Shahid Chamran University of Ahvaz
OPEN ACCESS Adv. Appl. Geol. Spring 2026, Vol. 16(1): 77 - 95

Research Article

Fracture Patterns and Structural Analysis in the Ilam Formation Horizon of an Oilfield in the Strait of Hormuz, Southern Iran

Sima Rostami[1], Maryam Agh-Atabai[1]*, Ali Chehrazi[2], Seyed Mohsen Seyedali[2]

1- Department of Geology, Faculty of Science, Golestan University, Gorgan, Iran
2- Iranian Offshore Oil Company (IOOC), Tehran, Iran

Keywords: *Zagros, Strait of Hormuz, Carbonate reservoir, Formation Micro Imager (FMI), Open fracture*

1-Introduction

The Zagros belt, extending from southeastern Turkey to the Strait of Hormuz with a northwest-southeast trend, is one of the most prolific hydrocarbon provinces in the Middle East (Fig. 1a; Falcon, 1974; Stoneley, 1981; Mouthereau et al., 2012). The Ilam Formation, a Late Cretaceous carbonate unit, represents the youngest reservoir horizon in this region (Wynd, 1965; Vafadar & Golestan, 2016). Carbonate reservoirs are significantly influenced by fracture systems, which enhance porosity and permeability and thus control hydrocarbon productivity (McCoss, 1986; Agu

ilera, 1995; Nelson, 2001). Borehole image logs, such as the Formation Micro Imager (FMI) introduced by Schlumberger in 1991, provide high-resolution image data for identifying fractures (Schlumberger, 2002; Serra, 1989). This study focuses on analyzing fracture patterns in an oil field located in the Strait of Hormuz, within the southeastern part of the Zagros Fold-Thrust Belt, using FMI logs. According to the UGC map, the studied oil field features a curved and faulted anticline with a dominant north-south trend in its middle section. It is situated between two non-parallel thrusts that generally follow north-south and northeast-southwest trends (Fig. 1b; see Ali et al., 2018).

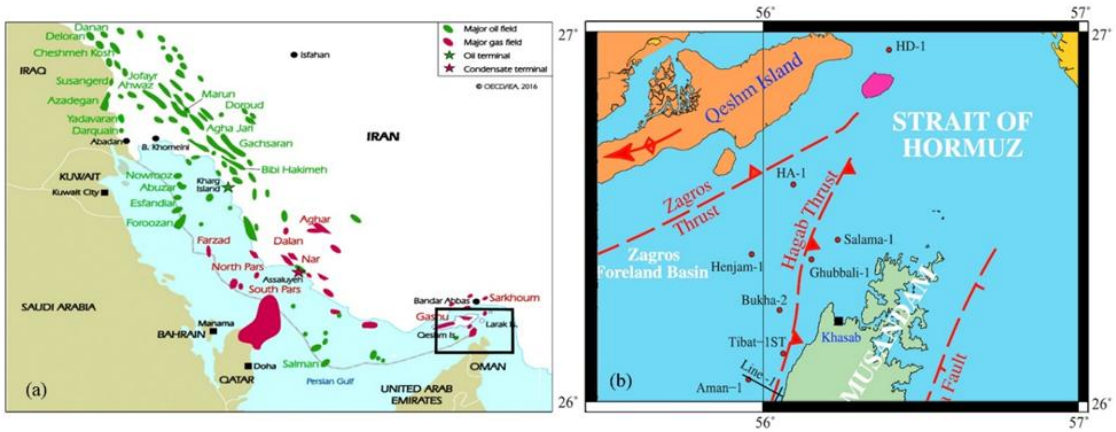


Fig. 1. (a) Major oil and gas fields in Iran, the Zagros fold and thrust belt (Taken from Ko, 2017), b) Geological map of the middle part of the Strait of Hormuz (Adapted from Ali et. al, 2018)

2-Material and methods

Data for this study were collected from exploration and production wells in the oil field under examination. Formation Micro Imager (FMI) logs were utilized to identify fractures. These logs were processed and analyzed using GEOLAG software. In FMI logs, planar structures such as fractures that intersect with the well wall appear as sinusoidal curves in the image graphs (Serra, 1989), which allows for the calculation

* Corresponding author: maryamataby@yahoo.com
DOI: 10.22055/aag.2026.51250.2550
Received: 2025-11-29
Accepted: 2026-02-04

ISSN: 2717-0764

of their geometric characteristics. FMI logs from five exploratory and production wells that penetrate the Ilam Formation were analyzed. Fracture attitudes, including dip and azimuth, were extracted from the features visible in the borehole images, and Rose diagrams of fracture orientations were plotted for each well.

3-Results and discussions

This research focused on extracting fractures from the Ilam Formation using Formation Microimager (FMI) data obtained from five wells. The rose diagrams for the fractures in each well were displayed on the UGS map of the top of the Ilam Formation horizon (Fig. 2). Wells 1, 2, 4, and 5 are located in the crestal region of the fold, while Well 3 is situated on the western limb. The results indicate that the fracture trend in the crestal region of the anticline is oriented NW–SE, which aligns closely parallel with the trends of nearby faults (for instance, the fractures in Well 5 are parallel to the NWW–SEE faults). In contrast, Well 3 on the fold limb shows NE–SW fractures, interpreted as shear fold related fractures.

The UGS map of the top of the Ilam Formation in the studied oil field reveals that the structure is an anticline with a north-south trend in its central region (Fig. 2). This structure is bordered by longitudinal faults that are generally parallel to the fold axis. Based on the spacing of the depth contour lines at the top of the Ilam Formation, the structure is characterized as a fault-related asymmetric anticline. The middle section of the structure has been cut and displaced mainly by NW-SE trending faults, which have resulted in significant structural changes. These transverse faults have divided the crest of the fold into fault blocks, some of which are downthrown in relation to adjacent areas (Fig. 3a). For instance, well No. 2 is situated on a block that has been downthrown in relation to the neighboring faulted blocks. According to the UGC map and seismic profile, the transverse faults appear to be normal faults. In the crest region of the fold, the normal faults are formed due to bending-moment tensile stresses resulting from anticlinal flexure. The perpendicular shortening to the thrust trace leads to the development of parallel normal faults, while shearing caused by oblique shortening creates oblique normal faults and grabens relative to the fold axis (Philip and Meghraoui, 1983; Burbank and Anderson, 2001). Based on the global stress map (Heidbach et al., 2008; Rajabi et al., 2010), the direction of the current maximum horizontal stress has been identified as NNW-SSE, which is inclined relative to the trend of the studied structure. In Figure 3b, a Schematic 3D Structural model of the studied field has been drawn showing oblique normal faults to the thrust and fold axis trend (Modified from Phlip and Meghraoui, 1983). Since normal fault-related fractures are typically parallel or perpendicular to the fault plane (Reyer et al., 2012), it appears that the fractures in the crestal region of the fold are formed in relation to the adjacent normal faults.

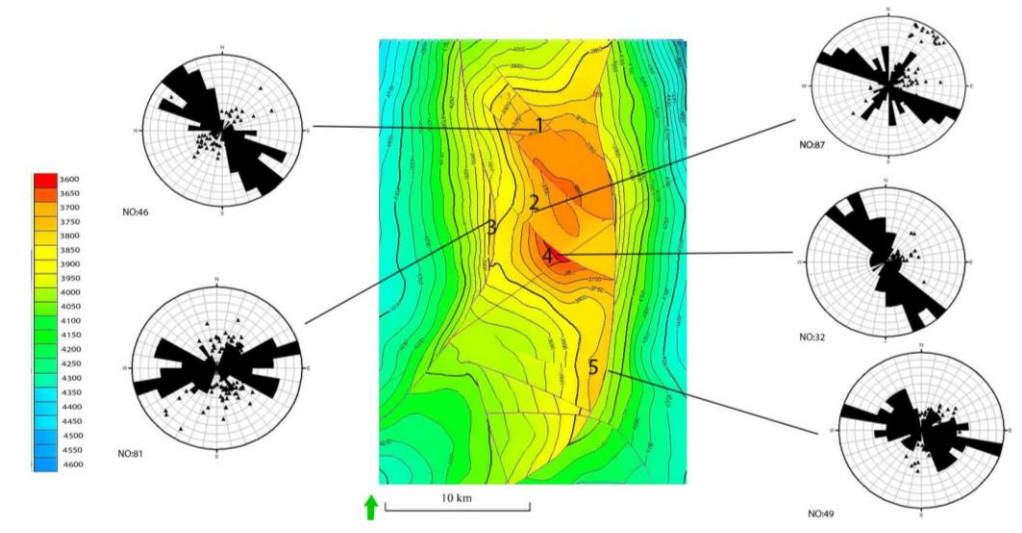


Fig. 3. UGC map of the top of Ilam Formation showing the location of the wells and the fracture rose diagrams of the Ilam Formation in each well.

ISSN: 2717-0764
CC BY

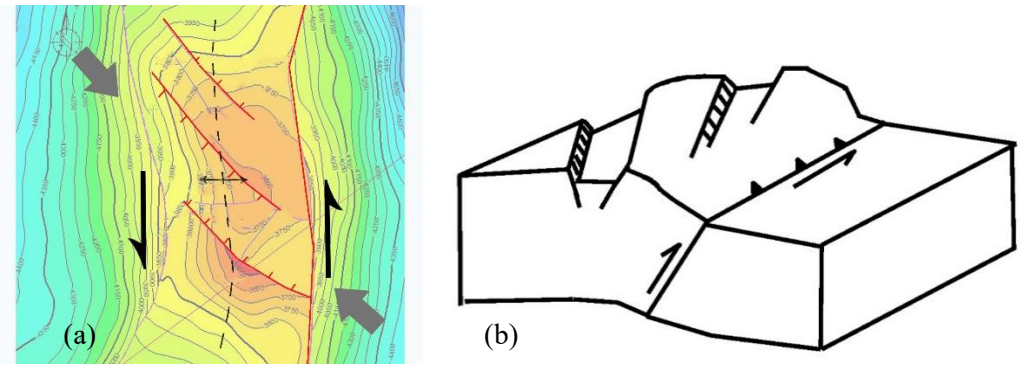


Fig. 3. The UGC map of the top of Ilam formation and, b) Schematic 3D Structural model matches the studied field, showing oblique normal faults to the thrust and fold axis trend (Modified from Phlip and Meghraoui, 1983).

