Shahid Chamran University of Ahvaz
OPEN ACCESS Adv. Appl. Geol. Summer 2025, Vol. 15(2): 214 - 236

Research Article

Studying the relationship between the Bangestan Anticline fractures and the southwestern Iran oil fields with the aim of Enhanced Hydrocarbon recovery

Sayedeh Soghra Dehbanzade[1]*, Abdolmajid Asadi[2], Kores Yazjerdi[2], Vahid Ahmadi[2], Mehdi Azadmanesh[2]

1-Department of Geology, Fars Science and Research Branch, Islamic Azad University, Fars, Iran
Department of Geology, Shiraz Branch, Islamic Azad University, Shiraz, Iran
2-Department of Geology, Shiraz Branch, Islamic Azad University, Shiraz, Iran

Keywords: *Bangestan anticline, Hydrocarbon extraction, Fracture analysis, Asmari Formation, Fractal models.*

1-Introduction

Natural fractures typically form under the influence of multi-stage structural deformation. (Wu et al., 2021). The diagenetic features and sedimentary deposits that control the quality of carbonate reservoirs are highly heterogeneous, making it difficult to predict these features using standard subsurface methods (Worden et al., 2018). Natural fracture identification methods encompass both descriptive and predictive techniques. Description methods encompass quantitative and qualitative approaches, which can be applied through geological methods such as studying similar outcrops in the field, core observation, thin sections, electron microscopy, layer analysis, CT scanning, and scan image analysis technology. (Xiong et al., 2019). Well logging methods, including specialized and conventional logging techniques, as well as reservoir engineering methods like well test analysis, pressure analysis, tracer analysis, dynamic water injection analysis, and microseismic monitoring, also play a role in fracture description. (Liu et al., 2020). Natural fracture prediction methods typically rely on geological and seismological data, with modeling being a key tool. (Farfour & Gaci, 2021). Current technologies for predicting fractures include seismic analysis techniques such as tracking technology, seismic inversion, and shear wave splitting. (Diaz-Acosta et al., 2023). The study and analysis of fracture patterns in oil reservoir rocks have garnered significant interest from engineers and scientists over the past few decades. (Viswanathan et al., 2022). The presence of fractures in oil and gas reservoirs is a crucial factor in evaluating and exploiting these resources. Open fractures can create high-permeability environments that facilitate flow, while closed fractures can impede carbonate flow. Given the complex nature of fractures and fractured reservoir behavior, it is essential to utilize all available static and dynamic information to gain a deeper understanding of them. (Tarhuni et al., 2021). Crude oil plays a vital role in the global economy, and no alternative energy source has yet widely replaced it. With increasing global energy consumption, the need for maximum oil production has intensified. (Zou et al., 2016). Traditional methods of oil production are no longer sufficient to meet current and future demands. The decline in initial extraction rates has also led to the adoption of enhanced oil recovery methods to boost production. Consequently, researchers have focused on studying fractures in and around oil reservoirs to increase oil extraction from wells (Dong et al., 2019). The fractal study of fractures can greatly aid in determining the patterns of such structures in oil wells. Natural fractures typically form complex networks, with their sizes ranging from microns to over one hundred kilometers. Across this vast scale, fracture networks significantly influence the geomechanical behavior and hydrology of subsurface rocks, playing a critical role in various engineering fields, including hydrology, waste disposal, earthquake studies, oil reservoir exploitation, and geothermal energy.

* Corresponding author: dehbanzade@yahoo.com
DOI: 10.22055/aag.2025.49505.2512
Received: 2025-04-30
Accepted: 2025-08-08

ISSN: 2717-0764
CC BY

2-Materials and methods

In this study, both surface and deep fractures in the studied areas were investigated. The research is divided into two parts: the investigation of surface fractures in the Bangestan anticline and the analysis of these fractures using numerical models, as well as the examination of deep fractures in the Karanj oil field.

Following the corrections, a structural map of the area was prepared using field surveys and the digital elevation model (DEM). During the investigation of the structures and fractures of the Bangistan anticline, the anticline was divided into four blocks, progressing from northwest to southeast. To analyze the fractures, they were mapped according to the influence of the main faults and the axial deviation of the anticline. Figures 1 through 5 illustrate key structural and fracture characteristics of the Bangestan anticline.

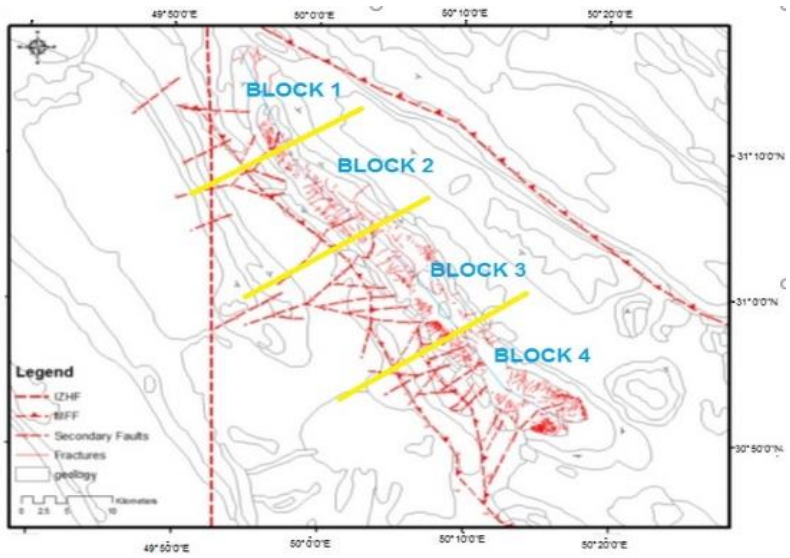


Figure 1. Structural map of the Bangistan anticline and the location of the studied blocks.

Figure 1 presents a structural map illustrating the anticline and the locations of the studied blocks. Figure 2A displays rose diagrams of joints from Group A1-2, Block 1, and Figure 2B features gold-red diagrams of seams from Group A3-4, Block 1. Figure 3 focuses on the clustering of joint stations in Cluster A (Assadi, 2012), and Figure 4 presents a fractal diagram of joints from stations in Group A, illustrating their distribution and patterns.c

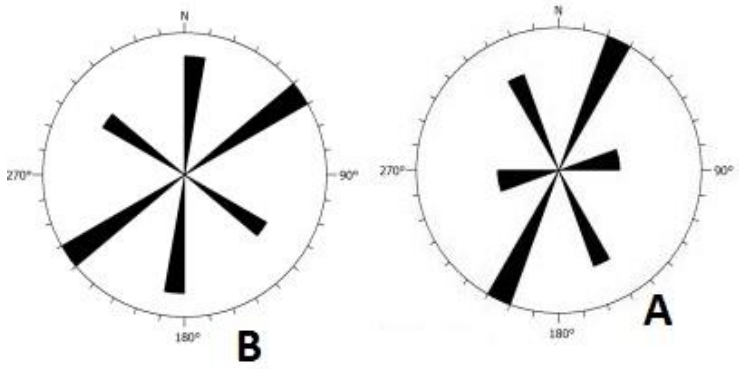


Figure 2. A) Rose diagrams of the joints from stations in Group A1-2, Block 1. B) Gold-red diagrams of the seams from stations in Group A3-4, Block 1.

ISSN: 2717-0764



Figure 3: joints stations cluster A (Assadi, 2012)

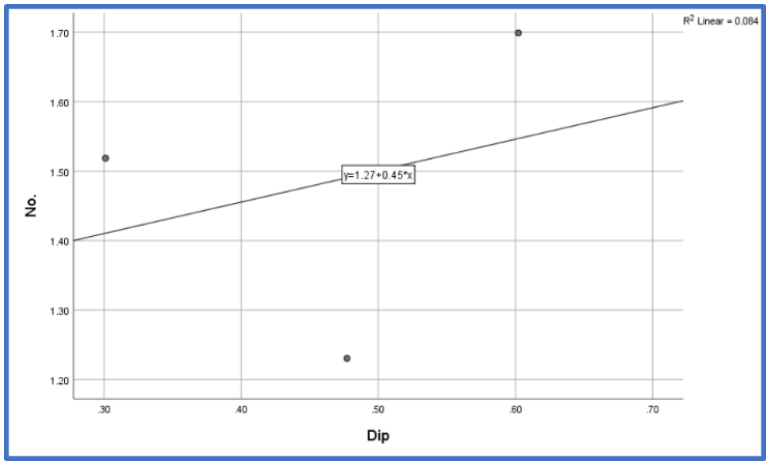


Figure 4. Fractal diagram of joints from station A

3-Results and discussions

Assessing the fracture and deformation patterns in reservoir rocks is crucial for drilling oil wells, gas injection wells, and other methods aimed at enhancing oil and gas production. By more accurately determining these patterns, a better understanding of the reservoir rock can be achieved, serving as a key factor in optimizing extraction. The cross-section from Block One shows that the northern limb of the Bangestan anticline (1214 meters) is higher than the southern limb (668 meters), likely due to the direction of compressive stress from the MFF fault and the influence of Miocene to Pleistocene orogenic phases. The MFF fault, formed during the Savin orogenic phase (Miocene-Oligocene) and the folding of Asmari limestones, exhibits activity in subsequent orogenic phases (Styrin, Atiken, Pasadanin) due to sediment discontinuities in the Mishan and Aghajari formations observed in the section from Block One, which indicates that the Bangestan anticline has shifted southwest along the fault plane of the mountain front multiple times (Figure 5).

ISSN: 2717-0764
CC BY

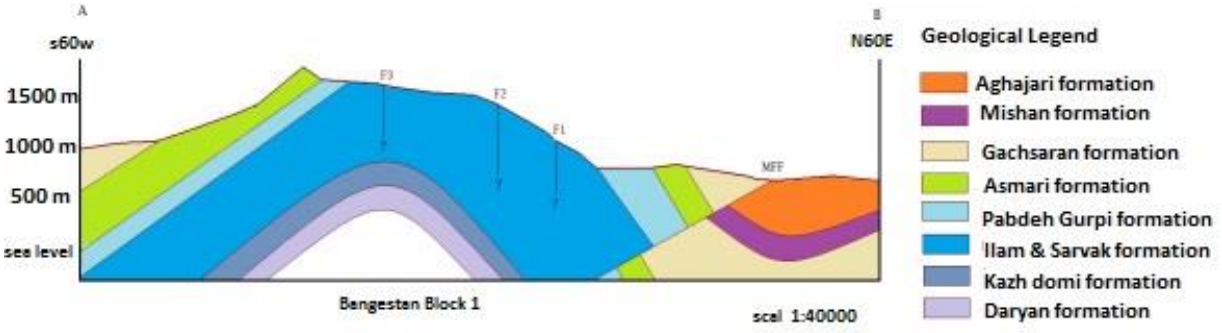


Figure 5. A section of the Bangestan anticline from the Geological Map of One Hundred Thousand Heftgol 1866, provided by the Geological Organization of the country, Tehran. The extent of fault slope at the peak of the anticline remains uncertain due to extensive erosion.

The analysis of fracture patterns and deformation in reservoir rocks plays a critical role in drilling oil wells, gas injection wells, and other methods aimed at enhancing production. A precise understanding of these patterns is essential for optimizing extraction. For instance, in the Bangestan anticline, the pressure from the MFF fault has significantly influenced the bending and expansion of the anticline, resulting in a higher concentration of tensile fractures at the axial part of the structure. As the peak of the anticline rises and the bending in the axial section increases, a greater number of tensile fractures are expected.

4-Conclusion

The investigation of fractures in the Bangestan anticline, particularly those related to the Karanj oil reservoir within the Asmari and Bangestan formations, reveals a direct correlation between fracture density, orientation, and hydrocarbon extraction efficiency. The fractal analysis demonstrates that areas with higher fracture density and smaller fracture angles exhibit increased oil recovery, suggesting that fracture permeability plays a significant role in enhancing hydrocarbon extraction.

The study of the joints in the Bangestan anticline, using the fractal method and considering that the Karanj oil reservoir is located in the Bangestan and Asmari formations, utilized fractal diagrams and models. By comparing their numerical models and the slopes obtained, it can be stated that where there are many fractures and the fracture angle is small, the fractal constant is high; consequently, oil production and extraction are greater in these areas.

The presented model of the cross-section of well number 37, along with the fractal numerical models obtained from the study of the joints, indicates that in the direction of this well, located a few kilometers from the oil field, there is an increase in hydrocarbon extraction. In this orientation, wells can be drilled that hold economic importance in terms of enhancing hydrocarbon extraction.

This result has been derived from the number of open fractures and their permeability, based on the relationship between the extension of fractures in the studied oil field and the investigation of surface fractures in the Bangestan anticline, as well as the fractal pattern of the fractures. Reservoir rock fractures, which often have a tectonic origin, in the outcrops of the Asmari and Bangestan formations, have revealed a direct relationship between the propagation and density of fractures with the thickness of the layers and the degree of curvature of the structure.

The fracture patterns observed in the wells, especially in well No. 37, indicate the absence of collapse in regions of low horizontal stress. In contrast, the predominant transverse fractures and occasional irregular ones correlate with increased hydrocarbon potential. The alignment of induced fractures with regional stress orientations further supports the tectonic control on fracture propagation. These findings suggest that strategically placing wells in areas with favorable fracture characteristics could optimize hydrocarbon recovery, offering valuable insights for future exploration and production in the Bangestan and adjacent oil fields.

ISSN: 2717-0764
CC BY

5-References

Assadi, H., 2012. Systematic Fracture Analysis of Ilam and Sarvak Formations in Bangestan Anticline. M.Sc. Thesis. University of Damghan, Iran

Diaz-Acosta, A., Bouchaala, F., Kishida, T., Jouini, M.S., Ali, M.Y., 2023. Investigation of fractured carbonate reservoirs by applying shear-wave splitting concept. Advances in Geo-Energy Research 7(2), 99-110.

Dong, X., Liu, H., Chen, Z., Wu, K., Lu, N., Zhang, Q., 2019. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. Applied Energy 239, 1190-1211.

