

## استفاده از تخلخل سه‌گانه حاصل از نمودارهای تصویرگر و چاه‌پیمایی در تعیین واحدهای جریان یکی از مخازن جنوب‌باختر ایران

رضا موسوی‌هاشمی<sup>۱</sup>، بهمن سلیمانی<sup>۲</sup>، فاطمه صابری<sup>۳\*</sup> و پوریا آسوده<sup>۴</sup>

۱- دانشجوی کارشناسی‌ارشد، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم‌پایه، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز

۲- استاد گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم‌پایه، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز

۳ و ۴- دانشجوی کارشناسی‌ارشد، گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم‌زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران

نویسنده مسئول: Saberifateme24@gmail.com

دریافت: ۱۴۰۰/۱۱/۱۴ پذیرش: ۱۴۰۰/۴/۱۶

نوع مقاله: پژوهشی

### چکیده

مخازن آسماری-چهرم یکی از اصلی‌ترین مخازن شکسته جنوب‌باختری ایران و دنیا می‌باشند که امروزه بررسی نقش این شکستگی‌ها در افزایش تراوایی و حرکت هیدروکربن در طول این مخازن از اهمیت بسیاری برخوردار است. در این مطالعه نمودارهای پتروفیزیک (NPFI, GR, DT, RHOB) و تصویرگر (FMI) در نرم‌افزارهای GEOLOG 7.0 و CIFLOG بررسی شدند که با محاسبه مقادیر تخلخل شکستگی و حفره‌ای و تطابق آن با لاگ انحراف سرعت و پارامترهای شکستگی (VAH, VDC) نشان داده شد که مقدار تخلخل شکستگی با لاگ دهانه‌ی شکستگی (VAH) رابطه‌ی مستقیم دارد و در مناطقی که مقدار لاگ انحراف سرعت منفی و پایین باشد پارامترهای شکستگی بخصوص نمودار VAH، پیک‌های بالایی را نشان می‌دهند. همچنین نوع تخلخل غالب موجود در مخزن بر اساس لاگ انحراف سرعت، تخلخل زمینه (اولیه) است که در بعضی فاصله‌ها تخلخل شکستگی و حفره‌ای هم در مخزن دیده می‌شود. در آخر بر اساس شواهد غیرمستقیم (هرزروی گل‌حفری)، نوع تخلخل (زمینه، شکستگی و حفره‌ای)، مقدار تخلخل و کیفیت اشباع نفت در چاه مورد نظر ۱۸ واحد جریان‌ی تشخیص داده شد که بر همین اساس به تعیین واحدهای جریان‌ی با کیفیت مخزنی مناسب پرداخته شد. در سازند آسماری چاه مورد مطالعه در بازه عمقی ۲۲۲۵ تا ۲۲۵۰ بیش‌ترین تراکم شکستگی مشاهده می‌شود که بر این اساس می‌توان واحد جریان‌ی شماره ۴ را به عنوان منطقه با بیش‌ترین تراوایی نسبی برای این سازند معرفی کرد، همچنین بیش‌ترین میزان تراکم شکستگی‌ها در سازند چهرم بین بازه‌ی عمقی ۲۴۷۵ تا ۲۵۶۹ قرار دارد که می‌توان بیان کرد واحد جریان‌ی شماره ۱۶، بیش‌ترین تراوایی نسبی را در سازند چهرم فراهم کرده است.

**واژگان کلیدی:** میدان نفتی نرگسی، تخلخل و تراوایی، نمودار تصویرگر (FMI)، واحد جریان‌ی مخازن نفتی

### پیشگفتار

اساسی مغزه‌ها از جمله هزینه بالای تهیه مغزه، جهت‌دار نبودن و بازیابی پایین آن در واحدهای جریان‌ی شکسته ترجیحاً از روش‌های غیرمستقیم شامل بررسی نمودارهای پتروفیزیک و نمودارهای تصویرگر می‌توان استفاده کرد (وانگ و همکاران، ۲۰۲۰ و خوشبخت و همکاران، ۲۰۰۹). نمودارهای تصویرگر، دسته‌ای از نمودارهای چاه‌پیمایی مدرن هستند که تصویر مجازی و جهت‌دار با قدرت تفکیک بالا از دیواره چاه‌های نفت و گاز برداشت می‌کنند و امکان مشاهده پیوسته و جزئی‌جزء تغییرات عمودی و جانبی ویژگی‌های سازند را به گونه‌ای فراهم می‌سازند که مفسر می‌تواند جزئیات سازند نظیر سدهای ناتراوا همانند استیلولیت‌ها، شکستگی‌های بسته، طبقات سیمانی شده،

با توجه به ترکیب شیمیایی کانی‌های تشکیل‌دهنده و ماهیت مخازن کربناته و حضور همزمان تخلخل حفره‌ای و شکستگی، ناهمگونی‌های بسیار و بروز رفتار هیدرولیکی پیچیده در این مخازن مشاهده شده است که پیش‌بینی تولید و بازیافت از آن‌ها را با مشکل مواجه می‌کند، لذا اهمیت بررسی شکستگی‌ها در صیانت از مخازن و بهینه‌سازی تولید ضروری به نظر می‌رسد (نعمتی، ۱۳۸۷) که معمول‌ترین روش برای شناسایی شکستگی‌های اطراف دیواره چاه که سیستم زهکشی مناسبی برای انتقال هیدروکربن به درون چاه را فراهم می‌آورند (عقلی و همکاران، ۲۰۱۶) مغزه‌ها هستند (تائک و همکاران، ۲۰۱۷) ولی با توجه به محدودیت‌های

شناسایی شدند و شیب و امتداد آن‌ها بر روی استریونت و نمودار گل‌سرخ‌ی بررسی گردید. همچنین از پردازش و تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی در نرم‌افزار GEOLOG 7.0 پارامترهایی نظیر تخلخل کل (با استفاده از لاگ چگالی)، تخلخل اولیه (با استفاده از نمودار صوتی) محاسبه گردید، سپس با کم کردن تخلخل اولیه (زمینه) از تخلخل کل، تخلخل ثانویه به دست آمد که قابلیت تفکیک تخلخل حفره‌ای از تخلخل شکستگی را ندارد، اما با توجه به این که هدف مطالعه، بررسی شکستگی‌ها و تاثیرشان بر حرکت هیدروکربن می‌باشد با استفاده از نمودار تصویرگر (FMI) و قابلیت نرم‌افزار، مقادیر تخلخل شکستگی و حفره‌ای به صورت جداگانه محاسبه شد و از آن جایی که نمودار انحراف سرعت ابزار مفیدی جهت به دست آوردن نوع تخلخل (مخصوصاً تشخیص شکستگی از سایر تخلخل‌های موجود در مخازن کربناته) و معیار مناسبی برای تشخیص و تایید شکستگی‌های شناسایی شده توسط لاگ تصویرگر می‌باشد. بنابراین با استفاده از مقادیر کل به دست آمده از نمودارهای نوترون یا چگالی و قرار دادن آن در معادله‌ی وایلی یک نمودار سرعت مجازی ساخته و با تفریق نمودار سرعت حقیقی از مجازی نمودار انحراف سرعت محاسبه گردید.

موج تراکمی واقعی طبق رابطه (۱) به دست می‌آید. در رابطه مذکور  $DT_{log}$  میزان قرائت نمودار صوتی برحسب  $\mu$  s/ft می‌باشد:

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

موج تراکمی مصنوعی را نیز می‌توان طبق رابطه (۲) به دست آورد:

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

بدین ترتیب می‌توان نمودار انحراف سرعت را طبق رابطه (۳) به دست آورد، این نمودار در واقع اختلاف بین مقادیر موج تراکمی واقعی ( $VP_{real}$ ) و موج تراکمی مصنوعی ( $VP_{syn}$ ) می‌باشد (آنسلمتی و ابرلی، ۱۹۹۹).

$$\Delta VP = VP_{real} - VP_{syn} \quad \text{رابطه (۳)}$$

بنابراین در این مطالعه از نمودارهای مختلفی استفاده نموده و نتایجشان با هم در هر نقطه از بازه عمقی مقایسه و مطابقت داده شد. همچنین بررسی داده‌های هرزروی گل یکی از شواهد غیرمستقیم گسترش شکستگی‌ها در مخازن مورد مطالعه می‌باشد که در آخر با بررسی داده‌های به دست آمده از تخلخل اولیه و ثانویه به بررسی نقش هر یک در

رس‌ها، بایوکلست‌ها، فضاهای خالی، زیست‌آشفته‌گی‌ها و دیگر ویژگی‌های زمین‌شناسی را با دقت بالا مشاهده کند (سرا، ۱۹۸۹). با توجه به اهمیت مطالعه شکستگی به وسیله نمودارهای تصویرگر، در گذشته مطالعات کلیدی و مهمی برای شناسایی سیستم شکستگی در مخازن انجام شده است، از جمله: استافلک (۲۰۰۴) از ترکیب داده‌های مغزه و نمودارهای تصویرگر جهت مدل‌سازی شکستگی‌ها در مخازن شکسته استفاده نمود. خوشبخت (۱۳۹۱) با استفاده از نمودار تصویرگر FMI، تخلخل سه‌گانه را مدل‌سازی و با نمودارهای چاه‌پیمایی مقایسه کرد و به این نتیجه رسید که نمودار تصویرگر FMI به دلیل دارا بودن قدرت تفکیک بالا، قابلیت خوبی برای این مدل‌سازی دارد. سراج و همکاران در سال ۱۳۸۷ به بررسی پارامترهای هندسی و جنبشی شکستگی‌ها در مخزن آسماری میدان رگ‌سفید براساس تحلیل نمودارهای تصویرگر (FMS) پرداختند. غفوری (۱۳۸۴) شکستگی‌ها و ژئومکانیک چاه‌ها را با استفاده از نمودارهای تصویرگر آنالیز نمود. ظهرا ب‌زاده (۱۳۸۸) و ساعدی (۱۳۸۸) به صورت سیستماتیک شکستگی‌های مخزن آسماری را در میدان مختلف نفتی ایران (با استفاده از نتایج تفسیر نمودارهای تصویرگر)، تحلیل و مدل‌سازی نمودند. در این پژوهش نیز سعی شده است که با اندازه‌گیری تخلخل ثانویه (شکستگی و حفره‌ای) به وسیله نمودار تصویرگر و تخلخل اولیه (زمینه) به وسیله نمودارهای پتروفیزیکی، به بررسی تاثیر آن‌ها بر کیفیت مخزنی و تعیین واحدهای جریان‌ی در مخازن کربناته آسماری- جهرم میدان نفتی نرگسی که یکی از اصلی‌ترین مخازن شکسته جنوب‌باختری ایران و دنیا می‌باشند پرداخته شد.

## روش کار

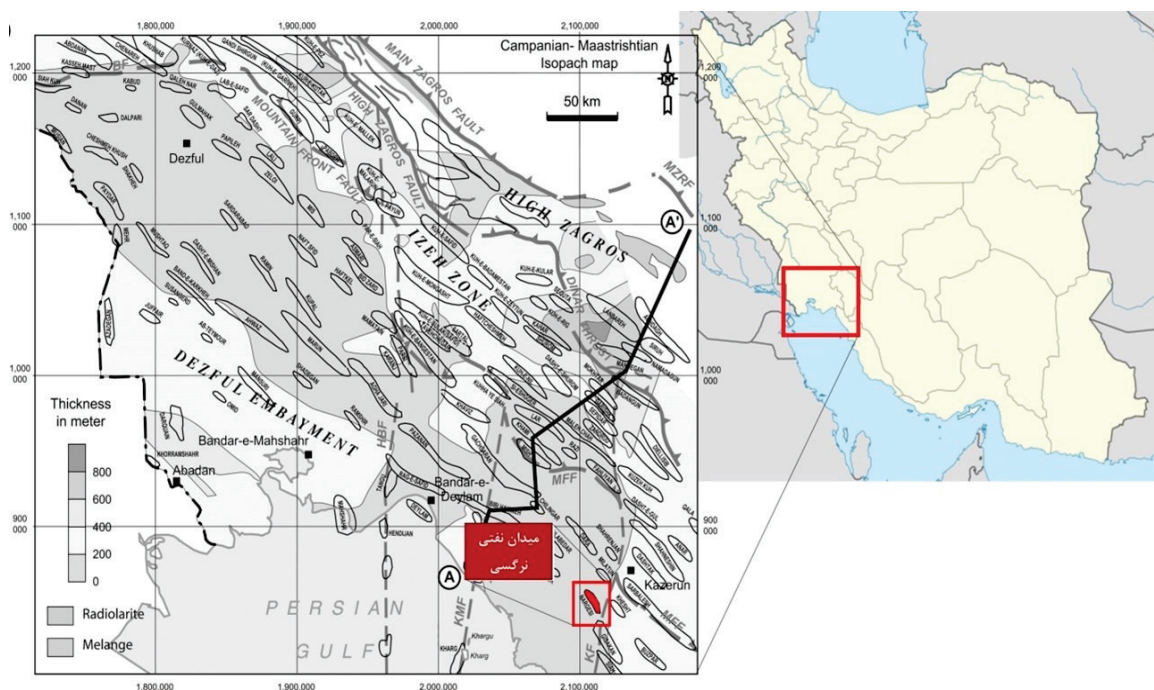
در این پژوهش با هدف بررسی مخازن کربناته آسماری- جهرم میدان نفتی نرگسی در بازه عمقی ۲۱۲۳ تا ۲۳۱۴ (سازند آسماری) و ۲۳۱۴ تا ۲۵۶۹ (سازند جهرم) از نمودارهای پتروفیزیکی و تصویرگر که از شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب تهیه شده‌اند استفاده گردید. در این راستا ابتدا در نرم‌افزار CIFLOG عوارض ساختمانی شامل لایه‌بندی، انواع شکستگی‌ها (باز، بسته و القایی) و استیلولیت بر روی نمودار تصویرگر در چاه مورد مطالعه،

که محور ساختمان، خطی راست و در جهت شمال‌باختر- جنوب‌خاور است و در سرتاسر میدان تداوم داشته ولی دماغه جنوب‌خاوری تحت تأثیر خطواره قطر-کازرون به طور محسوسی به سمت جنوب متمایل شده است. این میدان در ۲۵ کیلومتری شمال‌باختر شهر برازجان و ۶۵ کیلومتری شمال شهر بوشهر واقع شده است (شکل ۱).

