



Reservoir Quality Evaluation of the Asmari Formation by Integrating Diagenesis and Different Rock Typing Methods in Mansurabad Oilfield

Seyede Atefe Mousavi¹, Mohammad Ali Salehi^{*1}, Hossein Vaziri-Moghaddam¹, Ruhollah Shabafrooz² and Kiarash Ghanavati²

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

2. National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran

ma.salehi@sci.ui.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2023.5146.3285

Received: June/30/2023

Accepted: October/09/2023

Introduction

Large hydrocarbon reserves have been discovered from carbonate succession of the Oligo–Miocene age in Iran [1, 2]. The Asmari Formation of the Oligo–Miocene age is the main hydrocarbon reservoir rock in Zagros, and most of the oil production in the Dezful Embayment is from this formation. Investigating and studying reservoir quality is one of the important steps in understanding reservoirs for oil and gas development. Two of the important factors that are important to knowing a suitable reservoir rock include high storage capacity (porosity) and the ability to pass fluid (permeability) [3]. In this research, to investigate and describe the reservoir characteristics and determines the reservoir and non-reservoir units in the Asmari reservoir. In addition to determining the sequence stratigraphic framework, hydraulic flow units, the flow zone indicator, the stratigraphic modified Lorenz plot, and the pore throat radius calculation (using the Winland equation) methods have been used [4–6]. The area studied in this research includes two subsurface sections (wells 8 and 14) of the Asmari Formation in Mansourabad Oilfield, located in the southern part of the Dezful Embayment in the southwest of Zagros (Figure 1) [7]. The general lithology of the Asmari

Formation mainly includes argillaceous limestones, limestones, dolostones, and pure siliciclastic facies are absent. But in Mansourabad Oilfield the lithology is mainly argillaceous limestones and limestones. In general, based on the results obtained from matching the subsurface data and comparing it with the stratigraphy and sedimentary geometry observed in the surface outcrops of the Asmari Formation in the vicinity of the Mansourabad Oilfield and also the adjacent fields such as the Gachasaran and Parsi fields has shown that through time, the thickness of the Asmari Formation decreased from the southeast to the northwest, and the thickness of the Pabdeh Formation increased in the Mansourabad Oilfield [8]. The number of depositional sequences in the Asmari Formation within the Mansourabad and Parsi oilfields has decreased compared to the Gachsaran Oilfield, since in the Mansourabad and Parsi fields, the age of the Asmari Formation is younger than the age of Pabdeh Formation [8]. Identification of reservoir zones and determination of reservoir and non-reservoir units by studying core porosity-permeability data and estimated log data in two subsurface sections (two wells from Mansourabad Oilfield) are the main goals of this research.

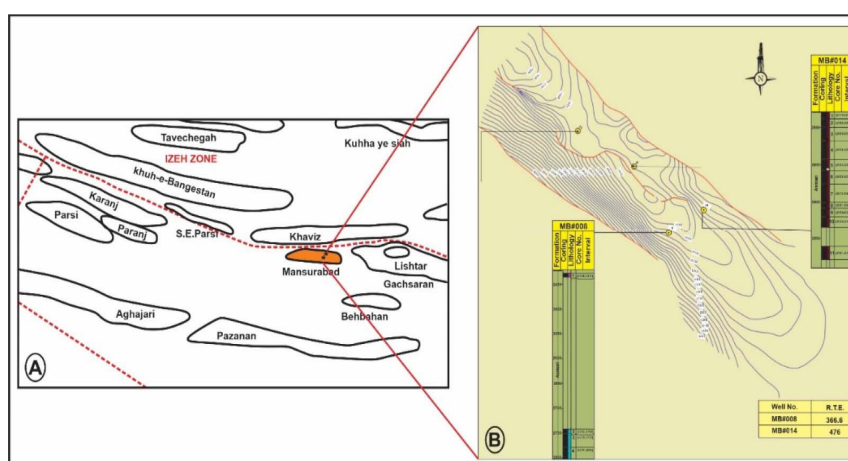


Fig. 1 A) Location of Mansourabad Oilfield, adapted with changes from Sherkati and Letouzey [7]. B) underground counter map of the top of Asmari Formation at Mansourabad Oilfield (adapted from NISOC internal report).

Materials and Methods

In the petrography study, 752 thin sections were prepared from core and cutting samples (total of 956 meters) of the Asmari Formation in well#8 and well#14 of Mansourabad Oilfield. These thin sections were studied to identify microfacies, sedimentary environment, and diagenesis processes. To understand the framework of sequence stratigraphy within a field, usually due to the lack of access to core data, indirect evidence and data such as petrophysical logs can be used. Sequence stratigraphic was investigated based on microfacies studies, biostratigraphy, well logging (Gamma log), and cyclogram diagram (INPEFA log). The sequence stratigraphic model used in this study is based on the standard model presented by Catuneanu [9]. To achieve the goals of this research, determining electrical facies in the studied wells with use the of cluster analysis in Geolog software (MRGC), determining hydraulic flow units using the flow zone indicator method of Amaefule method [5], the method of calculating the hole throat radius using the Winland equation [4] and the stratigraphic modified Lorenz plot has been used [6]. Also, to identify and determine the reservoir rock types in this formation, based on the porosity and permeability data of the core, 179 core plug samples were prepared in well#8 and 459 in well#14.

Results and Discussion

Biostratigraphic study on the Asmari Formation in the Mansourabad Oilfield led to the determination of four biozones of the Rupelian/Chattian–Burdigalian age [10]. In this field, the depositional sequences of the Asmari Formation are composed of transgressive systems tract (TST) and highstand systems tract (HST). So far, extensive sequence stratigraphic studies have been carried out on the Asmari Formation in different parts of the Zagros Basin by researchers [11–13]. Meanwhile, Van Buchem et al., 2010 have identified and separated six depositional sequences in a comprehensive and extensive study of the Asmari Formation in the Dezful

Embayment. These studies have led to the detection of five depositional sequences in the field under study, and this indicates that the number of depositional sequences in this area of the Dezful Embayment has a decreasing trend. The number of electrical facies in the studied wells in this field was determined after the optimization of five facies in wells #8 and #14. In order to know the accuracy of the method, the obtained results have been compared with the studies of the identified microscopic microfacies. Using the Amaefule method, the cumulative density diagram of this formation was drawn for both wells. In wells #8 and #14, respectively, the density diagram shows the existence of five and six flow units. From flow units 1 to 5, the permeability has increased and flow unit 5 has the best reservoir quality in well #8. In well #14, the permeability of flow units 1 to 6 has increased, and flow unit 6 has the best reservoir quality of this well in the Asmari Formation. For the reservoir quality studies in this research, flow units were determined using the SMLP method [14–16]. In this study, using the estimated data obtained from the log, flow units have been determined based on the data of both wells. Based on this, the six and three flow units were determined for wells #8 and #14, respectively. These units have a specific amount of porosity and permeability. In this study, based on the porosity-permeability of cores, five hydraulic flow units in the well#8 and 6 flow units in the well#14 (FZI method) were identified. Estimated porosity and permeability from log data were used to identify six flow units for well#8 and three flow units for well#14 (from the FZI method) and based on the SMLP, six reservoir/non-reservoir units were identified (Fig. 2). In addition, using the MRGC technique, five electrofacies were determined. Also, to give a geological concept to these specified flow units, the relationship between the reservoir quality of the facies and the identified and separated flow units and depositional sequences has been determined.

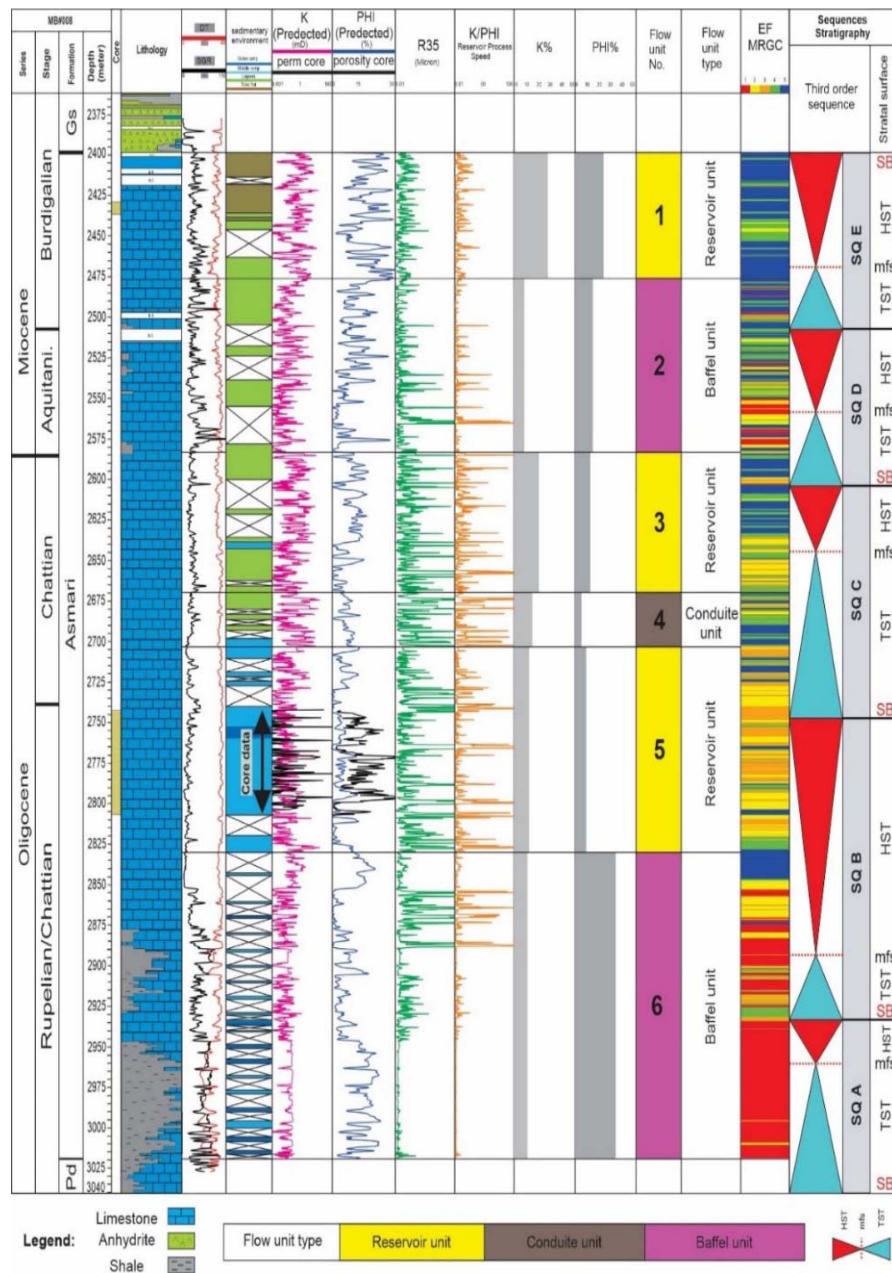


Fig. 2 Geological profile of the Asmari Formation in well #8 of Mansourabad Oilfield, illustrating lithology, depositional environment, porosity, permeability, R35, porosity-permeability ratio, percentage of flow and storage capacity, flow units based on FZI and SMLP, and electrofacies in the sequence stratigraphic framework.

According to the results of this research, which investigated the distribution of rock types and flow units in the framework of depositional sequences and system tracts in this field, it has been shown that the best reservoir horizons are in the HST and rock types and non-reservoir flow units and baffles are placed in the TST. This agreement is more evident in depositional sequences B, C, and E in well#8. Also, the comparison of different methods for determining the flow unit showed that the the SMLP and the FZI methods to estimate continuous parameters of porosity and permeability provides the best and most complete separation of reservoir units from non-reservoir units in this formation. The results of this study can be used

in the development and better understanding of the field.

