



Original Research

Petroleum Research

Petroleum Research, 2025(December-January), Vol. 35, No. 144, 24-25

DOI: 10.22078/pr.2025.5713.3535

# Integrated Analysis of Petrophysical and Geomechanical Data For Screening Suitable Zones for Hydraulic Fracturing Design in Low Permeability Reservoirs

Soroush Ghaderi<sup>1</sup>, Seyed Mohammad Zamanzadeh<sup>1\*</sup>, Ebrahim Sfidari<sup>2</sup>, Hamzeh Mehrabia and Farzad Haghghi<sup>1</sup>

1. School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

2. Petroleum Geology Group, Research Institute of Applied Sciences, Tehran, Iran

zamanzadeh@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5713.3535

Received: June 25, 2025

Modify Date: December 08, 2025

Accepted: September 30, 2025

## Introduction

In recent years, hydraulic fracturing has been considered as an effective method for increasing the recovery of low-permeability reservoirs, and its success depends on the accurate understanding of the petrophysical and geomechanical parameters of the rock [1]. Factors such as porosity, permeability, Young's modulus, fracture pressure, and internal stresses have an influence in choosing suitable zone for fracturing [2]. Traditional methods for locating injection clusters have lower efficiency by ignoring geological heterogeneities. Using the (MRGC) graph-based clustering algorithm as a new data-driven tool allows for accurate separation of fracture zones [3]. This study aims to optimally design hydraulic fracturing operations in the Sarvak Formation in a well in southwestern Iran, and simultaneously evaluates petrophysical and rock mechanics data using the MRGC algorithm.

## Geological settings

The Sarvak Formation, one of the main units of the Bangestan Group with Middle Cretaceous age (Cenomanian–Turonian), is widely distributed across the Zagros Basin, the Persian Gulf, and southern Iran particularly in the Dezful Embayment. It is recognized as the second most important hydrocarbon reservoir in Iran [4]. This formation is primarily composed of limestone and dolomite representing diverse facies such as lagoon, shoal, patch reef, and ramp, which were deposited in a shallow inner-shelf carbonate platform

setting [5]. Diagenetic processes such as dissolution and dolomitization enhanced reservoir quality, while cementation and compaction had detrimental effects. Tectonic controls, facies characteristics, and diagenetic history play key roles in determining reservoir quality [6]. Although the formation reaches a thickness of about 700 meters in the studied well, only certain intervals exhibit favorable reservoir properties such as porosity and hydrocarbon saturation. Nevertheless, even in these zones, low permeability limits efficient fluid flow toward the well.

## Materials and methods

In this study, with the aim of accurately evaluating the geomechanical and elastic parameters of rock in a carbonate oil reservoir located in southwestern Iran, well logging data such as DTC, DTS and RHOB collection were used. This process aims to segment the reservoir geologically and geomechanically, based on conventional reservoir logs such as DTC, DTS, RHOB, NPHI, CGR, CAL and PEF. After thorough data matching, elastic parameters including Young's modulus, Poisson's ratio, shear and bulk modulus, and UCS through valid empirical relationships (Relationships 1 to 5) were calculated.

(1) Young modulus:

$$E(\text{psi}) = \left( \frac{\rho b}{DT_s^2} \right) \times \left( \frac{3DT_s^2 - 4DT_{co}^2}{DT_s^2 - DT_{co}^2} \right) \times 1.34 \times 10^{10}$$

(2) Poisson's ratio:  $\nu = 0.5 \left( \frac{DT_s^2}{DT_{co}^2} - 2 \right) \left( \frac{DT_{co}^2}{DT_s^2 - DT_{co}^2} \right)$

$$(3) \text{ shear modulus: } G(\text{psi}) = \frac{\rho b}{DT_s^2} \times 1/43 \times 10^{10}$$

(4) bulk modulus:

$$K(\text{psi}) = \rho b \times \left( \frac{1}{DT_{co}^2} - \frac{2}{3DT_s^2} \right) \times 1/34 \times 10^{10}$$

(5) UCS:

$$UCS = \frac{7682^{1/82}}{145} \Delta t$$

Then, using the graph-based multi-discriminant clustering algorithm (MRGC), which operates based on the adjacency index and data density [7]. Areas with similar geomechanical properties were clustered and hydraulic fracturing zones were determined. By providing the number of optimal classes and allowing the user to control the class separation, this method increases the accuracy of the stimulation operation design compared to traditional methods and provides results such as zone classification and a map of optimal fracture zones for decision-making in upstream processes.

## Results and Discussion

### Results

In this study, a geomechanical model was developed with the aim of optimally designing a hydraulic fracturing system based on elastic and strength properties of rock such as Young's modulus, shear modulus, bulk modulus, Poisson's ratio, and uniaxial compressive strength. Using petrophysical data and Geolog software, these properties were first calculated in dynamic mode and then converted to static values. Then, using a graph-based clustering algorithm (MRGC) the data were classified into clusters with the highest intra-cluster homogeneity and the highest inter-cluster heterogeneity, and finally six distinct geomechanical units (GMU) were identified. GMU-1 was identified as the most resistant and stable, and GMU-6 as the weakest and most brittle part of the reservoir rock (Table 1). This classification provides a basis for more detailed analyses and targeted design of hydraulic fracturing operations in the studied field.

**Table 1** Average geomechanical properties within the geomechanical units of the Sarvak Formation.

| Geomechanical units | Young modulus (Mpsi) | Poisson's ratio | bulk modulus (Mpsi) | shear modulus (Mpsi) | UCS (psi) |
|---------------------|----------------------|-----------------|---------------------|----------------------|-----------|
| GMU-1               | 7.29                 | 0.24            | 4.76                | 2.93                 | 9484.31   |
| GMU-2               | 6.47                 | 0.25            | 4.29                | 2.59                 | 8492.37   |
| GMU-3               | 5.97                 | 0.23            | 3.66                | 2.43                 | 7630.26   |
| GMU-4               | 5.52                 | 0.26            | 3.83                | 2.19                 | 7140.91   |
| GMU-5               | 5.44                 | 0.23            | 3.39                | 2.21                 | 6653.97   |
| GMU-6               | 4.95                 | 0.22            | 2.98                | 2.03                 | 5861.49   |

In this study, to select appropriate zones for carrying out hydraulic fracturing operations, petrophysical parameters such as porosity, water saturation and hydrocarbon volume were analyzed based on well logging data using a probabilistic method in Geolog software. The studied formation was divided into 11 zones and the analyses showed that it is mainly composed of limestone with variable porosity. The zones G, C, and K, with high effective porosity, suitable hydrocarbon volume, and low water saturation, were identified as areas with high reservoir potential and are considered as suitable options for implementing hydraulic fracturing operations.

### Discussion

In this study, via combined analysis of petrophysical and geomechanical data, suitable zones for hydraulic fracturing operations in the studied well in the Sarvak Formation were identified. After geomechanical clustering and determination of brittle units, it was determined that the geomechanical unit (GMU-6) with the lowest values of Young's modulus, Poisson's ratio

and uniaxial compressive strength, is the most fragile part of the reservoir. This GMU is most abundant in Zone K. This zone is located between the more resistant units GMU-1 and GMU-2 and has favorable petrophysical properties (high porosity and oil saturation). Consequently, it was introduced as the most optimal area for fracturing. Zones C and G were also ranked second and third, respectively. Finally, using the integrated geomechanical-petrophysical model, three target zones for fracturing operations were proposed in an accurate and data-driven manner (Fig. 1).

### Conclusions

In this study, by integrating petrophysical and geomechanical data, a comprehensive model was developed to identify optimal zones for hydraulic fracturing operations in the Sarvak reservoir. By probabilistic analysis of well logging diagrams and geomechanical clustering using the MRGC, six separate geomechanical units and three zones G, C and K were identified as susceptible areas with favorable reservoir properties and fragility.

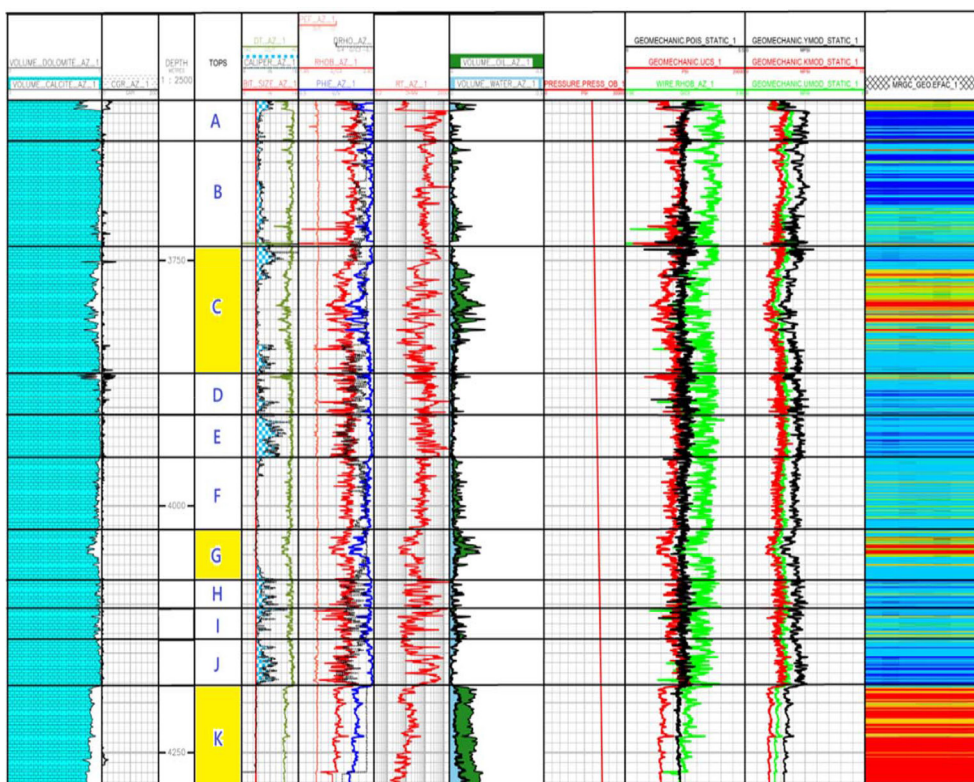


Fig. 1 The integrated model constructed for the studied well, with the fracture-prone layers highlighted in yellow.

