

Original Research Paper

Application of PaleoScan software in identifying faults with emphasis on seismic attributes

Babak Samani^{1*}, Seyed Abbas Najafi¹, and Sima Ameri¹

¹ Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

ARTICLE INFO

Article history:

Received: 2024 October 06

Accepted: 2025 January 20

Available online: 2025 March 21

Keywords:

Fault

Seismic Attributes

PaleoScan software

Hydrocarbon Reservoirs

ABSTRACT

Faults are considered as one of the influential factors in hydrocarbon reservoirs. The existence of a fault in a reservoir can create structural traps, increase permeability and create migration paths. On the other hand, the possibility of hydrocarbon leakage, the risk of well instability, the complexity of drilling operations, and the unbalanced distribution of hydrocarbon between the traps of a reservoir are among the negative effects of fault in hydrocarbon reservoirs. Therefore, identifying faults and their effects will play a key role in the process of exploration and production from hydrocarbon reservoirs. The use of seismic attributes to improve, identify and analyze hidden information in seismic sections, as well as better geological and geophysical interpretation, is one of the main steps of a correct and accurate seismic interpretation. Therefore, choosing a suitable attribute to reveal the fault and its behavior will be obvious. In this paper, by using some seismic data and application of different seismic attributes, the strengths of PaleoScan software in detecting the fault structures by automatic and semi-automatic methods have been practically investigated. Considering the variety of seismic attributes of this software compared to similar software, it can be used as a powerful tool in identifying structural discontinuities and especially oil field faults.

1. Introduction

Seismic data are based on four fundamental principles: time, amplitude, frequency, and attenuation (Brown, 2001) (Figure 1). After seismic data acquisition, the data undergo a process called seismic inversion. The primary goal of seismic inversion is to transform reflective seismic data into acoustic impedance and ultimately estimate the physical properties of rocks and fluids, such as density, elastic moduli, and fluid saturation. This process


encompasses various methods, among which pre-stack and post-stack inversion are the most widely used (Keramati, 2014). A seismic attribute is a specific characteristic derived directly or indirectly (through mathematical relationships) from seismic data, which aids in describing subsurface properties such as structural variations, lithology, reservoir characteristics, and fluid distribution. Most seismic attributes are based on post-stack methods. These attributes


* Corresponding author: Babak Samani; Email: b.samani@scu.ac.ir

Citation:

Samani, B., Najafi, S. A., and Ameri, S., 2025. Application of PaleoScan software in identifying faults with emphasis on seismic attributes. Scientific Quarterly Journal of Geosciences, 35(1), 135, 59-72. <https://doi.org/10.22071/gsj.2025.482206.2161>.

E-ISSN: 2645-4963; Copyright©2021 G.S. Journal & the authors. All rights reserved.

 doi: 10.22071/gsj.2025.482206.2161

 dor: 20.1001.1.10237429.1404.35.1.4.5



This is an open access article under the by-nc/4.0/ License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

are further categorized into two types: horizon-based and window-based attributes. Horizon-based attributes identify and track a specific feature along a horizon. The accuracy of these attributes depends on the sampling rate of the seismic data, which is typically around the temporal resolution of sampling (2 milliseconds). If the interpreted horizon lies between two adjacent samples, the surface attribute value is estimated through interpolation. Window-based attributes, on the other hand, identify and track a specific feature within a fixed time interval, fixed intervals on a horizon, or fixed intervals between horizons. Their accuracy varies depending on the selected time interval, typically ranging from a few milliseconds (Brown, 2001). The PaleoScan software provides a suitable platform for seismic interpretation and the creation of geologically coherent models based on chronostratigraphy. Introduced by the French company Eliis in 2009, PaleoScan has so far received limited attention from researchers in our country. Both PaleoScan and Petrel are widely used software tools for seismic interpretation and reservoir analysis. However, PaleoScan, due to its volume-based interpretation approach and a broad range of seismic attributes, offers unique capabilities for structural analysis and sedimentary distribution studies. One of the key differences between these two software tools is PaleoScan's ability to automatically and semi-automatically generate multiple seismic attributes, which can reduce interpretation time and enhance analysis accuracy (Figure 2). These capabilities are particularly important for complex seismic studies, such as the analysis of channel systems or multiple faults. In contrast, Petrel is known for its ability to integrate seismic data, well logs, and static modeling, but it offers fewer options for generating and interactively applying seismic attributes compared to PaleoScan. These differences can be crucial, depending on the project's needs and interpretation objectives.

2. Research methodology

In this paper, the research methodology involves the application of various seismic attributes using the PaleoScan software to identify fault structures in hydrocarbon reservoirs. The process begins with the acquisition of seismic data, which undergoes seismic inversion to convert reflective seismic data into acoustic impedance, allowing for the estimation of physical properties of rocks and fluids.

The methodology is structured as follows:

Seismic Data Preparation: The seismic data is loaded into PaleoScan, where the variance attribute is applied to analyze structural discontinuities. The range of this attribute is adjusted based on the expected size of the faults—larger ranges for significant faults and smaller for minor ones. **Automatic Fault Extraction Technique:** The automatic fault extraction technique is employed to minimize human error in fault identification. This involves applying the variance attribute across the 3D seismic

data volume, followed by utilizing a scanning disk to analyze the variance in terms of fault direction and dip. The outputs include the Fault Plane Attribute and Fault Thinning Attribute, which help in identifying and extracting faults. **Fault Probability Attribute:** This attribute is applied to the 3D seismic data to enhance fault identification accuracy. Unlike the automatic fault extraction, the fault probability attribute focuses on prominent values within the data, allowing for precise fault detection. **Combining Outputs:** The outputs from both the automatic fault extraction and fault probability attributes are compared to evaluate the quality of fault detection. This step ensures that any discrepancies in fault identification are addressed. **Geological Analysis:** The final step involves analyzing the geological conditions of the selected section based on the identified faults, which are interpreted in relation to structural formations and regimes. The combination of these methodologies demonstrates the effectiveness of using seismic attributes in PaleoScan for the accurate identification and analysis of faults in hydrocarbon reservoirs.

3. Results

3.1. Seismic attributes

3.1.1. Variance Attribute

To explain the performance of the variance attribute, it is essential to first address the concept of covariance and its role in seismic data analysis. Covariance, a common window-based attribute in seismic data processing, is a crucial tool for analyzing temporal correlations between seismic signal components. This quantity evaluates the simultaneous variations in data over a temporal scale. In seismic data, if the components of a seismic wave exhibit an upward trend in timing changes (a decrease in wave arrival time at the receiver), the covariance value will be positive. Conversely, a downward trend (an increase in wave arrival time) results in a negative covariance. When no changes in temporal components are observed, the covariance will be zero. These variations provide valuable insights for analyzing seismic events, isolating noise, and distinguishing between true signals and random noise (Kirlin and Done, 1999). The variance attribute, applied to seismic data, is a tool for analyzing and identifying structural discontinuities based on recorded variations in covariance values. Variance assesses the degree of data dispersion within a specific temporal or spatial range relative to its mean. This attribute is particularly effective in identifying geological discontinuities such as faults, channels, and other sedimentary or tectonic structures (PaleoScan User Guide, 2023). By enhancing contrast between areas with high and low variations, the variance attribute serves as a powerful tool for highlighting structural boundaries within seismic data volumes.

3.1.2. Automatic Fault Extraction (AFE) Technique

It can be said that in all seismic interpretation software; after applying several seismic attributes to clarify the discontinuity of the fault, the interpreter must identify and extract the fault manually or semi-automatically. The manual or semi-automatic nature of this process can increase the possibility of errors by the interpreter. PaleoScan uses automatic fault extraction technique to solve this problem. In this method, first, the variance seismic attribute (a type of window attribute that is extracted from the time values of seismic data) must be applied on the 3D volume of seismic data. In the next step, for each cell of this volume, a scanning disk is considered to identify the variance of the fault in terms of direction (0 to 360 degrees) and in terms of dip (30 to 90 degrees). Then, the sum of the variance detected by the scanning disk is calculated by a Gaussian function (the sum calculated in the center of the disk is more intense than at its edges) or a flat function (the calculated sum along the scanning disk is uniformly distributed), which the output of this method will Fault Plane Attribute in the seismic data. Next, in order to find the highest gradient from the fault plane attributes, two Hessian methods (applying the Hessian matrix and the second derivative on the data to find the direction of the highest gradient) or directly (without applying calculations) are used, and the output of both methods Fault Thinning Attribute which represents the deformation skeleton in seismic data. Finally, the resulting skeleton is turned into small patches separated from each other, and in every five patches, one patch forms a fault in the direction most perpendicular to the main skeleton process. The output of this step is also referred to as Fault Extraction Attribute. To prevent noise from entering the fault extraction process, a threshold can be set to remove values lower than the value of the main skeleton. In some cases, the faults may be close enough and coplanar, in which case PaleoScan merges them based on the fault thinning attribute (PaleoScan user guide, 2023).