Farfour, M., Gaci, S., 2021. Applications of shear waves in modern seismic technology: overview and examples. Methods and Applications in Petroleum and Mineral Exploration and Engineering Geology, 151-167.

Liu, H., Rao, X., Xiong, H., 2020. Evaluation of CO2 sequestration capacity in complex-boundary-shape shale gas reservoirs using projection-based embedded discrete fracture model (pEDFM). Fuel 277, 118201 .https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118201

Tarhuni, M.N., Sulaiman, W.R., Jaafar, M.., Milad, M., Alghol, A. M., 2021. A Review of the Dynamic Modeling Approaches for Characterizing Fluid Flow in Naturally Fractured Reservoirs. Energy Engineering 118(4), 761-795.

Viswanathan, H. S., Ajo-Franklin, J., Birkholzer, J. T., Carey, J. W., Guglielmi, Y., Hyman, J. D., Karra, S., Pyrak‐Nolte, L. J., Rajaram, H., Srinivasan, G., 2022. From fluid flow to coupled processes in fractured rock: Recent advances and new frontiers. Reviews of Geophysics 60(1), e2021RG000744.

Worden, R.H., Armitage, P.J., Butcher, A.R., Churchill, J.M., Csoma, A.E., Hollis, C., Lander, R.H., Omma, J.E., 2018. Petroleum reservoir quality prediction: overview and contrasting approaches from sandstone and carbonate communities.

Wu, H., Ma, D., Spearing, A.J.S., Zhao, G., 2021. Fracture response and mechanisms of brittle rock with different numbers of openings under uniaxial loading. Geomechanics and Engineering 25, 481-493 . https://doi.org/10.12989/gae.2021.25.6.481

Xiong, H., Devegowda, D., Huang, L., 2019. EOR solvent-oil interaction in clay-hosted pores: Insights from molecular dynamics simulations. Fuel, 249, 233-251 .https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.104

Zou, C., Zhao, Q., Zhang, G., Xiong, B., 2016. Energy revolution: From a fossil energy era to a new energy era. Natural Gas Industry B 3(1), 1-11.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:
Dehbanzade, S., Asadi, A, Yazjerdi, K., Ahmadi, V., Azadmanesh, M., 2025. Studying the relationship between the Bangestan Anticline fractures and the southwestern Iran oil fields with the aim of Enhanced Hydrocarbon recovery. Adv. Appl. Geol. 15 (2), 214-236.
DOI: 10.22055/aag.2025.49505.2512
https://aag.scu.ac.ir/article_20214.html

©2025 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers

ISSN: 2717-0764

مقاله پژوهشی

بررسی ارتباط شکستگی‌های تاقدیس بنگستان و میادین نفتی جنوب‌غرب ایران با هدف ازدیاد برداشت مواد هیدروکربنی با استفاده از روش فرکتال

سیده صغری دهبان زاده

گروه زمین شناسی، پردیس علوم و تحقیقات فارس، دانشگاه آزاد اسلامی، شیراز، ایران

گروه زمین شناسی، واحد شیراز، دانشگاه آزاد شیراز، ایران

عبدالمجید اسدی

گروه زمین شناسی، واحد شیراز، دانشگاه آزاد شیراز، ایران

کوروس یزجرد

گروه زمین شناسی، واحد شیراز، دانشگاه آزاد شیراز، ایران

وحید احمدی

گروه زمین شناسی، واحد شیراز، دانشگاه آزاد شیراز، ایران

مهدی آزادمنش

گروه زمین شناسی، واحد شیراز، دانشگاه آزاد شیراز، ایران

dehbanzade@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۲/۱۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۵/۱۷

چکیده

به‌دلیل اهمیت مطالعه‌ی شکستگی‌ها در افزایش برداشت هیدروکربن‌ها، شکستگی‌های سطحی تاقدیس بنگستان که یکی از مخازن مهم نفتی جنوب غرب ایران است، به‌همراه شکستگی‌های چاه‌های نفت شماره ۳۷ و ۴۱ میدان نفتی کرنج، بر اساس نمودارهای تصویری و مدل‌های فرکتالی مورد بررسی و تحلیل قرار گرفت. فاصله‌ی عمقی نمودارگیری شده در یکی از این چاه‌ها، شامل بخش کوچکی از پوش‌سنگ (سازند گچساران) و بخش عمده‌ای از سازند آسماری است. در چاه دیگر نیز فاصله‌ی عمقی اندازه‌گیری شده مربوط به سازند آسماری می‌باشد. بیشترین فراوانی لایه‌بندی در چاه ۴۱، در زون ۱-۱ سازند آسماری مشاهده شده است. همچنین بیشترین و کمترین فراوانی شکستگی‌های باز به ترتیب در زیر زون‌های ۱-۱ و ۴-۳ این سازند ثبت شده است. در چاه شماره ۳۷، شیب بیشتر شکستگی‌ها در بازه‌ای بین ۶۳ تا ۸۵ درجه متغیر است. بیشترین فراوانی لایه‌بندی در زون ۱-۱ سازند بخش دوم مطالعات، بر شکستگی‌ها (درزه‌ها) در تاقدیس بنگستان متمرکز شده است. مدل ارائه‌شده از برش عرضی چاه شماره ۳۷، به‌همراه مدل‌های عددی فرکتالی حاصل از مطالعه‌ی درزه‌ها، نشان می‌دهد که در راستای این چاه که در میدان نفتی کرنج واقع شده و در چند کیلومتری تاقدیس بنگستان قرار دارد، امکان افزایش برداشت هیدروکربن وجود دارد. با محاسبه‌ی ضریب (بُعد) فرکتالی برای هر ایستگاه برداشت درزه‌ها با استفاده از مدلسازی عددی، مشخص شد که بیشتر شکستگی‌های برداشت شده دارای شیبی کمتر از ۹۰ درجه هستند. این موضوع نشان می‌دهد که حفاری چاه به صورت مایل در این منطقه می‌تواند منجر به افزایش برداشت هیدروکربن شود، در حالی که اغلب چاه‌های موجود در این میدان، به‌صورت عمودی حفاری شده‌اند. بنابراین، با توجه به مقدار ضریب فرکتالی، نوع طراحی و جهت حفاری، چاه‌ها باید بازنگری شوند و حفاری افقی یا مایل در اولویت قرار گیرد.

واژه‌های کلیدی: *تاقدیس بنگستان، استخراج هیدروکربن، تجزیه و تحلیل شکست، سازند آسماری، مدل‌های فراکتالی*

۱-مقدمه

شکستگی‌ها از ساختارهای مهم مخازن نفتی به شمار می‌روند. در مطالعات و بررسی‌های مخازن نفتی، میزان بهره‌وری و برداشت منابع نفتی به نوع و تعداد شکستگی‌ها بستگی دارد. مخازن بسته و با نفوذپذیری پایین معمولاً دارای خواص فیزیکی ضعیف و ناهمگنی قوی هستند. شکستگی‌های طبیعی معمولاً تحت تأثیر تغییر شکل‌های ساختاری چندمرحله‌ای شکل می‌گیرند(Wu et al., 2021). ویژگی‌های دیاژنتیکی و نهشته‌های

رسوبی که کیفیت مخازن کربناته را کنترل می‌کنند بسیار ناهمگن هستند و پیش‌بینی این ویژگی‌ها وخصوصیات با روش‌های استاندارد زیر سطحی بسیار دشوار است. روش‌های شناسایی شکستگی طبیعی شامل روش‌های توصیف شکستگی طبیعی و روش‌های پیش‌بینی است که روش‌های توصیف شکستگی طبیعی شامل روش‌های توصیف کمی و کیفی است که می‌توان به روش‌های زمین‌شناسی مثل مطالعه رخنمون‌های مشابه میدانی، مشاهده هسته، برش‌های نازک، میکروسکوپ الکترونی، فناوری تجزیه و تحلیل لایه CT و اسکن، و فناوری تجزیه و تحلیل تصویر اسکن (Xiong et al., 2019; Liu et al., 2020; Wu et al.,2021,) و روش‌های ثبت چاه، از جمله روش‌های ثبت ویژه و روش‌های ثبت مرسوم و دیگر روش توصیف شکستگی‌ها ،روش‌های مهندسی مخزن، از جمله تجزیه و تحلیل تست چاه، تجزیه و تحلیل فشار، تجزیه و تحلیل ردیاب، تجزیه و تحلیل دینامیکی تزریق آب، و پایش ریز لرزه (Wu et al., 2021; Jia et al. 2019). معمولاً روش‌های پیش‌بینی شکستگی‌های طبیعی با استفاده از داده‌های زمین‌شناسی، داده‌های لرزه‌ای و مدل‌سازی این شکستگی‌ها انجام می‌شود. در حال حاضر، فناوری‌های اصلی پیش‌بینی شکستگی‌ها از طریق تجزیه و تحلیل روش‌های لرزه‌ای صورت می‌گیرد، از جمله: فناوری ردیابی، فناوری وارونگی لرزه‌ای و فناوری تقسیم موج برشی (Wang et al., 2013; Li, 2018).

بررسی و تحلیل الگوی شکستگی‌ها و خردشدگی‌ها در سنگ مخزن نفتی طی چند دهه اخیر مورد توجه گسترده مهندسین و دانشمندان قرار گرفته است. وجود شکستگی‌ها در مخازن نفت و گاز همواره یکی از عوامل مهم در ارزیابی و بهره‌برداری از مخازن به شمار می‌رود. وجود شکستگی‌های باز در یک مخزن می‌تواند با ایجاد محیطی با تراوایی بالا به عنوان مسیر جریان سیالات عمل کند، در حالی که شکستگی‌های بسته می‌توانند مانع حرکت جریان در کربنات‌ها شوند. با توجه به ماهیت پیچیده شکستگی‌ها و رفتار مخازن شکاف‌دار، لازم است در مطالعه آن‌ها از تمام اطلاعات موجود، اعم از داده‌های استاتیک و دینامیک، جهت شناخت بهتر بهره گرفته شود.

نفت خام نقش کلیدی بسیار مهمی را در اقتصاد جهانی بر عهده دارد و تاکنون منبع انرژی خاصی در جهان نتوانسته به طور وسیع جایگزین آن شود. به علت افزایش مصرف جهانی انرژی، نیاز به تولید هر چه بیشتر نفت وجود دارد. روش‌های متداول و سنتی تولید این ماده‌ی ارزشمند دیگر پاسخگوی نیازهای کنونی و سال‌های آینده نزدیک نیستند. همچنین، کاهش برداشت اولیه از مخازن، استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت نفت به منظور افزایش تولید را بیش از پیش مورد توجه قرار داده است. بنابراین، محققان با تمرکز بر مطالعه شکستگی‌های مخازن نفتی و اطراف آن‌ها تلاش کرده‌اند تا ازدیاد برداشت نفت را از چاه‌های نفتی بهبود بخشند. مطالعه فرکتالی شکستگی‌ها می‌تواند در تعیین الگوی این ساختارها که در چاه‌های نفتی قرار دارند، کمک بزرگی نماید.

شکستگی‌های طبیعی معمولاً شبکه‌های پیچیده‌ای هستند که اندازه آن‌ها در مقیاس‌های مختلف از میکرون تا صدها کیلومتر متفاوت است (Zoback, 2012;Andres, 2014). در این محدوده‌ی وسیع، شبکه‌های شکستگی بر رفتار ژئومکانیکی و هیدرولوژیکی سنگ‌های زیرسطحی تسلط داشته و نقش اساسی در بسیاری از زمینه‌های مهندسی، مانند هیدرولوژی، دفع زباله، زمین‌لرزه، بهره‌برداری از مخازن نفتی زمین‌گرمایی ایفا می‌کنند(Berkowitz, 2002). Mandelbort (۱۹۶۷) مفهوم فرکتال‌ها را مطرح کرد که می‌توان از آن برای توصیف مجموعه‌های نامنظم استفاده کرد، به گونه‌ای که این توصیف مستقل از مقیاسی باشد که این مجموعه‌ها در آن بررسی می‌شوند.

با این حال، یک فرکتال تک‌بعدی برای توصیف سیستم‌های شکست با هندسه پیچیده کافی نیست. در عوض، مولتی‌فرکتال ها مجموعه‌هایی از زیرمجموعه‌های فرکتالی به هم پیوسته را توصیف می‌کنند که هر کدام با معیارهای خاصی شناسایی شده و دارای ابعاد فرکتالی متفاوتی هستند. معمولاً برای توصیف و بررسی شکستگی‌ها از مدل‌های عددی استفاده می‌شود. مغزه های نمونه‌گیری شده یک منبع بسیار خوبی برای اطلاعات میکروشکستگی‌ها در مخازن هیدروکربنه است. اما مطالعه مغزه ها محدودیت‌هایی برای مطالعه شکستگی‌ها در مخازن هیدروکربنه هزینه‌ی بالا وتغییر در فواصل شکستگی‌ها به همراه خود دارا است(Khoshbakht et al., 2012).

تصاویر لاگ‌های چاه در واقع یک تصویر مجازی از یک چاه با وضوح بالا که به خوبی می‌تواند جزئیات چاه را نشان دهد. برجسته‌ترین ابزار آشکارسازی شکستگی در صنعت نفت، نمودارهای تصویرگر هستند. این نمودارها شامل ابزارهای صوتی و مقاومت الکتریکی می‌باشند. ابزارهای صوتی تصویرگر

توپوگرافی گمانه چاه هستند؛ حال آنکه ابزارهای مقاومت الکتریکی، سیالات درون شکستگی‌های باز را به تصویر می-کشند. نمودارهای صوتی بهترین نمودار تصویری برای تعیین گسیختگی‌های بیرونی گمانه چاه و لذا تعیین جهت تنش درجا است .از سوی دیگر، نمودارهای تصویری مقاومت الکتریکی دارای قدرت تفکیک دقیق‌تری بوده، و قادر به محاسبه پهنا یا بازشدگی نسبی شکستگی‌ها هستند. نمودارهای تصویری عکس باز شده‌ای از درون گمانه چاه ارائه می‌دهند . شکستگی‌هایی که نسبت به محور گمانه شیب دارند، بر روی تصویر باز شده به صورت آثار سینوسی ظاهر می‌شوند(Nelson ,2001).