Zone K was introduced as the first priority for reservoir stimulation due to its highest fragility, favorable reservoir properties and confinement between resistant zones, while zones C and G were ranked second and third, respectively. This integrated approach showed high efficiency in accurately determining the fracturable zones.

**Nomenclatures**

GMU: Geomechanical units  
 MRGC: Multi-discriminant clustering algorithm

**References**

1. Zoback, M.D., 2010, Reservoir geomechanics, 1st edition, Cambridge University Press. New York, 1-461. ISBN: 9780511586477.
2. Kalhori, M., Mehrabi, H., Sfidari, E. and Khiabani, S.Y., 2024. Target zone selection for hydraulic fracturing using sedimentological and rock mechanical studies with the support of the machine learning method of cluster analysis. *Geoenergy Science and Engineering*, 237, p.212826.
3. Kadkhodaie, A., 2021, The impact of geomechanical units (GMUs) classification on

- reducing the uncertainty of wellbore stability analysis and safe mud window design, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Volume 91 ,103964, ISSN 1875-5100.
4. Mehrabi, H., Rahimpour-Bonab, H., Hajikazemi, E., & Jamalian, A. (2015). Controls on depositional facies in Upper Cretaceous carbonate reservoirs in the Zagros area and the Persian Gulf, Iran, *Journal of Facies*, Springer Publisher, Scopus Database, 61(4), 1-23. Doi: 10.1007/s10347-015-0450-8.
5. Mehrabi, H. 2023. Deposition, diagenesis, and geochemistry of upper cretaceous carbonates (Sarvak Formation) in the Zagros Basin and the Persian Gulf, Iran. *Minerals*, 13, (8): 1078.
6. Mehdi-pour, 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. *J. Pet. Explor. Prod. Technology*, 13, 2083–2107.
7. Sfidari E, Amini A, Kadkhodaie A, Ahmadi B ,2012, Electro-facies clustering and a hybrid intelligent based method for porosity and permeability prediction in the South Pars Gas Field, Persian Gulf. *Journal of Geopersia* 2:11–23.

# تحلیل یکپارچه داده‌های پتروفیزیکی و ژئومکانیکی به‌منظور غربالگری بخش مناسب جهت طراحی شکست هیدرولیکی در مخازن با تراوایی پایین

سروش قادری<sup>۱</sup>، سیدمحمد زمان‌زاده<sup>۱\*</sup>، ابراهیم سفیداری<sup>۲</sup>، حمزه مهرابی<sup>۱</sup> و فرزاد حقیقی<sup>۱</sup>

۱- دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۲- گروه زمین‌شناسی نفت، پژوهشکده علوم پایه کاربردی، سازمان جهاد دانشگاهی شهید بهشتی، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۳/۲۵ تاریخ آخرین تغییرات: ۱۴۰۴/۰۹/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۷/۰۸

## چکیده

این پژوهش با هدف شناسایی بخش‌های مناسب برای اجرای عملیات شکست هیدرولیکی در یکی از چاه‌های واقع در جنوب غرب ایران، بر اساس مطالعات پتروفیزیکی و ژئومکانیکی صورت گرفته است. در ابتدا ارزیابی پتروفیزیکی بر پایه لاگ‌های مرسوم صوتی، چگالی، نوترون، گاما مقاومتی و فتوالکتریک با استفاده از روش احتمالاتی صورت گرفت و نواحی دارای تخلخل مؤثر بالا، اشباع آب پایین و حجم مناسب هیدروکربن شناسایی شدند. در ادامه، با به‌کارگیری روابط تجربی و داده‌های چاه‌پیمایی، پارامترهای الاستیک و مقاومتی سنگ محاسبه شد تا مدل ژئومکانیکی یک‌بعدی سازند مشخص گردد. در مراحل بعدی، با بهره‌گیری از الگوریتم خوشه‌بندی مبتنی بر گراف MRGC، شش واحد ژئومکانیکی متمایز استخراج شد. واحد ژئومکانیکی ۱ به دلیل رفتار شکل‌پذیر خود کمترین پتانسیل شکست، و واحد ژئومکانیکی ۶ به دلیل شکنندگی بالا بیشترین استعداد ایجاد شکست هیدرولیکی را نشان داد. در مرحله بعد بر اساس فراوانی واحدهای ژئومکانیکی در مقیاس عمودی ۳ بخش جهت اجرای شکست هیدرولیکی در نظر گرفته شد. بخش K با بیشترین فراوانی واحد ژئومکانیکی ۶ و میانگین خواص پتروفیزیکی بالا به عنوان اولویت اول و بخش C و G به ترتیب در اولویت‌های دوم و سوم از نظر اهمیت شکست هیدرولیکی قرار گرفتند. این رویکرد داده‌محور، امکان طراحی دقیق‌تر و هدفمندتر عملیات شکست در مخازن کم‌تراوا را فراهم می‌آورد.

**کلمات کلیدی:** شکست هیدرولیکی، مدلسازی ژئومکانیکی، انتخاب لایه‌کاندید، سازند سروک، ازدیادبرداشت نفت.

\*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی zamanzadeh@ut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5713.3535)

## مقدمه

در سال‌های اخیر، شکست هیدرولیکی به عنوان یکی از مؤثرترین فناوری‌های بهبود بهره‌برداری از مخازن کم‌تراوا مورد توجه ویژه قرار گرفته است. موفقیت این فرآیند به شناخت جامع و دقیق از پارامترهای پتروفیزیکی و ژئومکانیکی سنگ مخزن وابسته است [۱]. ویژگی‌هایی نظیر تخلخل، تراوایی، اشباع سیالات، نوع کانی‌شناسی، مدول یانگ، ضریب پواسون و فشار شکست، همگی در تعیین قابلیت شکست‌پذیری سنگ نقش تعیین‌کننده دارند. طراحی شکست بر مبنای این داده‌ها می‌تواند موجب افزایش کارایی عملیات و کاهش هزینه‌های ناشی از تحریک غیر بهینه شود [۲].

از جمله چالش‌های موجود در طراحی شکست هیدرولیکی، تعیین دقیق محل خوشه‌های تزریق سیال است. روش‌های سنتی اغلب از فواصل یکنواخت هندسی میان خوشه‌ها استفاده می‌کنند که ممکن است با نادیده گرفتن ناهمگنی‌های سنگ‌شناسی و تنش‌های درون‌مخزنی، به کاهش اثربخشی عملیات منجر شود. مطالعات پیشین نشان داده‌اند که سنگ‌هایی با مدول یانگ پایین و تخلخل بالا، پاسخ مطلوب‌تری به شکست نشان می‌دهند. همچنین، جهت و بزرگی تنش‌های افقی، حضور شکستگی‌های طبیعی و تغییرات لیتولوژیکی، مسیر و طول گسترش شکست را تحت تأثیر قرار می‌دهند [۳-۵].

