



## Determination of the heterogeneity index based on petrophysical and image logs in the Sarvak reservoir of an oilfield located in the Dezful Embayment

Vali Mehdipour<sup>1</sup>, Ahmad Reza Rabbani<sup>2\*</sup>, Ali Kadkhodaie<sup>3</sup>

1. PhD student, Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

2. Professor, Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

3. Professor, Earth Sciences Department, Faculty of Natural Sciences, University of Tabriz, Tabriz, Iran

### Article info

#### Article history

Received: 21 July 2023

Accepted: 1 September 2023

#### Keywords:

Heterogeneity,  
Lorenz's coefficient,  
Image log,  
Sorting index,  
Sarvak Formation.



### Abstract

In this study, the heterogeneity of the Sarvak reservoir in an oil field located in the Dezful Embayment was studied. The occurrence of heterogeneity is primarily attributed to various geological factors in carbonate formations, including the Sarvak Formation, resulting in significant impacts on petrophysical and other reservoir characteristics. The heterogeneity index can be calculated using conventional petrophysical logs or advanced FMI image logs from petrophysical point of view. Heterogeneity index was calculated in this study using two methods across two wells. The index was measured using conventional methods such as DykstraParsons coefficient, Lorenz coefficient and coefficients of variations of porosity and permeability based on conventional logs. In contrast, the second method used FMI logs to obtain the index by calculating the sort index as a measure of heterogeneity. Based on this study, there is a high correlation coefficient between the coefficients of variations of porosity and permeability and the Lorenz coefficient with the image log index in the two studied wells (up to 60%). This study indicated the LSB2 zone has the lowest heterogeneity value while the LSG zone has the highest heterogeneity value in this field based on sort index of FMI log. The heterogeneity found in this reservoir is primarily due to diagenetic processes.

### Introduction

The study oil field is located in the northern part of the Dezful Embayment, a subdivision of the Zagros fold and thrust belt (Fig. 1). The formation in the study area is divided into three zones, including Upper Sarvak, Ahmadi and Lower Sarvak, which are further subdivided into 20 subzones. Heterogeneity is a very important factor in reservoir static modeling, reservoir simulation, and defining

hydrocarbon recovery from petroleum reservoirs (Fig. 2). In this study, the heterogeneity index was calculated using conventional petrophysical logs and advanced FMI image. The index was measured using conventional methods such as Dykstra-Parsons coefficient, Lorenz coefficient and coefficients of variations of porosity and permeability. The results were compared to

**DOI** <http://doi.org/10.22034/KJES.2023.9.1.105171>

**\*Corresponding author:** Ahmad Reza Rabbani; **E-mail:** [rabbani@aut.ac.ir](mailto:rabbani@aut.ac.ir)

**How to cite this article:** Mehdipour, V., Rabbani, A. R., Kadkhodaie, A. 2023. Determination of the heterogeneity index based on petrophysical and image logs in the Sarvak reservoir of an oilfield located in the Dezful Embayment. Kharazmi Journal of Earth Sciences 9(1), 95-115. <http://doi.org/10.22034/KJES.2023.9.1.105171>



one another in order to assess the correlation between the two methods implemented.

Fig. 1. Approximate location of the studied field in Dezful Embayment.

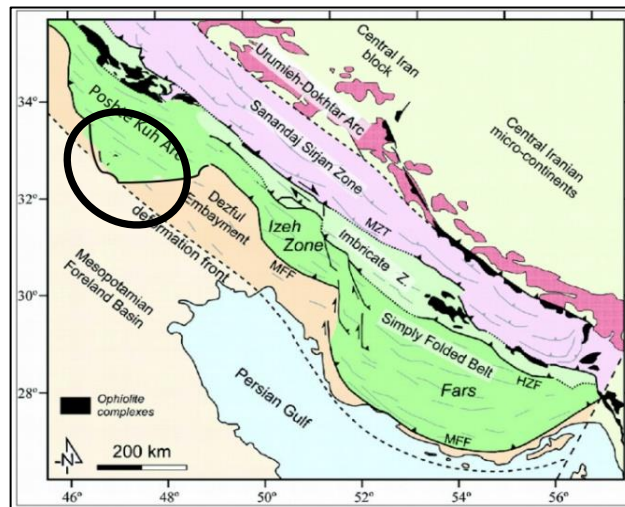
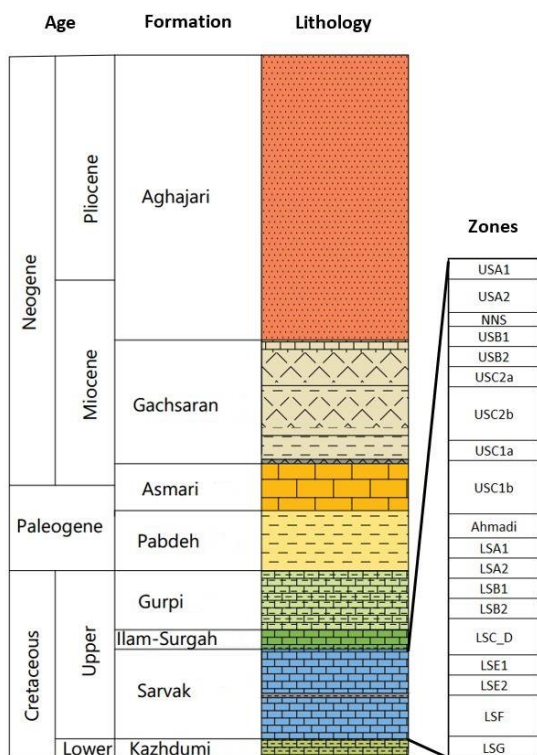


Fig. 2. Generalized chronostratigraphy of the Cretaceous successions in Zagros and nearby regions (Motiei, 1993)

**Material and methods**

In this study, two methods were used for Heterogeneity analysis. Initially, a sort index was calculated from the image log using histogram statistics, and then Dykstra- Parsons coefficient, Lorenz coefficient and coefficients of variation of porosity and permeability indexes were calculated based on conventional porosity and permeability logs.

The coefficient of variation is a conventional method that compares the standard deviation to the mean value of specific data. The zero value represents homogeneity, although, there is not maximum

value indicating extreme heterogeneity. The Lorenz coefficient provides a graphical and numerical index ranging from zero to one indicating the homogeneous intervals (zero) and maximum heterogeneity (one).

The conventional Dykstra-Parsons coefficient as well as the variation of Dykstra-Parsons (VDP) are calculated based on permeability variation. The value of the Dykstra-Parsons coefficient ranges between 0 to 1. To characterize the heterogeneity index, Dykstra and Parsons suggested the following equation.

$$S = \sqrt{\frac{(k_i - \bar{k})^2}{n}} \tag{1}$$

$$V_k = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \tag{2}$$

Where,  $k_{50}$  and  $k_{84.1}$  represent the permeability values with a probability of 50% and 84.1%, respectively.

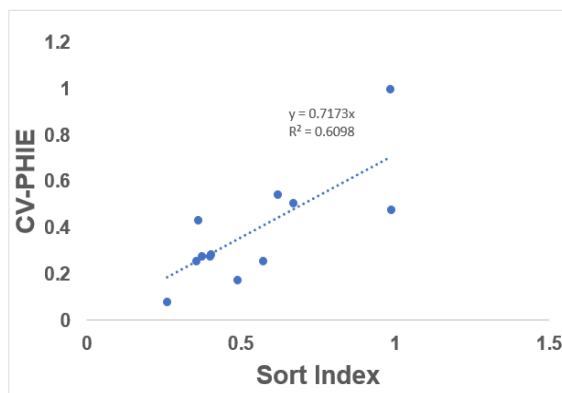


Fig. 3. CV of porosity vs. Sorting index plot.

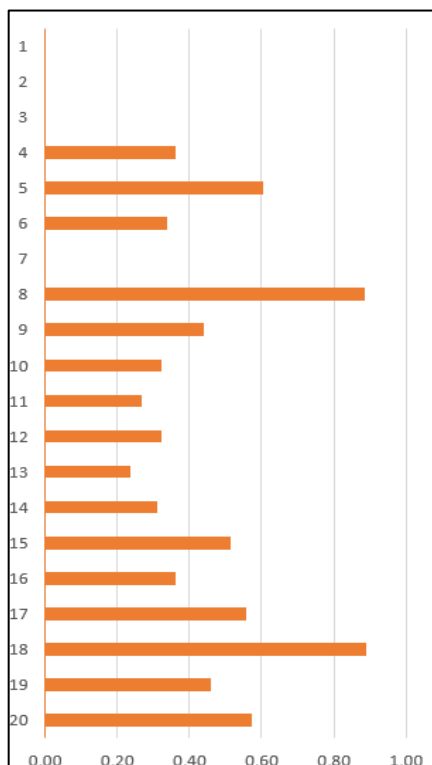


Fig. 4. Reservoir heterogeneity ranking based on image log heterogeneity index in well 2.

