

# Analysis of hydraulic flow units of Sarvak reservoir using core data and petrophysical logs in one of the oil fields of southwestern Iran

Abouzar Mohsenipour<sup>1\*</sup>, Bahman Soleimani<sup>1</sup>, Iman Zahmatkesh<sup>1</sup>, Iman Viesi<sup>2</sup>

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

2-Petrophysicist, Department of Petroleum Engineering, National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran

**Keywords:** Flow unit, Sarvak reservoir, Reservoir quality, Rock type, Core

## 1- Introduction

The use of hydraulic flow units as a method to determine the reservoir's quality and the use in the zoning of hydrocarbon reservoirs has a significant role in the development of reservoirs. One of the studies to reduce heterogeneity in these reservoirs is to determine the hydraulic flow units to separate reservoir zones with different quality. Hydraulic flow units are an indicator of reservoir units in which the flow characteristics are uniform due to the characteristics of the pore bottlenecks (Kadkhodaie-Ilkhchi et al., 2014). Hydraulic flow in the form of mapped zones and adaptable within the volume. It is a reservoir that controls fluid flow (Ebanks, 1987; Amaefule et al., 1993; Abbaszadeh et al., 1996). In the present study, the Sarvak reservoir in one of the oil fields of southwestern Iran was investigated, and its hydraulic flow units were determined using the flow zone index method. Then, based on different reservoir parameters, these hydraulic flow units were examined and finally separated based on reservoir quality.

## 2- Materials and methods

In this study, to determine the hydraulic flow units in the Sarvak reservoir, conventional analysis wells (CCAL) data obtained from a well drilled in the study field, including porosity and permeability data, were used. Finally, the obtained hydraulic flow units were analyzed based on reservoir quality and areas with appropriate reservoir quality were separated.

## 3-Results and discussion

There are various methods for determining the units of hydraulic flow in tanks. Only the regional flow index method can make the best separation in carbonate tanks and other methods with great accuracy in determining the unit. However, they do not have flow in carbonate reservoirs and are often used in sandstone reservoirs. The present study used the standard probability diagram method to determine the flow units. In this method, due to significant changes in the values of the flow zone index, its logarithm is used. The logarithm method shows the flow zone from the porosity and permeability data obtained from the wells cores in the Sarvak reservoir in the desired field. In this study, the use of flow zone indicator logarithm (Log FZI) caused the separation of 6 flow units based on breakpoints or turning points.

## 4- Conclusions

The best data available in studying a hydrocarbon reservoir are data from wellhead cores. Although due to the high cost of obtaining this data, a small amount of it is available in each field, it can play a decisive role in studying the reservoir. Several methods exist for zoning the reservoir, including determining the hydraulic flow unit, useful in reservoir development studies. In the present study, a well's porosity and permeability data were

\* Corresponding author: abouzarmohseni@yahoo.com

DOI: 10.22055/AAG.2021.38665.2250

Received 2021-09-27

Accepted 2021-12-11

used, and six flow units were identified. These flow units were analyzed based on the flow zone indicator logarithm (Log FZI), which indicated an increase in reservoir quality from flow unit No. 1 to flow unit No. 6.

## References

- Abbaszadeh, M., Fujii, H., Fujimoto, F., 1996. Permeability prediction by hydrolic flow unit's theory and applications SPE Format.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., Keelan, D.K., 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Society of Petroleum Engineers, Inc.
- Kadkhodaie-Ilkhchi R., Rezaee, R., Moussavi-Harami, R., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., 2013. Analysis of the reservoir electrofacies in the framework of hydraulic flow units in the Whicher Range Field, Perth Basin, Western Australia. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 111, 106–120.

### HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Mohsenipour, A., Soleimani, B., Zahmatkesh, I., Veisi, I., 2022. Analysis of hydraulic flow units of Sarvak reservoir using core data and petrophysical logs in one of the oil fields of southwestern Iran. *Adv. Appl. Geol.* 11(4), 789-803.

DOI: 10.22055/AAG.2021.38665.2250

url: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_17358.html](https://aag.scu.ac.ir/article_17358.html)

## تجزیه و تحلیل واحدهای جریان هیدرولیکی مخزن سروک با استفاده از داده‌های مغزه و لاگ‌های پتروفیزیکی در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران

ابوذر محسنی پور\*

دانشجوی دکتری گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

بهمن سلیمانی

استاد گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

ایمان زحمت‌کش

استادیار گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

ایمان ویسی

کارشناس پتروفیزیک اداره مهندسی نفت شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، اهواز، ایران

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۹/۲۰

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۷/۰۵

\*[abouzarmohseni@yahoo.com](mailto:abouzarmohseni@yahoo.com)

### چکیده

استفاده از واحدهای جریان هیدرولیکی به عنوان روشی جهت تعیین کیفیت مخزنی و همچنین استفاده در زون‌بندی مخازن هیدروکربوری نقش بسیار بالایی در توسعه مخازن دارد. قابل اعتمادترین داده‌ها در بحث مطالعه مخزن، از مغزه بدست می‌آیند که با توجه به هزینه بالای مغزه‌گیری مقدار کمی از این داده‌ها در هر میدان وجود دارد، با این حال داده‌های حاصل از مغزه می‌توانند نقش تعیین کننده‌ای در مطالعه مخزن ایفا کنند. در مطالعه حاضر داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه مورد بررسی قرار گرفت و با استفاده از روش شاخص منطقه‌ای جریان تعداد ۶ واحد جریان هیدرولیکی (HFU) شناسایی و بر اساس کیفیت مخزنی از همدیگر تفکیک شدند. سپس با استفاده از لاگ‌های پتروفیزیکی به روش شبکه عصبی خودسازمانده ۶ رخساره الکتریکی تعیین شد. تطابق رخساره الکتریکی و واحدهای جریان هیدرولیکی تعیین شده بیانگر تطابق خوب بین آنها و افزایش کیفیت مخزنی از واحد شماره ۱ به سمت واحد شماره ۶ بودند. نتایج حاصل از این مطالعه می‌تواند به عنوان ورودی برای ساخت مدل‌های رخساره‌ای میدان در فرایند مدل‌سازی و تعیین مکان حفاری چاه‌های جدید مورد استفاده قرار گیرد.

**واژه‌های کلیدی:** واحد جریانی، مخزن سروک، کیفیت مخزنی، گونه‌سنگی، مغزه

### مقدمه

هدف از بررسی ویژگی‌های مخزنی، مشخص کردن توزیع فضایی شاخص‌های پتروفیزیکی مانند تخلخل، تراوایی و اشباع‌شدگی است (Lucia, 1995). حجم ذخیره و توانایی تولید یک مخزن هیدروکربنی تحت کنترل چگونگی توزیع و نوسانات این پارامترها در مخزن است. وجود ناهمگنی در دو پارامتر تخلخل و تراوایی در مخازن کربناته باعث شده است که مطالعات بسیاری بر روی این مخازن صورت گیرد. روابط تخلخل و تراوایی می‌تواند در چارچوب واحدهای جریانی هیدرولیکی به منظور تعیین سنگ‌های مخزنی ناهمگن به کار گرفته شود. از جمله مطالعاتی که به منظور کاهش ناهمگنی در این مخازن صورت می‌گیرد، تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی جهت

تفکیک زون‌های مخزنی با کیفیت متفاوت از هم می‌باشد. واحد جریانی را به صورت نماینده یا بخشی از کل واحد مخزنی تعریف می‌کنند که در آن ویژگی‌های پتروفیزیکی و زمین‌شناسی به طور قابل پیش‌بینی متفاوت از سایر بخش‌ها است. در دو دهه گذشته مطالعات بسیاری در زمینه واحدهای جریانی هیدرولیکی در مخازن کربناته صورت گرفته است (Amaefule et al., 1993; Kozney, 1927; Carman, 1937; Davis and Vessell, 1996; Martin et al., 1997; Al-Ajmi and Stephen, 2000; Soto et al., 2001; Kadkhodaie, Amini, 2009; Kadkhodaie- Kadkhodaie-Ilkhchi et al., 2013; Ilkhchi et al., 2013; Riazi, 2018; Zahmatkesh et al.,

در مدل سازی رخساره‌ای میدان مورد استفاده قرار می‌گیرد و می‌تواند منجر به کاهش هزینه‌های توسعه میداین نفتی شود.

### زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی اهواز در جنوب غربی ایران یکی از بزرگ‌ترین میداین نفتی ایران محسوب می‌شود که در قسمت مرکزی فرافتادگی دزفول و در شمال شرق شهر اهواز واقع شده است. این میدان به لحاظ ساختمانی یک تاقدیس کشیده است که موازی با امتداد اصلی زاگرس است (شکل ۱). این میدان از سه مخزن آسماری، بنگستان و فهلیان تشکیل شده است.

مخزن بنگستان در این میدان از سازندهای ایلام و سروک تشکیل شده است. در گذشته به سازند سروک، سنگ آهک دارای هیپوریت‌دار، سنگ آهک رودیست‌دار و سنگ آهک لشتکان گفته می‌شد ولی با اندازه‌گیری برشی درتنگ سروک در کوه بنگستان در شمال بهمان، نام سازند سروک جایگزین نام‌های پیشین شد (James and Wynd, 1965). این سازند در مقطع تیپ شامل ۸۲۱/۵ متر آهک است.

مرز پایینی این سازند در برش الگو با سازند کژدمی تدریجی و همساز است. مرز بالایی سازند آهکی سروک با مارن‌ها و شیل‌های سازند گورپی قاطع است. در این مرز آهک‌های سروک فرسوده و آغشته به ترکیبات آهن هستند که می‌تواند معرف یک ناهمسازی فرسایشی باشد. حدود این سازند در مکان‌های دیگر با برش نمونه متفاوت است. سازند آهکی سروک در زاگرس معمولاً با دو رخساره کم‌عمق و عمیق مشخص می‌شود و با توجه به سنگواره‌هایی که دارد سن سازند سروک آلبین، سنومانین، تورونین در نظر گرفته می‌شود. سازند سروک در پهنه و سیعی از حوضه زاگرس تشکیل شده است. این سازند در ناحیه لرستان رخساره عمیق دارد و شامل سنگ آهک رسی تیره رنگ و نازک لایه، همراه با میکروفسیل‌های پلانکتونیک فراوان است. در رسوبات آلبین - تورونین ناپیوستگی فرسایشی اثبات شده است و قدیمی‌ترین آن مربوط به قاعده این ردیف در نواحی جنوبی فارس و بندرعباس است. ناپیوستگی فرسایشی بعد از سنومانین و بعد از تورونین است که به استثنای لرستان در سایر نواحی زاگرس دیده می‌شود.

وجود ناپیوستگی فرسایشی، پس از سنومانین در میان سازند سروک سبب شده تا این سازند به دو بخش سروک پایینی (سنومانین) و سروک بالایی (تورونین) تقسیم شود.

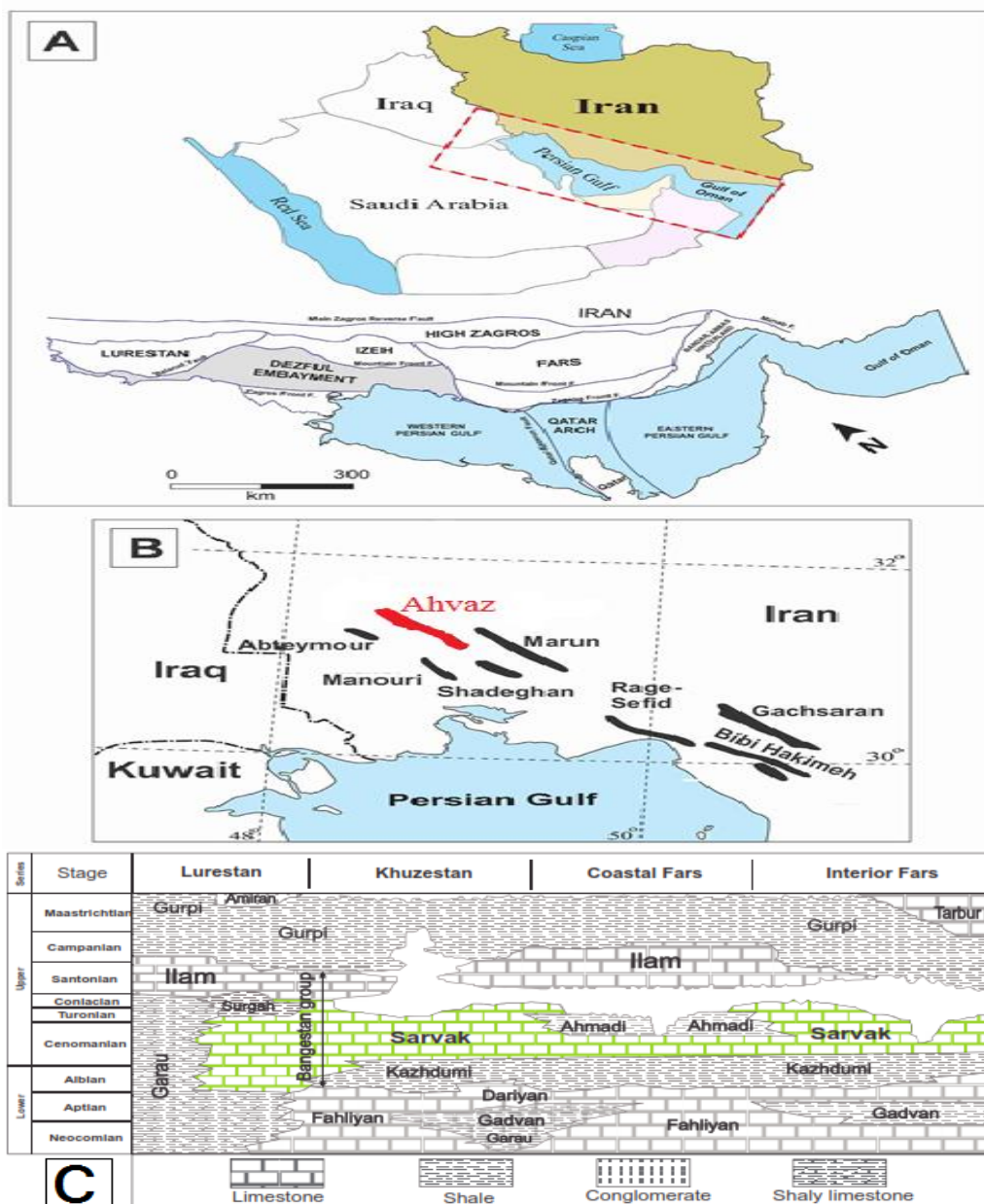
2018, 2021; Farshi et al., 2019; Mirzaei-Paiaman and Ghanbarian, 2021)

