

Research Article

Construction of the velocity deviation diagram based on the well survey diagram and NMR to determine precise types of porosity in the Asmari Formation in one of the wells of the Ahvaz oil field

Akbar Heidari^{1*}, Raouf Bashiri¹, Bahman Soleimani¹, Ali Kadkhodaei²

1- Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences and GIS, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran

2- Department of Earth Sciences, Faculty of Natural Sciences, University of Tabriz, Tabriz, Iran

Keywords: Pore type, velocity deviation log, NMR log, Asmari reservoir, Ahvaz oil field.

1-Introduction

Asmari Formation is the most important reservoir of the Ahvaz oilfield. The lithology of this formation is composed of carbonate and siliciclastic rocks, mainly sandstone with carbonate interbeds, sandy limestone, dolomite, and marl (Motiei, 1993; Soleimani et al, 2020; Zahmatkesh et al., 2021). Consideration of the porosity types is important in several aspects: 1- the variety of lithology and the effects of diagenesis in the Asmari Formation has created various porosities; 2- Evaluation of porosity type is necessary to understand reservoir heterogeneity better. 3- The complex distribution of porosity types makes it difficult to predict the permeability distribution and identify the producing zones. The usual study method of porosity types is core analysis, which is expensive and time-consuming, so some of the following methods are used for this task: Using well logs is a low-cost alternative. The velocity deviation log provides useful information about the porosity type. The objectives of this study include 1- Determining the porosity type in the Asmari Formation using the velocity deviation log, 2- Comparing the log results with thin section data, and 3- Presenting the distribution pattern of porosity types in the studied formation. In Comparison with sandstones, carbonate formations have more complexity and difficulties in terms of reservoir and petrophysics characteristics. Diagenetic processes can alter carbonates, changing the composition, texture, and porosity structure in carbonate successions (Rahimpour Banab, 2014). One of the main points in the quantitative investigation of reservoirs is the identification of producing and non-producing zones. The identification of producing zones depends on the prediction of permeability distribution, which is highly dependent on the complex distribution of pore types (Anselmetti and Eberli, 1999; Choquette and Pray, 1970; Kamrava et al., 2020; Ren et al., 2020).

2-Material and methods

The data used in this study includes some petrophysics logs, such as neutron, acoustic, and density logs, nuclear magnetic resonance (NMR), and thin sections prepared from cuttings and cores from the drilled wells in the studied oilfield. In order to determine the type of porosity, the thin sections were evaluated, and photomicrographs (Fig. 1) were taken by optical polarizing microscope in the petrography laboratory of the National Iranian South Oil Company (NISOC). Data, photomicrographs, and thin-section studies have been used to validate the porosity types determined by indirect petrophysic methods. The cuttings and well logs data were prepared from one of the studied wells of the Asmari reservoir in the Ahvaz oilfield. This study used a velocity deviation log to determine the porosity types. The velocity deviation log reflects different types of porosity created due to the rock's physical characteristics (Anselmetti and Eberli, 1999; Kadkhodaei et al., 2021). In this study, the porosity types were determined using the velocity deviation logs obtained from the petrophysics logs, and then they were validated by direct data from cuttings and cores thin sections.

* Corresponding author: A.heidari@scu.ac.ir

DOI: 10.22055/aag.2024.46509.2447

Received: 2024-04-24

Accepted: 2024-09-22

Table 1. The speed deviation value obtained from the speed deviation diagrams.

ZONE	VDL	VDLNMR_TCMR	NDLNMR_PHIE
A1	1800 m/s	190m/s	440m/s
A2	1200 m/s	225m/s	450m/s
A3	1600 m/s	33m/s	550m/s
A4	1550 m/s	60m/s	600m/s
A5	1020m/s	80m/s	200m/s
A6	600 _ 2000 m/s	430m/s	550m/s
A7	1000 _ 1600 m/s	-100m/s	350m/s
M2A	900 _ 1600 m/s	400m/s	450m/s
M2B	1100 m/s	350m/s	700m/s
M2C	650 m/s	70m/s	360m/s
M2D	1000 m/s	430m/s	850m/s
A10	1200 m/s	620m/s	1200m/s
A11	1300 m/s	550m/s	1300m/s

3-Results and discussions

In this study, the velocity deviation log was the base of the pore types classification. On the other hand, this log will be able to continuously identify the type of porosity along the studied well and formation. According to the velocity deviation log, the pore types were classified into three groups and eight subgroups.

Group 1 has two subgroups: intra-particle and vuggy pore types.

Subtype 1: Intra-particle porosity is often formed as primary and secondary forms. It forms inside the grain or fossil shells due to the dissolution of organic materials (Asaad and Omer, 2024). Most of the pores inside the fossils are formed due to dissolution. In this subgroup, the average speed deviation is 1200 m/s.

Subtype 2: Vuggy or hole porosity is also created in different shapes and sizes as dissolution in a part of grain, cement, and matrix, which forms a secondary type. This porosity may be formed due to complete or partial crystallization of grains or crystals in secondary phases. This type has a certain sharp boundary between the pore and the surrounding cement or matrix (Lønøy, 2006). The average speed deviation of this subgroup is 750 m/.

Group 2: This category has five subgroups, which include micro-porosity, inter-particle, inter-crystalline, inter-granular, and shale micro-porosity, respectively.

Subgroup 1: Micro-porosity This pore type could be fine intergranular and/or inter-crystalline forms. The speed deviation in this subgroup is, on average, 40 m/s (Lønøy, 2006).

Subtype 2: Inter-particle porosity, the spaces between grains and particles (Choquette and Pray, 1970). This pore type forms mainly in primary phases. However, they are sometimes created due to matrix or cement dissolution. The speed deviation log in this subgroup is 250 m/s on average.

Subtype 3: Inter-crystalline pore type forms between the crystals in primary or secondary phases. Although the secondary types are common (Choquette and Pray, 1970). The speed deviation log in this subgroup is 400 m/s on average.

Subgroup 4: Intergranular porosity can be seen in siliciclastic parts of the Asmari Formation, formed in sandstone intergranular. The log speed deviation in this subgroup is 200 m/s on average (Choquette and Pray, 1970).

Subtype 5: shale micro-porosity in shale successions, the value of log speed deviation in this subgroup is -100 on average. (Choquette and Pray, 1970).

Group 3: This group has only one subgroup (fracture).

Subtype 1: The rock fractures strongly affect the elastic behavior of the horizons and create a severe (negative) deviation in the velocity deviation log. The speed deviation log in this subgroup is -800 m/s on average (Lønøy, 2006).

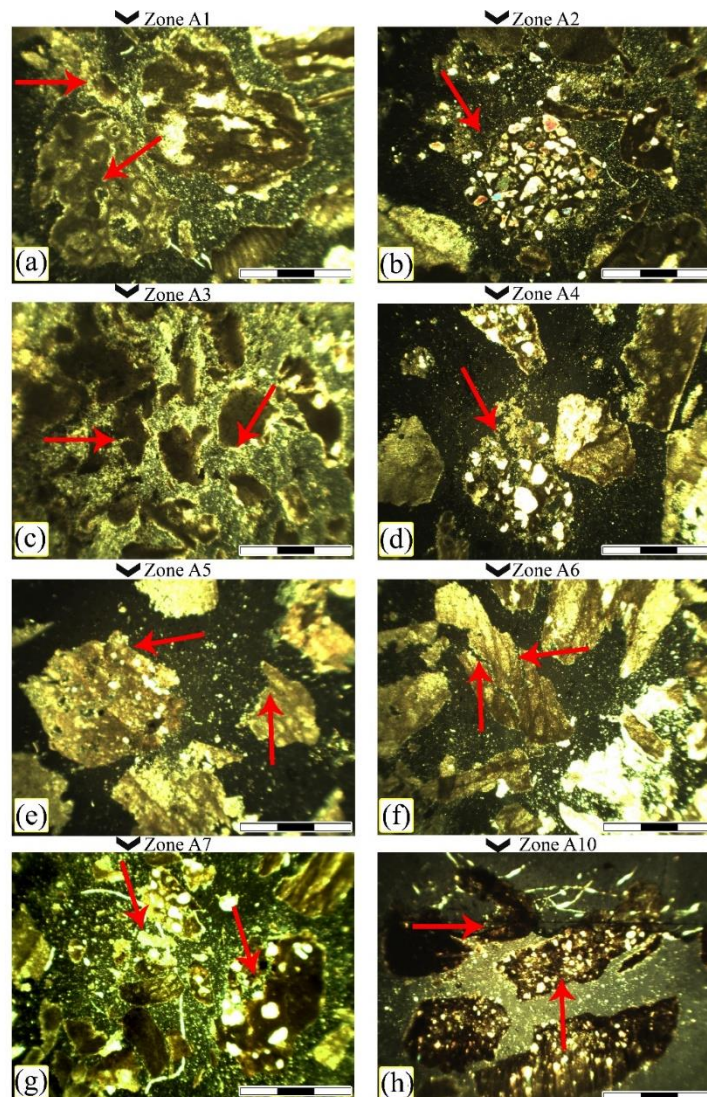


Fig1. Photomicrographs of thin sections in zones A1 to A11 of the studied well. (a) It is micritic limestone. It has a cavity and inter-crystalline porosity; (b) Sandstone with fine crystal cement and inter-granular porosity. It has traces of bitumen; (c) marl limestone with inter-granular and inter-crystalline porosity; (d) sandy and marl limestone with inter-crystalline and vuggy pores; (e) muddy limestone includes inter-crystalline pore types and traces of bitumen; (f) marl limestone with inter-crystalline pore type; (g) marl limestone with traces of bitumen; (h) Siltstone with quartz particles in medium and fine sand sizes. It has inter-crystalline (micro-porosity) and inter-granular pore types. Zones A1 to A11, due to the presence of inter-crystalline and inter-granular porosity, have good reservoir quality.

4-Conclusion

According to the outputs of the velocity-deviation logs and comparing with thin sections data, it is possible to point out that the VDLNMR_PHIE log is a very accurate method for estimating the pore types in mixed carbonate-siliciclastic reservoirs. The diverse lithology of the Asmari Formation in the studied oilfield has

made various pore types. This issue is confirmed by VDL logs obtained from the NMR diagram (VDLNMR_PHIE) and thin-section photomicrographs. By examining the velocity deviation diagram obtained from the well logs, NMR, and thin sections, we found that the predominant pore types are inter-crystalline, inter-granular, and inter-particle. Using the velocity deviation log of the VDLNMR_PHIE log, the pore type can be determined with high accuracy. The Comparison of pore type obtained from the velocity deviation log from the NMR, especially the VDLNMR_PHIE log, shows good consistency with thin sections data. The velocity deviation log data results obtained from the NMR log and thin section data showed that the A1, A2, and A4 zones included intercrystalline pore types. The results of this study show that the pore types in mixed carbonate-siliciclastic successions of the Asmari Formation can be subdivided into eight subgroups based on the velocity deviation log. There are six types of intra-particle or intra-fossil porosity, vuggy or cavity, micro-porosity, inter-particle, and inter-crystalline porosity related to the carbonate parts, and two types of inter-granular and shale micro-porosity related to the siliciclastic parts.