### Results and discussion

This study indicated that the LSB2 zone has the lowest heterogeneity value while the LSG zone has the highest heterogeneity value in this field based on sort index of FMI log. Additionally, the study reveals a high correlation coefficient between the coefficients of variations of porosity and permeability and the Lorenz coefficient with the image log index in the two studied wells (up to 60%) (Fig. 3). Another finding of this research is that the LSB2 zone has the lowest heterogeneity value while the LSG zone has the highest heterogeneity value in this field based on sort index of FMI log (Fig. 4). Diagenesis processes are the main reason of the heterogeneity in this reservoir.

### References

Motiei H., 1993. Geology of Iran. The stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran. 536 p. (In Persian)

## Conclusion

The coefficients of porosity variation and Lorenz coefficient have a high correlation coefficient with the sort index of image logs.

Dykstra-Parsons coefficient does not show a clear correlation coefficient with the sort index of image logs.

The sort index of FMI log indicates that the LSB2 zone has the lowest heterogeneity value while the LSG zone has the highest heterogeneity value in this field.

## Acknowledgment

We are thankful to SAED and Dana Energy companies for their cooperation in this study.

## CRediT authorship contribution statement

<b>Vali Mehdipour</b>	Investigation, Software, Writing - Original Draft,
<b>Ahmad Reza Rabbani</b>	Supervision, Writing - Review & Editing
<b>Ali Kadkhodaie</b>	Formal analysis, Writing - Review & Editing



## تعیین شاخص‌های ناهمگنی پتروفیزیکی براساس نگارهای متداول و تصویرگر در مخزن سروک در یکی از میادین نفتی فروبار دزفول

ولی مهدی پور<sup>۱</sup>، احمد رضا ربانی<sup>۲\*</sup>، علی کدخدائی<sup>۳</sup>

۱. دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۲. استاد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۳. استاد، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران

اطلاعات مقاله	چکیده
<p><b>تاریخچه مقاله</b> دریافت: ۱۴۰۲/۰۴/۳۰ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۶/۱۰</p> <p><b>واژه‌های کلیدی</b> ناهمگنی، ضریب لورنز، نگار تصویرگر، شاخص جورشدهی، سازند سروک.</p> 	<p>در این مطالعه مخزن سروک یکی از میادین نفتی فربار دزفول از نظر ناهمگنی مورد مطالعه قرار گرفت. عوامل متعدد زمین‌شناسی در سازندهای کربناته نظیر سازند سروک باعث بروز ناهمگنی می‌شوند که به‌طور مسلم تأثیر به‌سزایی بر روی پارامترهای پتروفیزیکی و سایر خصوصیات مخزنی دارد. شاخص ناهمگنی از دیدگاه پتروفیزیکی با استفاده از نگارهای متداول پتروفیزیکی، یا نگار پیشرفته تصویری FMI قابل بررسی می‌باشد. در این مطالعه، شاخص ناهمگنی با استفاده از دو روش در دو چاه میدان مورد مطالعه مورد بررسی و مقایسه قرار گرفت. شاخص ناهمگنی در رویکرد اول با استفاده از معیارهای سنجش متداول اعم از ضریب دکسترا-پارسون، ضریب لورنز و ضرایب تغییرات تخلخل و تراوایی بر روی نگارهای متداول محاسبه گردید. مقدار این شاخص، در رویکرد دوم براساس نگار تصویرگر پیشرفته و با استفاده از شاخص جورشدهی انجام گرفت. براساس این مطالعه، مشخص گردید، ضریب همبستگی بالایی مابین ضرایب تغییرات تخلخل و تراوایی و ضریب لورنز با شاخص جورشدهی نگار تصویرگر در چاه‌های مورد مطالعه وجود دارد (حداکثر ۶۰ درصد). با توجه مقادیر محاسبه شده شاخص جورشدهی نگار تصویرگر به عنوان شاخص ناهمگنی، زون LSB2 مخزن سروک کمترین مقدار ناهمگنی و زون LSG بیشترین مقدار ناهمگنی را دارد. دلیل بروز ناهمگنی در این سازند و در زون‌های مورد مطالعه تا حد زیادی متأثر از فرایندهای دیاژنزی می‌باشد.</p>

### مقدمه

رخساره‌های سنگی، گسل‌خوردگی و دیاژنزی سبب ناهمگنی آن می‌شود. ناهمگنی مخزنی به معنای تنوع در خصوصیات مخزن در مکان و زمان است و این مفهوم مهم‌ترین عامل در مطالعات مخزنی می‌باشد. با این وجود، مطالعات و مستندات نسبتاً کم و متفاوتی

تعیین میزان ناهمگنی در مخازن کربناته جهت ارزیابی، توسعه و بهره‌برداری از این نوع مخازن اهمیت دارد. عوامل متعدد زمین‌شناسی نظیر تغییرات خواص سنگ مخزن طی رسوب‌گذاری، فرسایش،

DOI <http://doi.org/10.22034/KJES.2023.9.1.105171>

\*نویسنده مسئول: احمدرضا ربانی rabbani@aut.ac.ir

استناد به این مقاله: مهدی پور، و.، ربانی، ا. ر.، کدخدائی، ع. (۱۴۰۲) تمرکز، تعیین شاخص‌های ناهمگنی پتروفیزیکی براساس نگارهای متداول و تصویرگر در مخزن سروک در یکی از میادین نفتی فروبار دزفول، ایران. مجله علوم زمین خوارزمی. جلد ۹، شماره ۱، صفحه ۹۵ تا ۱۱۵.

<http://doi.org/10.22034/KJES.2023.9.1.105171>



نظر گرفته شوند. همگنی و ناهمگنی‌ها عضوی از یک طیف پیوسته هستند. بنابراین واحدهای کلیدی باید برای طبقه‌بندی این سلسله مراتب تعریف شود. بسته به اهداف مطالعه، نمونه‌ها دارای اندازه‌های مختلفی هستند. ناهمگنی مخزنی از دو جنبه کمی و کیفی در مقیاس‌های مختلف میکرو<sup>۱</sup>، مزو<sup>۲</sup>، ماکرو<sup>۳</sup>، مگا<sup>۴</sup> و گیگا<sup>۵</sup> قابل بررسی می‌باشد (Morad et al., 2010). به‌طور کلی، ناهمگنی در مخزن عبارت است از هرگونه ناپیوستگی و عدم تجانس سه‌بعدی (طول، عرض و ضخامت) که باعث ایجاد بخش‌های با رفتارهای متفاوت شده و با ایجاد سیستم‌ها و واحدهای جریان‌ی متفاوت در گستره مخزن باعث ایجاد زون‌بندی متفاوت می‌گردد. تعیین ناهمگنی در افق‌های مختلف مخزنی، بازه تغییرات خصوصیات استاتیکی و دینامیکی را تعیین و کیفیت مدل‌های مخزنی و در نتیجه، فرآیند توسعه و تولید مخازن را بهبود می‌بخشد.

در سال‌های اخیر محققان متعددی به بررسی کمی ناهمگنی‌های مختلف و مفهوم ناهمگنی به عنوان یک توصیف وابسته به مقیاس در توصیف مخزن پرداخته‌اند. جنسن و کوری (Jensen and Currie, 2010) جهت تعیین ناهمگنی روش جدیدی جهت تعیین ضریب دکسترا-پارسون با خطای کمتر ارائه دادند. پرانتر و همکاران (Pranter et al., 2006) ناهمگنی پتروفیزیکی را بر روی کربنات‌های دولومیتی‌شده سازند مادیسون می‌سی‌سی‌پی در

بر جنبه‌های این موضوع متمرکز شده‌اند. ارزیابی ناهمگنی در سنگ‌های کربناته به سبب فرآیند دیاژنز و وجود رخساره‌های گوناگون، بسیار پیچیده است. در بسیاری از مخازن کربناته، به دلیل تاثیر فرآیندهای دیاژنزی بر روی کیفیت مخزنی، ارتباط مشخص و قابل پیش‌بینی بین مدل رخساره‌ای و مدل توزیع تخلخل و تراوایی در مخزن وجود ندارد که نشان‌دهنده روزناهمگنی در مخزن است. فرایندهای دیاژنزی به طور معمول، منجر به ایجاد محصولات نهایی با سرنوشت متفاوت می‌شوند (Lucia, 2007). فرایندهای دیاژنز شامل میکرایتی‌شدن، انحلال، سیمانی‌شدن، نوشکلی، تراکم (فشرده‌گی مکانیکی و شیمیایی)، دولومیتی‌شدن و تغییرات ایزوتوپی می‌باشند از آغاز رسوب‌گذاری تا مرحله شروع دگرگونی بر روی رسوبات اثر می‌گذارند. برخی فرایندهای دیاژنزی نظیر فشرده‌گی و سیمانی‌شدن در سنگ‌های کربناته باعث کاهش تخلخل و برخی دیگر نظیر انحلال و گاهی دولومیتی‌شدن باعث افزایش آن می‌شود. مفهوم ناهمگنی همیشه به مقیاس وابسته است (Pranter et al., 2005). برای مثال یک نمونه ممکن است در یک مقیاس ناهمگن و در مقیاس دیگر همگن باشد. یک پلاگ مغزه ممکن است با توجه به نوع منافذ آن همگن باشد در حالی که خود مغزه ناهمگن باشد. سلسله مراتب ناهمگنی نیز به خاصیت بستگی دارد در حالی که رخساره‌ها ممکن است در یک متر از مغزه همگن باشند و در مقیاس چاه بسیار متنوع در

