

Fracture intensity estimation in carbonate reservoirs using XMAC, STAR and VDL data analysis: A case study from Asmari reservoir in Aghajari oil field, SW Iran

Ghasem Saedi¹, Bahman Soleimani^{1*}, Babak Samani²

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 Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

Keywords: Fracture intensity, XMAC tool, Stoneley waves, STAR image log, Velocity deviation log (VDL)

1-Introduction

Carbonate rocks form the central part of hydrocarbon reservoirs worldwide, about 60% (Lamarche et al., 2012). Fractured reservoir contributes about 85% of hydrocarbon reservoirs. Thus, the main reason to study this type and fracture analysis is to understand the fracture behavior (Bourbiaux, 2010; Guerriero et al., 2011; Tarazona, 2017) due to their importance because of production and drilling process. Core samples, image logs, and sonic tools are the foremost valuable tools for fracture analysis in subsurface studies (Esmersoy, 1995). Of these sonic plots (e.g., compressive, shear, and Stoneley waves), they have higher efficiency than other methods due to estimating the primary porosity of matrix and are sensitive to reservoir properties such as permeability (Han et al., 2018). There are available numerous research publications (Hsu et al., 1985; Cheruvier and Winkler, 1987; Hornby et al., 1989; Zaree et al., 2015; Saedi et al., 2017). The present study gives a new way of determining and interpreting fractures in subsurface formations in the Aghajari oil field. The Aghajari oil field is located at the border of northern and southern Dezful embayment in the Zagross basin. The field is an asymmetrical anticline with a 56km length and 6 km wide (Fig. 1; Arzani, 2016).

2-Methodology

Cross Multiple Array Acoustic Log (XMACelite) is a new version of sonic tools with monopole and dipole tools running in drilled wells in both open /casing conditions. The device can get data to study reservoir heterogeneity using compressive and Stoneley waves after needed corrections such as frequency and time average filtering. Regarding the distance between receivers and linear dip estimation of the same options, the velocity of options was calculated. Naturally, the slowness trend is observed including compressive wave, shear, and also Stoneley. The semblance technique was used, and the output is STC (Semblance Time Coherency) plot to discriminate all waves.

Finally, based on direct and reflected waves (up or down) of Stoneley wave, Chevron pattern of fractures was detected (in zone-1) in data presentation of receiver no. 1 of monopole tool.

3- Results and discussion

Based on reflected Stoneley waves in the vicinity of fractures, direct waves and then reflected waves are subtracted from the initial wave. Reflected coefficient (RC) will be introduced by dividing reflected to direct waves that its intensity will be proportional to fracture density:

$$RC(w) = R(w)/D(w)$$

The major parameters which are affected on Stoneley waves must be removed or filtered. They should be detected by VDL (velocity deviation log; Wyllie et al., 1956; Anselmetti and Eberli, 1993) and

*Corresponding author: soleimani_b@scu.ac.ir

DOI: 10.22055/aag.2020.32437.2086

Received 2020-01-29

Accepted 2020-06-28

image logs. These parameters are lithological variation and layering, well breakout, and bad sectors of the well. The STAR image log as a standard tool indirect detection and evaluation fracture and VDL were used to uncertainty the results of Stonely wave application. STAR is an electrical image with six pads, 24 sensors of micro resistivity with a resolution of 0.2 inches. In a well with 8-inch diameter, the tool covered about 60% of the drilled well section. VDL is a synthetic log indicating differences between the velocity of natural and synthetic compressive waves:

$$Vp_{real} = \frac{304.8}{DT_{log}} \qquad Vp_{syn} = \frac{304.8}{DT_{syn}}$$

Where DTlog is the reading of sonic log per micro second /feet (μs/ft).

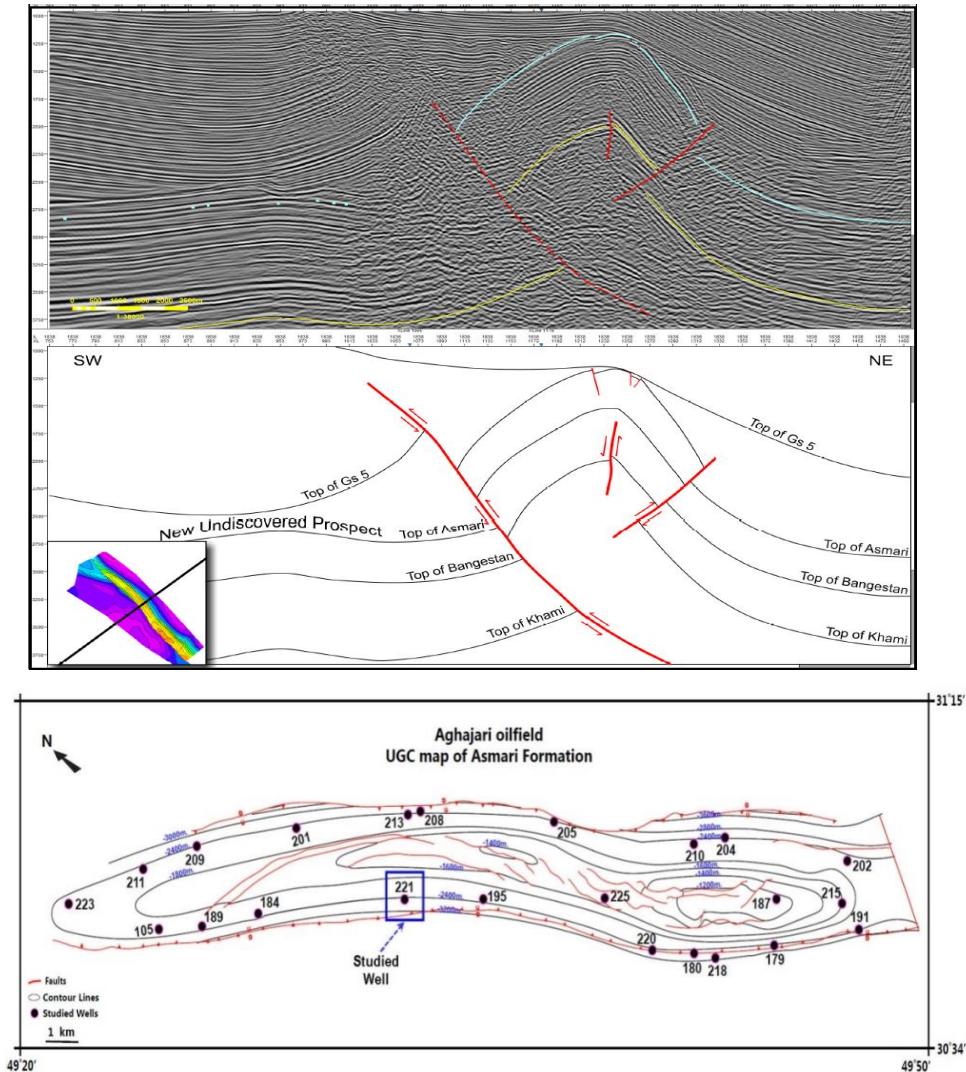


Fig. 1. Seismic section of the Aghajari field near to the understudy well (top) along with subsurface contour map (UGC) (below) at the top of the Asmari Formation. Modified after Arzani (2016).

To plot synthetic sonic log, porosity equation was used. Sonic porosity will be estimated through the following eq. However instead of sonic we can use neutron-density porosity. As there is saline fluid in annulus, DT_{fl} is equal to 185 μs/ft (Serra and Serra, 2004). Then VDL will be plotted:

$$\varphi_S = \frac{DT_{log} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \quad \rightarrow \quad \varphi_{ND} = \frac{DT_{syn} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \qquad \Delta Vp = Vp_{real} - Vp_{syn}$$

Three zones can be detected based on VDL responses (Wang and Nur, 1990; Anselmetti and Eberli, 1999): $DVp > +500$ (high velocity and porosity type are intragrain and moldic), $-500 < DVp < +500$ (near zero velocity and porosity type are fine, intercrystalline and inter grains), and $DVp < -500$ (very low velocity and high permeability esp. fractured zones).

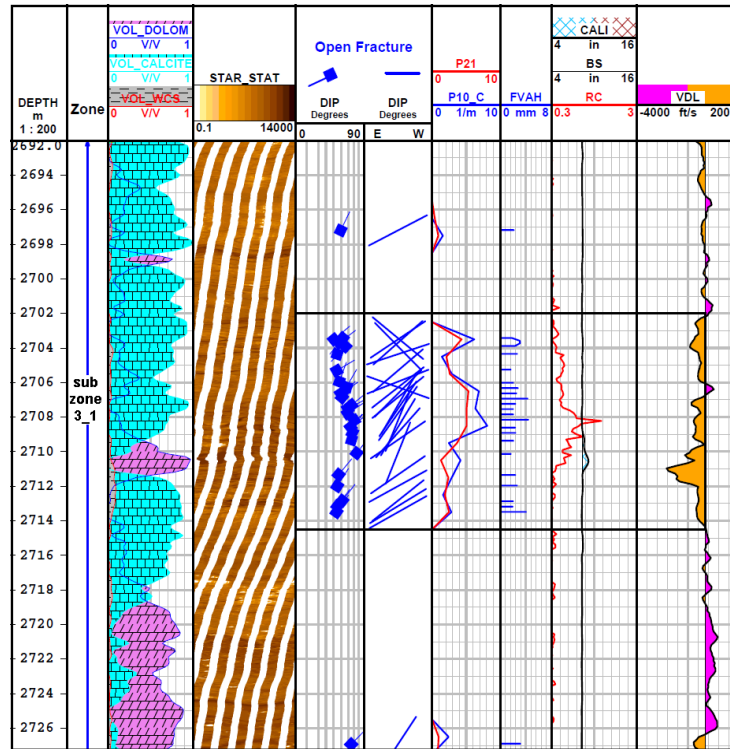


Fig. 2. The comparison of negative VDL and high RC in the vicinity of interpreted fractures in STAR image log (FVAH, P10 and P21 logs are indicating opening, density, and length of fractures, respectively).

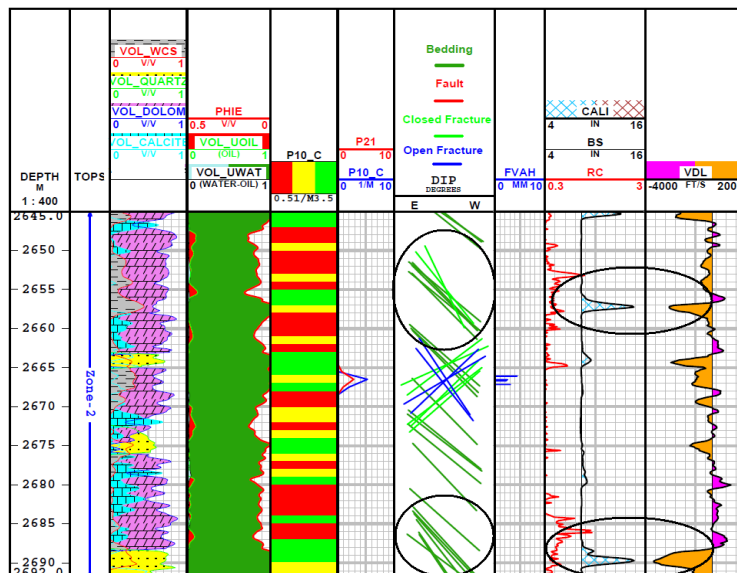


Fig. 3. Induced error (negative VDL and high RC) due to lithological changes (layering plane with green color) and well breakout in the vicinity of caliper log (FVAH, P10 and P21 logs are indicating opening, density, and length of fractures, respectively).