5-References

- Anselmetti, F.S., Eberli, G.P., 1999. The velocity-deviation log: a tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs. *American Association Petroleum Geologists bulletin* 83 (3), 450-466. <https://doi.org/10.1306/00AA9BCE-1730-11D7-8645000102C1865D>
- Asaad, I.S., Omer, M.F., 2024, February. Diagenetic control on porosity types of carbonate rocks of Late Triassic Baluti Formation in Northern Thrust Zone, Iraqi Kurdistan region, Northern Iraq. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 1300, No. 1, p. 012027). IOP Publishing. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1300/1/012027>.
- Choquette, P.W., Pray, L.C., 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *American Association Petroleum Geologists Bulletin* 54, 207-50. <https://doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- Kadkhodaie, R., Kadkhodaie, A., Rezaee, R., 2021. Study of pore system properties of tight gas sandstones based on analysis of the seismically derived velocity deviation log: a case study from the Perth Basin of western Australia. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 196, 108077. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108077>.
- Kamrava, S., Tahmasebi, P., Sahimi, M., 2020. Linking morphology of porous media to their macroscopic permeability by deep learning. *Transport in Porous Media* 131 (2), 427-448. <https://doi.org/10.1007/s11242-019-01352-5>.
- Lønøy, A., 2006. Making sense of carbonate pore systems. *AAPG bulletin* 90(9), 1381-1405. <https://doi.org/10.1306/03130605104>.
- Motiei, H., 1993. *Geology of Iran, Stratigraphy of Zagros*, 556 P, (In Persian).
- Rahim Pourbonab, H., 2015. *Geology of Carbonate Reservoirs*, University of Tehran Press, 400 P.
- Ren, X., Guo, Z., Ning, F., Ma, S., 2020. Permeability of hydrate-bearing sediments. *Earth-science reviews* 202, 103100. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103100>
- Soleimani, B., Zahmatkesh, I., Sheikhzadeh, H., 2020. Electrofacies analysis of the Asmari reservoir, Marun oil field, SW Iran. *Geosciences Journal* 24, 195-207. <https://doi.org/10.1007/s12303-019-0035-6>.
- Zahmatkesh, I., Kadkhodaie, A., Soleimani, B., Azarpour, M., 2021. Integration of well log-derived facies and 3D seismic attributes for seismic facies mapping: A case study from mansuri oil field, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 202, 108563. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108563>.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Heidari. A., Bashiri. R., Soleimani, B, Kadkhodaei, A., 2025. Construction of the velocity deviation diagram based on the well survey diagram and NMR to determine precise types of porosity in the Asmari Formation in one of the wells of the Ahvaz oil field. Adv. Appl. Geol. 14(4), 1014-1033.

DOI: 10.22055/aag.2024.46509.2447

URL: https://aag.scu.ac.ir/article_19516.html

©2025 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

ساخت نمودار انحراف سرعت مبتنی بر نمودار چاه پیمایی و NMR جهت تعیین دقیق انواع تخلخل در

سازند آسماری در یکی از میدان نفتی اهواز

اکبر حیدری*

دانشکده علوم زمین، گروه زمین شناسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

رئوف بشیر

دانشکده علوم زمین، گروه زمین شناسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

بهمن سلیمانی

دانشکده علوم زمین، گروه زمین شناسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

علی کدخدایی

دانشکده علوم طبیعی، گروه علوم زمین، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران

* A.heidari@scu.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۲/۰۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۷/۰۱

چکیده

فرآیندهای دیاژنتیکی پیچیده منجر به تغییرات قابل توجهی در تخلخل مخازن کربناته می‌شوند که به نوبه خود به شدت بر جریان سیال و بازیافت هیدروکربن‌ها تأثیر می‌گذارد. روش سنتی تعیین تخلخل با تجزیه و تحلیل داده‌های مغزه، هزینه‌بر است. این مطالعه به بررسی استفاده از نمودارهای انحراف سرعت در سازند آسماری به عنوان یک جایگزین مقرون به صرفه برای شناسایی انواع تخلخل می‌پردازد. برای طبقه‌بندی تخلخل، از داده‌های لاگ چاه شامل انحراف سرعت، لاگ‌های پتروفیزیکی و NMR بهره گرفته شده است. همچنین، مشاهدات مقاطع نازک به عنوان ابزاری برای اعتبارسنجی به کار رفته است. نمودارهای انحراف سرعت هشت نوع تخلخل را شناسایی کردند، از جمله ریزتخلخل بین‌دانه‌ای، قالبی، ریزتخلخل، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری، شکستگی و ریزتخلخل شیل. نتایج نشان داد که تخلخل بین‌دانه‌ای در ماسه‌سنگ‌ها و شکستگی، تخلخل بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری در کربنات‌ها، تولید مخزن آسماری را کنترل می‌کنند. این مطالعه کارایی نمودارهای انحراف سرعت را در تعیین انواع تخلخل در سازند آسماری نشان می‌دهد و اهمیت این چهار نوع تخلخل را برای تولید مخزن برجسته می‌کند. امید است داده‌های این مقاله در جهت شناسایی زون‌های تولیدی و بهینه‌سازی گسترش میدان نفتی مورد استفاده قرار گیرد.

واژه‌های کلیدی: نوع منافذ، لاگ انحراف سرعت، لاگ NMR، مخزن آسماری، میدان نفتی اهواز.

۱- مقدمه

چاه‌پیمایی یکی از این روش‌هاست که کم‌هزینه و جایگزین مناسبی است. لاگ انحراف سرعت اطلاعات مفیدی در مورد نوع تخلخل ارائه می‌دهد.

از اهداف اصلی این مطالعه می‌توان موارد زیر را ذکر نمود:
۱- مطالعه دقیق و تعیین انواع تخلخل در سازند آسماری با استفاده از لاگ NMR انواع (TCMR) و (CBP) و VDL_NMR_PHIE
۲- تعیین انواع تخلخل در سازند آسماری با استفاده از مقاطع نازک؛

۳- مقایسه نتایج روش‌های پتروفیزیکی با داده‌های مقاطع نازک؛

۴- ارائه الگوی توزیع انواع تخلخل در سازند آسماری.

متن سازند آسماری به‌عنوان مهم‌ترین مخزن میدان نفتی اهواز در عمق ۲۵۰۰ متری از سطح زمین قرار دارد و حدود ۸۰ درصد از نفت ایران را تولید می‌کند. مطالعه نوع تخلخل از جنبه‌های مختلفی اهمیت دارد: ۱- تنوع سنگ‌شناسی و دیاژنز در سازند آسماری باعث ایجاد تخلخل‌های متنوعی شده است. ۲- بررسی نوع تخلخل برای درک بهتر ناهمگونی مخزن ضروری است. ۳- توزیع پیچیده انواع تخلخل، پیش‌بینی تراوایی و شناسایی زون‌های تولیدکننده را دشوار می‌سازد.

نوع تخلخل را می‌توان با روش‌های مختلفی بررسی کرد. روش معمول، آنالیز مغزه است که هزینه‌بر و زمان‌بر است. بنابراین، از روش‌های جایگزین استفاده می‌شود. لاگ‌های

هیدروکربنی به‌ویژه اقسام کربناته به‌دلیل دیاژنز از نظر نوع تخلخل بسیار متفاوت می‌باشند (Moore, 1989; Yang et al., 2022; Rashid et al., 2022). از آنجایی که توزیع تخلخل در سنگ مخزن از کنترل‌کننده‌های اساسی حرکت سیال در فضای متخلخل است، از این روی تعیین نوع تخلخل نقش اساسی در ویژگی‌های پتروفیزیکی، بهینه‌سازی تعداد چاه‌ها در یک میدان و پیش‌بینی هیدروکربن قابل بازیافت دارد (Lai et al., 2018; Abo Bakr et al., 2024).

۱-۱- زمین‌شناسی عمومی

میدان نفتی اهواز یکی از بزرگترین میادین نفتی ایران است که در جنوب تا جنوب غربی فروفاتادگی دزفول قرار دارد (شکل ۱). سازند آسماری مخزن اصلی میدان اهواز محسوب می‌گردد (Rabbani et al., 2022). لیتولوژی این سازند ترکیبی از سنگ‌های کربناته و سیلیسی آواری است که شامل ماسه‌سنگ با میان‌لایه‌های آهکی، آهک ماسه‌ای، آهک دولومیتی و مارن می‌باشد (Soleimani et al., 2020; Motiei, 1993; Zahmatkesh et al., 2021). سازند آسماری که در اغلب نواحی حوضه رسوبی زاگرس گسترش یافته است دارای سن البگوسن میانی تا میوسن میانی است. این سازند در نواحی خوزستان دارای یک عضو ماسه‌سنگی با نام ممبر اهواز و در نواحی لرستان دارای یک بخش تیخیری با نام ممبر کلهر است (Amiri Bakhtyar and Nourainejad, 2022).

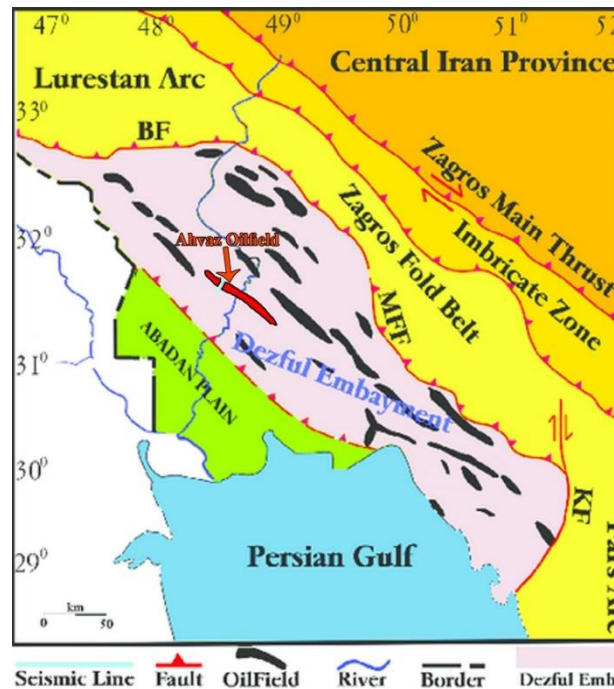
امتداد میدان اهواز به صورت شمال غربی-جنوب شرقی و موازی با روند اصلی رشته کوه زاگرس است. این میدان بین طول شرقی ۴۸ تا ۴۹ درجه و عرض شمالی ۳۱ و ۳۲ درجه قرار دارد (Mohsenipour et al., 2021). مخزن آسماری میدان اهواز با طولی حدود ۷۰ کیلومتر و عرض متوسط ۶ کیلومتر، مساحتی بالغ بر ۴۰۲ کیلومتر مربع را پوشش می‌دهد. اکتشاف این میدان در سال ۱۹۵۶ میلادی صورت گرفته است (مطیعی، ۱۳۷۲). این میدان در شمال از طریق میادین رامین و سردرآباد، در شرق از طریق میدان مارون، در غرب از طریق میدان بندکرخه و در جنوب از طریق میادین سوسنگرد، آب تیمور و منصوری محدود می‌شود.

