط‌رسوبی

مطالعات مقاطع نازک (پتروگرافی، رسوب‌شناسی و فسیل‌شناسی) به شناسایی ۹ ریزرخساره رسوبی متعلق به ۵ زیرمحیط رسوبی انجامید که در یک محیط رمپ کربناته نهشته شده است [۲۳]. از آنجا که مشخصات رخساره‌ای و محیط رسوبی این سازند پیش از این مورد بحث قرار گرفته است، در این مقاله از تکرار آن خودداری [۲۳] و خلاصه‌ای از ویژگی ریزرخساره‌ها در جدول ۱ و تصاویر آن‌ها در شکل ۲ آورده شده است.

۴-۲- دیاژنز

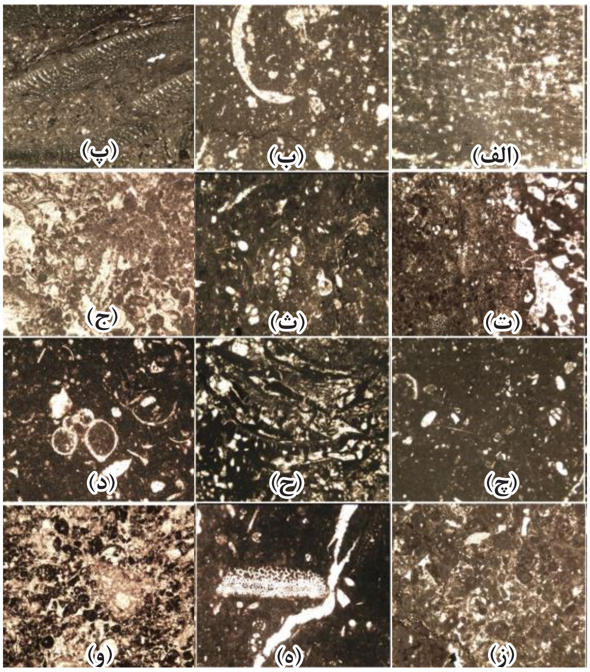
بررسی‌های دیاژنزی در رسوبات سازند داریان در چاه A، نشان داده است که رسوبات این سازند در هر سه محیط دیاژنزی دریایی، جوی و تدفینی قرار داشته‌اند. مطالعات پیشین نیز آن را اثبات می‌کند [۵،۴]. دیاژنز دریایی تاثیر زیادی بر روی این سازند نداشته است، اما انحلال جوی سبب شده تا برخی دانه‌ها حل و دانه‌های میکرایت گرد شوند و تخلخل افزایش یابد [۵،۴]. در محیط دفنی فضاهای خالی انحلالی ایجاد شده با سیمان کلسیتی پر شده و در نتیجه تخلخل کاهش یافته است. در ادامه به خلاصه‌ای از فرآیندهای دیاژنزی مشاهده شده در منطقه مورد مطالعه پرداخته می‌شود.

۴-۲-۱- فرآیندهای دیاژنز دریایی

اولین نوع تغییرات ثانویه بر روی رسوبات بلافاصله پس از رسوب‌گذاری فرآیندهای دیاژنزی دریایی است که در محیط دریایی آغاز می‌شود. با توجه به ماهیت گل‌پشتیبان بودن رسوبات سازند داریان در چاه مورد مطالعه، دیاژنز دریایی در این سازند تاثیر قابل ملاحظه‌ای بر رخساره‌های رسوبی نداشته است. این موضوع در مطالعات پیشین نیز بیان شده است[۵]. اصلی‌ترین تغییرات دیاژنزی مشاهده شده در این محیط شامل میکرایتی شدن، زیست‌آشفتگی و تا حد بسیار کمی دولومیتی شدن است. میکرایتی شدن تقریبا همه بخش‌های سازند داریان را تحت تاثیر قرار داده و به صورت پوشش میکرایتی دور برخی دانه‌ها و یا به صورت میکرایتی شدن کامل دانه‌ها مشاهده شده است (شکل ۲-و). زیست آشفتگی با آشفتگی رسوبات، ممکن است تخلخل و در نتیجه کیفیت مخزنی را نیز کاهش دهد. این فرآیند بیشتر در بخش‌های لاگونی مشاهده می‌شود. دولومیت‌ها نیز با اندازه کوچک (اغلب کوچک‌تر از ۶۰ میکرون) و بافت بی‌شکل درهم قابل شناسایی‌اند و مقدار بسیار اندک آنان سبب می‌شود تا تاثیری بر کیفیت مخزنی این سازند نداشته باشند.

جدول ۱: ویژگی‌های مهم ریزرخساره‌های رسوبی در توالی مطالعه شده

کد ریزرخساره	نام ریزرخساره	زیرمحیط شناسایی شده
MF1	مادستون آهکی با لایه‌بندی ظریف	پهنه جزرومدی
MF2	بایوکلاست وکستون	لاگون
MF3	اوربیتولینا وکستون	لاگون
MF4	وکستون پلوئیددار	لاگون
MF5	وکستون- پکستون پلوئیدی/بایوکلاستی	شول (رو به خشکی)
MF6	بایوکلاست پلویید پکستون-گرینستون	شول
MF7	بایوکلاست وکستون (میلیولید و داسی کلاد دار)	انتهای رمپ داخلی
MF8	فلوتستون بایوکلاستی	انتهای رمپ داخلی
MF9	مادستون - وکستون بایوکلاستی	دریای باز (ابتدای رمپ میانی)



شکل ۲: تصاویر میکروسکوپی رخساره‌های سازند داریان در میدان مورد مطالعه؛ الف) مادستون آهکی با لایه‌بندی ظریف، ب) بایوکلاست وکستون (لاگون)، پ) اربیتولینا وکستون، ت) بایوکلاست وکستون پلوئیددار، ث) وکستون-پکستون پلوئیدی بایوکلاستی، ج) بایوکلاست پلوئید پکستون-گرینستون، چ) بایوکلاست وکستون (بخش انتهای رمپ داخلی)، ح) فلوتستون بایوکلاستی، د) مادستون - وکستون بایوکلاستی، ز) تراکم فیزیکی و شیمیایی (استیلولیت‌ها با پیکان مشخص شده است)، ه) شکستگی‌هایی که با سیمان پرشده‌اند، و) میکرایتی شدن آلوکم‌ها و سیمان کلسیتی داخل حفرات حاصل از انحلال (همگی عکس‌ها در نور طبیعی تهیه شده است.)

۴-۲-۲- فرآیندهای دیاژنز جوی

رسوبات پس از دیاژنز دریایی، در معرض دیاژنز جوی قرار خواهند گرفت. در سازند داریان در منطقه مورد مطالعه، دیاژنز جوی گسترده بوده است که اصلی‌ترین نتیجه آن انحلال و نوشکلی افزایشی است. فراوانی میکرایت در سازند مورد مطالعه سبب شده است تا فرآیند نوشکلی افزایشی نیز با حجم قابل ملاحظه‌ای رخ دهد که اغلب تاثیری در کیفیت مخزنی نداشته است. انحلال دانه‌های بایوکلاستی نیز به فراوانی تشکیل شده است اما همه فضاهای خالی ایجاد شده، در محیط دفنی با سیمان کلسیتی پر شده است.

