



Research Article

OPEN ACCESS

Kharazmi Journal of Earth Sciences

Journal homepage <https://gnf.khu.ac.ir>

Investigation and analysis of reservoir zonation in the Fahliyan Formation using pressure, petrophysical, and core data from an oil field in southwestern Iran

Hadis Arvani¹, Mahdi Amirsardari^{2*}, Jahanbakhsh Daneshian³

1, 2, 3. Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran.

Article info

Article history

Received: 15 April 2025

Accepted: 17 May 2025

Keywords:

Petrophysical evaluation, pressure data, reservoir zonation, Fahliyan Formation, reservoir heterogeneity.



Abstract

The Fahliyan Formation, as one of the most important hydrocarbon reservoirs in southwestern Iran, exhibits significant geological and reservoir complexities. This study integrates petrophysical data, pressure data, and core analysis to perform comprehensive reservoir characterization and zonation. Through integrated analytical methods, reservoir layers with similar petrophysical properties and flow behavior were identified and classified. The research utilized wireline log data (gamma ray, neutron, density, and resistivity logs) from an oil field in the Abadan Plain region, employing probabilistic petrophysical evaluation in Geolog software to assess the Fahliyan Formation's reservoir quality and determine key parameters including porosity, water saturation, and lithology. Core laboratory data from porosity analysis and petrographic studies were used for validation. Reservoir pressure data served as a critical tool for precise zonation control and identification of independent hydraulic units. Results reveal the Fahliyan Formation's high degree of heterogeneity, with the reservoir divided into 10 zones in Well A and 12 zones in Well B. The most productive zones were identified as F3, F5, F7, F9, and F10 in Well A and F5, F7, F9, and F11 in Well B, which contribute significantly to oil production. However, impermeable and compacted zones (F6, F8, and F10 in Well B) create hydraulic barriers between adjacent zones, as confirmed by petrophysical log responses. This study demonstrates that the integrated approach combining petrophysical analysis, core data, and pressure measurements provides an effective methodology for accurate reservoir zonation and identification of productive intervals in this complex carbonate formation, offering valuable insights for field development planning and optimal hydrocarbon recovery from the heterogeneous Fahliyan reservoir.

Introduction

Hydrocarbon reservoirs serve as vital energy resources and play a decisive role in the global economy, yet their optimal exploitation requires a thorough understanding of geological characteristics and dynamic behavior (Selley and Sonnenberg, 2014). The Fahliyan Formation, a major carbonate reservoir in southwestern Iran, exemplifies this challenge due to its geological complexity, high heterogeneity, and significant hydrocarbon potential within the Zagros Basin (Alavi, 2004; Aqrabi et al., 2010). Variations in porosity-permeability distribution, lithology, and dynamic performance necessitate advanced, integrated zonation methods to enhance reservoir management (Tiab and Donaldson, 2015; Ahmed, 2018). Reservoir zonation—a

critical step in evaluation—identifies zones with analogous petrophysical and hydrodynamic properties, thereby refining reservoir models and optimizing production strategies (Tiab and Donaldson, 2015). Recent approaches combine petrophysical data, pressure-depth plots, and core analysis to improve zonation accuracy, enabling the delineation of high-potential intervals and layers with similar flow behavior (Earlougher, 1977; Lake and Fanchi, 2006).

For instance, Zomorodi et al. (2021) analyzed the Fahliyan Formation in the Abadan Plain using formation image logs and conventional well logs in Geolog software, identifying sub-10° bedding dips with a northeast orientation. Their log-derived zonation divided the formation into six units (F1-F4, R1-R2), with R1 and R2 exhibiting

DOI <http://doi.org/10.22034/KJES.2025.11.1.107851>

*Corresponding author: Mahdi Amirsardari; E-mail: amirsardarimahdi@khu.ac.ir

How to cite this article: Arvani, H., Amirsardari, M., Daneshian, J., 2025. Investigation and analysis of reservoir zonation in the Fahliyan Formation using pressure, petrophysical, and core data from an oil field in southwestern Iran. Kharazmi Journal of Earth Sciences 11(1), 47- 71. <http://doi.org/10.22034/KJES.2025.11.1.107851>



BY NC

high reservoir potential due to favorable porosity and low water saturation. Similarly, Shakeri and Parham (2013) investigated diagenetic controls on reservoir quality in a southwestern Iranian field, attributing heterogeneity to dissolution (enhancing porosity), fracturing, cementation, compaction, and dolomitization. They classified the formation into eight zones (D1–D8), of which only D4 and D8 demonstrated excellent reservoir quality.

Further insights come from Fouladvand et al. (2014), who evaluated petrophysical properties in a southern Iranian well using neutron, density, sonic, and photoelectric factor logs. The lithology—predominantly clean limestone with minor shale—showed 8.9% average effective porosity and 6.30% water saturation. Sonic log data revealed anisotropy from borehole wall collapse in shaly intervals, while other sections displayed intrinsic anisotropy. Meanwhile, Asadi et al. (2023) linked reservoir quality to depositional environments in a northwestern Persian Gulf field, identifying nine microfacies in lagoon, shoal, reef, and shallow marine settings. Their genetic analysis of pore systems demonstrated that grain-dominated facies exhibit superior reservoir properties.

Complementing these studies, Bagheri and Rahimi. (2014) characterized the Fahliyan Formation in southwestern Iran using well-log cross-plots, confirming clean limestone with minor dolomite (12% porosity, 56% water saturation). The MRGC method classified the sequence into reservoir and non-reservoir facies, highlighting productive intervals.

This study integrates petrophysical, pressure, and core data to develop a robust zonation framework for the Fahliyan Formation in a southwestern Iranian field. By addressing heterogeneity through multi-disciplinary data synthesis, the results aim to identify high-productivity zones and provide a model for optimizing analogous carbonate reservoirs globally.

Materials and Methods

The present study focuses on the Fahliyan Formation in two wells (A and B) from an oilfield located in the Abadan Plain. For Well A, the dataset comprises wireline logging data along with core analysis results including laboratory-measured porosity and thin-section microscopy. The wireline

logs from Well A, drilled through the Fahliyan Formation between depths of 3,925.27 m to 4,106.08 m (180.81 m thickness), include raw data from gamma ray (GR–GRKT), resistivity (LLD, LLS, MSFL), neutron porosity (NPHI), and caliper (CALIPER) logs. Core analysis involved 121 thin sections examined through polarizing microscopy and helium porosity measurements.

Well B's dataset consists of wireline logs and pressure data (pressure–depth plots). The logging suite from Well B, penetrating the Fahliyan Formation from 3,935 m to 4,295 m (360 m thickness), includes gamma ray (GR–CGR), neutron porosity (NPHI), bulk density (RHOB), resistivity (LLD, LLS), and caliper (CALIPER) measurements.

For facies texture classification, we employed Dunham's (1962) classification system. Petrophysical parameter determination (porosity, fluid saturation, and shale volume) was performed through wireline log interpretation using the Multi-Min module in Geolog software, while reservoir pressure measurements were obtained through Repeat Formation Tester (RFT) analysis.

Results

Petrophysical Evaluation

Hydrocarbon resources have accumulated in the pores of sedimentary rocks over long years and under pressure and temperature. A complete understanding of the porous rock environments and the need to accurately evaluate the petrophysical properties of reservoirs is a fundamental step in petroleum studies. Given that well logs are one of the most important, most accessible, most accurate and least expensive sources for obtaining important subsurface information from hydrocarbon reservoirs and calculating their in-situ storage volume, the need to accurately evaluate and interpret well logs to determine basic reservoir parameters such as: lithology, effective porosity, oil–water and gas volume, shale volume, saturation and permeability is of great importance (Tiab and Donaldson, 2004).

Types of petrophysical evaluation methods include the deterministic method and the probabilistic method. Probabilistic petrophysical assessment is a new, accurate and industrial method for petrophysical assessment of reservoirs.

In this method, instead of using a log to calculate petrophysical parameters and performing the steps step by step, so that each step is dependent on the previous step, all petrophysical logs are used as simultaneous equations to estimate reservoir parameters. In the probabilistic method, in addition to well logs, petrography, geology, reservoir engineering and even core analysis results are also used. Combining different data and using complementary methods

such as core studies and well tests can significantly increase the accuracy of the assessments (Tiab and Donaldson, 2004). In this study, using well logs (gamma ray, neutron, resistivity and diameter) in a probabilistic way in Geolog software has led to the petrophysical interpretation of the Fahliyan Formation in the studied field. Core data was used to calibrate the results from the logs.

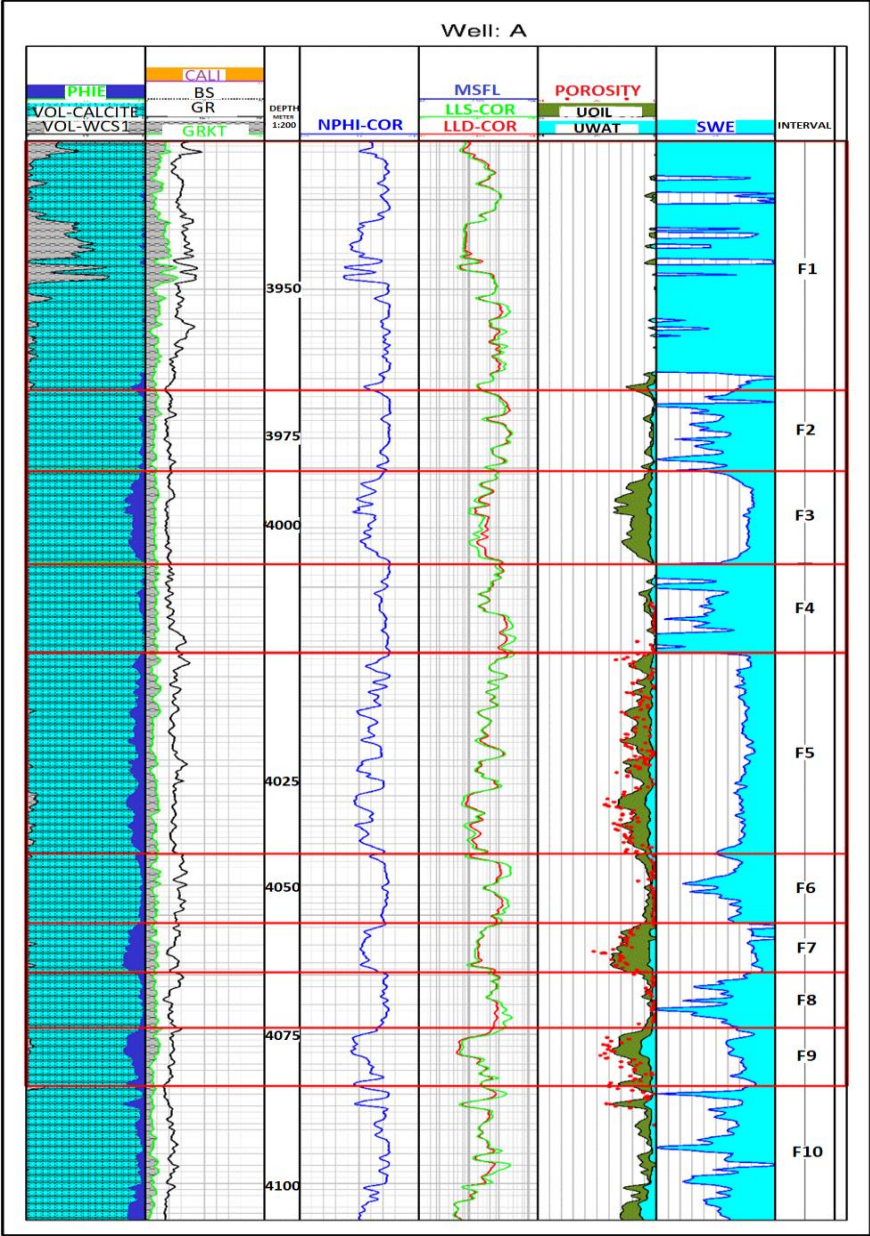


Fig. 2. Well logging data and final petrophysical evaluation results of the Fahliyan Formation in Well A

Petrophysical zoning of the Fahliyan Formation based on conventional reservoir diagrams in Well A.

Petrophysical evaluation plays a pivotal role in the zoning process of oil and gas reservoirs by identifying and separating reservoir units and determining key reservoir parameters (effective porosity, fluid saturation, and shale volume).

