



Reservoir Characterization of the Ilam Formation using the Integrated Core Data and Petrophysical Logs in an Oilfield in the Abadan Plain, SW Iran

Saghar Sadat Ghoreyshi, Hamzeh Mehrabi,* and Vahid Tavakoli

Soft-Rock Department, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

mehrabi.hamze@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5454.3431

Received: May/15/2024

Accepted: August/28/2024

Introduction

The Ilam Formation in the Abadan Plain region is crucial for hydrocarbon exploration and production. Studies indicate that its reservoir quality depends on various factors such as sedimentary facies distribution, diagenetic changes, and sedimentary cycles. This formation serves as a significant reservoir interval in the Middle East, particularly in fields like Ahwaz and Gachsaran. While extensive research has been conducted on the Ilam Formation in the Zagros basin, a comprehensive investigation of its reservoir heterogeneities in the Abadan Plain region is lacking. Proper modeling and exploitation of the Ilam reservoir require identifying these heterogeneities across different scales. The current study aims to integrate petrographic, petrophysical, and reservoir studies to analyze lithofacies characteristics, diagenetic changes, sequence stratigraphy, pore types, reservoir lithologies, zoning, and reservoir heterogeneities within the Ilam Formation in the study area.

Materials and Methods

The present study focuses on the Ilam Formation in three wells from one of the oil fields located in the Abadan Plain. The available data include core data, thin sections, SEM images, porosity and permeability data, and petrophysical logs. Overall, 58 meters of core, 176 thin section microscopy samples, 40 SEM images, and 174 porosity-permeability data points along with

neutron (NPHI), sonic (DT), density (RHOB), gamma (GR), resistivity (LLS, LLD), and water saturation (SW) logs were available for this study.

For lithofacies naming, Dunham [1] and Embry-Klovian [2] classifications were used. Facies and depositional environments were analyzed based on the Flugel standard model [3]. Transgressive-regressive (T-R) sequence stratigraphy model [4] was employed for sedimentary sequence differentiation. For lithology separation and reservoir zonation, the method of determining hydraulic flow units (HFU) based on flow zone indicator (FZI) and modified Lorenz sandstone model (SMLP) was utilized [5,6]. Cluster analysis of petrophysical logs using the Multiresolution Graph-based Clustering method in the GeoLog software was employed.

Hydraulic Flow Units (HFU) based on Flow Zone Indicator (FZI)

In this method, each hydraulic flow unit is defined based on the flow zone indicator. The flow zone indicator is defined based on the reservoir quality index (RQI) and the normalized porosity (ϕ_z). The flow zone indicator is derived from the following relationship:

$$FZI = (RQI) / \phi_z$$

Where, the RQI is calculated from the square root of the permeability to porosity ratio and represents an approximation of the average hydraulic radius in the reservoir rock, relating porosity, permeability, and pore pressure.

Stratigraphic Modified Lorenz Plot (SMLP)

This method is one of the best approaches to achieve the minimum number of hydraulic flow units in a reservoir. The Lorenz plot is obtained by plotting the cumulative flow capacity (KH) against the cumulative storage capacity (PhiH). Inflection points in the SMLP plot indicate changes in the flow properties of the porous medium.

Multiresolution Graph-based Clustering (MRGC)

MRGC clustering is a pattern recognition method based on multiple resolution discriminability, relying on the principle of the K-nearest neighbor non-parametric K. It utilizes parameters called kernel representative index (KRI) and neighbor index (NI) to distinguish conventional methods.

These methods allow for a comprehensive understanding of reservoir heterogeneity, lithofacies distribution, and hydraulic flow units, crucial for reservoir characterization and development planning.

Results and Discussion

Sedimentology

Sedimentary facies of the Ilam Formation have been distinguished based on features including textures, dominant allochems, sedimentary structures, and lithology. For the interpretation of depositional environments, these facies have been compared with standard microfacies. Seven microfacies have been identified in the Ilam Formation.

Since the main objective of the current study is to address reservoir quality issues, description and interpretation of microfacies have been avoided.

Petrographic study of thin section samples prepared from cores of the Ilam Formation has led to the identification of some important diagenetic changes in this formation. These processes include micritization, bioturbation, recrystallization, cementation (including thickness cement, spar cement, blocky cement, and coeval calcite cement growth), compaction (including mechanical and chemical compaction), dolomitization, dissolution, and fracturing. Since the main objective of the current study is to address reservoir quality issues of the Ilam Formation, description and interpretation of diagenetic processes have been avoided.

Sequence stratigraphy studies have shown that the entire sequence of the Ilam Formation is composed of a third-order depositional sequence (Fig. 1). This formation has a total thickness of 86 meters in the studied well, but the entire sequence has not been cored in this well. Therefore, due to the incomplete core recovery, comprehensive sequence stratigraphic lithological subdivision and interpretation of the Ilam Formation in the studied well were not feasible.

Hydraulic Flow Units

In this study, based on the Hydraulic Flow Units (HFU) method, calculations were first conducted. Normalized

porosity parameters (ϕ_z), Reservoir Quality Index (RQI), and Flow Zone Indicator (FZI) were calculated. Then, a probability distribution plot for the logarithmic values of FZI was plotted, and based on the identified break points on the plot, five hydraulic flow units were identified in the studied well, as shown in Fig. 2. To ensure the proper separation of hydraulic flow units, two cross-plots were used, including a porosity versus permeability plot and another plot of reservoir quality index versus normalized porosity, to differentiate the flow units (Fig. 2). The values obtained from the correlation coefficient of each hydraulic flow unit in these plots indicate a high correlation.

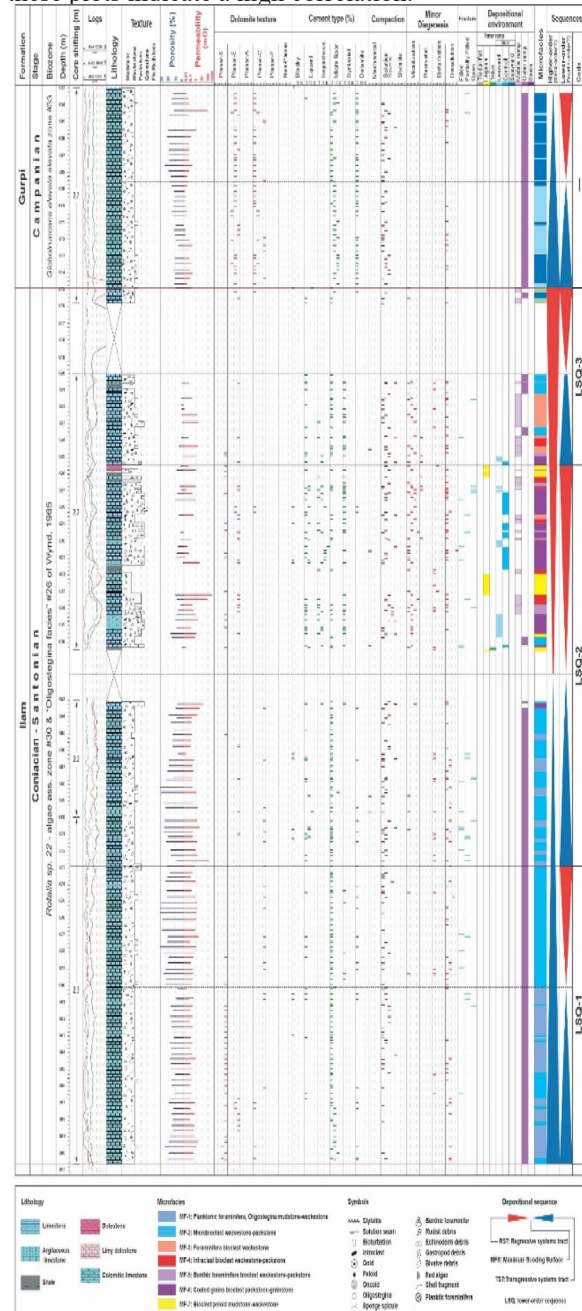


Fig. 1 Stratigraphic column depicting the distribution of microfacies, diagenetic processes, and sedimentary sequences of the Ilam Formation in the studied well.

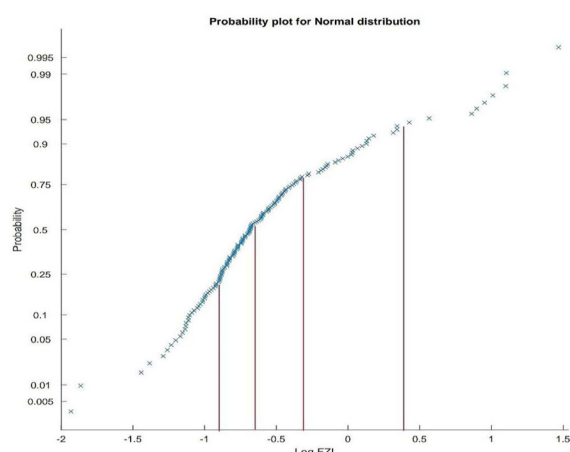


Fig. 2 The normal probability plot is used to determine the number of hydraulic flow units.

Reservoir Zonation

Using the modified Lorenz grain size analysis method and the formulas mentioned in the data and methods section, after calculating the parameters related to storage capacity (PhiH) and flow capacity (KH), a cross-plot of KH parameters versus PhiH, known as the Lorenz plot, has been drawn. Based on the number of break points in the Lorenz plot, four zones have been identified and distinguished in the studied formation (Fig. 3). According to the Lorenz method, two baffled zones, one reservoir zone, and one baffled/dammed zone have been identified in the studied formation.

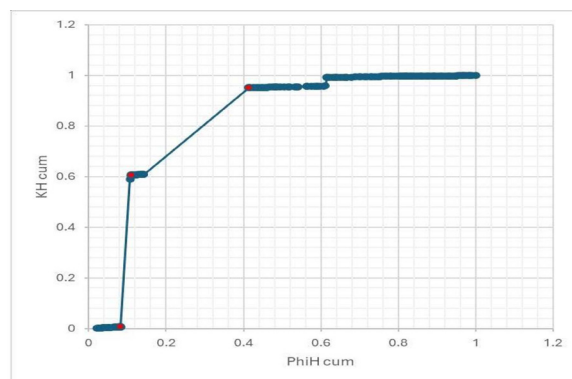


Fig. 3 Cross-plot of Flow Capacity (KH) versus Storage Capacity (PhiH) and Reservoir Zonation in the Ilam Formation based on Break Points in the Plot.

Electrofacies

In this study, electrical facies of the Ilam Formation were determined using data from wells X03, X13, and X23. In each well, density (RHOB), neutron (NPHI), sonic (DT), gamma (CGR), effective water saturation (SWE), and effective porosity (PHIE) logs were available. Using these logs, electrical facies of the Ilam Formation were distinguished in each of the three wells using the multi-resolution graphical cluster analysis (MRGC) method in GeoLog software. Based on this analysis, five electrical facies were identified in well X03, while four electrical facies were determined in wells X13 and X23 within the Ilam Formation. Cross-plots of the log types used are shown in Fig. 4.

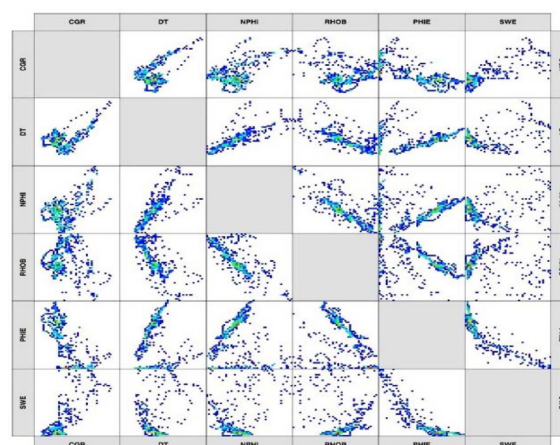


Fig. 4 Cross-plots of the used logs against each other in the three studied wells.

Fig. 5 illustrates the distribution of identified electrical facies for each of the three wells studied. Based on this column and the statistical parameters, it is evident in well X13 that electrical facies numbers two, three, and four exhibit higher average effective porosity log values, indicating higher water-filled spaces within the formation and lower hydrocarbon content in these electrical facies. In comparison to the three preceding electrical facies, electrical facies number one demonstrates higher average effective porosity log values, suggesting the presence of more interconnected void spaces within these electrical facies. Additionally, in comparison to the three preceding electrical facies, electrical facies number one possesses greater reservoir potential and better reservoir quality, although the average effective water saturation log still indicates a relatively high value.

Interpretation

Sedimentary Model

The results of the facies analysis of the Ilam Formation in the studied well of the field have been integrated with previous studies to propose a sedimentary model for this formation in the studied well. In this model, the sedimentary facies of the Ilam Formation are divided into three sub-environments including inner ramp, middle ramp, and outer ramp (Fig. 6). The inner ramp facies comprise dominant mud facies in the lagoon system (IMF-7) and grain-supported facies of high-energy shoal complexes (IMF-6). The middle ramp facies are mainly composed of mud-dominated to grain-supported facies with a combination of benthic and planktonic fossils recorded (IMF-3 and IMF-5). The outer ramp facies are composed of mud-dominated facies with planktonic skeletal assemblages. They include IMF-1 and IMF-2 (Fig. 6). In summary, it can be concluded that the Upper Cretaceous carbonates in the southern and southwestern regions of Iran were deposited on carbonate ramps. For the Sarvak Formation, they are deposited in a homoclinal configuration, while for the Ilam Formation, they are deposited in a distally-steepened manner [7,8].

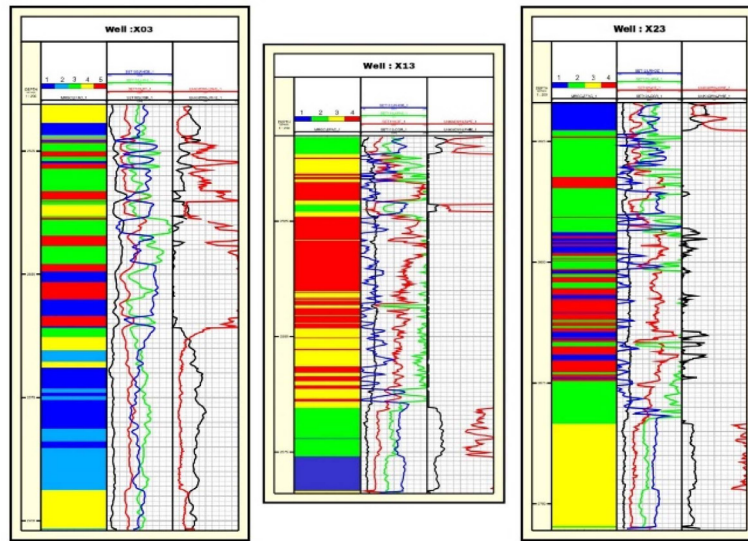


Fig. 5 Columns showing the distribution of electrical facies and values of petrophysical logs for the Ilam Formation in the studied wells.

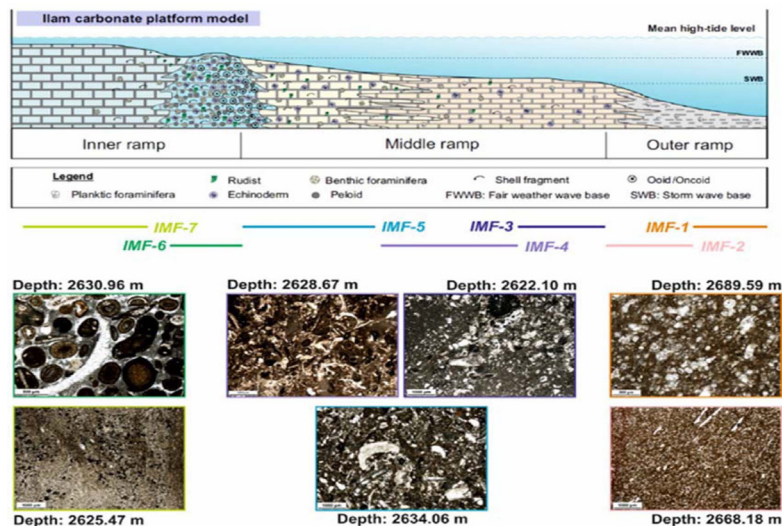


Fig. 6 The proposed sedimentary model for the Ilam Formation in the well under study. Microscopic images representing the identified microfacies (IMF-1 to IMF-7) are also provided.

Paragenetic Sequence

The diagenetic history of the Ilam Formation includes marine diagenesis (micritization, bioturbation, and thickness-equivalent cementation), a partial meteoric diagenesis stage (dissolution and cementation), and extensive burial diagenesis ranging from shallow to deep (mechanical and chemical compaction, dolomitization, calcite cementation, and recrystallization).

Compared to the Sarvak Formation, the Ilam Formation has undergone different and simpler diagenetic alterations. This difference is primarily due to the absence of ancient exposure surfaces and associated diagenetic features (such as extensive meteoric dissolution, fracturing, and meteoric cementation) in the Ilam Formation [8]. The paragenetic sequence of diagenetic alterations in the Ilam Formation can be summarized in two stages (Fig. 7).

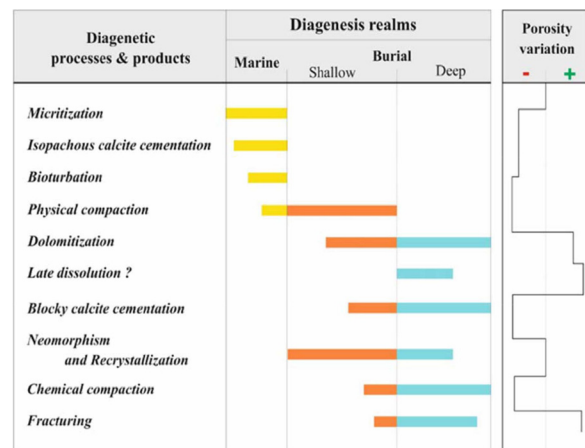


Fig. 7 the paragenetic sequence of identified diagenetic processes in the Ilam Formation in the studied well.

Core-Log Calibration

The integration of results obtained from drilling cores and thin-section microscopy with analyses of electric log data in well X03 has been employed to establish a relationship between core and log data and to provide a more accurate assessment of reservoir quality in the Ilam Formation. To this end, a comprehensive reservoir column for the Ilam Formation has been presented for this well. In this column, results of sedimentological studies are displayed alongside hydraulic flow units, borehole size classes, and electric log facies. As evident in this column, electric log facies number one is more in line with hydraulic flow units one and two. Moreover, this electric log facies is associated with borehole size classes one and two. Electric log facies number one predominantly extends at the base of the Ilam Formation and in the outer shelf and ramp belt, correlating with the initial portion of the transgressive system tract of the third sequence of the Ilam Formation. Based on calculations and statistical data, the high average porosity and low average permeability indicate the dominance of microporosity in this part of the Ilam Formation, which have a limited correlation with each other.

Reservoir Quality within the Sequence Stratigraphic Framework

Based on Figure 8, the correlation of three wells studied has been conducted based on well logging data and according to electric log facies within the framework of sedimentary sequences of the Ilam Formation. According to the conducted studies and considering the distribution of lithological facies of

electric log facies in the Ilam Formation, this formation has been divided into three main zones: the lower part of the Ilam Formation constitutes a reservoir zone and corresponds to the transgressive systems tract of the third sequence of the Ilam Formation. This reservoir zone is observable in most fields of the Dezful Embayment. The middle part of the Ilam Formation has been identified with the expansion of a non-reservoir zone, and in the upper part, reservoir quality increases again, showing a distinct reservoir zone with high potential for hydrocarbon production (Fig. 8).

Based on the sedimentological-reservoir column of the Ilam Formation, it can be inferred that the base of the Ilam Formation generally consists of middle ramp, outer ramp, and open marine facies containing abundant microporosity that is only observable at the electron microscope scale. The dominance of these micropores leads to high porosity values and low permeability in the lower part of the Ilam Formation. Such reservoirs are generally considered unconventional tight carbonate reservoirs, requiring enhanced recovery methods for optimal extraction. In this lower part of the Ilam Formation (depths of 663 to 690 meters), the predominant pore system consists of microporosity within micrite particles, intra-skeletal chambers, and microscopic mold cavities, which have expanded within the dominant mud-dominated microfacies (microbialites to packstones-wackestones). Moreover, dissolution at a microscopic scale is the predominant diagenetic process. Based on all the mentioned factors, it can be concluded that the lower part of the Ilam Formation has good reservoir potential.