۴-۲-۳- فرآیندهای دیاژنز دفنی

فرآیندهای مشاهده شده در این مرحله از سازند مورد مطالعه، شامل تراکم فیزیکی و شیمیایی، شکستگی و تشکیل سیمان کلسیتی است (شکل ۲-ز، ه، و). اصلی‌ترین این فرآیندها، تشکیل سیمان کلسیتی در فضاهای خالی است که کیفیت مخزنی را کاهش داده است. تراکم فیزیکی با درهم رفتن دانه‌ها و تراکم شیمیایی با تشکیل استیلولیت‌ها و رگچه‌های انحلالی قابل اثبات است (شکل۲-ز). استیلولیت‌ها و رگچه‌های انحلالی در اغلب موارد کیفیت مخزنی را کاهش می‌دهند. شکستگی نیز فرآیند رایجی است و به فراوانی در سازند مورد مطالعه مشاهده شده است (شکل۲-ه). برخی از شکستگی‌ها با سیمان کلسیتی پر شده و باعث کاهش کیفیت مخزنی شده است.

برای تعیین کیفیت مخزنی در بخش‌های گوناگون سازند و همچنین مقایسه روش انحراف معیار داده‌های چاه‌پیمایی با ناهمگنی در مقیاس کوچک، گونه‌های سنگی در این مطالعه تعیین شد.

۴-۳- روش شاخص زون جریانی

تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی در مخزن با استفاده از روش [۱۰] و بر اساس داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه پس از طی مراحل زیر تعیین شد:

الف) تعیین شاخص کیفیت مخزنی[۴] بر اساس معادله ۱:

$$RQI = 0.0314\sqrt{\frac{K}{\Phi}} \quad (۱)$$

ب) تعیین تخلخل نرمال بر اساس معادله ۲:

$$\Phi_z = \left(\frac{\Phi}{1-\Phi}\right) \quad (۲)$$

ج) تعیین شاخص زون جریانی[۵] بر اساس معادله ۳:

$$FZI = RQI/\Phi z \quad (۳)$$

با استفاده از نمودار تجمعی احتمالی مقادیر لگاریتم شاخص زون جریانی تعداد واحدهای جریانی هیدرولیکی تعیین شده است [۸]. در این روش نقاط شکست موجود در نمودار (شکل ۳-الف)، جداکننده واحدهای جریانی هیدرولیکی[۶] خواهند بود. با استفاده از این روش سازند داریان به شش واحد جریانی هیدرولیکی تقسیم شد. از واحد جریانی ۱ به سمت واحد جریانی ۶ کیفیت مخزنی افزایش می‌یابد (شکل ۳-الف). این شش واحد جریانی بر روی نمودارهای تخلخل- تراوایی نشان داده شده است که در آن ارتباط خوب بین پراکنش واحدهای

جریانی هیدرولیکی با مقادیر تخلخل و تراوایی را نشان می‌دهد (شکل ۳-ب).

واحد جریانی ۱: این واحد جریانی بخش ناچیزی از رخساره‌های مخزن و ریزرخساره‌های محیط لاگون در زون هوار را شامل می‌شود. میزان متوسط تخلخل در این واحد جریانی ۱۳٫۹۷ درصد است و تراوایی بسیار ناچیزی (۰٫۰۳ میلی‌دارسی) دارد.

واحد جریانی ۲: این واحد جریانی با میزان متوسط تخلخل ۱۹٫۹۱ درصد و تراوایی ناچیز ۰٫۳۹ میلی‌دارسی در رخساره‌های محیط لاگون و پهنه جزر و مدی و به صورت پراکنده در کل توالی سازند مشاهده می‌شود، اما بیشترین فراوانی آن در زون هوار است.

واحد جریانی ۳: این واحد جریانی با میزان متوسط تخلخل ۲۲٫۵۰ درصد و تراوایی ۰٫۷۸ میلی‌دارسی نسبت به دو واحد جریانی قبلی کیفیت مخزنی بهتری دارد و بیشترین فراوانی آن مربوط به رخساره‌های بخش‌های انتهای رمپ داخلی است که در بخش‌های پایینی داریان بالایی قرار دارد.

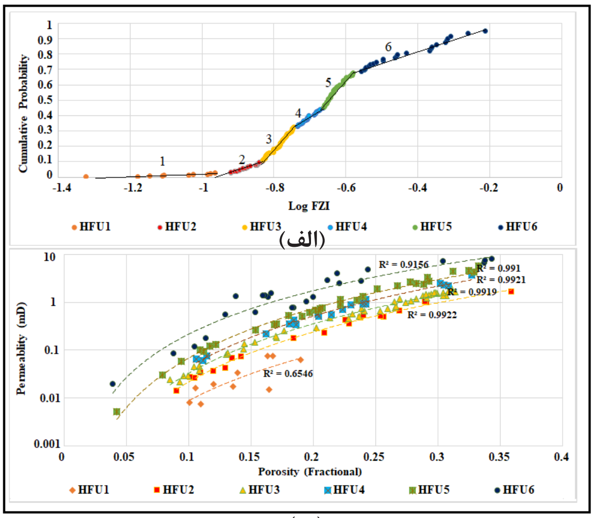
واحد جریانی ۴: این واحد جریانی با میزان متوسط تخلخل ۲۱٫۱۶ درصد و تراوایی ۰٫۹۲ میلی‌دارسی بیشترین فراوانی را در بخش‌های فوقانی داریان بالایی داشته و مربوط به رخساره‌های انتهای رمپ داخلی- ابتدای رمپ میانی است.

واحد جریانی ۵: این واحد جریانی با میزان متوسط تخلخل ۲۱٫۰۶ درصد و تراوایی ۱٫۴۷ میلی‌دارسی نسبت به واحدهای جریانی قبل بیشترین تراوایی را داشته است. این واحد جریانی در هر سه زون مشاهده شده، اما بیشترین فراوانی آن مربوط به بخش‌های فوقانی داریان بالایی و داریان پایینی است که ریزرخساره‌های محیط شول و بخش‌های انتهای رمپ داخلی را شامل می‌شود.

واحد جریانی ۶: این واحد جریانی با میزان متوسط تخلخل ۱۸٫۸۱ درصد و تراوایی ۲٫۴۰ میلی‌دارسی بیشترین کیفیت مخزنی را داشته و همانند واحد جریانی ۵ بیشترین فراوانی را در بخش‌های فوقانی داریان بالایی و داریان پایینی دارد.