4 Mega  
5 Giga

1 Micro  
2 Mezo  
3 Macro

شمال و مرکز وایومینگ مطالعه کردند. رین و اسکولز (Rein and Schulz, 2007) بر روی کاربرد نسبت های ایزوتوپ کربن پایدار به عنوان ردیاب طبیعی در بررسی ناهمگنی مخزن هیدروکربن تحقیق کردند. بررسی ناهمگنی مستلزم تفسیر دقیق پتروفیزیکی نگارهای مرسوم و پیشرفته و استفاده از پارامترهای ناهمگنی مربوطه می‌باشد. میزان ناهمگنی از دیدگاه پتروفیزیکی با استفاده از نگارهای مرسوم پتروفیزیکی، نگار تصویری FMI و داده‌های مغزه و نتایج مطالعات مقاطع نازک میکروسکوپی بررسی می‌گردد. لازم به ذکر است نگارهای تصویری چاه از مهم‌ترین ابزارها در زمینه اکتشاف، حفاری و توسعه مخازن نفتی بوده و یکی از اولین منابع اطلاعاتی برای مطالعه مخازن شکاف دار هستند. به-طور کلی، تغییرات تخلخل و تراوایی مهم‌ترین فاکتورهایی هستند که در ناهمگنی مخزن موثرند و خود تحت تاثیر تغییرات دیاژنز و رخساره ای قرار دارند. در این مطالعه تلاش گردید تا براساس اندیس-های مرسوم میزان ناهمگنی محاسبه و سپس نتایج حاصل از تفسیر نگار FMI با توزیع فراوانی تخلخل با معیار سنجش دکسترا-پارسون، ضریب لورنز و ضرایب تغییرات تخلخل و تراوایی<sup>6</sup> براساس نگارهای پتروفیزیکی در هریک از زون‌های مخزنی تهیه و مقایسه شود.

## مواد و روش‌ها

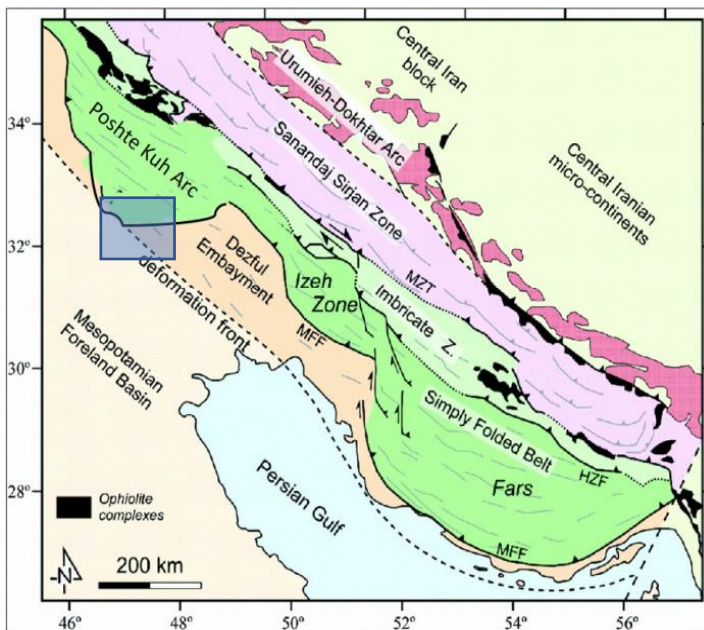
### منطقه مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه در بخش شمالی فروبار دزفول قرار دارد. محدوده تقریبی میدان مورد مطالعه در

شکل ۱ نشان داده شده است. در این میدان سازند سروک مخزن اصلی محسوب می‌شود. سازند سروک پس از سازند آسماری، مهم‌ترین سنگ مخزن حوضه زاگرس محسوب می‌شود (Afshar Harb, 2003). این سازند متعلق به گروه بنگستان با سن آلبین-تورونین در حوضه زاگرس است. از نظر سنگ‌شناسی، سازند سروک از کربنات و مقدار کمتری شیل و مارن تشکیل شده است. برش الگوی سازند سروک، در تنگه سروک و در دامنه جنوب غربی کوه بنگستان در شمال غربی شهرستان بهبهان و شمال شرقی میادین نفتی پارسی و کرنج معرفی شده است (شکل ۲). مرز زیرین سازند سروک با شیل‌های کژدمی به صورت تدریجی و مرز فوقانی آن با سازند ایلام فرسایشی و آغشته به ترکیبات آهن است (Aghanabati, 2004). در میدان مورد مطالعه، مخزن سروک با ضخامت حدود ۶۰۰ متر با توجه به قرارگیری بخش احمدی در بخش میانی، به دو بخش سروک بالایی با ضخامت حدود ۳۰۶ متر و سروک پایینی با ضخامت حدود ۲۶۵ متر تقسیم شده است. براساس مطالعات قبلی، مخزن مورد مطالعه تا حد زیادی تحت تاثیر فرایندهای دیاژنزی قرار گرفته است. تغییرات قابل توجه در نحوه توزیع رخساره‌ها در طی دیاژنز باعث بروز ناهمگنی در مخازن کربناته می‌شوند و در حالی که دیاژنز چندان قابل ملاحظه نباشد، ناهمگنی مخزنی تحت کنترل تغییرات رخساره‌ای خواهد بود (Jafarzadeh et al., 2019). مخزن سروک در این میدان تا حد زیادی تحت تاثیر فرایندهای دیاژنزی انحلال، سیمانی شدن،

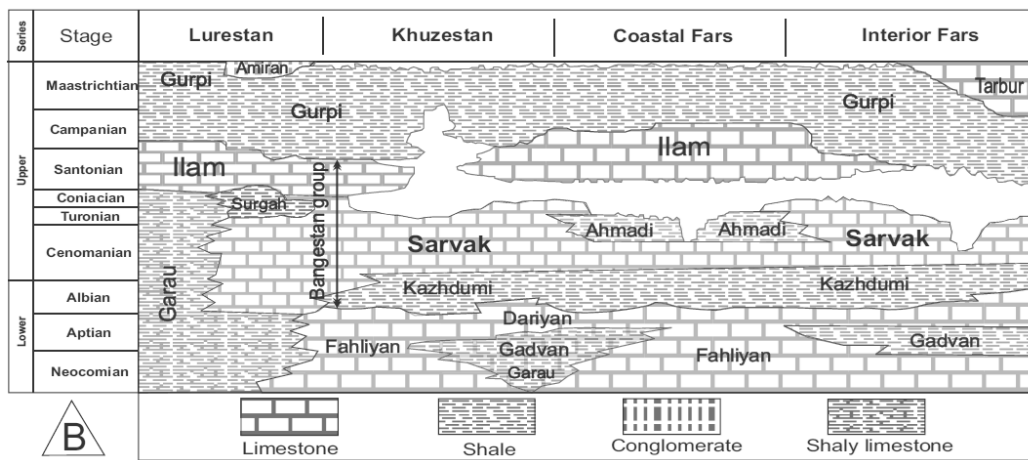
<sup>6</sup> Coefficient of variation

دولومیتی شدن و تراکم قرار گرفته است شناسی توالی کرتاسه و تغییرات جانبی آنها در ناحیه زاگرس نشان داده شده است. (Mehdipour et al., 2023). در شکل ۳ ستون چینه



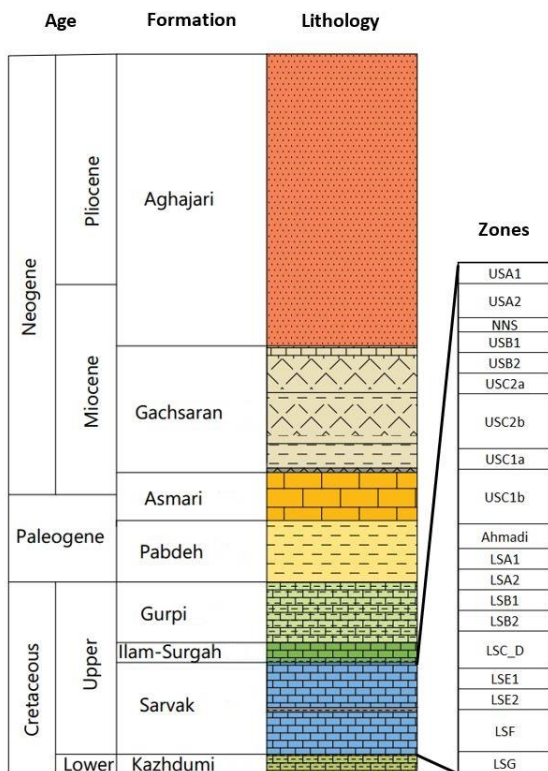
شکل ۱- محدوده تقریبی میدان مورد مطالعه در فروبار دزفول شمالی.