4-Conclusion

This study investigates fracture patterns in a carbonate oilfield located in the Strait of Hormuz region. Tectonically, this field is located at the southeastern end of the Zagros fold and thrust belt, between two thrusts: the Haqab thrust, trending north-south in the east, and the Zagros thrust, trending northeast-southwest in the west. The reservoir primarily consists of carbonate formations, known for their high reservoir quality due to the presence of numerous fractures. According to the UGC map of the top of Ilam carbonate Formation, the structure of the field is a curved and faulted anticline, with a trend of approximately north-south in the central part. To analyze the fracture patterns, data were collected from FMI image logs of five exploration and production wells located in the crestal (wells # 1, 2, 4, and 5) and western limb of the anticline (well #3). The UGS map of the top of the Ilam Formation in the studied oil field reveals that the structure of the reservoir is characterized as a fault-related asymmetric anticline, which has been cut and displaced mainly by NW-SE trending transverse faults in the middle section. These transverse faults appear to be normal faults that cause the downthrown of some faulted blocks in relation to their neighbors. Based on the orientation of the fractures, it seems the fractures in the crestal region of the anticline are fault-related, whereas the fractures in the fold limb are fold-related shear fractures.

5-References

Aguilera, R. (1995). Naturally fractured reservoirs (2nd ed.). PennWell Books, 521 p.

Ali, M.Y., Aidarbayev, S., Searle, M.P., Watts, A.B. (2018). Subsidence history and seismic stratigraphy of the western Musandam Peninsula, Oman–United Arab Emirates Mountains. Tectonics 37(3), 154–181. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2877.0805

Falcon, N.L., 1974. Southern Iran: Zagros Mountains. In A. M. Spencer (Ed.), Mesozoic-Cenozoic orogenic belts: Data for orogenic studies. Geological Society, London, Special Publications 4, 199–211). Geological Society of London. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2005.004.01.11

Heidbach, O., Rajabi, M., Cui, X., Fuchs, K., Müller, B., Reinecker, J., Reiter, K., Tingay, M., Wenzel, F., Xie, F., Ziegler, M.O., Zoback, M.-L., Zoback, M., 2008. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales. Tectonophysics 744, 484–498. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2018.07.007

Ko, J., 2017. Petroleum geology of Iran. Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers 54(5), 549–606. https://doi.org/10.12972/ksmer.2017.54.5.549

McCoss, A.M., 1986. Simple constructions for deformation in transpression/transtension zones. Journal of Structural Geology 8(6), 715–718. https://doi.org/10.1016/0191-8141(86)90077-5

Nelson, R.A., 2001. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs (2nd ed.). Gulf Professional Publishing.

Philip, H., Meghraoui, M., 1983. Structural analysis and interpretation of the surface deformations of the El Asnam earthquake of October 10, 1980. Tectonics 2 (1), 17-49. https://doi.org/10.1029/TC002i001p00017

ISSN: 2717-0764

Rajabi, M., Sherkati, S., Bohloli, B., Tingay, M., 2010. Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. Tectonophysics 492, 192–200. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2010.06.014

Reyer, D., Bauer, J.F., Philipp, S.L., 2012. Fracture systems in normal fault zones crosscutting sedimentary rocks, Northwest German Basin. Journal of Structural Geology 45, 38–51. https://doi.org/10.1016/j.jsg.2012.04.003

Schlumberger., 2002. Borehole geology, geomechanics and 3D reservoir modeling (FMI Brochure). https://doi.org/10.69894/900016

Vafadar, A., Golestan, Y., 2016. T-R sequence stratigraphy by recognition of microfacies types and paleoenvironment of the Asmari formation in the Zagros foreland basin (Karanj Oil Field). In The 34th National and 2nd International Geosciences Congress. Tehran, Iran. https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-315337/v1

Wynd, J.G., 1965. Biofacies of the Iranian consortium-agreement area (Report 1082). Iranian Offshore Oil Company.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Rostami, S., Agh-Atabai, M., Chehrazi, A., Seyedali, M,. 2026. Fracture Patterns and Structural Analysis in the Ilam Formation Horizon of an Oilfield in the Strait of Hormuz, Southern Iran. Adv. Appl. Geol. 16 (1), 77-95.
DOI: 10.22055/aag.2026.51250.2550
https://aag.scu.ac.ir/article_20671.html

©2026 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

تحلیل ساختاری و الگوی شکستگی‌ها در افق سازند ایلام یک میدان نفتی در تنگه هرمز، جنوب ایران

سیما رستمی
گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه گلستان، گرگان، ایران
مریم آق‌اتابای
گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه گلستان، گرگان، ایران
علی چهرازی
شرکت نفت فلات قاره ایران، تهران، ایران
سید محسن سیدعلی
شرکت نفت فلات قاره ایران، تهران، ایران
maryamataby@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۹/۰۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۱۱/۱۵

چکیده

گسل‌ها و شکستگی‌ها می‌توانند تاثیر قابل توجهی در جریان سیالات مخازن داشته باشند. در این پژوهش، شکستگی‌های سازند ایلام در یک مخزن نفتی کربناته در جنوب‌خاوری زاگرس واقع در تنگه هرمز بررسی شد. سازند ایلام به عنوان یکی از مهمترین مخازن هیدروکربنی در جنوب‌باختر ایران حاوی شکستگی‌های متعدد است. خصوصیات شکستگی‌ها در این سازند کربناته با استفاده از لاگ‌های تصویری FMI در پنج چاه و با نرم‌افزار GEOLOG تشخیص داده شد. بر اساس نقشه زیرسطحی سرسازند ایلام، میدان مورد مطالعه یک تاقدیس مرتبط با گسل با روند شمالی-جنوبی است که توسط گسل‌هایی با روند NW-SE قطع و جابجا شده است. این گسل‌ها بخش میانی چین را به بلوک‌هایی تقسیم کرده‌اند که برخی نسبت به بلوک‌های مجاور فروافتاده‌اند. شواهد نشان می‌دهند که اینها گسل‌های عادی هستند که در اثر تنش‌های کششی حاصل از خمیدگی تاقدیس در بخش میانی چین ایجاد شده‌اند. نتایج نشان دادند که جهت یافتگی شکستگی‌های این ناحیه (شکستگی‌های استخراج شده از چاه‌های ۱، ۲، ۴ و ۵) شمال‌باختری-جنوب‌خاوری است که عموما به موازات گسل‌های مجاور است. بر اساس جهت‌یافتگی شکستگی‌ها، به نظر می‌رسد که شکستگی‌های محدوده لولای تاقدیس مرتبط با گسل‌های عادی تشکیل شده‌اند، درحالی که شکستگی‌های یال تاقدیس، شکستگی‌های برشی مرتبط با چین هستند.

واژه‌های کلیدی: *زاگرس، تنگه هرمز، مخزن کربناته، لاگ تصویری (FMI)، شکستگی باز*

۱-مقدمه

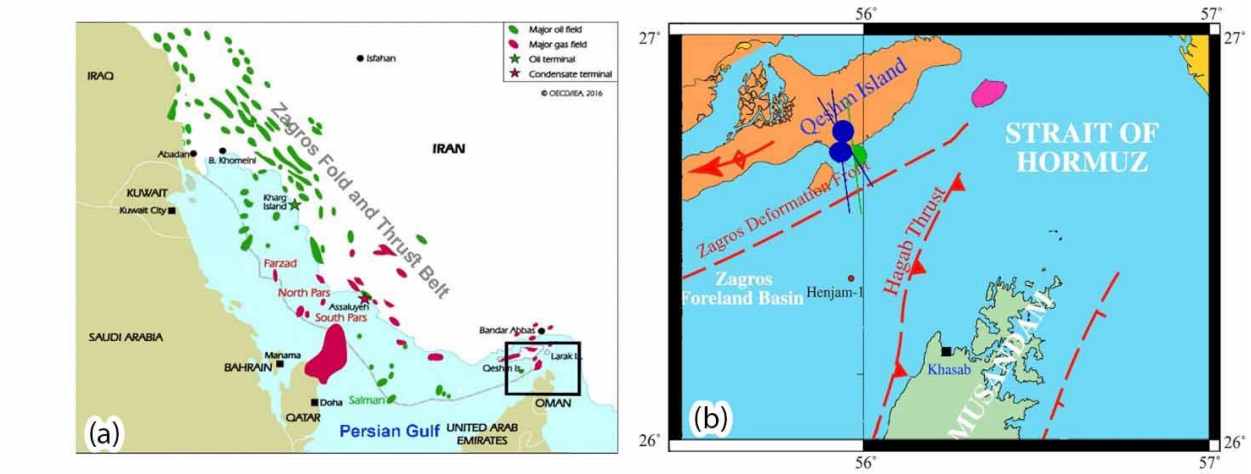
اکثر مخازن بسیار بزرگ ایران از نظر تعداد و بدون توجه به حجم هیدروکربورها، کربناته هستند. مخازن کربناته ایران، به‌ویژه آنهایی که در کمربند چین‌خورده-رانده زاگرس قرار دارند، به دلیل وجود شبکه‌های شکستگی گسترده، از اهمیت بالایی در تولید نفت و گاز برخوردارند. شبکه‌های شکستگی از مهمترین مشخصه‌های مخازن کربناته است که می‌توانند معابر و مسیرهای جریان سیالات باشند (McCoss, 1986). بنابراین این ساختارها یکی از عوامل مؤثر در تولید مخازن نفتی هستند و مشخص کردن تراکم، امتداد و جهت شیب آن‌ها و بطور کلی شناسایی و تحلیل ساختاری شکستگی‌های مخازن بسیار اهمیت دارد (Aguilera, 1995; Nelson, 2001). زون‌های گسلی و شکستگی‌های مرتبط با آن که عموما با روندی به موازات و یا عمود بر روند گسل تشکیل می‌شوند، می‌توانند باعث افزایش نفوذپذیری شده و به جریان سیالات کمک نمایند (Falkner et al., 2011; Reyer et al., 2012). از طرفی، در کمربندهای چین‌خورده-رانده نظیر زاگرس، شکستگی‌ها می‌توانند مرتبط با چین‌خوردگی و همزمان با آن تشکیل شوند و لذا الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین به موقعیت ساختاری آنها نسبت به چین ارتباط دارد (Watkins et al., 2015). چهار دسته درزه و شکستگی در این ارتباط قابل انتظار است (Price,

1966)؛ درزه‌های موازی با محور چین، درزه‌های عمود بر محور چین و دو دسته شکستگی برشی مزدوج بصورت مایل نسبت به محور چین که نیمساز زاویه حاده بین این دو دسته شکستگی به موازات جهت راندگی است. بر اساس این مدل شکستگی‌هایی که روند آنها عمود بر خط لولای چین است قبل از چین‌خوردگی و آنهایی که به موازات خط لولا و مایل نسبت به آن قرار دارند همزمان با چین‌خوردگی و یا پس از آن تشکیل می‌شوند. معمولاً مجموعه ناکاملی از این شکستگی‌ها در هر بخش از چین قابل مشاهده است. مدل ارائه شده توسط Price (۱۹۶۶) برای شکستگی‌ها همچنان در صنعت نفت برای درک ارتباط بین چین‌ها و شکستگی‌ها استفاده می‌شود.

