

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

رشته مهندسی نفت گرایش اکتشاف

پایان نامه کارشناسی ارشد

شناسایی شکستگی‌ها از نگارهای تصویری به روش الگوریتم سوبل

نگارنده: لیلا فلاحی زاده

اساتید راهنما

دکتر ابوالقاسم کامکار روحانی

دکتر امین روشندل کاهو

استاد مشاور

دکتر بهزاد تخم‌چی

شهریور ۱۳۹۵

دانشکده: معدن، نفت و ژئوفیزیک

گروه: نفت و ژئوفیزیک

پایان نامه کارشناسی ارشد خانم لیلا فلاحی زاده به شماره دانشجویی: ۹۲۱۶۰۹۴

تحت عنوان:

شناسایی شکستگی‌ها از نگارهای تصویری به روش الگوریتم سوبل

در تاریخ ۱۳۹۵/۰۶/۱۵ توسط کمیته تخصصی زیر جهت اخذ مدرک کارشناسی ارشد مورد ارزیابی و با درجه
مورد پذیرش قرار گرفت.

امضاء	اساتید مشاور	امضاء	اساتید راهنما
	نام و نام خانوادگی : دکتر بهزاد تخم‌چی		نام و نام خانوادگی : دکتر ابوالقاسم کامکار روحانی
	نام و نام خانوادگی :		نام و نام خانوادگی : دکتر امین روشندل کاهو

امضاء	نماینده تحصیلات تکمیلی	امضاء	اساتید داور
	نام و نام خانوادگی : دکتر سوسن ابراهیمی		نام و نام خانوادگی : دکتر مهرداد سلیمانی منفرد
			نام و نام خانوادگی : دکتر ایرج پیروز

تقدیم به

پدر و مادر بزرگوارم

آن دو مهربان که از خواسته‌هایشان گذشتند، سختی‌ها را به جان خریدند و خود را سپر بلای مشکلات و ناملایمات زندگی کردند تا من به جایگاهی که اکنون در آن ایستاده‌ام برسم.

و خواهر و برادر عزیزم

که وجودشان شادی بخش و پایه آرامش من است.

شکر و قدردانی

با سپاس و ستایش به درگاه پرودگار بلند مرتبه که مراد اتمام این پایان نامه، همانند تمامی مراحل زندگی ما را یاری نمود، او که در تمام بحلالت زندگی پناهم بوده و چشم امیدم تنها به سوی رحمت اوست.

از جناب آقای دکتر کاظم روحانی و جناب آقای دکتر روشنل، اساتید راهنمای گرانقدر که با حسن خلق و راهنمایی های ارزنده خود در طی این پایان نامه مرا همراهی کردند، کمال شکر و قدردانی را دارم و مراتب شکر خود را از جناب آقای دکتر تخمچی، مشاور محترم پایان نامه ابراز می نمایم.

در نهایت وظیفه خود می دانم از پدر و مادر مهربان و خواهر و برادر عزیزم که بازحات فراوان و بی مستان، موجب آسایش و دلگرمی من گردیده اند، شکر نمایم.

لیلا فلاحی زاده

شهریور ۱۳۹۵

تعهد نامه

اینجانب **لیلا فلاحی زاده** دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی اکتشاف نفت دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه شناسایی شکستگی‌ها از نگارهای تصویری به روش الگوریتم سوبل تحت راهنمایی دکتر ابوالقاسم کامکار روحانی و دکتر امین روشندل کاهو متعهد می شوم.

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهشهای محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « *Shahrood University of Technology* » به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه ، در مواردی که از موجود زنده (یا بافتهای آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است

تاریخ

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه های رایانه ای، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

چکیده فارسی

درصد قابل توجهی از مخازن هیدروکربوری ایران، کربناته هستند. از مشخصه‌های مهم مخازن کربناته، شکستگی‌های طبیعی می‌باشند که این شکستگی‌ها نقش اساسی در مهاجرت و تولید هیدروکربورها دارند. از این‌رو شناسایی شکستگی‌ها در جنبه‌های مختلف تولید و توسعه این میادین بسیار اهمیت دارد. یکی از ابزارهای بسیار قوی برای مطالعه و شناسایی شکستگی‌ها در اطراف دیواره چاه‌ها، نمودارهای تصویری می‌باشد. این نمودارها یک شبه تصویر با تفکیک‌پذیری بالا از دیواره چاه تولید می‌کنند. نمودارهای تصویرگر با تکنولوژی خاص و با بهره‌گیری از خصوصیات الکتریکی و صوتی سازند، قادرند که انواع پدیده‌های موجود در دیواره چاه از جمله شکستگی‌ها، باز و یا بسته بودن آن‌ها، گسل‌ها، لایه‌بندی‌ها ساختارهای رسوبی و ... را مشخص سازند.

هدف از این مطالعه، شناسایی شکستگی‌ها از روی داده‌های نگار *FMI*، در دو چاه *A* و *B* مربوط به یکی از میادین هیدروکربوری جنوب غربی ایران، می‌باشد. شکستگی‌ها در این دو چاه به دو روش مورد مطالعه و بررسی قرار گرفتند. در روش اول، با تلفیق نتایج نرم‌افزار *Geolog*، تفسیر دستی و نمودارهای چاه‌پیمایی، شکستگی‌های باز و بسته با دقت بالایی شناسایی و تفکیک گردیدند. در نهایت شکستگی‌ها در چاه *A* با مجموع ۲۶۳ شکستگی باز و بسته با روند کلی شمال شرق - جنوب غرب و در چاه *B* با مجموع ۶۲ شکستگی باز و بسته با روند کلی شرق - غرب شناسایی گردید و با تعیین میزان تراکم و بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در هر دو چاه، زون‌های دارای بیشترین تراکم شکستگی و بازشدگی دهانه نیز مشخص گردید. در روش دوم، با در نظر گرفتن شکستگی‌ها در تصاویر *FMI* به‌عنوان یک لبه، از فیلتر سوبل که یکی از فیلترهای قدرتمند تشخیص لبه در پردازش تصویر می‌باشد، به‌منظور بررسی عملکرد این فیلتر بر روی تصاویر *FMI* استفاده گردید و مشاهده شد که تنها در تشخیص شکستگی‌های باز نتایج قابل قبولی دارد.

به‌طور کلی می‌توان نتیجه گرفت که این الگوریتم، فقط زمانی که شکستگی‌ها با زمینه تصویر تباین فیزیکی بالایی دارند و یا به‌عبارت دیگر تنها زمانی که اختلاف مقاومت ویژه بین شکستگی و زمینه بالا باشد، به‌خوبی عمل می‌کند.

کلمات کلیدی: شکستگی، نمودار تصویری *FMI*، نرم‌افزار *Geolog*، فیلتر سوئل، تراکم شکستگی، بازشدگی دهانه شکستگی، مخازن کربناته.

فهرست مطالب

۱	فصل اول: کلیات.....
۱-۱	مقدمه.....
۲	۲-۱ سابقه تحقیق.....
۳	۳-۱ اهداف و ضرورت انجام تحقیق.....
۶	۴-۱ روش انجام تحقیق.....
۷	۵-۱ ساختار پایان نامه.....
۸	فصل دوم: مطالعه شکستگی ها در نمودارهای تصویری <i>FMI</i>
۹	۱-۲ مخازن کربناته.....
۱۰	۲-۲ شکستگی در مخازن کربناته.....
۱۱	۱-۲-۲ انواع شکستگی ها.....
۱۲	۲-۲-۲ نحوه فرارگیری شکستگی ها.....
۱۵	۳-۲-۲ تراکم شکستگی ها.....
۱۶	۴-۲-۲ بازشدگی دهانه شکستگی ها.....
۱۷	۵-۲-۲ روش های مطالعه شکستگی.....
۱۹	۳-۲ نمودارهای تصویری.....
۲۰	۴-۲ پردازش نمودارهای تصویری.....
۲۲	۱-۴-۲ تولید تصویر.....
۲۶	۲-۴-۲ نمایش تصویر.....
۲۶	۳-۴-۲ تصحیح سرعت و عمق.....
۲۸	۴-۴-۲ تصحیح شدت جریان.....
۲۸	۵-۴-۲ یکسان سازی و بهنجار سازی تصویر.....
۲۹	۵-۲ تفسیر نمودارهای تصویری.....
۳۱	۱-۵-۲ شکستگی های سیمانی شده در نمودار تصویری.....
۳۳	

۳۴	۲-۵-۲ شکستگی های طبیعی باز در نمودار تصویری.....
۳۵	۳-۵-۲ شکستگی های القایی (مصنوعی) حاصل از عملیات حفاری.....
۳۹	فصل سوم: معرفی الگوریتم های لبه یابی در پردازش تصویر.....
۴۰	۱-۳ پردازش تصویر.....
۴۰	۱-۱-۳ تصاویر دیجیتال.....
۴۱	۲-۱-۳ نمایش تصویر دیجیتال.....
۴۴	۲-۳ تشخیص لبه.....
۴۴	۱-۲-۳ تشخیص لبه با استفاده از روش گرادیان.....
۴۷	۲-۲-۳ تشخیص لبه با استفاده از روش لاپلاسین.....
۴۸	۳-۳ فیلترهای تشخیص لبه.....
۵۰	۱-۳-۳ عملگر رابرتز.....
۵۱	۲-۳-۳ عملگر پرویت.....
۵۲	۳-۳-۳ عملگر کنی.....
۵۳	۴-۳-۳ عملگر سوپل.....
۵۷	فصل چهارم: شناسایی شکستگی ها از روی نگارهای <i>FMI</i> در میدان هیدروکربوری مورد مطالعه.....
۵۸	۱-۴ زمین شناسی منطقه.....
۶۰	۱-۱-۴ دوران پالئوزوئیک.....
۶۱	۱-۱-۴ نهشته های کامبرین، اردوئیسین و سیلورین در زاگرس.....
۶۲	۲-۱-۴ نهشته های دونین، کربونیفر و پرمین در زاگرس.....
۶۲	۲-۱-۴ دوران مزوزوئیک.....
۶۵	۳-۱-۴ دوران سنوزوئیک.....
۶۶	۲-۴ اطلاعات و داده های مورد استفاده.....
۶۸	۳-۴ پردازش داده های تصویری.....
۶۸	۱-۳-۴ کنترل کیفیت.....

