



## Research Article

# Application of image logs to improve cementation exponent of the Asmari reservoir in an oilfields of Dezful Embayment

Seyede Nadia Hosseini<sup>1</sup>, Elham Asadi Mehmandosti<sup>1\*</sup> , Farhad Khoshbakht<sup>2</sup>

1-Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran

2-Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

Received: 09 Jul 2020 Accepted: 14 Apr 2021

## Extended Abstract

### Introduction

Determination of petrophysical properties is the most important part of hydrocarbon reservoirs characterization. Accordingly, by obtaining total and effective porosity, the volume of shale, and the saturation of the fluids, the reservoir regions are determined. Identification of fluid saturation as a petrophysical characteristic has an important effect in hydrocarbon reservoir studies. The exact calculation of this factor depends on the cementation exponent ( $m$ ) which is commonly considered as a constant number. Due to the heterogeneous structure of carbonate rocks, the use of constant values can lead to a large error in the fluid saturation calculations.

In this study, in order to improve the cementation exponent and to accurately calculate the saturation of the fractured Asmari reservoir in one of the wells south of Dezful Embayment oilfields, petrophysical, core and image log data (FMI) were used.

### Materials and Methods

Petrophysical evaluation was performed once with a conventional method, taking into account the constant value for  $m$  and again with the variable  $m$  value specified by image logs. In this regard, firstly, the petrophysical interpretation of full set logs of the studied well were made, using the Multimin model in Geolog software. Then, the FMI image logs of the well were used to extract various structural phenomena, especially fractures. Finally, the variable cementation exponent was calculated by taking into account the density of fractures of different zones and the petrophysical evaluation was again considered with consideration of its effect.

### Results and Discussion

Based on image log analysis in studied reservoir, three major fractures, including open and semi-open fractures, filled fractures and breakout fractures -due to borehole collapse- have been identified. These fractures are more commonly observed in the lower part of the Asmari carbonate reservoir in the studied well. Image log analysis showed that with increasing the open and semi-open fractures' density, variation of cementation exponent also increased. So, the effect of this exponent on petrophysical evaluation is important. Also, the results of petrophysical evaluation showed that the amount and pattern of fractures are important factors controlling the cementation exponent of the studied reservoir. As the fractures increase, the cementation exponent decreases and as a result, the water saturation decreases.

### Conclusion

Comparison of petrophysical evaluation with conventional and image log methods and correlation with the core data indicate that despite the changes in cementation exponent, porosities of Asmari reservoir did not change significantly in the studied oil field. On the contrary, small changes in the cementation exponent, can lead to large variations in the saturation factor in this reservoir. Therefore, the correct estimation of the cementation exponent in each zone is necessary for an accurate estimation of the saturation factor in the reservoirs. Therefore, using image logs to evaluate petrophysical properties in order to improve the evaluation of reservoir quality can be a precise and relatively rapid method in reservoir studies.

**Keywords:** Petrophysical assessment, Water saturation, Cementation exponent ( $m$ ), Image logs, Asmari fractured carbonate reservoir.

**Citation:** Hosseini, S.N. et al, 2021. Application of image logs to improve cementation exponent of the Asmari reservoir in an oilfields of Dezful Embayment, *Res. Earth. Sci:* 12(2), (157-172) DOI: 10.52547/esrj.12.2.157

\* Corresponding author E-mail address: e.asadi@khu.ac.ir



## کاربرد لاگ‌های تصویری در بهبود ضریب سیمان‌شدگی مخزن آسماری یکی از میادین نفتی فروافتادگی دزفول

سیده نادیا حسینی<sup>۱</sup>، الهام اسدی مهماندوستی<sup>\*</sup>، فرهاد خوشبخت<sup>۲</sup>

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۲- پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

(علمی - پژوهشی)

پذیرش مقاله: ۱۳۹۹/۴/۱۹ تأیید نهایی مقاله: ۱۴۰۰/۱/۲۵

### چکیده

محاسبه دقیق اشباع شدگی، به ضریب سیمان‌شدگی (m) وابسته است که به‌طور رایج به صورت یک عدد ثابت در نظر گرفته می‌شود. با توجه به ساختار ناهمگون در سنگ‌های کربناته، استفاده از مقادیر ثابت می‌تواند منجر به خطای زیادی در محاسبات اشباع سیالات شود. در این پژوهش به منظور بهبود ضریب سیمان‌شدگی و محاسبه دقیق اشباع آب مخزن کربناته شکافدار آسماری ارزیابی پتروفیزیکی یک بار با دیدگاه مرسوم و با در نظر گرفتن مقدار ثابت برای m و بار دیگر با میزان m متغیر مشخص شده توسط لاگ‌های تصویری انجام شد. در این راستا ابتدا تفسیر پتروفیزیکی لاگ‌های متداول چاه مورد مطالعه با استفاده از مدل Multimin در نرم افزار Geolog صورت پذیرفت. در ادامه داده‌های لاگ‌های تصویری FMI چاه مذکور برای استخراج پدیده‌های مختلف ساختمانی به ویژه شکستگی‌ها مورد استفاده قرار گرفت. در نهایت ضریب سیمانی شدگی متغیر با در نظر گرفتن چگالی شکستگی‌های زون‌های مختلف به دست آمد و ارزیابی پتروفیزیکی مجدداً با در نظر گرفتن تاثیر آن صورت گرفت. نتایج ارزیابی پتروفیزیکی نشان داد که میزان و الگوی شکستگی‌ها یکی از فاکتورهای مهم کنترل‌کننده ضریب سیمان‌شدگی مخزن مورد مطالعه هستند. مقایسه نتایج ارزیابی پتروفیزیکی به دو روش مرسوم و روش استفاده از نتایج لاگ‌های تصویری و تطابق با داده‌های مغزه حاکی از آن است که علی‌رغم تغییرات ضریب سیمان‌شدگی، تغییرات زیادی بر روی میزان تخلخل‌های مخزن آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه مشاهده نمی‌شود. در حالی که تغییرات کمی در ضریب سیمان‌شدگی، منجر به تغییرات وسیعی در میزان فاکتور اشباع شدگی این مخزن می‌گردد.

**واژه‌های کلیدی:** ارزیابی پتروفیزیکی، اشباع آب، ضریب سیمان‌شدگی (m)، لاگ‌های تصویری، مخزن کربناته شکافدار آسماری.

## مقدمه

یکی از فاکتورهای کنترل‌کننده مقدار  $m$  است. لذا به منظور تخمین این ضریب در مخازن کربناته، باید شکستگی‌های موجود در این نوع مخازن شناسایی شود. وجود شکستگی‌ها در میزان بهره‌دهی و حجم قابل برداشت نهایی از مخازن نفتی به ویژه در سازندهای کربناته، نقش اساسی و مهمی را دارا است. مطالعه شکستگی‌ها در افق‌های نفتی می‌تواند به طرح توسعه میدان، تعیین محل حفاری چاه‌های جدید و کاهش هزینه‌های پی جویی نفت و درک کلی از سیستم شکستگی در میادین نفتی کمک زیادی نماید (Laubach, 2003). برای تعیین شکستگی‌ها به روش‌های نوین و کم هزینه با دقت بالا نیاز است. بنابراین لاگ‌های تصویری با قدرت تفکیک بالا ابزار سودمندی در این راستا می‌باشند. لاگ‌های تصویری، اشکال الکترونیکی از سنگ‌ها و سیالات موجود در دیواره چاه هستند که اطلاعات بسیار با ارزشی را در خصوص شیب لایه‌بندی، شکستگی‌ها، گسل‌ها، ناپیوستگی‌ها، جهت جریان قدیمه، تخلخل‌های حفره‌ای و یا حاصل از شکستگی‌ها و سایر خصوصیات زمین‌شناسی در اختیار قرار می‌دهند (Asquith and Krygowski, 2010; Poppelreiter et al, 2004). تاکنون مطالعات مختلفی از دیدگاه‌های مختلف بر روی لاگ‌های تصویری و همچنین ابداع روش‌های جدید برای محاسبه دقیق سیمان‌شدگی و اشباع آب انجام شده است (به عنوان نمونه Khoshbakht et al, 2009; Rajabi et al, 2010; Nie et al, 2013). اکبر و همکاران (Akbar et al, 2008) در مطالعه خود به بررسی کاربرد لاگ‌های تصویری در بهبود ضریب سیمان‌شدگی مخازن کربناته در دو چاه موجود در ایران و آلبانیا پرداخته‌اند. آن‌ها با این دیدگاه که ضریب سیمان‌شدگی عدد ثابتی نیست و مقدار و الگوی این ضریب تحت تاثیر دیاژنز مخازن کربناته قرار می‌گیرد، دیاژنز را یکی از عوامل