Fig. 1. Approximate location of the studied field in Dezful Embayment.



شکل ۲- چینه‌شناسی توالی کرتاسه در ناحیه زاگرس و مناطق مجاور (Motiei, 1993)

Fig. 2. Stratigraphic chart of the Cretaceous successions in Zagros and nearby regions (Motiei, 1993).



شکل ۳- چارت چین‌شناسی و زون‌بندی سازند سروک در میدان مورد مطالعه (Mehdipour et al., 2023)

Fig. 3. Stratigraphic chart and reservoir zonation of the Sarvak Formation in the studied oilfield (Mehdipour et al., 2023)

ماتریکس و نگارهای موجود و نیز استفاده از فرمول-های مختلف، خصوصیات مجهول مخزن تعیین می-شود. از آنجا که این روش با استفاده همزمان از نگارهای مرسوم پتروفیزیکی انجام می‌گیرد، خطاهای تصادفی آن کمتر است. لازم به ذکر است، اطلاعات حاصل از ارزیابی نگارهای پتروفیزیکی می‌تواند برای شناخت زون‌های بهره‌ده، ضخامت و عمق این زون‌ها، تشخیص نوع سیال و تخمین مقدار ذخیره هیدروکربور مخزن و یا در تهیه نقشه‌های ساختمانی و هم ضخامت مورد استفاده قرار گیرند (Lucia, 2007). نتایج حاصل از این ارزیابی از قبیل مقادیر حجم شیل، میزان تخلخل مؤثر، حجم کانی‌های تشکیل دهنده سنگ و اشباع آب می‌تواند اطلاعات مفیدی در رابطه با خصوصیات مخزنی سازند ارائه داده

در این مطالعه نرم‌افزار ژئولاگ، محصول شناخته شده شرکت نرم‌افزاری پارادایم به‌عنوان یک نرم‌افزار قوی و تخصصی جهت تفسیر و تعیین انواع رخساره‌های الکتریکی مورد استفاده قرار گرفت. این نرم‌افزار قادر به تجزیه و تحلیل داده‌های چاه و تعیین پارامترهای پتروفیزیکی، زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی مخزن است و می‌تواند در مدل‌سازی مخزن بسیار موثر باشد. در تفسیر نگارهای پتروفیزیکی با استفاده از این نرم‌افزار، امکان استفاده از دو روش قطعی<sup>۷</sup> و احتمالی<sup>۸</sup> برای کاربران مهیا می‌باشد. در این مطالعه، جهت تفسیر پتروفیزیکی و بدست آوردن تخلخل از روش احتمالی استفاده گردید که بر پایه‌ی آمار و احتمال است. در مدل احتمالی با توجه به سیالات،

<sup>8</sup> Probabilistic

<sup>7</sup> Deterministic

۸۴.۱ درصد می‌باشد. به عبارت دیگر  $K_{50}$  ارزش تراوایی با ۵۰ درصد احتمال و  $K_{84.1}$  تراوایی در ۸۴.۱ درصد نمونه تجمعی است.

مطابق آنچه در جدول ۱ آمده است، در محدوده ای که این ضریب مابین صفر تا یک است ( $0 < V_k < 1$ ) توصیف ناهمگنی به صورت زیر بیان می‌شود (Skalinski and Kenter, 2014):

اگر  $V_k = 0$  باشد مخزن همگن و یکنواخت است.

اگر  $0 < V_K \leq 0.25$  باشد مخزن کمی ناهمگن است.

اگر  $0.25 < V_K \leq 0.50$  باشد، مخزن ناهمگن و میانگین هندسی قابل اجراست. اگر شاخص کیفی  $V_K$  نزدیک به ۵۰٪ بالاتر باشد، شبیه‌ساز عددی برای ناهمگن باید انجام گیرد.

اگر  $0.5 < V_K \leq 0.75$  باشد مخزن خیلی ناهمگن است و میانگین هندسی یا هارمونیک مورد استفاده قرار می‌گیرد.

اگر  $0.75 < V_K < 1$  باشد مخزن به شدت ناهمگن است.

اگر  $V_K \cong 1$  باشد، مخزن کاملاً ناهمگن است.

محاسبه ضریب نمودار لورنز اصلاح شده

جهت تعیین واحدهای جریان چند روش مختلف وجود دارد که نمودار لورنز یکی از این روش‌ها محسوب می‌شود. این روش که توسط اشمالز و رامی (Schmalz and Rahme, 1950) پیشنهاد شد براساس رسم درصد تجمع ظرفیت جریان در برابر درصد تجمع ظرفیت ذخیره و با حفظ ترتیب

و در مدل سازی استاتیک و دینامیک مورد استفاده قرار گیرند. همچنین جهت بدست آوردن تراوایی، از شبکه عصبی استفاده گردید. نتایج حاصل با داده‌های مغزه مقایسه و تطبیق داده شدند. از این رو شاخص‌های ناهمگنی با استفاده از نگارهای متداول و پیشرفته در دو چاه مورد مطالعه (چاه ۲ و چاه ۴) محاسبه و سپس باهم مقایسه گردید. محاسبه شاخص‌های ناهمگنی با استفاده از روش‌های زیر انجام گرفت:

محاسبه ضریب دکسترا-پارسون

ضریب دکسترا-پارسون ابزاری قوی جهت تعیین درجه ناهمگنی مخازن است و به عنوان شاخص ناهمگنی ( $V_k$ ) از دیدگاه پتروفیزیک مورد استفاده قرار می‌گیرد. دامنه تغییرات این ضریب صفر تا یک است (Dykstra and Parsons, 1950). ضریب دکسترا-پارسون جهت تعیین میزان ناهمگنی از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$V_k = \frac{s}{\bar{k}} \quad (1)$$

که  $S$  انحراف معیار استاندارد و  $\bar{K}$  میانگین تراوایی است.

ضریب تراوایی دکسترا-پارسون می‌تواند از طریق رسم نمودار یا محاسبه مقادیر از روی داده‌ها به دست آید. برای تعیین مقدار  $V_k$  می‌توان از رابطه زیر استفاده کرد (Dykstra and Parsons, 1950):

$$V_k = \frac{K_{50} - K_{84.1}}{K_{50}} \quad (2)$$

که  $K_{50}$  تراوایی با احتمال ۵۰ درصد و  $K_{84.1}$  تراوایی مربوط به منحنی تجمعی در نقطه با احتمال

## محاسبه ضریب تغییرات (CV)

ضریب تغییرات به‌عنوان یکی از پارامترهای مهم جهت تعیین میزان ناهمگنی مورد استفاده قرار می‌گیرد. این ضریب یک معیار آماری است که برای اندازه‌گیری توزیع داده‌های آماری به کار می‌رود و از تقسیم انحراف معیار بر میانگین مطابق فرمول زیر به دست می‌آید:

$$CV = \frac{\sigma}{\mu} \quad (3)$$

که CV ضریب تغییرات، انحراف معیار و  $\mu$  میانگین داده می‌باشد. این مقدار بدون بعد است؛ به همین دلیل برای مقایسه داده‌های آماری که واحدهای مختلفی دارند، مناسب می‌باشد (Lake and Jensen, 1991). در این مطالعه، علاوه بر ضریب تغییرات تراوایی از ضریب تغییرات تخلخل هم استفاده گردید. از آنجا که اکثر چاه‌های حفاری شده دارای نگار تخلخل تفسیر شده می‌باشند، اما به دلیل عدم وجود وجود مغزه فاقد داده تراوایی حاصل از آنالیز مغزه هستند. بنابراین، داده‌های ضریب تغییر تخلخل می‌تواند روش مناسبی جهت بررسی میزان ناهمگنی مخزنی باشند.

محاسبه شاخص جورشدگی با استفاده از نگار تصویرگر FMI

نگارهای تصویرگر قادرند تصاویری از شکستگی‌ها، برش‌ها، حفرات بزرگ و ساخت‌های رسوبی تهیه کنند که برای انطباق و ارزیابی سیستم فضاهای خالی مرتبط، مفیدند. در نگارهای تصویری بخش‌های آهک

چینه‌شناسی به دست می‌آید. نقاط عطف در نمودار بیانگر تغییرات در خواص جریان محیط متخلخل است. این تغییرات توسط خطوط مستقیم و با شیب متفاوت که هر یک نشان دهنده یک واحد جریان هیدرولیک است، نشان داده می‌شوند و خطوط موازی نماینده یک واحد جریان است. یک واحد جریانی، بخش از مخزن است که به طور جانبی و قائم پیوسته بوده و خصوصیات لایه‌بندی، تخلخل و تراوایی مشابه دارند. پس از رسم نمودار، بخش‌هایی از آن، که شیب زیادی داشته و ظرفیت ذخیره دارند، فرآیند سرعت مخزن زیادی خواهند داشت و در اصطلاح نواحی پرسرعت مخزن نامیده می‌شوند. بخش‌های کم شیب نمودار که ظرفیت ذخیره آن و ظرفیت جریان کم دارند ناحیه غیرمخزنی<sup>۹</sup> نامیده می‌شوند. بخش‌هایی که نه ظرفیت جریان و نه ظرفیت ذخیره دارند به عنوان موانع و سدهای مخزن در نظر گرفته می‌شوند. با رسم همزمان حاصل ضرب تراوایی و تخلخل در ضخامت، در مقابل عمق، اگر این دو منحنی از یکدیگر فاصله داشته باشند و هر چه تغییرات فاصله دو نمودار بیشتر باشد، نشان دهنده ناهمگنی بیشتر مخزن بوده و اگر مقدار جدایش تغییرات قابل توجه نداشته باشند، معرف همگن بودن مخزن است (Jensen et al., 1997; Craig, 1971).