در حال حاضر حدود ۵۲۴ حلقه چاه در این میدان حفر شده است که بیش از نیمی از آن‌ها از مخزن آسماری نفت تولید می‌کند (Ghasem Al-Askari, 2014). در مرکز میدان یک فرورفتگی در ساختمان دیده می‌شود به طوری که می‌توان دو

بررسی محیط رسوبی سازند ترکیبی کربناته‌آواری آسماری نشان می‌دهد که این سازند از نظر سنگ شناسی بسیار متنوع است. از آنجایی که تفاوت سنگ‌شناسی و دیاژنز باعث ایجاد تخلخل‌های متنوع می‌شود، در نتیجه اهمیت مطالعه نوع تخلخل برای درک بهتر ناهمگنی مخزن در این زمینه ضروری است (Ghasem Al-Askari, 2014). درقیاس با ماسه سنگ‌ها، یک سازند کربناته پیچیدگی و دشواری‌های بیشتری از نظر ویژگی‌های مخزنی و پتروفیزیکی دارد. رسوبات کربناته قابل دگرسانی دیاژنتیک هستند که ترکیب و ساختمان تخلخل درون سنگ‌های کربناته را دگرگون می‌کند (رحیم‌پور بناب، ۱۳۹۴). یکی از نکات اصلی در بررسی کمی مخازن شناسایی زون‌های تولیدکننده و غیرتولیدکننده است. شناسایی زون‌های تولیدکننده بستگی به پیش‌بینی توزیع تراوایی دارد که به‌شدت وابسته به توزیع پیچیده نوع منافذ است (Anselmetti and Eberli, 1999; Choquette and Pray, 1970; Kamrava et al., 2020; Ren et al., 2020). در صنعت نفت روش معمول استاندارد برای تعیین تخلخل، روش آنالیز مغزه می‌باشد، اما این روش، بسیار پرهزینه و وقت‌گیر است. همچنین همه چاه‌های موجود در یک میدان، دارای مغزه نیستند و یا اینکه مغزه‌گیری در همه چاه‌ها به‌صورت پیوسته انجام نمی‌شود. در نتیجه استفاده از روشی که بتواند با استفاده از نگاره‌های چاه-پیمایی، خواص پتروفیزیکی مخزن از جمله تخلخل و تراوایی شناسایی کند اهمیت زیادی دارد. پتروفیزیک دانش مطالعه خصوصیت‌های سنگ‌ها و اثر آن‌ها بر سیالات بدون دسترسی مستقیم است. سنگ مخزن برای تجمع هیدروکربن باید دارای شبکه سه‌بعدی از منافذ متصل به هم باشند تا سیالات را ذخیره و سپس اجازه جریان در مخزن را بدهند (Rezaei et al., 2014; Kamrava et al., 2020; Ren et al., 2020). مهم‌ترین کاربرد لاگ‌های پتروفیزیک، شناخت خواص فیزیکی سنگ‌ها مانند لیتولوژی، اندازه‌گیری تخلخل و مشخص کردن نوع تخلخل، محتوای سیال و اشباع آن‌ها و تراوایی می‌باشد (Schlumberger, 1989; Ravanshad et al., 2017; Aghli et al., 2017; Mohsenipour et al., 2022). توانایی روش‌های پتروفیزیکی و پتروگرافی به‌عنوان مکمل یکدیگر، در شناسایی زون‌های مخزنی محسوب می‌شود و مطالعه آن‌ها در زمین‌شناسی نفت دارای اهمیت بسزایی است (Mohsenipour et al., 2021; Zahmatkesh et al., 2020).

(Dill et al., 2020). به صورت کلی تر فروافتادگی دزفول به قسمتی از حوضه زاگرس گفته می شود که در آن سازند آسماری فاقد رخنمون است (Khalili, 2014; Ghasem Al-Askari, 2014; et al., 2021).

بخش غربی و شرقی در آن تشخیص داد. مخزن آسماری میدان اهواز از یک ترکیب پیچیده چینه شناسی حاوی ماسه سنگ و سنگ آهک دولومیتی شده تشکیل شده است که درون لایه های شیلی سبب تفکیک و جدایش مخزن در درون خود شده است (Ghasem Al-Askari, 2014; Avarjani et al., 2014;)



شکل ۱- نقشه میدان نفتی اهواز که با رنگ قرمز و پیکان قرمز در فروافتادگی دزفول مشخص شده است (با اصلاحاتی از Karimi et al., 2016).
Fig. 1. Map of Ahvaz oilfield marked with red color and red arrow in Dezful Embayment (modified from Karimi et al., 2016)

فیزیکی سنگ ایجاد می شود (Anselmetti and Eberli, 1999; Kadkhodaie et al., 2021). در این مطالعه ابتدا نوع تخلخل با استفاده از لاگ های انحراف سرعت حاصل از نمودار (چاه پیمایی و NMR) تعیین شدند، سپس با داده خرده (مقاطع نازک میکروسکوپی) نیز اعتبارسنجی شده است.

در این مطالعه از لاگ های NMR نوع Total Correlation و Composite Magnetic Resonance (TCMR) استفاده شده است. در روش Bounded Porosity (CBP) استفاده شده است. در روش TCMR تمام اطلاعات مربوط به سیگنال های NMR به طور کامل مورد تجزیه و تحلیل قرار می گیرد. این روش نسبت به روش های سنتی NMR دقت و وضوح بالاتری دارد. همچنین روش CBP در حوزه NMR برای مدل سازی توزیع تخلخل در سنگ های مخزنی به کار می رود. در واقع، CBP یک مدل ریاضی است که سعی می کند پیچیدگی های توزیع تخلخل در سنگ های مخزن را با استفاده از چندین توزیع ساده تر،

۲-۱- روش پژوهش

اطلاعات مورد استفاده در این مطالعه شامل برخی نمودارهای پتروفیزیک نظیر نمودار نوترون، صوتی، چگالی و همین طور نمودار تشدید مغناطیس هسته ای (NMR) و مقاطع نازک تهیه شده از خرده های حفاری و مغزه های تهیه شده از چاه مورد بررسی بوده است. مقاطع نازک به منظور تعیین نوع تخلخل، توسط میکروسکوپ پلاریزان نوری مورد ارزیابی و تصویربرداری قرار گرفتند. از داده ها، تصاویر و مطالعات مقاطع نازک برای اعتبارسنجی نوع تخلخل تعیین شده به روش های غیرمستقیم پتروفیزیک استفاده شده است. داده های حاصل از مطالعه خرده ها و نمودارهای چاه پیمایی استفاده شده مربوط به یکی از چاه های مورد مطالعه مخزن آسماری در میدان نفتی اهواز می باشد. در این مطالعه ابتدا برای تعیین نوع تخلخل از لاگ انحراف سرعت استفاده شده است. در واقع لاگ انحراف سرعت بازتابی از انواع مختلف تخلخل است که در نتیجه ویژگی های

آماده سازی داده‌ها شامل چهاربخش ۱- بارگذاری اطلاعات
 ۲- کنترل کیفیت اطلاعات ۳- محاسبه پری کلک (Precalc) ۴-
 تصحیحات محیطی است. پس از بارگذاری اطلاعات لاگ‌های
 چاه‌پیمایی، این اطلاعات باید تصحیح و پردازش شده تا برای
 مرحله ارزیابی پتروفیزیکی آماده شوند. در بخش یا ارزیابی
 سریع، محاسبه اولیه و سریعی را می‌توان از پارامترهای مورد
 نظر به دست آورد که محاسبات برای سازندهای تمیز و سازند-
 های شیلی به‌شیوه جداگانه انجام می‌گیرد. در ارزیابی قطعی،
 محاسبه پارامترهای اصلی مخزنی با جزئیات بیشتر انجام می-
 گیرد. بخش چند محاسبه‌ای، روش دیگری برای ارزیابی مخزن
 می‌باشد که به‌وسیله نرم افزار ژئولاگ برنامه‌ریزی شده است و
 به نوعی محاسبه احتمالی را انجام می‌گیرد. برای به دست آوردن
 لاگ انحراف سرعت، در ابتدا سرعت مصنوعی با استفاده از رابطه
 وایلی (Wyllie et al., 1956) تخلخل نگار نوترون محاسبه
 شد. سپس سرعت مصنوعی از سرعت واقعی (سرعت موج
 فشارشی نگار صوتی) کم شده و بنابراین لاگ انحراف سرعت
 به دست آمد (Anselmetti and Eberli, 1999). پس از
 ساخت لاگ انحراف سرعت از روی نمودار چاه‌پیمایی، به دلیل
 دقت بالای لاگ NMR نسبت به نمودارهای چاه‌پیمایی متداول،
 با استفاده از لاگ‌های تخلخل CBP و TCMR لاگ NMR،
 نمودار انحراف سرعت آن ساخته می‌شود. در پایان با مطالعه نوع
 تخلخل مقاطع میکروسکوپی چاه مورد نظر، نوع تخلخل بدست
 آمده از روش انحراف سرعت (Variable Density Logging)
 (که در متن با مخفف VDL به آن اشاره می‌شود) با تخلخل
 به دست آمده از مقاطع میکروسکوپی مقایسه می‌شود تا مشخص
 شود کدام یک از نمودارهای انحراف سرعت دارای دقت بالاتری
 می‌باشد.
 براساس نتایج به دست آمده از نمودار انحراف سرعت، سه
 ناحیه به شرح زیر قابل تشخیص است:
 نواحی دارای انحراف صفر که دارای انحراف سرعت اندکی
 هستند ($-500 < VDL < +500$).
 بخش‌هایی که دارای انحراف مثبت هستند
 ($VDL > +500$).
 ۳) بخش‌هایی که دارای انحراف منفی ($VDL < -500$)
 هستند.