۷۲.....	۴-۳-۲ تصحیح سرعت.....
۷۲.....	۴-۳-۳ تولید تصویر.....
۷۳.....	۴-۳-۴ یکسان سازی و بهنجار سازی تصویر.....
۷۴.....	۴-۴ تشخیص لایه بندی.....
۷۶.....	۴-۵ سرشت نمای شکستگی ها بر روی لاگ <i>FMI</i>
۸۴.....	۴-۵-۱ شناسایی شکستگی ها در دو چاه <i>A</i> و <i>B</i>
۸۹.....	۴-۵-۱-۱ محاسبه تراکم شکستگی ها در دو چاه <i>A</i> و <i>B</i>
۹۷.....	۴-۵-۱-۲ محاسبه باز شدگی دهانه شکستگی ها در دو چاه <i>A</i> و <i>B</i>
۱۰۰.....	۴-۶ اعتبار سنجی نتایج به دست آمده از شناسایی شکستگی ها با نرم افزار <i>Geolog</i>
۱۰۱.....	۴-۶-۱ اعتبار سنجی نتایج تشخیص شکستگی ها و تعیین امتداد آن ها.....
۱۰۵.....	۴-۶-۲ اعتبار سنجی نتایج محاسبه تراکم و میزان باز شدگی دهانه شکستگی ها.....
۱۰۸.....	۴-۷ اعمال عملگر سوئل بر روی نگار <i>FMI</i> به منظور تشخیص شکستگی.....
۱۰۸.....	۴-۷-۱ دریافت تصویر و پیش پردازش.....
۱۱۷.....	فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهادات.....
۱۱۸.....	۵-۱ جمع بندی.....
۱۱۸.....	۵-۲ نتیجه گیری.....
۱۲۱.....	۵-۳ پیشنهادات.....
۱۲۳.....	منابع و مراجع.....

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱-۲: توزیع جهانی مخازن کربناته..... ۱۰
- شکل ۲-۲: جهت تنش‌های اصلی و ایجاد شکستگی در یک بلوک سنگی..... ۱۳
- شکل ۳-۲: شکستگی‌های ایجاد شده توسط سرمته..... ۱۴
- شکل ۴-۲: جهت متداول شکستگی‌ها در مخازن تاقدیسی خاورمیانه..... ۱۶
- شکل ۵-۲: نمایش بازشدگی دهانه شکستگی..... ۱۷
- شکل ۶-۲: تصویر ابزار *FMI* و نمایش بالشتک، زبانه و دکمه‌ها بر روی آن..... ۲۱
- شکل ۷-۲: تصویری از یک چاه انحرافی (انحراف بیشتر از ۱۰ درجه) و نمایش پارامترهای آزمون چاه، انحراف چاه، سمت بالای چاه، محور چاه، محور عمودی و صفحه افقی با جهت‌های هندسی آن..... ۲۴
- شکل ۸-۲: الف) نمایش چگونگی دیده شدن صفحات در تصاویر نمودارهای *FMI* به صورت منحنی سینوسی ب) نمایش صفحات لایه‌بندی، گسل و شکستگی بسته در چاه از نمای سه‌بعدی و تصویر مسطح آن..... ۲۵
- شکل ۹-۲: کدگذاری رنگی برای تصاویر نگاره *FMI*، الف): توزیع رنگ غیرخطی، ب): توزیع رنگ خطی..... ۲۷
- شکل ۱۰-۲: مراحل یکسان‌سازی داده‌ها: به‌گونه‌ای عمل می‌شود که پاسخ همه گیرنده‌ها مشابه باشد..... ۲۹
- شکل ۱۱-۲: نمایش یک شکستگی بسته، بر روی نمودار *FMI*..... ۳۴
- شکل ۱۲-۲: نمایش شکستگی‌های باز به شکل منحنی‌های سینوسی تیره بر روی نمودار *FMI*..... ۳۵
- شکل ۱۳-۲: نمونه‌های از تصاویر *FMI* که ناحیه خرد شده (کادر قرمز) و شکستگی‌های کششی (فلش آبی) را نشان می‌دهد..... ۳۶
- شکل ۱۴-۲: نمونه‌ای از انحلال دیواره چاه که در تصاویر *FMI* به صورت یک ناحیه تیره مشاهده می‌شود..... ۳۷
- شکل ۱۵-۲: استفاده از نمودارهای قطر سنج برای شناسایی ناحیه خرد شده و انحلال دیواره چاه..... ۳۸
- شکل ۱-۳: نمایش تصویر، به صورت یک ماتریس دو بعدی با ابعاد مشخص است که مقدار هر درایه، نشان‌دهنده شدت رنگ پیکسل مربوطه می‌باشد..... ۴۱
- شکل ۲-۳: نمایش تصویر سیاه و سفید از یک نمودار تصویری همراه با شدت روشنایی پیکسل‌های آن..... ۴۲
- شکل ۳-۳: نمایش تصویر خاکستری از نمودار تصویری همراه با شدت روشنایی پیکسل‌های آن..... ۴۳
- شکل ۴-۳: سیگنال f با لبه نشان داده شده توسط تغییر ناگهانی در شدت..... ۴۵
- شکل ۵-۳: گرادینان سیگنال f از تصویر ۳-۴..... ۴۵

- شکل ۳-۶: موقعیت یک پیکسل بر روی لبه و نمایش اندازه و جهت بردار گرادیان و امتداد لبه..... ۴۶
- شکل ۳-۷: مشتق دوم سیگنال f در شکل ۳-۴..... ۴۷
- شکل ۳-۸: فیلتر یک بعدی گرادیان به منظور محاسبه مشتقات جزئی در راستای (الف) y و (ب) x ۴۹
- شکل ۳-۹: (الف) نمایش ناحیه 3×3 از تصویر، (ب) ماسک افقی رابرتز، (ج) ماسک عمودی رابرتز..... ۵۲
- شکل ۳-۱۰: ماسک‌های 3×3 عملگر سوبل، (الف) ماسک افقی، (ب) ماسک عمودی..... ۵۳
- شکل ۳-۱۱: نحوه عملکرد فیلتر سوبل، بر روی تصویر..... ۵۵
- شکل ۳-۱۲: نحوه حرکت ماسک افقی 3×3 سوبل بر روی تصویر..... ۵۵
- شکل ۳-۱۳: اعمال فیلتر سوبل بر روی تصویر، (الف) تصویر ورودی، (ب) اعمال فیلتر افقی سوبل بر روی تصویر، (ج) اعمال فیلتر عمودی سوبل بر روی تصویر، (د) اعمال فیلتر سوبل بر روی تصویر..... ۵۶
- شکل ۴-۱: تقسیمات ناحیه ای حوضه زاگرس..... ۵۸
- شکل ۴-۲: نقشه زمین‌شناسی ۱:۱۰۰۰۰۰ از ناحیه مورد مطالعه..... ۵۹
- شکل ۴-۳: سازندهای نهشته شده در دوران پالئوزوئیک..... ۶۱
- شکل ۴-۴: سازندهای نهشته شده در دوران مزوزوئیک..... ۶۴
- شکل ۴-۵: سازندهای نهشته شده در دوران سنوزوئیک..... ۶۵
- شکل ۴-۶: مراحل پردازش داده‌های نگار FMI در نرم‌افزار *Geolog*..... ۶۷
- شکل ۴-۷: تصاویر پردازش نشده داده‌های خام نگار FMI در دو چاه A و B ۶۷
- شکل ۴-۸: نمودار کنترل کیفیت مغناطیس‌سنج ابزار FMI در دو چاه A و B ۶۹
- شکل ۴-۹: نمودار کنترل کیفیت شتاب‌سنج ابزار FMI در دو چاه A و B ۷۱
- شکل ۴-۱۰: تصویر FMI اولیه تولید شده از دیواره دو چاه A و B ۷۲
- شکل ۴-۱۱: نمایش تصویر خام، ایستا و پویا مربوط به چاه A و B ۷۳
- شکل ۴-۱۲: نمایش مرز لایه‌بندی‌ها در دو چاه A و B ، به همراه شیب و آزیموت آن‌ها..... ۷۵
- شکل ۴-۱۳: نمایش روند کلی لایه‌بندی در دو چاه A و B ۷۶
- شکل ۴-۱۴: نمایش نمونه‌ای از شکستگی‌های باز و بسته در تصاویر FMI دو چاه مورد مطالعه، به همراه شیب و آزیموت آن‌ها..... ۷۷

- شکل ۴-۱۵: تشخیص شکستگی‌های کوچک در نگار *FMI*، خطوط روشن شکستگی بسته و خطوط تیره شکستگی باز.....۷۹
- شکل ۴-۱۶: نمایش شکستگی بسته به صورت منحنی سینوسی روشن در نگار *FMI*.....۸۰
- شکل ۴-۱۷: نمایش تفاوت صفحه لایه‌بندی با صفحه شکستگی با توجه به لیتولوژی و نمودارهای پتروفیزیکی.....۸۱
- شکل ۴-۱۸: نمایش شکستگی‌های کوچک در دیواره چاه به صورت خطوط ناپیوسته تیره (شکستگی‌های باز) و روشن (شکستگی‌های بسته).....۸۲
- شکل ۴-۱۹: نمایش خردشدگی دیواره چاه در تصاویر *FMI* و تغییرات ایجاد شده در نمودار قطر سنج.....۸۳
- شکل ۴-۲۰: نمایش ریزش دیواره چاه در تصاویر *FMI* و تغییرات ایجاد شده در نمودار قطر سنج.....۸۳
- شکل ۴-۲۱: نمایش روند کلی شکستگی‌های موجود در دو چاه *A* و *B*.....۸۶
- شکل ۴-۲۲: نمایش روند کلی شکستگی‌های باز و بسته به صورت جداگانه در دو چاه *A* و *B*.....۸۷
- شکل ۴-۲۳: نمودار فراوانی شیب شکستگی‌های باز و بسته در چاه *A* و *B*.....۸۸
- شکل ۴-۲۴: الف) نمایش گسل تشخیص داده شده بر روی نگار *FMI*، ب) نمایش روند کلی گسل در چاه *A*.....۸۹
- شکل ۴-۲۵: نمایش تراکم شکستگی‌ها در چاه *A*.....۹۰
- شکل ۴-۲۶: مقایسه روند شکستگی‌ها (سمت راست) و گسل موجود در چاه *A* (سمت چپ).....۹۱
- شکل ۴-۲۷: کاهش نمودار گاما در سمت چپ و افزایش نمودار نوترون در سمت راست و افزایش همزمان شکستگی‌های صفحه‌ای و غیرصفحه‌ای در تصاویر چاه.....۹۲
- شکل ۴-۲۸: مقایسه روند کلی شکستگی‌ها (سمت راست) و لایه‌بندی‌ها (سمت چپ) در چاه *A*.....۹۳
- شکل ۴-۲۹: نمایش تراکم شکستگی‌ها در چاه *B*.....۹۴
- شکل ۴-۳۰: افزایش تراکم شکستگی‌ها در عمق ۱۸۹۹ متری چاه *B* (نمودار سمت راست) با تغییر لایه‌بندی به صورت افزایش میزان دولومیت (نمودار سبز) و کاهش میزان شیل (نمودار مشکی) و نمایش تصویر چاه (سمت چپ) در این عمق.....۹۵
- شکل ۴-۳۱: مقایسه روند کلی شکستگی‌ها و لایه‌بندی‌ها (سمت چپ) در چاه *B*.....۹۶
- شکل ۴-۳۲: نمایش ارتباط افزایش تراکم شکستگی‌ها (تصویر سمت راست) با چین‌خوردگی لایه‌ها (تصویر سمت چپ) در دو چاه *A* و *B*.....۹۷
- شکل ۴-۳۳: نمودار فراوانی اندازه بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه *A* و *B*.....۹۸