جریان هیدرولیکی به صورت زون‌های قابل نقشه‌برداری و قابل تطابق در درون حجم مخزن بوده که کنترل کننده جریان سیال می‌باشد (Abbaszadeh et al., 1996; Amaefule et al., 1999). اولین بار در سال ۱۹۲۷ کارمن و کوزنی مفهوم واحد جریان هیدرولیکی با استفاده از پارامتر تخلخل و تراوایی را ارائه دادند، از آن زمان تا به امروز روش‌های مختلفی برای تعیین واحدهای جریانی ارائه شده است که از آن جمله می‌توان به روش وینلند (Winland, 1972)، لورنز، لورنز اصلاح شده بر مبنای چین‌نگاری (Gunter et al., 1997) و شاخص منطقه‌ای جریان (Amaefule et al., 1994) اشاره کرد. اصل مفهوم واحد جریانی مربوط به ماسه سنگ‌ها می‌شود و از بین روش‌های ارائه شده تنها روش شاخص منطقه‌ای جریان در مخازن کربناته نتایج قابل قبولی ارائه می‌دهد. بنابراین در مطالعه حاضر با توجه به لیتولوژی مخزن سروک که بطور عمده از کربنات می‌باشد از روش شاخص منطقه‌ای جریان جهت تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی استفاده گردیده است.

ترکیب واحد جریانی با رخساره الکتریکی می‌تواند منجر به دسته‌بندی مناطق مخزنی شود. داده‌های لاگ فراوانترین داده‌های زیرسطحی در میداین نفتی هستند. رخساره الکتریکی براساس پاسخ نمودارهای پتروفیزیکی که توانایی تفکیک لایه‌های مختلف رسوبی از همدیگر و همچنین شناسایی لایه‌های مخزنی از غیرمخزنی را دارند بنا شده است.

سازند سروک بخشی از گروه بنگستان است (شکل ۱) که متشکل از سنگ آهک‌های دریایی کم عمق و به طور بخشی رس‌دار و میکریتی و در بخشی اسپاری است و شامل گرینستون‌ها، پکستون‌های غنی از رودیست و وکستون‌های غنی از استروماتوپوراید با اینتروال‌هایی از مارن و شیل می‌باشد (Motiei, 1993). سازند سروک (آلبین پسین - تورونین میانی) پس از سنگ آهک آسماری مهم‌ترین سنگ مخزن حوضه زاگرس است. این سازند بخش قابل توجهی از ذخیره هیدروکربنی را در خود جای داده است.

در مطالعه حاضر مخزن سروک در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران مورد بررسی قرار گرفت و واحدهای جریانی هیدرولیکی آن با استفاده از روش شاخص منطقه جریان تعیین گردید. سپس رخساره الکتریکی با استفاده از لاگ‌های پتروفیزیکی بدست آمد و در نهایت توالی مورد مطالعه براساس کیفیت مخزنی از همدیگر تفکیک شدند. نتایج حاصل از این مطالعه به عنوان مهم‌ترین داده‌های ورودی



شکل ۱- (a) نقشه زمین‌شناسی و زیر تقسیمات ساختمانی جنوب غربی ایران، فروافتادگی دزفول بارنگ خاکستری مشخص شده است، (b) موقعیت جغرافیایی میدان اهواز در مجاور میدان‌های دیگر، با تغییرات اقتباس از Omidvar و همکاران (۲۰۱۴) و (c) چینه‌شناسی توالی کرتاسه در بخش‌های مختلف ایران، شامل رخساره جانبی و تنوع ضخامت سازند سروک از گروه بنگستان (Rahimpour-Bonab et al., 2012).

Fig. 1. (a) Geological map and construction subdivisions of southwestern Iran, Dezful Embayment is marked in gray, (b) Geographical location of Ahvaz Oil Field adjacent to other Field, with changes adapted from (Omidvar et al., 2014), and (c) Detailed stratigraphy of the Cretaceous successions in different parts of Iran, including the Sarvak Formation of the Bangestan Group showing lateral facies and thickness variations (Rahimpour-Bonab et al., 2012).

کیفیت مخزنی باید صورت گیرد، کنترل کیفیت داده‌های مورد استفاده است، چرا که عدم کنترل کیفیت داده‌ها در مراحل ابتدایی می‌تواند منجر به حاصل شدن نتایج غیرقابل قبول و در نتیجه غیر معتبر بودن نتایج مطالعه شود. در این مطالعه، ابتدا کیفیت داده‌های تخلخل و تراوایی و داده‌های لاگ‌های پتروفیزیکی مورد بررسی قرار

## مواد و روش‌ها

در این مطالعه، برای تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی در مخزن سروک میدان مورد مطالعه، از ۲۲۰ داده تخلخل و تراوایی بدست آمده از آزمایشات معمولی مغزه حاصل از چاه مورد مطالعه استفاده شد. یکی از مهمترین کارهایی که قبل از انجام هر مطالعه

که در آن  $r$  شعاع لوله‌های مویینه و  $\tau$  عامل پیچاپیچی است (Amaefule, 1993) پارامتری را به نام شعاع هیدرولیکی میانگین  $(rm)^5$  مطرح کردند و به نقش آن در واحدهای هیدرولیکی توجه بیشتری نمودند و پس از ترکیب آن با رابطه کوزنی - کارمن، رابطه زیر را بدست آوردند:

$$k = \frac{\phi_e r_{mh}^2}{2\tau^2} \quad (2)$$

$$r_{mh} = \frac{\text{Cross Section Area}}{\text{Wetted Perimeter}} = \frac{r}{2} \quad (3)$$

همچنین بین شعاع هیدرولیکی میانگین و مساحت سطح بر واحد حجم دانه‌ها  $(S_{gv})^6$  نیز ارتباط ذیل برقرار است:

$$S_{gv} = \frac{1}{r_{mh}} \left[ \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right] \quad (4)$$

و با ترکیب رابطه ۳ و ۴ داریم:

$$k = \left[ \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \right] \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \quad (5)$$

در این رابطه تراوایی ( $k$ ) بر حسب  $\mu m^2$  است. لوله‌های مویینه به صورت استوانه‌های با مقطع دایره فرض شوند. مقدار  $F_s$  برابر ۲ است. در این رابطه عبارت  $(F_s \tau^2)$  به عنوان ثابت کوزنی شناخته می‌شود. در حقیقت عبارت  $(F_s \tau^2 S_{gv}^2)$  تابعی از خصوصیات زمین-شناسی محیط متخلخل و تغییرات هندسه حفرات است. به همین علت می‌توان از آن به عنوان معیاری جهت تمایز واحدهای جریان هیدرولیکی از یکدیگر استفاده کرد. با تقسیم کردن رابطه ۵ به  $\phi_e$  و جذر گیری از آن رابطه ساده‌تری را می‌توان ارائه کرد:

$$0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left( \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right) \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \quad (6)$$

در این رابطه می‌توان شاخص کیفیت مخزن، شاخص منطقه جریانی و نسبت پوکی را به صورت زیر تعریف کرد:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (7)$$

گرفت. داده‌هایی که دارای مقادیر غیر متعارف بودند از جمله داده‌های مربوط به مناطق خردشده و مناطق ریزشی حذف شدند. سپس این داده‌ها برای تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی به روش شاخص زون جریانی مورد استفاده قرار گرفت. برای تعیین رخساره‌های الکتریکی از لاگ‌های گاما (CGR)، سرعت صوت (DT)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB) و فتوالکتریک (PEF) به عنوان داده ورودی در نرم افزار تک لاگ<sup>۱</sup> استفاده شد. لاگ گاما (GR) برای بررسی تاثیر شیل است. لاگ صوتی (DT) به دلیل اینکه شاخص خوبی برای تشخیص تخلخل اولیه از ثانویه است. لاگ نوترون (NPHI) به دلیل اینکه ابزار خوبی برای شناسایی تخلخل اولیه است. لاگ چگالی (RHOB) شاخص خوبی برای تشخیص لیتولوژی و همچنین ابزار قدرتمندی در شناسایی زون‌های انیدریتی است و لاگ فتوالکتریک (PEF) برای تفکیک لیتولوژی‌های مختلف در این مطالعه استفاده گردیده است. برای تعیین رخساره الکتریکی در این مطالعه با استفاده از روش خودسازمانده SOM<sup>۲</sup> استفاده شد. در نهایت واحدهای جریانی هیدرولیکی بدست آمده براساس کیفیت مخزنی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت و مناطق با کیفیت مخزنی در قالب رخساره الکتریکی تفسیر شدند.

