



Original Research

Petroleum Research

Petroleum Research, 2025(December-January ), Vol. 35, No. 144, 10-14  
DOI: 10.22078/pr.2025.5731.3545

# Identification and Evaluation of Suitable Zones for Gas Production Using a One-Dimensional Geomechanical Earth Model in the Gas Shales of Western Iran

Ali heydari, Amirabbas Askari\* and Mohsen Saemi

Enhanced oil recovery research division , upstream oil field development and technology research center , research institute of petroleum industry , Tehran , Iran  
asgariaa@gmail.com

Received: July 29, 2025

Modify Date: December 08, 2025

Accepted: September 08, 2025

## Introduction

Unconventional gas shale reservoirs, composed of fine grained sedimentary rocks with embedded natural fractures, present production challenges due to their extremely low matrix permeability [1,2]. Hydraulic fracturing remains the key stimulation technique, enabling productivity enhancement by inducing tensile fractures vertical to the minimum in situ stress [3,4]. Fracture geometry critically affects reservoir performance; longer fractures are favored in low permeability formations, while fracture width dominates in highly permeable zones [5]. Accurate selection of fracturing intervals demands a comprehensive geomechanical evaluation involving petrophysical logs, core tests, and reservoir pressure data [6]. Mechanical properties are classified into elastic (e.g., Young's modulus, Poisson's ratio) and failure parameters (e.g., UCS, tensile strength) [7,8]. Young's modulus and Poisson's ratio inform brittleness behavior, while UCS supports wellbore stability assessments [9,10]. Calibration between dynamic log derived data and static core measurements ensures reliable input for modeling [11]. This study presents an integrated, data-driven framework to characterize shale geomechanics in western Iran, enabling optimal hydraulic fracturing design and cost-effective reservoir stimulation.

## Materials and Methods

This study develops a comprehensive geomechanical

characterization framework to optimize hydraulic fracturing in shale gas reservoirs of western Iran. Pore pressure estimation was performed using Eaton's empirical model [12], incorporating calibrated sonic log data and a region-specific normal compaction trend equation [13]. The Eaton exponent was derived via regression on MDT-tested intervals, enabling continuous pore pressure profiling across wells. Elastic and dynamic rock parameters were obtained through core based triaxial and uniaxial tests, complemented by dynamic estimations from log derived acoustic velocities and density [14,15]. Given discrepancies between static and dynamic properties, empirical conversion correlations were established for reliable input into geomechanical modeling [16]. To assess in situ horizontal stresses, a hybrid methodology combining poroelastic models [17] and stress polygon constraints was adopted. Calibration was guided by both tensile and shear failures observed in borehole image logs, as well as tectonic regime considerations [18]. Minimum and maximum horizontal stresses were computed via poroelastic strain based equations, with boundary conditions enforced by fracture gradient and UCS-derived failure criteria. This integrated approach offers a calibrated and field validated stress profile, significantly enhancing reservoir stimulation design and selection of fracturing intervals. Fracturing suitability in unconventional gas shale reservoirs of western Iran was evaluated through a

multidisciplinary approach incorporating geological, petrophysical, and geomechanical factors. Brittleness calculated from elastic properties served as a key criterion for identifying optimal stimulation zones and predicting fracture containment efficiency [19–21]. Natural fracture networks were found to significantly enhance stimulation complexity and reservoir contact volume [22]. Pore pressure conditions influenced fluid design, with low-pressure formations favoring nitrogen or carbon dioxide-based foams over water-based systems [22, 23]. Horizontal stress contrasts were shown to govern vertical fracture propagation and containment, minimizing fluid invasion into undesired layers. Overall, brittleness remains a decisive parameter in fracture modeling, with higher brittleness zones offering greater stimulation efficiency and production potential [24].

## Results and Discussion

### Pore Pressure Evaluation

Continuous pore pressure profiles were derived using the Eaton empirical model, calibrated through sonic logs and pressure test data. A regression-based analysis yielded an Eaton exponent of 1.241, which enabled accurate modeling across drilled wells. Hydrostatic calculations incorporated a regional reference depth of 580 m, with data from 71 formation pressure tests in 17 wells validating the approach.

Fig. 1 demonstrates the alignment of hydrostatic gradients with field-measured pore pressures, while comparative modeling using calibrated Eaton parameters shows strong agreement between estimated and measured values. Additionally, Fig. 2 illustrates the sonic log trend, normal compaction profile, hydrostatic pressure curve, and Eaton-estimated pore pressure against MDT test results in a representative well, confirming model reliability.

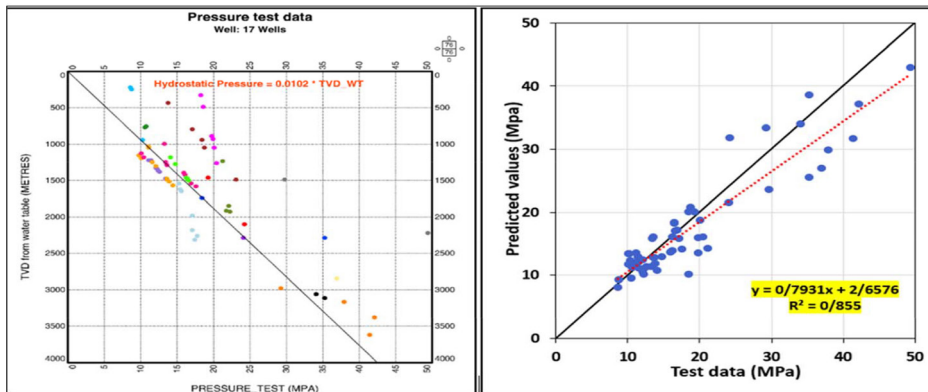


Fig. 1 (Right) Estimated pore pressure variations based on formation pressure test data (MDT); (Left) measured pore pressure data versus vertical depth from the regional groundwater level across multiple wells in the study area.

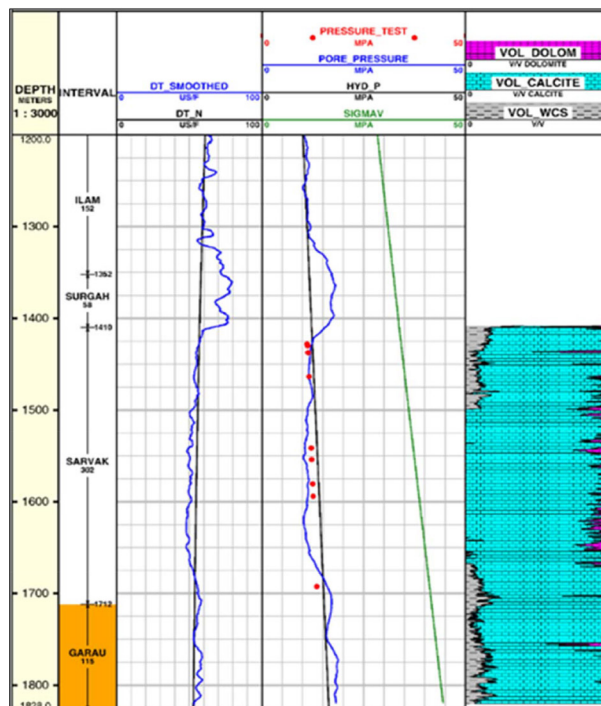


Fig. 2 Pore pressure profile and formation pressure test data in a selected well, based on rock geomechanical analyses.

### Analysis of Calculated Elastic Parameters of Rock: Young's Modulus and Poisson's Ratio

To characterize the elastic properties of gas shale formations, empirical correlations were developed to estimate static Young's modulus and Poisson's ratio based on their dynamic counterparts. These models were established using data from uniaxial loading tests conducted on core samples extracted from multiple wells, supplemented by dynamic parameters obtained from petrophysical log analyses. The relationships were validated through regression analysis, resulting in the Equation 1 and Equation 2.

$$E_s = 1.0654E_d - 22.5 \quad (1)$$

$$\nu_s = 3.6724\nu_d - 0.9246 \quad (2)$$

where  $E_d$  and  $E_s$  are dynamic and static Young's modulus (GPa), and  $\nu_d$  and  $\nu_s$  are dynamic and static Poisson's ratio, respectively.

Fig. 3 illustrates the correlations between static and dynamic Young's modulus (left) and Poisson's ratio (right), confirming the robustness of the proposed models for geomechanical profiling in the studied area.

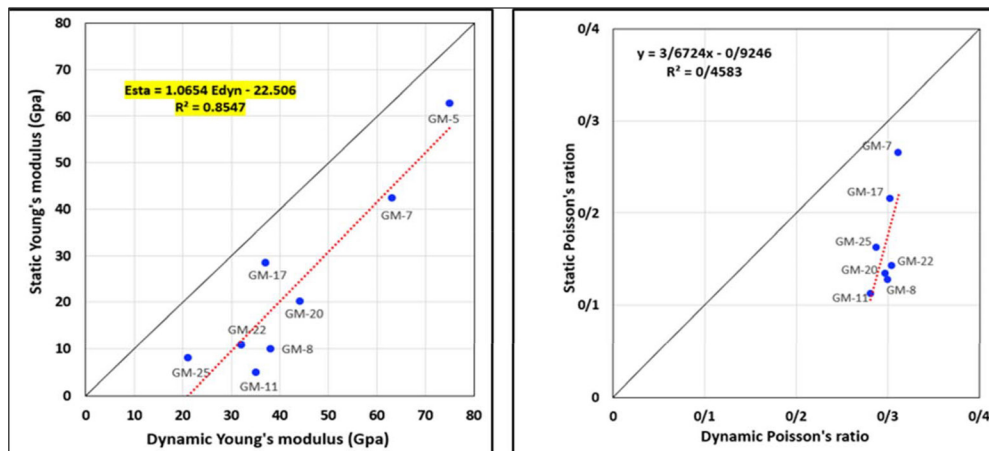


Fig. 3 (Right) Estimated pore pressure variations based on formation pressure test data (MDT); (Left) measured pore pressure data versus vertical depth from the regional groundwater level across multiple wells in the study area.

### Calculation of Rock Failure Parameter: Uniaxial Compressive Strength

To estimate the uniaxial compressive strength (UCS) of shale formations in the study area, a regression-based empirical model was developed using compressional wave velocity ( $V_p$ ), calibrated through laboratory data from 11 core plug samples and associated petrophysical logs. The resulting equation is defined as Equation 3.

$$UCS = 1.16e^{-10} \times V_p^{3.2535} \quad (3)$$

where UCS is in MPa and  $V_p$  in m/s.

### Analysis of Horizontal Stress Orientations

Analysis of borehole image logs from five wells revealed numerous drilling-induced tensile and shear fractures. Moreover, the predominant orientations are NE–SW for tensile and NW–SE for shear fractures, indicating the maximum horizontal stress ( $Sh_{max}$ ) lies NE–SW and the minimum horizontal stress ( $Sh_{min}$ ) lie NW–SE. In addition, Rose diagrams support these inferred stress directions.

### Results of Horizontal Stress Estimation Using an Integrated Approach

A poroelastic geomechanical model was calibrated to estimate realistic in-situ horizontal stresses. The results show consistency with faulting criteria, pore pressure,

mud weight, and borehole failure observations indicating the relative validity of the model. Fig. 4 illustrates the one-dimensional geomechanical profile for one of the studied wells, highlighting the alignment of failure conditions with rock properties and stratigraphy. To reduce uncertainty, incorporating independent laboratory data such as leak-off tests and drilling pressure analysis is recommended.

### Analysis of Results based on Criteria for Selecting Optimal Depth Intervals in Hydraulic Fracturing

Evaluation of brittleness index distribution is essential for selecting hydraulic fracturing intervals in low-permeability formations. Fig. 5 illustrates high-brittleness zones (in green) expanding laterally between wells, indicating favorable targets for stimulation.

Natural and induced fracture analysis in the shale layers reveals critical insights into hydraulic fracturing design. Fig. 6 illustrates that natural fractures often dip at angles greater than  $60^\circ$  with a predominant NE–SW orientation ( $N35^\circ E$ ), while drilling-induced tensile fractures align with the maximum horizontal stress direction ( $N25^\circ E$ ), closely approximating the hydraulic fracture growth path. Moreover, this geometrical alignment facilitates fracture activation and fluid migration, particularly under moderate horizontal stress anisotropy.

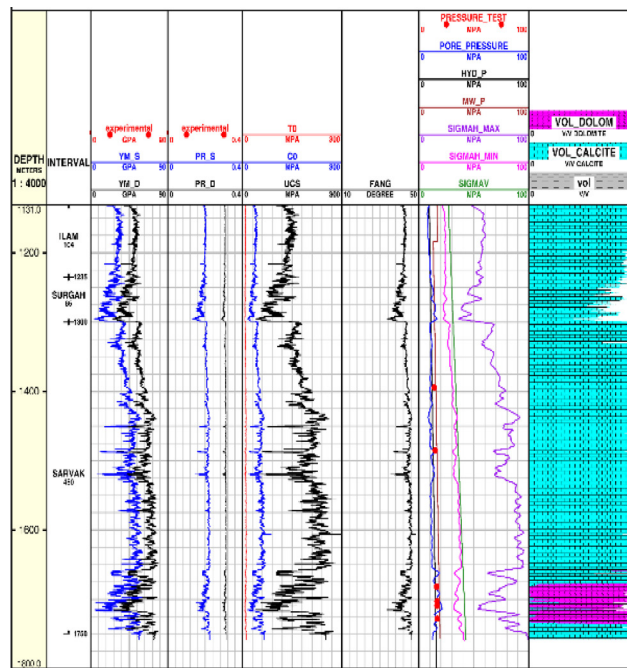


Fig. 4 One-dimensional geomechanical earth model for a specific well.

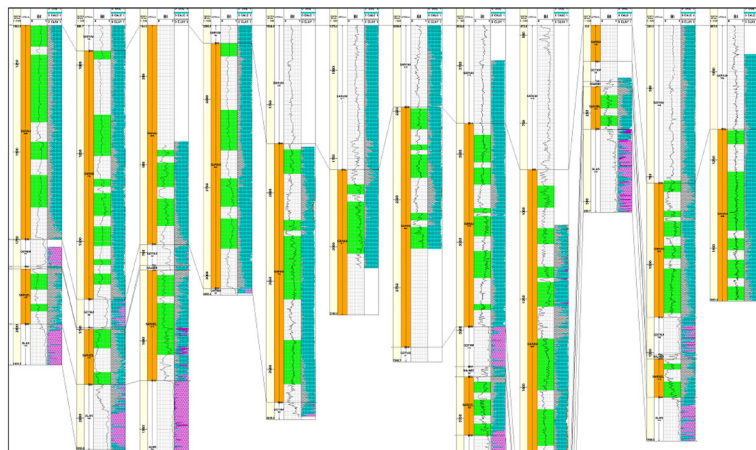


Fig. 5 Lateral extension of zones with high brittleness index (shown in green) between the wells in the studied area.

