

# تعیین سیستم تخلخل سه گانه در یک مخزن کربناته با استفاده از لاگ تصویرگر و لاگ‌های چاه‌پیمایی

پژوهش نفت

سال بیست و سوم  
شماره ۷۵  
صفحه ۷۸-۸۸  
۱۳۹۲  
تاریخ دریافت مقاله: ۹۱/۳/۹  
تاریخ پذیرش مقاله: ۹۱/۷/۲۶

فرهاد خوشبخت

پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده مطالعات مخازن و توسعه میدان، گروه پژوهشی مطالعات مخازن

Khoshbakhtf@ripi.ir

گرفته شد تا سیستم تخلخل آن شناسایی شود. نتایج به دست آمده با تفسیر شکستگی‌ها در FMI و همچنین تخلخل ثانویه به دست آمده از لاگ‌های چاه‌پیمایی مقایسه شد. این مقایسه نشان داد که به استثنای بازه‌های عمقی با محتوای شیل بالا، که روش پیشنهادی نمی‌تواند تخلخل حفره‌ای را شناسایی کند، در سایر بازه‌های عمقی سیستم تخلخل را با دقت خوبی شناسایی می‌کند. نتایج به دست آمده را می‌توان برای ارزیابی پتروفیزیکی و یا شبیه‌سازی دینامیکی مخزن به کار گرفت.

## چکیده

عموماً در مخازن کربناته تخلخل حفره‌ای و شکستگی‌ها گسترش وسیعی دارند. وجود همزمان این دو نوع تخلخل به همراه تخلخل اولیه در مخازن کربناته باعث شکل‌گیری یک سیستم تخلخل سه‌گانه پیچیده می‌شود. شناخت صحیح از وضعیت تخلخل در مخازن کربناته هتروژن برای ارزیابی پتروفیزیکی و شبیه‌سازی دینامیک این مخازن حیاتی می‌باشد. لاگ تصویرگر دسته‌ای از لاگ‌های مدرن چاه‌پیمایی است که تصویر مجازی و جهت‌دار با قدرت تفکیک بالا از دیواره چاه‌های نفت و گاز برداشت می‌کند. تخلخل حفره‌ای و شکستگی‌ها را با به کارگیری تکنیک‌های پردازش تصویر می‌توان در لاگ تصویرگر شناسایی و تفکیک کرد تا مقدار هر یک در مخزن به صورت کمی محاسبه شود. با تلفیق لاگ‌های چاه‌پیمایی و لاگ Fullbore Formation Micro Imager (FMI) که گونه‌ای لاگ تصویرگر است، سیستم تخلخل سه‌گانه به صورت کمی قابل تعیین است. در این مقاله روش ابداعی برای تفکیک دو گونه تخلخل فوق‌الذکر در مخزن با استفاده از لاگ‌های تصویرگر ارائه شده است. روش پیشنهادی در مخزن سروک در یکی از میدان‌های نفتی جنوب غرب ایران به کار

واژه‌های کلیدی: تخلخل سه‌گانه، شکستگی، تخلخل حفره‌ای، مخازن کربناته و لاگ تصویرگر

## مقدمه

مخازن کربناته به خاطر ترکیب شیمیایی کانی‌های تشکیل‌دهنده مستعد انحلال هستند که منجر به تشکیل و گسترش تخلخل حفره‌ای در آنها می‌شود. غالباً تخلخل حفره‌ای با هم مرتبط نبوده و تأثیر زیادی روی نفوذپذیری

در مخازن با سیستم تخلخل سه‌گانه ضریب سیمان‌شدگی ترکیبی<sup>۱</sup> با استفاده از تئوری محیط مؤثر<sup>۲</sup> به دست می‌آید [۲].

لاگ تصویرگر دسته‌ای از لاگ‌های مدرن چاه‌پیمایی است که تصویر مجازی و جهت‌دار با قدرت تفکیک بالا از دیواره چاه‌های نفت و گاز برداشت می‌کند [۳]. تخلخل حفره‌ای و شکستگی‌ها را با به‌کارگیری تکنیک‌های پردازش تصویر می‌توان در لاگ تصویرگر شناسایی و تفکیک نمود [۴]. با تلفیق لاگ‌های چاه‌پیمایی و لاگ FMI که گونه‌ای لاگ تصویرگر است، سیستم تخلخل سه‌گانه به صورت کمی مدل می‌شود. لاگ FMI از مدرن‌ترین و فراگیرترین لاگ‌های تصویرگر است که قدرت تفکیک، درصد پوشش و دقت بسیار بالایی داشته و به فراوانی در مخازن شکاف‌دار برای ارزیابی شکستگی‌ها به کار گرفته می‌شود. روش پیشنهادی در این مقاله، در مخزن سروک در یکی از میدین نفتی جنوب غرب ایران به کار گرفته شد تا سیستم تخلخل آن شناسایی شود. نتایج به دست آمده با تفسیر شکستگی‌ها در FMI و همچنین تخلخل ثانویه به دست آمده لاگ‌های چاه‌پیمایی مقایسه و راستی‌آزمایی شد.

تعیین سیستم تخلخل یک مخزن کربناته شکاف‌دار در محل چاه‌هایی که دارای لاگ تصویرگر هستند، این امکان را به کارشناسان مخزن می‌دهد تا از این مدل در مطالعات دیگر نظیر تفسیر پتروفیزیکی لاگ‌ها، شبیه‌سازی مخزن و انتخاب روش‌های مناسب از دید برداشت استفاده کنند. اگرچه لاگ‌های تصویرگر در تمامی چاه‌های یک میدان وجود ندارد، با این حال به دلیل دقت بالای این روش و با در نظر گرفتن ملاحظات زمین‌شناسی مخزن، می‌توان مدل تخلخل سه‌گانه به دست آمده را به کل میدان تعمیم داد. در سال ۱۹۹۹، Eberli و Anselmetti، با مطالعه داده‌های لاگ و مغزه از چندین مخزن کربناته، روشی تحت عنوان لاگ انحراف سرعت<sup>۳</sup> ارائه کردند تا با آنالیز داده‌های

مخزن ندارد. مشخصه دیگر مخازن کربناته وجود شبکه‌های شکستگی‌ها است که این شبکه‌ها می‌تواند معابری برای حرکت سیال مخزن باشد. حضور همزمان تخلخل حفره‌ای و شکستگی در یک مخزن، منجر به بروز رفتار هیدرولیکی پیچیده در آن می‌شود. عموماً روش‌های تعیین تخلخل در مخازن مانند لاگ‌های چاه‌پیمایی، محدود به شناسایی تخلخل کل و یا در بهترین حالت، تفکیک تخلخل اولیه و ثانویه از هم می‌باشد و درباره انواع تخلخل‌های ثانویه موجود در مخزن اطلاعاتی نمی‌دهد. از معدود روش‌های تعیین انواع تخلخل در مخزن، توصیف و شمارش چشمی آنها در مقاطع نازک میکروسکوپی و یا استفاده از روش‌های آنالیز تصویر در مقاطع نازک است. با توجه به اینکه مغزه و به تبع آن مقاطع نازک در چاه‌های محدودی از یک میدان و همچنین در بازه عمقی محدودی از یک چاه برداشت و تهیه می‌شوند لذا استفاده از مقاطع نازک برای شناسایی انواع تخلخل‌های مخزن، فرآیندی زمان‌بر بوده و محدود به بخش‌های دارای مغزه و مقطع نازک می‌باشد.