شبیه‌سازی کند. در این مطالعه همچنین از روش
 VDL_NMR_PHIE ارزیابی انواع تخلخل انجام شده است.
 این روش در واقع به معنای اندازه‌گیری تخلخل (PHIE) با
 استفاده از روش NMR و با کمک از تکنیک VDL است. لاگ
 VDL یکی از داده‌های قابل محاسبه است که از ترکیب لاگ-
 های صوتی با لاگ‌های تخلخل نوترون و چگالی به دست می
 آید. این لاگ نه تنها روشی برای شناسایی انواع تخلخل اصلی
 در سازندهای کربناته است، بلکه می‌توان از آن برای تشخیص
 فرآیندهای دیاژنتیکی استفاده نمود (Anselmetti and
 Eberli, 1999). معادله تجربی میانگین سرعت (Wyllie et
 al., 1956) مبنای محاسباتی لاگ VDL است:

رابطه ۱

$$\frac{1}{V_{rock}} + \frac{1-\Phi}{V_{rock}} - \frac{\Phi}{V_{fluid}}$$

در این رابطه V زمان حرکت موج صوتی (m/s) از درون
 سنگ، ماتریس و سیال و تخلخل به درصد است (Anselmetti
 and Eberli, 1999).

با تبدیل لاگ تخلخل به سرعت، یک لاگ مصنوعی تولید
 می‌شود که می‌توان آن را با لاگ سرعت واقعی استخراج شده از
 لاگ صوتی مقایسه نمود. سپس گزارش انحراف سرعت از تفریق
 مقادیر ثبت سرعت مصنوعی از مقادیر ثبت سرعت واقعی
 محاسبه می‌شود (Shazly, 2012).

رابطه ۲

Velocity Deviation

$$= Vp(\text{sonic}) - Vp(\text{neutron density})$$

مناطق با انحراف کوچک فضاهای بین‌دانه‌ای، بین‌بلوری و یا
 ریز تخلخل زیاد را نشان می‌دهند. در ارتباط با لاگ سرعت منفی
 سه دلیل از جمله ناهم‌واری‌های حفره یا چاه، شکستگی‌ها و
 اثرات گاز بر نوترون و لاگ سرعت در نظر گرفته می‌شود
 (Hilchie, 1982). در این مطالعه از لاگ VDL به‌عنوان
 شاخصی برای نوع حفرات تخلخلی و روند کیفیت مخزن
 محاسبه شده است.

ارزیابی داده‌ها و ترسیم نمودارهای پتروفیزیکی چاه‌های
 مورد مطالعه توسط نرم‌افزار ژئولاگ انجام شده است. بخش‌های
 مختلف نرم‌افزار ژئولاگ جهت ترسیم نمودارهای پتروفیزیک
 شامل آماده سازی داده‌ها، ارزیابی سریع، ارزیابی قطعی، چند
 محاسبه‌ای است.

۲- بحث و نتایج

سرعت عبور صوت در سنگ مرتبط به میزان تخلخل است (Winkler and Murphy, 1995; Yaser and Erdogan,) مطالعات انسلمیتی و (2004; Hamada and Joseph, 2020). ابرلی در بیش از ۳۰۰ نمونه کربناته، رابطه معکوس بین سرعت و تخلخل را نشان می‌دهد. به‌عنوان مثال، سرعت عبور صوت از تخلخل غیرمرتبط مانند تخلخل قالبی و درون فسیلی (درون-ذره‌ای) بیشتر از تخلخل متصل مانند تخلخل بین‌ذره‌ای است. با استفاده از لاگ انحراف سرعت، می‌توان اطلاعاتی درباره انواع تخلخل (Pore Type) در سنگ‌های کربناته (مانند تخلخل قالبی، بین‌دانه‌ای و شکستگی‌ها) و نیز پیش‌بینی‌روند تراوایی به‌دست آورد. تخلخل محاسبه‌شده به‌روش NMR، یکی از دقیق‌ترین روش‌های اندازه‌گیری تخلخل است، زیرا تحت تأثیر لیتولوژی و آب‌های موجود در ساختار ملکولی کانی‌هایی مانند رس و ژئیس قرار نمی‌گیرد (Anselmetti and Eberli, 1999).

لاگ انحراف سرعت، یک لاگ محاسباتی و ابزاری برای تشخیص نوع تخلخل اصلی در سنگ‌های کربناته است) با استفاده از این لاگ، می‌توان اطلاعاتی درباره نوع تخلخل در سنگ‌های کربناته (مانند تخلخل قالبی، بین‌دانه‌ای و شکستگی-ها) و نیز پیش‌بینی‌روند تراوایی به‌دست آورد. با بهره‌گیری از نمودار صوتی، می‌توان میزان تخلخل‌های اولیه و مرتبط را تخمین زد. ولی نمودار نوترون و چگالی تخلخل کل را ارائه می‌کنند که مقدار آن به‌صورت یک عدد منفی، مثبت و یا صفر است. نمودار انحراف سرعت به‌طور کامل با روند تراوایی حاصل از داده‌های مغزه مطابقت دارد (Anselmetti and Eberli, 1999).

نواحی شناسایی شده توسط نمودار انحراف سرعت هر یک بیانگر یک واقعیت در سنگ هستند. به‌طوری‌که نواحی دارای انحراف صفر اغلب بیانگر وجود تخلخل‌هایی از نوع بین‌ذره‌ای یا بین‌دانه‌ای، بین‌بلوری و ریزتخلخل‌ها هستند. این منافذ پس از ته نشین شدن رسوبات ایجاد می‌شوند و معمولاً اتصال خوبی دارند و با نفوذپذیری رابطه مستقیم دارند. البته در مورد ریزتخلخل‌های شیل‌ها نفوذپذیری از این قاعده تبعیت نمی‌کند. در نواحی با سرعت کم چون منافذ به‌خوبی به یکدیگر متصل شده‌اند، نفوذپذیری بالایی در داخل سنگ دیده می‌شود نشان می‌دهد (Anselmetti and Eberli, 1999). بخش‌های دارای

انحراف مثبت، نشان‌دهنده‌ی تخلخل‌های نوع قالبی و درون‌ذره-ای یا درون فسیلی هستند (Kadkhodaei, 2018). به‌طور کلی مناطق با سرعت مثبت با منافذی مشخص می‌شوند که در یک زمینه سیمانی و متراکم قرار گرفته‌اند و معمولاً این منافذ به یکدیگر متصل نیستند به‌همین دلیل در توالی سنگی مخزت نفوذپذیری کمتری را نشان می‌دهند (Anselmetti and Eberli, 1999). بخش‌های دارای انحراف منفی (>VDL) می‌توان به دلایل مختلفی اشاره نمود (Kadkhodaei, 2018) که در زیر به برخی از آنها پرداخته شده است.

شکستگی‌های کوچک یا بزرگ مقیاس

مطالعات نشان داده است که شکستگی‌های در مقیاس کوچک و شکستگی‌های در مقیاس بزرگ باعث کاهش سرعت می‌شوند. شکستگی‌هایی با اندازه بزرگ‌تر، که توسط دستگاه نمودارگیری دریافت می‌شوند، دارای سرعت کمتری نسبت به سنگ‌های بدون شکستگی اطراف خود هستند. به‌همین دلیل در گزارش انحراف سرعت، شکستگی‌ها به عنوان عامل سرعت منفی شناسایی می‌شوند (Schlumberger, 1989). گاز آزاد تأثیر منفی زیادی بر ثبت انحراف سرعت دارد، زیرا وجود گاز به طور مؤثر سرعت لاگ صوتی را کاهش می‌دهد (Nur and Simmons, 1969). کاهش محتوای هیدروژن در فاز سیال، باعث کاهش قرائت تخلخل ناشی از لاگ نوترون می‌شود. این اثرات هر دو باعث ایجاد مقادیر منفی در گزارش انحراف سرعت می‌شوند (Hilchie, 1982; Larki et al., 2023). همچنین باید به این نکته اشاره نمود که ریزش دیواره چاه، باعث ایجاد سرعت منفی می‌شود (Kadkhodaei, 2018). آزمایش بر روی نمونه‌های کربنات مختلف نشان داده است که سرعت صوت در رسوبات و سنگ‌های کربناته تابعی از تخلخل آن‌هاست (Salih et al., 2023). انواع تخلخل داخلی مانند تخلخل درون‌ذره‌ای و قالبی در مقیاسه با تخلخل‌هایی مانند تخلخل بین‌ذره‌ای یا ریزتخلخل سرعت بالاتری ایجاد می‌کنند (Anselmetti and Eberli, 1999).

رسوبات کربناته، تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنتیکی، تغییرات ساختاری قابل توجهی در تخلخل خود تجربه می‌کنند. این تغییرات، مستقیماً بر رفتار امواج صوتی در سنگ مؤثر بوده و منجر به تغییر سرعت آن‌ها می‌گردد (Liu, 2017; Janjuhah, 2021). در این پژوهش، با بهره‌گیری از لاگ انحراف سرعت حاصل از نمودارهای چاه‌پیمایی و داده‌های NMR، انواع تخلخل

موجود در مخزن آسماری شناسایی و با کمک مقاطع نازک میکروسکوپی مورد تأیید قرار گرفتند. نتایج نشان می‌دهند که در بخش‌های آواری، تولید هیدروکربن عمدتاً تحت کنترل تخلخل‌های بین‌دانه‌ای و در بخش‌های کربناته تولید هیدروکربن تحت تأثیر تخلخل‌های نوع شکستگی، بین‌ذره‌ای و بین‌بلوری است. همچنین، توزیع مکانی این چهار نوع تخلخل به صورت پیوسته و با دقت بالا با استفاده از لاگ انحراف سرعت در طول چاه مشخص گردید.

در این پژوهش، لاگ انحراف سرعت به‌عنوان ابزاری کلیدی برای طبقه‌بندی انواع تخلخل مورد استفاده قرار گرفت. این لاگ امکان شناسایی پیوسته انواع تخلخل را در طول چاه و در سازند مورد مطالعه فراهم می‌آورد.

ر اساس داده‌های حاصل از لاگ انحراف سرعت، تخلخل‌های شناسایی شده به سه گروه اصلی و هشت زیرگروه تقسیم‌بندی شدند. در ادامه، هر یک از این گروه‌ها و زیرگروه‌های آنها به تفصیل مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

گروه اول شامل دو زیرگروه اصلی تخلخل‌های درون‌ذره‌ای (یا درون‌فسیلی) و تخلخل‌های قالبی (یا حفره‌ای) است. زیر گروه اول تخلخل درون‌ذره‌ای است که معمولاً به دو صورت اولیه و ثانویه شکل می‌گیرد. در حالت اولیه، این تخلخل‌ها در داخل دانه‌های رسوبی یا فسیل‌ها (به ویژه اسکلت‌های کربناته) وجود دارند. در حالت ثانویه، این تخلخل‌ها در اثر انحلال مواد آلی درون این دانه‌ها یا فسیل‌ها ایجاد می‌شوند (Asaad and Omer, 2024). بخش عمده‌ای از تخلخل‌های درون‌فسیلی به دلیل انحلال قسمت‌های داخلی فسیل‌ها و محصور شدن آنها در دیواره اولیه فسیل ایجاد می‌شوند. به طور متوسط، سرعت موج در این نوع تخلخل حدود ۱۲۰۰ متر بر ثانیه است. زیرگروه دوم، یعنی تخلخل‌های قالبی یا حفره‌ای، به اشکال و اندازه‌های مختلفی در اثر انحلال بخشی از دانه‌ها، سیمان و ماتریکس ایجاد می‌شوند. این نوع تخلخل‌ها اغلب به صورت ثانویه شکل می‌گیرند. علاوه بر این، تبلور کامل یا جزئی دانه‌ها یا بلورها نیز می‌تواند منجر به ایجاد تخلخل‌های قالبی شود که معمولاً دارای مرز مشخصی با سیمان یا ماتریکس اطراف هستند (Lønøy, 2006). میانگین سرعت موج در این نوع تخلخل حدود ۷۵۰ متر بر ثانیه است.