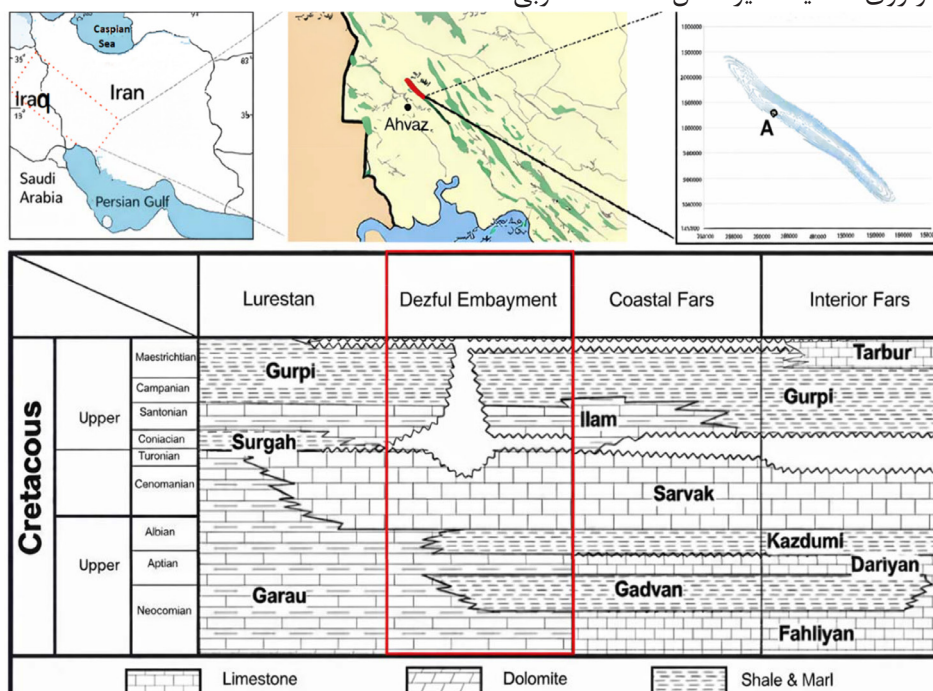
بررسی خصوصیات مکانیک سنگی درون سازندی نشان می‌دهد که بخش‌هایی با مقاومت و رفتار متفاوت وجود دارند. شناخت و تفکیک این بخش‌ها از نظر مکانیک سنگی نه تنها در درک بهتر رفتار مخزن مؤثر است، بلکه در طراحی بهینه عملیات تحریک مخزن (مانند شکست هیدرولیکی) نیز نقش کلیدی دارد؛ چرا که می‌تواند به محدودسازی شکاف‌ها در نواحی هدف و جلوگیری از گسترش ناخواسته آن‌ها به مناطق غیرمطلوب کمک کند.

در این راستا، استفاده از الگوریتم‌های پیشرفته تحلیل داده مانند الگوریتم خوشه‌بندی چند تفکیکی مبتنی بر گراف (MRGC) به عنوان یک ابزار نوین داده‌کاوی زمین‌شناسی، می‌تواند نقش بسزایی در بهینه‌سازی طراحی شکست ایفا کند. این الگوریتم با تحلیل همزمان داده‌های پتروفیزیکی و ژئومکانیکی، امکان شناسایی دقیق نواحی مستعد برای تحریک را فراهم می‌آورد. مطالعات گذشته [۲ و ۶] مؤید توانایی بالای این روش (MRGC) در طبقه‌بندی هدفمند بخش‌های شکست‌پذیر است. در این مطالعه، با تلفیق این داده‌ها و به‌کارگیری الگوریتم مذکور، عملکرد طراحی مبتنی بر خوشه‌بندی داده‌محور مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت. هدف از این مطالعه، بررسی امکان‌سنجی و طراحی عملیات شکست هیدرولیکی در سازند سروک با تمرکز بر ارزیابی پتروفیزیکی و خواص مکانیک سنگی سازند مذکور در یکی از چاه‌های جنوب غرب ایران است.

## زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

سازند سروک، یکی از واحدهای اصلی گروه بنگستان، با سن کرتاسه میانی (سنومانین-تورونین) است. این سازند در بخش‌های گسترده‌ای از حوضه زاگرس، خلیج فارس و نواحی جنوبی و جنوب‌غربی ایران، به‌ویژه در فروافتادگی دزفول، گسترش یافته است [۷]. در صفحه عربی و حوضه زاگرس، مخازن هیدروکربنی متعددی مربوط به دوره کرتاسه شناسایی شده‌اند. این حوضه شامل مجموعه‌ای از مخازن کربناته و سیلیسی آواری است که از اهمیت بالایی در سیستم‌های نفتی منطقه برخوردارند [۸]. از دیدگاه چینه‌نگاری، توالی‌های آلبین پسین، سنومانین و تورونین در این منطقه با سازند سروک در ایران متناظر بوده و هم‌ارزهای آن در دیگر مناطق شامل سازند نطیح در عمان، و سازندهای میشریف، احمدی و رومیلا در عربستان سعودی می‌باشند [۹ و ۱۰]. نهشته‌های سازند سروک که بخشی از گروه بنگستان محسوب می‌شوند، در یک سکوی رسوبی

گسترده و در محیط‌های دریایی کم‌عمق تهنشین شده‌اند [۱۱]، (شکل ۱). درون‌شلفی، بر روی حاشیه غیرفعال صفحه عربی



شکل ۱ (الف) نقشه موقعیت میدان‌های نفتی عظیم در منطقه فروافتادگی دزفول، (ب) میدان مورد مطالعه که با رنگ قرمز مشخص شده است، (ج) چاه مورد مطالعه (چاه A) در نقشه خطوط همتراز عمقی بر مبنای مختصات Lambert، (د) ستون چینه‌نگاری کرتاسه حوضه زاگرس، [۱۲] با اندکی تغییرات.

**Fig. 1** (a) Location map of giant oil fields in the Dezful Embayment; (b) the studied field highlighted in red; (c) the studied well (Well A) shown on the depth contour map based on Lambert coordinates; and (d) the Cretaceous stratigraphic column of the Zagros Basin [12], slightly modified.

سازند سروک با ترکیب غالب سنگ‌های کربناته در چاه مورد مطالعه دارای ضخامتی در حدود ۷۰۰ m و اغلب کانی‌های سازنده آن شامل کلسیت است، اما این ضخامت به‌طور یکنواخت دارای کیفیت مخزنی مناسب نیست. تنها برخی از بخش‌های این سازند ویژگی‌های مطلوب مخزنی مانند تخلخل و اشباع هیدروکربنی را دارا هستند. با این حال، حتی در این نواحی نیز به دلیل تراوایی پایین، جریان سیال به سمت چاه به راحتی صورت نمی‌گیرد.

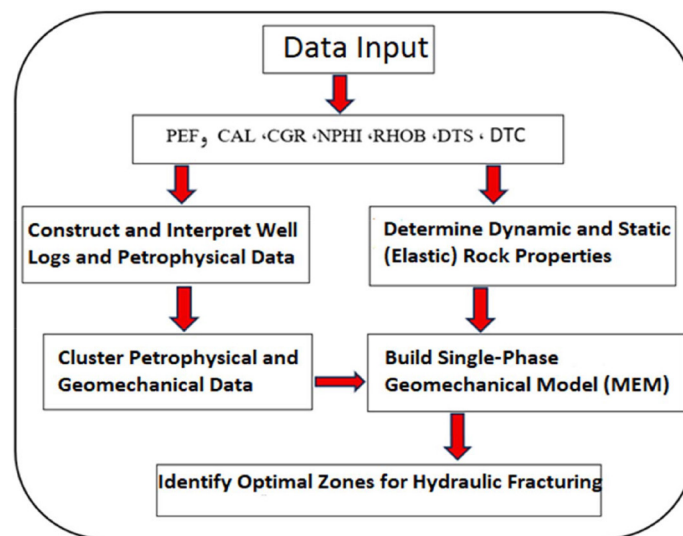
### مواد و روش‌ها

در این مطالعه، به‌منظور ارزیابی دقیق پارامترهای ژئومکانیکی و الاستیک سنگ در یک مخزن نفتی کربناته واقع در جنوب غربی ایران، ابتدا داده‌های چاه‌پیمایی شامل نمودارهای پتروفیزیکی مانند

این سازند عمدتاً از آهک و دولومیت تشکیل شده و به‌دلیل داشتن ویژگی‌های مخزنی مناسب، از جمله تخلخل و نفوذپذیری بالا، نقش مهمی در ذخیره‌سازی نفت و گاز دارد. رخساره‌های آن در قالب یک شیب کربناته طبقه‌بندی شده‌اند که شامل لاگون، شول، پج‌ریف، شیب میانی، شیب بیرونی و حوضه است. فرآیندهای دیاژنزی متنوعی مانند انحلال، برشی‌شدن، دولومیتی‌شدن، سیمانی‌شدن و توسعه افق‌های دیورینه در این سازند رخ داده که برخی از آن‌ها (مانند انحلال و دولومیتی‌شدن) موجب بهبود خواص مخزنی و برخی (مانند سیمانی‌شدن و تراکم) موجب کاهش آن شده‌اند. کنترل تکتونیک، ویژگی‌های رخساره‌ای و تاریخچه دیاژنزی نقش کلیدی در کیفیت مخزنی ایفا کرده‌اند و در نتیجه، سازند سروک به عنوان دومین مخزن هیدروکربنی مهم ایران شناخته می‌شود [۷ و ۱۳ و ۱۴].

تعریف و در راستای عمق چاه مدل‌سازی شدند. این فرآیند با هدف تقسیم‌بندی زمین‌شناسی و ژئومکانیکی مخزن، مبتنی بر لاگ‌های متداول مخزنی مانند CAL، CGR، NPFI، RHOB، DTS، DTC و PEF صورت گرفت. شکل ۲ نمودار گردش مراحل کلی انجام‌شده در این پژوهش را ارائه می‌دهد.