The results of the STAR image study revealed different parameters related to fractures such as numbers (P10-C), length (P21), and opening factor (FVAH). These data were compared to XMAC results. This comparison shows excellent consistency. In zone 1 chevron pattern is an indicator of fractures. All data are exhibiting sound correlation (Figs. 2 and 3).

4-Conclusions

Fracture properties estimation such as density, length and width (opening) are essential in reservoir evaluation. The present study introduced a new method to fracture study using Stonely wave in one of hydrocarbon oil fields, SW Iran. This method has some advantages over standard techniques of fracture analysis. XMAC sonic tools is a power full which is utilized of direct and reflected waves and Stonely wave and related equations to estimate fracture properties. Destructive effective parameters on Stonely waves such as lithological variation layering and bad sectors and breakout features of drilled well have removed.

The results were checked by VDL (velocity deviation log) and indicate a good correlation between RC and other standard methods. The method is applicable and proposed to use in all those wells that are not taken the required data such as core samples or image logs.

Acknowledgements

The authors give thanks to research sections of NISOC (National Iranian South Oil Company) and the Shahid Chamran University of Ahvaz for all considerations and permission of paper publication. The paper was granted by these organizations (SCU.EG98.804 grant No. in the University). The authors will also be thanks to anonymous referees for all kind comments to improve the paper quality.

References

- Anselmetti, F.S., Eberli, G.P., 1993. Controls on sonic velocity in carbonates: *Pure & Applied Geophysics* 141, 287-323.
- Anselmetti, F.S., Eberli, G.P., 1999. The velocity – deviation log: A tool to predict pore type permeability trends in carbonates drill holes from sonic & porosity or density logs. *AAPG Bulletin* 83(3), 450-466.
- Arzani, A., 2016. Structural interpretation of 3D seismic data acquisition in Asmari reservoir of Aghajari oilfield. Report Number: 8479, National Iranian South Oil Company, Exploitational Geology Section, Ahwaz, Iran.
- Bourbiaux, B., 2010. Fractured reservoir simulation: A challenging and rewarding issue. *Oil Gas Science and Technology Institute, Franais du Petrole* 65, 227–238.
- Chervier, E., Winkler, K.W., 1987. Field example of in situ permeability indication from full acoustic wave-trains. Presented at the 28th Annual, Logging Symposium Sot Prof Well Log Anal.
- Esmersoy, C., Kane, M., Boyd, A., Denoo, S., 1995. Fracture and Stress Evaluation Using Dipole-Shear Anisotropy Logs, SPWLA 36th Annual Logging Symposium, June 26-29, Paris, France, 12p.
- Guerriero, V., Vitale, S., Ciarcia, S., Mazzoli, S., 2011. Improved statistical multi-scale analysis of fractured reservoir analogues. *Tectonophysics* 504, 14–24.
- Han, X., Zheng, L., Chen, C., Shi, H., 2018. Velocity and attenuation of elastic wave in a developed layer with the initial inner percolation in the pores. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 8, 1079–1088.
- Hornby, R.E., Johnson, D.L., Winkler, K.H., Plumb, R.A., 1989. Fracture evaluation using reflected Stoneley wave arrivals. *Geophysics* 54 (10), 1274–1288.
- Hsu, K., Brie, A., Plumb, R.A., 1985. A new method for fracture identification using array sonic tools. Presented at Annual Conference of Society Petroleum Engineering, Paper SPE 14397.
- Lamarche, J., Lavenu, A.P.C., Gauthier, B.D.M., Guglielmi, Y., Jayet, O., 2012. Relationships between fracture patterns, geodynamics and mechanical stratigraphy in Carbonates (South-East Basin, France). *Tectonophysics* 581, 231–245.
- Saedi, G., Soleimani, B., Esmailzadeh, Sh., 2017. Fracture characterization utilizing FMI, Velocity deviation log, Core description and thin sections data. *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie* 284, 15-28.
- Serra, O., Serra, L., 2004. *Well Logging Data and Acquisition and Applications*. Editions Serralog – 25 Rue des Caumieres- 14370 Mery Corbon, France, 674 p.
- Tarazona, J.M., Arias, H., Salazar, E.D.S., 2017. Critically Stressed Fracture Analysis to Evaluate Mud Losses Mechanism in Castilla Field, Colombia; 7th Symposium International Geomechanic, 13-16 March, Medellin, Antioquia, Colombia, 9p.
- Wang, Z., Nur, A., 1990. Dispersion analysis of acoustic velocities in rocks. *Journal of Acoustical society of America* 87, 2384-2395.
- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., Gardner, L.W., 1956. Elastic Wave Velocities in heterogeneous & porous media. *Geophysics* 21, 41-70.

Zaree, V., Riahi, M.A., Khoshbakht, F., Hemmati, H.R., 2015. Estimating fracture intensity in hydrocarbon reservoir: An approach using DSI data analysis. Carbonates Evaporites 31(1), 101-107.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Saedi, G., Soleimani, B., Samani, B., 2021. Fracture Intensity Estimation in carbonate reservoirs using XMAC, STAR and VDL data Analysis: A case study from Asmari Reservoir in Aghajari oil field, SW Iran. Adv. Appl. Geol. 11(1), 99-115.

DOI: 10.22055/aag.2020.32437.2086

url: https://aag.scu.ac.ir/article_15864.html?lang=en

تخمین تراکم شکستگی در مخازن کربناته با استفاده از آنالیز داده XMAC، STAR و VDL: مطالعه موردی مخزن آسماری میدان آغاچاری، جنوب غرب ایران

قاسم ساعدی

گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

بهمن سلیمانی*

گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

بابک سامانی

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

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۱۱/۰۹ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۴/۰۸

*soleimani_b@scu.ac.ir

چکیده

تعیین فواصل دارای تراکم شکستگی در مخازن کربناته نقش مهمی در مدیریت هزینه، افزایش بهره‌وری و توسعه میدان از این مناطق را بازی می‌کند. مطالعه مغزه-ها و نمودارهای تصویرگر از روش‌های مستقیم و متداول مطالعه شکستگی‌ها در فواصل مخزنی به صورت یک داده پیوسته است. در این مطالعه از ابزار XMAC جهت تعیین محل قرارگیری و همچنین ارزیابی شکستگی‌های سازند مستعد شکستگی آسماری استفاده شده است. این ابزار با اندازه‌گیری و آنالیز امواج استونلی در محیط نرم افزار Geolog 8 قابلیت ارزیابی و آشکارسازی شکستگی‌ها را بصورت پیوسته انجام می‌دهد. پس از پردازش داده‌ها و اعمال فیلترهای مختلف جهت بهبود امواج دریافتی، ضریب انعکاسی (RC) با کسر امواج مستقیم و انعکاسی (بصورت دو نوع موج Up و Down) از موج اولیه محاسبه گردید که خود تابعی از محل قرارگیری و تراکم شکستگی‌ها می‌باشد. بمنظور صحت سنجی، نتایج مطالعه با اطلاعات نمودار تصویرگر STAR و همچنین نمودار VDL (مشتق از داده‌های پتروفیزیکی) به ترتیب به عنوان دو روش مستقیم و غیر مستقیم در ارزیابی شکستگی‌ها مقایسه گردید. نتایج حاصل از مطالعه در بیشتر زون‌ها بیانگر تطابق بسیار خوب فاکتور ضریب انعکاس با تراکم شکستگی‌های حاصل از تفسیر نمودار تصویرگر بوده مشروط بر آنکه فواصل دارای تغییرات لایه‌بندی و همچنین ریزشهای دیواره چاه شناسایی و تعیین گردند. این روش در میداین هدف که کسب داده از روش‌های مستقیم مطالعه نمودارهای تصویرگر و مغزه امکان‌پذیر نیست، کاربردی و پیشنهاد می‌گردد.

کلمات کلیدی: شدت شکستگی، ابزار XMAC، امواج استونلی، نمودار تصویرگر STAR، نمودار انحراف سرعت (VDL)

مقدمه

سطحی است (هزینه بالای مغزه‌گیری و استفاده از نمودارهای تصویرگر). همچنین نمودارهای تصویرگر فقط در چاه‌های حفرة باز جهت ارزیابی شکستگی‌ها کارایی دارند، در حالیکه ابزارهای صوتی در چاه‌های جداره گذاری شده نیز کارآمد می‌باشند (Esmersoy, 1995).

در میان روش‌های موجود، نمودارهای صوتی (امواج تراکمی، برشی و استونلی) به علت محاسبه تخلخل اولیه ماتریکس سنگ و همچنین حساسیت به ویژگی‌های مهم مخزن مثل تراوایی و شکستگی‌ها دارای کاربردهای عملی و خاص می‌باشند (Han et al., 2018).

استفاده از امواج استونلی برای ارزیابی و آشکارسازی شکستگی‌ها با استفاده از ابزار دو قطبی صوتی (Dipole Sonic) برای اولین بار توسط پایلیت و وایت (Paillet and White, 1982) انجام گرفت. بعداً ویلیامز و همکاران (William's et al., 1984) ارتباط بین میرایی و سرعت امواج صوتی را در مقابل تراوایی سازند مورد بررسی قرار دادند.

تقریباً ۶۰ درصد مخازن هیدروکربنی دنیا از نوع کربناته بوده که ۸۵ درصد آنها مخازن شکسته طبیعی را شامل می‌شوند (Lamarche et al., 2012). در مخازن شکسته‌ای که عمدتاً از کربنات‌ها و سنگ‌های دانه‌ریز تشکیل شده‌اند، تعیین دسته شکستگی‌هایی که قالب سنگ و جریان سیال را کنترل می‌کنند، کلید و رمز موفقیت بهره‌برداری از این نوع مخازن می‌باشد (Guerrero et al., 2011). در مخازن شکسته، اگرچه وجود سیستم شکستگی بهم مرتبط یا همان شبکه شکستگی برای تولید ضروری است ولی یک فاکتور تهدیدکننده جهت اهداف حفاری می‌باشد (Tarazona, 2017).