Conclusions

In this study, in addition to petrographical studies to identify effective diagenesis processes, core porosity and permeability data, different log data, estimated porosity and permeability data obtained from the log has been used to determine electrical facies and rock types. Determination of rock types from different methods such as FZI and SMLP methods applied in the Asmari Formation in two wells from Mansourabad Oilfield. To investigate the diagenesis in this research, the most important diagenetic processes affecting the

ارزیابی کیفیت مخزنی سازند آسماری با تلفیق مطالعه دیاژنز و روش‌های مختلف تعیین گونه سنگی در میدان نفتی منصورآباد

سیده عاطفه موسوی^۱، محمدعلی صالحی^{۱*}، حسین وزیری مقدم^۱، روح الله شب‌افروز^۲ و کیارش قنواتی^۲

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

۲- شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۳/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۷/۱۷

چکیده

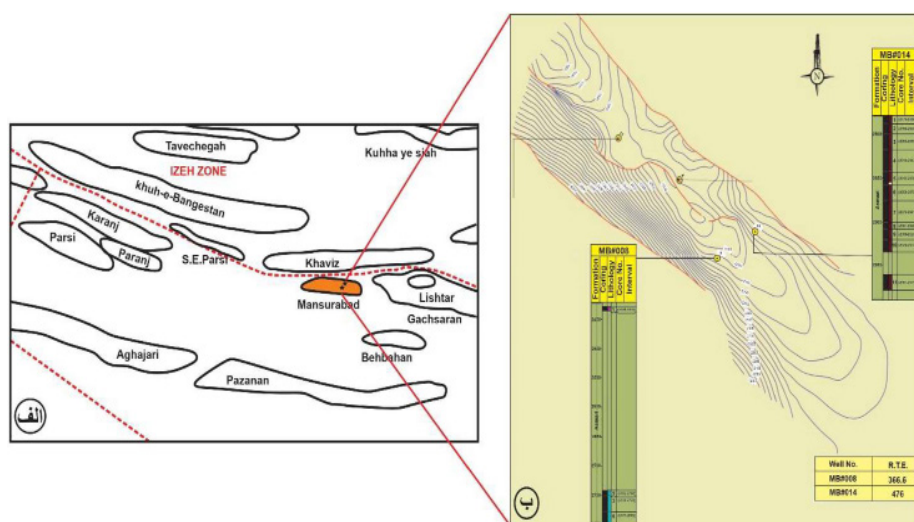
در این تحقیق، با مطالعه ۷۵۲ مقاطع نازک تهیه شده از نمونه‌های مغزه و خرده حفاری دو چاه از میدان نفتی منصورآباد، ۹ ریز رخساره در یک محیط پلتفرم از نوع رمپ کربناته شناسایی شدند. بر مبنای توصیف مقاطع مطالعه شده و تجزیه و تحلیل‌های پتروگرافی مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی اثرگذار بر کیفیت مخزنی سازند آسماری شناسایی شد. طبق الگوهای عمیق و کم عمق‌شدگی رخساره‌ها، ۵ سکانس رسوبی درجه سوم (A تا E) به سن روپلین/شاتین تا بوردیگالین شناسایی گردید. با استفاده از روش خوشه‌بندی، ۵ رخساره الکتریکی برای هر دو چاه شناسایی شد. یکی از روش‌های متداول برای تعیین واحدهای جریان در مخزن، استفاده از روش‌های مهم و کاربردی نشانگر زون جریانی و روش نمودار اصلاح شده لورنز می‌باشد. استفاده از روش FZI بر روی داده‌های تخمینی تخلخل-تراوایی منجر به شناسایی ۵ واحد جریان هیدرولیکی در چاه ۸ و نیز ۶ واحد جریانی در چاه ۱۴ گردید که با افزایش میزان تراوایی بهترین کیفیت مخزنی مشخص گردید. همچنین با استفاده از روش لورنز SMLP، ۶ واحد جریانی در چاه ۸ و ۳ واحد در چاه شماره ۱۴ با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی تخمینی از لاگ شناسایی شد که شامل واحدهای جریانی سرعت، مخزن و بافلی می‌باشد. براساس نتایج حاصل از داده‌های SMLP و روش FZI از پارامتر پیوسته تخمینی تخلخل و تراوایی، بهترین و کامل‌ترین روش تفکیک را در این مخزن فراهم می‌کنند و جزء مناسب‌ترین روش برای تعیین گونه‌های سنگی در نظر گرفته شده‌اند. با تلفیق روش‌های مختلف در تعیین واحدهای جریانی می‌توان شش و سه واحد جریانی به‌صورت نهایی برای بخش مورد مطالعه از سازند آسماری معرفی کرد. نتایج این مطالعه در توسعه و شناخت بهتر مخزن سازند آسماری در میدان منصورآباد می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.

کلمات کلیدی: کیفیت مخزنی، گونه‌های سنگی، واحدهای جریانی، میدان نفتی منصورآباد، سازند آسماری

مقدمه

ذخایر بزرگ هیدروکربن از توالی‌های کربناته به سن الیگو-میوسن در ایران اکتشاف شده است [۱]. سازند آسماری به سن الیگومیوسن به‌عنوان اصلی‌ترین سنگ مخزن هیدروکربوری در زاگرس است، که عمده تولید نفت در فروافتادگی دزفول نیز از این سازند صورت می‌گیرد. این سازند از لحاظ جایگاه چینه‌شناسی جزء نهشته‌های سنوزوئیک حوضه زاگرس محسوب می‌شود [۲]. بررسی و مطالعه کیفیت مخزنی در شناخت مخازن برای توسعه نفت و گاز از گام‌های مهم به‌حساب می‌آید. دو مورد از عوامل مهمی که برای شناخت یک سنگ مخزن مناسب حائز اهمیت هستند، شامل ظرفیت ذخیره‌سازی بالا (تخلخل) و توانایی عبور سیال (تراوایی) می‌باشد [۴]. لازم به ذکر است که در تعیین مشخصات یک مخزن داده‌های مغزه نقش اساسی ایفا می‌کنند. به‌دلیل هزینه زیاد مغزه‌گیری و عدم پیوستگی آن در چاه‌های حفاری یکی از اهداف اصلی در هر پروژه نفتی تخمین صحیح تخلخل و تراوایی و مشخص کردن نحوی توزیع و گسترش این پارامترها می‌باشد. در این بخش به‌منظور بررسی

و توصیف ویژگی‌های مخزنی و تعیین مکان‌های مخزنی و غیرمخزنی در مخزن آسماری، علاوه‌بر تعیین چارچوب چینه‌نگاری سکansı از روش‌های تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از روش نشانگر زون جریان، نمودار چینه‌ای اصلاح شده لورنز و روش محاسباتی شعاع گلوگاه حفرات با استفاده از رابطه وینلند استفاده شده است [۵-۷]. همچنین، تحلیل و بررسی دقیق دیاژنز به‌منظور آگاهی از توالی وقوع فرآیندهای دیاژنزی برای درک و پیش‌بینی صحیح کیفیت مخزنی ضروری است و این فرآیندها می‌تواند در توزیع خواص پتروفیزیکی سنگ از قبیل تخلخل، تراوایی و سیستم منافذ سنگ نقش تعیین‌کننده‌ای داشته باشد. منطقه مورد مطالعه در این پژوهش شامل دو برش زیر سطحی (چاه‌های شماره ۸ و ۱۴) از سازند آسماری در میدان منصورآباد، واقع در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول در جنوب غرب زاگرس با موقعیت جغرافیایی در محدوده مختصات جغرافیایی $30^{\circ}45'50''$ شمالی و $50^{\circ}14'30''$ شرقی قرار گرفته است (شکل ۱). ضخامت این سازند در چاه ۸، ۶۲۷ m و در چاه ۱۴، تا عمق حفاری شده ۳۲۹ m بوده است.



شکل ۱ الف) موقعیت میدان نفتی منصورآباد اقتباس با تغییراتی از شرکتی و لتوزی [۸] ب) نقشه هم‌تراز عمقی (UGC) مخزن سازند آسماری در میدان منصورآباد که موقعیت چاه‌های شماره ۸ و ۱۴ بر روی آن مشخص شده است (اقتباس با تغییراتی از گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب).

علت تفاوت ضخامت در دو چاه مورد مطالعه به دلیل حفاری ناکامل در چاه شماره ۱۴ است به طوری که در این چاه تمامی توالی سازند آسماری حفاری نشده است اما سازند آسماری در چاه شماره ۸ با توجه به سازندهای پایین و بالا به طور کامل حفاری شده است. سنگ شناسی کلی سازند آسماری عمدتاً شامل سنگ آهک آرژیلیتی، سنگ آهک، دولومیت و فاقد رخساره های آواری اما در میدان منصورآباد لیتولوژی عمدتاً سنگ آهک آرژیلیتی و سنگ آهک می باشد. مرز این سازند با سازند پابده در پایین به صورت هم شیب و تدریجی است و مرز بالایی با سازند گچساران به صورت هم شیب و مشخص است. به طور کلی براساس نتایج به دست آمده حاصل از انطباق داده های زیر سطحی و مقایسه با چینه شناسی و هندسه رسوبی مشاهده شده در رخنمون های سطحی از سازند آسماری در مجاور میدان منصورآباد و نیز میدان های مجاور از جمله میدان گچساران و میدان پارسی، نشان داده است که با گذشت زمان از جنوب شرق به سمت شمال غرب از ضخامت سازند آسماری کاسته و ضخامت سازند پابده در میدان منصورآباد افزایش یافته است [۹]. تعداد سکانس های سازند آسماری در میدان منصورآباد و میدان پارسی به نسبت سازند آسماری در میدان گچساران کاهش یافته است، به دلیل اینکه در میدان منصورآباد و میدان پارسی سن سکانس های شناسایی شده در سازند آسماری جوانتر و بر روی رسوبات پابده قرار می گیرند [۹]. شناسایی زون های مخزنی و تعیین مکان های مخزنی و غیرمخزنی با استفاده از مطالعه داده های تخلخل-تراوایی مغزه و داده های تخمینی لاگ در دو برش زیر سطحی (دو حلقه چاه از میدان منصورآباد) از اهداف اصلی این پژوهش می باشند.

داده ها و روش مطالعه

مقاطع نازک پتروگرافی (۷۵۲ مقاطع نازک تهیه شده از مغزه و خرده حفاری با ضخامت کلی m

۹۵۶) برای شناسایی ریزرخساره ها، محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی و درک بهتر سازند آسماری در چاه های شماره ۸ و ۱۴ میدان منصورآباد مطالعه شدند. به منظور آگاهی از چارچوب چینه نگاری سکانسی در محدوده یک میدان به طور معمول با توجه به عدم دسترسی کافی به داده های مغزه، می بایست از شواهد و داده های غیرمستقیم از قبیل نمودارهای پتروفیزیکی استفاده گردد. بررسی چینه نگاری سکانسی براساس مطالعات ریزرخساره، چینه نگاری زیستی، لاگ های چاه پیمایی (لاگ گاما) و نمودار سیکلولاگ (لاگ INPEFA) صورت گرفت. مدل چینه نگاری سکانسی مورد استفاده در این مطالعه براساس مدل استاندارد ارایه شده توسط کاتونیانو و همکاران می باشد [۱۰]. به منظور دست یابی به اهداف این پژوهش، تعیین رخساره های الکتریکی در چاه های مورد مطالعه به کمک آنالیز خوشه ای در نرم افزار ژئولاگ (MRGC)، تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از روش نشانگر زون جریان از روش آمافوله [۶]، روش محاسباتی شعاع گلوگاه حفرات با استفاده از رابطه وینلند [۵] و نمودار چینه ای اصلاح شده لورنز، استفاده شده است [۷]. برای شناسایی و تعیین گونه های سنگی مخزنی در این سازند، براساس داده های تخلخل و تراوایی مغزه به تعداد ۱۷۹ عدد در چاه ۸ و ۴۵۹ عدد در چاه ۱۴ نمونه پلاگ مغزه تهیه شده است. در روش آمافوله واحدهای جریان به صورت زون های قابل تطابق و نگاشت در یک مخزن هیدروکربنی تعریف می شوند که جریان سیال را کنترل می کنند. هر واحد جریانی با یک شاخص زون جریانی (FZI) مشخص می شود که می تواند بر حسب روابط بین حجم فضای خالی (ε) و توزیع هندسی فضای خالی (که به صورت شاخص کیفیت مخزنی کمی می شود) به صورت زیر محاسبه شود [۶]:

$$\text{Log } RQI = \text{Log } FZI + \text{Log } \varepsilon \quad (1)$$

که در آن ε یا PMR از رابطه زیر به دست می آید:

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

روند معنی داری پیدا نکرده است، بنابراین در این مطالعه کاربردی نبوده است. از دیگر روش‌های مورد استفاده در این مطالعه روش نمودار اصلاح شده لورنز می‌باشد که با استفاده از داده‌های تخلخل_تراوایی تخمینی حاصل از لاگ به‌دست می‌آید. تکنیک نمودار اصلاح شده چینه‌نگاری لورنز برای تعیین تعداد حداقل واحدهای جریانی در مخازن است [۷]. روش کار این تکنیک بدین صورت است که ابتدا حاصل‌ضرب تراوایی در اعماق مربوطه و تخلخل در اعماق مربوطه، در یک نظم چینه‌شناسی محاسبه می‌شوند. مجموع تجمعی داده‌های حاصل ضرب تراوایی در عمق و تخلخل در عمق، محاسبه‌شده و سپس داده‌های حاصله به ۱۰۰٪ نرمال می‌گردند. داده‌های به‌دست آمده از حاصل‌ضرب تخلخل در برابر عمق و همچنین تراوایی در برابر عمق می‌باشند که به ترتیب با عنوان ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان نامیده می‌شوند. مرحله بعدی، ترسیم مقادیر ظرفیت ذخیره در مقابل ظرفیت جریان است [۱۴].