افزایش بهبود کیفیت مخزن و معرفی بهترین واحد(های) جریان با توجه به درصد تراوایی و اشباع نفت پرداخته خواهد شد.

### موقعیت منطقه

طاق‌دیس نرگسی به طول ۳۹ و عرض بین ۹ تا ۱۱ کیلومتر در کمربند چین‌خورده و تراسی زاگرس قرار دارد



شکل ۱. موقعیت میدان نفتی نرگسی و راه‌های ارتباطی آن با اقتباس و کمی تغییر از (شرکتی و لتوزی، ۲۰۰۴)

### بحث و بررسی

#### عوارض ساختمانی چاه مورد مطالعه

در این قسمت عوارض شناسایی شده بر روی نمودار تصویرگر شامل لایه‌بندی، انواع شکستگی‌ها (باز، پر شده و القایی) و استیلولیت معرفی می‌شوند و نتایج حاصل از بررسی آن‌ها ارائه می‌گردد (فولکستاد و همکاران، ۲۰۱۲ و مونیز و بوسنس، ۲۰۱۵)

#### مرزهای لایه‌بندی

در چاه مورد مطالعه در سازند آسماری ۸۸ مرز لایه‌بندی (۶۴ عدد با شیب مطمئن و ۲۴ عدد با شیب نامطمئن) و در سازند جهرم ۴۹ عدد مرز لایه بندی (۱۸ عدد با شیب مطمئن و ۳۱ عدد با شیب نامطمئن) مشاهده گردیده است. شیب بیشتر لایه‌ها در سازند آسماری بین ۱۰ تا ۴۵

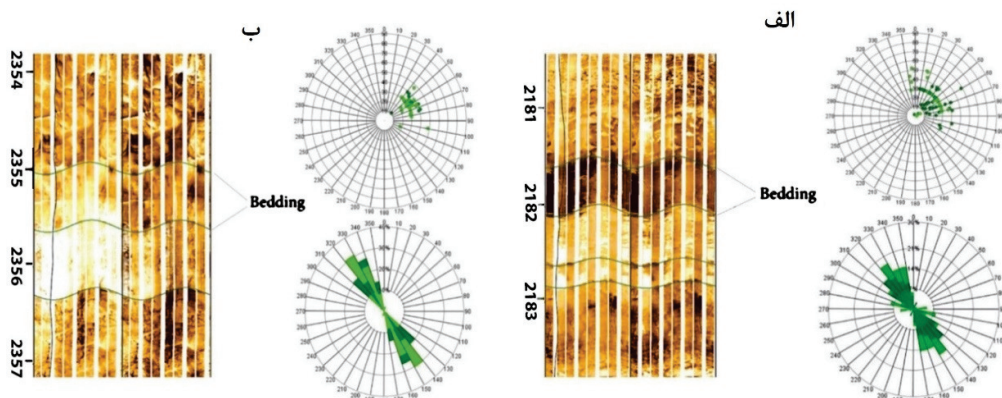
سازند آسماری دارای سن الیگوسن پسین (چاتین) تا میوسن پیشین (اکوئینانین) جوان‌ترین سنگ‌مخزن پهنه زاگرس می‌باشد که در چاه مورد مطالعه با ضخامت ۱۹۱ متر قرار دارد و از نظر لیتولوژی شامل آهک کرم تا قهوه‌ای رنگ است و از دو بخش ماسه‌سنگی اهواز و انیدریتی کلهر تشکیل شده است. در کنتاکت فوقانی سازند گچساران به حالت هم‌شیب این سازند را می‌پوشاند و در کنتاکت زیرین که از نوع دگرشیبی فرسایشی است سازند جهرم با ضخامت ۲۵۵ متر با لیتوژی دولومیت قهوه‌ای رنگ و توده‌ای، دولومیت نازک تا متوسط لایه و آهک دولومیتی با میکروفسیل فراوان (از پایین به بالا) قرار دارد که کنتاکت زیرین سازند جهرم با سازند ساچون به صورت هم‌شیب می‌باشد. در سازند جهرم فسیل‌های فراوان یافت می‌شود و بر اساس آن‌ها سن سازند جهرم در مقطع نمونه، پالئوسن تا ائوسن میانی تعیین شده است.

شکستگی باز در سازند آسماری و ۵۶۴ عدد در سازند جهرم شناسایی شد که بر اساس ارتباط امتداد شکستگی‌ها و امتداد لایه‌بندی و با توجه به الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین سه دسته شکستگی (دو دسته مورب و یک دسته طولی) در این سازندها قابل تشخیص است. وضعیت این شکستگی‌ها در سازند آسماری با جهت‌های شیب SW، SE، و امتداد میانگین N70W و N70E می‌باشد (شکل ۳-الف) و در سازند جهرم شکستگی‌های طولی با جهت شیب SW و امتداد N35W، به صورت تقریباً موازی با لایه‌بندی و شکستگی‌های مورب هم با جهت شیب SW و SE به ترتیب با امتدادهای N70W و N70E قرار گرفته‌اند (شکل ۳-ب).

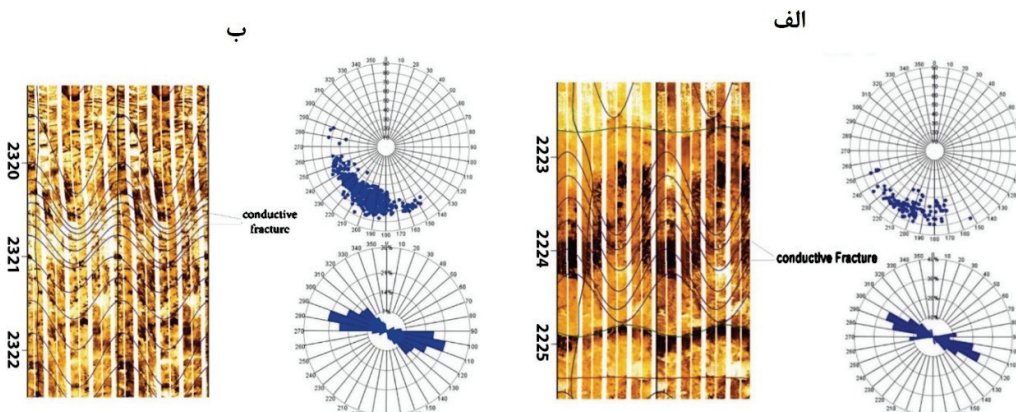
درجه متغیر است و میانگین شیب لایه‌ها در این سازند تقریباً ۲۰ تا ۳۰ درجه به سمت NE و با امتداد تقریبی N40W/S40E می‌باشد (شکل ۲-الف). همچنین شیب بیشتر لایه‌ها در سازند جهرم بین ۱۰ تا ۵۰ درجه متغیر است و میانگین شیب لایه‌ها در این سازند تقریباً ۳۰ تا ۴۰ درجه به سمت NE و با امتداد N35W/S35E می‌باشد (شکل ۲-ب).

### شکستگی‌های باز

تعداد ۶۷۸ شکستگی طبیعی در چاه مورد مطالعه شناسایی گردید که این شکستگی‌ها به طور عمده شکستگی‌های باز می‌باشند. از این تعداد ۱۱۰ عدد



شکل ۲. استریونت، نمودار گل‌سرخ و شکل شماتیکی از لایه‌بندی در نمودار تصویرگر چاه مورد مطالعه: الف) سازند آسماری با ۶۴ مرز لایه‌بندی با شیب مطمئن و ۲۴ عدد با شیب نامطمئن که شیب بیشتر لایه‌ها بین ۱۰ تا ۴۵ درجه متغیر است و میانگین آن‌ها تقریباً ۲۰ تا ۳۰ درجه به سمت NE و با امتداد تقریبی N40W/S40E می‌باشد و ب) سازند جهرم با ۱۸ مرز لایه‌بندی با شیب مطمئن و ۳۱ عدد با شیب نامطمئن که شیب بیشتر لایه‌ها بین ۱۰ تا ۵۰ درجه متغیر است و میانگین آن‌ها تقریباً ۳۰ تا ۴۰ درجه به سمت NE و با امتداد N35W/S35E می‌باشد.



شکل ۳. استریونت، نمودار گل‌سرخ و شکل شماتیکی از ۶۷۸ عدد شکستگی باز در نمودار تصویرگر چاه مورد مطالعه: الف) سازند آسماری که دارای ۱۱۰ عدد شکستگی باز با جهت‌های شیب SW، SE، SW و امتداد میانگین N70W و N70E می‌باشد و ب) سازند جهرم که دارای ۵۶۴ عدد شکستگی باز با جهت شیب SW، SE، SW و امتداد N35W، N70W و N70E می‌باشد.

سازند آسماری و هم در سازند جهرم) بر اساس ۲۰ عدد قرائت نمودار تصویرگر بین ۸۰ تا ۹۰ درجه و در جهت SE و با امتداد میانگین N70E/S70W می‌باشند که تقریباً با جهت بیش‌ترین نیروی افقی در زاگرس مطابقت دارد (شکل ۵).

### استیلولیت

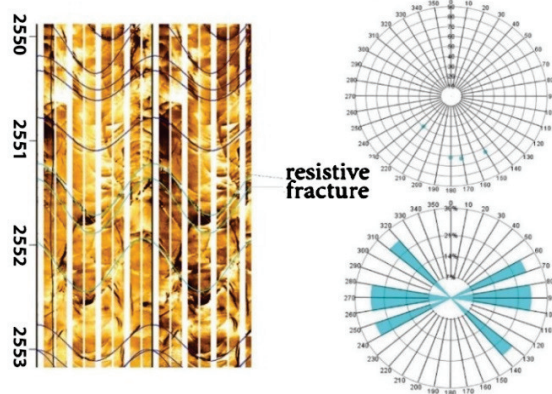
استیلولیت‌ها اغلب در سازندهای کربناتی سیمانی و فشرده شده مشاهده می‌شوند که اگر ساختار استیلولیت موازی لایه‌بندی باشد به آن استیلولیت چینه‌ای و اگر لایه‌بندی را قطع کرده باشد به آن استیلولیت تکتونیک می‌گویند. در چاه مورد مطالعه ۱۵ عدد ساختار استیلولیتی در سازند آسماری مشاهده گردیده است (شکل ۶).

### شکستگی‌های پرشده

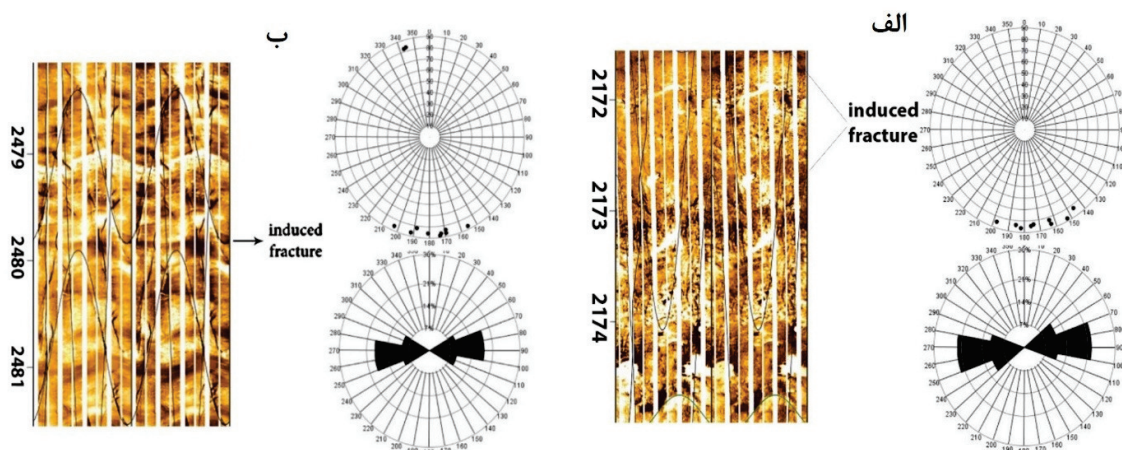
ماده اصلی پرکننده‌ی این نوع شکستگی‌ها کانی‌های بلورین می‌باشد که فاقد تخلخل و متراکم هستند و به علت مقاومت الکتریکی بالایی که دارند در نمودارهای تصویرگر به صورت کاملاً روشن و سینوسی ظاهر می‌شوند. در چاه مورد مطالعه تعداد ۴ عدد شکستگی پرشده در سازند جهرم با شیب بین ۶۰ تا ۷۰ درجه و در جهت غالب SE و امتداد تقریبی N90E/S90W قابل شناسایی است (شکل ۴).

### شکستگی‌های القا شده

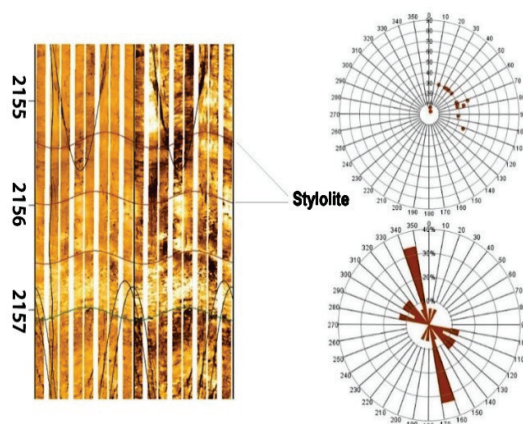
در چاه مورد مطالعه ۲۰ عدد شکستگی القا شده مشاهده گردید که ۹ عدد در سازند آسماری و ۱۱ عدد در سازند جهرم می‌باشد. میانگین شیب شکستگی‌های القا شده (هم در



شکل ۴. استریونت، نمودار گل‌سرخ و شکل شماتیکی از ۴ عدد شکستگی پرشده در نمودار تصویرگر چاه مورد مطالعه در سازند جهرم که با شیب بین ۶۰ تا ۷۰ درجه و در جهت غالب SE و امتداد تقریبی N90E/S90W قابل شناسایی هستند.