در دهه‌های اخیر بهره‌برداری ذخایر هیدروکربنی از مخازن طبیعی شکسته بخاطر نقش مهم این عوارض در پیشگویی جریان سیال مشوق تحقیقات بی‌شماری گردیده است (Bourbiaux, 2010). اما نکته مهمی که در تمامی مطالعات شکستگی‌ها در دنیا به نظر می‌رسد، هزینه بالا و صرف زمان زیاد در مطالعه شکستگی‌های زیر

کوهستان (MFF) مشخص می‌شود و محدوده جنوب غربی آن تقریباً در طول تاقدیس هم‌محور با ساختارهای شمال غرب - جنوب شرق پیشانی زاگرس واقع شده است. مرز شرقی آن توسط گسل کازرون (KF)، و مرز شمالی آن با گسل بالارود (BF) احاطه می‌شود (McQuarrie and van Hinsbergen, 2013) (شکل ۲). همچنین، این فروافتادگی بر اثر زون گسلی هندیمان - بهرگانسر با راستای شمالی - جنوبی تقریباً از وسط به دو منطقه دزفول شمالی و دزفول جنوبی تقسیم شده که میدان نفتی آغاچاری تقریباً در فروافتادگی دزفول شمالی واقع شده است (Moteiei, 1995).

در میدان نفتی مورد مطالعه، سازند آسماری (بعنوان مثال شکل C۱) بین ۱۷۰ متر (حداقل ضخامت در چاه ۹۶) تا ۴۶۰ متر (حداکثر ضخامت در چاه ۱۲۷) ضخامت داشته و میانگین ضخامت آن حدود ۴۰۰ متر است. در قسمت شرقی میدان، کاهش ضخامت قابل ملاحظه - ای در سازند آسماری مشاهده می‌شود. مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که این کاهش ضخامت، منشاء چینه‌ای داشته و به بلندی‌های قدیمه (Paleo high) مربوط است (KPE, 2005). این بلندی‌ها از روند گسل‌های پی‌سنگی زاگرس تبعیت نموده و عمدتاً دارای روند شمالی - جنوبی هستند.

در میدان نفتی مورد مطالعه، قسمت‌هایی از سازند آسماری به صورت بین‌لایه‌ای به رسوبات سیلیسی - آواری تغییر رخساره داده و تحت عنوان بخش ماسه‌سنگی اهواز نامیده می‌شود (Avarjani et al., 2014). به سمت لرستان، یک رخساره تبخیری به نام بخش کلهر در این سازند ظاهر می‌شود (Ehrenberg et al., 2007). سن سازند آسماری در شمال غرب (لرستان و خوزستان) روپلین تا بوردگالین بوده، اما به سمت جنوب شرق (فارس) عمدتاً روپلین تا شاتین گزارش شده است (Van Buchem et al., 2010). بر اساس مطالعات بایواستراتیگرافی، سن سازند آسماری در میدان نفتی آغاچاری شاتین - بوردگالین تعیین شده است (Yazdani, 2014).

بر اساس مطالعه شرکت مهندسی نفت کیش (KPE) در سال ۲۰۰۵، تاقدیس آغاچاری یک چین گسلی جدایشی با محور سینوسی است که در رأس سازند آسماری، شیب یال جنوبی آن بیشتر از یال شمالی است. شیب یال جنوبی بین ۲۰ تا ۷۶ درجه بوده که بیشترین مقدار آن مربوط به دماغه شرقی تاقدیس و شیب یال شمالی بین ۱۰ تا ۴۰ درجه اندازه‌گیری شده که بیشترین مقدار آن مربوط به قسمت میانی میدان است. همانطوریکه در نزدیکترین مقطع لرزه‌ای عبوری از کوهانه مرکزی میدان آغاچاری (Arzani, 2016) در حوالی چاه مورد مطالعه دیده می‌شود، فشارهای ناشی از دو گسل تراستی و بک تراستی باعث خمش بیش از حد ساختمان شده و سیستمی از گسل - های نرمال در راس ساختمان شده که بعضاً جابجایی قابل توجهی در آنها دیده می‌شود. در تفسیر مقطع موجود، محور چین تغییر کرده و به سمت شمال در حال چرخش می‌باشد. بر اساس داده‌های لرزه‌ای سه بعدی موجود فرم ساختمان در این بخش از میدان از چین خم گسلی به چین انتشار گسلی تغییر یافته است (شکل ۲).

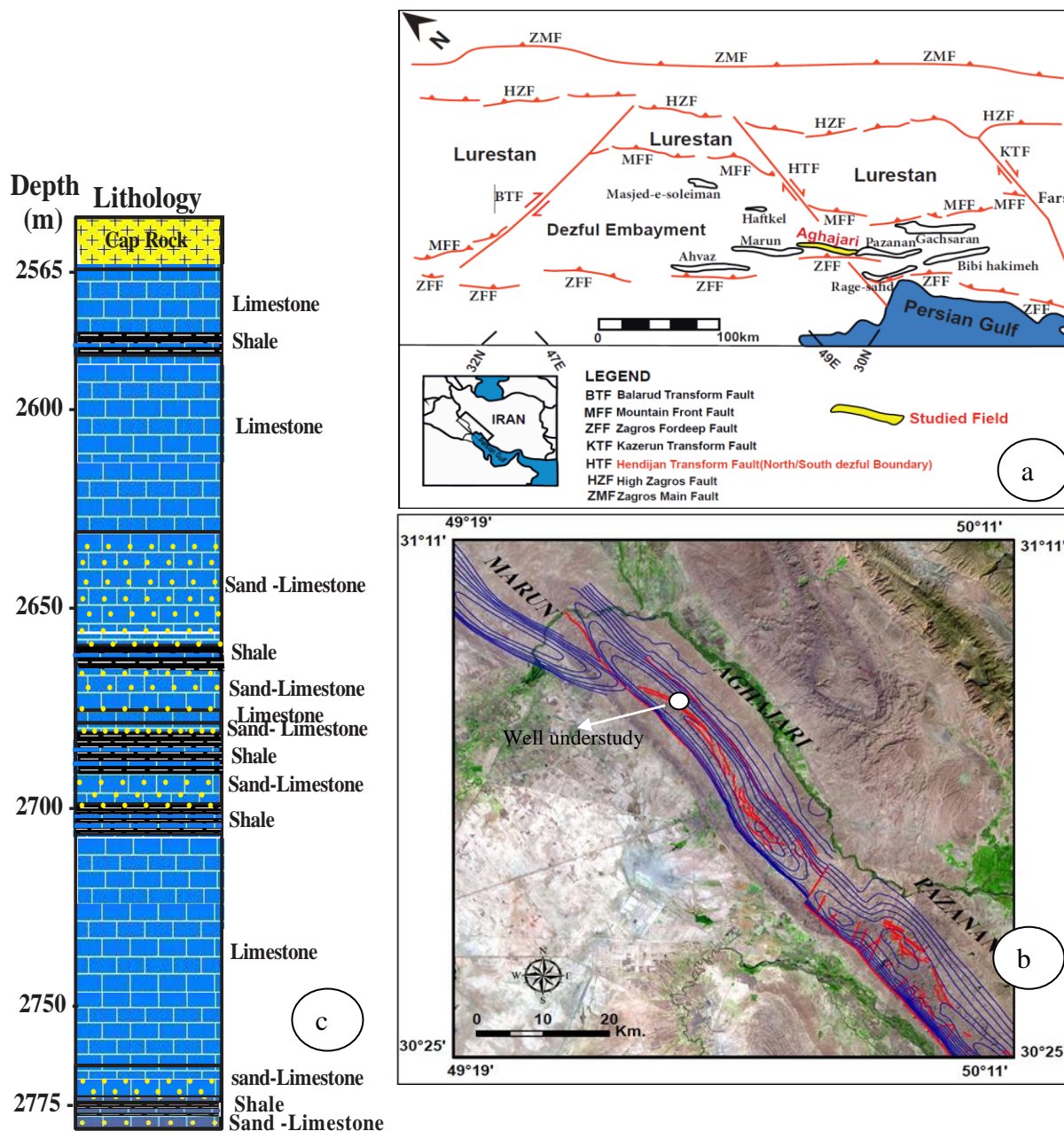
هسو و همکاران (Hsu et al., 1985) جریان سیال به درون شکستگی‌های تراوا را علت میرایی امواج مستقیم استونلی بیان نمود. شرورویر و وینکلر (Cheruvier and Winkler, 1987) بصورت کیفی ارتباط بین دامنه امواج استونلی و تراوایی را مورد مطالعه قرار دادند. هورنی و همکاران (Hornby et al., 1989) با استفاده از امواج استونلی فرکانس پایین و مدل‌های عددی ساده محل و بازشدگی موثر شکستگی‌ها را در سازندهای متراکم تعیین نمودند. زارعی و همکاران (Zaree et al., 2015) محل و تراکم شکستگی‌ها در مخازن کربناته ایران را با استفاده از ابزار صوتی دوقطبی (DSI) پیش‌بینی نمود. ساعدی و همکاران (Saedi et al., 2017) به توصیف شکستگیهای مخزن با استفاده از اطلاعات نمودارهای VDL, FMI, مغزه و مقطع نازک در یکی از میداین جنوب غرب ایران پرداختند. در این مطالعه سعی شده است که روش جدیدی در زمینه شناسایی و تفسیر شکستگی‌ها در سازندهای زیر سطحی ارائه گردد.

موقعیت جغرافیایی و زمین شناسی میدان نفتی آغاچاری

میدان نفتی آغاچاری یکی از بزرگترین میداین هیدروکربوری حوضه زاگرس در مرز بین فروافتادگی دزفول شمالی و دزفول جنوبی واقع شده (قسمت اعظم آن در فروافتادگی دزفول شمالی) است (شکل a۱). این میدان از شمال به میدان کرنج، از جنوب به میدان رامشیر، از شرق به میدان پازنان و از غرب به میدان مارون منتهی می‌شود. این تاقدیس نامتقارن با پلانژ دوگانه و روند زاگرسی (شمال غربی - جنوب شرقی) است که در افق آسماری دارای ۵۶ کیلومتر طول و ۶ کیلومتر عرض بوده و در بخش شرقی میدان، عرض آن به ۷ کیلومتر می‌رسد. در این افق، چین تک کوهانه بوده و با انحراف محوری نسبتاً زیاد چپگرد مشخص می‌شود (Arzani, 2016).

میدان نفتی آغاچاری در استان خوزستان، در ۹۰ کیلومتری جنوب - شرق اهواز و حدود ۵ کیلومتری شرق شهر امیدیه، در محدوده طول‌های جغرافیایی ۲۰' ۴۹° تا ۵۰' ۴۹° و عرض‌های جغرافیایی ۳۴' ۳۰° تا ۱۵' ۳۱° قرار دارد (شکل b۱). شهرهای امیدیه و آغاچاری از شهرهای مهم و نزدیک به میدان نفتی آغاچاری محسوب می‌شوند. آغاچاری یکی از شهرهای شهرستان بهبهان و از توابع آن می‌باشد. ولی بیشترین مساحت میدان نفتی آغاچاری در شهرستان امیدیه واقع شده است (Alizadeh, 2008).