۴-۴- روش خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار

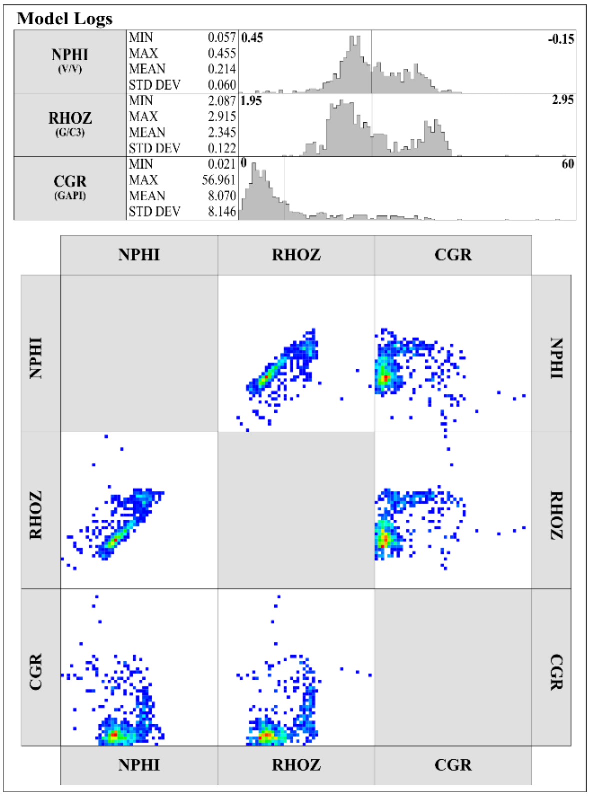
در مطالعات نفتی، تفسیر رخساره‌های حاصل از نمودارهای چاه‌پیمایی اهمیت ویژه‌ای دارد و تجزیه و تحلیل محیط رسوب‌گذاری و فرآیندهای پس از رسوب‌گذاری به وسیله رخساره‌های الکتریکی امکان‌پذیر است [۳۲] که



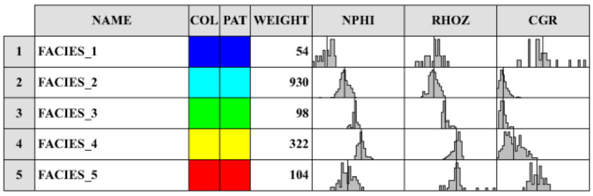
(ب)

شکل ۳: الف) نمودار شاخص زون جریان (FZI).ب) نمودار دوگانه تخلخل- تراوایی برای هر یک از واحدهای جریان هیدرولیکی در سازند داریان

ممکن است به شناسایی و زون‌بندی رخساره‌های منشا، مخزن و پوش‌سنگ منجر شود. روش خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار یکی از معدود روش‌های مناسب و غیرپارامتریک برای بررسی و تحلیل خوشه‌ای داده‌های حاصل از چاه، لاگ‌ها و مغزه‌های حفاری است. در این روش سعی می‌شود تا داده‌ها به خوشه‌هایی تقسیم شوند تا شباهت داده‌های درون خوشه حداکثر و شباهت بین داده‌های هر خوشه با خوشه دیگر حداقل باشد. تفاوت این روش با سایر روش‌های خوشه‌بندی این است که این روش تعداد خوشه‌های مشخصی را به عنوان خروجی به کاربر معرفی می‌کند و کاربر با در نظر گرفتن پیش‌زمینه علمی و مطالعاتی در این راستا، بهترین تعداد خوشه را انتخاب می‌کند. در این مطالعه سه لاگ گاما، چگالی و نوترون به عنوان داده ورودی به نرم‌افزار ژئولاگ معرفی شدند. در شکل ۴ مشخصات آماری نمودارهای انتخاب شده برای آنالیز رخساره‌های الکتریکی نشان داده شده است. بر این اساس نرم‌افزار چندین رده پیشنهاد داد که در نهایت رده ۵ خوشه‌ای به عنوان مبنا و برای نهایی کردن مدل رخساره‌ای انتخاب شد. مدل نهایی رخساره‌های‌الکتریکی سازند داریان در چاه مورد مطالعه در شکل ۵ نشان داده شده است.



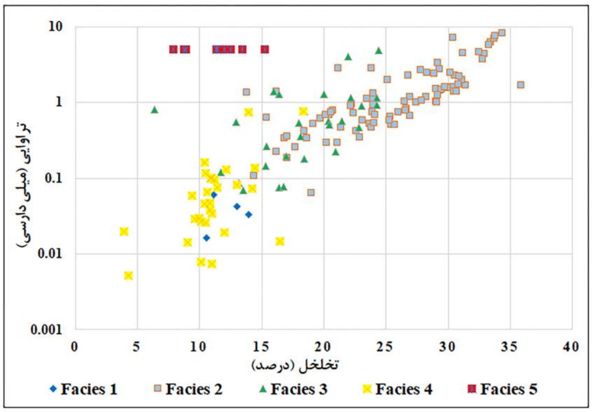
شکل ۴: توزیع داده‌ها و مشخصات آماری نمودارهای انتخاب شده برای آنالیز رخساره‌های الکتریکی



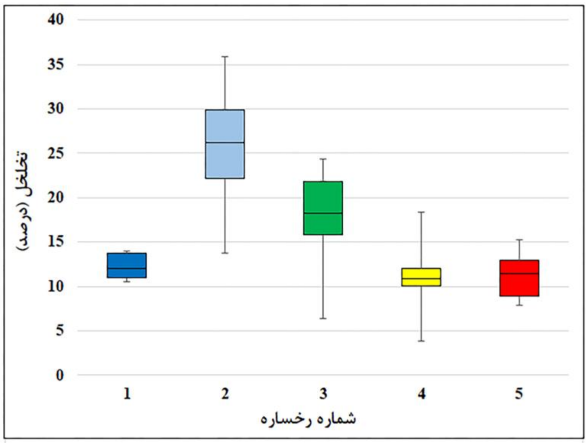
شکل ۵: مدل نهایی رخساره‌های الکتریکی سازند داریان به همراه تعداد داده‌ها در هر رخساره و توزیع نمودارهای چاه‌پیمایی

در شکل ۶، توزیع رخساره‌های الکتریکی در نمودار تخلخل- تراوایی نشان داده شده است. برای بررسی وضعیت آماری و کیفیت مخزنی رخساره‌های الکتریکی از نمودارهای جعبه‌ای استفاده شده است.

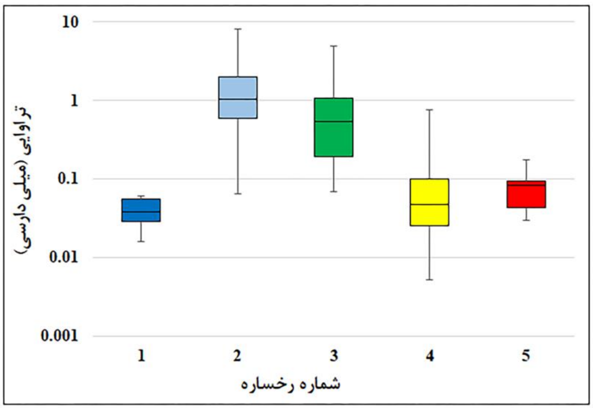
شکل‌های ۷ و ۸ به ترتیب، نمودارهای جعبه‌ای تخلخل و تراوایی مغزه را برای رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده سازند داریان در بخش مرکزی خلیج فارس نشان می‌دهند.