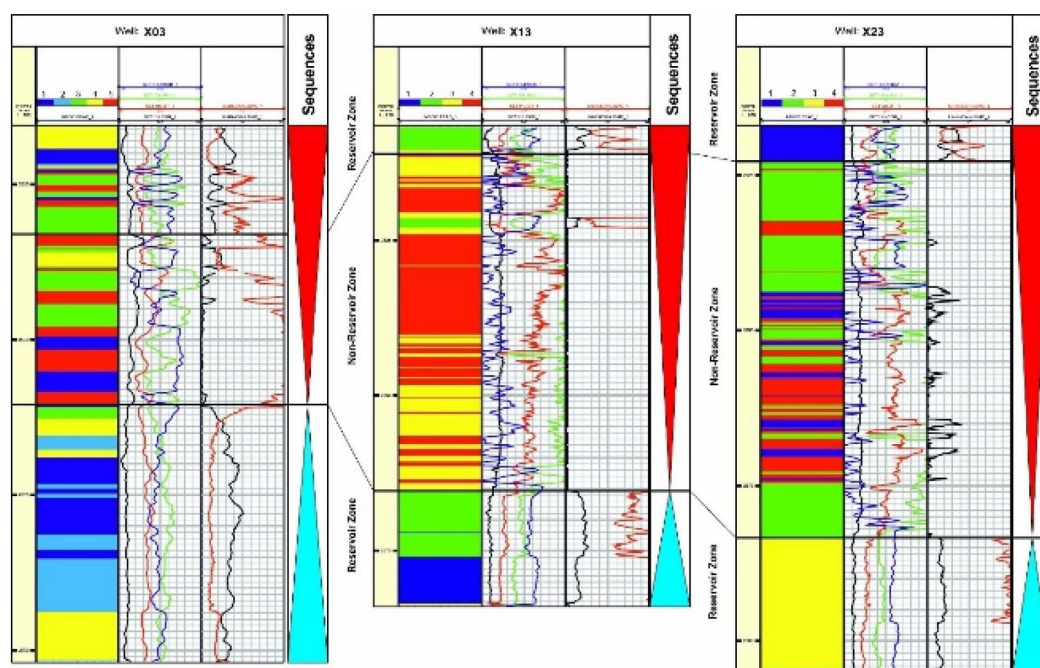


Fig. 8 Correlation of Electric Log Facies and Reservoir Zones of the Ilam Formation within the Sedimentary Framework in Three Studied Wells from a Field Located in the Dezful Embayment.

In the middle part of the Ilam Formation (depths of 636 to 663 meters), core recovery was not performed, and sedimentological data for this depth interval are not available. In the depth interval of 627 to 636 meters, core data are available, and based on the available information, it can be concluded that this section of the Ilam Formation is composed of middle ramp and shoal facies, and the dominant microfacies in this section are packstones to grainstones containing ooid and oncolite-bearing wackestones (IMF-7). The dominant type of porosity in this section includes vuggy, fracture, and microporosity. The predominant diagenetic process is dissolution and bioturbation, and this depth interval corresponds to the transgressive system tract in the third sequence of the Ilam Formation. Based on all the mentioned factors and considering the determination of flow units, it can be concluded that the middle part of the Ilam Formation has poor reservoir quality.

In the upper part of the Ilam Formation (depths of 620 to 630 meters), we again observe an increase in reservoir quality. Based on the available data, the upper part of the Ilam Formation consists of middle ramp, shoal, and, in limited areas, lagoon facies. The dominant microfacies in this section are wackestones containing benthic and planktonic foraminifera and bioclasts (IMF-4). The dominant types of porosity include vuggy, fracture, and microporosity. The predominant diagenetic processes include mild dissolution and recrystallization. This upper part is aligned with the regressive system tract of the third sequence of the Ilam Formation. In this section, we observe an improvement in reservoir quality and an increase in porosity and permeability in the Ilam Formation (Fig. 8).

Conclusion

The present study evaluated the controlling factors of reservoir characteristics of the Ilam Formation in several wells in the Dezful Embayment region. To achieve this goal, a set of data obtained from drilling cores, thin section microscopy, scanning electron microscope images, porosity-permeability data, and petrophysical logs were utilized. The most important findings of this study are summarized below:

Stratigraphic studies revealed that the Ilam Formation in the studied field consists of seven depositional microfacies, which have been deposited in a carbonate platform ranging from shallow (lagoon, shoal) to deep (inner ramp, outer ramp) sub-environments.

Sequence stratigraphic analysis of the Ilam Formation led to the identification of a third-order depositional sequence and three fourth-order depositional sequences. The nature of sequence boundaries, maximum flooding surfaces, and transgressive-regressive systems were discussed in detail.

Petrographic studies demonstrated that micritization, bioturbation, cementation (both thickness and

composition), dissolution, calcite cementation (both post and block), dolomitization, recrystallization, and fracturing were the main diagenetic processes affecting the Ilam Formation. The diagenetic sequence of this formation includes transitions from marine diagenetic realms to shallow burial and deep burial diagenetic realms. Among these processes, dissolution at a microscopic scale, dolomitization, and fracturing had the most significant impact on improving reservoir properties.

The reservoir pore system of the Ilam Formation was evaluated using core, thin section, and scanning electron microscope data at three large, medium, and small scales. This investigation revealed that in the lower half of the Ilam Formation (corresponding to the early transgressive system tract of the third-order sequence), microporosity between micritic grains, intra-skeletal pores within planktonic foraminifera and coccolithophores, matrix porosity located in the central parts of ooids and intercrystalline pores between dolomite crystals and calcite cements constituted the most prevalent types of pores. These pores were all of the microporous type and formed a porous but low-permeability interval.

Petrophysical parameter distributions in different parts of the Ilam Formation were examined based on the above methods and within the sequence stratigraphic framework of this formation. Accordingly, it was determined that the lower part of the Ilam Formation (corresponding to the initial part of the early transgressive system tract of the third-order sequence) constitutes a high-capacity, low-flow zone. From this perspective, this zone can be considered as a tight carbonate reservoir type. The middle part of the Ilam Formation (corresponding to the final part of the early transgressive system tract and the beginning of the late transgressive system tract) is not particularly favorable for reservoir quality due to the dominance of clay-rich facies. The upper part of the Ilam Formation (corresponding to the final part of the late transgressive system tract of the third-order sequence) has relatively good reservoir quality due to the expansion of grain-dominated facies belonging to the shoal belt and limited meteoric dissolution.

This study showed that changes in the reservoir quality of the Ilam Formation in the studied fields of the Dezful Embayment are mainly controlled by facies characteristics, and microscopic dissolution is the most important diagenetic process enhancing reservoir quality. The trends in petrophysical parameters of this formation are well correlated with lithofacies characteristics and can be tracked and modeled within the sequence stratigraphic framework.

Nomenclatures

MRGC: Multiresolution Graph-based Clustering

HFU: Hydraulic Flow Unit

FZI: Flow Zone Indicator
 Φ_z : Normalized Porosity
 RQI: Reservoir Quality Index
 SMLP: Stratigraphic Modified Lorenz Plot
 KH: Flow Capacity
 PhiH: Storage Capacity
 GR: Gamma-Ray
 DT: Sonic Log
 RHOB: Density Log
 CGR: Computed Gamma-Ray
 SWE: Effective Porosity

References

1. Dunham, R. J. (1969). Early vadose silt in Townsend mound (reef), New Mexico. Special Publications of SEPM.
2. Embry, A.F, & Klován, J.E. (1971) A Late Devonian Reef Tract on Northeastern Banks Island. Canadian Petroleum Geology, 19, 730-781.
3. Flügel, E., & Munnecke, A. (2010). Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. Springer 976, 2004.
4. Embry, A.F. (2002). Transgressive-Regressive (T-R) Sequence Stratigraphy. 22nd Annual Gulf Coast Section, SEPM Foundation Bon F. Perkins Research Conference, p. 151-172.
5. Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-26436-MS.
6. Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997). Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE-38679-MS.
7. Piryaei, A., Reijmer, J. J. G., Borgomano, J., & Van Buchem, F. S. P. (2010). A transition from a passive to a tectonically active margin and foreland basin development in the Late Cretaceous of the Fars Area and Offshore (Zagros). Second EAGE Workshop on Arabian Plate Geology, cp-153-00026.
8. Mehrabi, H., Rahimpour-Bonab, H., Hajikazemi, E., & Jamalian, A. (2015). Controls on depositional facies in Upper Cretaceous carbonate reservoirs in the Zagros area and the Persian Gulf, Iran. Facies 61, 1-24.

سرشت‌نمایی مخزنی سازند ایلام با تلفیق نتایج مطالعات مغزه و لاگ‌های پتروفیزیکی در یکی از میادین نفتی دشت آبادان، جنوب غرب ایران

ساغرسادات قریشی، حمزه مهرابی* و وحید توکلی

گروه سافت راک، دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۲/۲۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۶/۰۷

چکیده

سازند ایلام یکی از مخازن مهم هیدروکربوری در ناحیه دشت آبادان به شمار می‌رود. مطالعه حاضر به دنبال بررسی خصوصیات زمین‌شناختی و مخزنی این سازند در سه چاه از یکی از میادین ناحیه مذکور می‌باشد. مطالعات رخساره‌ای منجر به تفکیک تعداد ۷ ریزرخساره رسوبی در این سازند شد که این ریزرخساره‌ها در طیفی از زیرمحیط‌های درونی، میانی و بیرونی یک سکو کریناته از نوع رمپ نهشته شده‌اند. فرآیندهای مهم دیاژنزی اثرگذار بر خصوصیات مخزنی این سازند شامل انحلال میکروسکوپی، دولومیتی شدن، فشردگی و سیمانی شدن می‌باشند. تعیین واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی بر مبنای نشانگر واحد جریان منجر به تفکیک تعداد ۵ واحد جریان‌ی در سازند ایلام شد. با استفاده از روش اصلاح شده لورنز بر مبنای چینه‌نگاری، کل توالی مورد مطالعه به ۴ واحد مخزنی، تله‌ای و سدی تفکیک گردید. رخساره‌های الکتریکی سازند ایلام با استفاده از لاگ‌های پتروفیزیکی گاما، نوترون، صوتی، چگالی، اشباع آب مؤثر و تخلخل مؤثر در چاه‌های مورد مطالعه تفکیک گردیده و با رخساره‌ها، واحدهای جریان‌ی و جایگاه‌های سکansı مطابقت داده شدند. نتایج مجموعه مطالعات فوق نشان داد که تجمع رخساره‌های دریای باز (مادستون، وکستون تا پکستون‌های حاوی الیگوستژینا و فرامینیفرای پلانکتون) با مقادیر بالای (تا ۲۰٪) تخلخل‌های میکروسکوپی سبب وجود آمدن یک واحد با کیفیت مخزنی مناسب در نیمه پایینی سازند ایلام شده است. در این واحد، ریزتخلخل‌های موجود در بین ذرات میکرایت به همراه حفرات ریز قالبی و درون اسکلتی منجر به ایجاد ظرفیت ذخیره قابل توجه در مخزن شده‌اند. البته تراوایی این رخساره‌ها اغلب پایین بوده و از ظرفیت جریان پایین برخوردارند. این واحد مخزنی منطبق بر سیستم ترک‌ت پیش‌رونده از سکانس رسوبی رده سوم سازند ایلام می‌باشد. بخش میانی سازند ایلام از کیفیت مخزنی چندانی برخوردار نبوده و در بخش بالایی مجدداً مقادیر تخلخل و تراوایی بهبود می‌یابد. دلیل بالا رفتن کیفیت مخزنی در این بخش، غلبه رخساره‌های پرانرژی و دانه غالب متعلق به کمر بند رخساره‌ای شول و نیز وقوع انحلال در این رخساره‌ها می‌باشد. این واحد منطبق با بخش انتهایی سیستم ترک‌ت پیش‌رونده از سکانس رده سوم سازند ایلام می‌باشد.

کلمات کلیدی: سازند ایلام، کیفیت مخزنی، واحد جریان‌ی، رخساره الکتریکی، چینه‌نگاری سکansı، دشت آبادان

*مسئول مکاتبات

mehrabi.hamze@ut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5454.3431)

مقدمه

مطالعات کیفیت مخازن در زمینه زمین‌شناسی و مهندسی نفت، به ویژه در اکتشاف و تولید هیدروکربن‌ها از اهمیت قابل توجهی برخوردار است [۱]. کیفیت و ساختار مخازن کربناته به چندین عامل وابسته است که شامل توزیع فضایی رخساره‌های رسوبی، تغییرات ثانویه (رویدادهای دیاژنزی) و چرخه‌های رسوبی (چرخه‌های فرکانس بالا و سکانس‌های رسوبی) می‌شود [۱]. به طور کلی، در مخازن کربناته، رخساره رسوبی (میکروفاسیس) کنترل‌کننده تخلخل و تراوایی اولیه می‌باشد [۲]. در صورت عدم وجود تغییرات دیاژنزی گسترده، ویژگی‌های مخزن اغلب توسط ویژگی‌ها و توزیع رخساره‌های رسوبی (در کوچک مقیاس) و محیط‌های رسوبی (در بزرگ مقیاس) کنترل می‌شود [۳].

منطقه دشت آبادان یکی از نواحی زمین‌شناختی حوضه رسوبی زاگرس است که در آن اکتشافات عظیم هیدروکربوری صورت گرفته و میدین بزرگ و کوچک متعددی در آن کشف شده است [۴]. بخش عمده تولید از میدین دشت آبادان از افق‌های مخزنی کرتاسه، به ویژه سازندهای سروک و ایلام صورت می‌گیرد [۵]. مهم‌ترین مخزن نفتی تولیدکننده دشت آبادان، مخازن گروه بنگستان هستند که شامل مخازن موجود در سازندهای سروک و ایلام می‌باشند [۶ و ۷]. سازند ایلام و واحدهای معادل آن در جنوب و جنوب غرب ایران (شامل فروافتادگی دزفول و دشت آبادان) و سراسر خاورمیانه، بازه‌های مخزنی مهمی را شامل می‌شوند [۸-۱۱]. در فروافتادگی دزفول، این سازند به عنوان مخزنی برای بسیاری از میدین نفتی عمده و فوق‌العاده بزرگ مانند اهواز، گچساران، مارون، رگ سفید و آبتیمور عمل می‌کند [۱۲].

تاکنون مطالعات مختلفی بر روی سازند ایلام در نواحی مختلف حوضه زاگرس به انجام رسیده است

که این سازند را از جنبه‌های مختلف رسوب‌شناسی، دیرینه‌شناسی، پتروفیزیکی، ژئوشیمیایی و مخزنی مورد مطالعه قرار داده‌اند [۴، ۶، ۱۲ و ۱۳]. همچنین، کیفیت مخزنی این سازند از دیدگاه‌های متنوع و در نواحی مختلف زاگرس مورد ارزیابی قرار گرفته و عوامل مؤثر بر آن مورد بحث قرار گرفته‌اند. به‌طور نمونه، حسنی گیو و ابرقانی [۱۴] به بررسی نقش رخساره‌ها و نوع تخلخل در کنترل کیفیت مخزنی سازند ایلام در یکی از میدین نفتی ناحیه دزفول شمالی پرداخته‌اند. خانجانی و همکاران [۱۵] لایه‌های مخزنی سازند ایلام را بر مبنای مطالعات رخساره‌ای و داده‌های لرزه‌ای در خلیج فارس تفکیک نموده‌اند. عباسپور و همکاران [۱۶]، محیط رسوبی، تاریخچه دیاژنزی و کیفیت مخزنی سازند ایلام را در ناحیه لرستان مورد مطالعه قرار داده‌اند. سپیانی و همکاران [۱۷] تأثیر فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی سازند ایلام را در میدان نفتی ماله کوه واقع در شمال غرب اندیمشک مورد بررسی قرار داده‌اند. تحلیل ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند ایلام در شمال‌باختری دشت آبادان توسط خدایی و همکاران [۱۸] انجام شده است. اسدی مهماندوستی و همکاران [۱۹] ارزیابی پتروفیزیکی سازند ایلام را بر مبنای داده‌های لاگ تشدید مغناطیس هسته‌ای (NMR) و داده‌های مغزه انجام داده‌اند.

با وجود این مطالعات، بررسی یکپارچه ناهمگنی‌های مخزنی این سازند در ناحیه دشت آبادان تاکنون از دیدگاه زمین‌شناسی انجام نگرفته است. سازند کربناته ایلام همانند اغلب سازندهای کربناته دنیا، دارای درجات مختلفی از ناهمگنی است که بسیاری از این ناهمگنی‌ها دارای منشأ رسوبی هستند و بخشی دیگر از این ناهمگنی‌ها دارای منشأ دیاژنزی و یا ناشی از شکستگی‌ها هستند [۲۰ و ۲۱]. بنابراین مدل‌سازی صحیح و بهره‌برداری هدفمند از مخزن ایلام، نیازمند این امر است که در درجه

اول ناهمگنی‌هایی که در درون سازند ایلام وجود دارند را بتوانیم در مقیاس‌های مختلف شناسایی کنیم و در مدل‌سازی‌های خود این ناهمگنی‌ها را در نظر بگیریم تا بتوانیم یک مدل اکتشافی و توسعه‌ای درست را از سازند ایلام ارائه دهیم. هرکدام از این ناهمگنی‌ها می‌توانند در درجات و مقیاس‌های مختلفی، پارامترهای پتروفیزیکی سنگ را از جمله تخلخل، تراوایی، آب اشباع شدگی، تراوایی نسبی و پارامترهای دیگر را تحت تأثیر قرار دهند.

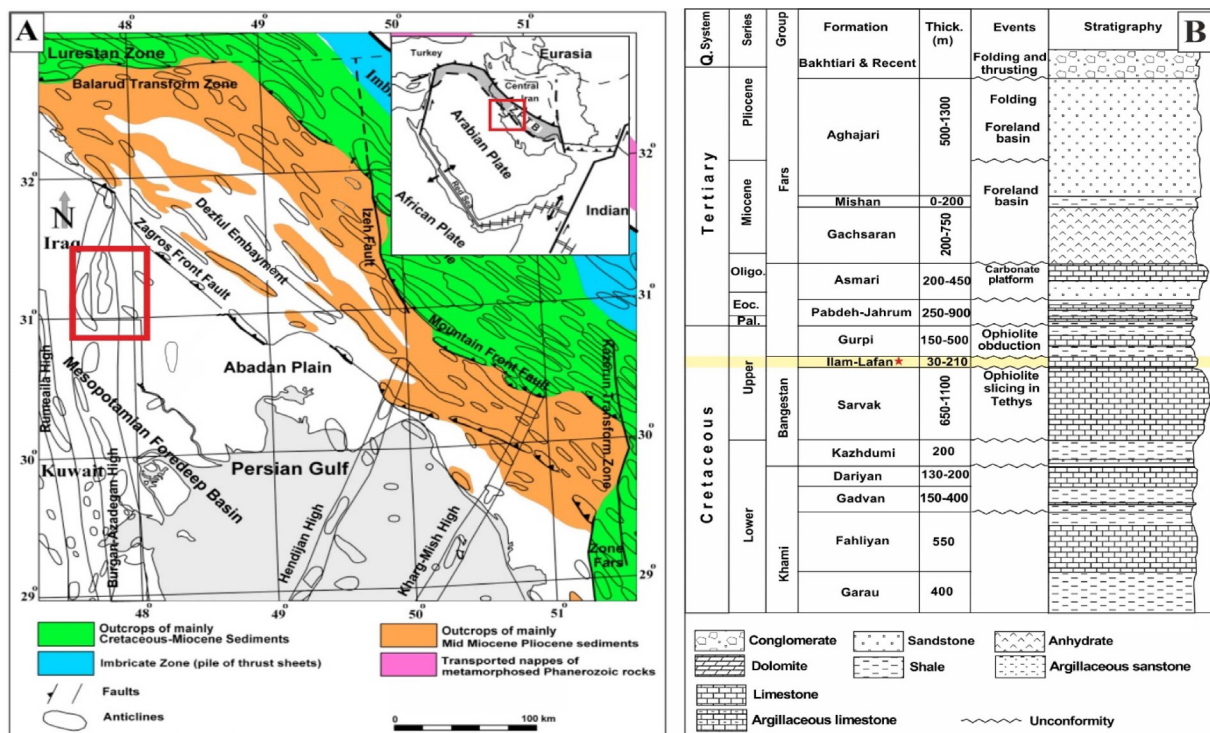
مطالعه حاضر به دنبال آن است که با تلفیق نتایج مطالعات پتروگرافی، پتروفیزیکی و مخزنی، سازند ایلام را در یکی از بزرگ‌ترین میادین نفتی واقع در دشت آبادان مورد مطالعه قرار بدهد. مهمترین اهداف مطالعه حاضر عبارتند از: بررسی خصوصیات رخساره‌ای و بازسازی مدل رسوبی، تحلیل تاریخچه تحولات دیاژنزی، چینه‌نگاری، سکansı، تعیین انواع منافذ و گونه‌های سنگی مخزنی، تقسیم‌بندی مخزن و تحلیل ناهمگنی‌های مخزنی در چهارچوب سکانس‌های رسوبی سازند ایلام در میدان مورد مطالعه.

