



Rock Typing Determination of the Dariyan Formation for Reservoir Evaluation in the Framework of Depositional Sequences in an Oilfield in the Eastern Persian Gulf

Mohammad Ali Salehi^{*1}, Javad Sobhani², Hamzeh Mehrabi² and Sajjad Kazem Shiroudi³

1. Department of Geology, Faculty of Science, University of Isfahan, Iran

2. Sedimentology Group, School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

3. Iranian Offshore Oil Company (IOOC), Tehran, Iran

ma.salehi@sci.ui.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4892.3187

Received: August/17/2022

Accepted: October/31/2022

Introduction

Using the concept of reservoir rock types is the best method to communicate between petrophysical data and geological parameters. Therefore, to estimate the flow behavior of the reservoir using this concept, one-dimensional petrophysical data are combined with three-dimensional petrographic data [1]. Identification and determination of rock types with the aim of classification rocks based on the same reservoir characteristics and subsequently almost similar dynamic behavior enable the construction of three-dimensional reservoir models [2, 3]. Separation of rock types is one of the most useful studies to analyze and evaluate the reservoir quality and sometimes the zonation of a reservoir, because rock types are one of the influencing factors on the volume of oil and gas in situ and are related to porosity and permeability, as well as the size distribution of rock pores [4]. There are different methods to determine the rock types of the reservoir, which can be used according to the quantity and quality of available information. Due to the limitation in the measurement of static and dynamic parameters of the reservoir, it is a suitable method for the classification of the rock types that can measure more static parameters and better define the dynamic behavior and effects of rock and fluid according to the correlation of information. Among the existing methods, we can mention the hydraulic flow units based on the flow zone indicator, stratigraphic

modified Lorenz plot, and electrofacies, which are common methods that have been the basis of many researchers' studies [5-6].

Sequence stratigraphy as a subsurface framework is effective in predicting and presenting the four-dimensional distribution of the source, reservoir and cap rocks. By fully understanding sedimentary and diagenesis features and putting them in the framework of sequence stratigraphy, it will be possible to investigate and predict reservoir characteristics in the intervals between wells. The distribution of depositional sequences inside the reservoir is very important in understanding the distribution of reservoir and non-reservoir units. By studying the sequence stratigraphy, it is possible to determine which part of the system tracts will have the greatest reservoir potential.

Therefore, sequence stratigraphic interpretation plays a very important role in the exploration and development of oil fields. The Dariyan Formation as the youngest formation of the Khami Group is important as a hydrocarbon reservoir and is considered one of the most important reservoir formations in Zagros and the Persian Gulf and is known for carbonate lithology and nature of mud-dominated facies in the center of the Persian Gulf [7-9]. The position of the Dariyan Formation between the two Kazhdomi and Gadvan formations, both of which have been introduced as source rocks and cap rocks, has added to the importance of this feature [10]. In this study, an attempt has been

made to distinguish and describe various types of reservoir rocks in the Dariyan Formation in one of the fields in the eastern part of the Persian Gulf using conventional methods (Figure 1).

In the following, the results of different methods should

be compared, and by calibrating the results of different methods with what has been obtained from petrographic studies, can be expressed separately the weaknesses and strengths of each method, so that they can be used for better understanding the reservoir zones.

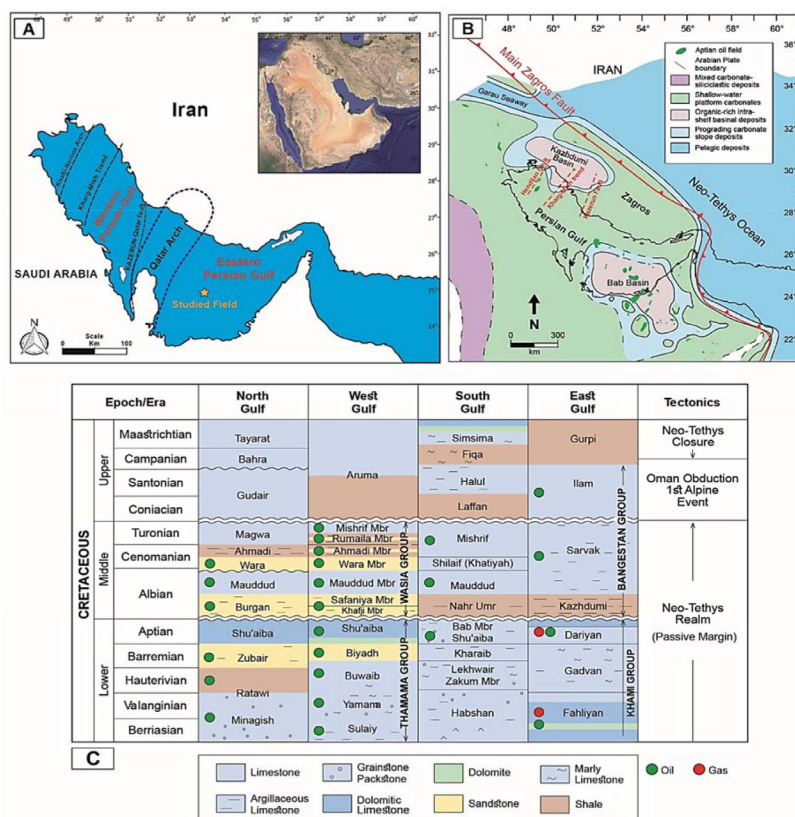


Fig. 1 Location map of the studied field in southern Iran, the eastern part of the Persian Gulf, along with the main structural elements such as main faults, structural high and troughs (adapted and modified from [6]). B: Paleogeography of the Arabian plate in the earlier Aptian [7] C: The Cretaceous stratigraphy of the Persian Gulf and its neighboring areas, as well as, the major tectonic events of the Arabian Plate. The Dariyan Formation of Iran and its stratigraphic equivalents are located beneath a regionally traceable unconformity, known as that late Aptian unconformity (adapted from [7]).

Materials and Methods

This study was conducted based on the data from six wells from an oilfield located in the eastern part of the Persian Gulf. In the petrography study section 280 microscopic thin sections prepared from cores and cuttings (total size of 235 meters) of the Dariyan Formation have been studied in order to determine depositional facies and diagenetic alterations. The naming of facies has been done using the classification of Dunham [11] and Embry and Klován for the carbonate rocks [12]. Then, the determined facies have been matched with the standard facies of Flügel [13]. To determine depositional sequences, the Transgressive-Regressive method (T-R) has been used, because it was not possible to distinguish between LST and FRST system tracts [14 - 15]. To identify

and determine reservoir rock types in the Dariyan Formation, based on the porosity and permeability data of 48 core plug samples, as well as the estimated porosity and permeability data from the well logging, the methods of hydraulic flow units using the flow zone indicator (FZI) method, stratigraphic modified Lorenz plot [16], calculating the pores throat radius using the Winland equation [17] and Lucia's petrophysical classes have been used [18]. Also, in order to identify and determine the reservoir rock types in the Dariyan Formation in the studied wells, based on the data of petrophysical logs such as GR, DT, NPHI, ILD, MLL the concept of electrofacies was used based on the multi-resolution graph clustering (MRGC) method (in Geolog software).

Results and Discussion

Based on the porosity-permeability of cores, six hydraulic flow units (FZI method), four Winland rock types, and three Lucia rock classes were identified. Predicted porosity and permeability from log data were used to identify five hydraulic flow units (from the

FZI method) and based on the stratigraphic modified Lorenz plot (SMLP), six reservoir/non-reservoir units were identified (Figures 2 and 3). In addition, using the MRGC technique, seven electrofacies were determined.

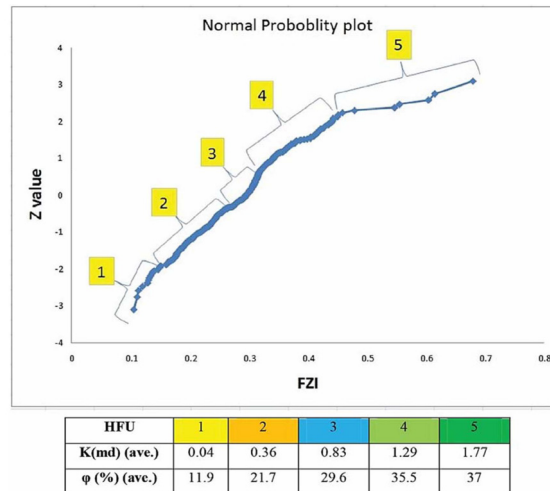


Fig. 2 Separated flow units by FZI method based on estimated data along with average values of permeability and porosity in separated flow units.

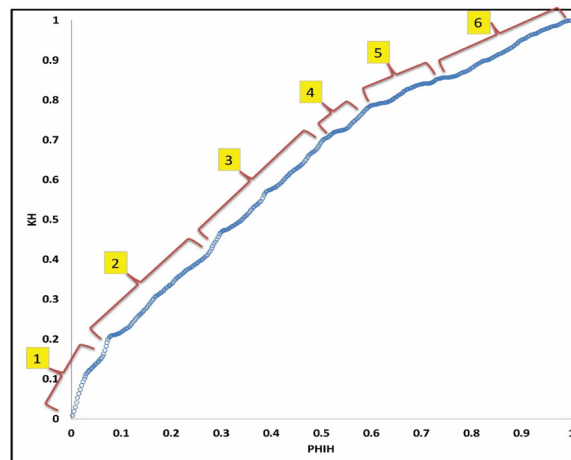


Fig. 3 The cross plot of the cumulative flow capacity versus the cumulative storage capacity and the determination of flow units based on the breakpoints in the curve.

To investigate the relationship between depositional facies with hydraulic flow units and electrofacies in the Dariyan Formation of the studied wells, the frequency of each of the hydraulic flow units and electrofacies in different facies belts has been calculated and their frequency bar graph has been presented. In the facies belts of the inter ramp, hydraulic flow units with medium to high quality are more abundant, while in the facies belts of the basin, outer and middle ramp, low to medium hydraulic flow units are more abundant. In the facies belts of the basin, outer and middle ramp, low to medium-quality electrofacies are more abundant, while in the inner ramp facies belt, high-quality electrofacies are more abundant. Also, to investigate the distribution of sedimentary

microfacies in the studied interval of Dariyan Formation in the studied wells, each of the hydraulic flow units and electrofacies, has been drawn their bar frequency diagram. In high-quality hydraulic flow units such as HFU-5 and HFU-6, there are sedimentary facies MF-3–4 and MF-6–9, among which facies MF-6 and MF-3 are more abundant. On the other hand, in low-quality hydraulic flow units such as HFU-1 and HFU-2, there are sedimentary facies MF-1–4, MF-6 and MF-7, among which facies MF-2–4 are more abundant. In high-quality electrofacies such as EFAC-6 and EFAC-7, there are sedimentary facies MF-3 and MF-5–7, among which the facies MF-6, MF-7 and MF-3 are more abundant. On the other hand, in low-quality electrofacies such as EFAC-1-3, there are

sedimentary facies MF-3, MF-4, MF-8 and MF-9, among which MF-3-4 and MF-9 are more abundant. According to this, significant relationships can be seen between sedimentary facies, hydraulic flow units and electrofacies.

Also, by examining the distribution of rock types in the framework of depositional sequences and system tracts, it shows that the grain-supported fossil-bearing and boundstone facies belonging to the inner ramp

facies belt are the best reservoir horizons in the HST system tracts from the first and second depositional sequences (Figure 4). These parts can be considered as a target interval in order to increase the production and development of fields. In contrast, the mud-dominated facies belonging to the facies belts of the basin and outer ramp have caused the formation of horizons with low reservoir quality in the TST system tracts.

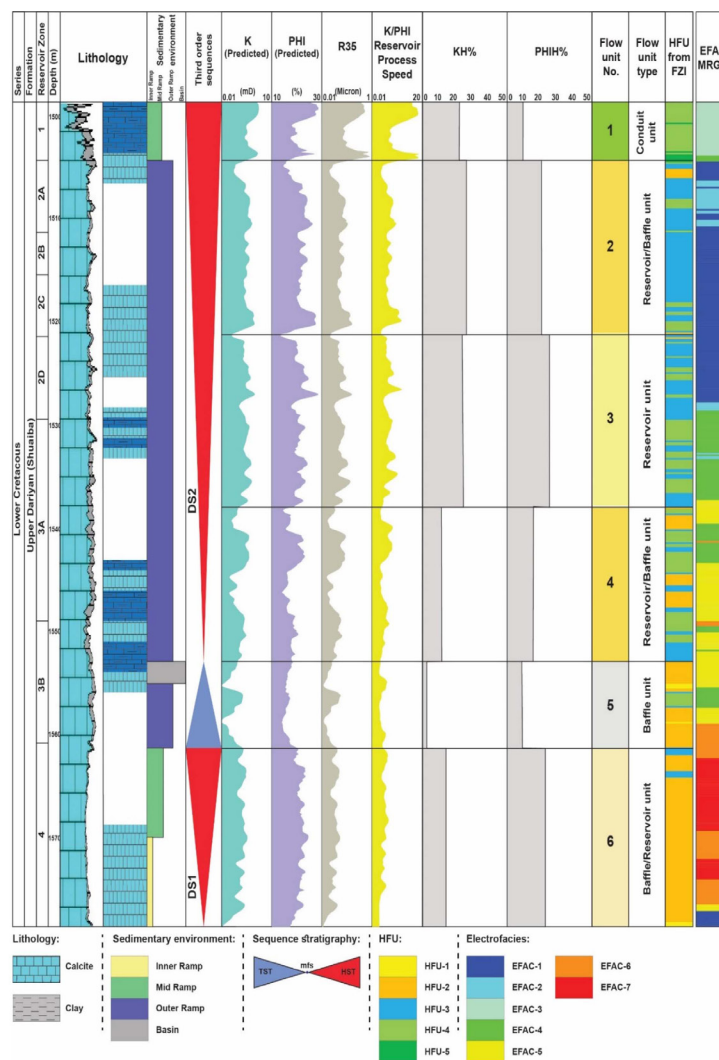


Fig. 4 Geological profile of the Dariyan Formation in one of the studied wells, illustrating lithology, depositional environment, porosity, permeability, R35, porosity-permeability ratio, percentage of flow and storage capacity, flow units based on FZI and SMLP, and electrofacies in the sequence stratigraphic framework.