فروافتادگی دزفول بخشی از کمربند چین‌خورده - رورانده زاگرس است که در جنوب غربی زون راندگی‌ها قرار دارد و ساختار کلی و مرزهای آن ممکن است با گسل‌های پی‌سنگی در ارتباط باشند (Moghaddam, 2013). تقریباً همه‌ی نفت تولیدی حوضه زاگرس (و از جمله میدان نفتی مورد مطالعه) در این ناحیه با مساحت حدود ۴۰/۰۰۰ کیلومتر مربع قرار دارد (Bordenave and Hegre, 2010). در فروافتادگی دزفول بیش از ۴۵ میدان عظیم نفتی وجود دارد که غالب این مخازن با پوشش گازی همراه هستند (Bordenave, 2008). محدوده شمال شرقی فروافتادگی دزفول بوسیله گسل پیشانی



شکل ۱- (a) جایگاه ساختاری فروافتادگی دزفول در کمربند چین خورده - تراستی زاگرس و موقعیت میدان نفتی آغاچاری (با تغییر از Vatandoust and Farzipour Saein, 2017)، (b) تصویر ماهواره‌ای لندست از محدوده میدان آغاچاری به همراه میداین مجاور (مارون و پازنان)، نقشه خطوط تراز زیر سطحی (UGC) براساس رأس سازند آسماری و موقعیت چاه مورد مطالعه و (c) ستون چینه‌ای سازند آسماری در چاه مورد مطالعه.

Fig. 1. (a) Structural position of Dezful embayment in folded-thrust Zagros and the Aghajari oil field position. Modified after Vatandoust and Farzipour Saein (2017), (b) Landsat image of the Aghajari and adjacent oil fields (Marun and Pazanan), UGC map based on Asmari Formation crest as well as well site location, and (c) Stratigraphic column of well under study.

استونلی و همچنین موج برشی دوقطبی را تحت هر شرایط زمین شناسی و در چاه‌های حفره باز و نیز دارای پوشش جداری را فراهم می‌نماید. این وسیله صوتی در حالت دوقطبی متقاطع برای مطالعات ناهمسانگردی سنگ‌ها که تحت تاثیر استرس و یا شکستگی‌های طبیعی

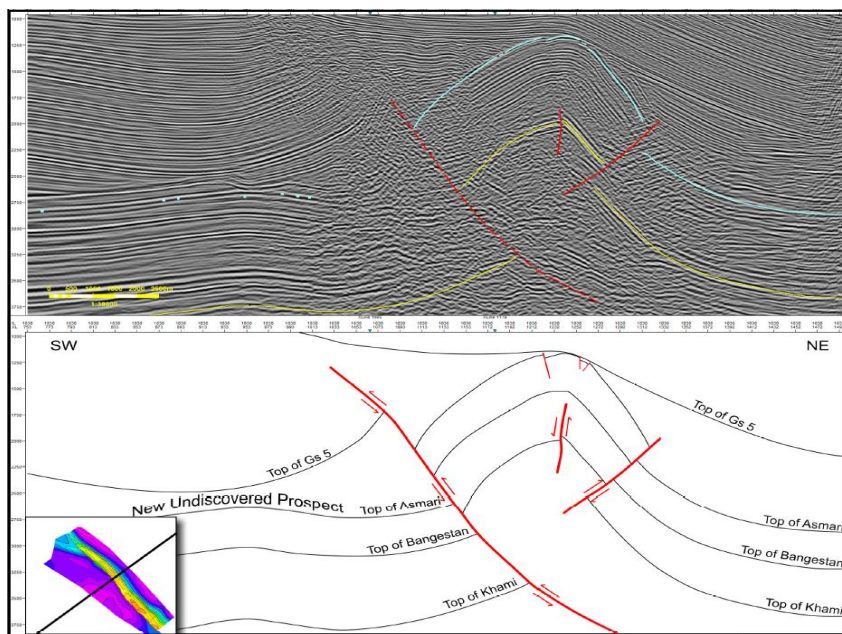
روش انجام کار

ابزار دوقطبی آرایه‌ای صوتی (XMAC^{Elite} = Cross Multiple Array Acoustic Log) شرکت بیکراپلس، نسل جدیدی از تکنولوژی صوتی درون چاهی با فرستنده‌های تک قطبی و دوقطبی می‌باشد که امکان به دست آوردن موج‌های تک قطبی تراکمی، برشی،

(حذف فرکانس‌های ناخواسته در حوزه فرکانسی با استفاده از روش فیلتر Band Pass استخراج گردیده است. در شکل ۳ داده‌های حاصل از دریافت موج صوتی ارسالی از فرستنده تک قطبی در ۸ گیرنده نسبت به فاصله گیرنده از فرستنده نمایش داده شده است که بیانگر پدیده جابجایی (Move out) می‌باشد.

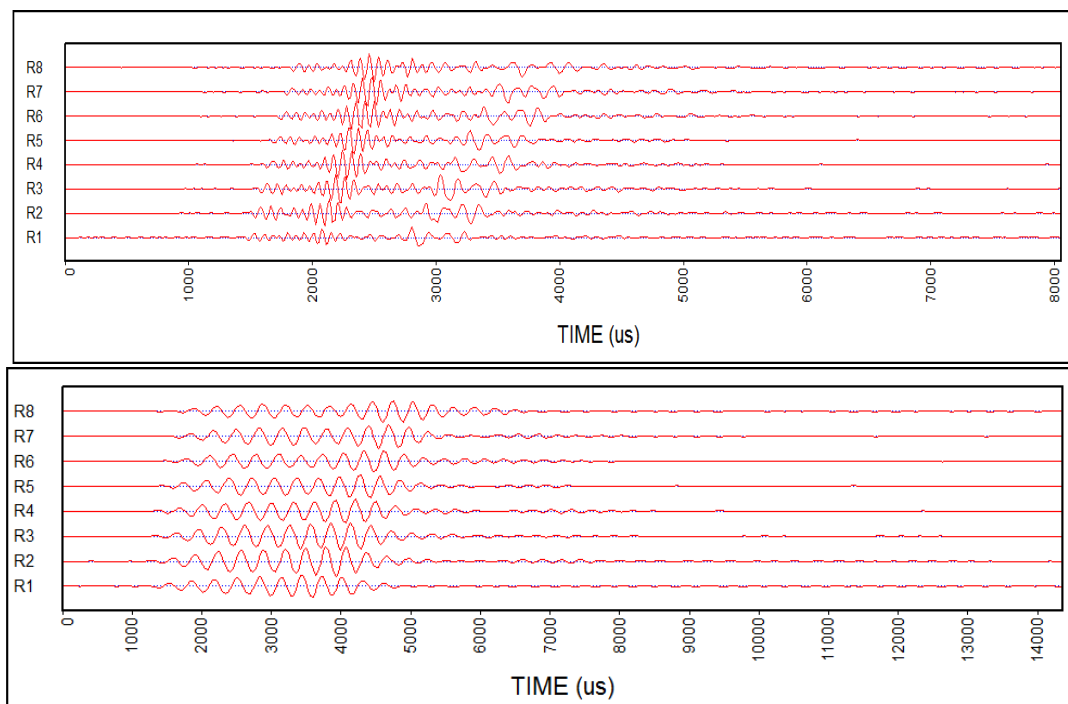
بوجود آمده باشند و همچنین ارزیابی جهت‌گیری این نواحی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

در این مطالعه سرعت امواج صوتی تراکمی و استونلی از اطلاعات بسته شکل موج تک قطبی و سرعت موج برشی از اطلاعات بسته شکل موج‌های تک قطبی و دو قطبی متقاطع پس از اعمال تصحیحات فیلتر میانگین زمانی (حذف نویزهای رایج در محور زمان) و فیلتر فرکانس



شکل ۲- مقطع لرزه‌ای میدان آغاچاری در نزدیکی چاه مورد مطالعه، با تغییر از Arzani (۲۰۱۶).

Fig. 2. Seismic section of Aghajari field near the well understudy along with subsurface contour map (UGC) in the top of Asmari Formation. Modified after Arzani (2016).



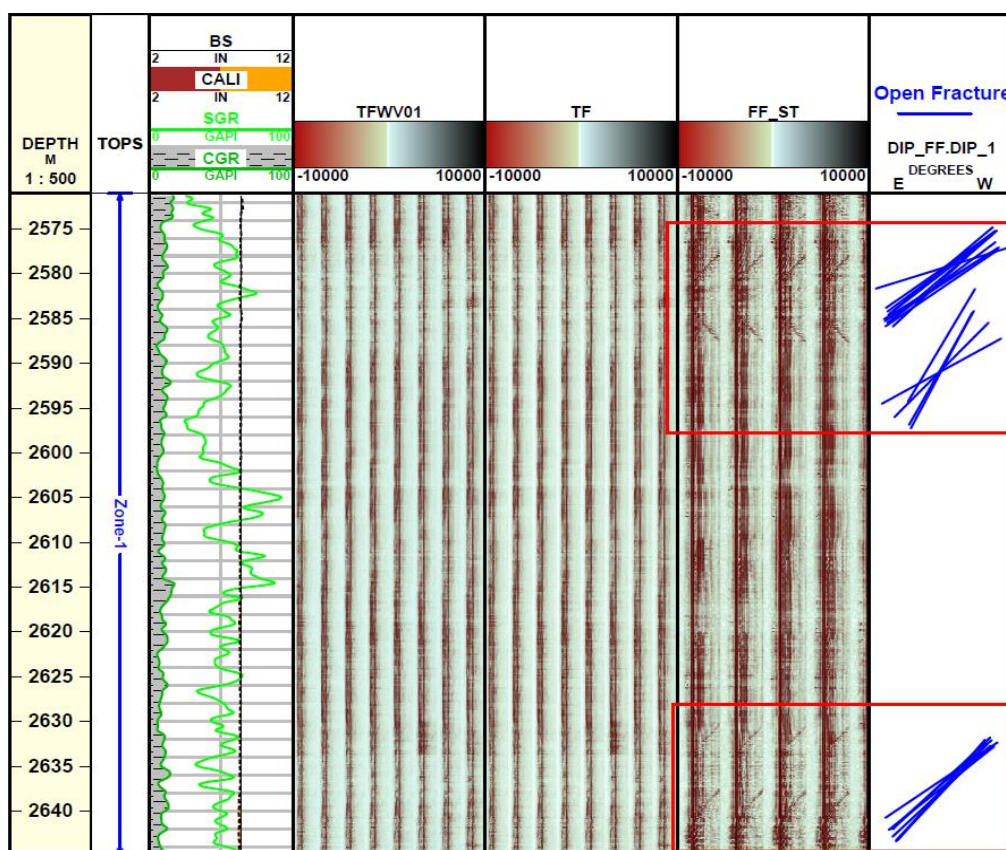
شکل ۳- آرایه‌ی از داده‌های صوتی در ۸ گیرنده تک قطبی (بالا) و دو قطبی (پایین).

Fig. 3. Sonic data array of 8 receiver monopole (up) and dipole (down).

