Shahid Chamran University of Ahvaz
OPEN ACCESS Adv. Appl. Geol. Winter 2026, Vol. 15(4): 39 - 63

Research Article

Investigation of lithology and natural fractures distribution of the Asmari reservoir, Kupal field, using petrographic data and image logs

Bahman Soleimani[1]*, Nastaran Rashedi[1], AbbasCharchi[2]

1-Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran.
2- Department of Geology, Faculty of Earth Science, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

Keywords: *Kupal field, Asmari reservoir, microfacies, image log, breakout fracture,* geological features

1-Introduction

The study of fractures is very important in classifying and predicting reservoir behavior. In the current study, the distribution of fractures on the surface and in the Asmari reservoir of the Kupal oil field has been investigated. The well log is one of the important tools in the process of identifying petrophysical properties for engineers and geologists. Well survey data can be used in reservoir engineering and calculations, especially in reserve estimation. The best interpretation of any structure depends on the quality and quantity of well log data available to analysts (Bassiouni, 1994).

Researchers can improve the calculation of OOIP primary oil in situ by using existing logs (Ahmed, 2009). In the Middle East, there are giant fields containing hydrocarbons in carbonate reservoirs, which cover about 50% of the world's hydrocarbon reserves (Kadhim et al., 2013). Most hydrocarbon reserves are stored in naturally fractured reservoirs, and therefore, such fractured systems can have a significant impact.

Fractures are one of the most important fluid flow pathways in carbonates, and therefore, industrial experts need to understand and study fracture patterns in order to optimize reservoir hydrocarbon production (Awdal et al., 2016). The distribution of fractures in a reservoir is sometimes referred to as fracture stratigraphy (Laubach et al., 2009), fracture network framework (Shackleton et al., 2005), or fracture network (e.g., Lonergan et al., 1999). The presence of fractures causes reservoir anisotropy (Aguilera, 1995; Lonergan et al., 1999; Nelson, 2001).

Studying the pattern of fractures is one of the major challenges of the oil industry in production from fractured reservoirs. Various factors affect fracture formation: the role of temperature in the fracture gradient (Eide, 2012), lithology and mineralogical composition, water saturation, inhomogeneity, weak natural surface and ground stress (Liu et al., 2024), amount of swelling clays (Liu et al., 2020), structural factors, lithology, reservoir thickness and distance from faults (Wang et al., 2022).

Identifying and determining the fractured zones has a great impact on determining the quality of the reservoir, and identifying the exact location of these zones is very important for well completion operations, hydraulic fracturing, and determining the location of horizontal and deviated wells. Statistical description of subsurface fractures (exact calculation of the number of fractures, their slope, direction, and extension, determination of the slope and extension of layering, density, and extension of fractures in different lithologies is of particular importance as one of the effective factors in reservoir behavior. Therefore, the main goal of this article is the statistical description of fractures in different lithologies and their impact on production.

* Corresponding author: soleimani_b@scu.ac.ir
DOI: 10.22055/aag.2026.48135.2478
Received: 2025-03-23
Accepted: 2026-02-17

ISSN: 2717-0764

2-Geology of the studied field

Kupal oil field, with dimensions of 39 x 4 km in the Asmari reservoir, is almost asymmetric anticlinal, and its top is at a depth of 3170 meters below sea level. This field is located between Aghajari, Maron, Ramin, and Haftkal fields with a northwest-southeast direction. Except for the Ramin anticline, which has no surface outcrops, the rest have surface outcrops of the Aghajari Formation. Kupal oil field is a dokuhan structure located 60 kilometers east of Ahvaz city and adjacent to Marun, Aghajari, Ramin and Haftkal fields.

3-Methodology

In order to investigate lithological changes and fracture distribution and to determine the direction of in situ stresses in different parts of the field, and to investigate the relationship between the directions of these stresses, the petrographic study of the core samples and the pictorial diagrams have been used . In order to identify microfacies in carbonate intervals and petrofacies in clastic intervals, the petrographic investigations of 2591 thin sections, prepared from 1160 m of core by a polarizing microscope, have been used.

Description and nomenclature of microfacies based on the method of Dunham (Dunham, 1962), Embry and Klovan (1971), and Folk (1974), and for naming petrofacies according to Pettijohn (Pettijohn et al., 1987) were used. In order to describe the conditions of the sedimentary environment, the classification of Wilson (Wilson, 1975) and Flügel (2010), and Buxton and Pedley (1989) was done.

In the current study, the geological features of the Asmari reservoir in the Kupal field were investigated using the OBMI/UBI imager chart (well no. 30, 41, 52, 53, 57) and the EMI imager log (well no. 47).

4-Discussion

Asmari Reservoir in the Kopal field is divided into 7 zones and 2 subzones. Zones 1 to 5 are mostly carbonates, while zones 6 and 7 are composed of debris (sandstone and shale). In this study, lithological characteristics and the type of porosity for carbonate intervals were investigated based on Archie's classification (Archie, 1952). In this study, lithological characteristics and porosity types for carbonate intervals were investigated based on Archie's classification (Archie, 1952). The thin sections' petrographic description of the Asmari Reservoir in Kupal field led to the identification of 11 facies (evaporitic, clastic, mixed, dolomitic, and calcareous) as follows.

Evaporites (MF1: anhydrite; MF2: calcareous dolomite); calcareous facies (MF3-mudstone-dolomitic waxton; MF4-waxton-paxton containing benthic foraminifera; MF5-paxton-greenstone containing skeletal fragments; MF6-ooid greenstone; MF7-coral boundstone; MF8-wackestone-echinoid-algae wackestone-packstone; MF9-floatstone-roadstone; clastic facies (MF10-sandstone; MF11-shale).

5-Conclusion

The abundance of clastic facies and mixed clastic-carbonate and carbonate-evaporite facies in middle and upper Asmari confirms the small changes of the relative sea level scale (the function of the Savian tectonic event in the middle of Chatian) along with the back and forth currents in the tidal channels, an essential role in transporting debris particles from the land (water source) and the upper tidal zone (wind source) to the deeper parts of the basin.

The presence of sandstones and their alternation with fine crystal dolomites (Sabkha area) indicates the deposition of these sandstones in a shallow to coastal environment. The sedimentation of the middle and upper parts of Asmara under shallow marshy and peri-tidal conditions and the abundance of evaporations in the supratidal zone indicate the relatively low sea level and the existence of dry weather conditions in this time range. In the diagrams of the illustrator, the direction of diagonal layering in the debris horizons indicates the direction of the old flows from the southwest to the northeast. In addition to diagonal layering, other geological features such as fractures, stylolites (stratigraphic and tectonic), conductive and non-conductive veins, dissolution cavities, anhydrite nodules, erosion surface, and falling and induction fractures were identified in the studied zones in different wells.

ISSN: 2717-0764
CC BY

Fracture density is controlled by lithological changes with respect to depth, structural complications, and the location of the well. Fractures resulting from wall collapse (points with the lowest horizontal stress) and induced fractures (maximum horizontal stress) show the Zagros trend. Changes in stylolite trends are also a sign of changes in stress directions in the studied field. Open fractures are mainly seen in the lower half of Asmari (mostly in the clean sandstone layer). The observed changes in the lines of open fractures in different parts showed that from the west to the east, the upper and lower half of the Asmari Formation has different behavior towards stresses. Changes in the lithology of the reservoir, the presence of evaporite layers of Gachsaran above and Pabdeh shale below, the activities of two confining thrusts, and the location of the drilling well are obviously involved in creating the existing pattern. The combination of these factors has caused the diversity in the number and types of fractures. Most changes are in the middle part of the field. As a result, the stress lines resulting from falling or induced fractures also show displacements relative to different wells.

6- References

Aguilera, R., 1995. Naturally fractured reservoirs. 2nd Edition. Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA.

Ahmed, T., 2009. Working guide to reservoir rock properties and fluid flow. Gulf Professional Publishing.

Archie, G.E., 1952. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations. American Association Petroleum Geologists Bulletin 36 (2): 278–298. https://doi.org/10.1306/3D9343F7-16B1-11D7-8645000102C1865D

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

Bassiouni, Z., 1994. Theory, measurement, and interpretation of well logs, v.4, p. 372. Dallas, TX, USA: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.

Buxton, M.W.N., Pedley, H.M., 1989. A standardized model for Tethyan Tertiary carbonate ramps. Journal Geological Society London 146 ,746-748.

Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Memeoir American Association Petroleum Geology 1, 108-121

Eide, C.H., 2012. Understanding drilling induced fractures (Master's thesis, University of Stavanger, Norway).

Embry, A. and Klovan, J.E., 1971. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, Northwest Territories. Bulletin Canadian Petroleum Geology 19, 730-781.

Flügel, E., 2004. Microfacies of Carbonate Rocks: analysis, interpretation and application. Springer, Berlin. P. 915.

Folk, R.L., 1974. The Natural History of Crystalline Calcium Carbonate: Effect of Magnesium Content and Salinity. Journal of Sedimentary Petrology 44, 40-53.

Kadhim, F.S., Samsuri, A., Kamal, A., 2013. A review in correlation between cementation factor and carbonate rock properties. Life Science Journal 10 (4), 2451-2458.

Laubach, S.E., Olson, J.E., Gross, M.R., 2009. Mechanical and fracture stratigraphy. American Association Petroleum Geologists Bulletin 93(11), 1413-1426.

Liu, G., Han, C., Yang, H., Xiu, J., Li, X., Hao, Z., Wei, B., Lv, N., 2024. Main Control Factors of Fracture Propagation in Reservoir: A Review. ACS Omega 9 (1), 117–136. https://doi.org/10.1021/acsomega.3c08547

Liu, K., Sheng, J.J., Zhang, Z., 2020. A simulation study of the effect of clay swelling on fracture generation and porosity change in shales under stress anisotropy. Engineering Geology 278, 105829. doi:10.1016/j.enggeo.2020.105829.

Lonergan, L., Wilkinson, J.J., McCaffrey, K.J.W., 1999. Fractures, fluid flow and mineralization: An introduction, Geological Society London Special Publications 155(1), 1-6. DOI: 10.1144/GSL.SP.1999.155.01.02

ISSN: 2717-0764

Nelson, R., 2001. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. Elsevier.
Pettijohn, F.J., Potter, P.E., Siever, R., 1987. Sand and Sandstone. Springer, New York, p. 553.
Shackleton, J.R., Cooke, M.L., Sussman, A.J., 2005. Evidence for temporally changing mechanical stratigraphy and effects on joint-network architecture. Geology 33(2), 101-104.
Wang, W., Yi, J., Shan, X., Zhang, X., Liu, X., Liu, P., Ren, S., 2022. Characteristics of fractures development and its controlling factors within the buried hill reservoirs from the Archaean metamorphic basement in the Bozhong Sag, Bohai Bay Basin, Eastern China. Frontier Earth Sciences 2022, 10, 1-20. https://doi.org/10.3389/feart.2022.935508
Wilson, J.L., 1975. Carbonate Facies in Geologic History. Springer Verlag, New York, p. 471. https://doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:
Soleimani, B., Rashedi, N., Charchi, A., 2026. Investigation of lithology and natural fractures distribution of the Asmari reservoir, Kupal field, using petrographic data and image logs. Adv. Appl. Geol. 15(4), 39-63.
DOI: 10.22055/aag.2026.48135.2478
https://aag.scu.ac.ir/article_20556.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

بررسی لیتولوژی و توزیع شکستگی‌های طبیعی مخزن آسماری، میدان کوپال با استفاده از داده‌های پتروگرافی و نمودار تصویرگر

بهمن سلیمانی

گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

نسترن راشدی

گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

عباس چرچی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

soleimani_b@scu.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۲/۰۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۱۱/۲۸

چکیده

بررسی تغییرات سنگ شناسی و عوارض زمین‌شناسی در مخازن نفتی نقش مهمی در ارزیابی و پتانسیل سنجی کیفی زون‌های مخزنی ایفا می‌کند. مطالعه پتروگرافی نمونه‌های مغزه و نمودارهای تصویرگر ابزارهای مفیدی برای ارزیابی عوارض زیر سطحی محسوب می‌شوند. در مطالعه کنونی از این ابزارها در بررسی مخزن آسماری در میدان نفتی کوپال استفاده گردید. سازند آسماری عمدتا دارای دو بخش کربناته و آواری (ماسه سنگی) بوده، و به ۷ زون و ۲ زیرزون تقسیم شده است. زون‌های ۱ الی ۵ (کربناته) و ۶ و ۷ (ماسه سنگ و شیل) بوده که از نظر سنگ‌شناسی به ۱۱ رخساره تقسیم گردیدند. فراوانی رخساره‌های آواری و مختلط در آسماری میانی و بالایی موید تغییرات کوچک مقیاس سطح نسبی آب دریا در میانه شاتین (آخرین بخش الیگوسن) و بواسطه فاز کوهزایی ساوین است.

شکستگی‌ها، استیلولیت (چینه‌ای و تکتونیکی)، رگه‌های رسانا و نارسانا، حفرات انحلالی، ندول‌های انیدریتی، سطح فرسایشی، شکستگی‌های ریزشی و القایی، از جمله عوارض زمین‌شناسی شناسایی شده است. تراکم شکستگی با تغییرات سنگ‌شناختی، عناصر ساختاری، و موقعیت چاه‌حفاری کنترل می‌شود. تغییر راستاهای شکستگی‌های باز نشان داد که از سمت غرب به شرق، نیمه بالایی و پائینی سازند آسماری بواسطه پارامترهای لیتولوژی، وجود لایه‌های تبخیری گچساران در بالا و شیلی پابده در پائین، وجود تراست محدود کننده و نیز موقعیت چاه‌حفاری نسبت به تنش‌های حاکم رفتاری متفاوت دارند. تغییرات لیتولوژی مخزن، وجود لایه‌های تبخیری گچساران در بالا و شیلی پابده در پائین، فعالیت‌های دو تراست محدود کننده و نیز موقعیت چاه‌حفاری در ایجاد الگوی موجود دخالت دارند. راستای شکستگی‌های القایی و ریزشی منطبق بر روند زاگرسی است.

واژه‌های کلیدی: *میدان کوپال، مخزن آسماری، ریز رخساره، نمودار تصویرگر، راستای تنش، شکستگی*

۱-مقدمه

مطالعه شکستگی‌ها در رده‌بندی و پیش‌بینی رفتار مخزن اهمیت زیادی دارد. در مطالعه کنونی توزیع شکستگی‌ها در سطح و در مخزن آسماری میدان نفتی کوپال مورد بررسی قرار گرفته است. لاگ‌چاه یکی از ابزارهای مهم در فرآیند شناسایی خواص پتروفیزیکی برای مهندسین و زمین‌شناسان است. داده‌های چاه‌پیمایی در مهندسی مخزن و انجام محاسبات، به ویژه در برآورد ذخیره قابل استفاده است. بهترین تفسیر هر ساختار، بستگی به کیفیت و کمیت داده لاگ‌های چاه قابل دسترس تحلیل‌گران دارد (Bassiouni, 1994).