شکستگی‌ها از فراوان‌ترین ساختارهای پوسته زمین می‌باشند که در مقیاس‌های مختلف از مقیاس میکروسکوپی تا مقیاس‌های بسیار بزرگ در رخنمون‌های سنگی قابل مشاهده هستند (Fossen, 2010). در مطالعات سطحی، خصوصیات مختلف شکستگی‌ها ازجمله شیب و امتداد با استفاده از ابزارهای زمین‌شناسی موجود برداشت می‌شود. اما اساس کار بررسی شکستگی‌های مخازن هیدروکربوری در مطالعات زیرسطحی، تفاوت دارد (Ameen, 2016). در طی سال‌های اخیر با بهبود اطلاعات حاصل از چاه‌ها مانند نمودارهای تصویری و نیز افزایش کیفیت و دقت اطلاعاتی مانند داده‌های لرزه‌نگاری مطالعه و مدل‌سازی مخازن میسر شده است. یکی از روش‌های مطالعه شکستگی‌ها در میدان‌های نفتی از طریق نمودارهای تصویری ازجمله لاگ‌های (Formation micro imager,FMI) انجام می‌شود. این فناوری با ایجاد تصویری دقیق از خصوصیات ساختمانی، بافت و تخلخل ثانویه، نقش مهمی در ارزیابی مطلوب تر مخزن ایفا می‌کند. دستگاه تصورساز الکتریکی FMI در سال ۱۹۹۱ توسط شرکت شلومبرژه تولید شد(Schlumberger, 2002). این دستگاه برای افزایش پوشش دیواره چاه و نیز به دست آوردن اطلاعات منسجم‌تر از سازندهای اطراف چاه نسبت بهFMS ، طراحی شد. از تصاویر حاصل از FMI در تعداد زیادی از میادین نفتی ایران ازجمله هفتگل، آزادگان، اهواز مارون، پارس جنوبی، بی بی حکیمه، آسماری، کوشک و میدان دی استفاده شده است. این مطالعات به آشکارسازی سیستم شکستگی‌ها که بر عملیات اجرایی چاه تأثیرگذار است کمک می‌نماید.

کمربند چین‌خورده-رانده زاگرس میزبان تعداد زیادی میدان نفت و گاز است (شکل ۱). ضخامت زیاد سنگ‌های رسوبی، نبود فعالیت‌های آذرین، وجود سنگ مادرهای متعدد و بسیار غنی از مواد آلی، سنگ مخزن‌های متخلخل و تراوای متعدد با سنگ پوش‌های مناسب، شرایط منحصربه فردی را برای تولید و انباشت هیدروکربن در حوضه خلیج فارس فراهم کرده تا این حوضه به یکی از قطب‌های انرژی جهان تبدیل شود (Konyuhov and Maleki, 2006; Ghazban and Motiei, 2009; Ebadati, 2018). مخازن هیدروکربونی بسیاری از این میدان‌ها کربناته و دارای سامانه‌های شکستگی است (Awdal et al., 2016). در کنار عوامل ذکر شده، از عوامل کنترل‌کننده توسعه شکستگی‌ها در مخازن هیدروکربوری می‌توان به نقش لیتولوژی، ضخامت لایه، فاصله از گسل‌های رانده و موقعیت آنها در چین اشاره کرد (Van Golf Racht, 1982; Li et al.,2018). همچنین حفاری در اطراف چاه باعث بهم ریختگی تنش در دیواره چاه و سبب بروز مشکلاتی همچون تنگ شدگی و ناپایداری دیواره چاه، خردشدگی و ایجاد شکستگی‌های کششی-القایی می‌شود (Jaeger and Cook, 1979). مطالعات زیادی در ارتباط با الگوی شکستگی‌های مخازن هیدروکربوری کمربند چین-خورده-رانده زاگرس انجام شده است از جمله (Arzani, 2006; Mahdour et al., 2015; Awdal et al., 2016; Yousefi, 2018). بسیاری از شکستگی‌های مخازن هیدروکربوری کمربند زاگرس نیز مرتبط با گسلش و چین‌خوردگی ایجاد شده‌اند (Berberian, 1995; Tavani et al., 2015). همچنین مطالعات نشان داده‌اند که ساختارهای موجود در خلیج فارس با فعالیت‌های گنبد نمکی همراه است (Jahani et al., 2009; Perotti, et al., 2011, 2016; Hasanpour et al., 2020). میدان مورد مطالعه در این پژوهش، در انتهای جنوب‌خاوری زاگرس در تنگه هرمز حدود ۴۰ کیلومتری جنوب قشم قرار دارد (شکل ۱). این میدان در مرز بین‌المللی آبهای ایران کشف و وجود منابع هیدروکربوری در سازندهای ایلام و سروک با حفاری اولین چاه در سال ۱۹۷۵ اثبات شد. موقعیت یکی از چاه‌های اکتشافی و استخراجی این میدان بر روی شکل ۱-b نشان داده شده است. مطالعات پیشین نشان داده است که

میدان مورد مطالعه که دارای مخزن کربناته است با شکستگی‌های متعدد همراه شده است (Ebadati, 2018). هدف از این پژوهش تحلیل ساختاری الگوی شکستگی‌های سازند ایلام در میدان مورد مطالعه است. برای شناسایی شکستگی‌ها از داده‌های لاگ تصویری FMI استفاده شد. با توجه به اینکه شکستگی‌ها می‌توانند در ارتباط با ساختارهای چین‌ها و گسل‌ها تشکیل شوند و الگوی آنها مرتبط با موقعیت قرارگیری آنها نسبت به این‌ساختارهاست، برای دستیابی به هدف ابتدا خصوصیات ساختاری میدان (ویژگی‌های چین و گسل‌ها) بررسی و مدل ساختاری آن ارائه شد.



شکل ۱-(a) نقشه میدان‌های اصلی نفت و گاز ایران (برگرفته از Ko, 2017)، (b) نقشه زمین‌شناسی بخش میانی تنگه هرمز (نقشه برگرفته از Ali et al., 2018 با اندکی تغییر و جهت‌یافتگی تنش بیشینه افقی برگرفته Rajabi و همکاران (۲۰۱۰))

Fig. 1. (a) Major oil and gas fields in Iran (Taken from Ko, 2017), b) Geological map of the middle part of the Strait of Hormuz (the map Adapted from Ali et. al, 2018 and Maximum horizontal stress orientations from Rajabi et al., 2010)

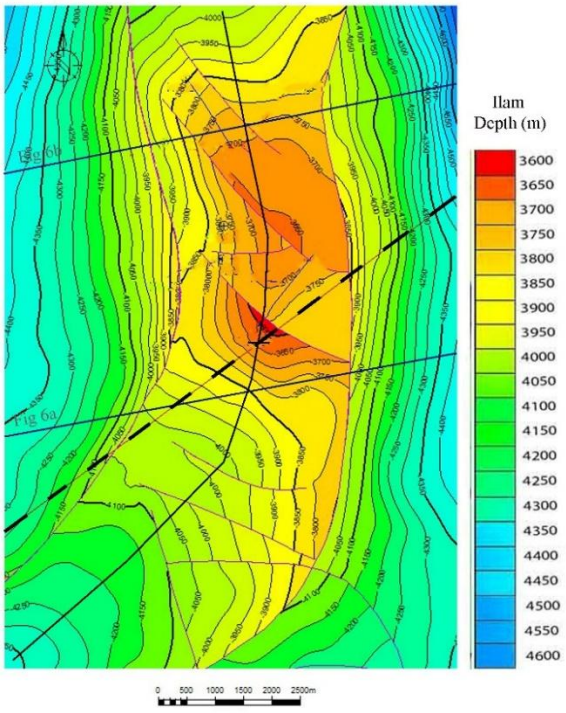
۲-زمین‌شناسی منطقه

کمربند چین‌خورده و رانده زاگرس حدود ۱۸۰۰ کیلومتر از رشته کوه توروس در شمال شرق ترکیه تا تنگه هرمز در جنوب ایران امتداد دارد. شواهد زمین‌شناسی نشان می‌دهد که تغییر شکل در این کمربند ناشی از حرکت رو به شمال صفحه عربستان نسبت به ایران مرکزی از زمان کرتاسه میانی تا پسین است(Falcon, 1974; Koyi, 1988; Karim et al. 2011; Farahpour and Hessami, 2012; Mouthereau et al., 2012). اتصال عربستان به ایران مرکزی در زمان الیگوسن در امتداد گسل معکوس اصلی زاگرس بوده که مرز شمال شرقی کمربند چین‌خورده و رانده زاگرس را نشان میدهد (Stoneley, 1981; Agard et al. 2011). ضخامت متوسط رسوبات پوششی که در حاشیه شمالی عربستان نهشته شده‌اند، حدود ۵ تا ۱۲ کیلومتر است. این رسوبات در برخی بخش‌های کمربند از طریق نمک هرمز (دوره کامبرین زیرین) از پی‌سنگ خود جدا شده‌اند(Falcon, 1974; Kent, 1979). خروج برخی از گنبدهای نمک هرمز در زاگرس توسط گسل‌های امتدادلغز شمالی–جنوبی زاگرس کنترل می‌شود(Fürst, 1990; McQuillan, 1991; Hessami et al., 2001; Koyi et al. 2008). این گسل‌های امتدادلغز به‌عنوان بازتاب سطحی ساختارهای قدیمی پان‌آفریقایی تفسیر شده‌اند که حداقل از زمان کرتاسه میانی بر رخساره و ضخامت رسوبات تأثیر و بر تغییر شکل بعدی آنها تأثیر داشته‌اند (McQuillan, 1991; Hessami et al., 2001). دگرشکلی پوشش رسوبی زاگرس نیز از طریق چین‌خوردگی و راندگی انجام می‌شود (Talebian and Jackson, 2004).