3.1.3. Fault Probability Attribute

The basis of this attribute includes the implementation of the variance attribute. In this way, we have to apply the variance attribute on the 3D volume of seismic data. The difference in the function of the variance attribute in the automatic fault extraction attribute and the fault probability attribute is in how it is applied to the seismic data. In the automatic fault extraction attribute, the variance was applied to the entire seismic data according to the set direction and dip, but in the fault probability attribute, the variance was automatically applied only to the prominent and main values of the seismic data, and this process was efficient in the absolute identification of the fault. will be PaleoScan allows the interpreter to identify the fault to the highest level of accuracy when facing smaller or larger faults by determining the appropriate interval for the variance attribute to work (PaleoScan user guide, 2023).

4. Discussions

In this article, a part of a suitable seismic data was selected for fault identification using automatic fault extraction and fault probability attributes, and the implementation and performance of both attributes are discussed below:

4.1. Fault Identification by Automatic Fault Extraction Technique

After loading the seismic data in the software, the variance attribute should be applied to it in the first step. If the presence of a large fault is expected, you should increase the range of the attribute (between 3 and 53) to an optimal level, and if the presence of a small fault is expected, you should do the opposite. Medium to large faults were expected in the selected section, and for this purpose, the range was set to 35. In the second step, the fault plane attribute should be implemented on the output of the first step. Now, the scanning disk should perform its search based on the size and intervals of the desired direction and dip and display the result of this search according to one of the two Gaussian or Flat methods. For the selected section, the size of the scanning disk was set to 145, the direction range was from 0 to 80 degrees, and the dip range was from 30 to 90 degrees, and the search result was displayed based on the Gaussian method. In the third stage, the fault plates created during the thinning process should be transformed into deformation skeletons based on Hessian or direct methods. For the selected sample, the direct method and the functional range value of 5 were used. In the last stage, deformation skeletons should be converted into faults. For this purpose, three parameters will be required: 1- The minimum number of fault cells (between 200 and 10000; the larger the number, the larger the faults will be preserved and vice versa). 2- The minimum effective thinning (the smallest value that shows the deformation skeleton of the fault and Values smaller than that will not be part of the deformation skeleton). 3- The degree of smoothing of the fault (range 1 to 20; adjusts the intensity of smoothing and clearing possible errors of the fault). For the selected part, the minimum number of fault cells was set to 2000, the minimum thinning was set to 0.035, and the smoothing of the fault was set to 5, and the automatic merging mode was also activated to connect similar parts to each other.

4.2. Identifying the Fault by means of the Fault Probability Attribute

After loading the seismic data into the software, by applying the fault probability attribute (without the intervention of other attributes), a clear and immediate picture of the faults can be seen. When running this attribute, its functional range (range 3 to 53) should be set, so that large faults are detected in a larger range and vice versa for small faults. For the selected section, medium to large faults were expected, and for this purpose, the value of 35 was considered for the performance range of the attribute.

4.3. Combining the output of two Attributes to improve Fault Identification

In order to evaluate the performance of two attributes and control their quality, the outputs are placed next to the selected section and all three are examined. Through the investigations, it was found that three of the faults identified in the automatic fault extraction technique are not present in the output of the fault probability attribute and the selected part and should be removed, and parts of a fault should be merged manually.

4.4. Analysis of the Geological Condition of the Selected Section

By observing the position of the faults in relation to each other and horizon B, it can be said that the area in question is affected by the tensile regime. The faults are normal and synthetic and have created half-graben structures.

5. Conclusion

In this study, the role and significance of faults in hydrocarbon reservoirs and the necessity of their precise identification using seismic attributes in PaleoScan software were examined. The results indicated that variance attributes, fault probability, and automatic fault extraction are effective tools for detecting and analyzing structural discontinuities in seismic data.

PaleoScan's unique capabilities, such as automatic attribute generation and volume-based interpretation, significantly enhanced the speed and accuracy of fault identification. The combination of outputs from the fault probability and automatic fault extraction attributes also greatly improved the quality of fault detection and analysis.

Thus, utilizing these methods and the PaleoScan software can serve as an efficient approach for interpreting seismic data and managing hydrocarbon reservoirs.

مقاله برگزیده دهمین همایش زمین‌ساخت و زمین‌شناسی ساختاری (تبریز)

کاربرد نرم‌افزار پالتواسکن در شناسایی گسل‌ها با تاکید بر نشانگرهای لرزه‌ای

بابک سامانی^{۱*}، سید عباس نجفی^۱ و سیما عامری^۱^۱ گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

چکیده

گسل‌ها به عنوان یکی از سیماهای ساختاری تاثیرگذار در مخازن هیدروکربنی به شمار می‌روند. وجود گسل در یک مخزن می‌تواند موجب ایجاد تله‌های ساختاری، افزایش تراوایی و ایجاد مسیرهای مهاجرت شود. از سوی دیگر، احتمال نشت هیدروکربن، خطر ناپایداری چاه، پیچیدگی عملیات حفاری و تقسیم نامتوازن هیدروکربن بین تله‌های یک مخزن از اثرات منفی وجود گسل در مخازن هیدروکربنی به شمار می‌رود. از این رو، شناسایی گسل‌ها و اثرات ناشی از آن‌ها، نقشی کلیدی در روند اکتشاف و تولید از مخازن هیدروکربنی خواهد داشت. به کارگیری نشانگرهای لرزه‌ای در جهت تقویت، شناسایی و تحلیل اطلاعات پنهان در مقاطع لرزه‌ای و نیز تفسیر زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی بهتر، از مراحل اصلی یک تفسیر لرزه‌ای صحیح و دقیق به شمار می‌رود. از این رو، انتخاب نشانگری مناسب جهت آشکارسازی گسل و رفتار آن امری ضروری خواهد بود. در این پژوهش، با استفاده از برخی داده‌های لرزه‌ای و با به کارگیری نشانگرهای لرزه‌ای مختلف، به طور عملی به بررسی نقاط قوت نرم‌افزار پالتواسکن در آشکارسازی ساختارهای گسلی به وسیله روش‌های خودکار و نیمه‌خودکار پرداخته شده است. با توجه به تنوع نشانگرهای لرزه‌ای این نرم‌افزار نسبت به نرم‌افزارهای مشابه می‌توان از آن به عنوان ابزاری قدرتمند در شناسایی ناپیوستگی‌های ساختاری و به ویژه گسل‌ها در میداین نفتی استفاده نمود.

اطلاعات مقاله

تاریخچه مقاله:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۷/۱۵

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۱۱/۰۱

تاریخ انتشار: ۱۴۰۴/۰۱/۰۱

کلیدواژه‌ها:

گسل

نشانگرهای لرزه‌ای

نرم‌افزار پالتواسکن

مخازن هیدروکربنی

۱- پیش‌نوشتار

نشانگرهای افق‌محور و پنجره‌ای دسته‌بندی می‌شوند (Barnes, 2000; Kearey et al., 2002; Gupta and Mazumdar, 2013). نشانگرهای افق‌محور آن دسته از نشانگرها هستند که یک ویژگی خاص را در امتداد یک افق شناسایی و دنبال می‌کنند. دقت این نشانگرها وابسته به نرخ نمونه‌برداری داده‌های لرزه‌ای بوده و معمولاً در حدود رزولوشن زمانی نمونه‌برداری (۲ میلی‌ثانیه) است. در صورتی که افق تفسیر شده بین دو نمونه مجاور قرار گیرد، مقدار نشانگر سطحی از طریق میان‌یابی تخمین زده می‌شود. نشانگرهای پنجره‌ای نیز به آن دسته از نشانگرها اطلاق می‌شود که یک ویژگی خاص را در امتداد یک بازه زمانی ثابت، بازه‌های ثابت در یک افق، یا بازه‌های ثابت بین افق‌ها شناسایی و دنبال می‌کنند و دقت آن‌ها بسته به بازه زمانی موردنظر، در حدود چند میلی‌ثانیه متغیر است (Brown, 2001; Chopra and Marfurt, 2007). نرم‌افزار پالتواسکن بستری مناسب را جهت تفسیر لرزه‌ای و تهیه مدل‌های زمین‌شناسی منسجم از نظر چینه‌شناسی زمانی را به کاربر ارائه می‌دهد. این نرم‌افزار از سال ۲۰۰۹