سرعت موج فشارشی (DTC)، موج برشی (DTS) و چگالی (RHOB) گردآوری و از نظر کیفیت بررسی شدند. اطمینان از دقت این داده‌ها اهمیت بالایی دارد، چراکه صحت و کارایی مدل‌های ژئومکانیکی به‌طور مستقیم به کیفیت این ورودی‌ها وابسته است. پس از انطباق عمق لاگ‌های چاه‌پیمایی با عمق واقعی سازند، واحدهای ژئومکانیکی (GMUs)



شکل ۲ روند مرحله به مرحله انتخاب ناحیه بهینه برای اجرای عملیات شکست هیدرولیکی.

Fig. 2 Step-by-step process for selecting the optimal area for hydraulic fracturing operations.

$$\nu = 0.5 \left( \frac{DT_s^2 - 2(DT_{co}^2)}{DT_s^2 - DT_{co}^2} \right) \quad (۲) \text{ نسبت پواسون:}$$

$$G \text{ (psi)} = \frac{\rho b}{DT_s^2} \times 1 / 43 \times 10^{10} \quad (۳) \text{ مدول برشی:}$$

$$(۴) \text{ مدول بالک:}$$

$$K \text{ (psi)} = \rho b \times \left( \frac{1}{DT_{co}^2} - \frac{2}{3DT_s^2} \right) \times 1 / 34 \times 10^{10}$$

$$UCS = \frac{7682}{145} \frac{\Delta t}{145} \quad (۵) \text{ UCS:}$$

در مرحله نهایی، به‌منظور تحلیل جامع‌تر و افزایش دقت در شناسایی نواحی مستعد شکست هیدرولیکی، از الگوریتم خوشه‌بندی چند تفکیکی مبتنی بر گراف (MRGC) بهره گرفته شد. این الگوریتم با ترکیب داده‌های پتروفیزیکی و ژئومکانیکی، امکان خوشه‌بندی نواحی با ویژگی‌های زمین‌شناسی و مکانیکی مشابه را فراهم می‌آورد و به‌صورت هدفمند، بخش‌های مناسب برای اعمال شکست هیدرولیکی

با توجه به اینکه نمودار سرعت موج برشی (DTS) به‌طور پیوسته در تمامی چاه‌ها موجود نیست، در این مطالعه از ابزار ثبت موج کامل مانند DSI (Dipole Sonic Imager) استفاده شد که توانایی برداشت هم‌زمان امواج فشارشی و برشی را دارد. اگرچه استفاده از این ابزار به دلیل هزینه بالا در تمامی چاه‌ها رایج نیست، اما در میدان مورد مطالعه داده‌های مربوط به هر سه نمودار DTS، DTC و RHOB به‌طور کامل در دسترس بود. از این رو، با بهره‌گیری از این داده‌ها و روابط تجربی معتبر (روابط ۱ تا ۵)، پارامترهای الاستیک سنگ مانند مدول یانگ، نسبت پواسون، مدول برشی و مدول بالک استخراج شدند.

(۱) مدول یانگ:

$$E \text{ (psi)} = \frac{\rho b}{DT_s^2} \times \left( \frac{3DT_s^2 - 4DT_{co}^2}{DT_s^2 - DT_{co}^2} \right) \times 1 / 43 \times 10^{10}$$

تعریف می‌شود.

$$KRI(x) = m * NI(x) * D(x, y) \quad (A)$$

که در آن  $D(x, y)$  فاصله بین دو نقطه  $x$  و  $y$  در داخل کلاس‌ها می‌باشد. در روندی کلی کاهش  $KRI$  در مقایسه کلاس‌های مختلف، چندین افت محسوس دیده می‌شود که مربوط به جدایش کلاس‌های مختلف است. تعداد مربوط به این تغییرات ناگهانی به عنوان تعداد کلاس‌های بهینه در نظر گرفته خواهد شد. نقطه قوت این روش در مقایسه با سایر روش‌های دیگر این است که تعداد کلاس‌های بهینه در طی یک مطالعه را به کاربر پیشنهاد می‌کند، همچنین کاربر می‌تواند روی انتخاب، ترکیب کردن و تفکیک کردن یک کلاس به کلاس‌های مجزا کنترل داشته باشد.

#### یافته‌ها

##### مدل‌سازی ژئومکانیکی

مدل ژئومکانیکی بر پایه تعیین خواص الاستیک سنگ، نظیر مدول یانگ، مدول برشی، مدول حجمی و نسبت پواسون، همراه با پارامترهای مقاومت مکانیکی شامل مقاومت فشاری تک‌محوره، چسبندگی، زاویه اصطکاک داخلی، فشار منفذی و نیز بزرگی و جهت تنش‌های درجا توسعه داده می‌شود. در غیاب داده‌های مغزه و نتایج آزمایشگاهی، به‌منظور دستیابی به پارامترهای ژئومکانیکی مورد نیاز در طراحی چاه، حفاری و مدیریت تولید، از روابط تجربی مبتنی بر داده‌های پتروفیزیکی چاه‌پیمایی استفاده شد. برای تخمین خواص الاستیک دینامیک، از جمله نسبت پواسون، مدول یانگ، مدول برشی و مدول حجمی، روابط مشخص شده در نرم‌افزار ژئولاگ به کار گرفته شد. به‌منظور تبدیل این پارامترها از حالت دینامیک به استاتیک، از بخش Isotropic Elastic Properties نرم‌افزار ژئولاگ استفاده گردید. پس از وارد کردن داده‌های ورودی، روابط متناسب با سنگ‌شناسی سازند از میان گزینه‌های موجود در نرم‌افزار انتخاب شد و در شکل ۳ نمایش داده شده است.

را طبقه‌بندی می‌کند. روش (MRGC) بر خلاف روش‌های سنتی تعداد بهینه خوشه‌ها را به صورت خودکار پیشنهاد می‌دهد و برای داده‌های ژئومکانیکی-پتروفیزیکی با توزیع پیچیده و غیر خطی عملکرد بهتری دارد به همین دلیل انتخاب این الگوریتم باعث افزایش دقت در تفکیک واحدهای ژئومکانیکی می‌شود. استفاده از این رویکرد داده‌محور، موجب افزایش دقت در طراحی عملیات تحریک مخزن و بهینه‌سازی الگوی شکست در مقایسه با روش‌های سنتی مبتنی بر فواصل هندسی شده است. خروجی نهایی این فرآیند، شامل نگاره‌های محاسبه‌شده، طبقه‌بندی بخش‌ها و نقشه نواحی بهینه تحریک، می‌تواند مبنایی قدرتمند برای تصمیم‌گیری‌های درست در فرآیندهای بالادستی نفت و گاز فراهم کند. در ادامه روش خوشه‌بندی مبتنی بر گراف ارائه شده است.

##### خوشه‌بندی چند تفکیکی مبتنی بر گراف

در این روش، در مرحله اول بر مبنای تراکم اطلاعات ورودی تعداد کلاس‌های بهینه بر مبنای اصطلاح شاخص همجواری مشخص می‌شود [۱۵ و ۱۶]. شاخص همجواری از مرتبه و وزن هر داده نسبت به داده مورد نظر  $(x)$  به دست می‌آید. برای مثال رتبه داده  $y$  نسبت به  $x$  برابر است با:

$$D(y) = \exp(-m/k) \quad (6)$$

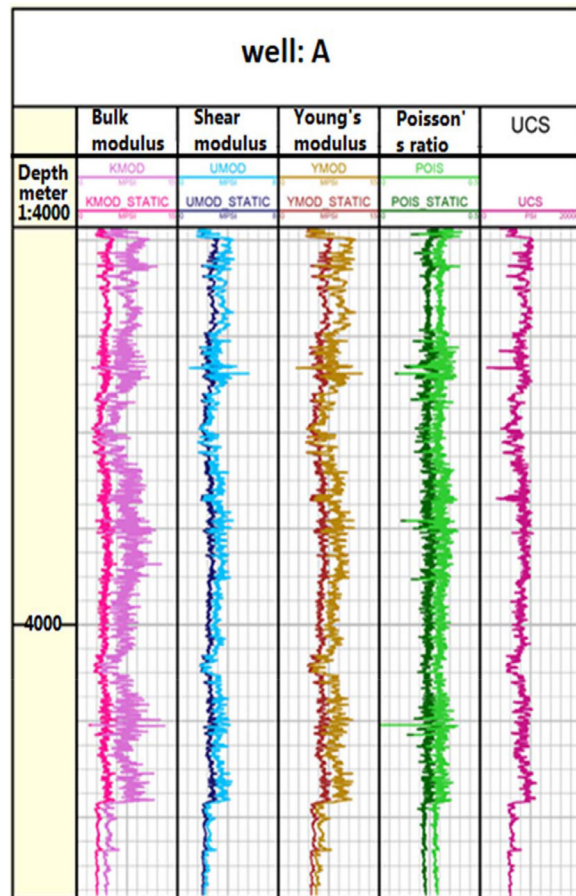
که در فرمول بالا  $m$  شماره هر داده به ترتیب فاصله همجواری (نزدیکترین داده به داده مشخص با برچسب یک، داده بعدی شماره دو و ...) و  $k$  تعداد داده مورد مطالعه است. بنابر توضیح ارائه شده فرمول زیر را خواهیم داشت:

$$S_{\min} = \text{Min}_{i=1, N} \{s(x_i)\} \quad S_{\max} = \text{Max}_{i=1, N} \{s(x_i)\} \quad S(x) = \sum_{n=1}^k \delta(x) \quad (7)$$

$$NI_{(x)} = S(x) - S_{\min} / S_{\max} - S_{\min}$$

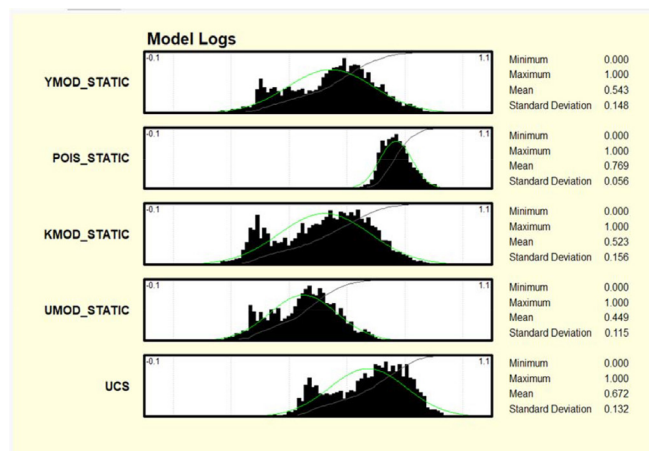
در روش مذکور در عوض استفاده از فاصله مطلق از رتبه سایر داده‌ها استفاده می‌گردد، شاخص همجواری به تراکم داده‌ها در اطراف داده مشخص بستگی دارد. با استفاده از عدد مربوط به شاخص همجواری، "شاخص نمایانگر متمرکز" برای دو کلاس

در این مطالعه، پس از محاسبه خواص الاستیک و مقاومتی سنگ شامل نسبت پواسون، مدول یانگ، مدول برشی، مدول حجمی و مقاومت فشاری تک‌محوره بر مبنای داده‌های پتروفیزیکی، واحدهای ژئومکانیکی (GMU) با استفاده از الگوریتم خوشه‌بندی MRGC طبقه‌بندی شدند. پارامترهای ژئومکانیکی از جمله ضریب پواسون، مدول یانگ، مقاومت فشاری تک‌محوری، مدول بالک و برشی، پارامترهای ورودی خوشه‌بندی ژئومکانیکی برای عملیات شکست هیدرولیکی توسط الگوریتم خوشه‌بندی مبتنی بر گراف می‌باشد. هدف این الگوریتم، تفکیک داده‌ها به خوشه‌هایی با بیشترین همگنی درون خوشه‌ای و بیشترین ناهمگنی بین خوشه‌ها است. هیستوگرام‌های توزیع خواص الاستیک سنگ در سازند سروک در شکل ۴ ارائه شده و نتایج خوشه‌بندی ابتدا تعداد بیست خوشه نشان داد که با ادغام خوشه‌های دارای رفتار مکانیکی مشابه بر اساس پارامترهای ژئومکانیکی بعد از بهینه‌سازی خوشه‌ها، نشان داد که این سازند شامل شش واحد ژئومکانیکی متمایز است (شکل ۵). میانگین پارامترهای ژئومکانیکی مربوط به هر یک از این واحدها نیز در جدول ۱ آمده است. این چارچوب طبقه‌بندی ژئومکانیکی می‌تواند مبنای مناسبی برای تحلیل‌های پیشرفته‌تری همچون طراحی شکست هیدرولیکی در میدان مورد مطالعه فراهم آورد.



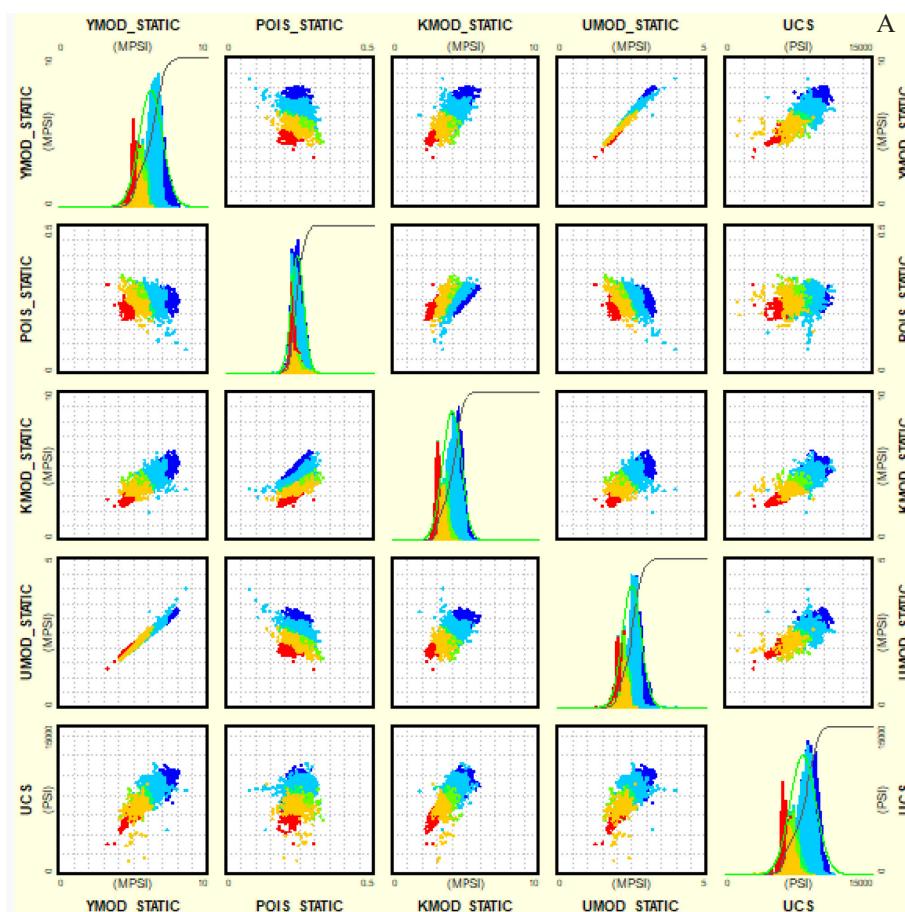
شکل ۳ نمودار خواص الاستیک دینامیک و استاتیک سازند سروک، از سمت چپ شامل ستون‌های مدول حجمی، مدول برشی، مدول یانگ، نسبت پواسون و مقاومت فشاری تک‌محوره بر اساس روابط مختلف.

Fig. 3 Chart of the dynamic and static elastic properties of the Sarvak formation, from left to right showing columns of bulk modulus, shear modulus, Young's modulus, Poisson's ratio, and uniaxial compressive strength based on various correlations.



شکل ۴ هیستوگرام‌های توزیع ویژگی‌های الاستیک و مقاومت سنگ در واحدهای ژئومکانیکی سازند سروک به ترتیب از بالا به پایین شامل: (الف) مدول یانگ، (ب) نسبت پواسون، (پ) مدول حجمی، (ج) مدول برشی و (د) مقاومت فشاری تک‌محوره.

Fig. 4 Histograms of the distribution of elastic properties and rock strength in the geomechanical units of the Sarvak formation, from top to bottom including: (A) Young's modulus, (B) Poisson's ratio, (C) bulk modulus, (D) shear modulus, and (E) uniaxial compressive strength.



|   | NAME     | COL         | PAT         | WEIGHT | YMOD_STATIC | POIS_STATIC | KMOD_STATIC | UMOD_STATIC | UCS         |
|---|----------|-------------|-------------|--------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1 | FACIES_1 | Blue        | Blue        | 637    | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] |
| 2 | FACIES_2 | Blue        | Blue        | 739    | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] |
| 3 | FACIES_3 | Green       | Green       | 266    | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] |
| 4 | FACIES_4 | Light Green | Light Green | 1463   | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] |
| 5 | FACIES_5 | Yellow      | Yellow      | 774    | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] |
| 6 | FACIES_6 | Red         | Red         | 671    | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] | [Histogram] |

شکل ۵ (الف) نمودار مقایسه‌ای پارامترهای ژئومکانیکی سازند سروک که رنگ‌های مختلف جدایش واحدهای ژئومکانیکی شکننده و شکل‌پذیر را بر اساس ویژگی‌های مکانیک سنگی نشان می‌دهد. (ب) طبقه‌بندی انجام شده به روش MRGC و هیستوگرام‌های توزیع ویژگی‌های الاستیک و مقاومت سنگ در واحدهای ژئومکانیکی سازند سروک.

Fig. 5 (A) Comparative chart of the geomechanical parameters of the Sarvak formation, where different colors indicate the separation of brittle and ductile geomechanical units based on rock mechanical properties. (B) Classification performed using the MRGC method and histograms of the distribution of elastic properties and rock strength in the geomechanical units of the Sarvak formation.

جدول ۱ میانگین پارامترهای ژئومکانیکی در واحدهای ژئومکانیکی سازند سروک.

Table 1 Average geomechanical parameters in the geomechanical units of the Sarvak formation.