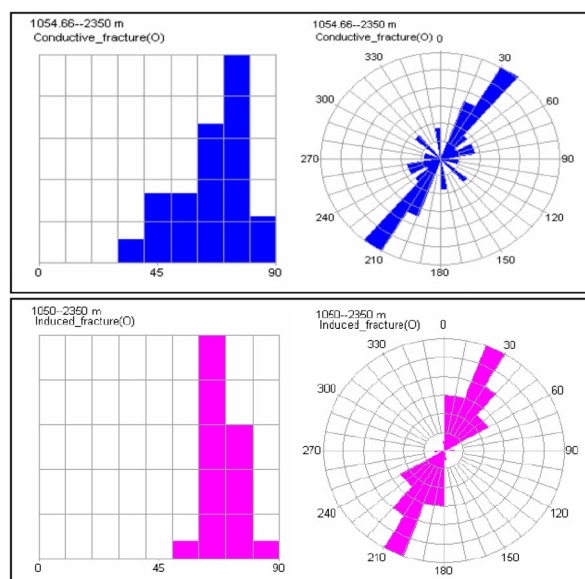


Fig. 6 Dip and orientation of natural fractures (top image) and drilling-induced fractures (bottom image) within the layers of a specific well.

Given the observed strike-slip stress regime, horizontal well placement in a NW–SE orientation, orthogonal to fracture trends, is recommended to maximize reservoir exposure. Optimal stimulation zones should be selected through integrated evaluation of rock mechanical properties, in-situ stress distribution, and pressure profiling along the wellbore.

### Conclusions

This study presents the development of well-specific one-dimensional geomechanical models to optimize hydraulic fracturing strategies in a low-permeability shale gas reservoir. By integrating petrophysical logs, field tests, and laboratory experiments, the models evaluate key geomechanical parameters such as brittleness index, in-situ stress orientation, pore pressure, and clay mineral composition.

Findings reveal that zones with high brittleness and low minimum horizontal stress serve as optimal targets for fracture stimulation. Furthermore, natural fractures show dominant NE–SW orientation with steep dips ( $>60^\circ$ ), while induced fractures align with the maximum horizontal stress direction (N25°E), implying favorable conditions for fracture propagation. The proposed well trajectories horizontal wells drilled orthogonally (NW–SE) to the fracture trend enhance reservoir exposure and gas recovery.

The models also support broader applications including wellbore stability analysis, coupled hydro-mechanical simulation, caprock integrity assessment, and surface subsidence prediction. The spatial distribution of natural fractures, swelling-sensitive clay content, and pore pressure gradients collectively inform the selection of stimulation intervals. Ultimately, simultaneous evaluation of brittleness index and minimum horizontal stress allows for precise identification of productive fracture zones and helps mitigate fracture containment risks.

### References

1. IEA (2013) Golden Rules for a Golden Age of Gas, International Energy Agency (IEA): Paris, 1-196.
2. Li, X. J., Lu, Z. G., Dong, D. Z., & Cheng, K. (2009). Geologic controls on accumulation of shale gas in North America. *Natural Gas Industry*, 29(5), 27-32.
3. Adekola, U.A., Gimba, A.S., Ayuba, S., Jakada, K., Okafor, I., Nzerem, P., Chior, J., Ogolo, O. and Ibrahim, K.S., (2023). A Comprehensive Review of Hydraulic Fracturing Techniques in Shale Gas Production. *Nile Journal of Engineering and Applied Science*, 1(1), pp.216-228.
4. Shan, Q., Jin, Y., Tan, P., & Zhang, R. (2018). Experimental and numerical investigations on the vertical propagation of hydraulic fractures in laminated shales. *Journal of Geophysics and Engineering*, 15(4), 1729-1742.
5. Ai, K., Duan, L., Gao, H., & Jia, G. (2018). Hydraulic fracturing treatment optimization for low permeability reservoirs based on unified fracture design. *Energies*, 11(7), 1720., doi: 10.3390/en11071720.
6. Rasouli, V., & Sutherland, A. (2014). Geomechanical characteristics of gas shales: A case study in the North Perth Basin. *Rock mechanics and rock engineering*, 47(6), 2031-2046.
7. Karagianni, A., Karoutzos, G., Ktena, S., Vagenas, N., Vlachopoulos, I., Sabatakakis, N., & Koukis, G. (2010) Elastic properties of rocks, *Bulletin of the Geological Society of Greece*, 43(3), 1165-1168.
8. Mostyn, G., & Douglas, K. (2000) Strength of intact rock and rock masses. In *ISRM International Symposium*.
9. Małkowski, P. and Ł. Ostrowski (2017) The Methodology for the Young Modulus Derivation for Rocks and Its Value. *Procedia Engineering*, 191, 134-141.
10. Ji, S., Li, L., Motra, H. B., Wuttke, F., Sun, S., Michibayashi, K., & Salisbury, M. H. (2018). Poisson's ratio and auxetic properties of natural rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 123(2), 1161-1185.
11. King, G.R. (1993) Material-Balance Techniques for Coal-Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs With Limited Water Influx, *SPE Reservoir Engineering*, 8(01), 67-72.
12. Adim, A., M. Riahi, and M. Bagheri (2018) Pore pressure estimation using eaton and bowers methods based on seismic and well log data, *Applied Geophysics Research*, 4(2): 267–275.
13. Eaton, B.A. (1975) The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs, in *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, SPE-5544-MS.
14. Fuladchi, S., M. Farough Hosseini, and M. Ganji (2006) Experimental investigation of the effect of sample geometry on the dynamic and static elastic properties of neka limestone, *Journal of Mining Engineering*, 1(1), 1–10.
15. Zarei, V. A., and Davoudi J. (2009) Relationship between static and dynamic parameters of dolomitic limestone to calcitic dolomite at the rudbar dam site, lorestan, in *Proceedings of the 3rd Iranian Mining Engineering Conference*, Yazd, Iran.
16. Zoback, M. D., Barton, C. A., Brudy, M., Castillo, D. A., Finkbeiner, T., Grollmund, B. R., & Wiprut, D. J. (2003). Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 40(7-8), 1049-1076..
17. Zoback, M.D., *Reservoir Geomechanics*. (2010). Cambridge University Press.

18. Molaghab, A., Taherynia, M. H., Fatemi Aghda, S. M., & Fahimifar, A. (2017). Determination of minimum and maximum stress profiles using wellbore failure evidences: a case study—a deep oil well in the southwest of Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 707-715.
19. Yang, Y., Shi, X., Ji, C., Yan, Y., An, N., & Zhang, T. (2024). The Hydraulic Fracturing Optimization for Stacked Tight Gas Reservoirs Using Multilayers and Multiwells Fracturing Strategies. *Energy Engineering*, 121(12).
20. Zhao, Z., Wu, T., Liang, H., Guo, J., & Zhou, X. (2024). Fracturability of shale based on rock brittleness and natural fracture tensile reactivation. *Petroleum Geoscience*, 30(4), petgeo2023-119.
21. Hadei, M.R. and A. Veiskarami, An experimental investigation of hydraulic fracturing of stratified rocks. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2021. 80(1): p. 491-506. doi. org/10.1144/petgeo2023-119.
22. Jin, X., Shah, S. N., Roegiers, J. C., & Zhang, B. (2014, February). Fracability evaluation in shale reservoirs-an integrated petrophysics and geomechanics approach. In *SPE hydraulic fracturing technology conference and exhibition* (pp. SPE-168589). SPE. doi.org/10.2118/168589-MS.
23. Abdelaal, A., Aljawad, M. S., Alyousef, Z., & Almajid, M. M. (2021). A review of foam-based fracturing fluids applications: From lab studies to field implementations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 95, 104236. doi. org/10.1016/j.jngse.2021.104236.
24. Passey, Q. R., Bohacs, K. M., Esch, W. L., Klimentidis, R., & Sinha, S. (2010, June). From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir—geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. In *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China* (pp. SPE-131350). SPE. doi.org/10.2118/131350-MS.

# شناسایی و ارزیابی نواحی مناسب استحصال گاز به روش شکست هیدرولیکی با استفاده از مدل یک بعدی ژئومکانیکی زمین در شیل‌های گازی غرب کشور

علی حیدری، امیرعباس عسکری\* و محسن صائمی

پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز، پردیس توسعه و فن‌آوری بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۵/۰۷ تاریخ آخرین تغییرات: ۱۴۰۴/۰۹/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۶/۰۱

## چکیده

منابع غیرمتعارف مانند شیل‌های گازی، به دلیل تراوایی پایین، نیازمند روش‌های خاصی مانند شکست هیدرولیکی و حفاری افقی برای تولید هستند. طراحی مؤثر این فرآیند مستلزم شناخت مکانیزم شکست سنگ و لحاظ پارامترهای ژئومکانیکی جهت تعیین نواحی مناسب است. برای طراحی مدل ژئومکانیکی شیل‌های گازی، پارامترهایی مانند شکستگی‌های طبیعی، خواص مکانیکی لایه‌ها، فشار منفذی، کانی‌شناسی و تنش‌های برجا در نظر گرفته شدند. با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی، بررسی‌های میدانی و آزمایشگاهی، برای هر چاه مدل‌سازی ژئومکانیکی انجام شد. نتایج نشان داد فشار منفذی در لایه‌های هدف بالاتر از نرمال بوده و تولید را تسهیل می‌کند. نتایج محاسبات نشان داد که رژیم تنش حاکم در منطقه از نوع امتدادلغز بوده و نزدیکی مقدار تنش افقی حداقل به تنش روباره، همراه با اختلاف قابل‌ملاحظه میان تنش‌های افقی حداقل و حداکثر، موجب بروز شکستگی‌های کششی و برشی متعدد در دیواره چاه طی حفاری شده است. تحلیل شکستگی‌های دیواره چاه نشان می‌دهد که تنش افقی حداکثر دارای راستای شمال‌شرقی-جنوب‌غربی است. تعیین بازه‌های عمقی مناسب برای شکست هیدرولیکی در چاه‌های مورد مطالعه، با بررسی دو پارامتر تنش افقی حداقل و شاخص شکنندگی انجام شد. شاخص شکنندگی، بیانگر تمایل سنگ به تشکیل شکستگی‌های پیچیده در اثر تزریق سیال بوده و با استفاده از تغییرات مدول یانگ و نسبت پواسون به صورت برجا محاسبه گردید. از سوی دیگر، تنش افقی حداقل نقش مؤثری در محدود کردن گسترش شکست به لایه‌های مجاور ایفا می‌کند. بر این اساس، لایه‌هایی که دارای مقدار کمتر تنش افقی حداقل و در عین حال شاخص شکنندگی بالاتری نسبت به لایه‌های فوقانی و تحتانی بودند، به‌عنوان گزینه‌های مناسب برای شکست هیدرولیکی انتخاب شدند.

**کلمات کلیدی:** مدل ژئومکانیک یک بعدی، خواص الاستیکی سنگ، شکست هیدرولیکی، شیل‌های گازی، تنش افقی حداقل

## مقدمه

شیل‌های گازی از مخازن هیدروکربنی نامتعارف می‌باشند که تولید از آنها طی سال‌های اخیر مورد توجه زیادی قرار گرفته است. مخازن شیلی شامل سنگ‌های رسوبی دانه ریز همراه با لایه‌هایی از ماسه‌سنگ و سنگ‌های کربناته می‌باشند. گاز طبیعی در این مخازن به سه صورت گاز آزاد، گاز جذب شده و گاز موجود در شکاف‌های طبیعی ذخیره شده است [۱]. از آنجایی که ماتریس در سنگ‌های شیلی دارای تراوایی بسیار اندک است (کمتر از ۰/۰۰۱ mD)، وجود شکاف‌های طبیعی می‌تواند نقش مهمی را در تولید از این مخازن ایفا نماید. یک تصور اشتباهی وجود دارد که در صورت وجود شکاف‌های طبیعی در یک سازند، تولید بدون نیاز به تحریک مخزن امکان‌پذیر خواهد بود. با این حال، در بسیاری از موارد، شکاف‌های طبیعی بسیار ریز هستند و اتصال مؤثری به چاه ندارند یا ارتباط آن‌ها به‌طور کامل برقرار نیست [۲]. شکست هیدرولیکی یکی از روش‌های مهندسی در افزایش بهره‌دهی مخازن نفت و گاز است. در این روش، ناحیه مخزنی مورد نظر با استفاده از مسدودکننده‌ها<sup>۱</sup> از لایه‌های بالایی و پایینی جدا شده و سیال طراحی شده به درون چاه پمپ می‌شود. از آنجایی که نرخ ورود سیال به درون چاه از نرخ نشت سیال به درون سازند بیشتر می‌باشد، فشار سیال درون چاه افزایش یافته و تنش‌های مماسی در دیواره چاه کاهش می‌یابد. اگر این تنش‌ها کمتر از استحکام کششی سازند باشد، شکست کششی در دیواره چاه رخ داده و به‌صورت دو بال متقابل در راستای عمود بر کمترین تنش اصلی گسترش می‌یابد [۳ و ۴]. پارامترهای مکانیکی سنگ به‌طور کلی به دو دسته اصلی پارامترهای الاستیک و پارامترهای شکست تقسیم می‌شوند. پارامترهای الاستیک شامل ویژگی‌هایی مانند مدول یانگ، نسبت پواسون، مدول برشی و مدول حجمی هستند که رفتار سنگ را در محدوده تغییر شکل برگشت‌پذیر توصیف

می‌کنند. این ویژگی‌ها اطلاعاتی درباره سختی، انعطاف‌پذیری و پاسخ سنگ به تنش‌های کوچک ارائه می‌دهند [۵]. در مقابل، پارامترهای شکست نظیر مقاومت فشاری تک‌محوری<sup>۲</sup> (UCS)، مقاومت کششی، مقاومت برشی و چگرمگی بیانگر توانایی سنگ در تحمل بار و شکست هستند و نقش اساسی در ارزیابی پایداری سازه‌های زیرسطحی و تحلیل شکنندگی سنگ دارند. تشخیص دقیق و تفکیک این دو گروه پارامتر برای درک رفتار مکانیکی سنگ در شرایط مختلف زمین‌شناسی و مهندسی ضروری است [۶]. مدول یانگ بیانگر میزان سختی سنگ در برابر تغییر طول تحت تنش محوری است و به‌عنوان نسبت تنش به کرنش در ناحیه الاستیک تعریف می‌شود؛ مقدار بالای این پارامتر نشان‌دهنده مقاومت بیشتر سنگ در برابر تغییر شکل است [۷]. نسبت پواسون نشان‌دهنده نسبت کرنش جانبی به کرنش محوری در اثر اعمال تنش است و اطلاعاتی درباره رفتار حجمی سنگ ارائه می‌دهد و مقدار کمتر آن معمولاً با شکنندگی بیشتر همراه است [۸]. در مقابل، مقاومت فشاری تک‌محوری یکی از پارامترهای شکست سنگ محسوب می‌شود که توانایی سنگ در تحمل تنش فشاری بدون شکست را نشان می‌دهد؛ این پارامتر معمولاً از طریق آزمایش بارگذاری محوری روی نمونه‌های استوانه‌ای به‌دست می‌آید و نقش کلیدی در تحلیل پایداری سازه‌های زیرسطحی دارد [۶]. همچنین، چگرمگی سنگ بیانگر ظرفیت آن در جذب انرژی پیش از شکست و گسترش شکستگی‌ها بوده و در پیش‌بینی رفتار شکست‌پذیری سنگ تحت شرایط تنش‌زا اهمیت ویژه‌ای دارد [۹]. برای شناسایی مشخصات ژئومکانیکی می‌توان از بررسی‌های آزمایشگاهی استفاده کرد. اما این آزمایش‌ها روی نمونه‌های مغزه فقط اطلاعات محدودی از چند عمق خاص ارائه می‌دهد.