Conclusions

In this study, reservoir rock types of the Dariyan Formation were determined in six wells from an oilfield located in the east of the Persian Gulf by different methods, the results of which are as follows: Petrographic studies led to the identification of nine depositional facies in four facies sub-environments including basin, outer, middle, and inner ramp. Also, diagenetic features such as dissolution, dolomitization, fracturing, micritization, compaction (mechanical and

chemical) and bioturbation have been identified as the most important diagenetic alterations. Using core porosity and permeability data, six hydraulic flow units were identified based on the FZI method, four rock types were identified based on the Winland equation, and three petrophysical classes were identified based on the Lucia diagram. Also, based on the data of porosity and permeability, an estimate of the data of the well logging based on the FZI, five hydraulic flow units and six reservoir and non-reservoir units

were determined based on the stratigraphic modified Lorenz plot. Using the data of petrophysical logs such as GR, DT, NPHI, ILD, MLL and based on the MRGC method, seven electrofacies were identified in the Dariyan Formation. Finally, by combining the results of different rock typing methods in the framework of depositional sequences and system tracts, the existing relationships between them were investigated. As a result, the fossiliferous grain-dominated facies and boundstone facies belonging to the inner ramp facies belt have created the best reservoir horizons in the HST system tracts from the first and second depositional sequences, which can be considered as the target area for increasing the production and development of the fields. In contrast, the mud-dominated facies belonging to the basin and outer ramp facies belts have caused the formation of horizons with low reservoir quality in the TST system tracts.

References

- 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, one Petro, SPE, 118284, 1-14, doi.org/10.2118/118284-MS.
- Soto R, Garcia J C (2001) Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems, one Petro SPE, 71455, doi.org/10.2118/71455-MS.
- Skalinski M, Kenter J A M (2014) Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour, Geological Society, London, Special Publications, 406: 229–259, doi.org/10.1144/SP406.6.
- Kadkhodaie-Ilkhchi A, Kadkhodaie-Ilkhchi R (2018) A review of reservoir rock typing methods in carbonate reservoirs: relation between geological, seismic, and reservoir rock types, Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology, 7, 4: 13–35, doi.org/10.22050/ijogst.2019.136243.1461.
- Salehi, MA, Kazem Shiroudi S, Moussavi-Haram R, Ghafouri M, Lashkari-Pour G (2015) Integrated petrophysical rock typing approaches for the Upper Surmeh Formation in an oil field in the central Persian Gulf, Petroleum Research 25(84): 72–87, [in Persian with extended English abstract] doi.org/10.22078/PR.2015.550
- 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: 1833–1853, doi.org/10.1007/s13146-019-00530-2
- Mehrabi H, Rhimpour-Bonab H, Hajikazemi E, Esrafil-Dizaji B (2015) Geological reservoir characterization of the Lower Cretaceous Dariyan Formation (Shu'aiba equivalent) in the Persian Gulf, southern Iran, Marine and Petroleum Geology, 68: 132–157, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.08.014.
- Naderi-Khujin M, Seyrafian A, Vaziri-Moghaddam H, Tavakoli V (2016) Characterization of the late aptian top-dariyan disconformity surface offshore Sw Iran: A multi-Proxy approach, Journal of Petroleum Geology, 39: 269–286, doi.org/10.1111/jpg.12646.
- Naderi-Khujin M, Seyrafian A, Vaziri-Moghaddam H, Tavakoli V (2016) A record of global change: OAE 1a in Dariyan shallow-water platform carbonates, southern Tethys, Persian Gulf, Iran. Facies, 62: 25, doi.org/10.1007/s10347-016-0476-6
- James G A, Wynd G (1965) Stratigraphical nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area, AAPG Bulletin, 49: 2182–2245 doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D.
- Dunham R J (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture, AAPG Memoir, 1: 108–121.
- Embry A F, Klovan J E (1971) A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island Northwest Territories, Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 19: 730–781, doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730.
- Flügel E (2010) Microfacies of Carbonate Rocks: analysis, interpretation and application (second edition), Springer-Verlag, Berlin, 976.
- Catuneanu O (2002) Sequence stratigraphy of clastic systems: Concepts, merits, and pitfalls, Journal of African Earth Sciences. 35: 1–43, doi.org/10.1016/S0899-5362(02)00004-0.
- Embry A F (2002) Transgressive-regressive (T–R) sequence stratigraphy. Program and abstracts—society of economic paleontologists, Gulf Coast Sect Res Conf, 22: 151–172.
- 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 38679, 1–8, doi.org/10.2118/38679-MS.
- Winland H D (1972) Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report, F72-G-25.
- Lucia F J (1995) Rock fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization, AAPG Bulletin, 79: 1275–1300, doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D.

تعیین گونه‌های سنگی با هدف ارزیابی کیفیت مخزنی سازند داریان در چارچوب سکانس‌های رسوبی در یکی از میادین نفتی بخش شرقی خلیج فارس

محمدعلی صالحی^{۱*}، جواد سبحانی^۲، حمزه مهرابی^۲ و سجاد کاظم شیرودی^۳

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، ایران

۲- گروه رسوب‌شناسی، دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، ایران

۳- اداره زمین‌شناسی شرکت نفت فلات قاره، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۵/۲۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۰۹

چکیده

سازند داریان به سن آپتین یکی از مهمترین افق‌های مخزنی تولیدی در زاگرس و خلیج فارس به شمار می‌رود. مطالعه حاضر بر پایه تلفیق نتایج به‌دست آمده از مطالعات پتروگرافی، مخزنی و پتروفیزیکی به منظور تعیین گونه‌های سنگی با استفاده از روش‌های مرسوم و با هدف نهایی ارزیابی کیفیت مخزنی سازند داریان در یکی از میدان‌های بخش شرقی خلیج فارس انجام گرفته است. مطالعات پتروگرافی بر روی مقاطع نازک میکروسکوپی تهیه شده از این سازند در چاه‌های مورد مطالعه منجر به شناسایی نه ریزرخساره رسوبی شد که در پنج زیرمحیط حوضه، رمپ بیرونی، میانی و داخلی رسوب کرده‌اند. بر این اساس، محیط رسوب‌گذاری سازند داریان در میدان مورد مطالعه سکوی کربناته از نوع رمپ پیشنهاد شده است. همچنین عوارضی از قبیل انحلال، دولومیتی شدن، شکستگی، میکرایتی شدن، تراکم (مکانیکی و شیمیایی) و زیست‌آشفستگی به عنوان مهمترین فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده است. بر مبنای داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه، تعداد شش واحد جریان هیدرولیکی (روش نشان‌گر زون جریان)، چهار گونه سنگی وینلند و سه گونه سنگی لوسیا شناسایی گردید. بر مبنای داده‌های تخلخل و تراوایی تخمین زده شده از داده‌های لاگ نیز، با استفاده از روش نشانگر زون جریان، تعداد پنج واحد جریان هیدرولیکی و بر مبنای نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز، تعداد شش زون مخزنی و غیرمخزنی (سدی و تله‌ای) شناسایی گردید. همچنین، با به‌کارگیری روش MRGC، تعداد هفت رخساره الکتریکی تفکیک گردید. مقایسه نتایج روش‌های مختلف استفاده شده در این مطالعه تشابه نسبتاً نزدیکی را نشان می‌دهند و کالیبراسیون آنها با مطالعات پتروگرافی حاکی از همخوانی نتایج با یکدیگر دارد. در یک نگاه کلی، کیفیت مخزنی سازند داریان در دسته رخساره‌ای HST که همراه با رخساره‌های دانه غالب فسیل‌دار و رخساره‌های باندستونی مربوط به کمر بند رخساره‌ای رمپ داخلی هستند، بیشتر می‌باشد که می‌تواند منطقه هدف در راستای افزایش تولید و توسعه میادین در نظر گرفته شود. بر خلاف این، رخساره‌های گل غالب مربوط به کمر بندهای رخساره‌ای حوضه و رمپ خارجی در دسته رخساره TST، واحدهای با کیفیت پایین سازند داریان را شامل می‌شوند.

کلمات کلیدی: گونه سنگی مخزنی، واحدهای جریانی هیدرولیکی، رخساره‌های الکتریکی، سازند داریان، خلیج فارس

*مسئول مکاتبات

ma.salehi@sci.ui.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4892.3187)

مقدمه

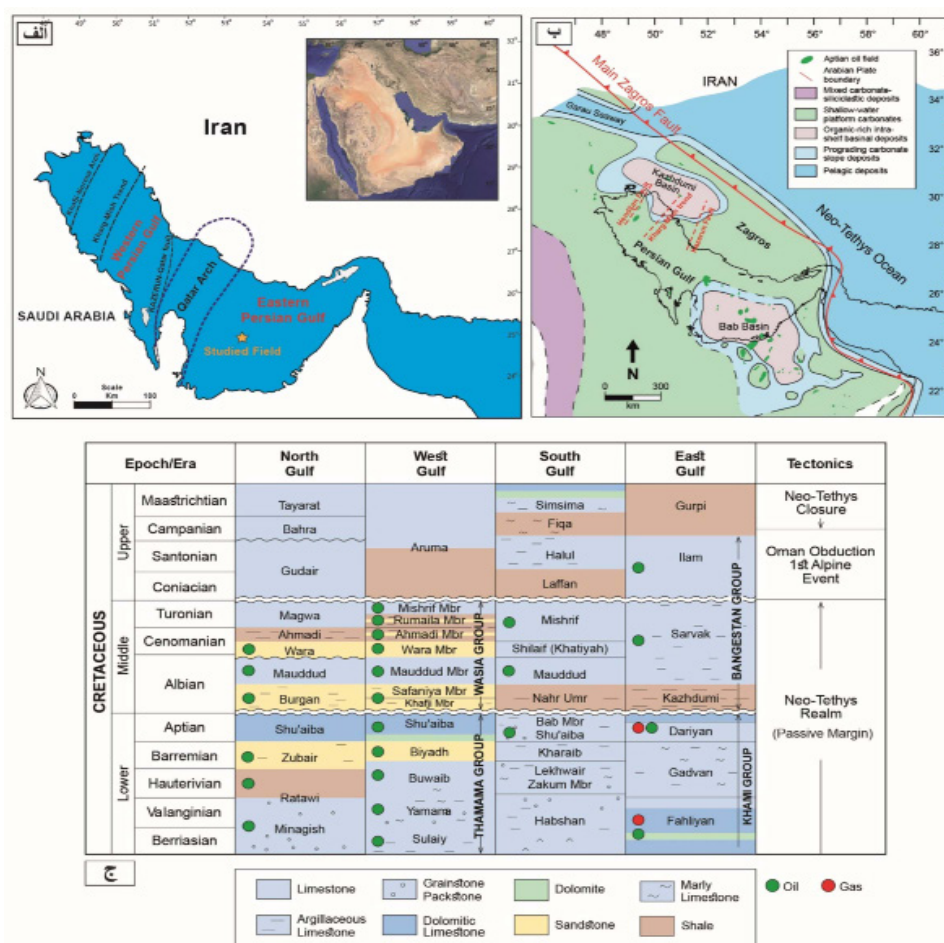
استفاده از مفهوم گونه‌های سنگی مخزنی^۱ بهترین روش برای برقراری ارتباط بین داده‌های پتروفیزیکی و پارامترهای زمین‌شناسی می‌باشد. از همین رو، برای تخمین رفتار جریان مخزن با استفاده از این مفهوم، داده‌های تک بعدی پتروفیزیکی با داده‌های سه بعدی پتروگرافی تلفیق می‌شوند [۱]. شناسایی و تعیین گونه‌های سنگی با هدف دسته‌بندی سنگ‌ها براساس ویژگی‌های مخزنی یکسان و متعاقباً رفتار دینامیکی تقریباً مشابه، ساخت مدل‌های سه بعدی مخزنی را امکان‌پذیر می‌کنند [۲ و ۳]. تفکیک گونه‌های سنگی یکی از مفیدترین مطالعات به منظور تحلیل و ارزیابی کیفیت مخزنی و گاهی زون‌بندی یک مخزن است چرا که گونه‌های سنگی از عوامل تأثیرگذار بر روی حجم نفت و گاز درجا هستند و به توانایی سنگ برای ذخیره‌سازی سیال (تخلخل) و انتقال آن (تراوایی) و نیز توزیع اندازه منافذ سنگ مرتبط می‌باشند [۴]. روش‌های مختلفی برای تعیین گونه‌های سنگی مخزن وجود دارد که با توجه به کمیت و کیفیت اطلاعات در دسترس، می‌توان از آنها استفاده نمود. به دلیل محدودیت در اندازه‌گیری پارامترهای استاتیکی و دینامیکی مخزن، روشی برای دسته‌بندی انواع سنگ مناسب است که بتوان پارامترهای استاتیکی بیشتری را اندازه‌گیری کرد و با توجه به همبستگی اطلاعات، رفتار دینامیکی و اثرات سنگ و سیال بهتر در آن تعریف شود. از بین روش‌های موجود می‌توان به واحدهای جریان هیدرولیکی براساس نشان‌گر زون جریان، نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز و رخساره‌های الکتریکی اشاره کرد که روش‌های متداولی هستند که مبنای مطالعات بسیاری از محققین قرار گرفته‌اند [۵ و ۶]. چینه‌نگاری سکانسی به‌عنوان یک چارچوب زیرسطحی در پیش‌بینی و ارائه توزیع چهاربعدی سنگ منشأ، مخزن و پوش سنگ مؤثر می‌باشد. با شناخت کامل عوارض رسوبی و دیاژنزی و قرار دادن آنها در