نتایج

مطالعه پتروگرافی

مطالعه زیست چینه‌نگاری بر روی سازند آسماری به‌کمک فرامینیفرهای بنتیک شاخص در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول در میدان منصورآباد با مطالعه مقاطع نازک تهیه شده از مغزه و خرده حفاری منجر به تعیین ۴ بایوزون از سن روپلین/شاتین-بوردیگالین گردیده است [۱۵]. با بررسی مقاطع نازک تهیه شده، ۹ ریز رخساره در یک محیط رمپ کربناته (پهنه جزر و مدی، لاگون، رمپ میانی و دریای باز) شناسایی شدند [۱۵]. نتایج نشان می‌دهد که نهشته‌های کربناته سازند آسماری مربوط به زمان روپلین و شاتین کلینوفرمدی بزرگ در جهت طول میدان گسترش یافته و در زمان آکیتانین و بوردیگالین به‌طور عمده از رخساره‌های رمپ داخلی به فرم لایه‌بندی افقی متشکل از سنگ‌آهک‌های نازک لایه و سنگ‌آهک‌های به‌شدت دولومیتی

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

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (۳)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi} \quad (۴)$$

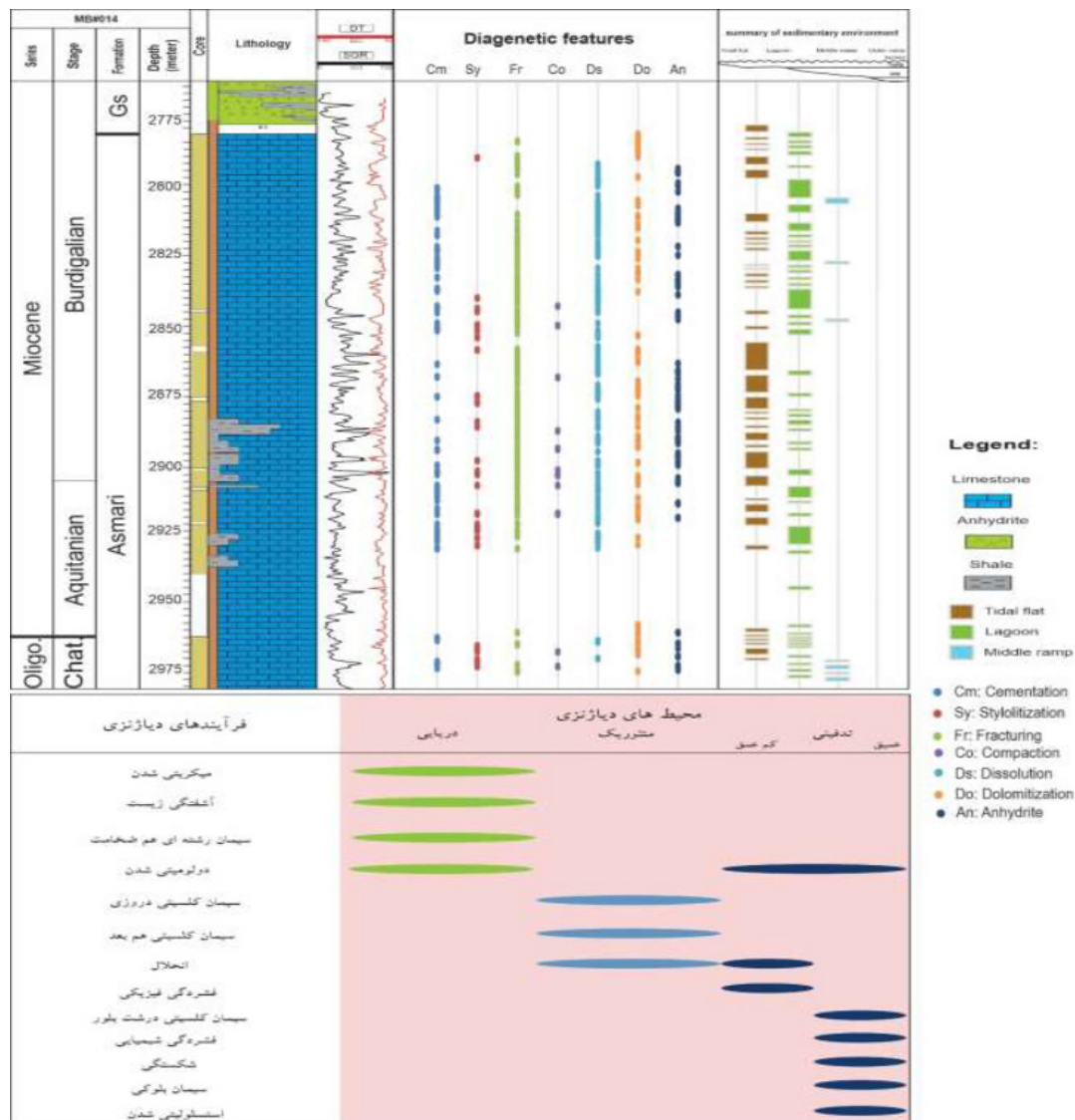
که در آن K تراوایی (mD) و ϕ تخلخل کسری است. سنگ‌هایی با محدوده باریکی از مقادیر FZI به یک واحد جریانی منفرد متعلق هستند، یعنی آن‌ها دارای خواص جریانی یکسانی هستند [۱۱]. به عبارت دیگر، مقادیر FZI لزوماً به رخساره‌ها بستگی ندارد، یعنی رخساره‌های مختلف می‌توانند در یک واحد جریانی منفرد وجود داشته باشند. از جمله مهم‌ترین پارامتر این روش، رابطه بین حجم فضای خالی (ε) و توزیع هندسی آن است (RQI). در این روش از رابطه بین ε و FZI استفاده شده است تا نشان دهد نمونه‌هایی با مقادیر مشابه FZI نمودار نیمه لگاریتمی تخلخل در مقابل تراوایی در مجاورت یکدیگر قرار می‌گیرند [۶]. نمودار چگالی تجمعی برای داده‌های FZI ارتفاع نقاطی را که مجموع چگالی داده‌ها در تمام فواصل قبلی هستند را نشان می‌دهد. این روش مناسبی برای تعیین تعداد بهینه واحدهای جریانی است. در این مطالعه برای محاسبه R_{35} ، از روش وینلند با استفاده از داده‌های حاصل از مغزه استفاده شده است. این روش براساس قطر گلوگاه حفرات در اشباع شدگی ۳۵٪ جیوه (R_{35}) براساس رابطه وینلند تعریف می‌شود [۱۲]. روابط تجربی فراوانی بین تخلخل، تراوایی و شعاع گلوگاه‌ها وجود دارد که دو مورد آن توسط وینلند [۵] و نیز پیتمن [۱۳] ارائه شده است. این روش که بر مبنای تخلخل، تراوایی و شعاع گلوگاه حفرات در محدوده اشباع ۳۵٪ جیوه است، معمولاً برای سنگ‌های دارای تخلخل بین دانه‌ای روش قابل اعتمادی است. روش محاسبه رابطه وینلند به‌صورت زیر است:

$$\log R_{35} = 0.732 + 0.588 * \log(k) - 0.864 * \log(\phi) \quad (۵)$$

R_{35} (μm)، ka تراوایی هلیوم (mD) و Φ تخلخل (٪) می‌باشد. اما با توجه به این که روش وینلند

تحت تأثیر قرار گرفته‌اند. در طی دیاژنز دریایی، فرآیند میکریستی شدن، آشفستگی زیستی و تشکیل سیمان های دریایی و همچنین دولومیت‌های بسیار ریز بلور رخ داده است. زمانی که دیاژنز متاوریک حاکم بوده، انحلال و سیمانی شدن فراوان گسترش قابل ملاحظه‌ای داشته است. تخلخل‌ها توسط سیمان‌های متاوریک و تدفینی به‌ویژه سیمان هم بعد، دروزی و بلوکی در برخی بخش‌ها پر شده است. توسعه رگچه‌های انحلالی، استیلولیت‌ها و سیمان‌های درشت بلور و نیز دولومیتی شدن در طی مراحل دیاژنز تدفینی رخ داده است.

شده حاوی فرامینیفراهای پورسلانوز در یک سیستم کربناته تقریباً کم شیب و مسطح شکل گرفته‌اند [۹]. به جهت بررسی دیاژنز در این پژوهش، مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنتیکی اثرگذار بر سازند آسماری در توالی مورد مطالعه بر مبنای توصیف مقاطع مطالعه شده و تجزیه و تحلیل‌های پتروگرافی شامل آشفستگی زیستی، میکریستی شدن، سیمانی شدن، دولومیتی شدن، انحلال، تخلخل، تراکم، شکستگی و انحلال فشاری مانند گسترش استیلولیت‌ها و درزه‌های انحلالی می‌باشند (شکل ۲). مجموع این فرآیندها در سه محیط دیاژنتیک دریایی، متاوریک و دفنی

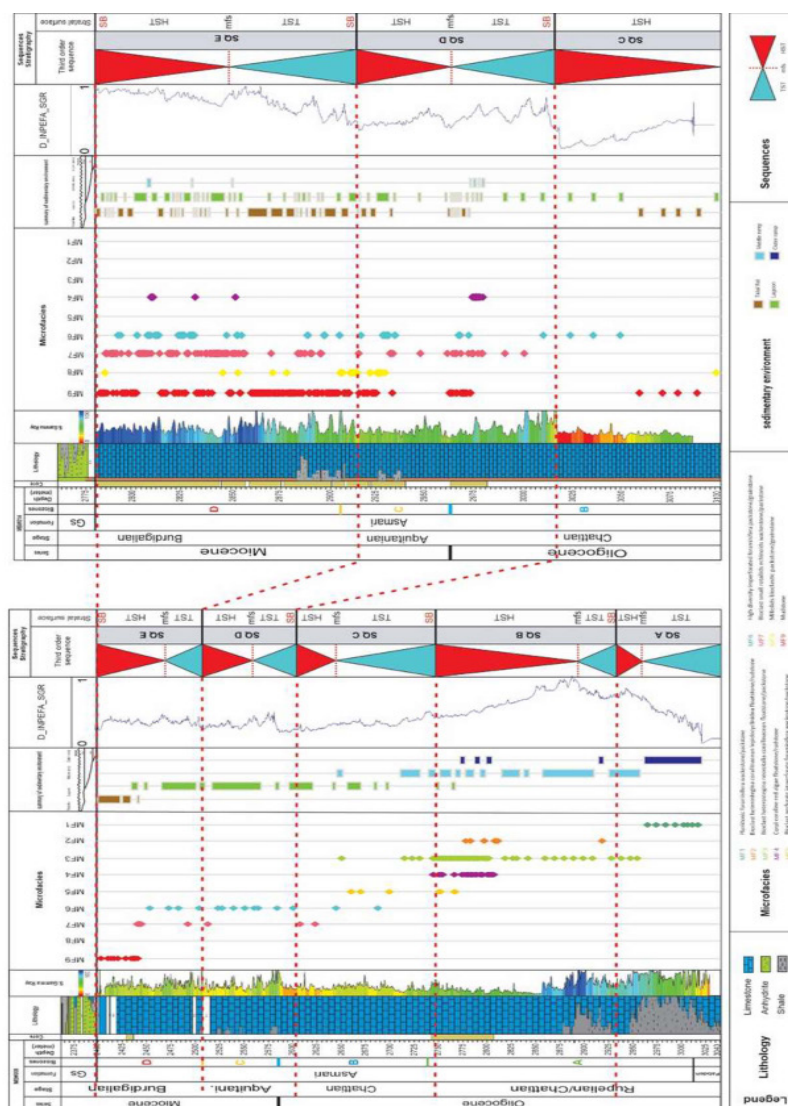


شکل ۲ ستون چینه‌شناسی سازند آسماری به همراه پراکندگی فرآیندهای دیاژنتیکی (بخش مغزه‌دار در چاه ۱۴) (بالا) و جدول توالی پاراژنتی سازند آسماری در چاه‌های مورد مطالعه (پایین)

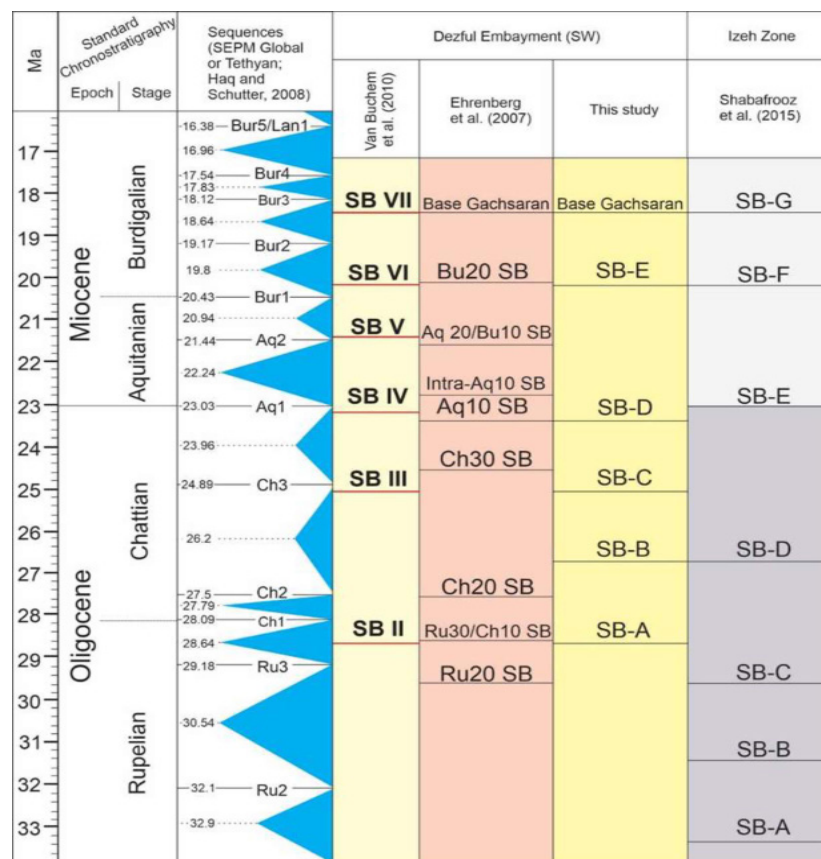
چینه‌نگاری سکansı

بررسی چینه‌نگاری سکansı براساس مطالعات ریزرخساره، چینه‌نگاری زیستی، لاگ‌های چاه‌پیمایی (لاگ گاما) و نمودار سیکلولاگ (لاگ INPEFA) صورت گرفت و بر مبنای آن‌ها ۵ سکانس درجه سوم در میدان مورد مطالعه شناسایی گردید که از میان آن‌ها سه سکانس (A، B و C) به سن الیگوسن (روپلین/شاتین و شاتین) و دو سکانس رسوبی (D و E) به سن میوسن (آکیتانین و بوردیگالین) هستند. جزئیات سکانس‌های شناسایی شده و توصیف آنها توسط موسوی [۱۶] ارائه شده است (شکل ۳). در این میدان سکانس‌های سازند آسماری از دسته

رخساره‌های پیش‌رونده (TST) و تراز بالا (HST) تشکیل شده‌اند. تاکنون مطالعات چینه‌نگاری سکansı گسترده‌ای بر روی سازند آسماری در بخش‌های مختلف حوضه زاگرس توسط محققین صورت گرفته است [۲۶-۱۷]. در این بین، ون بوخم و همکاران [۱۷] در مطالعه جامع و گسترده‌ای برای سازند آسماری در بخش فروافتادگی دزفول تعداد ۶ سکانس شناسایی و تفکیک کرده‌اند. این مطالعات در میدان مورد مطالعه منجر به تشخیص ۵ سکانس گردیده است و بیانگر این است تعداد سکانس‌ها در این منطقه از زون فروافتادگی دزفول دارای روند کاهشی است (شکل ۴).