1. Packer

2. Uniaxial Compressive Strength

مغزه در اعماق مختلف کالیبره شوند تا پروفایل تغییرات خواص مکانیکی استاتیک استخراج شود. همچنین به طور کامل، داده‌های مورد نیاز برای ساخت مدل ژئومکانیکی زمین در **جدول ۱** آورده شده‌اند و شامل اطلاعات کلیدی برای ارزیابی و تحلیل ژئومکانیکی هستند [۱۰].

برای حل این مشکل، می‌توان از داده‌های چاه‌نگاری برای تهیه پروفایل تغییرات خواص مکانیکی در طول حفاری شده چاه استفاده کرد. با این حال، این روش منجر به محاسبه خواص مکانیکی دینامیک سنگ می‌شود که باید با نتایج بررسی‌های آزمایشگاهی روی چند نمونه

**Table 1.** Required Data for Building a Geomechanical Earth Model

**جدول ۱** داده‌های لازم برای ساخت یک مدل ژئومکانیکی زمین [۱۰].

Discipline	Required Data	Application
Petrophysics	Sonic log	Calculation of elastic properties, rock failure properties, and pore pressure
	Density log	Calculation of overburden stress, rock elastic properties, and rock failure properties
	Neutron porosity log	Calculation of rock failure properties and shear wave velocity
	Gamma ray log	Calculation of shale volume and shear wave velocity
	Caliper and image logs	Determination of in-situ stress orientation, magnitude of in-situ stresses, and failure mechanisms
	Electrical logs	Estimation of pore pressure
Reservoir Engineering	Reservoir tests – DST and MDT tests	Evaluation of formation pore pressure
	Well completion reports	Pore pressure
Geology	Tectonic and structural geology reports and maps	Evaluation of in-situ stress orientation and stress regime
	Stratigraphic geology reports	Mechanical stratigraphy and rock strength properties
	Geological and topographic maps	Evaluation of selected locations for sampling
Drilling Engineering	Daily drilling reports (mud weight, lost circulation, bit performance)	Evaluation of rock failure properties, failure mechanisms, pore pressure, and magnitude of in-situ stresses
	Drill cuttings	Calculation of rock density and mechanical stratigraphy
	Leak-off test (LOT), formation integrity test (FIT), extended leak-off test (XLOT), mini-frac tests	Calculation of minimum horizontal in-situ stress
Geophysics	Seismic and 3D seismic data	Evaluation of pore pressure magnitude and stress orientation
Geochemistry	TOC and Tmax values	Selection of appropriate depth intervals for rock mechanics laboratory tests and evaluation of geomechanical parameter effects on mechanical properties
Rock Mechanics Laboratory	Brazilian test	Calculation of tensile strength
	Uniaxial compression test	Calculation of elastic properties and uniaxial compressive strength (UCS)
	Triaxial compression test	Calculation of elastic properties, compressive strength, internal friction angle, and stress sensitivity of elastic properties
	Sonic velocity tests on rock samples	Relationship between shear and compressional wave velocities and derivation of correlations for calculating rock failure properties

باید مورد ارزیابی قرار گیرد. در این مقاله معادله‌ای برای تخمین روند نرمال تغییرات زمان عبور امواج صوتی فشاری نسبت به عمق ارائه شده است. این رابطه ۲ به صورت زیر بیان می‌شود، که در آن  $\Delta t_n$  و  $Z$  به ترتیب برحسب  $\mu\text{s}/\text{ft}$  و  $m$  می‌باشند [۱۲].

$$\Delta t_n = 49.4 + 121.2e^{(-0.00195Z)} \quad (2)$$

با توجه به ویژگی‌های زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه، تطابق اولیه رابطه ۲ با داده‌های لاگ صوتی موجود بررسی شده و نتایج اولیه حاکی از همخوانی قابل قبول بوده است. با این حال، در نظر گرفتن ضریب تجربی ایتون ( $n$ ) به عنوان پارامتر قابل تنظیم در هر مطالعه موردی، امکان لحاظ کردن شرایط خاص سازندهای نامتعارف را فراهم می‌سازد. برای استفاده از رابطه ایتون در تخمین فشار منفذی ناحیه مورد مطالعه، پارامتر ضریب تجربی ایتون نیز باید مورد محاسبه قرار گیرد. این ضریب از طریق رسم نمودار تغییرات  $\log(\sigma_v - p)/(\sigma_v - p_{Hyd})$  برحسب  $\log(\Delta t_n / \Delta t)$  برای نقاطی که فشار منفذی در آنها با استفاده از آزمایش‌های فشاری سازند<sup>۲</sup> (MDT) موجود می‌باشد، قابل محاسبه خواهد بود. همچنین لازم است به منظور تخمین پروفایل‌های پیوسته فشار منفذی در چاه‌ها، فشار هیدرواستاتیک در تمامی چاه‌ها محاسبه شود. فشار هیدرواستاتیک همان فشار ناشی از وزن ستون شاره در هر عمق می‌باشد [۱۱].

#### محاسبه پارامترهای الاستیک و دینامیک سنگ

پارامترهای الاستیک سنگ به صورت استاندارد در آزمایشگاه و از طریق انجام آزمایش‌های بارگذاری تک محوری یا سه محوری روی نمونه‌های مغزه تعیین می‌شوند. با این حال، در مطالعات ژئومکانیک مخازن نفت و گاز، به دلیل گستردگی بازه‌های عمقی، امکان محاسبه این پارامترها به صورت پروفایل‌های پیوسته از طریق بررسی‌های آزمایشگاهی وجود ندارد.

این پژوهش با ارائه یک رویکرد جامع، داده‌محور و ترکیبی، برای نخستین بار به ارزیابی دقیق ویژگی‌های ژئومکانیکی سنگ‌های مخزن شیل‌های گازی در ناحیه غرب ایران می‌پردازد. برخلاف مطالعات پیشین که عمدتاً بر تحلیل عددی یا آزمایشگاهی تمرکز داشته‌اند، این مطالعه با بهره‌گیری از داده‌های میدانی و روش‌های تحلیلی نوین، مجموعه‌ای از پارامترهای کلیدی مؤثر در موفقیت شکست هیدرولیکی را استخراج کرده و مکان‌های بهینه برای اجرای این عملیات را شناسایی می‌کند. همچنین، مقاله یک چارچوب طراحی بهینه برای شکست هیدرولیکی ارائه می‌دهد که می‌تواند به افزایش بهره‌وری، کاهش هزینه‌های عملیاتی و بهبود تصمیم‌گیری در توسعه مخازن شیل‌های گازی کمک کند. این رویکرد با بهره‌گیری از داده‌های میدانی، دقت بالاتری در تخمین فشار شکست و انتخاب محل عملیات دارد و قابلیت تعمیم به سایر نواحی با شرایط زمین‌شناسی مشابه را نیز داراست.

#### روش کار

##### محاسبه فشار منفذی<sup>۱</sup>

فشار منفذی به فشاری اطلاق می‌شود که روی شاره‌های موجود در فضای خالی سازند اعمال می‌شود. مدل تجربی ایتون یکی از پرکاربردترین روش‌ها برای تخمین فشار منفذی است که در این مطالعه به کار گرفته شده است. دلیل انتخاب این مدل، قابلیت استفاده از داده‌های لاگ در نواحی فاقد داده‌های مستقیم و عملکرد مناسب آن در محیط‌های کم‌تراوا می‌باشد [۱۱]. این مدل با استفاده از رابطه ۱ بیان می‌شود:

$$p = \sigma_v - (\sigma_v - p_{Hyd}) \times (\Delta t_n / \Delta t)^n \quad (1)$$

در این رابطه،  $\Delta t_n$  و  $\Delta t$  به ترتیب زمان عبور سرعت موج صوتی فشاری در روند رسوب‌گذاری نرمال و زمان عبور موج صوتی فشاری در لایه مورد مطالعه با استفاده از داده‌های لاگ صوتی می‌باشند.  $n$  نیز ضریب تجربی ایتون است که در هر مطالعه موردی

1. Pore Pressure Estimation

2. Modular Formation Dynamic Tester

تنش قائم ( $\sigma_v$ )، تنش افقی بیشینه ( $\sigma_{hmax}$ ) و تنش افقی کمینه ( $\sigma_{hmin}$ ) تعریف می‌شود. بنابراین، شناخت وضعیت تنش در یک منطقه مستلزم تعیین مقدار این سه تنش و همچنین جهت یکی از مؤلفه‌های افقی آن است. آگاهی از این چهار پارامتر، نقش بسیار مهمی در مراحل مختلف توسعه میدان‌های نفتی و گازی ایفا می‌کند [۱۵]. برای تخمین تنش‌های برجای افقی در نواحی فاقد داده‌های تجربی مستقیم، استفاده از مدل‌های پوروالاستیک به‌عنوان ابزار تحلیلی مبتنی بر خواص مکانیکی سنگ و کرنش‌های تکتونیکی ضروری است. این مدل‌ها با در نظر گرفتن فشار منفذی و کرنش‌های مؤثر، امکان تحلیل دقیق تر رفتار مکانیکی محیط‌های متخلخل را فراهم می‌سازند. در مقایسه با تئوری کلاسیک الاستیسیته، مدل پوروالاستیک توانایی بالاتری در توصیف رفتار سنگ‌های اشباع دارد و در شرایط محدودیت داده، گزینه‌ای مناسب برای تخمین تنش‌های برجای افقی محسوب می‌شود [۱۶]؛ با این حال، اعتبار نتایج آن‌ها وابسته به کالیبراسیون با داده‌های میدانی است. برای افزایش اعتبار مدل‌های پوروالاستیک در تحلیل تنش‌های برجای، کالیبراسیون آن‌ها معمولاً با استفاده از داده‌های حاصل از آزمون‌های شکست هیدرولیکی<sup>۱</sup> و نشست چاه<sup>۲</sup> انجام می‌گیرد. روابط مدل پوروالاستیک جهت تخمین تنش افقی کمینه و بیشینه به‌ترتیب در رابطه ۳ و رابطه ۴ آورده شده است [۱۷].

$$\sigma_{hmin} = (v / (1-v))(\sigma_v - \alpha P_0) + \alpha P_0 + (E / (1-v^2))(\varepsilon_x + v\varepsilon_y) \quad (3)$$

$$\sigma_{hmax} = (v / (1-v))(\sigma_v - \alpha P_0) + \alpha P_0 + (E / (1-v^2))(\varepsilon_y + v\varepsilon_x) \quad (4)$$

که در آنها،  $\sigma_v$ ،  $v$ ،  $\alpha$ ،  $E$ ،  $\varepsilon_x$ ،  $\varepsilon_y$ ،  $P_0$  به‌ترتیب تنش برجای عمودی، ضریب پواسون، ضریب بیو، مدول یانگ، کرنش در راستای افقی  $x$ ، کرنش در راستای افقی  $y$  و فشار منفذی می‌باشند.

به همین دلیل، برای تعیین پارامترهای الاستیک سنگ در چاه‌های نفت و گاز، از روابطی استفاده می‌شود که این پارامترها را به داده‌های پتروفیزیکی موجود از چاه مرتبط می‌سازند. این روابط، که براساس روابط حاکم بر تئوری ارتعاشات توسعه یافته‌اند، مدول‌های الاستیک سنگ را به‌سرعت امواج صوتی و چگالی مرتبط می‌سازند. در نتیجه، پارامترهای الاستیک اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه به‌عنوان پارامترهای استاتیک ( $E_s$ ) و داده‌های چاه‌نگاری به‌عنوان پارامترهای دینامیک ( $E_d$ ) شناخته می‌شوند. بررسی این دو دسته نشان می‌دهد که پارامترهای دینامیک معمولاً مقدار بیشتری نسبت به استاتیک دارند. بنابراین، توسعه روابطی برای تبدیل پارامترهای الاستیک دینامیک به استاتیک بخشی مهم از انجام هر پروژه ژئومکانیکی محسوب می‌شود [۱۳ و ۱۴]. آزمایشات انجام شده در این مطالعه شامل آزمایش‌های بارگذاری تک محوری و سه محوری می‌باشند. به‌دلیل محدودیت‌هایی در انجام این آزمایش‌ها روی نمونه‌های مغزه، بخش عمده‌ای از آزمایش‌ها روی نمونه‌های بلوک رخنمون انجام شده است. نمونه‌های رخنمونی با تطابق لیتولوژیکی با سازندهای زیرسطحی انتخاب شده‌اند تا رفتار مکانیکی نسبی سنگ در شرایط آزمایشگاهی بررسی شود. همان‌طور که در بخش مقدمه اشاره شد، بررسی‌های آزمایشگاهی روی مغزه‌ها تنها اطلاعات محدودی از اعماق خاص ارائه می‌دهند و شرایط دما و فشار مخزن در آن‌ها لحاظ نمی‌شود. با این حال، با استفاده از داده‌های چاه‌نگاری و کالیبراسیون با نتایج آزمایشگاهی، امکان استخراج پروفایل تغییرات خواص مکانیکی استاتیک محقق شده است. نتایج این آزمایش‌ها شامل پارامترهایی مانند مدول یانگ، نسبت پواسون (پارامترهای الاستیک) و مقاومت فشاری تک محوری (پارامتر دینامیک) است.