چارچوب چینه‌نگاری سکانسی، بررسی و پیش‌بینی خصوصیات مخزنی در فواصل بین چاهی امکان‌پذیر خواهد بود. توزیع سکانس‌ها در درون مخزن در درک توزیع واحدهای مخزنی و غیرمخزنی از اهمیت بسزایی برخوردار هستند. با مطالعه چینه‌نگاری سکانسی می‌توان تعیین کرد که کدام بخش از دسته‌های رخساره‌ای بیشترین پتانسیل مخزنی را خواهند داشت. از این رو، تفسیر چینه‌نگاری سکانسی نقش بسیار مهمی در اکتشاف و توسعه میدادین نفتی ایفا می‌نمایند. سازند داریان به‌عنوان جوان‌ترین سازند گروه خامی در نقش سنگ هیدروکربوری و در مواردی با دارا بودن پتانسیل مخزنی حائز اهمیت است و یکی از مهم‌ترین سازندهای مخزنی در زاگرس و خلیج فارس به شمار می‌رود و با سنگ‌شناسی کربناته و ماهیت گل‌پشتیبان در مرکز خلیج فارس شناخته شده است [۷-۹]. قرار گرفتن سازند داریان در بین دو سازند کژدمی و گدوان که هر دو به عنوان سنگ منشأ، پوش سنگ‌های مهم معرفی شده‌اند بر اهمیت این ویژگی افزوده است [۱۰]. در این مطالعه سعی شده است تا با استفاده از روش‌های مرسوم، انواع گونه‌های سنگی مخزنی در سازند داریان در یکی از میدادین بخش شرقی خلیج فارس تفکیک و توصیف شوند (شکل ۱-الف). در ادامه نتایج روش‌های مختلف با هم مقایسه گردند، و با کالیبراسیون نتایج روش‌های مختلف با آنچه که از مطالعات پتروگرافی به‌دست آمده است نقاط ضعف و قوت هر روش به‌طور جداگانه بیان گردد، تا بتوان از آنها جهت شناخت بهتر زون‌های مخزنی استفاده کرد.

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی

در کرتاسه پیشین قسمت شمال شرقی صفحه عربی (شامل خلیج فارس و زاگرس) به‌صورت یک حاشیه غیرفعال قاره‌ای در نیمکره جنوبی (بین ۱۰° تا ۱۵° جنوب خط استوا) قرار داشته است [۱۱ و ۱۲].

1. Reservoir Rock Type (RRT)



شکل ۱ الف) نمایش موقعیت میدان مورد مطالعه در جنوب ایران، قسمت شرقی خلیج فارس، همراه با عناصر ساختمانی اصلی مانند گسل‌های اصلی، بلندی‌ها و فرورفتگی‌ها (اقتباس با تغییراتی از [۱۹] ب) جغرافیای دیرینه صفحه عربی در آپتین پیشین [۷] ج) چینه‌شناسی کرتاسه در خلیج فارس و نواحی مجاور آن و نیز تحولات زمین‌ساختی بزرگ صفحه عربی (اقتباس از [۷])

کربناته سازند داریان بر روی این سکوه‌های کم عمق در طول آپتین توسعه یافته‌اند [۱۶-۱۸]. این سازند که جوان‌ترین سازند گروه خامی می‌باشد، در محل برش الگو شامل سنگ آهک قهوه‌ای تا خاکستری رنگ، ضخیم لایه تا توده‌ای خشن و برجسته متعلق به محیط دریایی کم عمق است که در آن اربیتولین به فراوانی یافت می‌شود [۱۰]. در غرب خلیج فارس، یک واحد شیلی / مارنی که زبانه کژدمی نامیده می‌شود، سازند داریان را به دو قسمت پایینی و بالایی تقسیم می‌کند. در خلیج فارس، سازند داریان در قسمت‌های تحتانی و فوقانی، به ترتیب توسط دو واحد سنگ چینه‌ای معروف به

در این زمان، این بخش از صفحه عربی شرایط زمین‌ساختی ویژه‌ای را متحمل شده است، به‌طوری‌که شکل حوضه رسوبی تحت تأثیر حرارت‌های تفریقی، حرکات هالوکینتیک (مرتبط با حرکت نمک) مربوط به سری هرمز و فعالیت مجدد گسل‌های پی‌سنگی کششی (نظیر گسل‌های خارگ-میش و هنديجان) قرار گرفته و این امر موجب تشکیل بالآمدگی‌ها و حوضه‌های درون‌شلفی شده است [۱۳-۱۵]. در کرتاسه پیشین، محیط رسوبی عمومی خلیج فارس یک سکوی کربناته کم عمق بوده که دو حوضه درون‌شلفی باب^۱ و کژدمی به ترتیب در جنوب تا جنوب شرق و شمال غرب آن جای داشته‌اند [۱۱ و ۱۵]. توالی‌های

1. Bab

تراوایی مغزه استفاده شده است.

پتروگرافی

در بخش مطالعه پتروگرافی به منظور تعیین رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی در سازند داریان، تعداد ۲۸۰ مقطع نازک میکروسکوپی تهیه شده از مغزه‌ها (جمعاً به متر ۲۳۵ m) و خرده‌های حفاری مورد استفاده قرار گرفته‌اند. نام‌گذاری رخساره‌ها با استفاده از روش دانهام [۲۲] و امری و کلوان [۲۳] انجام شده است. سپس رخساره‌های تعیین شده با رخساره‌های استاندارد فلوگل [۲۴] مطابقت داده شده‌اند. به منظور تعیین سکانس‌های رسوبی از روش پیشرونده-پسرونده^۱ استفاده شده است، زیرا تشخیص دسته رخساره‌های LST و FRST امکان پذیر نبوده است [۲۵-۲۷] برای شناسایی و تعیین گونه‌های سنگی مخزنی در سازند داریان، براساس داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه به تعداد ۴۸ نمونه پلاگ مغزه و همچنین داده‌های تخلخل و تراوایی تخمینی از روی نمودارهای چاه‌پیمایی، از روش‌های تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از روش نشانگر زون جریان، نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز [۲۸]، روش محاسباتی شعاع گلوگاه حفرات با استفاده از معادله وینلند [۲۹] و کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا [۳۰] استفاده شده است.

واحدهای جریانی هیدرولیکی

روش تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی به وسیله نشانگر زون جریان ابتدا توسط آمافوله [۳۱] مطرح شده و سپس توسط سایر محققان توسعه یافته است. در این روش هر واحد جریان هیدرولیکی (HFU) براساس نشانگر زون جریانی (FZI) مشخص می‌شود که می‌تواند برحسب روابط بین حجم فضای خالی (ε) و توزیع هندسی فضای خالی (که به‌صورت شاخص کیفیت مخزنی کمی می‌شود) به‌صورت زیر محاسبه شود:

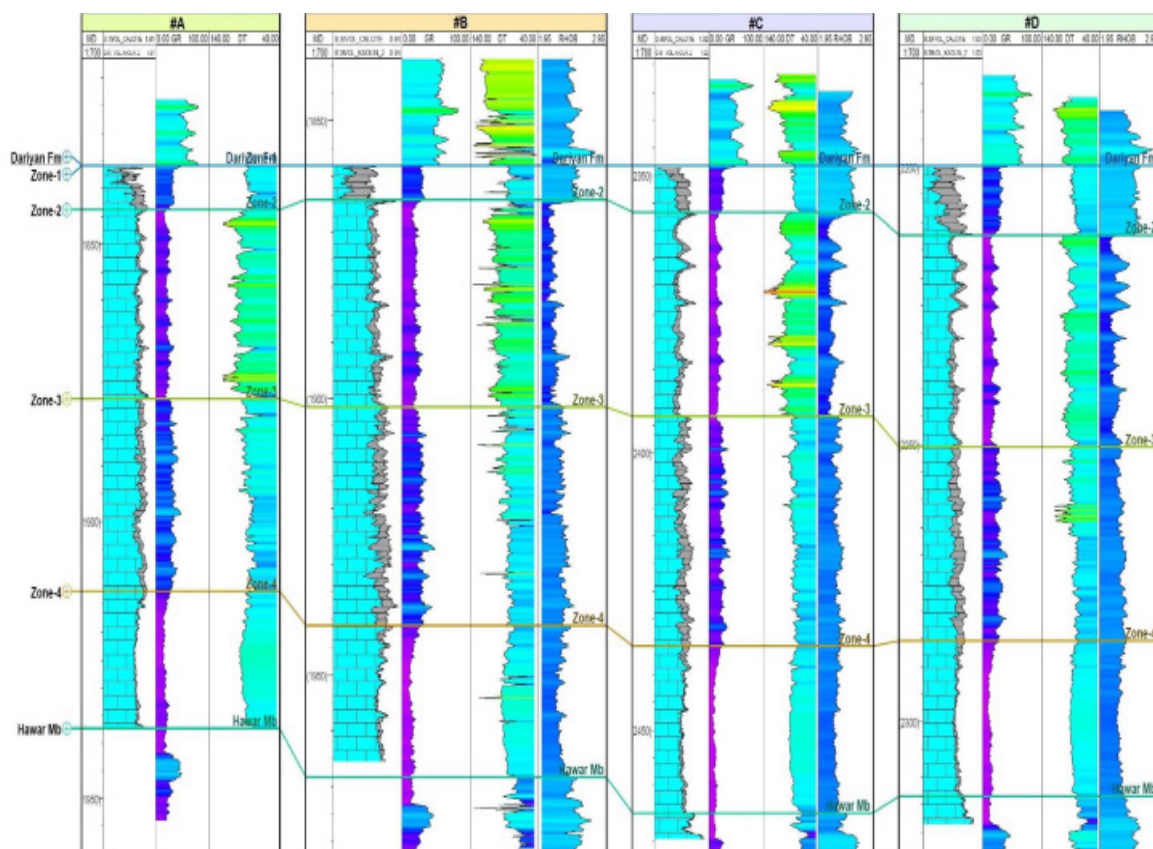
$$\log RQI = \log FZI + \log \varepsilon \quad (1)$$

سازندهای گدوان (مارن و آهک مارنی) و کژدمی (شیل) محدود می‌شود. به‌طوری‌که به‌صورت پیوسته برروی سازند گدوان و با مرز ناپیوسته در زیر سازند کژدمی قرار گرفته است (شکل ۱-ب). در بخش‌های عربی خلیج فارس (یعنی قطر، عمان و امارات متحده عربی)، توالی رسوبی آپتین تحت عنوان سازند شعیبا شناخته می‌شود. در این نواحی، این سازند به دلیل وجود نهشته‌های حوضه‌ای درون‌شلفی باب به دو بخش پایین و بالا تقسیم می‌شود [۲۰]. سازند داریان در ایران و هم‌ارزهای چینه‌شناسی آن در زیر یک ناپیوستگی قابل ردیابی ناحیه‌ای قرار دارند که به‌عنوان ناپیوستگی آپتین پسین شناخته می‌شود (شکل ۱-ج). میدان مورد مطالعه در این پژوهش در بخش شرقی خلیج فارس واقع شده است که میدان مشترک نفتی بین ایران و امارات می‌باشد. نفت تولیدی این میدان در سه مخزن کربناته سورمه بالایی، داریان و سروک بالایی به سن ژوراسیک بالایی تا کرتاسه میانی قرار دارد و سازند داریان مهمترین افق مخزنی آن است [۲۱]. در این میدان، سازند داریان قابل تقسیم به چهار واحد شامل کربناته زیرین (زون ۴، به ضخامت متوسط حدود ۲۷ m)، سنگ آهک آرژیلیتی میانی (زون ۳، زبانه کژدمی یا باب به ضخامت متوسط حدود ۳۸ m)، کربناته بالایی (زون ۲، به ضخامت متوسط حدود ۳۶ m) و سنگ آهک آرژیلیتی فوقانی (زون ۱، به ضخامت متوسط حدود ۹ m) می‌باشد (شکل ۲). البته واحد سنگ آهک آرژیلیتی فوقانی به سمت شمال میدان به تدریج نازک شده و نهایتاً از بین می‌رود.

داده‌ها و روش مطالعه

این مطالعه بر مبنای داده‌های شش چاه از یک میدان نفتی واقع در بخش شرقی خلیج فارس انجام شده است. به منظور دستیابی به اهداف این مطالعه، از اطلاعاتی نظیر مغزه‌ها و خرده‌های حفاری، نمودارهای پتروفیزیکی و داده‌های تخلخل و

1. Transgressive-Regressive



شکل ۲ تطابق سازند داریان و واحدهای سنگ چینه‌ای آن در بین چاه‌های مورد مطالعه

زیر منتشر کرد:

$$\text{Log } R_{35} = 0.732 + 0.588 * \text{Log}(k) - 0.864 * \text{Log}(\phi) \quad (5)$$

در این رابطه R_{35} ، شعاع گلوگاه منافذ در اشباع ۳۵٪ جیوه (برحسب میکرون)، K ، تراوایی (برحسب میلی‌داریسی)، و ϕ ، تخلخل (برحسب درصد) می‌باشد.