### روش شناسایی واحدهای جریانی هیدرولیکی

استفاده از شاخص واحد جریانی هیدرولیکی از روش‌های متداول در سالهای اخیر جهت زون‌بندی و همچنین تعیین کیفیت مخازن هیدروکربنی بوده است. با توجه به هزینه بالای مغزه‌گیری از این روش می‌توان جهت پیش بینی تراوایی در چاه‌ها و فواصل فاقد مغزه در میدان استفاده کرد.

واحدهای جریانی با نشانگر زون جریانی (FZI<sup>۳</sup>) که تابعی از شاخص کیفیت مخزن (RQI<sup>۴</sup>) هستند، نشان داده می‌شوند. مبنای واحد جریانی در این روش براساس رابطه بین دو پارامتر تخلخل و تراوایی است.

کارمن (Carman 1937) جهت برقراری ارتباطی مناسب بین تراوایی و تخلخل، محیط متخلخل را به صورت مجموعه‌ای از لوله‌های مویینه مدل‌سازی و با ترکیب قانون دارسی برای حرکت سیال در محیط متخلخل و قانون پوزیل برای حرکت سیال در لوله‌ها، رابطه جدیدی بین تخلخل و تراوایی ارائه کردند. در این رابطه فاکتور پیچاپیچی (Tortusity,  $\tau$ )، هم به رابطه اضافه شده است. زیرا در یک مدل واقعی، لوله‌های مویینه مستقیم نبوده و دارای خمیدگی-هایی هستند (Al-Ajmi and Holditch, 2000).

$$k = \frac{Q_e r^2}{8\tau^2} \quad (1)$$

4- Reservoir Quality Index

5- Mean Hydraulic Radius

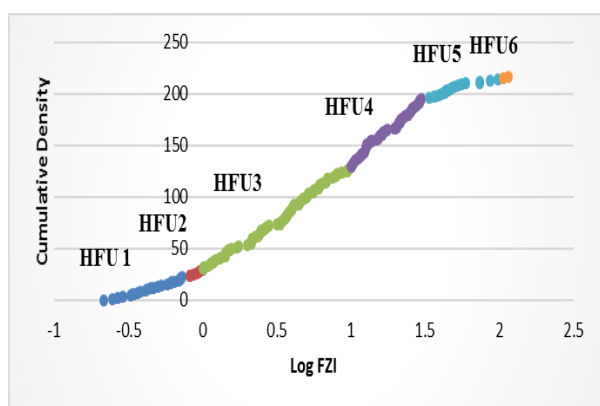
6- Grain Volume, Surface Area Per Unit

1- Techlog

2- Flow Zone Indicator

3- Flow Zone Indicator

ورودی حذف شد و سپس با داده‌های کنترل کیفی شده، تعداد واحدهای جریان بهینه تعیین شدند. استفاده از روش لگاریتم شاخص منطقه‌ای جریان در این پژوهش منجر به شناسایی ۶ واحد جریانی شد. درجه کیفیت مخزنی از واحد شماره ۱ به سمت واحد شماره ۶ بصورت نسبی افزایش می‌یابد که نشان دهنده افزایش تراوایی و به تبع آن افزایش کیفیت مخزنی در واحدهای جریانی است. ترسیم نمودار پراکندگی بین تخلخل و تراوایی نشان می‌دهد که ارتباط نسبتاً خوبی بین تخلخل و تراوایی در واحدهای جریانی تعریف شده وجود دارد (شکل ۳). این نمودار بیانگر افزایش ضریب همبستگی و همچنین کیفیت مخزنی از واحد ۱ (کمترین میزان لگاریتم  $FZI$ ) به ۶ (بیشترین میزان لگاریتم  $FZI$ ) است.



شکل ۲- نمودار لگاریتم شاخص زون جریانی ( $\log FZI$ ) و واحدهای جریانی تعیین شده.

Fig. 2. Logarithm diagram of flow zone index and determined flow units.

شاخص کیفیت مخزنی ( $RQI$ ) از پارامترهایی است که در این روش محاسبه می‌شود. این پارامتر که از جذر نسبت تراوایی به تخلخل محاسبه می‌شود هر چه بالاتر باشد نشان دهنده شرایط مناسبتر ظرفیت جریان به ظرفیت ذخیره است. ضریب بین شاخص کیفیت مخزنی ( $RQI$ ) و تراوایی مقادیر بالاتری را نسبت به تخلخل نشان می‌دهند (شکل‌های ۴ و ۵) که بیانگر این مطلب است که تراوایی دارای رابطه بهتری با شاخص کیفیت مخزنی ( $RQI$ ) است. از این مطلب می‌توان نتیجه گرفت که تراوایی فاکتور اصلی کنترل کننده کیفیت مخزنی است. همچنین شکل ۶ بیانگر ارتباط بیشتر بین تخلخل و تراوایی از نظر ضریب همبستگی در واحد جریانی شماره ۶ نسبت به واحدهای جریانی پائین تر است.

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \quad (8)$$

$$\Phi_z = \left( \frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e} \right) \quad (9)$$

در این روابط  $K$  بر حسب میلی داریسی  $md$  است و عدد ثابت  $0.314$ . برای تبدیل  $k$  از  $\mu m^2$  به  $md$  آورده شده است. بنابراین متوان رابطه ۶ را به صورت زیر نوشت:

$$RQI = FZI \times \Phi_z \quad (10)$$

با لگاریتم‌گیری از دو طرف رابطه ۱۰ داریم:

$$\log RQI = \log FZI \times \log \Phi_z \quad (11)$$

شاخص کیفیت مخزنی بصورت  $RQI$  شناخته می‌شود. این مقیاس می‌تواند جهت مرتبط ساختن پارامترهای تخلخل، تراوایی و فشار مؤثر مورد استفاده قرار گیرد.

در اینجا  $FZI$  می‌تواند به عنوان شاخصی جهت تشخیص واحدهای جریانی هیدرولیکی مورد استفاده قرار گیرد. فرض بر این است که مقادیر مشابه نشانگر زون جریانی در واحدهای جریانی هیدرولیکی مشابه قرار گیرند.