در این میدان توسط فرایندهای دیاژنزی کنترل می‌شود (Mehdipour et al., 2023). عملکرد فرایندهای دیاژنزی در سازند سروک سبب بروز ناهمگنی مخزنی در جهات افقی و قائم (در مقیاس های مختلف) در این سازند شده است (Shano et al., 1993). براین اساس، فرایندهای دیاژنزی نظیر سیمانی شدن، انحلال، دولومیتی شدن، میکریتی شدن، شکستگی، تراکم فیزیکی و شیمیایی، زیست-آشفستگی و غیره در مخزن سروک مشاهده گردید. از بین این فرایندها، چهار فرایند انحلال، سیمانی شدن، دولومیتی شدن و تراکم بیشترین تاثیر را بر روی کیفیت مخزنی داشتند داشته و منجر به بروز ناهمگنی شده است. از آنجا که عوامل دیاژنزی نقش اصلی در کنترل توزیع ناهمگنی دارد، مطالعه این فرایندها در درک توزیع ناهمگنی تاثیر بسزایی دارد. در شکل ۴ تغییرات تخلخل مفید نسبت به عمق به همراه اثر سیمانی شدن و انحلال نمایش داده شده است. همان طوری که در شکل ملاحظه می‌شود، بخش زیادی از تخلخل مفید مرهون تاثیر انحلال و گسترش تخلخل ثانویه می‌باشد. همچنین بخش‌های کم تخلخل دارای میزان سیمانی شدن بیشتر می‌باشند.

در این مطالعه، محاسبه میزان ناهمگنی با دو رویکرد مختلف محاسبه گردید. در رویکرد اول محاسبه شاخص ناهمگنی براساس نگارهای تراوایی و تخلخل و با استفاده از ضریب تغییرات (CV) تخلخل و تراوایی و ضریب لورنز انجام گرفت (شکل ۵). در رویکرد دوم محاسبه ضریب ناهمگنی براساس پارامتر

متراکم که با مواد هیدروکربن پر شده است به صورت روشن مشاهده می‌شوند و سنگ‌های متخلخل و سنگ‌های تحت هجوم گل پایه آبی با رنگ‌های تیره مشاهده می‌شوند. این ابزارها در گل‌های پایه آبی و گل‌های پایه نفتی مورد استفاده قرار می‌گیرند. نگارهای میکرومقاومت و صوتی دو نوع اصلی نگارهای تصویری هستند. میکرومقاومت به دلیل داشتن وضوح عمودی بالاتر، در شناسایی شکستگی‌ها و ابزارهای صوتی نیز در اندازه‌گیری ضخامت لایه‌ها استفاده می‌شوند. این مازول یک هیستوگرام از نگار تصویرگر ایجاد می‌کند و داده‌های آماری ناهمگنی را از روی هیستوگرام داده‌های نگار تصویرگر محاسبه می‌کند. در این روش پس از چک کردن اندازه پنجره‌های مختلف، هیستوگرام مربوطه ترسیم و مقادیر P10، P25، P50، P75 و P90 محاسبه گردید. این مقادیر آماری به ترتیب P1، P2، P3، P4 و P5 نامیده شد. میزان ناهمگنی براساس شاخص جورشدگی و براساس رابطه زیر محاسبه گردید:

$$\text{Sort index} = (P5 - P1) / P3 \quad (4)$$

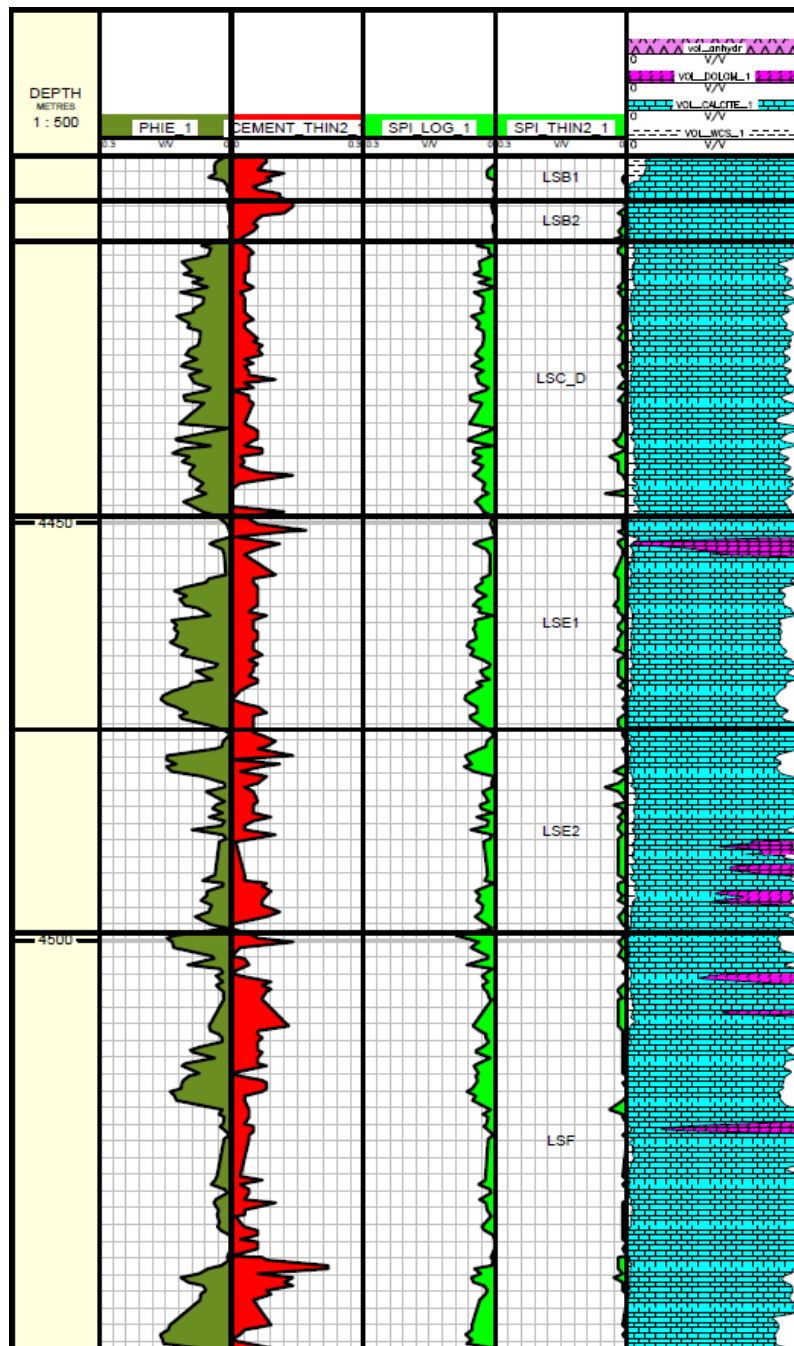
## نتایج و بحث

در میدان مورد مطالعه، مخزن سروک به سه بخش سروک بالایی، شیل احمدی و سروک پایینی و به ۲۰ زون و زیرزون تقسیم شده است (Mehdipour et al., 2023). کیفیت مخزنی سازند سروک علاوه بر شرایط اولیه رسوب‌گذاری به فرایندهای دیاژنزی هم بستگی دارد. فرایندهای دیاژنزی موجب ایجاد ناهمگنی مخزنی در مخازن کربناته می‌شوند (Flugel, 2004). براساس مطالعه صورت گرفته، کیفیت سازند سروک

مقاطع لازم تهیه گردید. در شکل ۷ مقطع چاه در دو چاه مورد مطالعه برای نگارهای حاصل از دو رویکرد نمایش داده شده است. در چاه‌های مورد مطالعه، ارتباط ضریب تغییرات تخلخل با ضریب جورشدگی ناهمگنی نگار تصویرگر مورد ارزیابی قرار گرفتند. همان‌طوری که در شکل ۸ مشاهده می‌شود، ارتباط خوبی بین این دو روش وجود داشته و در دو چاه نتایج مشابهی به دست آمده است. میزان این ارتباط در دوچاه تقریباً ۶۰ درصد برآورد شده است. بنابراین داده‌های ناهمگنی نگار تصویرگر می‌تواند به عنوان شاخص ناهمگنی مورد استفاده قرار گیرد.