#### رویکرد ترکیبی برای تخمین تنش‌های افقی

وضعیت تنش در پوسته زمین با سه مؤلفه اصلی

1. Hydraulic Fracturing  
2. Leak of Test

اعمال شده در شکل ۱ ارائه شده است. برای رسم این چهارضلعی، مقدار  $0/6$  برای ضریب اصطکاکی  $\mu$  در نظر گرفته شد. با توجه به وقوع هر دو نوع شکست برشی و کششی در دیواره چاه‌های مورد مطالعه، از رابطه ۵، که بیانگر شرط شکست کششی است، برای اعمال حد پایین تغییرات تنش افقی حداکثر استفاده گردید. همچنین، از رابطه ۶ برای اعمال حد بالای این پارامتر بهره گرفته شد [۱۸].

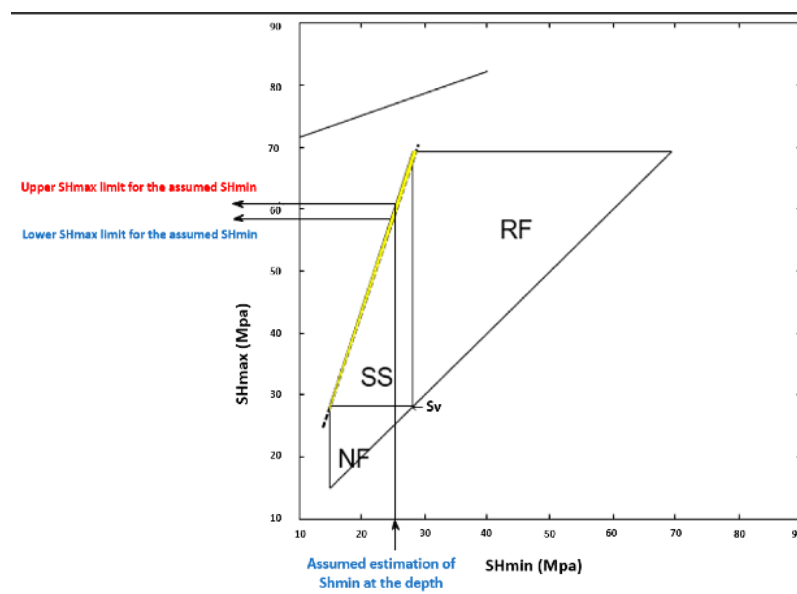
$$p_w > 3\sigma_{h \min} - \sigma_{h \max} - P_0 + T_0 \quad (5)$$

$$\sigma_{h \max} \leq (P_w(1+q) + P_0(1-q) + UCS - (1 - 2 \cos(W_{BO}))\sigma_{h \min}) / (1 + 2 \cos(W_{BO})) \quad (6)$$

در این روابط، پارامترهای  $q$ ،  $T_0$ ،  $P_w$  و  $W_{BO}$  به ترتیب فشار گل حفاری، مقاومت کششی سنگ، ضریب وابسته به زاویه اصطکاک داخلی و عرض شکستگی برشی دیواره چاه می‌باشند. عرض شکستگی برشی اتفاق افتاده در عمق مورد نظر از گزارش تفسیر لاگ‌های تصویری معادل مقدار  $40^\circ$  استخراج گردید. به این ترتیب محدوده مجاز تغییرات تنش‌های برجای افقی حداقل و حداکثر براساس قیدهای اعمال شده در شکل ۱، با رنگ زرد مشخص شده است.

با بررسی داده‌های موجود مشخص شد که در هیچ یک از چاه‌های ناحیه مورد مطالعه، داده‌های مربوط به آزمون نشت چاه برای کالیبره‌سازی مدل‌های پوروالاستیک در تخمین تنش‌های افقی در دسترس نیست. بر همین اساس، برای تخمین اندازه تنش‌های افقی برجای، رویکردی ترکیبی با استفاده از مدل‌های پوروالاستیک و روش چندضلعی تنش اتخاذ شد تا دقت برآوردها افزایش یابد [۱۸].

به‌منظور تعیین بازه تغییرات تنش‌های افقی برجای، ابتدا از روش چندضلعی تنش و شواهد مربوط به شکست‌های برشی و کششی برای محدودسازی این بازه استفاده شد. در مرحله بعد، پارامترهای کالیبراسیون مربوط به کرنش افقی در روابط پوروالاستیک برای چاه موردنظر به‌گونه‌ای تنظیم گردیدند که پروفایل‌های محاسبه‌شده‌ی تنش افقی برجای در محدوده تعیین‌شده توسط روش چندضلعی قرار گیرند. در نهایت، به‌منظور ارزیابی صحت پارامترهای کالیبراسیون تعیین‌شده، از دو پارامتر مذکور برای تخمین پروفایل‌های تنش افقی برجای در چاه دیگر استفاده شد. نمونه‌ای از چندضلعی تنش رسم‌شده به‌همراه قیود



شکل ۱ نمونه‌ای از محدودسازی اندازه تنش‌های برجای افقی به روش چندضلعی تنش در عمق در یک چاه مشخص

Figure 1. An example of constraining the magnitude of horizontal in-situ stresses using stress polygon method at a specific well

مدول یانگ به‌عنوان مرجع محاسباتی در بازه عمقی هدف مورد استفاده قرار گرفتند. در این رابطه  $E_{\max}$  و  $E_{\min}$  به ترتیب مدول یانگ بیشینه و کمینه در ناحیه مورد مطالعه می‌باشند [۱۹]. شکل ۲ نمودار سختی سنگ با استفاده از روش مدول یانگ (فرمز رنگ) را در یک چاه مشخص نشان می‌دهد.

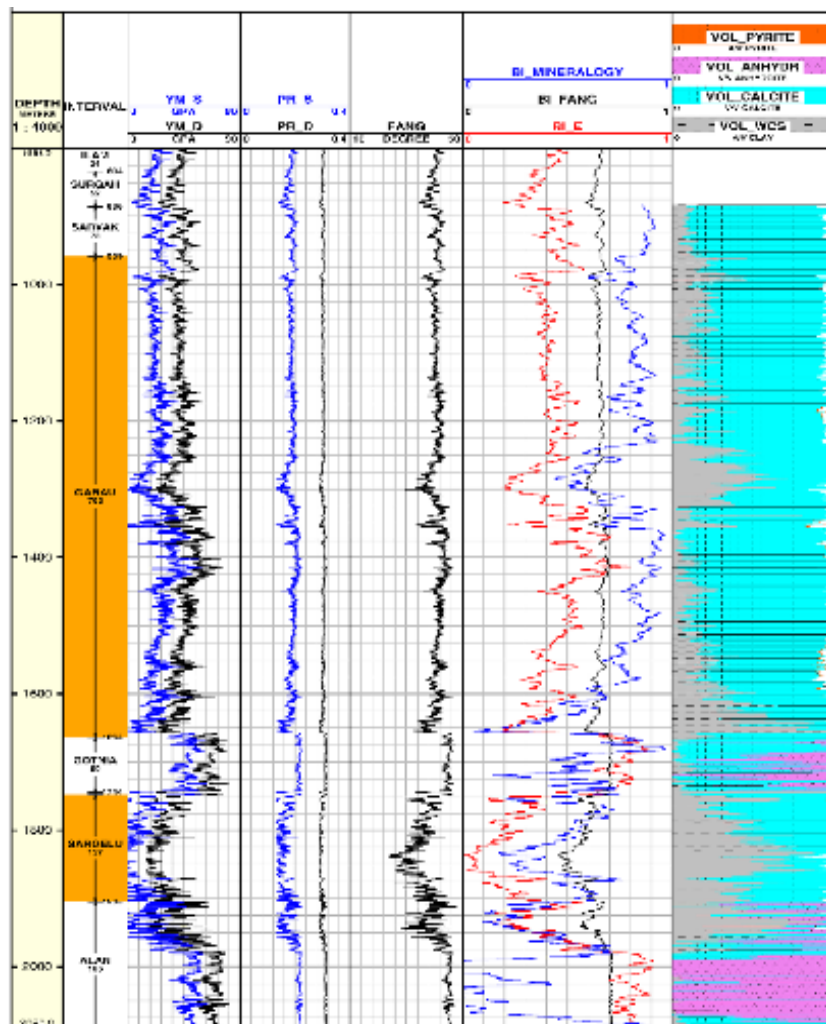
$$BI_E = (E - E_{\min}) / (E_{\max} - E_{\min}) \quad (7)$$

شکندگی بالای یک لایه شیل گازی نشان‌دهنده مستعد بودن آن برای ایجاد شبکه شکستگی‌های پیچیده است که این ویژگی، نقش کلیدی در افزایش سطح تماس سیال تزریقی و سنگ مخزن دارد و برای برداشت اقتصادی گاز از این لایه‌های کم‌تراوا نه تنها مطلوب، بلکه یک ضرورت است. از این‌رو، در بسیاری از مطالعات انجام شده، در وهله اول از پروفایل تغییرات سختی سنگ مخزن که به‌صورت غیرمستقیم به شاخص شکندگی اشاره دارد، برای انتخاب بازه‌های عمقی مناسب جهت انجام شکست هیدرولیکی استفاده شده است. در این روش، هر بازه عمقی که نسبت به لایه‌های فوقانی و تحتانی خود دارای شکندگی بیشتری باشد، به‌عنوان کاندیدای مناسب برای شکست هیدرولیکی در نظر گرفته می‌شود. این انتخاب به دلیل قابلیت بالای آن ناحیه در گسترش شکستگی‌ها و افزایش نفوذپذیری مؤثر است. در مقابل، زیرلایه‌های مجاور که دارای شکندگی کمتر هستند، به‌عنوان موانع طبیعی یا سدهای مکانیکی عمل کرده و از گسترش بیش از حد شکاف هیدرولیکی جلوگیری می‌کنند، که این موضوع برای کنترل هندسه شکست و افزایش بازده تولید بسیار حائز اهمیت است [۲۰ و ۲۱]. پارامتر دیگری که نقشی اساسی در شکست هیدرولیکی در شیل‌های گازی ایفا می‌نماید، شبکه شکستگی‌های طبیعی می‌باشد. وجود شکستگی‌های طبیعی در لایه‌های شیل باعث می‌شود که جریان سیال تزریقی و انرژی شکست در مسیرهایی غیرمنتظره منتقل بشود، که این پدیده گاهی به ایجاد شبکه‌های پیچیده‌ای از شکست‌ها منجر می‌گردد.

در راستای تخمین تنش‌های افقی برجای، پارامترهای کالیبراسیون در روابط پوروالاستیک (روابط ۳ و ۴) به‌صورت سعی و خطا تنظیم شدند تا نتایج مدل با معیارهای مکانیکی سازگار گردد. برای این منظور، معیارهای گسلش نرمال و معکوس به‌عنوان محدوده مجاز برای موقعیت تنش‌های افقی حداقل و حداکثر لحاظ گردید. همچنین، در عمق‌هایی که شکست‌های کششی یا برشی روی دیواره چاه مشاهده شد، مقدار تنش افقی حداکثر طوری تنظیم شد که از حد پایین رابطه ۵ بیشتر و از حد بالای رابطه ۶ کمتر باشد. در این میان، مطابق شکل ۱، قید شکست برشی خارج از محدوده چندضلعی تنش قرار گرفته و عملاً محدودیت خاصی برای اندازه تنش‌ها اعمال نمی‌کند؛ بنابراین، معیار مورد استفاده صرفاً بر شکستگی‌های کششی متمرکز بوده است. براین اساس مقادیر  $0.00004$  و  $0.0012$  به ترتیب برای کرنش‌های افقی  $\epsilon_x$  و  $\epsilon_y$  به‌عنوان پارامترهای کالیبراسیون در نظر گرفته شده‌اند.

### معیارهای انتخاب بازه عمقی مناسب در شکست هیدرولیکی

در این مقاله، با هدف ارزیابی جامع و تلفیقی از قابلیت‌های شکست هیدرولیکی در شیل‌های گازی، مجموعه‌ای از پارامترهای زمین‌شناسی، ژئومکانیکی و پتروفیزیکی، از جمله تراوایی، شبکه شکستگی‌های طبیعی، حساسیت سنگ مخزن به آب، فشار منفذی، کانی‌شناسی، اندازه و جهت تنش‌های برجا، و شکندگی مورد بررسی قرار گرفت. در گام نخست، به‌منظور شناسایی نواحی مستعد شکست هیدرولیکی، شاخص نرمال‌شده سختی سنگ مخزن با استفاده از مدلی مبتنی بر مدول یانگ محاسبه شد. از آن‌جا که سنگ‌های سخت‌تر معمولاً انعطاف‌پذیری کمتری دارند، این شاخص می‌تواند به‌صورت غیرمستقیم به‌عنوان معیاری برای شکندگی نیز در نظر گرفته شود. این مدل براساس رابطه ۷ در مجموعه داده‌های چاه‌های حفاری شده اعمال گردید، به‌طوری‌که مقادیر بیشینه و کمینه



شکل ۲ نمودار شاخص سختی سنگ مخزن (خط قرمز رنگ) با استفاده از روش مدول یانگ در یک چاه مشخص

Figure 2. Reservoir rock hardness index log (red line) calculated using the Young's modulus method in a specific well

نیتروزن به جای آب روان، به دلیل ویسکوزیته و رفتار متفاوت در فشارهای پایین، می تواند گزینه ای مناسب باشد [۲۳]. تنش های برجای نقش بسیار مهمی در تعیین فشار شکست سازند ایفا می کنند. افزایش اختلاف بین تنش های افقی حداقل و حداکثر، که غالباً در رژیم های تنش امتداد لغز مشاهده می شود، می تواند منجر به کاهش فشار شکست سازند گردد. همچنین، تنش های برجای نقش تعیین کننده ای در محدودسازی رشد شکاف هیدرولیکی دارند. در صورتی که اختلاف مناسبی میان تنش های افقی در لایه هدف نسبت به لایه های فوقانی و تحتانی وجود داشته باشد، گسترش شکاف هیدرولیکی درون لایه هدف متمرکز شده و به لایه های مجاور نفوذ