داده‌های لرزه‌ای بر چهار پایه زمان، دامنه، فرکانس و میرایی بنیان یافته‌اند (Brown, 2001) (شکل ۱). پس از برداشت داده‌های لرزه‌ای، داده‌ها تحت فرایند وارون‌سازی (Seismic Inversion) قرار می‌گیرند. هدف اصلی وارون‌سازی، تبدیل داده‌های لرزه‌ای بازتابی به مقاومت صوتی و در نهایت، تخمین خواص فیزیکی سنگ و سیال، مانند تراکم، مدول‌های کشسانی و اشباع سیال است. این فرایند شامل روش‌های مختلفی است که از میان آن‌ها، وارون‌سازی پیش از برانبارش (Pre-Stack) و پس از برانبارش (Post-Stack) بیشترین کاربرد را دارند (Keramati, 2014). نشانگر لرزه‌ای یک ویژگی خاص از داده‌های لرزه‌ای است که به طور مستقیم یا غیرمستقیم (توسط روابط ریاضی) از آن‌ها استخراج شده و به توصیف ویژگی‌های زیرسطحی مانند تغییرات ساختاری، سنگ‌شناسی، خواص مخزنی و توزیع سیالات کمک می‌کند (Partyka et al., 1999; Roberts, 2001; Taner, 2001). عمده نشانگرهای لرزه‌ای بر پایه روش پس از برانبارش هستند. این نشانگرها به نوبه خود به دو نوع

* نویسنده مسئول: بابک سامانی؛ E-mail: b.samani@scu.ac.ir

ماخذنگاری:

سامانی، ب.، نجفی، س. ع. و عامری، س.، ۱۴۰۴، کاربرد نرم‌افزار پالتواسکن در شناسایی گسل‌ها با تاکید بر نشانگرهای لرزه‌ای. فصلنامه علمی علوم زمین، ۳۵(۱)، ۵۹-۷۲. <https://doi.org/10.22071/gsj.2025.482206.2161>

doi: 10.22071/gsj.2025.482206.2161



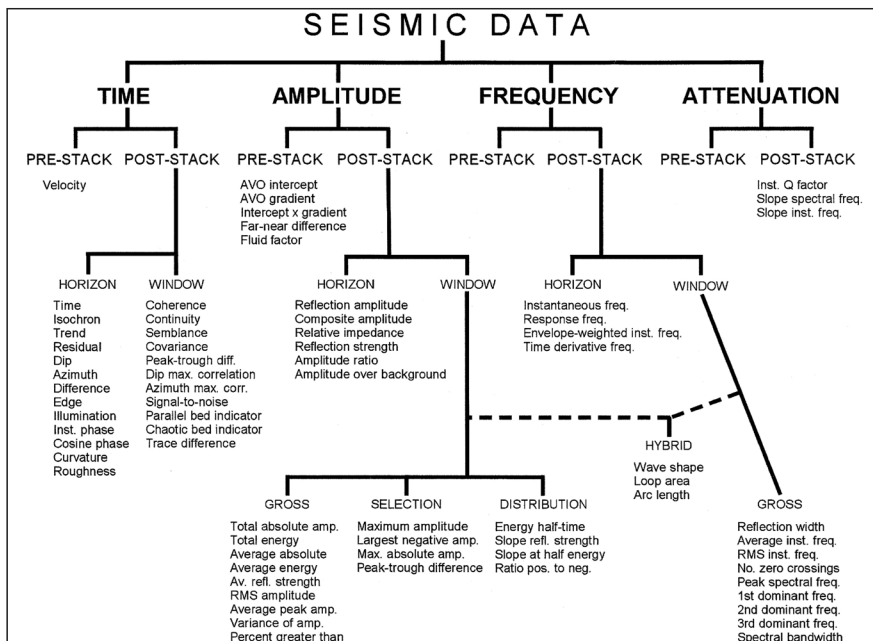
doi: 20.1001.1.10237429.1404.35.1.4.5

حقوق معنوی مقاله برای فصلنامه علوم زمین و نویسندگان مقاله محفوظ است.

This is an open access article under the by-nc/4.0/ License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

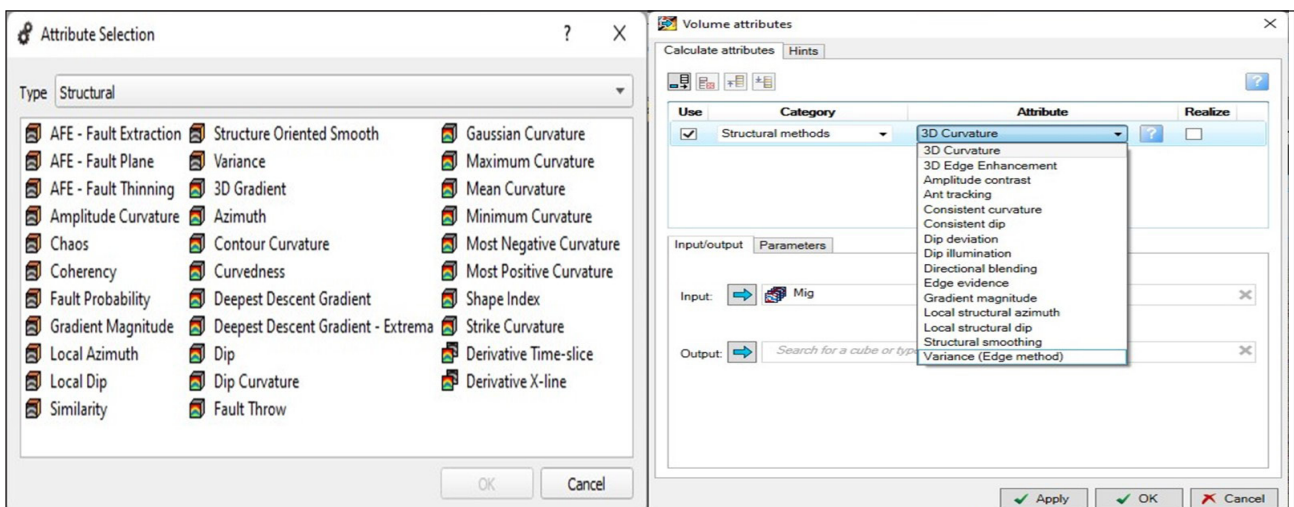
را کاهش داده و دقت تحلیل ها را بهبود بخشد (شکل ۲). این قابلیت ها در مطالعات لرزه ای پیچیده، مانند تحلیل سیستم های کانالی یا گسل های متعدد، از اهمیت ویژه ای برخوردارند. در مقابل، پترل با قابلیت یکپارچه سازی داده های لرزه ای، چاه نگاری و مدل سازی استاتیکی شناخته می شود، اما در مقایسه با پالئواسکن، گزینه های محدودتری برای تولید و اعمال نشانگرهای لرزه ای به صورت تعاملی ارائه می دهد. این تفاوت ها می تواند بر اساس نیازهای پروژه و اهداف تفسیر تعیین کننده باشد. در ادامه، به بررسی برخی از قابلیت های پالئواسکن در شناسایی گسل ها پرداخته شده است.

توسط شرکت فرانسوی ایس معرفی گردید اما تاکنون در کشورمان کمتر مورد توجه پژوهشگران قرار گرفته است. پالئواسکن و پترل هر دو از نرم افزارهای پرکاربرد در تفسیر داده های لرزه ای و تحلیل مخازن هستند. با این حال، پالئواسکن به دلیل رویکرد مبتنی بر حجم (Volume-based interpretation) و تنوع گسترده نشانگرهای لرزه ای، قابلیت های منحصر به فردی را برای تحلیل ساختاری و توزیع رسوبی فراهم می کند. یکی از تفاوت های کلیدی این دو نرم افزار، امکان تولید نشانگرهای لرزه ای متعدد به صورت خود کار و نیمه خود کار در پالئواسکن است که می تواند زمان تفسیر



شکل ۱- اجزای داده لرزه ای و طبقه بندی نشانگرهای لرزه ای (Brown, 2001).

Figure 1. Seismic data components and classification of seismic attributes (Brown, 2001).



شکل ۲- مقایسه بین نرم افزارهای پالئواسکن و پترل از نظر تنوع در نشانگرهای لرزه ای-ساختاری. نرم افزار پترل دارای ۱۵ نشانگر ساختمانی (تصویر راست) و نرم افزار پالئواسکن دارای ۳۲ نشانگر ساختمانی می باشد (تصویر چپ).

Figure 2. Comparison between PaleoScan and Petrel software in terms of diversity in structural seismic attributes. Petrel software includes 15 structural attributes (right image), whereas PaleoScan software offers 32 structural attributes (left image).