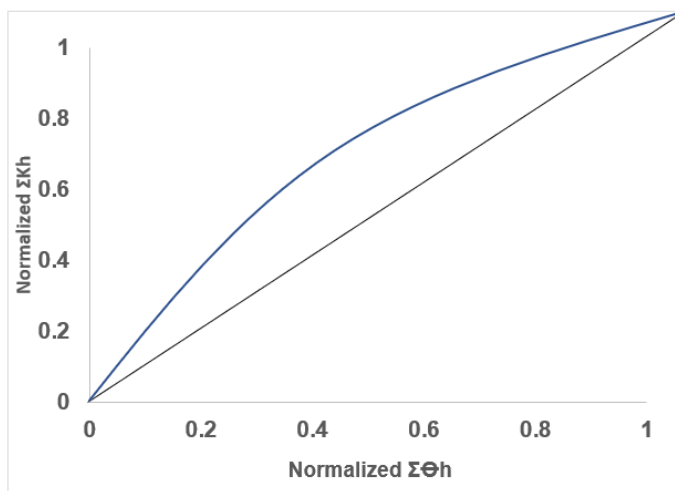
جورشدگی نگار تصویرگر پیشرفته و تغییر بازه‌های نمونه‌برداری (به دلیل تفاوت میزان وضوح نگارهای تصویرگر و متداول) انجام گرفت. در شکل ۶ نگارهای خام، سنگ‌شناسی نگار تصویرگر و ضریب ناهمگنی جورشدگی در چاه ۲ میدان مورد مطالعه نشان داده شده است. پس از محاسبه شاخص‌های ناهمگنی در دو چاه، میانگین آنها برای هر کدام از زون‌ها محاسبه گردید و سپس نتایج این محاسبات با همدیگر مقایسه شدند. در جدول ۱ نتایج این محاسبات در هر دو رویکرد برای هر دو چاه مورد مطالعه نشان داده شده است.

به منظور مقایسه نتایج حاصل از این روش با محاسبات ضریب تغییرات، مقطع چاه و نمودارهای



شکل ۴- نمای چیدمانی از نگارهای تخلخل مفید، سیمان‌شدگی، تخلخل ثانویه (پتروفیزیکی و پتروگرافی) و ستون سنگ‌شناسی در یکی از چاه‌های مورد مطالعه

Fig. 4. Layout of the effective porosity, cementation, secondary porosity (petrophysical and petrographic) and lithology in one of the studied wells.



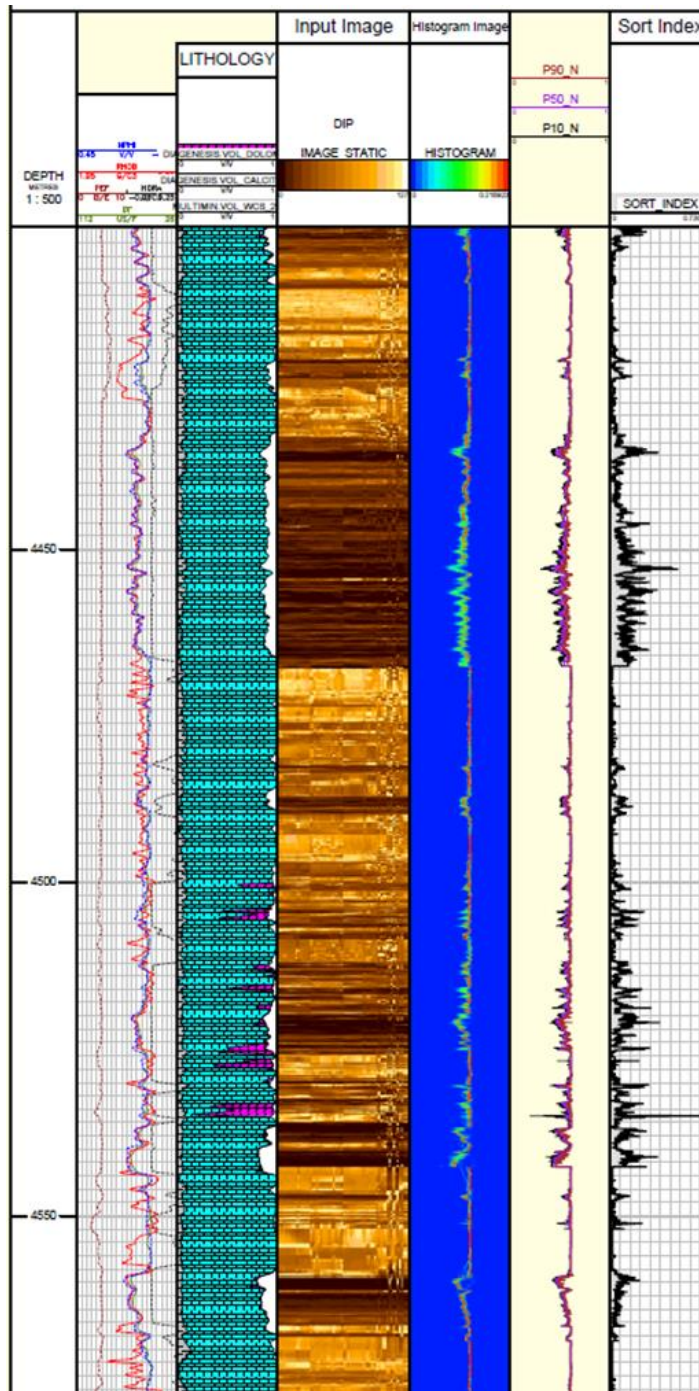
شکل ۵- نمودار لورنز برای شاخص ناهمگنی در یکی از زون‌های سروک بالایی

Fig. 5. Lorenz diagram for one of the upper Sarvak zones.

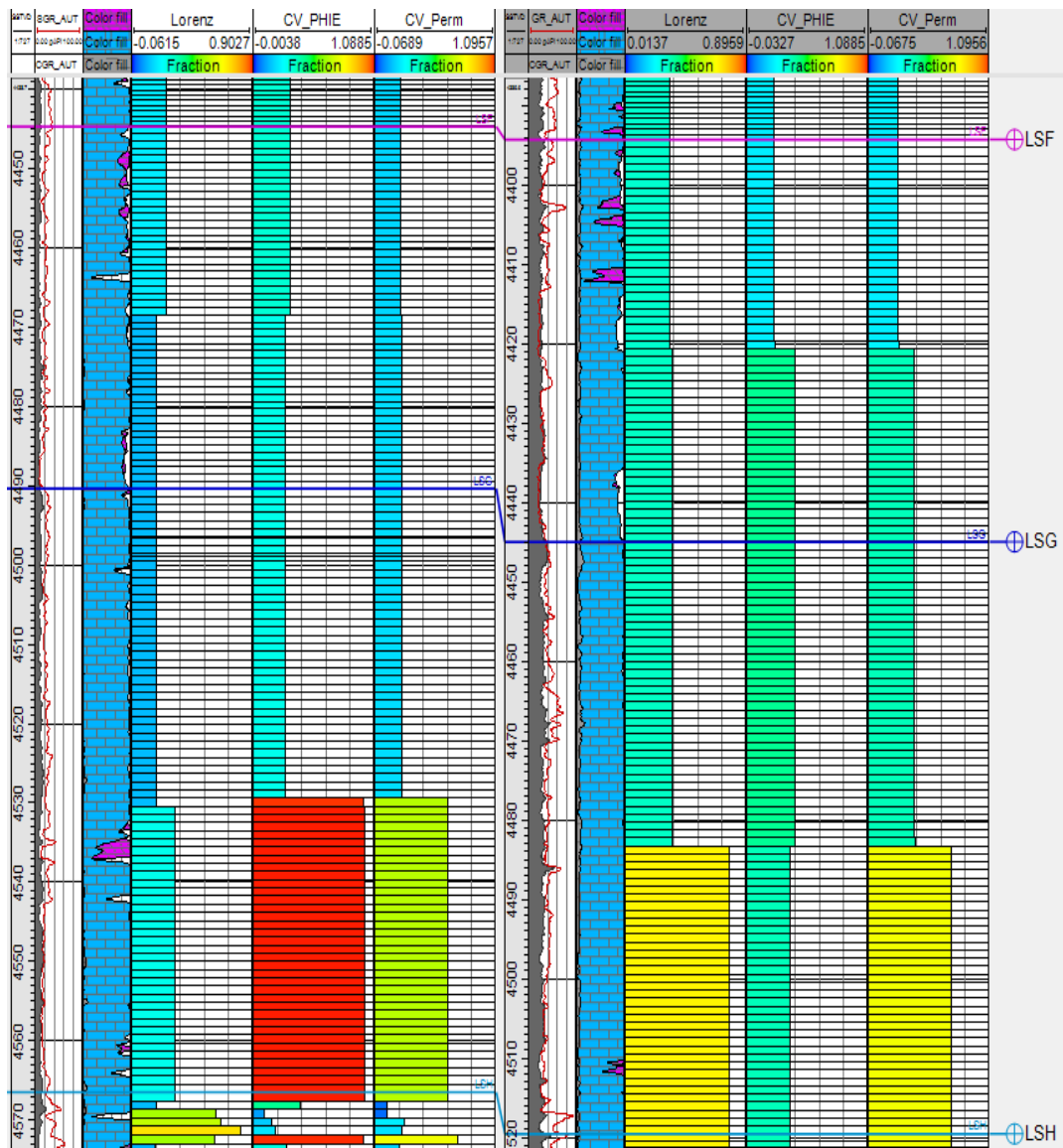
جدول ۱- مقادیر شاخص جورشدگی نگار تصویرگر به همراه ضریب تغییرات نرمال (CV) محاسبه شده براساس نگار تخلخل و تراوایی و ضریب لورنز (US : سروک بالایی، LS: سروک پایینی)