محققان می‌توانند با استفاده از لاگ‌های موجود، محاسبه نفت اولیه درجا OOIP (original oil or gas in place) را بهبود بخشند (Ahmed, 2009). در خاورمیانه، میدان‌های غول پیکر حاوی هیدروکربن‌ها در مخازن کربناتی هستند که حدود ۵۰ درصد از ذخایر هیدروکربنی جهان را پوشش می‌دهند (Kadhim et al., 2013). بیشترین ذخایر هیدروکربنی در مخازن با شکستگی طبیعی ذخیره می‌شوند و بنابراین چنین سیستم‌های شکافدار می‌توانند تأثیر قابل توجهی داشته باشند. شکستگی یکی از مهمترین مسیرهای جریان سیال در کربنات است و بنابراین، متخصصین صنعتی به درک و مطالعه الگوهای شکستگی به منظور بهینه‌سازی تولید هیدروکربن مخازن نیاز دارند (Awdal et al., 2016). توزیع شکستگی‌ها در یک مخزن

گاهی به‌عنوان چینه‌نگاری شکستگی (Laubach et al., 2009)، چارچوب شبکه درزه (Shackleton et al., 2005) یا شبکه شکستگی (e.g. Lonergan et al., 1999) نامیده می‌شود. وجود شکستگی باعث ناهمسانگردی مخزن می‌شود (Aguilera, 1995; Lonergan et al., 1999; Nelson, 2001). مطالعه الگوی شکستگی‌ها را از چالش‌های بزرگ صنعت نفت در تولید از مخازن شکافدار است. عوامل متعددی در ایجاد شکستگی تاثیر دارند: نقش دما در گرادیان شکستگی (Eide, 2012)، لیتولوژی و ترکیب کانی شناسی، اشباع آب، عدم همگنی، سطح ضعیف طبیعی و تنش زمین (Liu et al., 2024)، مقدار رس‌های متورم شونده (Liu et al., 2020)، عوامل ساختاری، سنگ شناسی، ضخامت مخزن و فاصله از گسل‌ها (Wang et al., 2022).

بسیاری از انواع مخازن رسوبی به عنوان مثال، کربنات یا سیلیسی کلاستیک (e.g. Roehl and Choquette, 1985, 2012) ممکن است حاوی درجات مختلفی از شکستگی باشند. توجه اخیر به مخازن، نقش کلیدی شکستگی‌های طبیعی در تولید سیالات را نشان داد. علاوه بر این، شبکه‌های شکستگی می‌توانند در سایر سنگ‌های بلورین پی‌سنگی غیر قابل نفوذ (e.g. Sanders et al., 2003; Murray and Montgomery, 2012; Slightam, 2012) و نفوذی‌های آذرین (e.g. Sunarjanto and Widjaja, 2013; Gudmundsson and Løtveit, 2014) وجود داشته باشد. مخازن شکافدار طبیعی درصد قابل توجهی از ذخایر هیدروکربن باقی مانده را تشکیل می‌دهند.

نمودارهای تصویرگر در اواسط دهه ۱۹۸۰، از دو پد با وضوح بالا با ۲۷ الکترود دکمه‌ای تشکیل می‌شدند که بر روی هر کدام به صورت غیر موازی توزیع شده بودند. این ترتیب پوشش ۲۰٪ از حفره چاه ۸/۵ اینچی (۲۱۶mm) در یک پالس را فراهم می‌کند (Chen et al., 1987). این پوشش با توسعه یک ابزار تصویربرداری ریزمقاومت با چهار پد، که هر کدام دارای ۱۶ الکترود دکمه‌ای است که به صورت مجزا در دو ردیف هشت‌تایی چیده شده‌اند، دو برابر شد. تعداد الکترودها توسط وسایل الکترونیکی انتقال ابزار محدود شد (Boyeldieu and Jeffreys, 1988). با استفاده از پدهایی با فلپ‌هایی که باز می‌شوند تا پوشش دیواره گمانه ۸۰ درصد در ۸ اینچ پوشش داده شود، (۲۰۳ میلی‌متر) باز هم بیشتر شد (Safinya et al., 1991). در رویکردی دیگر، دیپمتر شش بازویی به یک تصویرگر ریزمقاومت شش پد تکامل یافت (Seller et al., 1994). ابزار ریزتصویرگر الکتریکی هالیبرتون (Halliburton-EMI™). هر پد حاوی ۲۵ الکترود دکمه‌ای بود که به‌طور مستقیم در دو ردیف مرتب شده بودند. با این ترتیب، پوشش ۶۰ درصدی در چاه ۸ اینچ (۲۰۳ میلی متر) به دست آمد (Halliburton, 2012). اصل اندازه‌گیری دستگاه‌های تصویربرداری ریزمقاومت ساده است. لنت‌ها و فلپ‌ها حاوی مجموعه‌ای از الکترودهای دکمه‌ای با پتانسیل ثابت هستند. یک ولتاژ اعمال شده باعث می‌شود که یک جریان متناوب از هر الکترود به داخل سازند جریان یابد و سپس در یک الکترود برگشتی در قسمت بالایی ابزار دریافت شود. ریزالکترودها به چگالی جریان پاسخ می‌دهند که به مقاومت تشکیل موضعی مربوط می‌شود. بنابراین، این ابزار دارای قابلیت وضوح بالا در اندازه‌گیری تغییرات از دکمه‌ای به دکمه دیگر است. مقاومت فاصله بین آرایه الکترود دکمه-الکترود و الکترود برگشتی باعث ایجاد قابلیت با وضوح پایین در قالب یک سیگنال پس زمینه می‌شود. این ابزار اندازه‌گیری مطلق مقاومت سازند را ارائه نمی‌دهد، بلکه رکوردی از تغییرات مقاومت را ارائه می‌دهد. وضوح ابزارهای ریزتصویرگر الکتریکی با اندازه دکمه‌ها، معمولاً کسری از اینچ، کنترل می‌شود. ابزارهای ریزتصویرگر الکتریکی در شناسایی ویژگی‌های رسوبی و برخی ویژگی‌های ساختاری مانند شکستگی‌های طبیعی در سنگ‌های رسوبی مفید هستند.

بطورکلی در سه دهه گذشته، همراه با سایر داده‌های زمین‌شناسی در تفسیر مخازن میادین مختف از نمودارهای تصویرگر استفاده شده است. بعنوان‌مثال در خلیج مکزیک (Sullivan and Schepel, 1995; Pavlovic, 1999)، سازند شعیبا (Russell et al., 2002)، وایومینگ جنوبی (Witton-Barnes et al., 2002)، حوضه گرین ریور وایومینگ (Goolsby et al., 2001)، نیوزیلند (Browne and Slatt, 2002)، حوضه پالمبانگ جنوبی سوماترا در اندونزی (Wibowo et al., 2006)، سازند Vaca Mureta در آرژانتین (Bishop et al., 2016)، سازند کمگان-دالان در میدان گازی زاخور (Nabiei et al., 2021) و یا در میدان پارس‌جنوبی (Mohsenipour et al., 2022)،

کارایی تصویربرداری از دیواره چاه و تشخیص عوارض زیرسطحی با استفاده از دستگاه تصویرگر FMS (Formation

Micro Scanner) در ایران برای اولین بار در چاه شمارهٔ ۶۰ میدان رگ سفید مورد آزمایش قرار گرفت (Mohammadloo, 2002; Tamimi, 2003). در میادین مختلف از ابزار نمودارگیری استفاده شده است. بعنوان مثال مارون (Taghavipour and Mohammadian, 2004)، رگ سفید (Rezaie and Nogole-Sadat, 2004; Zohrabzadeh, 2005; Seraj et al., 2008)، بالارود (Aghli, 2013)، چلینگر (Mousavi Jazayeri et al., 2010)، لالی (Saedi, 2009)، گچساران (Aghli et al., 2016)، سازند قم در میدان یورتشا (Sabahi, 2017)، و پارسی (Charchi et al., 2022).

شناسایی وتعیین زون‌های شکسته تأثیر فراوانی در تعیین کیفیت مخزن داشته و تشخیص محل دقیق این زون‌ها برای عملیات تکمیل چاه، شکستگی هیدرولیکی و تعیین موقعیت چاه‌های انحرافی و افقی بسیار حائز اهمیت است. توصیف آماری شکستگی‌های زیرسطحی (محاسبه دقیق تعداد شکستگی‌ها، شیب، جهت و امتداد آن‌ها، تعیین شیب و امتداد لایه‌بندی، تراکم و گسترش شکستگی‌ها در لیتولوژی‌های مختلف بعنوان یکی از عوامل مؤثر در رفتار مخزن دارای اهمیت خاص است. بنابراین، توزیع و عوامل مؤثر احتمالی بر راستاهای شکستگی، تغییرات راستای محلی تنش نسبت به تنش حاکم، توصیف آماری شکستگی‌ها در لیتولوژی‌های مختلف و نفش آنها در تولید از اهداف این مقاله می‌باشد.

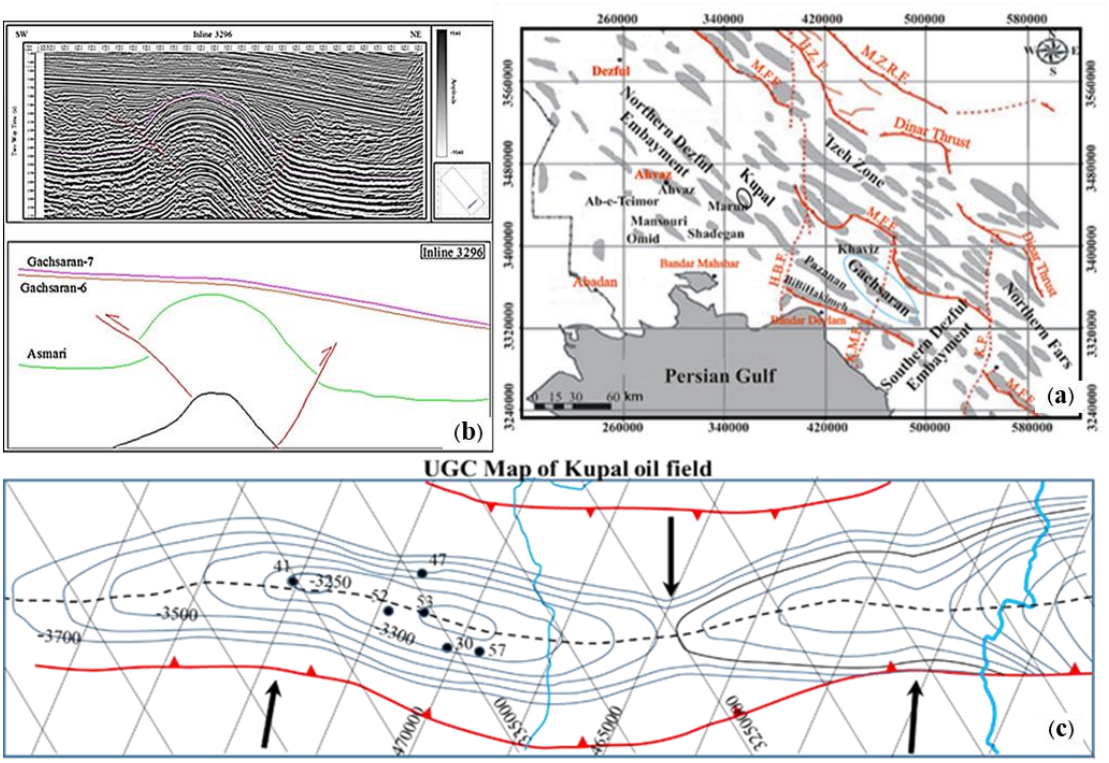
۲-زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه

میدان کوپال در بخش مرکزی این فروافتادگی قرار دارد. بخش فروافتادگی دزفول در حوضه زاگرس از دیدگاه زمین‌شناسی نفت حائز اهمیت زیادی است و اکثر مخازن نفتی و عمده تولیدات نفت کشورمان از این ناحیه صورت می‌گیرد. فرو افتادگی دزفول بین ۳۰۰۰ تا ۶۰۰۰ متر پایین افتادگی دارد، ولی نسبت به مناطق همجوار از نظر زمین ساختی پایدارتر است (Motiei, 1993; Agha Nabati, 2006). این بخش به واسطه ضخامت زیاد رسوبات ترشیری از بخش‌های دیگر زاگرس یعنی نواحی فارس و لرستان متمایز می‌شود (Motiei, 1993; Agha Nabati, 2006). ناحیه فرو افتادگی دزفول از سمت شمال محدود به گسل بالارود همراه با خمش بالارود است که به صورت شرقی – غربی و به صورت چپگرد عمل نموده است. گسل قطر – کازرون (راستگرد) مرز محدودکننده شرقی این ناحیه است و اثرات جانبی آن شامل خمش برازجان و چین کشیده کوه موند می‌باشد و مرز شرق – شمال شرقی شامل کوه ایذه و جبهه کوهستانی است (شکل ۱-a). در فروافتادگی دزفول چند ساختمان مورب نسبت به روند کلی زاگرس وجود دارد که عبارتند از: بلندی هفتگل، بلندی هندیجان و قوس خارک میش با روند شمالی – جنوبی. این عناصر ساختاری بوسیله گسل‌های نرمال قطعه‌ای ژرف پی‌سنگی کنترل می‌شوند. در شکل گیری این فروافتادگی عملکرد توام خطواره قطر - کازرون (راستگرد) و خطواره بالارود (چپ‌گرد) نقش اساسی داشته‌اند. عملکرد خطواره قطر-کازرون به صورت راست‌گرد است که با گسل چپ-گرد بالارود یک حرکت امتدادلغز را همراه با جابجایی قائم ایجاد نموده و سبب تشکیل گرابن عظیم فروافتادگی دزفول شده است. زمان فروافتادگی دزفول پس از آکی‌تانین (Adams and Bourgeois, 1967)، بوردیگالین (Motiei, 1993) و کرتاسه پیشین دانسته شده است. روند میدان نفتی کوپال، از روند زاگرس (شمال‌غرب – جنوب‌شرق) تبعیت می‌کند.

میدان نفتی کوپال با ابعاد ۳۹ × ۴ کیلومتر در مخزن آسماری به صورت تاقدیسی تقریبا نامتقارن است که دارای شیب متوسط ۲۵ درجه در یال شمالی و حدود ۲۰ درجه در یال جنوبی می‌باشد. راس آن در عمق ۳۱۷۰ متر زیر سطح دریا می‌باشد. این میدان در بین میادین آغاجاری، مارون، رامین و هفتکل قرار گرفته است. به استثناء تاقدیس رامین که فاقد رخنمون سطحی می‌باشد بقیه دارای رخنمون سطحی از سازند آغاجاری هستند. میدان کوپال به دلیل قرار گرفتن در محور میانی فروافتادگی دزفول یکی از عمیق ترین و پرفشارترین مخازن ایران به شمار می‌رود. مخزن آسماری این میدان عمدتا از دو قسمت مخزن کربناته و مخزن تخریبی (ماسه‌سنگی) تشکیل شده، از نوع مخزن فوق اشباع با آب زیرین می باشد که بستگی قائم آن در افق آسماری ۶۵۴ متر محاسبه گردیده است (Haghparast et al., 1996). ساختمان میدان کوپال دارای دو برجستگی (کوهانک) کشیده است (شکل ۱-a و ۱-c). به غیر از چاه ۲ (آسماری)، بقیه چاه‌های میدان در کوپال غربی تکمیل شده‌اند (Haghparast et al., 1996).

بررسی نیمرخ‌های لرزه‌نگاری نشان داد که از نظر ساختمانی میدان کوپال تاقدیسی با چین‌خوردگی بسیار ملایم است (شکل ۱-b). کوپال شرقی از نظر عمقی نسبت به کوپال غربی در عمق کمتری قرار دارد. به احتمال زیاد یکی از عوامل این کاهش عمق

عملکرد متفاوت دو راندگی محدود کننده میدان است یعنی بخش های غربی به دلیل عملکرد گسل‌های اصلی و پشتی دچار بالاجهیدگی بیشتری شده و به همین دلیل بخش غربی نسبت به بخش شرقی دارای ارتفاع بیشتری می‌باشد.