زون‌بندی مخزنی به روش لورنز

نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز (SMLP) یکی از بهترین روش‌ها برای دستیابی به حداقل تعداد واحدهای جریان‌ی در مخزن است [۳۳ و ۱]. این نمودار براساس رسم ظرفیت تجمعی جریان‌ی در مقابل ظرفیت تجمعی ذخیره، با حفظ ترتیب چینه‌شناسی آنها می‌باشد. نقاط عطف در نمودار SMLP، بیانگر تغییرات در خواص مخزنی محیط متخلخل است. روش کار تعیین واحدهای جریان‌ی به روش لورنز بدین صورت است که ابتدا تخلخل و تراوایی پیوسته (طول به طول) و نسبت تراوایی به تخلخل (K/ϕ) متناسب در یک نظم چینه‌شناسی

که در آن ε یا PMR به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$\varepsilon = \frac{\phi}{1 - \phi} \quad (2)$$

مقادیر FZI و RQI می‌توانند با استفاده از روابط زیر محاسبه شوند:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (3)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi} \quad (4)$$

گونه‌های سنگی وینلند

روش وینلند روشی است که براساس آن شعاع گلوگاه در شرایطی که ۳۵٪ منافذ توسط جیوه اشباع گردد، از طریق نمودارهای فشار مؤئینه محاسبه می‌شود. روش وینلند گونه‌های سنگی را ارائه می‌دهد که منعکس‌کننده هر دو فابریک رسوبی و دیاژنزی است. این واحدهای جریان‌ی، زون‌های با نسبت تخلخل به تراوایی ثابت را ارائه می‌دهد و ابزاری مناسب جهت تعیین زون‌های مخزنی از غیرمخزنی می‌باشد [۲۸]. کلودزی [۳۲] نتایج روش وینلند را به صورت رابطه

صوت (DT)، نوترون (NPHI) و مقاومت (نظیر ILD, MLL) از مفهوم رخساره الکتریکی براساس روش خوشه‌بندی چند تفکیکی بر پایه نمودار^۱ در نرم‌افزار ژئولاگ) استفاده شد (برای مطالعه بیشتر رجوع شود به [۳۶]. در روش MRGC که تلفیقی از هوش مصنوعی و خوشه‌بندی سلسله مراتبی می‌باشد، به طور خودکار تعداد بهینه خوشه‌ها استخراج می‌گردد. این روش از پارامترهایی به نام نمایندگی هسته^۲ و شاخص همسایگی^۳ استفاده می‌کند.

نتایج

رخساره‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی

مطالعه پتروگرافی مقاطع نازک سازند داریان در چاه‌های مورد مطالعه منجر به شناخت تعداد ۹ رخساره رسوبی گردیده است که در زیرمحیط‌های حوضه، رمپ بیرونی، رمپ میانی و رمپ درونی نهشته شده‌اند [۳۸-۳۷ و ۷] (جدول ۱، شکل ۳). با توجه به اینکه رخساره‌های شناسایی شده به همراه زیرمحیط‌های مربوطه در چاه‌های مورد مطالعه قبلاً توسط مهرابی و همکاران [۱۹] به‌طور مفصل شرح داده شده‌اند. از این‌رو، به منظور جلوگیری از تکرار مطالب و کارآمدتر کردن نتایج مطالعه، از توصیف و تفسیر رخساره‌ها چشم‌پوشی شد و خلاصه اطلاعات مربوط به ریزرخساره‌ها در جدول ۱ و تصاویر میکروسکوپی آنها در شکل ۳ ارائه شده است. به طور کلی به نظر می‌رسد نهشته‌های کربناته سازند داریان در یک محیط کربناته وسیع کم عمق با شیب خیلی کم شبیه به یک محیط رمپ کربناته رسوب‌گذاری کرده‌اند. رخساره‌ها و محیط رسوبی این سازند در مقیاس ناحیه‌ای نیز به‌دقت مورد مطالعه قرار گرفته است و محیط رسوبی به‌صورت پلتفرم کربناته رمپ در نظر گرفته شده است که حوضه درون شلفی باب را در بخش شرقی خلیج فارس در بر گرفته است [۱۹].

مرتب می‌شوند [۱]. سپس، حاصل ضرب تراوایی در عمق مربوطه ($k \cdot h$) و تخلخل در عمق مربوطه ($\phi \cdot h$) محاسبه می‌گردد. داده‌های به‌دست آمده به‌ترتیب با عنوان ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره نامیده می‌شوند. برای ترسیم نمودار لورنز لازم است دو پارامتر ظرفیت تجمعی جریان و ظرفیت تجمعی ذخیره به‌صورت زیر محاسبه شوند:

(۶)

$$\phi h_{cum} = \phi_1 (h_1 - h_2) / \phi h_{Total} + \phi_1 (h_1 - h_2) /$$

$$\phi h_{Total} + \dots + \phi_n (h_n - h_{n+1}) / \phi h_{Total}$$

(۷)

$$kh_{cum} = k_1 (h_1 - h_2) / kh_{Total} + \phi_1 (h_1 - h_2) /$$

$$kh_{Total} + \dots + k_n (h_n - h_{n+1}) / kh_{Total}$$

کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا

لوسیا و همکاران [۳۴] نموداری را برای تعیین گونه‌های سنگی و تخمین تراوایی مخازن کربناته پیشنهاد دادند که در محور افقی آن تخلخل بین دانه‌ای و در محور عمودی آن تراوایی قرار دارد. با پیاده نمودن داده‌های تخلخل بین دانه‌ای و تراوایی برای هر مخزن کربناته، می‌توان کلاس‌های پتروفیزیکی آن را به‌دست آورد. همچنین با پیاده نمودن داده‌های تخلخل بین دانه‌ای و تراوایی برای هر مخزن کربناته، می‌توان عدد فابریک سنگ را به‌دست آورد که با به‌دست آوردن آن می‌توان تراوایی را محاسبه نمود [۳۴].

رخساره‌های الکتریکی

مفهوم رخساره الکتریکی یک روش برای دسته‌بندی سنگ‌ها (براساس خصوصیات فیزیکی و محتوای سیال آنها) به کمک نمودارهای چاه‌پیمایی است که می‌تواند نشان دهنده تغییر ویژگی‌های زمین‌شناسی (رسوبی و دیاژنزی) مخزن باشد؛ به ویژه در مواردی که مغزه در دسترس نباشد [۳۵]. به منظور شناسایی و تعیین گونه‌های سنگی مخزنی در سازند داریان در چاه‌های مورد مطالعه، براساس داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی از قبیل گاما (GR)،

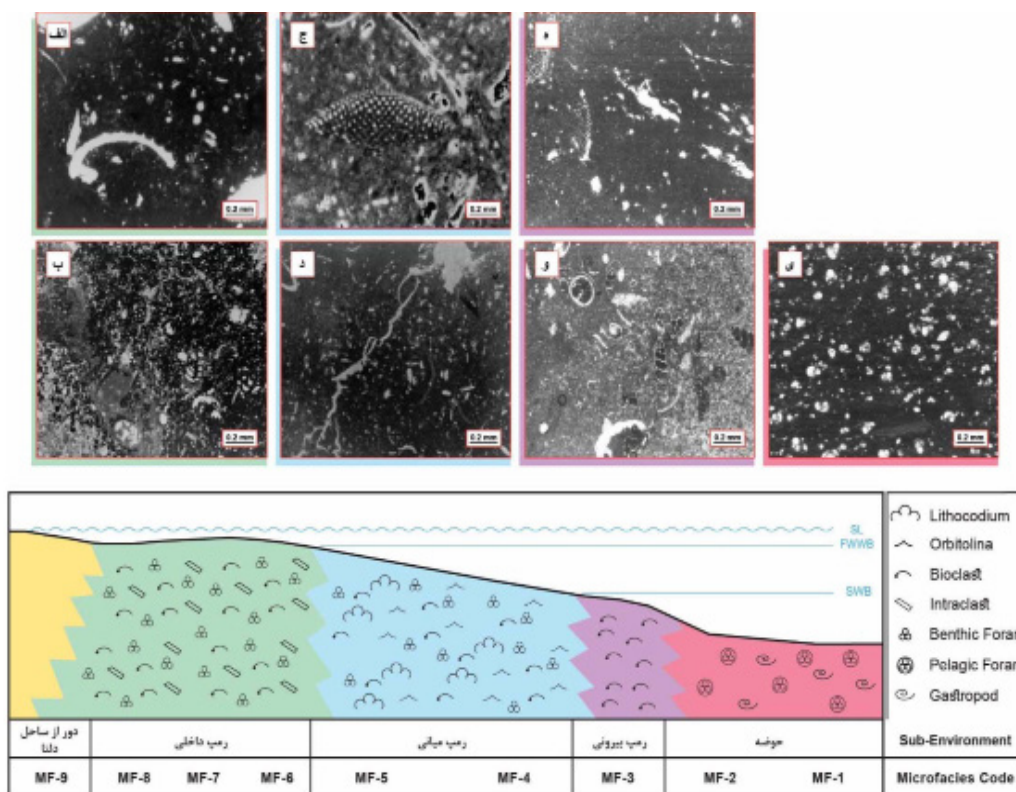
1. MRGC

2. KRI

3. NI

جدول ۱ ریزرخساره‌های رسوبی شناسایی شده در سازند داریان در چاه‌های مورد مطالعه

فرآیندهای دیاژنزی	زیرمحیط رسوبی	نام ریزرخساره	کد ریزرخساره
میکرایتی شدن، دولومیتی شدن	حوضه	مادستون تا وکستون حاوی فرامینیفرهای پلاژیک	MF-1
میکرایتی شدن، دولومیتی شدن، زیست آشفته‌گی، تراکم شیمیایی		وکستون حاوی گاستروپودهای پلاژیک	MF-2
میکرایتی شدن، دولومیتی شدن، زیست آشفته‌گی، تراکم شیمیایی	رمپ بیرونی	مادستون تا وکستون بایوکلستدار	MF-3
میکرایتی شدن، دولومیتی شدن، زیست آشفته‌گی، تراکم شیمیایی	رمپ میانی	مادستون تا وکستون اربیتولین و بایوکلستدار	MF-4
میکرایتی شدن، انحلال		فلوتستون لیتوکودیم و فرامینیفرا	MF-5
میکرایتی شدن، انحلال	رمپ داخلی (لاگون)	باندستون	MF-6
میکرایتی شدن، دولومیتی شدن، زیست آشفته‌گی، تراکم شیمیایی		پکستون تا وکستون فرامینیفر و اینتراکلستدار	MF-7
تراکم، شکستگی، زیست آشفته‌گی		وکستون تا پکستون بایوکلست مختلط و ماس‌های	MF-8
زیست آشفته‌گی		مارن	MF-9



شکل ۳ مدل شماتیک محیط رسوبی سازند داریان در میدان مورد مطالعه و تصاویر میکروسکوپی رخساره‌های رسوبی در هر کمر بند رخساره‌های الف و ب) تصاویر رخساره‌های کمر بند رخساره‌های رمپ داخلی، ج و د) تصاویر رخساره‌های کمر بند رخساره‌های رمپ میانی، ه و و) تصاویر رخساره‌های کمر بند رخساره‌های رمپ بیرونی و ی: تصاویر رخساره‌های کمر بند رخساره‌های حوضه

رمپ میانی و خارجی در رده دو و سه قرار گرفته‌اند. واحدهای جریان هیدرولیکی

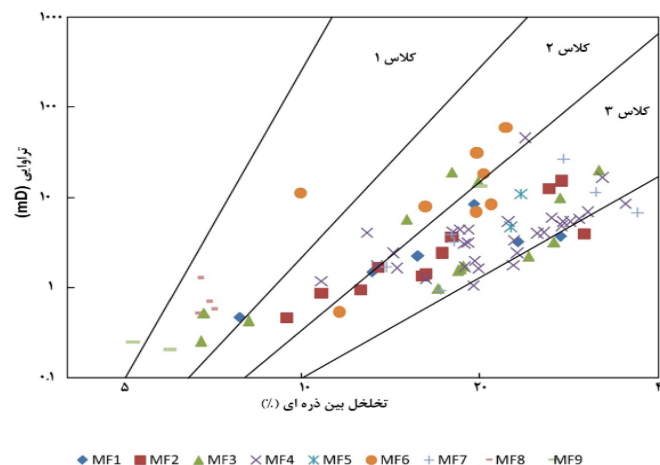
در روش نشانگر زون جریان (FZI)، با استفاده از رسم نمودار چگالی تجمعی برای تعیین تعداد بهینه واحدهای جریانی برای بخش مطالعه شده از سازند داریان در میدان مورد مطالعه، تعداد شش واحد جریان هیدرولیکی در این چاه‌ها شناسایی گردید. شاخص کیفیت مخزنی از HFU-1 به سمت HFU-6 افزایش می‌یابد (شکل‌های ۵ تا ۷). در این مطالعه همچنین به منظور تعیین واحدهای جریانی از داده‌های تخلخل و تراوایی تخمینی از داده‌های نمودارهای چاه‌پیمایی استفاده شده است. به جهت تعیین واحدهای جریانی بر مبنای داده‌های تخلخل و تراوایی تخمینی از روی نمودارهای چاه‌پیمایی از روش نشانگر زون جریان (FZI) و نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز (SMLP) استفاده شده است. محاسبات برای به دست آوردن پارامترهای مورد نظر، همانند محاسبات انجام شده برای داده‌های تخلخل-تراوایی مغزه صورت گرفته است. در ادامه نمودار تجمعی احتمال نرمال مقادیر FZI در مقابل Z رسم گردیده است. ترسیم این نمودار روش مناسبی برای تعیین تعداد بهینه واحدهای جریانی است [۴۰]. تعداد نقاط انحراف یا شکست، بیانگر تعداد واحدهای جریانی خواهد بود.