شکل ۴-۳۴: نمایش حضور گسل در نزدیکی عمق دارای بیشترین میزان بازشدگی دهانه شکستگی ها و ارتباط تغییر لایه‌بندی (کاهش نمودار نوترون و افزایش شیل) با افزایش میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه A..... ۹۹

شکل ۴-۳۵: افزایش میزان دولومیت (نمودار سمت چپ) در بازه دارای بیشترین میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه B و نمایش تصویر پویا و شکستگی‌ها در این عمق (سمت راست)..... ۱۰۰

شکل ۴-۳۶: مقایسه امتداد شکستگی‌های چاه A در نتایج دریافت‌شده به‌منظور اعتبارسنجی (الف) و نتایج به‌دست آمده در این مطالعه (ب)..... ۱۰۲

شکل ۴-۳۷: مقایسه امتداد شکستگی‌های چاه B، در نتایج دریافت‌شده به‌منظور اعتبارسنجی (الف) و نتایج به‌دست آمده در این مطالعه (ب)..... ۱۰۳

شکل ۴-۳۸: نمایش بیشترین تراکم شکستگی‌ها حاصل از داده‌های تفسیر اصلی در دو چاه A و B..... ۱۰۵

شکل ۴-۳۹: اعتبارسنجی نتایج محاسبه میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در دو چاه A و B..... ۱۰۷

شکل ۴-۴۰: الف) مقطع عمقی مورد بررسی از نمودار تصویری *FMI*، ب) حذف خطوط سفید عمودی از تصویر *FMI*..... ۱۰۹

شکل ۴-۴۱: تولید تصویر خاکستری نگار تصویری *FMI*..... ۱۱۰

شکل ۴-۴۲: الف) تصویر اولیه مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI*، ب) نتیجه اعمال عملگر سوبل بر روی مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI*..... ۱۱۱

شکل ۴-۴۳: الف) تصویر اولیه مقطع عمقی مورد بررسی و دارای شکستگی باز در نگار *FMI* ب) نتیجه اعمال عملگر سوبل بر روی مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI*..... ۱۱۲

شکل ۴-۴۴: الف) تصویر اولیه مقطع عمقی مورد بررسی و دارای شکستگی بسته در نگار *FMI* ب) نتیجه اعمال عملگر سوبل بر روی مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI*..... ۱۱۳

شکل ۴-۴۵: الف) تصویر اولیه مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI* ب) حذف خطوط سفید عمودی از تصویر اولیه، ج) نتیجه اعمال فیلتر سوبل بر روی بخشی از تصویر *FMI* و تشخیص گسل (پایین) و شکستگی باز (بالا) موجود در این عمق..... ۱۱۴

شکل ۴-۴۶: الف) تصویر مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI* و دارای شکستگی بسته ب) نتیجه اعمال فیلتر سوبل بر تصویر الف، ج) نمودار گاما و نمودار میزان دولومیت در عمق مورد بررسی..... ۱۱۵

شکل ۴-۴۷: الف) تصویر مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI* و دارای شکستگی باز پر شده با مواد نارسانا مانند کلسیت، انیدرید، سیلیس و ...، ب) حذف خطوط عمودی سفید از مقطع الف، ج) نتیجه اعمال عملگر سوبل بر روی مقطع الف..... الف ۱۱۶

فهرست جدول‌ها

جدول ۱-۲: سه دسته کلی از دیدگاه تفسیر نمودارهای تصویری و پدیده‌های مرتبط با آن‌ها.....۳۲

جدول ۱-۴: تعداد گسل، شکستگی‌های باز و بسته شناسایی شده در دو چاه A و B۸۴

جدول ۲-۴: مقایسه تعداد شکستگی‌های به‌دست آمده با نتایج تفسیر اصلی چاه A و B۱۰۴

جدول ۳-۴: مقایسه پهنای بازشدگی دهانه شکستگی‌های (میلی‌متر) به‌دست آمده با نتایج تفسیر اصلی چاه A و B۱۰۶

فصل اول

کلیات

از لحاظ تعداد مخازن و بدون توجه به حجم هیدروکربورها تقریباً ۹۰ درصد مخازن بزرگ ایران کربناته می‌باشند. از مشخصه‌های مهم مخازن کربناته وجود شبکه‌های شکستگی است که این شبکه‌ها می‌توانند معابری برای حرکت سیال مخزن باشند [۱].

شکستگی‌ها در میادین نفتی حوضه زاگرس، نقش اساسی در مهاجرت و تولید مخازن هیدروکربوری دارند. وقتی شکستگی‌ها باز هستند، مسیرهایی را برای حرکت هیدروکربن‌ها به سوی چاه ایجاد می‌کنند و حتی ممکن است مخازنی با تراوایی پایین را به نمونه‌هایی با تولید بالا تبدیل نمایند. در مقابل وقتی شکستگی‌ها پر و سیمان شده هستند، به‌عنوان سدی در مقابل حرکت هیدروکربن‌ها به سمت چاه عمل می‌کنند [۲]. این رفتار دوگانه شکستگی‌ها، شناسایی آن‌ها را ضروری می‌سازد.

برای شناسایی شکستگی‌ها در مخازن، از توصیف مغزه‌ها، چاه‌آزمایی، جریان‌سنج، پیمایش حرارتی، تغییرهای فشار، نگارهای تولید، هرزروی گل، اطلاعات لرزه‌ای، نگارهای چاه‌پیمایی و نگارهای تصویری^۱ استفاده می‌شود. معمول‌ترین روش شناسایی شکستگی‌های کوچک مقیاس در اطراف دیواره چاه، مغزه‌ها هستند ولی با توجه به محدودیت‌های اساسی مغزه‌های حفاری از جمله هزینه بالای تهیه مغزه، جهت‌دار نبودن و بازیابی پایین آن در زون‌های شکسته، نگارهای تصویری ابزار مفیدتری برای مطالعه شکستگی‌ها هستند [۳].

امروزه نمودارهای تصویری جهت پیدا کردن شکستگی‌ها، در برخی چاه‌های مخازن شکسته ایران استفاده می‌شوند [۴].

¹ Image logs

با استفاده از اطلاعات به دست آمده از این تصاویر، به همراه دیگر چاه‌نگارها، مهندسين نفت قادر خواهند بود مدل دقیقی از شکستگی‌ها را در ناحیه نزدیک چاه، به دست آورند. این مدل به شبیه‌سازی هرچه دقیق‌تر حرکت جریان سیال در مخازن پیچیده‌ای که به دلیل برهم‌نهی نیروهای مختلف تکتونیکی و نیز ساختارهای رسوبی تشکیل شده‌اند، کمک شایانی می‌کند [۶].

۱-۲ سابقه تحقیق

شروع استفاده از آنالیز نگارهای تصویری به سال ۱۹۸۶، آغاز برمی‌گردد. از همان زمان مطالعات زیادی جهت شناسایی خودکار شکستگی‌ها از روی این نگارها انجام شده است.

در سال ۱۹۹۰، آنتونی^۱ و همکاران روشی برای پیدا کردن پدیده‌های ناهمگن معرفی کردند. این روش شامل یافتن صفحات لایه‌بندی و شکستگی از طریق خطوط جریان در هر بالشتک^۲ است. در این روش با استفاده از یک برنامه پویا و قرار دادن یک حد آستانه‌ای، خطوط جریان در هر بالشتک را به بالشتک کناری وصل می‌کند. این روش جزئیات کمی از تصویر را پیدا می‌کند. همچنین در زون‌های پیچیده (از نظر زمین‌شناسی و هندسی) که صفحات لایه‌بندی و شکستگی با یکدیگر به شدت برخورد دارند، مشکلات زیادی در عملکرد این برنامه وجود دارد. در این روش برای شرایط مختلف رخساره‌ای باید پارامترهای زیادی را مد نظر قرار داد که کاربرد عملی آن را کاهش می‌دهد [۷].

تورس^۳ و همکاران در سال ۱۹۹۰ به منظور شناسایی شکستگی‌ها، روشی مبتنی بر استفاده از تبدیل هاف^۴ پیشنهاد کردند. تبدیل هاف می‌تواند پارامترهای هندسی مربوط به اشکال خاص ریاضی مثل خط، دایره،

¹ Antonie

² Pad

³ Torres

⁴ Hough transform

بیضی و سینوس را در داخل تصویر شناسایی نماید. این روش در فضای پارامتری به کار گرفته می‌شود. فضای پارامتری مورد استفاده دارای دو بعد می‌باشد که شامل دو پارامتر دامنه و فاز مدل سینوسی است. در این روش پارامتر عمق قرارگیری منحنی سینوسی در نظر گرفته نشده است، بنابراین پارامتر عمق قابل تعیین نمی‌باشد [۸].

هال^۱ و همکاران در سال ۱۹۹۶ نیز از روش تبدیل هاف برای این منظور استفاده کردند، اما در این روش، فضای عامل، سه‌بعدی و شامل سه پارامتر شیب، آزیموت و عمق صفحه برخوردی با دیواره چاه بوده است. در این روش ابتدا تصویر دودویی^۲ تولید نموده و سپس تبدیل هاف را انجام می‌دهد. به این نکته بایستی توجه داشت که به دلیل افزایش بعد فضای عامل، زمان مورد نیاز برای اجرای این روش افزایش پیدا می‌کند. این روش به همراه روش پیشنهادی توسط تورس و همکاران (۱۹۹۰) نتوانست جواب مناسبی برای تفسیر این نمودارها ارائه دهد. در صورت وجود تداخل زیاد بین پدیده‌های مختلف زمین‌شناسی، این روش خطای زیادی دارد [۹].