شکل ۱- (a) موقعیت جغرافیایی میدان کوپال در فروافتادگی دزفول (Sherkati and Letouzey, 2004)، (b) نیمرخ عرضی ساختمان میدان کوپال براساس نیمرخ لرزه‌ای و (c) نقشه همتراز زیرسطحی سرسازند آسماری.

Fig. 1. (a) Geographical location of the Kupal field in Dezful embayment (Sherkati and Letouzey, 2004), (b) Structural cross section of the Kupal field based on the seismic profile, and (c) Subsurface contour map (UGC) of the Asmari Formation.

۳-روش تحقیق

به‌منظور بررسی تغییرات سنگ‌شناسی و توزیع شکستگی و تعیین جهت تنش‌های درجا در بخش‌های مختلف میدان و بررسی ارتباط جهت این تنش‌ها از مطالعه پتروگرافی نمونه‌های مغزه و نمودارهای تصویرگر استفاده شده است.

به منظور شناسایی ریزرخساره‌ها (Microfacies) در بازه‌های کربناته و رخساره‌های سنگی (Petrofacies) در بازه‌های آواری، از بررسی‌های پتروگرافی مقاطع نازک (تعداد ۲۵۹۱)، تهیه شده از ۱۱۶۰متر مغزه به وسیله میکروسکوپ پلاریزان استفاده شده است. توصیف و نامگذاری ریزرخساره‌ها براساس روش دانهام (Dunham, 1962)، امبری و کلوان (Embry and Klovan, 1971) و فولک (Folk, 1974) و برای نامگذاری رخساره‌های سنگی از طبقه‌بندی پتی‌جان (Pettijohn et al., 1987) استفاده شد. جهت توصیف شرایط محیط رسوبی، از طبقه‌بندی ویلسون (Wilson, 1975)، فلوگل (Flugel, 2010) و باکستون و پدلی (Buxton and Pedley, 1989) صورت گرفت.

قبل از بررسی و توصیف آماری شکستگی‌ها و تعیین زون‌های شکسته فرایند پردازش وکنترل کیفیت داده‌ها انجام گردید. در چاه‌های مختلف میدان از ابزارهای تصویرگر مختلفی استفاده شده است. به دلیل اینکه ابزارهای تصویربرداری الکتریکی در چاه‌هایی با گل‌های پایه روغنی نتایج خوبی ندارند، لذا ابزارهای تصویربرداری صوتی جهت تکمیل نمودارگیری بهمراه ابزارهای الکتریکی بدرون چاه فرستاده می‌شوند. ابزار UBI(ultrasonic borehole imager) در چاه‌هایی با گل پایه آبی نیز قابل استفاده هستند. ابزارهای تصویرگر OBMI (Oil Based Mud Imager) در انواع گل‌های پایه نفتی تصاویری با

مقاومت‌های سازندی بین ۰/۵ تا ۱۰۰۰۰ اهم متر را فراهم کند. و بالاترین میزان کیفیت مقاومت زون رخنه (RXO یا resistivity of invaded zone) را در چاه‌هایی با گل پایه نفتی ارائه نماید. اخیراً اکثر مخازن بدلیل وجود مشکلات حفاری و گیرکردن لوله‌های حفاری و دیگر مشکلات حفاری با گل پایه نفتی حفاری می‌شوند (برخلاف ابزار FMI (Fullbore Formation Microimager) که در چاه‌هایی با گل پایه آبی قابل استفاده است).

در مطالعه کنونی با استفاده از نمودار تصویرگر OBMI/UBI (چاه شماره ۳۰ ، ۴۱ ، ۵۲، ۵۳، ۵۷)، و نمودار تصویرگر EMI (Electrical Micro Imager) (چاه شماره ۴۷)، عوارض زمین‌شناسی مخزن آسماری میدان کوپال مورد بررسی قرار گرفت.

۴-بحث

۴-۱ رخساره‌های سنگ‌شناسی

مخزن آسماری میدان کوپال به ۷ زون و ۲ زیرزون تقسیم شده است. زون‌های ۱ الی ۵ غالبا کربناته و زون های ۶ و ۷ از آواری‌ها (ماسه سنگ و شیل) تشکیل شده‌اند. ویژگی‌های زون‌های مختلف مخزن در جدول ۱ ارائه شده است.

در این مطالعه، ویژگی‌های سنگ‌شناسی و نوع تخلخل برای بازه‌های کربناته، بر اساس طبقه‌بندی آرچی (Archie, 1952) مورد بررسی قرار گرفت. توصیف ۱۱۶۰ متر مغزه از مخزن آسماری میدان کوپال منجر به شناسایی ۱۱ رخساره (تبخیری، آواری، مختلط، دولومیتی و آهکی) به شرح زیر گردید:

-رخساره تبخیری: انیدریت به صورت میان‌لایه‌های بسیار نازک در توالی مخزن و در زون‌های ۴ و ۳،۱ قابل مشاهده است و بیشتر به شکل ندول و تکه‌های پراکنده در رخساره‌های سنگی دولومیت، دولومیت آهکی و آهک دولومیتی وجود دارد. امکان تشکیل رخساره‌های تبخیری در محیط‌های مختلف، از سبخا تا محیط عمیق، وجود دارد. لایه‌های تبخیری در محیط زیرآبی (Subaqueous) تشکیل می‌شوند (Warren, 2006).

MF1: انیدریت

با توجه به لایه‌ای بودن انیدریت و قرارگیری آن دربین رخساره‌های کربناته، به نظر می‌رسد این رخساره در محیطی لاگونی و به شدت محصور، تشکیل شده باشد. معادل رخساره MF1 است (شکل۲-a).

MF2: دولومیت آهکی:

این رخساره سنگی بیشتر در زون‌های مخزنی ۳،۱ و تا حدودی ۲ قابل مشاهده است. گسترش زیاد ندول‌های انیدریت از دیگر خصوصیات آن است. با توجه به طبقه‌بندی آرچی، در گروه‌های III/IB/A، III/IA/B، III/IB و III/IC قرار می‌گیرد. همچنین دارای آغشتگی به نفت می باشد. بیشترین گسترش ندول‌های انیدریتی در این رخساره سنگی دیده می‌شود. گسترش سیمان انیدریتی ائوژنتیک، حفرات انحلالی حاصل از آب‌های جوی، تکه‌های انیدریت و فراوانی ذرات آواری از منشأ بادی یا رودخانه‌ای، بیانگر نزدیک بودن و متاثر شدن محیط ته‌نشست از خشکی و تشکیل همزمان یا کمی پس از رسوبگذاری این رخساره، در بخش‌های بالایی رمپ داخلی است. معادل رخساره MF2 است (شکل۲-b).

-رخساره آهکی: این رخساره سنگی اغلب در زون‌های مخزنی ۵، ۴ و تا حدودی زون ۲ و ۱ گسترش دارد، از لحاظ میزان آغشتگی به نفت ضعیف بوده و براساس طبقه‌بندی آرچی اغلب در گروه IA و IA/B و در برخی فواصل IB، I/IIA و IIB قرار می‌گیرد. از فرآیندهای دیاژنزی مشاهده شده، می‌توان استیلولیت، رگچه‌های انحلالی و ندول‌های انیدریتی را نام برد.

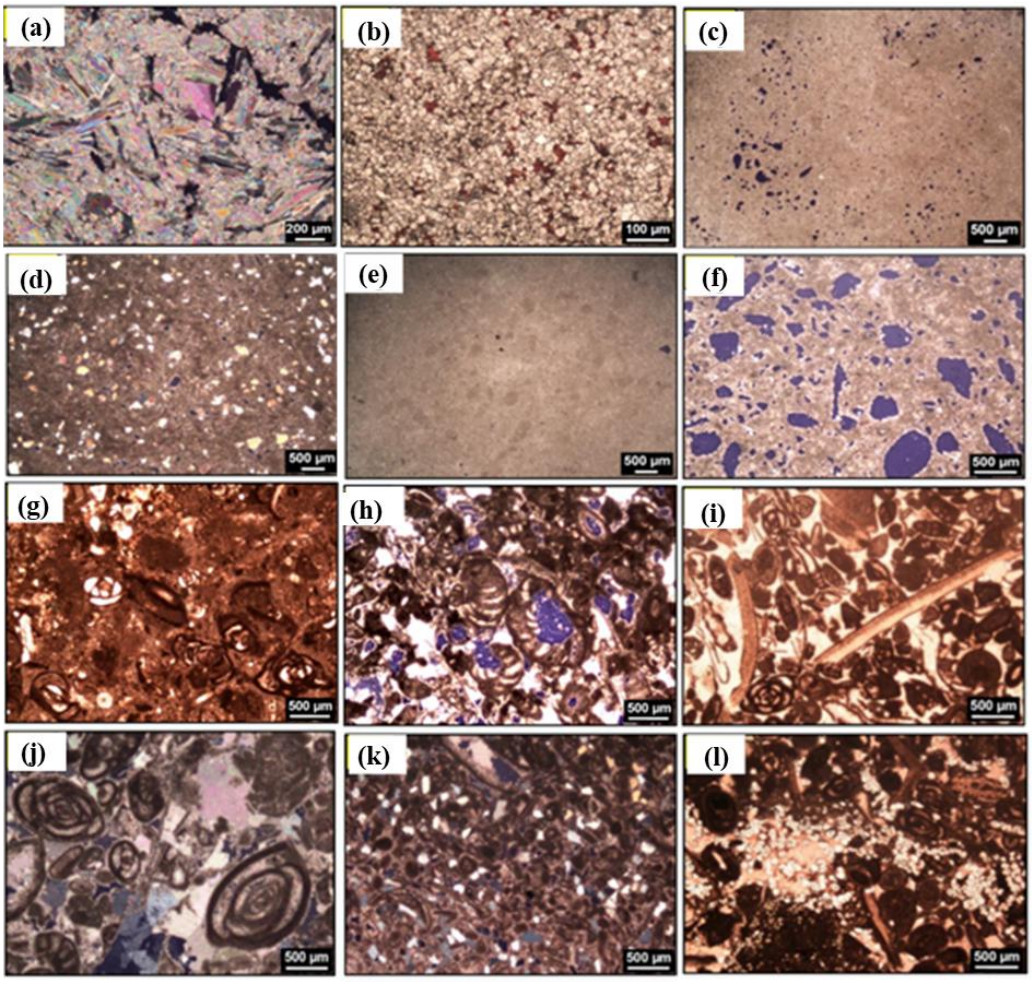
رخساره آهک دولومیتی بیشترین گسترش را در زون‌های مخزنی ۱، ۴ و تا حدودی ۳ نشان می‌دهد. دارای آثار آغشتگی به نفت است. در مقیاس طبقه‌بندی آرچی جزو گروه‌های I/III B/A، I/III A/B و I/IIIA درنظر گرفت. حضور استیلولیت و ندول انیدریت از دیگر مشخصات بارز آهک‌های دولومیتی مخزن آسماری میدان کوپال می‌باشد (شکل۲-d الی ۲-l).

MF3-مادستون-وکستون دولومیتی

بافت چشم پرنده‌ای، ذرات کوارتز در اندازه ماسه با جورشدگی بد تا متوسط، شبحی از آلوکم‌ها، بافت اولیه و اینتراکلست و تکه‌های انیدریت (Anhydrite Patches) در نمونه‌های مغزه، از خصوصیات اصلی این رخساره میکروسکوپی است (شکل۲-c الی ۲-f). فرآیند دولومیتی شدن و آشفتگی زیستی، زمینه میکرایتی این رخساره را با شدت‌های متفاوتی تحت‌تأثیر قرار داده است. تخلخل‌های بین‌بلوری، شکستگی و انحلال موجب ایجاد کیفیت مخزنی مناسب در این رخساره شده، که در برخی فواصل نیز تحت‌تأثیر گسترش سیمان انیدریتی قرار گرفته‌اند. مجموع این شواهد، می‌تواند نشانی از تشکیل این رخساره در لاگونی محدود شده و کم‌عمق در رمپ داخلی باشد (Flugel, 2010).

MF4 –وکستون-پکستون حاوی روزنداران کفزی

آلوکم‌های اصلی در این رخساره، روزن‌داران کف‌زی مانند میلیولید، و اکینوئید بوده، و کوارتز آواری، در اندازهٔ سیلت و ماسه (رخساره مختلط)، اینتراکلست و پلوئید نیز مشاهده می‌گردد. انحلال و گسترش تخلخل‌های درون‌دانه‌ای و قالبی، آشفتگی‌زیستی، سیمانی‌شدن و وجود درزه‌های انحلالی و استیلولیت، مهم‌ترین عوارض دیاژنزی در این ریزرخساره می‌باشند (شکل ۲-g و ۲-h). میکرایتی بودن زمینه و حضور روزن‌داران خاص محیط لاگون، بیانگر ته‌نشست این رخساره در بخش داخلی رمپ و محیط لاگون می‌باشد.



شکل ۲: تصاویر میکروسکوپی از رخساره های مختلف: (a) MF1 انیدریت به صورت میان‌لایه‌های نازک، (b) MF2 دولوستون دارای تخلخل بین‌بلوری پرشده توسط ماده آلی، (c-f) MF3 مادستون وکستون دولومیتی شده: (c) دارای تخلخل چشم پرنده‌ای، (d) کوارتز دار، (e) تبلورمجدد یافته دارای ریز بلورهای دولومیت، (f) دولومیتیزه و دارای تخلخل‌های قالبی و انحلالی)، (g-h) MF4 وکستون تا پکستون حاوی روزن‌داران کف‌زی و تخلخل‌های درون‌دانه‌ای و قالبی، (i-l) MF5 پکستون تا گرینستون: (i) گرینستون حاوی خرده‌های اسکلتی: (j) گرینستون و توسعه کلسیت اسپاری با بافت پوئیکیلوتاپیک، (k) حضور ذرات ماسه و پلت (رخساره مختلط)، (l) و دولومیتی شدن انتخابی.

Fig. 2. Microscopic photos of different facies: (a) MF1-anhydrite in the form of thin interlayers, (b) MF2-dolostone with intercrystalline porosity filled by organic matter, (c-f) MF3 - Dolomitized mudstone-waxton, (c) with bird's-eye porosity, d- having quartz, e- recrystallized with microcrystals dolomite, (f) dolomitized and has mold and dissolution porosity), (g-h) MF4-wackestone to packstone containing benthic foraminifera and intragranular and mold porosity, (i-l) MF5-packstone to greenstone: (i) greenstone containing skeletal fragments: (j) greenstone and development of sparry calcite with poikilotopic texture, (k) presence of sand particles and pellets (mixed facies), (l) and selective dolomitization.

MF5 –پکستون-گرینستون حاوی خرده اسکلتی

در این رخساره خرده‌های اسکلتی روزن‌داران کف‌زی بدون-منفذ و منفذدار، شکم‌پایان، دوکفه‌ای‌ها، اکینوئید و بریوزوا

همراه با اائید، اینتراکلست و ذرات آواری کوارتز (در اندازه ماسه متوسط تا درشت)، اغلب در زمینه‌ای از کلسیت اسپاری مشاهده می‌شوند (شکل ۲-i الی ۲-l). جورشدگی متوسط و بلوغ بافتی نسبتاً خوب (ناشی از انرژی بالای جریان‌های درون حوضه‌ای)، گسترش شکستگی، استیلولیت، آشفتگی زیستی، انحلال و سیمانی‌شدن، از دیگر ویژگی‌های این. محیط تشکیل این ریز رخساره در لاگون باز (Open Lagoon) و رمپ داخلی است.