In this study, using resistivity, neutron, gamma, and sonic logs, and based on the extent of reservoir properties such as porosity, water saturation, shale volume, and lithology, the evaluated depth interval in the studied well was divided into 5 reservoir zones and 5 non-reservoir zones. After reservoir zonation, the average petrophysical parameters such as shale volume, effective porosity, and water saturation in each zone can be calculated. In this study, for evaluating the parameters affecting the reservoir quality of the Fahliyan Formation, cutoff values of more than 6.5% for porosity and less than 60% for water saturation were considered.

Reservoir Characteristics of Layer 1 of the Fahliyan Formation (F1):

This layer spans a depth interval from 3925.27 meters to 3966.90 meters, with a thickness of 41.63 meters in the studied well (Fig. 2). Lithologically, it is composed of limestone and relatively significant amounts of shale. The presence of shale layers has led to reduced porosity and, consequently, a decline in reservoir quality. Depth intervals with effective porosity and containing oil columns are scattered and have limited thickness. Due to the high average shale volume, low porosity, and high water saturation, this layer lacks reservoir potential.

Reservoir Characteristics of Layer 2 of the Fahliyan Formation (F2):

This layer spans a depth interval from 3967.07 meters to 3980.29 meters, with a thickness of 13.22 meters in the studied well (Fig. 2). Lithologically, it consists of limestone with negligible amounts of shale. With an average porosity of 2.9% and water saturation of 65%, this layer has weak reservoir potential.

Reservoir Characteristics of Layer 3 of the Fahliyan Formation (F3):

This layer spans a depth interval from 3980.70 meters to 3995.89 meters, with a thickness of 15.19 meters in the studied well (Fig. 2). Lithologically, it consists of clean limestone (shale-free). With an increase in the neutron log, an average porosity of 11%, water saturation of 26%, and a high hydrocarbon column, this layer has good reservoir potential.

Reservoir Characteristics of Layer 4 of the Fahliyan Formation (F4):

This layer spans a depth interval from 3996.22 meters to 4010.92 meters, with a thickness of 14.69 meters in the studied well (Fig. 2). Lithologically, it consists of limestone with negligible amounts of shale. With a decrease in the neutron log, an average porosity of 2.3%, and water saturation of 75%, this layer has weak reservoir potential.

Reservoir Characteristics of Layer 5 of the Fahliyan Formation (F5):

This layer spans a depth interval from 4011.084 meters to 4044.58 meters, with a thickness of 33.50 meters in the studied well (Fig. 2). Lithologically, it consists of limestone with negligible amounts of shale. The calculated effective porosity is 9.5%, and water saturation is 27%. Due to its good effective porosity and high oil saturation, this layer has good reservoir potential.

Reservoir Characteristics of Layer 6 of the Fahliyan Formation (F6):

This layer spans a depth interval from 4044.75 meters to 4056.24 meters, with a thickness of 11.49 meters in the studied well (Fig. 2). Lithologically, it consists of limestone with negligible amounts of shale. With a decrease in the neutron log, an average effective porosity of 2%, and low oil saturation, this layer lacks reservoir potential.

Reservoir Characteristics of Layer 7 of the Fahliyan Formation (F7):

This layer spans a depth interval from 4056.32 meters to 4064.45 meters, with a thickness of 8.12 meters in the studied well (Fig. 2). Lithologically, it consists of limestone with negligible amounts of shale. The calculated average effective porosity is 15%, with 80% of the pore space saturated with oil, indicating reservoir potential.

Reservoir Characteristics of Layer 8 of the Fahliyan Formation (F8):

This layer spans a depth interval from 4064.70 meters to 4073.73 meters, with a thickness of 9.03 meters in the studied well (Fig. 2). Lithologically, it consists of limestone with negligible amounts of shale. With low effective porosity and high water saturation, this layer lacks reservoir potential.

Reservoir Characteristics of Layer 9 of the Fahliyan Formation (F9):

This layer spans a depth interval from 4073.90 meters to 4083.58 meters, with a thickness of 9.68 meters in the studied

well (Fig. 2). Lithologically, it consists of limestone with negligible amounts of shale. The calculated average porosity is 12%. Due to its good porosity and low water saturation, this layer has reservoir potential.

Reservoir Characteristics of Layer 10 of the Fahliyan Formation (F10):

This layer spans a depth interval from 4083.75 meters to 4106.08 meters, with a thickness of 22.33 meters in the studied well (Fig. 2). Lithologically, it consists of limestone with negligible amounts of shale. With an average effective porosity of 7.4%, this layer has reservoir potential.

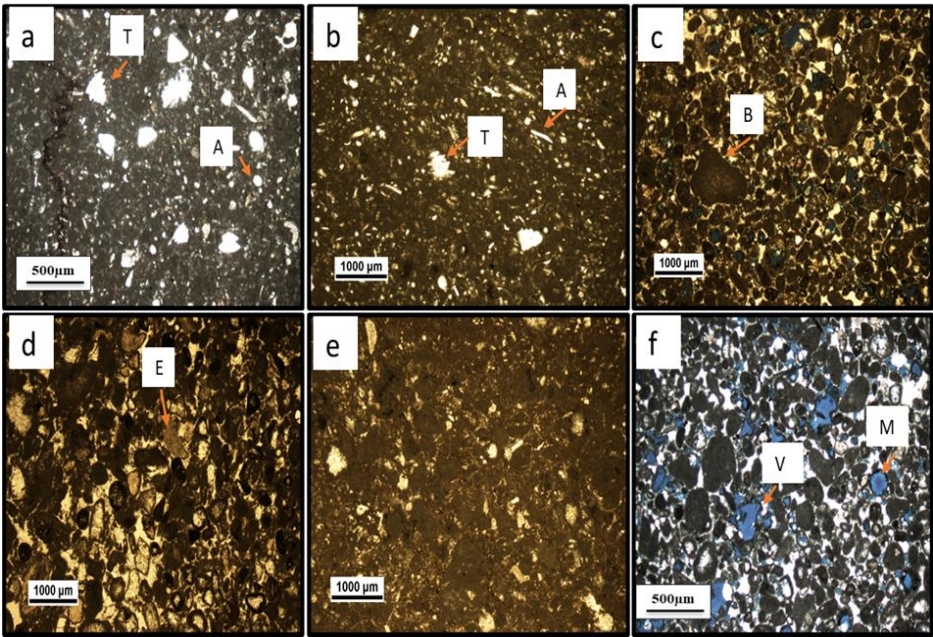


Fig. 3. Types of sedimentary and diagenetic processes in the Fahliyan Formation of the studied oil field a) Mud-supported texture, bioclasts and wackestone (Algae (A), Trocholina (T)), Zone F4 at a depth of 4009.36 meters. b) Mud-supported texture, bioclasts peloid wackestone (Algae (A), Trocholina (T)), Zone F4 at a depth of 4009.91 meters. c) Grain-supported texture, bioclast grainstone (Bioclast (B)), Zone F5 at a depth of 4023.17 meters. d) Grain-supported texture, bioclast grainstone (Echinoderm (E)), Zone F5 at a depth of 4012.93 meters. e) Physical compaction in Zone F4 at a depth of 4009.06 meters. f) Moldic porosity (M), vuggy porosity (V) in Zone F5 at a depth of 4024.33 meters

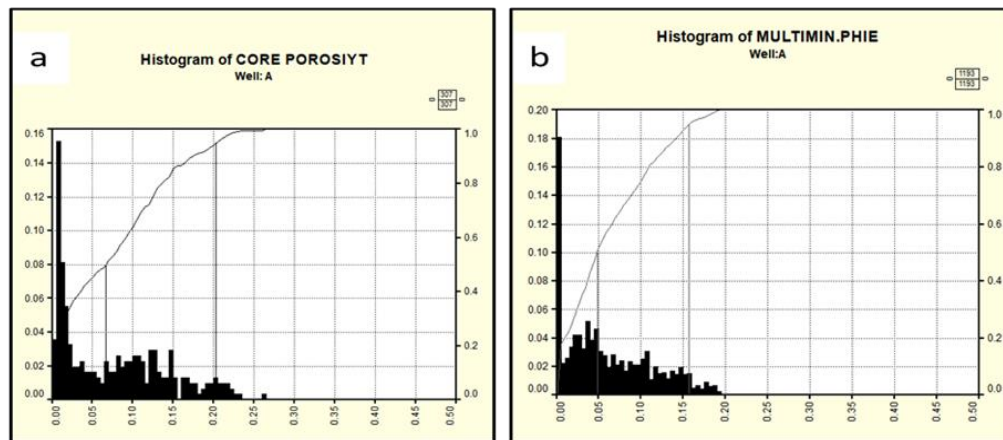


Fig. 4. Comparison of average core porosity and effective porosity: a) Histogram of core porosity, b) Histogram of effective porosity (PHIE) in Well A of the studied field.

Core studies

Core studies and microscopic thin sections, along with porosity data, provide a foundation for detailed reservoir analysis and zonation. These data help identify high-potential production zones, improve reservoir models, and optimize reservoir development strategies (Tiab and Donaldson, 2015). Polarized microscopy was used to examine thin sections. Figure 3 shows some sedimentary and diagenetic evidence of the Fahliyan Formation in the Abadan Plain region. Based on thin sections, reservoir zones are primarily associated with grain-supported sedimentary textures and diagenetic processes such as dissolution. These diagenetic processes have enhanced the oil potential of these zones compared to other zones in the Fahliyan Formation. In contrast, non-reservoir zones generally exhibit mud-supported sedimentary textures and are associated with diagenetic processes such as compaction (mechanical and chemical), which have reduced reservoir quality. The microscopic thin sections correspond to depths from 4002.39 meters to 4030.44 meters and align with zones F4 and F5 in Well A. In this study, core-derived porosity data were also analyzed. Core-derived porosity is one of the most critical parameters in reservoir zonation. These data are obtained directly from reservoir rock samples and provide high

accuracy in evaluating reservoir characteristics. Core-derived porosity plays a key role in reservoir zonation, helping to identify high-quality zones, classify the reservoir, and improve the accuracy of reservoir models (Tiab and Donaldson, 2015). Core porosity data are used to calibrate well logs (such as neutron and density logs) to enhance reservoir interpretation accuracy (McPhee et al., 2015). Zones with high effective porosity are considered reservoir zones with high production potential (Ahmed, 2018). Coring in this formation was conducted in the upper section, from a depth of 4002.54 meters to 4087.28 meters. Fig. 4 shows histograms of core porosity and effective log porosity. The average core porosity and effective porosity are 0.07 and 0.06, respectively.

Reservoir Zoning Control Using Reservoir Pressure

Reservoir pressure is defined as the fluid pressure within a rock formation pores (containing oil, gas, and water), resulting from the combined weight of the overlying fluid column and rock matrix. This pressure is a fundamental parameter for evaluating a reservoir production potential and serves as one of the most critical factors in hydrocarbon reservoir zonation.

Pressure variations at different depths within the reservoir may indicate: Boundaries between independent hydrocarbon

zones, The presence of compartmentalizing geological structures, or Differences in reservoir fluid properties (Dake, 1978).

Pressure variations can serve as a powerful tool for distinguishing different reservoir zones. A pressure-depth plot provides a graphical representation of reservoir fluid pressure changes versus depth, which is used to analyze reservoir behavior and identify distinct zones (Fig. 6).

Key applications of pressure-depth plots in reservoir zoning include: identifying hydraulically independent zones, detecting fluid contacts, and recognizing overpressured regions (Ahmed, 2010).

For comparison and evaluation of pressure variations across different zones in the Fahliyan reservoir, a reference depth (Datum Depth) was utilized (Table 1). In this study, the reference depth (Datum Depth) was set at 3934.03 m, corresponding to Top F1, and can be calculated using the following formula:

$$P_{\text{datum}} = P_{\text{measured}} + \text{pressure gradient} \times (D_{\text{datum}} - D_{\text{measured}})$$
 (1)

The pressure gradient in the Fahliyan reservoir is 0.27 psi/ft

Table 1. Review and comparison of pressure zones in the Fahliyan Formation in Well B.

Zonation	Pressure (Psi)	Pressure @ (Datum Depth) (Psi)
F2,F3,F4	9246.14-9291.98	9219.74
F5	9268.71-9272.03	9182.4
F7	9177.7-9183.33	9073.43
F9	8203.02-8206.12	8081.78
F11,F12	8128.14-8154.95	7969.96

The investigation and comparison of pressure (Datum Depth) in the Fahliyan Formation zones indicate that as we move toward the lower zones, the pressure decreases.

Consequently, zones F11 and F12 exhibit lower pressure compared to zones F2, F3, and F4.