این ویژگی برای افزایش حجم تحریک شده مخزن و ارتقاء برداشت از مخازن کم تراوا کاملاً حیاتی است [۲۲]. پارامتر دیگری که تأثیر آن بر شکست هیدرولیکی در شیل های گازی مهم می باشد، فشار منفذی می باشد. در چاه هایی با فشار منفذی بالا، احتمال نشت سیال شکست از طریق منافذ و شکستگی ها به خارج از ناحیه هدف افزایش می یابد، که می تواند اثر بخشی عملیات را کاهش دهد. در مقابل، در چاه هایی با گرادیان فشار منفذی پایین تر، لازم است ترکیب و ویژگی های سیال شکست به گونه ای تنظیم شود که بتواند شکست مؤثر را بدون نشت ناخواسته ایجاد کند [۲۲]. در چنین شرایطی، استفاده از سیالات جایگزین مانند فوم دی اکسید کربن یا

منطقه تعیین گردیده است. نمودار تغییرات نتایج آزمایش‌های فشار، شامل ۷۱ داده فشاری از ۱۷ چاه در منطقه مورد مطالعه، همراه با پروفایل فشار هیدرواستاتیک نسبت به سطح مینا، در شکل ۴ B نمایش داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهند که فشار هیدرواستاتیک برحسب عمق واقعی عمودی از سطح مینا TVD<sup>۱</sup>، مطابق رابطه ۸ تعیین می‌شود. سپس، به‌منظور بررسی عملکرد مدل کالیبره شده ایتون، نمودار تغییرات فشار منفذی تخمین زده شده در مقایسه با مقادیر اندازه‌گیری شده از آزمایش‌های فشاری در شکل ۴ A نمایش داده شده است. همان‌طور که مشخص است مقادیر تخمینی حاصل از مدل کالیبره شده ایتون دقت مناسبی در تخمین فشار منفذی دارد.

$$p_{Hyd} = 0.0102 \times TVD \quad (8)$$

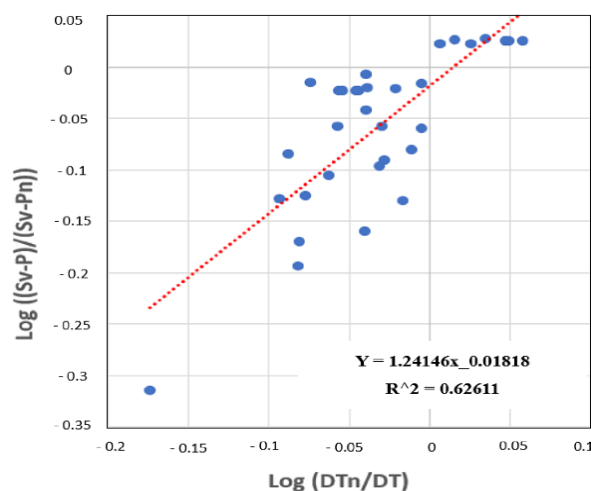
در شکل ۵، نمودار تغییرات لاگ صوتی همراه با روند نرمال تغییرات زمان عبور موج صوتی فشاری، پروفایل فشار هیدرواستاتیک، پروفایل تخمین زده شده فشار منفذی با مدل ایتون و داده‌های آزمایش فشار سازندی در یک چاه مشخص نشان داده شده است.

نمی‌کند. این موضوع از لحاظ عملیاتی اهمیت دارد، زیرا لایه‌های فوقانی و تحتانی ممکن است دارای اشباع آب بالا باشند و نفوذ شکاف به آن‌ها می‌تواند منجر به تولید ناخواسته‌ی آب از چاه شود [۲۴].

## نتایج و بحث

### بررسی نتایج محاسبه فشار منفذی در مخزن شیل گازی مورد مطالعه

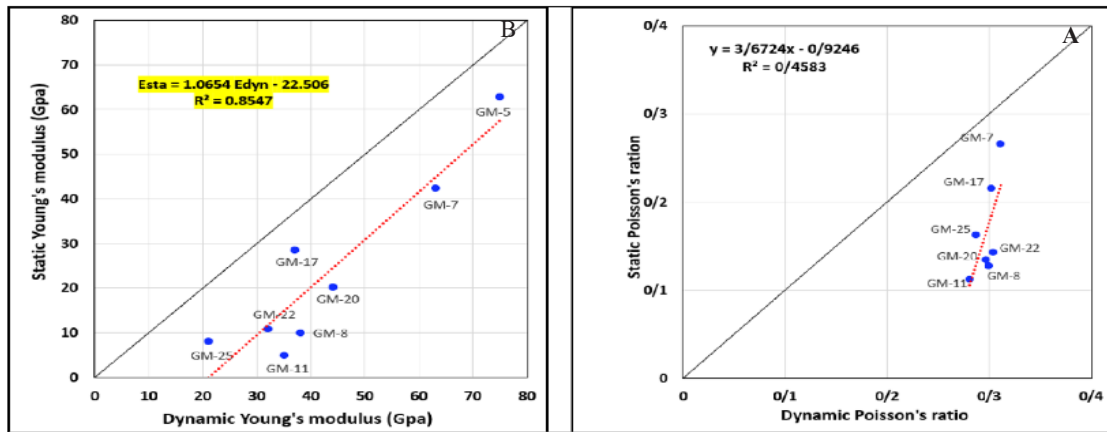
همان‌طور که توضیح داده شد، برای محاسبه فشار منفذی در منطقه مورد مطالعه، از مدل تجربی ایتون استفاده شده است. در ابتدا، لازم است ضریب تجربی ایتون مطابق روش ارائه شده محاسبه شود. با رسم نمودار تغییرات  $\log(\sigma_v - p) / (\sigma_v - p_{Hyd})$  برحسب  $\log(\Delta t_n / \Delta t)$  مطابق شکل ۳ و محاسبه شیب خط، مقدار ضریب ایتون برابر با ۱/۲۴۱ به‌دست آمد. لازم است به‌منظور تخمین پروفایل‌های پیوسته فشار منفذی در چاه‌ها، فشار هیدرواستاتیک در تمامی چاه‌ها محاسبه شود. در این مطالعه، سطح آب زیرزمینی به‌عنوان سطح مینا برای محاسبه فشار هیدرواستاتیک در نظر گرفته شده است. این سطح، با عمق تقریبی ۵۸۰ m، براساس تغییرات مشاهده‌شده در خرده‌های حفاری در چاه‌های



شکل ۳ نمودار تعیین ضریب تجربی مدل ایتون با استفاده از رابطه لگاریتمی میان فشار موثر و زمان عبور صوت نرمال‌شده

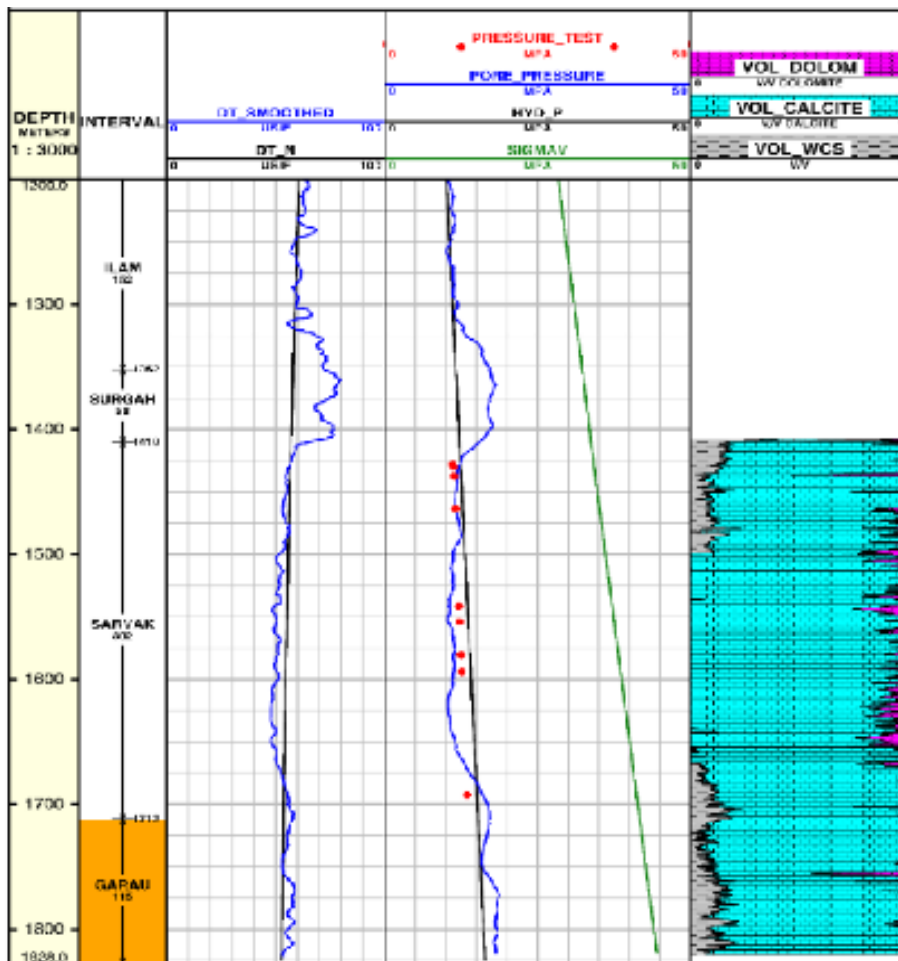
**Figure 3.** Determination of the empirical coefficient of Eaton's model using the logarithmic relationship between effective stress and normalized sonic transit time.

1. True Vertical Depth



شکل ۴ نمودار تغییرات فشار منفذی تخمین زده شده برحسب داده‌های آزمایش فشاری سازند B (MDT) تغییرات داده‌های فشار منفذی ثبت شده از آزمایش‌های فشار نسبت به عمق عمودی از سطح آزاد آب‌های زیرزمینی در چاه‌های مختلف ناحیه مورد مطالعه

Figure 4. (Right) Estimated pore pressure profile versus formation tester (MDT) data. (Left) Variation of recorded pore pressure data from pressure tests versus vertical depth from the free groundwater level in different wells of the study area.



شکل ۵ نمودار تغییرات فشار منفذی (خط آبی رنگ) و داده‌های آزمایش فشار (نقاط قرمز رنگ) در یک چاه مشخص نسبت به تغییرات عمق

Figure 5. Pressure variation log (blue line) and pressure test data (red dots) versus depth in a specific well

مطابق شکل ۶ B، ضریب تعیین ۰/۸۵ بیانگر همبستگی مناسب این مدل با داده‌های تجربی بوده و اعتبار آن را در ارزیابی ارتباط میان مقادیر دینامیک و استاتیک مدول یانگ در ناحیه مورد مطالعه تأیید می‌کند. در ادامه تحلیل‌های انجام‌شده، به‌منظور بررسی ارتباط میان نسبت پواسون استاتیک و دینامیک، آنالیزی مشابه‌صورت گرفت. تغییرات نسبت پواسون استاتیک در برابر مقدار دینامیک آن در شکل ۶ A نمایش داده شده است. براساس داده‌های موجود، مناسب‌ترین مدل ریاضی میان این دو پارامتر به‌صورت رابطه ۱۰ پیشنهاد می‌شود:

$$\nu_s = 3.6724\nu_d - 0.9246 \quad (10)$$

با وجود ضریب تعیین پایین در رابطه ۱۰، روند کلی داده‌ها در شکل ۶ A به‌وضوح نشان‌دهنده همبستگی نسبی میان متغیرهاست. این موضوع بیانگر آن است که مدل مورد استفاده توانسته رفتار عمومی داده‌ها را به‌درستی بازتاب دهد، هرچند پراکندگی طبیعی داده‌های ژئومکانیکی و محدودیت تعداد نمونه‌های واقعی موجب کاهش ضریب تعیین شده است.

همان‌طور که مشاهده می‌شود، انطباق خوبی میان داده‌های آزمایش فشار و پروفایل فشار منفذی تخمین زده شده وجود دارد.

### بررسی نتایج محاسبه پارامترهای الاستیک سنگ: مدول یانگ و نسبت پواسون

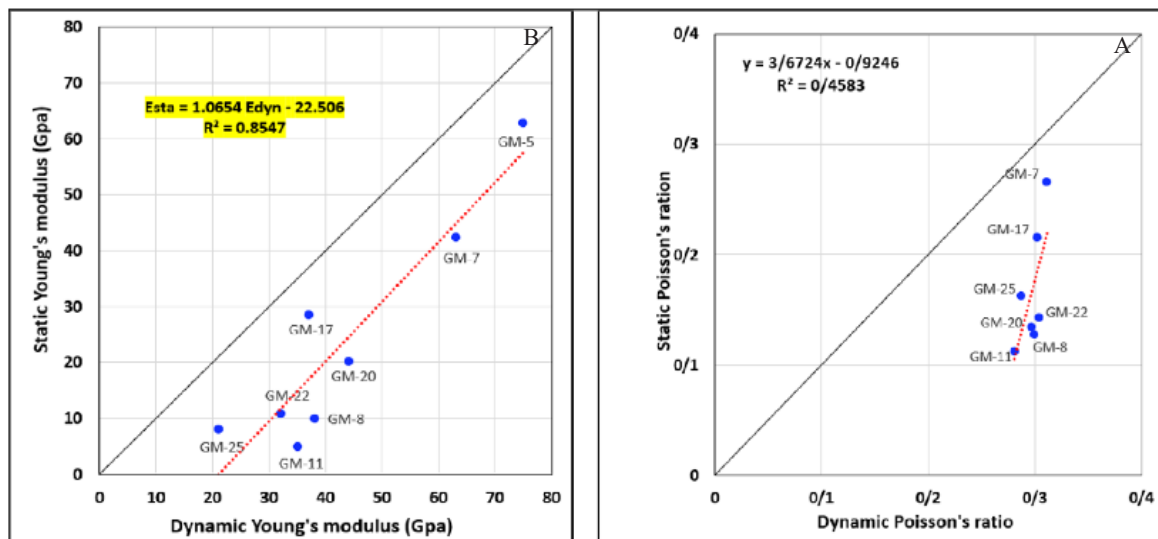
به‌منظور بررسی ویژگی‌های الاستیک سنگ‌های شیل گازی در ناحیه مورد مطالعه، روابطی برای محاسبه مدول یانگ و نسبت پواسون استاتیک براساس مقادیر دینامیکی آن‌ها توسعه داده شد. در این راستا، نتایج حاصل از آزمایش‌های بارگذاری تک‌محوری بر روی ۱۰ نمونه پلاگ استخراج شده از چاه‌های مختلف مورد استفاده قرار گرفت. داده‌های مربوط به پارامترهای الاستیک استاتیک (اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه) و مقادیر دینامیکی این پارامترها (استخراج شده از آنالیز لاگ‌های پتروفیزیکی) در جدول ۲ ارائه شده‌اند. براساس داده‌های ارائه شده در جدول ۲، رابطه ۹ با دقت قابل قبول برای تخمین پروفایل تغییرات مدول یانگ استاتیک در چاه‌های مختلف قابل استفاده است:

$$E_s = 1.0654E_d - 22.5 \quad (9)$$

**Table 2.** Results of uniaxial and triaxial loading tests on core samples and the corresponding dynamic elastic parameters