امروزه ارزیابی سنگ‌های مخزنی در صنعت نفت، جهت توسعه مخازن نفت و گاز اهمیت دارند ولی ارزیابی دقیق خصوصیات پتروفیزیکی مخازن کربناته به دلیل متغیر و غیرقابل پیش‌بینی بودن خصوصیات پتروفیزیکی نسبت به مخازن تخریبی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است (Sun, 1995). تعیین نوع لیتولوژی، محاسبه حجم شیل<sup>۱</sup>، میزان تخلخل کل<sup>۲</sup>، تخلخل موثر<sup>۳</sup> و اشباع آب<sup>۴</sup>، مهم‌ترین پارامترهایی هستند که می‌بایست در ارزیابی پتروفیزیکی جهت پی بردن به کیفیت مخزنی سازندها تعیین شوند (Hearst et al, 2000). در بررسی‌های پتروفیزیکی، محاسبه مقادیر صحیح برای اشباع آب و اشباع هیدروکربن، تاثیر زیادی در برآورد ذخیره یک مخزن دارد و ضریب سیمان‌شدگی ( $m$ )، یکی از پارامترهای حائز اهمیت در تعیین اشباع آب است که به‌طور رایج به صورت یک عدد ثابت در نظر گرفته می‌شود (Akbar et al, 2008). روابط آرچی برای محاسبه اشباع آب دارای ضرایبی هستند که در آزمایشگاه تعیین می‌شوند و در صورت غیرقابل دسترس بودن نتایج آزمایشگاهی، از مقادیر ثابتی برای آن‌ها استفاده می‌شود (Asquith and Krygowski, 2004). با توجه به ساختار ناهمگون در سنگ‌های کربناته، استفاده از مقادیر ثابت می‌تواند منجر به خطای زیادی در محاسبات اشباع سیالات شود (Frailey, 2002). به همین دلیل نتایج حاصل از معادلات آرچی (Archie, 1942) در سنگ‌های کربناته عمومیت نداشته و استفاده از مقادیر ضرایب ثابت برای تمامی مخازن کاربرد ندارد (Lucia, 1983; Focke and Munn, 1987). بنابراین باید به دنبال رهیافتی بود تا بتوان ضریب سیمان‌شدگی در زون‌های مختلف را تخمین زد. فرض بر این است که میزان و الگوی شکستگی‌ها در مخازن کربناته،

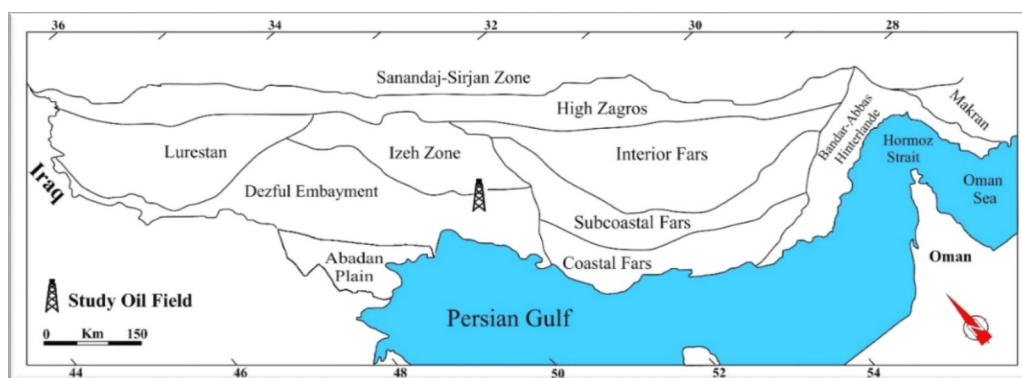
آب مغزه قابل مقایسه است. در این مقاله مخزن کربناته شکافدار آسماری در یک حلقه چاه یکی از میادین نفتی حوضه زاگرس واقع در فروافتادگی دزفول انتخاب شده است. هدف از این مقاله این است که با استفاده از لاگهای تصویری و سایر داده‌های پتروفیزیکی بتوان به تعیین شکستگی‌ها و نوع آن‌ها و تاثیر آن بر ضریب سیمان‌شدگی پرداخت تا مقدار صحیح اشباع آب در زون دست نخورده مخزن مورد مطالعه، محاسبه شود و سازند موردنظر از لحاظ خواص پتروفیزیکی مورد ارزیابی و بهبود قرار گیرد.

### منطقه مورد مطالعه

#### زمین‌شناسی عمومی

سازند مخزنی آسماری با سن الیگومیوسن در میدان نفتی مورد مطالعه در چاه A واقع در جنوب غرب ایران و در فروافتادگی دزفول بررسی شده است (شکل ۱).

کنترل‌کننده ضریب سیمان‌شدگی دانسته و با استفاده از لاگهای متداول و تصویری و داده‌های حاصل از مغزه روشی را طراحی و به تعیین دقیق این ضریب پرداختند. این روش توسط اکبر و همکاران توسعه داده شد و در این مقاله روش وی در مخازن ایران مورد بررسی قرار گرفته است. حیدری و همکاران (Heydari et al, 2013) از الگوی ژنتیکی الگوریتم برای یافتن فاکتور سیمان‌شدگی با استفاده از دو فاکتور مقاومت سازند و تخلخل به دست آمده از آنالیز مغزه سازند کربناته سروک در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران استفاده کردند. مقایسه بین مدل ارائه شده و روش مرسوم نشان داد که مدل ارائه شده نتیجه دقیق‌تری را در محاسبه اشباع آب ارائه می‌دهد. رفیعی و همکاران (Rafiee et al, 2014) از نتایج مقاومت الکتریکی برای به دست آوردن یک همبستگی جدید برای فاکتور سیمان‌شدگی استفاده کردند. در معادله جدید ارائه شده، فاکتور سیمان‌شدگی با افزایش تخلخل افزایش یافته و نتایج حاصل با اشباع



شکل ۱: موقعیت شماتیک میدان نفتی مورد مطالعه در حوضه رسوبی زاگرس (مطبیعی، ۱۳۷۲)

سازند پاپده گردیده است. سپس تمام منطقه توسط دریای کم عمق پوشیده که نتیجه آن رسوبات کربناته سازند آسماری بوده است. طبقات انیدریت، نمک و رسوبات دانه ریز شیل سازند گچساران در

مرز زیرین آن سازند پاپده و مرز بالایی آن با سازند گچساران است. محیط رسوبگذاری منطقه مورد مطالعه گویای آن است که رسوبات عمیق دریایی سبب ته نشست رسوبات دانه ریز شیل و مارن‌های

شکستگی‌ها ارتباط خاصی را با سیستم تکتونیکی از خود نشان می‌دهد و به‌طور کلی می‌توان گفت در نقاطی که عوامل تکتونیکی در ساختار میدان تاثیر گذاشته است شکستگی توسعه فراوانی پیدا کرده است. برای تشخیص این شکستگی‌ها از مغزه، مقدار هرزروی گل، نمودار چاه پیمایی، نتایج جریان سنج و مشاهدات عینی استفاده شده است. به‌طور کلی توسعه شکستگی‌های طولی به دلیل حداکثر تنش که در خلال چین خوردگی وارد شده در ستیغ میدان گسترش قابل ملاحظه‌ای پیدا کرده است و سبب بهره‌دهی فراوان از این قسمت در میادین حوضه گردیده است. در حالی که مقدار بهره‌دهی و تولید از یال‌های این میادین به دلیل توسعه کمتر شکستگی‌ها به مراتب کمتر می‌باشد (گزارشات داخلی زمین‌شناسی شرکت ملی نفت ایران).

### مواد و روش‌ها

به منظور تعیین پارامترهای مهم پتروفیزیکی مخزن آسماری میدان نفتی مورد مطالعه از دو روش استفاده شده است. در روش اول بدون استفاده از نتایج لاگ تصویری، با دیدگاه مرسوم و با استناد به ثابت بودن ضریب سیمان‌شدگی ( $m=2$ )، ارزیابی پتروفیزیکی صورت گرفت (Base Model). در این روش به منظور محاسبه تخلخل با دیدگاه مرسوم از معادله فرتل (Fertle, 1981) با کمک لاگ‌های نوترون و چگالی (معادله رابطه ۱) استفاده شده است (چهارازی و رضایی، ۱۳۹۳).

رابطه ۱)

$$\phi_{N-D} = \frac{(\rho_b - \rho_{m1})\phi_{N2} - \phi_N(\rho_{m2} - \rho_{m1})}{(\rho_f - \rho_{m1})\phi_{N2} - (\rho_{m2} - \rho_{m1})}$$

در این معادله منظور از  $\rho_b$  چگالی کل،  $\rho_m$  چگالی ماتریکس،  $\rho_f$  چگالی فیلتره گل و  $\phi_N$  تخلخل نوترون است.