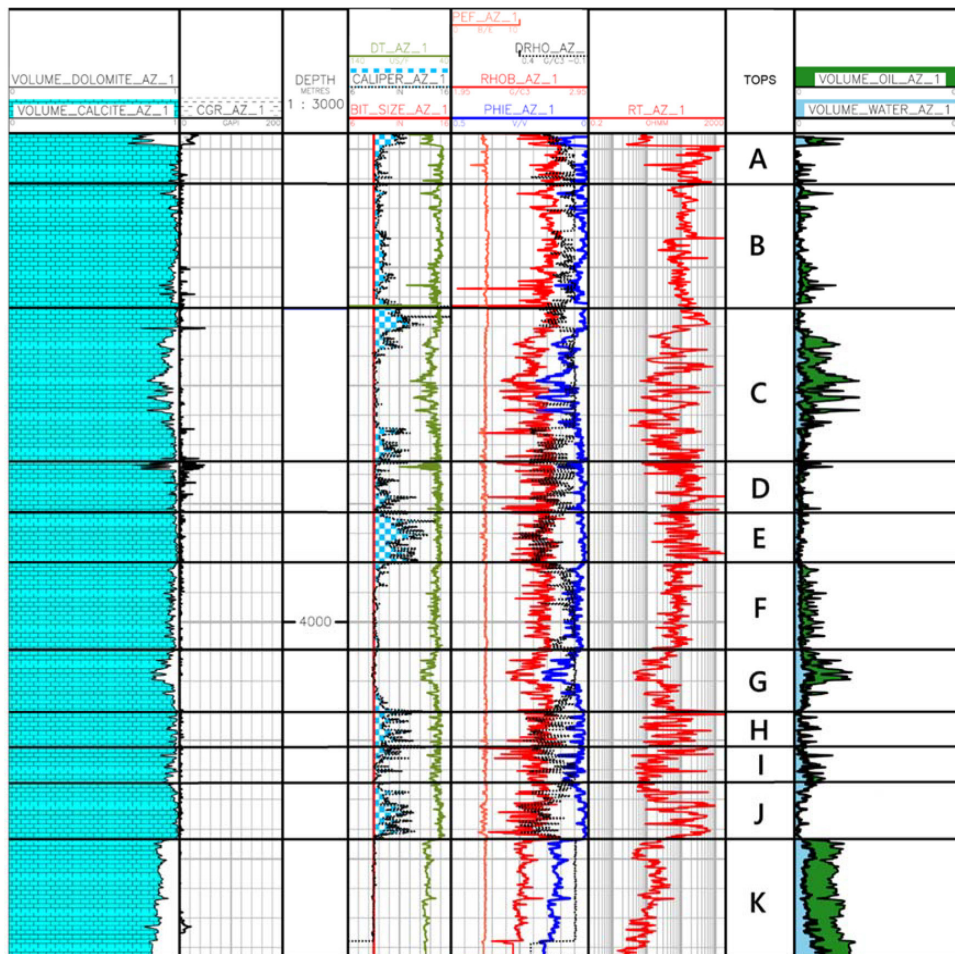
| Geomechanical units | Young's modulus (Mpsi) | Poisson's ratio | Bulk modulus (Mpsi) | Shear modulus (Mpsi) | UCS (psi) |
|---------------------|------------------------|-----------------|---------------------|----------------------|-----------|
| GMU-1               | 29.7                   | 24.0            | 76.4                | 93.2                 | 31.9484   |
| GMU-2               | 47.6                   | 25.0            | 29.4                | 59.2                 | 37.8492   |
| GMU-3               | 97.5                   | 23.0            | 66.3                | 43.2                 | 26.7630   |
| GMU-4               | 52.5                   | 26.0            | 83.3                | 19.2                 | 91.7140   |
| GMU-5               | 44.5                   | 23.0            | 39.3                | 21.2                 | 97.6653   |
| GMU-6               | 95.4                   | 22.0            | 98.2                | 03.2                 | 49.5861   |

جدول ۱ میانگین پارامترهای ژئومکانیکی در واحدهای ژئومکانیکی سازند سروک.

| واحدهای ژئومکانیکی | مدول یانگ (Mpsi) | نسبت پواسون | مدول بالک (Mpsi) | مدول برشی (Mpsi) | UCS (psi) |
|--------------------|------------------|-------------|------------------|------------------|-----------|
| GMU-1              | ۷/۲۹             | ۰/۲۴        | ۴/۷۶             | ۲/۹۳             | ۹۴۸۴/۳۱   |
| GMU-2              | ۶/۴۷             | ۰/۲۵        | ۴/۲۹             | ۲/۵۹             | ۸۴۹۲/۳۷   |
| GMU-3              | ۵/۹۷             | ۰/۲۳        | ۳/۶۶             | ۲/۴۳             | ۷۶۳۰/۲۶   |
| GMU-4              | ۵/۵۲             | ۰/۲۶        | ۳/۸۳             | ۲/۱۹             | ۷۱۴۰/۹۱   |
| GMU-5              | ۵/۴۴             | ۰/۲۳        | ۳/۳۹             | ۲/۲۱             | ۶۶۵۳/۹۷   |
| GMU-6              | ۴/۹۵             | ۰/۲۲        | ۲/۹۸             | ۲/۰۳             | ۵۸۶۱/۴۹   |

ژئومکانیکی GMU-6 (با رنگ قرمز) با پایین‌ترین مقادیر این خواص، ضعیف‌ترین واحد سنگی در ستون چینه‌شناسی محسوب می‌شود. به بیان دیگر، میزان شکنندگی سنگ به‌طور پیوسته از GMU-1 به سمت GMU-6 کاهش می‌یابد.

همان‌طور که در جدول ۱ و شکل ۶ مشاهده می‌شود، واحد ژئومکانیکی GMU-1 (با رنگ آبی) به دلیل دارا بودن مقادیر بالای خواص الاستیک و مقاومتی، به‌عنوان مقاوم‌ترین و پایدارترین بخش سنگی در نظر گرفته می‌شود. در مقابل، واحد



شکل ۶ حجم کانی‌های تشکیل‌دهنده سازند سروک (ستون ۱)، به‌همراه حجم هیدروکربن و میزان اشباع آب (ستون ۸)، با استفاده از روش احتمالاتی.

Fig. 6 Volume of the minerals composing the Sarvak formation (column 1), along with hydrocarbon volume and water saturation (column 8), estimated using the probabilistic method.

است. نتایج حاصل از این روش در نرم‌افزار ژئولاگ پیاده‌سازی و در شکل ۶ نمایش داده شده است. بر اساس نتایج حاصل از تحلیل پتروفیزیکی به روش احتمالی، سازند سروک در این چاه عمدتاً از سنگ آهک تشکیل شده و دارای تخلخل‌هایی با گستره‌ای از زیاد تا کم است. حضور هیدروکربن در نواحی متخلخل، به‌ویژه در بخش‌های C، G و K که به‌عنوان بخش‌های مخزنی اصلی شناخته می‌شوند، نشان‌دهنده کیفیت مناسب این سازند از نظر مخزنی است. این بخش‌ها با دارا بودن تخلخل مؤثر بالا، حجم قابل توجه هیدروکربن و درصد پایین اشباع آب نسبت به بخش‌های مجاور، شرایط مطلوبی برای ذخیره و تولید هیدروکربن فراهم می‌سازند. میانگین مقادیر پارامترهای پتروفیزیکی برای بخش‌های مختلف این سازند در جدول ۲ ارائه شده است.

جدول ۲ خصوصیات پتروفیزیکی سازند سروک به تفکیک لایه‌های تعیین شده.

Table 2 Petrophysical properties of the Sarvak formation, separated by identified layers.

| Oil volume (%) |         |         | Effective porosity (%) |         |         | Depth (m) | Layer |
|----------------|---------|---------|------------------------|---------|---------|-----------|-------|
| Average        | Maximum | Minimum | Average                | Maximum | Minimum |           |       |
| 1.1            | 7.9     | 0       | 7.2                    | 2.14    | 0       | 6.3586    | A     |
| 4.1            | 8.9     | 0       | 9.2                    | 1.12    | 0       | 6.3627    | B     |
| 9.3            | 2.14    | 0       | 1.6                    | 19      | 0       | 6.3732    | C     |
| 5.1            | 1.8     | 0       | 3                      | 1.11    | 0       | 4.3865    | D     |
| 6.0            | 7.5     | 0       | 2.2                    | 6.7     | 7.0     | 4.3894    | E     |
| 5.2            | 7.8     | 0       | 5.4                    | 7.11    | 5.1     | 3950      | F     |
| 6.3            | 1.11    | 0       | 7.6                    | 8.16    | 4.1     | 3.4032    | G     |
| 8.0            | 7.3     | 0       | 3                      | 7.7     | 2.1     | 9.4080    | H     |
| 6/1            | 9.4     | 0       | 5.5                    | 2.11    | 2.1     | 7.4111    | I     |
| 1.0            | 4.1     | 0       | 1.2                    | 5.6     | 2.0     | 4137      | J     |
| 9.7            | 4.11    | 0       | 8.11                   | 7.14    | 6.1     | 4182      | K     |

شکست هیدرولیکی نقش بسزایی داشته و در موفقیت عملیات با ریسک کمتر، تاثیرگذار است. پس از انجام روش‌های مختلف آماری و خوشه‌بندی بخش‌های ژئومکانیکی یا به عبارتی بخش‌های