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی

با توجه به واقع شدن دشت آبادان میان سپر عربی در جنوب غرب و کمر بند چین‌خورده - رانده زاگرس در شمال شرق، ویژگی‌های زمین‌شناسی و ساختاری این منطقه تحت تأثیر این دو ناحیه قرار دارند. با این حال، ویژگی‌های سپر عربی در منطقه دشت آبادان برجسته‌تر هستند [۴]. در طول پرمین پسین تا سنومانین میانی، بخش شمال شرقی صفحه عربی در یک لبه قاره‌ای غیرفعال قرار داشت [۲۴-۲۲]. در سنومانین میانی، اقیانوس نئوتتیس شروع به فرو رانش به زیر صفحه ایران مرکزی کرد و موجب شد که یک لبه فعال در حاشیه شمال شرقی صفحه عربی شکل بگیرد [۲۵-۲۷]. شواهد این تغییر را می‌توان در مجموعه‌های افیولیتی واقع در لبه حاشیه قاره پیشرو حوضه‌های زاگرس و عمان مشاهده کرد [۲۶].

همراه با فروافتادگی دزفول، دشت آبادان بخش عمده‌ای از ذخایر نفتی ایران را در خود جای داده است [۴]. در دشت آبادان، ساختارهای میزبان هیدروکربن (تاق‌دیس‌ها) دارای شیبی آرام و طول موج بلند هستند که روند آنها طیفی از روندهای شمال به جنوب، شمال شرق به جنوب غرب و شمال غرب به جنوب شرق را نشان می‌دهد. این روندها با روند اصلی شمال غرب به جنوب شرق که روند غالب ساختارها در سایر نواحی زاگرس است، مغایرت دارند [۴]. براساس مطالعات تکتونیکی و ژئوفیزیکی، تاق‌دیس‌های با روند شمال - جنوب و شمال شرق - جنوب غرب به تنشی غیر فشاری مربوط می‌شوند و منشأ و روند آنها با حرکت بلوک‌های پایه و دیاپیریسم نمک هرمز پرکامبرین در ارتباط است [۲۶، ۲۸ و ۲۹].

میدان مورد مطالعه در غربی ترین قسمت دشت آبادان، به عنوان بخش غربی ناحیه زاگرس ایران قرار دارد (شکل ۱ الف). دشت آبادان به عنوان بخشی از حوضه پیش بوم مزوپوتامین در نظر گرفته می‌شود [۴]. میدان مورد مطالعه یک تاق‌دیس با محور طولانی و روند شمالی - جنوبی است که به روند عربی معروف است [۳۰ و ۳۱]. این ساختار با وجود دو بستگی در طول آن مشخص می‌باشد که ارتفاع جنوبی بالاتر از ارتفاع شمالی آن است [۳۲]. بازه هدف این مطالعه، شامل توالی‌های رسوبی کرتاسه بالایی (سانتوین) است که تحت عنوان سازند ایلام نامگذاری می‌شوند (شکل ۱). در مطالعات جغرافیای قدیمه، در کرتاسه بالایی، یک رژیم رسوبی مشتمل بر سکوه‌های کربناته و حوضه‌های درون شلفی در اغلب نقاط زاگرس غلبه داشته است که محیط‌های رسوبی به میزان زیادی تحت کنترل نوسانات جهانی سطح آب دریاها و فعالیت‌های تکتونیکی بوده‌اند [۳۳]. در این دوره، صفحه عربی در عرض‌های پایین جغرافیایی (۵° تا ۱۰° شمالی) قرار داشته است [۲۲ و ۳۴].



شکل ۱ الف: نقشه زمین‌شناسی زاگرس. توزیع تاق‌دیس‌های اصلی نشان داده شده است. میدان مورد مطالعه با مستطیل قرمز مشخص شده است. ب: ستون چینه‌شناسی منطقه دشت آبادان که موقعیت سازند ایلام بر روی آن با رنگ زرد مشخص گردیده است [۴].

داده‌ها و روش‌های مطالعه

مطالعه حاضر بر روی سازند ایلام در سه چاه (X03، X13 و X23) از یکی از میداین نفتی واقع در دشت آبادان انجام شده است. داده‌های مورد استفاده شامل داده‌های مغزه، مقاطع نازک میکروسکوپی، تصاویر میکروسکوپ الکترونی، داده‌های تخلخل و تراوایی و لاگ‌های پتروفیزیکی می‌باشند. به طور کلی، ۵۸ متر مغزه از چاه X03، ۱۷۶ مقطع نازک میکروسکوپی، ۴۰ تصویر میکروسکوپ الکترونی، ۱۷۴ داده تخلخل - تراوایی به همراه لاگ‌های نوترون (NPHI)، صوتی (DT)، چگالی (RHOB)، گاما (GR)، مقاومت (LLS, LLD) و اشباع آب (SW) برای این مطالعه در دسترس بوده اند. برای نام‌گذاری بافتی رخساره‌ها از طبقه‌بندی دانه‌ها [۳۹] و امری - کلووان [۴۰] استفاده شده است. تجزیه و تحلیل رخساره‌ها و محیط رسوبی بر اساس مدل استاندارد فلوگل [۴۱] صورت پذیرفته شده است. برای تفکیک سکانس‌های رسوبی از مدل سکانشی

فعالیت‌های تکتونیکی شامل دی‌پایریسم محلی نمک یا حرکت بلوک‌های پی سنگی موجب بالازدگی‌های محلی و دوره‌ای و رخنمون یافتگی سکوه‌های کرناته کرتاسه بالایی در نقاط مختلف حوضه زاگرس شده است [۳۷-۳۵]. برش نمونه سازند ایلام در منطقه کبیرکوه، استان لرستان واقع شده است [۳۸]. در این محل، این سازند توسط سازند سورگه در بالا پوشیده شده است و سازند گورپی در پایین آن گسترش می‌یابد. اما در بیشتر قسمت‌های جنوب غرب ایران (شامل فروافتادگی دزفول)، سازند ایلام به طور کلی توسط سنگ‌های آهکی آب‌های کم‌عمق نشان داده می‌شود که به طور ناپیوسته بر روی سنگ‌های کرناته سازند سروک قرار دارند و با لایه‌های شیل و مارن سازند گورپی به صورت پیوسته پوشیده شده است [۸]. در دشت آبادان، یک واحد نازک از شیل (معروف به شیل لافان) میان سازندهای سروک و ایلام قرار دارد (شکل ۱ ب).

مجموع (KH) در برابر ظرفیت ذخیره مجموع (PhiH)، با حفظ ترتیب چینه شناسی آنها بدست می آید [۴۶]. نقاط عطف در نمودار SMLP، بیانگر تغییرات در خواص جریان محیط متخلخل است. دو پارامتر ظرفیت ذخیره تجمعی و ظرفیت جریان تجمعی به صورت زیر محاسبه می شوند:

$$Kh_{cum} = K_1(h_1-h_0)/Kh_{total} + K_2(h_2-h_1)/Kh_{total} + \dots + K_n(h_n-h_{n-1})/Kh_{total} \quad (۴)$$

$$\Phi h_{cum} = \Phi_1(h_1-h_0)/\Phi h_{total} + \Phi_2(h_2-h_1)/\Phi h_{total} + \dots + \Phi_n(h_n-h_{n-1})/\Phi h_{total} \quad (۵)$$

خوشه بندی گرافیکی چند تفکیکی (MRGC)

خوشه سازی MRGC، یک روش شناخت الگوی نقطه ای با تفکیک پذیری چندگانه است که متکی بر اصل غیر پارامتری k نزدیک ترین همسایگی و نمایش گرافیکی داده ها است [۴۷]. روش مذکور از پارامترهایی به نام نمایندگی هسته (KRI) و شاخص همسایگی (NI) استفاده می کند که سبب می شود، از روش های مرسوم تمایز پیدا کند. شاخص های مذکور طبق روابط زیر تعیین می شوند:

$$NI(x) = \sum_{N=1}^{n-1} \exp(-mn, a) \quad (۶)$$

$$KRI = NI(x).M(x,y).D(x,y) \quad (۷)$$

نتایج

رسوب شناسی

رخساره های رسوبی سازند ایلام با استفاده از ویژگی هایی از جمله بافت ها، آلومک های غالب، ساختارهای رسوبی و لیتولوژی تمایز یافته اند. برای تفسیر محیط های رسوبی، رخساره های این مطالعه با ریز رخساره های استاندارد مقایسه شده اند. به طور مطلوب، هفت ریز رخساره در سازند ایلام تفکیک شده است که اطلاعات آنها بطور خلاصه در جدول ۱ آورده شده است. همچنین تصاویر مغزه و مقاطع نازک از این ریزرخساره ها در شکل ۲ نمایش داده شده است.

پیش رونده - پس رونده ^۱(T-R) امری [۴۲] استفاده شده است. برای تفکیک گونه های سنگی و واحد بندی مخزن، از روش تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی (HFU) بر مبنای نشانگر واحد جریان (FZI) و روش نمودار چینه ای تغییر یافته لورنز (SMLP) استفاده کرده ایم [۴۳ و ۴۴]. برای تعیین رخساره های الکتریکی بر مبنای لاگ های چاه پیمایی از روش خوشه بندی گرافیکی چند تفکیکی (MRGC) در نرم افزار ژئولاگ استفاده شده است. واحدهای جریان هیدرولیکی (HFU) بر مبنای نشانگر واحد جریان (FZI)

در این روش، هر واحد جریان هیدرولیکی بر اساس نشانگر واحد جریان تعریف می شود [۴۵]. نشانگر واحد جریان بر اساس شاخص کیفیت مخزنی (RQI) و نسبت تخلخل به سنگ زمینه (ϕz) تعریف می شود [۴۳]. نشانگر واحد جریان از رابطه زیر به دست می آید:

$$FZI = \frac{RQI}{\phi z} \quad (۱)$$

شاخص کیفیت مخزنی یا RQI از جذر نسبت تراوایی به تخلخل به دست می آید و تقریبی از میانگین شعاع هیدرولیکی در سنگ مخزن است و کلیدی برای واحدهای هیدرولیکی بوده و تخلخل، تراوایی و فشار موئینگی را به هم مرتبط می سازد.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi e}} \quad (۲)$$

نسبت تخلخل به سنگ زمینه (ϕz) که تخلخل نرمال شده نیز نامیده می شود، از رابطه زیر به دست می آید:

$$\phi z = \frac{\phi e}{1 - \phi e} \quad (۳)$$

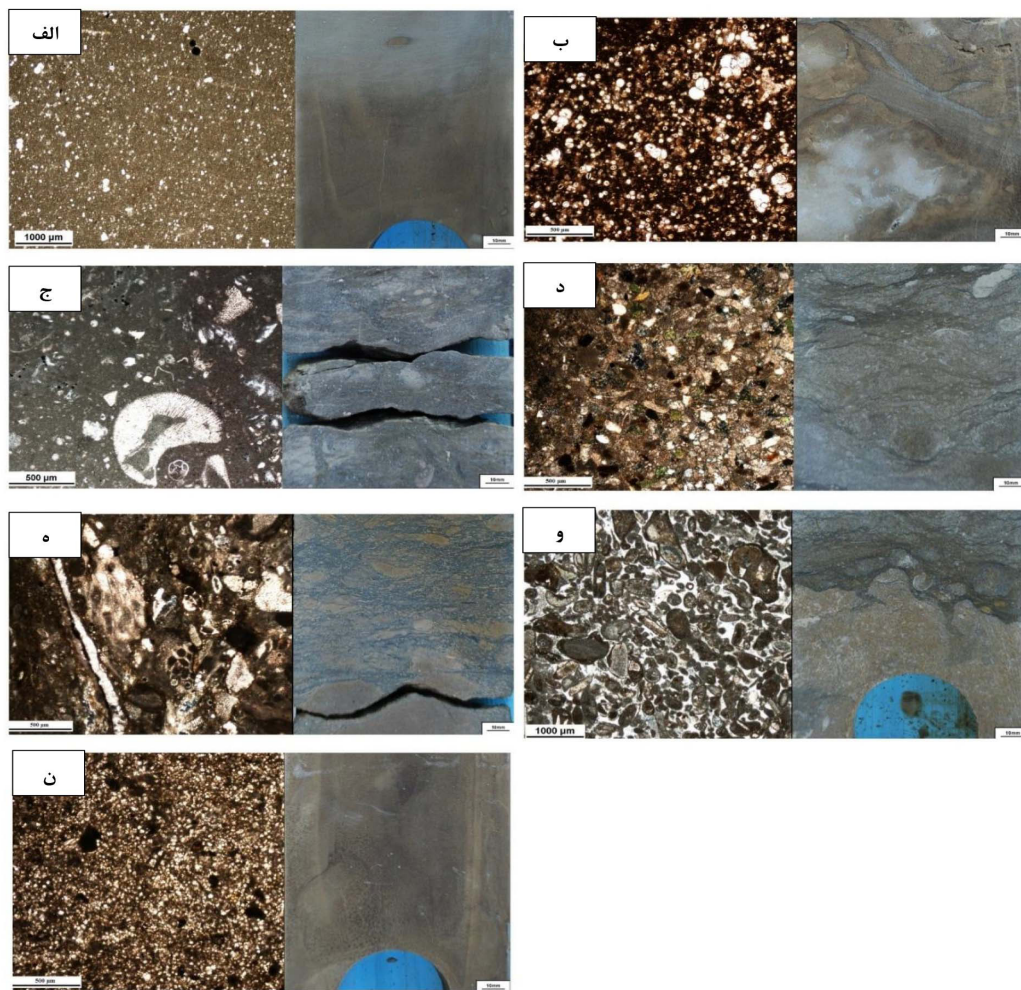
در رابطه فوق ϕe ، تخلخل مؤثر و K، تراوایی (بر حسب میلی داریسی) می باشد.

نمودار چینه ای تغییر یافته لورنز (SMLP)

این روش، یکی از بهترین روش ها برای دستیابی به حداقل تعداد واحدهای جریان در مخزن است [۴۴]. نمودار لورنز بر اساس رسم ظرفیت جریان

جدول ۱ خلاصه اطلاعات ریزرخساره‌های رسوبی سازند ایلام در چاه مورد مطالعه واقع در منطقه دشت آبادان.

محیط رسوبی	رخساره همراه	میانگین تراوایی (mD)	میانگین تخلخل (%)	آلوکم‌ها (اسکلتی و غیر اسکلتی)	سنگ شناسی	ریز رخساره‌ها	کد رخساره
رمپ بیرونی - بخش انتهایی	IMF-2	۳/۳	۱۷/۵	فرامنیفر پلانکتونیک، الیگوسترینوئید، واریزه خارپوست، پلوئیدهای ریز دانه	سنگ آهک آرژیلی / دولومیتی	فرامنیفر پلانکتونیک الیگوسترینوئید مادستون تا وکستون	IMF-1
رمپ بیرونی - بخش ابتدایی	IMF-1	۰/۷	۲۰	فرامنیفرهای پلانکتونیک و کوچک کفزی، خرده‌های خارپوست، دو کفه‌ای و بریوزوئر، الیگوسترینوئید، پلوئیدهای ریز دانه	سنگ آهک، سنگ آهک آرژیلی	میکروبايوکست الیگوسترینوئید وکستون تا پکستون	IMF-2
رمپ میانی - بخش انتهایی	IMF-2 IMF-4	۰/۹	۴/۳	فرامنیفر (بنتیک و پلانکتونیک)، خارپوست، دوکفه‌ای، جلبک قرمز و بریوزوئر، اینتراکست، پلوئید	سنگ آهک	فرامنیفر (بنتیک و پلانکتونیک) بایوکست وکستون	IMF-3
رمپ میانی - بخش ابتدایی	IMF-3 IMF-5 IMF-6	۲۷/۹	۸	اینتراکست، واریزه‌های رودیست، خارپوست و دو کفه‌ای، اوئید	سنگ آهک، سنگ آهک دولومیتی	اینتراکست اوئید وکستون تا پکستون	IMF-4
رمپ میانی - بخش ابتدایی	IMF-4 IMF-6	۰/۶	۱۰	فرامنیفر بنتیک، پلوئید، رودیست، واریزه‌های خارپوست و دو کفه‌ای (خوب جور شده و گرد شده)	سنگ آهک	فرامنیفر بنتیک بایوکست پلوئید وکستون تا پکستون	IMF-5
رمپ درونی - شول	IMF-4 IMF-5	۱/۵	۷/۵	اوئید، آنکوئید، خرده‌های صدف (واریزه‌های درشت رودیست و دو کفه‌ای)	سنگ آهک، سنگ آهک دولومیتی	دانه‌های پوشش دار (اوئید و آنکوئید) بایوکست پکستون تا گرینستون	IMF-6
رمپ درونی - لاگون	IMF-4 IMF-5 IMF-6	۰/۰۴	۳/۷	واریزه‌های رودیست و خرده‌های جلبک قرمز تا سبز، مرجان، خارپوست	دولومیت، سنگ آهک آرژیلی، گل‌سنگ / مارن	بایوکست پلوئید مادستون تا پکستون	IMF-7



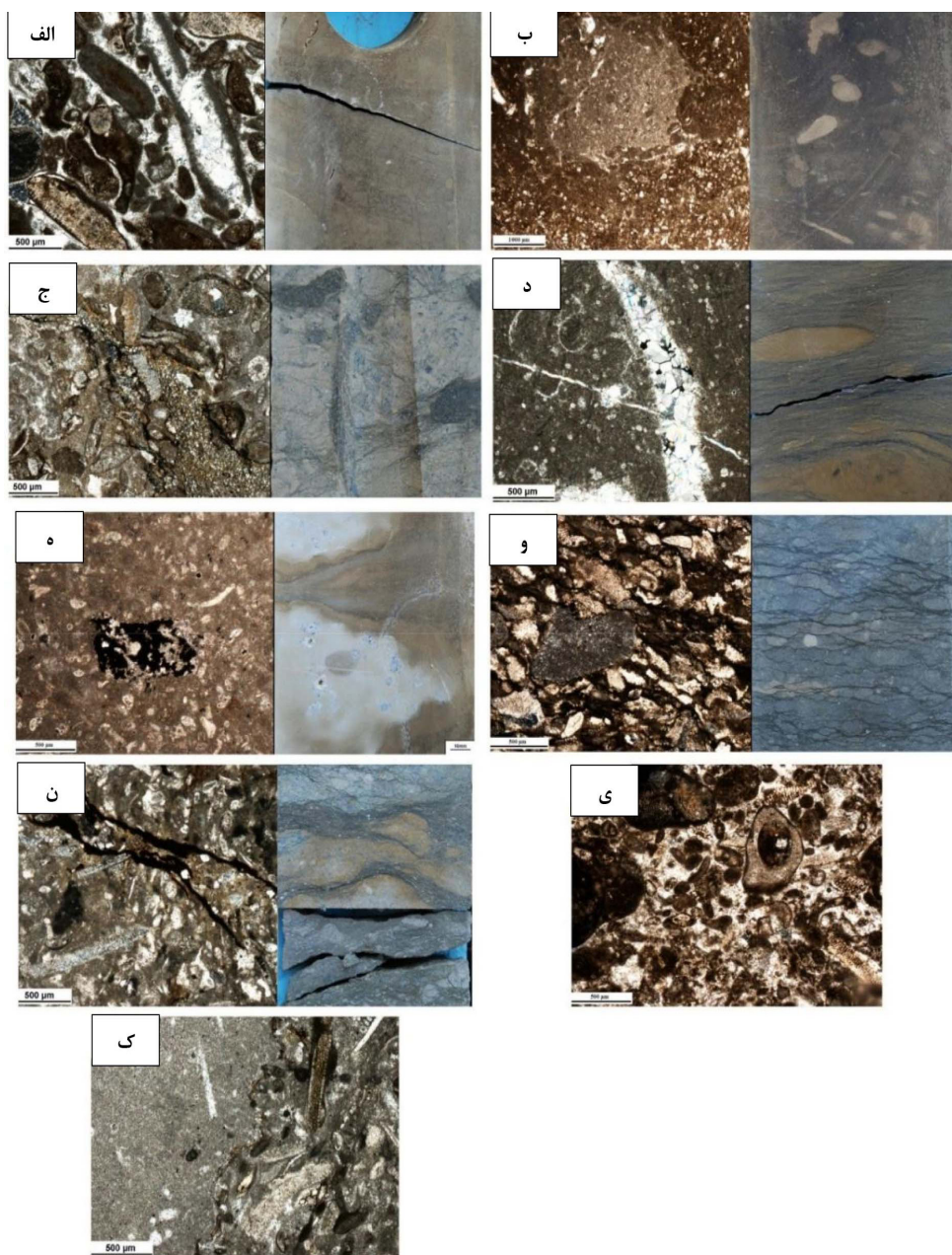
شکل ۲ تصاویر میکروسکوپی از مقاطع نازک و مغزه‌های برش داده شده از ریزرخساره‌های شناسایی شده در سازند ایلام در میدان مورد مطالعه نشان داده شده‌اند. (الف) IMF-1، (ب) IMF-2، (ج) IMF-3، (د) IMF-4، (ه) IMF-5، (و) IMF-6، (ن) IMF-7.