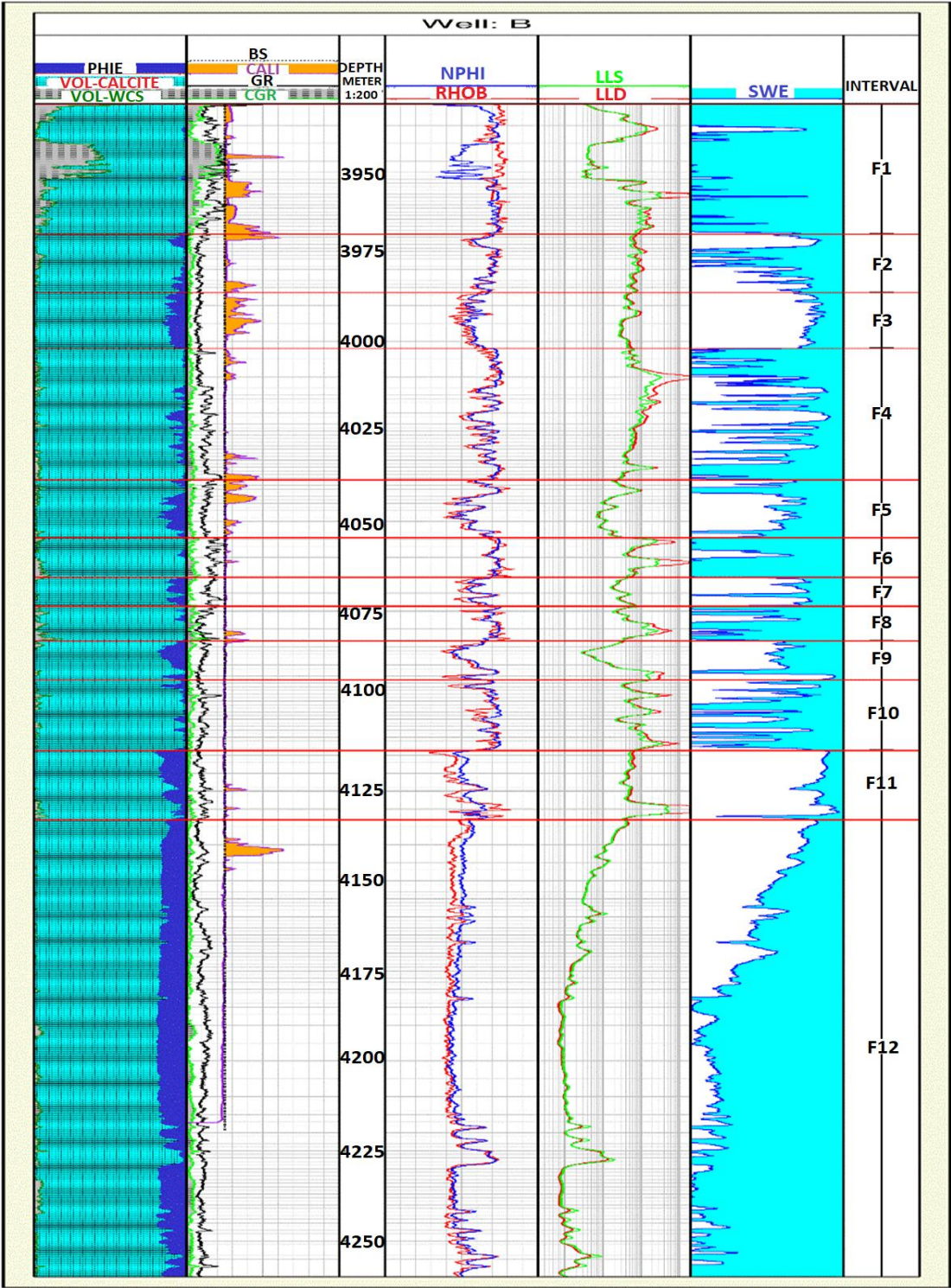


Fig. 5. Well logging data and final petrophysical evaluation results of the Fahliyan Formation in Well B.

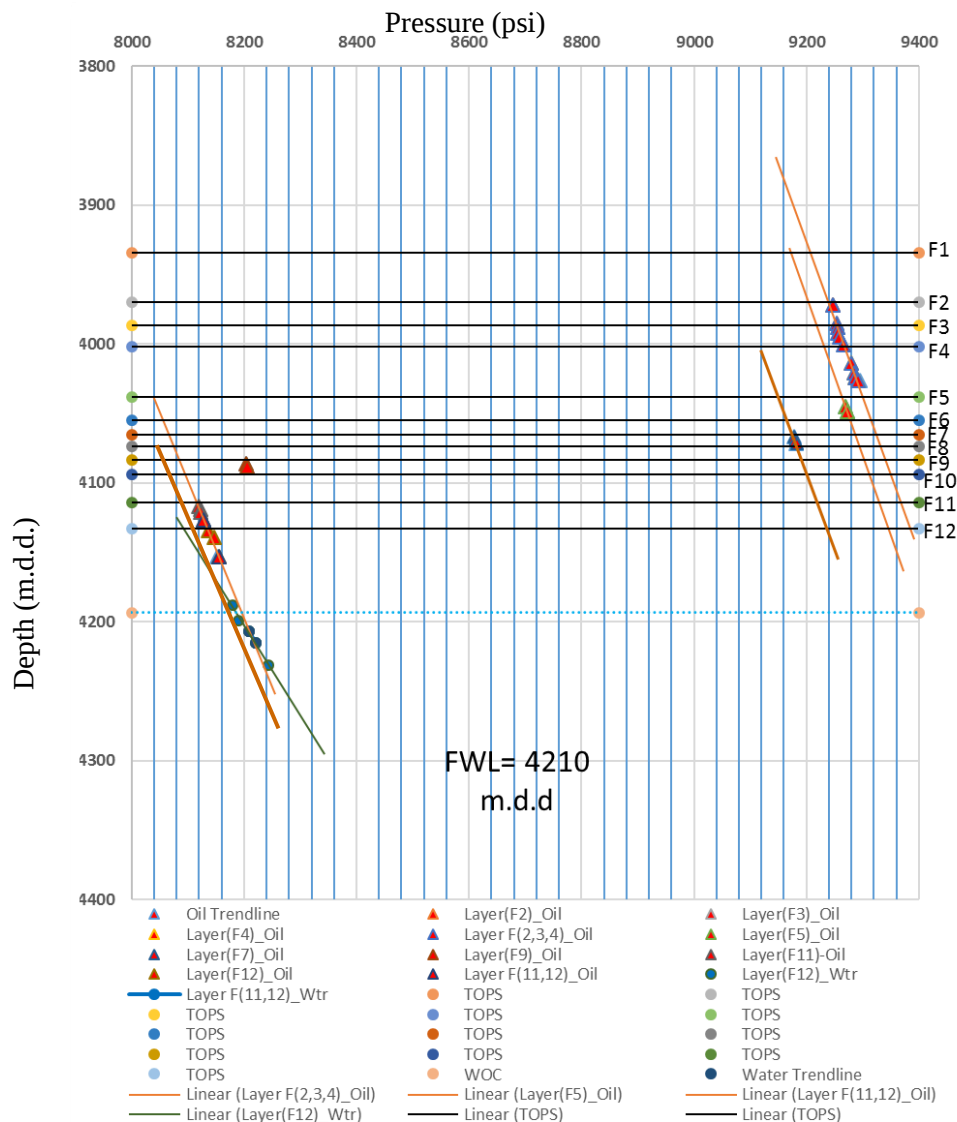


Fig. 6. Pressure-depth plot in Well B

Discussion

Zone Control Using Reservoir Pressure and Petrophysical Logs in Well B

Given that the reservoir pressure varies across the zones of the Fahliyan Formation, we are dealing with a multi-layered formation where this pressure difference causes the layers to behave differently. The presence of the F6, F8, and F10 layers—due to their very low porosity and dense limestone—results in a lack of hydraulic communication

between the F5, F7, F9, and F11 zones, which is also confirmed by petrophysical logs (Fig. s 5 and 6).

Petrophysical analysis of Well B, combined with pressure data interpretation, yielded the following results:

Zone F1 exhibits no reservoir potential due to high shale volume, elevated water saturation, and near-zero porosity (Fig. 5).

Zones F2-F3-F4 demonstrate weak reservoir potential because of low effective porosity and high water saturation.

However, Zone F3 shows relatively better reservoir conditions compared to F2 and F4, owing to its lower water saturation and higher effective porosity. The reference depth pressure is 9,219.74 psi (Fig. s 5 and 6).

Zones F5 and F7 possess favorable reservoir characteristics, including increased effective porosity, reduced water saturation, and enhanced neutron log response. The intervening dense layer F6 creates both a pressure differential (F5: 9,182.4 psi vs F7: 9,073.43 psi at datum depth) and hydraulic discontinuity (Fig. s 5 and 6).

Zones F6, F8, and F10, composed of compacted limestone with zero porosity and high water saturation, are non-reservoir intervals. These impermeable layers disrupt hydraulic communication and pressure continuity throughout the formation (Fig. s 5 and 6).

Zones F9 and F11 show good reservoir quality with improved effective porosity, decreased water saturation, and positive neutron log response. The dense F10 layer creates hydraulic isolation between them, evidenced by their different datum pressures (F9: 8,081.78 psi vs F11: 7,969.96 psi) (Fig. s 5 and 6).

Zone F12 initially displays good reservoir conditions with low water saturation. Below 4,193.5 m (identified as the WOC), reservoir potential diminishes despite maintained porosity due to increasing water saturation and decreasing resistivity. The zone becomes 100% water-saturated below this depth. Pressure continuity between F11 and F12 (both at 7,969.96 psi at datum depth) confirms the absence of any dense barrier between these zones (Fig. s 5 and 6).

Conclusions

In this study, reservoir zonation of the Fahliyan Formation was investigated and analyzed using petrophysical pressure data and core samples. The results of this research demonstrated that the integration of petrophysical data and core samples can effectively aid in identifying and differentiating various reservoir zones. Based on petrophysical data from Well A, zones F1, F2, F4, F6, and F8 lack reservoir potential or exhibit weak reservoir potential due to high water saturation and low effective porosity. In contrast, zones F3, F5, F7, F9, and F10 show reservoir potential due to low water saturation

and high effective porosity. Thin-section studies revealed that reservoir zones exhibit a grain-supported texture accompanied by diagenetic processes such as dissolution, while non-reservoir zones display a mud-supported sedimentary texture with diagenetic processes like compaction, which reduces reservoir quality. Microscopic sections from a depth interval of 4002.39 meters to 4030.44 meters correlate with zones F4 and F5 in Well A. Core porosity histograms and effective porosity logs indicate that the average core porosity and effective porosity are 0.07 and 0.06, respectively.

The analysis of pressure data indicates that changes in fluid pressure within the reservoir can serve as a key indicator for identifying the boundaries of reservoir zones. The presence of the dense and compacted limestone layers F6, F8, and F10, with zero porosity, results in a lack of hydraulic communication between zones F5, F7, F9, and F11, which is also confirmed by petrophysical logs.

Based on petrophysical and pressure data from Well B, zone F1 lacks reservoir potential due to its high shale volume, elevated water saturation, and near-zero porosity. Zones F2, F3, and F4 exhibit weak reservoir potential because of their low effective porosity and high water saturation. However, zone F3 has relatively better reservoir conditions compared to F2 and F4 due to its lower water saturation and higher effective porosity. At the reference depth (datum depth), the pressure measures is 9219.74 psi. Zones F5, F7, F9, and F11 possess favorable reservoir characteristics, including higher effective porosity, lower water saturation, and an increase in neutron log response. The dense and compacted layers F6, F8, and F10, with zero porosity, disrupt hydraulic communication between these zones.

Consequently, the pressures at the reference depth are as follows: Zone F5: 9182.4 psi, Zone F7: 9073.43 psi, Zone F9: 8081.78 psi, Zones F11 and F12: 7969.96 psi, Zone F12 initially shows good reservoir conditions due to its low water saturation. However, beyond a depth of 4193.5 meters, it loses reservoir potential due to increasing water saturation and declining resistivity, despite having adequate porosity. This depth marks the water-oil contact (WOC), below which the zone is 100% water-saturated.