شکل ۵. استریونت، نمودار گل‌سرخ و شکل شماتیکی از ۲۰ عدد شکستگی القایی (۹ عدد در سازند آسماری و ۱۱ عدد در سازند جهرم) در نمودار تصویرگر چاه مورد مطالعه که میانگین شیب آن‌ها (هم در سازند آسماری و هم در سازند جهرم) بین ۸۰ تا ۹۰ درجه و در جهت SE و با امتداد میانگین N70E/S70W می‌باشند. الف) سازند آسماری و ب) سازند جهرم



شکل ۶. استریونت، نمودار گل‌سرخ و شکل شماتیکی از ۱۵ عدد استیلولیت شناسایی شده در نمودار تصویرگر چاه مورد مطالعه، سازند آسماری

که وجود تراکم شکستگی بیشتر به خصوص در بازه عمقی ۲۴۸۰-۲۵۳۰ (سازند چهارم) نسبت به ۲۲۲۰-۲۲۵۰ (سازند آسماری) موجب افزایش تراوایی و حرکت نفت در طول مخزن می‌شود. اما این گونه نیست که همه شکستگی‌های موجود در مخزن دارای تراوایی باشند، در صورتی که آن‌ها توسط تصویر FMI شناسایی شوند باید با سایر روش‌ها مانند نمودار انحراف سرعت مطابقت داده شوند که در ادامه به آن خواهیم پرداخت (سازند آسماری شکل ۸-الف) و (سازند چهارم شکل ۸-ب).

#### تطابق نمودار نوترون با پارامترهای شکستگی

در شکل (۹) نمودارهای VAH و VDC برای شکستگی‌های باز محاسبه شده‌اند و از روی آن‌ها می‌توان تراکم تخلخل و میزان باز شدگی دهانه شکستگی‌ها را در واحدهای جریان‌ی مختلف مخزنی به دست آورد (نانک و همکاران، ۲۰۱۷). بیش‌ترین میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها ۰/۰۳۵ میلی‌متر در عمق ۲۱۳۰ (سازند آسماری شکل ۹-الف) و ۰/۰۳۲ میلی‌متر در عمق ۲۴۳۸ (سازند چهارم شکل ۹-ب). در این مطالعه در بازه عمق‌هایی که بازشدگی دهانه شکستگی (در دو سازند مطالعه شده) به حداکثر مقدار خود رسیده است و با آب، نفت و یا گاز پر شده‌اند باید انتظار افزایش در مقدار نمودار نوترون را داشت. قابل ذکر است هرچه میزان نمودار نوترون (NPHI) در بازه عمقی مورد مطالعه بیشتر باشد نشانه افزایش شکستگی و در نتیجه افزایش کیفیت مخزنی در آن بازه عمقی می‌باشد (رهسپار، ۱۳۹۳؛ صمدی و همکاران، ۱۳۹۸؛ عقلی و همکاران، ۲۰۱۶).

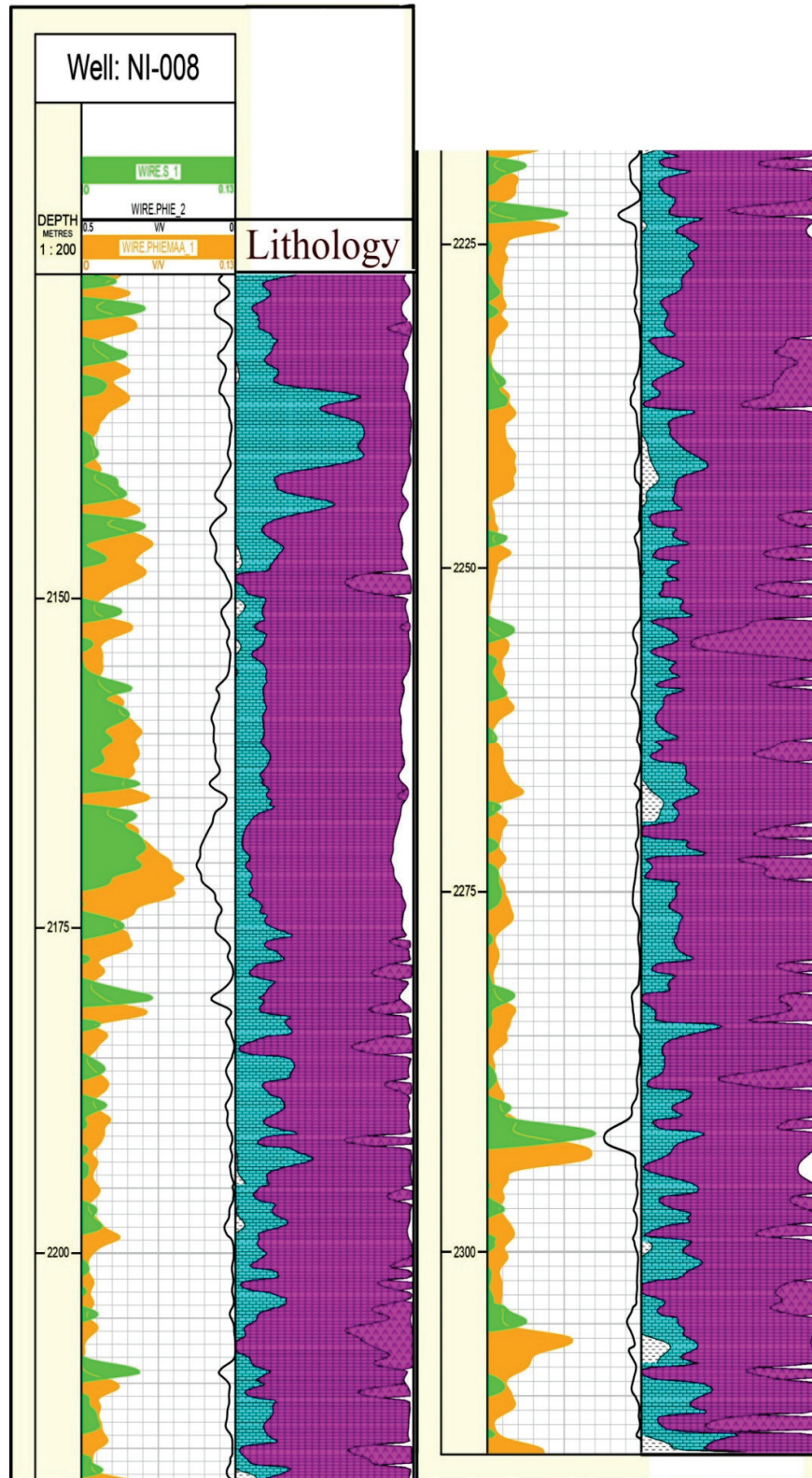
#### محاسبه‌ی تخلخل کل با استفاده از نمودار چگالی

در ادامه تخلخل کل با استفاده از جایگذاری پارامترهای مقدار قرائت شده لاگ چگالی، چگالی سیال و چگالی تخلخل زمینه در فرمول تخلخل کل محاسبه و لاگ آن رسم شد (سازند آسماری شکل ۷-الف) و (سازند چهارم شکل ۷-ب). در شکل مذکور ستون اول نشان‌دهنده عمق مخزنی از ۲۱۲۵ تا ۲۶۱۰ و نمودار نارنجی و سبز که از سمت چپ به راست زیاد می‌شوند به ترتیب نشان‌دهنده تخلخل زمینه و تخلخل ثانویه می‌باشند و نمودار سیاه‌رنگ که از راست به چپ زیاد می‌شود نشان‌دهنده‌ی تخلخل کل می‌باشد.

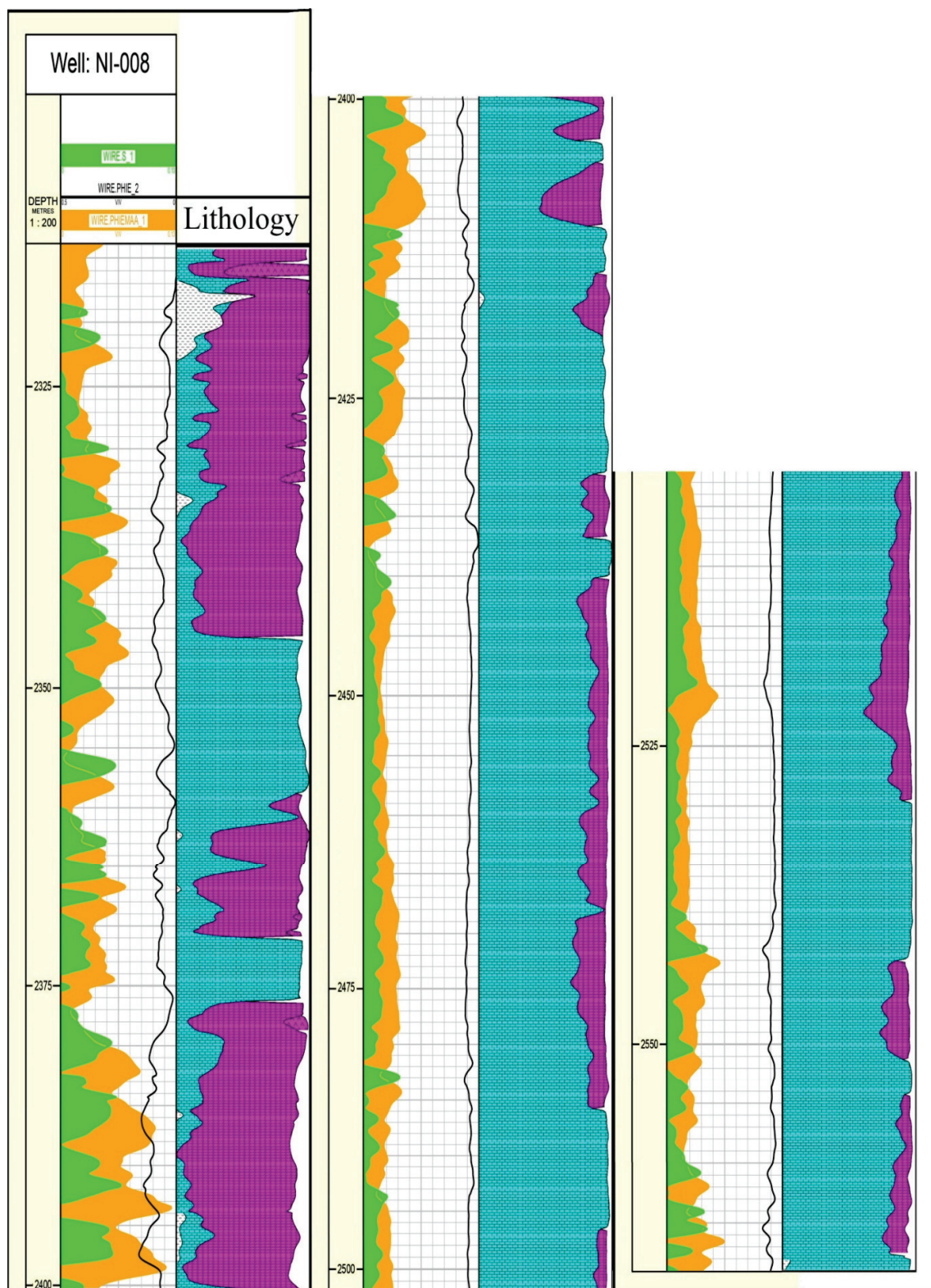
#### محاسبه‌ی تخلخل ثانویه (تخلخل حفره‌ای و تخلخل

##### شکستگی) به وسیله نمودار تصویرگر

تخلخل ثانویه به تخلخل‌هایی که بعد از ته‌نشست رسوبات به وجود می‌آیند گفته می‌شود که مهم‌ترین آن‌ها با توجه به هدف مطالعه در این مقاله شامل تخلخل‌های حفره‌ای و شکستگی می‌باشد و از آنجایی که نمودارهای پتروفیزیکی قادر به شناسایی انواع تخلخل‌های ثانویه به طور مجزا نیستند، می‌توان با مطالعه لاگ تصویرگر به بررسی آن‌ها در چاه مورد مطالعه پرداخت (خوشبخت و همکاران، ۲۰۱۲ و آمین، ۲۰۱۴) در این شکل نشان داده شده که در بیشتر مناطقی که تخلخل شکستگی در نمودار FMI شناسایی شده است، توسط نمودارهای چاه‌پیمایی نیز به دست آمده و تطابق خوبی را با هم نشان می‌دهند. همچنین نمودار تخلخل نشان می‌دهد که اشباع هیدروکربن در مخزن تحت تأثیر تخلخل اولیه است و اشباع نفت در سازند چهارم بیشتر از آسماری نشان می‌دهد