ضخامت کلی ۸۶ متر در چاه مورد مطالعه است که کل آن در این چاه مغزه گیری نشده است. بر این اساس، به دلیل عدم وجود مغزه کامل، تقسیم بندی چینه شناسی سکانشی جامع و تفسیر سازند ایلام در چاه مورد مطالعه امکان پذیر نبود.

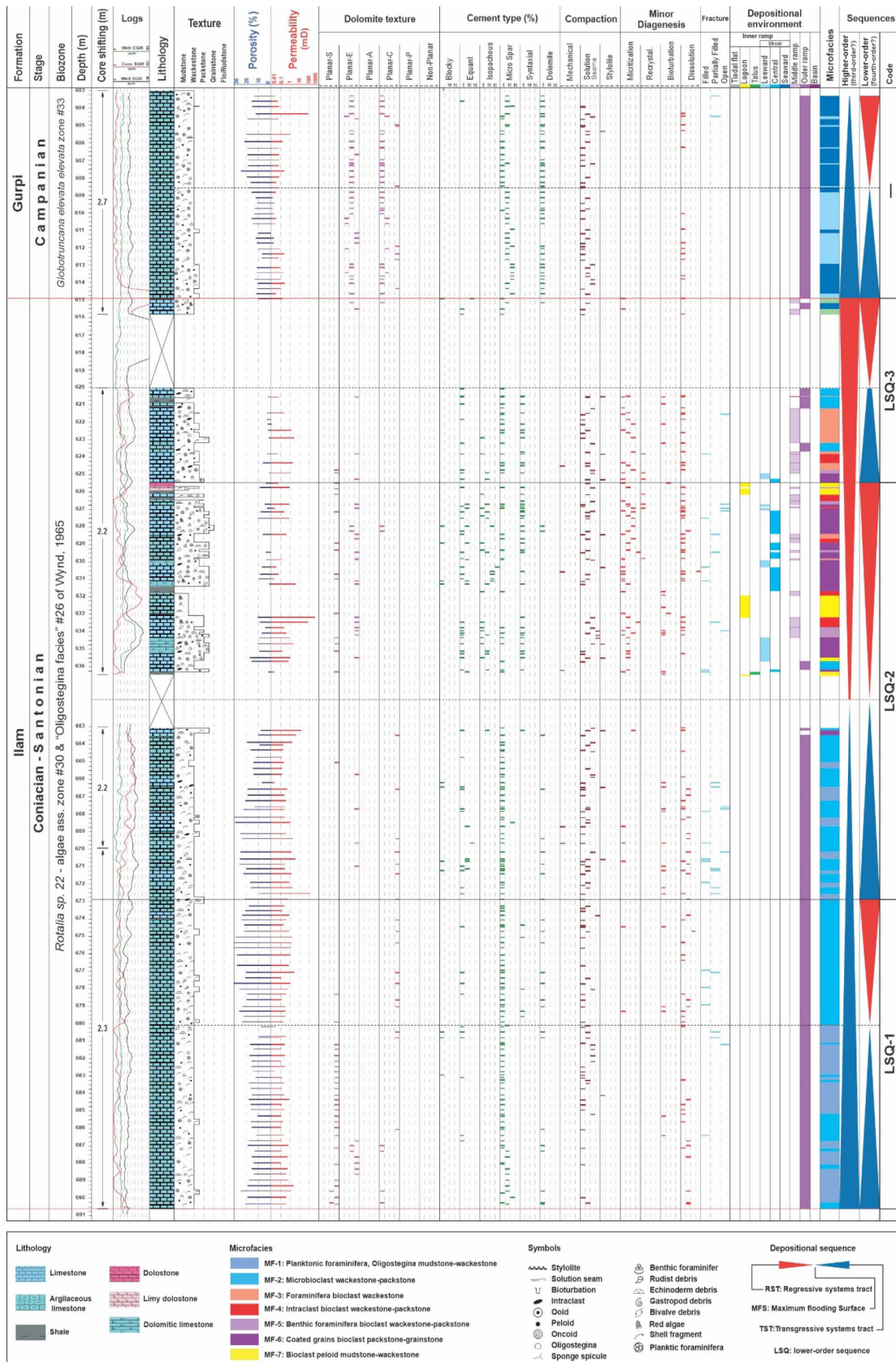
بر اساس نقشه‌ها و تفاسیر دیرینه جغرافیایی، یک پیشروی گسترده در سطح دریا در اوایل سانتونین در سراسر حاشیه شمال شرقی صفحه عربی رخ داده است [۲۲]. این مرحله پیش روی با توسعه رخساره‌های کریناته پلاژیک در اوایل سانتونین، در بخش پایینی سازند ایلام (و معادل‌های چینه‌شناسی آن) در ناحیه زاگرس و کشورهای مجاور مشخص می‌شود. اینها را می‌توان به عنوان TST (سیستم ترک‌ت پیش رونده) از سکانش

مطالعه پتروگرافی نمونه‌های مقطع ناز تهیه شده از مغزه‌های سازند ایلام منجر به شناسایی برخی تغییرات مهم دیاژنزی در این سازند شده است. این فرآیندها عبارتند از: میکرایتی شدن، زیست آشفستگی، تبلور مجدد، سیمانی شدن (شامل سیمان هم ضخامت، سیمان اسپاری هم بعد، سیمان بلوکی و سیمان کلسیتی رشد اضافه هم محور)، فشردگی (شامل فشردگی مکانیکی و شیمیایی)، دولومیتی شدن، انحلال و شکستگی. مهم ترین فرآیندهای دیاژنتیکی سازند ایلام در چاه مورد مطالعه، در شکل ۳ نمایش داده شده‌اند.

مطالعات چینه نگاری سکانشی نشان داده است که کل توالی سازند ایلام از یک سکانش رسوبی رده سوم تشکیل شده است (شکل ۴). این سازند دارای



شکل ۳ تصاویر میکروسکوپی و مغزه از مهم ترین فرآیندهای دیاژنتیکی سازند ایلام در میدان مورد مطالعه نشان داده شده اند. (الف) سیمان هم ضخامت، رشد اضافه هم محور و کلسیتی یکنواخت به همراه عکس مغزه از شکستگی. (ب) زیست آشفته‌گی و دولومیتی شدن در امتداد رگچه‌های انحلالی به همراه عکس مغزه از زیست آشفته‌گی، شکستگی‌های نیمه پر شده، و خرده‌های اسکلتی. (ج) دولومیتی شدن و فشردگی شیمیایی به همراه عکس مغزه از فشردگی شیمیایی و دولومیتی شدن (در امتداد استیلولیت‌ها). (د) شکستگی که به طور کامل با سیمان پر شده است به همراه عکس مغزه از شکستگی باز و زیست آشفته‌گی. (ه) پیریتی شدن به همراه عکس مغزه از انحلال و شکستگی. (و) فشردگی مکانیکی شدید (آرایش دانه‌ها) به همراه عکس مغزه از میکرو استیلولیت‌ها و خرده‌های اسکلتی. (ز) رگچه‌های انحلالی به همراه عکس مغزه از فشردگی شیمیایی شدید، زیست آشفته‌گی و قطعات اسکلتی. (ی) میکرایتی شدن به همراه سیمان رشد اضافه هم محور کلسیتی یکنواخت (مناطق سفید رنگ) و سیمان هم ضخامت. (ک) تبلور مجدد میکرایت و فشردگی شیمیایی.



شکل ۴ ستون رسوب شناسی شامل توزیع ریزرخساره‌ها، فرآیندهای دیانزنی و سکنس‌های رسوبی سازند ایلام در چاه X03.

سانتونین در نظر گرفت. به سمت بالای سازند ایلام، رخساره‌های رمپ بیرونی قسمت‌های پایین‌تر عمدتاً با رخساره‌های پرانرژی مجموعه‌های شول و رخساره‌های لاگون جایگزین شده‌اند که نشان‌دهنده یک محیط رسوبی دریایی کم‌عمق هستند. آن‌ها را می‌توان به عنوان سیستم ترک‌ت پس رونده (RST) سکانس رسوبی سانتونین در نظر گرفت.

علی‌رغم مغزه‌گیری ناقص سازند ایلام، این دو سیستم ترک‌ت در چاه مورد مطالعه به وضوح در این سازند مشخص شده‌اند (شکل ۴). بر اساس تفاسیر و تحلیل فراوانی رخساره‌های رسوبی، تقریباً ۹۹٪ قسمت پایینی سازند ایلام از رخساره‌های عمیق دریایی (رمپ بیرونی) تشکیل شده است (یعنی IMF-1 و IMF-2). این بازه نشان‌دهنده TST سکانس سانتونین در این چاه است. MFS (حداکثر سطح غرقابی) این سکانس را نمی‌توان مشخص کرد، زیرا داده‌های مغزه از بخش میانی سازند ایلام وجود ندارد. از سوی دیگر، بیش از ۹۰٪ بازه مغزه‌گیری شده در بخش بالایی سازند ایلام از رخساره‌های رمپ داخلی تا میانی (IMF-3 تا IMF-7) تشکیل شده است که نشان‌دهنده RST سکانس سانتونین است. مرز سکانسی نیز با تغییر ناگهانی رخساره‌ها از رخساره‌های کربناته کم عمق سازند ایلام به رخساره‌های عمیق دریایی (پلاژیک) سازند گورپی مشخص می‌شود. به نظر می‌رسد این توالی از سه سکانس مرتبه بالاتر (رده چهارم) تشکیل شده باشد که بر روی ستون رسوب‌شناسی در شکل ۴ مشخص شده‌اند.

سیستم حفرات

بر مبنای تقسیم بندی انواع حفرات در سنگ های کربناته [۴۸] و با کمک نتایج مطالعات پتروگرافی، انواع حفرات سازند ایلام از دیدگاه زایشی و در مقیاس‌های مختلف تفکیک شده‌اند: تخلخل اولیه در سازند ایلام شامل تخلخل‌های بین دانه‌ای و درون

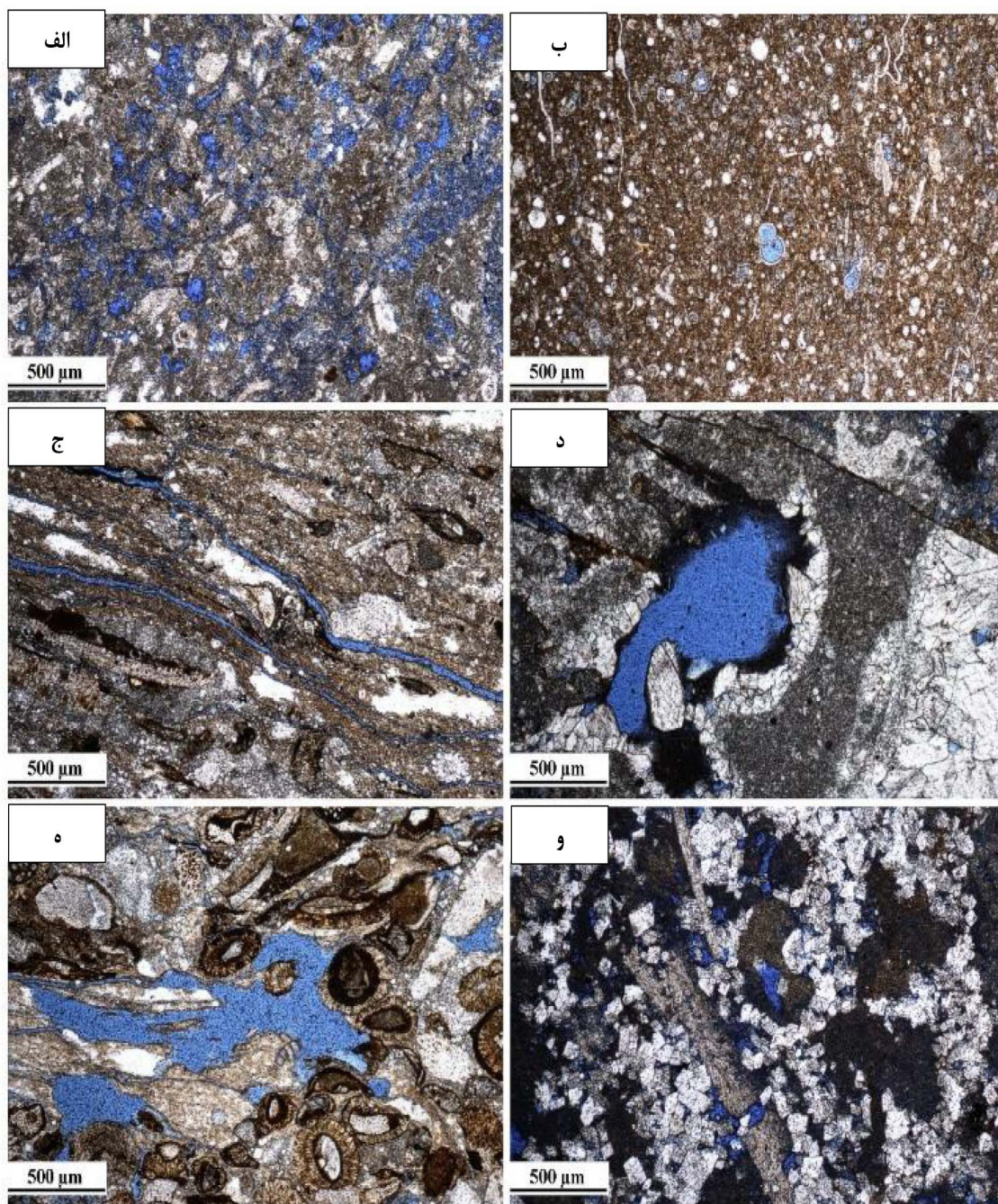
دانه‌ای می‌باشند که اولی در رخساره‌های دانه غالب کمرند شول و دیگری در رخساره‌های لاگونی تا دریای باز سازند ایلام در داخل حفرات فرامینفرها و الگوسترینیدها قابل مشاهده می‌باشند (شکل ۵). تخلخل‌های ثانویه در این سازند شامل تخلخل‌های ناشی از انحلال، شکستگی و فضا‌های بین بلوری در رخساره‌های دولومیتی شده می‌باشند. حفرات و قالب‌های انحلالی اغلب در بخش بالایی سازند ایلام و در رخساره‌های رمپ داخلی قابل مشاهده می‌باشند (شکل ۵).

تخلخل در سازند ایلام را می‌توان بر اساس مقیاس یا اندازه به تخلخل‌های کوچک مقیاس یا ریزتخلخل‌ها قابل مشاهده در تصاویر میکروسکوپ الکترونی (شکل ۶)، تخلخل‌های متوسط مقیاس^۱ قابل مشاهده در مقاطع نازک میکروسکوپی و تخلخل‌های بزرگ مقیاس قابل مشاهده در مغزه‌های حفاری دسته‌بندی کرد. نمودار فراوانی انواع حفرات سازند ایلام در چاه مورد مطالعه (چاه X03) در شکل ۷ نشان داده شده است. بر اساس این نمودار، بیش از نیمی (۵۳٪) از انواع حفرات شناسایی شده در این سازند در مقیاس متوسط (یعنی در مقاطع نازک میکروسکوپی) قابل مشاهده بوده‌اند که در این مقیاس، تخلخل‌های بین دانه‌ای، قالبی، حفره‌ای و بین بلوری به ترتیب از بیشترین فراوانی برخوردار بوده‌اند. همچنین، بیش از ۳۸٪ از حفرات سازند ایلام در مقیاس میکروسکوپی قرار گرفته‌اند که به ترتیب فراوانی شامل تخلخل‌های بین ذره‌ای، قالبی و بین بلوری می‌باشند. در مقیاس بزرگ (مغزه‌های حفاری) ۸/۸٪ از حفرات سازند ایلام به شکل تخلخل‌های حفره‌ای، قالبی و شکستگی مشاهده شده‌اند.

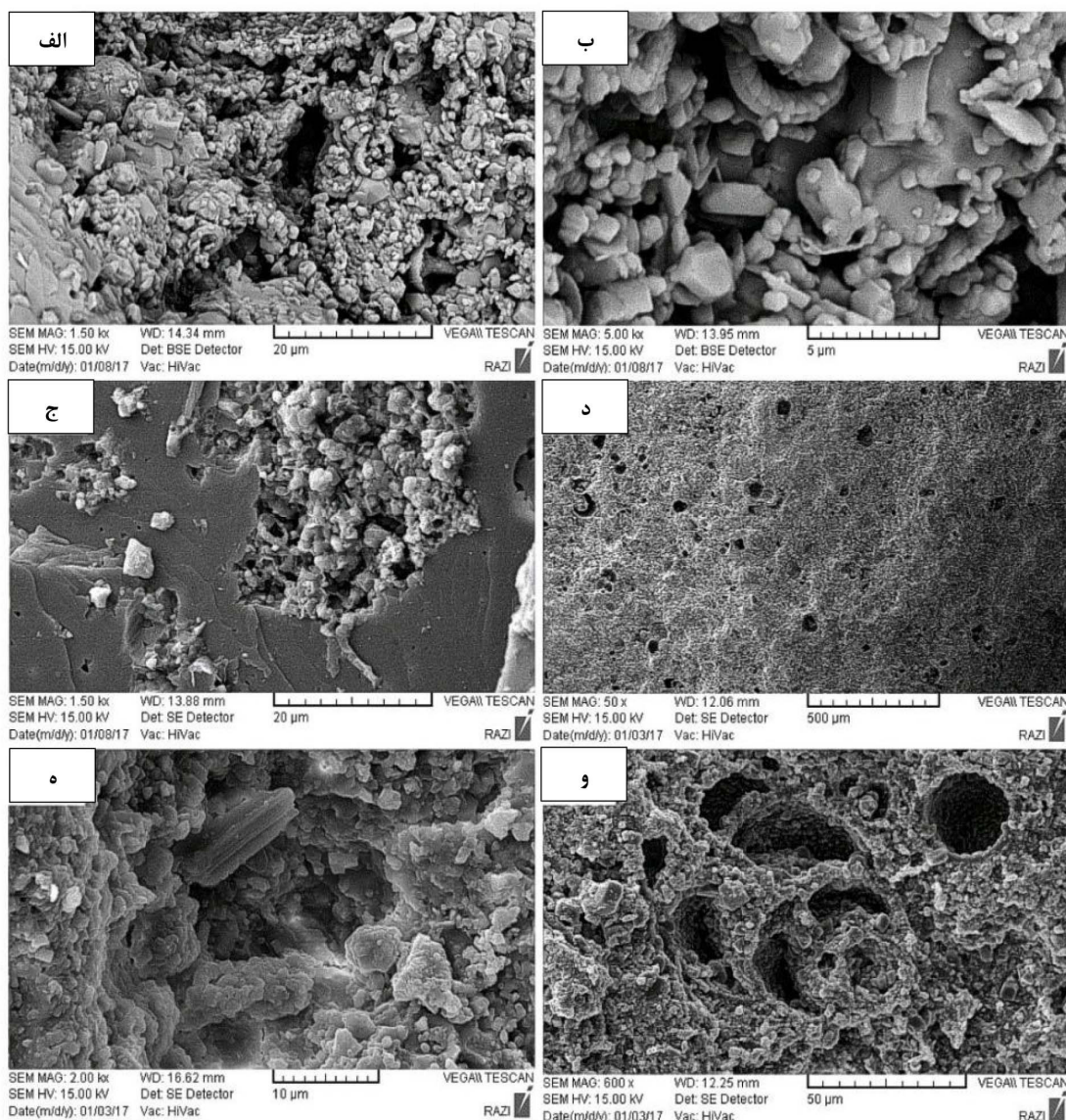
واحدهای جریانی هیدرولیکی

در این مطالعه بر اساس روش واحدهای جریانی هیدرولیکی، ابتدا محاسبات مربوطه انجام شده است.