از آنجایی که فرآیندهای دیاژنزی نقش مهمی در تعیین کیفیت مخزنی نهایی توالی‌های کربناته ایفا می‌نمایند، فرآیندهای دیاژنزی در سازند داریان در چاه‌های مورد مطالعه بررسی شده‌اند. مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی در این سازند شامل انحلال، دولومیتی شدن، شکستگی، میکرایتی شدن، تراکم (مکانیکی و شیمیایی) و زیست آشفستگی می‌باشند (جدول ۱).

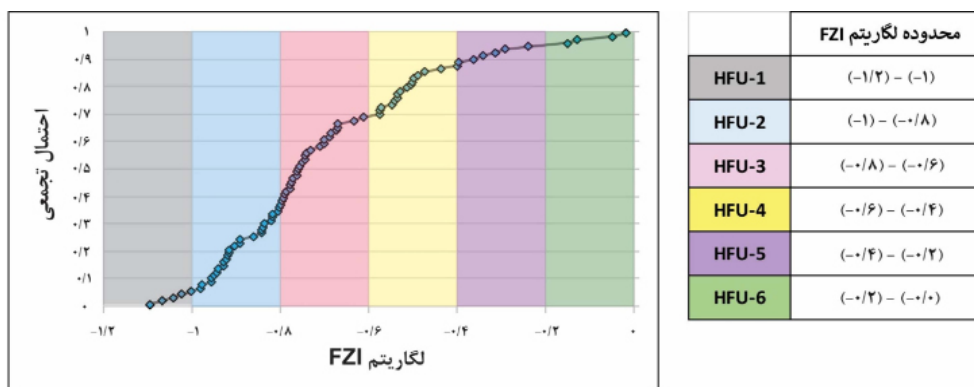
گونه‌های سنگی مخزنی

کلاس‌های پتروفیزیکی لوسیا

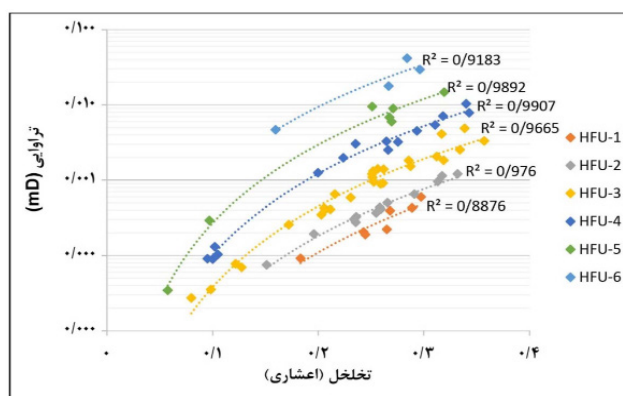
در روش لوسیا، به منظور تعیین گونه‌های سنگی با برقراری ارتباط بین رخساره‌های شناسایی شده در سازند داریان با رده‌های پتروفیزیکی لوسیا، داده‌های تخلخل و تراوایی مربوط به رخساره‌ها بر روی نمودار لوسیا ترسیم گردیده‌اند (شکل ۴) [۳۹]. در رسم داده‌ها از تخلخل کل به دست آمده از مغزه به جای تخلخل بین ذره‌ای استفاده شده است. بر این اساس، با تطبیق رخساره‌های شناسایی شده با رده‌های پتروفیزیکی لوسیا، سه گونه سنگی در بخش مطالعه شده از سازند داریان در میدان مورد مطالعه شناسایی شد (شکل ۴). با توجه به نمودار لوسیا، رخساره‌های مربوط به کمر بند رخساره‌ای پهنه جزرومدی (MF-8 و MF-9) در رده یک و رخساره‌های مربوط به کمر بند رخساره‌ای



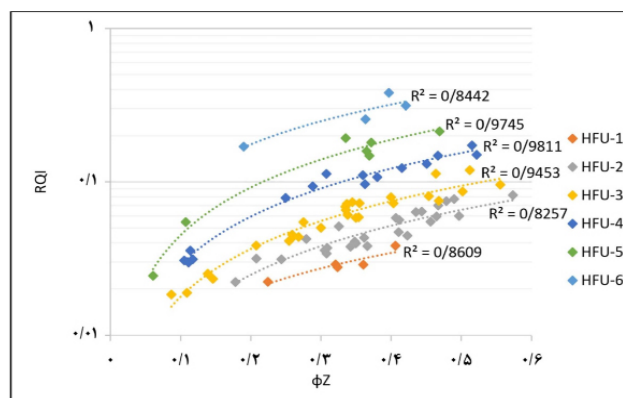
شکل ۴ نمودار تخلخل در برابر تراوایی نمونه‌های سازند داریان در یکی از چاه‌های مورد مطالعه در نمودار پتروفیزیکی لوسیا که براساس آن سه محدوده پتروفیزیکی مجزا مشخص شده است



شکل ۵ نمودار چگالی تجمعی به منظور تعیین دامنه تغییرات مقادیر لگاریتم FZI و مشخص نمودن تعداد بهینه واحدهای جریان هیدرولیکی در روش نشان گر زون جریان



شکل ۶ واحدهای جریان هیدرولیکی مشخص شده از روش نشان گر زون جریان براساس رابطه تخلخل و تراوایی

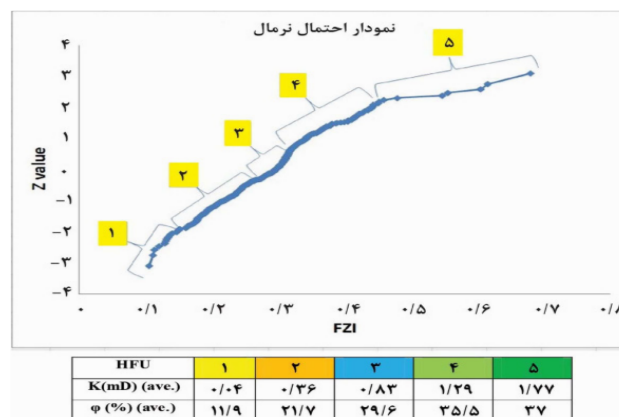


شکل ۷ نمودار شاخص کیفیت مخزنی (RQI) در برابر تخلخل نرمال شده (Φ_Z) برای واحدهای جریان هیدرولیکی شناسایی شده

در سازند داریان است (شکل ۸).
روش وینلند

براساس رابطه وینلند، واحدهای جریان در اشباع جیوه ۳۵٪ برای بخش مطالعه شده از سازند داریان در میدان مورد مطالعه تعیین شد.

نمودار تجمعی احتمال نرمال بخش مطالعه شده از سازند داریان در میدان مورد مطالعه، وجود پنج شیب عمده را نشان می‌دهد که نشان از وجود پنج واحد جریانی مجزا از هم در این سازند است. از واحدهای جریانی ۱ به ۵ میزان تراوایی افزایش یافته و واحد جریانی ۵ دارای بهترین کیفیت مخزنی



شکل ۸ واحدهای جریان‌ی تفکیک شده به‌روش FZI براساس داده‌های تخمینی به‌همراه مقادیر میانگین تراوایی و تخلخل در واحدهای جریان‌ی تفکیک شده

ویژگی این واحدهای کلیدی بدین صورت است که واحدهای سرعت دارای ظرفیت جریان بالا و ظرفیت ذخیره بسیار پایین و واحدهای مخزنی دارای ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره بالایی، هستند. واحدهای تله‌ای نیز دارای ظرفیت ذخیره بالا اما ظرفیت جریان پایین می‌باشند. بخش مطالعه شده از سازند داریان در میدان مورد مطالعه دارای یک زون سرعت، دو زون مخزنی، یک زون تله‌ای و یک زون حدواسط تله‌ای/مخزنی می‌باشد.

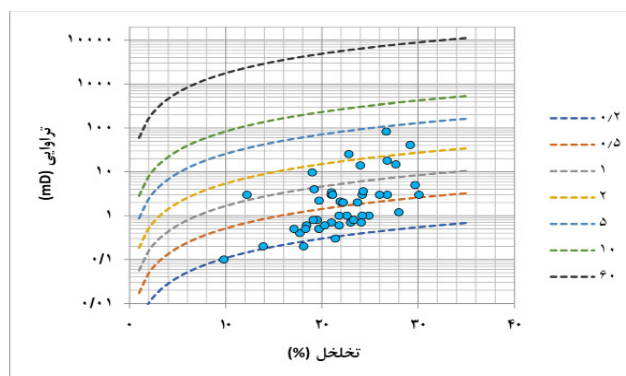
رخساره‌های الکتریکی

همان‌طور که پیش‌تر به آن اشاره شد، در این مطالعه برای شناسایی و تفکیک رخساره‌های الکتریکی از روش خوشه‌بندی چند تفکیکی بر پایه نمودار برای بخش مطالعه شده از سازند داریان در میدان مورد مطالعه استفاده شده است. با استفاده از داده‌های نمودارهای چاه‌پیمایی شامل گاما (GR)، صوت (DT)، نوترون (NPHI) و مقاومت (نظیر ILD، MLL) و با به‌کارگیری روش MRGC در نرم‌افزار ژئولاگ، مدلی با تعداد هفت رخساره الکتریکی به‌عنوان بهینه‌ترین مدل انتخاب شد (جدول ۲). از نظر خواص مخزنی، از EFAC-1 به سمت EFAC-7 کیفیت مخزنی افزایش پیدا می‌کند. رخساره‌های الکتریکی EFAC-6 و EFAC-7، با مقادیر کم نمودارهای گاما و مقاومت و با مقادیر نسبتاً بالای نمودارهای نوترون و صوت مشخص می‌شوند.

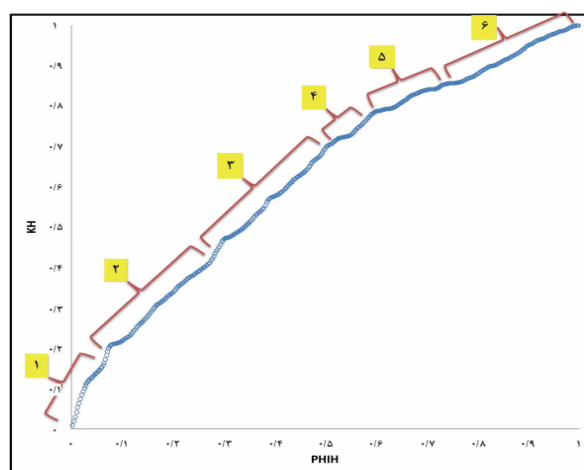
بدین ترتیب چهار واحد جریان‌ی تفکیک گردید که عبارت است از: واحد جریان‌ی یک: واحدهای با منافذ کوچکتر از $0.5 \mu\text{m}$ ، واحد جریان‌ی دو: واحدهای با منافذ بین $0.5 \mu\text{m}$ تا $1 \mu\text{m}$ ، واحد جریان‌ی سه: واحدهای با منافذ بین $1 \mu\text{m}$ تا $2 \mu\text{m}$ و واحد جریان‌ی چهار: واحدهای با منافذ بزرگتر از $2 \mu\text{m}$ هستند (شکل ۹).

نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز

در این مطالعه پیوستگی داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه برای بخش مطالعه شده از سازند داریان در میدان مورد مطالعه بررسی گردید اما به دلیل پیوسته نبودن این اطلاعات در طول سازند، استفاده از روش نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز بر مبنای این داده‌ها امکان‌پذیر نبود. با این حال، با استفاده از داده‌های پیوسته تخمینی تخلخل و تراوایی حاصل از نمودارهای چاه‌پیمایی، استفاده از روش نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز در این مطالعه فراهم گردید. بر این اساس، بر پایه نقاط شکست در منحنی ظرفیت ذخیره (PhiH) در برابر ظرفیت جریان (KH)، تعداد شش واحد جریان‌ی برای بخش مطالعه شده از سازند داریان در میدان مورد مطالعه شناسایی گردید (شکل ۱۰). این شش واحد جریان‌ی براساس میزان شیب منحنی و مقادیر ظرفیت جریان و ذخیره به چهار نوع واحد جریان‌ی سرعت، مخزنی، تله‌ای و حدواسط تله‌ای/مخزنی تقسیم می‌گردند.



شکل ۹ شعاع گلوگاه‌های منافذ در اشباع ۳۵٪ جیوه مشخص شده از روش وینلند براساس رابطه تخلخل و تراوایی و مشخص نمودن تعداد تفکیک شده واحدهای جریانی با استفاده از این روش



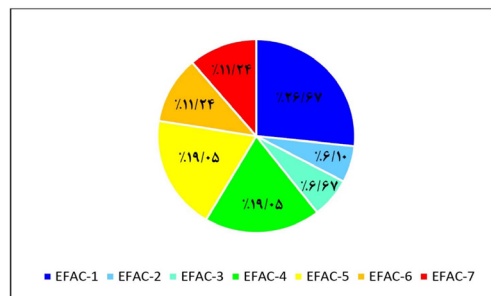
شکل ۱۰ نمودار ظرفیت تجمعی جریان در برابر ظرفیت تجمعی ذخیره و تعیین واحدهای جریانی بر پایه نقاط شکست در منحنی

جدول ۲ میانگین مقادیر نمودارهای چاه‌پیمایی در هریک از رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده به‌همراه میزان فراوانی رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده

	Frequency (%)	DT (US/F)	GR (API)	ILD (OHM.M)	MLL (OHM.M)	NPHI (V/V)
EFAC-1	۲۶/۶۷	۹۵/۱۱	۱۵/۱۲	۱/۴۳	۱/۳۷	۰/۱۸
EFAC-2	۶/۱۰	۹۲/۹۲	۱۶/۴۸	۱/۰۳	۱/۱	۰/۲
EFAC-3	۶/۶۷	۸۸/۷۱	۲۳/۶۷	۱/۳۹	۱/۲۷	۰/۲۳
EFAC-4	۱۹/۰۵	۸۷/۵۶	۲۱/۲۲	۰/۸۳	۱/۲۳	۰/۱۹
EFAC-5	۱۹/۰۵	۸۲/۶۵	۲۳/۰۳	۰/۷۲	۱/۱	۰/۱۳
EFAC-6	۱۱/۲۴	۸۶/۲۹	۱۳/۰۲	۰/۵	۰/۸۴	۰/۱۶
EFAC-7	۱۱/۲۴	۸۸/۷۳	۹/۲۹	۰/۴۴	۰/۷۲	۰/۱۷

۱ فراوانی بیشتری نسبت به سایر رخساره‌های الکتریکی دارد (شکل ۱۱). برای آزمون میزان صحت و دقت، نتایج این بخش با مطالعات رخساره‌های میکروسکوپی مقایسه گردیده است.