مخازن کربناته مهمترین مخازن نفتی دنیا است که بیشتر مخازن نفتی ایران در جنوب غربی این منطقه قرار دارد. به دلیل اهمیت این نوع مخازن، این تحقیق به دو قسمت تقسیم شده است. قسمت اول مطالعه برروی شکستگی‌های تاقدیس بنگستان که خود دارای سنگ مخزن آسماری است و قسمت دوم بررسی شکستگی‌های چاه میدان نفتی کرنج انجام گرفته است. پیشینه مطالعاتی مکتوب و منتشر شده در زمینه این تحقیق، محدود به مقالاتی در زمینه چینه‌شناسی و رسوب-شناسی تاقدیس بنگستان و چند مورد پیرامون توان اقتصادی و پترولوژی است، ولی از لحاظ تحلیل شکستگی‌ها تحقیقی صورت نگرفته است. در سال۱۹۹۷ میلادی تنها چاه اکتشافی جهت مطالعه رسوبات پرمین تاقدیس بنگستان و تخمین ذخایرفسیلی آن حفاری شده که به دلیل شرایط سخت کاری، این پروژه به صورت ناتمام باقی است. با توجه به اهمیت تاقدیس بنگستان، مطالعه شکستگی‌ها و مدل‌های مرتبط بر اساس قانون فرکتالی در این منطقه انجام شد. همچنین، مطالعه شکستگی-های تاقدیس بنگستان براساس تحلیل درزه‌ها و تصاویر FMI از شکستگی‌های چاه‌های نفت میدان نفتی صورت گرفت. با استفاده از مدل‌های طراحی شده برای شکستگی‌ها، مناطقی که از نظر ازدیاد برداشت مناسب حفاری چاه‌های نفت هستند، در این تحقیق شناسایی گردید.

هدف اصلی این تحقیق، دستیابی به الگویی تحلیلی برای شکستگی‌ها بر اساس نتایج تحلیل داده‌ها جهت تعیین کیفیت توزیع و تراکم شکستگی‌های سازندهای گروه بنگستان و همچنین اکتشاف و برداشت ذخایر نفتی و فسیلی از منطقه است. شناخت حدود و تراکم گسترش شکستگی‌ها این امکان را فراهم می‌کند که در حفاری‌های بعدی با کاهش خطای حفاری، بهترین مناطق برای تولید و افزایش راندمان استخراج شناسایی شوند.

۲-زمین‌شناسی

۲-۱-زمین‌شناسی عمومی

کمربند کوهزاد زاگرس با طولی حدود ۲۰۰۰ کیلومتر از گسل آناتولی در ترکیه تا گسل میناب در جنوب ایران امتداد دارد. این کوهزاد در جنوب غرب ایران، یک کمربند چین‌خورده-رانده با روند شمال‌غربی-جنوب‌شرقی را در حد فاصل سپر عربی و ورق ایران تشکیل داده است (Sepehr and Cosgrove, 2004). این کمربند چین‌خورده-رانده بر اساس شواهد ساختاری و ریخت زمین‌ساختی به پهنه‌های مختلفی نظیر زاگرس رانده، زاگرس چین‌خورده شامل بخش‌های لرستان، خوزستان و فارس، و فروافتادگی دزفول تقسیم شده است(Motiei, 1995; Safari et al. 2010).

اکثر مخازن نفتی زاگرس، تاقدیس‌های کشیده‌ای هستند که عمدتاً در دوره میوپلیوسن شکل گرفته‌اند. تولید اصلی نفت این تاقدیس‌ها از سازندهای آسماری، ایلام، سروک و گروه خامی می‌باشد (Motiei, 1995). بخش عمده میادین نفتی ایران در پهنه فروبار دزفول قرار دارد (Safari et al., 2010; Safari et al. 2011). فروافتادگی دزفول در کمربند چین‌خورده زاگرس و بخش مرکزی زاگرس چین‌خورده جای گرفته است. این منطقه یک ایالت نفتی غنی است که تقریباً ۳ درصد از مخازن نفتی جهان را در بر می‌گیرد. فروافتادگی دزفول میان سه پدیده مهم ساختمانی شامل گسل چپ‌گرد بالارود، گسل پیشانی کوهستان و خطواره راستالغز راست‌گرد کازرون قرار دارد. بسیاری از میادین هیدروکربنی مهم ایران در فروافتادگی دزفول شمالی واقع شده‌اند. تفکیک فروافتادگی دزفول به بخش‌های شمالی و جنوبی بر پایه خطواره ایذه صورت گرفته و ادامه جنوبی آن با نام هندیجان-بهرگانسر شناخته می‌شود که هم‌راستا با دیگر گسل‌های پس‌سنگی زاگرس مانند خارگ-میش، کازرون و رازک است.

۲-۲-زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

محدوده مورد مطالعه که بخشی از کمربند ساده چین‌خورده زاگرس است، بر اساس تقسیم‌بندی Motiei (۱۹۹۵) بیشترین بخش از فروافتادگی دزفول شمالی را شامل می‌شود. فروافتادگی دزفول بخشی از پیش‌گودال است که در آن سازند آسماری فاقد رخنمون است. مناطق مورد مطالعه بر روی فروافتادگی دزفول

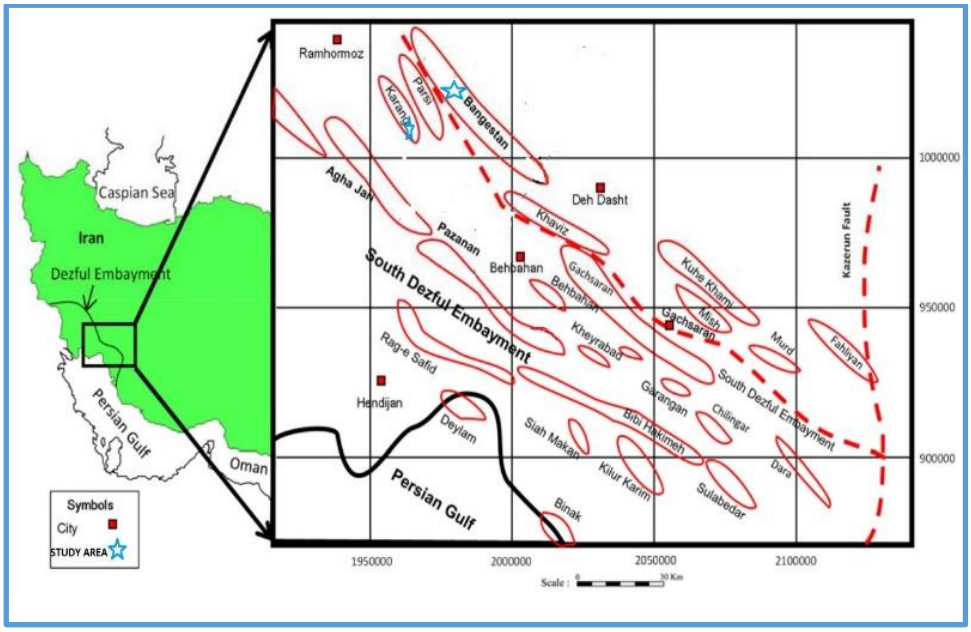
قرار دارد. فروافتادگی دزفول با حدود ۶۰۰۰۰ کیلومتر مربع وسعت در کمربند چین‌خورده زاگرس در جنوب‌غربی ایران واقع شده است. ۱۴درصد از ذخیره جهانی هیدروکربن دنیا در این منطقه واقع شده است و ۸ درصد ذخایر کربناته در این فروافتادگی است (Bordenave ML .2014).

میدان نفتی کرنج در فاصله حدود ۱۲ کیلومتری جنوب شرقی شهر رامهرمز در مجاورت میادین نفتی پرنج و پارسی قرار دارد. این ساختار در شمال فروافتادگی دزفول ودر همسایگی میادین نفتی آغاجاری (جنوب) و ماماتین (شمال) واقع شده است (شکل۱). میدان کرنج تحت تأثیر مرز بین دزفول شمالی و جنوبی یعنی گسل هندیجان ایذه قرار گرفته و روند و ساختارهای خاصی را نشان می‌دهد(شکل۱).

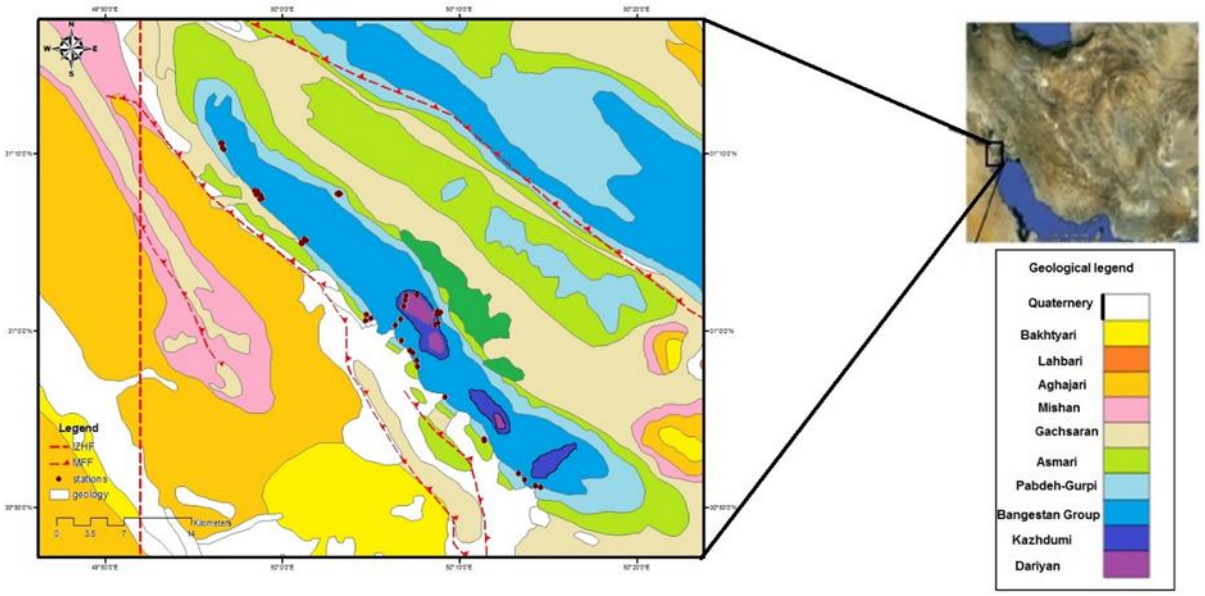
تاقدیس کرنج در مجاورت گسل پی‌سنگی جبهه کوهستان (Mountain Front Fault) قرار دارد. به دلیل تأثیر همزمان این گسل و امتداد گسل پی‌سنگی هندیجان-بهرگانسر، شکستگی‌های فراوانی در منطقه مشاهده می‌شود.

این میدان در سال ۱۹۶۲ میلادی با حفر نخستین چاه در مخزن آسماری کشف گردید و چاه شماره ۳۸ با هدف توصیف و تولید نفت از مخزن آسماری میدان کرنج حفاری شد. از لحاظ سنگ‌شناسی، مخزن آسماری میدان کرنج از دولومیت آهکی، آهک دولومیتی و سنگ آهک همراه با مقادیر شیل در بعضی از فواصل عمقی، ماسه شیلی آهکی و انیدریت کربناته تشکیل شده است و از توسعه تخلخل خوب تا متوسط و کم و بعضی ضعیف و متراکم برخوردار بوده و فواصل متخلخل عمدتاً هیدروکربودار که در برخی از فواصل هیدروکربوردار همراه با اشباع آب بالا می‌باشند (گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب). تاقدیس بنگستان یکی از مخازن مهم و شناخته‌شده در بخش جنوب‌غربی زاگرس است. رخنمون‌های سطحی و وسیع سازندهای ایلام و سروک در این منطقه وجود دارد که به‌عنوان دومین افق‌های تولیدی پس از سازند آسماری در جنوب‌غرب زاگرس شناخته می‌شوند. تاقدیس بنگستان یک ساختار زمین-شناسی چین‌خورده در زاگرس چین‌خورده است که در شمال-غرب شهرستان بهبهان، خوزستان قرار دارد. طول این تاقدیس حدود ۱۰۰ کیلومتر و عرض آن ۱۰ تا ۱۵ کیلومتر است. این ساختار از نظر چینه‌شناسی شامل واحدهای کرتاسه تا پلیوسن می‌شود.

آهک‌های اربیتولین دار سازند داریان وسازند شیلی کژدمی وهمچنین سنگ آهک‌های سروک وشیل‌های پابده وگورپی سنگ‌شناسی این منطقه را تشکیل می‌دهد. جوان¬ترین سنگ مخزن پهنه زاگرس که سازند آسماری است در این منطقه قرار دارد(شکل۲).



شکل ۱- موقعیت مناطق مورد مطالعه نسبت به میدان‌های نفتی جنوب‌غربی ایران
Figure 1: Location of the studied areas in relation to the southwestern oil fields of Iran.



شکل ۲- نقشه زمین شناسی تاقدیس بنگستان برگرفته از نقشه های زمین شناسی بهبهان، کوه سفید و هفتکل (Assadi, 2012).

Figure 2. Geological map of the Bangistan anticline, based on the geological maps of Behbahan, Koh Sefid, and Haftgol (Assadi, 2012).

گسل‌های محدوده تاقدیس بنگستان عبارتند از: گسل جبهه کوهستان (MFF)، گسل ایذه – هندیجان، گسل رامهرمز و گسل خارک میش (KMF) است(شکل۳).