شناخت صحیح وضعیت تخلخل در مخازن کربناته هتروژن برای ارزیابی پتروفیزیکی و شبیه‌سازی دینامیک این مخازن حیاتی می‌باشد. انتخاب غیر واقعی مدل تخلخل یک مخزن منجر به شکست شبیه‌سازی و یا به دست آمدن تطابق تاریخی غیر واقعی مخزن می‌شود که با واقعیت‌های آن مخزن سازگاری ندارد. از طرف دیگر عدم آگاهی صحیح از سیستم تخلخل در یک مخزن منجر به انتخاب ناصحیح پارامترهای مدل اشباع مانند ضریب سیمان‌شدگی ( $m$ ) و در نتیجه باعث خطای زیادی در محاسبه اشباع هیدروکربن در مخزن می‌شود [۱]. در حضور شکستگی در مخزن، ضریب سیمان‌شدگی به ۱ کاهش می‌یابد و در صورت وجود تخلخل حفره‌ای، ضریب سیمان‌شدگی تابعی از تخلخل کل مخزن است. حال اگر شکستگی و تخلخل حفره‌ای به صورت همزمان در یک مخزن وجود داشته باشد، اثر تخلخل روی ضریب سیمان‌شدگی حالت پیچیده‌ای پیدا خواهد کرد. در این صورت ارتباط سه نوع تخلخل باید مشخص شود تا بتوان میزان تأثیر هر یک از تخلخل‌ها روی ضریب سیمان‌شدگی را تعیین کرد. بنابراین

1. Compositem  
2. Effective Medium Theory  
3. Velocity-Deviation Log

هستند که دیواره چاه را قطع می‌کنند. شکستگی‌ها به خاطر ویژگی‌های متمایزی که دارند توسط الگوریتم‌های آنالیز تصویر قابل شناسایی هستند. بسته به نوع شکستگی‌ها، باز یا پر شده، این پدیده‌ها تباین فیزیکی شدیدی با زمینه سازند دارند که باعث می‌شود در لاگ تصویرگر قابل شناسایی باشند. شکستگی‌های باز به خاطر پرشدگی با گل حفاری رسانا، اثر<sup>۲</sup> تیره و شکستگی‌های پر شده، اثر روشنی در لاگ تصویرگر دارند. این تباین رنگی مبنای تشخیص شکستگی در لاگ تصویرگر است.

برای شناسایی اتوماتیک شکستگی‌ها در FMI از فیلترهای گرادیان استفاده می‌شود. این فیلتر توانایی تشخیص لبه<sup>۳</sup> را در یک تصویر دارد. این فیلتر مرزهای با تباین زیاد در بافت یک لاگ تصویرگر را شناسایی می‌کند و بر اساس ویژگی‌های شکستگی‌های طبیعی آنها را از سایر پدیده‌های موجود در لاگ تصویرگر تفکیک می‌نماید. معادله گرادیان برای یک تصویر دو بعدی به صورت زیر است:

$$\nabla f = \left[ \frac{\partial f}{\partial x}, \frac{\partial f}{\partial y} \right] \quad (1)$$

هر قدر تغییرات طیف رنگی تصویر در محل لبه زیادتر باشد، بزرگی<sup>۴</sup> فیلتر گرادیان (رابطه زیر) بزرگتر است. بزرگی فیلتر گرادیان با استفاده از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$\|\nabla f\| = \sqrt{\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial y}\right)^2} \quad (2)$$

در شکل ۱ تصویری مشاهده می‌شود که فیلتر گرادیان بر روی آن اعمال شده است. شکل سمت چپ تصویر اولیه و شکل سمت راست همان تصویر را پس از اعمال فیلتر گرادیان نشان می‌دهد. مقدار  $\|\nabla f\|$  تعیین می‌کند که لبه‌ها با چه شدت شناسایی شوند [۹]. مثلاً مقدار بالای آن فقط مرزهای بسیار شارپ را شناسایی و حفظ می‌کند در حالی که مقادیر پایین آن تمام مرزهای موجود در یک تصویر را شناسایی می‌نماید. شکستگی‌ها پدیده‌های صفحه‌ای، باریک و شیب‌دار هستند که این سه ویژگی معیاری برای شناسایی و تفکیک شکستگی‌های طبیعی از سایر پدیده‌های موجود در لاگ تصویرگر مانند مرز لایه‌بندی است.

مربوط به لاگ‌های تخلخل، بتوان نوع تخلخل را در مخازن کربناته تعیین نمود [۵]. Aguilera و Aguilera در سال ۲۰۰۴ یک سیستم تخلخل سه گانه را در یک مخزن کربناته بررسی و ارتباط سه نوع تخلخل را با ضریب سیمان شدگی تشریح کردند. آنها برای مدل کردن تخلخل سه گانه از لاگ‌های NMR و لاگ‌های تصویرگر اکوستیک و مقاومت استفاده نمودند [۱]. مدل تخلخل سه‌گانه‌ای برای شیل‌های گازی دارای شکاف هیدرولیکی Alahmadi ارائه کرد که تخلخل ماتریکس، شکستگی‌های اصلی و مرتبط و شکستگی‌های ریز و غیرمرتبط، سه نوع تخلخل مدل را تشکیل می‌دادند. وی نحوه تبادل سیال بین این سه نوع تخلخل را با استفاده از معادلات جریان به صورت تحلیلی توضیح داد [۶]. در سال ۲۰۱۱ Dey و Johri تخلخل سه‌گانه را در یک مخزن کربناته با استفاده از داده‌های به دست آمده از آنالیز مغزه نظیر XRD SEM، NMR و تزریق جیوه شناسایی و تفکیک نمودند [۷]. Pulido و همکاران روابط مربوط به تفسیر داده‌های فشار گذرا (آزمایش چاه) در یک محیط با تخلخل سه‌گانه و نفوذپذیری دوگانه را استخراج کردند [۸].