شکل ۳ تطابق چینه‌نگاری سکansı سازند آسماری در چاه‌های ۸ و ۱۴ میدان منصورآباد



شکل ۴ تطابق سطوح سکansı از برش‌های مطالعه شده با سطوح معرفی شده در سازند آسماری توسط اهرنبرگ و همکاران [۲۷]، ون بوخم و همکاران [۱۷] در زون فرو افتاده دزفول و مطالعه شباافروز و همکاران [۱۹ و ۱۸] در زون ایذه.

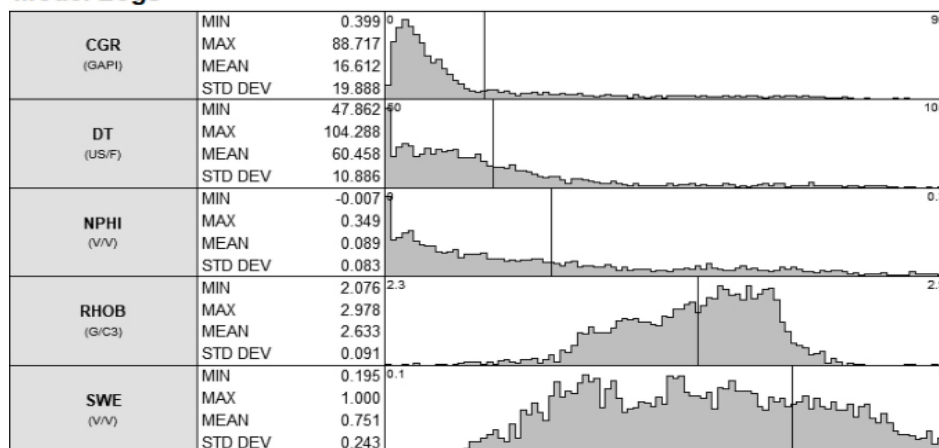
رخساره‌های الکتریکی

جهت تولید بهینه و شناخت مخزن، روش‌های متنوعی وجود دارد که خوشه‌بندی چند تفکیکی بر پایه گراف^۱ برای تعیین رخساره‌های الکتریکی یکی از این روش‌ها می‌باشد و در این مطالعه از این روش استفاده شده است. مدل رخساره‌ای الکتریکی MRGC به‌طور ساده مجموعه‌ای از همه نمونه‌های عمقی لاگ در مجموعه داده مبنا است که هر یک دارای یک عدد شاخص رخساره‌ای هستند (یک مقدار تقریبی گسسته). برخلاف روش‌های دیگر خوشه‌بندی در مدل MRGC، یک نمونه عمقی لاگ دقیقاً متعلق به یک خوشه است و براساس احتمال تعلق به یک خوشه خاص از یک مجموعه خوشه تعریف نمی‌شود [۲۸]. مبنای خوشه‌بندی، قراردادن داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی مشابه در گروه‌های یکسان و تمایز آنها از سایر گروه‌ها می‌باشد.

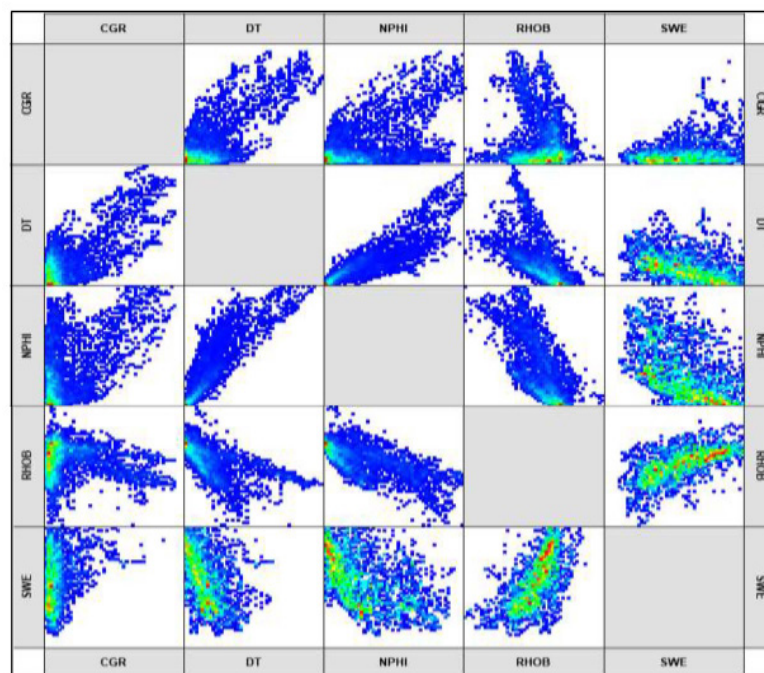
داده‌های لاگ‌های موجود برای آنالیز خوشه‌بندی در این مطالعه در چاه‌های ذکر شده از سازند آسماری شامل لاگ اشعه گاما (CGR)، لاگ صوتی (DT)، لاگ نوترون (NPHI)، لاگ چگالی (RHOB) و لاگ اشباع آب (SWE) است (شکل ۵ و ۶). تعداد رخساره‌های الکتریکی در چاه‌های مورد مطالعه در این میدان پس از بهینه‌سازی ۵ رخساره در چاه شماره ۸ و ۱۴ تشخیص داده شد. برای اطلاع دقیق از میزان صحت و دقت روش استفاده شده نتایج حاصله با مطالعات رخساره‌های میکروسکوپی شناسایی شده مقایسه گردیده است. این بررسی نشان داد که رخساره‌های الکتریکی چاه شماره ۸ و ۱۴ شامل رخساره ۵ (آبی رنگ) دارای کیفیت بالا، رخساره ۴ (سبز) از کیفیت متوسط و رخساره ۱ و ۲ و ۳ (قرمز تا نارنجی) از کیفیت مخزنی بسیار پایینی برخوردارند.

1. MRGC

Model Logs



شکل ۵ نمودار فراوانی و گستره عددی نمودارهای پتروفیزیکی در مدل رخساره الکتریکی از سازند آسماری در چاه‌های مورد مطالعه از میدان منصور آباد



شکل ۶ نمودارهای لاگ‌های مختلف استفاده شده در مقایسه با هم در چاه شماره ۸

تعیین واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی از داده‌های مغزه

تفکیک گونه‌های سنگی براساس مفهوم واحدهای جریان‌ی روشی است که به‌طور گسترده‌ای توسط بسیاری از محققین در توصیف مخزن استفاده شده است [۲۹-۳۴]. داشتن اطلاعات کافی از توزیع تخلخل و تراوایی در سنگ‌های مخزن به شناسایی زون‌های با کیفیت بالا و انتخاب موقعیت‌های مناسب چاه کمک می‌کند. یکی از اهداف توصیف مخزن، تقسیم مخزن به یک سری زیر واحدها (مانند لایه‌ها و

زون‌ها) و نسبت دادن پارامترهای پتروفیزیکی با مقادیر نمونه به هر واحد است. در این مطالعه داده‌های تخلخل و تراوایی به‌دست آمده از مغزه‌ها از چاه‌های مورد مطالعه در میدان نفتی منصورآباد استفاده می‌گردند. روش‌های مختلفی برای تعیین واحدهای جریان‌ی وجود دارد که از آن جمله می‌توان به شاخص زون جریان‌ی (FZI)، [۳۵ و ۶] و روش نمودار لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌نگاری [۷] اشاره کرد که برای تعیین HFU در مخازن کاربرد دارند.

از این سازند برای هر دو چاه ترسیم گردید که در چاه ۸ و ۱۴ به ترتیب نمودار چگالی وجود ۵ و ۶ شیب عمده را نشان می‌دهد که نشان از وجود ۵ و ۶ واحد جریان مجزا از هم در این سازند است. بخشی از داده‌های استفاده شده در این مطالعه به‌عنوان نمونه در **جدول ۱** آورده شده است.

روش FZI توسط محققین زیادی برای شناخت و زون‌بندی مخازن کربناته مختلف استفاده شده است (برای مثال [۳۹-۳۸، ۲۹، ۳۷-۳۶ و ۱۲]). پارامتر اصلی برای محاسبه HFU به‌روش FZI استفاده از روش آمافوله [۶] است که در ادامه به آن پرداخته می‌شود.

روش آمافوله

با استفاده از روش آمافوله، نمودار چگالی تجمعی

جدول ۱ بخشی از داده‌های استفاده شده برای تعیین واحدهای جریانی به‌روش FZI برای چاه ۱۴

عمق (m)	تراوایی (mD)	Porosity (%)	Porosity (v/v)	RQI (μm)	ϕ_z	FZI	Log FZI
۲۸۰۶/۸۲	۱/۱۶۶	۰/۱۶۱۴	۰/۰۰۱۶۱۴	۰/۸۴۳۹۷۰۲۹	۰/۰۰۱۶۲	۵۲۲/۰۶۲۰۳۳	۲/۷۷۷۲
۲۸۰۷/۲۲	۰/۸۹	۰/۱۵۷	۰/۰۰۱۵۷	۰/۷۴۷۶۰۹۵۲	۰/۰۰۱۵۷	۴۷۵/۴۳۶۸۰۱	۲/۶۷۷۰۹
۲۸۰۷/۵۵	۱/۱۵۴	۰/۱۵۴۶	۰/۰۰۱۵۴۶	۰/۸۵۷۸۸۲۵	۰/۰۰۱۵۵	۵۵۴/۰۴۶۷۰۹	۲/۷۴۳۵۵
۲۸۰۷/۸۳	۱/۰۳۲	۰/۱۴۸۳	۰/۰۰۱۴۸۳	۰/۸۲۸۳۲۱۴۸	۰/۰۰۱۴۹	۵۵۷/۷۱۶۱۶۶	۲/۷۴۶۴۱
۲۸۰۸/۲۱	۲/۷۶۳	۰/۰۹۸۳	۰/۰۰۰۹۸۳	۱/۶۶۴۷۲۸۱۸	۰/۰۰۰۹۸	۱۶۹۱/۸۵۳۲۶	۳/۲۲۸۳۶
۲۸۰۸/۵۳	۸/۰۴۲	۰/۱۲۱۹	۰/۰۰۱۲۱۹	۲/۵۵۰۴۰۸۹۸	۰/۰۰۱۲۲	۲۰۸۹/۶۶۳۶۹	۳/۳۲۰۰۸
۲۸۰۸/۹۴	۰/۳۲۳	۰/۰۹۷۵	۰/۰۰۰۹۷۵	۰/۵۷۱۵۱۶۲۷	۰/۰۰۰۹۸	۵۸۵/۵۹۹۰۲۱	۲/۷۶۷۶
۲۸۰۹/۱۹	۰/۶۲۷	۰/۱۱۰۳	۰/۰۰۱۱۰۳	۰/۷۴۸۶۴۴۵۴	۰/۰۰۱۱۱	۶۷۷/۹۸۶۲۰۷	۲/۸۳۱۲۲
۲۸۰۹/۳۹	۱/۰۰۲	۰/۱۴۷۴	۰/۰۰۱۴۷۴	۰/۸۱۸۶۸۱۱۱	۰/۰۰۱۴۸	۵۵۴/۵۹۵۹۰۸	۲/۷۴۳۹۸
۲۸۰۹/۷۱	۳/۴۰۶	۰/۱۸۷۲	۰/۰۰۱۸۷۲	۱/۳۳۹۳۶۵۳۱	۰/۰۰۱۸۸	۷۱۴/۱۳۳۵۵۹	۲/۸۵۳۷۸
۲۸۱۰/۲۰	۱۵/۲۶۴	۰/۲۶۱۴	۰/۰۰۲۶۱۴	۲/۳۹۹۴۴۶۳	۰/۰۰۲۶۲	۹۱۵/۵۲۱۸۶۳	۲/۹۶۱۶۷
۲۸۱۰/۳۶	۱۲/۴۰۷	۰/۲۳۸۴	۰/۰۰۲۳۸۴	۲/۲۶۵۲۱۷۵۳	۰/۰۰۲۳۹	۹۴۷/۹۰۹۹۲	۲/۹۷۶۷۷
۲۸۱۰/۸۰	۱۹/۶۴۸	۰/۲۶	۰/۰۰۲۶	۲/۷۲۹۶۱۹۷۳	۰/۰۰۲۶۱	۱۰۴۴۷/۱۲۴۱۲	۳/۰۲
۲۸۱۱/۱۸	۱۳/۷۵۵	۰/۲۳۵۲	۰/۰۰۲۳۵۲	۲/۴۰۱۲۷۱۶۱	۰/۰۰۲۳۶	۱۰۱۸/۵۴۷۵۴	۳/۰۰۷۹۸
۲۸۱۱/۴۰	۱/۵۰۴	۰/۱۸۵۵	۰/۰۰۱۸۵۵	۰/۸۹۴۰۹۰۷۷	۰/۰۰۱۸۶	۴۸۱/۰۹۵۵۴	۲/۶۸۲۲۳
۲۸۱۱/۷۸	۱/۸۵۳	۰/۱۴۵۷	۰/۰۰۱۴۵۷	۱/۱۱۹۷۹۲۵۷	۰/۰۰۱۴۶	۷۶۷/۴۴۰۶۵۴	۲/۸۸۵۰۴
۲۸۱۲/۱۴	۴/۵۰۸	۰/۱۷۳	۰/۰۰۱۷۳	۱/۶۰۲۸۷۰۹۲	۰/۰۰۱۷۳	۹۲۴/۹۱۲۱۱۳	۲/۹۶۶۱
۲۸۱۲/۴۶	۲/۷۲۱	۰/۱۴۰۴	۰/۰۰۱۴۰۴	۱/۳۸۲۳۲۵۶۴	۰/۰۰۱۴۱	۹۸۳/۱۸۰۰۹۹	۲/۹۹۲۶۳
۲۸۱۲/۹۱	۲/۵۱۴	۰/۰۸۶۱	۰/۰۰۰۸۶۱	۶۹۶۷۲۲۰۷	۰/۰۰۰۸۶	۱۹۶۸/۹۴۴۴۷	۳/۲۹۴۲۳
۲۸۱۳/۱۹	۰/۴۱۸	۰/۱۱۸۹	۰/۰۰۱۱۸۹	۰/۵۸۸۷۴۴۵	۰/۰۰۱۱۹۹	۴۹۴/۵۷۰۶۳۲	۲/۶۹۴۲۳
۲۸۱۳/۵۱	۰/۷۲	۰/۱۳۰۱	۰/۰۰۱۳۰۱	۰/۷۳۸۶۸۱۵۴	۰/۰۰۱۳	۵۶۷/۰۴۱۱۳۷	۲/۷۵۳۶۱۱
۲۸۱۳/۷۰	۰/۹۵	۰/۱۶۷۳	۰/۰۰۱۶۷۳	۰/۷۴۸۲۴۴۴۱	۰/۰۰۱۶۸	۴۴۶/۴۹۸۸۶۲	۲/۶۴۹۸۲
۲۸۱۴/۱۶	۰/۰۵۶	۰/۱۳۷	۰/۰۰۱۳۷	۰/۲۰۰۷۵۳۶۲	۰/۰۰۱۳۷	۱۴۶/۳۳۴۷۳۳	۲/۱۶۵۳۵
۲۸۱۴/۶۸	۰/۰۲	۰/۰۵۲۸	۰/۰۰۰۵۲۸	۰/۱۹۳۲۵۳۶۴	۰/۰۰۰۵۳	۳۶۵/۸۱۷۴۳	۲/۵۶۳۲۶
۲۸۱۴/۹۱	۰/۰۷۶	۰/۱۰۶۵	۰/۰۰۱۰۶۵	۰/۲۶۵۲۵۳۸۲	۰/۰۰۱۰۷	۲۴۸/۷۹۹۳۶۲	۲/۳۹۵۸۵
۲۸۱۵/۱۵	۰۰/۳۳۱	۰/۱۴۹۲	۰/۰۰۱۴۹۲	۰/۴۶۷۶۹۱۲۴	۰/۰۰۱۴۹	۳۱۲/۹۹۸۲۸۶	۲/۴۹۵۵۴