گروه دوم دارای پنج زیرگروه است که به ترتیب شامل میکروتخلخل، بین‌ذره‌ای، بین‌بلوری، بین‌دانه‌ای و میکروتخلخل

شیل است. زیرگروه اول میکروتخلخل است که به صورت حفره‌های بین‌دانه‌های ریز یا بین‌بلوری ریز دیده می‌شوند. مقدار لاگ انحراف سرعت در این زیرگروه به طور متوسط ۴۰ متربرثانیه است (Lønøy, 2006). زیرگروه دوم، تخلخل بین‌ذره‌ای است که فضای بین‌ذره‌ها را شامل می‌شود (Choquette and Pray, 1970). این نوع از تخلخل عمدتاً اولیه هستند. با این وجود گاهی اوقات در اثر انحلال ماتریکس یا سیمان به صورت ثانویه هم ممکن است ایجاد شوند. مقدار لاگ انحراف سرعت در این زیرگروه به طور متوسط ۲۵۰ متربرثانیه است. زیرگروه سوم تخلخل بین‌بلوری است که به صورت اولیه یا ثانویه در بین بلورها ایجاد می‌شوند و انواع ثانویه آن متداول‌تر است (Choquette and Pray, 1970). مقدار لاگ انحراف سرعت در این زیرگروه به طور متوسط ۴۰۰ متربرثانیه است. زیرگروه چهارم از گروه اول، تخلخل بین‌دانه‌ای است که بیشتر در بین‌دانه‌های ماسه-سنگ‌ها و به صورت اولیه در بخش آواری سازند آسماری تشکیل شده است. مقدار لاگ انحراف سرعت در این زیرگروه به طور متوسط ۲۰۰ متربرثانیه است (Choquette and Pray, 1970). زیرگروه پنجم میکروتخلخل شیل در رخساره شیلی است. مقدار لاگ انحراف سرعت در این زیرگروه به طور متوسط ۱۰۰- می‌باشد (Choquette and Pray, 1970).

گروه سوم تنها دارای یک زیرگروه می‌باشد. زیرگروه شماره یک از نوع شکستگی است که رفتار الاستیک سنگ را شدیداً تحت تأثیر قرار می‌دهد و یک انحراف شدید (منفی) را در لاگ انحراف سرعت ایجاد می‌کند. مقدار لاگ انحراف سرعت در این زیرگروه به طور متوسط ۸۰۰- متربرثانیه است (Lønøy, 2006).

انواع تخلخل و مشخصات مخزنی مربوط به آنها (تخلخل و تراوایی) که در ۸ زیرگروه طبقه‌بندی شدند، به‌طور مستمر در امتداد چاه شناسایی شدند. پس از طبقه‌بندی انواع تخلخل با استفاده از لاگ انحراف سرعت، هر یک از انواع تخلخل به دست آمده جهت اعتبارسنجی با مقاطع نازک نیز مقایسه شدند (شکل ۳).

۲-۱- چاه مورد مطالعه مخزن آسماری در میدان نفتی اهواز

در چاه مورد بررسی در میدان نفتی اهواز نمودار انحراف سرعت ترسیم گردید (شکل ۲) که در آن انواع تخلخل شناسایی شده در زون‌های مختلف نشان داده شده است. عمق حفاری و نوع

زون A4: تخلخل به دست آمده از روش VDL حاصل از نمودارهای چاه پیمایی این زون در ارتباط با نوع درون فسیلی بوده (شکل ۳) و مقدار انحراف سرعت در آن ۱۵۵۰ متر بر ثانیه محاسبه شده است. تخلخل به دست آمده از طریق VDL_NMR_TCMR نیز در ارتباط با تخلخل نوع بین دانه-ای ریز می باشد و مقدار انحراف سرعت در آن ۶۰ متر بر ثانیه است. همچنین تخلخل به دست آمده از روش VDL_NMR_PHIE مرتبط با تخلخل نوع بین بلوری بوده و مقدار انحراف سرعت آن ۶۰۰ متر بر ثانیه محاسبه گردیده است (جداول ۱ و ۲).

زون A5: تخلخل به دست آمده از روش VDL حاصل از نمودارهای چاه پیمایی این زون مرتبط با تخلخل نوع درون-فسیلی (شکل ۳C) بوده و مقدار انحراف سرعت در آن ۱۰۲۰ متر بر ثانیه است. تخلخل به دست آمده از روش VDL_NMR_TCMR از نوع بین بلوری تشخیص داده شد و مقدار انحراف سرعت در آن ۸۰ متر بر ثانیه برآورد گردید. همچنین تخلخل به دست آمده از روش VDL_NMR_PHIE از نوع (بین بلوری) مقدار انحراف سرعت ۲۰۰ متر بر ثانیه است (جداول ۱ و ۲).

زون A6: تخلخل به دست آمده از روش VDL حاصل از نمودارهای چاه پیمایی از نوع درون فسیلی (شکل ۳D) بوده و مقدار انحراف سرعت ۶۰۰ تا ۲۰۰۰ متر بر ثانیه محاسبه شده است. تخلخل به دست آمده از روش VDL_NMR_TCMR از نوع بین بلوری تشخیص داده شد و مقدار انحراف سرعت آن ۴۳۰ متر بر ثانیه محاسبه گردید. همچنین تخلخل به دست آمده از روش VDL_NMR_PHIE، در ارتباط با تخلخل نوع بین-بلوری تشخیص داده شده و مقدار انحراف سرعت ۵۵۰ متر بر ثانیه محاسبه گردید (جداول ۱ و ۲).

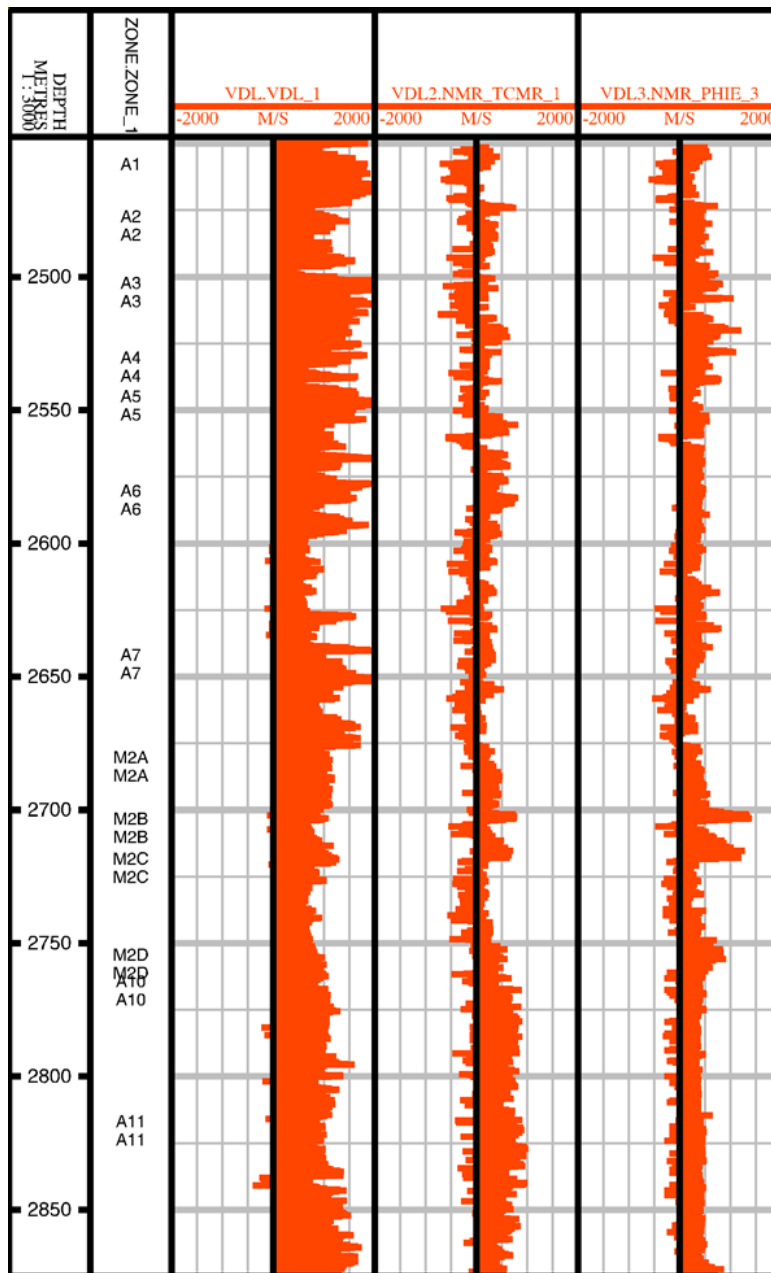
زون A7: تخلخل به دست آمده از روش VDL حاصل از نمودارهای چاه پیمایی این زون از نوع درون فسیلی (شکل ۳E) تشخیص داده شد و مقدار انحراف سرعت در آن بین ۱۰۰۰ تا ۱۶۰۰ متر بر ثانیه محاسبه گردید. تخلخل به دست آمده از روش VDL_NMR_TCMR از نوع بین بلوری ریز و بین دانه ای ریز تعیین گردید و مقدار انحراف سرعت آن ۲۶۰ متر بر ثانیه است. همچنین تخلخل تعیین شده از روش VDL_NMR_PHIE در این زون از نوع بین بلوری بوده و مقدار انحراف سرعت آن ۳۵۰ متر بر ثانیه است (جداول ۱ و ۲).

لیتولوژی در هر کدام از زون های مورد مطالعه در چاه مورد مطالعه در جدول ۱ ارائه شده است. توالی مورد بررسی به تعداد ۱۳ زون تقسیم بندی شده است که هر یک از آنها و تخلخل مرتبط با آن با استفاده از مقاطع نازک مورد شناسائی قرار گرفت. نمودارهای VDL و VDLNMR_TCMR و بررسی گردید همراه با داده های VDLNMR_PHIE مورد تفسیر قرار گرفت که در زیر به هر یک از زون پرداخته شده است.