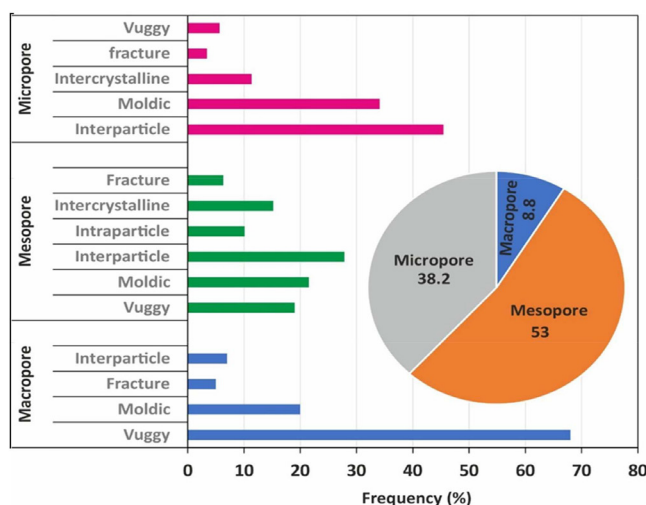
1. Meso-porosity



شکل ۵ تصاویر میکروسکوپی از مقاطع نازک حاوی انواع منافذ موجود در رخساره‌های سازند ایلام. (الف) تخلخل بین دانه‌ای، (ب) تخلخل درون دانه‌ای، (ج) تخلخل ناشی از شکستگی، (د) تخلخل قالبی ناشی از انحلال، (ه) تخلخل حفره‌ای ناشی از انحلال، (و) تخلخل بین بلوری.



شکل ۶ تصاویر میکروسکوپ الکترونی انواع ریز منافذ موجود در سازند ایلام. (الف) نمونه حاوی دانه‌های اسکلتی همانند الیگوسترینا و کوکولیتوفر است و شامل ریز تخلخل‌های بین دانه‌ای و درون دانه‌ای می‌باشد. (ب) نمونه حاوی سیمان میکرواسپار که به بلورهای درشت کلسیت تبلور مجدد یافته‌اند و شامل ریز تخلخل‌های بین دانه‌ای و درون دانه‌ای می‌باشد. (ج) نمونه حاوی انحلال بلورهای درشت کلسیت که توسط کلسیت میکروکریستالین پر شده است و شامل ریز تخلخل‌های بین بلوری می‌باشد. (د) نمونه حاوی ریز تخلخل‌های قالبی می‌باشد. (ه) نمونه حاوی کانی‌های رسی است و شامل ریز تخلخل‌های حفره‌ای و بین ذرات ماتریکس می‌باشد. (و) نمونه حاوی ریز تخلخل‌های درون ذره‌ای و درون اسکلتی به همراه ریز تخلخل‌های قالبی می‌باشد.



شکل ۷ نمودارهای فراوانی انواع حفرات در سازند ایلام در چاه X03 واقع در یکی از میداین نفتی دشت آبادان.

و روش‌ها اشاره شد، پس از محاسبات مربوط به ظرفیت ذخیره (PhiH) و ظرفیت جریان (KH)، نمودار متقاطع پارامترهای KH در برابر PhiH تحت عنوان نمودار لورنز ترسیم گردیده است. با توجه به تعداد نقاط شکست موجود در نمودار لورنز، چهار واحد در سازند مورد مطالعه شناسایی و تفکیک شده است (شکل ۹). بر اساس روش لورنز، دو واحد بافل و یک واحد مخزنی و یک واحد بافل/سدی در سازند مورد مطالعه، شناسایی شده است. خلاصه‌ی اطلاعات مربوط به واحد بندی مخزنی سازند ایلام بر اساس روش لورنز، در جدول ۳ آورده شده است.

واحد شماره یک (Baffle Zone)

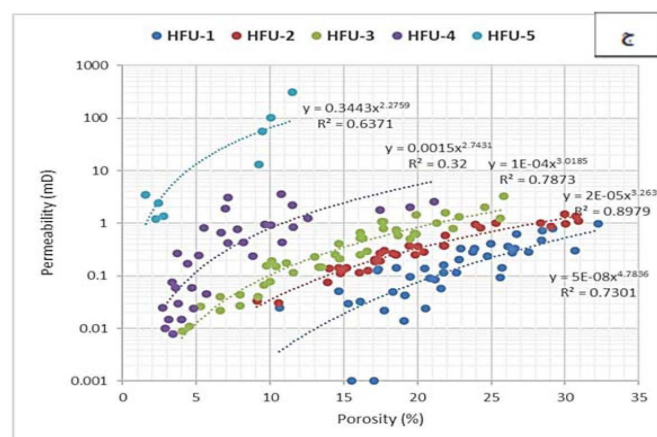
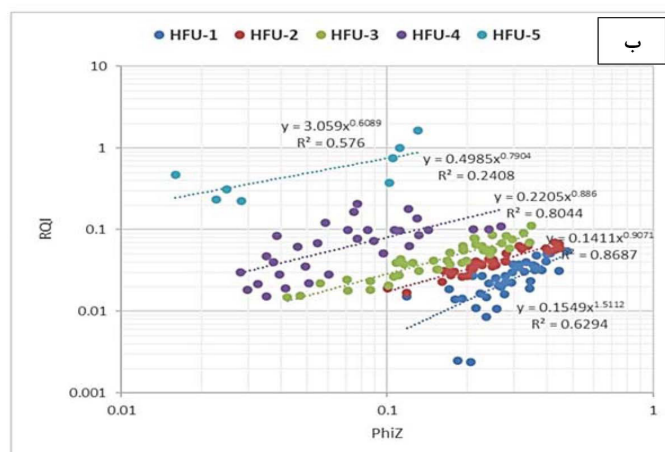
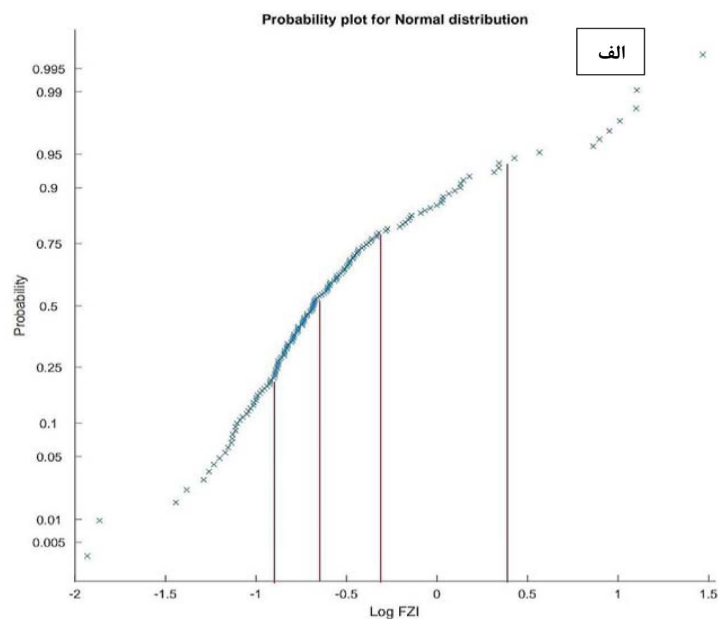
واحد شماره یک با توجه به داده‌های مربوط به عمق آن، از عمق ۶۱۴ تا عمق ۶۳۱ m گسترش یافته است. این واحد با ضخامت حدوداً ۱۷ m، در بخش بالایی سازند ایلام گسترش دارد. سنگ‌شناسی سازند ایلام در این عمق آهکی و آهکی آریلی می‌باشد و در برخی از بازه‌ها شاهد دولومیتی شدن و حضور کانی‌های رسی هستیم. از لحاظ رخساره‌ای، رخساره‌های متعلق به رمپ درونی و میانی در این واحد غلبه دارند و در برخی از بازه‌ها، رخساره‌های مربوط به رمپ خارجی هم مشاهده می‌شوند.

پارامترهای تخلخل نرمال شده (PhiZ)، اندیس کیفیت مخزنی (RQI) و نشانگر واحد جریان (FZI) محاسبه شده و سپس نمودار توزیع احتمال نرمال برای مقادیر پارامتر لگاریتم FZI ترسیم شده است و با توجه به نقاط شکست مشخص شده موجود در نمودار، پنج واحد جریانی هیدرولیکی در چاه مورد مطالعه تشخیص داده شد که در شکل ۸ نشان داده شده است.

به منظور اطمینان حاصل کردن از به درستی تفکیک شدن واحدهای جریانی، از دو نمودار متقاطع شامل نمودار تخلخل در برابر تراوایی و دیگری نمودار اندیس کیفیت مخزنی در برابر تخلخل نرمال شده به تفکیک واحدهای جریانی استفاده شده است (شکل ۸). مقادیر به دست آمده از ضریب همبستگی هر کدام از واحدهای جریانی در نمودارهای مذکور، نشان دهنده‌ی این امر است که داده‌ها همبستگی بالایی را نشان می‌دهند. همچنین، خلاصه‌ی اطلاعات آماری مربوط به واحدهای جریانی هیدرولیکی تعیین شده، در جدول ۲ آورده شده است.

تقسیم‌بندی مخزنی

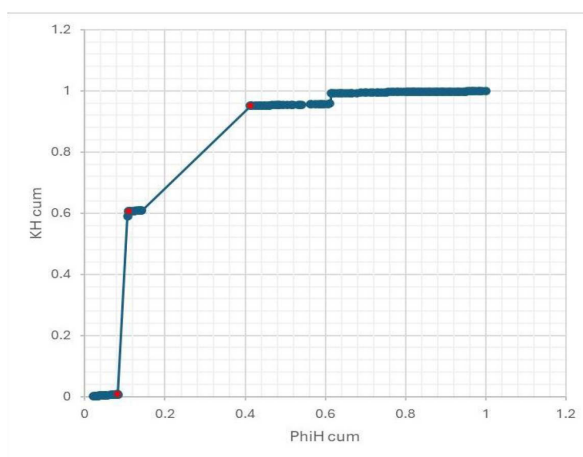
با استفاده از روش تغییر یافته چینه نگاری لورنز و با استفاده از فرمول‌هایی که در بخش داده‌ها



شکل ۸ (الف) نمودار احتمال نرمال برای تعیین تعداد واحدهای جریانی. (ب) نمودار تخلخل در برابر تراوایی به تفکیک واحدهای جریانی هیدرولیکی. (ج) نمودار اندیس کیفیت مخزنی در برابر تخلخل نرمال شده به تفکیک واحدهای جریانی هیدرولیکی.

جدول ۲ خلاصه اطلاعات واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی تعیین شده در سازند مخزنی ایلام در چاه مورد مطالعه.

شماره HFU	میانگین تخلخل (%)	میانگین تراوایی (mD)	میانگین (FZI)	میانگین (RQI)	میانگین Φz	رخساره غالب	دیاژنز غالب	نوع تخلخل غالب
HFU-1	۲۱/۵۳	۰/۱۰	۰/۰۸	۰/۰۲	۰/۲۷	۳-IMF	انحلال	درون دانه‌ای، بین بلوری، قالبی
HFU-2	۱۹/۱۸	۰/۲۹	۰/۱۶	۰/۰۳	۰/۲۴	IMF-3	انحلال	قالبی، درون دانه‌ای، ریز تخلخل
HFU-3	۱۳/۴۸	۰/۲۵	۰/۲۷	۰/۰۴	۰/۱۵	IMF-2	انحلال	قالبی، ریز تخلخل
HFU-4	۶/۶۰	۰/۲۵	۰/۸۶	۰/۰۶	۰/۰۷	IMF-7	میکرایتی شدن	ریز تخلخل
HFU-5	۴/۶۹	۱۱/۶۲	۹/۸۶	۰/۴۹	۰/۰۵	IMF-7	میکرایتی شدن	بین دانه‌ای، قالبی، حفره‌ای



شکل ۹ نمودار ظرفیت جریان (KH) در برابر ظرفیت ذخیره (PhiH) و واحد بندی مخزن ایلام بر اساس نقاط عطف نمودار.

جدول ۳ خلاصه اطلاعات واحد بندی مخزنی بر اساس روش لورنز در سازند ایلام در چاه X03.

شماره واحد	نوع واحد	مجموع ظرفیت جریان (%)	مجموع ظرفیت ذخیره (%)	میانگین R35 (mμ)	رخساره غالب	دیاژنز غالب	نوع تخلخل غالب
اول	تله‌ای	۰/۶۴	۸/۲۹	۰/۳۸	IMF-7	میکرایتی شدن	ریز تخلخل: قالبی، درون دانه‌ای
دوم	مخزنی	۹۵/۱۰	۵۲/۲۸	۰/۳۱	IMF-3	انحلال	تخلخل بزرگ مقیاس: حفره‌ای، درون دانه‌ای، قالبی
سوم	تله‌ای	۴/۰۹	۳۴/۳۸	۰/۱۸	IMF-3	انحلال میکروسکوپی، دولومیتی شدن	ریز تخلخل: قالبی، درون دانه‌ای
چهارم	تله‌ای / سدی	۰/۱۵	۵/۰۳	۰/۲۴	IMF-2	فشرده‌گی، انحلال میکروسکوپی	ریز تخلخل: قالبی

می‌باشد. رخساره‌های متعلق به رمپ خارجی در این واحد غلبه دارند که شامل رخساره‌های فرامنیفرا (بنتیک و پلانکتونیک) بایوکلست و کستون هستند. فرآیند دیاژنزی غالب در این واحد انحلال در مقیاس میکروسکوپی می‌باشد. با توجه به رخساره و فرآیند دیاژنتیکی غالب در واحد شماره سه، مشخص شده است که سیستم حفرات غالب در این واحد، عمدتاً از حفرات میکروسکوپی بین ذرات ماتریکس، درون حفرات اسکلتی و قالبی تشکیل شده است. همچنین بازه عمقی واحد شماره سه، با بخش انتهایی سیستم ترک‌ت پیشرونده (late TST) در سکانس رده بالای ایلام مطابقت دارد.

واحد شماره چهار (Barrier/Baffle Zone)

واحد شماره چهار از عمق ۶۸۸ m تا عمق ۶۹۰ m گسترش یافته و با ضخامت حدوداً ۲ m، در بخش پایینی سازند ایلام گسترش دارد. سنگ‌شناسی سازند ایلام در این عمق آهک و آهک آرژیلی می‌باشد و در برخی از بازه‌های آن دولومیتی شدن رخ داده است. رخساره‌های متعلق به رمپ خارجی شامل رخساره‌های میکرو بایوکلست الیگوسترینید و کستون تا پکستون غلبه دارند. فرآیند دیاژنزی غالب در این واحد انحلال در مقیاس میکروسکوپی می‌باشد. سیستم حفرات غالب در این واحد عمدتاً از ریزتخلخل‌های موجود در بین ذرات میکرایت، حفرات درون اسکلتی و قالبی تشکیل شده است. همچنین بازه عمقی واحد شماره چهار، با بخش ابتدایی سیستم ترک‌ت پیشرونده (early TST) در سکانس رده بالای سازند ایلام تطابق دارد.

رخساره‌های الکتریکی

در این مطالعه برای تعیین رخساره‌های الکتریکی سازند ایلام، از داده‌های سه چاه X03، X13 و X23 استفاده شده است. در هر چاه، لاگ‌های چگالی (RHOB)، نوترون (NPHI)، صوتی (DT)، گاما (CGR)، اشباع آب مؤثر (SWE) و تخلخل مؤثر (PHIE) در دسترس بوده است. منظور از اشباع آب مؤثر در واقع میزان آب موجود در تخلخل‌های مفید می‌باشد.

رخساره غالب در این بازه عمقی رخساره‌های بایوکلست پلوئید مادستون تا وکستون هستند و فرآیند دیاژنزی غالب در این واحد میکرایتی شدن می‌باشد. با توجه به رخساره و فرآیند دیاژنتیکی غالب در واحد شماره یک، مشخص شده است که سیستم حفرات غالب در این واحد، عمدتاً از حفرات بین ذرات ماتریکس (ریزتخلخل)، قالبی و درون اسکلتی تشکیل شده است. همچنین بازه عمقی واحد شماره یک با بخش انتهایی سیستم ترک‌ت پسرونده (late RST) در سکانس رده بالای سازند ایلام تطابق دارد.

واحد شماره دو (Reservoir Zone)

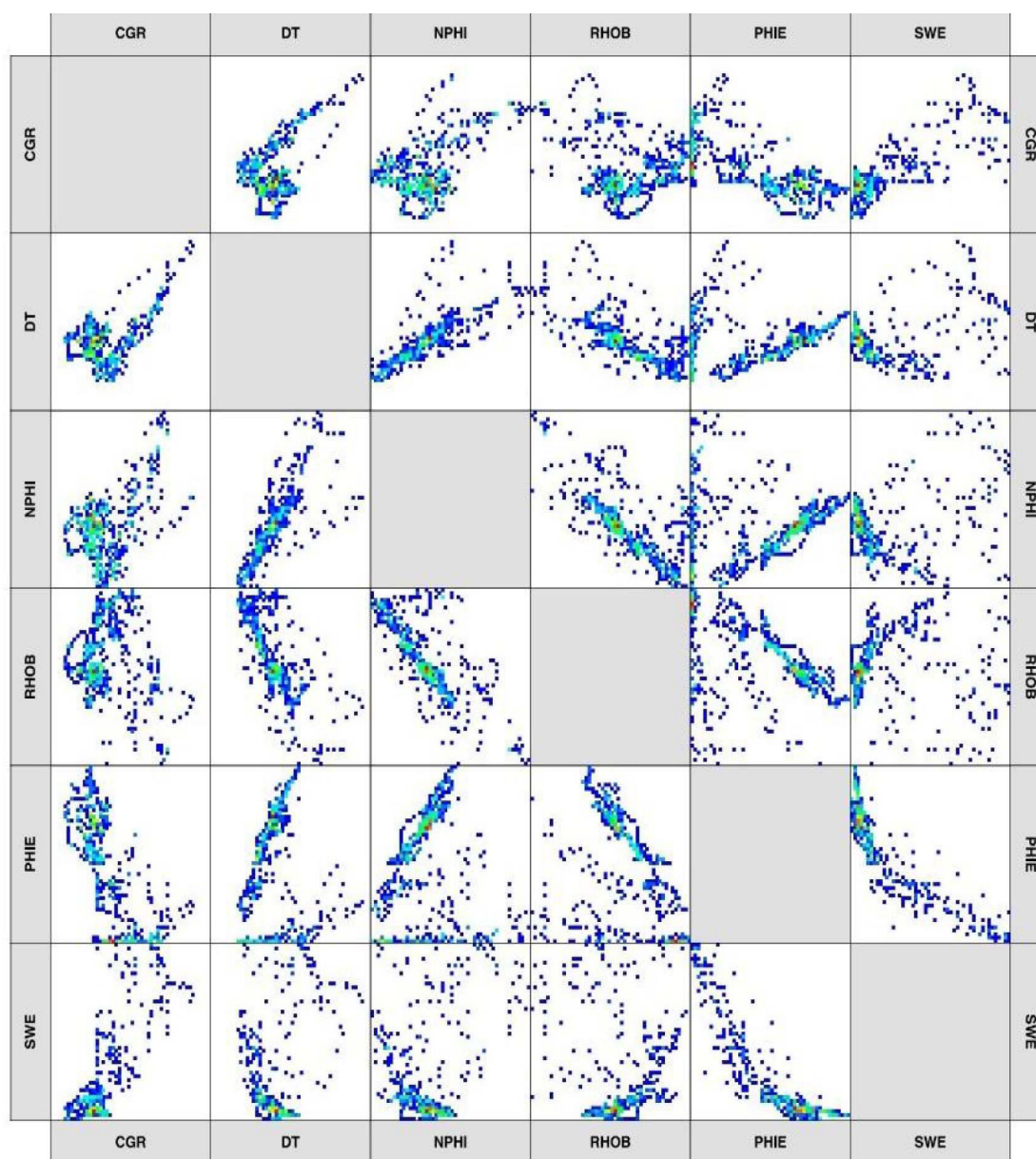
واحد شماره دو از عمق ۶۳۳ m تا عمق ۶۷۱ m گسترش یافته است. این واحد با ضخامت حدوداً ۳۸ m، در بخش میانی سازند ایلام گسترش دارد. سنگ‌شناسی سازند ایلام در این عمق آهک و آهک آرژیلی می‌باشد. از لحاظ رخساره‌ای، بیشتر رخساره‌های متعلق به رمپ خارجی و میانی در این واحد غلبه دارند و در برخی از بازه‌ها، رخساره‌های مربوط به رمپ داخلی هم مشاهده می‌شوند. رخساره غالب در این بازه عمقی شامل رخساره‌های فرامنیفرا (بنتیک و پلانکتونیک) بایوکلست و کستون هستند و فرآیند دیاژنزی غالب در این واحد انحلال می‌باشد. با توجه به رخساره و فرآیند دیاژنتیکی غالب در واحد شماره دو، مشخص شده است که سیستم حفرات غالب در این واحد، عمدتاً از تخلخل‌های حفره‌ای، قالبی و بین ذره‌ای تشکیل شده است. همچنین بازه عمقی واحد شماره دو، با بخش ابتدایی سیستم ترک‌ت پسرونده (early RST) در سکانس رده بالای سازند ایلام تطابق دارد.