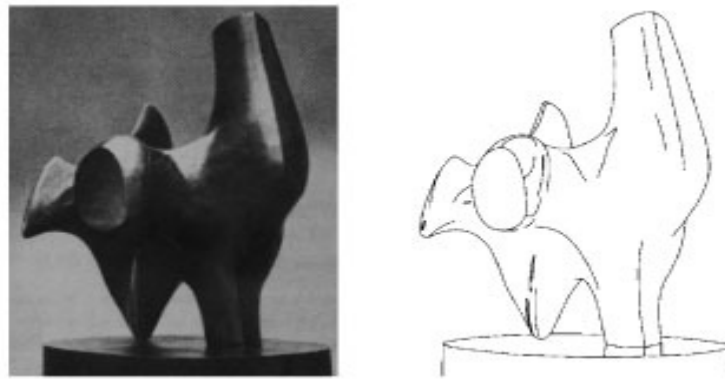
### روش تحقیق

در این مطالعه ابتدا شکستگی‌های باز با استفاده از یک تکنیک شناسایی لبه، که از روش‌های آنالیز تصویر است، شناسایی می‌شود. در مرحله دوم تخلخل حفره‌ای با به‌کارگیری روش باینریزاسیون<sup>۱</sup> شناسایی می‌گردد. مساحتی که هر یک از این تخلخل‌ها نسبت به کل مساحت FMI (در پنجره‌های ۱۰ سانتی‌متری) تشکیل می‌دهد، مقدار تخلخل حفره‌ای و تخلخل شکستگی می‌باشد. در مرحله سوم با تفریق این دو تخلخل از تخلخل کل محاسبه شده از لاگ‌های چاه‌پیمایی، تخلخل اولیه نیز با دقت در مخزن به دست می‌آید. بدین صورت سه نوع تخلخل مخزن شامل تخلخل اولیه، تخلخل حفره‌ای و تخلخل شکستگی به‌عنوان تخلخل‌های اصلی یک مخزن کربناته مدل می‌شود. در ادامه جزییات روش پیشنهادی تشریح می‌شود.

### روش شناسایی شکستگی در لاگ FMI

شکستگی‌ها پدیده‌های صفحه‌ای با گسترش نسبتاً زیاد

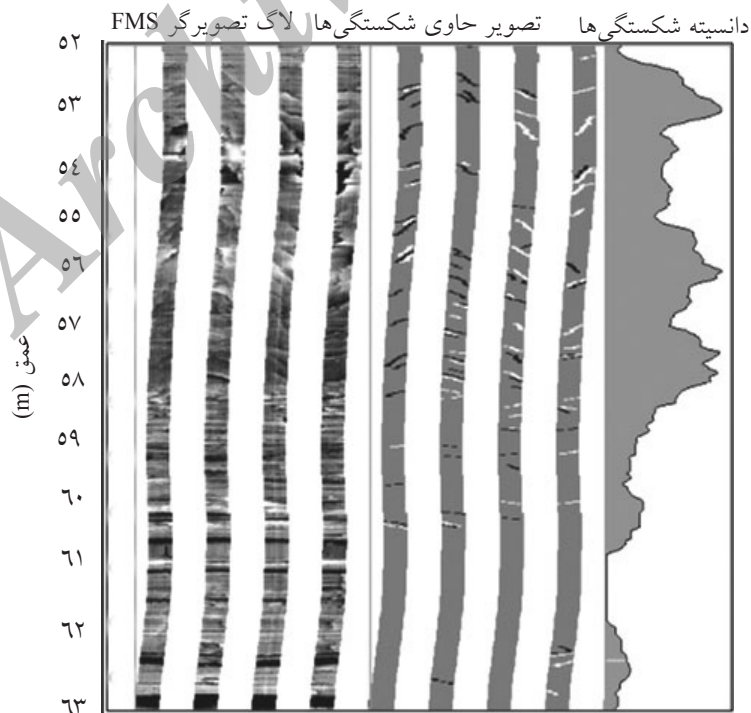
1. Binarization
2. Trace
3. Edge
4. Magnitude



شکل ۱- یک تصویر (چپ) که مرزها در آن با استفاده از فیلتر گرادیان شناسایی شده (راست) [۹]

که پس از شناسایی اثر شکستگی، تعریف می‌شود. نسبت اثر آن شکستگی به کل سطح لاگ FMI در محدوده آن شکستگی به صورت تخلخل شکستگی در آن عمق است. پس از شناسایی تمام شکستگی‌ها در چاه مورد مطالعه، مقدار تخلخل شکستگی در کل چاه به صورت لاگ به دست می‌آید. در شکل ۲ ستون سمت چپ، لاگ FMI، ستون وسطی شکستگی‌های شناسایی شده در آن و ستون سوم تخلخل شکستگی‌ها (۰.۲٪) را نشان می‌دهد.

الگوریتم شناسایی اتوماتیک شکستگی در سه مرحله شکستگی‌ها را شناسایی می‌کند. ابتدا تمام پدیده‌های افقی که غالباً مرزهای لایه‌بندی هستند، از تصویر حذف شده و سپس مرزهای شیب‌دار باقی مانده تقویت می‌شود. برای این منظور کل تصویر نرمال‌سازی می‌شود تا شکستگی‌ها برجسته شوند. در مرحله سوم لبه‌های شناسایی شده به هم پیوسته و اثر شکستگی را در لاگ تصویرگر تشکیل می‌دهد. یک لاگ تصویرگر (FMI) ماهیت نقطه‌ای<sup>۱</sup> دارد