به‌طور کلی می‌توان این هفت رخساره الکتریکی را از دیدگاه کیفیت مخزنی در سه گروه با کیفیت مخزنی پایین (EFAC-1 تا EFAC-3)، متوسط (EFAC-4 تا EFAC-5) و بالا (EFAC-6 و EFAC-7) دسته‌بندی نمود. از لحاظ فراوانی نیز رخساره الکتریکی شماره

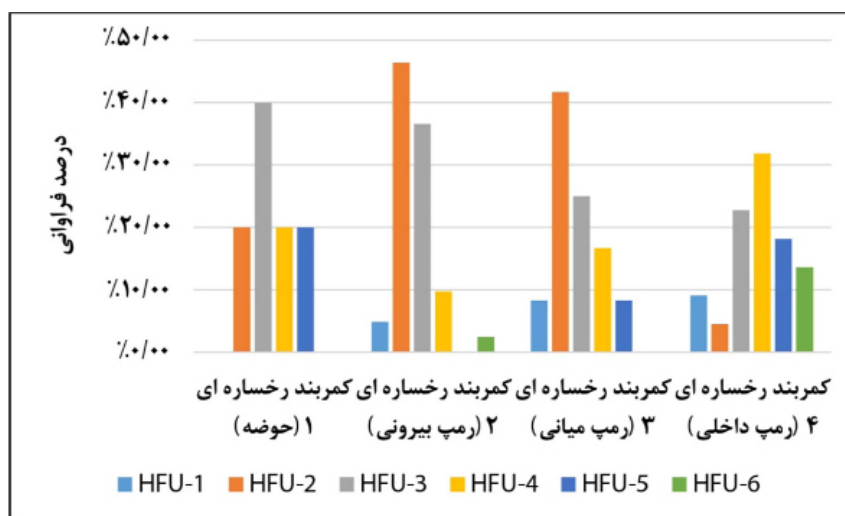


شکل ۱۱ نمودار دایره‌ای فراوانی رخساره‌های الکتریکی شناسایی شده

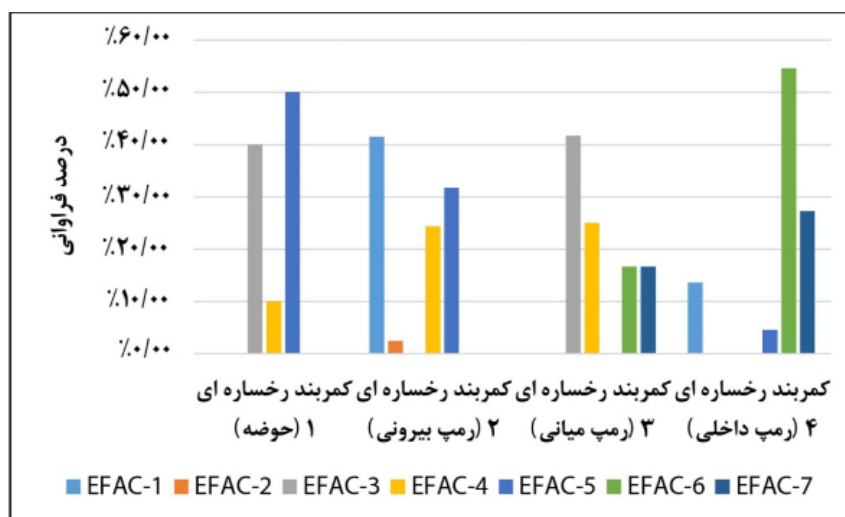
بحث

به‌منظور بررسی ارتباط بین رخساره‌های رسوبی با واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی در توالی مطالعه شده از سازند داریان در چاه‌های مورد مطالعه، درصد فراوانی هر یک از واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی در کمربندهای رخساره‌ای مختلف محاسبه شده و نمودار فراوانی میله‌ای آنها رسم گردیده است (شکل‌های ۱۲ و ۱۳). همان‌طور که در شکل ۱۲ ملاحظه می‌گردد، در کمربندهای رخساره‌ای رمپ داخلی، واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی با کیفیت متوسط تا بالا از فراوانی بیشتری برخوردار هستند، درحالی‌که در کمربندهای رخساره‌ای حوضه، رمپ خارجی و میانی، واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی پایین تا متوسط فراوانی بیشتری دارند. همچنین در شکل ۱۳ نیز ملاحظه می‌گردد، در کمربندهای رخساره‌ای حوضه، رمپ خارجی و میانی، رخساره‌های الکتریکی با کیفیت پایین تا متوسط از فراوانی بیشتری برخوردار هستند، درحالی‌که در کمربند رخساره‌ای رمپ داخلی، رخساره‌های الکتریکی با کیفیت بالا فراوانی بیشتری دارند. همچنین به‌منظور بررسی توزیع ریزرخساره‌های رسوبی در توالی مطالعه شده از سازند داریان در چاه‌های مورد مطالعه، در هریک از واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی، نمودار فراوانی میله‌ای آنها رسم گردیده است (شکل‌های ۱۴ و ۱۵). همان‌طور که در شکل ۱۴ ملاحظه می‌گردد، در واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی با کیفیت بالا نظیر HFU-5 و HFU-6 رخساره‌های رسوبی MF-3, MF-4

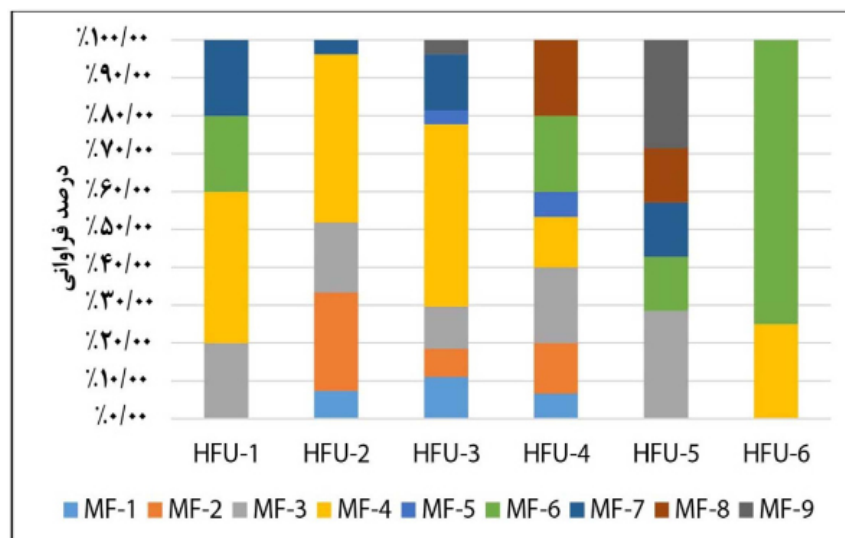
MF-6, MF-7, MF-8 و MF-9 قرار دارند که در بین آنها رخساره‌های MF-6 و MF-3 فراوانی بیشتری دارند. در مقابل در واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی با کیفیت پایین نظیر HFU-1 و HFU-2 رخساره‌های رسوبی MF-1, MF-2, MF-3, MF-4, MF-6 و MF-7 قرار دارند که در بین آنها رخساره‌های MF-2, MF-3, و MF-4 از فراوانی بیشتری برخوردار هستند. در شکل ۱۵ نیز ملاحظه می‌گردد، در رخساره‌های الکتریکی با کیفیت بالا نظیر EFAC-6 و EFAC-7 رخساره‌های رسوبی MF-3, MF-5, MF-6 و MF-7 قرار دارند که در بین آنها رخساره‌های MF-6, MF-7 و MF-3 فراوانی بیشتری دارند. در مقابل در رخساره‌های الکتریکی با کیفیت پایین نظیر EFAC-1, EFAC-2 و EFAC-3 رخساره‌های رسوبی MF-3, MF-4, MF-8 و MF-9 قرار دارند که در بین آنها MF-3, MF-4 و MF-9 از فراوانی بیشتری برخوردار هستند. براساس این نمودارها، ارتباطات معناداری بین رخساره‌های رسوبی با واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی دیده می‌شود. با ترسیم نمودار SMLP برای سازند داریان، در محدوده مورد مطالعه به‌طور کلی یک زون سرعت، یک زون تله‌ای، یک زون مخزنی و سه زون حدواسط تله‌ای/مخزنی تفکیک شده است. در چاه‌های مورد مطالعه تعداد و نوع واحدهای کلیدی با هم هماهنگی خوبی را نشان می‌دهند. در این مطالعه به جهت اینکه مفهوم زمین‌شناسی به واحدهای جریان‌ی داده شود، ارتباط آنها با رخساره‌های شناسایی شده در سازند داریان در چارچوب چینه‌نگاری سکansı مورد بررسی قرار گرفته است.



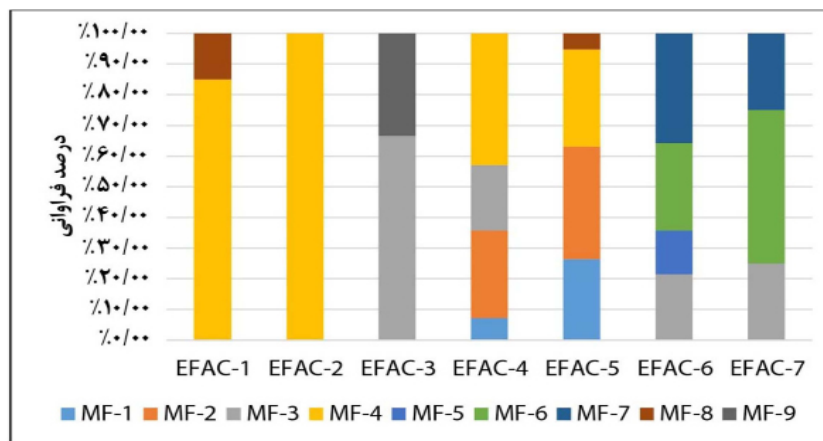
شکل ۱۲ درصد فراوانی انواع واحدهای جریانسی هیدرولیکی شناسایی شده در روش نشانگر زون جریان در هر یک از کمربندهای رخساره‌ای



شکل ۱۳ درصد فراوانی انواع رخساره‌های الکتریکی تعیین شده در هر یک از کمربندهای رخساره‌ای



شکل ۱۴ توزیع ریزرخساره‌های رسوبی در واحدهای جریانسی هیدرولیکی شناسایی شده در روش نشانگر زون جریان



شکل ۱۵ توزیع ریزرخساره‌های رسوبی در رخساره‌های الکتریکی تعیین شده

هستند. واحد جریان‌ی ۲ در غالب دسته رخساره HST سکانس دوم و مطابق با زون‌های 2A، 2B و 2C در سازند داریان است (شکل ۱۶). تخلخل مغزه در این واحد جریان‌ی از ۱۸ تا ۲۱٪ و تراوایی در محدوده ۰/۷ تا ۳/۶ mD تغییر می‌کند.