زون A1: در این زون تخلخل به دست آمده از روش VDL حاصل از نمودارهای چاه پیمایی، در ارتباط با تخلخل درون ذره-ای یا درون فسیلی بوده (شکل ۳A) و مقدار انحراف سرعت مربوط به آن ۱۸۰۰ متر بر ثانیه محاسبه گردید. تخلخل به دست آمده از VDL_NMR_TCMR در ارتباط با تخلخل نوع بین-دانه ای بوده و مقدار انحراف سرعت در این زون ۱۹۰ متر بر ثانیه است. همچنین تخلخل به دست آمده از روش VDL_NMR_PHIE مرتبط با تخلخل نوع بین بلوری بوده و مقدار انحراف سرعت مرتبط با آن ۴۴۰ متر بر ثانیه است (جداول ۱ و ۲).

زون A2: تخلخل به دست آمده از روش VDL در این زون، مرتبط با فضای خالی نوع درون فسیلی (شکل ۳B) بوده و مقدار انحراف سرعت ۱۲۰۰ متر بر ثانیه به دست آمد. تخلخل به دست آمده از طریق VDL_NMR_TCMR مرتبط با تخلخل نوع بین دانه ای بوده و مقدار انحراف سرعت آن ۲۲۵ متر بر ثانیه است. همچنین تخلخل به دست آمده از روش VDL_NMR_PHIE در ارتباط با تخلخل نوع بین بلوری است و مقدار انحراف سرعت آن ۴۵۰ متر بر ثانیه می باشد (جداول ۱ و ۲).

زون A3: تخلخل به دست آمده از روش VDL حاصل از نمودارهای چاه پیمایی این زون در ارتباط با تخلخل نوع درون فسیلی بوده و مقدار انحراف سرعت آن ۱۶۰۰ متر بر ثانیه محاسبه گردید. تخلخل به دست آمده از روش VDL_NMR_TCMR مرتبط با فضاهای خالی از نوع بین-دانه ای ذرات ریز بوده و مقدار انحراف سرعت مربوط به آن ۳۳ متر بر ثانیه به دست آمد. همچنین و تخلخل به دست آمده از طریق VDL_NMR_PHIE در ارتباط با تخلخل نوع بین-بلوری می باشد و مقدار انحراف سرعت آن ۵۵۰ متر بر ثانیه است (جداول ۱ و ۲).



شکل ۲- زون‌های A1 تا A11 چاه مورد مطالعه، که در آن عمق و ضخامت هر یک از زون‌ها مشخص است.
Fig. 2. Zones A1 to A11 of the studied well, in which the depth and thickness of each zone is known.

از نوع بین‌بلوری مشخص شده و مقدار انحراف سرعت آن ۴۵۰ متر بر ثانیه محاسبه گردیده است (جدول ۱ و ۲).
زون M2b: با استفاده از روش VDL حاصل از نمودارهای چاه‌پیمایی، تخلخل در این زون از نوع بین‌بلوری شناسایی گردید و مقدار انحراف سرعت آن ۱۱۰۰ متربرثانیه محاسبه شد. تخلخل به‌دست آمده از روش VDL_NMR_TCMR از نوع بین‌دانه‌ای تعیین شده و مقدار انحراف سرعت آن ۱۶۷

زون M2a: تخلخل به‌دست آمده از روش VDL به‌دست آمده از نمودارهای چاه‌پیمایی این زون از نوع درون‌فسیلی (شکل ۳F) تعیین شده و مقدار انحراف سرعت آن بین ۹۰۰ تا ۱۶۰۰ متربرثانیه است. تخلخل به‌دست آمده به روش VDL_NMR_TCMR از نوع بین‌بلوری تعیین گردیده و مقدار انحراف سرعت آن ۴۰۰ متر بر ثانیه برآورد شده است. همچنین تخلخل به‌دست آمده از روش VDL_NMR_PHIE

و مقدار انحراف سرعت آن ۸۵۰ متربرثانیه محاسبه گردید (جداول ۱ و ۲).

زون A10: با استفاده از روش VDL منتج شده از نمودارهای چاه‌پیمایی، تخلخل در این زون از نوع درون فسیلی تعیین گردید (شکل ۳G) و مقدار انحراف سرعت ۱۲۰۰ متر بر ثانیه است. تخلخل به‌دست آمده از روش VDL_NMR_TCMR از نوع قالبی تعیین گردید و مقدار انحراف سرعت آن ۶۲۰ متربرثانیه محاسبه شد. همچنین تخلخل به‌دست آمده از روش VDL_NMR_PHIE از نوع بین‌بلوری تعیین شده و مقدار انحراف سرعت ۱۲۰۰ متربرثانیه محاسبه گردید (جداول ۱ و ۲).

زون A11: تخلخل به‌دست آمده از روش VDL حاصل از نمودارهای چاه‌پیمایی در این زون از نوع درون‌ذره‌ای یا درون-فسیلی (شکل ۳H) تعیین گردید. مقدار انحراف سرعت در این زون ۱۳۰۰ متربرثانیه محاسبه شد. تخلخل به‌دست آمده از روش VDL_NMR_TCMR از نوع قالبی شناسایی شده و مقدار انحراف سرعت آن ۶۵۰ متربرثانیه است. همچنین تخلخل به‌دست آمده از روش VDL_NMR_PHIE از نوع بین‌بلوری و مقدار انحراف سرعت ۱۳۰۰ متربرثانیه است (جداول ۱ و ۲).

متربرثانیه است. همچنین تخلخل به‌دست آمده از روش VDL_NMR_PHIE از نوع قالبی تعیین گردیده و مقدار انحراف سرعت آن ۷۰۰ متربرثانیه محاسبه شده است (جداول ۱ و ۲).

زون M2c: با استفاده از روش VDL حاصل از نمودارهای چاه‌پیمایی، تخلخل در این زون نیز از نوع بین‌بلوری تعیین شده و مقدار انحراف سرعت در آن ۶۵۰ متر بر ثانیه محاسبه گردید. با استفاده از روش VDL_NMR_TCMR، تخلخل این زون از نوع بین‌دانه‌ای ریز مشخص گردید که مقدار انحراف سرعت آن ۷۰ متربرثانیه است. همچنین با استفاده از روش VDL_NMR_PHIE، تخلخل از نوع بین‌ذره‌ای تعیین شد و مقدار انحراف سرعت آن ۳۶۰ متر بر ثانیه به‌دست آمده است (جداول ۱ و ۲).

زون M2d: با استفاده از روش VDL به‌دست آمده از نمودار-های چاه‌پیمایی، تخلخل در این زون از نوع قالبی تعیین گردید. مقدار انحراف سرعت در این زون ۱۰۰۰ متربرثانیه برآورد گردید. تخلخل به‌دست آمده از روش VDL_NMR_TCMR نیز از نوع بین‌بلوری شناسایی شده و مقدار انحراف سرعت ۴۳۰ متربرثانیه محاسبه گردید. همچنین به روش VDL_NMR_PHIE تخلخل از نوع درون فسیلی تعیین شده

جدول ۱- عمق حفاری و نوع لیتولوژی هر کدام از زون های مورد مطالعه

Table 1- Drilling depth and type of lithology of each of the studied zones

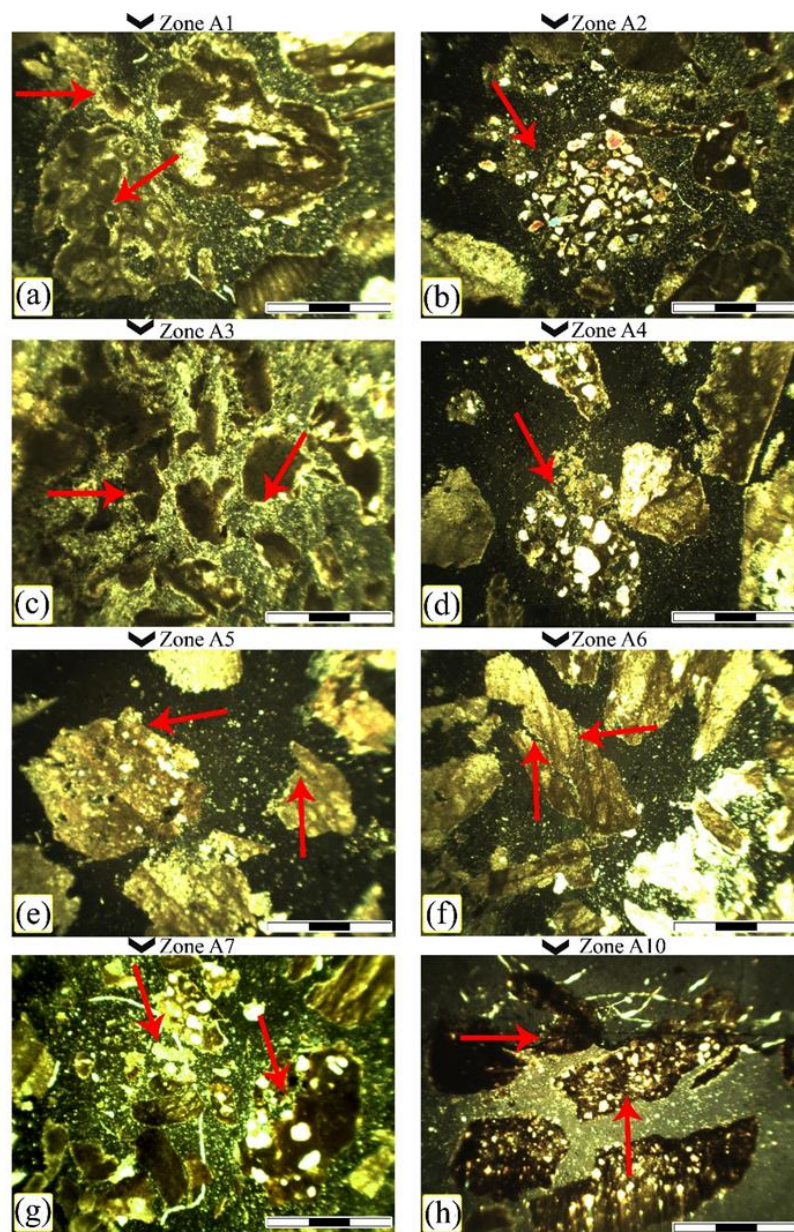
Zones	Depth	Lithology
A1	24608. 5 - 2437. 5m	Dolomite Lime – Dolomitic Lime
A2	2437. 5 - 2467m	Calcareous dolomite – dolomitic lime – shale sand – calcareous sand – sandy lime – shale carbonate
A3	2467 - 2505m	Calcareous dolomite - dolomitic lime - shale sand - shale carbonate - carbonate shale - sandy lime - shale-lime sand - calcareous sand shale
A4	2505 - 2539. 5m	Sandstone - shale - calcareous dolomite - dolomitic lime - shale carbonate - sandy shale
A5	2539. 5 - 2573m	Limestone - Calcareous dolomite - Dolomitic lime - Marly carbonate - Carbonate shale - Shale sand - Calcareous sandy shale - Calcareous sandstone - Carbonate shale
A6	2573 - 2628m	Sandstone – Shaly sandstone – Calcareous shaly sandstone – Sandy limestone – Dolomitic lime – Calcareous dolomite
A7	2628 - 2665. 5m	Limestone - dolomitic limestone - calcareous dolomite - calcareous sandstone - shale.
M2A	2665. 5 - 2687m	Sandstone – calcareous sandstone
M2B	2687 - 2700m	Sandstone – shaly Sandstone – Calcareous Chilean Sandstone
M2C	2700 - 2724m	Shaly sandstone – calcareous sandy shale – calcareous shale sandstone
M2D	2724 - 2767m	Shaly sand – calcareous sand shale – calcareous shale sand
A10	2767 - 2821m	Calcareous sand - shale - calcareous shale - lime shale - calcareous shale
A11	2821 - 2861. 3m	Calcareous shale – shaly limestone

جدول ۲- مقدار انحراف سرعت به دست آمده از نمودارهای انحراف سرعت.
Table 2. The speed deviation values obtained from the speed deviation log.