حوضه پیش‌بوم خلیج فارس یک حوضه با فرونشست زمین‌ساختی کم ژرفایی است که در اواخر دوره ترشیری در بخش جنوبی چین‌خوردگی زاگرس تشکیل شده است (Purser and Evans, 1973). این حوضه، ساختاری نامتقارن دارد و شیب آن در بخش سواحل ایران زیادتر و بیشینه عمق آن در این بخش واقع شده است. خطالقعر خلیج فارس که در طول آن قرارگرفته است، آن را به لحاظ زمین‌شناسی به دو بخش پایدار عربی در جنوب و بخش ناپایدار چین‌خورده ایرانی تقسیم

می‌کند (Orang et al., 2017). تنگه هرمز در بخش شرقی حوضه پیش بوم خلیج‌فارس قرار دارد که در شرق آن دریای عمان، در شمال ساحل هرمزگان و در جنوب جزیره مسندم (Musandam) قرار دارند (شکل ۱). تنگه هرمز محدوده‌ای حدود بیست هزار کیلومترمربع را دربرمی‌گیرد که جزیره های هرمز، لارک، هنگام و قشم در آن واقع شده اند و عمیق‌ترین بخش حوضه خلیج فارس با عمق متوسط حدود ۱۰۰ متر در نزدیکی شبه جزیره مسندم می‌باشد. به نظر می‌رسد شیب این منطقه توسط گسل‌های بزرگ فعال کنترل می‌شود و حضور سیستم‌های گسلی عمیق در آن مسیرهای مهاجرت هیدروکربن‌ها را فراهم کرده است (Beydoun et al., 1992). زمین‌ساخت بخش باختری تنگه هرمز در ارتباط با خلیج فارس بوده و گنبدهای نمکی تأثیر زیادی بر آن داشته‌اند؛ می‌توان اینگونه بیان داشت که زمین‌شناسی پیچیده شرق خلیج فارس متأثر از زمین‌ساخت گنبدهای نمکی هرمز که از زمان پالئوزویک آغازین شروع شده است، می‌باشد (Jahani et al., 2009). نکته قابل توجه مطالعات انجام شده بر روی گنبدهای نمکی شرق خلیج فارس و زاگرس آن است که این ساختارها قبل از چین‌خوردگی زاگرس فعال بوده و با وجود ضخامت زیاد پوشش رسوبی در این منطقه، رشد این ساختارها همچنان فعال است (Jahani et al., 2009). بخش شرقی منطقه نیز به طور همزمان تحت تأثیر زمین‌ساخت عمان بوده و در نتیجه، به هم ریختگی‌های شدیدی در بخش‌های عمیق و قدیمی‌تر مشاهده می‌شود. زمین‌ساخت بخش مرکزی تنگه هرمز توسط گسل‌هایی با روند تقریبی شمالی-جنوبی و شمال‌خاوری-جنوب‌باختری کنترل می‌شود (شکل ۱b، Ali et al., 2018).

میدان مـــورد مطالعه در بخش مرکزی تنگه هرمز، بین راندگی حقاب (Haghab Thrust) با روند تقریبی شمال-جنوبی در خاور و جبهه دگرشکلی زاگرس (Zagros Deformation Front) با روند شمال‌خاوری-جنوب‌باختری در باختر قرار دارد (شکل ۱-b). نقشه‌های ساختاری زیر سطحی (Under Ground Counter map, UGC) از سر سازندهای ایلام در میدان مورد مطالعه نشان می‌دهد، ساختار این میدان یکی از تاقدیسهای زاگرس چین‌خورده است که بصورت خمیده و دارای روند غالب شمالی – جنوبی است (شکل ۲).



شکل۲- نقشه زیرسطحی سر سازند ایلام در میدان مطالعه شده که یک ساختار تاقدیس خمیده و گسل‌خورده است. مسیر نیمرخ لرزه‌ای شکل ۶ با خطوط آبی تیره نشان داده شده است.

Fig. 2. The UGC map of Top of Ilam Formation in the studied oilfield, which is a curved and faulted anticline. The solid deep-blue lines show the selected seismic profiles of Figure 6.

نخستین رسوبات این منطقه، شامل رسوبات تبخیری نمک هرمز می‌باشد که در زمان پرکامبرین و کامبرین پیشین نهشته شده‌اند (Stocklin et al., 1964). مطالعات محدوده خلیج-فارس به‌عنوان حوضه پیش بوم زاگرس، نشان دهنده حرکات جانبی و قائم نمک‌های سری هرمز پس از رسوبگذاری آن از زمان پالئوزوئیک پیشین است (Jahani et al., 2017). توزیع منظم کنونی گنبدهای نمکی، مربوط به گسل‌های پی‌سنگی است که در زیر آن‌ها قرار دارند به طوریکه این گسل‌ها راه فرار برای حرکت رو به بالای نمک را فراهم نموده‌اند (Jahani et al., 2017). مطالعات نشان می‌دهد که وجود گنبدهای نمکی فعال در تنگه هرمز نقش کلیدی در تشکیل تله‌های نفتی داشته‌اند (Edgell, 1996). اکثر ذخایر نفت و گاز ایران در سازندهای آهکی آسماری، ایلام و سروک قرار دارند. قابلیت انحلال آهک در آب و همچنین قابلیت شکنندگی سنگ‌های کربناته و ایجاد درز و شکاف در آنها باعث افزایش تخلخل در این سنگ‌ها شده و از آنها مخازن مناسبی جهت ذخیره نفت و گاز می‌سازد. سازند آسماری با سن الیگوسن پسین- میوسن پیشین است (Kalantari, 1992). در شکل۳ ستون چینه-شناسی منطقه مورد مطالعه نشان داده شده است.

سازند سروک یکی از سنگ مخزن‌های کربناته در حوضه رسوبی زاگرس است که تا حوضه خلیج فارس گسترش زیادی دارد. برش نمونه سازند سـروک واقع در تاقدیس بنگستان به صورت ناپیوسـته توسـط سازند گورپی پوشیده می‌شود (Wynd, 1965). شیل لافان به عنوان ناهماهنگی سطحی و به عنوان یک بخش موثر برای مخزن سروک نهشته شده است (Ebadati, 2018). سازند ایلام به عنوان یکی از مهمترین مخازن هیدروکربنی در حوضه زاگرس است که به دلیل وجود حجم زیاد هیدروکربن قابل استحصال در آن از اهمیت اقتصادی بالایی برخوردار بوده و مطالعات گسترده ای پیرامون چینه شناسی، رسوب شناسی و کیفیت مخزنی آن انجام شده است (Vafadar and Golestan, 2016). درگذشته از این واحد سنگی به نام‌های سازند آهکی جریب، سازند آهکی کلهر و سنگ آهک خمیر یاد شده است، ولی این نام‌ها تنها با بخشی از برش الگوی سازند آسماری همخوانی دارند و تمامی بخشهای آن را در بر نمی‌گیرند (Aghanabati, 2004). سازند ایلام برای اولین بار توسط جیمز و وایند (Wynd, 1965) در تنگ گراب، در شمال باختری تاقدیس کبیر کوه، در۴۵ کیلومتری جنوب خاوری شهر ایلام، در ناحیه لرستان معرفی گردید. این سازند در محل مقطع نمونه، شامل۱۹۰ متر سنگ آهک خاکستری با لایه‌بندی متوسط تا نازک لایه همراه با میان لایه های شیلی است. این واحد در منطقه لرستان به صورت ناپیوستگی فرسایشی بر روی سازند سورگاه قرار گرفته است و مرز بالایی آن را سازند گورپی به صورت واضح تشکیل می‌دهد که سن آن سانتونین تا کامپانین می‌باشد (Motiei, 1993). برش نمونه این سازند در ۱۲ کیلومتری جنوب ایلام، مشخص و اندازه‌گیری و تعریف شده است. این سازند دارای آهک‌های ریزدانه خاکستری است که با بین لایه‌های نازک شیل مشاهده می‌شود. به دلیل پتانسیل مخزنی این سازند، اکتشافات نفتی متعددی توسط محققین مختلف صورت گرفته است (Bashari, 2022).

۳- روش کار (تجزیه و تحلیل داده‌ها با استفاده از لاگ-های تصویری FMI)

لاگ‌های تصویری، نمایش‌های استوانه‌ای و مجازی از دیواره‌ی چاه هستند که با قدرت تفکیک بالا قادرند جزئیات ریز و ظریف زمین‌شناسی و ساختاری را آشکار کنند. در شکل۴ تصویر ابزار FMI به همراه تصویر لاگ ایجاد شده نشان داده شده است. این ابزار بر روی چهار پد اصلی و چهار پد فرعی که «فلپ» نامیده می‌شوند نصب شده است (شکل۴-a). هر پد و فلپ دارای مجموعه‌ای از سنسور است که به دلیل انحنای دیواره‌ی چاه، شکل منحنی دارند. ابزار FMI جریان الکتریکی را از طریق الکترودهای کوچک به دیواره‌ی چاه اعمال می‌کند و مقاومت الکتریکی سنگ در برابر این جریان اندازه‌گیری می‌شود. تغییرات مقاومت به صورت نقاط تاریک و روشن در تصویر ثبت می‌گردد و در نهایت یک تصویر دوبعدی از سطح داخلی چاه ایجاد می‌شود. با توجه به پر شدن شکستگی‌های باز با گل، در صورت نارسانا بودن گل این ساختارها با رنگ تیره مشخص می-شوند. شکستگی‌های باز به‌صورت موج‌های پیوسته و شکستگی‌های بسته معمولاً بصورت "هاله‌ای" در تصویر مشاهده می‌شوند (Schlumberger, 2002). در لاگ‌های تصویری دیواره چاه، ساختارهای زمین‌شناسی نظیر شکستگی‌ها و لایه‌بندی‌ها که به صورت غیرعمودی دیواره‌ی چاه را قطع می‌کنند، به شکل خطوط موجی یا سینوسی دیده می‌شوند (شکل ۴-b) (Serra, 1989). دلیل این پدیده آن است که دیواره‌ی چاه در اصل یک سطح استوانه‌ای است و هر صفحه‌ای که این استوانه را قطع کند، در سطح استوانه به صورت بیضی

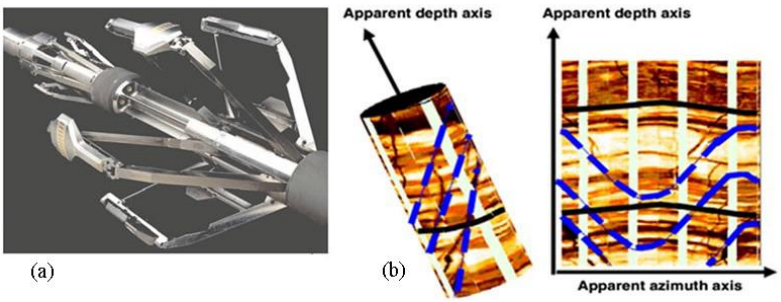
ظاهر می‌شود. هنگامی که این سطح استوانه باز و گسترده می‌شود، همان بیضی به شکل یک خط موج‌دار یا سینوسی نمایش داده می‌شود (Pöppelreiter et al., 2010). در شکل ۴-b نمونه‌ای از نمودار سینوسی یک ساختار صفحه‌ای مایل نسبت به دیواره چاه نشان داده شده است. ویژگی‌های این نمودار سینوسی اطلاعات ارزشمندی درباره هندسه ساختار صفحه‌ای در اختیار قرار می‌دهد؛ به‌گونه‌ای که دامنه موج نشان‌دهنده مقدار شیب صفحه نسبت به محور چاه است، طول موج نمودار نیز با جهت‌گیری صفحه در اطراف چاه ارتباط دارد و امتداد آن را مشخص می‌کند. با تحلیل دقیق این نمودارهای سینوسی می‌توان زاویه شیب و جهت‌یافتگی شکستگی‌ها یا لایه‌ها را محاسبه کرد (Schlumberger, 2002).