MF6 –گرینستون اائیدی

از اائیدهای کروی تا بیضی‌شکل، با جورشدگی خوب، در زمینه‌ای از سیمان کلیستی (گاهی انیدریتی) تشکیل شده، که در برخی فواصل خرده‌های فسیلی مانند میلیولید و یا ذرات کوارتز، هسته اائیدها را تشکیل می‌دهند. خرده‌های دوکفه‌ای، میلیولید و گاستروپود نیز، به صورت فرعی در در این رخساره حضور دارند (شکل ۳-a الی ۳-d). اائیدها اغلب تحت‌تاثیر فرآیند انحلال (ایجاد تخلخل قالبی) قرار داشته‌اند. با توجه به شواهد موجود، رسوبگذاری این ریز رخساره در مرز بین رمپ داخلی و رمپ میانی صورت گرفته است (Flugel, 2010). انحلال، میکرایتی‌شدن، تراکم و سیمانی‌شدن از مهم‌ترین عوارض دیاژنزی در این ریزرخساره می‌باشند.

MF7 –باندستون مرجانی

دارای گسترش جانبی محدود (حالت کومه‌ای) بوده (در نمونه مغزه‌ها) (Al-Awwad and Pomar, 2015; Muir et al., 2015) و حجرات مرجان‌ها در آن، اغلب توسط کلسیت اسپاری و انیدریت پرشده‌اند (شکل ۳-e و ۳-f). ذرات آواری کوارتز در اندازه سیلت و ماسه، خرده‌های اکینوئید، جلبک قرمز و بریوزوا، از دیگر آلوکم‌های مشاهده شده در این رخساره هستند. نوع آلوکم‌ها و حضور ذرات آواری، نشان از رسوبگذاری در بخش‌های بالایی (کم‌عمق) رمپ میانی دارد (Flugel, 2004).

MF8 –وکستون-پکستون اکینوئیدی-جلبکی

خرده‌های اسکلتی جلبک قرمز (Red Algae) و اکینوئید، با جورشدگی ضعیف تا متوسط، آلوکم‌های اصلی در این رخساره محسوب می‌شوند. وجود درزه‌های انحلالی، استیلولیت و گسترش تخلخل‌های حاصل از انحلال و سیمانی‌شدن عوارض دیاژنزی اصلی در این ریزرخساره می‌باشند (شکل ۳-g الی ۳-i). وجود اکینوئید و جلبک قرمز، نشان از ته‌نشست در شرایط دریای باز و دور از ساحل (رمپ میانی) دارد. این ریزرخساره، مشابه ریزرخساره‌های کمربند رخساره‌ای شمارهٔ پنج (پهنه جلبک‌های رودولیتی-مرجانی) باکستون و پدلی (Buxton and Pedley, 1989) است.

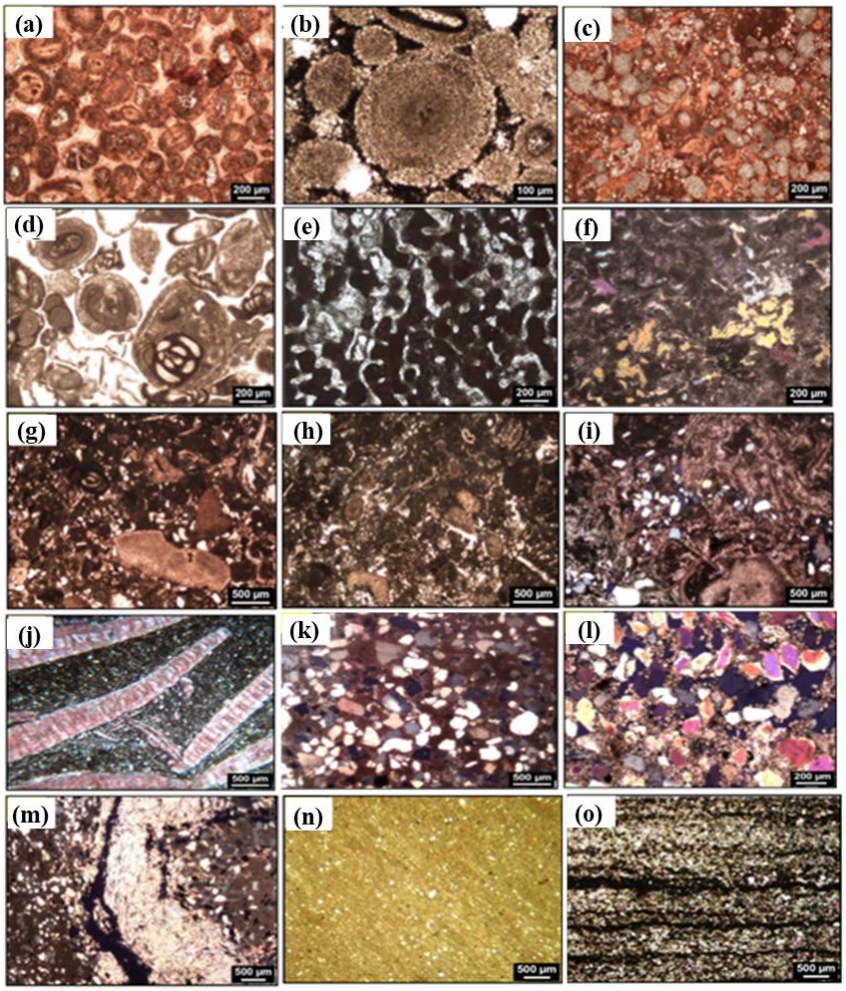
MF9 –فلوتستون-رودستون

این رخساره از روزن‌داران کف‌زی بزرگ مانند Amphistegina, Lepidocyclina, Operculina, Heterostegina و Eulepidina با جورشدگی ضعیف تا متوسط و در زمینه‌ای از گل آهکی (اغلب) تشکیل شده است. خرده‌هایی از اکینوئید، جلبک، بریوزوآ و ذرات آواری قابل مشاهده است (شکل ۳-j). حضور این روزن‌داران، رسوبگذاری در محیطی نسبتاً عمیق، شوری نرمال، بخش پایین منطقه نوری و محیط‌های مجاور سطح تاثیر امواج در شرایط طوفانی را نشان می‌دهد (Romero et al., 2002).

رخساره آواری

فراوانی رخساره‌های آواری و رخساره‌های مختلط آواری-کربناته و کربناته-تبخیری در آسماری میانی و بالایی موید تغییرات کوچک مقیاس (رده چهار و کوچکتر) سطح نسبی آب دریا در محیط رسوبی این سازند است. این تغییرات، همراه با جریان‌های رفت و برگشتی در کانال‌های جزرومدی، نقش اساسی در حمل ذرات آواری از خشکی (منشأ آبی) و پهنه بالای جزرومدی (منشأ بادی)، به بخش‌های عمیق‌تر حوضه و تشکیل رخساره‌های آواری و مختلط مستعد مخزن داشته‌اند. مطالعات صورت گرفته برروی منشأ، موقعیت تکتونیکی و مشخصات ژئوشیمیایی عضو ماسه‌سنگی اهواز در مخزن آسماری میدان نفتی مارون (Avarjani et al., 2014)، نشان می‌دهد که این ماسه‌سنگ‌ها از نوع کوارتزآرنایت بوده و در ناحیه منشأ (با آب و هوایی گرمسیری و مرطوب) تحت تأثیر هوازدگی شیمیایی با درجه متوسط تا زیاد و چرخه‌های شدید و فراوان، قرار داشته‌اند. منشأ آنها مناطق درون کراتونی و چرخه‌های مجدد رسوبی در این مناطق بوده و نهشته شدن آنها در حاشیه غیرفعال قاره‌ای صورت گرفته است. به گمان قوی، با عملکرد رویداد زمین-ساختی ساوین در میانه های شاتین که با باز شدن آغازین دریای سرخ (Ziegler, 2001) افت شدید سطح جهانی آب دریاها (e g, Haq et al., 1988; Golonka and Keissling, 2002) و ورود آواری‌ها به حوضه همراه است، بخش آواری ماسه‌سنگی اهواز بر روی نهشته‌های کربناتی دریای باز نهشته شدند. حضور ماسه‌سنگ‌ها و توالی‌های ماسه سنگی و تناوب آن

با دولومیت‌های ریز بلور (مشخصه محیط سبخایی) بیانگر نهشت این ماسه‌سنگ‌ها در یک محیط کم عمق تا ساحلی است. رسوب‌گذاری بخش‌های میانی و بالایی آسماری تحت شرایط کم عمق مردابی و پری تایدالی و فراوانی تبخیری‌ها در پهنه سوپراتایدالی، حاکی از پایین بودن نسبی سطح آب دریا و وجود شرایط آب و هوایی خشک در این محدوده زمانی است.



شکل ۳: نمونه‌هایی از تصاویر میکروسکوپی رخساره‌ها: (a-d) MF6 گرینستون: (a) اائیدی، (b) با سیمان دولومیتی اطراف دانه و پرشدن فضای تخلخل بین‌ذره‌ای با بیتومن و جلوگیری از گسترش سیمان‌های دیاژنتیک، (c) با فرایند دولومیتی شدن زمینه (d) اائیدها با هسته میلیولیدی، (e-f) MF7 رخساره باندستون مرجانی و توسعه سیمان انیدریتی در حجرات مرجان، (g-i) MF-8 رخساره پکستون اکینوئیدی/جلبکی با فراوانی خرده‌های اسکلتی اکینوئید، و (i) تجمع مواد غیرقابل حل (ذرات ماسه و نفت) در طول درزه‌های انحلالی (استیلولیت)، (j) MF-9 فلوتستون تا رودستون حاوی خرده‌های اسکلتی (رنگ آمیزی با الیزارین قرمز)، (k-m) MF-10 ماسه‌سنگ (کوارتزآرنایت): (k) با سیمان آهکی، (l) با سیمان دولومیتی، (m)- اختلاط آواری-تبخیری، و (n-o) MF-11: (n) مارن، و (o) شیل.

Fig. 3. Selected microscopic images of facies: (a-d) MF6-greenstone: (a) oolithic, (b) with dolomite cement around the grain and filling the interparticle pore spaces with bitumen and preventing diagenetic cements development, (c) with the dolomitization process of the matrix, (d) ooids with a miliolide core, (e-f) MF7-coral boundstone facies and development of anhydrite cement in coral chambers, (g-i) MF-8-(g) echinoid/algal paxton facies with abundance of echinoid skeletal fragments, and (i)-accumulation of insoluble materials (sand and oil particles) along dissolution seams (stylolite), (j) MF-9-Flutestone to roadstone containing skeletal fragments (stained with red alizarin), (k-m) MF-10: sandstone (Quartzarenite): (k) with calcareous cement, (i) with dolomitic cement, (m) clastic-evaporite mixing, and (n-o) MF-11: (n)marl, and (o)shale.

MF10- ماسه‌سنگ: به طورکلی ذرات ماسه، در توالی مخزن آسماری میدان کوپال، در سه گروه قابل تفکیک و ارزیابی هستند. گروه اول به

صورت پراکنده و با فراوانی حدود ۴۰ – ۵ درصد و در مواردی تا ۵۰ درصد، در لیتوفاسیس‌های آهک و دولومیت ماسه‌ای و در زون‌های مخزنی ۳ و ۲،۱ و گاهی ۴، حضور دارند. دسته دوم ذرات ماسه‌ای هستند که سیمانی شده و اغلب در زیرزون‌های ۶-۱ و ۱-۷ از مخزن آسماری دیده می‌شوند. میزان آغشتگی به نفت در این گروه از ماسه‌ها (ماسه‌سنگ‌ها) خوب بوده و از کیفیت مخزنی مناسبی برخوردار هستند. در گروه سوم فرآیند سیمانی شدن ضعیف بوده و ذرات ماسه به صورت دانه کوارتز آزاد در مغزه‌ها مشاهده می‌شوند. در مجموع خصوصیات مخزنی این گروه، شباهت زیادی به دسته دوم دارد. معادل رخساره MF10 است (شکل۳-k الی ۳-m).

آهک‌ماسه‌ای: آهک‌ماسه‌ای ضخامت کمی از زون‌های ۳،۲ و گاهی ۴ مخزن آسماری را شامل می‌شود. زمینه آهکی آن رنگ خاکستری روشن و کرم داشته و از نظر میزان آغشتگی به نفت، عمدتا ضعیف است. آهکی که زمینه اصلی این رخساره سنگی را تشکیل می‌دهد از نوع I بوده و دارای تخلخل A/B و B/A و A آرچی است. استیلولیت و رگچه‌های انحلالی، مهم‌ترین فرآیندهای رسوبی مشاهده شده هستند (شکل۲-d، و ۳-i).

دولومیت‌ماسه‌ای: بیشترین گسترش این رخساره سنگی، در زون‌های ۲ و ۱ مخزن آسماری است. در نیمه غربی میدان کوپال، دولومیت ماسه‌ای در زون ۳ مخزن آسماری از گسترش خوبی برخوردار است. تخلخل آرچی از نوع IIIB/C، III/IB/C، IIIB/A و IIIA/B بوده، دارای آثار آغشتگی به نفت بوده، موید کیفیت مخزنی مناسب و تخلخل بالا در این رخساره است. دولومیت ماسه‌ای، همراه با گسترش زیاد ندول‌های انیدریت و در برخی فواصل رگچه‌های انحلالی دیده می‌شود (شکل ۲-k).

MF11: شیل:

این لیتوفاسیس به رنگ خاکستری تیره تا سیاه دیده می‌شود و به علت وجود مواد آلی و کانی‌های رسی تورق ظریفی از خود نشان می‌دهد. اغلب در زیرزون‌های ۲-۶ و ۲-۷ و یا به صورت میان‌لایه‌های نازک در زون‌های ۲ف ۳ و ۴ از مخزن آسماری گسترش دارد. این رخساره سنگی اغلب به صورت زون خردشده می‌باشد. معادل رخساره MF11 است (شکل۳-n).

مارن: این رخساره سنگی در زیرزون ۲-۶ ، ۲-۷ و گاهی زون‌های ۳ و ۲ به رنگ‌های خاکستری، قرمز و سبز قابل مشاهده است. معادل رخساره MF11 است (شکل۳-o). ته‌نشست این رخساره اغلب در زمان ورود مواد آواری از خشکی، به قسمت‌های انتهایی رمپ میانی تا ابتدای رمپ خارجی، صورت گرفته است. در مجموع شرایط تشکیل این رخساره سنگی شباهت زیادی به رخساره‌های ماسه‌سنگی داشته، با این تفاوت که به دلیل دانه‌ریزتر بودن ذرات تشکیل دهنده (سیلت و رس)، ته‌نشست آنها اغلب در قسمت‌های عمیق‌تر حوضه (رمپ میانی و خارجی) یا در حاشیه کانال‌های تغذیه‌کننده حوضه صورت گرفته است. موقعیت نسبی تشکیل ریز رخساره‌های شناسایی شده در شکل ۴ نشان داده شده است.