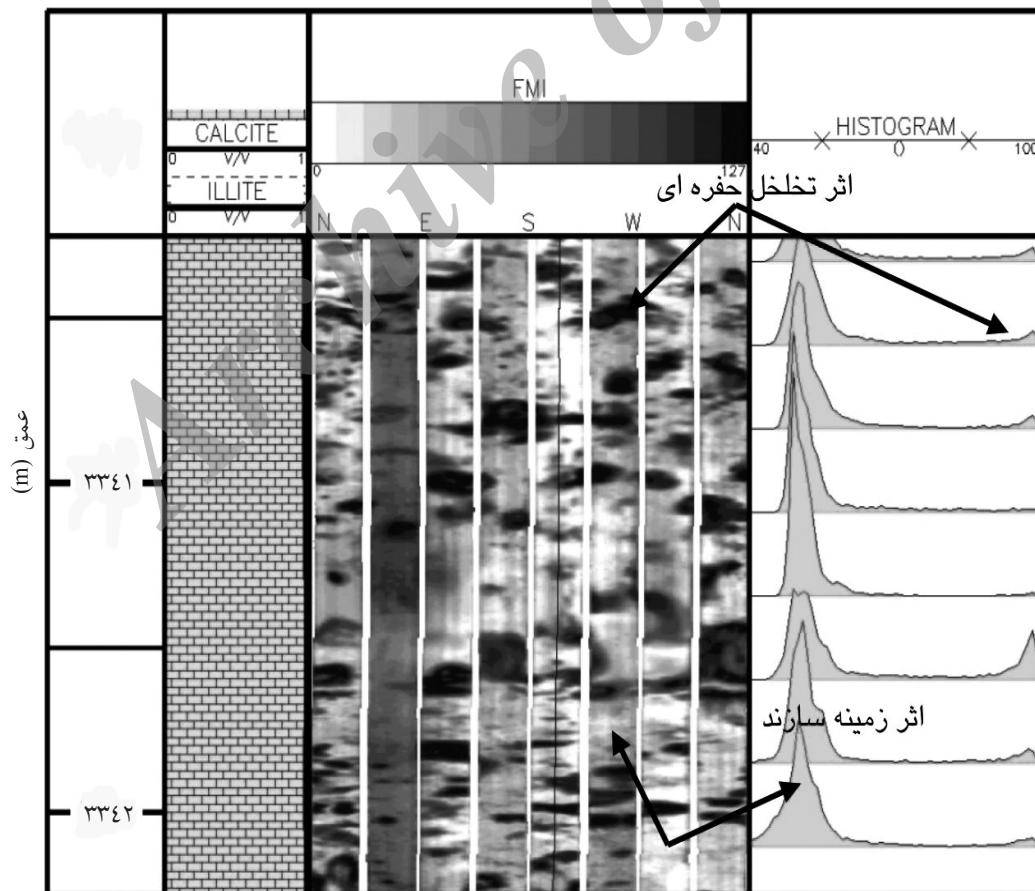


شکل ۲- نمونه‌ای از شکستگی‌های شناسایی شده با استفاده از الگوریتم تشخیص لبه در یک مخزن شکاف‌دار

حفره‌ای از زمینه تفکیک می‌شود. با به دست آوردن نسبت سطح اثر تخلخل حفره‌ای به سطح کل لاگ FMI در یک پنجره متحرک، لاگ تخلخل حفره‌ای به دست می‌آید. در شکل ۳ نحوه شناسایی تخلخل حفره‌ای با استفاده از پاسخ لاگ FMI نشان داده شده است. در ستون ۱ از سمت راست هیستوگرام پاسخ سنسورهای FMI ترسیم شده که در آن دو جامعه آماری کاملاً متمایز از هم تفکیک شده‌اند. جامعه بزرگ‌تری که در سمت چپ قرار دارد، مربوط به ماتریکس تصویر بوده و جامعه کوچک‌تر سمت راست پاسخ مربوط به تخلخل حفره‌ای است. با اعمال حد برش بین این دو جامعه تخلخل حفره‌ای از ماتریکس تفکیک می‌شود. ستون سمت راست شکل ۴ تصویر FMI را نشان می‌دهد که در آن تخلخل حفره‌ای به صورت نقاط رنگی از زمینه تفکیک شده است.

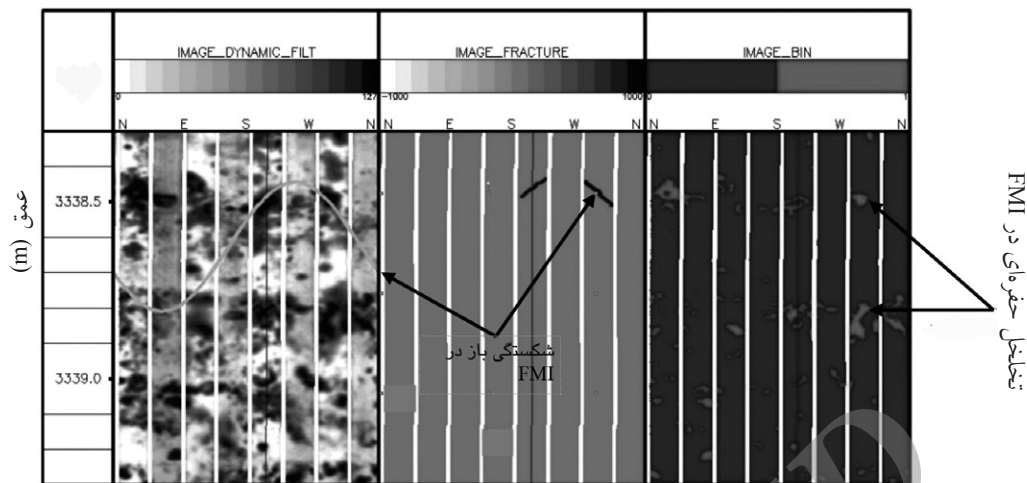
### روش شناسایی تخلخل حفره‌ای در لاگ FMI

برخلاف شکستگی‌ها که پدیده‌های صفحه‌ای هستند، تخلخل‌های حفره‌ای پدیده‌های بی‌شکل هستند که کمابیش شبیه به دایره بوده و در سطح لاگ تصویرگر پراکنده‌اند. تخلخل‌های حفره‌ای منافذ بزرگی در دیواره چاه هستند که توسط گل رسا نا پر می‌شوند. گل حفاری (آب پایه) رسانایی الکتریکی بسیار بالایی نسبت به ماتریکس سازند دارد همچنین اگر گل حفاری از نوع پایه روغنی باشد، رسانایی الکتریکی بسیار پایینی را نشان می‌دهد که در هر دو صورت تباین الکتریکی شدیدی ایجاد می‌شود که اثر تخلخل‌های حفره‌ای را از ماتریکس متمایز می‌کند. این کنتراست مبنای شناسایی تخلخل حفره‌ای در لاگ FMI است. برای تفکیک اثر تخلخل حفره‌ای از زمینه لاگ FMI هیستوگرام پاسخ ثبت شده توسط سنسورهای لاگ تصویرگر ترسیم و با اعمال یک حد برش، تخلخل



شکل ۳- دو جامعه کاملاً متمایز در هیستوگرام تشکیل شده با استفاده از لاگ FMI که مربوط به زمینه سازند و تخلخل حفره‌ای در چاه مورد مطالعه است





شکل ۴- شکستگی باز و تخلخل حفراهی در چاه مورد مطالعه

### سیستم تخلخل سه‌گانه در مطالعه موردی

لاگ‌های چاه‌پیمایی به دلیل قدرت تفکیک پایین، اطلاعات کلی در مورد کمیت تخلخل موجود در مخزن می‌دهند، ولی لاگ‌های تصویرگر مانند FMI با قدرت تفکیک در حد سانتی‌متر و پوشش کامل دیواره چاه، می‌توانند تخلخل حفراهی و تخلخل شکستگی را با دقت شناسایی و تفکیک کنند. روش پیشنهادی در این مقاله برای مطالعه موردی در یکی از چاه‌های نفت در جنوب غرب ایران به کار گرفته شد. این چاه در مخزن سروک حفاری شده که شکستگی‌ها و تخلخل حفراهی در آن مخزن گسترش دارد. در میدان مورد مطالعه سازند سروک حدوداً ۸۰۰ متر ضخامت داشته و لیتولوژی آن سنگ آهک با مقادیر کمی شیل است. در چاه مورد مطالعه تعیین سیستم تخلخل در زون ۴ سروک انجام شده است که لاگ‌های تصویرگر و سایر داده‌های به کار رفته از این زون برداشت شده است.