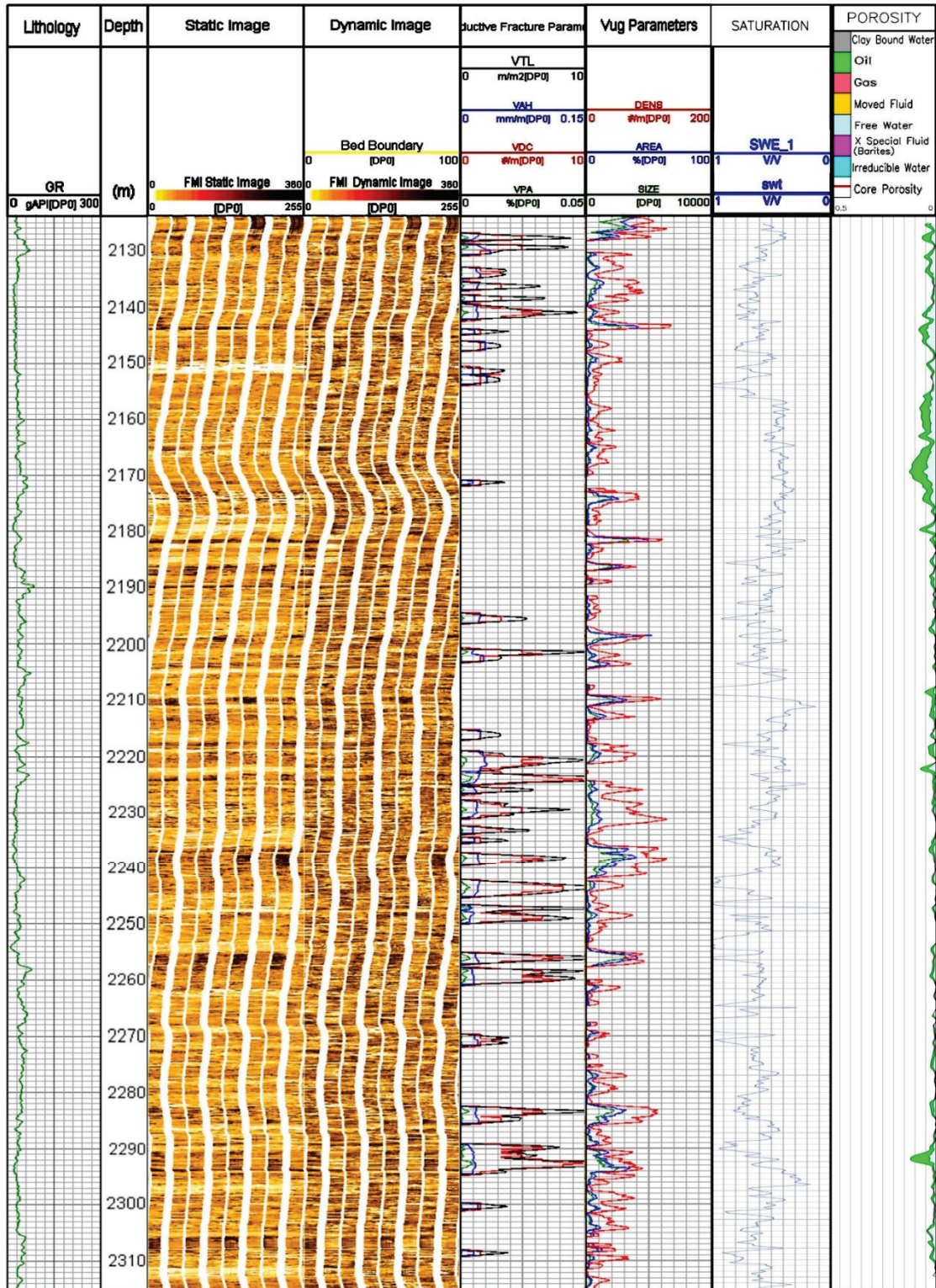


شکل ۷. الف- انواع تخلخل محاسبه شده توسط لاگ چگالی (سازند آسماری). در شکل مذکور ستون اول نشان‌دهنده عمق مخزنی از ۲۱۲۵ تا ۲۶۱۰ و نمودار نارنجی و سبز که از سمت چپ به راست زیاد می‌شوند به ترتیب نشان‌دهنده تخلخل زمینه و تخلخل ثانویه می‌باشند و نمودار سیاه رنگ که از راست به چپ زیاد می‌شود نشان‌دهنده تخلخل کل می‌باشد.

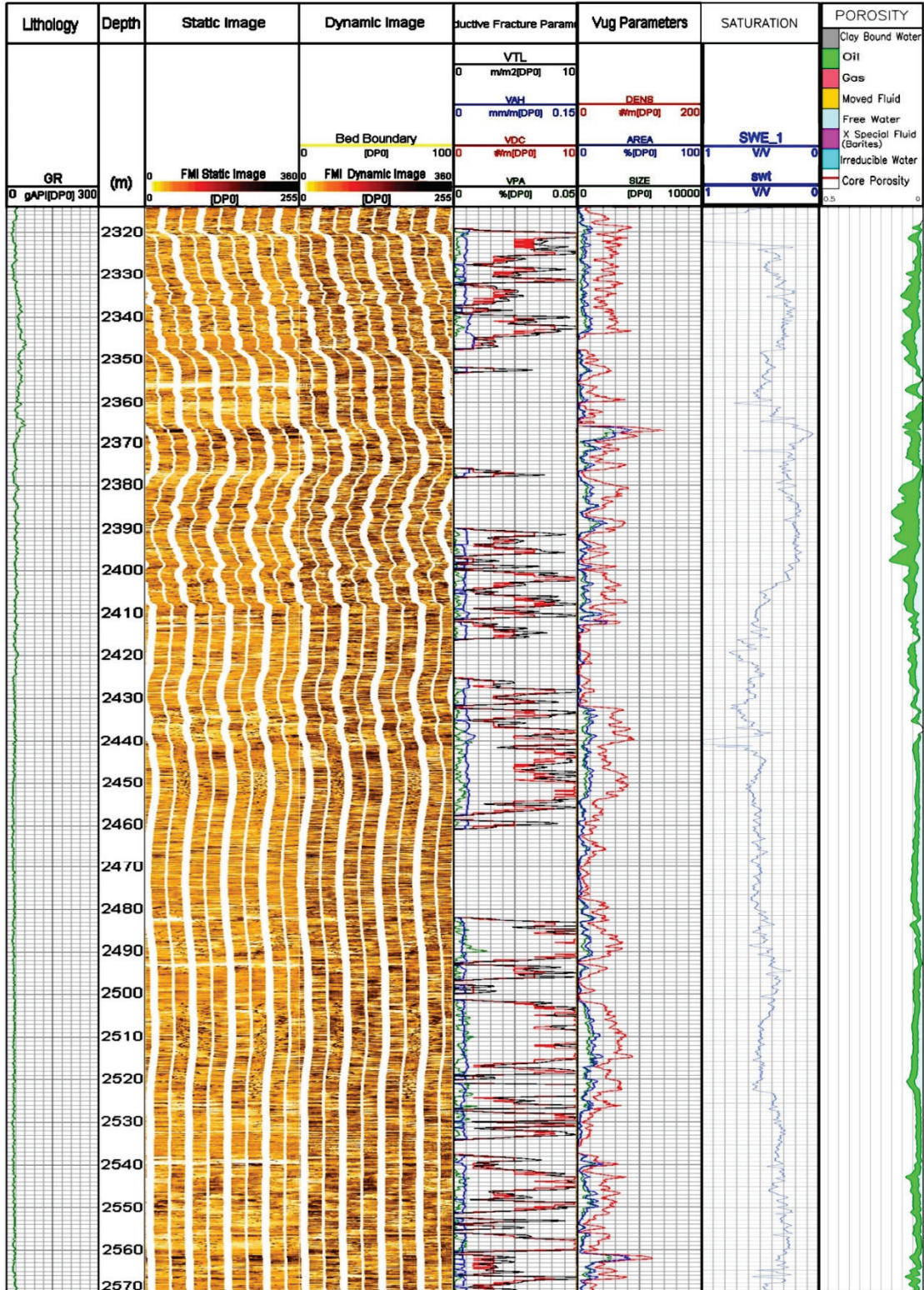


شکل ۷. ب- انواع تخلخل محاسبه شده توسط لاگ چگالی (سازند چهارم). در شکل مذکور ستون اول نشان‌دهنده عمق مخزنی از ۲۱۲۵ تا ۲۶۱۰ و نمودار نارنجی و سبز که از سمت چپ به راست زیاد می‌شوند به ترتیب نشان‌دهنده تخلخل زمینه و تخلخل ثانویه می‌باشند و نمودار سیاه‌رنگ که از راست به چپ زیاد می‌شود نشان‌دهنده تخلخل کل می‌باشد.