۴-۲ ویژگی‌های پتروفیزیکی مخزن

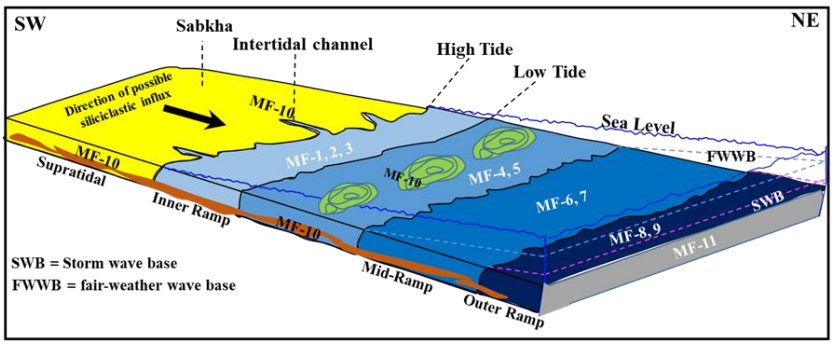
بررسی مقادیر آماری اختصاصات پتروفیزیکی مخزن اماری (جدول ۱) که براساس نتایج نمودارهای چاه پیمایی صورت گرفته، نشان می‌دهد که سنگ شناسی اصلی آسماری عمدتاً سنگ آهک‌دولومیتی در نیمه بالایی و شیل و ماسه‌سنگ در نیمه پایینی است. زون ۱ و ۲ مخزن آسماری با بالاترین میانگین تخلخل مفید (حدود ۷ الی ۱۰ ٪)، متوسط اشباع خالص آب حدود ۲۷-۳۶ ٪ و نیز بالاترین ضخامت خالص به ناخالص (۰/۶۷ الی ۰/۹۳) دارای بالاترین کیفیت مخزنی هستند.

۴-۳ عوارض زمین‌شناسی شناسایی شده در نمودارهای تصویرگر

میدان نفتی کوپال یک تاقدیس تقریبا نامتقارن است که دارای شیب متوسط ۲۵ درجه در یال شمالی و حدود ۲۰ درجه در یال جنوبی می‌باشد. نمودارهای تصویرگر مخزن آسماری در چاه‌های شماره ۳۰، ۴۱، ۴۷، ۵۲، ۵۳ و ۵۷ میدان کوپال بررسی و عوارض مختلفی شناسایی گردید. خلاصه ویژگی شکستگی‌های باز شناسایی شده در زون‌های مختلف مخزن آسماری در جدول ۲ ارائه شده است.

چاه ۳۰: شیب و مرز لایه‌بندی براساس درجه اطمینان از شناسایی مرز لایه‌ها بصورت یک سینوس دقیق به دو دسته لایه‌بندی با شیب مطمئن (high confidence) و لایه‌بندی با شیب نامطمئن (low confidence) تقسیم شده است (شکل ۵-a). شیب لایه‌بندی با توجه به ۲۹۷ قرائت انجام شده از ۸ تا ۳۸ درجه به سمت S50-55W (با میانگین شیب حدود ۱۷ درجه) با امتدادN35-40W متغییر بود. تعداد ۳۶۷ عدد شکستگی (۲۳ عدد ممتد و ۳۴۴ عدد غیر ممتد) (شکل ۵-b) در دو جهت تفکیک گردیدند. هر دو دسته دارای شیب ۶۶-۷۸

درجه (با بیشترین فراوانی ۷۲-۷۴ درجه) هستند. یک دسته به سمت E و دارای امتداد N-S و دسته دوم به سمت N80-85E و در جهت N5-10W می‌باشد. تعداد ۷۰ عدد شکستگی بسته (شکل ۶ -a) شناسایی که دارای شیب ۳۰-۳۲ درجه به سمت S30-50E و امتداد N40-60E و S40-60W بودند. طبقه-بندی مورب نیز شناسایی گردید (شکل ۶-b). این نوع ساختار رسوبی جهت تعیین جهت جریان‌های قدیمی در محیط رسوب-گذاری استفاده می‌گردد. وضعیت لایه‌بندی مورب در نمودارهای گل سرخی نشان داده شده و شیبی برابر ^{o}۱۶-۱۸ به سمت S50-55W و در امتداد N35-40W تعیین گردید. دامنه تغییر تراکم شکستگی‌ها (FVDC یا cumulative fractures per unit volume) از ۰ تا ۳۱/۸۸ عدد بوده، با افزایش عمق از میزان تعداد و تراکم شکستگی‌ها کاسته می‌شود (شکل ۶-c).



شکل ۴-مدل مفهومی ریز رخساره‌های سازند آسماری در میدان کوپال

Fig. 4. Conceptual model of the microfacies of the Asmari Formation in the Kupal field.

جدول ۱-خلاصه ویژگی‌های پتروفیزیکی مخزن

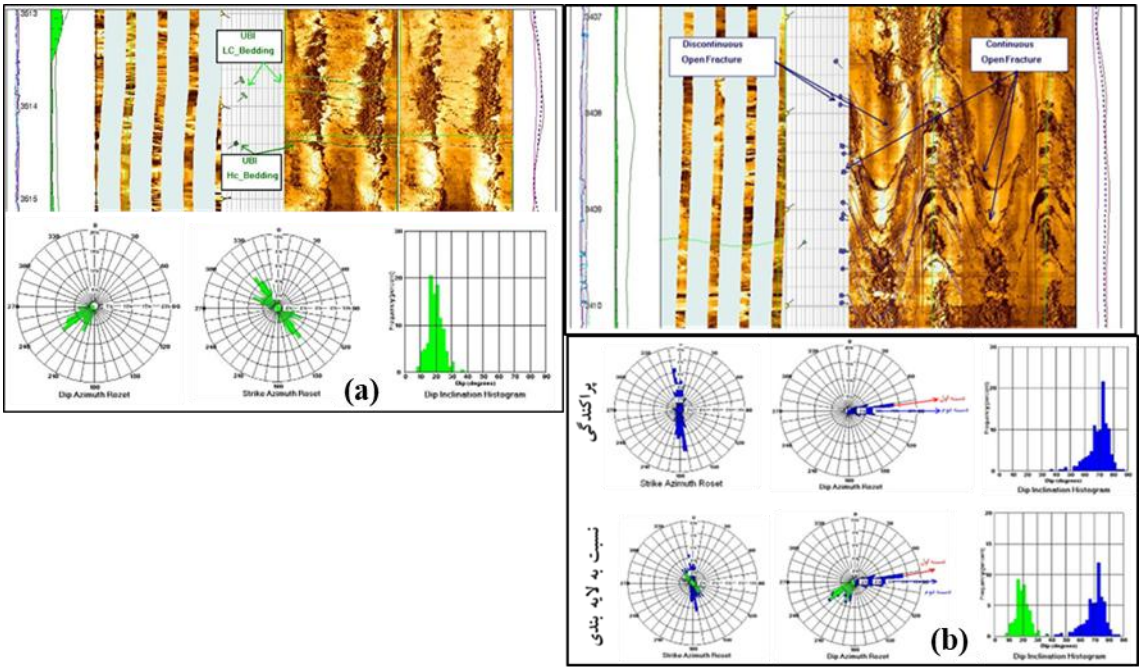
Table 1.The summary of petrophysical characteristics of the reservoir

زون		توصیف	تخلخل مفید	میانگین اشباع آب مفید	ضخامت خالص به ناخالص
۱		دولومیت، همراه با لایه‌های آهک‌دولومیتی. مادستون، و گاهی وکستون دولومیتی، انیدریتی دانه ریز تا متوسط. میانگین ضخامت ۵۵ متر.	٪۱۰	٪۲۷	۰/۹۳
۲		دولومیت و آهک دولومیتی توسعه یافته. در برخی نقاط نازک لایه‌هایی از ماسه‌سنگ، انیدریت و گاهی شیل. میانگین ضخامت ۳۵ متر.	٪ ۷/۳	٪۳۶	۰/۶۷
۳		دولومیت و دولومیت‌های‌آهکی، عمده سنگ تشکیل‌دهنده، همراه با تناوبی از آهک‌های دولومیتی، همچنین به صورت پراکنده نازک لایه‌هایی از ماسه سنگ، پلمه سنگ و آهک-های شدیدا رسی. میانگین ضخامت ۴۶ متر. تخلخل حفره‌ای و بین بلوری	٪۱۰/۴	٪۲۶	۰/۸۹
۴		سنگ آهک، گاها آهک‌دولومیتی، به طور پراکنده لایه‌های نازکی از ماسه سنگ، آهک شدیدا ماسه‌ای و شیلی. میانگین ضخامت ۵۲ متر.	٪۹/۵	٪۳۳	۰/۸۸
۵		سنگ آهک (مادستون و وکستون)، گاهی به طور پراکنده لایه‌های نازکی از دولومیت و ماسه‌سنگ. میانگین ضخامت ۵۴ متر.	٪۸/۶	٪۳۴	۰/۷۷
۶	۱	ماسه‌سنگی ولی در بعضی از قسمت‌ها به شدت شیلی. میانگین ضخامت ۵۰ متر.	٪۶/۳	٪۶۶	۰/۲۲
	۲	لایه‌های ضخیم شیل، گاهی نازک‌لایه‌هایی از ماسه سنگ. میانگین ضخامت۵۶/۵ متر.	٪۳/۴	٪۶۴	۰/۰۸۶
۷	۱	تناوبی از لایه‌های ماسه سنگی و شیلی. میانگین ضخامت۵۳متر.	٪۹	٪۴۹	۰/۴۹
	۲	عمدتا لایه‌ضخیم شیلی، تناوبی با نازک‌لایه‌هایی از آهک‌های‌ماسه‌ای. میانگین ضخامت۶۳متر.	٪۲/۶	٪۴۹	۰/۰۲۶

جدول ۲- خصوصیات آماری میانگین شکستگی‌ها در زون‌های مخزن آسماری در چاه‌های مختلف

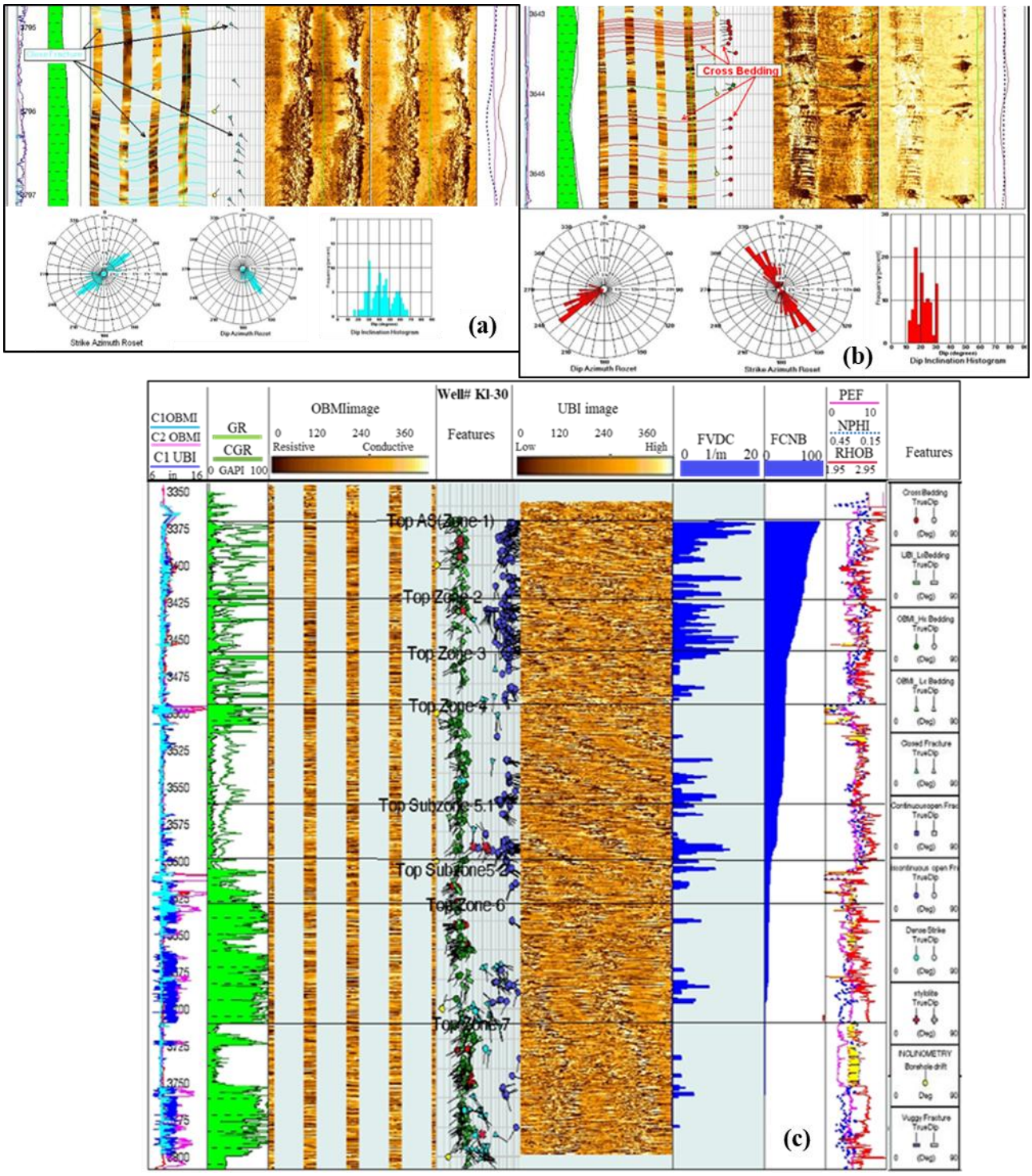
Table 2. Statistical characteristics of average fractures in Asmari reservoir zones in different wells

چاه		کل	زون-۱	زون-۲	زون-۳	زون-۴	زون-۵	زون-۶	زون-۷
Kl-30	باز ناپیوسته	۳۴۴	۱۴	۸۰	۲۹	۴۰	۳۰-۱۰	۲۴	۹
	باز پیوسته	۲۳	۵	۱	۱	--	۱۰-۰	--	--
Kl-41	باز ناپیوسته	۸۶	--	--	--	--	--	--	--
	باز پیوسته	۸	--	--	--	--	--	--	--
Kl-47	باز ناپیوسته	۱۴۳	۳۸	۳۶	۳۶	۲۳	۱۰	--	--
	مویی	۶	--	۲	۴	--	--	--	--
	احتمالی	۱۷	--	۱	۴	۸	۴	--	--
	چگالی	--	۰/۶۸	۱/۰۵	۰/۹۶	۰/۵۳	۱	--	--
K-52	باز ناپیوسته	۲۱	۱۱	۱	۲	۷	--	--	--
	باز اصلی	۱۹	--	--	۴	۱۵	--	--	--
	احتمالی	۱۸	۷	۸	۳	--	--	--	--
	چگالی	---	۰/۳۳	۰/۳۴	۰/۱۸	۰/۴۱	--	--	--
Kl-53	باز ناپیوسته	۱۵	۹	۴	--	۲	--	--	--
	احتمالی	۸	۷	--	--	--	۱	--	--
	چگالی	--	۰/۲۸	۰/۱۲	--	۰/۰۳	۰/۰۲	--	--
Kl-57	باز ناپیوسته	۹۱	۲۷	۳۷	۱۷	--	--	--	۶
	باز پیوسته	۱۶	۱۲	۴	--	--	--	--	--



شکل۵- (a) نمایش لایه‌بندی مطمئن (HC) و نامطمئن (LC)؛ و (b) شکستگی‌های باز ممتد و غیر ممتد در نمودار تصویرگر UBI همراه با پراکندگی آنها و نیز نسبت به لایه‌بندی نشان‌دهنده دو دسته شکستگی در چاه شماره ۳۰ کوپال.