در این پژوهش، لاگ‌های تصویری FMI میدان مورد مطالعه در پنج چاه اکتشافی و تولیدی با استفاده از نرم افزار Geolog ایجاد و مشخصات هندسی (شیب و امتداد) هر کدام از شکستگی‌های باز افق ایلام از روی نمودارهای سینوسی محاسبه شد. در شکل ۵ تصاویر FMI و شکستگی‌های شناسایی شده بر روی آن در افق سازند ایلام در ۵ چاه نشان داده شده است. در شکل صفحات شکستگی به صورت امواج سینوسی نمایش داده شده است و همچنین در قسمت روبه روی آن مشخصات هندسی (شیب و جهت شیب) شکستگی‌ها نشان داده شده است.

Era	System/Period		series	Group		Formation	
Cenozoic	Quaternary					Alluvium/Marine sed's	
	Tertiary	Neogene	Pllocene-Ollgocene	Fars	[Arabian]	Bakhtyri	
						Aghajari	
						Mishan	
						Gachsaran	
		Paleogene				Asmari	[Arabian]
			Paleocene-Eocene		Hasa	Jahrum	Dammam
							Rus
						Sachun eq.	Radhuma
Mesozoic	Cretaceous		Upper		Aruma	Gourpi	Simsima
							Shargi
				Bangestan		Ilam	Halul
						Laffan	
					Wasia	Sarvak	Mishrif
							Khatiyah
			Lower				Maudud

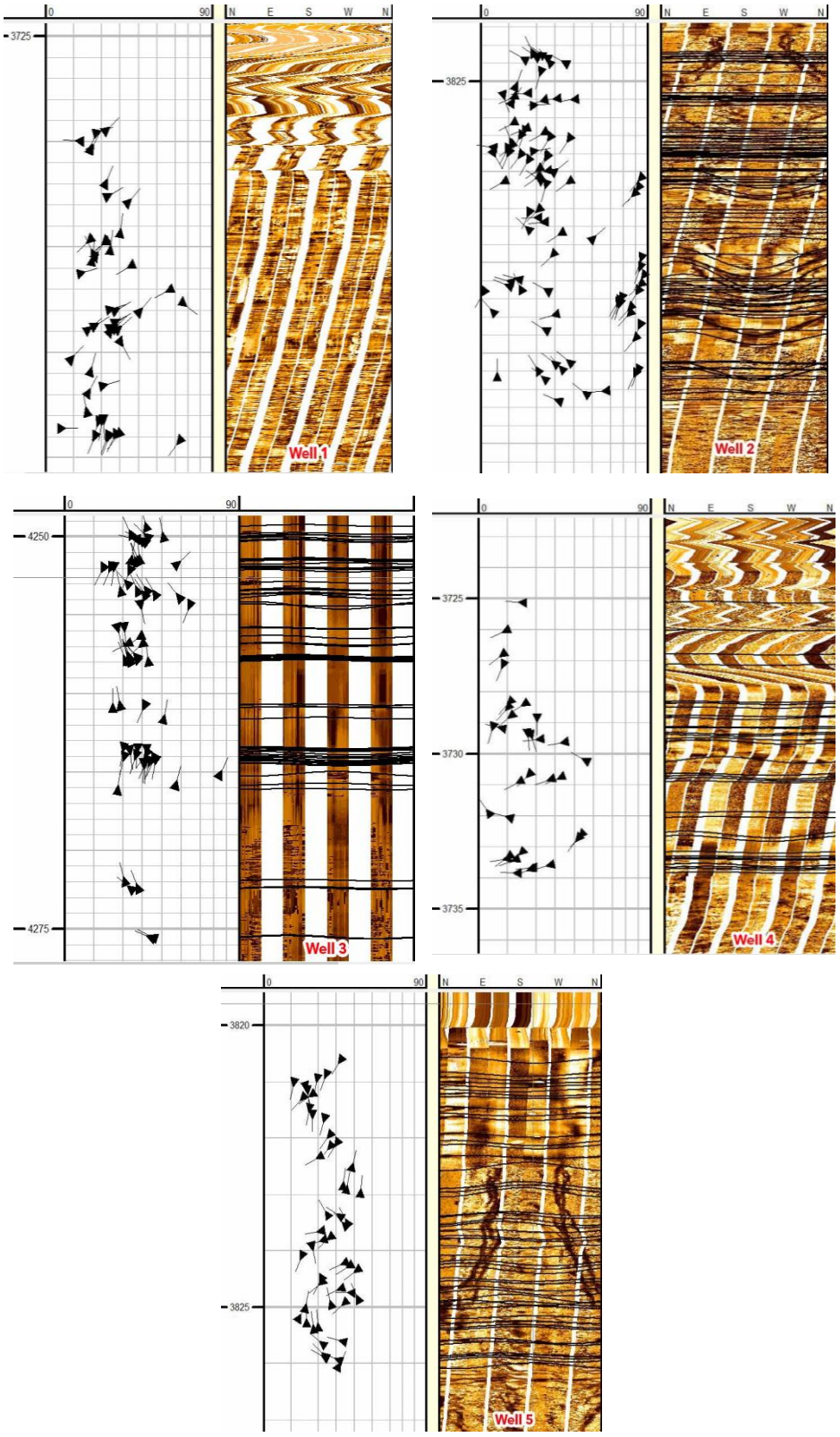
شکل۳- ستون چینه شناسی منطقه مورد مطالعه (Ebadati, 2018)

Fig. 3. Stratigraphic column of study area (Ebadati, 2018)



شکل ۴ - (a) دستگاه اندازه‌گیری FMI (Schlumberger, 2002) ، (b) تصویر شماتیک نحوه نمایان‌شدن یک ساختار صفحه‌ای (نظیر شکستگی) در گمانه روی لاگ تصویری.(Milloy et al., 2015)

Figure 4. (a) FMI measuring device (Schlumberger, 2002), (b) Schematic image of a planar structure (e.g. fracture) in a borehole on an FMI log (Milloy et al., 2015).



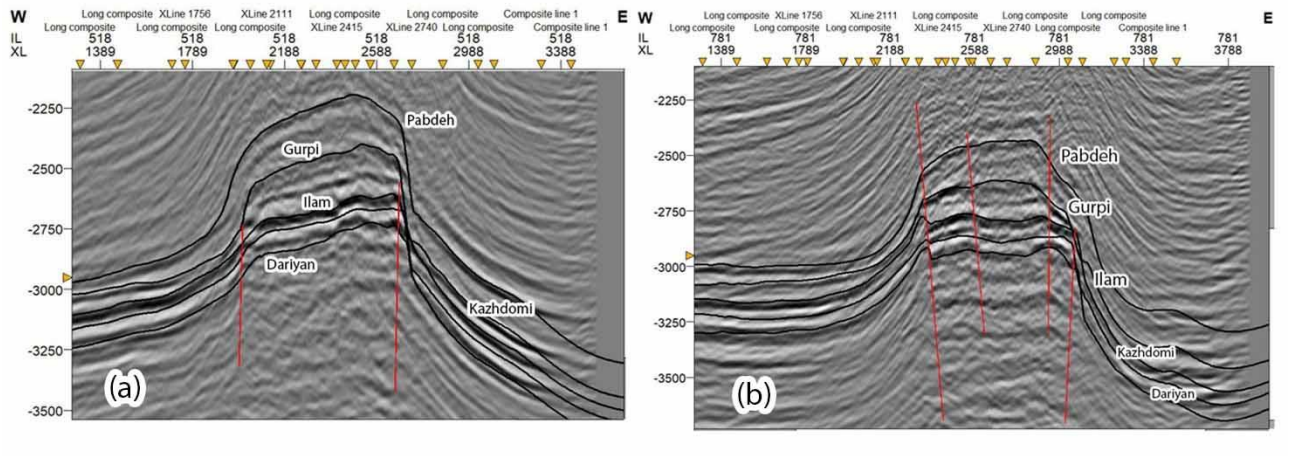
شکل۵- تصاویر FMI و شکستگی های شناسایی شده مربوط به ۵ چاه مورد مطالعه در افق سازند ایلام.

Figure 5. FMI image and fracture for 5 wells in the Ilam Formation

۴- بحث و نتایج

۴-۱- خصوصیات ساختار تاقدیس میدان

نقشه‌های زیرسطحی سرسازند ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه، نشان می‌دهند که ساختار این میدان یک تاقدیس روند غالب محور آن در بخش شمالی چین، شمالی-جنوبی و در بخش جنوبی NE-SW است (شکل ۲). جهت درک بهتر وضعیت ساختاری میدان مورد مطالعه، نیمرخ لرزه‌ای در راستای خط خاوری-باختری (تقریبا عمود بر محور چین) در دو بخش چین تهیه شد (شکل ۶). بر اساس این نیمرخها می‌توان پی برد که ساختار مورد مطالعه مشابه چین‌های واقع در کمربندهای چین‌خورده-رانده یک تاقدیس نامتقارن مرتبط با گسل است که در آن شیب یال خاوری بیشتر از یال باختری چین می‌باشد (شکل ۶).



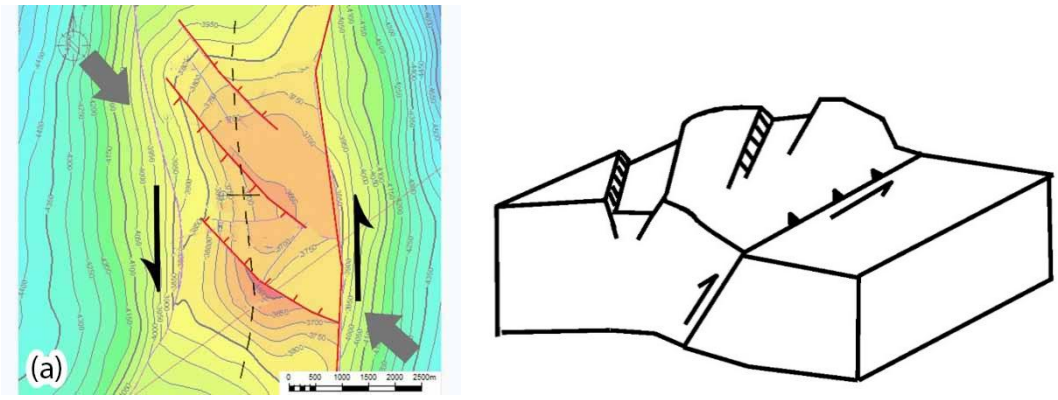
شکل ۶- نیمرخ‌های لرزه‌ای میدان مورد مطالعه (در راستای خط خاوری-باختری نشان داده شده بر روی شکل ۲) که بازتابنده‌های لرزه‌ای در عمق‌های مختلف و گسل‌ها را نشان می‌دهد.