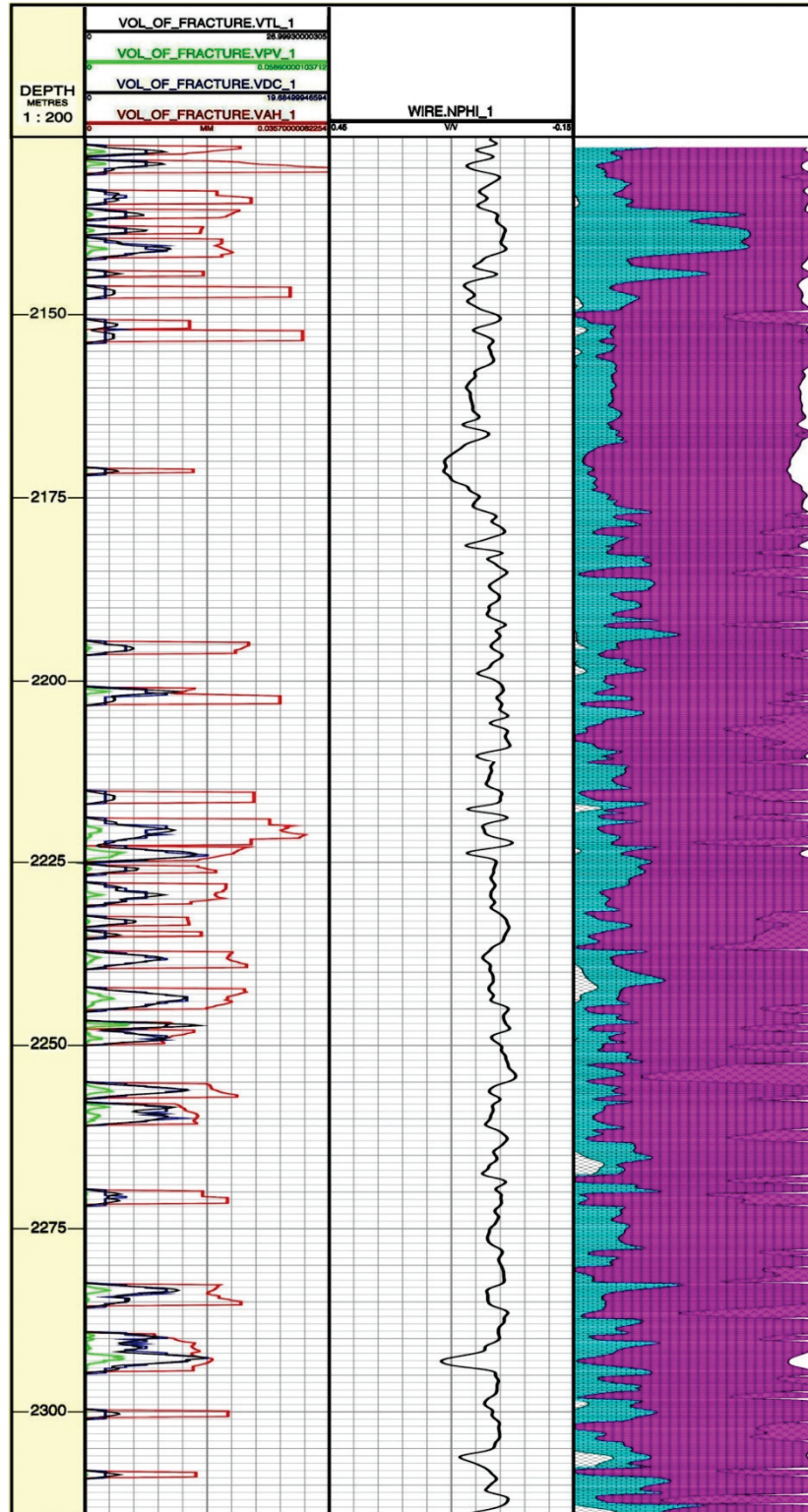




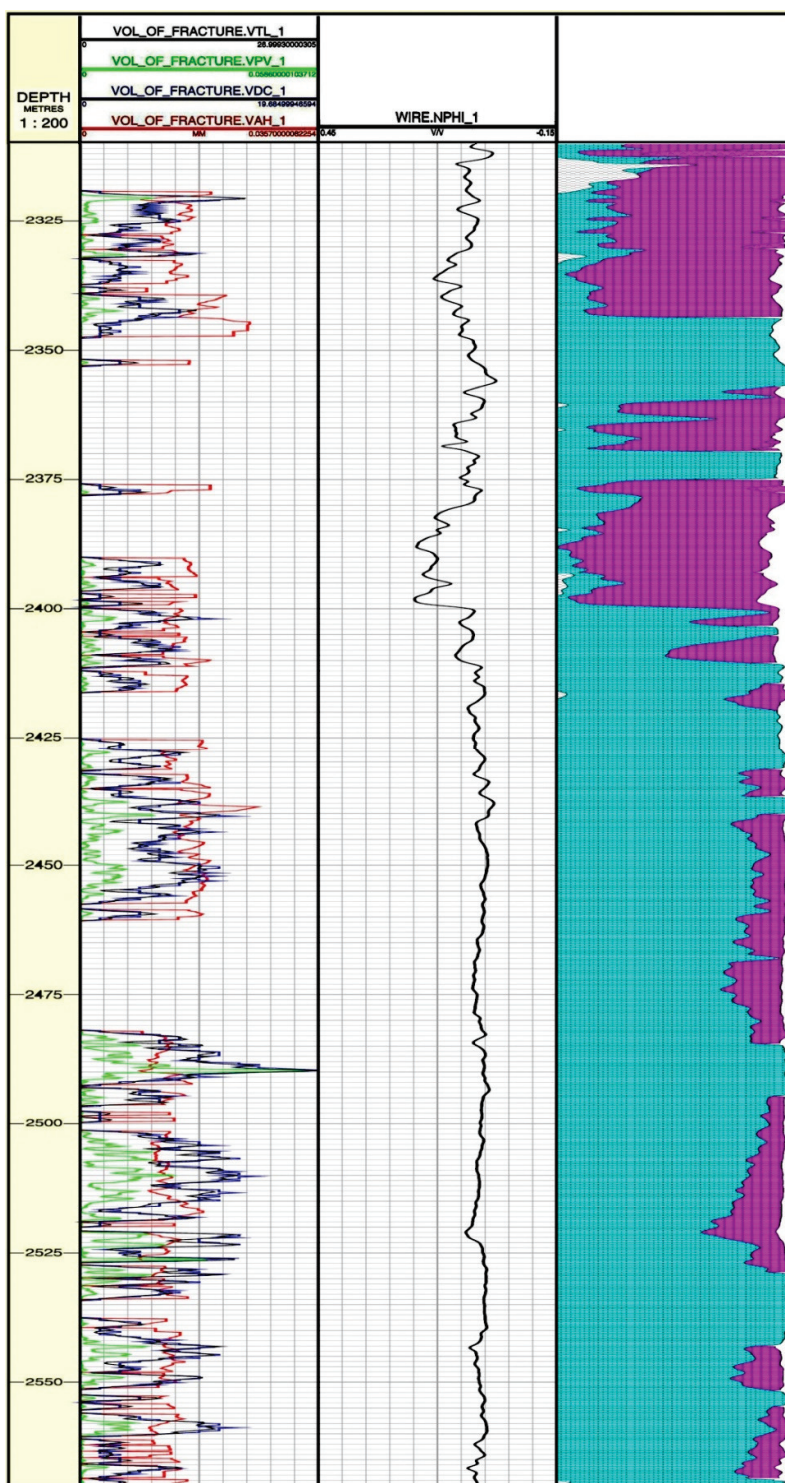
شکل ۸. الف- نمایش تخلخل شکستگی و حفره‌ای در نمودار تصویرگر توسط نرم‌افزار. در این شکل ستون اول لاگ گاما، ستون دوم بازه عمقی مخزن، ستون سوم و چهارم تصاویر استاتیکی و دینامیک FMI، ستون پنجم پارامترهای شکستگی، ستون ششم پارامترهای تخلخل حفره‌ای و ستون‌های هفتم و هشتم به ترتیب میزان اشباع آب و نفت را نشان می‌دهند. به علت وجود تراکم شکستگی به خصوص در بازه عمقی ۲۲۲۰-۲۲۵۰ متر (سازند آسماری) و ۲۴۸۰-۲۵۳۰ متر (سازند جهرم) افزایش تراوایی و سهولت در حرکت نفت در طول مخزن دیده می‌شود (سازند آسماری).



شکل ۸. ب- نمایش تخلخل شکستگی و حفره‌ای در نمودار تصویرگر توسط نرم‌افزار. در این شکل ستون اول لاگ گاما، ستون دوم بازه عمقی مخزن، ستون سوم و چهارم تصاویر استاتیکی و دینامیک FMI، ستون پنجم پارامترهای شکستگی، ستون ششم پارامترهای تخلخل حفره‌ای و ستون‌های هفتم و هشتم به ترتیب میزان اشباع آب و نفت را نشان می‌دهند. به علت وجود تراکم شکستگی به خصوص در بازه عمقی ۲۲۲۰-۲۲۵۰ متر (سازند آسماری) و ۲۴۸۰-۲۵۳۰ متر (سازند جهرم) افزایش تراوایی و سهولت در حرکت نفت در طول مخزن دیده می‌شود (سازند جهرم).



شکل ۹. الف- نمایش عمق بازه عمقی مخزن، پارامترهای شکستگی، نمودار نوترون و لیتولوژی در سازند آسماری. در این شکل ستون اول بازه عمقی مخزن، ستون دوم پارامترهای شکستگی، ستون سوم نمودار نوترون و ستون چهارم لیتولوژی را نشان می‌دهد که بیشترین میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها ۰.۰۳۵ میلی‌متر در عمق ۲۱۳۰ می‌باشد، در این بازه که با آب، نفت و یا گاز پر شده‌اند افزایش در مقدار نمودار نوترون و در نتیجه افزایش کیفیت مخزنی را می‌توان انتظار داشت (رهسپار، ۱۳۹۳؛ صمدی و همکاران، ۱۳۹۸؛ عقلی و همکاران، ۲۰۱۶).



شکل ۹. ب- نمایش عمق بازه عمقی مخزن، پارامترهای شکستگی، نمودار نوترون و لیتولوژی در سازند چهارم. در این شکل ستون اول بازه عمقی مخزن، ستون دوم پارامترهای شکستگی، ستون سوم نمودار نوترون و ستون چهارم لیتولوژی را نشان می‌دهد که بیشترین میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها ۰.۰۳۲ میلی‌متر در عمق ۲۴۳۸ می‌باشد. در این بازه که با آب، نفت و یا گاز پر شده‌اند افزایش در مقدار نمودار نوترون و در نتیجه افزایش کیفیت مخزنی را می‌توان انتظار داشت (رهسپار، ۱۳۹۳؛ صمدی و همکاران، ۱۳۹۸؛ عقلی و همکاران، ۲۰۱۶).

از قابلیت نرم‌افزار، نتایج حاصله نشان داده است که به طور عمده تخلخل سنگ مخزن آسماری-چهرم بر اساس لاگ انحراف سرعت و مقدار تخلخل‌ها به ترتیب از انواع تخلخل اولیه (که تخلخل غالب است و اشباع نفت در مخزن تحت تاثیر آن قرار دارد)، شکستگی و حفره‌ای می‌باشد و به نظر می‌رسد که شکستگی‌ها در تراوایی مخزن نقش داشته باشند. پیک‌های مربوط به تخلخل شکستگی که از نمودار تصویرگر به دست آمده، نوک تیزتر و واضح تر از تخلخل ثانویه حاصل از نمودارهای چاه‌پیمایی است، که دلیل آن قدرت تفکیک بالاتر نمودار FMI در تشخیص شکستگی‌ها نسبت به نمودارهای چاه‌پیمایی است (شکل ۱۱).

### نمودار متقاطع تخلخل-سرعت

نوع تخلخل غالب موجود در مخزن بر اساس لاگ انحراف سرعت و مقدار تخلخل‌ها، تخلخل زمینه است که در بعضی فاصله‌ها تخلخل شکستگی و حفره‌ای هم در مخزن دیده می‌شود. همان‌گونه که در نمودارها و نمودار متقاطع تخلخل-سرعت چاه مذکور دیده می‌شود (شکل ۱۲) رابطه معکوسی بین تخلخل و سرعت وجود دارد، یعنی سرعت با افزایش تخلخل کاهش می‌یابد. پراکندگی موجود در این نمودار متقاطع به انواع مختلف خلل و فرج موجود در سازند مربوط می‌شود. در نمودار متقاطع تخلخل-سرعت پراکندگی به صورت معمولی می‌باشد که بیانگر عدم تنوع در نوع تخلخل غالب است.

### اطلاعات هرزروی گل حفاری

بررسی داده‌های هرزروی گل در چاه مورد مطالعه یکی از شواهد غیرمستقیم گسترش شکستگی‌ها در مخزن می‌باشد. برای استفاده از این عامل در تشخیص وجود شکستگی‌ها در نظر گرفتن این نکته لازم است که وزن گل در حین حفاری در فاصله‌ای که در آن هرزروی گل دیده می‌شود باید تقریبی ثابت باشد، زیرا افزایش وزن گل باعث ازدیاد فشار هیدرواستاتیک شده و در نتیجه آن در سازند ایجاد شکستگی‌هایی می‌گردد که به آن‌ها شکستگی‌های القایی می‌گویند و جز شکستگی‌های طبیعی مخزن نمی‌باشند. بیش‌ترین مقادیر هرزروی در چاه مورد مطالعه ۲۵ بشکه در ساعت در سازند چهرم در عمق ۲۴۶۶ تا ۲۵۶۹ گزارش گردیده است که با تراکم شکستگی‌ها در سازند چهرم تقریباً تطابق دارد (جدول ۱).

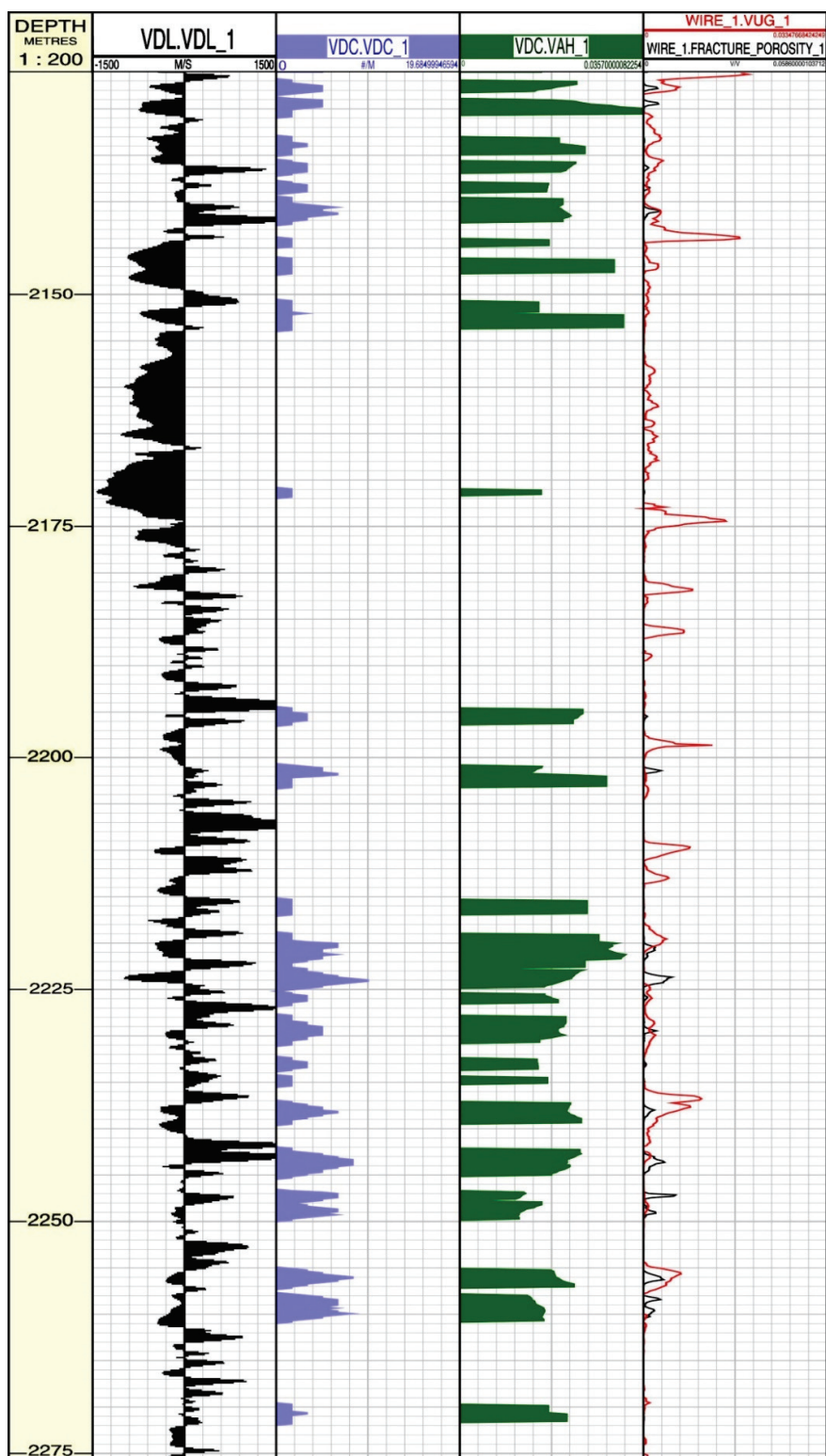
### تطابق پارامترهای شکستگی با لاگ انحراف سرعت

در این قسمت با مقایسه پارامترهای شکستگی با لاگ انحراف سرعت مشاهده می‌شود که لاگ انحراف سرعت تحت تاثیر تراکم شکستگی قرار دارد و در بیشتر فواصل مخزنی عدد منفی را نشان می‌دهد (سازند آسماری شکل ۱۰-ب). بر اساس بررسی‌های انجام شده دلیل تراکم بالای شکستگی در سازند چهرم ضخامت لایه‌بندی نازک‌تر نسبت به سازند آسماری است. در تاقیدیس با افزایش شیب لایه‌ها ابتدا شکستگی‌های مورب شکل می‌گیرند و در ادامه با افزایش شیب، شکستگی‌های طولی و سپس در مراحل آخر شکستگی عرضی رخ می‌دهد. و از آنجایی که لایه‌های مخزن در سازند چهرم، شیب بیشتری نسبت به سازند آسماری دارند می‌تواند دلیلی بر تراکم بالای شکستگی در سازند چهرم باشد. در این بخش مقادیر تخلخل شکستگی و حفره‌ای محاسبه و با نتایج حاصل از لاگ انحراف سرعت و پارامترهای شکستگی مطابقت داده شد و نتایج اینگونه نشان داد که تخلخل شکستگی با لاگ دهانه‌ی شکستگی (VAH) رابطه‌ی مستقیم دارد و در مناطقی که مقدار لاگ انحراف سرعت منفی و پایین باشد پارامترهای شکستگی بخصوص نمودار VAH، پیک‌های بالایی را نشان می‌دهند (گواداگنو و نونزیاتا، ۱۹۹۳؛ عقلی و همکاران، ۲۰۱۶). با توجه به اینکه در سیستم شکستگی طولی میزان بازشدگی دهانه‌ی شکستگی زیاد است، در این مطالعه نیز نشان داده شده شکستگی‌های طولی نقش مهمی در افزایش تخلخل شکستگی دارند. در بازه عمقی‌هایی که نمودار تصویرگر شکستگی نشان داده است ولی انحراف سرعت تأیید نکرده است مخصوصاً فاصله ۲۲۲۵-۲۲۵۰، به این دلیل است که نمودار انحراف سرعت ادامه دار بودن شکستگی‌ها را بررسی می‌کند یا به عبارتی عمق بررسی بیش‌تری نسبت به نمودار تصویرگر دارد.