ZONE	VDL	VDLNMR_TCMR	NDLNMR_PHIE
A1	1800 m/s	190m/s	440m/s
A2	1200 m/s	225m/s	450m/s
A3	1600 m/s	33m/s	550m/s
A4	1550 m/s	60m/s	600m/s
A5	1020m/s	80m/s	200m/s
A6	600 _ 2000 m/s	430m/s	550m/s
A7	1000 _ 1600 m/s	-100m/s	350m/s
M2A	900 _ 1600 m/s	400m/s	450m/s
M2B	1100 m/s	350m/s	700m/s
M2C	650 m/s	70m/s	360m/s
M2D	1000 m/s	430m/s	850m/s
A10	1200 m/s	620m/s	1200m/s
A11	1300 m/s	550m/s	1300m/s

جدول ۳- مقایسه انواع تخلخل چاه مورد مطالعه
Table 3. Comparison of porosity types of studied well

ZONE	VDL	VDLNMR_TCMR	VDLNMR_PHIE	Pore Type
A1	Intrafossil	Intergranular	Intercrystalline	Vuggy and Intercrystalline
A2	Intrafossil	Intergranular	Intercrystalline	Intergranular and Intercrystalline
A3	Intrafossil	Fine Grain Intergranular	Moldic	----
A4	Intrafossil	Fine Grain Intergranular	Intercrystalline	----
A5	Intrafossil	Intercrystalline	Intercrystalline	Intercrystalline
A6	Moldic	Intercrystalline	Intercrystalline	Intercrystalline and Vuggy
A7	Moldic	Fine Grain intercrystalline and Fine Grain Intergranular	Intercrystalline	Intergranular and Intercrystalline
M2A	Intrafossil	Intercrystalline	Intercrystalline	----
M2B	Intercrystalline	Intergranular	Moldic	----
M2C	Intercrystalline	Fine Grain Intergranular	Intercrystalline	----
M2D	Moldic	Intercrystalline	Moldic	----
A10	Intrafossil	Moldic	Intercrystalline	Intergranular and InterCrystalline
A11	Intrafossil	Moldic	Intercrystalline	Intercrystalline and Vuggy and Intergranular



شکل ۳- تصاویر مقاطع میکروسکوپی در زون A1 تا A11 چاه مورد مطالعه. (a) آهک میکریتی است. دارای تخلخل حفره‌ای و بین بلوری است، (b) ماسه‌سنگ با سیمان میکریتی و دارای تخلخل بین‌دانه‌ای و حفره‌ای است. دارای آثار بیتومن می‌باشد، (c) آهک رس دار دارای تخلخل بین‌دانه‌ای و بین بلوری، (d) آهک ماسه‌دار و رس دار دارای تخلخل بین بلوری و حفره‌ای، (e) آهک مادستون دارای مقداری کمی رس و دارای تخلخل بین بلوری و دارای آثاری از بیتومن؛ (f) آهک رس دار دارای تخلخل بین بلوری، (g) آهک شیلی دارای آثار بیتومن و سیلت، (h) سیلتستون با ذرات کوارتز در حد ماسه متوسط و ریز. دارای تخلخل بین بلوری (ریز تخلخل) و بین دانه‌ای. در زون A1 تا A11 بدلیل وجود تخلخل‌های قالب از نوع بین بلوری و بین دانه‌ای، این زون‌ها از نظر کیفیت مخزنی خوبی را دارا می‌باشند. طول مقیاس خطی در تصاویر ۰/۵ میلی‌متر است.

Fig. 3- Photomicrographs of thin sections in zone A1 to A11 of the studied well. (a) It is micritic limestone. It has cavity and inter-crystalline porosity; (b) Sandstone with fine crystal cement and inter-granular porosity. It has traces of bitumen; (c) marl limestone with inter-granular and inter-crystalline porosity; (d) sandy and marl limestone with inter-crystalline and vuggy pores; (e) muddy limestone includes inter-crystalline pore types and traces of bitumen; (f) marl limestone with inter-crystalline pore type; (g) marl limestone with traces of bitumen; (h) Siltstone with quartz particles in medium and fine sand sizes. It has inter-crystalline (micro-porosity) and inter-granular pore types. Zone A1 to A11, due to the presence of inter-crystalline and inter-granular porosity have good quality in terms of reservoir quality. The length of the linear scale in the images is 0.5 mm.

۳- نتیجه گیری

نتایج این مطالعه می تواند در ارزیابی مخازن مشابه و طراحی مدل های مخزنی دقیق تر مورد استفاده قرار گیرد. همچنین، این مطالعه نشان می دهد که ترکیب داده های NMR با سایر داده های چاه پیمایی می تواند به درک بهتری از خواص مخزن کمک کند. با توجه به خروجی های به دست آمده از نمودار انحراف سرعت حاصل از نمودار چاه پیمایی و NMR و مقایسه آن با مقاطع نازک می توان گفت که لاگ VDL_NMR_PHIE از دقت بسیار بالایی جهت تخمین نوع تخلخل در لیتولوژی مختلط کربناته-آواری برخوردار است. در میدان اهواز، مخزن مختلط کربناته-آواری آسماری از نظر سنگ شناسی شامل سنگ آهک، سنگ آهک دولومیتی، دولومیت آهکی، ماسه سنگ شیلی، ماسه سنگ آهکی، سنگ آهک ماسه ای، شیل کربناته و ماسه سنگ است. این لیتولوژی متنوع، باعث پدید آمدن انواعی از تخلخل شده است. این موضوع توسط نمودار VDL حاصل از نمودار NMR (VDL_NMR_PHIE) و مطالعه پتروگرافی مقاطع نازک تأیید می گردد. با بررسی نمودار انحراف سرعت حاصل از نمودار چاه پیمایی و NMR و بررسی مقاطع نازک مشخص شد که تخلخل غالب از نوع بین بلوری، بین دانه ای و بین ذره ای است. با استفاده از لاگ انحراف سرعت نمودار VDL_NMR_PHIE، می توان نوع تخلخل را با دقت بالایی در زون های مختلف مشخص نمود. مقایسه نوع تخلخل به دست آمده از لاگ انحراف سرعت حاصل از نمودار NMR مخصوصاً لاگ VDL_NMR_PHIE با مقاطع نازک میکروسکوپی تطابق خوبی را نشان می دهد. نتایج اطلاعات لاگ انحراف سرعت حاصل از نمودار NMR و مقاطع نازک نشان داد که زون های A1، A2، و A4 دارای تخلخل نوع بین بلوری هستند. نتایج این مطالعه نشان می دهد که انواع تخلخل سازند مختلط کربناته-آواری آسماری بر اساس لاگ انحراف سرعت حاصل از نمودار NMR قابل تقسیم به هشت زیرگروه هستند. تعداد شش نوع تخلخل درون ذره ای یا درون فسیلی، قالبی یا حفره ای، ریزتخلخل، بین ذره ای و بین بلوری مربوط به بخش کربناته و ۲ نوع بین دانه ای و ریزتخلخل شیل مربوط به بخش های سیلیسی-آواری است. نتایج حاصل از شناسایی و توزیع نوع تخلخل نشان می دهد که کیفیت مخزنی و تولید در میدان مورد مطالعه تحت کنترل ۴ نوع تخلخل شامل ۱- تخلخل نوع بین

دانه ای ۲- تخلخل بین ذره ای ۳- تخلخل نوع بین بلوری ۴- تخلخل نوع شکستگی است. توزیع هر کدام از این چهار نوع تخلخل توسط لاگ انحراف سرعت حاصل از نمودار (چاه پیمایی و NMR) به طور مستمر در امتداد چاه شناسایی شدند. نتایج این مطالعه نشان داد که لاگ VDL به دست آمده از نمودار چاه پیمایی در لیتولوژی های کربناته-آواری دارای دقت خیلی پایینی می باشد. به طور مختصر می توان از داده های این مقاله به نتایج زیر دست یافت:

- ۱- لاگ VDL_NMR_PHIE دقت بالایی در تشخیص نوع تخلخل در لیتولوژی های مختلف مخزن آسماری دارد.
 - ۲- تخلخل غالب در مخزن آسماری از نوع بین بلوری، بین دانه ای و بین ذره ای است.
 - ۳- انواع تخلخل سازند را می توان به هشت زیرگروه بر اساس لاگ VDL_NMR_PHIE تقسیم بندی کرد.
 - ۴- چهار نوع تخلخل اصلی (بین دانه ای، بین ذره ای، بین بلوری و شکستگی) بر کیفیت مخزنی تأثیرگذار هستند.
 - ۵- لاگ VDL حاصل از نمودار چاه پیمایی دقت پایینی در لیتولوژی های کربناته-آواری دارد.
- این مطالعه بر روی یک میدان خاص متمرکز شده است و ممکن است نتایج آن به سایر میدان ها تعمیم پذیر نباشد. همچنین، برخی از فرضیات ساده سازی شده در مدل سازی استفاده شده است. نتایج نشان می دهد که پارامترهای NMR می توانند اطلاعات ارزشمندی در مورد توزیع و نوع تخلخل در مخازن کربناته-آواری ارائه دهند. این اطلاعات به شرکت های نفتی کمک می کند تا برنامه های توسعه میدان را بهینه کرده و بازیافت نفت را افزایش دهند. پیشنهاد می شود مطالعات مشابهی بر روی سایر مخازن کربناته-آواری انجام شود تا نتایج این مطالعه تأیید و تعمیم داده شود. همچنین، می توان از روش های پیشرفته تر پردازش داده های NMR برای استخراج اطلاعات بیشتر استفاده کرد.