از لاگ، واحدهای جریانی برای داده‌های هر دو چاه استفاده شده است (شکل ۸). واحدهای مخزنی برای میدان منصوآباد با تجزیه و تحلیل داده‌های موجود شامل داده‌های لاگ مربوط به چاه‌ها و با استفاده از هر دو روش (FZI و SMLP) صورت گرفته شده است. شکل منحنی‌های نمودار اصلاح‌شده چینه‌نگاری لورنز (SMLP)، نشانگر عملکرد جریان در مخزن است. بخش‌های پر شیب نمودار، درصد ظرفیت جریان بیشتری نسبت به ظرفیت ذخیره داشته و بنابراین، دارای سرعت فرآیندهای مخزنی بالایی است که اصطلاحاً منطقه‌های پرسرعت نامیده می‌شوند. بخش‌هایی از نمودار که دارای شیب کمتر و مسطح‌تر هستند، ظرفیت ذخیره بالا و ظرفیت جریان کمی دارند که تحت عنوان منطقه‌های بسته نامیده می‌شوند [۴۵]. در این مطالعه، واحدهای جریانی تنها براساس داده‌های لاگ از چاه‌های ۸ و ۱۴ بر پایه روش لورنز، تعیین شده است؛ زیرا داده‌های چاه‌ها برای مغزه در فواصل به‌صورت پیوسته نبوده است، در حالی که برای این کار پیوستگی داده‌ها لازم است [۷]. بخشی از داده‌های استفاده شده در این مطالعه در جدول ۲ آورده شده است. بر این اساس، به‌ترتیب تعداد ۶ و ۳ واحد جریانی برای چاه ۸ و ۱۴ تعیین شد. هر کدام از این واحدها دارای مقدار تخلخل و نفوذپذیری متفاوتی می‌باشد که باعث تفکیک این واحدها از یکدیگر می‌شود.

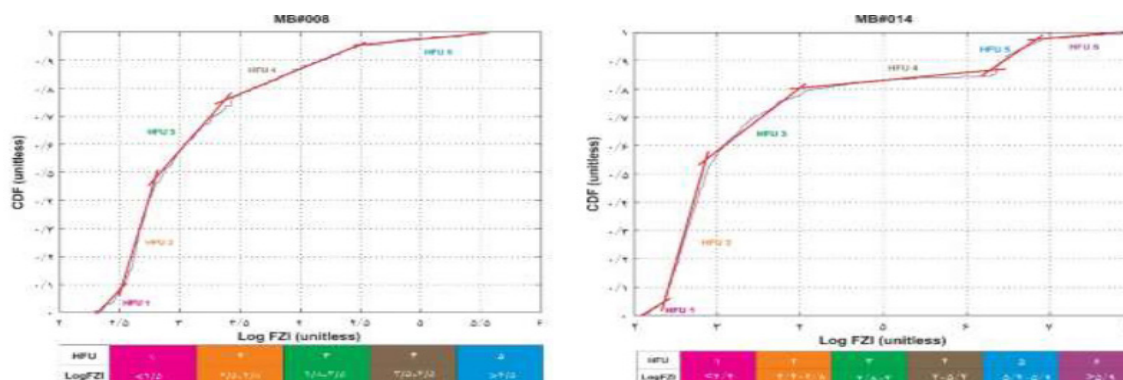
در این روش روابط مشابهی بین تخلخل و تراوایی را در گونه‌های پتروفیزیکی متفاوت می‌توان پیدا کرد که می‌توان گفت نمودار تخلخل-تراوایی به‌تنهایی جهت تعیین و تشخیص گونه‌های پتروفیزیکی در مخزن کافی نیست. لذا، ضریب همبستگی مشابه در هر واحد جریانی حاکی از وجود سیستم‌های حفره‌ای متفاوت و دارای ویژگی‌های پتروفیزیکی متفاوت و مجزا از همدیگر خواهد بود. از واحدهای جریانی ۱ به ۵ میزان تراوایی افزایش یافته و واحد جریانی ۵ دارای بهترین کیفیت مخزنی در چاه ۸ می‌باشد. در چاه ۱۴ واحدهای جریانی ۱ به ۶ میزان تراوایی آن افزایش یافته و واحد جریانی ۶ دارای بهترین کیفیت مخزنی از این چاه در سازند آسماری است (شکل ۷).

تعیین واحدهای جریانی سازند آسماری با استفاده از داده‌های تخمینی

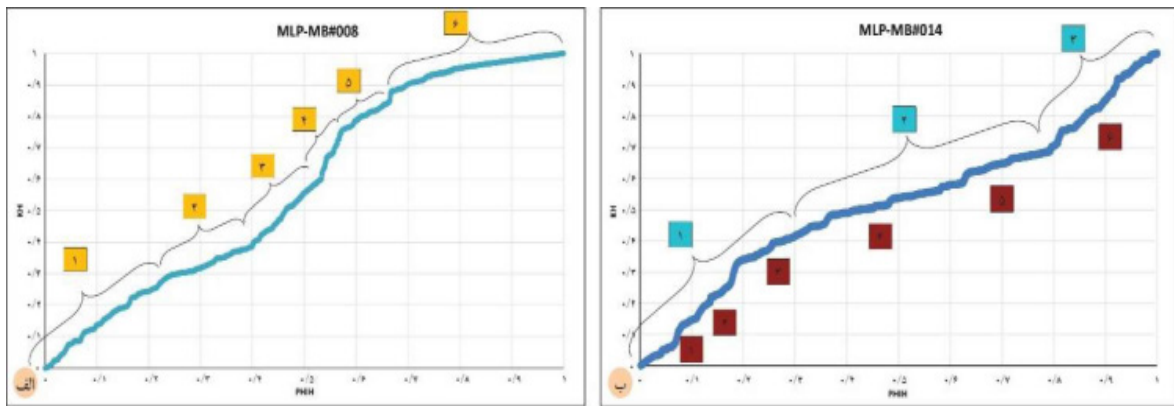
شناسایی انواع سنگ مخزن و ناهمگنی‌های آن، گام مهم در شناسایی مخازن کربناته، مدل‌سازی سه‌بعدی زمین‌شناسی و شبیه‌سازی واحدهای جریان می‌باشد [۴۰]. برای کیفیت مخزنی مطالعه شده در این پژوهش، تعیین واحدهای جریانی با استفاده از روش نمودار اصلاح‌شده چینه‌نگاری لورنز (SMLP) صورت گرفت [۳۴، ۴۴، ۳۱-۲۹، ۳۷، ۴۱-۴۳].

روش لورنز

در این مطالعه با استفاده از داده‌های تخمینی حاصل



شکل ۷ عمق و نمودار چگالی تجمعی محاسبه‌شده در چاه ۸ و ۱۴ از سازند آسماری



شکل ۸ واحدهای جریانی تفکیک شده به روش لورنز در سازند آسماری، الف) چاه ۸ سمت چپ و ب) چاه ۱۴ سمت راست در میدان منصورآباد

جدول ۲ بخشی از داده‌های استفاده شده برای تعیین واحدهای جریانی به روش SMLP برای چاه ۸