Figure 8- Seismic profiles of the studied field (along the E-W lines shown on Fig. 2) showing seismic reflectors at various depths and faults.

۴-۲-مشخصات گسل‌های مرتبط با میدان مورد مطالعه

بر اساس نقشه زیر سطحی و نیمرخ‌های لرزه‌ای دو دسته گسل در ارتباط با ساختار میدان مورد مطالعه مشاهده می‌شود. دسته اول؛ گسل‌های طولی یا موازی با محور چین که در نقشه زیرسطحی (شکل ۲) بصورت گسل‌های طویل و خمیده مشاهده می‌شوند. به نظر می‌رسد این‌ها گسل‌های رانده هستند که در تشکیل ساختار چین نقش داشته‌اند. دسته دوم، گسل‌هایی است که بصورت مایل ساختار چین را قطع کرده‌اند. این گسل‌ها با شیب زیاد و روند غالب شمال‌باختر-جنوب‌خاوری بخش میانی چین را قطع و جابجا کرده و تغییرات عمقی قابل توجهی در واحدهای لیتولوژیکی ایجاد کرده است. همانطور که در نقشه زیر سطحی (شکل ۲) و نیمرخ لرزه‌ای (شکل ۶-b) مشاهده می‌شود، این گسل‌ها بخش لولای چین را به بلوک‌های گسلی تفکیک کرده‌اند که برخی از این بلوک‌ها نسبت به بخش‌های مجاور فروافتاده‌اند. با توجه به این شواهد به نظر می‌رسد که سازوکار گسل‌های عرضی بخش میانی چین، عادی است که گرابن‌هایی متقاطع با روند گسل‌های طولی و محور چین ایجاد کرده‌اند. پژوهش‌گران نشان داده‌اند که یکی از ساختارهای جانبی وابسته به چین‌های مرتبط با راندگی، گسلش حاصل از خمیدگی (bending moment faulting) در کمان بیرونی چین است (Burbank and Anderson, 2001). این گسل‌ها، در صورتی که محور فشارش یا بردار کوتاه‌شدگی نسبت به راندگی و محور چین عمود باشد به موازات محور چین تشکیل می‌شوند. اما اگر بردار کوتاه‌شدگی نسبت به روند راندگی مایل باشد، ساختار راندگی و چین وابسته به آن علاوه بر مولفه فشارشی، دارای مولفه برشی محلی نیز خواهد بود. برش حاصل از کوتاه‌شدگی مایل، جهت‌یافتگی تنش کششی و روند گسل‌های عادی حاصل از آن را کنترل می‌کند (Philip and Meghraoui, 1983; Burbank and Anderson, 2001). بنابراین به نظر می‌رسد، این گسل‌های عادی تحت تأثیر

میدان‌های برشی محلی تشکیل و موجب جابه‌جایی قابل‌تشخیص خطوط کنتوری در نقشه زیرسطحی شده‌اند (شکل۲). در نیمرخ لرزه‌ای میدان نیز فروافتادگی بخشی از هسته چین به‌وضوح مشاهده می‌شود (شکل۶-b). بر اساس نقشه تنش جهانی (شکل ۱-b) جهت یافتگی تنش افقی بیشینه کنونی که غالبا بر اساس داده‌های سازوکار کانونی زمین‌لرزه‌ها در محدوده تنگه هرمز و جزیره قشم محاسبه شده است، در راستای NNW-SSE یافته شده است که بصورت مایل نسبت به ساختار مورد مطالعه است (Heidbach et al., 2008; Rajabi et al., 2010). بر اساس این شواهد مدل شماتیکی از ساختار میدان ارائه شده است (شکل۷). در شکل ۷-a نقشه زیرسطحی سرسازند ایلام که بر روی آن گسل‌های طولی (راندگی)، محور چین، جهت کوتاه‌شدگی مایل، جهت برش و گسلهای عادی نشان داده شده است. به نظر می‌رسد، در این میدان فشارش مایل نسبت به روند راندگی باعث ایجاد کشش محلی و تشکیل گرابن‌هایی با روند شمال‌باختر-جنوب‌خاوری و برش محلی با مولفه چپ‌بر شده باشد. برای درک بهتر هندسه ساختار میدان، یک مدل سه بعدی شماتیک طراحی شد (شکل ۷-b). بر روی این مدل گرابن و گسل‌های عادی مایل محدوده لولای چین نشان داده شده است که با نیمرخ لرزه‌ای (شکل ۶-b) نیز همخوانی دارد.



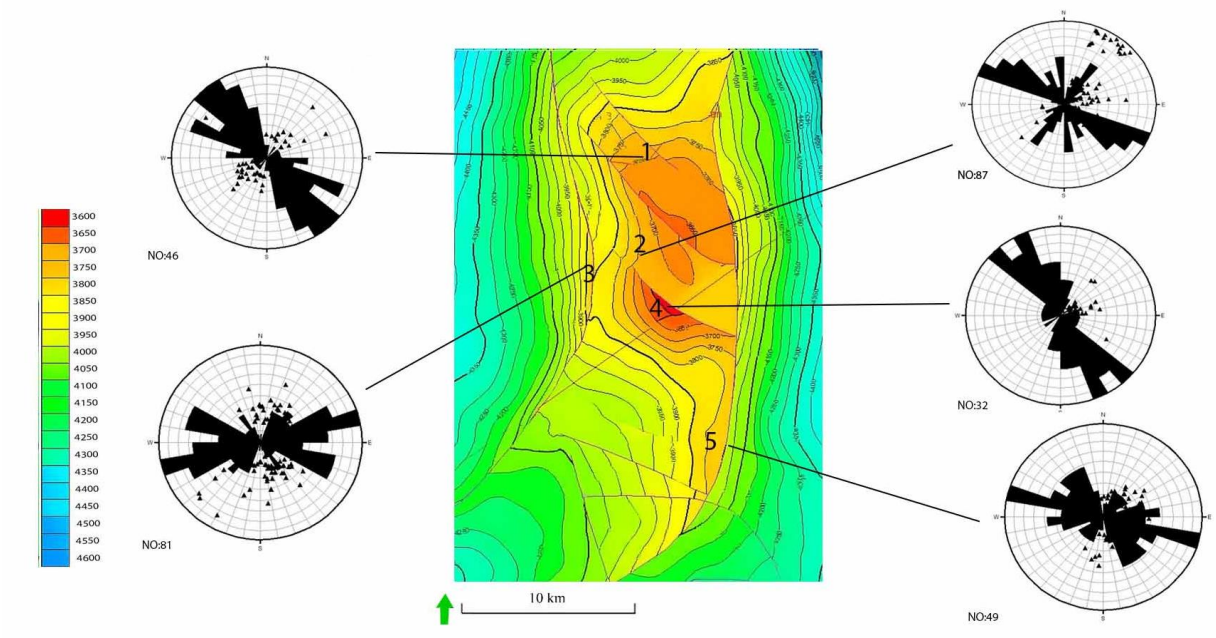
شکل ۷ (a) -نقشه زیرسطحی سرسازند ایلام که بر روی آن محور چین، جهت کوتاه‌شدگی مایل، جهت برش، گسل‌های عادی و گرابن مایل حاصل از کشش محلی نشان داده شده است، و (b) دیاگرام سه‌بعدی شماتیک ساختار) برگرفته و تغییر داده‌شده از Philip and Meghraoui, 1983).

Fig. 7. (a) UGC map of the top of the Ilam Formation showing the fold axis, oblique shortening direction, shear direction, normal faults and oblique graben resulting from local extension, and (b) Schematic 3D diagram of the structure (Modified from Philip and Meghraoui, 1983).

۴-۳- الگوی شکستگی‌های میدان مورد مطالعه

در این پژوهش جهت تحلیل ساختاری الگوی شکستگی‌ها، مشخصات هندسی (شیب و جهت شیب) شکستگی‌های باز افق سازند ایلام با استفاده از لاگ‌های FMI استخراج شد (شکل ۵). در شکل ۸ نمودارهای گل‌سرخی و قطب صفحات شکستگی مربوط به هر چاه و موقعیت چاه‌های مطالعه شده بصورت شماره‌گذاری شده (۱ تا ۵) بر روی نقشه زیر سطحی افق سرسازند ایلام و در جدول ۱جهت‌یافتگی غالب صفحات شکستگی که از محل بیشترین تمرکز قطب آنها محاسبه شده و نمودار استریوگرام مربوط به هر چاه ارائه شده است. در چاه ۱ که در بخش لولایی چین و در بین دو گسل عرضی با روند شمال‌باختر-جنوب‌خاور قرار دارد، روند غالب شکستگی‌ها بر اساس نمودار گل‌سرخی N30-70°W بدست آمد. اما بر اساس نمودار قطب صفحات شکستگی، دو دسته شکستگی با روند غالب NW-SE در این چاه قابل مشاهده است. جهت شیب شکستگی‌های دسته اول به سمت شمال‌خاور و جهت شیب دسته دوم به سمت جنوب‌باختر است (جدول۱). با توجه به نقشه زیرسطحی می‌توان دریافت که جهت‌یافتگی این دو دسته شکستگی نسبت به محور چین مایل ولی کم و بیش به موازات روند گسل‌های همان محدوده است. به نظر می‌رسد که این شکستگی‌ها در ارتباط با گسل‌های عرضی تشکیل شده باشند. چاه ۲ نیز در بخش لولایی چین و در بلوک فروافتاده بین دو گسل عرضی با روند شمال‌باختر-جنوب‌خاور قرار دارد (شکل ۸). نمودارهای گل‌سرخی و قطب صفحات شکستگی و لاگ FMI این چاه نشان می‌دهد که در این چاه دو دسته شکستگی