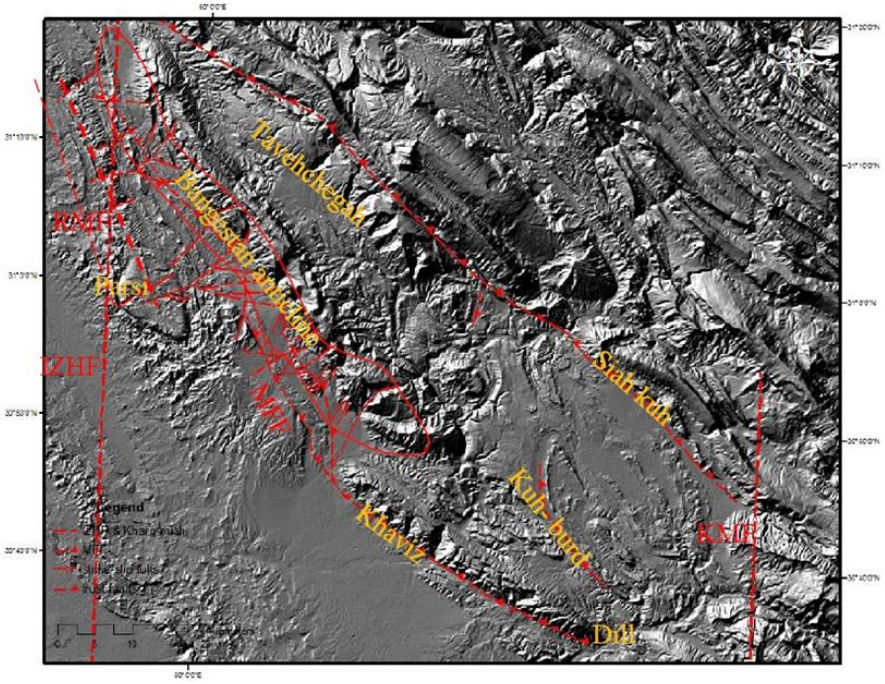
۳-روش مطالعه

این مطالعه به دو بخش اصلی تقسیم می‌شود: نخست، بررسی شکستگی‌های سطحی در تاقدیس بنگستان و تحلیل این شکستگی‌ها با بهره‌گیری از مدل‌های عددی؛ و دوم، بررسی شکستگی‌های عمقی و ریزشکستگی‌ها در میدان نفتی کرنج. شکستگی‌های مورد مطالعه در ناحیه تاقدیس بنگستان عمدتاً از نوع درزه‌ها هستند. داده‌های مورد نیاز از طریق گزارش‌های مطالعاتی شرکت ملی نفت ایران گردآوری شده‌اند. همچنین در بخش مرتبط با تاقدیس بنگستان، از داده‌ها و نتایج پایان‌نامه کارشناسی ارشد هانی اسدی (۱۳۹۲) استفاده شده است. این داده‌ها پس از تحلیل و مدل‌سازی با استفاده از روش فراکتالی، مبنای استخراج نتایج نهایی پژوهش قرار گرفته‌اند. نتایج به‌صورت مدل‌های عددی متنوع ارائه شده‌اند که بیانگر ویژگی-های مختلف شکستگی‌ها در مناطق مورد مطالعه هستند.

۳-۱-تاقدیس بنگستان

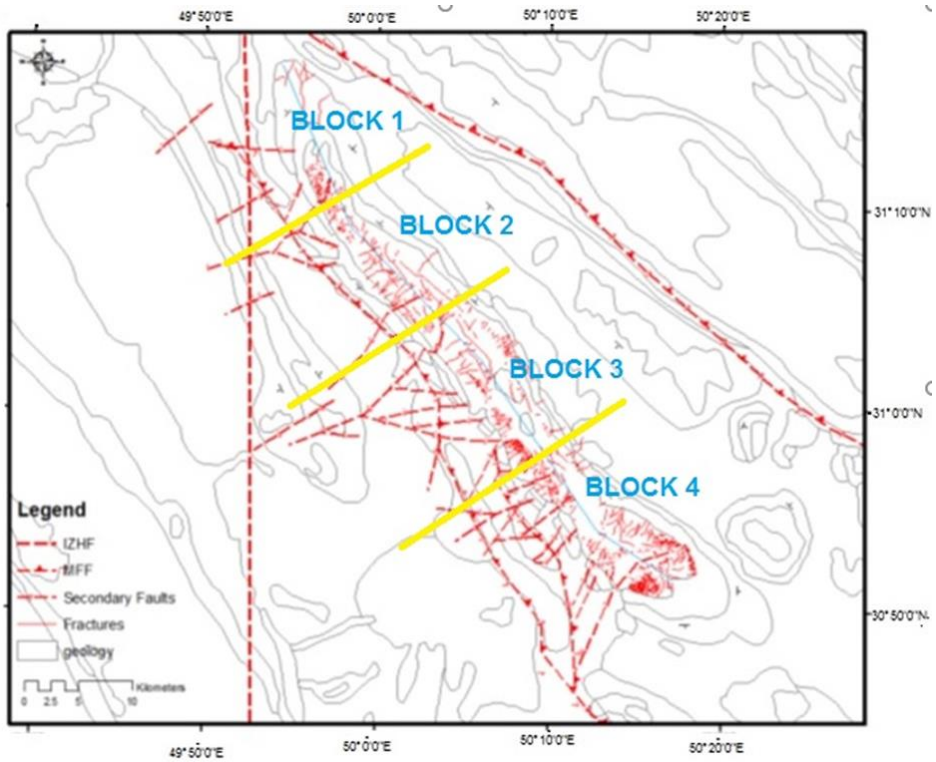
برای مطالعه تاقدیس بنگستان، با توجه به کوهستانی بودن منطقه و وجود ارتفاعات فراوانی که دسترسی به آن‌ها دشوار است، ابتدا با کمک مطالعه تصاویر ماهواره‌ای و به‌کارگیری روش‌های سنجش از دور، همچنین مطالعه عکس‌های هوایی و نقشه‌های زمین‌شناسی، نقشه ساختاری اولیه تاقدیس بنگستان تهیه شد. همانطور که در شکل ۳ مشاهده می‌کنید با استفاده از تصاویر ماهواره‌ای لندست و اسپات می‌توان برخی از خطواره-های اصلی و بزرگ را که در مقیاس ناحیه‌ای بهتر قابل تشخیص هستند، شناسایی نمود (Assadi, 2012).

در این مطالعه، تاقدیس بنگستان به چهار بلوک تقسیم شده است که شکستگی‌های هر چهار بلوک مورد بررسی قرار گرفته و درزه‌های مناطق تحلیل و ارزیابی شده‌اند.



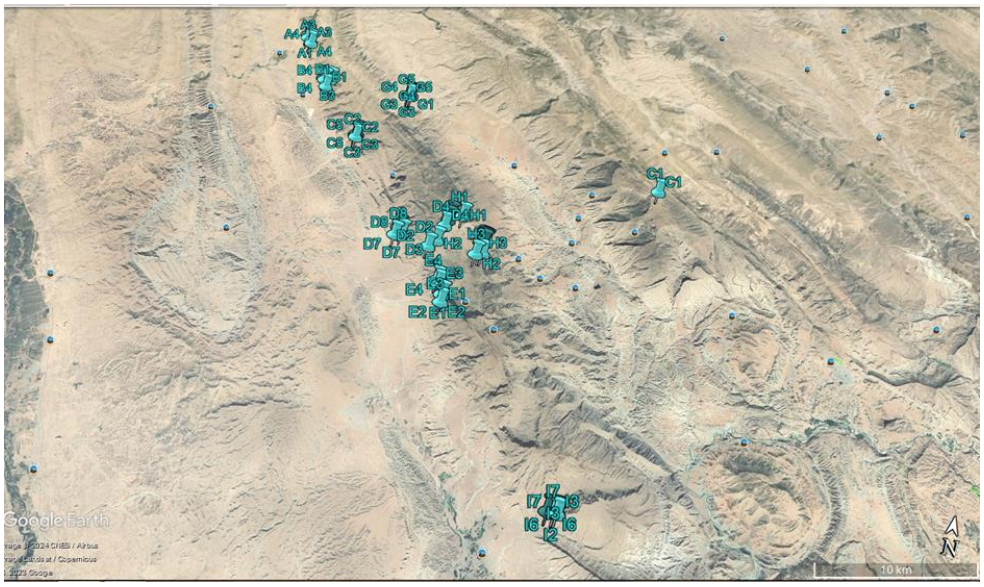
شکل ۳- موقعیت تاقدیس بنگستان بر روی DEM حاصل از پردازش داده‌های اختلاف ارتفاع رقومی در محیط نرم‌افزار ArcGIS نشان داده شده است. خطوط قرمز، گسل‌های اصلی منطقه را مشخص می‌کنند(Assadi, 2012).

Figure 3. Digital Elevation Model (DEM) obtained by processing digital height difference data in ArcGIS software (Assadi, 2012).



شکل ۴ - نقشه ساختاری تاقدیس بنگستان و موقعیت بلوک‌های مورد مطالعه (Assadi, 2012).

Figure 4. Structural map of the Bangistan anticline and the location of the studied blocks (Assadi, 2012).



شکل۵- موقعیت نقاط مورد مطالعه در تصویر ماهواره‌ای
Figure 5. Location of the studied points in the Google Earth satellite image.

درزه‌های طولی و عرضی در بلوک یک نسبت به لایه‌بندی شیب متفاوتی نشان می‌دهند. شیب این درزه‌ها در یال جنوبی تاقدیس بنگستان بین ۶۲ تا ۸۲ درجه مشاهده می‌شود. روند کلی درزه‌ها شامل جهت‌های N-S، NW-SE و NE-SW است. راستای درزه‌ها اغلب N50E، N150º، N80E و N20E است. تنش فشارشی ناشی از عملکرد گسل MFF و تنش کششی-فشارشی ناشی از عملکرد گسل ایذه باعث شده فاصله‌بندی درزه‌ها بسیار نزدیک به هم باشد. سه دسته درزه به همراه یک گسل با راستای NW-SE مشاهده شده‌اند. راستای لایه‌بندی N30W است. دسته اول درزه‌ها راستای N20E دارد، دسته دوم تقریباً عمود بر دسته اول با راستای N80E±10º است و دسته سوم که نسبت به دو دسته قبلی مایل است، راستای N150º±10º دارد(Assadi, 2012). فراکتال‌ها و مولتی‌فراکتال‌ها برای تعیین پیچیدگی سیستم شکست‌ها به کار می‌روند. با این حال، بررسی دقیق تأثیر ویژگی‌های مختلف شکست‌ها، مانند طول شکست، جهت‌گیری و موقعیت مرکزی، بر خصوصیات فراکتالی شبکه‌های شکست پیچیده هنوز به طور کامل انجام نشده است. در این پژوهش، با استفاده از شبکه‌بندی شکستگی‌ها روی نقشه‌ها و تصاویر هوایی، روش معرفی شده توسط Turcotte (۱۹۹۲) برای توزیع فراکتالی شکستگی‌ها و ارائه ضریب b به عنوان شاخص گویاتر مورد استفاده قرار گرفت. سپس بعد فراکتالی هر ایستگاه درزه با استفاده از نمودارهای به دست آمده محاسبه شد. ضریب زاویه شیب خط به دست آمده در شبکه شکستگی‌های هر دسته درزه نشان می‌دهد که مقدار شیب چقدر است؛ به طوری که هرچه بعد (ثابت) فراکتالی بیشتر باشد، شیب دسته درزه‌ها کمتر از ۹۰ درجه است.

رسم نمودار فراکتالی مدل عددی ایستگاه A برای درزه‌ها نشان داد که ثابت فرکتالی برابر با ۰.۴۵ است. محور افقی نمودار، شیب درزه‌ها را نمایش می‌دهد.

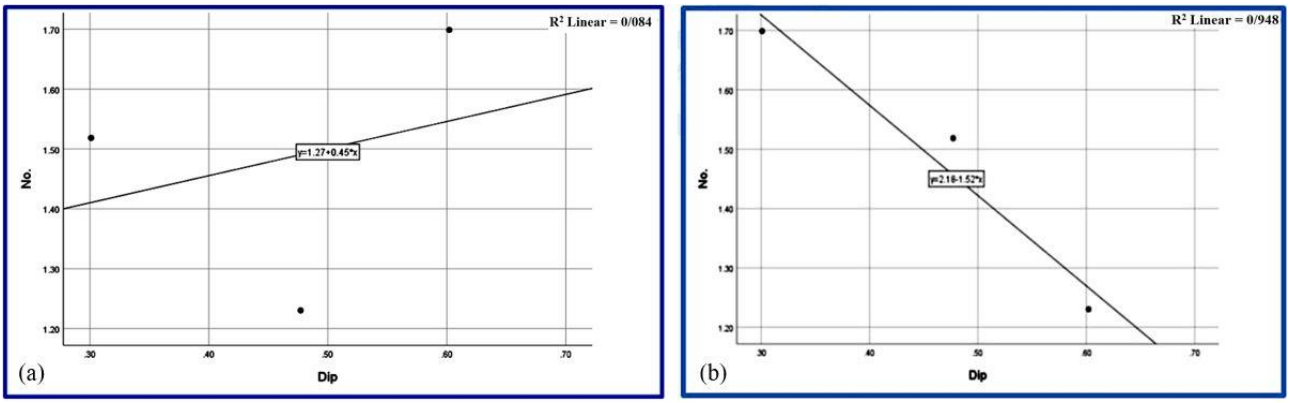
رسم نمودار فراکتالی مدل عددی ایستگاه B برای درزه‌ها، نشان داد که ثابت فرکتالی ۱/۵۲ است. محور افقی، شیب درزه ها را در این محدوده نیز نشان می‌دهد. شیب درزه‌های ENE-WSW با راستای N50E و N80E نسبت به دسته درزه‌های دیگر بیشتر بوده و حدود ۶۲ تا ۸۲ درجه است. همچنین، دسته درزه‌های NNE-SSW با راستای N20E و N15E وجود دارند که شیب آنها بین ۳۲ تا ۶۲ درجه است (اسدی، ۱۳۹۱). نیروهای تکتونیکی منطقه که در طی فازهای کوهزایی میوسن-پلیوسن سبب فشارش بر پهنه تکوین تاقدیس بنگستان و گسترش گسل MFF از عمق به سطح شده‌اند، همزمان تأثیر مستقیمی بر گسل ایذه به عنوان یک گسل پی‌سنگی داشته‌اند. بنابراین، دسته درزه‌های N80E و N20E ممکن است به عنوان یک دسته درزه مزدوج در نظر گرفته شوند؛ اما به دلیل جابه-جایی راستگردی مشاهده شده در دسته درزه‌های N20E، این دسته درزه‌ها به عنوان درزه‌های ثانویه فرض شده‌اند. به نظر

می‌رسد تأثیر چرخش راستگرد گسل امتدادلغز ایذه بر تاقدیس بنگستان محدود به بلوک‌های یک و دو باشد؛ زیرا هرچه از بلوک یک به طرف بلوک‌های دو و سه پیش می‌رویم، جهت امتداد گسل ایذه از تاقدیس بنگستان فاصله می‌گیرد.