References

- Aghanabati, A., 2006. Geology of Iran. Geological Survey and Mineral Explorations of Iran, Tehran, 603 pp.
- Ahmed, T., 2010. Reservoir Engineering Handbook, fourth ed. Gulf Professional Publishing, Houston, 1472 pp.
- Ahmed, T., 2018. Reservoir Engineering Handbook, fifth ed. Gulf Professional Publishing, Houston, 1492 pp .
- Alavi, M., 2004. Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. American Journal of Science 304 (1), 1-20.
- Aqrabi, A.A.M., Goff, J.C., Horbury, A.D., Sadooni, F.N., 2010. The Petroleum Geology of Iraq. Scientific Press.
- Asadi, A., Amin Dost, A., Sarfi, M., 2023. Evaluation of reservoir quality of the Fahliyan Formation in one of the oil fields in the northwestern Persian Gulf. Scientific Quarterly Journal of Earth Sciences 123, 15-26
- Bagheri, H., Rahimi, A.A., 2014. Application of log clustering for reservoir zonation of the Fahliyan Formation in a southwestern Iranian oil field. Petroleum Research 82, 45-55.
- Dake, L.P., 1978. Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Science, Amsterdam, 443 pp.
- Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed.), Classification of Carbonate Rocks - A Symposium. American Association of Petroleum Geologists Memoir 1, Tulsa, pp. 108-121.
- Earlougher, R.C., 1977. Advances in Well Test Analysis. Society of Petroleum Engineers, Monograph Series 5, 264 pp.
- Fasily, L., Bagheri, H., Tabatabaei Raeisi, S.H., Dolati Ardakani, F., 2012. Investigation of physical and mechanical properties of the Shurijeh Formation reservoir rock in one of the wells located in the Kopet-Dagh Basin (northeastern Iran). Applied Geology Quarterly 8 (4), 1-15.
- Fouladvand, R., Xiaoquan, K., 2014. Evaluation of petrophysical properties and anisotropy of the Fahliyan Formation in an oil well from southern Iran. Journal of Asian Earth Sciences 92, 45-55.
- James, G.A., Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG Bulletin 49, 2182-2245.
- Lake, L.W., Fanchi, J.R., 2006. Petroleum Engineering Handbook, Volume I: General Engineering. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 512 pp.
- McPhee, C., Reed, J., Zubizarreta, I., 2015. Core Analysis: A Best Practice Guide. Elsevier.
- Mehrabi, H., Nouri, H., Sobhani, J., 2020. Investigation of facies characteristics and diagenetic processes on the reservoir quality of the Fahliyan Formation in the central Zagros region. Stratigraphy and Sedimentology Research Journal 79, 75-104.
- Motiei, H., 1993. Stratigraphy of Zagros. In: Geology of Iran (Book Compilation Project). Geological Survey of Iran, Tehran, 536 pp.
- Selley, R.C., Sonnenberg, S.A., 2014. Elements of Petroleum Geology (3rd ed.). Academic Press, Cambridge, 509 pp.
- Shakeri, A., Parham, S., 2013. Reservoir characterization and quality controlling factors of the Fahliyan Formation located in southwest Iran. Journal of Sciences, Islamic Republic of Iran 24, 135-148.
- Tiab, D., Donaldson, E.C., 2004. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, second ed. Gulf Professional Publishing, Houston, 706 pp.
- Tiab, D., Donaldson, E.C., 2015. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties (4th ed.). Gulf Professional Publishing, Houston, 896 pp.
- Zomorodi, M., Arian, M., Maleki, Z., 2021. Evaluation of reservoir quality of Fahliyan Formation using formation microimager log and conventional petrophysical logs. Tectonics 5(19), 45-60.

CRediT authorship contribution statement

	Writing - Original Draft Software Formal analysis Resources , Investigation
	Conceptualization Formal analysis, Data Curation Writing - Review & Editing
	Conceptualization Formal analysis Writing - Review & Editing



بررسی و تحلیل زون بندی مخزنی سازند فهلپان با استفاده از داده‌های فشاری، پتروفیزیکی و مغزه در یکی از میادین جنوب غرب ایران

حدیث آروانی^۱، مهدی امیرسرداری^{۲*}، جهانبخش دانشیان^۳

۱، ۲، ۳. گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران.

اطلاعات مقاله	چکیده
تاریخچه مقاله دریافت: ۱۴۰۴/۰۱/۲۶ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۲/۲۷	سازند فهلپان به عنوان یکی از مخازن مهم هیدروکربنی در جنوب غرب ایران، دارای پیچیدگی‌های زمین‌شناسی و مخزنی قابل توجهی است. در این مطالعه، به منظور تحلیل و زون‌بندی مخزنی این سازند، از تلفیق داده‌های پتروفیزیکی، داده‌های فشاری و مغزه استفاده شده است. با به کارگیری روش‌های تحلیلی و تفسیری، لایه‌های مخزنی با ویژگی‌های مشابه از نظر پتروفیزیکی و رفتاری تفکیک شده‌اند. این مطالعه بر اساس داده‌های چاه پیمایی (لاگ‌های اشعه گاماری، نوترون، دانسیته و مقاومت) و با استفاده از روش ارزیابی پتروفیزیکی احتمالی در محیط نرم افزار ژئولاگ جهت بررسی کیفیت مخزنی سازند فهلپان در یکی از میدان‌های نفتی ناحیه دشت آبادان صورت گرفته است تا پارامترهای کلیدی مخزن شامل تخلخل، اشباع آب و سنگ‌شناسی تعیین گردد. برای اعتبار سنجی نتایج، داده‌های آزمایشگاهی مغزه شامل آنالیز تخلخل و مطالعات پتروگرافی مورد استفاده قرار گرفت. به منظور کنترل دقیق‌تر زون‌بندی، از داده‌های فشار مخزن به عنوان ابزار کلیدی در تفکیک زون‌های مستقل مخزنی استفاده گردید. نتایج نشان می‌دهد که سازند فهلپان از درجه بالایی از ناهمگنی برخوردار است. از این رو مخزن نفتی فهلپان به ۱۰ زون در چاه A و ۱۲ زون در چاه B تقسیم شده است. از این میان، زونهای F3, F5, F7, F9, F10 در چاه A و زونهای F5, F7, F9, F11 در چاه B به عنوان بخش‌های با کیفیت مخزنی مطلوب شناسایی شدند که سهم عمده‌ای در تولید نفت دارند. وجود زون‌های ناتراوا و متراکم F6, F8, F10 در چاه B باعث ایجاد گسستگی در ارتباط هیدرولیکی بین زون‌های مجاور شده است که لاگ‌های پتروفیزیکی هم این موضوع را تایید می‌کند. در نهایت، این مطالعه نشان می‌دهد که ترکیب داده‌های پتروفیزیکی، مغزه و فشار مخزن، روشی موثر برای زون‌بندی دقیق و شناسایی محدوده‌های با پتانسیل هیدروکربوری در سازند فهلپان است.



مقدمه	متعددی را در زمینه زون‌بندی و مدیریت مخزن ایجاد کرده است. این سازند در حوضه زاگرس واقع شده و از نظر ذخایر هیدروکربوری بسیار غنی است (Alavi, 2004; Aqrabi et al., 2010). با این حال، ناهمگنی در توزیع تخلخل و تراوایی، تغییرات لیتولوژیکی و رفتار دینامیکی پیچیده، لزوم استفاده از روش‌های دقیق و تلفیقی برای زون‌بندی را بیش از پیش آشکار می‌سازد (Tiab and Donaldson, 2015; Ahmed, 2018). زون‌بندی مخزنی، به عنوان یکی از مراحل	مخازن هیدروکربوری به عنوان منابع حیاتی انرژی، نقش تعیین کننده‌ای در اقتصاد جهانی ایفا می‌کنند. با این حال، بهره‌برداری بهینه از این مخازن مستلزم درک دقیق از ویژگی‌های زمین‌شناسی و رفتار دینامیکی آن‌ها است (Selley and Sonnenberg, 2014). سازند فهلپان، به عنوان یکی از مهم‌ترین مخازن کربناتی در جنوب غرب ایران، به دلیل پیچیدگی‌های زمین‌شناسی و ناهمگنی بالا، چالش‌های
-------	--	---

DOI <http://doi.org/10.22034/KJES.2025.11.1.107851>

*نویسنده مسئول: مهدی امیرسرداری amirsardarimahdi@khu.ac.ir

استناد به این مقاله: آروانی، ح، امیرسرداری، م، دانشیان، ج. (۱۴۰۴). بررسی و تحلیل زون بندی مخزنی سازند فهلپان با استفاده از داده‌های فشاری، پتروفیزیکی و مغزه در یکی از میادین جنوب غرب ایران. مجله علوم زمین خوارزمی. جلد ۱۱، شماره ۱، صفحه ۴۷ تا ۷۱. <http://doi.org/10.22034/KJES.2025.11.1.107851>



کلیدی در ارزیابی و مدیریت مخازن، به شناسایی مناطق مختلف با ویژگی‌های مشابه از نظر پتروفیزیکی و رفتاری می‌پردازد. این فرآیند نه تنها به بهبود دقت مدل‌های مخزنی کمک می‌کند، بلکه در طراحی استراتژی‌های تولید و افزایش بازیافت نفت نیز نقش اساسی دارد (Tiab and Donaldson, 2015). در سال‌های اخیر، استفاده از داده‌های پتروفیزیکی در کنار داده‌های فشاری (مانند نمودارهای فشار-عمق) و مغزه به عنوان یک رویکرد موثر برای بهبود دقت زون‌بندی مخازن مورد توجه قرار گرفته است. این داده‌ها با ارائه اطلاعات مکمل، امکان شناسایی مناطق با پتانسیل تولیدی بالاتر و تفکیک لایه‌های مخزنی با رفتار هیدرودینامیکی مشابه را فراهم می‌کنند (Earlougher, 1977; Lake and Fanchi, 2006).

زمردی و همکاران (Zomorodi et al., 2021) توصیف خواص مخزنی سازند فهلپان در یکی از میداین نفتی دشت آبادان را با استفاده از داده‌های نمودار تصویرگر سازند و نمودارهای متداول مخزنی با استفاده از نرم افزار ژئولاگ را مورد مطالعه قرار دادند و عوارض لایه‌ای در سرتاسر سازند فهلپان با شیب لایه‌های کمتر از ۱۰ درجه با جهت یافتگی لایه‌بندی در امتداد شمال شرقی تشخیص دادند. آن‌ها با تفسیر نمودارهای متداول مخزنی، سازند فهلپان در میدان مورد مطالعه را به ۶ زون (F1, F2, F3, R1, F4, R2) تقسیم کردند که لایه‌های R1, R2 به دلیل تخلخل مناسب و اشباع آب پایین پتانسیل مخزنی را دارد. شاکری و پرهام (Shakeri and Parham, 2013) به بررسی ویژگی‌های مخزنی و عوامل کنترل‌کننده کیفیت سازند فهلپان در یک میدان نفتی بزرگ در جنوب غربی ایران پرداختند. آنها انحلال، شکستگی، سیمانی شدن، تراکم و دولومیتی شدن را به عنوان پارامترهای اصلی دیاژنتیکی در منطقه مورد مطالعه شناسایی کردند و خاطرنشان کردند که انحلال نقش مهمی در بهبود تخلخل و کیفیت مخزنی سازند فهلپان دارد. آنها همچنین خاطرنشان کردند که در میدان مورد مطالعه، سازند فهلپان از نظر خواص مخزنی خواص همگنی نشان نمی‌دهد و آن را به ۸ منطقه با خواص مخزنی مختلف تقسیم کردند. این مناطق ممکن است دارای خواص مخزنی

خوب، متوسط، ضعیف یا بدون خواص مخزنی باشند و تنها دو منطقه D8 و D4 دارای کیفیت عالی شناسایی شدند. فولادوند و همکاران (Fouladvand et al., 2014) با بررسی و ارزیابی خصوصیات پتروفیزیکی و انیزوتروپی سازند فهلپان در یکی از چاه‌های نفتی جنوب ایران با استفاده از لاگ‌های چاه‌پیمایی (نوترون، چگالی، صوتی و فاکتور فتوالکتریک) لیتولوژی سازند فهلپان در این چاه را آهک تمیز با شیل ناچیز شناسایی و میانگین تخلخل مفید و اشباع آب به ترتیب ۸۸/۹ درصد و ۶/۳۰ درصد محاسبه شد و براساس تفسیر نمودار صوتی نوع انیزوتروپی در برخی از اینتروال‌ها ناشی از ریزش دیواره چاه در لایه‌های شیلی و در دیگر اینتروال‌ها تشخیص داده شد. اسعدی و همکاران (Asadi et al., 2023) با بررسی ارزیابی کیفیت مخزنی سازند فهلپان در یکی از میداین شمال باختر خلیج فارس، ۹ ریز رخساره در زیر محیط‌های لاگون، شول، ریف‌های پراکنده و بخش کم ژرفای دریای باز را شناسایی کردند. آن‌ها به منظور درک بهتر سیستم منافذ از دیدگاه ژنتیکی به صورت شماتیک توزیع سیستم منافذ را بررسی نموده و نشان دادند که نتایج آن بر روی ارزیابی کیفیت مخزنی تاثیر داشته به طوری که رخساره‌های دانه غالب خواص مخزنی بهتری را نشان می‌دهند. باقری و رحیمی (Bagheri and Rahimi, 2014) توصیف خواص مخزنی سازند فهلپان در یکی از میداین جنوب غرب ایران را با استفاده از داده‌های چاه‌پیمایی مورد بررسی قرار دادند. با استفاده از نمودارهای متقاطع تعیین لیتولوژی در کل توالی مورد ارزیابی، آهک تمیز به همراه مقادیر کمی از کانی دولومیت و میزان تخلخل موثر و اشباع آب موثر در کل توالی مورد ارزیابی به ترتیب ۲/۱ و ۵۶٪ محاسبه شد. سپس با استفاده از روش MRGC، کل توالی مورد ارزیابی به دو رخساره مخزنی و غیر مخزنی تقسیم شد.