شکل ۶: نمودار تخلخل- تراوایی به تفکیک رخساره‌های الکتریکی در سازند داریان



شکل ۷: نمودار جعبه‌ای تخلخل مغزه برای رخساره‌های الکتریکی سازند داریان



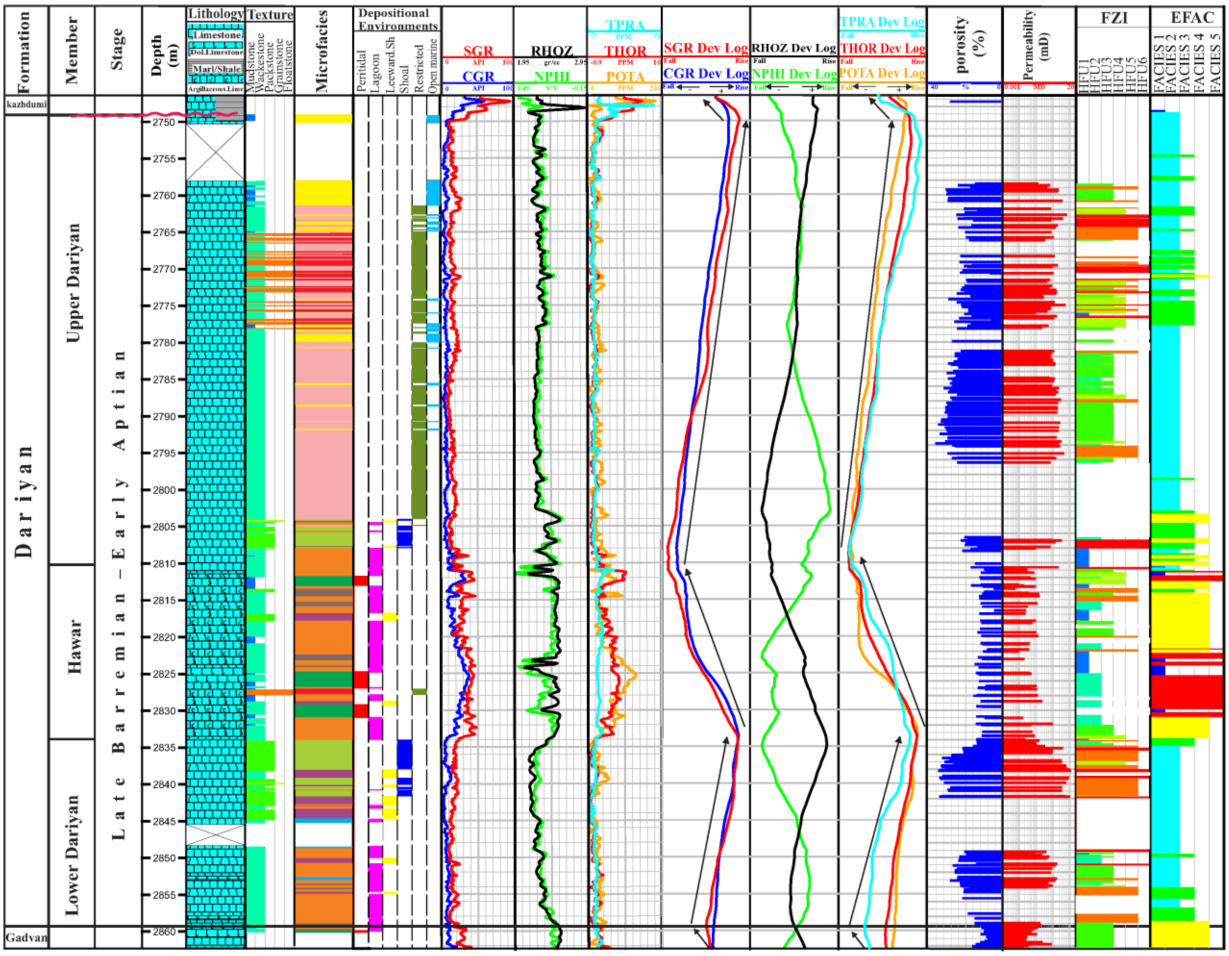
شکل ۸: نمودار جعبه‌ای تراوایی مغزه برای رخساره‌های الکتریکی سازند داریان