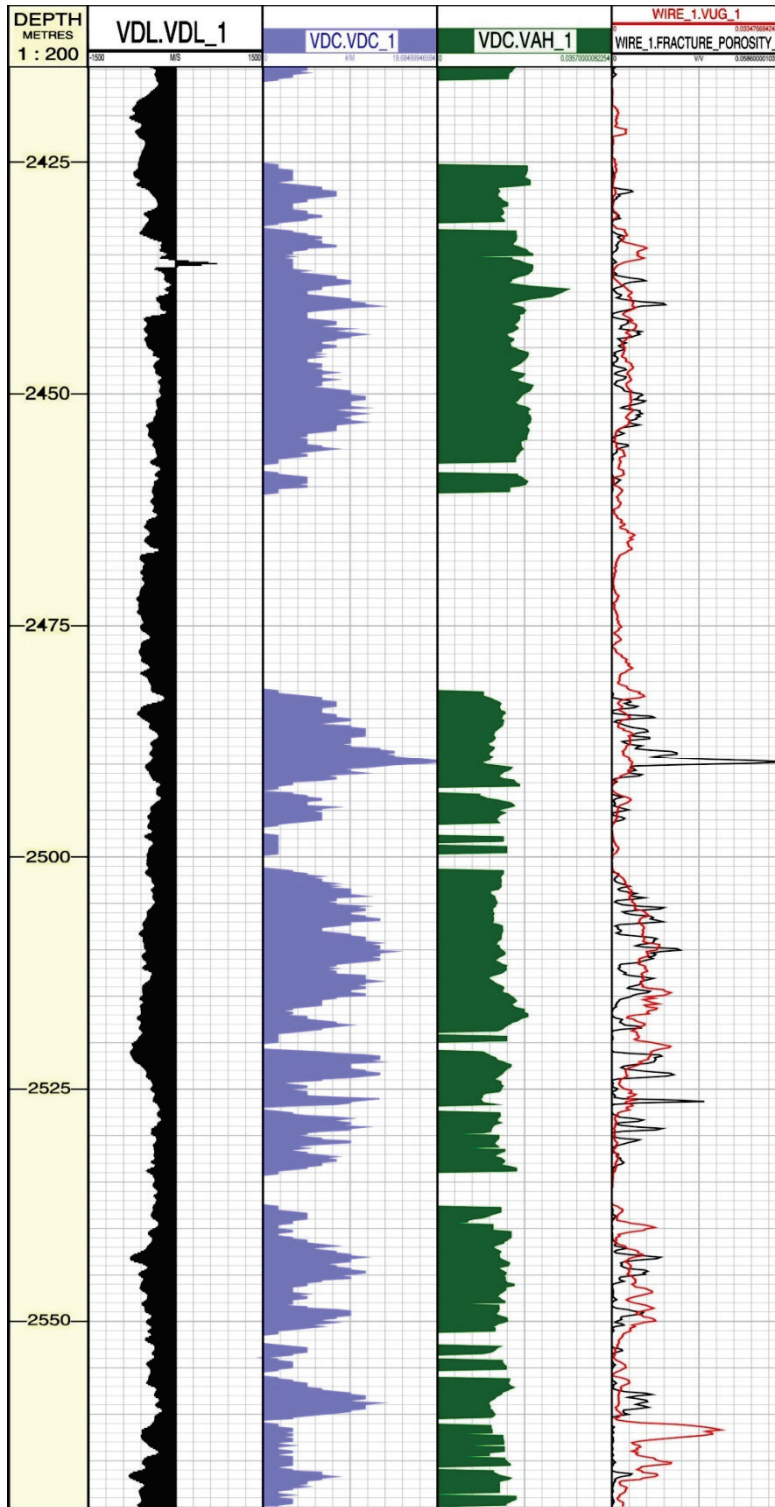
### مقایسه تخلخل‌های حاصل از نمودارهای

#### پتروفیزیکی و تصویرگر

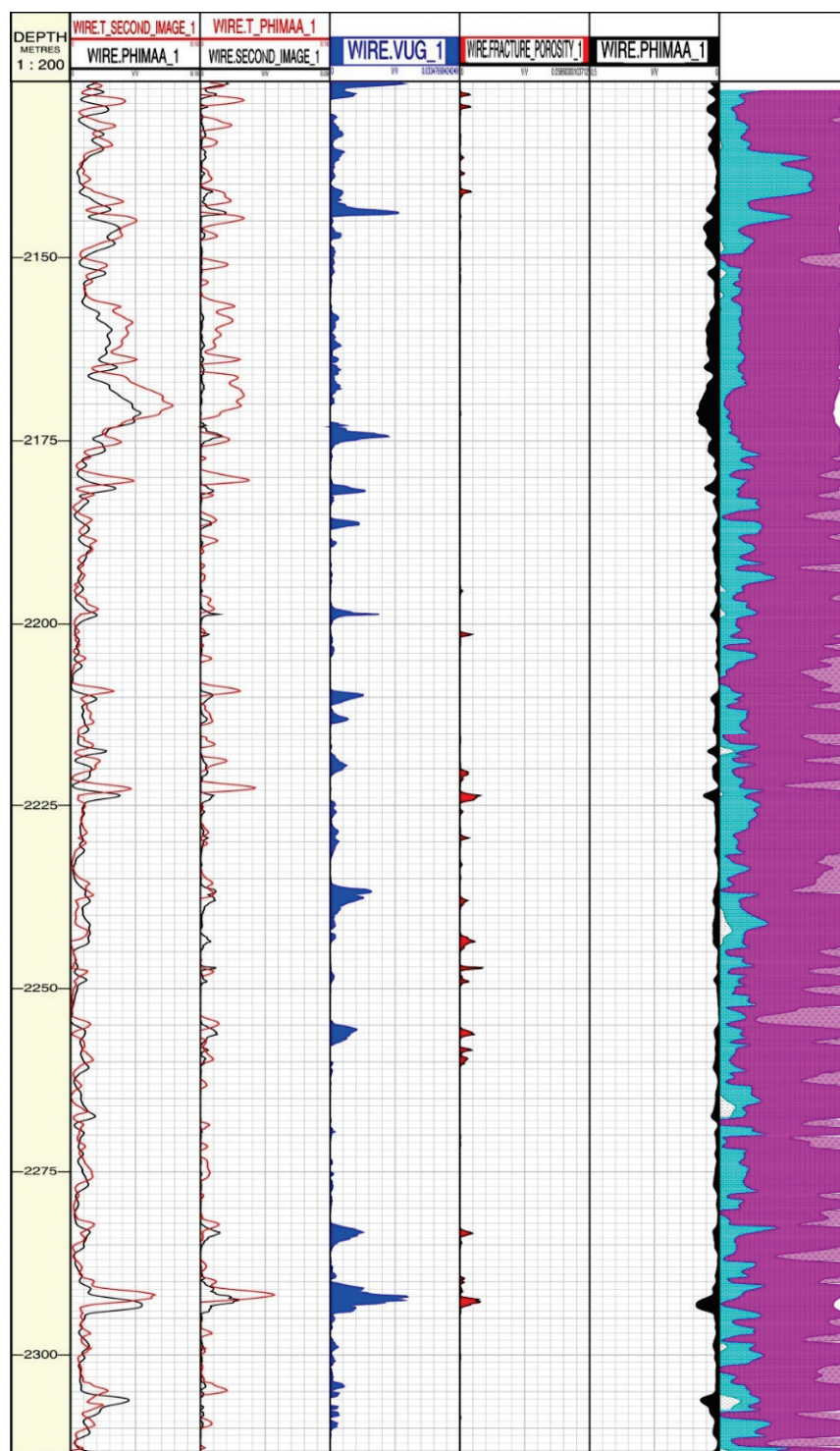
در آخر نتایج همراه با تخلخل کل حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی رسم و مقایسه شد و نشان داد که در بیشتر مناطقی که تخلخل شکستگی در نمودار FMI شناسایی شده است تخلخل ثانویه نیز توسط نمودارهای چاه‌پیمایی به دست آمده بعد از تفسیر نمودار تصویرگر (FMI) با استفاده



شکل ۱۰ الف- مقایسه نمودار انحراف سرعت و پارامترهای شکستگی با نمودار تخلخل حفره‌ای و شکستگی در بازه ۲۱۲۳ تا ۲۲۷۵ متر (سازند آسماری). در این شکل ستون اول بازه عمقی مخزن، ستون دوم نمودار انحراف سرعت (سیاه‌رنگ)، ستون‌های سوم و چهارم پارامترهای شکستگی (VDC و VAH)، ستون پنجم نمودار تخلخل حفره‌ای (قرمز رنگ) و شکستگی (سیاه‌رنگ) می‌باشد. با توجه به رابطه مستقیم بین تخلخل شکستگی و لاگ دهانه‌ی شکستگی (VAH) در بازه عمق‌هایی با انحراف سرعت منفی پیک‌های بالایی از پارامترهای شکستگی مخصوصاً VAH مشاهده می‌شود (گواداکنو و نونزباتا، ۱۹۹۳؛ عقلی و همکاران، ۲۰۱۶).

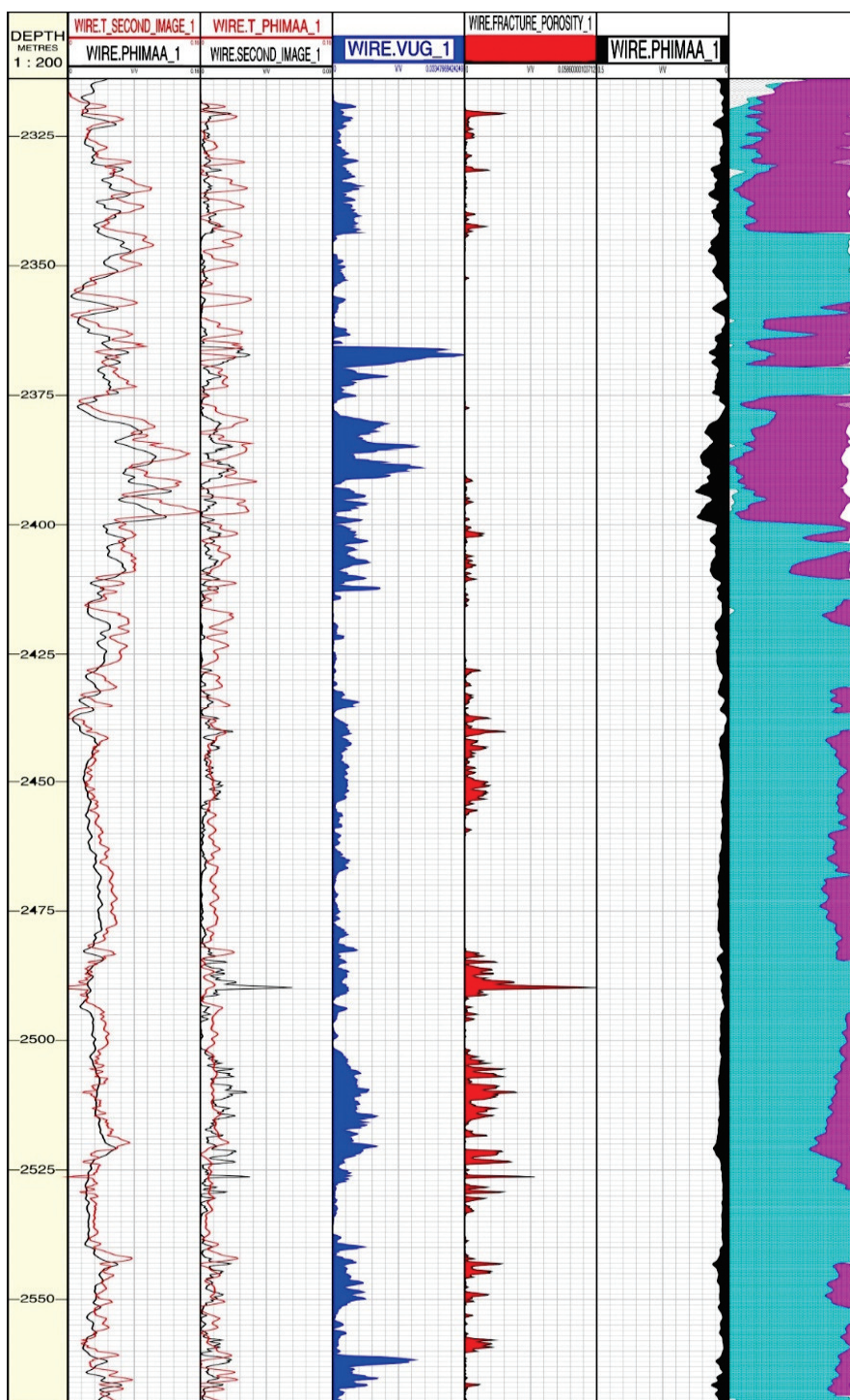


شکل ۱۰. ب- مقایسه نمودار انحراف سرعت و پارامترهای شکستگی با نمودار تخلخل حفره‌ای و شکستگی در بازه ۲۴۱۵ تا ۲۵۶۹ متر (سازند جهرم). در این شکل ستون اول بازه عمقی مخزن، ستون دوم نمودار انحراف سرعت (سیاه‌رنگ)، ستون‌های سوم و چهارم پارامترهای شکستگی (VDC و VAH)، ستون پنجم نمودار تخلخل حفره‌ای (قرمز رنگ) و شکستگی (سیاه‌رنگ) می‌باشد. با توجه به رابطه مستقیم بین تخلخل شکستگی و لاگ دهانه‌ی شکستگی (VAH) در بازه عمق‌هایی با انحراف سرعت منفی پیک‌های بالایی از پارامترهای شکستگی مخصوصاً VAH مشاهده می‌شود (گواداگنو و نونزیاتا، ۱۹۹۳؛ عقلی و همکاران، ۲۰۱۶).