در این مطالعه، به منظور بررسی و تحلیل زون‌بندی مخزنی سازند فهلپان، از تلفیق داده‌های پتروفیزیکی، فشاری و مغزه در یکی از میداین جنوب غرب ایران استفاده شده است. هدف اصلی این پژوهش، ارائه یک روش تلفیقی برای زون‌بندی دقیق‌تر مخزن و شناسایی

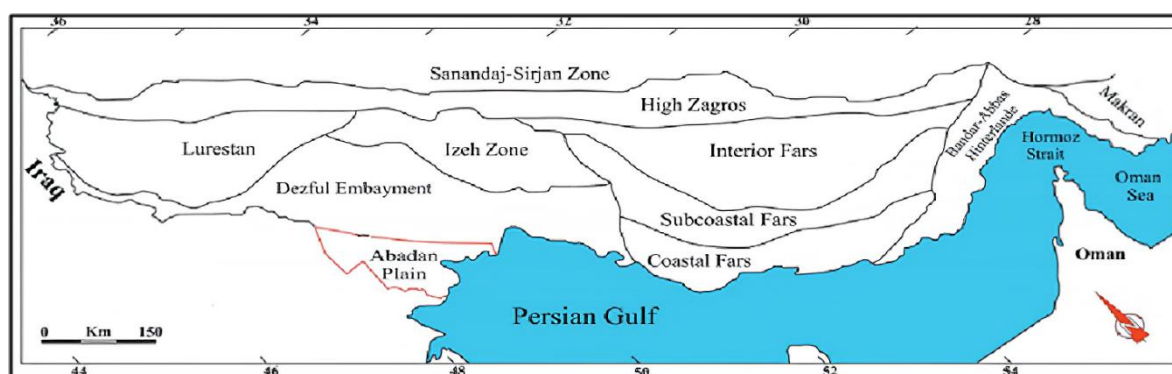
مناطق با پتانسیل تولیدی بالاتر است. نتایج این مطالعه می‌تواند به عنوان چارچوبی برای بهبود مدیریت مخازن کربناتی مشابه در منطقه و سایر نقاط جهان مورد استفاده قرار گیرد.

زمین‌شناسی منطقه

کمر بند کوهزایی زاگرس بخشی از سیستم کوهزایی آلپ - هیمالیا است که با وجود توالی ضخیم از رسوبات ته‌نشین شده در منطقه‌ای با طول تقریبی ۲۰۰۰ کیلومتر مشخص می‌شود. بخشی از ایران که در غرب راندگی اصلی زاگرس قرار دارد زون زاگرس نام دارد. از دیدگاه زمین‌ساختاری، حوضه رسوبی زاگرس به بخش‌های مختلفی همچون زون همپوشان زاگرس، زون چین‌خورده زاگرس، پیش‌گودال زاگرس، حوضه خلیج فارس و دشت آبادان بعنوان بخشی از حوضه بین‌النهرین تقسیم شده است (Aghanabati, 2006). دشت آبادان در جنوب غربی ایران و در مرز با کشور عراق واقع شده و همچنین بخشی از نواحی دریایی شمال خلیج فارس را نیز دربرمی‌گیرد. این ناحیه از سمت شمال شرق به کمر بند زاگرس و از جنوب به خلیج فارس منتهی می‌شود. تاقدیس‌های موجود در دشت آبادان عمدتاً دارای روند شمالی - جنوبی بوده و در سطح زمین رخنمون ندارند. دشت آبادان با داشتن میادین عظیم نفتی از جمله آزادگان، یادآوران، جفیر و دارخوین

بعنوان مهمترین منطقه نفتی ایران بعد از فروافتادگی دزفول به شمار می‌رود (Alavi, 2004) (شکل ۱). ریخت‌شناسی ناحیه دشت آبادان فاقد هرگونه توپوگرافی و یا بیرون‌زدگی بوده و چینه‌نگاری دشت آبادان از جمله سازند فهلپان با استفاده از داده‌ها و اطلاعات زیرسطحی و نتایج حفاری چاه مورد بررسی و مطالعه قرار گرفته است. سازند کربناته فهلپان با سن کرتاسه زیرین یکی از مخازن مهم گروه خامی در حوضه نفتی زاگرس و معادل سازند یاماما در عربستان سعودی و عراق و همچنین سازند رتاوی در کویت و عراق است (Motiei, 1993).

برش نمونه این سازند در نزدیکی دهکده فهلپان از توابع نورآباد ممسنی در ناحیه فارس قرار دارد و نخستین بار جیمز و وایند (James and Wynd, 1965) آن را مطالعه و در گروه خامی بالایی جای دادند و حد زیرین و فوقانی این سازند به ترتیب سازندهای سورمه و گدوان بوده و براساس فونای به دست آمده سن آن بریازین تا هائوتروین (نئوکومین) تعیین کردند. سازند فهلپان را می‌توان در همه پهنه فارس، شمال خاوری خوزستان و شمال خاوری لرستان دید؛ ولی در جنوب باختری لرستان و خوزستان، این سازند به شیل و سنگ آهک‌های سازند گرو تبدیل می‌شود (Motiei, 1993).



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی دشت آبادان (Motiei, 1993)

Fig 1. Geographical location of the Abadan Plain (Motiei, 1993).

مواد و روش‌ها

مطالعه حاضر بر روی سازند فلهلیان در دو چاه (A,B) از یکی از میداین نفتی واقع در دشت آبادان انجام شده است. داده‌های مورد استفاده در چاه A شامل، داده‌های چاه پیمایی، اطلاعات مغزه شامل تخلخل حاصل از نتایج آزمایشگاهی و مقاطع میکروسکوپی می‌باشد. داده‌های چاه پیمایی چاه A حفاری شده در سازند فلهلیان از عمق ۳۹۲۵/۲۷ تا ۴۱۰۶/۰۸ متری به ضخامت ۱۸۰/۸۱ متر در یک سی از میداین‌های نفتی ناحیه دشت آبادان است. به این منظور از داده‌های خام شامل نمودار گاماری (GR-GRKT) مقاومت (LLD، MSFL، LLS)، نوترون (NPHI) و قطر سنج (CALIPER) استفاده شده است. اطلاعات مغزه شامل ۱۲۱ عدد مقطع نازک تهیه شده از مغزه با مطالعه میکروسکوپ پلاریزان و اندازه‌گیری تخلخل حاصل از مغزه به روش هلیوم است. داده‌های مورد استفاده در چاه B شامل، داده‌های چاه پیمایی و داده‌های فشاری (نمودار فشار-عمق) است. داده‌های چاه پیمایی چاه B حفاری شده در سازند فلهلیان از عمق ۳۹۳۵ تا ۴۲۹۵ متری به ضخامت ۳۶۰ متر شامل نمودار گاماری (GR-CGR)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، مقاومت (LLD، LLS)، قطر سنج (CALIPER) می‌باشد.

برای نام‌گذاری بافتی رخساره‌ها از طبقه بندی دانهام (Dunham, 1962) استفاده شده است. تفسیر نمودارهای چاه پیمایی برای تعیین پارامترهای پتروفیزیکی (تخلخل، اشباع سیالات و حجم شیل) با استفاده از روش مولتی‌مین نرم افزار ژئولاگ و برای اندازه‌گیری فشار مخزن از روش تست تکرار پذیر سازند (RFT) استفاده شده است.

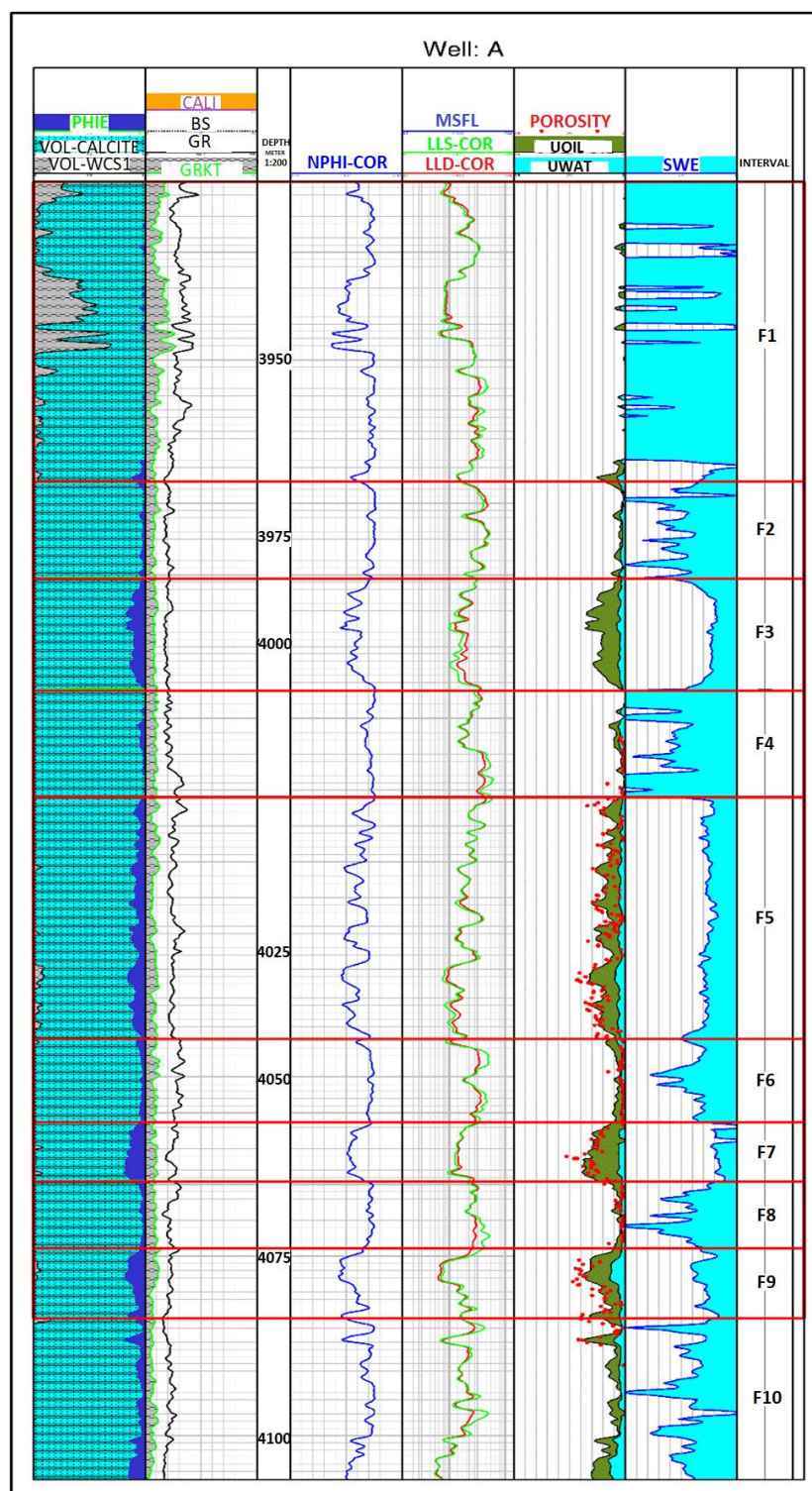
نتایج

ارزیابی پتروفیزیکی (Petrophysical Evaluation) منابع هیدروکربنی در خلل و فرج سنگ‌های رسوبی در طول سال‌های طولانی و تحت فشار و دما تجمع یافته‌اند درک کامل از محیط‌های

متخلخل سنگ و لزوم ارزیابی دقیق خواص پتروفیزیکی مخازن، گامی اساسی در مطالعات نفتی است. با توجه به اینکه نگارهای چاه‌نگاری یکی از مهم‌ترین، در دسترس‌ترین، دقیق‌ترین و کم‌هزینه‌ترین منابع برای به دست آوردن اطلاعات مهم زیر سطحی از مخازن هیدروکربنی و محاسبه حجم ذخیره درجا آنها هستند، لزوم ارزیابی و تفسیر دقیق نگارهای چاه‌نگاری برای تعیین پارامترهای اساسی مخازن مانند: لیتولوژی، تخلخل مؤثر، حجم نفت-آب و گاز، حجم شیل، اشباع و نفوذپذیری از اهمیت بالایی برخوردار است (Tiab and Donaldson, 2004).