۲- روش پژوهش

همبستگی زمانی بین اجزای سیگنال‌های لرزه‌ای به‌شمار می‌رود. این کمیت، تغییرات هم‌زمانی بین داده‌ها را با توجه به مقیاس زمانی ارزیابی می‌کند. در داده‌های لرزه‌ای، اگر مؤلفه‌های موج لرزه‌ای دچار تغییر زمانی با روند بالارونده شوند (کاهش زمان رسیدن موج به گیرنده)، مقدار کوواریانس مثبت خواهد بود. برعکس، در صورت وجود روند پایین‌رونده (افزایش زمان رسیدن موج)، کوواریانس منفی است. در حالتی که هیچ تغییری در مؤلفه‌های زمانی مشاهده نشود، کوواریانس صفر خواهد بود. این تغییرات، اطلاعات ارزشمندی را برای تحلیل رخداد‌های لرزه‌ای، جداسازی نویز و نوفه، و تفکیک بین سیگنال‌های واقعی و نویز تصادفی فراهم می‌کند (Kirlin and Done, 1999). نشانگر واریانس، که بر داده‌های لرزه‌ای اعمال می‌شود، ابزاری برای تحلیل و آشکار سازی ناپیوستگی‌های ساختاری بر اساس تغییرات ثبت شده در مقادیر کوواریانس است. واریانس، میزان پراکندگی مقادیر داده را در یک محدوده زمانی یا مکانی مشخص نسبت به میانگین آن ارزیابی می‌کند. این نشانگر به‌ویژه در شناسایی ناپیوستگی‌های زمین‌شناسی مانند گسل‌ها، کانال‌ها، و سایر ساختارهای رسوبی و زمین‌ساختی بسیار کارآمد است (PaleoScan User Guide, 2023). در واقع، نشانگر واریانس با افزایش تابین (کنتراست) بین نواحی با تغییرات بالا و نواحی با تغییرات پایین، ابزار قدرتمندی برای برجسته‌سازی مرزهای ساختاری در حجم داده‌های لرزه‌ای به‌شمار می‌رود (شکل ۳).

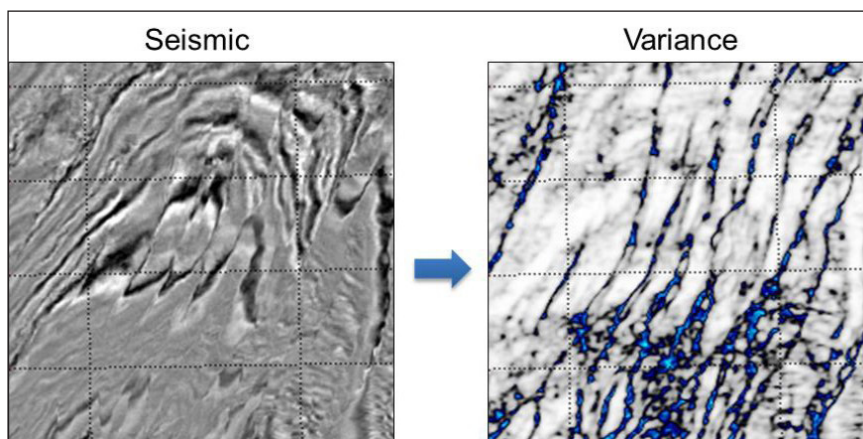
در این مقاله سعی شده است تا به اهمیت و قابلیت نرم افزار پالئوسکن در شناسایی ناپیوستگی‌های ساختاری و به ویژه ساختارهای گسلی پرداخته شود. براین اساس برخی از مفاهیم پایه به عنوان نشانگرهای لرزه‌ای مختلف مورد بحث قرار گرفته‌اند و نقاط قوت و ضعف هر کدام از این نشانگرها در روش‌های استخراج خودکار و نیمه خودکار ناپیوستگی‌های ساختاری مورد بررسی قرار گرفته است. به دلیل عدم دسترسی به داده‌های کامل و مناسب جهت ورود به نرم‌افزار، به منظور مدل‌سازی سه‌بعدی ساختارهای گسلی، به بخشی از داده‌های تهیه شده از منابع خارجی بسنده گردید و با استفاده از به کارگیری نشانگرهای لرزه‌ای مختلف به استخراج ساختارهای گسلی در یک مکعب لرزه‌ای در یک بعد مکانی و زمانی مشخص اقدام گردید.

۳- داده‌ها و اطلاعات

۳-۱-۳- نشانگرهای لرزه‌ای

۳-۱-۱-۳- نشانگر واریانس (Variance Attribute)

برای تبیین عملکرد نشانگر واریانس، ابتدا باید به مفهوم کوواریانس (Covariance) و نقش آن در تحلیل داده‌های لرزه‌ای پرداخت. کوواریانس، که یکی از نشانگرهای متداول پنجره‌ای در پردازش داده‌های لرزه‌ای است، ابزار مهمی برای تحلیل



شکل ۳- نمایش تاثیر نشانگر لرزه‌ای واریانس بر روی داده لرزه‌ای (PaleoScan user guide, 2023).

Figure 3. Illustration the effect of variance seismic attribute on the seismic data (PaleoScan user guide, 2023).

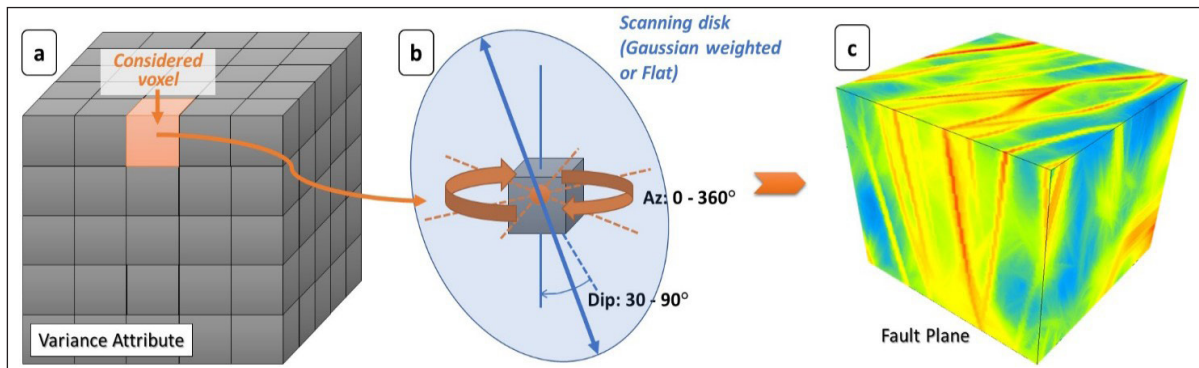
پوینده، به وسیله یک تابع گاوسی (مجموع محاسبه شده در مرکز صفحه با شدت بیشتری نسبت به لبه‌های آن نشان داده می‌شود) یا تابع مسطح (مجموع محاسبه شده در امتداد صفحه پوینده، به طور یکسان توزیع می‌شود) محاسبه می‌شود که خروجی این روش، نشانگر صفحه گسل (Fault Plane Attribute) در داده لرزه‌ای خواهد بود (شکل ۴). در ادامه، جهت یافتن بیشترین گرادیان از نشانگر صفحه گسل، از دو روش هسی (اعمال ماتریس هسی و مشتق دوم بر روی داده‌ها برای یافتن بیشترین گرادیان شیب) یا مستقیم (بدون اعمال محاسبات) استفاده می‌شود که خروجی هر دو روش، نشانگر نازک‌شدگی گسل (Fault Thinning Attribute) است که بیانگر اسکلت تغییرشکل در داده لرزه‌ای می‌باشد (شکل ۵). در نهایت، نیز اسکلت حاصله به قطعات کوچک از هم گسسته تبدیل شده و در هر پنج قطعه، یک قطعه در قائم‌ترین جهت بر روند اسکلت مادر، تشکیل گسل می‌دهد. از خروجی این مرحله

۳-۱-۲- روش استخراج خودکار گسل (AFE-Automatic Fault Extraction)

می‌توان گفت در تمامی نرم‌افزارهای تفسیر لرزه‌ای، پس از اعمال چندین نشانگر لرزه‌ای جهت وضوح ناپیوستگی حاصل از گسل، بایستی تفسیرگر به صورت دستی یا نیمه خودکار اقدام به شناسایی و استخراج گسل کند. دستی یا نیمه خودکار بودن این فرایند می‌تواند احتمال بروز خطا از سوی تفسیرگر را بالا ببرد. پالئوسکن برای رفع این مسئله، از روش استخراج خودکار گسل بهره می‌گیرد. در این روش، ابتدا بایستی نشانگر لرزه‌ای واریانس (نوعی نشانگر پنجره‌ای که از مقادیر زمانی داده لرزه‌ای استخراج می‌شود) بر روی حجم سه‌بعدی داده لرزه‌ای اعمال شود. در مرحله بعد، برای هر سلول این حجم، صفحه‌ای پوینده در نظر گرفته می‌شود تا میزان واریانس گسل را از نظر جهت‌یابی (۰ تا ۳۶۰ درجه) و از نظر شیب (۳۰ تا ۹۰ درجه) شناسایی نماید. سپس مجموع واریانس شناسایی شده توسط صفحه