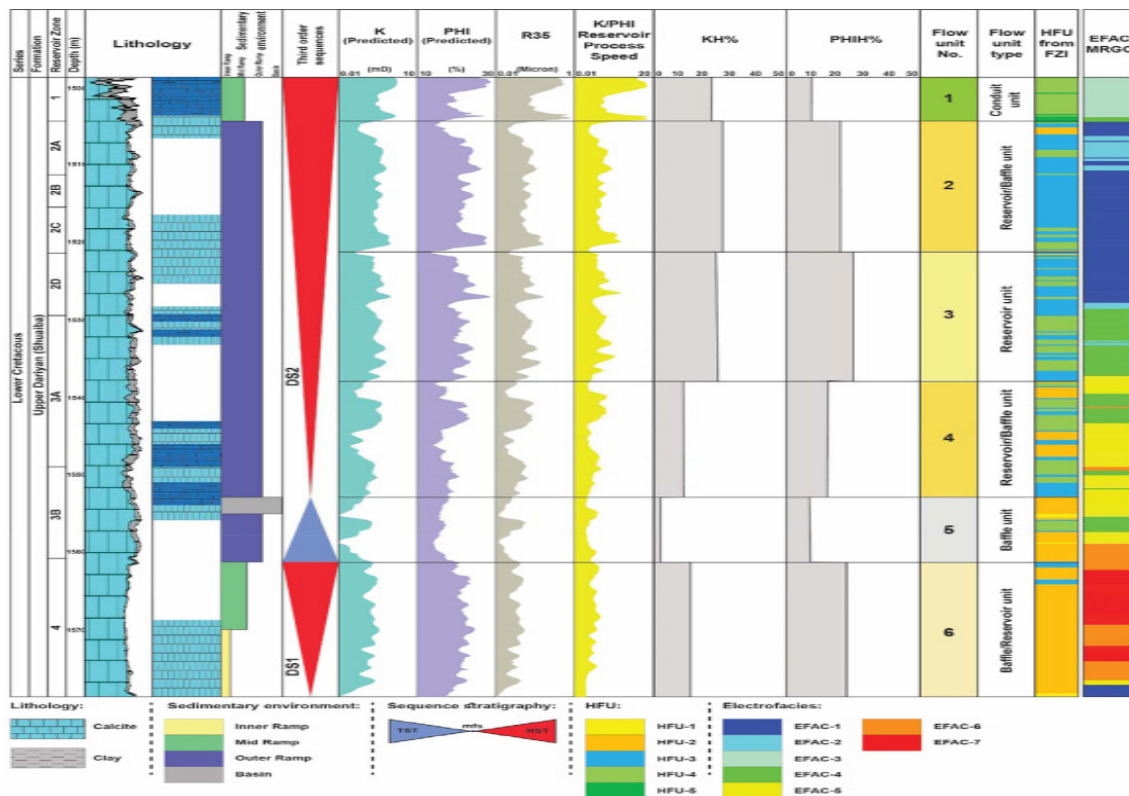
واحد جریان‌ی ۳ (FU-3): این واحد مخزنی با لیتولوژی سنگ آهک آرژلیتی مشخص می‌شود و عمدتاً از رخساره‌های وکستون/مادستون بایوکلستدار، پلاژیک فرامینیفرا و وکستون تشکیل شده است که نظیر واحد جریان‌ی قبلی در بخش‌های خارجی رمپ نهشته شده‌اند. ضخامت متوسط این زون جریان‌ی ۱۵ m می‌باشد. تخلخل مغزه در این واحد جریان‌ی از ۱۷/۱ تا ۲۹/۷٪ و تراوایی در محدوده ۰/۴ تا ۵ mD تغییر می‌کند. این واحد جریان‌ی نسبت به واحد جریان‌ی ۲ کیفیت مخزنی بهتری دارد که احتمالاً شکستگی‌ها عامل این افزایش کیفیت مخزنی بوده‌اند. واحد جریان‌ی ۳ در غالب دسته رخساره HST سکانس دوم و مطابق با زون 2D و نیمی از زون 3A در سازند داریان است.

واحد جریان‌ی ۴ (FU-4): این واحد مخزنی/بافلی با ضخامت متوسط ۱۵ m از سنگ آهک آرژلیتی تشکیل شده است و رخساره‌های غالب این واحد جریان‌ی وکستون/مادستون بایوکلستدار، پلاژیک فرامینیفرا و وکستون می‌باشد.

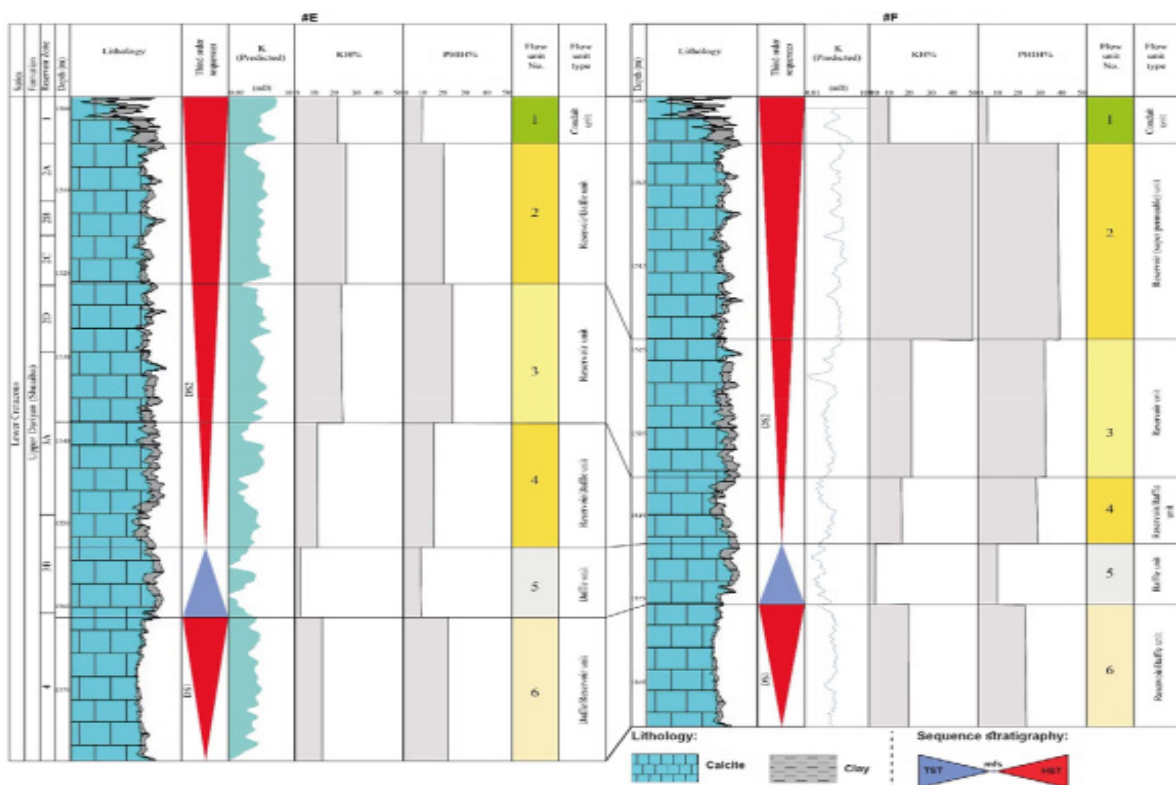
چینه‌نگاری سکانشی در چاه‌های مورد مطالعه از مطالعات پیشین در این چاه‌ها اقتباس گردیده است [۳۸] (شکل ۱۶). در زیر به تشریح واحدهای جریان‌ی شناسایی شده در سازند داریان می‌پردازیم. واحد جریان‌ی ۱ (FU-1): این واحد سرعتی در رأس سازند داریان و در تمامی چاه‌ها مورد مطالعه قابل شناسایی بوده و ضخامت متوسط آن در حدود ۵ m می‌باشد (شکل ۱۶). لیتولوژی غالب این واحد جریان‌ی سنگ آهک آرژلیتی و مارن و اغلب شامل رخساره مادستون/وکستون اوربیتولین‌دار و بایوکلستدار است. وجود مارن احتمالاً عامل اصلی در ایجاد زون سرعتی می‌باشد. این واحد جریان‌ی در انتهای HST سکانس دوم و مطابق با زون مخزنی یک در سازند داریان است (شکل ۲). تخلخل مغزه در این واحد جریان‌ی از ۹/۸ تا ۳۰٪ و تراوایی در محدوده ۴ تا ۲۵/۴ mD تغییر می‌کند.

واحد جریان‌ی ۲ (FU-2): این واحد مخزنی/بافلی با ضخامت متوسط ۱۵ m در اکثر چاه‌ها قابل شناسایی است. ضخامت این واحد در چاه F، افزایش یافته و به بیش از ۲۰ m می‌رسد (شکل ۱۷). این واحد از سنگ آهک چاکی اوربیتولین‌دار، بایومیکرایت و بایومیکرورودایت تشکیل شده است و رخساره‌های غالب این واحد جریان‌ی وکستون/مادستون بایوکلستدار می‌باشد. این رخساره‌ها عمدتاً دارای فسیل و خرده فسیلی محیط بخش خارجی رمپ^۱

1. Outer Ramp



شکل ۱۶ ستون جامع کیفیت مخزنی سازند داریان در یکی از چاه‌های مطالعه شده (چاه E) که شامل ستون سنگ‌شناسی، محیط رسوبی، نمودارهای تخلخل، تراوایی، R35، نسبت تخلخل به تراوایی، درصد ظرفیت جریان و ذخیره و واحدهای جریانی براساس FZI و SMLP و رخساره‌های الکتریکی است



شکل ۱۷ تطابق واحدهای جریانی مشخص شده در سازند داریان براساس SMLP در چارچوب چینه‌نگاری سکansı، در چاه‌های E و F

۰/۶ تا ۹ تغییر می‌کند. واحد جریان ۵ مطابق با زون ۴ در سازند داریان است. در این مطالعه که از روش‌های مختلف تعیین گونه‌های سنگی نظیر روش نشانگر زون جریان، نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز، وینلند، لوسیا و همچنین مفهوم رخساره‌های الکتریکی برای سازند داریان استفاده گردیده، مقایسه نتایج روش‌های مذکور و کالبراسیون نتایج آنها با آنچه که از مطالعات پتروگرافی به‌دست آمده، حاکی از همخوانی نتایج با یکدیگر دارد. به‌طوری‌که رخساره‌های میکروسکوپی با پتانسیل کیفیت مخزنی بالا در گونه‌های سنگی (واحد‌های جریان و رخساره‌های الکتریکی) با کیفیت مخزنی بالا قرار می‌گیرند. همچنین با بررسی پراکندگی گونه‌های سنگی در چارچوب سکانس‌ها و دسته‌های رخساره‌ای نشان می‌دهد رخساره‌های دانه غالب فسیل‌دار و رخساره‌های باندستونی متعلق به کمر بند رخساره‌ای رمپ داخلی بهترین افق‌های مخزنی را در دسته رخساره‌ای HST از سکانس اول و دوم به وجود آورده‌اند که می‌تواند منطقه هدف در راستای افزایش تولید و توسعه میدانی در نظر گرفته شود. بر خلاف آن، رخساره‌های گل غالب متعلق به کمر بند‌های رخساره‌ای حوضه و رمپ خارجی سبب تشکیل افق‌های با کیفیت مخزنی پایین در دسته رخساره TST، گردیده‌اند. پیش از این مطالعه، سازند داریان از دیدگاه کیفیت مخزنی مورد بررسی قرار گرفته است به‌طوری‌که مهرابی و همکاران [۷] با مطالعه سازند داریان در چندین میدان نفتی در خلیج فارس، بهترین واحدهای مخزنی با کیفیت بالای این سازند را معرفی نموده‌اند که عبارت است از: اولین واحدهای مخزنی با کیفیت بالای سازند داریان، واحدهایی هستند که در زیر سطوح ناپیوسته قرار دارند، جایی که رخساره‌ها تحت تأثیر انحلال جوی قرار گرفته‌اند و همین امر منجر به ایجاد منافذ مرتبط و غیرمرتبط در رخساره‌های متعلق به دسته رخساره‌ای تراز بالا

ضخامت این زون در چاه F، کاهش یافته و به کمتر از ۱۰ m می‌رسد (شکل ۱۷). این رخساره‌ها عمدتاً دارای فسیل و خرده فسیلی محیط بخش رمپ خارجی هستند. واحد جریانی ۴ در غالب بخش ابتدایی دسته رخساره TST سکانس دوم و مطابق با و بخش‌های پایینی زون 3A و بخش بالایی زون 3B در سازند داریان است. تخلخل مغزه در این واحد جریانی از ۱۵ تا ۳۳٪ و تراوایی در محدوده ۰/۱ mD تا ۵/۴ تغییر می‌کند. واحد جریانی ۵ (FU-5): این واحد بافلی با ضخامت متوسط ۸ m دارای لیتولوژی غالب سنگ آهک آرژلیتی و شیل با فسیل‌های پلاژیک رادیولاریا و فرامینیفر پلاژیک که شاخص مناطق عمیق حوضه^۱ هستند، تشکیل یافته است. رخساره پلاژیک فرامینیفر و کستون در این واحد بیشترین فراوانی را دارد. این واحد در غالب دسته رخساره TST قرار می‌گیرد و در سایر چاه‌ها قابل تطابق است. تخلخل مغزه در این واحد جریانی از ۱۲ تا ۲۴٪ و تراوایی در محدوده ۰/۰۷ تا ۰/۹ mD تغییر می‌کند. این واحد جریانی ضعیف‌ترین واحد جریانی در سازند داریان از لحاظ کیفیت مخزنی می‌باشد. واحد جریانی ۴ مطابق با زون 3B در سازند داریان است.

واحد جریانی ۶ (FU-6): این واحد یک واحد بافلی تا مخزنی و دارای لیتولوژی سنگ آهک به ضخامت متوسط ۲۰ m است. ضخامت این واحد در چاه F، به کمتر از ۲۰ m می‌رسد (شکل ۱۷). رخساره‌های این واحد جریانی بسیار متنوع هستند که فراوان‌ترین آنها شامل وکستون/مادستون اوربیتولین‌دار و بایوکلست‌دار، باندستون، فلوتستون لیتوکدیوم و فرامینیفردار و وکستون/پکستون فرامینیفر و اینتراکلست‌دار است. از دلایل بهبود کیفیت مخزنی در این واحد جریانی وجود رخساره‌های باندستونی و فلوتستونی است. این واحد در غالب دسته رخساره HST سکانس اول قرار می‌گیرد و در سایر چاه‌ها قابل تطابق است. تخلخل مغزه در این واحد جریانی از ۹/۵۱ تا ۳۶/۴۴٪ و تراوایی در محدوده mD

[۵]. بررسی نتایج حاصل از این مطالعه نشان می‌دهد بهترین روش‌ها برای تعیین گونه‌های سنگی از جنبه کیفیت مخزنی در این مخزن (سازند داریان) تفکیک واحدهای جریان‌ی بر مبنای داده‌های پیوسته نمودارهای پتروفیزیکی (چاه‌پیمایی) با استفاده از دو روش FZI و SMLP می‌باشد. از آنجایی که داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی به‌طور پیوسته از تمامی محدوده مخزن برداشت می‌گردند، لذا این دو روش بهترین و کامل‌ترین روش‌ها در تفکیک گونه‌های سنگی در مخازن کربناته می‌باشند که می‌توان از این دو روش در چاه‌هایی که فاقد مغزه هستند جهت شناخت بهتر مخزن و برای تعیین گونه‌های سنگی و واحدهای جریان‌ی استفاده کرد.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، گونه‌های سنگی مخزنی سازند داریان در شش چاه از یک میدان نفتی واقع در شرق خلیج فارس توسط روش‌های مختلف تعیین گردید که نتایج آن به شرح زیر می‌باشد:

* مطالعات پتروگرافی منجر به شناسایی نه رخساره رسوبی در پنج زیرمحیط رخساره‌ای شامل حوضه، رمپ بیرونی، رمپ میانی، و رمپ درونی گردید. همچنین عوارضی از قبیل انحلال، دولومیتی شدن، شکستگی، میکرایتی شدن، تراکم (مکانیکی و شیمیایی) و زیست‌آشفستگی به‌عنوان مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شد.