Table 1. Heterogeneity indices for sorting index of the image log and CV of porosity and permeability logs and Lorenz coefficient (US: Upper Sarvak, LS: Lower Sarvak)

	Sort index		CV of PHIE		CV of PERM		Lorenz coefficient	
	Well #2	Well #4	Well #2	Well #4	Well #2	Well #4	Well #2	Well #4
US1	*	*	*	0.188	*	*	0.204	0.143
USA2	*	0.079	0.471	0.206	0.992	0.145	0.681	0.117
NNS	*	0.052	0.693	0.233	0.807	0.167	0.365	0.249
USB1	0.400	0.031	0.278	0.217	0.574	0.182	0.610	0.177
USB2	0.670	0.102	0.507	0.350	0.464	0.227	0.300	0.304
USC2a	0.373	0.150	0.276	0.752	0.274	0.306	0.113	*
USC2b	*	0.037	*	0.147	0.316	0.104	0.148	0.156
USC1a	0.985	0.051	0.999	0.254	1.786	0.198	0.166	0.25
USC1b	0.489	0.147	0.175	0.859	*	*	0.576	*
LSA1	0.360	*	0.434	0.000	0.186	0.289	0.087	0.162
LSA2	0.299	0.093	*	0.107	0.695	0.077	0.554	0.157
LSB1	0.356	0.117	0.256	0.373	0.213	0.267	0.148	*
LSB2	0.261	0.087	0.079	0.078	0.411	0.076	0.402	0.255
LSC_D	0.343	0.072	*	0.321	0.195	0.216	0.238	0.116
LSE1	0.572	0.021	0.257	0.080	0.579	0.058	0.237	*
LSE2	0.402	0.093	0.285	0.475	0.281	0.348	0.155	*
LSF	0.618	0.066	0.544	0.139	0.404	0.104	0.337	0.216
LSG	0.988	0.029	0.479	0.221	0.675	0.164	0.352	0.136
LSH	0.509	0.077	*	0.194	1.329	0.176	0.767	0.285
Kazhdumi	0.637	*	*	0.982	*	0.585	*	*

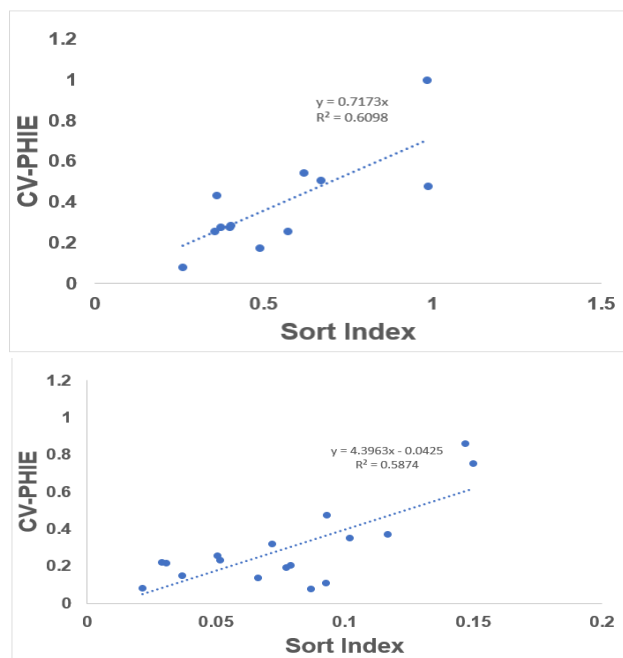


شکل ۶- نمایش نگارهای خام پتروفیزیکی، سنگ‌شناسی، نگار تصویرگر و ضریب ناهمگنی جورشدگی در چاه ۲ میدان مورد مطالعه  
 Fig. 6. Layout of the petrophysical raw logs, lithology, image log and heterogeneity index (sorting index) in well-2 of the studied field



شکل ۷- نمایش نگارهای ناهمگنی ضریب تغییرات تخلخل و تراوایی و ضریب لورنز در دو چاه مورد مطالعه

Fig. 7. Layout of the heterogeneity logs including CV of porosity and permeability and Lorenz coefficient in two studied wells



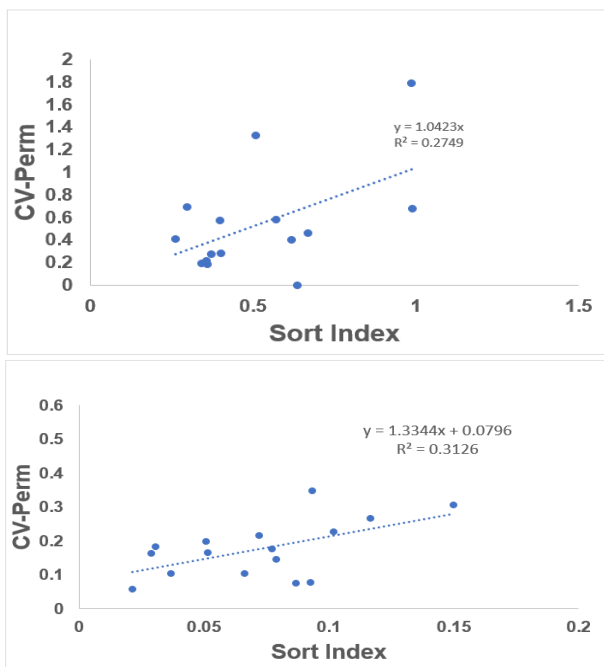
شکل ۸- نمودار متقاطع و میزان ارتباط ضریب ناهمگنی تصویرگر با ضریب تغییرات تخلخل در دو چاه مورد مطالعه

Fig. 8. Cross plot and correlation coefficient of the image log heterogeneity (sorting index) with CV of porosity in two studied wells

ضریب دکسترا-پارسون در هیچ کدام از چاه‌های مورد مطالعه مشاهده نگردید.

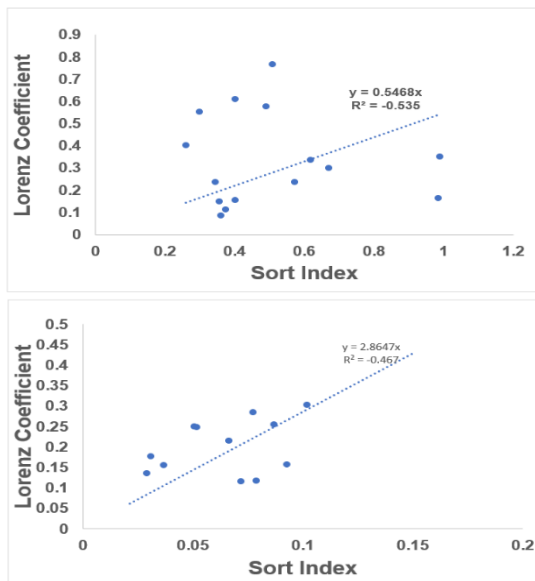
بر اساس این مطالعه و با توجه مقادیر محاسبه شده شاخص جورشدگی نگار تصویرگر به عنوان شاخص ناهمگنی، زون LSB2 کمترین مقدار ناهمگنی و زون LSG بیشترین مقدار ناهمگنی را در چاه ۲ این میدان دارد (شکل ۱۱). در شکل ۱۲ توزیع فراوانی میزان شاخص ناهمگنی جورشدگی چاه ۴ برای همه زون‌های مخزنی نمایش داده شده است. دلیل بروز ناهمگنی در این سازند و در زون‌های مورد مطالعه تا حد زیادی متأثر از فرایندهای دیاژنزی می‌باشد.