یه^۳ و همکاران در سال ۱۹۹۹ روشی بر اساس تشخیص لبه^۴ ارائه دادند. در این روش ابتدا فرض می‌شود که تمامی لایه‌بندی‌ها دارای شیب و امتداد یکسانی هستند. با این فرض، تصویر را طوری حرکت می‌دهند که این صفحات به حالت افقی قرار گیرند، سپس تبدیل فوری^۵ تصویر حاصل محاسبه شده و مقدار مربوط به فرکانس صفر حذف می‌شود. با این کار خطوط افقی از تصویر حذف می‌شود. در مرحله بعد مشتق تصویر برای به دست آوردن لبه‌های تصویر، محاسبه می‌گردد. تعیین لبه به دلیل تغییرات شدت روشنایی بالای شکستگی‌ها نسبت به زمینه می‌باشد که باعث افزایش مقادیر مشتق اول در نقاط مربوط به شکستگی

¹ Hall

² Binary image

³ Ye

⁴ Edge detection

⁵ Fourier transform

می‌شود. سپس از طریق یک الگوریتم پویا نقاط مربوط به شکستگی را به یکدیگر وصل کرده و این ارتباط را بین هر بالشتک با بالشتک کناری برقرار می‌سازد. این روش جامع نبوده و در برخی موارد مخازن کربناته ضعیف عمل می‌کند [۱۰].

جینکل^۱ و همکاران در سال ۲۰۰۰ راهکاری جدید برای استفاده از تبدیل هاف برای شناسایی شکستگی‌ها پیشنهاد کردند. در این روش یک فضای سه‌بعدی جهت^۲ طراحی شده است. در این فضا علاوه بر مختصات دکارتی نقاط، از ویژگی جهت منحنی به عنوان بعد سوم استفاده می‌شود. با استفاده از این ویژگی، تداخل شکستگی‌ها و لایه‌بندی‌ها با یکدیگر در نتیجه‌ی نهایی الگوریتم تأثیر نداشته و از یکدیگر جدا می‌شوند. از جمله مشکلات این روش، اتصال اشتباه نقاطی که مربوط به یک شکستگی نیستند و نیز اتصال چندین باره نقاط مربوط به یک شکستگی به خاطر بازشدگی زیاد شکستگی می‌باشد. برای حل این مشکل نیز آنها یک روش پس از پردازش ارائه کردند تا این مشکلات تا حدودی برطرف شود [۱۱].

در سال ۲۰۱۱، جاوید و همکاران، با به‌کارگیری روش‌های پردازش تصویر و روش‌های بهینه‌سازی الگوریتم ژنتیک^۳ و کلونی زنبور عسل^۴، به جداسازی شکستگی‌ها از دیگر پدیده‌های زمین‌شناسی پرداختند که توانستند، شکستگی‌ها، شیب، آزمون و موقعیت قرارگیری آن‌ها را در نگارهای تصویری شناسایی کنند، اما در این روش وجود نوفه در تصویر سبب پایین آمدن دقت شده و همین‌طور به دلیل بروز خطا در بازه عمقی که دارای تخلخل حفره‌ای هستند، اجرای این الگوریتم ممکن نیست [۱۲].

در سال ۲۰۱۲، خوشبخت و همکاران به بررسی توانایی نگارهای تصویری در شناسایی شکستگی‌ها و سایر مشخصات زمین‌شناسی در مخازن کربناته پرداخته و تطبیق بین نگارهای تصویری و مغزه را تشریح نمودند،

¹ Ginkel

² 3D Orientation space

³ Genetic algorithm

⁴ Artificial bee colony algorithm

در این مقایسه مشخص شد که نگار FMS^1 در تشخیص شکستگی‌های باز و انیدریت بسیار پرتوان ولی در تعیین و تشخیص شکستگی‌های پرشده، گسل‌ها و ترکیبات متراکم در مخازن کربناته ضعیف عمل می‌کند. این نتایج با بررسی بین دو روش نمودارگیری FMI^2 و مغزه از هفت چاه نزدیک به هم تأیید شده است [۱۳].

۱-۳ اهداف و ضرورت انجام تحقیق

با توجه به این که شکستگی‌ها تأثیر مهمی در مقدار تخلخل و تراوایی سنگ‌ها داشته و حرکت سیالات را تسهیل می‌کند بنابراین در مخازن کربناته، بررسی و مطالعه شکستگی‌ها اهمیت زیادی دارد [۱۴]. وجود شکستگی‌ها حتی شکستگی‌های بسیار کوچک تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر تراوایی دارند و آگاهی و شناخت از الگوها و نحوه توزیع آن‌ها در هر میدان امکان طراحی صحیح مکان‌های حفاری چاه به‌منظور امکان افزایش تولید و بهره‌وری حداکثر از مخزن و کاهش هزینه‌ها را فراهم می‌کند [۱۵]. در این مطالعه هدف شناسایی شکستگی‌ها، تعیین محل قرارگیری، شیب، امتداد و تراکم آن‌ها از نگارهای تصویری می‌باشد.

به‌طور کلی شناسایی شکستگی‌ها، تعیین محل قرارگیری، شیب، جهت امتداد، تراکم، میزان بازشدگی و باز یا بسته بودن دهانه و در نهایت ترسیم یک الگوی مناسب از شکستگی‌ها کمک فراوانی در افزایش تولید در میادین هیدروکربوری خواهد داشت [۱۵].

¹ Formation Micro Scanner

² Formation Micro Imager

نرم افزارهای مختلفی برای نمایش و پردازش نگاره‌های تصویری وجود دارد، شرکت شلومبرژه^۱ نرم‌افزاری به نام *Geoframe* روانه بازار کرده که قادر به تشخیص خودکار شکستگی‌ها می‌باشد، اما مفسران دقت این نرم‌افزار را در مخازن کربناته ایران ناکافی دانسته و روش‌های دستی را در تفسیر این نگارها ترجیح می‌دهند. استفاده از نرم‌افزار پیشرفته *Geolog* در سرشت‌نمایی^۲ شکستگی‌ها از روی نگاره‌های تصویری کمک شایانی به زمین‌شناسان و مهندسين نفت کرده است. این نرم‌افزار وجود شکستگی‌ها، تراکم، شیب، روند و میزان بازشدگی دهانه آن‌ها را نیز مشخص می‌کند. با این حال همواره ارائه راهکاری جدید جهت بهبود تشخیص شکستگی‌ها از نگاره‌های تصویری می‌تواند مفید واقع گردد.

۴-۱ روش انجام تحقیق

برای رسیدن به اهداف مورد نظر در این تحقیق، از داده‌های خام برداشت شده توسط ابزار تصویرگر *FMI* مربوط به دو چاه یکی از میادین هیدروکربوری جنوب غربی کشور استفاده می‌گردد. داده‌های خام مربوط به این دو چاه، با استفاده از نرم‌افزار *Geolog* پردازش، تصحیح و تفسیر می‌شود و با تلفیق نتایج آن با نتایج نگاره‌های چاه‌پیمایی و لیتولوژی که در اختیار داریم، شناسایی دستی شکستگی‌ها از روی نگار *FMI*، با دقت بالایی انجام می‌شود. در این پایان‌نامه با پیشنهاد استفاده از عملگر سوبل^۳ به‌عنوان یک فیلتر لبه‌یاب بر روی نگاره‌های تصویری، سعی بر آن شده است که عملکرد این فیلتر در جدا کردن شکستگی‌ها در تصاویر *FMI* بررسی شود. برای دستیابی به این هدف نیز، با نوشتن الگوریتم سوبل در نرم‌افزار *MATLAB*، به تفکیک شکستگی‌ها از زمینه تصاویر نگار *FMI* پرداخته می‌شود.

¹ Schlumberger

² Discretization

³ Sobel operator

به منظور اعتبارسنجی نتایج به دست آمده، از نتایج حاصل از تفسیر دقیق نگارهای تصویری در این دو چاه که توسط مشاور پایان نامه در اختیار قرار گرفته است، استفاده می شود.

۱-۵ ساختار پایان نامه

این پایان نامه شامل پنج فصل می باشد. فصل اول، کلیاتی از ضرورت، اهمیت، پیشینه و اهداف تحقیق را بیان می کند. در فصل دوم به معرفی مخازن کربناته و شکستگی های آنها، معرفی ابزار تصویربرداری *FMI* و نحوه پردازش و تفسیر داده های آن پرداخته می شود. در فصل سوم به طور خلاصه آنالیز تصویر و الگوریتم های لبه یابی معرفی می شوند. در فصل چهارم ابتدا با تشریح زمین شناسی منطقه و معرفی داده های اولیه از دو چاه مورد مطالعه، مراحل پردازش و تفسیر آنها بیان شده و اعتبارسنجی انجام می شود و در نهایت نتیجه اعمال الگوریتم سوپل بر روی تصاویر *FMI* بیان می شود. در فصل پنجم نیز نتایج حاصل از این تحقیق بیان شده و پیشنهادات لازم ارائه می گردد.