واحد شماره سه (Baffle Zone)

واحد شماره سه از عمق ۶۷۲ m تا عمق ۶۸۷ m گسترش یافته و با ضخامت حدوداً ۱۵ m، در بخش پایینی سازند ایلام گسترش دارد. سنگ‌شناسی سازند ایلام در این عمق آهک و آهک آرژیلی

شده است. نمودارهای متقاطع انواع لاگ های مورد استفاده در شکل ۱۰ نشان داده شده اند. همچنین مقادیر آماری مربوط به لاگ های در رخساره های الکتریکی تعیین شده در چاه X03 در جدول ۴ آورده شده اند.

با اسنفاذه از این لاگ ها، در نرم افزار ژئولاگ و از طریق روش خوشه بندی گرافیکی چندتفکیکی (MRGC)، رخساره های الکتریکی سازند ایلام در هر سه چاه تفکیک شده اند. بر همین اساس، در چاه X03 پنج رخساره الکتریکی و در دو چاه X13 و X23 چهار رخساره الکتریکی در سازند ایلام تعیین



شکل ۱۰ نمودارهای متقاطع لاگ های استفاده شده در برابر هم در سه چاه مورد مطالعه.

جدول ۴ اطلاعات آماری مربوط به مقادیر لاگ‌های رخساره‌های الکتریکی چاه X03.

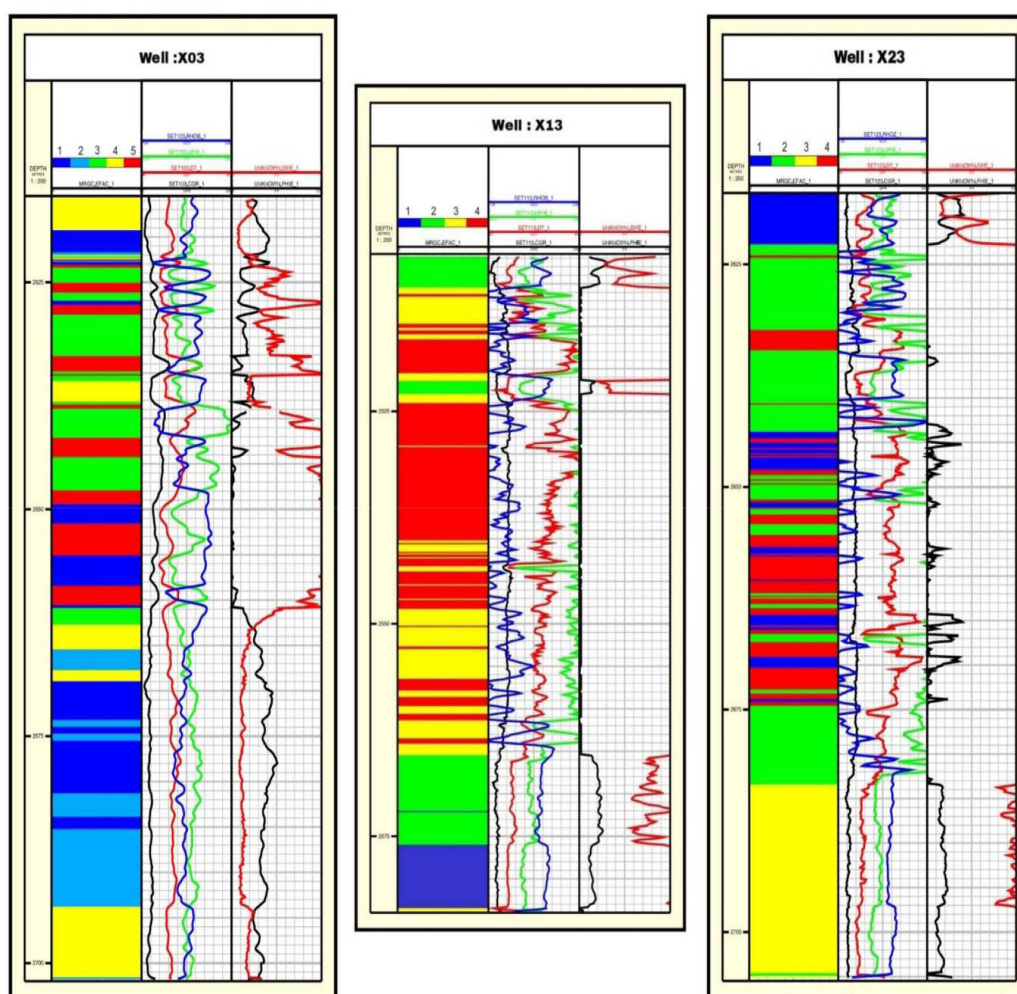
انحراف معیار	میانگین	مقادیر حداکثر	مقادیر حداقل	لاگ‌ها	
۳/۹۲	۱۵/۳۸	۲۴/۶۵	۶/۲۱	گاما	رخساره الکتریکی اول
۲/۸۷	۷۶/۶۱	۸۳/۵۱	۷۲/۲۵	صوتی	
۰/۰۲	۰/۲۱	۰/۲۷	۰/۱۷	نوترون	
۰/۰۵	۲/۳۸	۲/۴۵	۲/۰۹	چگالی	
۰/۰۲	۰/۲۱	۰/۲۵	۰/۱۸	تخلخل مؤثر	
۰/۰۲	۰/۱۱	۰/۱۹	۰/۰۷	اشباع آب مؤثر	
۲/۰۷	۲۱/۲۳	۲۵/۴۰	۱۷/۰۳	گاما	رخساره الکتریکی دوم
۲/۱۴	۷۴/۳۳	۷۸/۹۰	۶۸/۰۵	صوتی	
۰/۰۲	۰/۱۹	۰/۲۴	۰/۱۵	نوترون	
۰/۰۴	۲/۴۱	۲/۴۶	۲/۱۷	چگالی	
۰/۰۱	۰/۱۷	۰/۲۰	۰/۱۵	تخلخل مؤثر	
۰/۰۲	۰/۱۲	۰/۲۰	۰/۰۹	اشباع آب مؤثر	
۳/۹۱	۱۶/۸۳	۲۳/۸۶	۷/۲۸	گاما	رخساره الکتریکی سوم
۲/۳۷	۶۹/۴۴	۷۹/۲۴	۶۳/۶۹	صوتی	
۰/۰۳	۰/۱۴	۰/۲۱	۰/۰۶	نوترون	
۰/۰۶	۲/۵۰	۲/۶۶	۲/۳۹	چگالی	
۰/۰۳	۰/۱۴	۰/۲۳	۰/۰۸	تخلخل مؤثر	
۰/۰۴	۰/۱۸	۰/۲۸	۰/۰۷	اشباع آب مؤثر	
۳/۳۶	۲۵/۲۴	۳۳/۱۱	۱۹/۱۹	گاما	رخساره الکتریکی چهارم
۴/۲۱	۲۵/۱۲	۹۰/۷۶	۵۹/۶۷	صوتی	
۰/۰۳	۰/۰۸	۰/۱۸	۰/۰۳	نوترون	
۰/۰۵	۲/۶۲	۲/۷۱	۲/۴۴	چگالی	
۰/۰۴	۰/۰۴	۰/۰۹	۰/۰۰	تخلخل مؤثر	
۰/۲۹	۰/۶۵	۱/۰	۰/۲۰	اشباع آب مؤثر	
۸/۱۸	۳۹/۹۷	۶۱/۶۰	۲۱/۴۶	گاما	رخساره الکتریکی پنجم
۹/۲۱	۸۰/۲۸	۱۰۶/۷۹	۶۴/۴۲	صوتی	
۰/۰۹	۰/۲۶	۰/۴۵	۰/۱۱	نوترون	
۰/۱۹	۲/۴۲	۲/۷۳	۲/۰۸	چگالی	
۰/۰۴	۰/۰۳	۰/۲۰	۰/۰۰	تخلخل مؤثر	
۰/۲۴	۰/۸۲	۱/۰۰	۰/۲۱	اشباع آب مؤثر	

در این رخساره‌های الکتریکی مشخص شده وجود دارد. در مقایسه با سه رخساره الکتریکی قبل، رخساره الکتریکی شماره یک دارای مقادیر میانگین لاگ تخلخل مؤثر بیشتری است که به معنای وجود فضاهای خالی بهم متصل بیشتری در این رخساره الکتریکی می‌باشد. در مقایسه با سه رخساره الکتریکی قبل، رخساره الکتریکی شماره یک پتانسیل مخزنی بیشتر و کیفیت مخزنی بهتری را دارا می‌باشد اما همچنان میانگین لاگ اشباع آب مؤثر در رخساره الکتریکی شماره یک، مقدار بالایی را نمایش می‌دهد.

تجمع رخساره‌های الکتریکی شماره یک، شماره دو، شماره سه و شماره چهار از عمق m ۶۵۵ تا عمق m ۶۹۰ که با رنگ‌های آبی پر رنگ، آبی کم رنگ، سبز و زرد نمایش داده شده‌اند، در قاعده سازند ایلام در چاه X03 نشان دهنده‌ی کیفیت خوب مخزنی سازند ایلام در این ناحیه است (شکل ۱۱). همچنین در این بازه عمقی و در قاعده سازند ایلام، لاگ گاما مقادیر پایین را قرائت می‌کند و لاگ تخلخل مؤثر مقادیر بالایی را نشان می‌دهد. لاگ اشباع آب مؤثر در این ناحیه کاهش را نشان می‌دهد که نشان دهنده‌ی وجود واحد مخزنی می‌باشد. از طرفی، از عمق ۶۵۵ تا عمق m ۶۲۵ در افق‌های بالاتر سازند ایلام در چاه X03، شاهد تجمعی از رخساره‌های الکتریکی شماره پنج، چهار و سه هستیم که به ترتیب با رنگ‌های قرمز، زرد و سبز نشان داده شده‌اند. در این ناحیه لاگ گاما مقادیر بالاتری را نسبت به قاعده سازند ایلام قرائت می‌کند که نشان دهنده‌ی وجود عناصر رادیواکتیو بیشتر و وجود شیل بیشتر و تخلخل و تراوایی کمتر در این ناحیه از سازند ایلام است. همچنین لاگ تخلخل مؤثر در این ناحیه از سازند ایلام روند کاهشی را نشان می‌دهد و لاگ اشباع آب مؤثر مقادیر بسیار بالا و نزدیک به یک را قرائت می‌کند. همه این شواهد حاکی از کیفیت مخزنی ضعیف سازند ایلام در این بخش می‌باشند (شکل ۱۱).

چاه X03: بر اساس ستون مربوط به چاه X03 که در آن توزیع رخساره‌های الکتریکی و مقادیر لاگ‌های رانده شده بر اساس عمق مشخص شده است، و بر اساس جدول اطلاعات آماری رخساره‌های الکتریکی در چاه X03، استنباط شده است که رخساره‌های الکتریکی شماره یک و شماره دو به دلیل داشتن مقادیر بالاتر میانگین لاگ تخلخل مؤثر و مقادیر پایین تر میانگین لاگ اشباع آب مؤثر، رخساره‌های الکتریکی هستند که دارای کیفیت مخزنی خوب در چاه X03 می‌باشند؛ زیرا هرچه مقادیر لاگ تخلخل مؤثر بالاتر باشد، به منظور وجود فضاهای خالی بهم متصل بیشتری در سازند مورد مطالعه است و نشان دهنده‌ی وجود فضاهای بیشتر برای ذخیره و جریان هیدروکربن در مخزن است و هرچه مقادیر لاگ اشباع آب مؤثر پایین تر باشد به منظور وجود مقادیر کمتر از درصد اشباع آب مؤثر در فضاهای خالی و وجود مقادیر بیشتر از هیدروکربن ذخیره شده در فضاهای خالی سازند است. همچنین رخساره الکتریکی شماره سه در مقایسه با دو رخساره الکتریکی شماره یک و شماره دو، به دلیل داشتن مقادیر متوسط میانگین لاگ تخلخل مؤثر و میانگین لاگ اشباع آب مؤثر، نتیجه گرفته شده است که این رخساره الکتریکی با کیفیت مخزنی متوسط در چاه X03 تعیین شده است. رخساره الکتریکی شماره چهار و رخساره الکتریکی شماره پنج، به دلیل داشتن مقادیر پایین میانگین لاگ تخلخل مؤثر و داشتن مقادیر بالا از میانگین لاگ اشباع آب مؤثر، دارای کیفیت مخزنی ضعیف در چاه X03 می‌باشند.

توزیع رخساره‌های الکتریکی تعیین شده برای هر سه چاه مورد مطالعه در شکل ۱۱ نشان داده شده است. بر اساس این ستون و جدول پارامترهای آماری به آن‌ها (جدول ۴) در چاه X13 مشخص شده است که رخساره‌های الکتریکی شماره دو، سه و چهار دارای مقادیر بالایی از میانگین لاگ اشباع مؤثر هستند که به معنای پر بودن فضاهای خالی سازند با آب می‌باشد و مقادیر هیدروکربن کمتری



شکل ۱۱ ستون‌های توزیع رخساره‌های الکتریکی و مقادیر لاگ‌های پتروفیزیکی سازند ایلام در چاه‌های مورد مطالعه.

بخش، لاگ گاما مقادیر پایین را قرائت می‌کند و لاگ تخلخل مؤثر روند افزایشی را نشان می‌دهد و شاهد کاهش در لاگ اشباع آب مؤثر هستیم که همگی نشان دهنده‌ی وجود واحد مخزنی در این بخش از سازند ایلام می‌باشند (شکل ۱۱).

از عمق ۵۶۵ m تا ۵۲۵ m، تجمعی از رخساره‌های الکتریکی شماره سه و چهار وجود دارد که به ترتیب با رنگ‌های زرد و قرمز نمایش داده شده‌اند. در این بازه عمقی، لاگ گاما مقادیر بالایی را قرائت می‌کند و مقدار لاگ تخلخل مؤثر صفر می‌باشد و لاگ اشباع آب مؤثر مقادیر نزدیک به یک را نشان می‌دهد که به معنای نبودن فضاها یا متخلخل بهم مرتبط و نداشتن ذخیره‌ای از هیدروکربن در این بخش از سازند ایلام می‌باشد (شکل ۱۱).

از عمق ۶۲۵ m به بالا و در قسمت فوقانی سازند ایلام در چاه X03، مجدداً شاهد تجمعی از رخساره الکتریکی شماره یک هستیم که با رنگ آبی پر رنگ نمایش داده شده است. در این ناحیه لاگ گاما مقادیر پایین‌تری را نسبت به بازه عمقی قبل قرائت می‌کند و لاگ تخلخل مؤثر یک روند افزایشی را نشان می‌دهد و لاگ اشباع آب مؤثر مقادیر پایینی را قرائت می‌کند که همگی نشان دهنده وجود کیفیت مخزنی خوب در قسمت فوقانی سازند ایلام در این چاه می‌باشند (شکل ۱۱).

همچنین در چاه X13، از عمق ۵۶۵ m تا عمق ۵۸۰ m در قاعده سازند ایلام، تجمعی از رخساره‌های الکتریکی شماره یک و دو وجود دارد که به ترتیب با رنگ‌های آبی و سبز نمایش داده شده‌اند. در این

سبز و قرمز نمایش داده شده‌اند (شکل ۱۱).

در قسمت‌هایی از این بازه عمقی که رخساره الکتریکی شماره یک وجود دارد شاهد روندهای افزایشی در لاگ تخلخل مؤثر هستیم که به معنای وجود فضاهای متخلخل به هم مرتبط و وجود پتانسیل مخزنی در این رخساره الکتریکی می‌باشد. اما به طور کلی در این بازه عمقی لاگ گاما مقادیر بالاتری را نسبت به بازه‌ی عمقی قبل قرائت می‌کند و مقدار لاگ اشباع آب مؤثر یک می‌باشد که به معنای وجود آب در فضاهای خالی و نبود هیدروکربن است. به طور کلی، این بخش از سازند ایلام دارای کیفیت ضعیف مخزنی می‌باشد اما از عمق ۶۲۲ m به بالا و در قسمت فوقانی این سازند، تجمعی از رخساره الکتریکی شماره یک وجود دارد که با رنگ آبی نشان داده شده است (شکل ۱۱). در این بازه عمقی، لاگ گاما یک روند کاهشی را نشان می‌دهد که به معنای وجود کانی‌های رسی و شیل کمتر در قسمت فوقانی سازند ایلام می‌باشد. لاگ تخلخل مؤثر روندهای افزایشی را نمایش می‌دهد و در کنار آن شاهد قرائت‌های پایین از لاگ اشباع آب مؤثر هستیم که نشان دهنده‌ی افزایش کیفیت مخزنی قسمت فوقانی سازند ایلام در چاه X23 می‌باشند (شکل ۱۱).

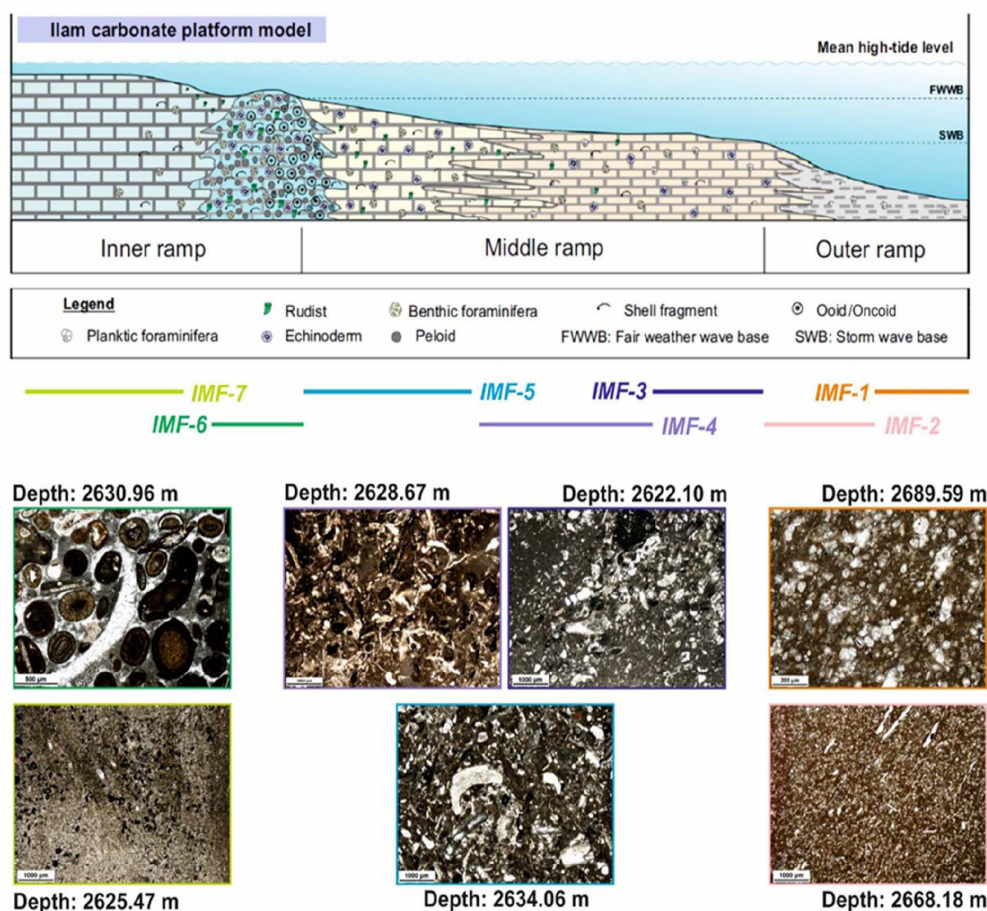
تفسیر نتایج و بحث

مدل رسوبی

نتایج تحلیل رخساره سازند ایلام در چاه مورد مطالعه میدان مورد مطالعه با مطالعات قبلی ادغام شده است تا مدل رسوبی برای این سازند در چاه مورد مطالعه پیشنهاد شود. در این مدل، رخساره‌های رسوبی سازند ایلام به سه زیر محیط رسوبی شامل رمپ داخلی، رمپ میانی و رمپ بیرونی تقسیم می‌شوند (شکل ۱۲). رخساره‌های رمپ داخلی شامل رخساره‌های گل غالب در سیستم لاگون (IMF-7) و رخساره‌های دانه پشتیبان از مجموعه‌های پر انرژی شول هستند (IMF-6).