همچنین میزان ارتباط این شاخص با ضریب تغییرات تراوایی هم در دو چاه مورد بررسی قرار گرفت که نتایج حاصل در هر دو چاه تا حدی مشابه هم می‌باشند (شکل ۹). با این حال، مقادیر ضریب همبستگی مابین ضریب تغییرات تراوایی با شاخص جورشدگی نسبت به ضریب تغییرات تخلخل کمتر می‌باشد. ضریب لورنز که یکی از معروف‌ترین روش‌های تعیین میزان ناهمگنی پتروفیزیکی می‌باشد، دارای ارتباط قابل توجه و مشابهی در هر دو چاه نسبت به شاخص جورشدگی نگار تصویرگر می‌باشد (شکل ۱۰). ارتباط مشخصی مابین این شاخص با



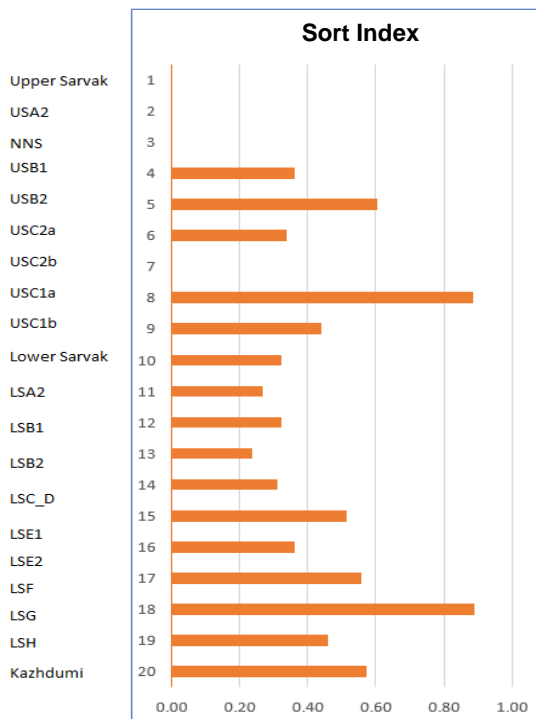
شکل ۹- نمودار متقاطع و میزان ارتباط ضریب ناهمگنی تصویرگر با ضریب تغییرات تراوایی در دو چاه مورد مطالعه

Fig. 9. Cross plot and correlation coefficient of the image log heterogeneity (sorting index) with CV of permeability in two studied wells.



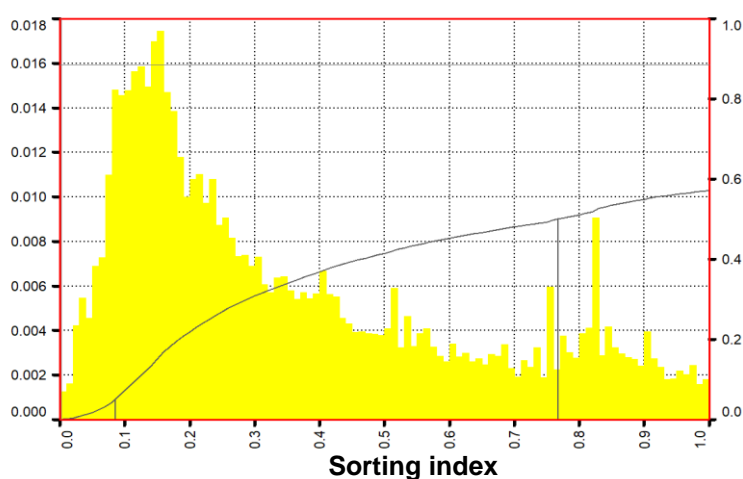
شکل ۱۰- نمودار متقاطع و میزان ارتباط ضریب ناهمگنی تصویرگر با ضریب لورنز در دو چاه مورد مطالعه

Fig. 10. Cross plot and correlation coefficient of the image log heterogeneity (sorting index) with Lorenz coefficient in two studied wells



شکل ۱۱- رتبه‌بندی میزان ناهمگنی مخزنی براساس ناهمگنی نگار تصویرگر چاه ۲

Fig. 11. Reservoir heterogeneity ranking based on image log heterogeneity index in well 2



شکل ۱۲- توزیع فراوانی اندیس جورشدگی در چاه ۴

Fig. 12. Histogram of the sorting index in Well-4

۴- شاخص جورشدگی نگار تصویرگر زون LSB2 کمترین مقدار ناهمگنی و زون LSG بیشترین مقدار ناهمگنی را در چاه ۲ این میدان دارد.

۵- دلیل بروز ناهمگنی در این سازند و در زون-های مورد مطالعه تا حد زیادی متأثر از فرایندهای دیاژنزی می‌باشد.

### قدردانی

بدینوسیله از شرکت مهندسی و توسعه سروک آذر و انرژی دانا و همچنین از جناب آقای هومن کرکوتی، جناب آقای محسن شوراب و سرکار خانم دکتر زهرا صادق طبقی به دلیل در اختیار قرار دادن داده و کمک در انجام این تحقیق، تشکر و قدردانی می‌شود.

### نتیجه‌گیری

براساس این مطالعه نتایج زیر حاصل گردید:

- ۱- ضریب تغییرات تخلخل و ضریب لورنز با شاخص جورشدگی نگار تصویرگر دارای ضریب همبستگی قابل توجهی می‌باشد.
- ۲- ضریب تغییرات تراوایی با شاخص جورشدگی نگار تصویرگر دارای ضریب همبستگی مثبت اما به نسبت پایین می‌باشد.
- ۳- ضریب دکسترا-پارسون با شاخص جورشدگی نگار تصویرگر ضریب همبستگی مشخصی نشان نداد.

### References

- Afshar Harb, A., 2003. Petroleum Geology Books. Publications PNU, Iran.
- Aghanabati, A., 2004. The Geology of Iran. Geological Survey of Iran, Tehran, 586 p. (In Persian).
- Craig, F. C., 1971. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Monograph

Series, Society of Petroleum Engineers of AIME.

- Dykstra, H., Parsons, R.L., 1950. The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding in Secondary Recovery of Oil in the United States. 2nd Edition, API, Washington DC.

- Flugel E., 2004. Microfacies analysis of limestones. Translated by K. Christenson. Springer-verlag, Berlin.
- Jafarzadeh, N., Kadkhodaie, A., Jan Ahmad, B., Karimi, M., 2019. Identification of electrical and petrophysical rock types based on core and well logs: utilizing the results to delineate prolific zones in deep water sandy packages from the Shah Deniz gas field in the South Caspian Sea Basin. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- Jensen, J.L, Currie, I., 1990. A new method for estimating the Dykstra-Parsons coefficient to characterize reservoir heterogeneity. *SPE Reservoir Engineering* 3(7), 369–374.
- Jensen, J. L., Lake, L. L., Corbett, P. W. M., Goggin, D. J., 1997, *Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists*. Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey, pp. 144-166.
- Lake, L. W., Jensen, J. L., 1991. A review of heterogeneity measures used in reservoir characterization. *Situ* 15, 409-439.
- Lucia, J., 2007. *Carbonate Reservoir Characterization*. Springer, Berlin, 332 p.
- Mehdipour, V., Rabbani, A. R., Kadkhodaie, A., 2023. Geological modeling of diagenetic logs of the Sarvak reservoir in Dezful Embayment, southwestern Iran: implications for geostatistical simulation and reservoir quality assessment. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, pp. 1-25.
- Mehdipour, V., Rabbani, A. R., Kadkhodaie, A., 2022. Porosity Modeling Using Simultaneously Seismic Attribute and Electrofacies Data in Sarvak Reservoir of an Iranian Oil Field. *Journal of Petroleum Research*, 32(1401-4), 113-128. doi: 10.22078/pr.2022.4652.3089 (In Persian)
- Morad, S., Al-Ramadan, K., Ketzer, J. M., De Ros, L. F., 2010. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy. *AAPG bulletin*, 94(8), 1267-1309.
- Motiei H., 1993. *Geology of Iran. The stratigraphy of Zagros*. Geological Survey of Iran. 536 p. (In Persian)
- Pranter, M. J., Hirstius, C. B., Budd, D. A., 2005. Scales of lateral petrophysical heterogeneity in dolomite lithofacies as determined from outcrop analogs: Implications for 3-D reservoir modeling. *AAPG bulletin*, 89(5), 645-662.
- Pranter, M. J., Reza, Z. A., Budd, D. A., 2006. Reservoir-scale characterization and multiphase fluid-flow modelling of lateral petrophysical heterogeneity within dolomite facies of the Madison Formation, Sheep Canyon and Lysite Mountain, Wyoming, USA. *Petroleum Geoscience*, 12(1), 29-40.
- Rein, E., Schulz, L. K., 2007. Applications of natural gas tracers in the detection of reservoir compartmentalization and production monitoring. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(3-4), 428-442.
- Schmalz, J. P., & Rahme, H. D., 1950. The variation of waterflood performance with variation in permeability profile. *Prod. Monthly*, 15(9), 9-12.
- Shano, G. G., Samimi, B., Bagherpour, H., 1993. An integrated reservoir characterization study of a giant Middle East oil field: Part I; Geological modelling. *Society of Petroleum Engineers (SPE), Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, 3-6 April, 14 p.*
- 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, Vol. 406, pp. 229–259.*