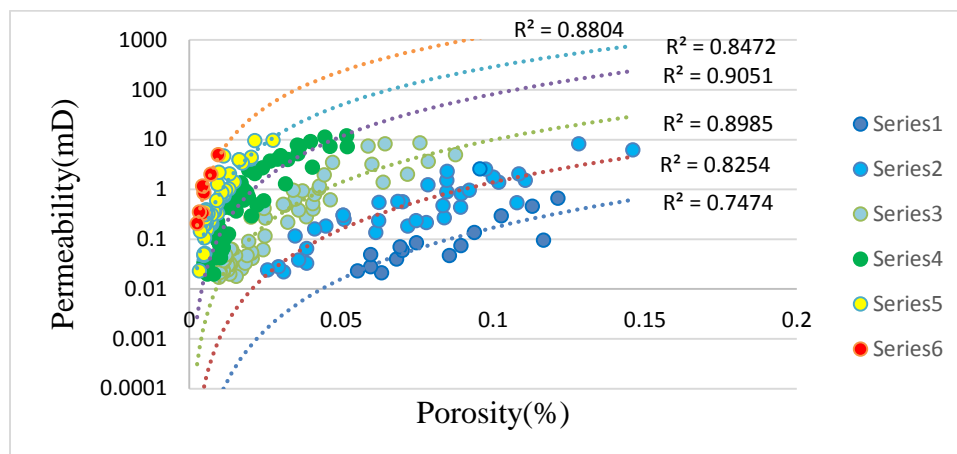
### شناسایی واحدهای جریانی هیدرولیکی

در این مطالعه برای تعیین واحدهای جریانی با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه، روش نمودار احتمال نرمال استفاده شد. در این روش به دلیل تغییرات وسیع مقادیر شاخص زون جریان از لگاریتم آن استفاده می‌شود. در نمودار لگاریتم زون جریانی، نقاط شکست یا نقاط عطف به عنوان مرز تفکیک واحدهای جریانی از همدیگر در نظر گرفته می‌شوند. محدوده بین دو مرز شکست به عنوان یک واحد جریانی است (جدول ۱). براساس نقاط شکست در توالی مورد مطالعه تعداد ۶ واحد جریانی بهینه تشخیص داده شد (شکل ۲). پارامترهای مربوط میانگین تخلخل، تراوایی و کیفیت مخزنی در جدول شماره ۲ ارائه شده‌اند. در سنگ‌های آواری ارتباط مشخصی بین تخلخل و تراوایی وجود دارد در حالی که ارتباط گلوگاه حفرات در کربنات‌ها خیلی پیچیده‌تر است. در تراوایی‌های پایین مرز کلاس‌ها خیلی به همدیگر نزدیک می‌شوند، همچنین در یک واحد جریانی خاص دامنه خیلی زیاد و متغیری از تخلخل و تراوایی‌ها وجود دارد. در روش لگاریتم زون جریانی، ابتدا براساس محدوده برش مخازن نفتی، داده‌های تخلخل و تراوایی فاقد کیفیت مخزنی از داده‌های

جدول ۱- مقادیر حد برش براساس لگاریتم FZI برای واحدهای جریان مختلف.

Table 1. Cutting limit values based on FZI logarithm for different flow units.

LOG FZI					
HFU6	HFU5	HFU4	HFU3	HFU2	HFU1
$\geq 1.9$	1.5-1.9	1-1.5	0.1-1	-0.14-0.1	$\leq -0.14$



شکل ۳- واحدهای جریان هیدرولیکی مشخص شده براساس نمودار پراکنندگی تخلخل و تراوایی.

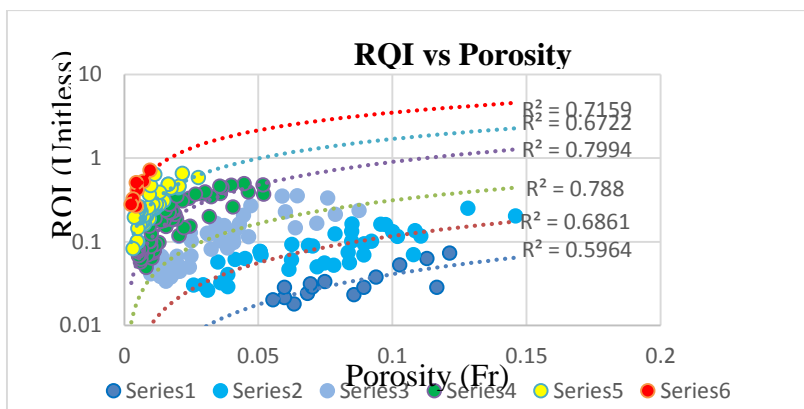
Fig. 3. Flow units determined based on porosity and permeability distribution diagrams.

جدول ۲- پارامترهای تخلخل و تراوایی مربوط به هر یک از واحدهای جریان.

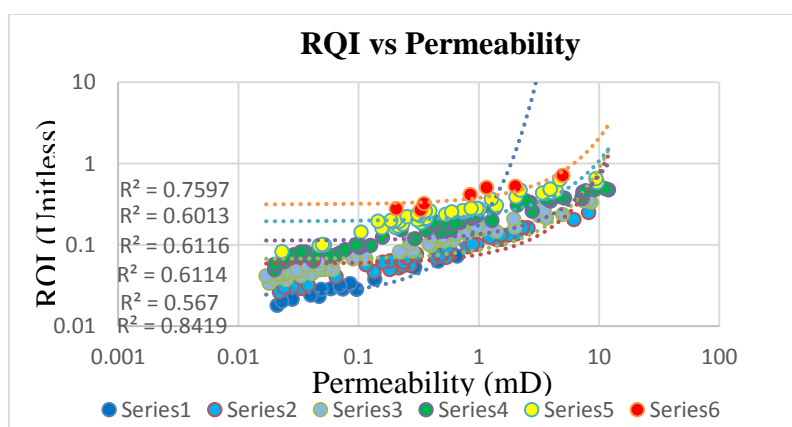
Table 2. Porosity and permeability parameters related to each flow unit.

DRT	HFU No.	Porosity (%)			Permeability (md)			RQI (Unitless)			Reservoir Quality
		Max	Ave	Min	Max	Ave	Min	Max	Ave	Min	
9	1	3.85	1.31	0.26	4.98	1.19	0.185	1.98	0.194	0.185	Very Low
10	2	6.87	1.86	0.44	7.36	1.57	0.156	0.53	0.279	0.090	Low
11	3	9.6	2.77	0.37	9.67	2.01	0.065	0.66	0.180	0.038	Fair
12	4	10.19	2.51	0.33	11.4	1.04	1.036	0.48	0.141	0.0237	Fair
13	5	11.66	3.02	0.33	11.1	0.65	0.017	0.5	0.289	0.020	High
14	6	7.01	6.06	4.08	5.4	3.14	0.021	0.59	0.445	0.018	Very High

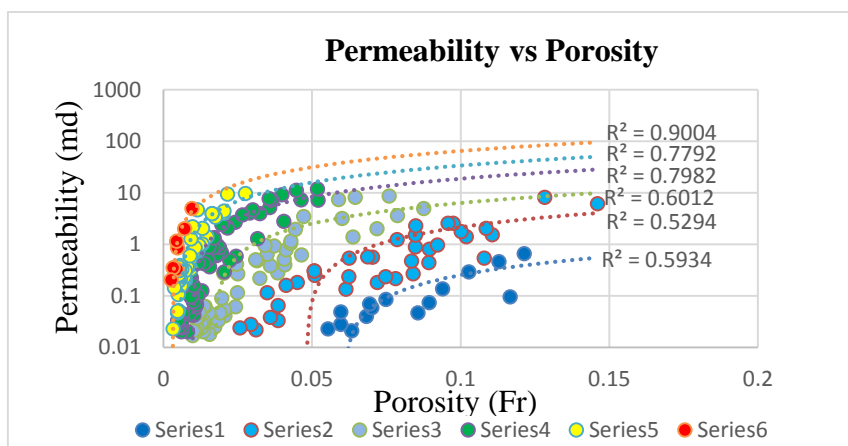




شکل ۴- نمودار RQI در مقابل تخلخل برای واحدهای جریان تعیین شده.  
 Fig. 4. RQI versus porosity diagram for designated flow units.