با استفاده از الگوریتم پیشنهادی تخلخل حفراهی و تخلخل شکستگی در این مخزن محاسبه شد. از طرف دیگر با استفاده از لاگ‌های چاه‌پیمایی، تخلخل کل در این مخزن تعیین گردید. با تلفیق نتایج به دست آمده از FMI یعنی تخلخل حفراهی و تخلخل شکستگی با نتایج تفسیر لاگ‌های چاه‌پیمایی یعنی تخلخل کل، مقدار تخلخل اولیه و تخلخل ثانویه (مجموع تخلخل حفراهی و تخلخل شکستگی) با دقت بالایی در این مخزن محاسبه شد. در شکل ۴ بازه عمقی به عنوان نمونه نشان داده شده است که تخلخل

حفراهی در آن تشکیل و گسترش یافته و یک شکستگی باز، ناپیوسته و محدود در آن وجود دارد. تخلخل حفراهی با استفاده از روش باینریزاسون و شکستگی با به‌کارگیری روش شناسایی لبه‌ها<sup>۱</sup> شناسایی و تفکیک شده‌اند. با توجه به اینکه مساحت هر یک از سنسورهای FMI و به تبع آن مساحت هر یک از پیکسل‌های تصویر FMI یکسان است، با شمارش تعداد پیکسل‌های قرار گرفته در trace تخلخل حفراهی و شکستگی باز، نسبت مساحت این دو به سطح لاگ FMI محاسبه می‌شود که همان تخلخل حفراهی و تخلخل شکستگی است که به‌صورت لاگ این دو نوع تخلخل ترسیم می‌گردد.

### بحث و نتایج:

وجود سیستم پیچیده تخلخل در مخازن کربناته باعث رفتار هیدرولیکی پیچیده در این مخازن می‌شود. این مخازن به دلیل نحوه شکل‌گیری و اثرگذاری فرآیندهای دیاژنزی بسیار متغیر و غیرقابل پیش‌بینی هستند. این خصوصیات لزوم به‌کارگیری ابزارهای مدرن لاگ‌برداری و استفاده از روش‌های پیشرفته آنالیز این داده‌ها را نشان می‌دهد.

دسته‌ای از لاگ‌های مدرن که به فراوانی در چاه‌های مخازن کربناته برداشت می‌شود، لاگ‌های تصویرگر نظیر FMI است. هدف اصلی برداشت این لاگ‌ها شناسایی شکستگی‌ها

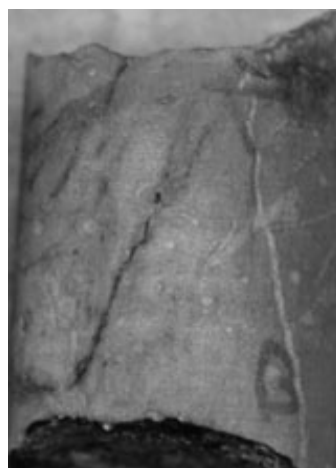
1. Edge Detection

تعیین شود. مجموع این دو تخلخل تقریباً برابر با تخلخل ثانویه است که از تفاضل تخلخل کل به دست آمده از لاگ (نوترون و یا دانسیته) و لاگ تخلخل سونیک قابل محاسبه است. در این مطالعه برای راستی آزمایی روش پیشنهادی، تخلخل ثانویه از لاگ‌های چاه‌پیمایی محاسبه و با تخلخل ثانویه به دست آمده از FMI مقایسه شد. در بیشتر بازه‌های عمقی، این دو مقدار هم‌خوانی خوبی با هم نشان می‌دهند و بازه‌های عمقی مشکل‌دار مربوط به حضور لایه‌های شیلی و یا کربناته با شیل بالا است. در این بازه‌های عمقی، روش پیشنهادی برای تفکیک اثر لایه شیلی با تخلخل حفره‌ای دقیق عمل نمی‌کند لذا در محاسبات، از این بازه‌های عمقی صرف‌نظر می‌شود. لازم به ذکر است که اغلب بازه‌های عمقی کیفیت مخزنی خوبی ندارند. در شکل ۶ نمونه‌ای از آنالیز تخلخل در چاه مورد مطالعه نشان داده شده است. در این بازه عمقی، تنها تخلخل حفره‌ای وجود دارد. در ستون ۵ از چپ، تخلخل ثانویه FMI با تخلخل ثانویه حاصل از لاگ‌های تخلخل مقایسه شده است. این دو لاگ تقریباً یکسان هستند و تفاوت‌های محلی و کوچک مقیاس بین این دو ناشی از قدرت تفکیک پایین لاگ‌های چاه‌پیمایی است. همچنان که در شکل نیز مشهود است، لاگ تخلخل چاه‌پیمایی (لاگ سبز رنگ) میانگین لاگ تخلخل ثانویه FMI (قرمز رنگ) است که با عنایت به قدرت تفکیک پایین لاگ‌های چاه‌پیمایی محتمل به نظر می‌رسد.