برای تعیین میزان اشباع‌شدگی آب، از رابطه آرچی (Archie, 1942) که در آن میزان آب محبوس در

محیط خیلی محدود تبخیری، برجای گذاشته است (گزارشات داخلی زمین‌شناسی شرکت ملی نفت ایران). ضخامت سازند آسماری در چاه مورد مطالعه ۵۳۱/۵ متر می‌باشد. مطالعه نتایج حاصل از نمودارهای ترسیم شده با داده‌های زمین‌شناسی از جمله توصیف خرده‌های حفاری و نمودارهای ترسیمی سر چاه، به همراه نمودارهای استاندارد تشخیص لیتولوژی، در مجموع بیانگر لیتولوژی غالب دولومیت و سنگ آهک در بخش کربناته سازند آسماری است، به‌طوری که بخش‌های بالایی سنگ مخزن، دولومیت و دولومیت آهکی است و بخش‌های پایینی آن غالباً سنگ آهک می‌باشد. درصد بسیار کمی انیدریت و شیل در اکثر زون‌های آن وجود دارد ولی درصد ماسه‌سنگ بسیار ناچیز و در حد صفر است. شکستگی‌ها در میادین نفتی حوزه زاگرس نقش اساسی در مهاجرت و تولید از مخازن هیدروکربوری به ویژه سازند آسماری دارد و مخازن کربناته ایران از این نظر دارای شهرت جهانی هستند (Roehl, 1985). مهم‌ترین عامل در توزیع و وضعیت شکستگی‌ها، ساختارها و نیروهای تکتونیکی خواهند بود (Barbier et al, 2012; Ellis et al, 2012)، به گونه‌ای که شکستگی‌های سازند آسماری عمدتاً منشأ ساختمانی داشته و در طی فازهای فشاری مربوط به کوهزایی آلپ پایانی هم‌زمان با حرکت افقی پوسته قاره‌ای عربستان در امتداد روند کوتاه شدگی پوسته و چین‌خوردگی رسوبات این حوضه به وجود آمده‌اند (Alavi, 2007). شکستگی‌هایی که توسط کانی‌های ثانویه پر شده، مربوط به چین خوردگی زمان میوسن و شکستگی‌های باز مربوط به چین خوردگی زمان پلیوسن می‌باشد (گزارشات داخلی زمین‌شناسی شرکت ملی نفت ایران). شکستگی‌ها نقش اصلی را در تولید ایفا می‌نمایند و هرزروی گل در حین حفاری از شاخص‌های عمده آن‌ها به شمار می‌رود.

شیل،  $R_{sh}$  مقاومت شیل،  $\phi_e$  تخلخل مفید،  $R_W$  مقاومت آب سازندی،  $a$  ضریب پیچاپیچی،  $m$  ضریب سیمان‌شدگی است. در روش دوم با استفاده از نتایج لاگ تصویری، ضریب سیمان‌شدگی متغیر برای این چاه استنتاج شده و ارزیابی پتروفیزیکی مجدداً انجام شد (Fracture Model). در این روش پس از بررسی شکستگی‌ها از لاگ‌های تصویری و محاسبه مقدار تخلخل حاصل از شکستگی‌ها، و با در نظر گرفتن روابط موجود بین تخلخل و نوع شکستگی، محدوده قابل قبول برای ضریب سیمان‌شدگی ( $m$ ) مشخص شد. سپس برای تعیین لاگ متغیر ضریب سیمان‌شدگی<sup>۵</sup> داده‌های تخلخل شکستگی در مقابل محدوده قابل قبول برای ضریب سیمان‌شدگی ترسیم (Aguilera and Aguilera, 2003; Ellis and Singer, 2007) و از معادله حاصل، لاگ فاکتور سیمان‌شدگی متغیر محاسبه شد (شکل ۲) و ارزیابی پتروفیزیکی مجدداً با لاگ سیمان‌شدگی متغیر مطابق روش ذکر شده در روش اول انجام شد. به منظور راستی‌آزمایی این دو ارزیابی، از نتایج داده‌های مغزه که شامل ۴۲۹ داده تخلخل و ۳۷۳ داده اشباع آب بود استفاده شد. کلیه مراحل مورد مطالعه در نرم افزار ژئولاگ انجام پذیرفته است.

شیل جز اشباع آب در نظر گرفته نمی‌شود، استفاده شده است (معادله رابطه ۲).

رابطه ۲)

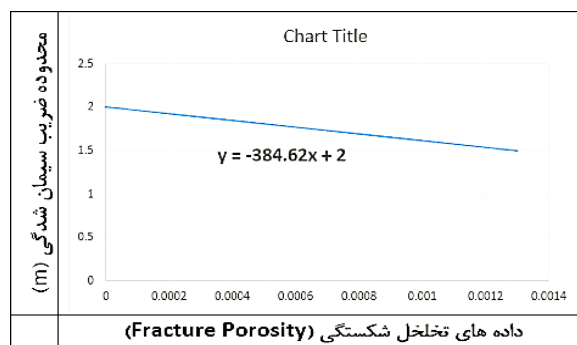
$$S_W = \left( \frac{a * R_W}{R_t * \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

در این معادله منظور از  $S_W$  اشباع آب در زون دست نخورده،  $R_W$  مقاومت آب سازندی،  $R_t$  مقاومت سازند در زون دست‌نخورده،  $\phi$  تخلخل،  $a$  ضریب پیچاپیچی (پیچاپیچی مسیر جریان در محیط متخلخل)،  $m$  ضریب سیمان‌شدگی (ضریب شکل هندسی محیط متخلخل) و  $n$  ضریب اشباع‌شدگی است. بدیهی است در صورت محاسبه آب محبوس در شیل به عنوان اشباع آب، اشباع هیدروکربن کاهش یافته و نتایج ارزیابی دچار خطا می‌شود. با توجه به خصوصیات لیتولوژیکی مخزن آسماری در میدان نفتی مورد مطالعه از روش اندونزیا (Poupon and Leveaux, 1971) که محاسبات دقیق‌تری با توجه به وجود کانی‌های شیلی در ماتریکس ارائه می‌دهد برای تعیین اشباع آب استفاده شده است (معادله رابطه ۳).

رابطه ۳)

$$S_W = \left\{ R_t \left[ \frac{V_{sh} \left( 1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right] + \frac{\phi_e \left( \frac{m}{2} \right)^2}{\sqrt{a * R_W}} \right\}$$

در این معادله  $S_W$  اشباع آب در زون دست‌نخورده،  $R_t$  مقاومت سازند در زون دست‌نخورده،  $V_{sh}$  حجم



شکل ۲: ترسیم داده‌های تخلخل شکستگی (Fracture Porosity) در مقابل محدوده ضریب سیمان‌شدگی ( $m$ )

## شناسایی شکستگی‌ها، تراکم و میزان بازشدگی آن‌ها

سه گروه شکستگی‌های باز و نیمه‌باز، شکستگی‌های پر شده و شکستگی‌های تکتونیک ناشی از ریزش دیواره چاه براساس بررسی لاگ تصویری در مخزن آسماری چاه مورد مطالعه شناسایی شدند (شکل-های ۳ و ۴)، که بیش‌ترین آن‌ها از نوع شکستگی‌های باز می‌باشند. در شکستگی‌های باز مایع حفاری قادر است به درون شکستگی‌ها نفوذ کرده و تاثیر خود را به صورت خطوط سیاه سینوسی روی تصویر نشان دهد. شکستگی‌های باز اغلب با موادی نظیر سیال حفاری و شیل که رسانایی خوبی دارند پر می‌گردند. شکستگی‌های باز را می‌توان به عنوان مسیرهای تراوا در سنگ مخزن در نظر گرفت و به تخلخل موثر اضافه نمود. از نظر تعریف شکستگی‌های باز صفحاتی هستند که شیب آن‌ها زیاد و حالت کاملاً صفحه‌ای دارند. گاهی برخی از سیالات شکستگی‌ها را از حالت صفحه‌ای خارج می‌کنند، بدین ترتیب که این سیالات برخی از قسمت‌های شکستگی را حل می‌کنند و یک حالت ناهمواری به آن می‌دهند که به آن شکستگی‌های نیمه باز می‌گویند. شکستگی‌های باز براساس اندازه دهانه شکستگی‌ها به سه گروه شکستگی‌های باز بزرگ<sup>۶</sup>، شکستگی‌های باز متوسط<sup>۷</sup> و شکستگی‌های باز کوچک<sup>۸</sup> تقسیم می‌شوند. شکستگی‌های پر شده که توسط سیمان پر شده‌اند نسبت به محیط اطراف، دارای مقاومت مخصوص بیش‌تری می‌باشند. برعکس شکستگی‌های باز، شکستگی‌های پر شده یا سیمانی شده به صورت خطوط با رنگ سفید و روشن مشخص می‌شوند. شکستگی‌های تکتونیک<sup>۹</sup> یک نوع شکستگی دیواره چاه می‌باشد که در نتیجه توسعه شکستگی‌های قبلی در حین حفاری به وجود می‌آید و تقریباً در جهت موازی با مولفه‌های