* با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه، براساس روش نشانگر زون جریان تعداد شش واحد جریان هیدرولیکی، براساس رابطه وینلند تعداد چهار گونه سنگی و براساس نمودار لوسیا تعداد سه کلاس پتروفیزیکی شناسایی گردید. همچنین بر مبنای داده‌های تخلخل و تراوایی تخمینی از داده‌های نمودارهای چاه‌پیمایی براساس نشانگر زون جریان تعداد پنج واحد جریان هیدرولیکی و براساس نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز تعداد شش واحد مخزنی و غیرمخزنی تعیین گردید.

(HST) در واحدهای کربنات پایینی و بالایی سازند داریان شده است. دومین واحدهای مخزنی سازند داریان در رخساره‌های لیتوکودئومی-جلبکی مربوط به زیرمحیط رمپ داخلی تشکیل شده است. پتانسیل مخزنی اولیه بالای این رخساره‌ها بر اثر عملکرد فرآیندهای دیاژنتیکی جوی (عمدتاً انحلال جوی) حفظ شده و حتی افزایش نیز پیدا کرده است. واحدهای جریان‌ی تفکیک شده با استفاده از روش نشانگر زون جریان برای مقایسه با واحدهای جریان‌ی به‌دست آمده از نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی رسم شده‌اند (شکل ۱۶). اصلی‌ترین تفاوت این دو دسته جریان‌ی در مقیاس این دو است. اما در صورتی که واحدهای جریان‌ی تفکیک شده با استفاده از FZI به شکل گروهی بررسی گردند اختلاف چندانی بین آنها وجود ندارد. به‌طوری‌که واحدهای جریان‌ی HFU-1 و HFU-2 (رنگ‌های زرد و نارنجی) در واحدهای جریان‌ی FU-4 و FU-5 تفکیک شده از روش لورنز که ویژگی بافلی دارد، فراوان‌تر هستند. برخلاف آن واحدهای جریان‌ی HFU-3 و HFU-4 (رنگ‌های آبی و سبز) در واحد جریان‌ی FU-3 که ویژگی مخزن دارد، غالب هستند. اگرچه واحد جریان‌ی HFU-5 دارای بالاترین کیفیت مخزنی در بین واحدهای جریان‌ی به‌دست آمده از FZI است اما فراوانی آن کم و تنها در واحد جریان‌ی FU-1 (زون سرعت)، حضور دارد. به‌طور کلی واحدهای جریان‌ی حاصل از SMLP به واسطه قدرت تفکیک پایین‌تر خود در مقیاس میدانی قابل تطابق هستند. این در حالی است که تطابق و ردیابی یک واحد جریان‌ی منفرد براساس FZI در مقیاس میدانی بسیار مشکل و حتی غیر ممکن است. زیرا این واحدها با تغییرات رخساره‌ای و یا دیاژنزی در جوانب به یکدیگر تبدیل می‌شوند. بنابراین برای تعیین وضعیت کلی و چارچوب جریان‌ی یک مخزن در مقیاس میدانی به‌کارگیری واحدهای جریان‌ی به‌دست آمده از روش SMLP مناسب‌تر می‌باشد.

شود. بر خلاف آن، رخساره‌های گل غالب متعلق به کمربندهای رخساره‌ای حوضه و رمپ خارجی سبب تشکیل افق‌های با کیفیت مخزنی پایین در دسته رخساره TST، گردیده‌اند.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله از اداره پژوهش و فناوری شرکت نفت فلات قاره به سبب حمایت از این تحقیق و از اداره زمین‌شناسی به دلیل در اختیار قرار دادن داده‌ها سپاس‌گزاری می‌نمایند. همچنین از واحد پتروفیزیک پژوهشگاه صنعت نفت به سبب در اختیار قرار دادن اطلاعات داده‌های تخلخل و تراوایی تخمینی تشکر می‌گردد.

* با استفاده از داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی قبیل گاما (GR)، صوت (DT)، نوترون (NPHI) و مقاومت (نظیر ILD, MLL) و به کارگیری روش MRGC هفت رخساره الکتریکی شناسایی گردید.

* در نهایت با تلفیق نتایج حاصل از روش‌های مختلف مطالعه شده در تعیین گونه سنگی در چارچوب سکانس‌ها و دسته‌های رخساره‌ای به بررسی ارتباطات موجود بین آنها و جایگاه‌های سکansı پرداخته شد. در نتیجه رخساره‌های دانه غالب فسیل‌دار و رخساره‌های باندستونی متعلق به کمربند رخساره‌ای رمپ داخلی بهترین افق‌های مخزنی را در دسته رخساره‌ای HST از سکانس اول و دوم به وجود آورده‌اند که می‌تواند منطقه هدف در راستای افزایش تولید و توسعه میادین در نظر گرفته

مراجع

- [1]. 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, One Petro, SPE, 118284, 1-14, doi.org/10.2118/118284-MS.
- [2]. Soto R, Garcia J C (2001) Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems, one Petro SPE, 71455, doi.org/10.2118/71455-MS.
- [3]. Skalinski M, Kenter J A M (2014) Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour, Geological Society, London, Special Publications, 406: 229–259, doi.org/10.1144/SP406.6.
- [4]. Kadkhodaie-Ilkhchi A, Kadkhodaie-Ilkhchi R (2018) A review of reservoir rock typing methods in carbonate reservoirs: relation between geological, seismic, and reservoir rock types, Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology, 7, 4: 13-35, doi.org/10.22050/ijogst.2019.136243.1461.
- [5]. صالحی، م ع، کاظم شیروودی، س، موسوی حرمی س ر، غفوری م، لشکری پور غ ر (۱۳۹۴) تلفیق روش‌های مختلف در تعیین گونه‌های سنگی پتروفیزیکی برای بخش بالایی سازند سورمه در یکی از میادین نفتی بخش مرکزی خلیج فارس، مجله پژوهش نفت، ۸۴، ۷۲-۸۷، doi: pr.2015.550/10.22078.
- [6]. Malekzadeh H, Daraei M, Bayet-Goll A (2020) Field-scale reservoir zonation of the Albian–Turonian Sarvak Formation within the regional-scale geologic framework: A case from the Dezful Embayment, SW Iran, Marine and Petroleum Geology, 121: 104586, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104586.
- [7]. Mehrabi H, Rhimpour-Bonab H, Hajikazemi E, Esrafil-Dizaji B (2015) Geological reservoir characterization of the Lower Cretaceous Dariyan Formation (Shu'aiba equivalent) in the Persian Gulf, southern Iran, Marine and Petroleum Geology, 68: 132-157, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.08.014.
- [8]. Naderi-Khujin M, Seyrafian A, Vaziri-Moghaddam H, Tavakoli V (2016) Characterization of the late aptian top-dariyan unconformity surface offshore Sw Iran: A multi-Prox approach, Journal of Petroleum Geology, 39: 269-286, doi.org/10.1111/jpg.12646.
- [9]. Naderi-Khujin M, Seyrafian A, Vaziri-Moghaddam H, Tavakoli V (2016) A record of global change: OAE 1a in Dariyan shallow-water platform carbonates, southern Tethys, Persian Gulf, Iran. Facies, 62: 25.
- [10]. James G A, Wynd G (1965) Stratigraphical nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area, AAPG Bulletin, 49: 2182–2245 doi.org/10.1306/A663388A-16C0-11D7-8645000102C1865D.
- [11]. Sharland P R, Archer R, Casey D M, Davies R B, Hall S H, Heyward A P, Horbury A D, Simmons M D (2001) Arabian plate sequence stratigraphy. GeoArabia 371, Special Publication 2, 27 105: 117-130 doi.org/10.22071/gsj.2017.53934.
- [12]. Tavakoli V (2021) The Effects of petrophysical heterogeneities on calculations of water saturation, Dariyan

Formation in the central part of Persian Gulf, The 13th, National Geological Conference of Payame Noor University, 6-12.

[13]. Alsharhan A S, Nairn A E M (1997) Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East. Elsevier Science.

[14]. 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, TC5005, doi.org/10.1029/2004TC001725.

[15]. van Buchem F S P, Al-Husseini M I, Maurer F, Droste H J, Yose L A (2010) Sequence-stratigraphic synthesis of the Barremian- Aptian of the eastern Arabian Plate and implications for the petroleum habitat, In: van Buchem, F. S. P., Al-Husseini, M. I., Maurer, F., Droste, H. J. (Eds.), Barremian - Aptian Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Eastern Arabian Plate, GeoArabia 1, 9e48. Special Publication 4, Gulf PetroLink, Bahrain, 4: 1.

[16]. Droste H J (2010) Sequence-stratigraphic framework of the Aptian Shu'aiba Formation in the Sultanate of Oman, GeoArabia, 229-283, 4: 1.

[17]. Maurer F, van Buchem F S P, Eberli G P, Pierson B J, Raven M J, Larsen P H, Al-Husseini M I, Vincent B (2013) Late Aptian long-lived glacio-eustatic lowstand recorded on the Arabian Plate, Terra Nova, 25, 2: 87-94, doi.org/10.1111/ter.12009.

[18]. Moosavizadeh M A, Mahboubi A, Moussavi-Harami R, Kavooosi M A (2013) Early Aptian oceanic anoxic event (OAE 1a) in Northeastern Arabian Plate setting: an example from Dariyan Formation in Zagros fold-thrust belt, SE Iran. Arabian Journal of Geosciences, 7: 4745-4756.

[19]. 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: 1833-1853.

[20]. Granier B, Busnardo R (2013) New stratigraphic data on the Aptian of the Persian Gulf, Cretaceous Research 39: 170-182, doi.org/10.1016/j.cretres.2012.02.011.

[21]. Ghazban F (2007) Petroleum Geology of the Persian Gulf. Tehran University Press, 707.

[22]. Dunham R J (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture, AAPG Memoir, 1: 108-121.

[23]. Embry A F, Klovan J E (1971) A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island Northwest Territories, Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 19: 730-781, doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730.

[24]. Flügel E (2010) Microfacies of Carbonate Rocks: analysis, interpretation and application (second edition), Springer-Verlag, Berlin, 976.

[25]. Embry A F, Johannessen E P (1992) T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada, Norwegian Petroleum Society Special Publications, 2: 121-146, doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50013-7.

[26]. Embry A F (2002) Transgressive-regressive (T-R) sequence stratigraphy. Program and abstracts—society of economic paleontologists, Gulf Coast Sect Res Conf, 22: 151-172.

[27]. Catuneanu O (2002) Sequence stratigraphy of clastic systems: Concepts, merits, and pitfalls, Journal of African Earth Sciences. 35: 1-43, doi.org/10.1016/S0899-5362(02)00004-0.

[28]. 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 38679, 1-8, doi.org/10.2118/38679-MS.

[29]. Winland H D (1972) Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report, F72-G-25.

[30]. Lucia F J (1995) Rock fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization, AAPG Bulletin, 79: 1275-1300, doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D.

[31]. 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, 26436: 1-16, doi.org/10.2118/26436-MS.

[32]. Kolodzie, S. Jr. (1980). Analysis of pore throat size and use of the Waxmann-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado, 55th Annual Technology Fall Conference, Society of Petroleum Engineers, SPE, 9382, doi.org/10.2118/9382-MS.

[33]. Rahimpour-Bonab H, Mehrabi H, Navidtalab A, Izadi-Mazidi E (2012) Flow unit distribution and reservoir modelling in cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oilfield, Dezful Embayment, SW Iran, Journal of Petroleum Geology, 35, 3: 213-236, doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00527.x.

[34]. Jennings J, Lucia F (2001) Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping, Society of Petroleum Engineers, 71336, doi.org/10.2118/84942-PA.

[35]. Serra O (1986) Fundamentals of Well Log Interpretation. v. 2: The Interpretation of Logging Data, Developments in Petroleum Science, Elsevier, Amsterdam, 648, doi:10.4236/ns.2011.36062.

- [36]. Rabiller P (2005) Acies prediction and data modeling for reservoir characteriation, 1st ed. Rabiller Geo-con-sulting, doi.org/10.1190/urtec2013-225.
- [37]. IOOC/TEC (2006) Geo-Science Studies of Reshadat Field (Renovation and Development Project), Interim Report, 4.1, 155.
- [38]. Mapsa (2013) Rock typing of the dariyan (shuaiba) formation in the reshadat field (CR#10), 33.
- [39]. Lucia F J (1999) Carbonate Reservoir Characterization, Springer-Verlag.
- [40]. Svirsky D, Ryazanov A, Pankov M, Corbett P, Posysoev A (2004) Hydrolic flow units resolve reservoir description challenges in a Siberian oil field, SPE 87056, doi.org/10.2118/87056-MS.