۴-۵- بررسی و محاسبه نمودار انحراف معیار تجمعی لاگ‌ها

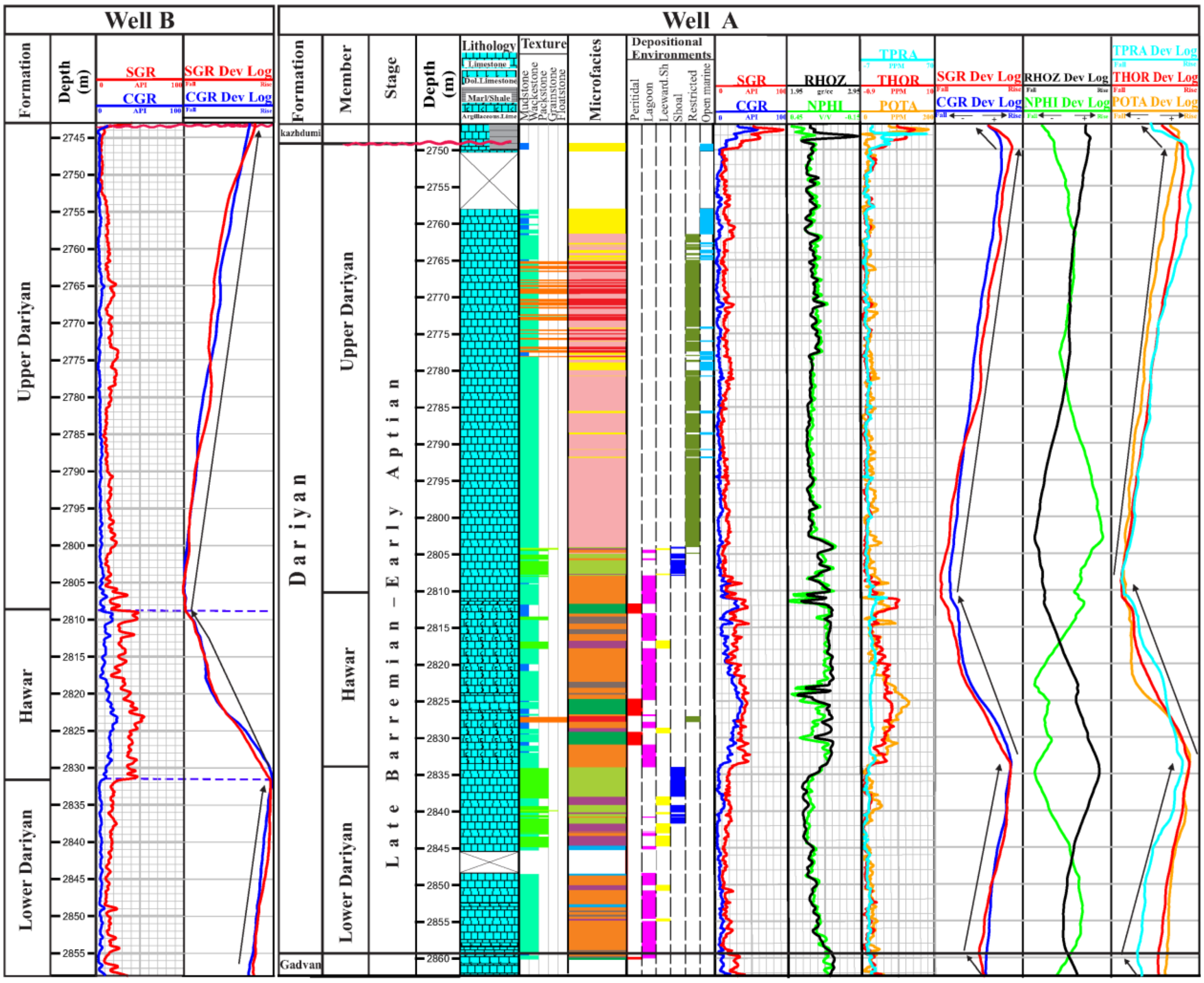
در این روش هر داده لاگ مورد نظر (به عنوان مثال لاگ گاما) از مقدار متوسط کل لاگ کسر شده و سپس انحراف مقدار لاگ در یک عمق خاص از مقدار متوسط مشخص می‌شود. محاسبه مقادیر تجمعی لاگ گاما نشان‌دهنده تغییرات سطح آب دریا در زمان نهشت رسوبات است. برای مثال در زمان بالا رفتن سطح آب دریا چنانچه مقدار لاگ گاما همواره بیشتر از مقدار متوسط باشد، جمع این مقادیر همواره افزایش خواهد یافت و چنانچه در زمان بالا رفتن سطح آب دریا مقدار لاگ گاما همواره کمتر از مقدار متوسط باشد، جمع این مقادیر منفی خواهد بود. مرز بین تغییرات مثبت و منفی نشان‌دهنده چرخش سطح آب دریا است [۲۲]. میزان تغییرات لاگ گاما در سازندهای کربناته با توجه به ماهیت سنگ‌شناسی و مقادیر اندک عناصر اورانیم، پتاسیم و توریم بسیار کمتر از سازندهای آواری است و این تغییرات اندک به کم‌توجهی به این لاگ در سازندهای کربناته منجر شده است [۲۱]. این روش برای سایر لاگ‌های چاه‌پیمایی (نوترون، چگالی، پتاسیم، توریم و نسبت پتاسیم به توریم) در چاه A نیز محاسبه و ترسیم شده است (شکل ۹). این روش برای چاه B که فاقد مغزه است نیز محاسبه و ترسیم شده است (شکل ۱۰).

۵- بحث

همان‌طور که بیان شد، سازند داریان در منطقه مورد مطالعه دارای سه زون (به ترتیب از بالا به پایین شامل داریان بالایی، هوار، داریان پایینی) است که زون ۲ (هوار) لیتولوژی آهک آرژیلیتی و زون‌های ۱ (داریان بالایی) و ۳ (داریان پایینی) لیتولوژی آهک تمیز دارد (شکل ۹). برای بررسی کیفیت مخزنی این زون‌ها از دو روش گونه‌سنگی استفاده شده



شکل ۹: نمودار تجمعی لاگ‌ها، واحدهای جریان هیدرولیکی، توزیع رخساره الکتریکی، به همراه سایر ویژگی‌های چاه A از سازند داریان



شکل ۱۰: مقایسه نمودار تجمعی لاگ‌ها در چاه A و B از سازند داریان در بخش مرکزی خلیج فارس

است. در روش شاخص زون جریانی، سازند داریان به شش واحد جریانی هیدرولیکی تقسیم شد که از واحد جریانی ۱ به سمت واحد جریانی ۶ کیفیت مخزنی افزایش می‌یابد (شکل ۳). نمودار توزیع ستونی این واحدهای جریانی در شکل ۹ مشخص شده است. واحدهای جریانی ۵ و ۶کیفیت مخزنی بالاتر دارند و در قسمت‌های فوقانی داریان بالایی و داریان پایینی، بیشتر مشاهده می‌شود و واحدهای جریانی ۱ و ۲ که کمترین کیفیت مخزنی را داشتند، بیشترین فراوانی را در زون هوار دارند (شکل ۹). با توجه به انطباق نسبتا خوب برخی از واحدهای جریانی با کیفیت مخزنی بهتر با ریزرخساره‌های محیط پرانرژی (زیرمحیط شول و شول رو به خشکی) و واحدهای جریانی با کیفیت مخزنی پایین‌تر با ریزرخساره‌های محیط کم‌انرژی مانند لاگون، شرایط محیطی در تفکیک گونه‌های سنگی موثر است. در برخی قسمت‌ها این تطابق دیده نمی‌شود و بیانگر آن است که رخساره تنها عامل کنترل‌کننده کیفیت مخزنی در این سازند نیست و عامل دیگری هم در کیفیت مخزنی دخالت دارد. لازم به ذکر است که رخساره‌های رسوبی الزاما تعیین‌کننده نوع واحدهای جریانی نخواهند بود و در برخی روش‌ها که تعیین واحدهای جریانی بر مبنای تخلخل و تراوایی است، پتانسیل مخزنی سازند بر اساس تخلخل و تراوایی مورد توجه قرار می‌گیرد چرا که فرآیندهای دیاژنزی گاه چنان تاثیری بر مخازن به ویژه کربناتی می‌گذارند که هر رخساره ممکن است هر نوع تخلخل و تراوایی را از خود نشان دهد [۳۳].

در روش خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار، ۵ رخساره الکتریکی برای این چاه شناسایی شد (شکل‌های ۴ و ۵). بر اساس نمودار جعبه‌ای تخلخل و تراوایی مغزه، رخساره الکتریکی ۲ و ۳ بیشترین تخلخل و تراوایی را دارند (شکل‌های ۷ و ۸).