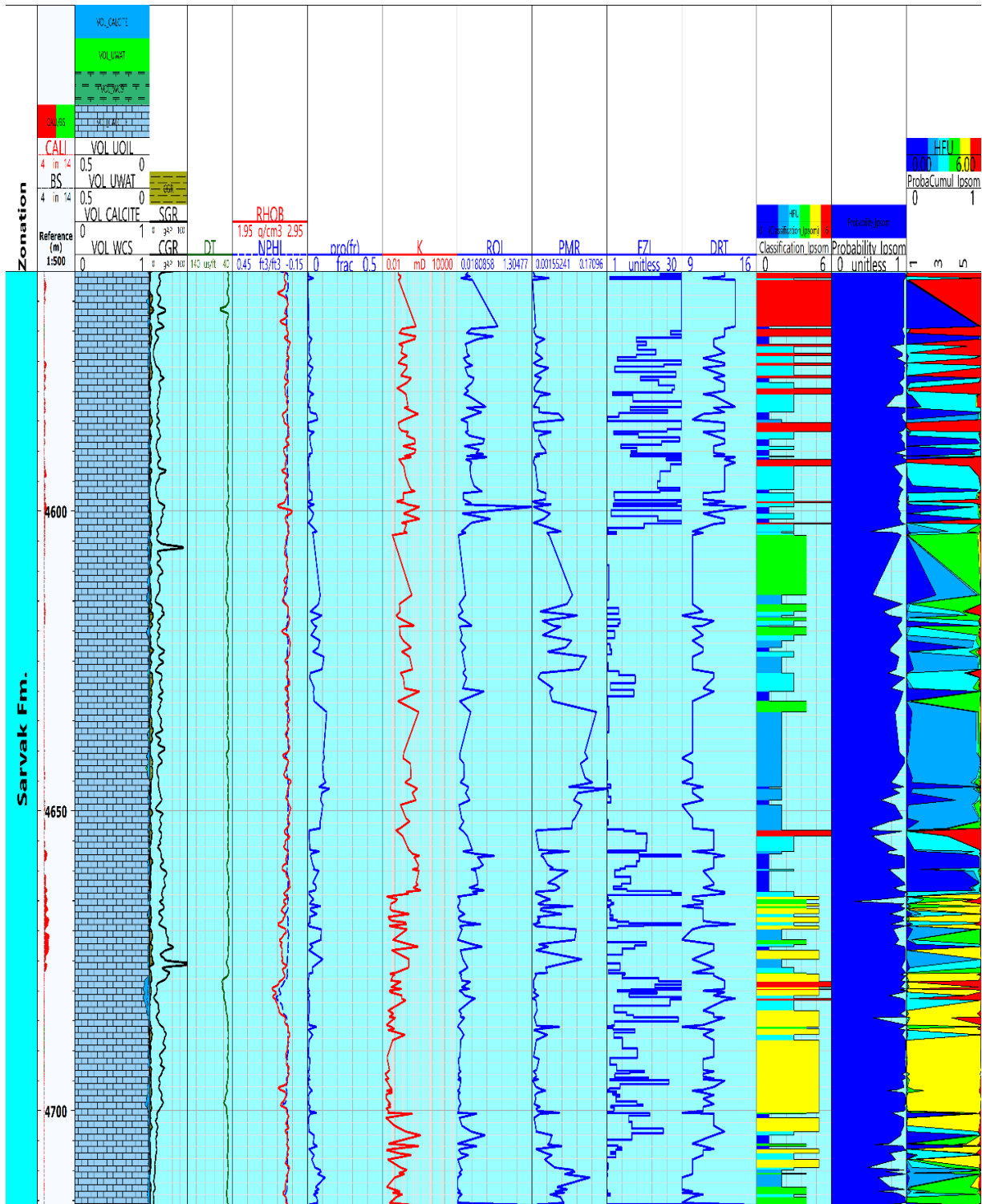
شکل ۵- نمودار رابطه شاخص کیفیت مخزن RQI در مقابل تراوایی برای واحدهای جریان.  
 Fig. 5. Diagram of the relationship between RQI reservoir quality index versus permeability for flow units.



شکل ۶- نمودار تخلخل در مقابل تراوایی برای هر واحد جریانی.  
 Fig. 6. Porosity versus permeability diagram for each flow unit.

مناسب‌تری است و گسترش واحدهای با کیفیت مخزنی بهتر بیشتر است.

در شکل ۷ واحدهای جریانی تعیین شده نشان می‌دهد که قسمت‌های پایین توالی مطالعه شده، دارای کیفیت مخزنی



شکل ۷- نمایش پارامترهای کیفیت مخزنی و توزیع واحدهای جریان تعیین شده در توالی مورد مطالعه.

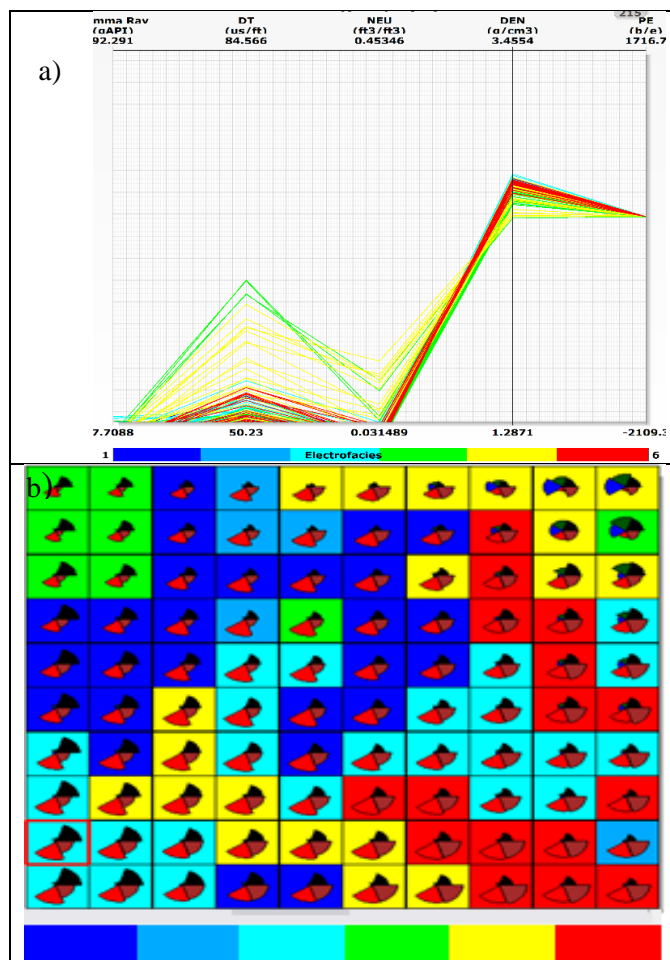
Fig. 7. Display reservoir parameters and flow units determined in the studied interval.