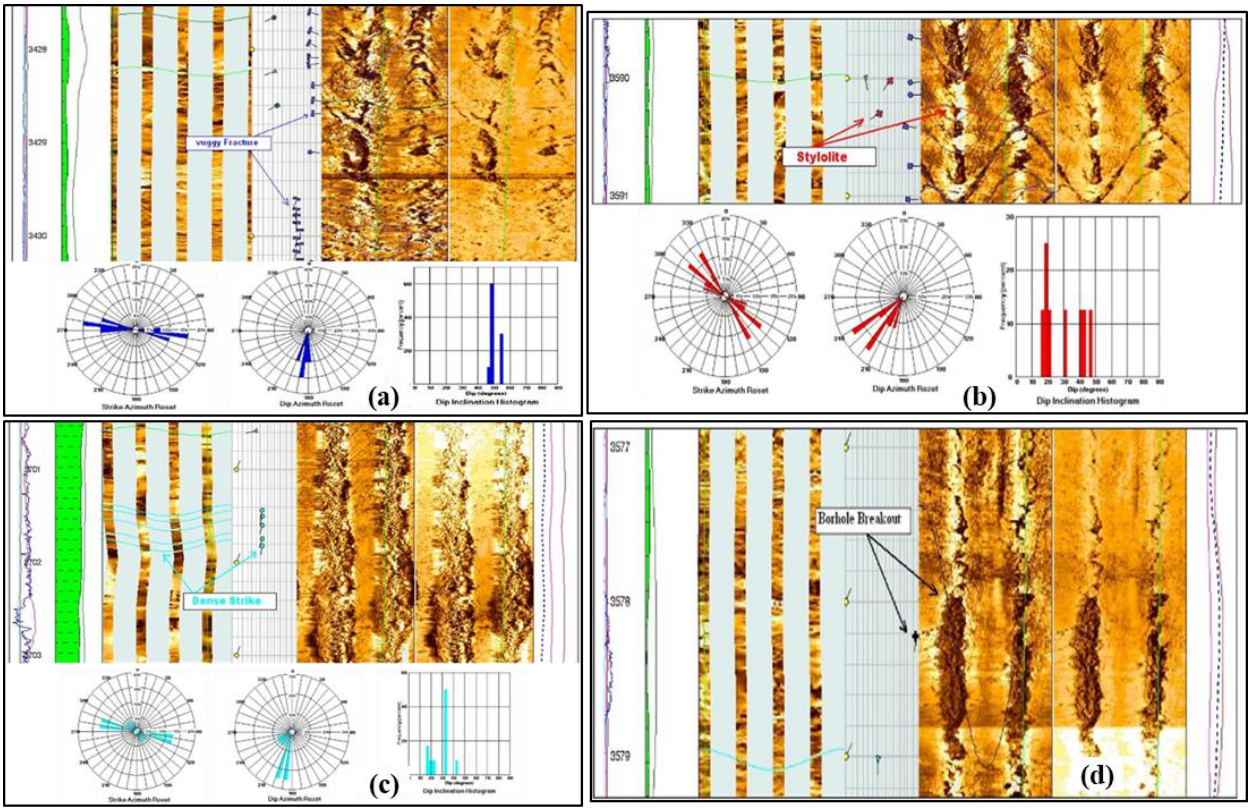
Fig. 5. (a) Display of confidential (HC) and uncertain (LC) layering, and (b) continuous and non-continuous open fractures in the UBI image log along with their distribution and also in relation to the layering showing the two types of fractures in Kupal well No. 30.



شکل۶-(a) نمایش شکستگی‌های بسته (از نوع شکستگی عرضی) و پراکندگی آنها در نمودار گلسرخی و هیستوگرام، (b) نمایش وضعیت لایه‌بندی مورب و (c) نمایش تجمع حاصل از تعداد شکستگی‌ها (FCNB) و تراکم شکستگی‌ها (FVDC) در نمودار تصویرگر OBMI در چاه شماره ۳۰ کوپال.

Fig. 6. (a) The presentation of closed fractures (transverse type) and their distribution in rose diagram and histogram, and (b) Cross bedding and (c) Presenting the accumulation of the number of fractures (FCNB) and fractures density (FVDC) in the OBMI image log in the Kupal#30.

تغییرات لیتولوژی و افزایش ضخامت از عوامل کنترل کننده اصلی فراوانی شکستگی است. ۱۰ عدد شکستگی از نوع انحلالی در زون ۲ مخزن دیده شد (شکل ۷-a). استیلولیت دارای شیب غالب برابر با ۱۸-۲۰ درجه در دو سمت S55-60W و S35-40W پراکنده شده‌اند (شکل ۷-b). رگه‌های نارسانا شناسایی شده دارای شیب و امتدادی تقریبا مشابه با لایه‌بندی و از نظر الکتریکی بسیار مقاوم عمل می‌کنند (شکل۷-c). شکستگی‌های حاصل از ریزش دیواره (نقاطی با کمترین تنش) دارای امتداد NW-SE هستند (شکل ۷-d).



شکل۷: (a) نمایش پدیده انحلالی یا vuggy fracture، (b) رگه‌های نارسانا، (c) استیلولیت (از نوع چینه‌ای) و (d) پدیده ریزش دیواره borehole breakout و نمودارهای توزیعی مربوطه در نمودار تصویرگر UBI در چاه شماره ۳۰ کوپال.

Fig. 7. (a) Display of the dissolution feature or vuggy fracture, (b) non-conductive seams, and (c) stylolite (stratigraphic type) and (d) borehole breakout features in UBI image log along with distribution plots in the Kupal#30.

چاه ۴۱: سنگ‌شناسی اصلی آسماری عمدتاً سنگ آهک-دولومیتی در نیمه بالایی و شیل و ماسه‌سنگ در نیمه پایینی است. شیب لایه‌بندی در نیمه بالایی آسماری (سنگ آهک‌دولومیتی) فاقد الگوی خاص ولی در نیمه پایینی (ماسه و شیل)، دارای الگوی خاص است. زون آسماری۱ (۳۳۴۸.۰-۳۴۰۵.۰ متر) دارای بالاترین میانگین تخلخل خالص (حدود ۱۳/۳٪) و اشباع خالص آب در حدود ۲۸.۸ ٪ است. در سایر زون‌ها مقادیر متوسط تخلخل خالص بین ۹/۹ تا ۱۲.۴٪ و اشباع آب خالص بین ۲۲/۳٪ تا ۴۵/۷ ٪ هستند. بالاترین میانگین نفوذپذیری در زون آسماری ۵-۲ حدود ۳/۳۶ md و در زون ۱ کمترین میقدار ۰/۳۱ md است. حداکثر مقادیر نفوذپذیری، بیش از ۲۰ md، در بازه ۳۷۱۸.۰-۳۷۵۲.۰ متر در زون ۷ مشاهده می‌شود.

در مجموع ۹۴ شکستگی باز و اکثراً ناپیوسته تفسیر گردید. بیشتر آنها شیب ۵۳، ۶۰ و ۶۳ درجه دارند. شکستگی‌های باز عمدتاً در نیمه پایینی آسماری (اکثریت در لایه ماسه سنگی تمیز) دیده می-شود. شکستگی‌های بسته (۱۳ عدد) در نیمه بالایی وجود دارد اما اکثریت آنها در زون ۵-۱ در دو جهت N22E و N47W و دارای طیف وسیعی از شیب هستند. لایه‌بندی مورب در لایه‌های ماسه-سنگی بر جهت جریان دیرینه غالب به سمت شرق دلالت دارد. شکستگی ریزشی چاه حداقل تنش افقی را در راستای WNW-ESE نشان می‌دهد.

چاه ۴۷: شیب بیشتر لایه‌ها در مخزن بر اساس ۱۰۵ عدد قرائت بین ۶ تا ۲۰ درجه و میانگین ۱۱ درجه به سمت N46E

می‌باشد. از تعداد ۱۶۶ عدد شکستگی باز، تعداد ۱۴۳ عدد ناپیوسته و ۶ عدد شکستگی مویی و بقیه، از نوع باز پیوسته می‌باشند. شیب اکثر شکستگی‌ها از ۳۵ تا ۷۰ درجه متغیر است. کل شکستگی‌ها را می‌توان در سه دسته قرار داد. دسته‌های اول و سوم از نوع مورب با امتداد N10E و N75E و دسته دوم با امتداد N35W، تقریبا موازی با امتداد لایه‌بندی و لذا از نوع طولی می‌باشند. چگالی (نسبت تعداد شکستگی‌های باز هر زون به فاصله حفاری شده در آن زون بر حسب متر) شکستگی باز نشان می‌دهد که زون های ۲ و ۳ به ترتیب با متوسط ۱/۰۵ و۰/۹۶ شکستگی در هر متر بیشترین و زون ۴ با متوسط۰/۵۳ شکستگی در هر متر کمترین تراکم شکستگی را دارا هستند. متوسط تراکم شکستگی در این چاه ۰/۷۹ محاسبه شده است. داده‌ها نشان داد که با افزایش عمق از تعداد و چگالی شکستگی کاسته می‌شود. استیلولیت، رگه‌های متراکم، لایه-های نازک رسانا، گرهک‌های انیدریتی و لایه‌بندی فرسایشی (شکل ۸ -الف) نیز شناسایی شدند. این ویژگی نشانه نوسانات حوضه رسوبی و یا پسروی دریاست. راستای شکستگی ناشی از ریزش دیواره (N75W) منطبق بر امتداد کلی چین خوردگی زاگرس است.

چاه شماره ۵۲: شیب بیشتر لایه‌ها بین ۳ تا ۱۲ درجه متغیر بوده، دارای میانگین ۸ درجه به سمت S55W و یا امتداد N35W می‌باشد. بیشترین فراوانی تعداد لایه‌بندی در زون‌های ۱ و ۲ مشاهده شد. تعداد ۵۸ عدد شکستگی باز مشاهده شد (۱۳ عدد بزرگ اصلی، ۲۱ عدد غیرممتد و ۱۸ عدد احتمالی). شیب بیشتر شکستگی‌ها از ۷۸ تا ۸۲ درجه متغیر است. بر اساس الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین، سه دسته شکستگی قابل تشخیص است: امتدادN13E، امتداد N63E و امتدادN13W به صورت مورب نسبت به لایه‌بندی قرار گرفته‌اند (شکستگی مورب). زون ۴ بیشترین (۰/۴۱) و زون ۶ کمترین (۰/۱۸) مقدار تراکم شکستگی را دارا هستند. استیلولیت‌های موازی لایه‌بندی با شیب ۸ درجه به سمت S45W و امتداد N45W مشاهده و بیشترین فراوانی در زون‌های ۱ و ۲ می‌شود. همچنین در فاصله عمقی ۳۳۴۷ تا ۳۳۵۱ متری، پدیده‌های رسوبی بصورت منافذ انحلالی با مرزهای رسی (در حواشی آنها) شناسایی گردید (شکل ۸-ب). شکستگی‌های ناشی از ریزش و القایی همانند سایر چاه‌ها کمترین تنش افقی را در راستای شمال‌غرب-جنوب شرق نمایش می‌دهند.

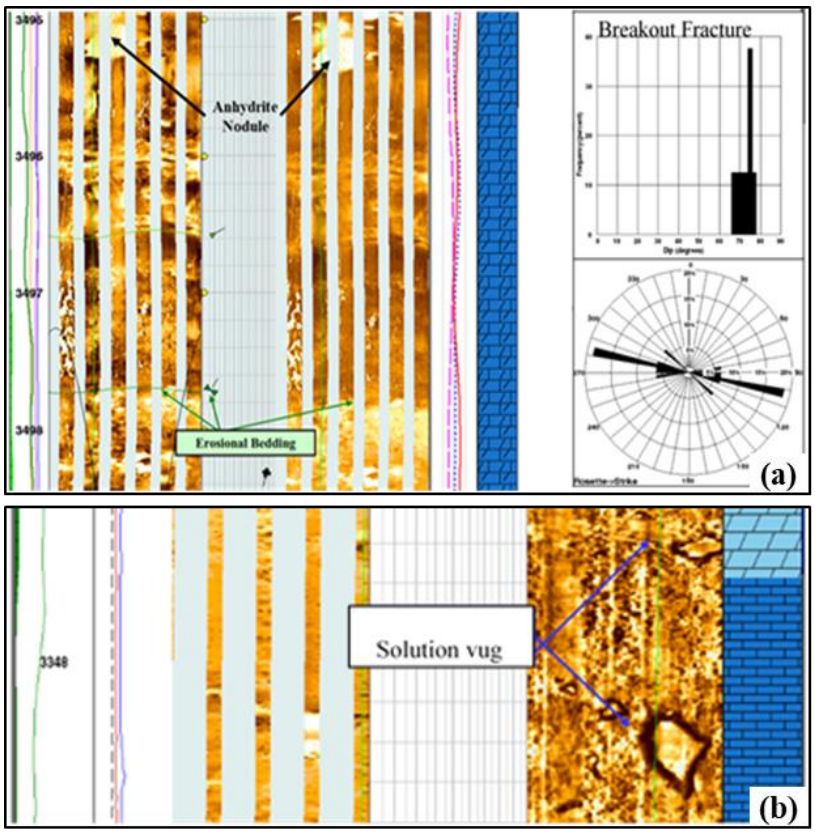
چاه ۵۳: شیب بیشتر لایه‌ها بر اساس ۱۶۵ عدد قرائت بین ۴ تا ۸ درجه و میانگین ۶ درجه به سمت W45S و با امتداد W45N می‌باشد. مجموعا تعداد ۲۳ عدد شکستگی باز مشاهده شد (۱۵ عدد باز غیرممتد و ۸ عدد باز احتمالی). شیب بیشتر شکستگی‌ها از ۶۸ تا ۸۲ درجه متغیر است. در کل سه دسته شکستگی در این چاه شناسایی شد. دسته اول با امتداد N55W تقریباً به موازات امتداد لایه بندی قرار گرفته‌اند (شکستگی طولی). دسته دوم با امتداد N5E و دسته سوم با امتداد N50E نسبت به امتداد لایه‌بندی حالت مورب دارند. چگالی شکستگی باز (یعنی نسبت تعداد شکستگی‌های باز هر زون به فاصله حفاری شده در آن زون بر حسب متر) در زون‌های مختلف نشان داد، زون ۱ بیشترین (۰/۲۸) و زون ۳ کمترین (۰) مقدار را دارا هستند. رگه‌های نارسانا با شیب ۲ تا ۶ درجه به سمت S60W و امتداد N30W با بیشترین فراوانی در زون ۳ دیده شد. همچنین استیلولیت‌های موازی لایه‌بندی بشترین فراوانی را در زون-های ۲ و ۵ نشان می‌دهند. شکستگی ریزشی دیواره چاه با امتداد N80W (تقریبا مطابق امتداد کلی چین‌خوردگی زاگرس) و القایی با امتداد N15E نیز دیده می‌شود (حداکثر تنش افقی). بالاترین مقدار هرزروی گل در زون‌های ۱ تا ۵ (تا ۲۹/۵ بشکه در ساعت) تطابق نسبتا خوبی را با فراوانی شکستگی‌ها نشان می‌دهد.

چاه ۵۷: تعداد ۱۴۲ عدد لایه‌بندی برداشت شد (۱۲۹ عدد نامطمئن و ۱۳ عدد مطمئن). غالب شیب لایه‌بندی به طرف S45W به اندازه ۱۲ درجه می‌باشد. تعداد ۱۰۷ شکستگی باز طبیعی شناسایی شد (۱۶ پیوسته، ۹۱ ناپیوسته). عمدتا شیب شکستگی‌های یاد شده در دو جهت N56E و S50W با میانگین مقدار ۷۵ درجه در امتداد N25W و N85W است. سایر ویژگی‌های موازی لایه‌بندی مانند لامیناسیون (۲۰۷ مورد)، استیلولیت‌ها (۶۵ عدد)، رگه‌های متراکم (۲۶ عدد)، و لایه ناهم شیب (۱۰ عدد) نیز شناسایی شدند.