از عمق ۵۲۵ تا عمق ۵۲۰ m تجمع رخساره‌های الکتریکی شماره دو و سه را داریم که با رنگ‌های سبز و زرد نمایش داده شده‌اند. در این بخش، لاگ گاما و لاگ اشباع آب مؤثر روند کاهشی آشکاری را نمایش می‌دهند و لاگ تخلخل مؤثر دارای روند افزایشی می‌باشد که نشان دهنده‌ی وجود کیفیت مخزنی خوب در این بازه عمقی می‌باشد. از عمق ۵۲۰ تا عمق ۵۱۲ m، مجدداً تجمع رخساره‌های الکتریکی شماره سه و چهار با رنگ‌های زرد و قرمز در این بخش از سازند ایلام وجود دارد که بر اساس وجود مقادیر بالا از لاگ گاما و مقادیر نزدیک به یک از لاگ اشباع آب مؤثر و قرائت پایین لاگ تخلخل مؤثر، می‌توان نتیجه گرفت که در این بازه عمقی سازند ایلام از کیفیت مخزنی ضعیف برخوردار است (شکل ۱۱). از عمق ۵۱۲ m به بالا و در قسمت فوقانی سازند ایلام تجمعی از رخساره الکتریکی شماره دو با رنگ سبز وجود دارد. همچنین در این بخش مجدداً شاهد روند کاهشی در قرائت لاگ گاما و لاگ اشباع آب مؤثر هستیم و لاگ تخلخل مؤثر مقادیر بالاتری را نسبت به بازه عمقی قبل نمایش می‌دهد که به واسطه این عوامل می‌توان تخمین زد که در قسمت فوقانی سازند ایلام در چاه X13، کیفیت مخزنی بهتر شده است (شکل ۱۱).

در چاه X23، از عمق ۶۸۰ تا ۷۰۵ m تجمعی از رخساره الکتریکی شماره سه وجود دارد که با رنگ زرد نشان داده شده است. در قاعده سازند ایلام، لاگ گاما نسبت به دیگر بازه‌های عمقی در این چاه مقادیر پایین‌تری را قرائت می‌کند و لاگ تخلخل مؤثر مقادیر بالاتری را نشان می‌دهد و چند روند کاهشی در لاگ اشباع آب مؤثر نشان داده شده است که به معنای وجود فضاهای خالی بهم مرتبط بیشتری در این بازه عمقی از سازند ایلام است و کیفیت مخزنی نسبت به بازه‌های عمقی دیگر تا حدودی بهتر می‌باشد. از عمق ۶۷۵ تا عمق ۶۲۲ m، تجمعی از رخساره‌های الکتریکی شماره یک، دو و چهار وجود دارد که به ترتیب با رنگ‌های آبی،



شکل ۱۲ مدل رسوبی پیشنهادی و تصاویر میکروسکوپی از ریز رخساره‌های شناسایی شده در سازند ایلام (IMF-1 تا IMF-7).

و پلتفرم‌های کربناته این زمان شده است. در نتیجه، رخساره‌های رسوبی سازند ایلام بر روی توپوگرافی‌های دیرینه پلتفرم سروک که عمدتاً تحت تأثیر حرکات زمین ساختی قرار گرفته اند، رسوب کرده است [۱۲].

در زمان کنیاسین-سانتونین منطقه دشت آبادان و بخش‌هایی از خاورمیانه، توسط پلتفرم‌های کربناته کم عمق پوشیده شده بودند که سازند ایلام هم در همین پلتفرم‌ها نهشته شده است. در منطقه زاگرس، توالی‌های رسوبی کرتاسه بالایی با تغییرات قابل توجهی در رخساره‌ها و ضخامت‌ها مشخص می‌شوند [۲۳]. این تغییرات مربوط به رسوب‌گذاری در حوضه فورلند در امتداد حاشیه شمال شرقی صفحه عربی است که به طور

رخساره‌های رمپ میانی عمدتاً از رخساره‌های گل غالب تا دانه پشتیبان تشکیل شده‌اند که در آنها ترکیبی از فسیل‌های بنتیک و پلانکتیک ثبت شده است (IMF-3 و IMF-5). رخساره‌های رمپ بیرونی از رخساره‌های گل غالب با مجموعه‌های اسکلتی پلانکتونیک تشکیل شده‌اند. آن‌ها شامل IMF-1 و IMF-2 می‌باشند (شکل ۱۲).

در طول دوره‌ی کرتاسه فوقانی، لبه شمال شرقی صفحه‌ی عربی (شامل منطقه‌ی زاگرس در ایران) در مدار ۵-۱۰ درجه نیمکره‌ی شمالی و در نزدیکی استوا قرار داشته است. در این منطقه، در طول دوره سنومانین - تورونین، تغییرات قابل توجهی در رژیم تکتونیکی رخ داده است [۴۹]. این امر منجر به تغییرات قابل توجهی در سیستم رسوبی منطقه‌ای

دیاژنتیکی سازند ایلام را می توان در دو مرحله خلاصه کرد (شکل ۱۳).

مرحله ۱: دیاژنز دریایی

رسوبگذاری سازند ایلام در محیط های کم عمق تا عمیق دریایی یک پلتفرم کربناته از نوع رمپ در طول کنیاسین - سانتونین رخ داده است. در همین قلمرو دریایی، تغییرات دیاژنتیکی مهمی مانند زیست آشفستگی، میکرایتی شدن و سیمانی شدن دریایی (هم ضخامت) رخساره های سازند ایلام را تحت تأثیر قرار داده اند. مقداری فشردگی مکانیکی نیز بلافاصله پس از رسوبگذاری در محیط دریایی رخ داده است (شکل ۱۳).

مرحله ۲: دیاژنز دفن کم عمق تا عمیق

پس از رسوبگذاری، غرق شدن پلتفرم کربناته منجر به رسوب سازندهای بعدی بر روی سازند ایلام شده است. این امر باعث شده است که سازند ایلام تغییرات دیاژنتیکی مختلفی را در قلمروهای تدفینی کم عمق تا عمیق تجربه کند. این فرآیندهای دیاژنزی شامل تراکم مکانیکی و شیمیایی، سیمانی شدن کلسیتی بلوکی، دولومیتی شدن و تبلور مجدد می باشند (شکل ۱۳).

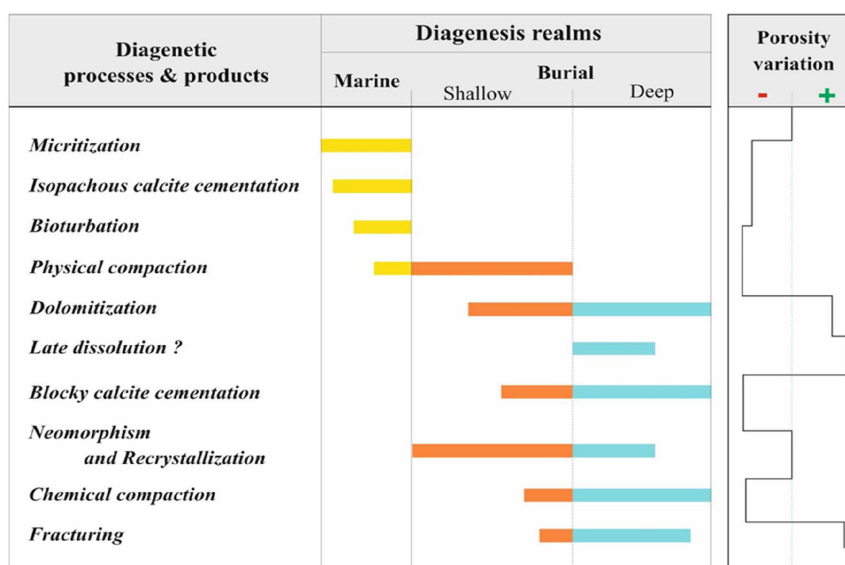
قابل توجهی توسط اثرات ترکیبی فعالیت های تکتونیک، نوسانات یوستازیک سطح دریا و شرایط اقلیم دیرینه کنترل می شوند [۱۳].

به طور خلاصه، بر اساس تلفیق نتایج مطالعه حاضر با دانشتهای به دست آمده از مطالعات پیشین می توان چنین نتیجه گرفت که کربنات های کرتاسه بالایی در نواحی جنوب و جنوب غربی ایران بر روی رمپ های کربناتی نهشته شده اند [۲۳ و ۵۰].

توالی پاراژنزی

تاریخچه دیاژنز سازند ایلام شامل دیاژنز دریایی (میکرایتی شدن، زیست آشفستگی و سیمانی شدن هم ضخامت)، یک مرحله دیاژنز جوی جزئی (انحلال و سیمانی شدن) و دیاژنز گسترده دفنی کم عمق تا عمیق (فشردگی مکانیکی و شیمیایی، دولومیتی شدن، سیمانی شدن کلسیتی و تبلور مجدد) است. سازند ایلام در مقایسه با سازند سروک، فرآیندهای دیاژنزی متفاوت و ساده تری را تجربه کرده است. این تفاوت، عمدتاً ناشی از فقدان سطوح رخنمون دیرینه و ویژگی های دیاژنتیکی مرتبط با آنها (مانند انحلال گسترده جوی، برشی شدن و سیمانی شدن جوی) در سازند ایلام است [۵۰].

در مطالعه حاضر، توالی پاراژنتیکی فرآیندهای



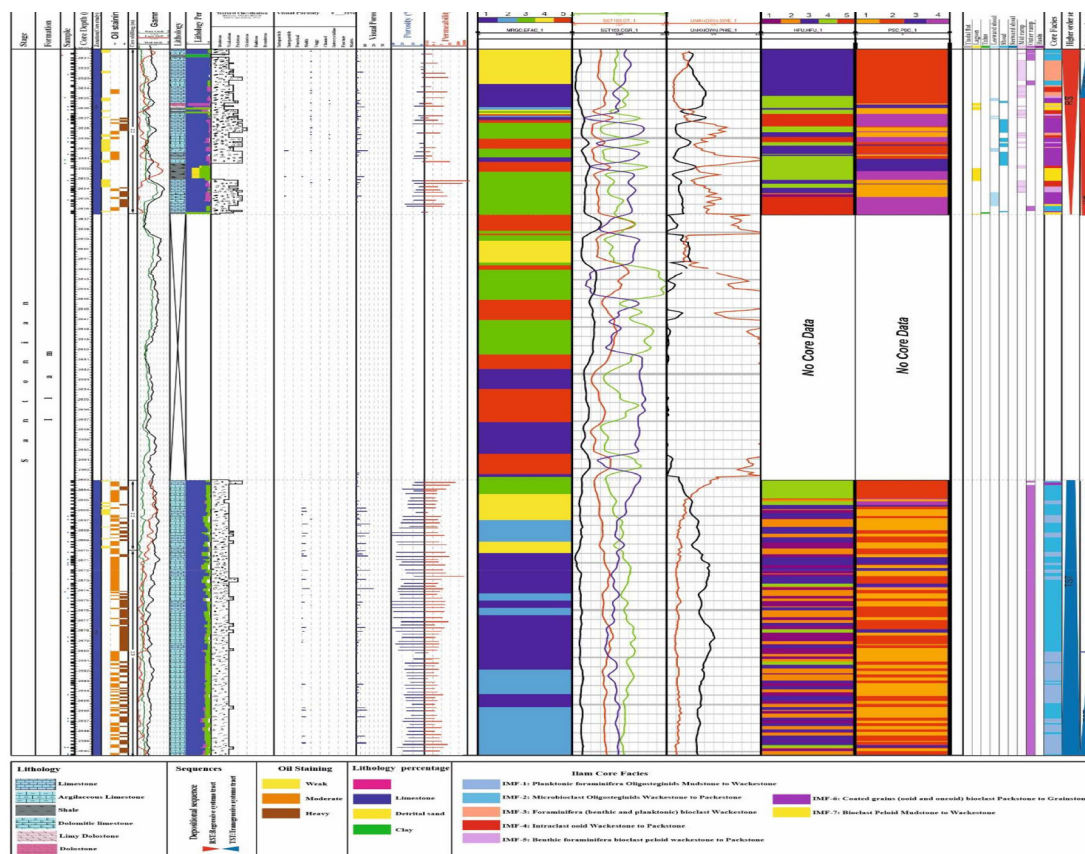
شکل ۱۳ توالی پاراژنزی فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده در سازند ایلام در چاه مورد مطالعه.

مخزنی سازند ایلام در این چاه در شکل ۱۴ ارائه شده است. در این ستون، نتایج مطالعات رسوب شناسی در کنار واحدهای جریان، کلاس‌های اندازه حفرات و رخساره‌های الکتریکی نمایش داده شده‌اند. همان‌گونه که در این ستون مشخص است، رخساره الکتریکی شماره یک بیشتر با واحدهای جریان، هیدرولیکی یک و دو که به همراه است. همچنین، این رخساره الکتریکی با کلاس اندازه حفرات شماره یک و دو همراه است. رخساره الکتریکی شماره یک بیشتر در قاعده سازند ایلام و در کمر بند رخساره‌ای دریای باز و رمپ خارجی گسترش دارد که با بخش ابتدایی سیستم ترک پایشرونده از سکانس رده سوم سازند ایلام تطابق دارد. با توجه به محاسبات و داده‌های آماری، بالا بودن میانگین تخلخل و پایین بودن میانگین تراوایی به معنای غلبه تخلخل‌های میکروسکوپی در این بخش از سازند ایلام می‌باشند که ارتباط کمی با یکدیگر دارند (شکل ۱۴).

همچنین شواهد انحلال میکروسکوپی در رخساره‌های دریای باز (مادستون و وکستون‌های حاوی الگوسترینا و فرامینفرای پلانکتون) نیز به صورت تخلخل‌های میکروسکوپی قالبی و حفره‌ای مشاهده می‌شوند که به نظر می‌رسد در اثر انحلال مزوژنتیک در طی دیاژنز تدفینی و توسط سیالات زیرسطحی ایجاد شده باشند. البته این تفسیر می‌بایست توسط مطالعات تکمیلی ژئوشیمیایی مورد ارزیابی دقیق‌تر قرار گیرد. در مطالعات قبلی نیز چنین انحلال‌هایی را در سازند ایلام به قلمرو دفنی نسبت داده‌اند [۱۱].

تطابق مغزه - لاگ

تطابق نتایج مطالعات حاصل از مغزه‌های حفاری و مقاطع نازک میکروسکوپی با تحلیل‌های بدست آمده از رخساره‌های الکتریکی در چاه X03 به منظور برقراری ارتباط بین داده‌های مغزه و لاگ و ارزیابی دقیق‌تر کیفیت مخزنی در سازند ایلام مورد استفاده قرار گرفته است. به همین منظور، ستون جامع



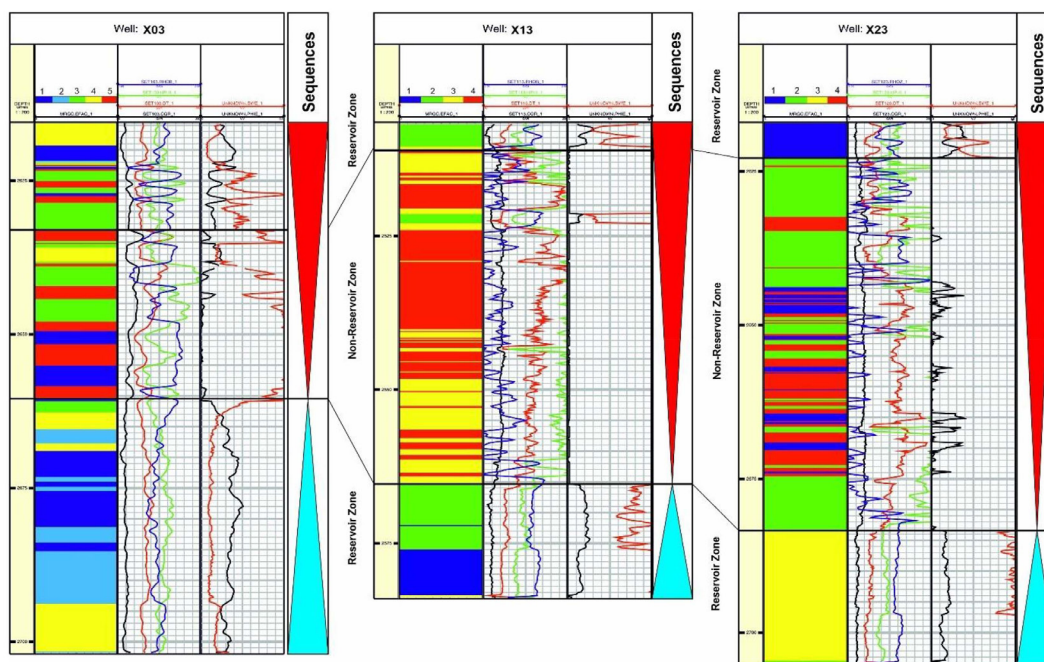
شکل ۱۴ ستون جامع مخزنی سازند ایلام در چاه X03 شامل داده‌های لاگ و مغزه و ارتباط آن‌ها با سطوح سکانسی.

کیفیت مخزنی در چارچوب چینه نگاری سکانشی

با توجه به **شکل ۱۵**، تطابق سه چاه مورد مطالعه بر مبنای داده‌های چاه پیمایی و بر اساس رخساره‌های الکتریکی در چارچوب سکانشی رسوبی سازند ایلام انجام شده است. بر اساس مطالعات صورت گرفته و با در نظر گرفتن توزیع چینه شناسی رخساره‌های الکتریکی در سازند ایلام، این سازند به سه واحد اصلی تفکیک شده است: بخش پایینی سازند ایلام یک واحد مخزنی می‌باشد و با سیستم ترک‌ت پیشرونده از سکانش رده سوم سازند ایلام مطابقت دارد. این واحد مخزنی در اغلب میادین دشت آبادان قابل مشاهده است [۶]. قسمت میانی سازند ایلام با گسترش یک واحد غیر مخزنی مشخص شده است و در قسمت فوقانی مجدداً کیفیت مخزنی افزایش می‌یابد و شاهد تفکیک واحد مخزنی با پتانسیل بالا برای تولید هیدروکربن هستیم (**شکل ۱۵**).

با توجه به ستون رسوب شناسی - مخزنی سازند ایلام (**شکل ۱۴**)، می‌توان نتیجه گرفت که قاعده سازند ایلام عموماً دارای رخساره‌های رمپ میانی،

رمپ خارجی و رخساره‌های دریای باز است که حاوی تخلخل‌های میکروسکوپی بسیار زیاد می‌باشند که تنها در مقیاس تصاویر میکروسکوپ الکترونی قابل مشاهده می‌باشند. غلبه این ریزحفرات سبب بالا رفتن مقادیر تخلخل و پایین بودن تراوایی در بخش پایینی سازند ایلام شده است. اینچنین مخازنی را عموماً در زمره مخازن نامتعارف از نوع کربنات متراکم (Tight Carbonate) لحاظ می‌کنند که برداشت بهینه از آن‌ها نیازمند اعمال روش‌های ازدیاد برداشت می‌باشد. در این بخش از سازند ایلام (عمق ۶۶۳ تا ۶۹۰ m)، سیستم حفرات غالب از نوع ریزتخلخل‌های موجود در بین ذرات میکرایت، حجرات درون اسکلتی و حفرات قالبی میکروسکوپی می‌باشند که در ریزرخساره‌های گل- تا دانه غالب این بخش (میکروبايوکلسیت الیگوسترینا و کستون تا پکستون) گسترش یافته‌اند. همچنین در این بازه عمقی، تنها فرآیند دیاژنزی غالب، انحلال در مقیاس میکروسکوپی می‌باشد. بر اساس تمام موارد ذکر شده، می‌توان نتیجه گرفت که سازند ایلام در قسمت پایینی خود دارای پتانسیل مخزنی خوب می‌باشد.



شکل ۱۵ تطابق رخساره‌های الکتریکی و واحدهای مخزنی سازند ایلام در چارچوب چینه‌نگاری در سه چاه مورد مطالعه از یکی از میادین واقع در ناحیه دشت آبادان.