مجاورت سازند تمیز و در مجاورت شکستگی‌ها و حفرات طبیعی مخزن). با آنالیز تغییرات انرژی موج استونلی می‌توان زون‌های تراوا و فضاهای شکسته را ردیابی نمود، مشروط بر اینکه از داده‌های با کیفیت بالا، فیلترهای مفید زمان و فرکانس و همچنین تکنیک‌های پردازش درست استفاده نماییم (شکل ۴). با استفاده از فیلتر زمان (Time Filter) قسمت مربوط به موج استونلی ابزار XMAC از نوفه‌های غیرتصادفی و تکرار شونده در بستر زمان پاک سازی می‌گردد. در ادامه با استفاده از فیلتر فرکانس (Frequency Filter) فرکانسهای ناخواسته (با انتخاب یک بازه فرکانسی پایین بین ۲۰۰ تا ۲۵۰۰ هرتز) حذف می‌گردند.

کاهش نویز و بهبود انعکاس امواج (Noise Reduction and Reflection Enhancement)

در این مطالعه موج گسیل از فرستنده تک قطبی، پس از برخورد به سطح جدایش گل حفاری و دیواره چاه، به سه موج تراکمی، برشی و استونلی تجزیه می‌گردد. امواج استونلی پس از عبور از دیواره مخزن و به موازات محور چاه بلافاصله بعد از امواج تراکمی و برشی به وسیله گیرنده ثبت می‌گردد. انرژی امواج استونلی در مجاورت فضاهای خالی که بعنوان مرز موج (مرزهای جدایشی جامد - مایع) شناخته می‌شوند رو به کاهش گذاشته تا جائیکه در مجاورت شکستگی‌ها و به واسطه جریان سیال به کمترین میزان می‌رسد (بواسطه اختلاف امپدانس موج استونلی در



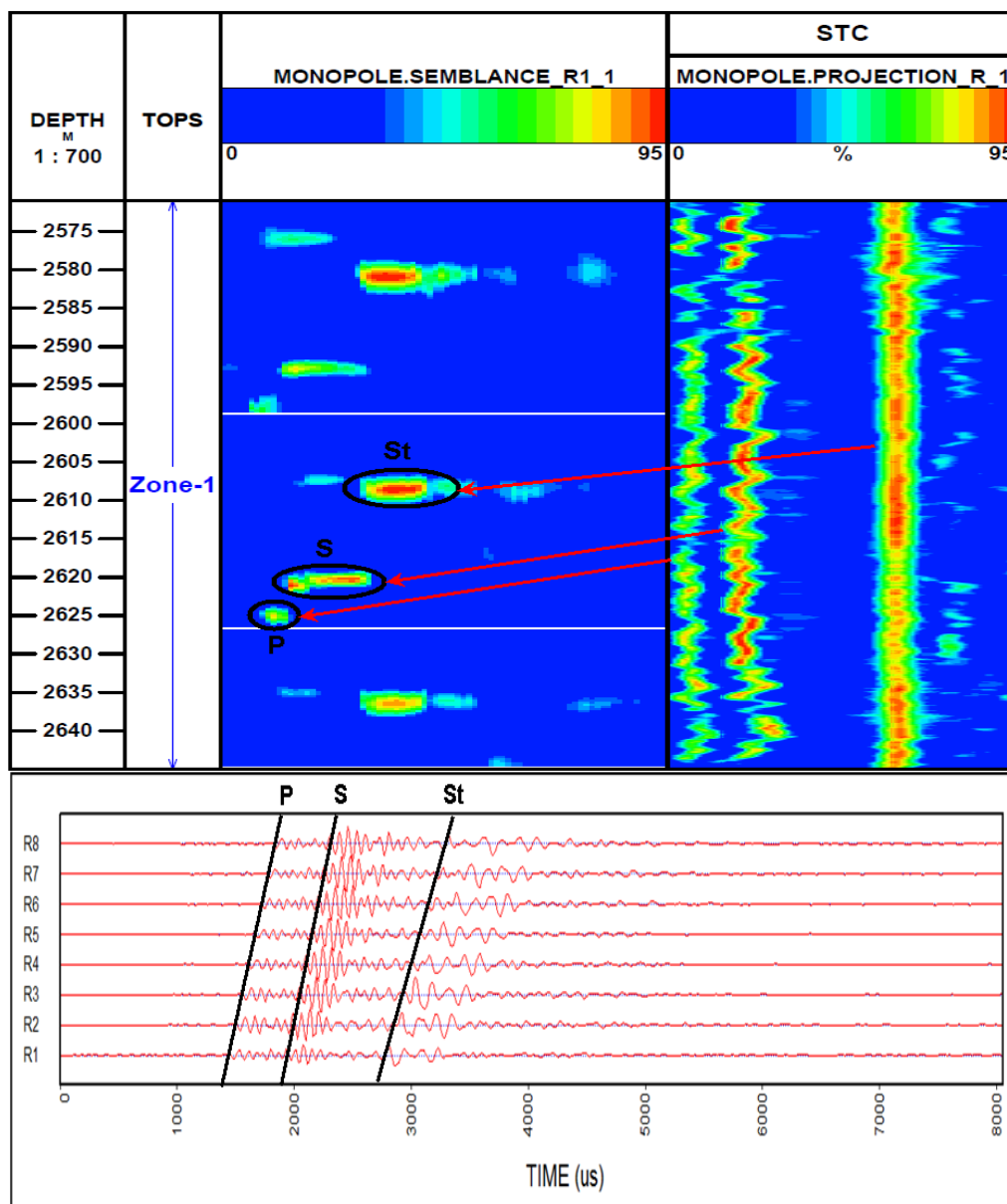
شکل ۴- حذف مولفه‌های فرکانس پایین ناخواسته (unwanted low-frequency bands) موج صوتی اولیه با استفاده از فیلترهای متداول.

Fig.4. Deleted unwanted low-frequency bands of initial sonic wave using common filters.

(Semblance)، کل شکل موج‌های دریافتی در گیرنده‌های مختلف با استفاده از پنجره زمانی متحرک اسکن شده تا زمان امواج ورودی مشابه بر اساس میزان هم خوانی، تفکیک و نهایتاً انواع موجهای صوتی تراکمی، برشی و استونلی در حالت تک قطبی از یکدیگر متمایز گردند. با ترسیم کندشدگی‌های محاسبه شده از آنالیز تشابه بر حسب زمان رسید، پارامتر همخوانی کندشدگی زمان موج و یا به اختصار STC حاصل می‌شود. از اتصال STC عمق‌های مختلف به یکدیگر می‌توان نمودار کندشدگی مولفه‌های مختلف موج صوتی را محاسبه نمود (شکل ۵).

آنالیز همخوانی کندشدگی زمان موج STC (Semblance Time Coherency)

با توجه به مشخص بودن فاصله بین گیرنده‌ها، و با محاسبه شیب خطی که از اتصال مولفه‌های مشابه در گیرنده‌های مختلف حاصل می‌شود، سرعت آن مولفه محاسبه می‌گردد. هر چه شیب خط بیشتر باشد سرعت موج صوتی بیشتر بوده و کندشدگی (slowness) آن کمتر خواهد بود. بنابراین به صورت طبیعی کندشدگی موج صوتی تراکمی کمتر از برشی و همچنین کندشدگی موج صوتی برشی نیز کمتر از موج استونلی خواهد بود. در ادامه با استفاده از تکنیک ریاضی آنالیز تشابه



شکل ۵- آنالیز STC بر روی داده‌های آرایه‌ای موج صوتی در حالت تک قطبی، عمق ۲۶۰۴ متری چاه مورد مطالعه.

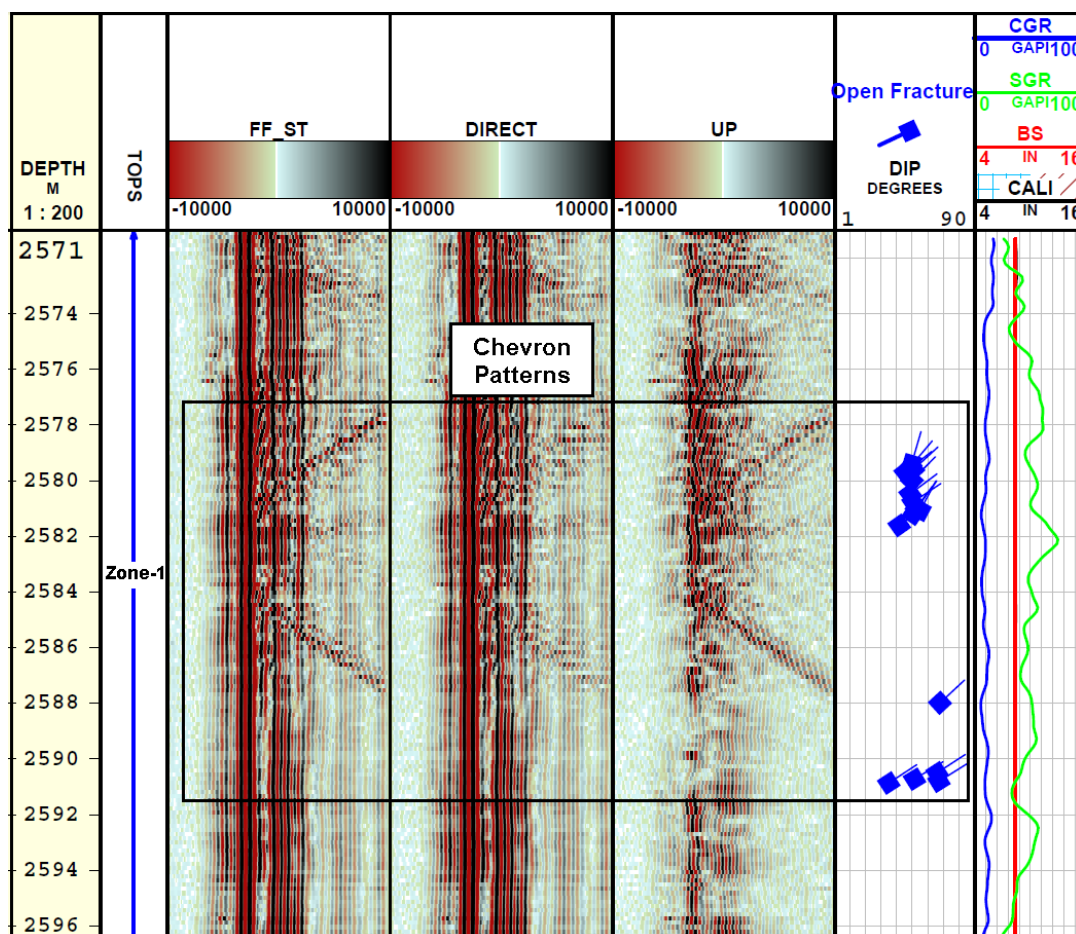
Fig. 5. STC analysis of sonic data array in the case of monopole, depth of 2604m in the understudy well.