شکل ۹ توزیع رخساره‌های الکتریکی را در طول چاه نشان می‌دهد. رخساره الکتریکی ۲ و ۳ بیشترین کیفیت مخزنی را داشته (شکل‌های ۷ و ۸) و در زون‌های داریان بالایی و داریان پایینی فراوان‌تر هستند (شکل ۹). رخساره الکتریکی ۱، ۴ و ۵ کمترین کیفیت مخزنی (شکل‌های ۷ و ۸) و در زون هوار، بیشترین فراوانی را داشتند (شکل ۹). همان‌طور که در شکل ۹ مشخص است واحدهای جریانی با کیفیت مخزنی بالا، با رخساره‌های الکتریکی دارای کیفیت مخزنی بالاتر منطبق‌اند و فراوانی آن‌ها در زون‌های داریان بالایی و داریان پایینی بیشتر است. واحدهای جریانی با کیفیت مخزنی کمتر با رخساره‌های الکتریکی با کیفیت مخزنی کمتر منطبق و فراوانی آن‌ها در زون هوار بیشتر است (شکل ۹). در نتیجه زون داریان بالایی و داریان پایینی بیشترین کیفیت مخزنی را دارند و زون هوار کیفیت مخزنی بسیار کم یا حتی فاقد کیفیت مخزنی است. توزیع رخساره الکتریکی‌های زون ۳ شامل رخساره‌های الکتریکی با بیشترین کیفیت مخزنی و فراوانی آن‌ها نسبت به زون ۱ کمتر است ولی کیفیت مخزنی بهتری نسبت به زون ۲ دارد (شکل ۹). در نتیجه می‌توان گفت زون ۱ مهم‌ترین زون مخزنی سازند داریان در منطقه مورد مطالعه است. در ارزیابی کیفیت مخازن، باید نتایج حاصل از روش‌های گونه سنگی را با نتایج حاصل از مطالعات پتروگرافی (رخساره، دیاژنز) مطابقت داد و نتیجه‌گیری نهایی تنها بر مبنای محاسبات و ترسیم نمودارها نباشد. نتایج حاصل شده در این مقاله، با مطالعات رخساره‌ای و دیاژنزی تا حدودی همخوانی دارد [۳۴]. در ادامه مطالعات، به بررسی تغییرات لاگ‌های پتروفیزیکی در منطقه مورد مطالعه پرداخته شده است. تشخیص لیتولوژی‌های این سازند از مقایسه لاگ‌های نوترون و چگالی و گاما نیز امکان‌پذیر است، به طوری که در زون ۱ و ۳ (داریان بالایی و داریان پایینی)، لاگ نوترون و چگالی بر یکدیگر منطبق‌اند و لاگ گاما مقدار بسیار کمی را خوانده که نشان‌دهنده لیتولوژی آهکی است و در زون ۲ (زون هوار) لاگ نوترون سمت چپ لاگ چگالی قرار گرفته و لاگ گاما مقدار بالایی را خوانده که نشان‌دهنده لیتولوژی آهک آرژیلیتی است (شکل ۹). لازم به ذکر است که مقادیر لیتولوژی دولومیتی در این سازند بسیار ناچیز بوده است و وجود کانی‌های رسی در زون هوار به افزایش لاگ نوترون و کاهش لاگ چگالی و تغییرات مقادیر لاگ پتاسیم و توریم منجر شده است. عوامل مختلفی (لیتولوژی، کانی‌های رسی، تخلخل و تراوایی) در تغییر لاگ‌های پتروفیزیکی موثراند. این تغییرات در لاگ‌های انحراف معیار تجمعی به طور واضح‌تری مشخص خواهند شد، بنابراین اگر تغییرات لاگ‌های پتروفیزیکی بسیار اندک باشد، انحراف معیار تجمعی لاگ‌ها ابزاری است که این تغییرات را به خوبی نشان خواهد داد. همان‌گونه که در شکل ۹ مشاهده می‌شود، آنالیز تجمعی انحراف از معیار لاگ گاما (SGR_CGR) در مرحله اول (در چاه A) بر روی سازند داریان، به ۳ بخش تقسیم شده که با سه زون (داریان بالایی، هوار و داریان پایینی) منطبق است. با توجه به چاه A، در اعماق پایین‌تر از مرز ۲۸۵۹ متری لاگ انحراف معیار تجمعی به سمت چپ (مقادیر منفی) حرکت کرده و با رسیدن به عمق ۲۸۵۹ متری این روند معکوس شده است که نشان‌دهنده مرز سازند داریان پایینی با سازند گدوان است. از مرز ۲۸۵۹ متری به بالا، لاگ انحراف معیار تجمعی ابتدا به سمت راست (مقادیر مثبت) حرکت می‌کند. این تغییر نشان می‌دهد که متوسط لاگ گاما (SGR-CGR) در این قسمت کمتر از مقادیر آن در این زون است و بنابراین مقدار تجمعی همواره انحراف مثبت بیشتری پیدا می‌کند. این انحراف تا رسیدن به عمق ۲۸۳۴ متری ادامه داشته و بعد از آن جهت تغییر لاگ معکوس شده است و تا رسیدن به مرز زون هوار با داریان بالایی ادامه داشته است و پس از آن جهت تغییرات لاگ انحراف معیار تجمعی به سمت راست بوده و زون داریان بالایی را مشخص کرده است. در نهایت در قسمت بالایی داریان با تغییر جهت مجدد لاگ انحراف معیار تجمعی مرز داریان بالایی با سازند کژدمی مشخص شده است. در آنالیز مرحله اول با توجه به اینکه متوسط لاگ گاما (SGR-CGR) در همه چاه برای محاسبه انحراف از معیار استفاده شده است، اصلی‌ترین مرزها قابل شناسایی است. با توجه به شکل ۹، این روش بر روی لاگ توریم، پتاسیم و نسبت آن‌ها نیز محاسبه شده و نتایج آن ترسیم شده است. نتایج آنالیز حاصل شده در این لاگ‌ها، دقیقا مشابه نتایج حاصل از لاگ انحراف معیار گاما و با سه زون داریان بالایی، هوار و داریان پایینی منطبق است. لاگ SGR مجموع اورانیم، توریم و پتاسیم و لاگ CGR مجموع پتاسیم و توریم است. به همین علت لاگ انحراف از معیار گاما (SGR-CGR) با لاگ انحراف از معیار پتاسیم و توریم بسیار مشابه است. آنالیز انحراف معیار لاگ چگالی و نوترون نیز در شکل ۹ محاسبه و ترسیم شده است. لاگ انحراف معیار چگالی روند کاهشی و افزایشی مشابه با انحراف معیار لاگ‌های توریم، پتاسیم، نسبت توریم به پتاسیم و گاما (SGR-CGR) دارد، اما لاگ انحراف معیار نوترون روندی معکوس با سایر لاگ‌های انحراف معیار داشته است. تشابه روند انحراف معیار لاگ چگالی