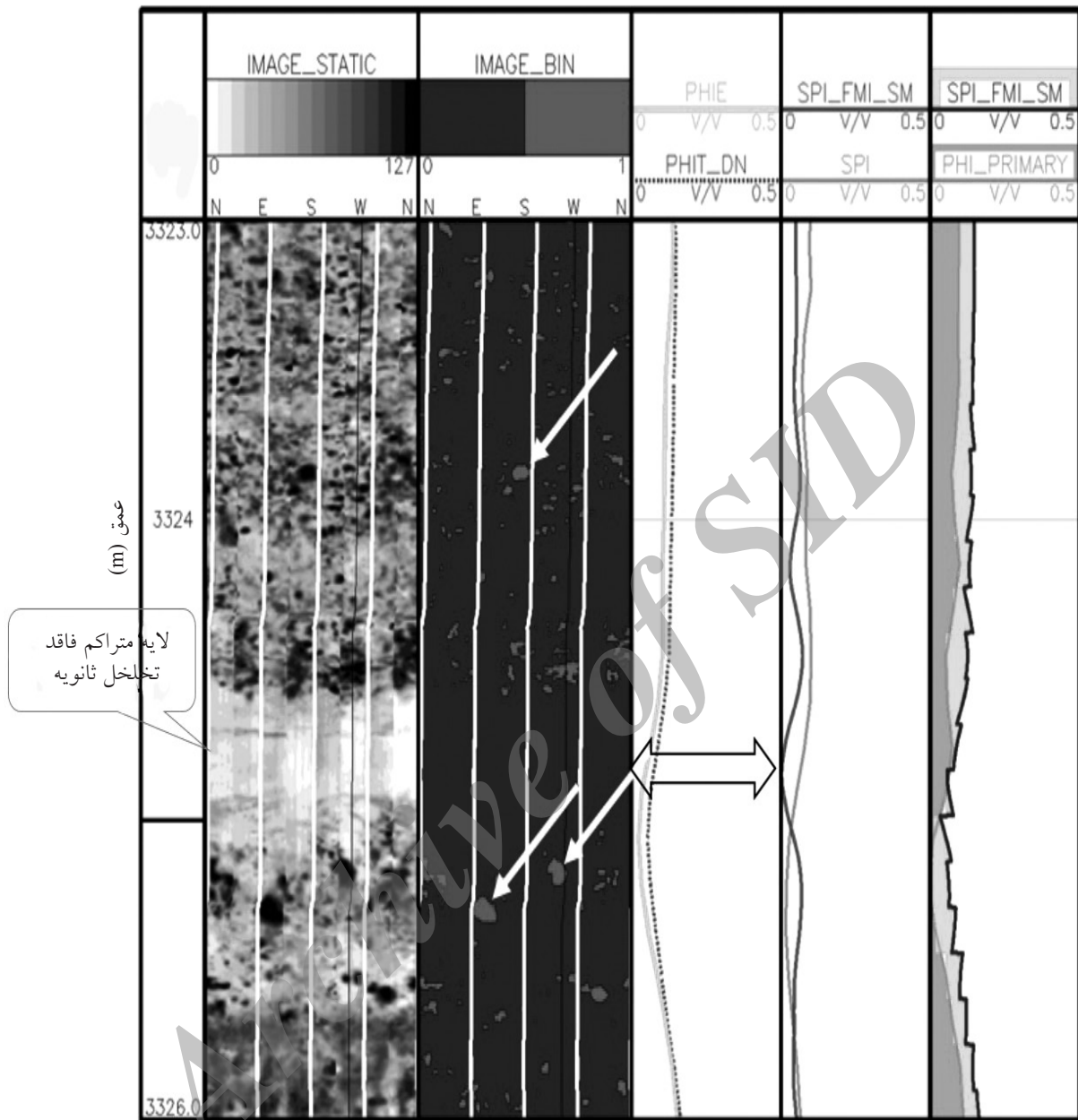
است. این لاگ‌ها به دلیل قدرت تفکیک بالا و درصد پوشش نزدیک به ۱۰۰٪، می‌توانند اطلاعات جانبی با ارزشی در اختیار متخصصان مطالعه مخازن قرار دهند. آنالیز کمی انواع تخلخل به‌ویژه تخلخل حفره‌ای و تخلخل شکستگی که در مخازن کربناته بسیار اثرگذار هستند، از جمله این اطلاعات جنبی لاگ‌های تصویرگر می‌باشند. در این مطالعه تخلخل موجود در سنگ کربناته به‌صورت مجموع تخلخل اولیه و ثانویه فرض شده است و منظور از تخلخل اولیه تمام انواع تخلخل است که هم‌زمان با رسوب‌گذاری در سنگ ایجاد شده و تخلخل ثانویه پس از رسوب‌گذاری و در اثر فرآیندهای دیاژنزی و ساختاری در سنگ ایجاد شده است. تخلخل ثانویه مجموع تخلخل شکستگی‌ها و تخلخل حفره‌ای است.

در شکل ۵ نمونه‌ای از شکستگی و تخلخل حفره‌ای مشاهده شده در مغزه‌های یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه که در فاصله یک کیلومتری چاه دارای لاگ تصویرگر قرار دارد، نشان داده شده است. این مغزه‌ها از سازند سروک برداشت شده‌اند در سایر مغزه‌های این چاه نیز تخلخل حفره‌ای به‌صورت گسترده و شکستگی‌ها به‌صورت محدود دیده می‌شوند.

در این مطالعه لاگ تصویرگر به دست آمده از یک چاه در یک مخزن کربناته مورد پردازش و آنالیز قرار گرفت تا تخلخل حفره‌ای و تخلخل شکستگی در این مخزن به دقت



شکل ۵- نمونه شکستگی (راست) و تخلخل حفره‌ای (چپ) در مغزه‌های یکی از چاه‌های مجاور چاه مورد مطالعه