انواع روش‌های ارزیابی پتروفیزیکی شامل روش قطعی (Determin) و روش احتمالی (Multimin) می‌باشد. ارزیابی پتروفیزیکی احتمالی، روشی جدید، دقیق و صنعتی برای ارزیابی پتروفیزیکی مخازن است. در این روش، به جای استفاده از یک لاگ برای محاسبه پارامترهای پتروفیزیکی و انجام گام به گام مراحل، به طوری که هر مرحله وابسته به مرحله قبل باشد، از تمام لاگ‌های پتروفیزیکی به صورت معادلات همزمان برای تخمین پارامترهای مخزن استفاده می‌شود. در روش احتمالی، علاوه بر لاگ‌های چاه‌نگاری، از نتایج پتروگرافی، زمین‌شناسی، مهندسی مخزن و حتی آنالیز مغزه نیز استفاده می‌شود. ترکیب داده‌های مختلف و استفاده از روش‌های تکمیلی مانند مطالعات مغزه و آزمایش‌های چاه می‌تواند دقت ارزیابی‌ها را به میزان قابل توجهی افزایش دهد (Tiab and Donaldson, 2004).

در این مطالعه با استفاده از لاگ‌های چاه پیمایی (اشعه گاماری، نوترون، مقاومت و قطر سنج) به روش احتمالی در نرم افزار ژئولاگ منجر به تفسیر پتروفیزیکی سازند فلهلیان در میدان مورد مطالعه شده است. به منظور کالیبره کردن نتایج حاصل از لاگ‌ها از داده‌های مغزه استفاده شده است.



شکل ۲- داده‌های چاه‌نگاری و نتایج ارزیابی نهایی پتروفیزیکی سازند فهلپان در چاه A

Fig. 2. Well logging data and final petrophysical evaluation results of the Fahliyan Formation in Well A.

زون بندی پتروفیزیکی سازند فهلپان بر مبنای نمودارهای متداول مخزنی در چاه A

ارزیابی پتروفیزیکی با شناسایی و تفکیک واحدهای مخزنی و تعیین پارامترهای کلیدی مخزن (تخلخل موثر، اشباع سیالات و حجم شیل) نقش محوری در فرآیند زون‌بندی مخازن نفتی و گازی ایفا می‌کند. در این مطالعه با استفاده از نگاره‌های مقاومت، نوترون، گاما و صوتی و بر اساس میزان گسترش خواص مخزنی از جمله تخلخل، اشباع آب، حجم شیل و نوع سنگ‌شناسی، فاصله عمقی ارزیابی شده در چاه مورد مطالعه به ۵ لایه مخزنی و ۵ لایه غیر مخزنی تفکیک شده است. پس از زون بندی مخزن، میانگین پارامترهای پتروفیزیکی مانند حجم شیل، تخلخل موثر، اشباع آب در هر زون را می‌توان محاسبه کرد. در این مطالعه برای ارزیابی پارامترهای موثر بر کیفیت مخزنی سازند فهلپان حدود برش برای تخلخل، بیشتر از ۶۵ در صد، اشباع آب کمتر از ۶۰ درصد در نظر گرفته شده است.

خصوصیات مخزنی لایه ۱ سازند فهلپان (F1)

این لایه فاصله عمقی ۳۹۲۵/۲۷ متری تا ۳۹۶۶/۹۰ متری و به ضخامت ۴۱/۶۳ متر را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک و مقادیر نسبتاً زیادی شیل تشکیل شده است. گسترش لایه‌های شیلی باعث کاهش تخلخل و در نتیجه کیفیت مخزن شده است. فواصل عمقی با تخلخل مفید مناسب و حاوی ستون نفتی، پراکنده و ضخامت کمی دارند. به دلیل میانگین حجم شیل بالا و تخلخل پایین و اشباع آب بالا این لایه فاقد پتانسیل مخزنی دارد.

خصوصیات مخزنی لایه ۲ سازند فهلپان (F2)

این لایه فاصله عمقی ۳۹۶۷/۰۷ متری تا ۳۹۸۰/۲۹ متری و به ضخامت ۱۳/۲۲ متری را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک و مقادیر ناچیزی شیل تشکیل شده

است. این لایه با میانگین تخلخل ۲/۹ در صد و اشباع آب ۶۵ در صد پتانسیل مخزنی ضعیفی دارد.

خصوصیات مخزنی لایه ۳ سازند فهلپان (F3)

این لایه فاصله عمقی ۳۹۸۰/۷۰ متری تا ۳۹۹۵/۸۹ متری و به ضخامت ۱۵/۱۹ متری را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک تمیز (فاقد شیل) تشکیل شده است. این لایه با افزایش نمودار نوترون و میانگین تخلخل ۱۱ درصد و اشباع آب ۲۶ درصد و ستون هیدروکربنی بالا پتانسیل مخزنی خوبی را دارد.

خصوصیات مخزنی لایه ۴ سازند فهلپان (F4)

این لایه فاصله عمقی ۳۹۹۶/۲۲ متری تا ۴۱۰/۹۲ متری و به ضخامت ۱۴/۹۶ متری را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک و مقادیر ناچیزی شیل تشکیل شده است. این لایه با افت نمودار نوترون و میانگین تخلخل ۲/۳ در صد و اشباع آب ۷۵ درصد پتانسیل مخزنی ضعیفی دارد.

خصوصیات مخزنی لایه ۵ سازند فهلپان (F5)

این لایه فاصله عمقی ۴۰۱۱/۰۸ متری تا ۴۰۴۴/۵۸ متری و به ضخامت ۳۳/۵۰ متری را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک و مقادیر ناچیزی شیل تشکیل شده است. تخلخل مفید محاسبه شده ۹/۵ درصد و اشباع آب ۲۷ درصد می‌باشد. این لایه به دلیل تخلخل مفید خوب و اشباع نفت بالا پتانسیل مخزنی خوبی را دارد.

خصوصیات مخزنی لایه ۶ سازند فهلپان (F6)

این لایه فاصله عمقی ۴۰۴۴/۷۵ متری تا ۴۰۵۶/۲۴ متری و به ضخامت ۱۱/۴۹ متری را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک و مقادیر ناچیزی شیل تشکیل شده است.

این لایه با افت نمودار نوترون و میانگین تخلخل مفید ۲ درصد و اشباع نفت پایین فاقد پتانسیل مخزنی است.

خصوصیات مخزنی لایه ۷ سازند فهلیان (F7)

این لایه فاصله عمقی ۴۰۵۶/۳۲ متری تا ۴۰۶۴/۴۵ متری و به ضخامت ۸/۱۲ متری را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک و مقادیر ناچیزی شیل تشکیل شده است. میانگین تخلخل مفید محاسبه شده ۱۵ درصد می‌باشد که ۸۰ درصد فضای تخلخلی، اشباع از نفت و دارای پتانسیل مخزنی است.

خصوصیات مخزنی لایه ۸ سازند فهلیان (F8)

این لایه فاصله عمقی ۴۰۶۴/۷۰ متری تا ۴۰۷۳/۷۳ متری و به ضخامت ۹/۰۳ متری را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک و مقادیر ناچیزی شیل تشکیل شده است.

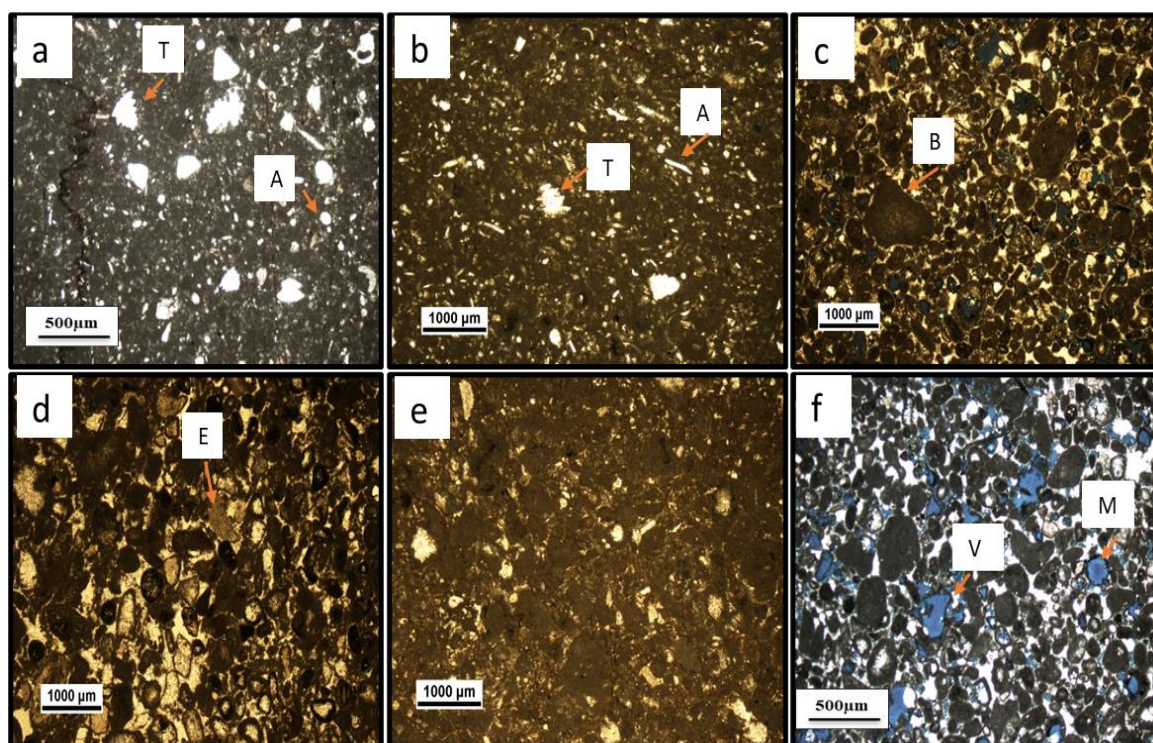
این لایه با تخلخل مفید پایین و اشباع آب بالا فاقد پتانسیل مخزنی است.

خصوصیات مخزنی لایه ۹ سازند فهلیان (F9)

این لایه فاصله عمقی ۴۰۷۳/۹۰ متری تا ۴۰۸۳/۵۸ متری و به ضخامت ۹/۶۸ متری را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک و مقادیر ناچیزی شیل تشکیل شده است. میانگین تخلخل محاسبه شده ۱۲ درصد است. این لایه به دلیل تخلخل خوب و اشباع آب پایین دارای پتانسیل مخزنی است.