## ارزیابی خواص پتروفیزیکی

در فرآیند انتخاب بخش مناسب برای عملیات شکست هیدرولیکی، ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی نظیر تخلخل، اشباع آب و حجم نفت موجود در سازند با استفاده از داده‌های چاه‌پیمایی، نقش کلیدی در شناسایی نواحی با پتانسیل هیدروکربنی ایفا می‌کند. از آنجا که خواص فیزیکی و شیمیایی سنگ بر پاسخ ابزارهای چاه‌پیمایی تأثیرگذار است، تعیین دقیق سنگ‌شناسی برای برآورد صحیح این پارامترها ضروری است. در این مطالعه، سازند مورد نظر بر اساس تحلیل نمودارهای گاما، چگالی و نوترون به ۱۱ بخش تقسیم شد. استفاده از روش احتمالاتی، که امکان بهره‌گیری هم‌زمان از کلیه نمودارهای موجود را برای تخمین پارامترهای سازند مانند حجم هیدروکربن، درصد اشباع آب و ترکیب کانی‌شناسی فراهم می‌کند، دقت تحلیل‌های پتروفیزیکی را به‌طور قابل توجهی افزایش داده

## بحث

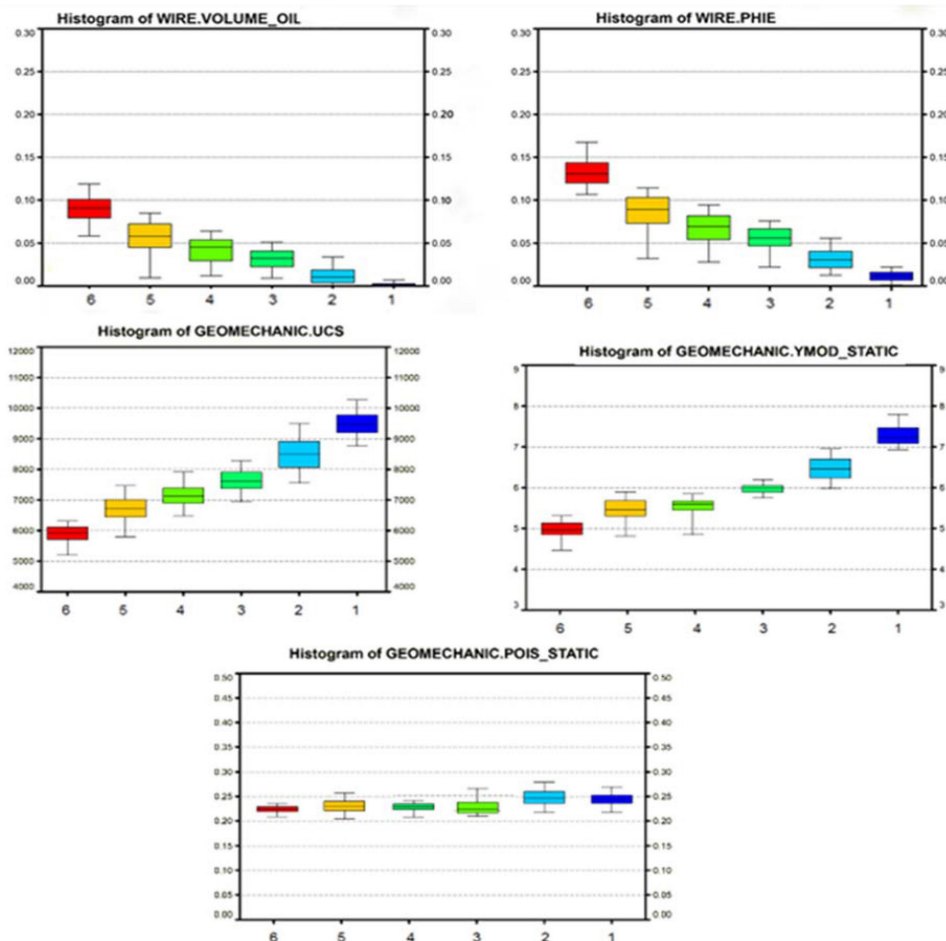
تعیین بخش‌های ژئومکانیکی بر پایه خواص مکانیک سنگی و بخش‌های تنش‌ی مناسب در تعیین بخش‌های کاندید برای انجام عملیات

قرار گرفته و اولویت بندی بخش‌ها و کاندید بخش بهینه در سازند سروک انجام گرفته است.

واحد ژئومکانیکی ۶ (GMU6) با خواص مکانیک سنگی مقادیر پایین ضریب پوواسون، مدول یانگ، مقاومت فشاری تک محوری (شکل ۷) شکننده‌ترین واحد شناسایی شده در چاه مورد مطالعه می‌باشد. از واحد ژئومکانیکی ۶ به سمت واحد ژئومکانیکی ۱ مقادیر مقاومت فشاری تک محوری، نسبت پواسون و مدول یانگ افزایش یافته است که نشان از کاهش در خواص شکنندگی سنگ دارد. بنابراین محصور شدن واحد ژئومکانیکی ۶ به عنوان واحد شکننده بین واحدهای ژئومکانیکی ۱ و ۲ می‌تواند به کاندید مناسب در نظر گرفته شود.

مناسب که شکنندگی بیشتری دارند جهت اجرای عملیات کاندید خواهند شد. محصور شدن بخش شکننده بین دو بخش با خواص ژئومکانیکی مجزا و یا بخش‌هایی که میان دو مانع<sup>۱</sup> تنشی قرار دارند مانع از گسترش عمودی بیش از اندازه شکاف شده و انتخاب بهینه برای عملیات شکاف خواهد بود.

اولویت‌بندی بخش‌ها در امتداد چاه بر اساس گسترش عمودی خوشه‌های ژئومکانیکی و محصور شدن بخش شکننده بین بخش‌های با خواص شکنندگی کمتر در چاه مورد مطالعه انجام خواهد شد. نهایتاً بعد از انتخاب چند بخش شکننده محصور با خواص مکانیک سنگی مجزا از بخش‌های بالایی و پایینی، خواص پتروفیزیکی آنها نیز مورد بررسی



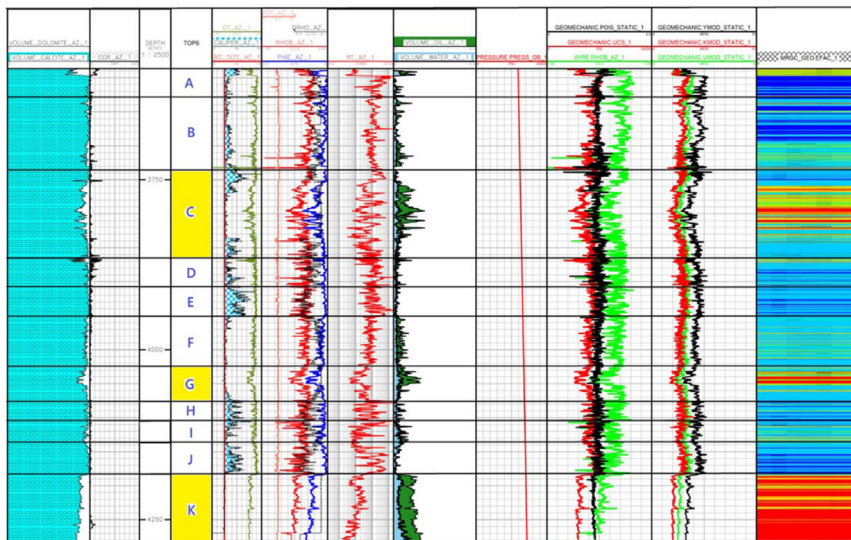
شکل ۷ (الف) نمودار جعبه‌ای تخلخل مفید، (ب) اشباع نفت، (پ) مدول یانگ، (ج) نسبت پواسون و (د) مقاومت فشاری تک محوره واحدهای مختلف.

Fig. 7 (A) Box plot of effective porosity, (B) oil saturation, (C) Young's modulus, (D) Poisson's ratio, and (E) uniaxial compressive strength of different units.

K و بیشتر از بخش‌های دیگر) در درجه دوم اهمیت (کمتر از بخش K و بهتر از بقیه بخش‌های سازند (سروک) در چاه مورد مطالعه برخوردار است. در بخش مخزنی G واحد ژئومکانیکی ۶ دارای فراوانی محدودی است. از طرف دیگر میانگین تخلخل و اشباع شدگی نفت نیز از بخش‌های K و C کمتری برخوردار است ولی میانگین خواص پتروفیزیکی بهتری از بقیه بخش‌های دیگر سازند سروک دارد. بنابراین به دلیل داشتن واحدهای ژئومکانیکی شکننده (GMU6) و محصور بودن بین واحدهای کمتر شکننده و تخلخل و اشباع نفت مناسب در درجه سوم اهمیت از نظر شکست هیدرولیکی قرار دارد.