جدول ۲ نتایج آزمایش‌های بارگذاری تک محوری و سه محوری انجام شده روی نمونه‌های مغزه به‌همراه مقادیر پارامترهای الاستیک دینامیک نظیر آنها

Sample No.	Loading Type	Confining Pressure (MPa)	vd	Ed (GPa)	vs	Es (GPa)
1	Uniaxial	-	0.31	60.43	0.27	63.61
2	Uniaxial	-	0.31	75.17	0.34	62.76
	Triaxial	11			0.60	5.11
3	Uniaxial	-	0.31	61.13	0.27	42.37
4	Uniaxial	-	0.28	38.25	0.11	9.94
	Triaxial	12.25			0.12	5.11
5	Uniaxial	-	0.30	32.41	0.14	4.9
6	Uniaxial	-	0.30	39.33	0.22	28.48
7	Uniaxial	-	0.30	45.41	0.14	20.17
8	Uniaxial	-	0.30	34.84	0.13	10.79
9	Uniaxial	-	0.29	23.03	0.16	8.1
	Triaxial	11			0.7	3.11
10	Uniaxial	-	0.30	30.61	0.28	33.83



شکل ۶ (A) بررسی ارتباط میان نسبت پواسون استاتیک و دینامیک سنگ در چاه‌های منطقه مورد مطالعه (B) بررسی ارتباط میان مدول یانگ استاتیک و دینامیک سنگ در چاه‌های منطقه مورد مطالعه

Figure 6. (Right) Investigation of the relationship between static and dynamic Poisson's ratio of the rock in the wells of the study area, (Left) Investigation of the relationship between static and dynamic Young's modulus of the rock in the wells of the study area.

### تحلیل جهت تنش‌های افقی

با بررسی لاگ‌های تصویری پنج چاه در منطقه مورد مطالعه، تعداد زیادی شکست کششی و برشی که در حین عملیات حفاری به وجود آمده‌اند، مشاهده گردید. راستای غالب وقوع شکستگی‌های کششی و برشی به ترتیب شمال شرقی- جنوب غربی و شمال غربی- جنوب شرقی است. بنابراین، این شکستگی‌ها بیانگر جهت‌گیری تنش افقی برجای بیشینه در راستای شمال شرقی- جنوب غربی و تنش افقی برجای کمینه در راستای شمال غربی- جنوب شرقی می‌باشند. شکل ۸ و شکل ۹ به ترتیب نمایی از شکستگی‌های کششی و برشی مشاهده‌شده در یکی از چاه‌های مطالعه‌شده را همراه با رز دیاگرام مرتبط نمایش می‌دهند.

نتایج حاصل از تخمین اندازه تنش‌های افقی با رویکرد ترکیبی

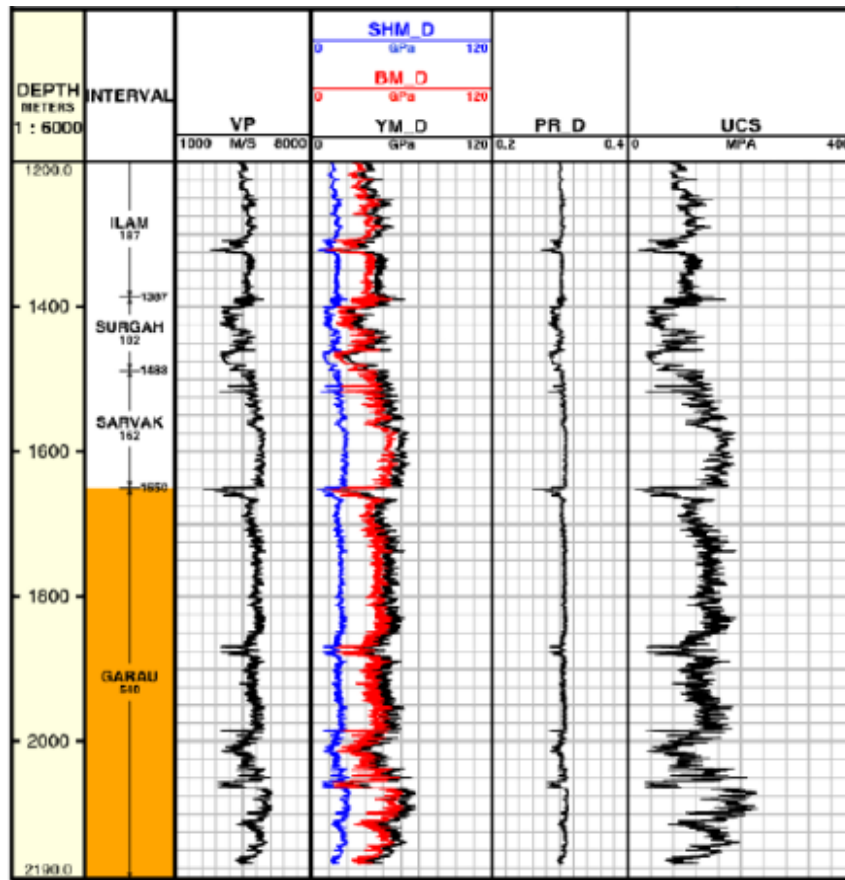
فرآیند کالیبراسیون مدل پوروالاستیک با هدف دستیابی به تخمین واقع‌گرایانه از تنش‌های افقی برجای، براساس معیارهای شکست مکانیکی و تطابق با مشاهدات تجربی انجام گرفت.

### محاسبه پارامتر شکست سنگ: مقاومت فشاری تک محوری

همچنین به‌منظور محاسبه مقاومت فشاری تک‌محوری (UCS) براساس سرعت موج صوتی فشاری ( $V_p$ ) از رابطه‌ای تجربی برای تخمین استفاده شد. این رابطه با بهره‌گیری از مدل پیشنهادی چانگ و همکاران [۲۵] و نتایج آزمایشگاهی حاصل از ۱۱ نمونه پلاگ استخراج‌شده از چاه‌های حفاری منطقه‌ی مورد مطالعه توسعه داده شد. برای محاسبات، داده‌های پتروفیزیکی مرتبط نیز لحاظ گردید تا دقت مدل افزایش یابد. رابطه‌ی حاصل، به‌صورت رابطه ۱۱ تعریف می‌شود که در آن  $V_p$  و UCS به ترتیب دارای واحد m/s و MPa می‌باشند.

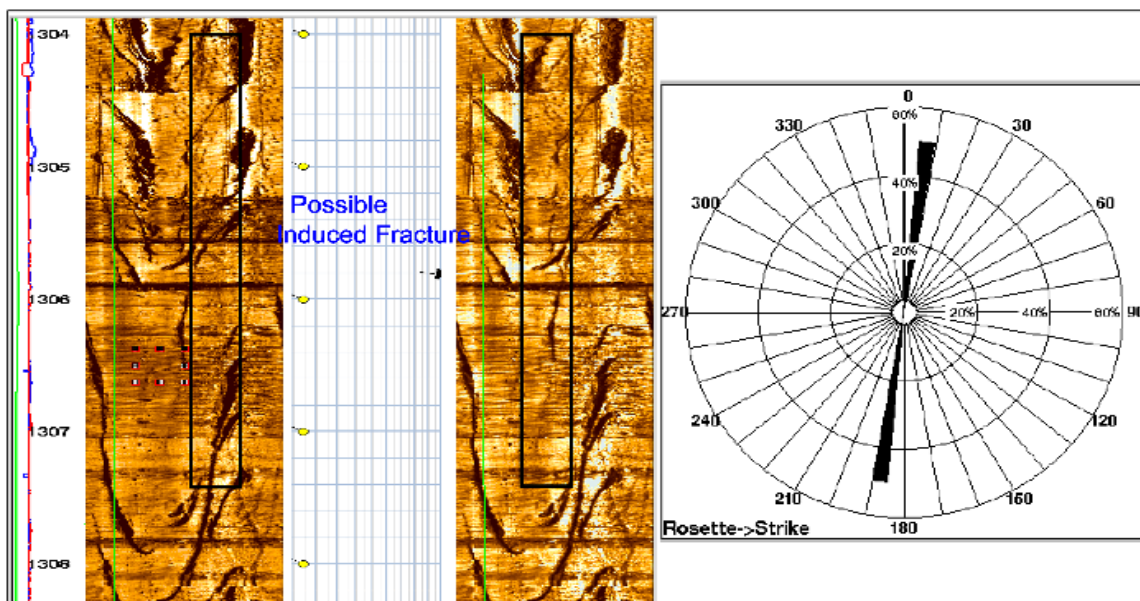
$$UCS = 1.16e - 10 \times V_p^{3.2535} \quad (11)$$

پروفایل تغییرات مقاومت فشاری تک‌محوری در امتداد عمق چاه مشخص، همراه با تغییرات نسبت پواسون و مدول یانگ، در شکل ۷ ارائه شده است. این نمودارها بیانگر روند تغییرات خواص مکانیکی سنگ هستند و می‌توانند در ارزیابی رفتار شکنندگی و الاستیک شیل‌ها نقش مهمی ایفا کنند.



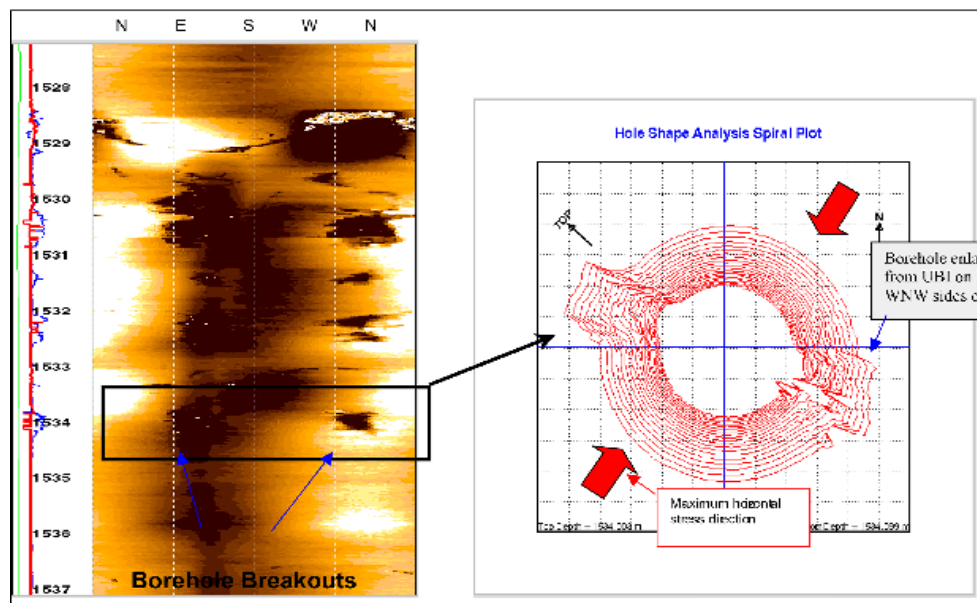
شکل ۷ پروفایل تغییرات مقاومت فشاری تک محوری (UCS) به همراه پارامترهای خواص الاستیک سنگ شامل مدول برشی استاتیکی (خط آبی)، مدول حجمی سنگ (خط قرمز رنگ) و مدول یانگ (خط مشکی رنگ در نمودار سه تایی) در یک چاه مشخص

**Figure 7.** Profile of variations in uniaxial compressive strength (UCS) along with rock elastic property parameters, including static shear modulus (blue line), bulk modulus (red line), and Young's modulus (black line in the triple-track plot), for a specific well



شکل ۸ یک نمونه از شکستگی‌های کششی رخ داده روی دیواره چاه به همراه نمودار توزیع راستای این شکستگی‌ها

**Figure 8.** An example of tensile fractures observed on the wellbore wall, along with the orientation distribution plot of these fractures.



شکل ۹ یک نمونه از شکستگی‌های برشی رخ داده روی دیواره چاه به همراه نمودار توزیع راستای این شکستگی‌ها

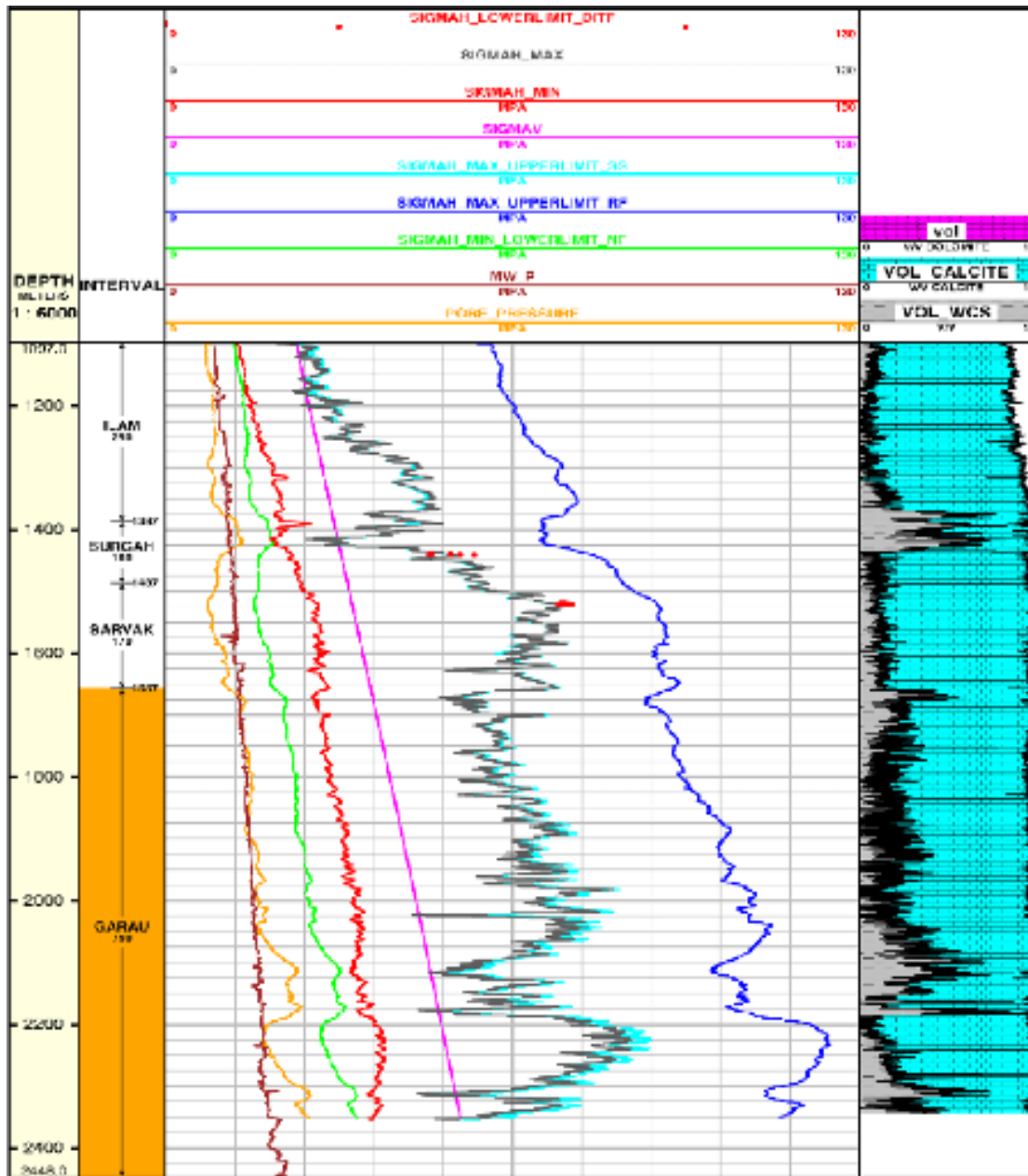
Figure 9. An example of shear fractures observed on the wellbore wall, along with the orientation distribution plot of these fractures.