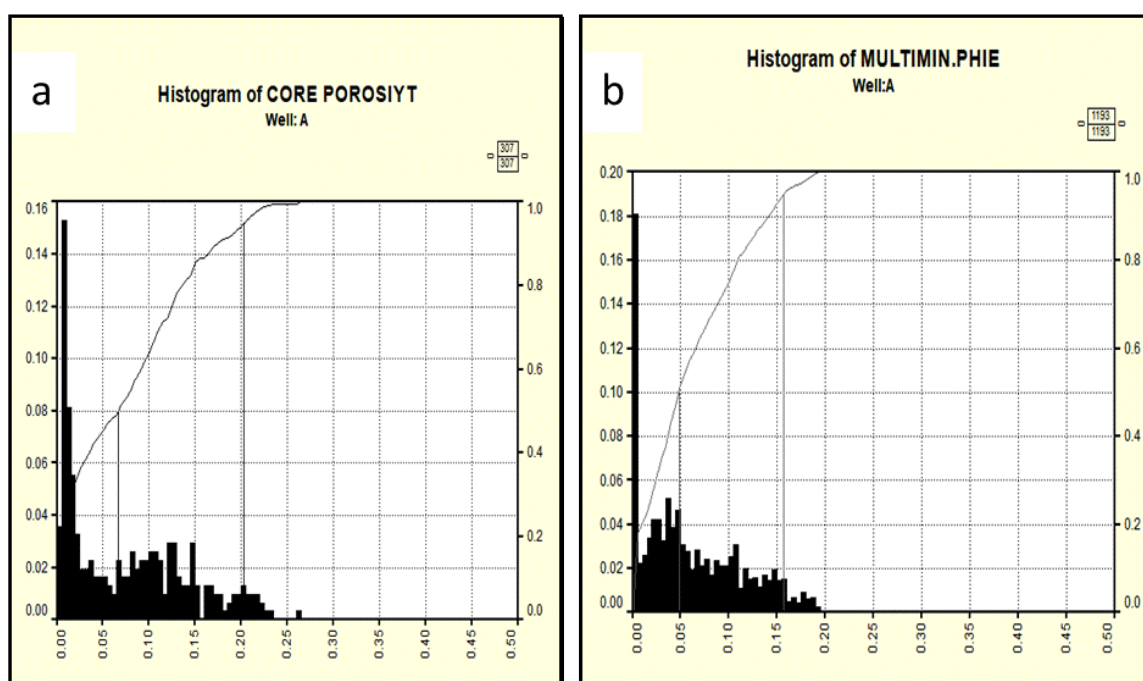
خصوصیات مخزنی لایه ۱۰ سازند فهلیان (F10)

این لایه فاصله عمقی ۴۰۸۳/۷۵ متری تا ۴۱۰۶/۰۸ متری و به ضخامت ۲۲/۳۳ متری را در چاه مورد مطالعه شامل می‌شود (شکل ۲). از نظر سنگ‌شناسی از آهک و مقادیر ناچیزی شیل تشکیل شده است. این لایه دارای میانگین تخلخل مفید ۷/۴ درصد می‌باشد و پتانسیل مخزنی را دارد.



شکل ۳- انواع فرآیندهای رسوبی و دیاژنزی سازند فهلپیان در میدان نفتی مورد مطالعه (a) بافت گل‌پشتیبان، بایوکلست و کستون (جلبک (A)، (T)) Trocholina زون F4 عمق ۴۰۰۹,۳۶ متری، (b) بافت گل‌پشتیبان، بایوکلست پلویید و کستون (جلبک (A)، (T)) Trocholina، زون F4 عمق ۴۰۰۹,۹۱ متری، (c) بافت دانه‌پشتیبان، بایوکلست گرینستون (بایوکلست (B))، زون F5 عمق ۴۰۲۳,۱۷ متری، (d) بافت دانه‌پشتیبان، بایوکلست گرینستون (اکینودرم (E))، زون F5 عمق ۴۰۱۲,۹۳ متری، (e) تراکم فیزیکی زون F4 عمق ۴۰۰۹,۰۶ متری، (f) تخلخل قالبی (M)، تخلخل حفره‌ای (V) زون F5 عمق ۴۰۲۴,۳۳ متری.

Fig. 3. Types of sedimentary and diagenetic processes in the Fahliyan Formation of the studied oil field. a) Mud-supported texture, bioclasts and wackestone (Algae (A), Trocholina (T)), Zone F4 in a depth of 4009.36 meters. b) Mud-supported texture, bioclasts peloid wackestone (Algae (A), Trocholina (T)), Zone F4 in a depth of 4009.91 meters. c) Grain-supported texture, bioclast grainstone (Bioclast (B)), Zone F5 in a depth of 4023.17 meters. d) Grain-supported texture, bioclast grainstone (Echinoderm (E)), Zone F5 in a depth of 4012.93 meters. e) Physical compaction in Zone F4 in a depth of 4009.06 meters. f) Moldic porosity (M), vuggy porosity (V) in Zone F5 in a depth of 4024.33 meters



شکل ۴- مقایسه میانگین تخلخل مغزه و تخلخل موثر (a) هیستوگرام تخلخل مغزه (Core Porosity)، (b) هیستوگرام تخلخل موثر (PHIE)، چاه A میدان مورد مطالعه

Fig. 4. Comparison of average core porosity and effective porosity: a) Histogram of core porosity, b) Histogram of effective porosity (PHIE) in Well A of the studied field.

(Tiab and Donaldson, 2015). برای بررسی مقاطع نازک از

میکروسکوپ پلاریزان استفاده شد. در شکل ۳ برخی از شواهد رسوبی و دیاژنزی سازند فهلپیان در ناحیه دشت آبادان نشان داده شده است. با توجه به مقاطع نازک، زون‌های مخزنی غالباً با بافت رسوبی دانه‌پشتیبان و فرآیندهای دیاژنزی مانند انحلال قابل انطباق هستند. این فرآیندهای دیاژنزی باعث افزایش پتانسیل نفتی این زون‌ها نسبت

مطالعات مغزه

مطالعات مغزه و مقاطع میکروسکوپی به همراه داده‌های تخلخل، پایه‌ای برای تحلیل دقیق مخزن و زون‌بندی آن فراهم می‌کنند. این داده‌ها به شنا سایی زون‌های با پتانسیل تولیدی بالا، بهبود مدل‌های مخزن، و بهینه‌سازی استراتژی‌های توسعه مخزن کمک می‌کنند

به سایر زون‌های سازند فهلپیان شده‌اند. این در حالی است که زون‌های غیرمخزنی عموماً دارای بافت ر سوبی گل پشتیبان هستند و همراه با فرآیندهای دیاژنزی مانند تراکم (مکانیکی و شیمیایی) مشاهده می‌شوند که سبب کاهش کیفیت مخزنی شده‌اند. مقاطع میکروسکوپی از عمق ۴۰۰۲/۳۹ متری تا ۴۰۳۰/۴۴ متری می‌باشد و با زون‌های F4 و F5 در چاه A قابل انطباق است. در این مطالعه با استفاده از داده‌های مغزه، تخلخل نیز مورد بررسی قرار گرفت. این داده‌ها به شناسایی زون‌های با کیفیت بالا، تقسیم‌بندی مخزن، و بهبود دقت مدل‌های مخزن کمک می‌کنند (Tiab and Donaldson, 2015). داده‌های تخلخل مغزه برای کالیبره کردن لاگ‌های چاه‌پیمایی (مانند لاگ نوترونی و چگالی) استفاده می‌شوند تا دقت تفسیر مخزن افزایش یابد (McPhee et al., 2015). زون‌هایی با تخلخل موثر بالا به عنوان زون‌های مخزنی با پتانسیل تولیدی بالا در نظر گرفته می‌شوند (Ahmed, 2018). مغزه‌گیری در این سازند در بخش بالایی از عمق ۴۰۰۲/۵۴ تا عمق ۴۰۸۷/۲۸ متری انجام شده است در شکل ۴ هیستوگرام تخلخل مغزه و تخلخل موثر لاگ نشان داده شده است. میانگین تخلخل مغزه و تخلخل موثر به ترتیب ۰/۰۷ و ۰/۰۶ می‌باشند.

کنترل زون بندی با استفاده از فشار مخزن

جدول ۱. بررسی و مقایسه فشار زون‌های سازند فهلپیان در چاه B

Table 1. Review and comparison of pressure zones in the Fahliyan Formation in Well B.

Zonation	Pressure (Psi)	Pressure @ Datum Depth (Psi)
F2,F3,F4	9246.14-9291.98	9219.74
F5	9268.71-9272.03	9182.4
F7	9177.7-9183.33	9073.43
F9	8203.02-8206.12	8081.78
F11,F12	8128.14-8154.95	7969.96

فشار مخزن به فشار سیالات موجود در منافذ سنگ مخزن (نفت، گاز و آب) گفته می‌شود که ناشی از وزن ستون سیال است. این فشار یکی از پارامترهای اساسی در ارزیابی پتانسیل تولیدی مخزن محسوب می‌شود. پارامتر فشار مخزن یکی از کلیدی‌ترین عوامل در تعیین زون بندی مخازن هیدروکربنی محسوب می‌شود. تغییرات فشار اولیه در اعماق مختلف مخزن می‌تواند نشان‌دهنده مرز بین زون‌های مستقل هیدروکربنی، وجود ساختارهای زمین‌شناسی جداکننده، تفاوت در خواص سیالات مخزن باشد (Dake, 1978).

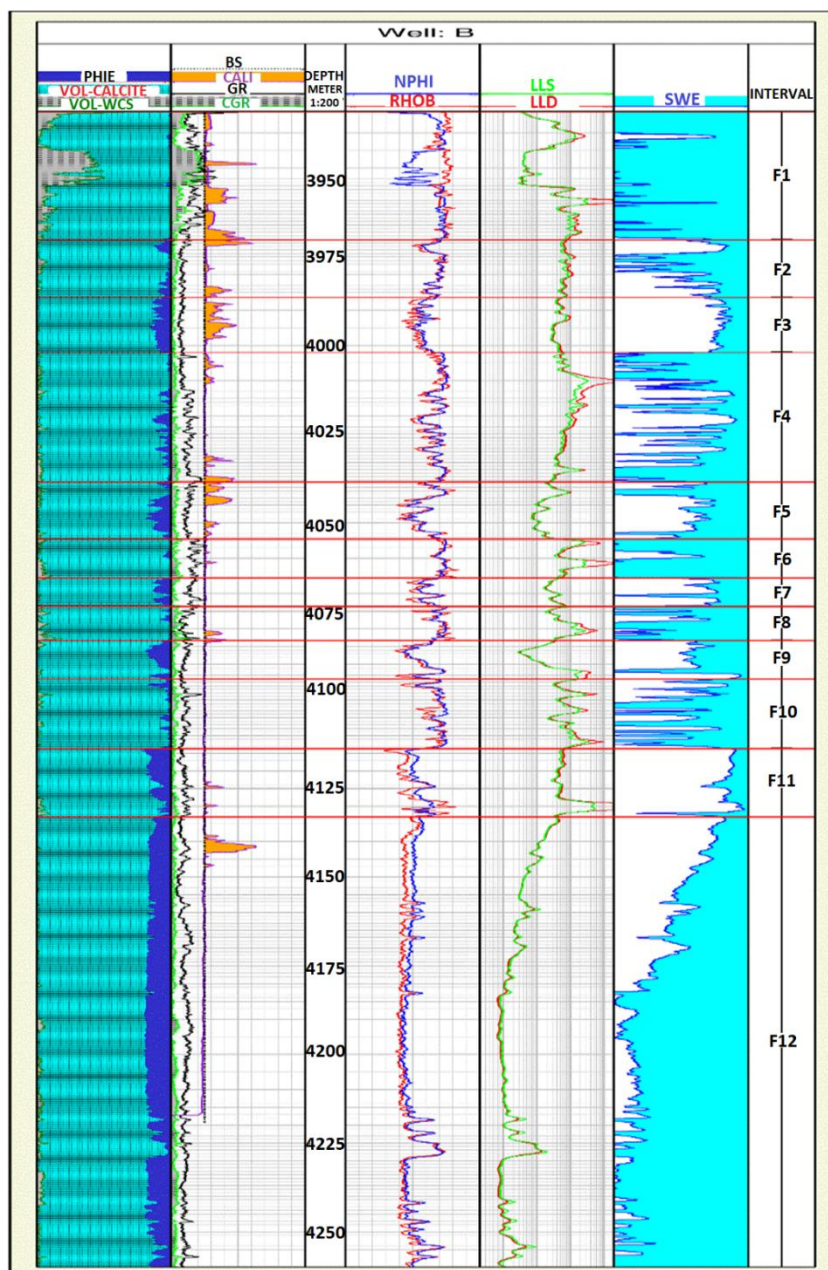
نمودار فشار-عمق، نمایش گرافیکی تغییرات فشار سیال مخزن نسبت به عمق است که برای تحلیل رفتار مخزن و شناسایی زون‌های مختلف استفاده می‌شود. از جمله کاربرد نمودار فشار-عمق در تفکیک زون‌های مخزن می‌باشد که شامل: شناسایی زون‌های هیدرولیکی مستقل، تشخیص تماس سیالات و شناسایی مناطق با فشار بالا (Overpressure) می‌باشد (Ahmed, 2010). برای مقایسه و بررسی فشار زون‌های مختلف مخزن فهلپیان از یک عمق مرجع (Datum Depth) استفاده شده است (جدول ۱). در این مطالعه عمق مرجع (Datum Depth) ۳۹۳۴/۰۳ در نظر گرفته شده است که معادل سر سازند لایه Top F1 است و از فرمول زیر قابل محاسبه است.

$$P_{\text{DATUM}} = P_{\text{MEASURED}} + \text{PRESSURE GRADIENT} \times (D_{\text{DATUM}} - D_{\text{MEASURED}}) \quad (1)$$

گرادیان فشار در مخزن فهلپیان معادل ۰/۲۷ psi/ft می‌باشد.