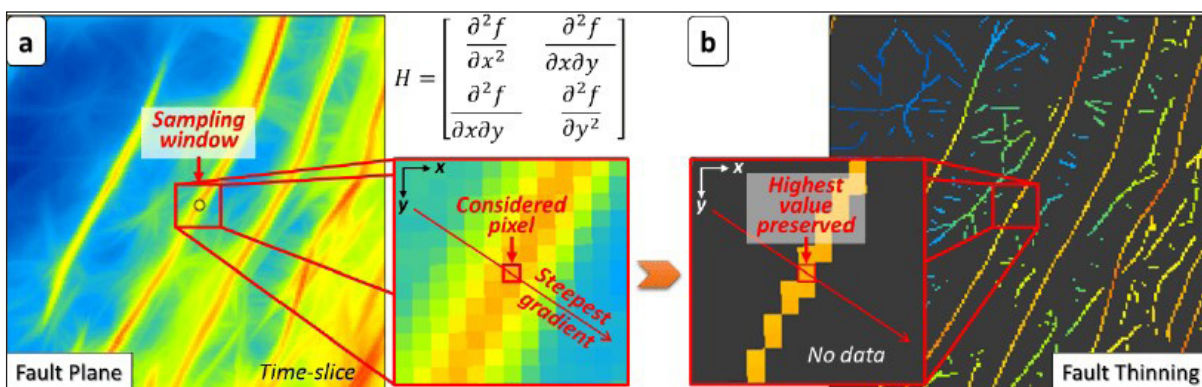
موارد ممکن است گسل‌ها به صورت سطوحی نزدیک به هم و موازی باشند، در این صورت پالئوسکن آن‌ها را بر اساس نشانگر نازک‌شدگی گسل ادغام می‌کند (PaleoScan user guide, 2023).

نیز تحت عنوان نشانگر استخراج گسل (Fault Extraction Attribute) یاد می‌شود (شکل ۶). برای جلوگیری از ورود نویز و نوفه به فرایند استخراج گسل می‌توان آستانه‌ای جهت حذف مقادیر کمتر از مقدار اسکلت مادر تعیین نمود. در برخی



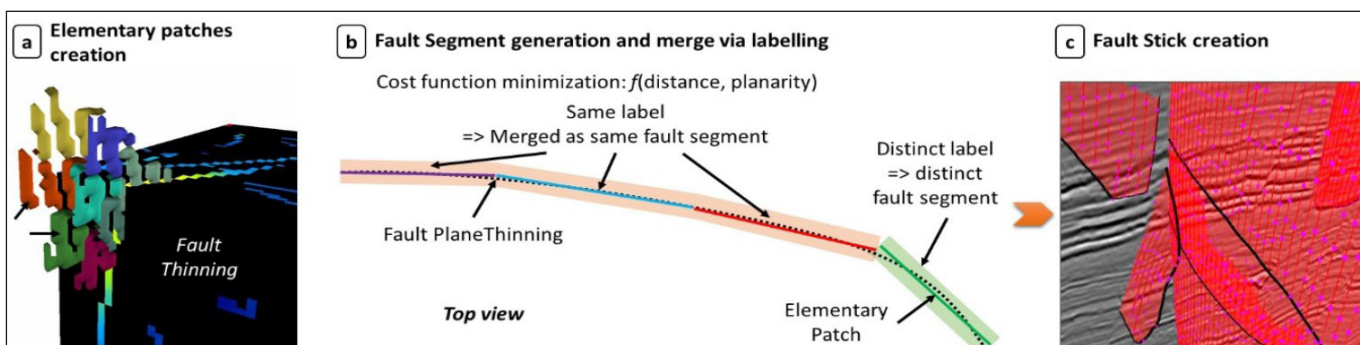
شکل ۴- نمایش مراحل مختلف ایجاد نشانگر صفحه گسل: (a) انتخاب یک سلول از حجم سه‌بعدی داده لرزه‌ای. (b) چگونگی کارکرد صفحه پوینده در جهات و شیب‌های قابل تنظیم. (c) تبدیل خروجی‌های صفحه پوینده به نشانگر صفحه گسل (PaleoScan user guide, 2023).

Figure 4. Show the different steps of fault plane attribute: a) Select a cell from the 3D volume of seismic data. b) How the scanning disk works in adjustable directions and dips. c) Converting the outputs of the scanning disk to the fault plane attribute (PaleoScan user guide, 2023).



شکل ۵- ایجاد نشانگر نازک‌شدگی گسل: (a) تشخیص بالاترین گرادیان‌ها جهت آشکارسازی گسل با استفاده از روش هسی یا مستقیم. (b) تبدیل بالاترین گرادیان‌ها به اسکلت‌های تغییرشکل (PaleoScan user guide, 2023).

Figure 5. Creating a fault thinning attribute: a) Recognition the highest gradients to reveal the fault using the Hessian or direct method. b) Converting the highest gradients into deformation skeletons (PaleoScan user guide, 2023).



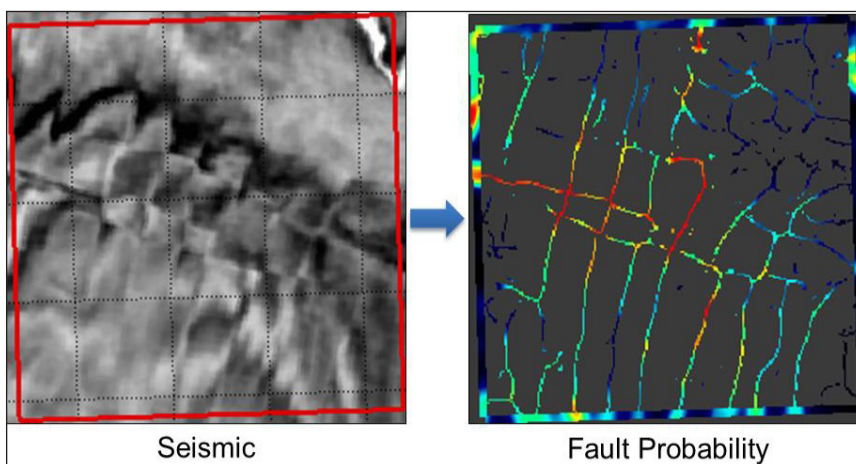
شکل ۶- ایجاد نشانگر استخراج گسل: (a) نحوه ساخت قطعات اولیه از روی اسکلت تغییرشکل. (b) تبدیل قطعات اولیه به گسل؛ قطعات شبیه به هم در این مرحله ادغام خواهند شد. (c) ساخت گسل پس از ارزیابی قطعات (PaleoScan user guide, 2023).

Figure 6. Constructing the fault extraction attribute: a) Make the primary patches from the deformation skeleton. b) Turning primary patches into faults; Similar patches will be merged at this stage. c) Making a fault after evaluating the patches (PaleoScan user guide, 2023).

اعمال می شد اما در نشانگر احتمال گسل، واریانس به طور خودکار تنها بر روی مقادیر برجسته تر و اصلی تر داده لرزه ای اعمال می شود و این فرایند در شناسایی مطلق گسل کارآمد خواهد بود. پالئواسکن این امکان را به تفسیرگر می دهد تا در مواجهه با گسل های کوچک تر یا بزرگ تر با تعیین بازه مناسب برای کارکرد نشانگر واریانس، شناسایی گسل را به بالاترین حد دقت برساند (PaleoScan user guide, 2023) (شکل ۷).

۳-۱-۳- نشانگر احتمال گسل (Fault Probability Attribute)

اساس این نشانگر مشتعل بر پیاده سازی نشانگر واریانس می باشد. بدین صورت که بایستی بر روی حجم سه بعدی از داده لرزه ای نشانگر واریانس را اعمال کنیم. تفاوت در کارکرد نشانگر واریانس در نشانگر استخراج خودکار گسل و نشانگر احتمال گسل در چگونگی اعمال شدن بر روی داده لرزه ای می باشد. در نشانگر استخراج خودکار گسل، واریانس بر روی کل داده لرزه ای با توجه به جهت و شیب تنظیم شده



شکل ۷- تاثیر نشانگر لرزه ای احتمال گسل بر روی داده لرزه ای (PaleoScan user guide, 2023).

Figure 7. The effect of the fault probability seismic attribute works on seismic data (PaleoScan user guide, 2023).