جهت آزیموت غالب همه شکستگی‌های باز در فاصله ثبت شده به سمت N65E با روند جزئی به سمت S05W است. امتداد شکستگی‌های باز N25W و شیب آنها از ۳۸ تا۸۰ درجه متغیر است (شیب غالب ۷۵ درجه). با مقایسه امتداد شکستگی‌های طبیعی و لایه بندی، دو گروه شکستگی وجود دارد: دسته اصلی با ماهیت طولی تا مایل و دسته کوچک شکستگی‌های باز عرضی. تعداد ۴۴۸ لایه-بندی مورب در قسمت آواری سازند آسماری شناسایی شد. اکثر آنها دارای آزیموت شیب به سمت S55W با امتداد N35W هستند. این پدیده می‌تواند نشان دهنده یک محیط رسوبی با انرژی بالا باشد. راستای شکستگی ریزشی N45W (جهت حداقل تنش افقی در محل) را نشان می‌دهد. تعداد ۱۱ شکستگی ناشی از حفاری (القایی) نیز با راستای امتداد N45E شناسایی گردید (حداکثر تنش افقی اطراف چاه) که از روند زاگرس در ناحیه پیروی می‌کند. مقایسه راستای عوارض صفحه‌ای در چاه‌های مورد مطالعه (شکل ۹) نشان داد که از سمت غرب به سمت شرق تغییراتی در راستای شکستگی-های باز و نیز تنوع آنها دیده می‌شود.

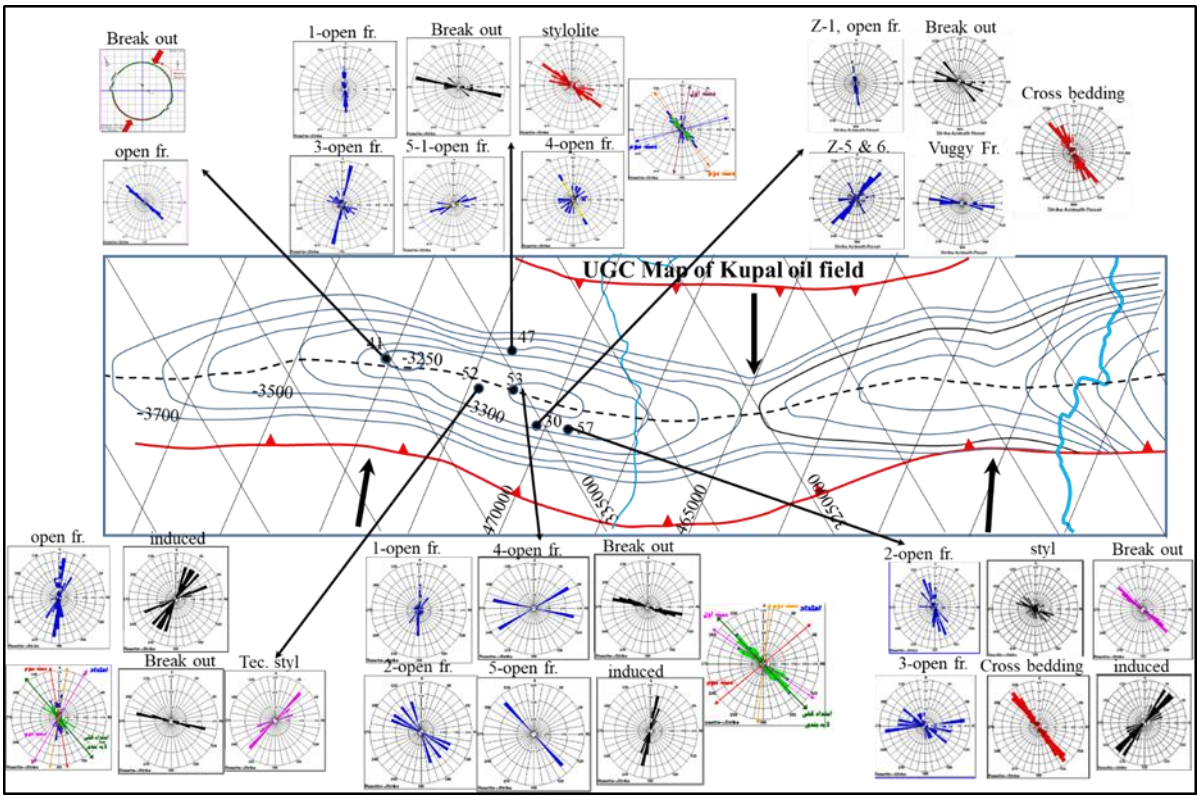
همچنین نیمه بالایی و پائینی سازند آسماری در مقابل تنش‌ها دارای رفتاری متفاوت است. بدیهی است توزیع و توسعه شکستگی‌ها، سنگ‌شناسی، ضخامت لایه‌ها، شدت هوازدگی، تنش و عوامل دیگر

کنترل می‌شود (Bazalgette et al., 2010; Zeng et al., 2013; Wang et al., 2016; Yin et al., 2019; Chen et al., 2021; Zhao et al., 2021). در شرایط تنش تکتونیکی مشابه، سنگ‌های غنی از کانی‌های شکننده، مانند کانی‌های فلسیک، احتمال بیشتری برای ایجاد شکستگی دارند (Ye et al., 2021b). هوازدگی و آب‌زدایی می‌تواند باعث ایجاد شکستگی‌های نامنظم در مقیاس‌های مختلف در نزدیکی سطح سنگ‌ها شود که منجر به درجه بالایی از گسیختگی و شکستگی‌های خوب توسعه‌یافته می‌شود (Salah and Alsharhan, 1998; Yue et al., 2014). تکتونیک عامل کلیدی در ایجاد شکستگی در سنگ‌ها است. شدت گسل‌های فعال به شدت با تراکم شکستگی هم‌بستگی دارد (Maerten et al., 2018). علاوه بر این، گسل‌ها با تأثیر بر تنش زمین ساختی محلی اطراف خود، توسعه شکستگی‌ها را کنترل می‌کنند و هر چه شکستگی‌ها به گسل‌ها نزدیک‌تر باشند، شکستگی‌ها شدیدتر هستند (Ye et al., 2021a). در جهت عمودی، چین‌ها را می‌توان از بالا به پایین به مناطق کرنش کششی، مناطق انتقالی و مناطق کوتاه‌کننده با توجه به تغییرات تنش تقسیم کرد. در ناحیه کرنش کششی، شکستگی‌های کششی ایجاد می‌شوند، در حالی که شکستگی‌های برشی در ناحیه کوتاه‌کننده ایجاد می‌شوند (Li et al., 2018).



شکل ۸- (a) شناسایی سطح فرسایشی و ندول‌های انیدریتی (کوپال# ۴۷)؛ و (b) پدیده حفره انحلالی (کوپال# ۵۲) در زون ۱ مخزن آسماری.
Fig. 8. (a) Identification of the erosion surface and anhydrite nodule (Kupal# 47); and (b) dissolution cavity feature (Kupal# 52) in zone 1 of the Asmari reservoir.

در این ناحیه در ایجاد الگوی موجود علاوه بر موارد فوق، تغییرات رخساره‌ای در مخزن و نیز وجود لایه‌های تبخیری گچساران در بالا و شیلی پابده در پائین، فعالیت‌های دو تراست محدود کننده و نیز موقعیت چاه حفاری در میدان نقش مهمی خواهند داشت. ترکیب این عوامل باعث شده است که بر تعداد و نیز تعداد دسته‌های شکستگی تنوعی را ایجاد نماید. بیشترین تغییرات در بخش میانی است. در نتیجه راستاهای تنش حاصل از شکستگی‌های ریزشی و یا القایی نیز جابجائی‌هایی را نسبت به چاه‌های مختلف نشان می‌دهد. نمودارهای لایه‌بندی مورب در افق‌های آواری بر جهت جریان‌های قدیمه از جنوب‌غرب بسمت شمال‌شرق دلالت دارد (شکل ۹)



شکل ۹ - مقایسه پراکندگی امتداد شکستگی‌ها، و بعضی از عوارض دیگر نظیر استیلولیت، لایه‌بندی مورب و شکستگی‌های ریزشی و القایی در طول میدان کوپال در مخزن آسماری بر اساس تفسیر نمودارهای تصویرگر موجود.

Fig. 9. Comparison of fractures strike distribution, and some other features such as stylolite, cross bedding and breakout and induced fractures throughout the Asmari reservoir in the Kupal field based on the interpretation of the available image logs.

۵-نتیجه‌گیری

میدان کوپال در جهت ادامه چین خوردگی تاقدیس آغاجاری به صورت تاقدیسی کشیده و تقریبا متقارن و از دو برجستگی (کوهانک) غربی و شرقی تشکیل شده است. براساس نیمرخ لرزه‌ای، بخش کوپال شرقی از نظر عمقی نسبت به کوپال غربی بدلیل عملکرد متفاوت دو راندگی محدود کننده میدان در عمق کمتری قرار دارد. مخزن آسماری میدان کوپال به ۷ زون و ۲ زیرزون تقسیم شده است. زون های ۱ الی ۵ غالبا کربناته و زون‌های ۶ و ۷ آواری (ماسه سنگ و شیل) تشکیل شده‌اند. به این صورت که نیمه بالایی آسماری عمدتاً سنگ آهک و دولومیت، و در نیمه پایینی شیل و ماسه‌سنگ است. بررسی ویژگی‌های سنگ‌شناسی منجر به شناسایی ۱۱ رخساره (تبخیری، آواری، مختلط، دولومیتی و آهکی) گردید.

فراوانی رخساره‌های آواری و رخساره‌های مختلط آواری-کربناته و کربناته-تبخیری در آسماری میانی و بالایی موید تغییرات کوچک مقیاس سطح نسبی آب دریا (عملکرد رویداد زمین ساختی ساوین در میانه های شاتین) همراه با جریان‌های رفت و برگشتی در کانال‌های جزرومدی، نقش اساسی در حمل ذرات آواری از خشکی (منشأ آبی) و پهنه بالای جزرومدی (منشأ بادی)، به بخش‌های عمیق‌تر حوضه داشته‌اند. حضور ماسه سنگ ها و تناوب آن با دولومیت های ریز بلور (محیط سبخا) بیانگر نهشت این ماسه‌سنگ‌ها در محیط کم‌عمق تا ساحلی است. رسوبگذاری بخش‌های میانی و بالایی آسماری تحت شرایط کم عمق مردابی و پری تایدالی و فراوانی تبخیری‌ها در پهنه سوپراتایدالی، حاکی از پایین بودن نسبی سطح آب دریا و وجود شرایط آب و هوایی خشک در این محدوده زمانی است. در نمودارهای تصویرگر راستای لایه‌بندی مورب در افق‌های آواری بر جهت جریان‌های قدیمه از جنوب‌غرب بسمت شمال-شرق دلالت دارد.

علاوه بر لایه‌بندی مورب، عوارض زمین‌شناسی دیگری مانند شکستگی‌ها، استیلولیت (چینه‌ای و تکتونیکی)، رگه‌های رسانا و نارسانا، حفرات انحلالی، ندول‌های انیدریتی، سطح فرسایشی،

شکستگی‌های ریزشی و القایی، در زون‌های مورد مطالعه در چاه‌های مختلف شناسایی گردید. تراکم شکستگی بواسطه تغییرات سنگ‌شناختی نسبت به عمق، عوارض ساختاری، و موقعیت چاه حفاری کنترل می‌شود. شکستگی‌های حاصل از ریزش دیواره (کمترین تنش افقی) و شکستگی القایی (ماکزیمم تنش افقی) منطبق بر روندهای تنش زاگرسی منطبق هستند. تغییرات در روندهای استیلولیت نیز نشانه تغییر راستاهای تنش در میدان مورد مطالعه است. شکستگی‌های باز عمدتاً در نیمه پایینی آسماری (اکثریت در لایه ماسه‌سنگی تمیز) دیده می‌شود. تغییرات مشاهده شده در راستاهای شکستگی‌های باز در بخش های مختلف نشان داد که از سمت غرب به سمت شرق، نیمه بالایی و پائینی سازند آسماری نسبت به تنش‌ها رفتاری متفاوت دارد. تغییرات لیتولوژی مخزن، وجود لایه‌های تبخیری گچساران در بالا و شیلی پابده در پائین، فعالیت‌های دو تراست محدود کننده و نیز موقعیت چاه حفاری بدیهی است در ایجاد الگوی موجود دخالت دارند. ترکیب این عوامل موجب تنوع تعداد و دسته‌های شکستگی شده است. بیشترین تغییرات در بخش میانی میدان است. در نتیجه راستاهای تنش حاصل از شکستگی‌های ریزشی و یا القایی نیز جابجائی‌هایی را نسبت به چاه‌های مختلف نشان می‌دهد.

تشکر و قدردانی

مؤلفین بر خود واجب می‌بینند که صمیمانه از همکاری بخش پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و نیز بخش پژوهشی مناطق نفت خیز جنوب تشکر و قدردانی نمایند. همچنین از حسن نظر داوران محترم که با پیشنهادات خود بر کیفیت و بهبود مقاله افزودند نیز سپاسگزاری می نمایند.

مراجع

Adams, T.D., Bourgeois, F., 1967. Asmari biostratigraphy. Iranian Oil Operating Companies, Geological and Exploration Division, Unpublished Report No. 1074: 1-37.

Agha Nabati, S.A., 2006, Geology of Iran. Published by Geological Organization of Iran, 640p. (In Persian).

Aghli, A., Soleimani, B., Cherchi, A., Zhamtekesh, A., 2016. Determining a new method for identifying fractured zones on petrophysical diagrams and its compatibility with illustrative diagrams. Oil Research 26 (86), 120-134. (In Persian).

Aghli, Q., 2013. Analysis of fractures in the Asmari reservoir of the Balaroud field using the imager diagram (FMI, EMI, UBI, OBMI), Master's thesis in Petroleum Geology, 162 p. (In Persian).

Aguilera, R., 1995. Naturally fractured reservoirs. 2nd Edition. Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA.

Ahmed, T., 2009. Working guide to reservoir rock properties and fluid flow. Gulf Professional Publishing.

Al-Awwad, S. F., Pomar, L., 2015. Origin of the rudstone–floatstone beds in the Upper Jurassic Arab-D reservoir, Khurais Complex, Saudi Arabia. Marine and Petroleum Geology 67, 743–768. doi:10.1016/j.marpetgeo.2015.05.0

Archie, G.E., 1952. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations. American Association Petroleum Geologists Bulletin 36 (2): 278–298. https://doi.org/10.1306/3D9343F7-16B1-11D7-8645000102C1865D

Avarjam, S., Mahboubi, A., Moussavi-Harami, R., Amiri-Bakhtiar, H., 2014. Provenance, tectonic Setting and geochemistry of Ahwaz sandstone member (Asmari Formation, Oligo-Miocene), Marun Oilfield, Zagros Basin, SW Iran. Acta Geologica Sinica 88(3), 931–948. doi:10.1111/1755-6724.12247

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

Bassiouni, Z., 1994. Theory, measurement, and interpretation of well logs, v.4, p. 372. Dallas, TX, USA: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.

Bazalgette, L., Petit, J.P., Amrhar, M., Ouanaïmi, H., 2010. Aspects and origins of fractured dip-domain boundaries in folded carbonate rocks. Journal Structural Geology 32 (4), 523–536. doi:10.1016/j.jsg.2010.03.002.

Bishop, K., Fernandez-Concheso, J., Davis, T., Davey, H., 2016. Mechanical and fracture stratigraphy modeling for development optimization in the Vaca Muerta Formation, Neuquen Basin, Argentina. In: American Association Petroleum Geologists Annual Convention and Exhibition.

Boyeldieu, C., Jeffreys, P., 1988. Formation Microscanner: New Developments. Trans., Soc. of Professional Well Log Analysts 11th European Formation Evaluation Symposium, Paris, paper X.