مقدار فشار کاسته می شود. در نتیجه زون‌های F11, F12 نسبت به زون‌های F2, F3, F4 فشار کمتری را دارد.

بررسی و مقایسه فشار در عمق مبنا در زون‌های سازند فهلپیان نشان می‌دهد که هرچه به سمت زون‌های پایین‌تر پیش می‌رویم از



شکل ۵- داده‌های چاه‌نگاری و نتایج ارزیابی نهایی پتروفیزیکی سازند فهلپیان در چاه B

Fig. 5. Well logging data and final petrophysical evaluation results of the Fahliyan Formation in Well B.



Fig. 6. Pressure-depth plot in Well B

بحث

کنترل زون بندی با استفاده از فشار مخزن و لاگ

پتروفیزیکی در چاه B

با توجه به اینکه فشار مخزن در زون‌های سازند فهلپان متفاوت است در نتیجه با یک سازند چند لایه‌ای روبه‌رو هستیم که این اختلاف فشار منجر به متفاوت بودن لایه‌ها از هم می‌شوند. یعنی وجود لایه‌های F6, F8, F10 به دلیل تخلخل بسیار پایین و تراکم سنگ آهک منجر به عدم ارتباط هیدرولیکی در زون‌های F5, F7, F9, F11 می‌شود که لاگ‌های پتروفیزیکی هم این موضوع را تایید می‌کند (شکل‌های ۵ و ۶).

در این مطالعه با استفاده از تف سیر پتروفیزیکی چاه B و با کمک داده‌های فشاری مربوط به این چاه نتایج زیر به دست آمد. زون F1 با وجود مقدار زیادی حجم شیل و درصد اشباع بالای آب و تخلخل نزدیک صفر فاقد پتانسیل مخزنی است (شکل ۵).

زون‌های F2, F3, F4 به دلیل تخلخل موثر پایین و اشباع آب بالا پتانسیل مخزنی ضعیفی دارد. البته زون F3 به دلیل اشباع آب کمتر و تخلخل موثر بیشتر از شرایط بهتر مخزنی نسبت به زون F2, F4 برخوردار است. فشار در عمق مرجع (datum depth) برابر با (psi) ۹۲۱۹/۷۴ می‌باشد (شکل‌های ۵ و ۶).

زون‌های F5, F7 به دلیل افزایش تخلخل موثر، کاهش اشباع آب و افزایش نمودار نوترون از شرایط مطلوب مخزنی برخوردار است. وجود لایه دنس و متراکم F6 در بین این دو لایه منجر به تفاوت فشار و قطع ارتباط هیدرولیکی شده است. فشار F5 در عمق مبنا برابر با (psi) ۹۱۸۲/۴ و فشار F7 در عمق مبنا برابر با (psi) ۹۰۷۳/۴۳ می‌باشد (شکل‌های ۵ و ۶).

زون F6, F8, F10 به دلیل سنگ شناسی آهک متراکم و تخلخل صفر و اشباع آب بالا فاقد پتانسیل مخزن است وجود این لایه‌ها منجر به قطع ارتباط هیدرولیکی در زون‌ها و عدم پیوستگی فشار می‌شود (شکل‌های ۵ و ۶).

زون F9, F11 به دلیل افزایش تخلخل موثر، کاهش اشباع آب و افزایش نمودار نوترون از شرایط مخزنی خوبی برخوردار است. وجود لایه F10 بین این دو لایه منجر به قطع ارتباط هیدرولیکی در این دو لایه شده است. فشار F9 در عمق مبنا برابر با (psi) ۸۰۸۱/۷۸ و فشار F11 در عمق مبنا برابر با (psi) ۷۹۶۹/۹۶ می‌باشد (شکل‌های ۵ و ۶).

زون F12 در ابتدای این زون به دلیل اشباع آب پایین از شرایط مخزنی خوبی برخوردار است. اما از عمق ۴۱۹۳/۵ متری به دلیل افزایش اشباع آب و کاهش نمودار مقاومت با وجود داشتن تخلخل مناسب فاقد پتانسیل مخزنی است. لازم به ذکر است این عمق معادل سطح تماس آب-نفت (WOC) است و زیر این ناحیه ۱۰۰ درصد اشباع از آب خواهد بود. فشار F12 در عمق مبنا برابر با (psi) ۷۹۶۹/۹۶ می‌باشد. عدم وجود لایه متراکم بین دو لایه F11, F12 منجر به پیوستگی فشار در این دو لایه است (شکل‌های ۵ و ۶).

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، زون بندی مخزنی سازند فهلپان با استفاده از داده‌های فشاری پتروفیزیکی و مغزه مورد بررسی و تحلیل قرار گرفت. نتایج حاصل از این پژوهش نشان داد که ترکیب داده‌های پتروفیزیکی و مغزه‌ها می‌تواند به طور موثری در شناسایی و تفکیک زون‌های مخزنی مختلف کمک کند. با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی در چاه A، زون‌های F1, F2, F4, F6, F8 به دلیل اشباع آب بالا و تخلخل موثر پایین فاقد پتانسیل مخزنی یا پتانسیل مخزنی ضعیفی را دارد ولی زون‌های F3, F5, F7, F9, F10 به دلیل اشباع آب پایین و تخلخل موثر بالا دارای پتانسیل مخزنی است. مطالعات حاصل از داده‌های مقاطع نازک نشان می‌دهد که زون‌های مخزنی دارای بافت دانه پشتیبان همراه با فرآیندهای دیاژنزی مانند انحلال و زون‌های غیر مخزنی دارای بافت رسوبی گل پشتیبان همراه با فرآیندهای دیاژنزی مانند تراکم همراه است که سبب کاهش کیفیت مخزن می‌شود. مقاطع میکرو سکویی از عمق ۴۰۰۲/۳۹ متری تا ۴۰۳۰/۴۴ متری می‌باشد و

با زون‌های F4 و F5 در چاه A قابل انطباق است. هیستوگرام تخلخل مغزه و تخلخل موثر لاگ نشان می‌دهد که میانگین تخلخل مغزه و تخلخل موثر به ترتیب ۰/۰۷ و ۰/۰۶ می‌باشند.

تحلیل داده‌های فشاری نشان می‌دهد که تغییرات فشار سیال درون مخزن می‌تواند به عنوان یک شاخص مهم در تشخیص مرزهای زون‌های مخزنی مورد استفاده قرار گیرد. وجود لایه‌های F6, F8, F10 به دلیل تخلخل و تراوایی پایین و تراکم سنگ آهک منجر به عدم ارتباط هیدرولیکی در زون‌های F5, F7, F9, F11 می‌شود که لاگ‌های پتروفیزیکی هم این موضوع را تایید می‌کند. با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی و فشاری در چاه B، زون F1 با وجود مقدار زیادی حجم شیل و در صد اشباع بالای آب و تخلخل نزدیک صفر فاقد پتانسیل مخزنی است. زون F2, F3, F4 به دلیل تخلخل موثر پایین و اشباع آب بالا پتانسیل مخزنی ضعیفی دارد. البته زون F3 به دلیل اشباع آب کمتر و تخلخل موثر بیشتر از شرایط بهتر مخزنی نسبت به زون F2, F4 برخوردار است. فشار در عمق مبنا برابر با ۹۲۱۹/۷۴ (psi) می‌باشد. زون F5, F7, F9, F11 به دلیل تخلخل موثر بیشتر، اشباع آب کمتر و افزایش نمودار نوترون از شرایط مطلوب مخزنی برخوردار

است. وجود لایه‌های با تخلخل بسیار پایین و متراکم F6, F8, F10 با تخلخل صفر منجر به قطع ارتباط هیدرولیکی در این لایه‌ها می‌شود. در نتیجه فشار در عمق مبنا در زون F5 برابر با ۹۱۸۲/۴ (psi) و در زون F7 برابر با ۹۰۷۳/۴۳ (psi)، در زون F9 برابر با ۸۰۸۱/۷۸ (psi) و در زون F11, F12 برابر با ۷۹۶۹/۹۶ (psi) می‌باشد. زون F12 در ابتدای این زون به دلیل اشباع آب پایین از شرایط مخزنی خوبی برخوردار است. اما از عمق ۴۱۹۳/۵ متری به دلیل افزایش اشباع آب و کاهش نمودار مقاومت با وجود داشتن تخلخل مناسب فاقد پتانسیل مخزنی است. لازم به ذکر است این عمق معادل سطح تماس آب - نفت (WOC) است و زیر این ناحیه ۱۰۰ درصد اشباع از آب خواهد بود.

قدردانی

نویسندگان این مقاله از سردبیر محترم مجله، جناب آقای دکتر مرتضی دلاوری بابت بررسی‌های دقیق و سازنده کمال تشکر را دارند. همچنین از داوران ناشناس به خاطر نظرات متفکرانه و پیشنهادات سازنده آن‌ها که به بهبود کیفیت این مقاله کمک کرد تشکر می‌کنیم.

References

- Aghanabati, A., 2006. Geology of Iran. Geological Survey and Mineral Explorations of Iran, Tehran, 603 pp.
- Ahmed, T., 2010. Reservoir Engineering Handbook, fourth ed. Gulf Professional Publishing, Houston, 1472 pp.
- Ahmed, T., 2018. Reservoir Engineering Handbook, fifth ed. Gulf Professional Publishing, Houston, 1492 pp.
- Alavi, M., 2004. Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. American Journal of Science 304 (1), 1-20.
- Aqrabi, A.A.M., Goff, J.C., Horbury, A.D., Sadooni, F.N., 2010. The Petroleum Geology of Iraq. Scientific Press.
- Asadi, A., Amin Dost, A., Sarfi, M., 2023. Evaluation of reservoir quality of the Fahliyan Formation in one of the oil fields in the northwestern Persian Gulf. Scientific Quarterly Journal of Earth Sciences 123, 15-26
- Bagheri, H., Rahimi, A.A., 2014. Application of log clustering for reservoir zonation of the Fahliyan Formation in a southwestern Iranian oil field. Petroleum Research 82, 45-55.

- Dake, L.P., 1978. Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Science, Amsterdam, 443 pp.
- Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed.), Classification of Carbonate Rocks - A Symposium. American Association of Petroleum Geologists Memoir 1, Tulsa, pp. 108-121.
- Earlougher, R.C., 1977. Advances in Well Test Analysis. Society of Petroleum Engineers, Monograph Series 5, 264 pp.
- Fasily, L., Bagheri, H., Tabatabaei Raeisi, S.H., Dolati Ardakani, F., 2012. Investigation of physical and mechanical properties of the Shurijeh Formation reservoir rock in one of the wells located in the Kopet-Dagh Basin (northeastern Iran). Applied Geology Quarterly 8 (4), 1-15.
- Fouladvand, R., Xiaoquan, K., 2014. Evaluation of petrophysical properties and anisotropy of the Fahliyan Formation in an oil well from southern Iran. Journal of Asian Earth Sciences 92, 45-55.

- James, G.A., Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG Bulletin 49, 2182-2245.
- Lake, L.W., Fanchi, J.R., 2006. Petroleum Engineering Handbook, Volume I: General Engineering. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 512 pp.
- McPhee, C., Reed, J., Zubizarreta, I., 2015. Core Analysis: A Best Practice Guide. Elsevier.
- Mehrabi, H., Nouri, H., Sobhani, J., 2020. Investigation of facies characteristics and diagenetic processes on the reservoir quality of the Fahliyan Formation in the central Zagros region. Stratigraphy and Sedimentology Research Journal 79, 75-104.
- Motiei, H., 1993. Stratigraphy of Zagros. In: Geology of Iran (Book Compilation Project). Geological Survey of Iran, Tehran, 536 pp.
- Selley, R.C., Sonnenberg, S.A., 2014. Elements of Petroleum Geology (3rd ed.). Academic Press, Cambridge, 509 pp.
- Shakeri, A., Parham, S., 2013. Reservoir characterization and quality controlling factors of the Fahliyan Formation located in southwest Iran. Journal of Sciences, Islamic Republic of Iran 24, 135-148.
- Tiab, D., Donaldson, E.C., 2004. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, second ed. Gulf Professional Publishing, Houston, 706 pp.
- Tiab, D., Donaldson, E.C., 2015. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties (4th ed.). Gulf Professional Publishing, Houston, 896 pp.
- Zomorodi, M., Arian, M., Maleki, Z., 2021. Evaluation of reservoir quality of Fahliyan Formation using formation microimager log and conventional petrophysical logs. Tectonics 5(19), 45-60.