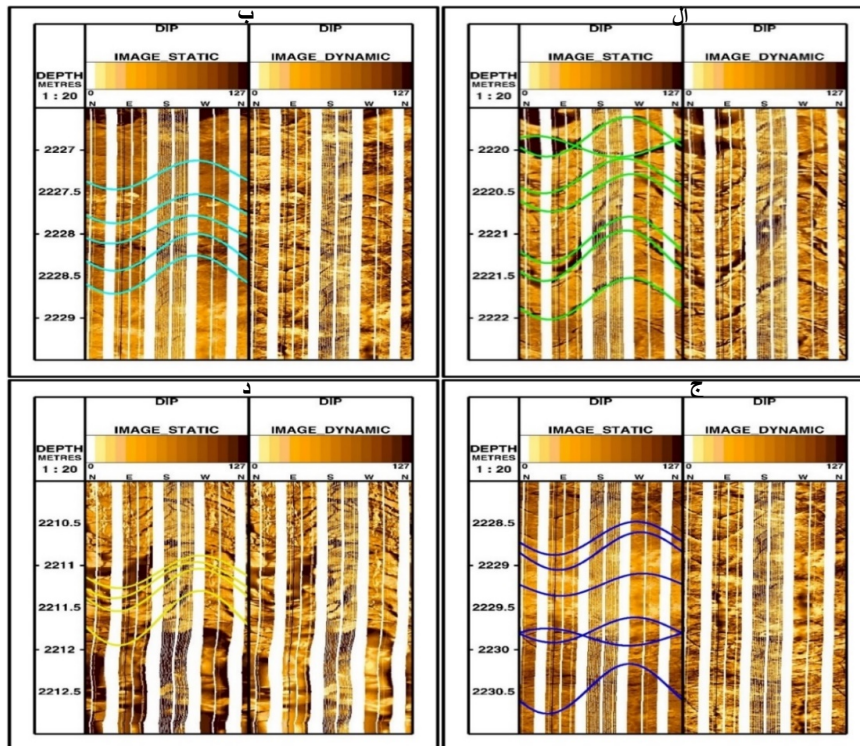
افقی تنش می‌باشد که به علت پهنای بسیار کم در دبی تولید از سنگ مخزن خیلی موثر نمی‌باشد و در تصاویر FMI به صورت عمودی نمایان می‌شوند. انبوهی و توسعه شکستگی به‌طور کلی به جنس سنگ، ضخامت لایه‌ها، میزان خمیدگی طبقات و غیره بستگی دارد. به عنوان مثال سنگ‌های دولومیتی سخت‌تر و شکننده‌تر از آهک بوده و توزیع شکستگی‌ها در آن‌ها نسبت به آهک متفاوت می‌باشد (Yale and Jamieson, 1994). ضخامت لایه‌ها از عوامل مهم کنترل‌کننده وضعیت شکستگی‌ها می‌باشند (Shaocheng et al, 1998) به گونه‌ای که میزان تراکم شکستگی در لایه‌های نازک بیش‌تر از لایه‌های سست‌تر است. هم‌چنین اندازه دانه و توزیع آن نیز بر مقاومت و شروع شکستگی سنگ تاثیر گذار است (Nelson, 2001)، به‌طوری که سنگ آهک‌های دانه‌افزون دارای شکستگی‌های دارای طول بیش‌تر از سنگ آهک‌های گل‌افزون هستند. بررسی تراکم شکستگی‌ها و فاصله بین آن‌ها در میدان نفتی مورد مطالعه می‌تواند از عوامل بسیار با اهمیت در برآورد کمی سیستم شکستگی و پیش‌بینی مقادیر تخلخل حاصل از شکستگی و تراوایی باشد. براساس تعریف، فاصله میانگین بین تعدادی شکستگی‌های منظم که با هم موازی می‌باشند به عنوان فاصله بین شکستگی‌ها نامیده می‌شود که به‌صورت فواصل عمود بر دسته شکستگی موازی اندازه‌گیری می‌شود (Nelson, 2001). تفاوت در فواصل بین شکستگی‌ها، تأثیر ناهنجاری در برآورد تخلخل و تراوایی شکستگی‌ها دارد (Nelson, 2001).

به‌طور کلی در سنگ‌های مقاوم‌تر و شکننده‌تر فاصله بین شکستگی‌ها کم‌تر است و هر عاملی که بتواند مقاومت و یا شکنندگی سنگ را کاهش دهد، موجب افزایش فاصله بین شکستگی‌ها خواهد شد (Ringrose and Bentley, 2015). بررسی تراکم

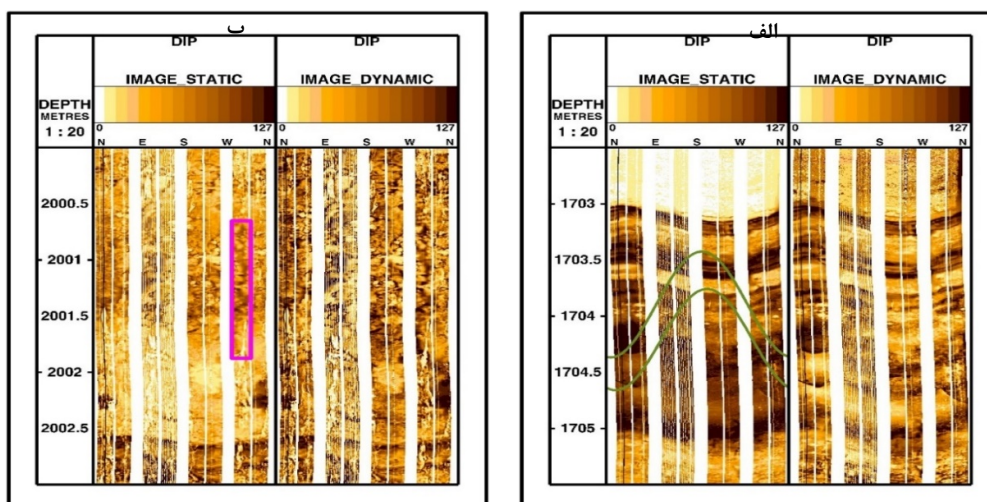


شکستگی‌ها براساس مقیاس میلی‌متر بیش‌تر است و به نظر از الگوی خاصی تبعیت نمی‌کند (شکل ۵).

شکستگی‌ها و میزان بازشدگی شکستگی‌ها در میدان نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که در محل شکستگی‌های باز و نیمه‌باز میزان بازشدگی

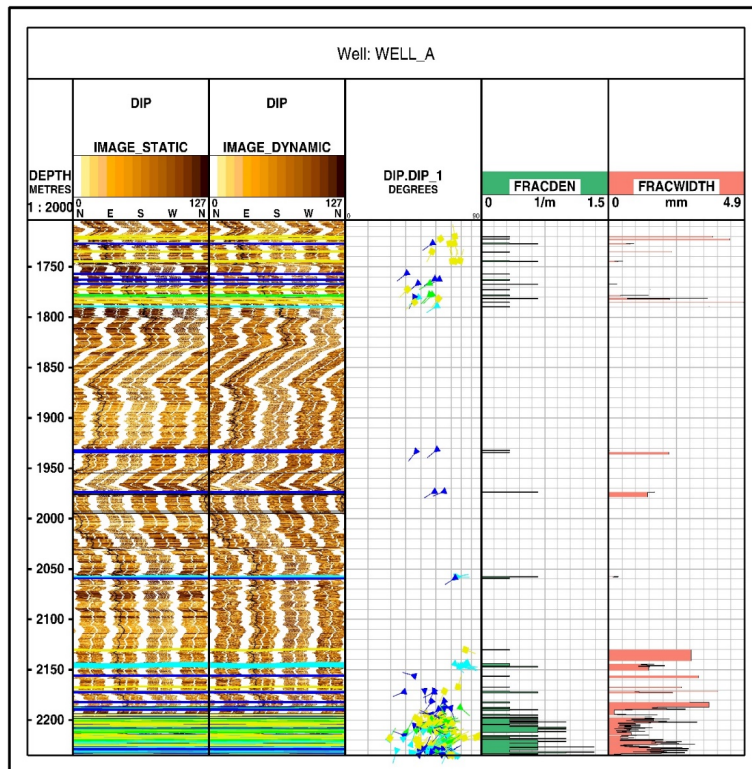


شکل ۳: نمونه‌ای از: الف) شکستگی‌های باز بزرگ، ب) شکستگی‌های باز متوسط، ج) شکستگی‌های باز کوچک و د) شکستگی‌های نیمه‌باز در تصاویر استاتیک و داینامیک مخزن آسماری در چاه مورد مطالعه.



شکل ۴: نمونه‌ای از: الف) شکستگی‌های باز شده و ب) شکستگی‌های تکتونیکی دیواره چاه در تصاویر استاتیک و داینامیک چاه مخزن آسماری در چاه مورد مطالعه.





شکل ۵: تراکم شکستگی‌ها و میزان بازشدگی (برحسب میلی‌متر) شکستگی‌های مخزن آسماری در چاه مورد مطالعه. ستون اول: عمق بر حسب متر. ستون دوم: تصویر استاتیک حاصل از لاگ FMI و نمایش انواع شکستگی‌های باز و نیمه‌باز. ستون سوم: تصویر دینامیک حاصل از FMI و نمایش انواع شکستگی‌های باز و نیمه‌باز. ستون چهارم: نمایش موقعیت و شیب انواع شکستگی‌های باز و نیمه‌باز. ستون پنجم: دانسیته شکستگی‌های حاصل از لاگ‌های تصویری (Fracden). ستون ششم: میزان بازشدگی شکستگی‌های حاصل از لاگ‌های تصویری (Fracwidth).