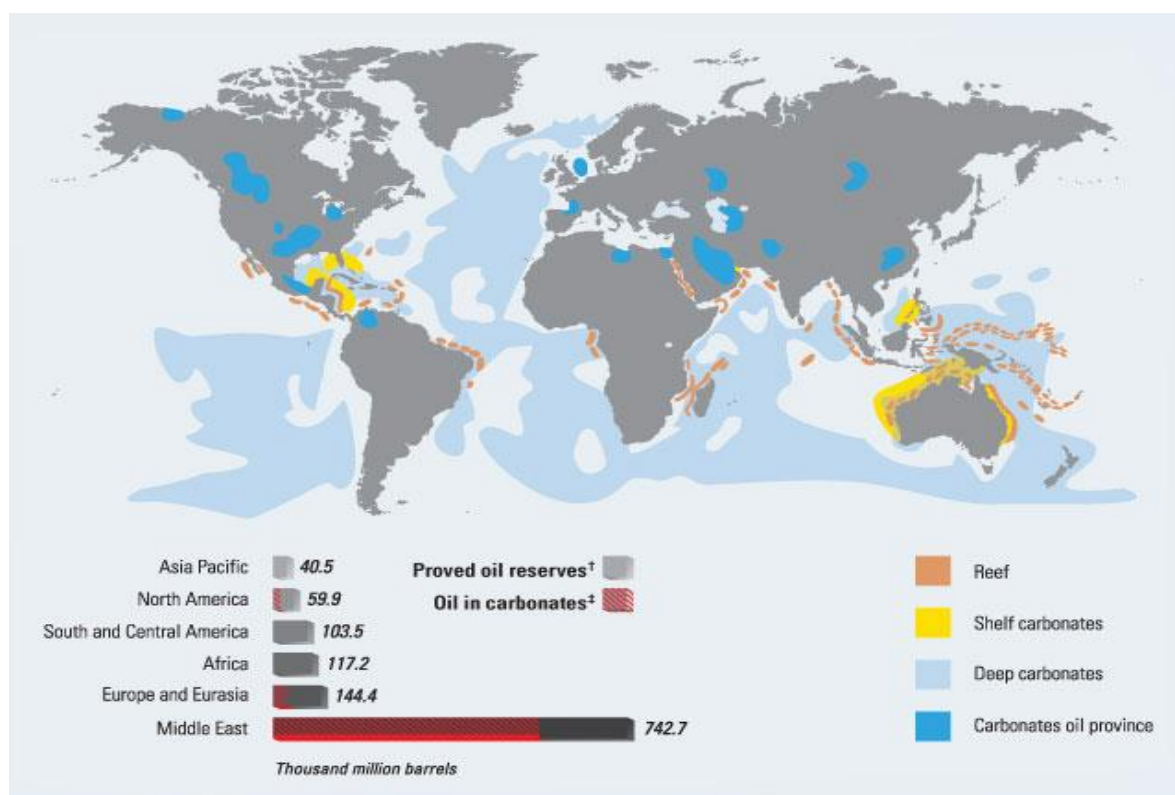
فصل دوم

مطالعه شکستگی‌ها در نمودارهای تصویری *FMI*

۱-۲ مخازن کربناته

کربنات‌ها سنگ‌های رسوبی هستند که در محیط‌های دریایی کم‌عمق، روشن و دارای آب گرم نهشته می‌شوند و اغلب دارای منشأ زیستی و از جنس کربنات کلسیم می‌باشند که در مقایسه با ماسه سنگ‌ها از نظر واکنش‌های شیمیایی فعال‌تر هستند [۱۶].

بیش از ۶۰٪ از نفت و ۴۰٪ از گاز دنیا در مخازن کربناته هستند. ۶۲٪ از ذخایر نفتی اثبات شده در خاورمیانه قرار دارند که حدود ۷۰٪ از آن‌ها در مخازن کربناته هستند. همچنین ۴۰٪ از مخازن گاز اثبات شده دنیا در خاورمیانه قرار دارند که ۹۰٪ از آن در مخازن کربناته واقع شده‌است (شکل ۱-۲). با توجه به این آمار می‌توان به اهمیت مطالعه مخازن کربناته در مقایسه با سایر مخازن پی‌برد [۱۶].



شکل ۱-۲: توزیع جهانی مخازن کربناته [۱۶]

۲-۲ شکستگی در مخازن کربناته

شکستگی‌ها نقایص مکانیکی مقاومت سنگ هستند که نسبت به تنش‌های زمین‌شناختی طبیعی مانند حرکت تکتونیکی، تنش‌های گرمایی، تغییرات فشار سنگ، فشار بالای سیال، فعالیت‌های حفاری و بیرون کشیدن سیال (چون سیال نیز به‌طور جزئی وزن سنگ روباره را حفاظت می‌کند) نشان می‌دهند [۱۷]. شکستگی‌ها رایج‌ترین ساختار زمین‌شناسی هستند که ممکن است در هر رخنمون سنگی وجود داشته باشند. البته به دلیل فرآیندهای پیچیده‌ای که در تشکیل آن‌ها دخالت دارد، تحلیل و بررسی آن‌ها به‌خصوص از دیدگاه ساختاری، به ویژه در مورد شکستگی‌های زیرسطحی مشکل است [۱۸].

بسته به نوع سنگ، شرایط تکتونیکی و ضخامت رسوبات، الگوی شکستگی‌ها می‌تواند تغییر کند. با این وجود برخی محققان، مخازن کربناته شکافدار را براساس تخلخل بین دانه‌ای و تراوایی و نقشی که شکستگی‌ها در ایجاد فضایی برای جریان سیال ایجاد می‌کنند به چهار دسته، طبقه بندی می‌کنند [۱۷]:

۱- مخازن نوع اول: دارای تخلخل بین دانه‌ای متوسط به بالا و تراوایی خوب هستند. فضای منافذ، فضای ذخیره‌سازی و حرکت جریان سیال را فراهم می‌کنند. چنین شکستگی‌هایی تراوایی کلی را بالا برده و ناهمگنی مخزن را افزایش می‌دهند.

۲- مخازن نوع دوم: دارای ماتریکس با تخلخل متوسط تا بالا، تخلخل بین دانه‌ای پایین و تراوایی متوسطی هستند. فضای منافذ موجود در ماتریس، فضای ذخیره‌سازی مخزن و شکستگی‌ها مسیر جریان سیال را فراهم می‌کنند.

۳- مخازن نوع سوم: در این نوع مخازن، شکستگی‌ها تخلخل بین دانه‌ای کم تا متوسط و تراوایی پایینی دارند. فضای تخلخل بین دانه‌ای فضای ذخیره‌سازی مخزن و شکستگی‌ها مسیر حرکت جریان سیال

را فراهم می‌کنند. در این مخازن تخلخل بین‌دانه‌ای بیش از ۱۰ تا ۱۵ درصد و تراوایی به طور میانگین ۱۰ میلی داری است.

۴- مخازن نوع چهارم: دارای تخلخل بین دانه‌ای و تراوایی پایین می‌باشند. شکستگی‌ها فضای ذخیره‌سازی و جریان سیال را فراهم می‌کنند. میانگین تخلخل بین‌دانه‌ای کمتر از ۵٪ و میانگین تراوایی کمتر از یک میلی داری می‌باشد.

شکستگی‌ها در مخازن ممکن است باز، بسته و یا توسط سیمان دیاژنتیک پر شده باشند. زمانی که هوازدگی و فرآیند تبدیل به کارست، بعد از شکستگی‌های تکتونیکی اتفاق بیفتد، باعث بزرگ‌تر شدن مجاری شکستگی‌ها و در نتیجه افزایش تراوایی مخزن می‌شود و البته اگر کربنات محلول دوباره ته نشست و به هم متصل شوند، می‌تواند تعداد زیادی از شبکه شکستگی را از بین ببرد [۱۷].

سرشت‌نمایی شکستگی به معنی شناسایی نوع، شیب، آزیموت، بازشدگی دهانه، علت وقوع، تراکم و ... شکستگی می‌باشد. استفاده از داده‌ها و سرشت‌نمایی شکستگی‌ها و مدل‌سازی آن‌ها می‌تواند درک بهتری از سیستم شکستگی مخازن نفت و گاز بدهد.

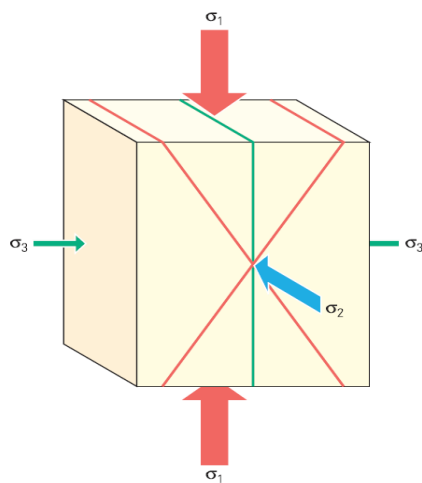
۲-۲-۱ انواع شکستگی‌ها

شکستگی‌ها بر اساس فرآیند پیدایش به سه دسته عمده تقسیم‌بندی می‌شوند [۱۹]:

الف- شکستگی‌های طبیعی: شکستگی‌های طبیعی معمولاً به‌وسیله تنش‌های تکتونیکی ایجاد می‌شوند و در سنگ‌های کربناته رایج‌تر از ماسه‌سنگ‌ها هستند. روند کلی این دسته شکستگی‌ها به کمک جهت تنش‌های تکتونیکی محلی تعیین می‌شود و به دو دسته برشی و کششی قابل تقسیم هستند و از لحاظ

تکتونیک بر اساس روند، گسترش، مورفولوژی و رژیم تکتونیک محلی به دو دسته شکستگی‌های وابسته به چین‌خوردگی و شکستگی‌های وابسته به گسل خوردگی تقسیم بندی می‌شوند [۱۹].

ب- شکستگی‌های ناشی از حفاری یا القایی (مصنوعی): یکی دیگر از شکستگی‌های موجود در دیواره چاه شکستگی‌هایی هستند که در اثر عملیات حفاری به وجود می‌آیند. این شکستگی‌ها در اثر عوامل مرتبط با حفاری، به صورت مصنوعی و در اثر توزیع غیریکسان و نامساوی تنش‌های مماسی^۱ که بر روی دیواره چاه در محل تلاقی با تنش‌های افقی حداکثر (σ_1) و تنش‌های افقی حداقل (σ_3) اعمال می‌شود، به وجود می‌آیند. الگوهای این دسته شکستگی‌ها می‌تواند کاملاً قائم یا دندانه‌دار و به دو صورت کششی و برشی باشد [۲۰]. شکل ۲-۲، نمودار جهت‌های سه تنش اصلی را نشان می‌دهد که در آن σ_1 ، حداکثر تنش اصلی فشاری، σ_3 حداقل تنش اصلی فشاری و σ_2 ، تنش متوسط است [۲۱].

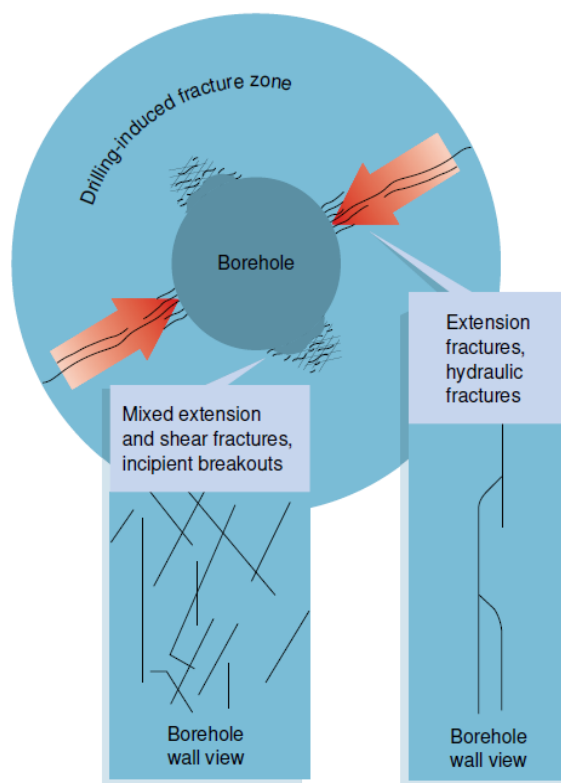


شکل ۲-۲: جهت تنش‌های اصلی و ایجاد شکستگی در یک بلوک سنگی [۲۱]

¹ Tangential stress

افزایش قطرچاه، ویژگی است که در اغلب چاه‌ها در همان جهت چاه و به موازات جهت کم‌ترین تنش افقی اصلی رخ می‌دهد و به‌طور کلی یک ترکیب پیچیده‌ای از شکستگی‌های برشی و کششی دیده می‌شوند (شکل ۲-۳) [۲۰].