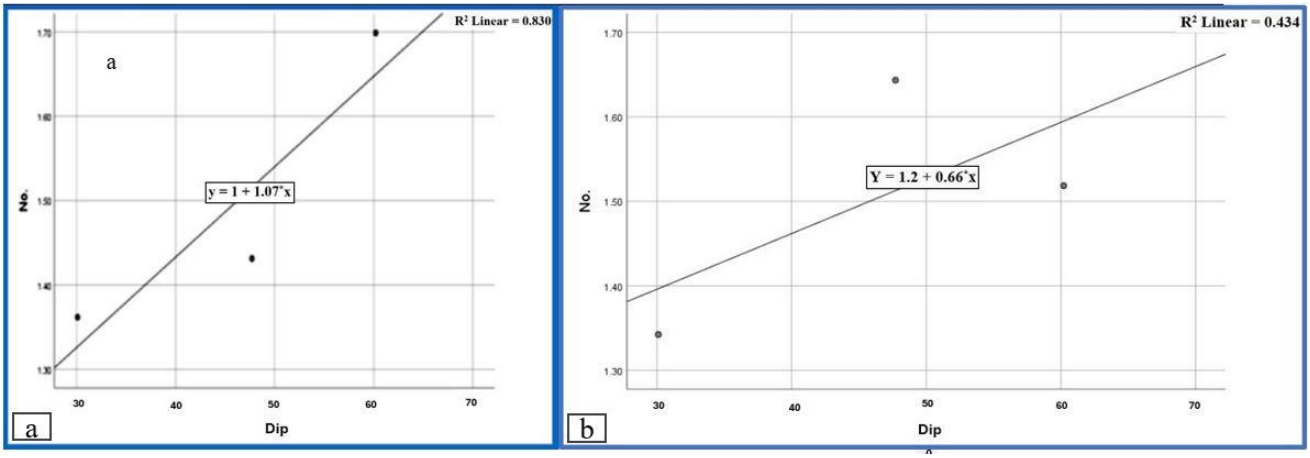
دسته درزه‌های N40W، N80E و N-S در بخش‌ای شمالی و جنوبی ایستگاه‌ای برداشت C در یال جنوبی بلوک ۲ مشاهده می‌شوند. دسته درزه‌های یال شمالی شامل چهار گروه هستند: دسته درزه‌هایی با راستای N20E، N80E و N50E و شیب ۶۲ تا ۸۲ درجه که به سوی NW راستای اولیه تنش فشارشی بر تاقدیس را نشان می‌دهند؛ درزه‌هایی با راستای N20W و N40W و شیب ۸۲ درجه که دسته درزه‌های اولیه را قطع کرده‌اند؛ و دسته درزه‌هایی با راستای N100º، N35E و شیب ۳۲ تا ۷۲ درجه که به صورت نامنظم به سمت NW و NE در این بخش دیده می‌شوند. راستای درزه‌های بلوک ۲ شامل چهار دسته اصلی است که به خوبی تأثیرات فشارشی و کششی وارد بر تاقدیس بنگستان را نشان می‌دهند. در مطالعه درزه‌های بلوک ۳، به دلیل عملکرد فرسایشی گسل‌های این بلوک و مورفولوژی ویژه این بخش، می‌توان درزه‌های یال جنوبی و یال شمالی را به دو بخش جداگانه تقسیم و مطالعه کرد. مشاهدات اولیه از مطالعه سیستماتیک درزها در بلوک ۳ نشان‌دهنده تأثیر گسترده عملکرد گسل‌های این بخش بر امتداد، شیب، فاصله-بندی، فراوانی و دسته‌بندی درزها است. در اطراف گسل‌ها، فراوانی درزه‌ها به مراتب بیشتر از سایر نقاط است، اما فراوانی زیاد درزه‌ها در همه جا ناشی از عملکرد گسل‌ها نیست و در برخی نقاط، احتمال تأثیر نیروهای دگرشکلی و تکتونیکی منطقه وجود دارد. امتداد درزه‌های یال جنوبی بلوک ۳ در این بخش شامل NW-SE، E-W و NE-SW است(Assadi, 2012).

در نمودار ترسیم شده در حاشیه جنوبی بلوک ۲، ثابت فرکتالی بیشتر از ۱ است که نشان‌دهنده وجود درزه‌های متعدد با شیب کمتر از ۹۰ درجه در این ناحیه است(شکل ۱۴). دسته درزه‌های برداشت شده در یال جنوبی دارای امتدادهای N20W، N80E، N100º و N120º هستند که شیب آنها تقریباً بین ۳۲ تا ۸۲ درجه متغیر است. فراوانی دسته درزه‌هایی با راستای N120º، N100º و N80E در شمال تنگ ماغر بیشتر است، در حالی که دسته درزه‌های با راستای N20W، N50E و N130º در جنوب آن فراوان‌تر مشاهده می‌شوند. همچنین، دسته درزه‌هایی با روند N20E و N-S در هر دو گروه ایستگاه-های برداشتی وجود دارند.

بررسی نمودار فراکتالی یال جنوبی بلوک ۳ نشان می‌دهد که بعد (ثابت) فرکتالی مدل عددی کمتر از ۱ است، بنابراین شکستگی‌ها و درزه‌های کمتری نسبت به ایستگاه‌های قبلی با شیب کمتر از ۹۰ درجه در این ایستگاه وجود دارد. درزه‌های بلوک ۴ تاقدیس بنگستان با توجه به چین‌خوردگی ابتدایی تاقدیس و تأثیر فازهای کوهزایی اولیه و ثانویه دگرشکلی و جابه‌جایی حاصل از آنها، در جهات متعددی دسته‌بندی شده‌اند. دسته درزه‌های با روند N40E فراوان‌ترین دسته درزه‌ها را تشکیل می‌دهند. دسته درزه‌های با روند NE-SW در بخش شمالی بلوک چهار فراوانی و گسترش خوبی دارند و در اطراف مناطق گسلیده یال جنوبی بلوک ۴ مشاهده می‌شود.

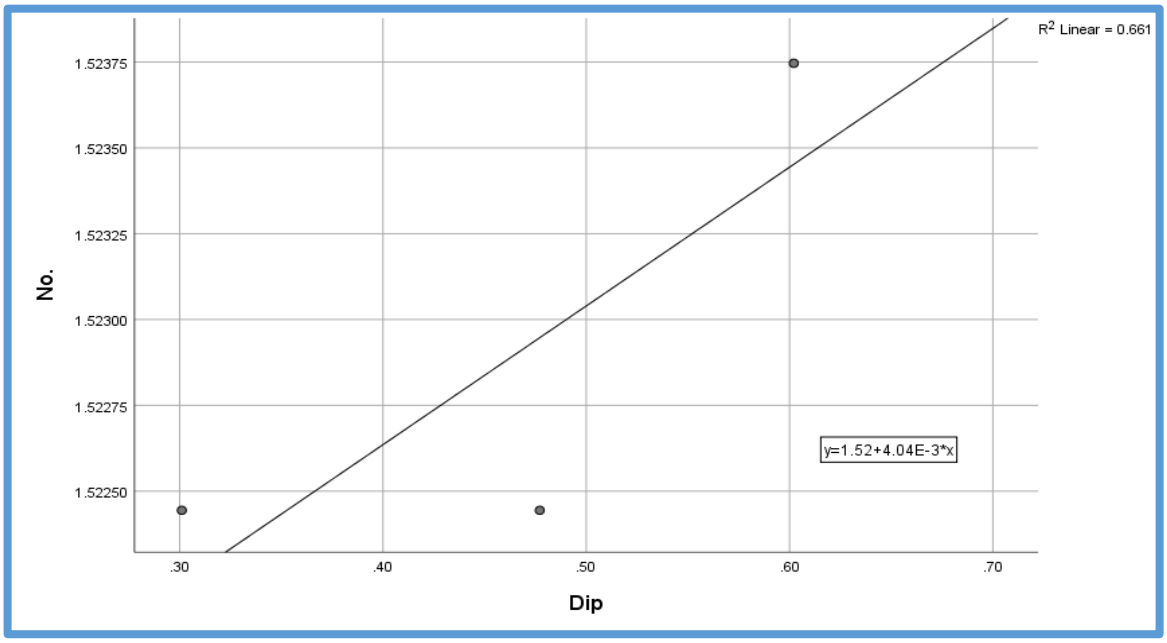


شکل۶- (a) نمودار فرکتالی دسته درزهای ایستگاه های برداشتی گروه A بلوک ۱، (b) نمودار فرکتالی دسته درزه گروه B بلوک ۱
Figure 6. (a) Fractal diagram of joints from stations A Bloke 1, (b) Fractal diagram of joints set from stations B, Block 1



شکل۷- (a) نمودار فرکتالی دسته درزه‌های یال جنوبی بلوک ۲ تاقدیس بنگستان، (b) نمودار فرکتالی دسته درزه‌های یال جنوبی بلوک ۳ تاقدیس بنگستان

Figure 8. (a) Fractal diagram of joints set of south limbs Bangestan anticline Block 2, (b) Fractal diagram of joints set of south limbs Bangestan anticline Block 3



شکل ۸ - نمودار فرکتالی دسته درزه‌های ایستگاه‌های برداشتی بلوک ۴ تاقدیس بنگستان .

Figure 8. Fractal diagram of joints set Bangestan anticline of Block 4.

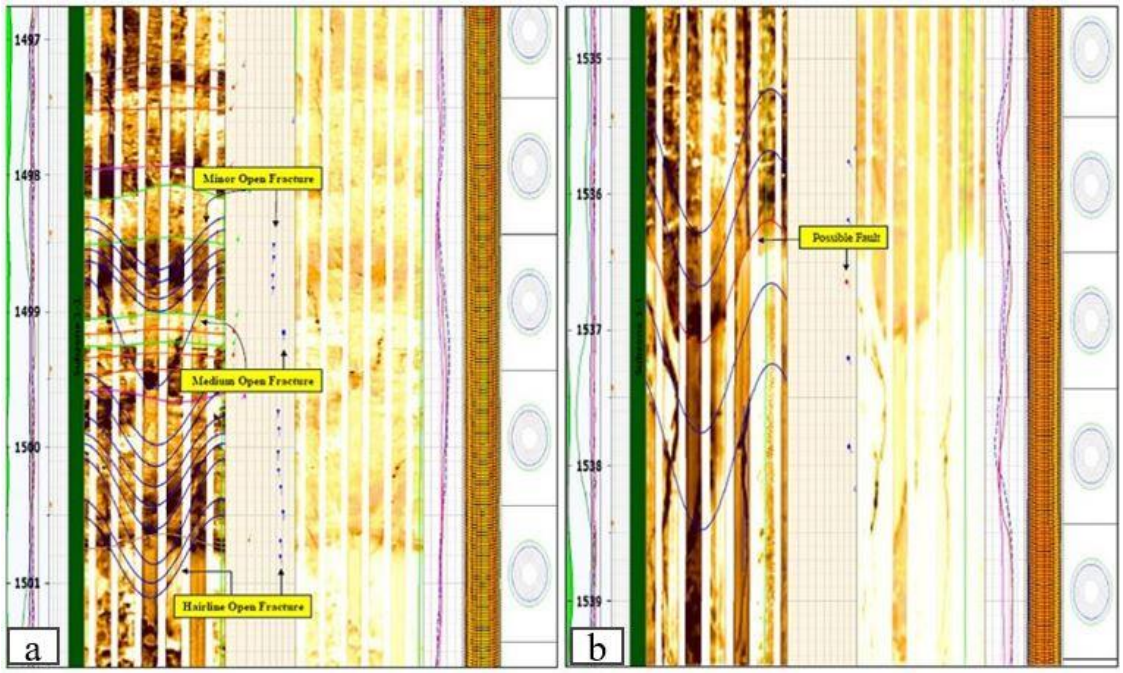
بررسی نمودار فراکتالی بلوک ۴ نشان می‌دهد که ثابت فرکتالی مدل عددی بزرگ‌تر از ۱ است، که این امر بیانگر وجود تعداد زیادی شکستگی و درزه با شیب تند در این نواحی می‌باشد(شکل‌های b۷ و ۸). قسمت دوم مطالعات در ارتباط با تحلیل شکستگی‌های چاه‌های میدان نفتی کرنج است.