اعتبارسنجی برای اصلاح و بهینه‌سازی پارامترهای مدل ژئومکانیکی مورد استفاده قرار گیرند. شکل ۱۱، نمایه‌ای از تغییرات پارامترهای شکست، به همراه مقادیر پارامترهای الاستیک، فشار منفذی و تنش مؤثر را در محدوده‌ی لایه‌های یکی از چاه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد؛ این مجموعه داده‌ها در چارچوب مدل ژئومکانیکی یک‌بعدی زمین سازماندهی شده‌اند.

#### تحلیل نتایج مبتنی بر معیارهای انتخاب بازه عمقی مناسب در شکست هیدرولیکی

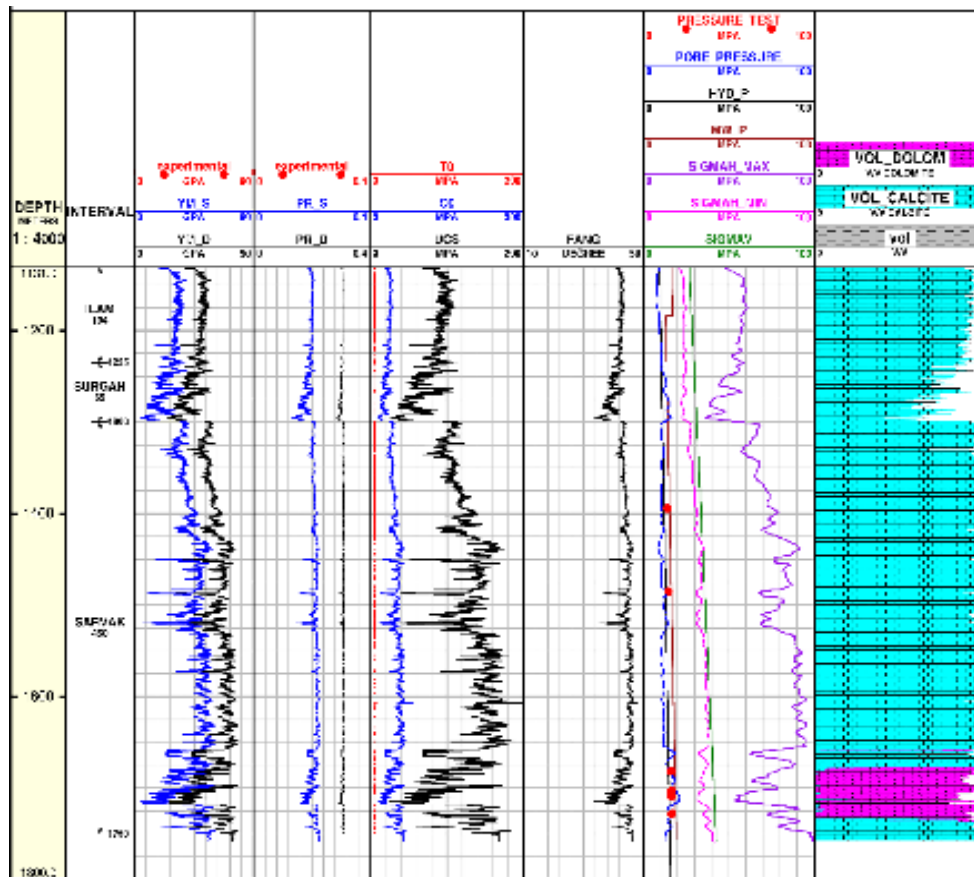
به منظور تعیین بازه‌های بهینه برای عملیات شکست هیدرولیکی در سازندهای کم‌تراوا، ارزیابی توزیع مکانی شاخص شکنندگی نقش کلیدی ایفا می‌کند. با استفاده از تحلیل داده‌های ژئومکانیکی و شاخص‌های شکنندگی، نواحی مستعد تحریک موفق مخزن شناسایی شد. در ادامه، شکل ۱۲ نحوه گسترش عرضی نواحی با شکنندگی بالا (رنگ سبز) را در محدوده بین چاه‌های منطقه مورد مطالعه نمایش می‌دهد، که مبنایی برای تعیین بازه‌های پیشنهادی جهت شکاف هیدرولیکی فراهم می‌سازد.

در ادامه، نتایج حاصل از این کالیبراسیون ارائه شده و میزان انطباق آن با محدودیت‌های ارائه شده توسط معیارهای گسلش نرمال و معکوس، فشار منفذی، وزن گل حفاری و شکست‌های ثبت شده در دیواره چاه مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند. بررسی پروفایل‌های ارائه شده در شکل ۱۰ نشان می‌دهد که در عمق‌های مختلف، تغییرات پارامترهای شکست (اعم از تنش کششی، برشی و گسلش) هم‌راستا با تغییرات فشار منفذی، وزن ستون گل حفاری، مشخصات الاستیک سنگ و نوع لایه‌های زمین‌شناسی بوده‌اند. انطباق میان شرایط شکست با محدوده مجاز تنش برجای در اکثر نقاط، نشان‌دهنده اعتبار نسبی مدل کالیبره شده ژئومکانیکی در توصیف رژیم تنش حاکم در ناحیه مورد مطالعه است. به ویژه در لایه‌هایی که شکست‌های قابل ملاحظه‌ای ثبت شده‌اند، مدل قادر بوده الگوهای محتمل شکست را بازسازی نماید. با این حال، به منظور افزایش دقت پیش‌بینی و کاهش عدم قطعیت‌های مدل، استفاده از داده‌های آزمایشگاهی مستقل نظیر آزمایش نشت، آزمایش شکست، یا آنالیز فشار حفاری توصیه می‌گردد. این داده‌ها می‌توانند به عنوان ابزار



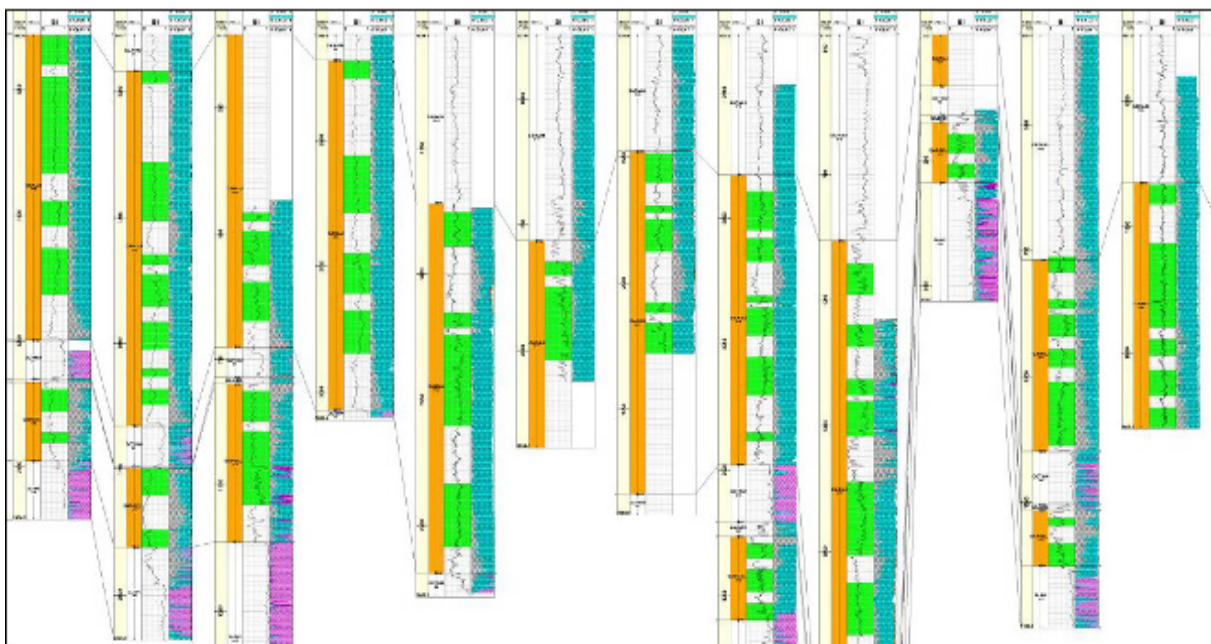
شکل ۱۰ پروفایل عمقی پارامترهای شکست شامل، داده‌های عملیاتی تنش افقی (نقاط قرمز)، تنش‌های افقی بیشینه (مشکی)، تنش افقی کمینه (قرمز)، تنش عمودی (ارغوانی)، محدوده‌های شکست مکانیکی (فیروزه‌ای، آبی و سبز)، وزن گل حفاری (قهوه‌ای) و فشار منفذی (نارنجی) در یک چاه مشخص

Figure 10. Depth profile of fracture-related parameters including operational horizontal stress data (red dots), maximum horizontal stress (black), minimum horizontal stress (red), vertical stress (purple), mechanical failure envelopes (turquoise, blue, and green)



شکل ۱۱ مدل ژئومکانیکی یک بعدی زمین شامل پروفایل عمقی مقاومت فشاری، خواص الاستیک سنگ، فشار منفذی، تنش‌های مؤثر و داده‌های آزمایش فشار برای یک چاه مشخص

Figure 11. A one-dimensional geomechanical earth model including depth profiles of compressive strength, elastic rock properties, pore pressure, effective stresses, and pressure test data for a specific well.

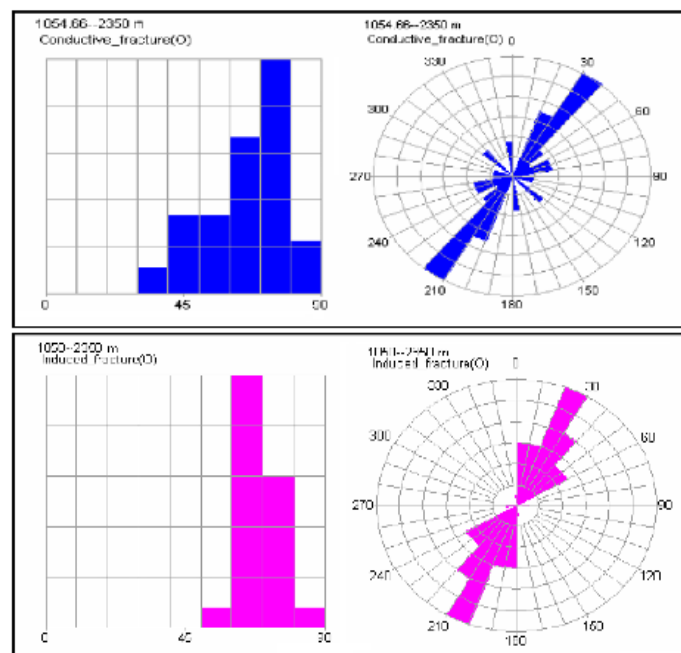


شکل ۱۲ گسترش عرضی نواحی مناسب از لحاظ شاخص شکنندگی بالا (سبز رنگ) در بین چاه‌های منطقه مورد مطالعه

Figure 12. Lateral extension of favorable zones with high brittleness index (green) between the wells in the study area.

گازی نقش مهمی در تغییر مسیر سیال تزریقی و انرژی شکست ایفا می‌کند. در شکل ۱۳، تغییرات شیب و راستای شکستگی‌های طبیعی در لایه‌های شیل، به‌همراه شکستگی‌های القایی ناشی از حفاری، نمایش داده شده‌اند که اطلاعات ارزشمندی درباره جهت‌گیری تنش‌های برجای افقی و پیش‌بینی مسیر شکست ارائه می‌دهند. در این شکل تغییرات شیب و راستای شکستگی‌های القایی حین حفاری که با تقریب خوبی نمایانگر راستای تنش‌های برجای افقی حداکثر و در واقع راستای رشد شکاف هیدرولیکی می‌باشند نیز نمایش داده شده‌اند. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، شکستگی‌های طبیعی شناسایی شده اغلب دارای شیبی بیشتر از  $60^\circ$  می‌باشند. همچنین شکستگی‌ها دارای راستاهای متفاوتی می‌باشند اما راستای غالب تعیین شده برای آنها در حدود  $35^\circ$  از شمال به‌سمت شرق (N 35°E) می‌باشد. همچنین ملاحظه می‌گردد که شکستگی‌های کششی ایجاد شده روی دیواره چاه حین حفاری، دارای راستای غالب  $25^\circ$  از شمال به‌سمت شرق (N 25°E) می‌باشند.