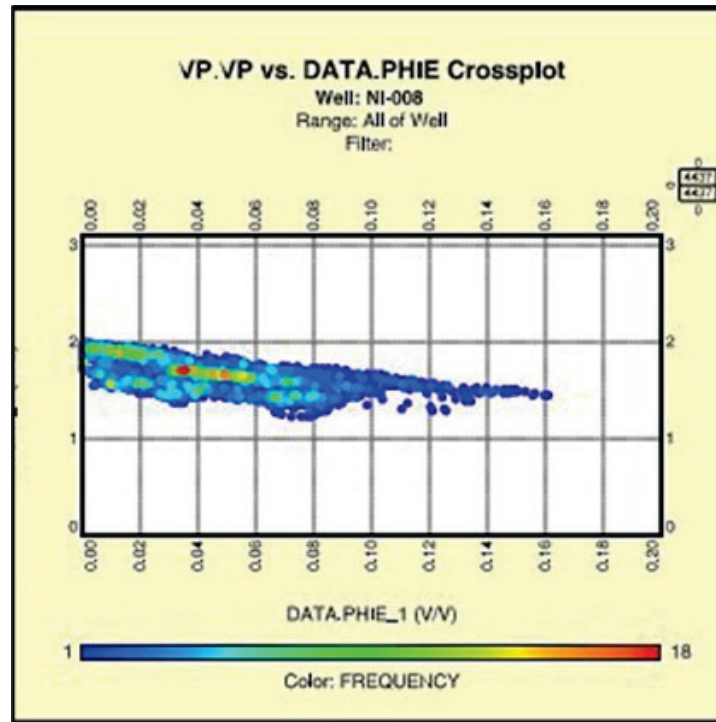


شکل ۱۱. الف) (سازند آسماری)؛ مقایسه تخلخل‌های حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی و تصویرگر. در این شکل ستون اول بازه عمقی مخزن، ستون دوم تخلخل اولیه حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی (سیاه‌رنگ) و تخلخل اولیه غیرمستقیم حاصل از لاگ تصویرگر (قرمز رنگ)، ستون سوم تخلخل ثانویه حاصل از لاگ تصویرگر (سیاه‌رنگ) و نمودارهای پتروفیزیکی (قرمز رنگ)، ستون چهارم نمودار تخلخل حفره‌ای حاصل از لاگ تصویرگر، ستون پنجم تخلخل شکستگی حاصل از لاگ تصویرگر، ششمین ستون تخلخل زمینه و ستون هفتم لیتولوژی را نشان می‌دهد. با توجه به مقایسه تغییرات تخلخل ثانویه از نمودارهای چاه‌پیمایی با نتایج FMI و همخوانی آن‌ها با هم و همچنین بر اساس لاگ انحراف سرعت و مقدار تخلخل‌ها به‌طور عمده تخلخل سنگ مخزن آسماری-چهرم به ترتیب از نوع تخلخل اولیه (زمینه‌ای) که تخلخل غالب است، شکستگی و حفره‌ای می‌باشد.





شکل ۱۱. ب) (سازند جهرم)؛ مقایسه تخلخل‌های حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی و تصویرگر. در این شکل ستون اول بازه عمقی مخزن، ستون دوم تخلخل اولیه حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی (سیاه‌رنگ) و تخلخل اولیه غیرمستقیم حاصل از لاگ تصویرگر (قرمز رنگ)، ستون سوم تخلخل ثانویه حاصل از لاگ تصویرگر (سیاه‌رنگ) و نمودارهای پتروفیزیکی (قرمز رنگ)، ستون چهارم نمودار تخلخل حفره‌ای حاصل از لاگ تصویرگر، ستون پنجم تخلخل شکستگی حاصل از لاگ تصویرگر، ششمین ستون تخلخل زمینه و ستون هفتم لیتولوژی را نشان می‌دهد. با توجه به مقایسه تغییرات تخلخل ثانویه از نمودارهای چاه‌پیمایی با نتایج FMI و همخوانی آن‌ها با هم و همچنین بر اساس لاگ انحراف سرعت و مقدار تخلخل‌ها به‌طور عمده تخلخل سنگ مخزن آسماری-جهرم به ترتیب از نوع تخلخل اولیه (زمینه‌ای) که تخلخل غالب است، شکستگی و حفره‌ای می‌باشد.



شکل ۱۲. نمودار متقاطع تخلخل- سرعت. در این شکل رابطه معکوس بین تخلخل و سرعت و این که پراکندگی به صورت معمولی می‌باشد می‌تواند بیانگر نبود تنوع در نوع تخلخل غالب و پراکندگی انواع مختلف خلل و فرج موجود در سازند باشد.

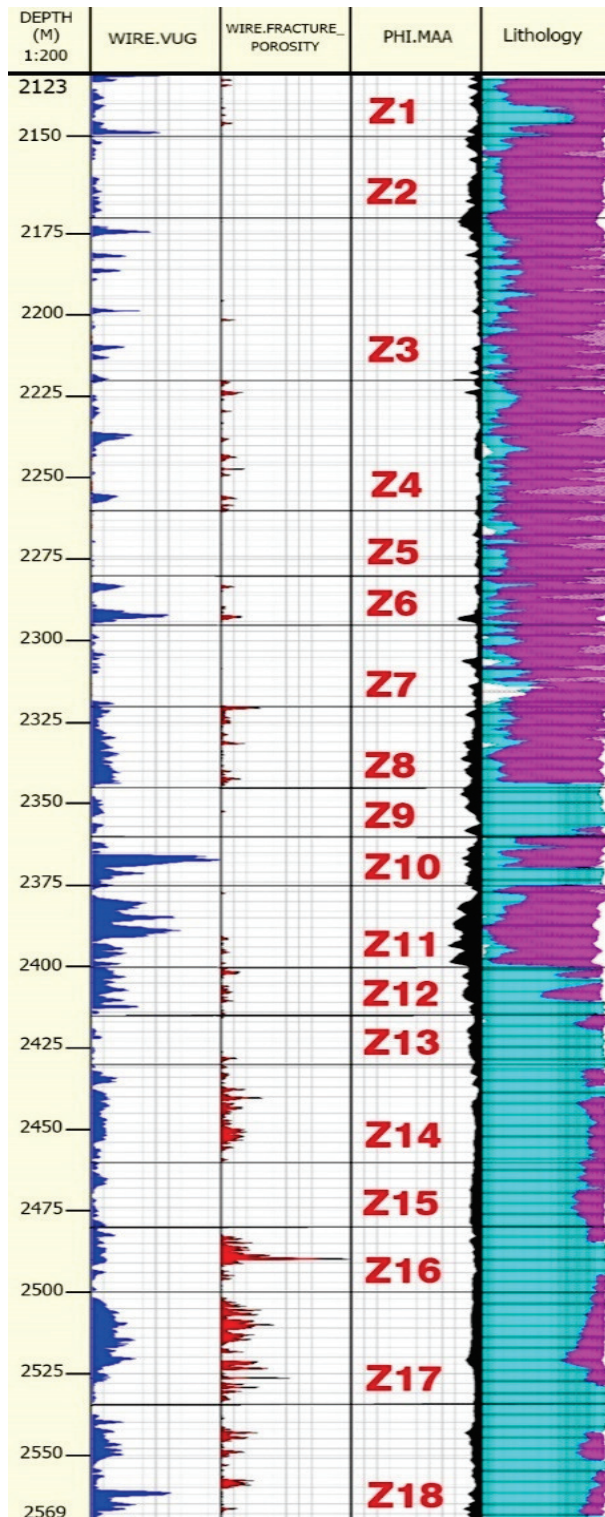
جدول ۱. اطلاعات هرزروی گل در چاه مورد مطالعه که نشان می‌دهد بیش‌ترین مقدار هرزروی ۲۵ بشکه در ساعت در سازند جهرم در عمق ۲۴۶۶ تا ۲۵۶۹ است که با تراکم شکستگی‌ها در این سازند تقریباً تطابق دارد.

Depth	MIN	MAX	Formation
2123-2126	0	2	آسماری
2399-2443	0	4	جهرم
2443-2466	0	8	جهرم
2466-2569	6	25	جهرم

می‌دهد که تخلخل اولیه در سازند آسماری در ۵۰ متر اول بیش‌ترین مقدار را دارد (۵ تا ۱۰ درصد) و در بقیه بازه عمقی مقدار آن بسیار کمتر می‌شود (زیر ۵ درصد). در سازند جهرم در ۱۰۰ متر اول تخلخل اولیه بیش‌ترین مقدار (۱۰ تا ۱۵ درصد) را نشان می‌دهد و در بقیه بازه عمقی این مقدار کمتر (۵ تا ۱۰ درصد) می‌شود. تخلخل شکستگی و تخلخل حفره‌ای به صورت ناپیوسته (پیک‌های نامنظم) در کل فاصله‌ی مخزنی دیده می‌شود که تخلخل حفره‌ای در عمق ۲۳۶۰ تا ۲۳۷۵ بیش‌ترین مقدار (۳ درصد) و تخلخل شکستگی در عمق ۲۴۸۰ تا ۲۵۰۰ بیش‌ترین مقدار (۶ درصد) را نشان می‌دهند.

### تعیین واحدهای جریان‌ی مخزن

در این مطالعه بعد از به دست آوردن مقادیر تخلخل‌های اولیه و ثانویه و تخلخل کل، تعیین واحدهای جریان‌ی بر اساس نوع تخلخل (زمینه، شکستگی و حفره‌ای)، مقدار تخلخل و کیفیت اشباع نفت در چاه مورد نظر صورت گرفت و مخزن به ۱۸ واحد جریان‌ی تقسیم‌بندی شد (جدول ۲) (شکل ۱۳). در واحدهای جریان‌ی به سمت مقادیر انحراف سرعت منفی، تراوایی نسبی افزایش پیدا می‌کند و در واحدهای جریان‌ی به سمت مقادیر مثبت انحراف سرعت، تراوایی نسبی کاهش پیدا می‌کند (آنسلمتی و ابرلی، ۱۹۹۹). بررسی‌ها اینگونه نشان



شکل ۱۳. با توجه به رابطه معکوس بین انحراف سرعت و تراوایی نسبی (آنسلمتی و ابرلی، ۱۹۹۹) تعیین واحدهای جریانی مخزن مورد مطالعه بر اساس انواع تخلخل انجام شده است که نتایج نشان می‌دهد بیشترین مقدار تخلخل اولیه در ۵۰ متر اول سازند آسماری ۵ تا ۱۰ درصد و در ۱۰۰ متر اول سازند چهارم ۱۰ تا ۱۵ درصد می‌باشد. بیشترین مقدار تخلخل شکستگی و حفره‌ای به ترتیب در عمق ۲۴۸۰ تا ۲۵۰۰ (۶ درصد) و در عمق ۲۳۶۰ تا ۲۳۷۵ (۳ درصد) می‌باشد و به صورت ناپیوسته (پیک‌های نامنظم) در کل فاصله‌ی مخزنی دیده می‌شوند.

جدول ۲. نتایج حاصل از تعیین واحدهای جریان مخزن مورد مطالعه براساس انواع تخلخل و کیفیت اشباع نفت

کیفیت اشباع نفت	تخلخل حفره‌ای (%)	تخلخل شکستگی (%)	تخلخل زمينه (%)	عمق مخزنی (متر)	شماره واحد جریانی
متوسط	کمتر از ۱	کمتر از ۱	تقریباً ۵	از ۲۱۲۳ تا ۲۱۴۵	واحد جریانی ۱
خوب	کمتر از ۱	۰	تقریباً ۵	از ۲۱۴۵ تا ۲۱۷۰	واحد جریانی ۲
ضعیف	کمتر از ۱	۰	کمتر از ۵	از ۲۱۷۰ تا ۲۲۲۰	واحد جریانی ۳
ضعیف	کمتر از ۱	کمتر از ۱	کمتر از ۵	از ۲۲۲۰ تا ۲۲۶۰	واحد جریانی ۴
ضعیف	۰	۰	کمتر از ۵	از ۲۲۶۰ تا ۲۲۸۰	واحد جریانی ۵
متوسط	تقریباً ۱	تقریباً ۱	تقریباً ۵	از ۲۲۸۰ تا ۲۲۹۵	واحد جریانی ۶
ضعیف	کمتر از ۱	۰	تقریباً ۵	از ۲۲۹۵ تا ۲۳۲۰	واحد جریانی ۷
خوب	۱	* ۱	تقریباً ۱۰	از ۲۳۲۰ تا ۲۳۴۵	واحد جریانی ۸
خوب	کمتر از ۱	* ۰	تقریباً ۱۰	از ۲۳۴۵ تا ۲۳۶۰	واحد جریانی ۹
خوب	تقریباً ۳	* ۰	تقریباً ۱۰	از ۲۳۶۰ تا ۲۳۷۵	واحد جریانی ۱۰
خیلی خوب	تقریباً ۱.۵	کمتر از ۱	تقریباً ۱۵	از ۲۳۷۵ تا ۲۴۰۰	واحد جریانی ۱۱
خوب	تقریباً ۱ *	کمتر از ۱	تقریباً ۱۰	از ۲۴۰۰ تا ۲۴۱۵	واحد جریانی ۱۲
خوب	کمتر از ۱	۰	تقریباً ۵	از ۲۴۱۵ تا ۲۴۳۰	واحد جریانی ۱۳
متوسط	کمتر از ۱	تقریباً ۱.۵ *	کمتر از ۵	از ۲۴۳۰ تا ۲۴۶۰	واحد جریانی ۱۴
متوسط	کمتر از ۱	۰	تقریباً ۵	از ۲۴۶۰ تا ۲۴۸۰	واحد جریانی ۱۵
متوسط	کمتر از ۱	تقریباً ۶	تقریباً ۵	از ۲۴۸۰ تا ۲۵۰۰	واحد جریانی ۱۶
خوب	تقریباً ۱	تقریباً ۲	تقریباً ۵	از ۲۵۰۰ تا ۲۵۳۵	واحد جریانی ۱۷
خوب	تقریباً ۱ *	تقریباً ۱ *	تقریباً ۵	از ۲۵۳۵ تا ۲۵۶۹	واحد جریانی ۱۸

در بعضی از فاصله‌های مخزنی تخلخل شکستگی و تخلخل حفره‌ای به صورت پیوسته دیده می‌شوند که با علامت (\*) مشخص شده‌اند.