راستای آشکارسازی شکستگی‌ها به کار برد. در این مطالعه امواج استونلی یکی از چاه‌های میدان آغاچاری پس از گسیل از فرستنده مونوپل ابزار XMAC و پخش در سطح جدایش سیال- سازند بوسیله گیرنده بلافاصله پس از امواج فشارشی P و برشی S دریافت می‌گردد. آنالیز تحلیل انرژی داده‌ها پس از اعمال تصحیحات لازم (فیلترینگ و پردازش) صورت می‌پذیرد. بطور ذاتی امیدانس امواج استونلی در حضور شکستگی‌ها با ماهیت این امواج در حضور سازند متفاوت می‌باشد. شکل ۶ شکست و انعکاس امواج استونلی را در برابر شکستگی‌ها بصورت یک فایل VDL نمایش داده که به الگوهای جناغی معروف می‌باشد.

الگوهای جناغی (Chevron Patterns) معرف حضور شکستگی‌ها

امواج استونلی بعلت نفوذ و جریان سیال به داخل شکستگی‌های تراوا در فواصل دارای شکستگی به دو موج مستقیم و انعکاسی تجزیه و یا تضعیف می‌گردند. موج مستقیم به صورت عمود و پس از عبور از صفحه شکستگی به گیرنده رسیده در حالیکه موج انعکاسی به شکل امواج up یا down با حرکت به موازات صفحه شکستگی به گیرنده می‌رسد.

با آنالیز هر دوی موج مستقیم و انعکاسی استونلی رسیده به گیرنده، می‌توان بصورت کمی ضریب انعکاس امواج استونلی را در



شکل ۶- نمایش الگوهای جناغی معرف شکستگی‌ها در تفسیر گیرنده شماره یک ابزار تک قطبی با استفاده از استخراج امواج مستقیم و انعکاسی (Up or Down) موج استونلی (زون ۱).

Fig. 6. The Chevron pattern presentation of fractures in the interpreted data of receiver no. 1 of monopole tool using direct and reflected waves (up or down) of Stonely wave (zone 1).

(Watkins et al., 2015). بنظر می‌رسد همه این عوامل در شدت و فراوانی شکستگی نقش دارند و اهمیت نسبی آنها بایستی در مطالعه زایش شکستگی در نظر گرفته شود. بنابراین در بحث زایش شکستگی این پارامترها مؤثر خواهند بود. اما مطالعه کنونی بر معرفی روش جدیدی در تخمین تراکم شکستگی با توجه به داده‌های اشاره شده، معطوف شده است. بر اساس انعکاس امواج استونلی در مجاورت شکستگی‌ها، ابتدا امواج مستقیم و سپس امواج انعکاسی از موج اولیه کسر می‌گردد. در ادامه ضریب انعکاس با تقسیم موج انعکاسی به موج مستقیم بدست می‌آید، که شدت آن متناسب با تراکم شکستگی‌ها می‌باشد (شکل‌های ۷ و ۸):

$$RC(w) = R(w)/D(w)$$

بطور کلی پارامترهایی که روی امواج استونلی اثر مخرب دارند باید فیلتر گردند. این پارامترها با استفاده از نمودار انحراف سرعت (VDL) و نمودارهای تصویرگر در عمق‌های مشخص شناسایی و از تفسیر حذف گردیده‌اند. بهترین این پارامترها عبارتند از:
الف: تغییرات لیتولوژیکی و مرزهای لایه بندی

بحث و آنالیز داده‌ها

بررسی شکستگی‌ها از نظر ارزیابی ویژگیهای مخزن اهمیت زیادی دارد. تحلیل زایشی آنها نیز موضوع پیچیده و نیازمند مقاله جداگانه‌ای است. لیتوفاسیس نقش مهمی در فراوانی شکستگی در مخازن کربناته دارد (Korneva et al., 2017). بعضی از مؤلفین عقیده دارند که شدت شکستگی تابع کانی‌شناسی است یعنی در دولومیت‌ها بیشتر از آهک‌هاست (Schmoker et al., 1985; Nelson, 2001; Ortega and Marrett, 2001; Gale et al., 2004; Beliveau et al., 1993; Rustichelli et al., 2015). اندازه دانه نیز بعنوان فاکتور تعیین کننده مطرح شده است (Dati, 2013). اظهار می‌دارد که اگر اندازه دانه/بلور یکسان باشد بافت سنگی فاکتور مهمتری است. کرونوا (Korneva et al., 2017) نقش لیتوفاسیس را برجسته‌تر می‌بیند. سلیمانی و همکاران (Soleimani et al., 2016) نیز به نقش ضخامت لایه اشاره دارند که نقش مهمی در بارزسازی شکستگی در نمودارهای تصویرگر ایفا می‌کند. علاوه بر این موارد نقش موقعیت ساختمانی نیز بایستی در نظر گرفته شود

محیطی در نرم افزار Geolog بر روی نمودارهای نوترون و چگالی و سپس حجم شیل از روی نمودار GR و با استفاده فرمول‌های متعارف محاسبه گردید. در نهایت میزان تخلخل حاصل از نمودار نوترون و چگالی نیز از نظر تأثیر شیل تصحیح شد.

بر اساس پاسخ‌های حاصل از نمودار انحراف سرعت نتیجه شده، (Anselmetti and Eberli, 1999 و Wang and Nur, 1990)، سه زون قابل تشخیص خواهد بود: زون‌های دارای انحراف مثبت ΔVp ($+500$) نشان‌دهنده سرعت‌های نسبتاً بالا و اساساً به وسیله تخلخل‌هایی نظیر تخلخل درون‌ذره‌ای یا تخلخل قالبی ایجاد شده‌اند. زون‌های دارای انحراف صفر ($-500 < \Delta Vp < +500$) دارای سرعت‌های کم و نزدیک به صفر، اغلب بیانگر تخلخل‌های ریز، بین‌بلوری و بین‌دانه‌ای بوده که پس از ته نشست رسوبات به وجود می‌آیند و تراوایی بالایی را سبب می‌شوند. زون‌های دارای انحراف منفی ($\Delta Vp < -500$) اساساً سرعت‌های پائین و تراوایی بالایی (زونهای دارای شکستگی) دارند. همانطوریکه در زیرزون ۱-۳ و فاصله مخزنی ۲۷۰۲ تا ۲۱۷۵ متری مشاهده می‌شود شکستگی‌های تفسیر شده در نمودار تصویرگر STAR به دو صورت تدپول (سر تدپول بیانگر مقدار شیب و دم آن معرف جهت شیب شکستگی‌ها می‌باشد) و به شکل سطوح شکستگی به نمایش درآمده است (شکل ۷). در ادامه پارامترهای مهم مربوط به این عوارض با عناوین P10_C (بیانگر تعداد شکستگی‌های در واحد طول و به صورت تصحیح شده است)، P21 (بیانگر اثر طول شکستگی‌ها روی دیواره چاه) و FVAH (فاکتور بازشدگی یا پهنای شکستگی است) محاسبه و جهت تطابق با نتایج حاصل از ابزار XMAC آورده شده است. مقادیر بالای لاگ RC حاصل از پردازش امواج استونلی ابزار آرایه‌ای دوقطبی به همراه مقادیر با انحراف منفی (-500) نمودار VDL به خوبی با تراکم شکستگی‌های تفسیر شده در نمودار تصویرگر STAR همخوانی دارد. این ارتباط در زون یک و به شکل الگوهای جناعی معرف شکستگی‌ها در برابر شکستگی‌های حاصل از تفسیر نهایی نمودار تصویرگر آن فاصله مخزنی نیز به تصویر کشیده شده است (شکل ۷). جهت شناسایی تأثیر مخرب تغییرات لیتولوژیکی و لایه‌بندی روی امواج استونلی، لایه بندی‌های حاصل از تفسیر نمودار تصویرگر STAR در زون ۲ به شکل‌های مختلف (تفکیک بر اساس ضخامت لایه و لاگ تراکم لایه‌بندی P10_C که بیانگر تعداد لایه‌ها در یک متر ضخامت لایه می‌باشد) و همچنین سطوح سبز رنگ در شکل ۸ آورده شده است. همچنین تأثیر مخرب ریزش‌های دیواره چاه و افزایش قطر چاه نیز با استفاده از لاگ قطر سنج شناسایی و ترسیم گردیده و بدین صورت خطای حاصل از مقدار بالای RC به همراه مقدار انحرافات منفی لاگ VDL در مقابل این فواصل تصحیح و تحلیل گردیده است. همانطوریکه در قسمت‌های میانی زون ۲ مشخص است انحرافات منفی نمودار VDL و پیک نمودار RC تطابق خوبی را با لاگ تراکم شکستگی حاصل از ابزار STAR نشان می‌دهد. بعلاوه، وجود فواصل شیلی حاصل از ارزیابی لاگ‌های متداول نیز تایید کننده ریزش‌های دیواره و گشادشدگی قطر چاه می‌باشد (شکل ۹).

ب: شرایط بد دیواره چاه؛ بطور معمول در یک چاه ۸ اینچی قطر چاه نباید بیشتر از ۹ اینچ و یا مقدار $DRHO > 0.2$ باشد.

ج: ریزش‌های دیواره چاه

جهت صحت‌سنجی مطلب، از نتایج تفسیر نمودار تصویرگر STAR (بصورت لاگ چگالی شکستگی‌ها) که یکی از ابزارهای متداول در ارزیابی و آشکارسازی مستقیم شکستگی‌های زیر سطحی می‌باشد و همچنین نمودار انحراف سرعت جهت مقایسه با نتایج حاصل از تخمین امواج استونلی استفاده گردیده است (شکل ۶). ابزار STAR شرکت Baker Hughes's یک نمودار تصویرگر الکتریکی شش بازویی بوده که روی هر بازو ۲۴ سنسور ریز مقاومتی با بزرگنمایی ۰/۲ اینچ وجود دارد. این ابزار در یک چاه ۸ اینچ ۶۰٪ دیواره چاه را پوشش می‌دهد. در تفسیر نمودار STAR، شکستگی‌های باز معمولاً "بعنوان عوارض صفحه‌ای زاویه بالا با ظاهر رسانا و تیره بر روی نمودارهای تصویرگر قابل مشاهده و تفسیر بوده که معمولاً لیتولوژی‌ها و لایه‌های مختلفی را قطع می‌کنند. این عوارض ممکن است بصورت پیوسته، ناپیوسته و گاهی اوقات به صورت یک اثر سینوسی کامل و یا بخشی از آن بر روی تصاویر ظاهر شوند. نمودار انحراف سرعت یک نمودار مصنوعی است که از ترکیب نمودارهای تخلخل (صوتی، نوترون و چگالی) و سرعت حاصل از نمودارهای ژئوفیزیکی، با استفاده از معادله وایلی (Wyllie et al., 1956) محاسبه می‌گردد (Anselmetti and Eberli, 1993). این نمودار در واقع اختلاف بین مقادیر موج تراکمی واقعی (Vp_{real}) و موج تراکمی مصنوعی (Vp_{syn}) می‌باشد. موج تراکمی واقعی طبق رابطه ۱ بدست می‌آید. در رابطه مذکور DT_{log} میزان قرائت نمودار صوتی بر حسب $\mu s/ft$ می‌باشد:

$$Vp_{real} = \frac{304.8}{DT_{log}} \quad (\text{رابطه ۱})$$

موج تراکمی مصنوعی را نیز می‌توان طبق رابطه ۲ بدست آورد:

$$Vp_{syn} = \frac{304.8}{DT_{syn}} \quad (\text{رابطه ۲})$$

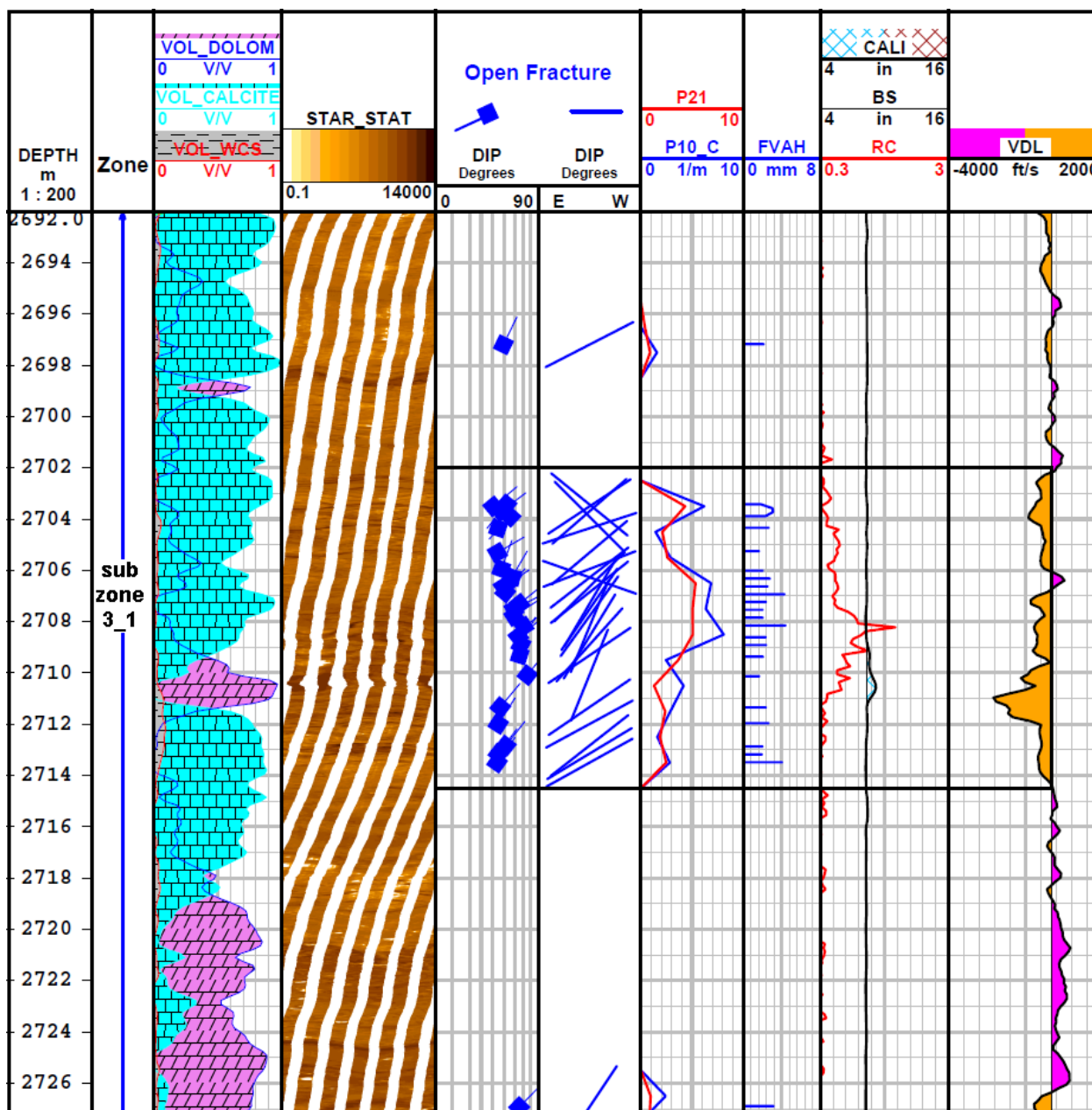
برای محاسبه نمودار سونیک مصنوعی (DT_{syn}) از روابط تخلخل استفاده می‌شود. تخلخل حاصل از نمودار صوتی از طریق رابطه زیر بدست می‌آید که در این رابطه به جای تخلخل سونیک، تخلخل نوترون-چگالی قرار داده می‌شود و نمودار DT_{syn} از طریق این رابطه محاسبه می‌گردد. با توجه به اینکه نوع سیال آب شور می‌باشد DT_{fl} برابر $185 \mu s/ft$ است (Serra and Serra, 2004).

$$\phi_s = \frac{DT_{log} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \rightarrow \phi_{ND} = \frac{DT_{syn} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \quad (\text{رابطه ۳})$$

بدین ترتیب نمودار انحراف سرعت طبق رابطه ۴ به دست می‌آید:

$$\Delta Vp = Vp_{real} - Vp_{syn} \quad (\text{رابطه ۴})$$

البته لازم به ذکر است تصحیحاتی بر روی لاگ‌های خام قبل از محاسبات انحراف سرعت صورت گرفته است مانند اعمال تصحیحات



شکل ۷- مقایسه VDL منفی و RC بالا در مجاورت شکستگی‌های تفسیر شده از نمودار تصویرگر STAR (نمودارهای FVAH، P10 و P21 به ترتیب معرف بازشدگی، تراکم و طول شکستگی‌ها می‌باشند).

Fig. 7. The comparison of negative VDL and high RC in the vicinity of interpreted fractures in STAR image log (FVAH, P10 and P21 logs are indicating opening, density, and length of fractures, respectively).

نتیجه گیری

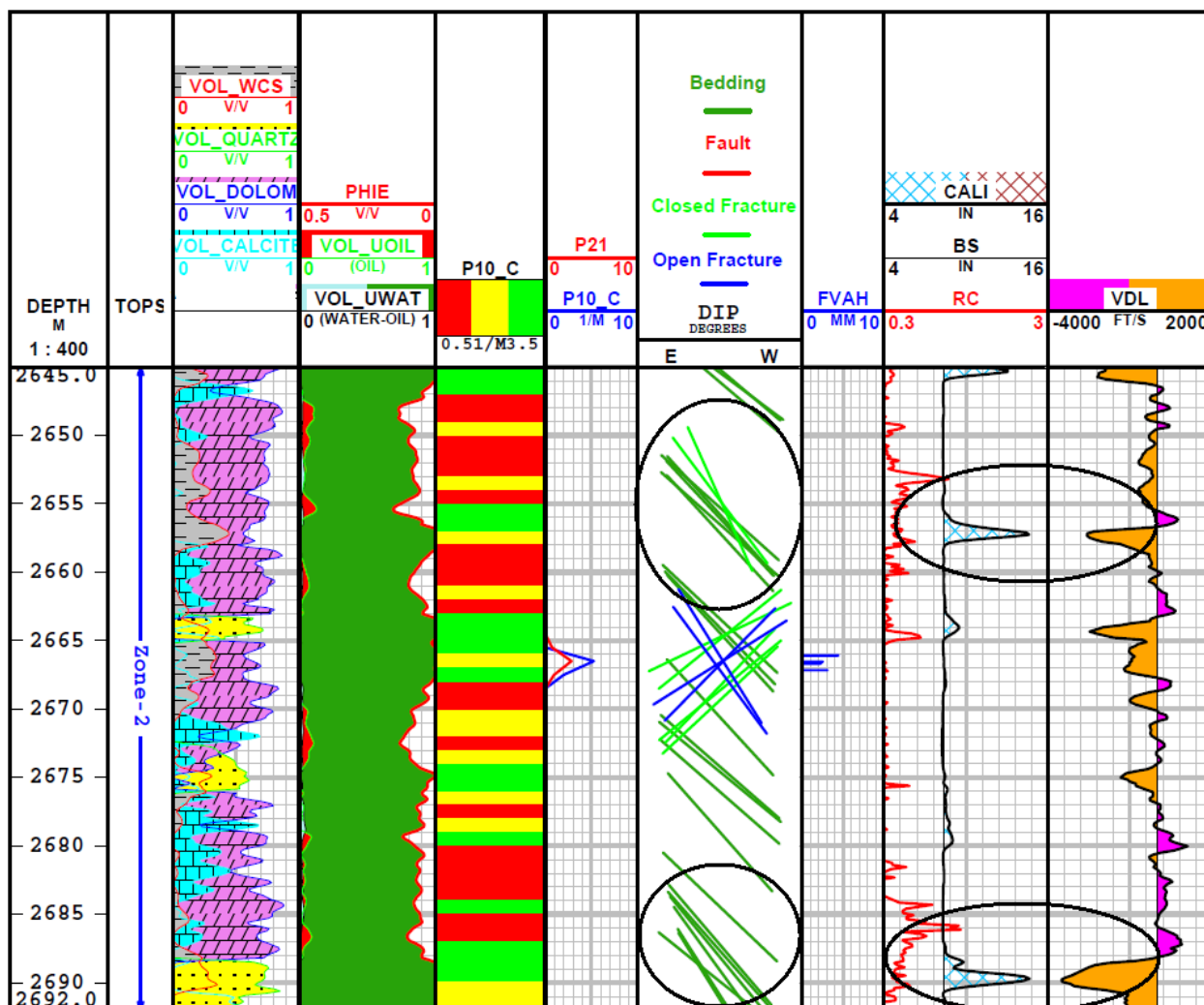
هزینه‌های بالا و زمان بر بودن عملیات مغزه‌گیری و همچنین پیچیدگی- های فنی ابزارهای تصویرگر، استفاده از این روش، کم هزینه بوده و می- تواند جایگزین بسیار مناسبی برای تحلیل و شناسایی شکستگی‌های مخزنی باشد.

برخلاف نمودارهای تصویرگر (خاص چاه‌های حفره باز)، ابزارهای صوتی در چاه‌های جداره گذاری شده نیز مورد استفاده قرار می‌گیرند. در این مطالعه سعی گردید از داده‌های ابزار صوتی جدید XMAC با استفاده از امواج استونلی و تاثیر موج انعکاسی و مستقیم از طریق معادلات مربوطه ویژگی‌های شکستگی تخمین و ترسیم گردد.

تخمین ویژگی‌های شکستگی‌ها مانند تراکم، طول و پهنا (بازشدگی) در ارزیابی کیفیت زون‌های مخزنی دارای اهمیت بالایی است. در این مقاله از یک روش جدید برای ارزیابی شکستگی‌ها با استفاده از امواج استونلی در یکی از چاه‌های مخازن هیدروکربوری جنوب غرب ایران استفاده گردید. هر چند که روش‌های زیادی برای مطالعه شکستگی‌های زیرسطحی وجود دارد ولی با توجه به الزامات خاص حفاری در هنگام راندن لاگ‌های متداول نوترون، چگالی و غیره در لیتولوژی‌های سست،

از ۹ اینچ و یا $DRHO > 0.2$ ، ریزش‌های دیواره چاه توسط نمودار انحراف سرعت و نمودارهای تصویرگر فیلتر و حذف گردیده‌اند.