### بحث و نتایج

برآورد متغیرهای آرچی در محیط‌های مختلف مسئله‌ای پیچیده بوده و عوامل مبهم و نامشخصی بر آن تاثیر دارند. تعیین این متغیرها به صورت تک تک موجب افزایش خطای برآورد در محاسبه اشباع از آب می‌شود. بنابراین تعیین همه فرض‌ها و شرایط زمین‌شناسی محیط اندازه‌گیری در تعیین متغیرهای رابطه آرچی مهم است (Qin et al, 2018; Nazemi et al, 2016). ضریب شکل هندسی محیط متخلخل یا ضریب سیمان‌شدگی  $m$  یکی از این متغیرها است که به عواملی هم‌چون تخلخل، مقدار تخلخل ثانویه، قطر گلوگاه‌ها، حضور رس و فشار محیط بستگی دارد (کاظم زاده و همکاران، ۱۳۸۶). کم‌ترین مقدار  $m$  برای حالتی

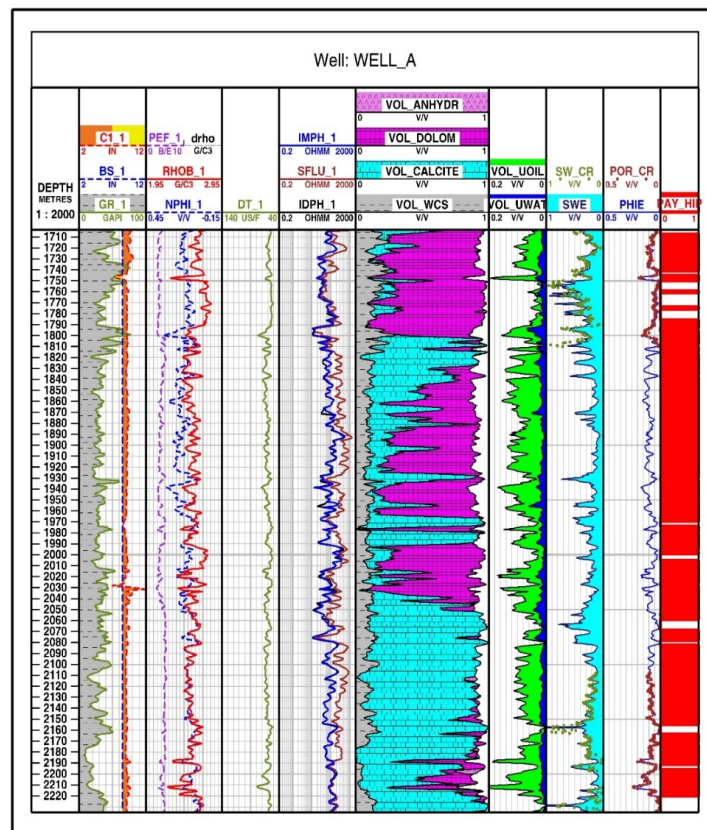
است که تخلخل‌های موجود در نمونه متخلخل همگی با هم مرتبط باشند و منافذ بسته‌ای در سنگ وجود نداشته باشد و مقدار بالای ضریب سیمان‌شدگی مربوط به درجه بالای ناهمگنی، وجود لایه با تخلخل‌های ریز، وجود رس‌های صفحه‌ای و زاویه-دار بودن دانه‌ها است (Salem and Chilingarian, 1999). لذا تغییر این فاکتور در محاسبات پتروفیزیکی نقش مهمی دارد. همان‌طور که در روش مطالعه ذکر شد به منظور تعیین پارامترهای مهم پتروفیزیکی مخزن آسماری میدان نفتی مورد مطالعه از دو روش مرسوم و با استناد به ثابت بودن ضریب سیمان‌شدگی و در روش دوم با استفاده از نتایج لاگ تصویری و محاسبه ضریب سیمان‌شدگی متغیر، ارزیابی پتروفیزیکی برای مخزن آسماری در

دیاژنتیکی مغزه‌ها در بازه مورد مطالعه است. هم-چنین بررسی داده‌های تخلخل نشان می‌دهد که تخلخل‌های به دست آمده از دو روش مذکور بسیار نزدیک به هم هستند (ستون پنجم شکل ۹). این مسئله نشان دهنده این است که هر دو روش تقریباً نتایج مشابهی را برای تخلخل ارائه می‌دهند، بدین معنا که ضریب سیمان‌شدگی تأثیر زیادی بر روی تخلخل ندارد ولی اگر میزان شکستگی بیش‌تر باشد، نتایج به مقدار بسیار کمی متفاوت هستند. در حالی که با توجه به ستون ششم شکل ۹، اشباع آب حاصل از دو روش با هم متفاوت هستند، این نتیجه می‌تواند تاییدی بر تأثیر زیاد ضریب سیمان‌شدگی بر روی اشباع آب باشد. با مقایسه ستون چهارم و ششم شکل ۹، مشاهده شد که ضریب سیمان‌شدگی و اشباع آب رابطه مستقیمی با هم دارند، به طوری که با افزایش ضریب سیمان‌شدگی، اشباع آب افزایش و با کاهش ضریب سیمان‌شدگی، اشباع آب نیز کاهش می‌یابد. براساس نتایج به دست آمده مشاهده می‌شود که داده‌های اشباع آب حاصل از مغزه با داده‌های اشباع آب حاصل از روش سیمان‌شدگی متغیر، نسبت به داده‌های اشباع آب روش ارزیابی مرسوم تطابق بیش‌تری با هم دارند (ستون ششم شکل ۹)، که این نکته خود تاییدی بر فرضیه بهبود ارزیابی پتروفیزیکی با در نظر گرفتن شکستگی‌ها و تأثیر آن‌ها بر ضریب سیمان‌شدگی هست. با مقایسه ستون هفتم و هشتم شکل ۹، ملاحظه می‌شود که با روش ضریب سیمان‌شدگی متغیر برای محاسبه اشباع آب، نسبت به روش ضریب سیمان‌شدگی ثابت، اشباع آب کاهش می‌یابد، در نتیجه اشباع هیدروکربن افزایش یافته، بدین معنا که اگر محاسبه اشباع‌شدگی آب با دقت بیش‌تری انجام شود، تعیین سطح آب و نفت، ستون هیدروکربن و نهایتاً برآورد حجم هیدروکربن به صورت واقعی‌تر

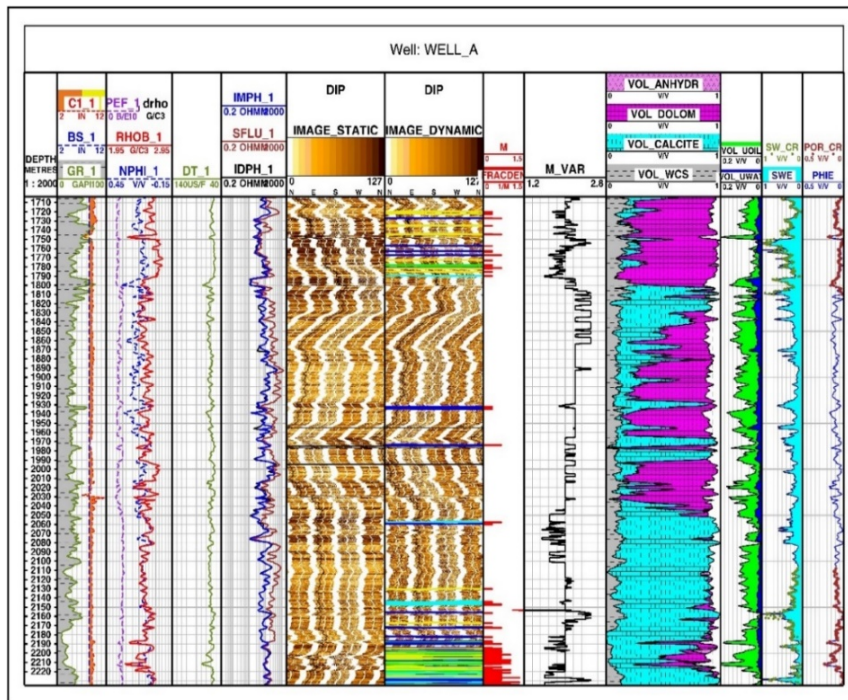
چاه مورد مطالعه انجام شد. ارزیابی مالتی‌مین مخزن آسماری در چاه مورد مطالعه با دیدگاه مرسوم در شکل ۶ و با در نظر گرفتن ضریب سیمان‌شدگی متغیر در شکل ۷ نشان داده شده است. مقایسه تخلخل‌های محاسبه شده از دو روش نشان می‌دهد که علی‌رغم تغییرات ضریب سیمان‌شدگی، تغییرات زیادی بر روی تخلخل‌های محاسبه شده مشاهده نمی‌شود به طوری که ترسیم تخلخل مفید به دست آمده از رهیافت اول (تفسیر پتروفیزیکی با دیدگاه مرسوم) در مقابل تخلخل مفید به دست آمده از رهیافت دوم (تفسیر پتروفیزیکی با در نظر گرفتن نتایج لاگ تصویری)، یک خط مستقیم را نشان می‌دهد (شکل ۸ الف) در حالی که اشباع‌های آب مفید به دست آمده از رهیافت اول (تفسیر پتروفیزیکی با دیدگاه مرسوم) در مقابل اشباع آب مفید به دست آمده از رهیافت دوم (تفسیر پتروفیزیکی با در نظر گرفتن نتایج لاگ تصویری)، نشان می‌دهد که تغییرات جزئی در ضریب سیمان‌شدگی منجر به تغییرات زیادی در اشباع‌شدگی آب مخزن مورد مطالعه می‌شود (شکل ۸ ب). تطابق داده‌های تخلخل حاصل از شکستگی در مخازن با ضریب سیمان‌شدگی نشان می‌دهد که این دو پارامتر با هم رابطه عکس دارند، به طوری که در قسمت‌هایی از مخزن که تخلخل شکستگی وجود دارد (ستون دوم شکل ۹)، ضریب سیمان‌شدگی (ستون چهارم شکل ۹) کاهش می‌یابد. هم‌چنین هر چه میزان چگالی شکستگی‌ها افزایش می‌یابد بازه تغییرات ضریب سیمان‌شدگی نیز افزایش یافته، در نتیجه تأثیر آن در ارزیابی پتروفیزیکی نیز افزایش خواهد یافت. از این رو می‌توان به این نتیجه رسید که هر چاهی که چگالی شکستگی در آن بیش‌تر باشد، طبیعتاً بیش‌تر تحت تأثیر تغییرات ضریب سیمان‌شدگی قرار گرفته است، هر چند برای تایید این قضیه نیاز به مطالعه