## شناسایی رخساره الکتریکی

روش خودسازمانده SOM از جمله مهمترین و کاربردی ترین انواع شبکه های عصبی است. شبکه عصبی خودسازمانده از مجموعه ای از نورون هایی که در یک فضای منظم تک بعدی سازمان یافته اند تشکیل شده است. تعداد نورون ها ممکن است از چند ده نورون تا چند صد هزار نورون متغیر باشند. نورون ها با استفاده از نقشه ساختمانی کوهنن که رابطه همسایگی نیز نامیده می شود در با هم دیگر ارتباط هستند. الگوریتم آموزش این شبکه بصورت مجموعه ای از وزن ها و بایاس ها است که طی انجام تکرارهای متوالی بهینه می شوند. در ابتدا وزن ها و بایاس ها بصورت تصادفی انتخاب می شوند و در طی فرایند تکرار مقدار و فاصله بین آنها با استفاده از اندازه گیری های خاص محاسبه می شود. در نتیجه یک توپولوژی مطلوب برای انجام محاسبات به دست می آید. در این مطالعه با استفاده از نرم افزار تک لاگ و استفاده از لاگ های گاما (CGR)، سرعت صوت (DT)، نوترون (NPHI)، چگالی

(RHOB) و فتوالکتریک (PEF) در توالی مورد مطالعه ۶ رخساره الکتریکی بدست آمد. با استفاده از نمودار دوبعدی و نمودار طیفی وضعیت ورودی ها با همدیگر و با رخساره های تعیین شده بررسی شد (شکل ۸) و با استفاده از روش خودسازمانده SOM تعداد ۶ رخساره الکتریکی بدست آمد. مقادیر هر رخساره در جدول ۳ مشخص شده است. نمودار توزیع فراوانی رخساره های الکتریکی در هر واحد جریانی در شکل ۹ نشان داده شده است.

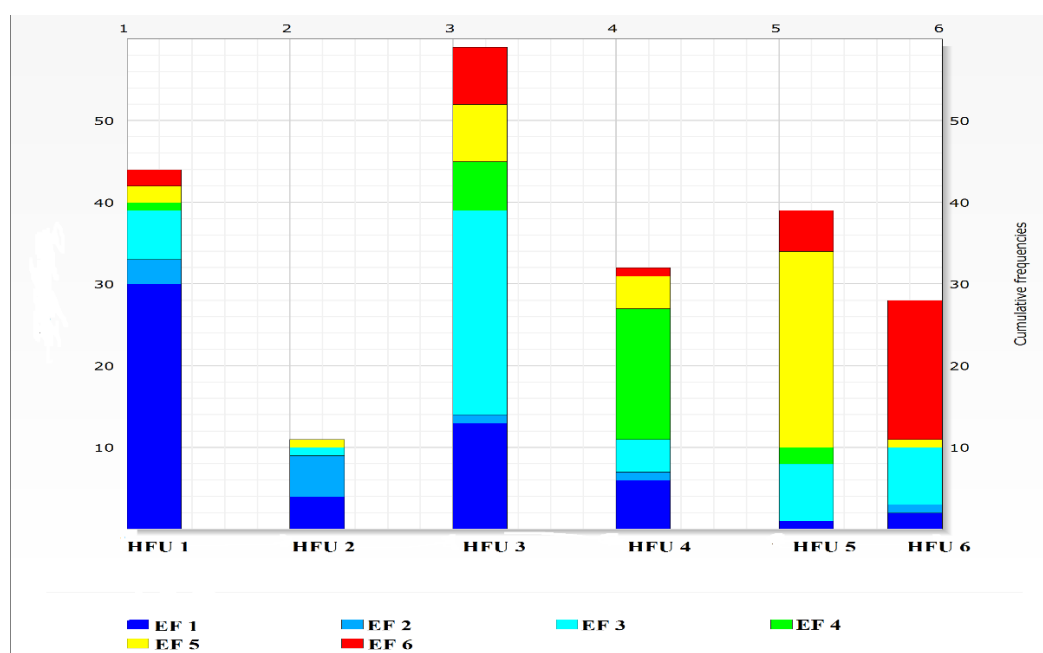
با توجه به مقادیر بدست آمده کیفیت مخزنی از واحد جریانی شماره ۱ با رنگ آبی دارای کمترین کیفیت مخزنی و واحد جریانی شماره ۶ با رنگ قرمز دارای بیشترین کیفیت مخزنی است. سایر واحدهای مخزنی از نظر کیفیت مخزنی بین این دو واحد جریانی قرار می گیرند. در نهایت رخساره الکتریکی با واحدهای جریانی تعیین شده که بیانگر تطابق بسیار مناسب رخساره های الکتریکی و واحدهای جریانی است (شکل ۱۰).



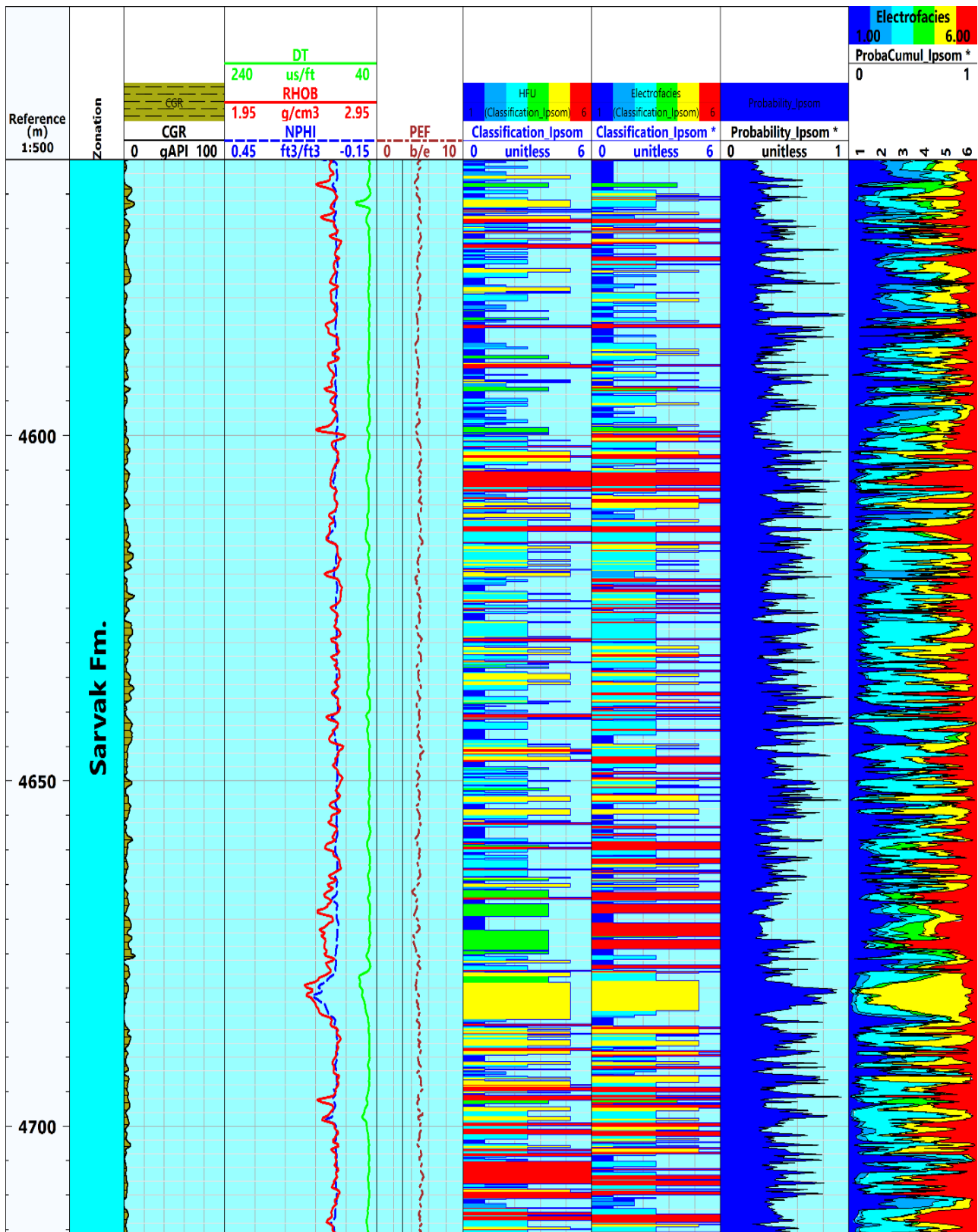
شکل ۸- نمایش داده های ورودی با نسبت به همدیگر و رخساره های الکتریکی تعیین شده (a) نمودار طیفی ورودی ها و (b) نقشه دوبعدی ورودی ها.  
 Fig. 8. Display input data relative to each other and designated electrofacies; (a) Input spectral diagram and (b) Two-dimensional map of inputs.