Cum. PNH	Cum. KH	(%) PNH	(%) KH	PNH	KH	R ₃₅	LOG R ₃₅	RPS	(φ) Fr	(%) φ	تراوایی (mD)	عمق (m)
۰/۰۶۵۴۴۴	۰/۰۸۶۱۵۶۱۸	۰/۰۱۵۲۸	۰/۰۰۱۸۸	۰/۰۰۶۳	۰/۰۰۴۷۱	۰/۱۳۴۸۶	-۰/۰۸۷۰۱۲	۰/۱۳۶۴۲	۴/۱۲۱	۴/۱۲۱	۰/۰۱۵۱	۳۶۱۹/۵۹۶
۰/۰۶۵۴۶۵	۰/۰۸۶۱۵۹۵۳۵	۰/۰۱۷۱۴	۰/۰۰۰۹۲	۰/۰۰۰۷	۰/۰۰۰۲۳	۰/۱۱۱۷۷	-۰/۰۹۲۸۹۵	۰/۰۳۰۷۱۶	۴/۶۲۳	۴/۶۲۳	۰/۰۱۴۲	۳۶۲۰/۱۱۱۲
۰/۰۶۵۴۸۳	۰/۰۸۷۰۰۳۹۷	۰/۰۲۱۷۷	۰/۰۰۰۸۶	۰/۰۰۰۸۹	۰/۰۰۰۲۱۶	۰/۴۳۳۶۱	-۰/۰۳۶۲۹	۳/۱۵۳۰۵	۵/۸۷۰۵	۵/۸۷۰۵	۰/۰۱۸۵۱	۳۶۲۰/۱۶۴۴
۰/۰۶۵۶۲۵۵	۰/۰۸۷۱۱۳۳۴	۰/۰۳۹۲۵	۰/۰۱۱۱۴	۰/۰۱۶۱	۰/۰۰۲۸۱	۰/۳۳۳۶۹	-۰/۰۶۵۰۳۵	۱/۳۹۹۰۹	۱۰/۵۸۴۹	۱۰/۵۸۴۹	۰/۰۱۴۲۸	۳۶۲۰/۴۱۶۸
۰/۰۶۶۶۷۶	۰/۰۸۷۲۰۳۰۳	۰/۰۵۰۵۱	۰/۰۰۰۸۶۷	۰/۰۰۲۰۸	۰/۰۰۲۱۶۶	۰/۴۸۸۵۷	-۰/۰۳۱۱۰۷	۵/۱۳۳۸۸	۱۳/۶۲۰۸	۱۳/۶۲۰۸	۰/۰۱۷۸۱	۳۶۲۰/۵۶۹۲
۰/۰۶۷۳۷۹	۰/۰۸۷۶۷۷۱۴	۰/۰۶۰۸۳	۰/۰۴۷۴۱	۰/۰۰۲۵۴	۰/۰۱۱۹۲	۰/۱۷۸۰۳	-۰/۰۷۴۹۵۲	۱/۱۳۴۴۱	۱۶/۶۷۲۴	۱۶/۶۷۲۴	۰/۰۱۸۸۸	۳۶۲۰/۷۲۱۶
۰/۰۶۸۰۸۲	۰/۰۸۸۷۷۹۱۷۶	۰/۰۷۰۳۹	۰/۰۱۱۴۶	۰/۰۰۲۸۹	۰/۰۰۳۸۷۷	۰/۹۴۹۹۲	-۰/۰۰۲۲۵۴	۲۰/۷۳۹	۱۸/۹۸۰۷	۱۸/۹۸۰۷	۳/۹۳۶۴	۳۶۲۰/۸۷۴
۰/۰۶۸۸۳۳۱	۰/۰۹۰۱۸۱۴۱	۰/۰۷۴۸۲	۰/۰۳۸۹۷	۰/۰۰۳۰۷	۰/۰۵۹۹۱	۰/۸۰۸۷۴	-۰/۰۰۹۲۱۹	۱۶/۲۴۷۳	۲۰/۱۱۵۱	۲۰/۱۱۵۱	۳/۳۷۷۹	۳۶۲۱/۰۲۶۴
۰/۰۶۹۶۰۲	۰/۰۹۲۱۷۱۳۱	۰/۰۷۷۱	۰/۰۹۸۹۹	۰/۰۰۳۱۷	۰/۰۴۹۹۵۵	۱/۵۶۲۵۷	۰/۰۹۳۸۴۴	۵۰/۵۰۹۱	۲۰/۷۹۲۳	۲۰/۷۹۲۳	۱۰/۵۰۳۱	۳۶۲۱/۱۷۸۸
۰/۰۷۰۰۳۷۲	۰/۰۹۸۵۴۶۷۷	۰/۰۷۷۰۱	۰/۰۳۷۵۵	۰/۰۰۳۱۶	۱/۶۰۰۵۲	۰/۹۱۳۳۸	-۰/۰۰۳۹۳۵	۲۰/۱۵۵۶	۲۰/۷۶۷۱	۲۰/۷۶۷۱	۴/۲۰۶۵	۳۶۲۱/۳۳۱۲
۰/۰۷۱۱۱۲۷	۰/۱۰۱۱۰۰۳۹	۰/۰۷۵۴۹	۰/۰۵۵۳۶	۰/۰۰۳۱	۰/۰۶۴۱۰۷	۰/۶۹۶۶۸	-۰/۰۱۵۸۲۲	۱۲/۵۹۸۹	۲۰/۳۵۸۲	۲۰/۳۵۸۲	۲/۵۶۴۹	۳۶۲۱/۴۸۳۶
۰/۰۷۱۸۱۶	۰/۱۰۲۵۵۴۴۵	۰/۰۷۳۳۱	۰/۰۵۵۷۱	۰/۰۰۳۰۱	۰/۰۳۹۰۸۹	۰/۷۳۴۴۴	-۰/۰۱۴۰۰۶	۱۳/۳۴۴۴	۱۹/۷۶۹۳	۱۹/۷۶۹۳	۲/۶۲۷۷	۳۶۲۱/۶۳۶
۰/۰۷۲۵۷۷	۰/۱۰۴۲۵۸۷	۰/۰۷۱۷۴	۰/۰۶۰۱۳	۰/۰۰۲۹۵	۰/۰۴۰۱۹۹	۰/۷۱۰۵۶	-۰/۰۱۴۸۴	۱۲/۷۸۲۷	۱۹/۳۴۵	۱۹/۳۴۵	۲/۴۷۳۸	۳۶۲۱/۷۸۸۴
۰/۰۷۳۲۸۵	۰/۱۰۵۷۵۹۸۵	۰/۰۷۰۸۲	۰/۰۵۰۱۲	۰/۰۰۲۹۱	۰/۰۳۷۶۸۵	۰/۹۹۱۰۴	-۰/۰۰۳۹۱	۲۲/۳۷۳	۱۹/۰۹۷۱	۱۹/۰۹۷۱	۴/۲۷۲۶	۳۶۲۱/۹۴۰۸
۰/۰۷۳۹۸۳	۰/۱۰۸۳۵۳۶	۰/۰۶۹۷۸	۰/۰۵۹۳۷	۰/۰۰۲۸۷	۰/۰۵۱۱۴	۱/۰۰۴۱	۰/۰۰۱۷۸	۳۲/۷۱۹	۱۸/۱۱۷۷	۱۸/۱۱۷۷	۴۴/۳۷۵۲	۳۶۲۱/۹۳۲
۰/۰۷۴۶۵۴	۰/۱۱۰۹۴۸۹۲	۰/۰۶۷۱	۰/۰۵۹۵۳	۰/۰۰۲۷۶	۰/۰۵۱۵۴	۰/۷۹۳۳۱	-۰/۰۱۰۰۵۶	۱۴/۹۴۰۱	۱۸/۰۹۳۶	۱۸/۰۹۳۶	۲/۷۰۳۲	۳۶۲۱/۴۵۶
۰/۰۷۵۲۸۳	۰/۱۱۲۵۸۹۹۴	۰/۰۶۲۸۵	۰/۰۶۴۱	۰/۰۰۲۵۸	۰/۰۴۱۱۹۷	۰/۳۶۵۵۴	-۰/۰۴۳۷۰۶	۳/۸۷۹۲۴	۱۶/۹۴۹۲	۱۶/۹۴۹۲	۰/۶۵۷۵	۳۶۲۱/۳۹۸
۰/۰۷۵۸۵۷	۰/۱۱۲۹۸۹۰۹	۰/۰۵۷۴۳	۰/۰۳۳۹۹۱	۰/۰۰۲۳۶	۰/۰۰۰۲	۰/۵۸۷۴۴	-۰/۰۳۳۱۰۳	۸/۳۳۱۹۹	۱۵/۴۸۷۳	۱۵/۴۸۷۳	۱/۳۹۰۴	۳۶۲۱/۵۵۰۴
۰/۰۷۶۳۸۲	۰/۱۱۳۷۷۲۴۵	۰/۰۵۲۴۷	۰/۰۷۸۳۴	۰/۰۰۲۱۶	۰/۰۹۶۶۶	۰/۵۴۷۷۹	-۰/۰۲۶۱۳۹	۷/۰۹۰۹۶	۱۴/۱۴۹	۱۴/۱۴۹	۱/۰۰۰۳۳	۳۶۲۱/۷۰۲۸
۰/۰۷۶۸۷۴	۰/۱۱۴۳۸۱۵۱	۰/۰۴۹۳۶	۰/۰۶۰۹۱	۰/۰۰۲۰۲	۰/۰۵۲۹	۰/۳۷۶۱۳	-۰/۰۴۲۴۶۷	۲/۶۳۲۱۳	۱۳/۸۴۴	۱۳/۸۴۴	۰/۴۸۲۵	۳۶۲۱/۸۵۵۲
۰/۰۷۷۳۵۶	۰/۱۱۴۶۴۴۴۲	۰/۰۴۸۱۸	۰/۰۳۹۲۹	۰/۰۱۹۸	۰/۰۷۳۵۳	۰/۳۷۷۹۳	-۰/۰۵۵۶۰۶	۲/۱۴۸۷۵	۱۲/۹۳۶	۱۲/۹۳۶	۰/۳۷۹۲	۳۶۲۱/۰۰۷۶
۰/۰۷۷۸۴۶	۰/۱۱۴۸۴۴۹۲	۰/۰۴۸۹۸	۰/۰۱۶۹۵	۰/۰۰۲۰۱	۰/۰۴۲۵۵	۰/۳۷۳۹۶	-۰/۰۵۶۳۳۱	۲/۱۱۳۰۲	۱۳/۰۸۶	۱۳/۰۸۶	۰/۲۷۹۱	۳۶۲۱/۱۶
۰/۰۷۸۳۳۸	۰/۱۱۵۰۱۳۳۵	۰/۰۵۰۲۳	۰/۰۱۶۹۴	۰/۰۰۲۰۶	۰/۰۴۲۵۳	۰/۳۹۵۰۶	-۰/۰۴۰۳۳۳	۳/۹۰۴۷	۱۳/۵۴۴	۱۳/۵۴۴	۰/۵۳۹۷	۳۶۲۱/۳۱۲۴
۰/۰۷۸۸۸۷	۰/۱۱۵۴۴۰۹۸	۰/۰۵۰۹۳	۰/۰۳۲۷۶	۰/۰۰۲۰۹	۰/۰۸۲۲۵	۰/۳۹۰۶۲	-۰/۰۴۰۸۲۵	۳/۹۴۴۶	۱۳/۷۳۳	۱۳/۷۳۳	۰/۵۴۰۳	۳۶۲۱/۶۶۸۱
۰/۰۷۹۳۶۴	۰/۱۱۵۶۶۸۹۸	۰/۰۵۰۶۸	۰/۰۰۲۲۸	۰/۰۰۲۰۸	۰/۰۸۲۲۴	۰/۳۸۸۲۶	-۰/۰۴۱۰۸۸	۲/۸۸۴۹۴	۱۳/۶۶۶	۱۳/۶۶۶	۰/۵۳۰۹	۳۶۲۱/۶۱۷۲

بحث و نتایج

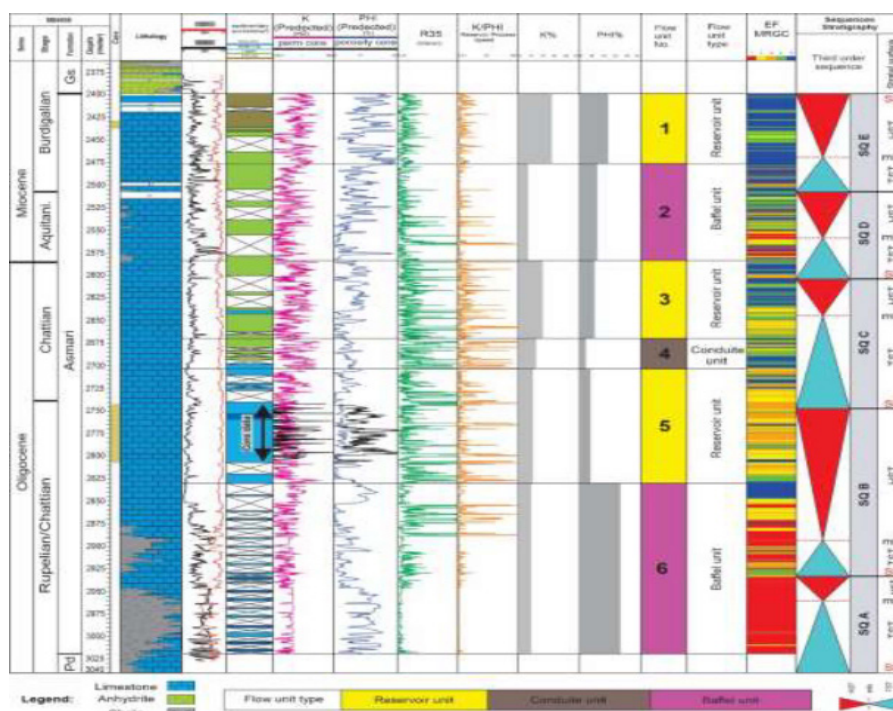
در این مطالعه به جهت اینکه مفهوم زمین شناسی به این واحدهای جریان مشخص شده داده شود، تعیین ارتباط کیفیت مخزنی رخساره ها با واحدهای جریان و سکانس های رسوبی شناسایی و تفکیک شده صورت گرفته است. در این مطالعه از روش های مختلف تعیین گونه های سنگی نظیر روش نشانگر زون جریان، نمودار چینه ای اصلاح شده لورنز، وینلند و رخساره های الکتریکی برای سازند آسماری استفاده گردید. برای مطالعه چینه نگاری سکانس از مطالعات ریزرخساره، چینه نگاری زیستی، لاگ های چاه پیمایی (لاگ گاما) و نمودار سیکلولاگ (لاگ INPEFA) استفاده شد. با ترسیم نمودار SMLP برای سازند آسماری در محدوده مطالعه شده به طور کلی زون بافلی، مخزن و سرعت تفکیک شده است. در ادامه به توصیف واحدهای جریان شناسایی شده در این بخش از سازند آسماری در چاه ۸ پرداخته می شود.

واحدهای جریانی چاه ۸

واحد جریانی ۱: واحد معرفی شده در چاه شماره

۸، یک واحد جریانی مخزنی است که در رأس سازند آسماری مشخص شده است. واحد مخزنی دارای لیتولوژی سنگ آهک و ضخامت ۸۱ m می باشد. این واحد اغلب شامل رخساره وکستون/پکستونی بایوکلسیت دار و رخساره مادستونی به همراه میان لایه هایی از دولومیت ریز بلور است که به ترتیب در زیرمحیط های مختلف شامل پهنه جزر و مدی و لاگون نهشته شده اند. تخلخل و تراوایی تخمین زده در این واحد جریانی به ترتیب ۲۶/۲۶ و ۲۹/۴۲ mD است. این واحد منطبق بر دسته رخساره HST (از سکانس SQE) می باشد (شکل ۹).

واحد جریانی ۲: این واحد یک واحد بافلی است که دارای لیتولوژی سنگ آهک و شیل است. واحد جریانی ۲ شامل ریزرخساره های وکستون/پکستون تا گرینستونی مربوط به محیط لاگونی می باشد و ضخامت این واحد جریانی ۱۰۶ m است. در این واحد میزان تخمین زده شده تخلخل، ۱۵/۸۳ و تراوایی ۹/۶۱ mD است. واحد جریانی ۲، منطبق بر دسته رخساره TST (از سکانس SQE) و دسته رخساره های TST و HST سکانس SQD است.