براساس روش سیمان‌شدگی متغیر و اشباع آب حاصل از داده‌های مغزه استفاده شد. ترسیم داده‌های تخلخل حاصل از دو روش با داده‌های تخلخل حاصل از مغزه، دارای ضریب همبستگی بسیار نزدیک به هم هستند با این تفاوت که ضریب همبستگی تخلخل حاصل از روش سیمان‌شدگی متغیر با تخلخل مغزه، به مقدار جزئی بیش‌تر است (شکل ۱۰)، بدین معنا که میزان تاثیر تغییر ضریب سیمان‌شدگی در میزان تخلخل بسیار جزئی است. ضریب همبستگی بین اشباع آب به روش مرسوم با اشباع آب مغزه برابر با ۰/۷۴ است (شکل ۱۱ الف)، در حالی که ضریب همبستگی بین اشباع آب

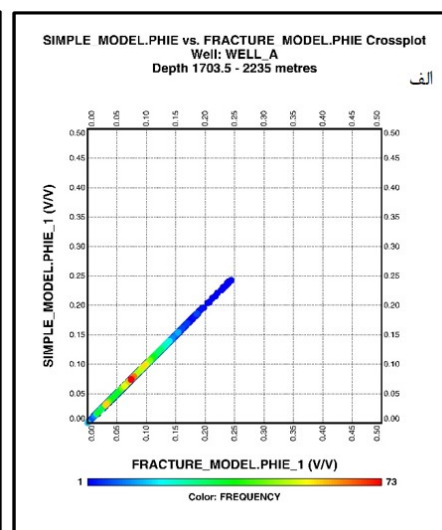
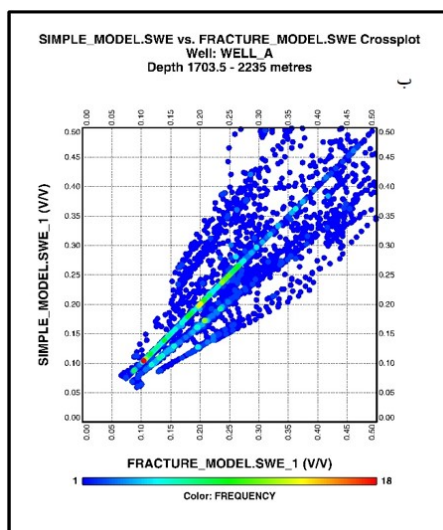
صورت می‌گیرد. به منظور راستی‌آزمایی دو روش از داده‌های مغزه استفاده شد. ترسیم داده‌های تخلخل حاصل از دو روش با داده‌های تخلخل حاصل از مغزه، دارای ضریب همبستگی بسیار نزدیک به هم هستند با این تفاوت که ضریب همبستگی تخلخل حاصل از روش سیمان‌شدگی متغیر با تخلخل مغزه، به مقدار جزئی بیش‌تر است (شکل ۱۰)، بدین معنا که میزان تاثیر تغییر ضریب سیمان‌شدگی در میزان تخلخل بسیار جزئی است. ضریب همبستگی بین اشباع آب به روش مرسوم با اشباع آب مغزه برابر با ۰/۷۴ است (شکل ۱۱ الف)، در حالی که ضریب همبستگی بین اشباع آب



شکل ۶: مدل مالته‌مین<sup>۱۰</sup> مخزن آسماری در چاه مورد مطالعه براساس دیدگاه مرسوم. ستون اول: عمق بر حسب متر. ستون دوم: لاگ‌های GR, Caliper, BS. ستون سوم: لاگ‌های PEF, RHOB, NPHI. ستون چهارم: لاگ DT. ستون پنجم: لاگ‌های مقاومت: SMFU, IMPH, IDPH. ستون ششم: لیتولوژی. ستون هفتم: حجم آب و حجم هیدروکربن. ستون هشتم: اشباع آب مفید و اشباع آب مغزه. ستون نهم: تخلخل موثر (PHIE) و تخلخل مغزه. ستون دهم: نواحی مستعد مخزن.