پارامترهای مؤثر مخرب بر امواج استونلی مانند تغییرات لیتولوژیکی و مرز لایه‌بندی، شرایط بد دیواره چاه (در چاه ۸ اینچی قطر چاه نباید بیشتر



شکل ۸- خطای (VDL منفی و RC بالا) ناشی از تغییرات لیتولوژیکی (سطوح لایه‌بندی سبز رنگ) و ریزش‌های دیواره چاه در مجاورت لاگ کالیبر (نمودارهای FVAH، P10_C، P21 به ترتیب معرف بازشدگی، تراکم و طول می‌باشند).

Fig. 8. Induced error (negative VDL and high RC) due to lithological changes (layering plane with green color) and well breakout in the vicinity of caliper log (FVAH, P10 and P21 logs are indicating opening, density, and length of fractures, respectively).

تشکر و قدردانی

بدینوسیله از همکاری و حمایت‌های شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب جهت تهیه داده‌ها و اجازه انتشار مقاله، از بخش پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز بدلیل حمایت مالی و معنوی (شماره گرانت: SCU.EG98.804) و همچنین از داوران محترم مقاله که در بالا بردن کیفیت آن نقش بسزایی داشته‌اند، کمال تشکر و قدردانی را داریم.

جهت صحت سنجی موضوع، نتایج حاصل از تخمین امواج استونلی با نتایج نمودار تصویرگر STAR (به صورت لاگ چگالی، طول و بازشدگی شکستگی) و همچنین نمودار انحراف سرعت مقایسه و در تمام زون‌های چاه مورد مطالعه تطابق خوبی بین ضریب RC با سایر روش‌های متداول مطالعه و ارزیابی شکستگی‌ها وجود داشت. این روش در میادین هدف که کسب داده از روش‌های مستقیم مطالعه نمودارهای تصویرگر و مغزه امکانپذیر نیست، کاربردی و پیشنهاد می‌گردد.

منابع

Alizadeh Posht Masari, A., 2008. Fracture and structural analysis of Aghajari oil field (SW Iran), MSc Thesis, Shahid Behshti University, Tehran, 200p. (in Persian).

- Anselmetti, F.S., Eberli, G.P., 1993, Controls on sonic velocity in carbonates: *Pure & Applied Geophysics* 141, 287-323.
- Anselmetti, F.S., Eberli, G.P., 1999. The velocity – deviation log: A tool to predict pore type permeability trends in carbonates drill holes from sonic & porosity or density logs. *AAPG Bulletin* 83, 450-466.
- Arzani, A., 2016. Structural interpretation of 3D seismic data acquisition in Asmari reservoir of aghajari oilfield. Report Number 8479. National Iranian South Oil Company, Exploitation Geology Section, Ahwaz, Iran.
- Avarjani, 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, 931–948.
- Beliveau, D., Payne, D.A., Mundry, M., 1993. Waterflood and CO₂ flood of the fractured midale field. *Journal of Petroleum Technology* 45(9), 817-881.
- Bordenave, M.L., 2008. The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros foldbelt and contiguous offshore areas: A review of the Palaeozoic petroleum system. *Journal of Petroleum Geology* 31, 3-42.
- Bordenave, M.L., Hegre, J.A., 2010. Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. Geological Society of London, Special Publication 330, 291–353.
- Bourbiaux, B., 2010. Fractured reservoir simulation: A challenging and rewarding issue. *Oil Gas Science and Technology, Institut Franais du Petrole* 65, 227–238.
- Cheruvier, E., Winkler, K.W., 1987. Field example of in situ permeability indication from full acoustic wave-trains. Presented at the 28th Annual. Logging Symposium Sot Prof Well Log Anal.
- Dati, F., 2013. Characterization of a Fractured Carbonate Reservoir Analogue in the Southern Apennines. Ph.D. Thesis, Universita Di Napoli “Federico II”.
- Ehrenberg, S.N., Pickard, N.A.H., Laursen, G. V, Monibi, S., Mossadegh, Z.K., Svana, T.A., Aqrawi, A.A.M., McArthur, J.M., Thirlwall, M.F., 2007. Strontium Isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene-lower Miocene), SW Iran. *Journal of Petroleum Geology* 30, 107–128.
- Esmersoy, C., Kane, M., Boyd, A., Denoo, S., 1995. Fracture and Stress Evaluation Using Dipole-Shear Anisotropy Logs, SPWLA 36th Annual Logging Symposium, June 26-29, Paris, France., 12p.
- Flügel, E., 2010. *Microfacies of Carbonate Rocks. Analysis, Interpretation and Application*, Second Edition, p. 984 XXIII.
- Gale, J.F.W., Laubach, S.E., Marrett, R.A., Olson, J.E., Holder, J., Reed, R.M., 2004. Predicting and characterizing fractures in dolostone reservoirs: Using the link between diagenesis and fracturing. In: Braithwaite, C.J.R., Rizzi, G., Darke, G. (Eds.). *The Geometry and Petrogenesis of Dolomite Hydrocarbon Reservoirs* 235, Geological Society (London) Special Publication, pp. 177-192.
- Guerriero, V., Vitale, S., Ciarcia, S., Mazzoli, S., 2011. Improved statistical multi-scale analysis of fractured reservoir analogues. *Tectonophysics* 504, 14–24.
- Han, X., Zheng, L., Chen, C., Shi, H., 2018. Velocity and attenuation of elastic wave in a developed layer with the initial inner percolation in the pores. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 8, 1079–1088.
- Hornby, R.E., Johnson, D.L., Winkler, K.H., Plumb, R.A., 1989. Fracture evaluation using reflected Stoneley wave arrivals. *Geophysics* 54(10), 1274–1288.
- Hsu, K., Brie, A., Plumb, R.A., 1985. A new method for fracture identification using array sonic tools. Presented at Annual Conference of Society of Petroleum Engineering, Special Paper 14397.
- Korneva, K., Bastesen, E., Corlett, H., Eker, A., Hirani, J., Hollis, C., Gawthorpe, R.L., Rotevatn, A., Taylor, R., 2017. The effects of dolomitization on petrophysical properties and fracture distribution within rift-related carbonates (Hammam Faraun Fault Block, Suez Rift, Egypt). *Journal of Structural Geology* 108, 1-13.
- KPE, 2005. Aghajari Full Field Reservoir, Kish Petroleum Engineering Service Company.
- Lamarche, J., Lavenu, A.P.C., Gauthier, B.D.M., Guglielmi, Y., Jayet, O., 2012. Relationships between fracture patterns, geodynamics and mechanical stratigraphy in Carbonates (South-East Basin, France). *Tectonophysics* 581, 231–245.
- McQuarrie, N., van Hinsbergen, D.J.J., 2013. Retrodeforming the Arabia-Eurasia collision zone: Age of collision versus magnitude of continental subduction. *Geology* 41, 315–318.
- Moghaddam, I.M., 2013. Microbiostratigraphy and Sequence Stratigraphy of Asmari Formation in Zelo Well No. 5, Southeast of Dezful Embayment. *World Applied Science Journal* 24, 989–994.
- Moteiei, H., 1995. *Petroleum geology of Zagros, Iranian Geological Survey*, 1st Edition, 589p. (in Persian)

- Nelson, R.A., 2001. *Geologic Analysis of Fractured Reservoirs*, Second Edition, 352pp.
- Ortega, O.J., Marrett, R.A., Laubach, S.E., 2006. A scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement. *AAPG Bulletin* 90(2), 193-208.
- Paillet, F.L., White, J.E., 1982. Acoustic modes of propagation in the borehole and their relationship to rock properties. *Geophysics* 47, 1215-1228.
- Roostaiee, S., Shokraneh, F., Rahimpour Bonab, H., Kadkhodai Ilkhchi, A., 1388, Velocity deviation log application in porosity type and permeability pattern determination in South Pars Gas Field. *Exploration and Production* 56, 57-60. (in Persian).
- Rustichelli, A., Iannace, A., Girundo, M., 2015. Dolomitization impact on fracture density in pelagic carbonates: contrasting case studies from the Gargano Promontory and the southern Apennines (Italy). *Italian Journal of Geoscience* 134(3), 556-575.
- Saedi, G., Soleimani, B., Esmailzadeh, Sh., 2017. Fracture characterization utilizing FMI, Velocity deviation log, Core description and thin sections data. *Neues Jahrbuch für Mineralogie Abhandlungen* 284, 15-28.
- Schmoker, J.W., Krystinik, K.B., Halley, R.B., 1985. Selected characteristics of limestone and dolomite reservoirs in the United States. *AAPG Bulletin* 69 (5), 733-741.
- Serra, O., Serra, L., 2004. *Well Logging Data and Acquisition and Applications*. Editions Serralog – 25 Rue des Caumieres- 14370 Mery Corbon – France, 674p.
- Soleimani, B., Amiri, Kh., Samani, B., Shaban, L., 2016. Lithology effects on the fractures parameters using image log and petrophysical data. *Russian Journal of Earth Sciences* 16, 1-11.
- Tarazona, J.M., Arias, H., Salazar, E.D.S., 2017. Critically Stressed Fracture Analysis to Evaluate Mud Losses Mechanism in Castilla Field, Colombia, 7th Symposium International Geomechanic, 13-16 March, Medellin, Antioquia, Colombia, 9p.
- Van Buchem, F.S.P., Allan, T.L., Laursen, G.V., Lotfpour, M., Moallemi, A., Monibi, S., Motiei, H., Pickard, N.A.H., Tahmasbi, A.R., Vedrenne, V., 2010. Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran. *Geological Society of London Special Publication* 329, 219-263.
- Vatandoust, M., Farzipour Saein, A., 2017. Prediction of open Fractures in the Asmari Formation using geometrical analysis., Aghajari anticline., Dezful Embayment, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology* 40(4), 413-426.
- Wang, Z., Nur, A., 1990. Dispersion analysis of acoustic velocities in Rocks, *Journal of Acoustical Society of America* 87, 2384-2395.
- 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.
- Williams, D.M., Zemanek, J., Angona, F.A., Dennis, C.L., Caldwell, R.L., 1984. The long space acoustic logging tool. Presented at the 25th Annual Logging Symposium Transactions, Society of Professional Well Log Analysts, New Orleans.
- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., Gardner, L.W., 1956. Elastic Wave Velocities in heterogeneous & porous media. *Geophysics* 21, 41-70.
- Yazdani, R., 2014. Biostratigraphy and Facies Distribution of The Asmari Formation in Aghajari Well #66, Zagros Basin, SW Iran. *International Research Journal of Geology and Mining* 4, 101-115.
- Zaree, V., Riahi, M.A., Khoshbakht, F., Hemmati, H.R., 2015. Estimating fracture intensity in hydrocarbon reservoir: An approach using DSI data analysis. *Carbonates Evaporites* 31(1), 101-107.