وقتی که محور چاه، به‌موازات هیچ یک از جهت‌های تنش‌های اصلی نباشد، شکستگی‌های ناشی از حفاری، ظاهری متفاوت دارند. این نوع از درزه‌ها برخلاف درزه‌های بلند و مستقیمی که کاملاً به‌موازات محور چاه هستند، ظاهری دندان‌های دارند. به‌طور کلی این درزه‌ها در چاه‌های با انحراف بالا یا کاملاً افقی که جهت چاه با میدان تنش هماهنگ نیست، شایع هستند [۲۰].



شکل ۲-۳: شکستگی‌های ایجاد شده توسط سرمته [۲۰].

ج- شکستگی‌های توسعه یافته: علاوه بر شکستگی‌های طبیعی و شکستگی‌های القایی، عملیات حفاری ممکن است سبب توسعه یا بازشدگی شکستگی‌هایی که از قبل وجود داشتند، شود که به آن‌ها شکستگی‌های توسعه یافته می‌گویند. این شکستگی‌ها حتی ممکن است سبب باز شدگی دوباره شکستگی‌هایی که توسط مواد معدنی پر شده‌اند، گردند. این شکستگی‌ها به دلیل این‌که، بازشدگی دهانه کوچکی دارند، تأثیر چندانی در تولید نخواهند داشت [۲۰].

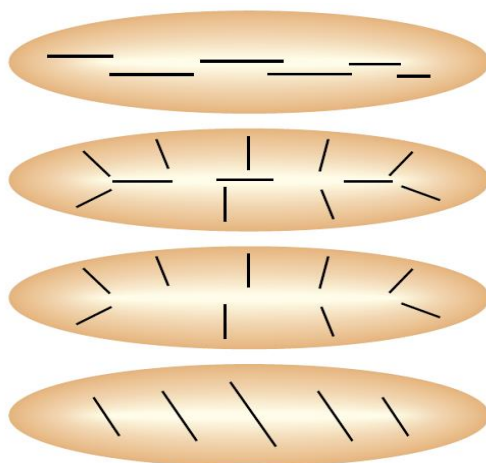
۲-۲-۲ نحوه قرارگیری شکستگی‌ها

جهت شکستگی‌ها بین مخازن بسیار متفاوت است اما جهت‌گیری آن‌ها تصادفی و بی‌نظم نیست. معمولاً شکستگی‌ها در طول چین‌خوردگی‌ها یا گنبدی شدن^۱ مخزن، ایجاد می‌شوند. شکستگی‌های مرتبط با گسل در دو جهت موازی یا عمود بر گسل‌های نرمال یا معکوس رخ می‌دهند، جهت مایل مربوط به زمانی است که حرکات پیچشی یا برشی رخ داده باشد [۲۰].

با پیشرفت در روش‌های تشخیص شکستگی و روش‌های تجزیه و تحلیل آن‌ها می‌توان گفت نظمی در بی‌نظمی شکستگی‌ها وجود دارد. جهت شکستگی‌ها ممکن است به پارامترهای زمین‌شناسی خاصی و وقایع ساختاری ارتباط داده شود [۲۰].

متداول‌ترین جهت شکستگی در مخازن تاکدیدی خاورمیانه در شکل ۲-۴ مشاهده می‌شود. تغییر در جهت اولیه شکستگی‌ها می‌تواند به دلیل حرکت گسل که موجب تغییر در تنش‌های تکتونیکی در طول زمان می‌شود، باشد [۲۰].

¹ Doming



شکل ۲-۴: جهت متداول شکستگی‌ها در مخازن ناقدیسی [۲۰].

۲-۲-۳ تراکم شکستگی‌ها^۱

تراکم شکستگی یا شدت^۲ (کثرت) شکستگی، تعداد شکستگی در واحد طول در یک فاصله از ارتفاع مشخص شده، تعریف می‌شود. این مقدار برای مشخص کردن جهت کلی ایجاد شده به وسیله تغییرات زاویه صفحه شکستگی‌ها و محور چاه اهمیت دارد. افزایش غیرعادی شکستگی‌ها در مخزن معمولاً مربوط به گسلش است. دیگر تغییرات در تراکم شکستگی می‌تواند مربوط به تغییرات سنگ‌شناسی، تخلخل یا وجود شیل باشد. [۲۰].

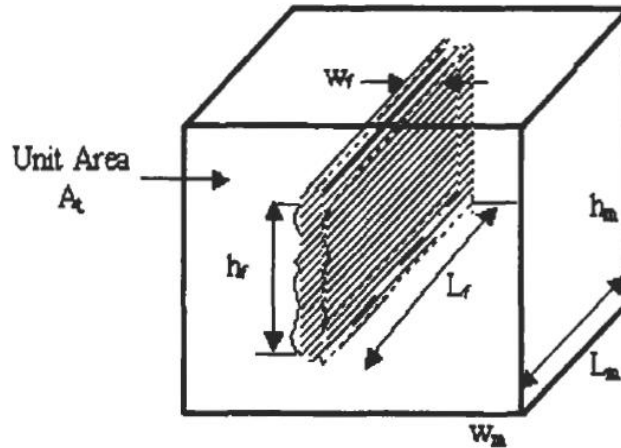
تراکم شکستگی در لایه‌های نازک بیشتر از نوع ضخیم آن است و در سنگ‌های شکننده بیشتر از نوع انعطاف‌پذیر آن است، البته شکنندگی خود تحت تأثیر دما و فشار نیز می‌باشد. پس یک لایه نازک دولومیت، تراکم شکستگی بیشتری نسبت به یک لایه ضخیم سنگ آهک دارد [۱۸].

¹ Fracture density

² Intensity

۴-۲-۲ بازشدگی دهانه شکستگی‌ها^۱

متوسط فاصله عمودی میان صفحات شکستگی را بازشدگی دهانه شکستگی‌ها می‌گویند و با W_f نمایش می‌دهند که مهم‌ترین نقش در عبور جریان سیال را دارد [۲۲] (شکل ۵-۲).



شکل ۵-۲: نمایش بازشدگی دهانه شکستگی [۱۷].

در صورت استفاده از داده‌های مغزه، W_f از رابطه (۱-۲) و با فرض یکسان بودن طول شکستگی از رابطه (۲-۲) قابل محاسبه است [۱۷]:

$$W_f = \frac{\pi D K_f}{33.32 \times 10^{-6} n_f} \quad (1-2)$$

$$W_f = \frac{10^6 R_w L}{n_f r_{of} D} \quad (2-2)$$

¹ Fracture aperture

که در آن n_f تعداد شکستگی در نمونه مغزه شکسته شده، R_w ، مقاومت ویژه آب، r_{of} ، مقاومت الکتریکی نمونه مغزه شکسته شده (ohm) ، D ، قطر نمونه مغزه شکسته شده (cm) ، L ، طول نمونه مغزه شکسته شده (cm) و K_f تراوایی شکستگی (بر حسب داری) است.

در صورت محاسبه تخلخل و تراوایی از نگارهای چاه یا آزمون چاه، مقدار W_f طبق معادله ۲-۳ قابل محاسبه می‌باشد [۱۷]:

$$W_f = \sqrt{12 \frac{K}{\phi}} \quad (۳-۲)$$

در صورت نبود مغزه، نگارهای چاه‌پیمایی و داده‌های آزمون چاه با داشتن داده‌های مقاومتی و داده‌های نمودار تصویرگر، می‌توان بازشدگی دهانه‌ی شکستگی را از رابطه‌های (۲-۴) و (۲-۵) محاسبه نمود [۲۳]:

$$W_f = c A R_{mf}^b R_{xo}^{1-b} \quad (۴-۲)$$

$$A = \frac{1}{V_e} \int_{z_0}^{z_n} (I_b(z) - I_{bm}) dz \quad (۵-۲)$$

R_{mf} مقاومت ویژه الکتریکی سیال حفاری در شکاف (ohm) ، R_{xo} مقاومت ویژه ناحیه شسته‌شده (ohm) ، و W_f یا همان دهانه بازشدگی شکستگی (mm) ، A جریان مازاد، c و b ثابت‌های رابطه، V_e اختلاف پتانسیل بین آرایه‌های تصویربرداری و جریان دریافتی از بالای ابزار (V) ، I_b جریان دکمه^۱ (جریانی که از دکمه‌های ابزار تصویرگر به داخل سازند ساطع می‌شود) (μA) به عنوان تابعی از موقعیت عمودی z ، در حرکت ابزار بر روی شکستگی (که ابتدا z_0 و آخرین موقعیت اندازه‌گیری شده در قسمت شکستگی می‌باشد) و I_{bm} (μA) جریان دکمه (سنسورهای مقاومتی دستگاه) در ماتریکس یا ناحیه بکر (دست‌نخورده) می‌باشند.

¹ Button

۲-۲-۵ روش‌های مطالعه شکستگی

به‌طور کلی اطلاعاتی که برای مطالعه شکستگی‌ها استفاده می‌شود را می‌توان به سه دسته تقسیم بندی کرد [۲۴]:

- ۱- اطلاعات چاه شامل اطلاعات استاتیکی و دینامیکی
- ۲- اطلاعات حاصل از لرزه‌نگاری و روش‌های دورسنجی
- ۳- اطلاعات حاصل از مطالعات زمین‌شناسی و مطالعات سطحی

اطلاعات استاتیک چاه، شامل اطلاعاتی مانند داده‌های مغزه، نمودارهای تصویری و یا سایر نمودارهای چاه‌پیمایی است و از جمله اطلاعات دینامیک که می‌تواند در مورد مطالعه شکستگی‌ها مورد استفاده قرار بگیرد، می‌توان به اطلاعات چاه‌آزمایی، هرزروی گل و نیز تاریخچه تولید چاه و مخزن اشاره کرد. البته هیچ یک از اطلاعات دینامیکی، اطلاعات دقیقی راجع به خواص شکستگی‌ها ارائه نمی‌دهند، اما بررسی آن‌ها می‌تواند در بررسی رفتار جریان‌ی مخازن شکاف‌دار به ما کمک کنند [۲۴].