۳-۲- میدان نفتی کرنج

از میان ۴۶ چاه مورد مطالعه در میدان نفتی کرنج، دو چاه به شماره‌های ۳۷ و ۴۱ برای بررسی شکستگی‌ها انتخاب شدند. موقعیت چاه شماره ۳۷ بر روی یال شمالی تاقدیس کرنج، در میانه‌های میدان و در مجاورت ستیغ قرار دارد. این چاه با هدف تزریق گاز در مخزن آسماری و کسب اطلاعات سنگ مخزن میدان کرنج حفاری شده است. چاه شماره ۴۱ نیز در یال جنوب غربی تاقدیس واقع شده است. براساس ارزیابی پتروفیزیکی به عمل آمده در چاه شماره ۳۷ از نظر سنگ‌شناسی، سازند آسماری در این چاه عمدتا از دولومیت آهکی و آهک دولومیتی به همراه درصدهای جزئی و پراکنده رس، آهک خالص بعضا با درصدی رس، کربنات شیلی، یک رگه انیدریت کربناته و رگه‌ای نازک کربنات انیدریتی تشکیل گردیده و از توسعه تخلخلی زیاد تا متوسط و بعضا کم و متراکم برخوردار بوده و فواصل متخلخل هیدروکربوراست. در چاه شماره ۴۱ سازند آسماری در این چاه عمدتاً از دولومیت آهکی، آهک دولومیتی و آهک همراه با درصد کم وپراکنده شیل و همچنین شیل کربناته، کربنات شیلی، انیدریت و رگه‌های کربنات انیدریتی تشکیل شده و از توسعه تخلخلی خوب، متوسط تا ضعیف و بعضاً سخت و متراکم برخوردار و فواصل متخلخل هیدروکربوردار بعضاً همراه اشباع آب نسبتاً بالا برخوردار است.

در این مطالعه، از دو چاه موردی به شماره‌های ۳۷ و ۴۱ در میدان کرنج استفاده شده است. ابتدا به بررسی تصاویر ماهواره‌ای و عکس‌های هوایی منطقه پرداخته و شکستگی‌های منطقه شناسایی شدند. سپس گزارش‌های مربوط به میدان نفتی مورد مطالعه جمع‌آوری و داده‌های لازم فراهم شد. ابزارهای تصویربرداری چاه‌ها به طور قابل توجهی در تفسیر محیط زمین‌شناسی کمک می‌کنند. با استفاده از این ابزارها می‌توان ویژگی‌های رسوب‌شناسی و ساختاری را با مقیاس میلی‌متری شناسایی کرد(Lai et al., 2018). در این مطالعه، داده‌های خام ابتدا در نرم‌افزار Geology بارگذاری شده و سپس اصلاحات مختلفی شامل تصحیح سرعت، زاویه انحراف، زاویه مغناطیسی، جهت‌گیری و غیره انجام شد. اهداف تفسیر تصاویر FMI شامل تفسیر و ارزیابی شیب ساختاری شکستگی‌های طبیعی شناسایی شده در مخزن، بررسی فراوانی و جهت‌گیری آن‌ها، و همچنین ارتباط نوع شکستگی‌ها با تخلخل و نقش آن در کیفیت مخزن است. به طور کلی، شکستگی‌ها ترک‌هایی هستند که در امتداد آن‌ها چسبندگی مواد از بین رفته و ممکن است به عنوان سطوح ناپیوستگی شناخته شوند. شکستگی‌ها در ابتدا باز بوده ولی ممکن است در ادامه توسط کانی‌های مختلف پر شوند و به همین دلیل در جریان سیالات تسریع و تعدیل ایجاد می‌کنند.شکستگی‌ها می‌توانند باز، بسته و یا اینکه پر شده توسط موادی نظیر رس، کلسیت، انیدریت و غیره باشد. شکستگی‌های باز (Open Fractures) معمولاً بعنوان عوارض صفحه‌ای زاویه بالا با ظاهر رسانا و تیره بر روی نمودارهای تصویرگر قابل مشاهده و تفسیر بوده که معمولاً لیتولوژی‌ها و لایه های مختلفی را قطع می‌کنند. این عوارض ممکن است بصورت پیوسته، ناپیوسته و گاهی اوقات به صورت یک اثر سینوسی کامل و یا بخشی از آن بر روی تصاویر ظاهر شوند. همچنین شکستگی‌های بسته (Closed fractures) عارضه‌های صفحه‌ای با زاویه کم تا متوسط که کاملاً مشابه با انواع شکستگی‌های باز بوده و تنها در داشتن ظاهر نارسانا (مقاومتی) متفاوت هستند. ظاهر مقاومتی این قبیل از شکستگی‌ها ناشی از وجود سیمان و یا موادی با مقاومت بالای الکتریکی (هیدروکربن سنگین اضافی در موارد نادر) هستند.

در تفسیر نمودارهای تصویربرداری چاه شماره ۳۷ میدان کرنج، مجموعاً ۴۴ شکستگی باز شناسایی شده است. بر این اساس، شکستگی‌های باز مویین دارای بیشترین طول اثر شکستگی و شکستگی‌های باز متوسط دارای کمترین مقدار طول اثر هستند. شیب اکثر شکستگی‌های باز در کل عمق نمودارگیری‌شده در این چاه، بین ۶۳ تا ۸۵ درجه متغیر است. بر اساس ارتباط امتداد شکستگی‌ها با امتداد لایه‌بندی و با الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین‌خوردگی، سه دسته شکستگی قابل تشخیص‌اند؛ اگرچه تعداد دیگری از شکستگی‌ها با امتدادهای پراکنده و متفرقه نیز مشاهده شده‌اند(شکل a۹).



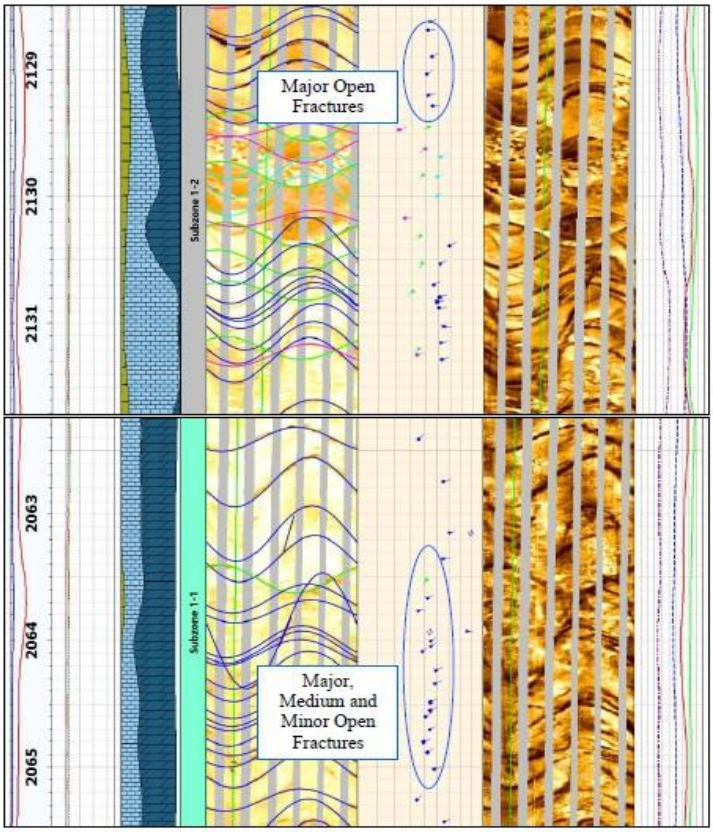
شکل۹ – (a) نمایش نمونه‌هایی از شکستگی‌های باز در تفسیر نمودار چاه۳۷ میدان نفتی (گزارشات شرکت نفت منطقه جنوب)، (b) گسل احتمالی در نمودار چاه ۳۷ (گزارشات شرکت نفت)

Figure 9. (a) Examples of open fractures as interpreted from the well 37 diagrams in the Karanj field (Oil company reports), (b) A possible fault in the diagram of well (Oil company reports)

در عمق ۱۵۳۶/۵ متر یک عدد گسل احتمالی با امتداد N45E-S45W برروی تصاویر نمودارتصویری مشاهده گردید (شکل b۹). در تفسیر نمودار تصویرگر چاه ۴۱ میدان کرنج مجموعاً تعداد ۱۲۱ عدد شکستگی باز مشاهده شد(شکل‌های ۱۰ و ۱۱). بیشترین و کمترین فراوانی شکستگی‌های باز به ترتیب در زیرزون ۱-۱ وزیر زون۳-۴ سازند آسماری مشاهده گردیده است. همچنین تعداد ۲۲ عدد شکستگی بسته نیز قابل تفکیک است. امتداد کلی این دسته از شکستگی‌ها N38W/S38E و سمت شیب آنها N52E ومتوسط مقدار شیب ۱۱ درجه است. بر اساس ارتباط امتداد شکستگی‌ها نسبت به امتداد لایه‌بندی و الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین، یک دسته شکستگی‌های طولی و مورب قابل تشخیص است، اگر چه تعداد دیگری شکستگی با امتدادهای پراکنده و متفرقه دیده می‌شوند.

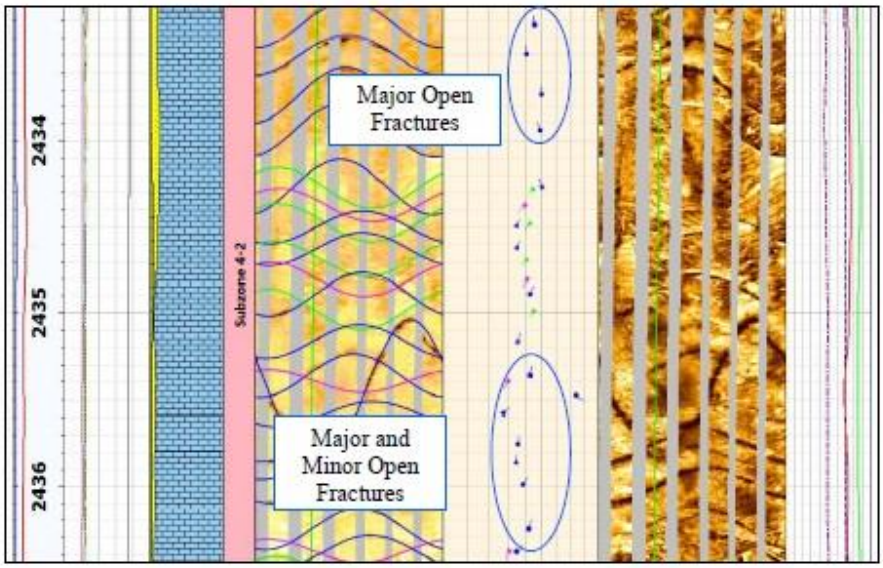
در عمق‌های ۲۲۷۵/۸۵ و۲۲۷۹/۵۵ متر (زون۳) شواهدی از وجود گسل برروی تصاویر نمودار دیده می‌شود که تحت عنوان گسل احتمالی ذکر شده است(شکل ۱۲، جدول ۱).

در چاه ۳۷ آنالیزتنش‌های برجای اطراف چاه که بخش بسیار مهمی از مطالعات زمین‌شناسی و ژئومکانیکی را در بر می‌گیرد با استفاده از عوارض القایی مرتبط با تنش بر روی نمودارهای تصویری انجام می‌شود. مهم‌ترین این عوارض، ریزش‌ها (در این چاه مشاهده نگردید) یا به به عبارت بهتر گسیختگی دیواره چاه و همچنین شکستگی‌های ناشی از حفاری هستند. شکستگی-های القایی که در جهت بیشترین تنش افقی وارد بر حفره چاه ایجاد می‌گردد با امتداد کلی N75E-S75W در این چاه مشاهده گردیده است که تاحدودی با روند کلی بیشترین تنش افقی وارد بر حفره چاه در زاگرس همخوانی دارد. در چاه ۴۱ شکستگی‌های القایی با دو آزیموت آیینه‌ای N10E/S10W و N40E/S40W وبا روند میانگین N25E/S25W در این چاه مشاهده گردیدند که با روند کلی بیشترین تنش افقی وارد بر حفره چاه در زاگرس انطباق خوبی نشان می‌دهند. مقطع عرضی از مدل سه بعدی زمین‌شناسی در محل چاه شماره ۳۷ میدان کرنج ترسیم شد(پیوست۱).



شکل ۱۰- نمایش نمونه‌هایی از شکستگی‌های باز در تفسیر نمودار XRMI چاه ۴۱ میدان کرنج(گزارشات شرکت نفت).

Figure 10. Examples of open fractures as interpreted from the XRMI diagram of well 41 in the Karanj field (Oil company reports).

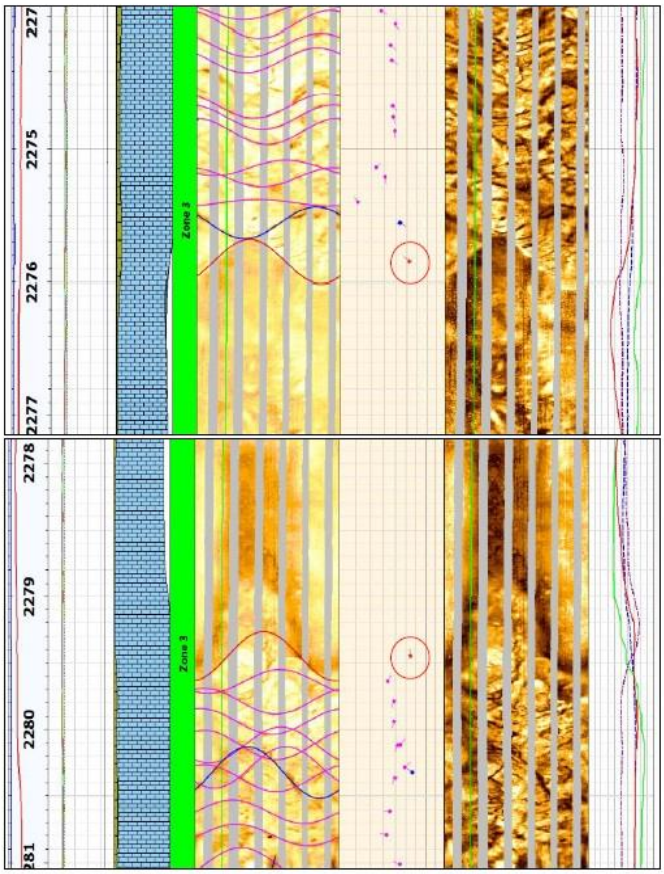


شکل ۱۱- نمایش نمونه‌هایی از شکستگی‌های باز در تفسیر نمودار XRMI چاه ۴۱ میدان کرنج (گزارشات شرکت نفت).