سپاسگزاری

نویسندگان این مقاله از همه کسانی که در راه انجام این پژوهش کمک کرده اند بسیار سپاسگزاری می نمایند. به ویژه از معاونت پژوهش و فناوری دانشگاه شهید چمران اهواز که از طریق پژوهانه با شماره SCU.E1401.110 این پژوهش را مورد حمایت قرار دادند سپاسگزاریم.

مراجع

- Abo Bakr, A., El Kadi, H.H., Mostafa, T., 2024. Petrographical and petrophysical rock typing for flow unit identification and permeability prediction in lower cretaceous reservoir AEB_IIIIG, Western Desert, Egypt. *Scientific Reports* 14 (1), 5656. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-56178-z>.
- Aghli, G., Soleimani, B., Tabatabai, S.S., Zahmatkesh, I., 2017. Calculation of fracture parameters and their effect on porosity and permeability using image logs and petrophysical data in carbonate Asmari reservoir, SW Iran. *Arabian Journal of Geosciences* 10, 1-14. <https://doi.org/10.1007/s12517-017-3047-4>.
- Amiri Bakhtiar, H., Noraienejad, M. R., 2022. *Stratigraphy of Zagros: Cenozoic*, Taravar Publications, 390 pages.
- Anselmetti, F.S., Eberli, G.P., 1999. The velocity-deviation log: a tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs. *American Association Petroleum Geologists bulletin* 83 (3), 450-466. <https://doi.org/10.1306/00AA9BCE-1730-11D7-8645000102C1865D>.
- Asaad, I.S., Omer, M.F., 2024, February. Diagenetic control on porosity types of carbonate rocks of Late Triassic Baluti Formation in Northern Thrust Zone, Iraqi Kurdistan region, Northern Iraq. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 1300, No. 1, p. 012027). IOP Publishing. DOI 10.1088/1755-1315/1300/1/012027.
- Avarjani, S., Mahboubi, A., Moussavi Harami, S.R., Amiri-Bakhtiar, H., 2014. provenience, tectonic setting and geochemistary of Ahvaz sandstone member (Asmari Formation, oligo-miocene), Asmari Formation, Marun oilfield Zagros Basin, NW Iran. *Acta Geologica Sinica* 88. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.12247>.
- Choquette, P.W., Pray, L.C., 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *American Association Petroleum Geologists Bulletin* 54, 207-50. <https://doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D>.
- Dill, M.A., Vaziri-Moghaddam, H., Seyrafian, A., Behdad, A., Shabafrooz, R., 2020. A review of the Oligo–Miocene larger benthic foraminifera in the Zagros basin, Iran; New insights into biozonation and palaeogeographical maps. *Revue de Micropaléontologie* 66, 100408. <https://doi.org/10.1016/j.revmic.2020.100408>.
- Ghasem Al-Askari, M., 2014. *Geology of Petroleum and Oil Formations of Iran*, First Edition, Ayzh Press, 288 pages.
- Hamada, G., Joseph, V., 2020. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples. *Petroleum Research* 5 (4), 326-338. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.07.001>.
- Hilchie, D.W., 1989. *Advanced well log interpretation: Golden Colorado*, D. W; Hilchie, variously, paginated.
- Janjuhah, H. T., Sanjuan, J., Alqudah, M., Salah, M.K., 2021. Biostratigraphy, depositional and diagenetic processes in carbonate rocks from southern Lebanon: impact on porosity and permeability. *Acta Geologica Sinica-English Edition* 95(5), 1668-1683. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.14695>
- Kadkhodaei, A., 2018. *Evaluation of Oil-bearing Formation*, First Edition, Dayareh Danesh Press, 572 pages.
- Kadkhodaie, R., Kadkhodaie, A., Rezaee, R., 2021. Study of pore system properties of tight gas sandstones based on analysis of the seismically derived velocity deviation log: a case study from the Perth Basin of western Australia. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 196, 108077. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108077>.
- Kamrava, S., Tahmasebi, P., Sahimi, M., 2020. Linking morphology of porous media to their macroscopic permeability by deep learning. *Transport in Porous Media* 131 (2), 427-448. <https://doi.org/10.1007/s11242-019-01352-5>.
- Karimi, A.R., Rabbani, A.R., Kamali, M.R., 2016. A bulk kinetic, burial history and thermal modeling study of the Albian Kazhdumi and the Eocene-Oligocene Pabdeh formations in the Ahvaz anticline, Dezful Embayment, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 146, 61-70. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.04.015>.
- Khalili, A., Vaziri-Moghaddam, H., Arian, M., Seyrafian, A., 2021. Carbonate platform evolution of the Asmari Formation in the east of Dezful Embayment, Zagros Basin, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences* 181, 104229. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2021.104229>.

- Lai, J., Wang, G., Cao, J., Xiao, C., Wang, S., Pang, X., Qin, Z., 2018. Investigation of pore structure and petrophysical property in tight sandstones. *Marine and Petroleum Geology* 91, 179-189. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.12.024>.
- Larki, E., Jaffarbabaei, B., Soleimani, B., Elyasi, A., Saberi, F., Makarian, E., Radwan, A. E., 2023. A new insight to access carbonate reservoir quality using quality factor and velocity deviation log. *Acta Geophysica* 1-20. <https://doi.org/10.1007/s11600-023-01249-4>
- Liu, H., 2017. Principles and applications of well logging Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg 237-269. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53383-3>.
- Lønøy, A., 2006. Making sense of carbonate pore systems. *AAPG bulletin* 90(9), 1381-1405. <https://doi.org/10.1306/03130605104>.
- Mohsenipour, A., Soleimani, B., Veisi, I., 2021. Permeability estimation using petrophysical logs and artificial intelligence methods: A case study in the Asmari reservoir of Ahvaz oil field. *Iranian Journal of Petroleum Geology* 20 (20), 17.
- Mohsenipour, A., Soleimani, B., Zahmatkesh, I., Veisi, I., 2022. 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 (2), 31. <https://doi.org/10.1007/s13146-022-00782-5>
- Moore, C.H., 1989. Carbonate diagenesis and porosity. Elsevier, 338 P.
- Motiei, H., 1993. Geology of Iran, Stratigraphy of Zagros, 556 P, (In Persian).
- Nur, A., and Simmons, G., 1969. The effect of saturation on velocity in low porosity rocks: Earth and Planetary Science Letters 7, 183–193. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(69\)90035-1](https://doi.org/10.1016/0012-821X(69)90035-1).
- Radwan, A.A., Nabawy, B.S., Abdelmaksoud, A., Lashin, A., 2021. Integrated sedimentological and petrophysical characterization for clastic reservoirs: A case study from New Zealand. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 88, 103797. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103797>
- Rahim Pourbonab, H., 2015. Geology of Carbonate Reservoirs, University of Tehran Press, 400 P.
- Rashid, F., Hussein, D., Glover, P.W.J., Lorinczi, P., Lawrence, J.A., 2022. Quantitative diagenesis: Methods for studying the evolution of the physical properties of tight carbonate reservoir rocks. *Marine and Petroleum Geology* 139, 105603. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105603>
- Ravanshad, M.S., Soleimani, B., Larkee, E., Soleimani, M., 2017. Petrophysical evaluation and reservoir quality of Ilam Formation (Late Cretaceous), Ahvaz oilfield, Dezful embayment, SW Iran. *Petroleum and Coal* 59 (2).
- Ren, X., Guo, Z., Ning, F., Ma, S., 2020. Permeability of hydrate-bearing sediments. *Earth-science reviews* 202, 103100. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103100>
- Rezaei, M., T., Fereydouni, A., Fereydouni, M., 2014. Petrophysics, Setayesh Press, 697 pages.
- Salih, M., El-Husseiny, A., Reijmer, J.J., Eltom, H., Abdelkarim, A., 2023. Factors controlling sonic velocity in dolostones. *Marine and Petroleum Geology* 147, 105954.
- Schlumberger, Inc., 1998. Log Interpretation-Principle. Schlumberger Educational Services, Houston.
- Shazly, T., 2012. June. Application of the Velocity-deviation Log in Determining Pore Types and Permeability Trends of Nubia SS Formation. In 74th EAGE Conference and Exhibition incorporating EUROPEC 2012 (pp. cp-293). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Soleimani, B., Zahmatkesh, I., Sheikhzadeh, H., 2020. Electrofacies analysis of the Asmari reservoir, Marun oil field, SW Iran. *Geosciences Journal* 24, 195-207. <https://doi.org/10.1007/s12303-019-0035-6>.
- Soleimani, M., Soleimani, B., Alizadeh, B., Veisy, A. R., 2017. Carbonate Tight Zones Detection and Their Impacts on Bangestan Reservoir Quality, Ahvaz Oil Field, SW Iran. *International Journal of Emerging Research in Management & Technology* 6 (3), 21-30.
- Sun, Y.F., Berteussen, K., Vega, S., Eberli, G.P., Baechle, G.T., Weger, R.J., Gartner, G.B., 2006, October. Effects of pore structure on 4D seismic signals in carbonate reservoirs. In SEG International Exposition and Annual Meeting SEG-2006). SEG.
- Wang, Z.H.I.J.I.N.G., Hirsche, W.K., Sedgwick, G., 1991. Seismic velocities in carbonate rocks. *Journal of Canadian Petroleum Technology* 30 (02), 112. <https://doi.org/10.2118/91-02-09>.
- Winkler, K.W., Murphy, W.F., 1995. Acoustic velocity and attenuation in porous rocks. *Rock physics and phase relations. A Handbook of physical constants*, 20-34.

- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., Gardner, L. W., 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics* 21(1), 41-70.
- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., Gardner, L.W., 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics* 21(1), 41-70. <https://doi.org/10.1190/1.1438217>.
- Yang, L., Yu, L., Chen, D., Liu, K., Yang, P., Li, X., 2020. Effects of dolomitization on porosity during various sedimentation-diagenesis processes in carbonate reservoirs. *Minerals* 10 (6), 574. <https://doi.org/10.3390/min10060574>.
- Yasar, E., Erdogan, Y., 2004. Correlating sound velocity with the density, compressive strength and Young's modulus of carbonate rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 41 (5), 871-875. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2004.01.012>.
- Zahmatkesh, I., Kadkhodaie, A., Soleimani, B., Azarpour, M., 2021. Integration of well log-derived facies and 3D seismic attributes for seismic facies mapping: A case study from mansuri oil field, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 202, 108563. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108563>.
- Zahmatkesh, I., Mohsenipour, A., Amraei, A., 2020. Estimation of reservoir rock properties from conventional well log data by using a hybrid particle swarm optimization and neural network approach. *Methods* 10 (1), 96-109. <https://doi.org/10.22055/AAG.2020.31475.2047>.