تحلیل مغزه رایج‌ترین روش مطالعه شکستگی‌ها در چاه است ولی استفاده از مغزه در مخازن شکسته به‌منظور تعیین شکستگی محدودیت‌هایی مانند ضریب بازیافت پایین، عدم جهت‌یابی و هزینه خیلی بالا دارد، امروزه نگارهای تصویری ابزار مفیدتری برای مطالعه شکستگی‌ها هستند و بهترین داده‌ها در مقایسه با نمودارهای چاه‌پیمایی، خرده‌های حفاری و ... فراهم می‌کنند [۳].

۲-۳ نمودارهای تصویری

تصویربرداری از چاه به دو روش کلی فراصوتی^۱ و الکتریکی انجام می‌شود. تصویر حاصل از روش الکتریکی دارای تفکیک پذیری بالاتری نسبت به روش فراصوتی است ولی در مقابل پوشش این دستگاه‌ها با افزایش قطر چاه کاهش می‌یابد. دستگاه‌های فراصوتی امکان پوشش ۱۰۰ درصدی از دیواره چاه را فراهم می‌کند ولی قدرت تفکیک‌پذیری در تشخیص پدیده‌هایی مانند شکستگی، گسل، لایه‌بندی و... در این دستگاه‌ها کمتر از دستگاه‌های الکتریکی است [۵].

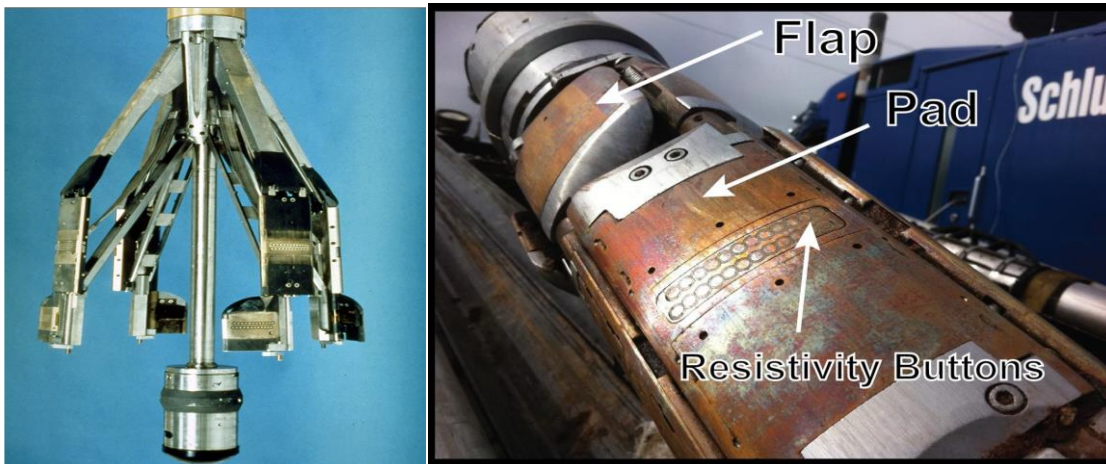
تصاویر الکتریکی چاه، بر پایه تکنولوژی شیب‌سنج به صورت صنعتی از سال ۱۹۵۰ مورد استفاده قرار گرفته است [۲۵]. در سال ۱۹۸۶، شرکت شلومبرژه با ارائه اولین تصویرگر مقاومت سنج که آن را *FMS* نامیده بود، تحولی بزرگ در عرصه تصویرگرها به وجود آورد. با این ابزار زمین‌شناسان می‌توانستند، سازندها، لایه‌بندی، ترک‌ها، شکاف‌ها و تخلخل ثانویه را با جزئیات قابل قبولی مشاهده کنند، با تکمیل ابزار *FMS*، ابزار *FMI* به وجود آمد و برای نخستین بار در سال ۱۹۹۱، به‌تنهایی در چاه رانده شد. ابزار *FMI* برای مطالعات پدیده‌های موجود در سازندهای زمین‌شناسی فناوری بالایی دارد. این ابزار براساس اندازه‌گیری مقاومت ویژه الکتریکی سازند و سیال درون چاه کار می‌کند و با داشتن تعداد زیادی حسگر الکتریکی و قدرت تفکیک قائم و افقی بالا (درحد ۵ میلی‌متر) تصویر تقریباً کاملی از دیواره چاه می‌دهد و قادر است در اعماق زیاد شکستگی‌های باز را از پدیده‌های زمین‌شناسی دیگر متمایز نماید [۲۴].

ابزار *FMI*، متشکل از دو بازوی عمود برهم قطر سنج است که در انتهای هر بازو یک بالشتک^۲ و یک زبانه^۳ متصل به آن قرار دارد، یعنی در مجموع ۴ بالشتک و ۴ زبانه متصل به آن وجود دارد (شکل ۲-۶) [۲۵].

¹ Ultrasonic

² Pad

³ Flap



شکل ۲-۶: تصویر ابزار *FMI* و نمایش بالشتک، زبانه و دکمه‌ها بر روی آن [۲۵]

بر روی هر بالشتک و زبانه دو ردیف دکمه ۱۲ تایی وجود دارد، به‌طور کلی بالشتک‌ها و زبانه‌ها، ۱۹۲ سنسور مقاومتی دارند، قطر هر یک از دکمه‌های مقاومت ویژه، ۵ میلی‌متر است. اشیا کوچکتر از ۵ میلی‌متر بسته به تباین مقاومتی ممکن است دیده شوند. پوشش ناحیه ای تصویر *FMI* تابعی از قطر چاه است، برای هر چاه ۸ اینچی، ۸۰ درصد از سطح داخلی تصویربرداری می‌شود. اگر قطر چاه افزایش یابد پوشش چاه کمتر می‌شود. در شروع تهیه نمودارگیری، ابزار که در انتهای چاه قرار دارد، تمام بالشتک‌ها و زبانه‌ها به‌روی دیواره چاه، فشرده می‌شوند و مقاومت ویژه سازند با استفاده از عبور یک جریان الکتریکی از داخل سازند اندازه‌گیری می‌شود. [۲۵]

ابزار دارای یک کارتریج^۱ شیب‌سنج به‌منظور تهیه داده‌های مغناطیس‌سنج و شتاب‌سنج می‌باشد. شتاب‌سنج سه‌محوری، سرعت و موقعیت دقیق ابزار و مغناطیس‌سنج، جهت را تعیین می‌کند. در طول نمودارگیری هر میکروالکتروود، جریانی ساطع می‌کند و جریان به‌سوی سازند متمرکز می‌شود. شدت جریان که بازتاب‌کننده

¹Cartridge

تغییرات مقاومت میکرو^۱ است، اندازه‌گیری شده و به تصاویر خاکستری یا رنگی تبدیل می‌شود [۲۶] و قسمت‌های تصویربرداری نشده از چاه به صورت یک نوار سفید، بین بالشتک‌ها در تصاویر نشان داده می‌شود [۲۵].

۲-۴ پردازش نمودارهای تصویری

هدف از پردازش، تبدیل مقادیر مقاومت ویژه برای هر الکتروود، به تصویر خاکستری یا رنگی می‌باشد، تا بتوان، ویژگی‌های زمین‌شناسی و تکتونیکی سازندها را مشاهده و تفسیر کرد. این هدف با دنبال کردن روند زیر حاصل می‌شود [۱۴]:

۱. تولید تصویر^۲
۲. تصحیح سرعت^۳ و عمق
۳. تصحیح شدت جریان^۴
۴. یکسان‌سازی و به‌هنجارسازی^۵ تصویر

قبل از وارد شدن به مراحل پردازش تصویر، آشنایی با برخی مفاهیم اولیه از تصاویر و نحوه ثبت آن‌ها در نمودار *FMI* بیان می‌شود.

¹ Micro resistivity

² Image Generation

³ Speed correction

⁴ Current intensity correction

⁵ Equalization & normalization

در زمان حفاری چاه، سه لاگ مهم انحراف چاه^۱ (*DEVI*)، آزیموت چاه^۲ (*HAZI*) و RB^3 که نشان دهنده چرخش ابزار است، همیشه اندازه‌گیری می‌شوند. دو نمودار اول برای مشخص کردن مسیر چاه و محاسبات عمودی عمق موردنیاز است. نمودار *RB*، نیز چرخش ابزار تصویربرداری را در طول نمودارگیری و موقعیت دقیق آن در داخل چاه را مشخص و در هر نقطه اندازه‌گیری می‌کند. زاویه بین آزیموت چاه و آزیموت اصلی بالشتک به‌عنوان مثال $PIAZ^4$ (آزیموت بالشتک یک) نیز در تمام نقاط ثبت می‌شود. به‌طور کلی این سه نمودار برای ترسیم دقیق نگارهای تصویری در عمق صحیح، موردنیاز هستند (شکل ۲-۷) [۲۷].

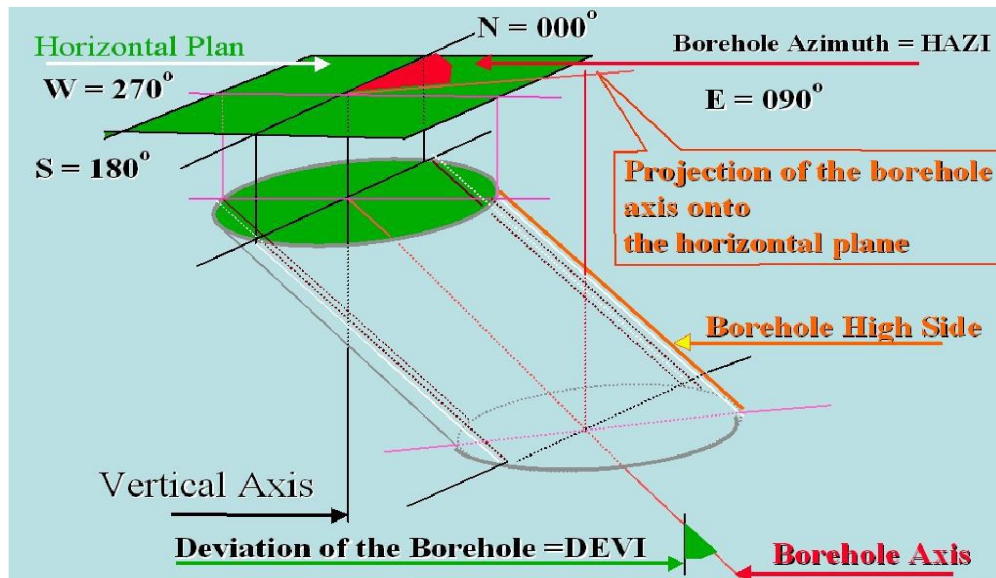
اگرچه ابزارهای *FMI* الکتریکی هستند، آن‌ها می‌توانند در حفاری‌هایی که گل حفاری پایه آبی است، استفاده شوند [۲۸]. به‌طور کلی سنگ‌ها نارسانا و آب رسانی است. در تصاویر *FMI* ویژگی‌هایی با مقاومت ویژه بالا مانند ماسه سنگ، سنگ‌آهک و شکستگی‌های پر شده توسط کانی‌ها به رنگ روشن دیده می‌شوند. در مقابل، شکستگی‌های باز پر شده توسط آب و شیل‌ها که رسانی هستند به رنگ تیره دیده می‌شوند [۲۵]. تصویر حاصل در واقع به صورت یک تصویر استوانه‌ای شکل از دیواره چاه می‌باشد. برخورد هر صفحه غیر عمود بر محور چاه به صورت یک بیضی در این تصاویر، مشاهده می‌شود. وقتی استوانه از نقطه‌ای مشخص (معمولاً از جهت شمال مغناطیسی) باز می‌شود، این صفحات به صورت امواج سینوسی با فاز و دامنه خاص، ظاهر می‌شوند. محور افقی تصویر نشان دهنده آزیموت و محور قائم نشان دهنده عمق می‌باشد. آزیموت پایین‌ترین نقطه از موج سینوسی، آزیموت ظاهری صفحه را مشخص می‌کند (شکل ۲-۸، الف). به‌طور کلی در نمودارهای تصویری، صفحات لایه‌بندی و شکستگی‌هایی که با دیواره چاه برخورد کرده است، به صورت منحنی‌های سینوسی دیده می‌شوند [۱۴].