شکل ۹: نمیرخ چینه نگاری جریان ترسیم شده برای داده های چاه ۸

دسته رخساره‌های TST و بخش ابتدایی HST از سکانس SQB را در این میدان شامل می‌شود. با رسم نهایی SFP و MLP در چاه ۱۴، در مجموع سه واحد جریانی شامل ۲ زون مخزنی و یک زون بافلی تفکیک شده است (شکل ۱۰).

واحدهای جریانی چاه ۱۴

واحد جریانی ۱: اولین واحد معرفی شده در چاه شماره ۱۴، یک واحد جریانی مخزنی است که در رأس سازند آسماری از این مطالعه مشخص شده است. واحد مخزنی دارای لیتولوژی سنگ‌آهک و ضخامت $56/24$ m می‌باشد. این واحد اغلب شامل رخساره وکستون/پکستونی بایوکلست دار و اکثراً رخساره مادستونی به‌همراه میان لایه‌هایی از دولومیت است که در پهنه جزر و مدی نهشته شده‌اند. از جمله فرآیندهای غالب در این واحد مخزنی شامل: سیمانی شدن، شکستگی، دولومیتی شدن، انحلال و نودول‌های انیدریت می‌باشد. این واحد جریانی منطبق بر دسته رخساره HST (از سکانس SQE) می‌باشد.

واحد جریانی ۲: این واحد یک واحد بافلی است که دارای لیتولوژی سنگ‌آهک و شیل است. این واحد ریزرخساره‌های وکستون/پکستون تا گرینستونی رودستون را در برمی‌گیرد که در زیرمحیط‌های مختلف شامل محیط لاگونی و پهنه جزر و مدی قرار می‌گیرند و ضخامت این واحد جریانی $174/49$ m است. از جمله فرآیندهای غالب در این واحد مخزنی شامل: سیمانی شدن، شکستگی، دولومیتی شدن، انحلال، نودول‌های انیدریت، فشردگی و استیلولیت می‌باشد. این واحد جریانی دسته رخساره‌های TST از سکانس SQE و دسته رخساره‌های TST و HST از سکانس SQD را در بر می‌گیرد.

واحد جریانی ۳: از دیگر واحدهای معرفی شده در این چاه واحد مخزنی با لیتولوژی سنگ‌آهک و ضخامت $70/72$ m است.

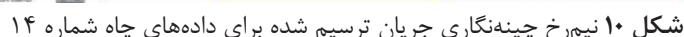
واحد جریانی ۳: این واحد مخزنی دارای لیتولوژی سنگ‌آهک و ضخامت 75 m است. ریزرخساره‌های موجود در این واحد، بافت وکستون/پکستون تا گرینستونی را شامل می‌شوند و نیز این رخساره‌ها در زیرمحیط لاگونی قرار می‌گیرند. مقدار تخلخل در این واحد جریانی $12/76$ و مقدار تراوایی mD $20/54$ می‌باشد. این واحد جریانی بخشی از HST سکانس SQC را شامل می‌شود.

واحد جریانی ۴: این واحد یک واحد سرعت با لیتولوژی سنگ‌آهک و ضخامت 37 m است. بافت رخساره‌های موجود در این واحد غالباً پکستون/گرینستون و فلوتستون/رودستون می‌باشد. میزان تخلخل و تراوایی تخمین زده شده در این واحد به‌ترتیب $4/64$ و $16/31$ mD می‌باشد. این واحد منطبق بر انتهای دسته رخساره TST از سکانس SQC است.

واحد جریانی ۵: واحد مخزنی دارای لیتولوژی سنگ‌آهک و ضخامت 125 m می‌باشد. اکثر رخساره‌های این واحد غالباً پکستون/گرینستون و فلوتستون/رودستون می‌باشند. از جمله فرآیندهای غالب در این واحد مخزنی

شامل: سیمانی شدن، شکستگی، انحلال، فشردگی، استیلولیت و به میزان کم دولومیتی شدن می‌باشد. مقدار تخلخل $9/38$ و مقدار تراوایی mD $12/25$ می‌باشد. این واحد منطبق بر ابتدای دسته رخساره TST از سکانس SQC است و بخش انتهایی دسته رخساره HST از SQB می‌باشد.

واحد جریانی ۶: از دیگر واحدهای معرفی شده در این چاه، واحد بافلی دارای لیتولوژی سنگ‌آهک و شیل و ضخامت 190 m است. ریزرخساره‌ها اکثراً بافت وکستون، فلوتستون/پکستون را شامل می‌شوند که در محیط دریای باز و رمپ میانی نهشته شده‌اند. این واحد جریانی که منطبق بر شیل‌های راس سازند پابده است، کیفیت مخزنی پایینی دارد و اغلب رخساره‌های گل غالب را در برمی‌گیرد. این واحد، سکانس SQA و بخش



ریزر خساره‌ها اکثراً بافت پکستون، گرینستون و مادستون را شامل می‌شوند که در محیط رمپ میانی نهشته شده‌اند. تخلخل و تراوایی تخمین رده از این واحد به ترتیب $19/53$ و $29/4$ mD می‌باشد. واحد مخزنی ۳ بخش HST از SQC را شامل می‌شود و رخساره‌هایی که دانه غالب‌تر هستند را در بر می‌گیرد (شکل ۱۰). با توجه به نتایج حاصل از این پژوهش که بررسی پراکندگی گونه‌های سنگی و واحدهای جریانی در چارچوب سکانس‌ها و دسته‌های رخساره‌ای در این میدان صورت گرفت، نشان داده شده که بهترین افق‌های مخزنی در دسته رخساره HST قرار می‌گیرند و گونه‌های سنگی و واحدهای جریانی غیر مخزنی و بافل در دسته رخساره TST قرار می‌گیرند. این انطباق در سکانس‌های B، C و E در چاه شماره ۸ مشهودتر است. همچنین مقایسه روش‌های گوناگون برای تعیین واحد جریانی نشان داد که روش استفاده براساس داده‌های SMLP و روش FZI از پارامتر پیوسته تخمین، تخلخل و تراوایی، بهترین و کامل‌ترین

در این مطالعه علاوه بر مطالعه پتروگرافی به منظور شناسایی فرآیندهای دیاژنز اثرگذار، با آنالیز داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه، داده‌های لاگ مختلف و داده‌های تخلخل و تراوایی تخمینی حاصل از لاگ به تعیین رخساره‌های الکتریکی به‌روش MRGC و تعیین گونه‌های سنگی از روش‌های مختلف نظیر روش نشانگر زون جریان و نمودار چینه‌ای اصلاح‌شده لورنز در سازند آسماری در دو چاه از میدان منصور آباد پرداخته شده است. در توالی مورد مطالعه بر مبنای توصیف مقاطع مطالعه شده و تجزیه و تحلیل‌های پتروگرافی آشفنگی زیستی، میکریتی شدن، سیمانی شدن، دولومیتی شدن، انحلال، تخلخل، تراکم، شکستگی و انحلال فشاری مانند گسترش استیلولیت‌ها و درزه‌های

گونه‌های سنگی و واحدهای جریانی غیر مخزنی و بافل در دسته رخساره TST قرار می‌گیرند. این انطباق در سکانس‌های C، B و E در چاه شماره ۸ مشهودتر است. با تلفیق روش‌های مختلف در تعیین واحدهای جریانی می‌توان شش واحد برای چاه ۸ و سه واحد جریانی برای چاه ۱۴ به‌صورت نهایی برای بخشی از سازند آسماری معرفی کرد.

تشکر و قدردانی

از دانشگاه اصفهان به‌جهت فراهم آوردن امکانات مورد نیاز برای این پژوهش قدردانی می‌شود. از شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب برای در اختیار قرار دادن داده‌ها و همچنین به‌سبب حمایت و همکاری‌های بی‌دریغشان سپاس‌گزاری می‌نمایم. همچنین از سر دبیر و داوران محترم مجله که با نظرهای ارزشمند خود سبب ارتقای سطح علمی این مقاله شدند، کمال تشکر و قدردانی را داریم.

انحلالی شناسایی گردیدند. مجموع این فرآیندها در سه محیط دیاژنتیک دریایی، متئوریک و دفنی سازند مورد مطالعه را تحت تاثیر قرار داده‌اند. استفاده از نتایج حاصل از رخساره‌های الکتریکی با رخساره‌های میکروسکوپی شناسایی شده نشان داد که ۵ رخساره الکتریکی شناسایی شده در چاه‌های مورد مطالعه به‌ترتیب از بهترین کیفیت مخزنی تا بدترین کیفیت مخزنی شامل رخساره ۵ (آبی رنگ) دارای کیفیت بالا، رخساره ۴ (سبز) از کیفیت متوسط و رخساره ۱ و ۲ و ۳ (قرمز تا نارنجی) از کیفیت مخزنی بسیار پایینی می‌باشند. رخساره‌های میکروسکوپی با پتانسیل کیفیت مخزنی بالا در گونه‌های سنگی و واحدهای جریانی دارای کیفیت مخزنی بالا قرار می‌گیرند. بررسی پراکندگی گونه‌های سنگی واحدهای جریانی در چارچوب سکانس‌ها و دسته‌های رخساره‌ای نیز نشان می‌دهد که بهترین افق‌های مخزنی در دسته رخساره HST قرار می‌گیرند و

مراجع

- [1]. Gharechelou, S., Sohrabi, S., Kadkhodaie, A., Rahimpour-Bonab, H., Honarmand, J., & Montazeri, G. (2016). A seismic-driven 3D model of rock mechanical facies: An example from the Asmari reservoir, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 983-998, doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.009.
- [2]. Farshi, M., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Khanebad, M., & Golafshani, T. (2019). Reservoir rock typing using integrating geological and petrophysical properties for the Asmari Formation in the Gachsaran oil field, Zagros basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 161-171, doi.org/10.1016/j. petrol.2018.12.068.
- [۳]. مطیعی ه. (۱۳۸۳) زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس، انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۳۶-۱.
- [۴]. رضایی م ر. (۱۳۸۰) زمین‌شناسی نفت، انتشارات علوی، ۴۷۲-۱.
- [5]. Winland, H D (1972) Oil accumulation in response to pore size changes, Weyburn field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report No. F72-G25.
- [6]. Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993, October). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro, doi.org/10.2118/26436-MS.
- [7]. Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997, October). Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition?, SPE-38679, doi.org/10.2118/38679-MS.
- [8]. Sherhati, S., & Letouzey, J. (2004). Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran, *Marine and Petroleum Geology*, 21(5), 535-554, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2004.01.007.
- [۹]. شب‌افروز، ر.، قنواتی، ک.، عبدی، م (۱۴۰۰) زون‌بندی مخزن آسماری میدان گچساران با نگرشی بر مفاهیم چینه‌شناسی. گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۱۱۸-۱.