تعیین دقیق پارامترهای ژئومکانیکی نقش تعیین‌کننده‌ای در تحلیل تنش‌های افقی و انتخاب بازه‌های مناسب برای شکست هیدرولیکی دارد. در این میان، پارامترهایی نظیر فشار منفذی، مدول یانگ، نسبت پواسون، کرنش‌های افقی، و تنش روباره، مستقیماً در روابط پوروالاستیک ظاهر شده و تغییرات نسبی در آنها می‌تواند موجب جابه‌جایی محدوده شکست‌پذیری لایه‌ها شود. به‌ویژه، افزایش فشار منفذی موجب کاهش تنش مؤثر و در نتیجه کاهش تنش افقی کمینه می‌شود؛ موضوعی که ممکن است برخی لایه‌ها را از محدوده شکست کششی خارج کند. همچنین، تغییر در مدول یانگ و کرنش‌های افقی بر مؤلفه کرنشی روابط پوروالاستیک اثر گذاشته و در شرایط زمین‌ساختی خاص، می‌تواند موجب تغییر در مقدار تنش‌های افقی و جابه‌جایی اولویت لایه‌های هدف برای شکست هیدرولیکی شود. بنابراین، دقت در تعیین این پارامترها برای کاهش عدم قطعیت در انتخاب محل شکست ضروری است. همان‌طور که توضیح داده شد، شبکه شکستگی‌های طبیعی در شیل‌های



شکل ۱۳ شیب و راستای شکستگی‌های طبیعی (A) و القایی حین حفار چاه (B) در لایه‌های یک چاه مشخص

Figure 13. Dip and strike of natural fractures (top image) and drilling-induced fractures (bottom image) in the formations of the studied well

طریق بررسی تلفیقی خصوصیات مکانیکی سنگ به‌همراه توزیع تنش‌های برجا و فشار در طول چاه امکان‌پذیر می‌باشد.

### نتیجه‌گیری

در این مطالعه، با هدف ارتقاء طراحی شکست هیدرولیکی در شیل‌های گازی، مدل ژئومکانیکی جامعی برای هر چاه منطقه مورد نظر توسعه داده شد. این مدل با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی، آزمایش‌های میدانی و نتایج آزمایشگاهی، پارامترهای کلیدی زمین‌شناسی و مکانیکی را مورد ارزیابی قرار داد. یافته‌های حاصل، نقش مؤثر ویژگی‌های ژئومکانیکی سنگ مخزن در تعیین بازه‌های عمقی مناسب، راستای بهینه حفاری چاه و نحوه گسترش شکستگی‌های هیدرولیکی را به‌وضوح نشان می‌دهند.

۱. مدل ژئومکانیکی تهیه‌شده علاوه‌بر تعیین بازه‌های شکست، در مطالعاتی نظیر تحلیل پایداری چاه، استحکام سنگ مخزن و پوش سنگ در تزریق سیال جهت ازدیاد برداشت، فرونشست زمین ناشی از فشردگی، و شبیه‌سازی کوپل‌شده جهت بررسی تولید از مخزن قابل استفاده است.

۲. عوامل مؤثر شامل شکستگی‌های طبیعی، فشار منفذی، ترکیب کانی‌شناسی و حساسیت تورمی در تماس با آب، جهت و اندازه تنش‌های برجا و خواص مکانیکی سنگ نظیر شکنندگی، در تعیین لایه‌های مستعد برای شکست هیدرولیکی در شیل‌های گازی نقش کلیدی دارند.

۳. در بیان اهمیت این پارامترها می‌توان اشاره کرد که تراکم بالای شکستگی‌های طبیعی موجب گسترش ناحیه تحریک‌شده مخزن می‌شود. فشار منفذی بالا نیز جریان سیال را، چه از درون مخزن به‌سمت دهانه چاه و چه درون چاه، تسهیل می‌نماید. همچنین، درصد پایین کانی‌های رسی به‌ویژه رس‌های تورمی از خانواده مونتوریلونیت در عملیات شکست هیدرولیکی مطلوب تلقی می‌گردد،

که بیانگر راستای تنش برجای افقی حداکثر و رشد شکاف هیدرولیکی می‌باشد. بنابراین انتظار می‌رود در صورت ایجاد شکاف‌های هیدرولیکی در این لایه، شکاف هیدرولیکی با زاویه کمی به شکستگی‌های طبیعی برخورد نماید. در نتیجه انتظار می‌رود فارغ از اختلاف میان اندازه مولفه‌های تنش‌های برجای افقی، این شکستگی‌های طبیعی طی عملیات شکست هیدرولیکی باز شده و به ایجاد ناحیه تحریک شده هر چه گسترده‌تر کمک نمایند. در صورت اختلاف قابل توجهی میان اندازه تنش‌های برجای افقی حداکثر و حداکثر این انتظار وجود دارد که شکستگی‌های طبیعی با زاویه زیاد نسبت به راستای تنش برجای افقی حداکثر (به‌عنوان راستای رشد شکاف هیدرولیکی) نتوانند به افزایش نرخ برداشت گاز کمک چندانی نمایند. بر این اساس، حفاری چاه‌های افقی در شیل‌های گازی بسیار توصیه می‌گردد چراکه محدوده قابل توجهی از مخزن را تحت پوشش قرار می‌دهد و منجر به تولید بیشتر گاز می‌گردد. به این منظور، چاه باید به گونه‌ای حفاری شود که بخش افقی آن در میان بازه عمقی شناسایی شده به‌عنوان کاندید مستعد برای شکست هیدرولیکی قرار گیرد. مطالعه انجام شده بر روی شکستگی‌های طبیعی در شیل‌های گازی ناحیه مورد مطالعه نشان داد که شکستگی‌های طبیعی دارای شیب زیاد متمایل به عمودی و با راستای غالب شمال شرقی - جنوب غربی می‌باشند. بر این اساس، حفاری چاهی افقی در راستای عمود بر شکستگی‌های طبیعی یعنی شمال غربی - جنوب شرقی می‌تواند بیشترین تولید هیدروکربن را به‌همراه داشته باشد. همچنین با توجه به اینکه آنالیزهای اولیه نشان می‌دهند که وضعیت تنش در این چاه‌ها به‌صورت امتدادلغز است، مسیر بهینه چاه افقی در راستای میان تنش برجای افقی حداکثر و حداکثر دارای بیشترین پایداری است. بنابراین انتخاب بازه‌های عمقی مناسب برای انجام عملیات شکست هیدرولیکی موضوعی است که از

به طوری که شکاف ایجاد شده هنگام رسیدن به این لایه‌ها از گسترش باز می‌ماند و امکان نفوذ به درون آن‌ها را ندارد. بنابراین، شاخص شکنندگی و مقدار تنش افقی حداقل باید به صورت هم‌زمان مورد بررسی قرار گیرند تا بازه‌های عمقی مناسب جهت انجام عملیات شکست هیدرولیکی به درستی تعیین شوند. براساس این دو معیار یعنی شاخص شکنندگی بالا و مقدار پایین تنش افقی حداقل می‌توان لایه‌های هدف مناسب برای شکست هیدرولیکی را با دقت انتخاب کرد.

۶. با وجود بهره‌گیری از داده‌های آزمایشگاهی و چاه‌نگاری در کالیبراسیون مدل ژئومکانیکی، محدودیت‌هایی نظیر انجام آزمایش‌ها بر روی نمونه‌های رخنمونی به‌جای مغزه‌های زیرسطحی، کمبود داده‌های مستقیم نظیر آزمایش نشت و شکست، موجب افزایش عدم قطعیت در برخی پارامترهای مدل شده‌اند. با این حال، همبستگی نسبی میان متغیرها در نتایج تحلیلی و توانایی مدل، اعتبار عملکرد آن را در چارچوب داده‌های موجود تأیید می‌کند.

چرا که این کانی‌ها از شکنندگی کمتری برخوردار بوده و پس از شکست، توانایی کمتری در بازماندن و حفظ شکستگی از خود نشان می‌دهند.

۴. با توجه به این که راستای تنش افقی حداقل بر جای در منطقه مورد مطالعه در جهت شمال غربی- جنوب شرقی تشخیص داده شده است، حفاری چاه افقی در امتداد عمود بر آن، یعنی در راستای شمال شرقی- جنوب غربی، می‌تواند به افزایش سطح تماس مخزن و بهبود تولید کمک کند. تعیین دقیق این راستای بهینه حفاری، نیازمند مطالعه‌ای جامع بر شبکه شکستگی‌های طبیعی و جهت‌گیری آن‌هاست؛ چرا که در صورت حفاری چاه به صورت عمود بر صفحات شکستگی، جریان سیال بیشتری از طریق این شبکه وارد چاه خواهد شد. بر این اساس، انتخاب راستای شمال شرق- جنوب غرب برای حفاری افقی، علاوه بر هم‌راستایی با اصول تنش‌سنجی، می‌تواند به طور مؤثری موجب افزایش نرخ تولید از لایه‌های مستعد جهت انجام عملیات شکست هیدرولیکی شود.

۵. معمولاً لایه‌هایی با مقادیر بالای تنش افقی حداقل به عنوان لایه‌های مانع عمل می‌کنند؛

## مراجع

- [1]. IEA, Golden Rules for a Golden Age of Gas. 2013, International Energy Agency (IEA): Paris.
- [2]. Li, X. J., Lu, Z. G., Dong, D. Z., & Cheng, K. (2009). Geologic controls on accumulation of shale gas in North America. *Natural Gas Industry*, 29(5), 27-32.
- [3]. Adekola, U.A., Gimba, A.S., Ayuba, S., JakadaI, K., Okafor, I., Nzerem, P., Chior, J., Ogolo, O. and Ibrahim, K.S., (2023). A comprehensive review of hydraulic fracturing techniques in shale gas production. *Nile Journal of Engineering and Applied Science*, 1(1), 216-228.
- [4]. Shan, Q., Jin, Y., Tan, P., & Zhang, R. (2018). Experimental and numerical investigations on the vertical propagation of hydraulic fractures in laminated shales. *Journal of Geophysics and Engineering*, 15(4), 1729-1742. doi.org/10.1088/1742-2140/aac12f.
- [5]. Karagianni, A., Karoutzos, G., Ktena, S., Vagenas, N., Vlachopoulos, I., Sabatakakis, N., & Koukis, G. (2010). Elastic properties of rocks. *Bulletin of the Geological Society of Greece*, 43(3), 1165-1168. doi.org/10.12681/bgsg.11291.
- [6]. Mostyn, G., & Douglas, K. (2000, November). Strength of intact rock and rock masses. In *ISRM International Symposium* (pp. ISRM-IS). ISRM.
- [7]. Malkowski, P., & Ostrowski, L. (2017, June). The methodology for the Young modulus derivation for rocks and its value. In *ISRM EUROCK* (pp. ISRM-EUROCK). ISRM.
- [8]. Ji, S., Li, L., Motra, H. B., Wuttke, F., Sun, S., Michibayashi, K., & Salisbury, M. H. (2018). Poisson's ratio and auxetic properties of natural rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 123(2), 1161-1185. doi.org/10.1002/2017JB014606.
- [9]. Lakirouhani, A., & Jolfaci, S. (2023, December). Conflict Between Fracture Toughness and Tensile Strength in Determining Fracture Strength of Rock Samples with a Circular Hole. In *International Conference on Civil*

Engineering (pp. 495-503). Singapore: Springer Nature Singapore.

[10]. King, G. R. (1993). Material-balance techniques for coal-seam and devonian shale gas reservoirs with limited water influx. *SPE reservoir engineering*, 8(01), 67-72. doi.org/10.2118/20730-PA.

[11]. Riyahi, A. M. A., & Bagheri, M. (2018). Estimation of pore pressure using Eaton and Bowers methods with seismic and well logging data. *Applied Geophysics Research*, 4(2), 267-275. (in Persian).

[12]. Eaton, B. A. (1975, September). The equation for geopressure prediction from well logs. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-5544). SPE. doi.org/10.2118/5544-MS.

[13]. Fooladchi, S., Farouq Hosseini, M. & Ganji, M. (2006). Laboratory study of the effect of sample geometry on dynamic and static elastic properties of Neka limestone. *Journal of Mining Engineering*, 1(1), 1-10. (in Persian).

[14]. Zarei, V. & Davoodi Jajarm, A. (2009). Relationship between static and dynamic parameters of dolomitic limestone to calcareous dolomite at the site of the Rudbar Dam, Lorestan. 3rd Iranian Mining Engineering Conference, Yazd. (in Persian).

[15]. Zoback, M.D., Barton, C.A., Brudy, M., Castillo, D.A., Finkbeiner, T., Grollmund, B.R., Moos, D.B., Peska, P., Ward, C.D. and Wiprut, D.J. (2003). Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 40(7-8), 1049-1076. doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.07.001.

[16]. He, J. H. (2006). Some asymptotic methods for strongly nonlinear equations. *International Journal of Modern physics B*, 20(10), 1141-1199. (in Persian).

[17]. Zoback, M. D. (2010). *Reservoir geomechanics*. Cambridge university press.

[18]. Molaghab, A., Taherynia, M. H., Fatemi Aghda, S. M., & Fahimifar, A. (2017). Determination of minimum and maximum stress profiles using wellbore failure evidences: a case study—a deep oil well in the southwest of Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 707-715.

[19]. Yang, Y., Shi, X., Ji, C., Yan, Y., An, N., & Zhang, T. (2024). The hydraulic fracturing optimization for stacked tight gas reservoirs using multilayers and multiwells fracturing strategies. *Energy Engineering*, 121(12).

[20]. Zhao, Z., Wu, T., Liang, H., Guo, J., & Zhou, X. (2024). Fracturability of shale based on rock brittleness and natural fracture tensile reactivation. *Petroleum Geoscience*, 30(4), petgeo2023-119. doi.org/10.1144/petgeo2023-119.

[21]. Hadei, M. R., & Veiskarami, A. (2021). An experimental investigation of hydraulic fracturing of stratified rocks. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 80(1), 491-506.

[22]. Jin, X., Shah, S. N., Roegiers, J. C., & Zhang, B. (2014, February). Fracability evaluation in shale reservoirs—an integrated petrophysics and geomechanics approach. In *SPE hydraulic fracturing technology conference and exhibition* (pp. SPE-168589). SPE. doi.org/10.2118/168589-MS.

[23]. Abdelaal, A., Aljawad, M. S., Alyousef, Z., & Almajid, M. M. (2021). A review of foam-based fracturing fluids applications: From lab studies to field implementations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 95, 104236. doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104236.

[24]. Passey, Q. R., Bohacs, K. M., Esch, W. L., Klimentidis, R., & Sinha, S. (2010, June). From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir—geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. In *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China* (pp. SPE-131350). SPE. doi.org/10.2118/131350-MS.

[25]. Chang, C., Zoback, M. D., & Khaksar, A. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51(3-4), 223-237. doi.org/10.1016/j.petrol.2006.01.003.