Browne, G. H., Slatt, R. M., 2002. Outcrop and behind-outcrop characterization of a late Miocene slope fan system, Mt. Messenger Formation, New Zealand. American Association Petroleum Geologists Bulletin 86(5), 841-862.

Buxton, M.W.N., Pedley, H.M., 1989. A standardized model for Tethyan Tertiary carbonate ramps. Journal Geological Society London 146, 746-748.

Charchi, A., Soleimani, B., Ahmadi, A., Mohamadian, R., 2022. Fracture density evaluation using well logs and oil production data in an onshore oil field. Bulletin of Geophysics and Oceanography 63 (3), 481-494. DOI 10.4430/bgo00383.

Chen, G.B., Li, T., Yang, L., Zhang, G.H., Li, J.W., Dong, H.J., 2021. Mechanical properties and failure mechanism of combined bodies with different coal-rock ratios and combinations. Journal Minning Strata Control Engineering 3 (2), 023522. doi:10.13532/j.jmsce.cn10-1638/td.20210108.001

Chen, M.Y., Dahan, C.A., Ekstrom, M.P., Lloyd, P.M., Rossi, D.J., 1987. Formation Imaging with Microelectrical Scanning Arrays. The Log Analyst 28 (3), 294. SPWLA-1987-v28n3a4.

Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Memeoir American Association Petroleum Geology 1, 108-121

Eide, C.H., 2012. Understanding drilling induced fractures (Master's thesis, University of Stavanger, Norway).

Embry, A. and Klovan, J.E., 1971. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, Northwest Territories. Bulletin Canadian Petroleum Geology 19, 730-781.

Flügel, E., 2004. Microfacies of Carbonate Rocks: analysis, interpretation and application. Springer, Berlin. P. 915.

Folk, R.L., 1974. The Natural History of Crystalline Calcium Carbonate: Effect of Magnesium Content and Salinity. Journal of Sedimentary Petrology 44, 40-53.

Golonka, J., Kiessling, W., 2002, Phanerozoic time scale and definition of time slices. In: Kiessling, W., Flügel, E., Golonka, J. (Eds.), Phanerozoic Reef Patterns. SEPM (Society for Sedimentary Geology) Special Publication 72, 11–20.

Goolsby, S.M., Slatt, R.M., Hurley, N.F., 2001. Core and borehole image log characterization of turbidite sandstones in the Lewis Shale, Green River Basin, Wyoming. In: American Association of Petroleum Geologists Annual Convention, Denver (abs).

Gudmundsson, A., Løtveit, I.F., 2014. Sills as fractured hydrocarbon reservoirs: examples and models. Geological Society, London, Special Publications 374, 251–271. https://doi.org/10.1144/SP374.5.

Haghparast, Q., Malgerd, Sh., Saberi, A., 1996. Comprehensive study of the Asmari reservoir of the Kupal field (reservoir specification phase). Report No.: P-9254, p. 200. (In Persian).

Halliburton, 2012. X-tended Range Micro Imager (XRMI™) Tool, 2P.

Haq, B.U., Hardenbol, J., Vail, P.R., Stover, L.E., Colin, J.P., Ioannides, N.S., Wright, R.C., Baum, G.R., Gombos, A.M., Jr., Pflum, C.E., Loutit, T.S., Jan du Chêne, R., Romine, K.K., Sarg, J.F., Posamentier, H.W., Morgan, B.E., 1988. Mesozoic and Cenozoic Chronostratigraphy and Cycles of Sea-Level Chang. Doi:https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0071. In: SEPM Special Publication: Sea-Level Changes: An Integrated Approach, Author(s) Cheryl K. Wilgus; Bruce S. Hastings; Henry Posamentier; John Van Wagoner; Charles A. Ross; Christopher G. St. C. Kendall, Vol. 42.

Kadhim, F.S., Samsuri, A., Kamal, A., 2013. A review in correlation between cementation factor and carbonate rock properties. Life Science Journal 10 (4), 2451-2458.

Laubach, S.E., Olson, J.E., Gross, M.R., 2009. Mechanical and fracture stratigraphy. American Association Petroleum Geologists Bulletin 93(11), 1413-1426.

Li, Y., Hou, G.T., Hari, K.R., Neng, Y., Lei, G.L., 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 Petroleum Geology 89, 243–251. doi:10.1016/j.marpetgeo.2017.05.025

Liu, G., Han, C., Yang, H., Xiu, J., Li, X., Hao, Z., Wei, B., Lv, N., 2024. Main Control Factors of Fracture Propagation in Reservoir: A Review. ACS Omega 9 (1), 117–136. https://doi.org/10.1021/acsomega.3c08547

Liu, K., Sheng, J.J., Zhang, Z., 2020. A simulation study of the effect of clay swelling on fracture generation and porosity change in shales under stress anisotropy. Engineering Geology 278, 105829. doi:10.1016/j.enggeo.2020.105829.

Lonergan, L., Wilkinson, J.J., McCaffrey, K.J.W., 1999. Fractures, fluid flow and mineralization: An introduction, Geological Society London Special Publications 155(1), 1-6. DOI: 10.1144/GSL.SP.1999.155.01.02

Maerten, L., Maerten, F., Lejri, M., 2018. Along fault friction and fluid pressure effects on the spatial distribution of fault-related fractures. Journal Structural Geology 108, 198–212. doi:10.1016/j.jsg.2017.10.008.

Mohammadloo, M., 2002. Well logging methods using FMS tools, Special Issue of Crystals- No. 11, Third Mining Student Conference, p. 10-13. (In Persian).

Mohsenipour, A., Zahmatkesh, I., Soleimani, B., 2022. Fractures analysis using core data and image logs: A case study in the Dalan-Kangan reservoir of South Pars Gas Field, Iran. Iranian Journal of Science and Technology. Transaction A, Science 46(2). DOI: 10.1007/s40995-022-01288-4

Motiei, H., 1993. Geology of Iran: Stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran, p. 536. (In Persian).

Mousavi Jazayeri, N., Soleimani, B., Chitforoosh, A., 2010. Fractures determination of Khami reservoir in Chilingar oil field, using FMS image log, cores and microscopic thin sections studies. The 1st International Applied Geological Congress, Department of Geology, Islamic Azad University - Mashad Branch, Iran, 26-28 April 2010.

Muir, P.R., Wallace, C.C., Done, T., Aguirre, J.D., 2015. Limited scope for latitudinal extension of reef corals. Science 348(6239), 1135–1138. doi:10.1126/science.1259911

Murray, A., Montgomery, D.W., 2012, Characteriz-ation of highly fractured basement, Say'un Masila Basin, Yemen. In: Spence, G. H., Redfern , J., Aguilera,R., Bevan, T. G., Cosgrove, J. W., Couples,G. D. Daniel, J.M. (eds) Advances in the Study of Fractured Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications 374, 289–310. First published online July 24, 2012. http://dx.doi.org/10.1144/SP374.1

Nabiei, M., yazdjerdi, K., Soleimany, B., Asadi, A., 2021. Analysis of fractures in the Dalan and Kangan carbonate reservoirs using FMI logs: Sefid-Zakhur gas field in the Fars Province, Iran. Carbonates Evaporites 36, https://doi.org/10.1007/s13146-021-00686-w.

Nelson, R., 2001. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. Elsevier.

Pavlovic, D. M., 1999. Thin bed analysis using borehole image logs in the Northern Gulf of Mexico. Bulletin of South Texas Geological Society XXXIX, (6).

Pettijohn, F.J., Potter, P.E., Siever, R., 1987. Sand and Sandstone. Springer, New York, p. 553.

Rezaie, A.H., Nogole-Sadat, M.A., 2004, Fracture Modeling in Asmari Reservoir of Rag-e Sefid Oil-Field by using Multiwell Image Log (FMS/FMI). Iranian International Journal Science 5(1), p.107-121.

Roehl, P.O., Choquette, P.W. (Eds.), 2012. Carbonate petroleum reservoirs. Springer Science & Business Media.

Roehl, P.O., Choquette, P.W., 1985. Perspectives on world-class carbonate petroleum reservoirs. American Association Petroleum Geologists Bulletin 69(1), 148-148.

Romero, J., Caus, E., Rosell, J., 2002. A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on late Middle Eocene deposits on the margin of the South Pyrenean basin (NE Spain). Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 179 (1-2), 43–56. doi:10.1016/s0031-0182(01)00406-0.

Russell, S.D., Akbar, M., Vissapragada, B., Walkden, G.M., 2002. Rock types and permeability prediction from dipmeter and image logs: Shuaiba reservoir (Aptian), Abu Dhabi. American Association Petroleum Geologists Bulletin 86 (10), 1709-1732.

Sabahi, M., 2017. Analysis of fractures in the reservoir rock of the Qom Formation in the Yurtsha field using surface and subsurface data. Master's thesis in Tectonics. P. 165. (In Persian).

Saedi, Q., 2009. Analysis of fractures in Asmari reservoir of Lali oil field using FMI log and petrophysical methods. Master's thesis in Petroleum Geology, p. 132. (In Persian).

Safinya, K.A., LeLan, P., Villegas, M., Cheung, P.S., 1991. Improved formation imaging with extended microelectrical arrays. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 6-9 October 1991. SPE-22726-MS. http://dx.doi.org/10.2118/22726-MS.

Salah, M.G., Alsharhan, A.S., 1998. The Precambrian basement: A major reservoir in the rifted basin, Gulf of Suez. Journal Petroleum Science Engineering 19 (3), 201–222. doi:10.1016/S0920-4105(97)00024-7.

Sanders, C.A.E., Fullarton, L., Calvert, S., 2003. Modelling fracture systems in extensional crystalline basement. Geological Society, London, Special Publications 214(1), 221-236.

Seller, D., Eubanks, D., King, G. 1994. Field Test of a Six Arm Microresistivity Borehole Imaging Tool. Presented at the SPWLA 35th Annual Logging Symposium, 1994. SPWLA-1994-W.

Seraj, M., Taghavipour, Sh., Ababaf, R., Mohammadian, R., 2008. Investigation of geometric and kinetic parameters of fractures in the Asmari reservoir of the Rag Sefid field based on the analysis of image logs (FMS). Proceedings of the 12th Conference of the Geological Society of Iran, Ahvaz. (In Persian).

Shackleton, J.R., Cooke, M.L., Sussman, A.J., 2005. Evidence for temporally changing mechanical stratigraphy and effects on joint-network architecture. Geology 33(2), 101-104.

Sherkati, S., Letouzey, J., 2004. Variation of structural style and basin evolutionin in the central Zagros Izeh zone and Dezful Embayment, Iran. Marine and Petroleum Geology 21, 535–554.

Slightam, C., 2012. Characterizing seismic-scale faults pre-and post-drilling; Lewisian Basement, West of Shetlands, UK. Geological Society, London, Special Publications 374(1), 311-331.

Sullivan, K.B., Schepel, K.J., 1995. Borehole image logs: applications in fractured and thinly bedded reservoirs. Paper presented at the SPWLA 36th Annual Logging Symposium, Paris, France, June 1995. Paper Number: SPWLA-1995-T.

Sunarjanto, D., Widjaja, S., 2013. Potential development of hydrocarbon in Basement reservoirs in Indonesia. Indonesian Journal on Geoscience 8(3), 151-161.

Taghavipour, Sh., Mohammadian, R., 2004. Study of fractures in Maroon well#305 using UBI diagram. Report No. P-5561. (In Persian).

Tamimi, M., 2003. Study of fractures of the Asmari reservoir of the Karanj field. Master's thesis in Geology, Petroleum Geology, Shahid Chamran University of Ahvaz, p. 138. (In Persian).

Wang, R.Y., Ding, W.L., Zhang, Y.Q., Wang, Z., Wang, X.H., He, J.H., Zeng, W., Dai, P., 2016. Analysis of developmental characteristics and dominant factors of fractures in lower Cambrian marine shale reservoirs: A case study of niutitang formation in cen'gong block, southern China. Journal Petroleum Science Engineering 138, 31–49. doi:10.1016/j. petrol.2015.12.004

Wang, W., Yi, J., Shan, X., Zhang, X., Liu, X., Liu, P., Ren, S., 2022. Characteristics of fractures development and its controlling factors within the buried hill reservoirs from the Archaean metamorphic basement in the Bozhong Sag, Bohai Bay Basin, Eastern China. Frontier Earth Sciences 2022, 10, 1-20. https://doi.org/10.3389/feart.2022.935508

Warren, J.K., 2006. Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons. Springer Verlag, Brunei.

Wibowo, R.A., Hindadari, W., Raguwanti, R., Silitonga, P.D., 2006. Using borehole image data and seismic inversion for identification of fractures and reservoir characterization of gas carbonate reservoir at Merbau Field, South Palembang Basin, Sumatra, Indonesia. 23rd World Gas Conference, Amsterdam 2006.

Wilson, J.L., 1975. Carbonate Facies in Geologic History. Springer Verlag, New York, p. 471. https://doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8.

Witton-Barnes, E.M., Hurley, N.F., Slatt, R.M., 2002. Outcrop and subsurface criteria for differentiation of sheet and channel-fill strata; example from the Cretaceous Lewis Shale, Wyoming, in Deep-water reservoirs of the world; Gulf Coast Section Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Foundation, 20th annual Bob F. Perkins research conference 20, 1087-1105.

Ye, T., Chen, A. Q., Niu, C.M., Wang, Q.B., 2021b. Structural, petrophysical and lithological characterization of crystalline bedrock buried-hill reservoirs: A case study of the southern Jinzhou oilfield in offshore

Bohai Bay Basin, north China. Journal Petroleum Science Engineering 196, 107950. doi:10.1016/j.petrol.2020.107950

Ye, T., Niu, C.M., Wei, A.J., 2020b. Characteristics and genetic mechanism of large granitic buried-hill reservoir, a case study from PengLai oil field of Bohai Bay Basin, north China. Journal Petroleum Science Engineering 189, 106988. doi:10.1016/j.petrol.2020.106988.

Yin, S., Han, C., Wu, Z.H., Li, Q.M., 2019. Developmental characteristics, influencing factors and prediction of fractures for a tight gas sandstone in a gentle structural area of the Ordos Basin, China. Journal Natural Gas Science Engineering 72, 103032. doi:10.1016/j.jngse.2019.103032.

Yue, X.W., Dai, J.S., Wang, K., 2014. Influence of rock mechanics parameters on fracture development. Journal Geomechanics 20 (4), 372–378. doi:10.3969/j.issn.1006-6616.2014.04.005

Zeng, W.T., Zhang, J.C., Ding, W.L., Zhao, S., Zhang, Y.Q., Liu, Z.J., Jiu, K., 2013. Fracture development in Paleozoic shale of Chongqing area (South China). Part one: Fracture characteristics and comparative analysis of main controlling factors. Journal Asian Earth Science 75 (5), 251–266. doi:10.1016/j.jseaes.2013.07.014.

Zhao, K.K., Jiang, P.F., Feng, Y.J., Sun, X.D., Cheng, L.X., Zheng, J.W., 2021. Investigation of the characteristics of hydraulic fracture initiation by using maximum tangential stress criterion. Journal Mining and Strata Control Engineering 3 (2), 023520. doi:10.13532/j.jmsce.cn10-1638/td.20201217.001

Ziegler, M.A., 2001. Late Permian to Holocene Paleofacies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences. GeoArabia 6 (3), 445-504.

Zohrabzadeh. M., 2005. Systematic analysis of fractures in the Asmari reservoir of the Rag Sefid field using the results of FMS/FMI diagrams. Report No. P-5718, National Oil Fields Company of the South. (In Persian).