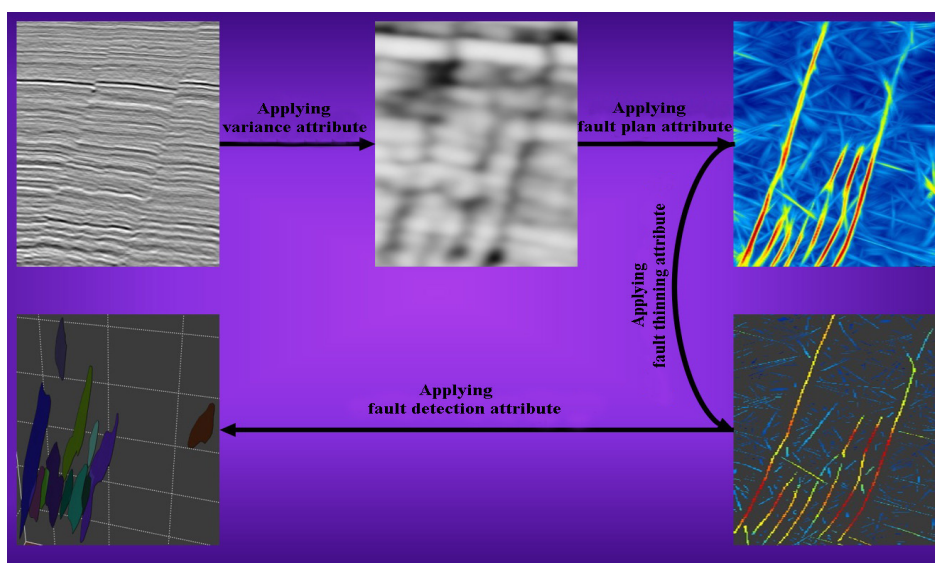
۴- بحث

در نرم افزار، بایستی در مرحله اول نشانگر واریانس روی آن اعمال شود. اگر وجود گسلی بزرگ موردانتظار است، بایستی میزان محدوده عملکرد نشانگر (بین ۳ تا ۵۳) را تا حدی مطلوب افزایش دهید و اگر وجود گسلی کوچک موردانتظار است، بایستی بالعکس عمل نمود. در بخش انتخاب شده وجود گسل های متوسط تا بزرگ انتظار می رفت و بدین منظور میزان محدوده روی عدد ۳۵ تنظیم گردید (شکل ۹).

در این مقاله، بخشی از یک داده لرزه ای مناسب جهت شناسایی گسل با استفاده از نشانگرهای استخراج خودکار گسل و احتمال گسل انتخاب گردید که در ادامه به نحوه اجرا و عملکرد هر دو نشانگر بر روی آن پرداخته می شود:

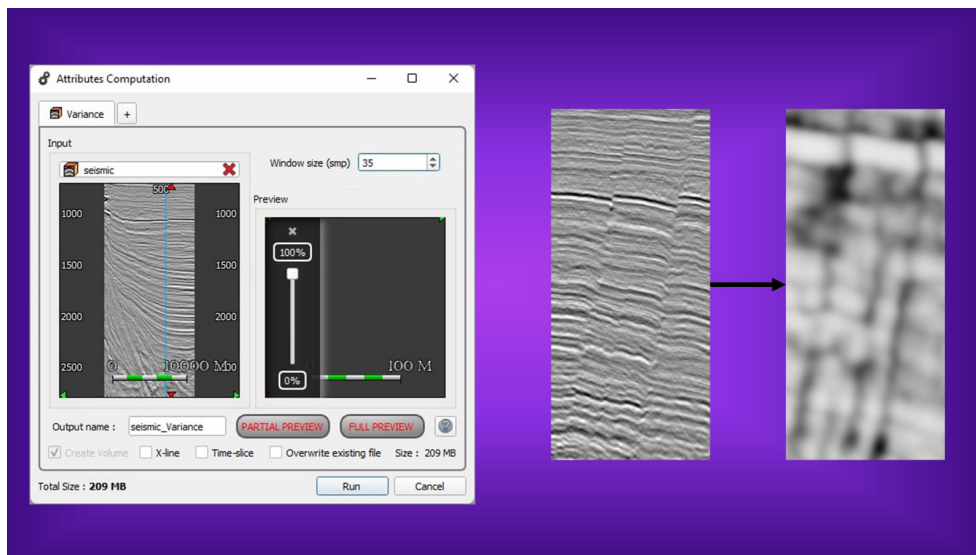
۴-۱- شناسایی گسل به وسیله روش استخراج خودکار گسل

فرایند اجرای این روش در شکل ۸ قابل ملاحظه است. پس از بارگذاری داده لرزه ای



شکل ۸- فرایند کلی اجرای روش استخراج خودکار گسل.

Figure 8. The general process of implementing the automatic fault extraction technique.

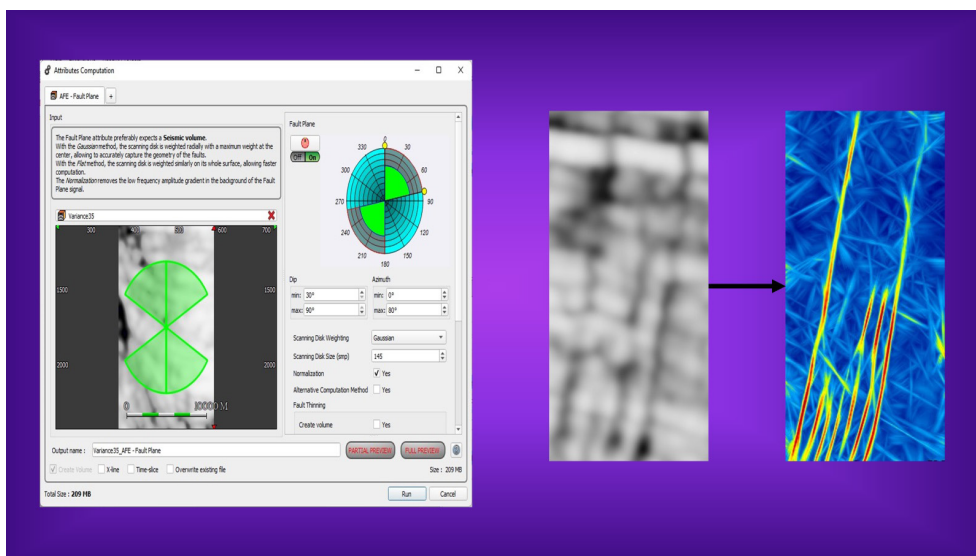


شکل ۹- نقش نشانگر واریانس و تاثیر آن.

Figure 9. The role of variance attribute and its effect.

دو روش گوسی یا صاف نمایش دهد. برای بخش انتخاب شده، اندازه صفحه پوینده روی مقدار ۱۴۵، بازه جهت از ۰ تا ۸۰ درجه و بازه شیب از ۳۰ تا ۹۰ درجه تنظیم شدند و نتیجه جستجو بر اساس روش گوسی نمایش داده شد (شکل ۱۰).

در مرحله دوم، لازم است تا نشانگر صفحه گسل روی خروجی مرحله اول پیاده سازی شود. اکنون صفحه پوینده بر اساس اندازه و بازه های جهت و شیب مورد نظر، بایستی جستجوی خود را انجام داده و نتیجه این جستجو را طبق یکی از

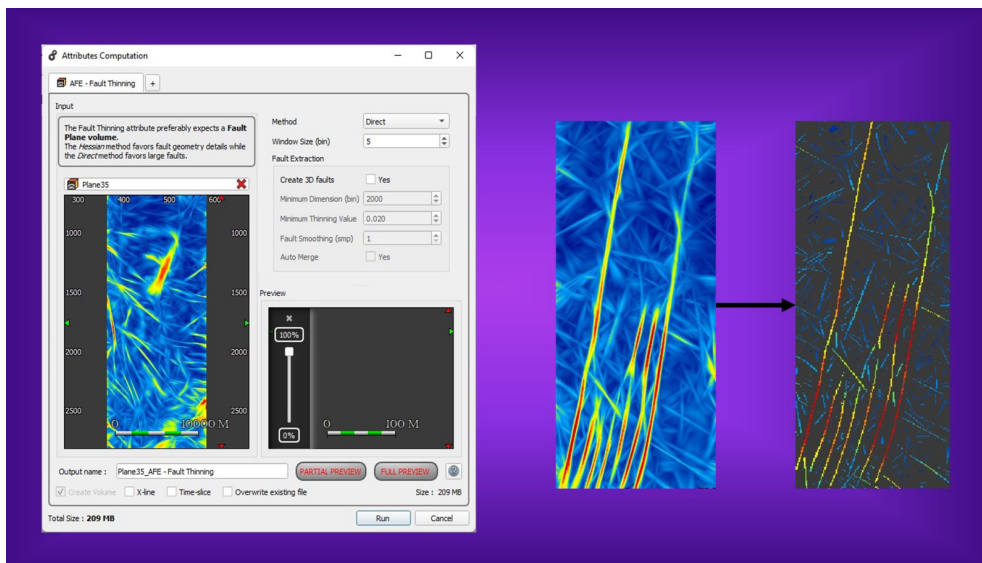


شکل ۱۰- نحوه تنظیم نشانگر صفحه گسل و چگونگی عملکرد آن.

Figure 10. How to set the fault plane attribute and how it works.