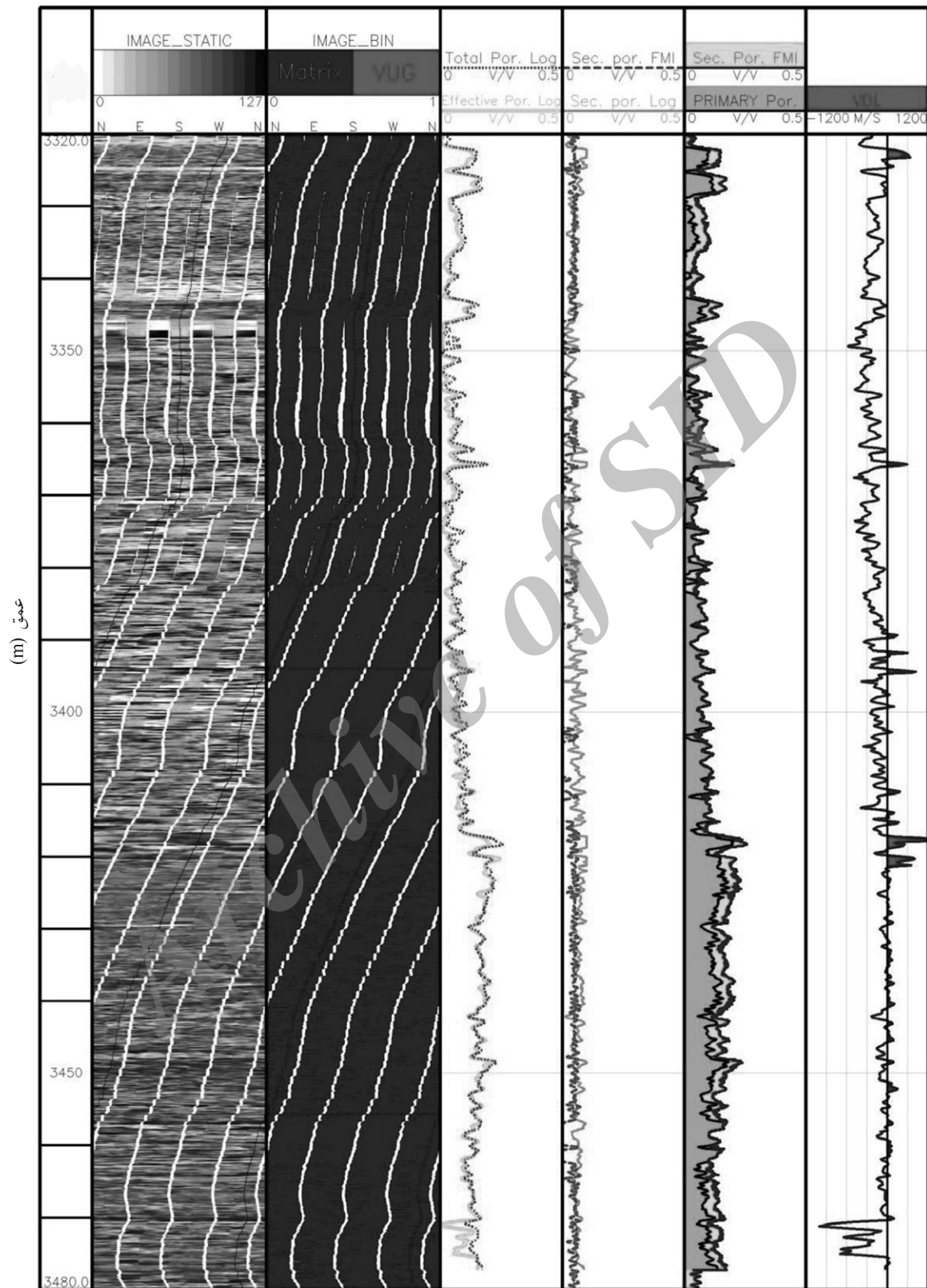


شکل ۶- هم‌خوانی مقدار تخلخل حفره‌ای محاسبه شده با FMI و لاگ‌های چاه‌پیمایی در چاه مورد مطالعه

بوده و این لاگ به ندرت به سمت مقادیر منفی منحرف شده است. همچنین در محدوده‌های زیادی لاگ انحراف سرعت مقادیر نزدیک ۱۰۰۰ دارد که نشان‌دهنده گسترش زیاد تخلخل حفره‌ای در چاه مورد مطالعه است. در ستون ۳ (از راست) شکل ۷ تخلخل ثانویه محاسبه شده از لاگ‌های چاه‌پیمایی با تخلخل ثانویه به دست آمده از FMI نشان داده شده است. در بیش از ۸۰٪ محدوده‌های عمقی این دو لاگ هم‌خوانی قابل قبولی مشاهده می‌شود که حاکی از صحت روش پیشنهادی در این مقاله است.

در شکل ۷ لاگ FMI چاه مورد مطالعه مشاهده می‌شود که در آن تخلخل‌های حفره‌ای به صورت یک تصویر باینریز شده نشان داده شده است. همچنین در این تصویر لاگ انحراف سرعت (VDL) در ستون سمت راست نشان داده شده است. در لاگ انحراف سرعت، مقادیر منفی نشان‌دهنده تخلخل ناشی از شکستگی و مقادیر نزدیک ۱۰۰۰ تخلخل حفره‌ای را نشان می‌دهد. همچنان که قبلاً نیز اشاره شد، در این چاه شکستگی‌ها گسترش محدودی دارند و این واقعیت در لاگ انحراف سرعت نیز مشخص





شکل ۷- محاسبه انواع تخلخل‌ها در چاه مورد مطالعه، در ستون ۳ از راست تخلخل ثانویه محاسبه شده از لاگ‌های چاه‌پیمایی با تخلخل ثانویه به دست آمده از FMI مقایسه شده است.

دارد که با کنترل کیفیت محصولات هر مرحله می‌توان از بروز این خطاها جلوگیری نمود.

تغییرات محلی شدید پارامترهای مخزنی مانند تخلخل در مخازن کربناته از چالش‌های دیگر مطالعه این مخازن است که به‌کارگیری روش پیشنهادی در این مقاله می‌تواند تا حدود زیادی آن را مرتفع کند. این تغییرات شدید ناشی از ماهیت هتروژن این مخازن است. به عنوان مثال تخلخل در یک نقطه نزدیک صفر و چند سانتی‌متر آن طرف‌تر ممکن است تخلخل به ۳۰ یا ۴۰٪ برسد. تعیین تخلخل در چنین محیطی با استفاده از روشی مثل لاگ چاه‌پیمایی که میانگین تخلخل را در ۰/۵ تا ۱ متر اندازه می‌گیرد و یا استفاده از مقاطع نازک میکروسکوپی که از یک بخش از مغزه تهیه می‌شود، نمی‌تواند نماینده واقعی آن مخزن باشد. در حالی که لاگ تصویرگر، تصویری الکتریکی با پوشش جهت‌دار تقریباً کامل و قدرت تفکیک بالا برداشت می‌کند که تغییرات محلی کوچک مقیاس را ثبت می‌نماید که نماینده واقعی تری از مخزن می‌باشد.

خطای محتمل در روش پیشنهادی می‌تواند ناشی از خطای روش‌های شناسایی و تفکیک شکستگی‌ها و تخلخل حفره‌ای و یا ناشی از ماهیت هتروژن سازند باشد. هتروژنتی عامل بسیار مهم‌تری است و در اصل ریشه خطای روش‌های تشخیص نیز هتروژنتی سازند است. هتروژنتی سازند باعث می‌شود پدیده‌های زمین‌شناسی دیگر که در لاگ FMI به صورت شکستگی یا حفره دیده می‌شود، به اشتباه شکستگی یا تخلخل حفره‌ای تشخیص داده شوند. مثال بارز این اثر وجود شیل به هر شکل (توده یا لایه) است که ممکن است روش پیشنهادی آن‌را به اشتباه تخلخل حفره‌ای تشخیص دهد. به بیانی دیگر میزان خطای روش پیشنهادی تابعی از خواص سازند بوده و در سازندهای هموزن و یکنواخت میزان خطا کم و در سازندهای هتروژن میزان خطا بالا می‌باشد.