### نتیجه‌گیری

لایه‌های سازند آسماری از دولومیت و مقادیر کمتری آهک و درصد پایینی از انیدریت و کانی رسی با امتداد N40W/S90E و شیب تقریباً ۲۰ تا ۳۰ درجه و سازند جهرم با لیتولوژی آهکی و مقادیر کمتری از دولومیت و درصد پایینی از انیدریت و کانی‌های رسی با میانگین شیب تقریباً ۳۰ تا ۴۰ درجه و با امتداد N35W/S35E بر روی یکدیگر قرار گرفته‌اند که در ابتدا با استفاده از نمودار چگالی مشاهده شد که این دو سازند با داشتن تخلخل اولیه و ثانویه از کیفیت مخزنی بالایی در نگهداری و عبور سیالاتی چون آب و هیدروکربن برخوردارند اما از آن جایی که نوع تخلخل‌های ثانویه بر روی لاگ چگالی قابل تفکیک نیستند، بنابراین با استفاده از لاگ تصویرگر این دو سازند، سه دسته شکستگی (یک دسته طولی و دو دسته مورب) در سازند آسماری و جهرم شناسایی شد (چیتاله و همکاران، ۲۰۱۰؛ دون‌سلار و اشمیت، ۲۰۰۵؛ رجبی و

همکاران، ۲۰۱۰؛ ویلسون و همکاران، ۲۰۱۳ و ژو، ۲۰۰۷) به طور کلی ۶۷۸ شکستگی طبیعی در چاه مورد مطالعه شناسایی گردید که این شکستگی‌ها به طور عمده شکستگی‌های باز (۱۱۰ عدد در سازند آسماری و ۵۶۴ عدد در سازند جهرم) و ۴ عدد شکستگی پر شده تشخیص داده شد. از میان شکستگی‌های شناسایی شده میانگین شیب لایه‌ها در سازند آسماری تقریباً برابر با ۲۰ تا ۳۰ درجه به سمت NE و با امتداد تقریبی N40W/S40E می‌باشد و میانگین شیب لایه‌ها در سازند جهرم تقریباً ۳۰ تا ۴۰ درجه به سمت NE و با امتداد N35W/S35E می‌باشد که بیش‌ترین تراکم آن‌ها در بازه ۲۲۲۵-۲۲۵۰ (سازند آسماری) و ۲۵۳۰ تا ۲۴۸۰ (سازند جهرم) به چشم می‌خورد. در ادامه با بررسی لاگ پارامترهای این شکستگی‌ها، بیش‌ترین میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها ۰/۰۳۵ میلی‌متر در عمق ۲۱۳۰ (سازند آسماری) و ۰/۰۳۲ میلی‌متر در عمق ۲۴۳۸ (سازند جهرم) می‌باشد که

سراج، م.، تقوی‌پور، ش.، عباباف، ر.، محمدیان، ر (۱۳۸۷) بررسی پارامترهای هندسی و جنبشی شکستگی‌ها در مخزن آسماری میدان رگ‌سفید براساس تحلیل نمودارهای تصویرگر (FMS)، مجموعه مقالات دوازدهمین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، اهواز.

ساعدی، ق (۱۳۸۸) تحلیل شکستگی‌های مخزن آسماری میدان نفتی لالی با استفاده از نمودار تصویرگر FMS، پایان‌نامه کارشناسی‌ارشد زمین‌شناسی گرایش نفت، دانشگاه چمران اهواز، ۱۵۲ص

صمدی، ا.، سلیمانی، م.، کردی، م.، احمدی، ا (۱۳۹۸) ارایه استراتژی شناسایی و مدلسازی توامان شکستگی‌ها به کمک نمودار FMI و داده‌های لرزه‌ای در فرایند واحد جریان‌بندی مخزن در یکی از میادین جنوب ایران، نشریه ژئومکانیک نفت، دوره ۳، شماره ۳، ص ۱۴-۲۷.

ظهرباب‌زاده، م (۱۳۸۴) تحلیل سیستماتیک شکستگی‌های مخزن آسماری میدان رگ‌سفید با استفاده از نتایج نمودارهای FMS/FMI، گزارش شماره پ - ۵۷۱۸، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب.

ظهرباب‌زاده، م (۱۳۸۸) تحلیل سیستماتیک شکستگی‌های مخزن آسماری در یکی از میادین جنوب غرب ایران (با استفاده از نتایج تفسیر نمودارهای تصویرگر)، مجله اکتشاف و تولید، شماره ۶۳، ص ۴۶ تا ۵۴.

غفوری، م (۱۳۸۴) آنالیز شکستگی‌ها و ژئومکانیک چاه با استفاده از نمودارهای تصویرگر، مجله اکتشاف و تولید، شماره ۲۷، ص ۱۱ تا ۲۱.

نعمتی، م. ح.، نوروزی، غ. ح.، ریاحی، م. ع (۱۳۸۷) تعیین شکستگی با استفاده از تبدیل موجک و مدلسازی آن در مخزن گروه دهرم یکی از میدان‌های ایران، مجله فیزیک زمین و فضا، شماره ۴، ص ۱۰۵ تا ۱۱۶.

Aghli, G., Soleimani, B., Moussavi-Harami, R. & Mohammadian, R (2016) Fractured zones detection using conventional petrophysical logs by differentiation method and its correlation with image logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1(42): 162-152.

Alavi, M (2004) Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *American Journal of Science*, 304(1): 1-20. <https://doi.org/10.2475/ajs.304.1.1>.

Alavi, M (2007) Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of Science*, 307(9): 1064-1095. <https://doi.org/10.2475/09.2007.02>.

Ameen, M. S (2014) Fracture and in-situ stress patterns and impact on performance in the Khuff

مربوط به شکستگی‌های طولی می‌باشند و نشان داده شد که شکستگی‌های طولی با بیش‌ترین مقدار بازشدگی دهانه احتمالاً نقش مهم‌تری در حرکت سیالات موجود در مخزن دارند. اما با توجه به این که لاگ‌های تصویرگر با دقت و مقیاس‌های مختلفی مطالعه می‌شوند در این جا سعی نمودیم که با تلفیق داده‌های پتروفیزیک مختلف از نتایج بدست آمده اطمینان بیش‌تری حاصل نماییم که با منفی شدن لاگ انحراف سرعت و رابطه مستقیم آن با تخلخل شکستگی نشان داده شد که نمودارهای پتروفیزیکی تطابق خوبی با داده‌های ارایه شده از لاگ تصویرگر دارند و بازه عمقی ذکر شده با بیش‌ترین تراکم و دهانه شکستگی را تایید می‌کنند. از طرفی داده‌های پتروفیزیکی نشان داد که به طور عمده تخلخل سنگ مخازن آسماری-جهرم به ترتیب از انواع تخلخل اولیه (زمینه)، شکستگی و حفره‌ای تشکیل شده که تخلخل اولیه، تخلخل غالب می‌باشد. در نهایت با همراه کردن شواهد هرزروی گل حفاری، نوع تخلخل، مقدار تخلخل و کیفیت اشباع نفت در چاه مورد نظر، مخزن به ۱۸ واحد جریانی تقسیم شد که بهترین کیفیت مخزنی مربوط به واحد جریانی شماره ۴ در سازند آسماری و واحد جریانی شماره ۱۶ در سازند جهرم می‌باشد که منطبق با شکستگی‌های تشخیص داده شده توسط داده‌های پتروفیزیکی و تصویرگر است زیرا شکستگی‌ها نقش عمده در افزایش کیفیت، تراوایی مخزن و حرکت سیالات در طول مخزن ایفا می‌کنند.

## منابع

خوشبخت، ف (۱۳۹۱) مدل‌سازی تخلخل سه‌گانه در یک مخزن کربناته با استفاده از لاگ تصویرگر و لاگ‌های چاه‌پیمایی، چهارمین کنفرانس مهندسی معدن ایران، تهران، انجمن مهندسی معدن، دانشگاه تهران.

رضایی، م (۱۳۸۷) زمین‌شناسی نفت، انتشارات علوی، چاپ سوم، ۴۷۲ص.

رهسپار، ا.، کدخدائی، ع.، بیدهدی، ن (۱۳۹۵) تعیین رخساره‌های الکتریکی مخزنی با استفاده از روش‌های خوشه‌سازی (SOM, AHC, MRGC و DYNCLUST) در بخش عرب در چاه S-05 میدان نفتی سلمان. نشریه پژوهش نفت، دوره ۲۶، شماره ۲، ص ۱۰۷-۱۱۷.

- determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. *Tectonophysics*, 492(1-4): 192-200.  
<https://doi.org/10.1016/j.tecto.2010.06.014>
- Serra, O (1989) Formation MicroScanner image interpretation, Schlumberger Educational Services.
- Serra, O. & Serra, L (2004) Well logging: data acquisition and applications, France: Serralog.
- Sherkati, S., & Letouzey, J (2004) Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. In *Marine and Petroleum Geology*, 21 (5): 535-554.
- Staffelbach, ch., Evans, R. j. Anis, A. H (2004) Integrating Core Data and Image Logs: The Critical Steps in Modelling a Fractured Carbonate Reservoir, Corias 74, Allée de la Robertsau 67000 Strasbourg SCA 2004- Poster presentation.
- Tang, J., Zhang, C., & Xin, Y (2017) A fracture evaluation by acoustic logging technology in oil-based mud: A case from tight sandstone reservoirs in Keshen area of Kuqa depression, Tarim Basin, NW China. *Shiyou Kantan Yu Kaifa/Petroleum Exploration and Development*, 44(3): 418-427.  
<https://doi.org/10.11698/PED.2017.03.08>
- Wang, S., Wang, G., Lai, J., Li, D., Liu, S., Chen, X., Yang, K., & Song, L (2020) Logging identification and evaluation of vertical zonation of buried hill in Cambrian dolomite reservoir: A study of Yingmai-Yaha buried hill structural belt, northern Tarim basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107758.  
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107758>
- Wilson, M. E. J., Lewis, D., Yogi, O., Holland, D., Hombo, L., & Goldberg, A (2013) Development of a Papua New Guinean onshore carbonate reservoir: A comparative borehole image (FMI) and petrographic evaluation. *Marine and Petroleum Geology*, 44: 164-195.  
<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.02.018>
- Xu, C (2007) Interpreting shoreline sands using borehole images: A case study of the Cretaceous Ferron Sandstone Member in Utah. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 91(9): 1319-1338.
- structural prospects, eastern offshore Saudi Arabia. *Marine and Petroleum Geology*, 50: 166-184.  
<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.10.004>
- Anselmetti, F. S. & Eberli, G. P (1999) The velocity-deviation log: A tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs. *AAPG bulletin*, 83: 450-466.
- Chitale, V. D., Johnson, C., Entzminger, D., & Canter, L (2010) Application of a modern electrical borehole imager and a new image interpretation technique to evaluate the porosity and permeability in carbonate reservoirs: A case history from the permian basin, United States. *AAPG Memoir*, 92: 295-307.
- Donselaar, M. E., & Schmidt, J. M (2005) Integration of outcrop and borehole image logs for high-resolution facies interpretation: Example from a fluvial fan in the Ebro Basin, Spain. *Sedimentology*, 52(5): 1021-1042.  
<https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2005.00737.x>
- Folkestad, A., Veselovsky, Z., & Roberts, P (2012) Utilising borehole image logs to interpret delta to estuarine system: A case study of the subsurface Lower Jurassic Cook Formation in the Norwegian northern North Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 29(1): 255-275.  
<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.07.008>
- Guadagno, F. & Nunziata, C (1993) Seismic velocities of fractured carbonate rocks (southern Apennines, Italy). *Geophysical Journal International*, 113: 739-746.
- Khoshbakht, F., Memarian, H. & Mohammadian, M (2009) Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 67: 65-74.
- McQuillan, H (1986) Fracture-controlled production from the Oligo-Miocene Asmari formation in Gachsaran and Bibi Hakimeh fields, southwest Iran. In *Carbonate Petroleum Reservoirs*, 33: 511-523. <https://doi.org/10.1007/978-1-4612-5040-1>.
- Muniz, M. C., & Bosence, D. W. J (2015) Pre-salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): Image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. *Geological Society Special Publication*, 418(1): 221-242.  
<https://doi.org/10.1144/SP418.10>
- Nur, A. & Simmons, G (1969) The effect of saturation on velocity in low porosity rocks. *Earth and Planetary Science Letters*, 7: 183-193.
- Nelson, R (2001) *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Elsevier.
- Rajabi, M., Sherkati, S., Bohlooli, B., & Tingay, M. (2010) Subsurface fracture analysis and