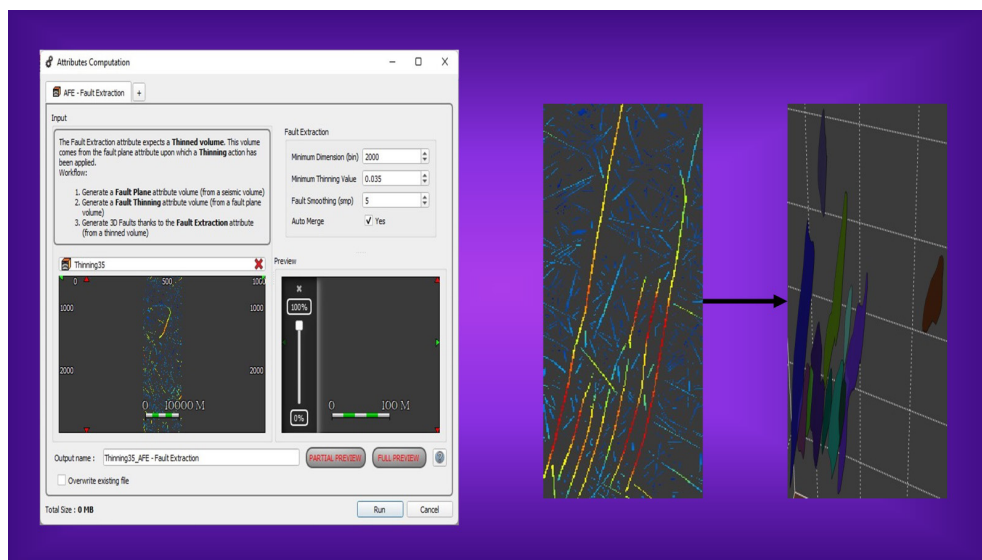
اسکلت تغییر شکل گسل را نشان می دهد و مقادیر کم تر از آن جزو اسکلت تغییر شکل نخواهند بود) ۳-میزان ملایم سازی گسل (بازه ۱ تا ۲۰؛ شدت ملایم سازی و پاکسازی خطاهای احتمالی گسل را تنظیم می کند). برای بخش انتخاب شده، حداقل تعداد سلول های گسل ساز روی مقدار ۲۰۰۰، حداقل نازک شدگی روی مقدار ۰/۰۳۵ و ملایم سازی گسل روی مقدار ۵ تنظیم گردید و حالت ادغام خودکار نیز برای اتصال قطعات مشابه به یکدیگر فعال شد (شکل ۱۲). در شکل ۱۳ نیز گسل های شناسایی شده در نمای سه بعدی بر روی افق تفسیر شده B به نمایش در آمدند.

در مرحله سوم، باید صفحات گسلی ایجاد شده طی فرایند نازک شدگی و بر اساس روش های هسی یا مستقیم به اسکلت های تغییر شکل تبدیل شوند. برای نمونه انتخاب شده، از روش مستقیم و مقدار محدوده عملکردی ۵ بهره گرفته شد (شکل ۱۱). در مرحله آخر، لازم است تا اسکلت های تغییر شکل به گسل تبدیل شوند. برای انجام این مرحله ۳ پارامتر اصلی مورد نیاز می باشد: ۱- حداقل تعداد سلول های گسل ساز (بازه ۲۰۰ تا ۱۰۰۰۰؛ هرچه عدد بزرگ تر باشد، گسل های بزرگ تر حفظ خواهند شد و بالعکس) ۲- حداقل نازک شدگی موثر (کوچک ترین مقداری که



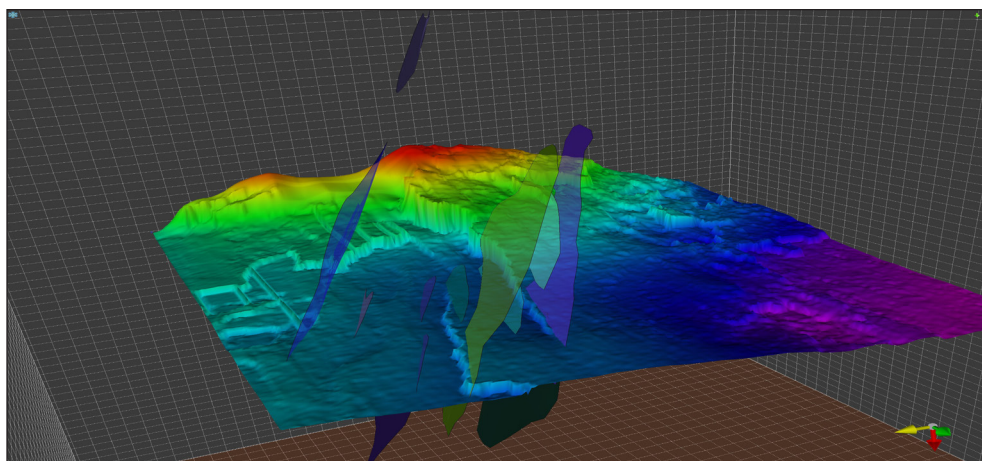
شکل ۱۱- نحوه تنظیم نشانگر نازک‌شدگی گسل و چگونگی عملکرد آن.

Figure 11. How to set the fault thinning attribute and how it works.



شکل ۱۲- نحوه تنظیم نشانگر استخراج گسل و چگونگی عملکرد آن.

Figure 12. How to set the fault extraction attribute and how it works.



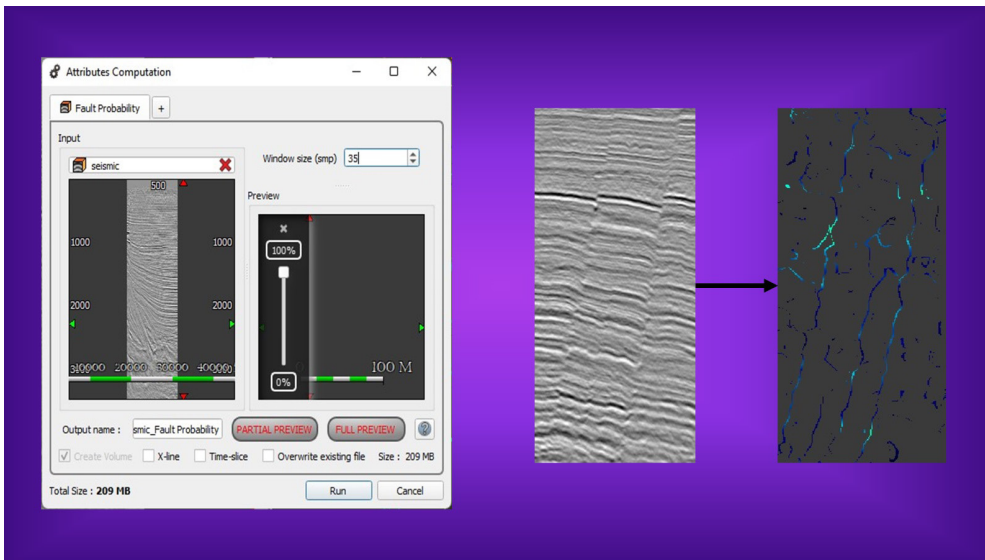
شکل ۱۳- نمایی سه‌بعدی از وضعیت گسل‌های شناسایی شده بر روی افق B.

Figure 13. A 3D view of the detected faults on horizon B.

۲-۴- شناسایی گسل به وسیله نشانگر احتمال گسل

پس از بارگذاری داده لرزه ای در نرم افزار، با اعمال کردن نشانگر احتمال گسل (بدون دخالت نشانگرهای دیگر) می توان تصویری واضح از گسل ها را مشاهده کرد. بایستی در هنگام اجرای این نشانگر، محدوده عملکردی آن (بازه ۳ تا ۵۳) را تنظیم کرد، به

نحوی که گسل های بزرگ در محدوده ای بزرگ تر شناسایی شده و برای گسل های کوچک نیز بالعکس خواهد بود. برای بخش انتخاب شده، وجود گسل های متوسط تا بزرگ مورد انتظار بود و بدین منظور مقدار ۳۵ برای محدوده عملکردی نشانگر لحاظ گردید (شکل ۱۴).