Figure11. Additional examples of open fractures as interpreted from the XRMI diagram of well 41 in the Karanj field. (Oil company reports).

جدول ۱- اطلاعات گسل احتمالی در چاه ۴۱
Table 1. Information on possible faults in well 41

Fracture	Depth (m)	Zone	Dip Angle (°)	Dip Azimuth	Strike
Probable Fault 1	2275.85	Z3	52	N50W	N40E/S40W
Probable Fault 2	2279.55	Z3	55	N10W	N80E/S80W



شکل ۱۲- نمایش گسل احتمالی روی نمودارهای تصویری در چاه
Figure 12. Illustration of a possible fault on the visual charts of well 41

۴- بحث

ارزیابی الگوی شکستگی‌ها و خرد شدگی‌ها در سنگ مخزن نقشی اساسی در حفر چاه‌های نفت، حفرچاه‌های تزریق گاز و سایر موارد جهت ازدیاد برداشت دارد؛ بنابراین در صورت تعیین دقیق‌تر این الگو به منظور شناخت هرچه بهتر سنگ مخزن، می‌توان از آن به عنوان مهم‌ترین و اصلی‌ترین عامل در ازدیاد برداشت استفاده نمود. با توجه به مقطع ترسیم‌شده از بلوک یک، مشخص است که ناحیه یال شمالی تاقدیس بنگستان (با ارتفاع ۱۲۱۴ متر) مرتفع‌تر از یال جنوبی آن (با ارتفاع ۶۶۸ متر) است. این تفاوت ارتفاع احتمالاً ناشی از جهت تنش فشارشی واردشده از سوی گسل جبهه کوهستان (MFF) و فعالیت فازهای کوهزایی میوسن تا پلیستوسن است.

تشکیل گسل MFF به فاز کوهزایی ساوین (الیگوسن–میوسن) و فرآیند چین‌خوردگی آهک‌های سازند آسماری نسبت داده می‌شود. با این حال، قطع‌شدگی لایه‌های رسوبی سازندهای میشان و آغاجاری در مقطع به‌دست‌آمده از بلوک یک، بیانگر فعالیت مجدد این گسل در فازهای کوهزایی پس از ساوین از

جمله فازهای استیرین، آتیکن و پاسادانین است(Assadi, 2012). بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که تاقدیس بنگستان چندین بار بر روی صفحه گسل جبهه کوهستان به سمت جنوب‌غربی جابه‌جا شده است(پیوست۲).

به‌تناسب میزان خمش یال‌های تاقدیس ناشی از فشارش حاصل از عملکرد گسل MFF، گسترش و فراوانی شکستگی-های کششی در بخش محوری تاقدیس افزایش می‌یابد. بنابراین، با افزایش ارتفاع قله تاقدیس و شدت خمش در بخش مرکزی آن، انتظار می‌رود شکستگی‌های کششی بیشتری در این ناحیه مشاهده شود. بیرون‌زدگی سازند آسماری که در تاقدیس بنگستان قابل رؤیت است، در چند کیلومتری میدان نفتی کرنج نیز دیده می‌رود. با توجه به اینکه سازند آسماری یکی از مهم-ترین مخازن هیدروکربنی در جنوب‌غرب ایران است و به دلیل ماهیت کربناته خود دارای شکستگی‌های فراوانی است، مطالعه این شکستگی‌ها اهمیت زیادی دارد. از آنجایی که نمودارهای تصویری از جمله ابزارهای کلیدی برای شناسایی شکستگی‌ها در صنعت نفت هستند، این ابزارها در چاه‌های میدان کرنج نیز مورد استفاده قرار گرفته‌اند.

نوع و تعداد شکستگی‌های شناسایی‌شده اطلاعات ارزشمندی را برای تحلیل رفتار مخزن و برنامه‌ریزی جهت افزایش برداشت نفت در اختیار پژوهشگران قرار می‌دهد. تمرکز این تحقیق بر روی سازند آسماری به‌عنوان مخزن اصلی میدان نفتی کرنج و بررسی شکستگی‌های موجود در آن است. همچنین با توجه به شباهت‌های ساختاری و تکتونیکی، تاقدیس بنگستان نیز به‌عنوان منطقه‌ای کلیدی برای تحلیل شکستگی-های کششی مطالعه شده است. در جریان بررسی شکستگی‌های زیرسطحی دو چاه واقع در میدان نفتی کرنج، مدل دقیقی از شکستگی‌های این ناحیه ارائه گردید. به‌عنوان نمونه، در یکی از چاه‌ها مجموعاً ۴۴ شکستگی باز شناسایی شده است. شیب اغلب این شکستگی‌ها در محدوده ۶۳ تا ۸۵ درجه قرار دارد. براساس ارتباط امتداد این شکستگی‌ها با لایه‌بندی و الگوهای شکستگی مرتبط با چین‌خوردگی، سه دسته شکستگی (set) اصلی قابل تشخیص‌اند، گرچه شکستگی‌هایی با امتدادهای متفرقه نیز در این چاه مشاهده شده‌اند. دسته اول با جهت شیب آن جنوب و امتداد شرقی – غربی است و از جمله شکستگی‌های مورب محسوب می‌گردند. دسته دوم شکستگی‌های عرضی هستند که با جهت شیب S50E وامتداد N40E/S40W است. دسته سوم شکستگی‌های با جهت شیب S40W دارای امتداد N50W/S50E (موازی با امتداد لایه‌بندی) هستند.

در چاه دیگری که موردمطالعه قرار گرفته شد، مجموعاً تعداد ۷۰۳ عدد شکستگی باز مشاهده شد و تعداد ۲۲ عدد شکستگی بسته است. شیب اکثر شکستگی‌های باز در کل فاصله نمودارگیری شده در این چاه از ۲۱ تا ۸۰ درجه متغیر است. در این چاه بر اساس ارتباط امتداد شکستگی‌ها نسبت به امتداد لایه‌بندی و الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین، سه دسته شکستگی قابل تشخیص است. دسته اول شکستگی‌های با جهت شیب N45E وامتداد N45W/S45E که امتدادشان در جهت امتداد لایه‌بندی است و از جمله شکستگی‌های طولی محسوب می‌گردد. دسته دوم شکستگی‌های با جهت شیب N80E و در امتداد شمال N10W/S10E که نسبت به امتداد لایه‌بندی به صورت مورب قرار دارند و شکستگی‌های مورب را تشکیل می-دهند. دسته سوم شکستگی‌های با جهت شیب S70E وامتداد N20E/S20W که نسبت به امتداد لایه‌بندی به صورت تقریباً عمود قرار گرفته و شکستگی‌های عرضی را تشکیل می‌دهند. شکستگی‌های عرضی بیشترین فراوانی و شکستگی‌های طولی کمترین مقدار فراوانی را در چاه شماره ۴۱ به نمایش می‌گذارند. تعدادی شکستگی در این چاه نامنظم و پراکنده نیز در تفسیر نمودار تصویری این چاه مشاهده شده‌اند.

در چاه شماره ۴۱ شکستگی‌های القایی شکستگی‌های القایی N10E/S10W و N40E/S40W وبا روند کلی N25E/S25W در این چاه مشاهده گردیدند که با روند کلی بیشترین تنش افقی وارد بر حفره چاه در زاگرس انطباق خوبی نشان می‌دهند. در توالی مورد مطالعه از سازند آسماری در چاه ۴۱ میدان کرنج عوارض مشخصی از حضور ریزش دیواره چاه مشاهده نشده است. به‌تناسب میزان خمش یال‌های تاقدیس ناشی از فشارش حاصل از عملکرد گسل MFF، گسترش و فراوانی شکستگی‌های کششی در بخش محوری تاقدیس افزایش می‌یابد. بنابراین، با افزایش ارتفاع قله تاقدیس و شدت خمش در بخش مرکزی آن، انتظار می‌رود شکستگی‌های کششی بیشتری در این ناحیه مشاهده شود. بیرون‌زدگی سازند آسماری که در تاقدیس بنگستان قابل رؤیت است، در چند کیلومتری میدان نفتی کرنج نیز دیده می‌شود. با توجه به اینکه سازند آسماری یکی از مهم‌ترین مخازن هیدروکربنی در جنوب‌غرب ایران است و به دلیل ماهیت کربناته خود دارای شکستگی‌های

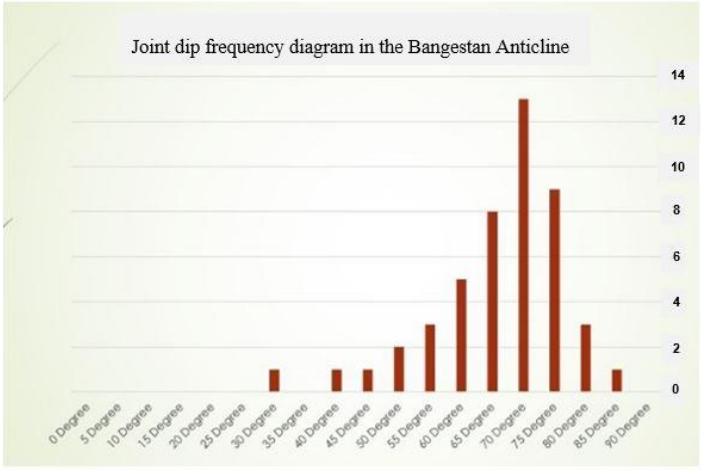
فراوانی است، مطالعه این شکستگی‌ها اهمیت زیادی دارد. از آنجایی که نمودارهای تصویری از جمله ابزارهای کلیدی برای شناسایی شکستگی‌ها در صنعت نفت هستند، این ابزارها در چاه‌های میدان کرنج نیز مورد استفاده قرار گرفته‌اند. نوع و تعداد شکستگی‌های شناسایی‌شده اطلاعات ارزشمندی را برای تحلیل رفتار مخزن و برنامه‌ریزی جهت افزایش برداشت نفت در اختیار پژوهشگران قرار می‌دهد. تمرکز این تحقیق بر روی سازند آسماری به‌عنوان مخزن اصلی میدان نفتی کرنج و بررسی شکستگی‌های موجود در آن است. همچنین با توجه به شباهت-های ساختاری و تکتونیکی، تاقدیس بنگستان نیز به‌عنوان منطقه‌ای کلیدی برای تحلیل شکستگی‌ای کششی مطالعه شده است. در جریان بررسی شکستگی‌های زیرسطحی دو چاه واقع در میدان نفتی کرنج، مدل دقیقی از شکستگی‌های این ناحیه ارائه گردید. به‌عنوان نمونه، در یکی از چاه‌ها مجموعاً ۴۴ شکستگی باز شناسایی شده است. شیب اغلب این شکستگی‌ها در محدوده ۶۳ تا ۸۵ درجه قرار دارد. بر اساس ارتباط امتداد این شکستگی‌ها با لایه‌بندی و الگوهای شکستگی مرتبط با چین‌خوردگی، سه دسته شکستگی (set) اصلی قابل تشخیص-اند، گرچه شکستگی‌هایی با امتدادهای متفرقه نیز در این چاه مشاهده شده‌اند. مطالعات تکمیلی انجام‌شده بر روی شکستگی-های تاقدیس بنگستان، به بررسی درزه‌ها و گسل‌های موجود در منطقه اختصاص یافته است. در این راستا، دیاگرام‌های گل‌سرخی (Rose Diagrams) برای تحلیل آماری جهت‌گیری این شکستگی‌ها ترسیم شد. نتایج حاصل از این دیاگرام‌ها نشان می‌دهد که راستای محور تاقدیس بنگستان حدود N40W و میل آن حدود ۴.۳ درجه به سمت شمال‌غرب (NW) است.

یال جلویی تاقدیس بنگستان، تحت تأثیر فشار حاصل از گسل تراستی MFF، دچار بریدگی شده و مشخصه اصلی آن شیب تقریباً قائم و گاهی برگشتگی در لایه‌بندی است. همچنین طبق گزارش شرکت ملی نفت (۱۸۷۷)، در حفاری چاه شماره ۱، یک گسل رورانده با شیبی به سوی جنوب‌غرب (SW) در یال شمالی تاقدیس شناسایی شده که جابه‌جایی افقی آن در سازند نیریز و در عمق ۵۸۱ متری با انحراف ۱.۶ درجه به سوی جنوب‌شرق (SE)، برابر با ۴۲٫۶۳ متر است. این میزان جابه‌جایی در انتهای چاه، با زاویه ۵۲ درجه، به حدود ۳۳۲ متر به سوی SW می‌رسد. بنابراین می‌توان گفت که در هر دو یال شمالی و جنوبی تاقدیس بنگستان، تأثیر گسل‌ها بر هندسه شکستگی‌ها کاملاً مشهود بوده و قابل تحلیل است. بررسی‌های انجام شده درباره‌ی الگوهای شکستگی در منطقه‌ی جنوب‌غربی زاگرس نیز نشان می‌دهد که دو دسته اصلی از شکستگی‌ها وجود دارد:

دسته‌ی اول، با روند NW–SE که با راستای غالب چین‌خوردگی‌ها موازی است.

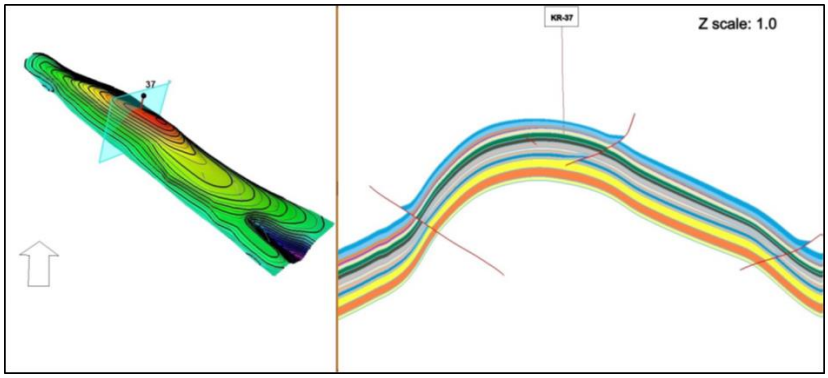
دسته‌ی دوم، با راستای N–S که با گسل‌های زیرین (پی-سنگی) هم‌راستا هستند.