با لاگ انحراف معیار گاما ممکن است ناشی از عدم وجود فاز دیاژنزی فعال و چگال (مانند انیدریت) باشد که پاسخ لاگ چگالی را تحت تاثیر قرار می‌دهد و از طرف دیگر لاگ‌های گاما هم کمتر تحت تاثیر فرآیندهای دیاژنزی قرار می‌گیرند. همچنین با توجه به لیتولوژی آهکی سازند، مقدار رس تا حد زیادی کنترل‌کننده چگالی خواهد بود. با توجه به روند تفکیک سه زون (داریان پایینی، هوار و داریان بالایی) به وسیله آنالیز مرحله اول لاگ انحراف از معیار در چاه A، می‌توان از نتایج این روش در چاه A برای تفکیک زون‌های سازند داریان، در چاه‌هایی که لاگ‌ها تغییرات واضحی نشان نمی‌دهند و چاه نیز فاقد مغزه است استفاده کرد. برای این منظور آنالیز انحراف معیار تجمعی لاگ‌های موجود در چاه B که فاقد مغزه است، بررسی شد. نتایج نشان داد که آنالیز مرحله اول چاه B مانند چاه A به ۳ بخش تقسیم شده که می‌توان سه زون داریان بالایی، هوار و داریان پایینی را مشخص کرد (شکل ۱۰). می‌توان گفت که روش انحراف معیار تجمعی لاگ‌ها، همان زون‌بندی مفروض زمین‌شناسی (داریان بالایی، هوار و داریان پایینی) را تایید می‌کند. برای به دست آوردن تغییرات جزیی‌تر آنالیز مرحله دوم بر روی هر یک از سه بخش مرحله اول، به صورت جداگانه انجام شده است. به این صورت که متوسط لاگ‌های پتروفیزیکی در هر بخش برای محاسبه انحراف از متوسط در همان بخش مورد استفاده قرار گرفته و داده تجمعی انحراف از متوسط در همان بخش محاسبه شده است؛ اما نتایج خوبی از آنالیز مرحله دوم حاصل نشد و در ادامه بحث، به توضیح و ترسیم نمودار آنالیز مرحله دوم پرداخته نشد. در این مطالعه، روش انحراف معیار تجمعی لاگ‌ها، نتوانسته همانند روش تعیین گونه‌های سنگی به روش شاخص زون جریانی و خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار واحدهای مخزنی را در مقیاس کوچک تفکیک کند اما برای تفکیک سه زون مفروض ابزار مناسبی است. در واقع استفاده از انحراف معیار تجمعی لاگ‌های چاه‌پیمایی در این مطالعه تنها به بیان حقایق در خصوص فرضیه و نظریه در این سازند پرداخته است و برای اینکه این روش تبدیل به یک قانون شود نیاز به مطالعات متعدد در سازندهای گوناگون دارد.

۶- نتیجه‌گیری

نتایج تعیین گونه‌سنگی به روش شاخص زون جریانی و خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار، به ترتیب به شناسایی ۶ واحد جریانی و ۵ رخساره الکتریکی انجامید. با تلفیق نتایج حاصل از این دو روش و مطالعات پتروگرافی، مشخص شد داریان بالایی و پایینی (به ویژه بخش فوقانی آن‌ها) بیشترین کیفیت مخزنی را داشته و زون هوار کیفیت مخزنی بسیار ضعیفی دارد. از میان زون ۱ و ۳ نیز، زون ۱ (داریان بالایی) به دلیل فراوان‌تر بودن واحدهایی با کیفیت مخزنی بیشتر، مهم‌ترین زون مخزنی سازند داریان در منطقه مورد مطالعه بوده است. بررسی نمودار انحراف معیار تجمعی داده‌های لاگ چگالی، نوترون و گاما، با ۳ زون (به ترتیب داریان بالایی، هوار و داریان پایینی) در سازند داریان منطبق بوده است. مقایسه نتایج حاصل از تعیین گونه‌های سنگی (روش شاخص زون جریانی و خوشه‌بندی مبتنی بر نمودار) با نمودار انحراف معیار تجمعی نشان داد که روش انحراف معیار تجمعی ممکن است در تفکیک سه زون ابزار مناسبی باشد و در چاه‌هایی که فاقد داده مغزه هستند و تنها چند لاگ چاه‌پیمایی (با تغییرات بسیار اندک) دارند استفاده شود، اما همانند روش تعیین گونه‌های سنگی برای تفکیک واحدهای مخزنی، نمی‌تواند استفاده شود.

۷- مراجع

[1] Wynd, J. C. (1965). *"Biofacies of the Iranian Oil Consortium Agreement Area"*. Iranian Offshore Oil Company (IOOC), 12: 2182-2245.

[۲] مطیعی، ه.؛ ۱۳۷۲؛ "**زمین شناسی ایران**". انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشاف معدنی کشور، ۵۳۶ صفحه.

[3] Naderi-Khujin, M., Seyrafian, A., Vaziri-Moghaddam, H., and Tavakoli, V. (2016 a). *"A record of global change: OAE 1a in Dariyan shallow-water platform carbonates, Southern Tethys, Persian Gulf, Iran"*. Facies, 62: 25.

[4] Naderi-Khujin, M., Tavakoli, V., Seyrafian, A., and Vaziri-moghadam, H. (2020). *"How a mud-dominated ramp changed to a carbonate clastic oil reservoir: Sea-level fluctuations in cretaceous of the central Persian Gulf"*. Marine and Petroleum Geology, 116: 104301.

[5] Tavakoli, V., and Jamalian, A. (2018). *"Microporosity evolution in Iranian reservoirs, Dalan and Dariyan formations, the central Persian Gulf "*. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 52: 155-165.

[6] Kadkhodaie-Ilkhchi, R., Rezaee, M. R., Moussavi-Harami, R., and Kadkhodaie-Ilkhchi, A. (2013). *"Analysis of the reservoir electrofacies in the framework of hydraulic flow units in the Whicher Range Field, Perth Basin, Western Australia"*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 111: 106-120.

[7] Serra, O., and Abbot, H. (1980). *"The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy"*. SPE, 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas.

[8] Abbaszadeh, M., Fujii, H., and Fujimoto, F. (1996). *"Permeability prediction by hydraulic flow units – theory and applications"*. Society of Petroleum Engineers (SPE) Formation Evaluation, 11: 263-271.

[9] Amabeoku, M. O., Kersey, D. G., BinNasser, R. H., and Al-Belowi, A. R. (2006). *"Relative permeability coupled saturation-height models based on hydraulic (flow) units in a gas field"*. Society of Petroleum Engineers (SPE) Reservoir Evaluation & Engineering, 11: 1013-1028.

[10] Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., and Keelan, D. K. (1993). *"Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells"*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 264(36): 1-16.

[11] Desouky, S. E. M. (2004). *"Predicting permeability in un-cored intervals/wells using the hydraulic flow unit approach"*. Nafta, 55: 245-250.

[12] Mehrabi, H., Rhimpour-Bonab, H., Hajikazemi, E., and Esrafili-Dizaji, B. (2015). *"Geological reservoir characterization of the Lower Cretaceous Dariyan Formation (Shu'aiba equivalent) in the Persian Gulf, southern Iran"*. Marine and Petroleum Geology, 68: 132-157.

[13] Prasad M. (2003). *"Velocity-permeability relations within hydraulic units"*. Geophysics, 68: 108-117.

[۱۴] رحمانی، م.، موسوی حرمی، ر.، آرین، م.؛ ۱۳۹۶؛ "**بررسی کیفیت مخزنی سازند داریان در میدان پارس جنوبی بر اساس مطالعه واحدهای جریانی هیدرولیکی و گونه های سنگی و ارتباط آن با ویژگی های بافتی و دیاژنتیکی رخساره های رسوبی**". نشریه رخساره‌های رسوبی، دوره دوم، ص ۲۹۰-۲۷۳.