بر اساس میزان شیب وجود دارند. دسته اول شامل شکستگی-هایی با شیب زیاد (با میانگین ۸۰ درجه) به سمت جنوب‌باختر و دسته دوم شکستگی‌هایی با شیب ملایم (بین ۱۰ تا ۳۰ درجه) به سمت جنوب‌باختر است. نظر امتداد، روند غالب شکستگی-های چاه ۲ N40-70W می‌باشد ولی دو دسته فرعی‌تر شکستگی با روندهای N0-10W و N30-40E نیز قابل مشاهده است (شکل‌های ۵ و ۸ و جدول ۱). دسته شکستگی با روند NNW کم و بیش به موازات محور چین است و می‌تواند مرتبط با چین‌خوردگی تشکیل شده باشد. دو دسته دیگر بصورت مایل نسبت به محور چین جهت‌یافته‌اند و عمود بر هم هستند. در چاه ۳ که بر روی یال غربی چین قرار دارد، اکثر شکستگی‌ها دارای شیب بین ۲۰ تا ۴۰ درجه هستند، اما از نظر امتداد دو دسته با روندهای N70-80°E با جهت شیبی به سمت شمال-باختر و شکستگی‌هایی با روند N60-80°W و جهت شیبی به سمت جنوب‌باخترشناسایی شد. روند هر دو دسته بصورت مایل نسبت به محور چین تشکیل شده‌اند و با توجه به موقعیت آنها می‌توانند شکستگی‌های برشی مرتبط با چین‌خوردگی باشند. چاه ۴ نیز مشابه دو چاه ۱ و ۲ در منطقه لولای چین و در مجاورت گسل‌های عرضی قرار دارد. در این چاه فقط یک دسته شکستگی با روند غالب N20-50°W شناسایی شد که بصورت مایل نسبت به خط لولای چین اما کم و بیش موازی با روند گسل‌های جهت‌یافته‌اند. لذا به نظر می‌رسد این شکستگی‌ها نیز پس از چین‌خوردگی و در ارتباط با گسل‌های عرضی تشکیل شده باشند. چاه شماره ۵ جنوبی‌ترین چاه مورد بررسی است و در منطقه لولای چین اما در جایی قرار دارد که روند محور چین در دو سمت آن متفاوت است. در واقع این چاه در محل خمیدگی ساختاری واقع شده است. مقدار شیب شکستگی‌ها در این چاه بین ۱۰ تا ۴۰ درجه متغیر است اما روند غالب امتداد آنها N70-80°W می‌باشد. شکستگی‌های شناسایی شده در این محدوده نیز کم و بیش با روند گسل‌های عرضی همخوانی دارد، لذا آنها را می‌توان شکستگی‌های مرتبط با گسل در نظر گرفت.



شکل۸- نقشه زیر سطحی افق ایلام (برگرفته از نقشه تهیه شده توسط اداره نقشه برداری شرکت ملی نفت ایران) که بر روی آن موقعیت چاه‌ها (۱ تا ۵) و نمودار گل‌سرخی و قطب شکستگی‌های (مثلثهای مشکی) سازند ایلام در هر چاه نشان داده شده است.

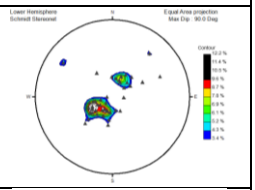
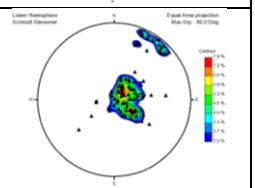
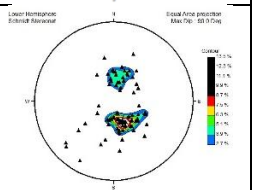
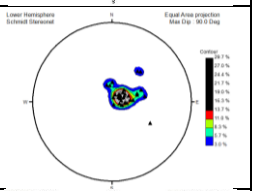
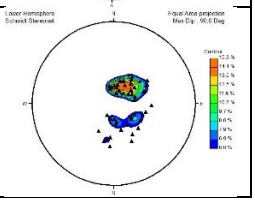
Fig. 7. UGC map of Ilam (adopted from the map prepared by the Mapping Department of the National Iranian Oil Company), showing the location of the wells and the fracture poles(black triangles) and rose diagrams of the Ilam Formation in each well.

در مجموع بر اساس نتایج این بخش از پژوهش با توجه به این که روند شکستگی‌های استخراج شده در چاه‌های محدوده لولای چین (چاه‌های ۱، ۲، ۴ و ۵) کم و بیش هم‌روند با گسل-های مجاور است، مرتبط با این گسل‌ها در نظر گرفت که

همزمان و در ارتباط با آن تشکیل شده‌اند. اما می‌توان احتمال داد که شکستگی‌های برداشت شده در چاه ۳ که بر روی یال چین قرار دارد، شکستگی‌های برشی مرتبط با چین است که همزمان با چین‌خوردگی ایجاد شده‌اند.

جدول۱- مشخصات روند غالب شکستگی‌های باز افق ایلام در هر چاه

Table1. Orientation of open fractures of Ilam Horizon in each well

Well No.	Well position	Fractures sets (Dip/dip Dir)	Relationship to structures (Folding-Faulting)	diagram of fracture poles
1	Fold hinge zone	20/050 21/210	Related to Faulting	
2	Fold hinge zone	80/215 10/260	faulting	
		20/305	Parallel to hinge line -related to Folding	
3	Fold limb	25/345 23/195	Shear fractures-related to Folding	
4	Fold hinge zone	15/245	Related to Faulting	
5	Fold hinge zone	15/205	Related to Faulting	

۵- نتیجه‌گیری

میدان مورد مطالعه در این پژوهش در تنگه هرمز و انتهای جنوب‌خاوری زاگرس و بین دو راندگی با روند تقریبی شمال-جنوبی در خاور و روند شمال‌خاور-جنوب‌باختر در باختر قرار دارد. بر اساس اطلاعات زیرسطحی و نتایج دست آمده از این پژوهش، به نظر می‌رسد ساختار میدان مورد مطالعه یک تاقدیس نامتقارن با روند غالب شمال-جنوبی است که در ارتباط با گسل‌های رانده با همین راستا (گسل‌های طولی) ایجاد شده‌اند. علاوه بر این گسل‌های طولی، بخش میانی ساختار توسط گسل‌های با روند مایل نسبت به محور چین قطع شده است. این گسل‌ها باعث جابه‌جایی قابل‌توجهی در خطوط میزان در نقشه‌های زیرسطحی شده‌اند. بر اساس شواهد بدست آمده از نقشه زیرسطحی و نیمرخ‌های لرزه‌ای، سازوکار این گسل‌ها عادی است. بر اساس همین شواهد ساختار میدان مطالعه شده را می‌توان یک چین مرتبط با گسل دانست که در آن جهت کوتاه‌شدگی بصورت مایل نسبت به محور چین بوده است. تحت این شرایط یک برش محلی چپ‌بر نیز ایجاد شده است که جهت‌یافتگی کشش محلی حاصل از خمیدگی چین را تحت تاثیر قرار داده که حاصل آن تشکیل گسل‌های عادی با روند مایل نسبت به محور چین است. برای تحلیل الگوی شکستگی‌ها

و ارتباط ان‌ها با سایر ساختارها، مشخصات شکستگی‌های سازند ایلام با استفاده از لاگ‌های تصویری FMI استخراج شد. نتایج نشان دادند روند غالب اکثر شکستگی‌ها در چاه‌هایی که منطقه لولای چین قرار دارند، شمال‌باختر-جنوب‌خاوری است که با روند گسل‌های عرضی این محدوده همخوانی دارند. اما روند غالب شکستگی‌های استخراج شده از چاه واقع در یال چین NE-SW و روند دوم NW-SE می‌باشد که به نظر می‌رسد شکستگی‌های برشی مرتبط با چین‌خوردگی باشند.

تشکر و قدردانی

از مدیریت شرکت نفت فلات قاره ایران بابت تامین اطلاعات زیرسطحی استفاده شده در این پژوهش تشکر و قدردانی می‌شود.

مراجع

Aghanabati, A., 2004. Geology of Iran. Ministry of Industry and Mines, Geological Survey of Iran, p. 582.

Agard, P., Omrani, J., Jolivet, L., Whitechurch, H., Vrielynck, B., Spakman, W., Monié, P., Meyer, B., Wortel, R., 2011. Zagros orogeny: A subduction-dominated process. Geological Magazine 148(5-6), 692-725. https://doi.org/10.1017/S001675681100046X

Aguilera, R. (1995). Naturally fractured reservoirs (2nd ed.). PennWell Books, 521 p.

Ali, M.Y., Aidarbayev, S., Searle, M.P., Watts, A.B. (2018). Subsidence history and seismic stratigraphy of the western Musandam Peninsula, Oman–United Arab Emirates Mountains. Tectonics 37(3), 154-181. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2877.0805

Ameen, M.S. (2016). Fracture modes in the Silurian Qusaiba shale play, northern Saudi Arabia and their geomechanical implications. Marine and Petroleum Geology 78, 312–355. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.09.009

Arzani, A., 2006. Comparison of the density and orientation patterns of surface and subsurface fractures in the front of the Zagros fold, Ahvaz anticline, Iran. Earth Sciences Journal 61, 28-39. https://doi.org/10.22071/gsj.2017.88369.1138 (In Persian)

Awdal, A., Healy, D., Alsop, G.I. 2016. Fracture patterns and petrophysical properties of carbonates undergoing regional folding: A case study from Kurdistan, N Iraq. Marine and Petroleum Geology 71, 149–167. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.12.017

Bashari, A., 2022. Integration of petrophysical and seismic data: An attempt to geological model, Ilam reservoir oil field, Sirri District, in the Persian Gulf. Iranian Journal of Petroleum Geology, 11(21), 98-108 .https://doi.org/10.52547/ispg.39981.11.21.98

Berberian, M., 1995. Master blind thrust faults hidden under the Zagros folds: Active basement tectonics and surface morphotectonics. Tectonophysics 241(3–4), 193–224. https://doi.org/10.1016/0040-1951(94)00185-C

Beydoun, Z.R., Hughes Clarke, M.W., Stoneley, R., 1992. Petroleum in the Zagros Basin: A late Tertiary foreland basin overprinted onto the outer edge of a vast hydrocarbon-rich Paleozoic-Mesozoic passive-margin shelf. In R. M. Macqueen and D.A. Leckie (Eds.), Foreland Basins and Fold Belts.

American Association of Petroleum Geologists, Memoir 55, pp. 309–339). American Association of Petroleum Geologists.

Burbank, D.W., Anderson, R.S. (2001). Tectonic geomorphology. Blackwell Science, 274 p.