### نتیجه‌گیری

تعیین نوع تخلخل موجود در مخازن کربناته و مقدار کمی هر یک از آنها از چالش‌های مطالعه این مخازن است. با

تلفیق لاگ‌های تصویرگر با لاگ‌های چاه‌پیمایی برای مدل‌سازی تخلخل در مخازنی که از لایه‌های نازک تشکیل شده‌اند، از اهمیت بالایی برخوردار است. به این دلیل که در این مخازن، لاگ‌های چاه‌پیمایی در بازه‌های یک فوت یا بیشتر اعمال می‌شود. بدین معنی که میانگین خاصیت مورد نظر مثلاً تخلخل را در آن بازه اندازه‌گیری می‌نمایند. حال اگر این بازه از دو لایه با تخلخل بسیار بالا و تخلخل بسیار پایین تشکیل شده باشد، لاگ مقدار تخلخل متوسط را نشان می‌دهد که از دید شناسایی لایه‌های پرتانسیل نادرست می‌باشد. حال اگر داده‌های با دقت پایین لاگ (نسبت به لاگ تصویرگر) با لاگ تصویرگر که قدرت تفکیک بسیار بالایی دارد تلفیق شود، از دقت بالای لاگ تصویرگر و از صحت بالای لاگ‌های چاه‌پیمایی می‌توان در شناسایی لایه‌های مستعد تولید استفاده کرد تا ریسک برنامه‌های تکمیل چاه کاهش یابد.

از مزایایی که برای روش پیشنهادی در این مقاله می‌توان متصور شد، سرعت بالای آن در مقایسه با روش‌های سنتی تعیین نوع تخلخل با استفاده از مقاطع نازک میکروسکوپی است. در مطالعه مقاطع نازک، تک تک مقاطع به وسیله زمین‌شناس به صورت چشمی بررسی می‌شود و مقدار و نوع هر یک از تخلخل‌ها با به‌کارگیری تجربه زمین‌شناس در آن مقطع نازک تعیین می‌شود که فرآیندی زمان‌بر و در عین حال وابسته به تفسیر آن فرد است. معمولاً خطای قابل قبول برای این روش ۵ تا ۱۰٪ عنوان می‌شود. این مشکل زمانی حادتر می‌شود که هم‌زمان چند نوع تخلخل در مقطع نازک وجود داشته باشد. در این صورت به دلیل اینکه تخلخل‌ها در یک بخش مقطع نازک قرار ندارند و به صورت نقاط بی‌شکل در کل تصویر پراکنده هستند احتمال خطای روش چشمی در تعیین مقدار کمی هر یک از تخلخل‌ها به شدت افزایش می‌یابد. روش پیشنهادی از یک الگوریتم کامپیوتری برای محاسبه درصد هر یک از تخلخل‌ها استفاده می‌کند که خطای آن نزدیک به صفر بوده و تنها بخشی که امکان خطا دارد، تعیین مقدار حد برش برای تفکیک تخلخل حفره‌ای از زمینه و تعیین صحیح پارامترهای فیلتر گردادیان برای تشخیص شکستگی‌ها است. این دو عامل به تجربه و دانش مفسر لاگ تصویرگر بستگی

و تخلخل شکستگی به صورت هم زمان وجود دارد، این روش قادر است این دو نوع تخلخل را شناسایی، تفکیک و مقدار کمی هر یک را به صورت لاگ تعیین کند. به کارگیری روش پیشنهادی در این مقاله نشان داد که از لاگ‌های تصویرگر می‌توان برای مدل‌سازی سیستم تخلخل سه گانه در مخازن کربناته استفاده نمود و مقدار کمی هر یک از تخلخل‌ها را در تفسیر لاگ‌های چاه‌پیمایی و شبیه‌سازی دینامیکی رفتار مخزن به کار گرفت. همچنین این روش قادر است زون‌های نازک با تخلخل و نفوذپذیری بسیار بالا و یا بسیار پایین را که در لاگ‌های چاه‌پیمایی قابل شناسایی نیستند، شناسایی نماید.

استفاده از روش‌هایی مانند لاگ انحراف سرعت و تفسیر داده‌های چاه‌آزمایی، به صورت کیفی می‌توان در مورد تخلخل مخزن قضاوت کرد و یا در بهترین حالت مقدار آن را با استفاده از روابط تجربی تخمین زد. روش پیشنهادی در این مقاله از دو مزیت بزرگ لاگ‌های تصویرگر یعنی قدرت تفکیک و درصد پوشش استفاده می‌کند تا نوع و مقدار دو نوع تخلخل اصلی (تخلخل شکستگی و تخلخل حفره‌ای) را در مخازن کربناته هتروژن با دقت بالا محاسبه و تعیین کند. این روش در لایه‌های شیلی و لایه‌های کربناته با مقدار شیل بالا ضعیف عمل می‌کند. با توجه به اینکه این لایه‌ها کیفیت مخزنی پایینی دارند، این خطا قابل چشم‌پوشی است. در لایه‌های کربناته که تخلخل حفره‌ای

#### مراجع

- [1]. Aguilera R. F., and Aguilera R., "A Triple porosity model for petrophysical analysis of fractured reservoirs", *Petrophysics*, Vol. 45, No. 2, pp. 157-166, 2004.
- [2]. Berg C. R., "Dual and triple porosity models from effective medium theory, effective-medium resistivity models for calculating water saturation in shaly sands", *The Log Analyst*, Vol. 37, No. 3, pp. 16-28, 2004.
- [3]. Serra O., "Formation MicroScanner Image Interpretation, Schlumberger Education Services", pp., 117, 1989.
- [4]. Ye S. and Rabiller P., "Automatic Fracture Detection on High Resolution Resistivity Borehole Imagery", SPE, 1998.
- [5]. Anselmetti F. S. and Eberli G. P., "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*, Vol. 83, No. 3, pp. 450-466, 1999.
- [6]. Alahmadi H. A., *A Triple-porosity model for fractured horizontal wells*, MSc. Thesis, Texas A&M University, USA, 2010.
- [7]. Dey D. and Johri R., *Methods of Determination of Porosity and Permeability in the Heterogeneous Carbonate Reservoirs-A Review*, The 2<sup>nd</sup> South Asian Geoscience Conference and Exhibition, GeoIndia, 2011.
- [8]. Pulido H., Samaniego F. V., Cinco-Ley H., Rivera G. and Galicia G., *Triple porosity model-dual permeability with transient hydraulic diffusivity in naturally fractured reservoirs*, Proceedings, Thirty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 2007.
- [9]. Matlab User Guide, Image Processing Tool Box, MathWork, 2007.