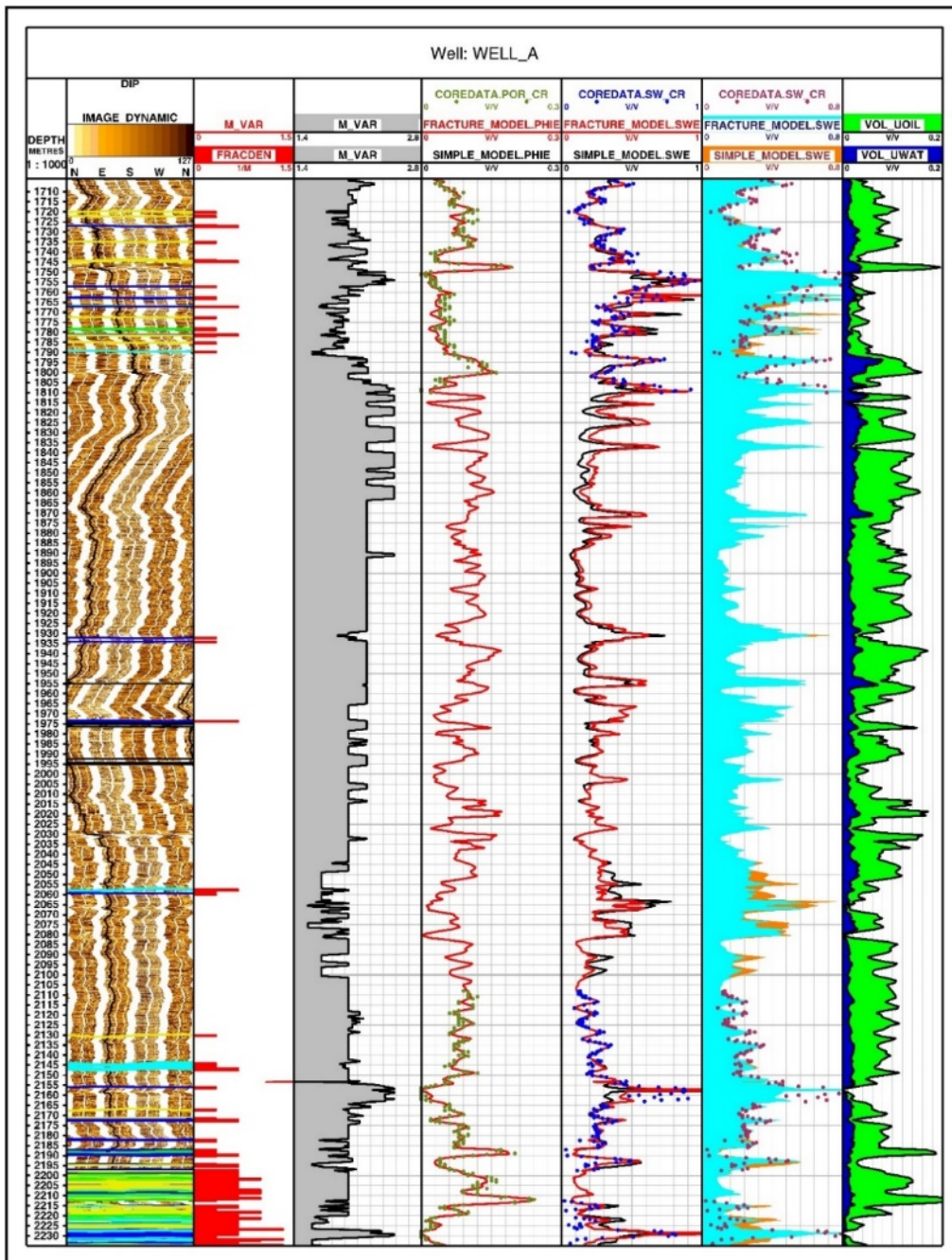


شکل ۷: مدل مالتی-میزن مخزن آسماری در چاه مورد مطالعه با در نظر گرفتن ضریب سیمان‌شدگی متغیر. ستون اول: عمق بر حسب متر. ستون دوم: نمودارهای GR، Caliper، BS. ستون سوم: لاگ‌های PEF، RHOB، NPHI. ستون چهارم: لاگ DT. ستون پنجم: لاگ‌های مقاومت: SMFU، IMPH، IDPH. ستون ششم: تصویر استاتیک حاصل از لاگ FMI. ستون هفتم: تصویر دینامیک حاصل از FMI و نمایش انواع شکستگی‌های باز و نیمه باز. ستون هشتم: دانسیته شکستگی‌های حاصل از لاگ‌های تصویری (Fractden). ستون نهم: لاگ ضریب سیمان‌شدگی متغیر (m). ستون دهم: لیتولوژی. ستون یازدهم: حجم آب و حجم هیدروکربن. ستون دوازدهم: اشباع آب مفید و اشباع آب مغزه. ستون سیزدهم: تخلخل موثر (PHIE) و تخلخل مغزه.

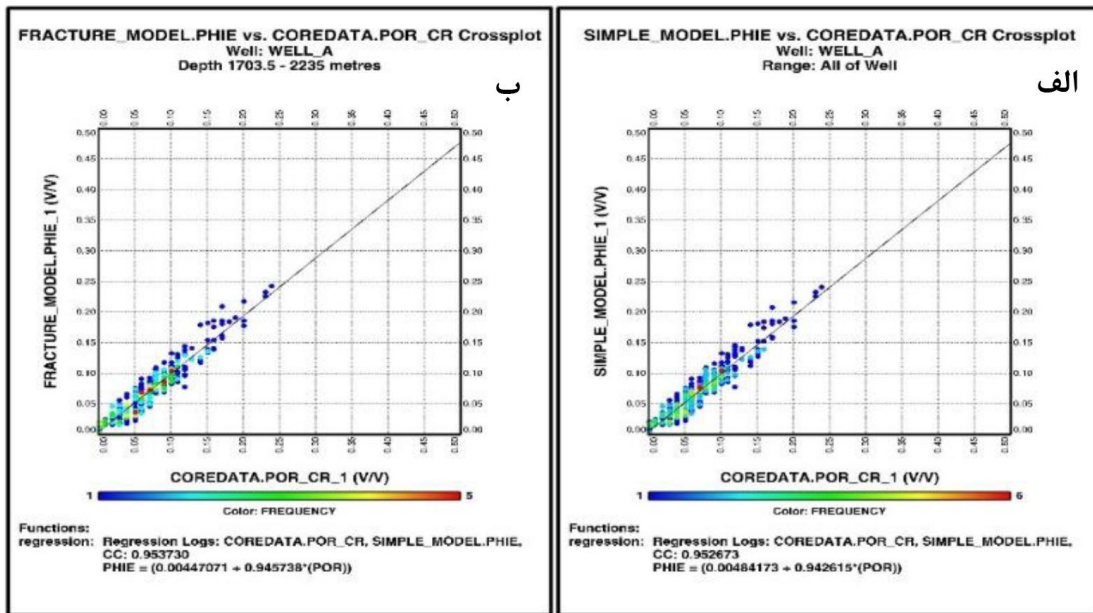


شکل ۸: الف) نمودار تخلخل مفید به دست آمده از روش ضریب سیمان‌شدگی ثابت در برابر تخلخل مفید به دست آمده از روش سیمان‌شدگی متغیر و ب) نمودار اشباع آب مفید به دست آمده از روش ضریب سیمان‌شدگی ثابت در برابر اشباع آب مفید به دست آمده از روش سیمان‌شدگی متغیر مخزن آسماری در چاه مورد مطالعه.

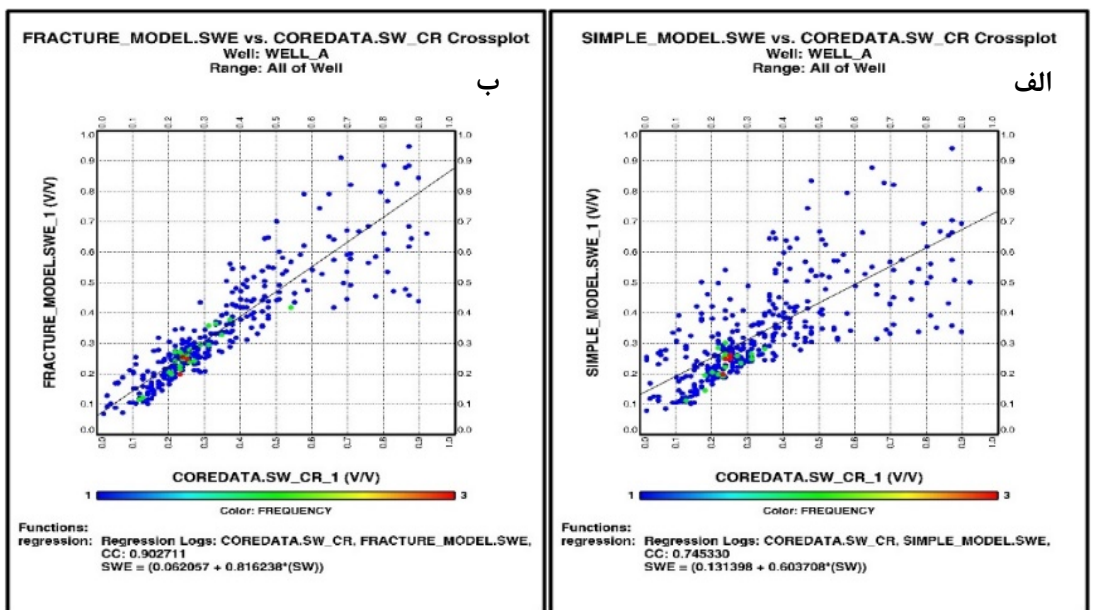




شکل ۹: ستون اول: عمق بر حسب متر. ستون دوم: تصویر دینامیک حاصل از FMI و نمایش شکستگی‌های باز و نیمه‌باز. ستون سوم: دانسیته شکستگی‌های حاصل از لاگ‌های تصویری (Fracden). ستون چهارم: لاگ ضریب سیمان‌شدگی متغیر (M). ستون پنجم: مقایسه تخلخل حاصل از ارزیابی مرسوم با تخلخل حاصل از ارزیابی با ضریب سیمان‌شدگی متغیر و تخلخل مغزه. ستون ششم و هفتم: مقایسه اشباع آب حاصل از ارزیابی مرسوم با اشباع آب حاصل از ارزیابی با ضریب سیمان‌شدگی متغیر و اشباع آب مغزه. ستون هشتم: حجم آب و حجم نفت.



شکل ۱۰: الف) ترسیم داده‌های تخلخل اندازه‌گیری شده با روش مرسوم در مقابل داده‌های تخلخل حاصل از مغزه، ب) ترسیم داده‌های تخلخل اندازه‌گیری شده با ضریب سیمان‌شدگی متغیر در مقابل داده‌های تخلخل حاصل از مغزه.



شکل ۱۱: الف) ترسیم داده‌های اشباع آب اندازه‌گیری شده با روش مرسوم در مقابل داده‌های اشباع آب حاصل از مغزه، ب) ترسیم داده‌های اشباع آب اندازه‌گیری شده با ضریب سیمان‌شدگی متغیر در مقابل داده‌های اشباع آب حاصل از مغزه.