Ebadati, N., 2018. Fractures effect in reservoir quality of Ilam and Sarvak formations in Hengam oilfield using imaging logs. Journal of the Geological Society of India 92(4), 491–497. https://doi.org/10.1007/s12594-018-1047-y

Edgell, H. S., 1996. Salt tectonism in the Persian Gulf basin. Geological Society, London, Special Publications 100(1), 129–151. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1996.100.01.10

Falcon, N.L., 1974. Southern Iran: Zagros Mountains. In A. M. Spencer (Ed.), Mesozoic-Cenozoic orogenic belts: Data for orogenic studies. Geological Society, London, Special Publications 4, 199–211). Geological Society of London. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2005.004.01.11

Farahpour, M.M., Hessami, K., 2012. Cretaceous sequence of deformation in the SE Zagros fold–thrust belt. Journal of the Geological Society 169(6), 733–743. https://doi.org/10.1144/jgs2012-042

Falkner, D.R., Mitchell, T.M., Jensen, E., Cembrano, J., 2011. Scaling of fault damage zones with displacement and the implications for fault growth processes. Journal of Geophysical Research: Solid Earth 116(B5), B05303. https://doi.org/10.1029/2010JB007788

Fossen, H., 2010. Structural geology. Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/CBO9780511777806

Fürst, M., 1990. Strike-slip faults and diapirism of the South-Eastern Zagros Ranges. In Proceedings of Symposium on Diapirism (Vol. 2, pp. 149–182).

Ghazban, F., Motiei, H., 2009. Petroleum geology of the Persian Gulf. Tehran University Press.

Hassanpour, J., Yassaghi, A., Muñoz, J.A., Jahani, S., 2020. Salt tectonics in a double salt-source layer setting (Eastern Persian Gulf, Iran): Insights from interpretation of seismic profiles and sequential cross-section restoration. Basin Research 33(1), 159–185. https://doi.org/10.1111/bre.12459

Heidbach, O., Rajabi, M., Cui, X., Fuchs, K., Müller, B., Reinecker, J., Reiter, K., Tingay, M., Wenzel, F., Xie, F., Ziegler, M.O., Zoback, M.-L., Zoback, M., 2008. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales. Tectonophysics 744, 484–498. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2018.07.007

Hessami, K., Koyi, H.A., Talbot, C.J., Tabasi, H., Shabanian, E., 2001. Progressive unconformities within an evolving foreland fold–thrust belt, Zagros Mountains. Journal of the Geological Society 158(6), 969–981. https://doi.org/10.1144/0016-764901-007

Jaeger, J.C., Cook, N.G.W., 1979. Fundamentals of rock mechanics (3rd ed.). Chapman and Hall.

Jahani, S. (2009). The eastern termination of the Zagros Fold-and-Thrust Belt, Iran: Structures, evolution, and relationships between salt plugs, folding, and faulting. Tectonics 28(6), TC6004. https://doi.org/10.1029/2008TC002418

Jahani, S., Hassanpour, J., Mohammadi-Firouz, S., Letouzey, J., Frizon de Lamotte, D., Alavi, S.A., Soleimany, B., 2017. Salt tectonics and tear faulting in the central part of the Zagros fold-thrust belt, Iran. Marine and Petroleum Geology 86, 426–446. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.06.003

Kalantari, A., 1992. Lithostratigraphy and microscopic facies of Zagros (Publication No. 12). National Iranian Oil Company, Explorations. (In Persian)

Karim, K.H., Koyi, H., Baziany, M.M., Hessami, K., 2011. Significance of angular unconformities between Cretaceous and Tertiary strata in the northwestern segment of the Zagros fold–thrust belt, Kurdistan Region, NE Iraq. Geological Magazine 148(6), 925–939. https://doi.org/10.1017/S0016756811000471

Kent, P.E., 1979. The emergent Hormuz salt plugs of southern Iran. Journal of Petroleum Geology 2(2), 117–144. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1979.tb00698.x

Ko, J., 2017. Petroleum geology of Iran. Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers 54(5), 549–606. https://doi.org/10.12972/ksmer.2017.54.5.549

Konyuhov, A.I., Maleki, B., 2006. The Persian Gulf Basin: Geological history, sedimentary formations, and petroleum potential. Lithology and Mineral Resources 41(4), 344–361. https://doi.org/10.1134/S0024490206040055

Koyi, H., 1988. Experimental modeling of the role of gravity and lateral shortening in the Zagros mountain belt. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 72(11), 1381–1394. https://doi.org/10.1306/703C99AB-1707-11D7-8645000102C1865D

Koyi, H., Ghassemi, A., Hessami, K., Dietl, C., 2008. The mechanical relationship between strike-slip faults and salt diapirs in the Zagros fold–thrust belt. Journal of the Geological Society 165(6), 1031–1044. https://doi.org/10.1144/0016-76492007-142

Li, Y., Hou, G., Hari, K.R., Neng, Y., Lei, G., Tang, Y., Zhou, L., Sun, S., Zheng, C., 2018. The model of fracture development in the faulted folds: The role of folding and faulting. Marine and Petroleum Geology 89, 243–251. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.05.025

Mahdour, M., Farsimadan, M.Z., Kamali, Z., 2015. Investigation of fracture performance and determination of in-situ stress in the Asmari reservoir of Maroon oil field (based on the interpretation of imaging log results). Journal of Tectonics 1(2), 14–35. (In Persian)

McCoss, A.M., 1986. Simple constructions for deformation in transpression/transtension zones. Journal of Structural Geology 8(6), 715–718. https://doi.org/10.1016/0191-8141(86)90077-5

McQuillan, H., 1991. The role of basement tectonics in the control of sedimentary facies, structural patterns and salt plug emplacements in the Zagros fold belt of Southwest Iran. Journal of Southeast Asian Earth Sciences 5(1–4), 453–463. https://doi.org/10.1016/0743-9547(91)90061-2

Milloy, S.F., McLean, K., McNamara, D.D., 2015. Comparing borehole televiewer logs with continuous core: An example from New Zealand. World Geothermal Congress 2015. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2014.05.010

Motiei, H., 1993. Geology of Iran: Stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran. (In Persian)

Mouthereau, F., Lacombe, O., Vergés, J., 2012. Building the Zagros collisional orogen: Timing, strain distribution and the dynamics of Arabia/Eurasia plate convergence. Tectonophysics 532–535, 27–60. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2012.01.022

Nelson, R.A., 2001. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs (2nd ed.). Gulf Professional Publishing.

Orang, K., Motamedi, H., Azadikhah, A., Royatvand, M., 2017. Structural framework and tectono-stratigraphic evolution of the eastern Persian Gulf, offshore Iran. Marine and Petroleum Geology 91, 89–107. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.12.014

Perotti, C.R., Chiariotti, L., Bresciani, I., Cattaneo, L., Toscani, G., 2016. Evolution and timing of salt diapirism in the Iranian sector of the Persian Gulf. Tectonophysics 679, 180–198. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2016.04.040

Perotti, C.R., Chiariotti, L., Bresciani, I., Cattaneo, L., Toscani, G., 2011. The Qatar–South Fars arch development (Arabian Platform, Persian Gulf): Insights from seismic interpretation and analogue modelling. In New frontiers in tectonic research: At the midst of plate convergence. pp. 325–352. IntechOpen. https://doi.org/10.5772/20299

Philip, H., Meghraoui, M., 1983. Structural analysis and interpretation of the surface deformations of the El Asnam earthquake of October 10, 1980. Tectonics 2(1), 17–49. https://doi.org/10.1029/TC002i001p00017

Pöppelreiter, M., Garcia-Carballido, C., Kraaijveld, M., 2010. Dipmeter and Borehole Image Log Technology (AAPG Memoir 92). American Association of Petroleum Geologists. ISBN: 978-0891813736

Price, N.J., 1966. Fault and joint development in brittle and semi-brittle rock. Pergamon Press, Oxford. pp. 133-164.

Purser, B.H., Evans, G., 1973. Regional sedimentation along the Trucial Coast, SE Persian Gulf. In B.H. Purser (Ed.), the Persian Gulf. pp. 211–231. Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-642-65545-6_13

Rajabi, M., Sherkati, S., Bohloli, B., Tingay, M., 2010. Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. Tectonophysics 492, 192–200. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2010.06.014

Reyer, D., Bauer, J.F., Philipp, S.L., 2012. Fracture systems in normal fault zones crosscutting sedimentary rocks, Northwest German Basin. Journal of Structural Geology 45, 38–51. https://doi.org/10.1016/j.jsg.2012.04.003

Schlumberger., 2002. Borehole geology, geomechanics and 3D reservoir modeling (FMI Brochure). https://doi.org/10.69894/900016

Serra, O., 1989. Formation MicroScanner image interpretation. Schlumberger Education Services. https://doi.org/10.30632/SPWLA-2021-0022

Stöcklin, J., Ruttner, A., Nabavi, M., 1964. New data on the Lower Paleozoic and Pre-Cambrian of north Iran (Geological Survey of Iran, Report No. 1). Geological Survey of Iran.

Stoneley, R., 1981. The geology of the Kuh-e Dalneshin area of Southern Iran, and its bearing on the evolution of Southern Tethys. Journal of the Geological Society 138(5), 509–526. https://doi.org/10.1144/gsjgs.138.5.0509

Talebian, M., Jackson, J., 2004. A reappraisal of earthquake focal mechanisms and active shortening in the Zagros mountains of Iran. Geophysical Journal International 156(3), 506–526. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2004.02092.x

Tavani, S., Storti, F., Lacombe, O., Corradetti, A., Muñoz, J.A., Mazzoli, S., 2015. A review of deformation pattern templates in foreland basin systems and fold-and-thrust belts: Implications for the state of stress

in the frontal regions of thrust wedges. Earth-Science Reviews 141, 82–104. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2014.11.013

Vafadar, A., Golestan, Y., 2016. T-R sequence stratigraphy by recognition of microfacies types and paleoenvironment of the Asmari formation in the Zagros foreland basin (Karanj Oil Field). In The 34th National and 2nd International Geosciences Congress. Tehran, Iran. https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-315337/v1

Van Golf-Racht, T.D., 1982. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier.

Watkins, H., Butler, R.W.H., Bond, C.E., Healy, D., 2015. Influence of structural position on fracture networks in the Torridon Group, Achnashellach fold and thrust belt, NW Scotland. Journal of Structural Geology 74, 64–80. https://doi.org/10.1016/j.jsg.2015.03.001

Wynd, J.G., 1965. Biofacies of the Iranian consortium-agreement area (Report 1082). Iranian Offshore Oil Company.

Yousefi, M., 2018. Analysis of the interaction of fault trends on the development of fractures in the Asmari reservoir of Rag Sefid anticline using imaging logs. Earth Sciences Journal 28(110), 119–128. https://doi.org/10.22071/gsj.2017.90545.1173 (In Persian)