شکل‌گیری شکستگی‌های با روند شمالی–جنوبی (N–S) و شرقی–غربی (E–W) تحت تأثیر عملکرد گسل‌های پی‌سنگی راستگرد با راستای N–S تفسیر می‌شود. براساس گزارش‌های موجود، تکوین تاقدیس‌های منطقه‌ی جنوب‌غرب زاگرس چین-خورده، به‌ویژه تاقدیس بنگستان، در ارتباط مستقیم با فعالیت گسل‌های عمیق پی‌سنگی زاگرس ارزیابی شده است. در این مطالعات، تاقدیس بنگستان به‌عنوان یک چین از نوع Décollement معرفی شده است؛ نوعی چین‌خوردگی که در آن لایه‌های رسوبی نسبت به پی‌سنگ در امتداد یک سطح لغزش (صفحه جدایشی) جابه‌جا شده‌اند. شکل‌گیری شکستگی‌های با امتداد N–S و E–W، تحت تأثیر عملکرد گسل‌های پی‌سنگی راست‌گرد با روند شمالی–جنوبی تفسیر می‌شود. در گزارش‌های موجود، تکوین تاقدیس‌های زون چین-خورده‌ی جنوب‌غرب زاگرس، مرتبط با فعالیت همین گسل‌های پی‌سنگی دانسته شده است. در این راستا، تاقدیس بنگستان به‌عنوان یک چین از نوع Décollement (چینِ جدایشی) معرفی می‌شود؛ ساختاری که در آن جابه‌جایی بین لایه‌های رسوبی و پی‌سنگ در امتداد سطحی ضعیف (نظیر شیل یا مارن) رخ داده و منجر به شکل‌گیری چین‌های بزرگ‌مقیاس شده است. همچنین در تقسیم‌بندی McClay ، تاقدیس بنگستان یک چین مرتبط با گسل (Fault- propagation fold) است که عملکرد گسل‌های همجوار با آن تأثیر فراوانی بر شکستگی‌ها و دگرریختی‌های آن دارد.



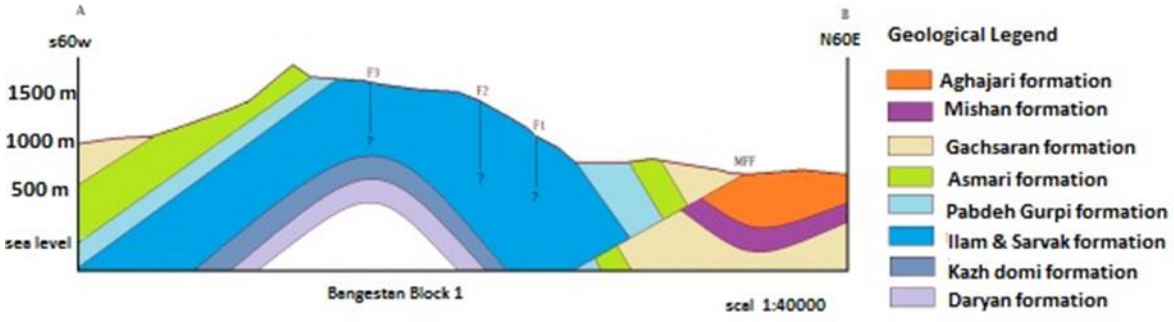
شکل ۱۳- نمودار فراوانی شیب درزه‌ها در تاقدیس بنگستان

Figure 13. Joint dip frequency diagram in the Bangestan Anticline



شکل ۱۴- مقطع عرضی از مدل سه بعدی زمین شناس در محل چاه شماره ۳۷ میدان کرنج(گزارشات شرکت ملی نفتخیز جنوب)

Figure 16. Cross-section of the 3D geological model at the location of Well No. 37 in the Karanj field.



شکل ۱۵- مقطعی از بلوک تاقدیس بنگستان از نقشه زمین‌شناسی (یکصد هزار هفتگل ۱۸۶۶. سازمان زمین‌شناسی کشور. تهران) - مقدار شیب گسل‌های ترسیمی در قلّه تاقدیس به سبب فرسایش شدید نامشخص است(Assadi, 2012).

Figure 17. A section of the Bangestan anticline from the Geological Map of One Hundred Thousand Heftgol 1866, provided by the Geological Organization of the country, Tehran. The extent of fault slope in the peak of the anticline remains uncertain due to extensive erosion.

۵- نتیجه گیری

در بررسی‌ها و مطالعات صورت‌گرفته بر روی تاقدیس بنگستان، با توجه به موقعیت جغرافیایی آن در حدود ۴۰ کیلومتری میدان نفتی کرنج و مشاهده بیرون‌زدگی سازند آسماری در این تاقدیس، می‌توان ارتباط شکستگی‌های شناسایی‌شده را با میدان نفتی کرنج در نظر گرفت. سازند آسماری در این ناحیه، به زیرزون ۱-۱- تعلق دارد که ترکیبی از دولومیت آهکی، آهک دولومیتی و آهک با درصدهای جزئی و پراکنده رس است. این ترکیب سنگ‌شناسی موجب توسعه تخلخل متوسط تا زیاد و ایجاد فواصل عمقی متخلخل حاوی هیدروکربن می‌گردد. مطالعه دسته‌درزه‌های تاقدیس بنگستان با بهره‌گیری از روش‌های تحلیل فراکتالی انجام شده است. از آنجایی که مخزن نفتی کرنج در دو سازند بنگستان و آسماری واقع است، استفاده از مدل‌ها و نمودارهای فرکتالی، اطلاعات مفیدی درباره الگوی شکستگی‌ها ارائه می‌دهد. مقایسه مدل‌های عددی نشان می‌هد که در مناطقی که تعداد شکستگی‌ها بیشتر و زاویه شیب آن‌ها کمتر باشد، مقدار ثابت فرکتالی بیشتر است. در چنین مناطقی انتظار می‌رود تولید و برداشت نفت بیشتر بوده و از نظر اقتصادی نیز حفاری مقرون به صرفه‌تر باشد.

در منطقه مورد مطالعه، بیشتر درزه‌های برداشت شده دارای شیب کمتر از ۹۰ درجه هستند. بر این اساس، پیشنهاد می‌شود حفاری چاه‌ها به صورت مایل انجام گیرد تا زاویه حفاری عمود بر شکستگی‌ها بوده و در نتیجه، برداشت نفت افزایش یابد. این در حالی است که اغلب چاه‌های موجود در منطقه به صورت عمودی حفر شده‌اند. بررسی چاه شماره ۳۷ میدان نفتی کرنج که در نزدیکی این ساختار قرار دارد، نشان می‌دهد که این چاه دارای شکستگی‌های باز متعددی با شیب بین ۶۳ تا ۸۵ درجه است. علاوه بر آن، در این چاه شکستگی‌های القایی با روند N75E/S75W مشاهده شده‌اند که با راستای بیشینه تنش افقی در زاگرس همخوانی دارند. ریزش دیواره در این چاه گزارش نشده که نشان‌دهنده‌ی پایداری نسبی دیواره چاه است. از سوی دیگر، تفسیر نمودار تصویری چاه شماره ۴۱ نشان می‌دهد که شکستگی‌های عرضی بیشترین فراوانی را داشته و شکستگی‌های طولی کمترین تعداد را به خود اختصاص داده‌اند. شکستگی‌های پراکنده و نامنظم نیز در این چاه قابل مشاهده‌اند.

بر اساس مدل‌سازی‌های عددی و برش عرضی چاه شماره ۳۷، این نتیجه حاصل شد که این امتداد (و اطراف آن) از پتانسیل بالایی برای ازدیاد برداشت هیدروکربن برخوردار است. لذا احداث چاه‌های جدید در این راستا می‌تواند از نظر اقتصادی نیز ارزشمند باشد. ارتباط شکستگی‌های باز، تراوایی آن‌ها، امتداد شکستگی‌ها و تحلیل‌های انجام‌شده با روش‌های فرکتالی، همگی نشان‌دهنده‌ی اهمیت توجه به هندسه شکستگی‌ها در طراحی حفاری چاه‌های جدید است. همچنین بررسی‌های سطحی سازند آسماری و گروه بنگستان آشکار می‌سازد که شدت و تراکم شکستگی‌ها با ضخامت لایه‌ها و میزان خمش ساختمانی رابطه مستقیمی دارد. در نهایت، با در نظر گرفتن کلیه بررسی‌ها، گزارش‌های میدانی شرکت ملی نفت، تحلیل Rose Diagram و Contour Diagram و خروجی تحلیل‌های فراکتالی، پیشنهاد می‌شود که حفاری چاه‌ها در میدان نفتی کرنج به صورت مایل و با زاویه‌ای عمود بر شکستگی‌های غالب صورت گیرد تا بیشترین راندمان از نظر ازدیاد برداشت نفت حاصل شود.

تشکر وقدردانی:

با توجه به بهره‌گیری از داده‌های گزارش‌های شرکت نفت منطقه جنوب و پایان‌نامه جناب آقای هانی اسدی در این تحقیق، بدین‌وسیله مراتب سپاس و قدردانی خود را از مسئولان محترم پژوهش شرکت نفت جنوب و جناب آقای مهندس هانی اسدی صمیمانه ابراز می‌دارم.

مراجع

Ahmadi Nouraldinvand, H., 2018. Reports of the National Iranian South Oilfields Company (NISOC). P. 90.

Anders, M.H., Laubach, S.E., Scholz, C.H., 2014. Microfractures: A Review. Journal of Structural Geology 69, 377–394. https://doi.org/10.1016/j.jsg.2014.05.011

Assadi, H., 2012. Systematic Fracture Analysis of Ilam and Sarvak Formations in Bangestan Anticline. M.Sc. Thesis. University of Damghan, Iran

Berkowitz, B., 2002. Characterizing Flow and Transport in Fractured Geological Media: A Review. Advances in Water Resources 25, 861–884. https://doi.org/10.1016/S0309-1708(02)00042-8

Bordenave, M. L., 2014. Petroleum systems and distribution of the oil and gas fields in the Iranian part of the Tethyan region. https://doi.org/10.1036/13431865M1063614

Jia, B., Tsau, J.S., Barati, R., 2019. A review of the current progress of CO2 injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs. Fuel 236, 404-427. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.08.103

Khoshbakht, F., Azizzadeh, M., Memarian, H., Nourozi, G.H., Moallemi, S.A., 2012. Comparison of electrical image log with core in a fractured carbonate reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering 86, 289-296. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.03.007

Lai, J., Wang, G., Wang, S., Cao, J., Li, M., Pang, X., Han, C., Fan, X., Yang, L., He, Z., 2018. A review on the applications of image logs in structural analysis and sedimentary characterization. Marine and Petroleum Geology 95, 139-166. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.04.020

Li, J., Zhou, S., Gaus, G., Li, Y., Ma, Y., Chen, K., Zhang, Y. 2018. Characterization of methane adsorption on shale and isolated kerogen from the Sichuan Basin under pressure up to 60 MPa: Experimental results and geological implications. International Journal of Coal Geology 189, 83-93. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.02.020

Liu, H., Rao, X., Xiong, H. 2020. Evaluation of CO2 sequestration capacity in complex-boundary-shape shale gas reservoirs using projection-based embedded discrete fracture model (pEDFM). Fuel 277, 118201. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118201

Mandelbrot, B., 1967. How Long Is the Coast of Britain? Statistical Self-Similarity and Fractional Dimension. Science 156, 636–638. https://doi: 10.1126/science. 156.3775.636

Motiei, H., 1995. Zagros Petroleum Geology, 1st edition, Geological Survey and Mineral Exploration of Iran Press, p. 589.

Nelson, R.A., 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs; Gulf Professional Publishing: Houston, TX, USA; p. 352, ISBN 9780884153177.

Safari, H., Pirasteh, S., Pradhan, B., Khedri Gharibvand, L., 2010. Use of remote sensing data and GIS tools for seismic hazard assessment of shallow oilfields and its impact on the settlements in and around Masjed Soleiman area, Zagros Mountains, Iran, Remote Sensing 2, 1364–1377. https://doi.org/10.3390/rs2051364

Safari, H. O., Pirasteh, S., Mansor, S. B. 2011. Role of the Kazerun fault for localizing oil seepage in the Zagros Mountain, Iran: an application of GiT. International Journal of Remote Sensing 32, 1-16. https://doi.org/10.1080/01431160903413705

Sepehr, M., Cosgrove, J.W., 2004. Structural framework of the Zagros fold–thrust belt, Iran. Marine and Petroleum Geology 21, 829-843. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.07.006

Turcotte, D.L., 1997. Fractals and chaos in geology and geophysics. Cambridge University Press, p.93

Wang, S.Y., Sun, L., Yang, C.H., Yang, S.Q. Tang, C.A., 2013. Numerical study on static and dynamic fracture evolution around rock cavities. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering 5, 262-276. https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2012.10.003

Wu, H., Ma, D., Spearing, A.J.S., Zhao, G., 2021. Fracture response and mechanisms of brittle rock with different numbers of openings under uniaxial loading. Geomechanics and Engineering 25, 481-493. https://doi.org/10.12989/gae.2021.25.6.481

Xiong, H., Devegowda, D., Huang, L., 2019. EOR solvent-oil interaction in clay-hosted pores: Insights from molecular dynamics simulations. Fuel, 249, 233-251. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.104

Zoback, M.D., Gorelick, S.M., 2012. Earthquake Triggering and Large-Scale Geologic Storage of Carbon Dioxide. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America 109, 10164–10168. https://doi.org/10.1073/pnas.1202473109