مطالعه تشخیص داده شد که بیش‌تر در ناحیه پایینی سازند آسماری و از نوع شکستگی‌های باز می‌باشند. مطالعه تراکم شکستگی‌ها و میزان باز

### نتیجه‌گیری

با بررسی داده‌های حاصل از لاگ تصویری سه نوع شکستگی اصلی در مخزن آسماری چاه مورد

در حالی که این ضریب همبستگی بین اشباع آب ضریب سیمان‌شدگی متغیر و اشباع آب مغزه به ۰/۹۰ افزایش می‌یابد که نشان دهنده نزدیکی اشباع آب ضریب سیمان‌شدگی متغیر با اشباع آب مغزه و تاییدی بر بهبودی ارزیابی پتروفیزیکی در چاه مورد مطالعه است. مقایسه نتایج اشباع آب با ضریب سیمان‌شدگی ثابت و روش استفاده از ضریب سیمان‌شدگی متغیر و تطابق با اطلاعات مغزه نشان داد که اشباع آب حاصل از روش ضریب سیمان‌شدگی متغیر بسیار نزدیک به اشباع آب مغزه، در چاه مورد مطالعه است. بنابراین تخمین صحیح ضریب سیمان‌شدگی در هر زون لازمه تخمین صحیح فاکتور اشباع شدگی در مخازن می‌باشد. از این رو استفاده از لاگ‌های تصویری جهت ارزیابی خواص پتروفیزیکی به منظور بهبود ارزیابی کیفیت مخزن می‌تواند روشی دقیق و نسبتاً سریع در مطالعات مخزنی باشد.

شدگی شکستگی‌ها نشان می‌دهد که در محل شکستگی‌های باز میزان باز شدگی شکستگی‌ها بیش‌تر است. مقایسه اثر ضریب سیمان‌شدگی متغیر (m) بر روی اشباع آب و تخلخل در یک ارزیابی پتروفیزیکی نشان داد که اثر ضریب سیمان‌شدگی متغیر (m) بر روی اشباع آب بسیار بیش‌تر از اثر این ضریب بر روی تخلخل است و این ضریب اثری بر روی لیتولوژی ندارد، از این رو بیش‌ترین عامل ایجاد خطا در محاسبه اشباع‌شدگی می‌تواند مربوط به ضریب سیمان‌شدگی باشد. براساس نتایج، تخلخل حاصل از دو روش (روش مرسوم و روش در نظر گرفتن لاگ‌های تصویری) با تخلخل حاصل از داده‌های مغزه دارای ضریب همبستگی ۰/۹۵ می‌باشد. بدین معنا که میزان تاثیر تغییر ضریب سیمان‌شدگی در میزان تخلخل بسیار جزئی است. ضریب همبستگی بین اشباع آب در ارزیابی مرسوم با اشباع آب مغزه برابر با ۰/۷۴ است

## پانوشت

1-Vsh  
2-PHIT  
3-PHIE  
4-SW  
5-M\_var

6-Major Open Fracture  
7-Medium Open Fracture  
8-Minor Open Fracture  
9-Breakout Fracture  
10-Multimin

## منابع

ضرایب آرچی در پتروفاسیس‌های متفاوت سنگ-های کربناته با استفاده از لاگ‌های انحراف سرعت امواج لرزه‌ای، مجله فیزیک زمین و فضا، ۳۳، ص ۵۱-۶۶.

-مطیعی، ه.، ۱۳۷۲. چینه‌شناسی زاگرس، طرح تدوین کتاب، زمین‌شناسی ایران، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۳۶ ص.

چهرازی، ع. و رضایی، م.ر.، ۱۳۹۳. اصول برداشت و تفسیر نگاره‌های چاه‌پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران، ۶۹۹ ص.

-کازم زاده، ع.، نبی بیدهدی، م.، کرامتی معزآباد، م.، رضایی، م.ر. و سعادت، ک.، ۱۳۸۶. تعیین

-Aguilera, M.S. and Aguilera, R., 2003. Improved models for petrophysical analysis of dual porosity reservoirs. *Petrophysics*, v. 44, 23 p.

-Akbar, M., Steckhan, J., Tamimi, M., Zhang, T. and Saner, S., 2008. Estimating cementation factor (m) for carbonates using borehole images and logs, In Abu Dhabi International



- Petroleum Exhibition and Conference, Society of Petroleum Engineers.
- Alavi, M., 2007. Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of science*, v. 307(9), p. 1064-1095.
- Archie, G.E., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of the AIME*, v. 146, p. 54-62.
- Asquith, G.B. and Krygowski, D., 2004. Basic well log analysis, Second Edition, AAPG Methods in Exploration Series, v. 16, 244 p.
- Attia, M.A., 2005. Effects of petrophysical rock properties on tortuosity factor *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 48. p. 185-198.
- Barbier, M., Hamon, Y., Callot, J.P., Floquet, M. and Daniel, J.M., 2012. Sedimentary and diagenetic controls on the multiscale fracturing pattern of a carbonate reservoir: The Madison Formation (Sheep Mountain, Wyoming, USA). *Marine and Petroleum Geology*, v. 29, p. 50-67.
- Ellis, D.V. and Singer, J.M., 2007. Well logging for earth scientists. Dordrecht: Springer, 692 p.
- Ellis, M.A., Laubach, S.E., Eichhubl, P., Olson, J.E. and Hargrove, P., 2012. Fracture development and diagenesis of Torridon Group Applecross Formation, near an Teallach, NW Scotland: Millennia of brittle deformation resilience. *Journal of the Geological Society*, v. 169, p. 297-310.
- Fertl, W.H., 1981. Openhole Crossplot Concepts A Powerful Technique in Well Log Analysis. *Journal of Petroleum Technology*, v. 33, p. 535-549.
- Focke, J. and Munn, D., 1987. Cementation exponents in Middle Eastern carbonate reservoirs, SPE formation evaluation v. 2(2), p. 155-167.
- Frailey, S.M., Asquith, G.B., Anderson, G.A. and Adisoemarta, P.S., 2002. Simultaneous Calculation of Archie Parameters m, n, and a, Publications-West Texas Geological Society, p. 177-192.
- Hearst, J.R., Nelson, P.H. and Paillet, F.L., 2000. Well logging for physical properties, John Wiley and Sons Ltd, Chichester.
- Heydari, H., Moghadasi, H. and Motafakkerfard, R., 2013. A New Approach to Measuring Cementation Factor by Using an Intelligent System, *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*, v. 2(4), p. 39-53.
- Khoshbakht, F., Memarian, H. and Mohammadnia, M., 2009. Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log, *Journal of Petroleum science and Engineering*, v. 67(1-2), p. 65-74.
- Laubach, S.E., 2003. Practical approaches to identifying sealed and open fractures. *AAPG bulletin*, v. 87(4), p. 561-579.
- Lucia, F.J., 1983. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space, *Journal of petroleum technology*, v. 35(3), p. 629-637.
- Nazemi, M., Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., Hosseini, M. and Sharifi-Yazdi, M., 2018. The effect of carbonate reservoir heterogeneity on Archie's exponents (a and m), an example from Kangan and Dalan gas formations in the central Persian Gulf. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 59, p. 297-308.
- Nelson, R., 2001. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs, Gulf Professional Publishing, 352 p.
- Nie, X., Zou, C., Pan, L., Huang Z. and Liu, D., 2013. Fracture analysis and determination of in-situ stress direction

- from resistivity and acoustic image logs and core data in the Wenchuan Earthquake Fault Scientific Drilling Borehole-2 (50–1370 m). *Tectonophysics*, v. 593, p. 161-171.
- Nelson, R.A., 2001. Geological analysis of naturally fractured reservoirs 2nd edn. Gulf Professional Publishing, Houston, 345 p.
- Poppelreiter, M., Garcia-Carballido, C. and Kraaijveld, M., 2010. Borehole image log technology: application across the exploration and production life cycle, p. 1-13.
- Poupon, A. and Leveaux, J., 1971. Evaluation of Water Saturation in Shaly Formations, *Trans. SPWLA 12th Annual Logging Symposium*, p. 1-2.
- Qin, Z., Pan, H., Ma, H., Konat, A.A., Hou, M. and Luo, S., 2016. Fast prediction method of Archie's cementation, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 34, p. 291-297.
- Rafiee, S., Hashemi, R. and Shahi, M., 2014. A New Cementation Factor Correlation in Carbonate Parts of Oil Fields in South-West Iran, *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*, v. 3(2), p. 1-17.
- Rajabi, M., Sherkati, S., Bohlooli, B. and Tingay, M., 2010. Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. *Tectonophysics*, v. 492(1-4), p. 192-200.
- Ringrose, P. and Bentley, M., 2015. Reservoir model types, In *Reservoir Model Design*, Springer, Dordrecht, p. 173-231.
- Roehl, P.O. and chouette, P.W., 1985. Carbonate Petroleum Reservoirs, New York, Springer-Verlage, 622 p.
- Salem, H.S. and Chilingarian, G.V., 1999. The cementation factor of Archie's equation for shaly sandstone reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 23(2), p. 83-93.
- Shaocheng, J., Zheming, Z. and Zichao, W., 1998. Relationship between joint spacing and bed thickness in sedimentary rocks: effects of interbed slip. *Geology and Magnetic* v. 135, p. 637-655.
- Sun, S.Q., 1995. Dolomite reservoirs: porosity evolution and reservoir characteristics, *AAPG bulletin*, v. 79(2), p. 186-204.
- Yale, D.P. and Jamieson, W.H.J., 1994. Static and Dynamic Properties of Carbonates. *Rock Mechanics*, P.P. Nelson and S.E. Laubach (eds.), Balkema, Rotterdam, The Netherlands, p. 463-472.