- [10]. Catuneanu O, Abreu V, Bhattacharya J P, Blum M D, Dalrymple R W, Eriksson P G, Fielding C R, Fisher W L, Galloway W E, Gibling M R, Giles K A, Holbrook, J M, Jordan R, Kendall C G S C, Macurda B, Martinsen O J, Miall A D, Neal J E, Nummedal D, Pomar L, Posamentier H W, Pratt B R, Sarg J F, Shanley K W, Steel R J, Strasser A, Tucker M E, Winker C (2009) Towards the standardization of sequence stratigraphy, *Earth-Science Reviews* 92, 1-2: 1-33, doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003.
- [11]. Prasad M (2003) Velocity-permeability relations within hydraulic units, *Geophysics* 68, 1: 108-117. doi.org/10.1190/1.1543198.
- [12]. Aguilera R (2002) Incorporating capillary pressure, pore throat aperture radii, height above free water table, and Winland r35 values on Pickett plots, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 86, 4: 605-624. doi.org/10.1306/61EEDB5C-173E-11D7-8645000102C1865D.
- [13]. Pittman E D (1992) Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 76, 2: 191-198, doi.org/10.1306/BDFF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D.
- [14]. Chekani M, Kharrat R (2009) Reservoir rock typing in a carbonate reservoir- Cooperation of core and log data: Case study, SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers, doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.170.spe123703.
- [۱۵]. موسوی، س.، ع.، وزیری مقدم، ح.، صالحی، م.، ع.، شبافروز، ر.، قنواتی، ک. (۱۴۰۱) زیست چینه‌نگاری و ریز-رخساره‌های سازند آسماری در میدان نفتی منصورآباد، جنوب غرب ایران. رسوب‌شناسی کاربردی، ۲۰: ۱۹۴-۲۰۹. doi:10.22084/PSJ.2022.26282.1353
- [۱۶]. موسوی، س.، ع. (۱۴۰۱) تحلیل توزیع رخساره‌های مخزنی و اثر دیاژنز در کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی منصورآباد، جنوب غرب ایران، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ایران، ۱۰۴-۱.
- [17]. Van Buchem F S P, Allan T L, Laursen G V, Lotfpour M, Moallemi A, Monibi S, Motiei H, Pickard N A H, Tahmasbi A R, Vedrenne V, Vincent B (2010) Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations), SW Iran, *Geological Society, London, Special Publications*, 329: 219-263. doi.org/10.1144/SP329.10.
- [18]. Shabafrooz R, Mahboubi A, Vaziri-Moghaddam H, Moussavi-Harami R, Ghabeishavi A, Al-Aasm I S (2015a) Facies analysis and carbonate ramp evolution of Oligo-Miocene Asmari Formation in the Gachsaran and Bibi Hakimeh oilfields and the nearby Mish Anticline, Zagros Basin, Iran, *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie. Abhandlungen* 276, 1: 121-146. doi: 10.1007/s13146-013-0141-x.
- [19]. Shabafrooz R, Mahboubi A, Vaziri-Moghaddam H, Ghabeishavi A, Moussavi-Harami R (2015b) Depositional architecture and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari platform; Southeastern Izeh Zone, Zagros Basin, Iran, *Facies* 61: 423-455. doi: 10.1007/s10347-014-0423-3.
- [۲۰]. وزیری مقدم، ح.، عرب پور، ص.، صیرفی‌ان، ع.، طاهری، ع.، و رحمانی، ع. (۱۳۹۴) چینه‌نگاری زیستی، محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکansı سازند آسماری در چاه شماره ۴ میدان نفتی لب سفید (شمال فروافتادگی دزفول، جنوب غرب لرستان) و تنگ لنده (کوه سفید، شمال غرب دهدشت). زمین‌شناسی نفت ایران، ۱۰: ۸۷-۱۱۹.
- [۲۱]. سلمانی، ع.، پوربناب، ح.، رنجبران، م.، آل علی، س. م. (۱۳۹۸) تعیین عوامل اصلی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان نفت‌سفید، فروافتادگی دزفول شمالی. علوم زمین، ۱۱۱: ۲۲۶-۲۱۵.
- [22]. Noorian Y, Moussavi-Harami R, Reijmer J J, Mahboubi A, Kadkhodaie A, Omidpour A (2021) Paleo-facies distribution and sequence stratigraphic architecture of the Oligo-Miocene Asmari carbonate platform (southeast Dezful Embayment, Zagros Basin, SW Iran), *Marine and Petroleum Geology* 128, 105016. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105016.
- [23]. Khalili A, Vaziri-Moghaddam H, Arian M, Seyrafi A, Nikfard M (2021) Carbonate platform evolution of the Asmari Formation in the east of Dezful Embayment, Zagros Basin, SW Iran, *Journal of African Earth Sciences*, 104229. doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2021.104229.
- [24]. Noorian Y, Moussavi-Harami R, Hollis C, Reijmer J J, Mahboubi A, Omidpour A (2022) Control of climate, sea-level fluctuations and tectonics on the pervasive dolomitization and porosity evolution of the Oligo-Miocene Asmari Formation (Dezful Embayment, SW Iran), *Sedimentary Geology*, 427, 106048. doi: 10.1016/j.sedgeo.2021.106048.

- [25]. Omidpour A, Mahboubi A, Moussavi-Harami R, Rahimpour-Bonab H (2022) Effects of dolomitization on porosity-Permeability distribution in depositional sequences and its effects on reservoir quality, a case from Asmari Formation, SW Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 208, 109348. doi: 10.1016/j.petrol.2021.109348.
- [26]. Mohammadi Z, Mehrabi H, Gharechelou S, Jalali M, Swennen R (2022) Stratigraphic architecture and depositional-diagenetic evolution of Oligocene-Miocene carbonate-evaporite platform in the southern margin of the Neo-Tethys Ocean, Lurestan zone of Zagros, Iran, *Journal of Asian Earth Sciences*, 233, 105249.
- [27]. Ehrenberg S N, Pickard N A H, Laursen G V, Monibi S, Mossadegh Z K, Svåná T A, Aqrabi A A M, McArthur J M, Thirlwall M F (2007) Strontium isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene-lower Miocene), SW Iran, *Journal of Petroleum Geology* 30, 2: 107-128. doi.org/10.1111/j.1747-5457.2007.00107.x.
- [۲۸]. رحیمی بهار، ع. ا. و پورصیامی، ح. (۱۳۹۸) لاگ NMR: مبانی، کاربرد و پردازش با نرم‌افزار ژئولاگ، پژوهشگاه صنعت نفت، ۱-۳۹۶.
- [29]. 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.
- [30]. Mehrabi H, Rahimpour-Bonab H, Enayati-Bidgoli A H, Esrafil-Dizaji B (2015a) Impact of contrasting paleoclimate on carbonate reservoir architecture: Cases from arid Permo-Triassic and humid Cretaceous platforms in the south and southwestern Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 126: 262-283. doi: 10.1016/j.petrol.2014.12.020.
- [31]. Mehrabi H, Rhimpour-Bonab H, Hajikazemi E, Esrafil-Dizaji B (2015b) 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.
- [۳۲]. صالحی، م. ع.، کاظم شیروودی، س.، موسوی حرمی، ر.، غفوری، م. و لشکری پور، غ. (۱۳۹۴). تلفیق روش‌های مختلف در تعیین گونه‌های سنگی پتروفیزیکی برای بخش بالایی سازند سورمه در یکی از میداین نفتی بخش مرکزی خلیج فارس. *مجله پژوهش نفت*، ۸۴: ۸۷-۷۲. doi:10.22078/pr.2015.550.
- [۳۳]. صالحی، م. ع.، سبحانی، ج.، مهربانی، ح. و شیروودی، ک. (۱۴۰۲). تعیین گونه‌های سنگی با هدف ارزیابی کیفیت مخزنی سازند داریان در چارچوب سکانس‌های رسوبی در یکی از میداین نفتی بخش شرقی خلیج فارس. *پژوهش نفت*.
- [34]. Mehrabi H, Bagherpour B (2022) Scale, origin, and predictability of reservoir heterogeneities in shallow-marine carbonate sequences: A case from Cretaceous of Zagros, Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 214, 110571. doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110571.
- [35]. Abbaszadeh M, Fujii H, Fujimoto F (1996) Permeability prediction by hydraulic flow units' theory and applications, *SPE Form, Eval*, 11, 263-271. doi.org/10.2118/30158-PA.
- [36]. Taghavi AA, Mork A, Emadi MA (2006) Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehluran Field, southwest Iran, *Petroleum Geoscience* 12: 115-126. doi: 10.1144/1354-079305-672.
- [37]. Gomes J S, Riberio M T, Strohmenger C J, Negahban S, Kalam M Z (2008) Carbonate Reservoir Rock Typing the Link between Geology and SCAL, *Society of Petroleum Engineers, SPE* 118284. doi.org/10.2118/118284-MS.
- [38]. Enayati-Bidgoli A, Rahimpour-Bonab H (2016) A geological based reservoir zonation scheme in a sequence stratigraphic framework: a case study from the Permo-Triassic gas reservoirs, Offshore Iran, *Marine and Petroleum Geology*, 73: 36-58. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.02.016.
- [39]. Noorian Y, Moussavi-Harami R, Mahboubi A, Kadkhodaie A, Omidpour A (2020) Assessment of heterogeneities of the Asmari reservoir along the Bibi Hakimeh anticline using petrophysical and sedimentological attributes: Southeast of Dezful Embayment, SW Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 193: 1-21. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107390.
- [40]. Beiranvand B, Ahmadi A, Sharafodin M (2007) Mapping and classifying flow units in the upper part of the Mid-Cretaceous Sarvak Formation (Western Dezful Embayment, SW Iran) based on a determination of reservoir rock types, *Journal of Petroleum Geology* 30, 4: 357-373, doi.org/10.1111/j.1747-5457.2007.00357.x.
- [41]. Porras J C, Campos O (2001) Rock typing: A key approach for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin, *OnePetro, SPE* 69458, doi.org/10.2118/69458-MS.
- [42]. Tiab D, Donaldson E C (2004) Chapter 5-capillary pressure, *Petrophysics*, second ed. Gulf Professional Publishing, Burlington, 313-35.

- [43]. Uguru C I, Onyeagoro U O, Lin J, Okkerman J, Sikiru I O (2005) Permeability prediction using genetic unit averages of flow zone indicators (FZIs) and Neural Networks, In Nigeria annual international conference and exhibition, OnePetro, doi.org/10.2118/98828-MS.
- [44]. Tavakoli V (2018) Geological Core Analysis, Application to Reservoir Characterization, Cham, Switzerland: Springer, 99, doi: 10.1007/978-3-319-78027-6.
- [45]. Chopra A K, Stein M H, Ader J C (1989) Development of reservoir descriptions to aid in design of EOR projects, SPE Reservoir Engineering, 4: 143-150, doi.org/10.2118/16370-MS.

Asmari Formation in the studied succession have been conducted based on the description of the studied thin sections. The most important diagenetic processes in the Asmari Formation includes bioturbation, micritization, cementation, dolomitization, dissolution, porosity, compaction, fracturing, and pressure dissolution (including the expansion of stylolites and dissolution seams). All of these processes were recognized according to the petrographic characteristics of cements and other diagenetic evidence in three marine, meteoric and burial environments. The results of electrical facies with identified microscopic facies showed that five electrical facies were identified in the studied wells. To determine the best reservoir quality to the worst reservoir quality, facies 5 (blue color) have higher quality, facies 4 (green) are of medium quality, and facies 1-3 (red to orange) are of very low reservoir quality. Microscopic facies with high reservoir quality potential are located in rock types and flow units with high reservoir quality. Investigating the distribution of rock types and flow units in the framework of depositional sequences and facies association also shows that the best reservoir horizons are in the HST and non-reservoir rock types and flow units and baffle are placed in the TST. This agreement is more evident in depositional sequences B, C, and E in well#8. By combining different methods in determining flow units, six and three flow units can be finally introduced for the Asmari Formation in the studied wells.

References

- Gharechelou S, Sohrabi S, Kadkhodaie A, Rahimpour-Bonab H, Honarmand J, Montazeri G (2016) A seismic-driven 3D model of rock mechanical facies: an example from the Asmari Reservoir, SW Iran. *J. Petrol. Sci. Eng.* doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.009.
- Farshi M, Moussavi-Harami R, Mahboubi A, Khanehbad M (2018) Reservoir rock typing using integrating geological and petrophysical properties for the Asmari Formation in the Gachsaran oil field, Zagros basin. doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.068.
- Rezaei M R (2001) *Petroleum Geology*, Alavi Publications, 472-1.
- [4] Winland, H D (1972) Oil accumulation in response to pore size changes, Weyburn field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report No. F72-G25.
- Amaefule J O, Altunbay M, Tiab D, Kersey D G, Keelan DK (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. doi.org/10.2118/26436-MS.
- 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. doi.org/10.2118/38679-MS.
- Sherkati S, Letouzey J (2004) Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh Zone and Dezful Embayment), Iran, *Marine and Petroleum Geology* 21: 535–554. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2004.01.007.
- Shabafrooz R, Qanavati K, Abdi M (2021) Zoning of Asmari Reservoir in Gachsaran oil field with a perspective on stratigraphic concepts. Internal report of the National Company of Southern.
- Catuneanu O, Abreu V, Bhattacharya J P, Blum M D, Dalrymple R W, Eriksson P G, Fielding C R, Fisher W L, Galloway W E, Gibling M R, Giles K A, Holbrook, J M, Jordan R, Kendall C G S C, Macurda B, Martinsen O J, Miall A D, Neal J E, Nummedal D, Pomar L, Posamentier H W, Pratt B R, Sarg J F, Shanley K W, Steel R J, Strasser A, Tucker M E, Winker C (2009) Towards the standardization of sequence stratigraphy, *Earth-Science Reviews* 92, 1-2: 1-33.
- Mousavi S A, Vaziri-Moghaddam H, Salehi M A, Shabafrooz R, Ghanavati K (2023) Biostratigraphy and microfacies of the Asmari Formation in the Mansourabad Oilfield, southwest of Iran, *Applied Sedimentology*, 10, 20: 194-209. magiran.com/p2517271.
- Van Buchem F S P, Allan T L, Laursen G V, Lotfipour M, Moallemi A, Monibi S, Motiei H, Pickard N A H, Tahmasbi A R, Vedrenne V, Vincent B (2010) Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations), SW Iran, *Geological Society, London, Special Publications*, 329: 219–263. doi.org/10.1144/SP329.10.
- Shabafrooz R, Mahboubi A, Vaziri-Moghaddam H, Moussavi-Harami R, Ghabeishavi A, Al-Aasm I S (2015a) Facies analysis and carbonate ramp evolution of Oligo-Miocene Asmari Formation in the Gachsaran and Bibi Hakimeh oilfields and the nearby Mish Anticline, Zagros Basin, Iran, *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie. Abhandlungen* 276, 1: 121-146. doi: 10.1007/s13146-013-0141-x.
- Shabafrooz R, Mahboubi A, Vaziri-Moghaddam H, Ghabeishavi A, Moussavi-Harami R (2015b) Depositional architecture and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari platform; Southeastern Izeh Zone, Zagros Basin, Iran, *Facies* 61: 423–455. doi: 10.1007/s10347-014-0423-3.
- Porras J C, Campos O (2001) Rock typing: A key approach for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin, *OnePetro*, SPE69458.
- Mehrabi H, Rahimpour-Bonab H, Enayati-

Bidgoli A H, Esrafil-Dizaji B (2015a) Impact of contrasting paleoclimate on carbonate reservoir architecture: Cases from arid Permo-Triassic and humid Cretaceous platforms in the south and southwestern Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 126: 262-283. doi: 10.1016/j.

petrol.2014.12.020.

16. Tavakoli V (2018) *Geological Core Analysis, Application to Reservoir Characterization*, Cham, Switzerland: Springer, 99 p. doi: 10.1007/978-3-319-78027-6.