چاه‌های ناحیه دشت آبادان پرداخته است. برای این منظور، مجموعه‌ای از داده‌های به‌دست آمده از مغزه‌های حفاری، مقاطع نازک میکروسکوپی، تصاویر میکروسکوپ الکترونی، داده‌های تخلخل-تراوایی و لاگ‌های پتروفیزیکی مورد استفاده قرار گرفته‌اند. مهمترین نتایج حاصل از این مطالعه در زیر ارائه شده است:

- مطالعات رخساره‌ای نشان داد که سازند ایلام در میدان مورد مطالعه از ۷ ریزرخساره رسوبی تشکیل شده است که این رخساره‌ها در طیفی از زیرمحیط های کم عمق (لاگون، شول) تا عمیق (رمپ میانی و رمپ بیرونی) یک سکو کربناته از نوع رمپ نهشته شده اند.

- تحلیل چینه نگاری سکansı سازند ایلام منجر به تفکیک یک سکانس رسوبی رده سوم و ۳ سکانس رسوبی رده چهارم در این سازند گردید. ماهیت مرزهای سکansı، سطوح بیشینه غرقابی و سیستم ترکتهای پیشرونده - پسرونده به تفصیل مورد بحث قرار گرفت.

- مطالعات پتروگرافی نشان داد که میکرایتی شدن، زیست آشفستگی، سیمانی شدن هم ضخامت، انحلال، سیمانی شدن کلسیتی هم بعد و بلوکی، سیمانی شدن رشد اضافی هم محور، فشردگی فیزیکی و شیمیایی، دولومیتی شدن، تبلور مجدد و شکستگی مهمترین فرآیندهای دیاژنزی اثرگذار بر سازند ایلام بوده‌اند. توالی پاراژنزی این سازند شامل گذر از قلمروهای دیاژنزی دریایی، دیاژنز خفیف جوی و قلمروهای تدفینی کم عمق تا عمیق می باشد. از میان فرآیندهای مذکور، انحلال در مقیاس میکروسکوپی، دولومیتی شدن و شکستگی بیشترین تأثیر را در بهبود خصوصیات مخزنی داشته‌اند.

- سیستم حفرات مخزن ایلام با استفاده از نتایج مطالعات مغزه، مقاطع نازک و تصاویر میکروسکوپ الکترونی در سه مقیاس بزرگ، متوسط و کوچک مورد ارزیابی قرار گرفت. این بررسی نشان داد که در نیمه پایینی سازند ایلام (منطبق بر سیستم

در قسمت میانی سازند ایلام (عمق ۶۳۶ تا ۶۶۳ m) مغزه گیری صورت نگرفته است و اطلاعات رسوبشناسی مربوط به این بازه عمقی در دسترس نمی‌باشد. در بازه عمقی ۶۲۷ تا ۶۳۶ m، داده‌های مغزه موجود می‌باشد و با توجه به اطلاعات در دسترس می‌توان نتیجه گرفت که سازند ایلام در این بخش متشکل از رخساره‌های رمپ میانی و شول بوده و ریزرخساره غالب در این بخش از نوع پکستون تا گرینستون‌های حاوی دانه‌های پوشش دار اوئید و آنکوئید و بایوکلست (IMF-7) است. نوع تخلخل غالب در این بخش شامل تخلخل‌های حفره‌ای، شکستگی و ریزتخلخل می‌باشند. فرآیند دیاژنزی غالب انحلال و زیست آشفستگی بوده و این بازه عمقی منطبق با سیستم ترکت پسرونده در سکانس رده سوم سازند ایلام می‌باشد. بر اساس تمام موارد ذکر شده و با توجه به نتایج تعیین واحدهای جریانی، می‌توان نتیجه گرفت که قسمت میانی سازند ایلام دارای کیفیت مخزنی ضعیف می‌باشد.

در قسمت فوقانی سازند ایلام (عمق ۶۲۰ تا ۶۳۰ m)، مجدداً شاهد افزایش کیفیت مخزنی در سازند هستیم. با توجه به داده‌های موجود، سازند ایلام در قسمت فوقانی خود دارای رخساره‌های رمپ میانی، شول و در مناطق محدودتر، رخساره‌های لاگون می‌باشد. ریزرخساره غالب در این بخش از نوع وکستون حاوی فرامنیفرهای بنتیک و پلانکتونیک و بایوکلست (IMF-4) می‌باشد. نوع حفرات غالب شامل تخلخل‌های حفره‌ای، شکستگی و ریزتخلخل می‌باشد. فرآیندهای دیاژنزی غالب شامل آثار انحلالی خفیف و تبلور مجدد می‌باشند. قسمت فوقانی منطبق با سیستم ترکت پسرونده از سکانس رده سوم سازند ایلام می‌باشد. در این بخش، شاهد بهبود کیفیت مخزنی و افزایش تخلخل و نفوذپذیری در سازند ایلام هستیم (شکل ۱۵).

نتیجه گیری

مطالعه حاضر به ارزیابی عوامل کنترل کننده خصوصیات مخزنی سازند ایلام در تعدادی از

چهارچوب چینه نگاری سکانسی این سازند مورد بررسی قرار گرفت. بر همین اساس، مشخص شد که بخش پایینی سازند ایلام (منطبق بر بخش ابتدایی سیستم ترکت پیشرونده سکانس رده سوم) یک بازه مخزنی با کیفیت با ظرفیت ذخیره بالا اما ظرفیت جریانی پایین می‌باشد. از این منظر، این واحد را می‌توان بعنوان یک واحد تله ای و از نوع مخازن کربناته متراکم در نظر گرفت. بخش میانی سازند ایلام (منطبق بر بخش انتهایی سیستم ترکت پیشرونده و ابتدای سیستم ترکت پسرونده) بدلیل غلبه رخساره‌های گل غالب و متراکم از کیفیت مخزنی چندانی برخوردار نمی‌باشد. بخش بالایی سازند ایلام (منطبق بر بخش انتهایی سیستم ترکت پسرونده سکانس رده سوم) بدلیل گسترش رخساره‌های دانه غالب متعلق به کمر بند شول و نیز وقوع انحلال محدود جوی از کیفیت مخزنی نسبتاً بالایی برخوردار است.

- مطالعه حاضر نشان داد که تغییرات کیفیت مخزنی سازند ایلام در میدان مورد مطالعه از دشت آبادان عمدتاً تحت کنترل خصوصیات رخساره ای بوده و انحلال میکروسکوپی، مهمترین فرآیند دیاژنزی بهبود دهنده کیفیت مخزنی به شمار می‌رود. روندهای موجود در پارامترهای پتروفیزیکی این سازند بخوبی با خصوصیات فابریک سنگی مرتبط بوده و در چارچوب چینه نگاری سکانسی قابلیت ردیابی و مدل‌سازی دارند.

ترکت پیشرونده سکانس رده سوم، تخلخل‌های میکروسکوپی بین ذرات میکرایت، حفرات درون اسکلتی داخل حجرات فرامینیفرای پلانکتون و کوکولیتوفرها، تخلخل‌های قالبی واقع در بخش مرکزی الیگوستژین‌ها و تخلخل‌های بین بلوری بین بلورهای دولومیت و سیمان‌های کلسیتی مهمترین انواع حفرات را تشکیل داده‌اند. این حفرات همگی از نوع ریزتخلخل بوده و یک بازه متخلخل اما کم تراوا را بوجود آورده‌اند.

- تعیین گونه‌های سنگی مخزن، واحدهای جریانی هیدرولیکی و واحد بندی مخزن با کمک روش‌های مرسوم نظیر استفاده از مفهوم نشانگر واحد جریان و روش چینه ای تغییر یافته بر مبنای چینه نگاری لورنز انجام گرفت. توزیع چینه شناسی این واحدها و تطابق آن‌ها با نتایج مطالعات رسوب شناسی با هدف بدست آوردن روابط معنادار بین آن‌ها و ارتباط دادن خصوصیات پتروفیزیکی به فابریک سنگ صورت پذیرفت.

- رخساره‌های الکتریکی سازند ایلام در ۳ چاه مورد مطالعه بر مبنای لاگ‌های گاما، نوترون، صوتی، چگالی، اشباع آب مؤثر و تخلخل مؤثر به روش خوشه بندی چند تفکیکی گرافیکی (MRGC) تعیین گردیده و با واحدهای جریانی، رخساره‌های رسوبی و جایگاه‌های سکانسی تطابق داده شدند.

- توزیع پارامترهای پتروفیزیکی در بخش‌های مختلف سازند ایلام بر مبنای روش‌های فوق و در

مراجع

- [1]. Lucia, F. J. (2007). Depositional textures & petrophysics. Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach, 111-141.
- [2]. Schlager, W. (2005). Carbonate facies models. Special Publications of SEPM.
- [3]. Ahr, W. M. (2008). A new genetic classification of carbonate porosity and its application to reservoir characterization. American Association of Petroleum Geology Annual convention (Abstract), San Antonio, Apr, 20-23.
- [4]. Abdollahie Fard, I., Braathen, A., Mokhtari, M., Alavi, S. A. (2006). Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. Petroleum Geoscience 12 (4), 347-362. doi.org/10.1144/1354-079305-70.
- [5]. Mehrabi, H., Bagherpour, B., & Honarmand, J. (2020). Reservoir quality and micrite textures of microporous intervals in the Upper Cretaceous successions in the Zagros area, SW Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering 192, 107292. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107292.
- [6]. Khodaei, N., Rezaee, P., Honarmand, J., & Fard, A. (2021). Controls of depositional facies and diagenetic processes on reservoir quality of the Santonian carbonate sequences (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran.

36:19.

[7]. Mehrabi, H., Yahyaei, E., Navidtalab, A., Rahimpour-Bonab, H., Abbasi, R., Omidvar, M., Assadi, M., & Honarmand, J. (2023). Depositional and diagenetic controls on reservoir properties along the shallow-marine carbonates of the Sarvak Formation, Zagros Basin: Petrographic, petrophysical, and.... *Sedimentary Geology* 454, 106457. doi.org/10.1016/j.sedgeo.2023.106457.

[8]. Motiei, H. (1993). Stratigraphy of Zagros, treatise on the geology of Iran, Iranian, Ministry of Mines and Mestals, Geol. Surv. of Iran with cooperation of Deputy Ministry of Project and Planning, 536.

[9]. Aqrabi, A. A. M. (1998). Paleozoic stratigraphy and petroleum systems of the western and southwestern deserts of Iraq. *GeoArabia* 3 (2), 229-248.

[10]. Adabi, M. H., & Asadi Mehmandosti, E. (2008). Microfacies and geochemistry of the Ilam Formation in the Tang-E Rashid area, Izeh, S.W. Iran. 267-277. doi.org/10.1016/j.jseae.2008.01.002.

[11]. Ghabeishavi, A., Vaziri-Moghaddam, H., & Taheri, A. (2009). Facies distribution and sequence stratigraphy of the Coniacian-Santonian succession of the Bangeestan Palaeo-high in the Bangeestan Anticline, SW Iran. *Facies* 55 (2), 243-257.

[12]. Mehrabi, H., Rahimpour-Bonab, H., Enayati-Bidgoli, A., & Navidtalab, A. (2014). Depositional environment and sequence stratigraphy of the Upper Cretaceous Ilam Formation in central and southern parts of the Dezful Embayment, SW Iran. *Carbonates and Evaporites* 29, 263-278.

[13]. Bagherpour, B., Mehrabi, H., Faghieh, A., Vaziri-Moghaddam, H., & Omidvar, M. (2021). Tectono-eustatic controls on depositional setting and spatial facies distribution of Coniacian-Santonian sequences of the Zagros Basin in Fars area, S. Iran. *Marine and Petroleum Geology* 129, 105072. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105072.

[۱۴]. حسنی گیوم، ابرقانی آ. (۱۳۸۹). بررسی نقش رخساره ها و نوع تخلخل در کنترل کیفیت مخزنی سازند ایلام در یکی از میادین نفتی ناحیه دزفول شمالی، دشت آبادان. مجله علوم دانشگاه تهران ۳۵(۳)، ۶۳-۵۳.

[۱۵]. خانجانی م، موسوی حرمی ر، رحیمپور بناب ح، کمالی م، چهارازی ع. (۱۳۹۴). تعیین لایه‌های مخزنی سازند ایلام براساس مطالعات رخساره‌ای و لرزه‌ای در جنوب شرقی خلیج فارس. پژوهش نفت ۲۵(۸۵)، ۱۲۷-۱۱۳.

[۱۶]. عباسپور ا، مهرابی ح، رحیمپور بناب ح، زمان‌نژاد ا. (۱۴۰۱). بازسازی محیط رسوبی، تاریخچه دیاژنزی و کیفیت مخزنی سازند ایلام در یکی از میادین نفتی ناحیه لرستان، باختر ایران. رسوب شناسی کاربردی ۱۰(۱۹)، ۳۴-۱۳.

[۱۷]. سپیانی ح، محبوبی ا، موسوی حرمی ر، محمودی قرائی م. ح، غفرانی ا. (۱۳۸۹). فرآیندهای دیاژنز و تأثیر آن بر کیفیت مخزنی سازند ایلام، میدان نفتی ماله‌کوه، شمال‌باختری اندیشک. پژوهش نفت ۲۰(۶۲)، ۸۳-۶۵.

[۱۸]. خدایی ن، رضایی پ، هنرمند ج، عبدالحی فرد ا. (۱۳۹۹). تحلیل ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکansı سازند ایلام (کنیاسین؟- سانتونین) در شمال‌باختری دشت آبادان. پژوهش های چینه نگاری و رسوب شناسی ۳۶(۴)، ۱۳۴-۱۰۹.

[۱۹]. اسدی مهباندوستی ا، عالیوند س، قلاوند ه، رستمی ع. (۱۳۹۷). بررسی پتروفیزیکی مخزن کربناته ایلام با استفاده از روش تشدید مغناطیس هسته‌ای (NMR) و داده‌های مغزه در یکی از میادین نفتی دشت آبادان. فصلنامه علمی علوم زمین ۲۷(۱۰۷)، ۲۵۲-۲۴۱.

[20]. Mehrabi, H., Navidtalab, A., Enayati, A., & Bagherpour, B. (2022). Age, duration, and geochemical signatures of paleo-exposure events in Cenomanian-Santonian sequences (Sarvak and Ilam formations) in SW Iran: Insights from carbon and strontium. *Sedimentary Geology* 434, 106136. doi.org/10.1016/j.sedgeo.2022.106136.

[21]. Tavakoli, V. (2020). Microscopic heterogeneity. *Carbonate Reservoir Heterogeneity: Overcoming the Challenges*, 17-51.

[22]. Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S. H., Heward, A. P., Horbury, A. D., & Simmons, M., D. (2001). Arabian Plate sequence stratigraphy. *GeoArabia, Special Publication*, 1-371. doi.org/10.2113/geoarabia0901199.

[23]. Piryaei, A., Reijmer, J. J. G., Borgomano, J., & Van Buchem, F. S. P. (2010). A transition from a passive to a tectonically active margin and foreland basin development in the Late Cretaceous of the Fars Area and Offshore (Zagros). *Second EAGE Workshop on Arabian Plate Geology*, cp-153-00026. doi.org/10.3997/2214-4609.20145621.

[24]. Sharp, I., Gillespie, P., Morsalnezhad, D., Taberner, C., Karpuz, R., Vergés, J., Horbury, A., Pickard, N.,

- Garland, J., & Hunt, D. (2010). Stratigraphic architecture and fracture-controlled dolomitization of the Cretaceous Khami and Bangesan groups: an outcrop case study, Zagros Mountains, Iran. Geological Society, London, Special Publications 329 (1), 343-396. doi.org/10.1144/SP329.14.
- [25]. Sepehr, M., & Cosgrove, J. W. (2004). Structural framework of the Zagros fold-thrust belt, Iran. Marine and Petroleum Geology 21 (7), 829-843. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.07.006.
- [26]. Alavi, M. (2007). Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. American Journal of science 307 (9), 1064-1095. doi: 10.2475/09.2007.02.
- [27]. Piryaei, A., Reijmer, J. J. G., Borgomano, J., & Van Buchem, F. S. P. (2011). Late Cretaceous tectonic and sedimentary evolution of the Bandar Abbas area, Fars region, southern Iran. Journal of Petroleum Geology 34 (2), 157.
- [28]. Berberian, M. (1995). Master "blind" thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics. Tectonophysics 241 (3-4), 193-224. doi.org/10.1016/0040-1951(94)00185-C.
- [29]. Sattarzadeh, Cosgrove, J. W., & Vita-Finzi, C. (1999). The interplay of faulting and folding during the evolution of the Zagros deformation belt. Geological Society, London, Special Publications 169 (1), 187-196. doi.org/10.1144/GSL.SP.2000.169.01.1.
- [30]. Nairn, A. E. M., & Alsharhan, A. S. (1997). Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. Elsevier.
- [31]. Sepehr, Cosgrove, J., & Moieni, M. (2006). The impact of cover rock rheology on the style of folding in the Zagros fold-thrust belt. Tectonophysics 427 (1-4), 265-281. doi.org/10.1016/j.tecto.2006.05.021.
- [32]. Yao, J., Hu, R., Wang, C., & Yang, Y. (2015). Multiscale pore structure analysis in carbonate rocks. International Journal for Multiscale Computational Engineering 13 (1). ISSN Print:1543-1649. ISSN Online:1940-4352.
- [33]. Alsharhan, A. S. (2014). Petroleum systems in the Middle East. Geological Society, London, Special Publications 392 (1), 361-408. doi.org/10.1144/SP392.19.
- [34]. Heydari, E. (2008). Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran. Tectonophysics 451 (1-4), 56-70. doi.org/10.1016/j.tecto.2007.11.046.
- [35]. Sepehr, M., & Cosgrove, J. W. (2005). Role of the Kazerun Fault Zone in the formation and deformation of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. Tectonics 24 (5). doi.org/10.1029/2004TC001725.
- [36]. Van Buchem, F. S. P., Simmons, M. D., Droste, H. J., & Davies, R. B. (2011). Late Aptian to Turonian stratigraphy of the eastern Arabian Plate—depositional sequences and lithostratigraphic nomenclature. Petroleum Geoscience 17 (3), 211-222. doi.org/10.1144/1354-079310-061.
- [37]. Mehrabi, H., & Rahimpour-Bonab, H. (2014). Paleoclimate and tectonic controls on the depositional and diagenetic history of the Cenomanian—early Turonian carbonate reservoirs, Dezful Embayment, SW Iran. Facies 60 (1), 147-167.
- [38]. James, J. A., & Wynd, J. G. (1965). Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG bulletin 49 (12), 2182-2245.
- [39]. Dunham, R. J. (1969). Early vadose silt in Townsend mound (reef), New Mexico. Special Publications of SEPM.
- [40]. Embry, A.F., & Klován, J.E. (1971). A late devonian reef tract on northeastern banks Island. Canadian Petroleum Geology, 19, 730-781. doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730.
- [41]. Flügel, E., & Munnecke, A. (2010). Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. Springer 976, 2004.
- [42]. Embry, A.F. (2002). Transgressive-Regressive (T-R) Sequence Stratigraphy. 22nd Annual Gulf Coast Section, SEPM Foundation Bon F. Perkins Research Conference, p. 151-172. doi.org/10.5724/gcs.02.22
- [43]. Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-26436-MS. doi.org/10.2118/26436-MS.
- [44]. Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997). Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE-38679-MS. doi.org/10.2118/38679-MS.
- [45]. Gomes, J. S., Ribeiro, M. T., Strohmenger, C. J., Negahban, S., & Kalam, M. Z. (2008). Carbonate Reservoir Rock Typing – The Link between Geology and SCAL. All Days. doi.org/10.2118/118284-MS.
- [46]. Mehrabi, H., Ranjbar-Karami, R., & Roshani-Nejad, M. (2019). Reservoir rock typing and zonation in sequence stratigraphic framework of the Cretaceous Dariyan Formation, Persian Gulf. Carbonates and Evaporites, 34(4), 1833–1853.
- [47]. Ye, S. J., & Rabiller, F. (2005). Automated electrofacies ordering. Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description 46 (06).
- [48]. Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary

carbonates. AAPG bulletin 54 (2), 207-250. doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D.

[49]. Madanipour, S., Najafi, M., Nozaem, R., Vergés, J., Yassaghi, A., Heydari, I., Khodaparast, S., Soudmand, Z., & Aghajari, L. (2024). The Arabia – Eurasia collision zone in Iran: tectonostratigraphic and structural synthesis. *Journal of Petroleum Geology*, 47(2), 123–171. doi.org/10.1111/jpg.12854.

[50]. Mehrabi, H., Rahimpour-Bonab, H., Hajikazemi, E., & Jamalian, A. (2015). Controls on depositional facies in Upper Cretaceous carbonate reservoirs in the Zagros area and the Persian Gulf, Iran. *Facies* 61, 1-24.