جدول ۳- مشخصات لاگ‌های پتروفیزیکی در رخساره‌های الکتریکی تعیین شده.  
 Table 3. Characteristics of petrophysical logs in electrofacies.

Electrofacies	Average GR	Average DT	Average NPHI	Average RHOB	Average PEF
1	4.3	52.25	0.13	2.67	4.78
2	3.4	51.03	0.02	2.68	4.76
3	2.35	50.85	0.018	2.68	4.93
4	2.91	51.49	0.014	2.61	4.55
5	2.66	51.45	0.008	2.65	4.88
6	1.02	50.16	0.009	2.67	4.87



شکل ۹- توزیع فراوانی رخساره‌های الکتریکی در واحدهای جریان تعیین شده.  
 Fig. 9. Frequency distribution of electrofacies in current units.



شکل ۱۰ - توزیع رخساره‌های الکتریکی و ارتباط با واحدهای جریان در توالی مورد مطالعه.

Fig. 10. Distribution of electrofacies and relationship with current units in the studied sequence.

**نتیجه گیری**

زون بندی مخازن هیدروکربوری در مباحث تولید از مخازن می-تواند نقش مهمی ایفا کند. بهترین داده‌های موجود در مطالعه یک مخزن هیدروکربوری داده‌های حاصل از مغزه‌های چاه‌پیمایی است. علی‌رغم هزینه بالای بدست آوردن این داده‌ها، مقدار کمی از آنها در هر میدان در دسترس است اما می‌توانند نقش تعیین کننده‌ای در مطالعه مخزن داشته باشند. در این مطالعه با استفاده از تخلخل تراوایی و بکارگیری روش لگاریتم زون جریانی در یک چاه حفاری شده در سازند سروک، براساس تعداد نقاط عطف در نمودار ترسیم شده لگاریتم زون جریانی تعداد ۶ واحد جریانی هیدرولیکی بهینه

**منابع**

تعیین شد. براساس نمودار ضریب همبستگی بین داده‌های تخلخل و تراوایی و همچنین نمودار لگاریتم نرمال، واحد جریانی ۶ دارای بهترین کیفیت مخزنی و واحد جریانی شماره ۱ دارای بدترین کیفیت مخزنی است. سایر واحدهای مخزنی از نظر کیفیت مخزنی بین این دو قرار می‌گیرند. استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی باعث تشخیص ۶ رخساره الکتریکی شد که با واحدهای جریانی هیدرولیکی تعیین شده تطابق خوبی را نشان می‌دهد. نتایج بیانگر افزایش کیفیت مخزنی در بخش‌های پایین مخزن مورد مطالعه است. نتایج این مطالعه می‌تواند در توسعه میدان مورد استفاده قرار گیرد.

- Abbaszadeh, M., Fujii, H., Fujimoto, F., 1996. Permeability prediction by hydrolic flow unit's theory and applications SPE Format.
- Al-Ajmi, F.A., Stephen, A.H., 2000. Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., Keelan, D.K., 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Society of Petroleum Engineers, Inc.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., Keeland, D.K., 1994. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncured intervals/wells. SPE Paper 26436, 1-16.
- Carmen, P.C., 1937. Fluid Flow through Granular Beds. Trans. AIChE 15, 150-166.
- Davis, D.K., Vessell, R.K., 1996. Identification and Distribution of Hydraulic Flow Units in a Hetrogeneous Carbonate Reservoir: North Robertson Unit, West Texas. Evaluate 11, 263-271.
- Farshi, M., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., 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.
- Gunter, G.W., et al., 1997. Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. SPE 38679, 373-380.
- James, G.A., Wynd, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium, agreement area. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 49, 2118-2245.
- Kadkhodaie-Ilkchi, A., Amini, A., 2009. Afuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: a case study from the ahvaz oil field, South Iran. Journal of Petroleum Geology 32(1), 1-12.
- Kadkhodaie-Ilkchi, R., Rezaee, R., Moussavi-Harami, R., Kadkhodaie-Ilkchi, A., 2013. Analysis of the reservoir electrofacies in the framework of hydraulic flow units in the Whicher Range Field, Perth Basin, Western Australia. Journal of Petroleum Science and Engineering 111, 106-120.
- Kozeny, J., 1927. Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Stizurgsberichte, Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class 1, 136, 271-306.
- Lucia, F.J., 1995. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. AAPG Bulletin 79(9), 1275 - 1300.
- Martin, A.J., Solomon, S.T., Hartmann, D.J., 1997. Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. AAPG Bulletin 81, 734-759.
- Mirzaei-Paiaman, A., Ghanbarian, B., 2021. A note on dynamic rock typing and TEM-function for grouping, averaging and assigning relative permeability data to reservoir simulation models. Journal of Natural Gas Science and Engineering 87, <https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2020.103789>.
- Motiei, H., 1993. Geology of Iran. The stratigraphy of Zagros: Geological Survey of Iran, Tehran (in Farsi).
- Omidivar, M., Mehrabi, H., Sajjadi, F., Bahramizadeh-Sajjadi, H., Rahimpour-Bonab, H., Afsharzadeh, A., 2014. Revision of the foraminiferal biozonation scheme in Upper Cretaceous Carbonates of the Dezful

- Embayment, Zagros, Iran: Integrated Palaeontological. Sedimentological and Geochemical Investigation, *Revue de Micropaléontologie*, 57 (3), 97-116.
- Rahimpour-Bonab, H., Mehrabi, H., Navidtalab, A., Izadi-Mazidi, E., 2012. Flow Unit Distribution and reservoir modeling in cretaceous carbonates of the sarvak formation, Abteymour oilfield, Dezful Embayment, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology* 35(3), 1-24.
- Riazi, Z., 2018. Application of integrated rock typing and flow unit's identification methods for an Iranian carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 160, 483-497.
- Soto, B.R., Garcia, J.C., Torres, F., Perez, G.S, 2001. Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana.
- Winland, H.D., 1972. Oil Accumulation in Response to Pore Size changes. Weyburn field, Saskatchewan. Amoco Production Research Report No, F72-G-25, 197.
- Zahmatkesh, I., Kadkhodaie, A., Soleimani, B., 2018. Estimating Vsand and reservoir properties from seismic attributes and acoustic impedance inversion: A case study from the Mansuri oilfield, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 161, 259-274.
- Zahmatkesh, I., Kadkhodaie, A., Soleimani, B., Azarpour, M., 2021. Integration of well log-derived facies and 3D seismic attributes for seismic facies mapping: A case study from mansuri oil field, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 202, 108563.