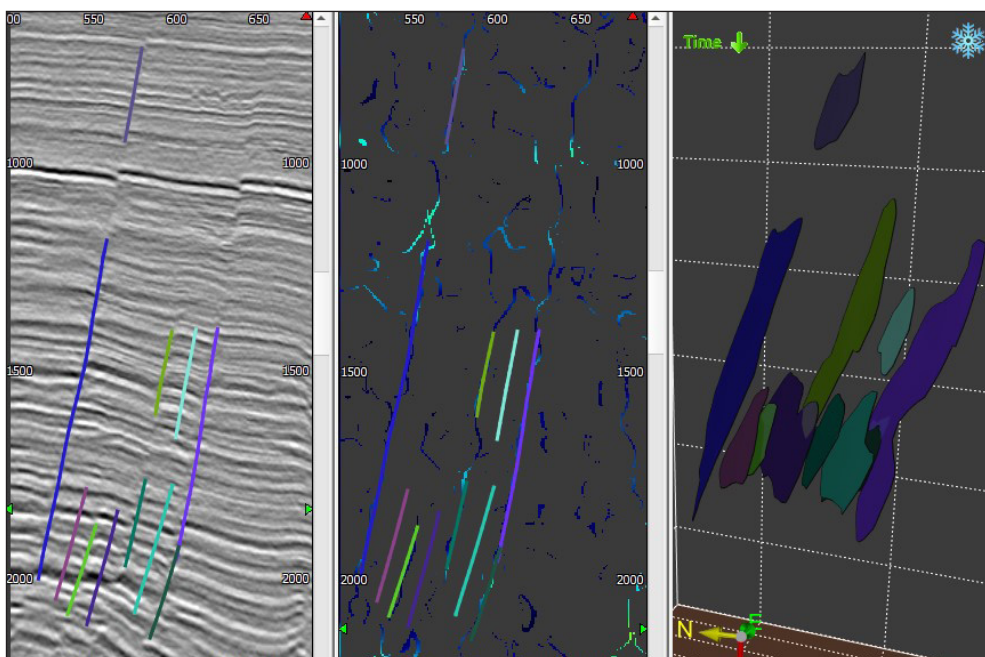
شکل ۱۴- نحوه تنظیم نشانگر احتمال گسل و چگونگی عملکرد آن.

Figure 14. How to set the fault probability attribute and how it works.

۳-۴- تلفیق خروجی دو نشانگر جهت بهبود شناسایی گسل

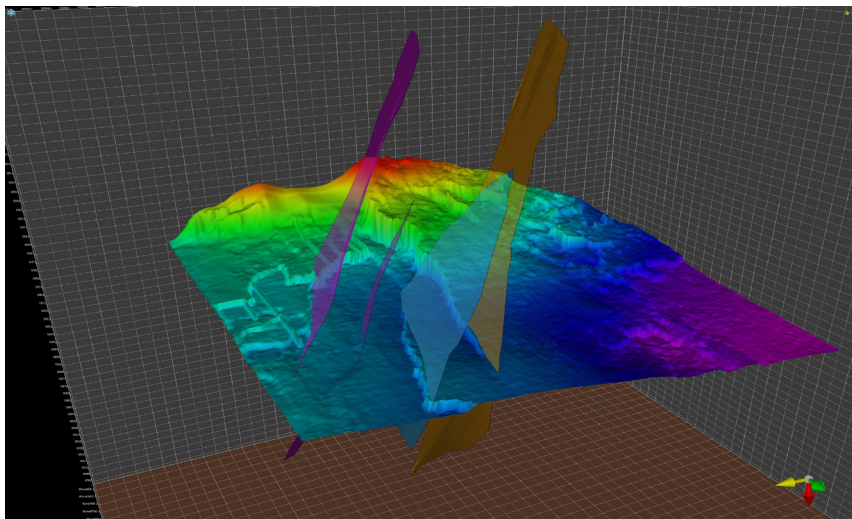
به منظور ارزیابی عملکرد دو نشانگر و کنترل کیفیت آن ها، خروجی ها را در کنار بخش انتخاب شده قرار داده و هر سه مورد بررسی واقع می شوند (شکل ۱۵). با بررسی های صورت گرفته، مشخص شد تعداد سه گسل از گسل های شناسایی شده در روش

استخراج خودکار گسل، در خروجی نشانگر احتمال گسل و بخش انتخاب شده وجود ندارند و بایستی حذف شوند و همین طور بخش هایی از یک گسل بایستی به صورت دستی ادغام شود (شکل ۱۶). در نهایت، تعداد چهار گسل در بخش انتخابی شناسایی گردید که مقادیر امتداد، شیب و جهت شیب آن ها در جدول ۱ قابل مشاهده است.



شکل ۱۵- کنترل کیفیت گسل های شناسایی شده طبق خروجی های دریافتی از دو نشانگر مورد استفاده.

Figure 15. Quality control of detected faults according to the outputs received from the two attributes used.



شکل ۱۶- نمایی سه بعدی از گسل های شناسایی شده بر روی افق پس از کنترل کیفیت.

Figure 16. 3D view of the detected faults on the horizon after quality control.

جدول ۱- مشخصات ساختاری گسل های شناسایی شده.

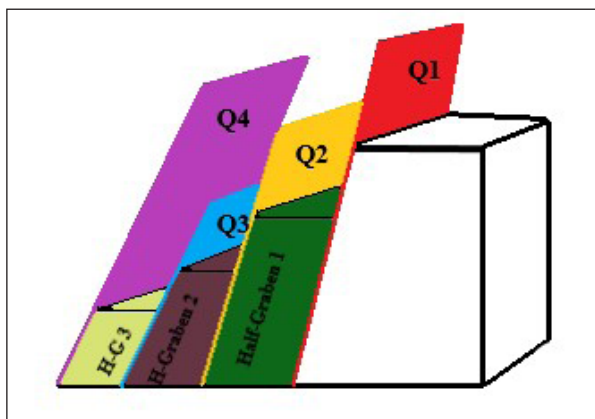
Table 1. Structural characteristics of identified faults.

Dip direction (°)	Dip (°)	Strike (°)	Faults
345	21	255	Q ₁
341	21	251	Q ₂
334	17	244	Q ₃
337	22	247	Q ₄

۴-۴- تحلیل وضعیت زمین ساختی بخش انتخاب شده

با مشاهده وضعیت گسل ها نسبت به یکدیگر و افق B، می توان گفت که ناحیه موردنظر تحت تأثیر رژیم کششی واقع گشته است. گسل ها نیز از نوع عادی (نرمال)

و هم شیب (Synthetic) بوده و ساختارهای نیمه فروزمین (Half-Graben) را پدید آورده اند در شکل ۱۷ می توان مدل ساده ای از گسل ها و ساختارهای نیمه فروزمین را مشاهده نمود.



شکل ۱۷- مدل ساده شده که بیانگر وجود رژیم کششی، سازوکار گسلش از نوع عادی (نرمال) و شکل گیری ساختارهای نیمه فروزمین می باشد.

Figure 17. A simplified model that shows the existence of a tensile regime, a normal faulting mechanism and the formation of half-graben structures.

۵- نتیجه گیری

گسل‌ها کمک شایانی کرد. بنابراین، بهره‌گیری از این روش‌ها و نرم‌افزار پالئواسکن می‌تواند به عنوان راهکاری کارآمد در تفسیر داده‌های لرزه‌ای و مدیریت مخازن هیدروکربنی مورد استفاده قرار گیرد.

سپاسگزاری

بدین وسیله از حمایت‌های صورت گرفته توسط معاونت پژوهشی و فناوری دانشگاه شهید چمران اهواز در قالب پژوهانه: SCU.EG1402.341 در انجام این پژوهش کمال تشکر و قدردانی به عمل می‌آید.

در این پژوهش، نقش و اهمیت گسل‌ها در مخازن هیدروکربنی و ضرورت شناسایی دقیق آن‌ها با استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای در نرم‌افزار پالئواسکن مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که نشانگرهای واریانس، احتمال گسل، و استخراج خودکار گسل، ابزارهای موثری برای آشکارسازی و تحلیل ناپیوستگی‌های ساختاری در داده‌های لرزه‌ای هستند. قابلیت‌های منحصر به فرد پالئواسکن، مانند تولید خودکار نشانگرها و رویکرد مبتنی بر حجم، موجب افزایش سرعت و دقت فرایند شناسایی گسل‌ها شد. ترکیب خروجی دو نشانگر احتمال گسل و استخراج خودکار گسل نیز به بهبود کیفیت شناسایی و تحلیل

References

- Barnes, A. E., 2000. Weighted average seismic attributes. *Geophysics*, 65(1), 275-285.
- Brown, A. R., 2001. *Understanding Seismic Attributes*. Society of Exploration Geophysicists. 66, 47-48.
- Chopra, S., and Marfurt, K.J., 2007. *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. Society of Exploration Geophysicists Press. P 481.
- Gupta, S., and Mazumdar, S. G., 2013. Sobel edge detection algorithm: *Int. J. Computer Science and Management Res.*, 2, 1578– 1583.
- Kearey, P., Brooks, M., and Hill, I., 2002. *An Introduction to Geophysical Exploration*: Wiley, 272 pp.
- Keramati, M., 2014. *Foundations of studies, integrated development and management of hydrocarbon reservoirs*. P 430.
- Kirlin, R. L., and Done, J. W., 1999. *Covariance Analysis for Seismic Signal Processing*. Society of Exploration Geophysicists. 355.
- PaleoScan user guide. 2023. Eliis company. 499-507.
- Partyka, G., Gridley, J., and Lopez, J., 1999. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization: *The Leading Edge*, Vol. 18(3), pp. 353-360.
- Roberts, A., 2001. Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons, *First Break*, 19, 85-100.
- Taner, M. T., 2001. Seismic attributes, *Canadian Society of Exploration Geophysics Recorder*, 26(9), 48-56.