در نهایت، با تلفیق و مقایسه پارامترهای پتروفیزیکی و ژئومکانیکی به روش بالا، یک مدل جامع برای چاه مورد مطالعه توسعه داده شد (شکل ۸). همان‌طور که در شکل مشاهده می‌شود، سه بخش با ویژگی‌های مطلوب مخزنی شناسایی گردید که از نظر پارامترهای ژئومکانیکی نیز دارای شکنندگی مناسب هستند. این موضوع نشان می‌دهد که با تحلیل دقیق مدل ترکیبی حاصل از داده‌های پتروفیزیکی و ژئومکانیکی، می‌توان بخش‌های مستعد برای انجام عملیات شکست هیدرولیکی را به‌طور مؤثری شناسایی و انتخاب نمود.

بررسی توزیع واحدهای ژئومکانیکی در مقیاس عمودی چاه نشان می‌دهد واحد ژئومکانیکی ۶ در بخش مخزنی K و به مقدار کمتر از آن در بخش‌های C و G دارای بیشترین فراوانی است. در بخش مخزنی K بالغ بر ۹۰٪ کل بازه مخزنی از واحد ژئومکانیکی ۶ که یک واحد شکننده است تشکیل شده است. همچنین بخش مذکور توسط واحد ژئومکانیکی ۱ و ۲ در بالا محصور شده است. بنابراین بخش K می‌تواند از نظر مکانیک سنگی به عنوان بخش مناسب شکست هیدرولیکی پیشنهاد گردد. مقایسه میانگین تخلخل و اشباع نفت در بخش مذکور نشان می‌دهد که این بخش از نظر خواص پتروفیزیکی و حجم اشباع هیدروکربنی نیز بهترین بخش مخزنی در چاه مورد مطالعه می‌باشد بنابراین به عنوان بهینه‌ترین بخش جهت اجرای عملیات شکست هیدرولیکی پیشنهاد می‌گردد. بخش مخزنی C بیشتر از واحدهای ژئومکانیکی ۶ تا ۴ تشکیل شده است و از نظر حجم ذخیره هیدروکربنی نیز از بخش مخزنی K مقادیر میانگین تخلخل و حجم هیدروکربنی کمتری را دارا می‌باشد. بنابراین از نظر اهمیت شکست هیدرولیکی به دلیل داشتن واحد ژئومکانیکی شکننده (بالغ بر ۶۰٪ بخش از GMU6) محصور بودن بین واحدهای شکل پذیرتر و داشتن میانگین تخلخل و اشباع نفت مناسب (کمتر از بخش



شکل ۸ مدل جامع ساخته شده برای چاه مورد مطالعه (لایه‌های مناسب شکست با رنگ زرد مشخص شده‌اند) (ستون ۴)، واحدهای ژئومکانیکی مشخص شده با رنگ آبی و قرمز (ستون ۱۲).

Fig. 8 Integrated model constructed for the studied well (the suitable fracturing layers are highlighted in yellow) (column 4), and the geomechanical units identified in blue and red (column 12).

## نتیجه گیری

سنگ در برابر تحریک مخزن را فراهم ساخت. بر اساس تلفیق گسترش واحدهای ژئومکانیکی، همراه با خواص پتروفیزیکی سازند، سه بخش با پتانسیل شکست پذیری مناسب و خواص مخزنی مطلوب مشخص گردید به صورتی که پتانسیل شکست و خواص مخزنی آن‌ها با بخش‌های بالا و پایین خود متفاوت بود و باعث عدم انتشار شکست در بخش‌های بالا و پایین آنها می‌گردد.

بخش مخزنی K به عنوان کاندید بهینه در درجه اول اهمیت از نظر تحریک پذیری و شکست هیدرولیکی معرفی گردید. بخش‌های C و G به ترتیب در درجه دوم و سوم اهمیت از نظر شکست هیدرولیکی برخوردار می‌باشند. بقیه بخش‌های مخزن سروک (۸ بخش باقیمانده) فاقد اهمیت از نظر شکست هیدرولیکی می‌باشند. نتایج این تحقیق نشان داد که رویکرد تلفیقی پتروفیزیکی-ژئومکانیکی ابزار کارآمدی در انتخاب بخش‌های بهینه برای عملیات شکست هیدرولیکی فراهم می‌سازد.

در این مطالعه با تلفیق داده‌های پتروفیزیکی و ژئومکانیکی، یک مدل جامع جهت انتخاب بخش مناسب شکست هیدرولیکی در مخزن سروک در چاه مورد نظر توسعه داده شد. در این بررسی تحلیل نمودارهای چاه‌پیمایی با روش احتمالاتی، امکان تخمین دقیق پارامترهایی نظیر تخلخل، اشباع آب و حجم هیدروکربن را فراهم کرد. سازند سروک در این چاه به ۱۱ بخش تقسیم شد که بخش‌های C، G و K به‌عنوان نواحی با ویژگی‌های مطلوب مخزنی شناسایی شدند. داده‌های ژئومکانیکی با استفاده از روابط تجربی استخراج و از حالت دینامیک به استاتیک تبدیل شدند.

بر اساس الگوریتم خوشه‌بندی MRGC با هدف تفکیک واحدهای ژئومکانیکی، شش واحد ژئومکانیکی مجزا شناسایی گردید. GMU-1 به‌عنوان شکل پذیرترین و GMU-6 به‌عنوان شکننده‌ترین واحد سنگی از نظر خواص ژئومکانیکی شناخته شد و این طبقه‌بندی امکان تحلیل دقیق‌تر رفتار

## مراجع

- [1]. Zoback, M.D., (2010). Reservoir geomechanics. Cambridge University Press. New York, 461.
- [2]. Kalthori, M., Mehrabi, H., Sfidari, E., & Khiabani, S. Y. (2024). Target zone selection for hydraulic fracturing using sedimentological and rock mechanical studies with the support of the machine learning method of cluster analysis. *Geoenery Science and Engineering*, 237, 212826. Doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212826.
- [3]. Bandara, M. K., & Al-Ameri, N. J. (2024). Wellbore Instability Analysis to Determine the Safe Mud Weight Window for Deep Well, Halfaya Oilfield. *The Iraqi Geological Journal*, 153-173..
- [4]. Darvishpour, A., Seifabad, M. C., Wood, D. A., & Ghorbani, H. (2019). Wellbore stability analysis to determine the safe mud weight window for sandstone layers. *Petroleum Exploration and Development*, 46(5), 1031-1038., doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60260-0.
- [5]. Shad, S., Kolahkaj, P., & Zivar, D. (2023). Geomechanical analysis of an oil field: Numerical study of wellbore stability and reservoir subsidence. *Petroleum Research*, 8(3), 350-359. doi.org/10.1016/j.ptlrs.2022.08.002.
- [6]. Kadkhodaie, A. (2021). The impact of geomechanical units (GMUs) classification on reducing the uncertainty of wellbore stability analysis and safe mud window design. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 91, 103964, doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103964.
- [7]. Mehrabi, H. 2023. Deposition, diagenesis, and geochemistry of upper cretaceous carbonates (sarvak formation) in the zagros Basin and the Persian gulf, Iran. *Minerals*, 13,(8): 1078, Doi.org/10.3390/min13081078.
- [8]. Hollis, C. (2011). Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate. *Petroleum Geoscience*, 17(3), 223-241. doi.org/10.1144/1354-079310-032.
- [9]. Al-Dujaili, A. N. ( 2023). Lithofacies, deposition, and clinoforms characterization using detailed core data, nuclear magnetic resonance logs, and modular formation dynamics tests for Mishrif Formation intervals in West Qurna/1 oil field, Iraq. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 26,(04): 1258-1270, doi.org/10.1007/s13146-023-00908-3.
- [10]. Motiei H., 1993, Geology of Iran. The stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran, p 536.
- [11]. Martin, A. Z. (2001). Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its

hydrocarbon occurrences. *GeoArabia*, 6(3), 445-504. doi.org/10.2113/geoarabia0603445.

[12]. Sepehr, M., & Cosgrove, J. W. (2004). Structural framework of the Zagros fold–thrust belt, Iran. *Marine and Petroleum geology*, 21(7), 829-843. doi:10.1016/j.marpetgeo.2003.07.006.

[13]. Assadi, A., Honarmand, J., Moallemi, S. A., & Abdollahie-Fard, I. (2023). Impacts of depositional facies and diagenesis on reservoir quality: a case study from the rudist-bearing sarvak formation, Abadan Plain, SW Iran. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, 97(1), 190-206. doi.org/10.1111/1755-6724.14984.

[14]. 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*, 13(10), 2083-2107. Doi.org/10.1007/s13202-023-01670-x.

[15]. Sfidari, E., Amini, A., Kadkhodaie, A., & Ahmadi, B. (2012). Electrofacies clustering and a hybrid intelligent based method for porosity and permeability prediction in the South Pars Gas Field, Persian Gulf. *Geopersia*, 2(2), 11-23. doi.org/10.22059/jgeope.2012.29229.

[16]. Sfidari, E., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Rahimpour-Bbonab, H., & Soltani, B. (2014). A hybrid approach for litho-facies characterization in the framework of sequence stratigraphy: a case study from the South Pars gas field, the Persian Gulf basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 121, 87-102. Doi.org/10.1016/j.petrol.2014.06.013.