[۱۵] آقازاده، ن.، رحیم پوربناب، ح.، کدخدایی، ع.، اسدی، ا.؛ ۱۳۸۸؛ "**تعیین گروه های سنگی با استفاده از مفهوم واحدهای جریانی و روش تحلیل خوشه ای: مطالعه موردی از سازند داریان، میدان پارس جنوبی، خلیج فارس**". مجله علوم دانشگاه تهران، دوره چهارم، ص ۱۰۹-۹۷.

[۱۶] اسدی مهماندوستی، ا.، میرزایی، س.، معلمی، ع.، ارباب، ب.؛ ۱۳۹۶؛ "**بررسی و مدل سازی سه بعدی رخساره های الکتریکی سازند داریان با استفاده از زمین آمار در میدان نفتی رشادت**". نشریه علوم دانشگاه خوارزمی، دوره یکم، ص ۴۴-۲۵.

[۱۷] فرازانی، ن.، خوشبخت، ف.، توکلی، و؛ ۱۳۹۴؛ "**بهبود تعیین نوع رخساره الکتریکی با تلفیق لاگ های چاه پیمایی و تصویرگر در سازند آسماری با استفاده از روش خوشه بندی گرافیک MRGC**". پژوهش نفت، دوره ۸۳، ص ۱۹۴-۱۸۶.

[۱۸] رحیمی بهار، ع.، پورصیامی، ح.؛ ۱۳۹۱؛ "**تفکیک زون های مختلف مخزن هیدروکربنی با کمک رخساره های الکتریکی**". پژوهش نفت، دوره ۷۲، ص ۱۵۳-۱۴۴.

[۱۹] سفیداری، ا.، دشتی، ع.، کدخدایی، ع.، اسدی اسکندر، ا.؛ ۱۳۹۳؛ "**مدل سازی گروه های رخساره ای بر اساس داده های زمین شناسی و پتروفیزیکی (لاگ های چاه پیمایی) در میدان گازی پارس جنوبی**". پژوهش نفت، دوره ۸۳، ص ۹۵-۸۳.

[۲۰] توکلی، و.؛ ۱۳۸۴؛ "**تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی سازند آسماری در میدان مارون**". پایان نامۀ کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، ایران.

[۲۱] توکلی، و.؛ ۱۳۹۳؛ "**نگاره انحراف معیار گاما ابزاری جدید جهت جدایش واحدهای سکانسی در توالی‌های کربناته با مثالی از سازندهای کنگان ودالان**". میدان گازی پارس جنوبی. پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب‌شناسی، دوره یکم، ص ۱۱۰-۹۷.

[22] Tavakoli, V. (2017). *"Application of gamma deviation log (GDL) in sequence stratigraphy of carbonate strata, an example from offshore Persian Gulf"*. Iran: Journal of Petroleum Science and Engineering, 156: 868-876.

[۲۳] داودی، س.، توکلی، و.، رحیم‌پوربناب، ح.؛ ۱۳۹۹؛ "**بررسی ضریب اطمینان استفاده از نگاره انحراف معیار گاما در مطالعات چینه‌نگاری سکانسی، سازند داریان، بخش مرکزی خلیج‌فارس**". پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب‌شناسی، دوره سوم، ص ۱۶-۱.

[۲۴] قیاسوند، م.، امینی، ع.، هنرمند، ج.، توکلی، و.؛ ۱۳۹۵؛ "**تعیین مرزهای سکانسی سازند سروک در یکی از میادین دشت آبادان توسط نرم ازار سیکلولاگ و روش انحراف از معیار نگاره گاما**". بیستمین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، ۱۶ تا ۱۸ شهریور، تهران.

[۲۵] هزاریان، ح.، کردی، م.، ضیایی، م.، سلیمانی‌منفرد، م.، یحیایی، ا.؛ ۱۴۰۰؛ "**ارزیابی ویژگی‌های مخزنی بر اساس چینه‌نگاری سکانسی: مطالعه موردی سازند آسماری در یکی از میدان‌های نفتی خلیج فارس**". علوم زمین، دوره ۳۱، شماره ۱۲۰، ص ۱۱۱-۱۲۲.

[26] Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S. H., Heyward, A. P., Horbury, A. D., and Simmons, M. D.)2001(. *"Arabian plate sequence stratigraphy"*. GeoArabia, Special Publication, 2: pp. 372. ISBN: 9901-03-08-9.

[27] Alsharhan, A. S., and Nairn, A. E. M.)1993(. *"Carbonate platform models of Arabian Cretaceous reservoirs"*. In: Simo, J. A. T. Scott, R.W., and Masse, J. P. (Eds.), Cretaceous carbonate platforms. American Association of Petroleum Geologists, 56: 173-184.

[28] Al-Ghamdi, N., and Pope, M.)2014(. *"Integrated high-resolution chemostratigraphy and facies based stratigraphic architecture of the Lower Cretaceous*

(Aptian), Shu'aiba Formation, Saudi Arabia". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 98: 1521-1549.

[29] Naderi-Khujin, M., Seyrafian, A., Vaziri-Moghaddam, H., and Tavakoli, V. 2016(b). *"Characterization of The Late Aptian Top-Dariyan Disconformity surface offshore Sw Iran: A multi-Proxy approach"*. Journal of Petroleum Geology, 39: 269-286.

[30] Mehrabi, H., Rhimpour-Bonab, H., Al-aasm, Ih., Esrafily-dizaji, B., Haj Kazemi, E., Dalvand, M., and Omidvar, M.)2018(. *"Palaeo-exposure surfaces in the Aptian Dariyan Formation, offshore Sw Iran: Geochemistry and Reservoir Implications"*. Journal of Petroleum Geology, 41(4): 467-494.

[31] Dunham, R. J.)1962(. *"Classification of carbonate rocks according to depositional texture"*. In: Ham, W. E. (Ed.), Classification of carbonate rocks. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 1: 108-121.

[32] Serra, O. (1984). *"Fundamentals of Well-Logging Interpretation"*. Elsevier Amsterdam, pp. 423.

[33] Kadkhodaie-Ilkhchi, A., and Amini, A.)2009(. *"A Fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data. A case study from the Ahwaz oil field. South Iran"*. Journal of Petroleum Geology, 32: 67-78.

[۳۴] داودی، س.؛ ۱۳۹۹؛ "**چینه‌نگاری سکانسی سازند داریان و تلفیق آن با مطالعات نگاره انحراف معیار گاما و گونه‌های سنگی پتروفیزیکی دریکی از میدان‌های بخش مرکزی خلیج فارس**". پایان نامۀ کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، ایران.

---

[1] Hydraulic Flow Units (HFU)

[2] Electrofacies

[3] Multi-resolution Graph-based clustering (MRGC)

[4] Reservoir Quality Index

[5] Flow Zone Indicator

[6] Hydraulic Flow Unit (HFU)