¹ Borehole deviation

² Borehole azimuth

³ Relative bearing

⁴ Pad 1 azimuth

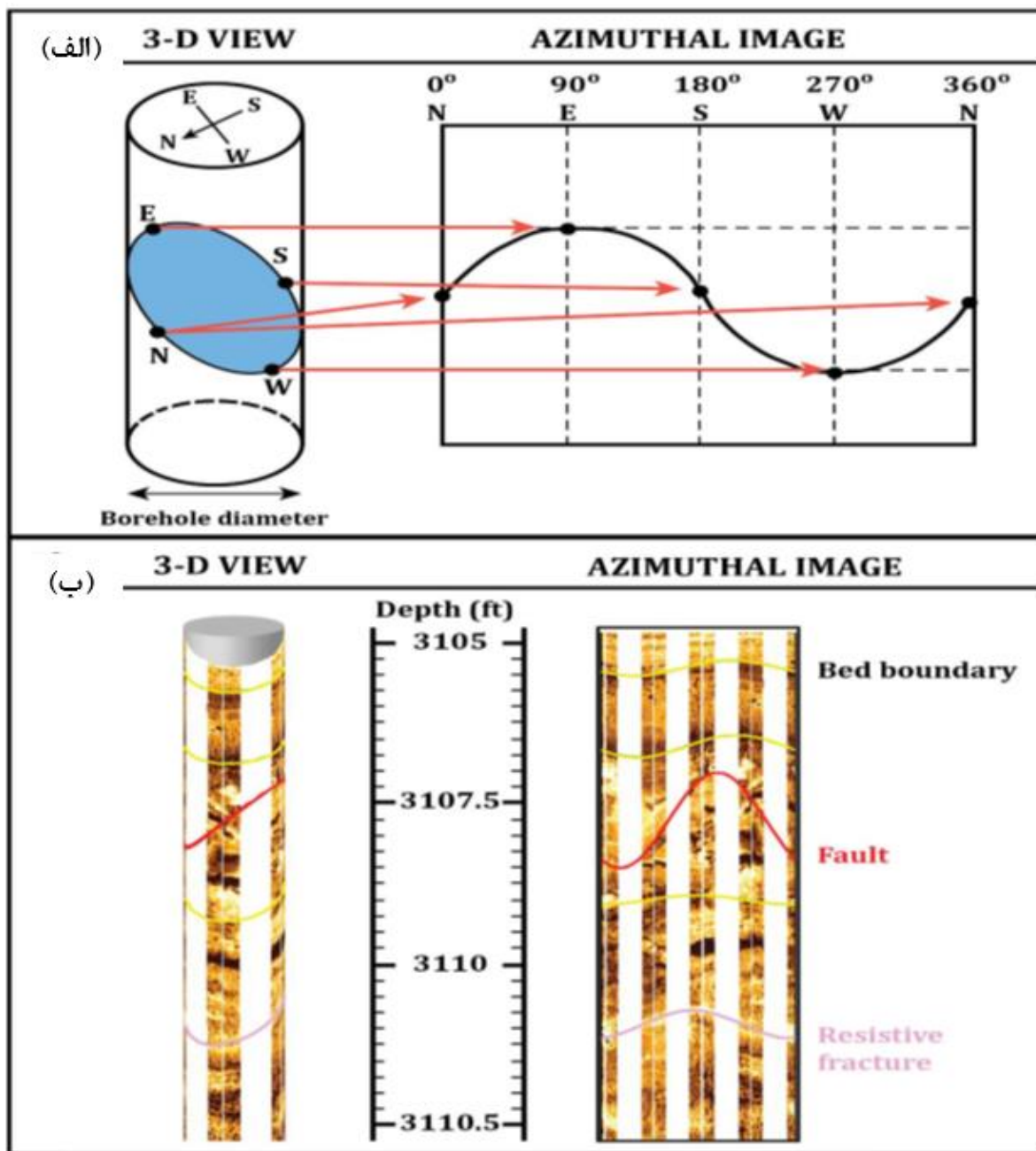


شکل ۲-۷: تصویری از یک چاه انحرافی (انحراف بیشتر از ۱۰ درجه) و نمایش پارامترهای آزیموت چاه، انحراف چاه، سمت بالای چاه، محور چاه، محور عمودی و صفحه افقی با جهت‌های هندسی آن [۲۷]

شکل ۲-۸ (ب)، نشان می‌دهد که اگر، فاصله بین بالا و پایین منحنی سینوسی (Δz) افزایش یابد، زاویه شیب افزایش می‌یابد و بالعکس. به‌طور مثال گسل مشخص شده، شیب بیشتری نسبت به شکستگی که در پایین مشخص شده دارد. زاویه شیب از فرمول (۲-۶) قابل محاسبه است [۲۷]:

$$\tan(\alpha) = \frac{\Delta z}{BS} \quad (2-6)$$

که در آن زاویه شیب برحسب درجه، Δz دامنه منحنی سینوسی برحسب سانتی‌متر و BS قطر مته برحسب سانتی‌متر می‌باشد.



شکل ۲-۸: الف) نمایش چگونگی دیده شدن صفحات در تصاویر نمودارهای *FMI* به صورت منحنی سینوسی ب) نمایش صفحات لایه بندی، گسل و شکستگی بسته در چاه از نمای سه بعدی و تصویر مسطح آن [۲۵].

۲-۴-۱ تولید تصویر

هر یک از داده‌های حاصل از بالشتک‌ها و زبانه‌ها، به‌عنوان یک ماتریس 12×16 ، پردازش می‌شوند، با توجه به این‌که روی هر ۴ بالشتک و ۴ زبانه دو ردیف ۱۲ تایی دکمه وجود دارد، پس در مجموع ۱۶ ردیف دکمه نشان‌دهنده تعداد سطر ماتریس و ۱۲ دکمه در هر ردیف، نشان‌دهنده ستون‌ها در ماتریس می‌باشند.

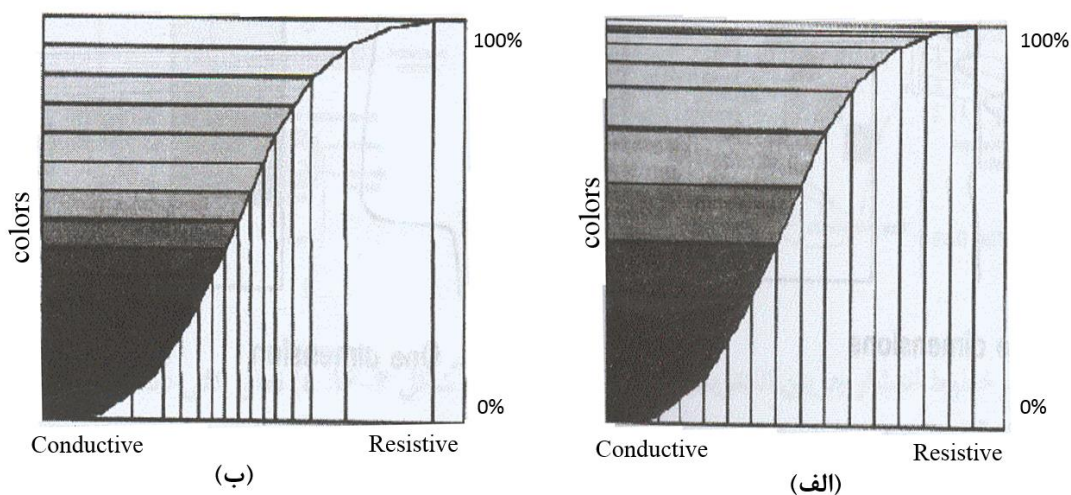
مقادیر ماتریس برابر با مقاومت ویژه اندازه‌گیری شده، می‌باشد. هر درایه ماتریس ارائه دهنده یک نقطه از تصویر است که محل آن نقطه در تصویر از طریق داده آزمایشی و عمق اندازه‌گیری شده برای نقطه موردنظر به‌دست می‌آید. تصویر حاصل به‌وسیله داده‌های آزمایشی به‌دست آمده از انحراف سنج، در جهت شمال مغناطیسی قرار می‌گیرد [۱۴].

۲-۴-۲ نمایش تصویر

برای نمایش تصویر از یک طیف رنگی به ترتیب سفید، زرد، نارنجی، سیاه، برای ارائه تغییرات مقاومت ویژه استفاده می‌شود. مقادیر مقاومت ویژه به ۴۲ کلاس طبقه‌بندی شده که برای هر کلاس یک رنگ اختصاص می‌یابد. تغییرات رنگ ممکن است انعکاسی از لیتولوژی یا تخلخل و یا هر دو باشد. در حالتی که سنگ با سیال پر شده باشد، زون‌های تیره‌ای مشاهده می‌شود که متعلق به تخلخل‌هایی با ارتباط بالا و یا زون‌های شیلی است، به‌عبارتی میزان مقاومت پایین با رنگ سیاه نمایش داده می‌شود و رنگ سفید مربوط به ناحیه با مقاومت ویژه الکتریکی بالا می‌باشد، در صورتی که مقادیر سنگ کربناته و یا انیدریت افزایش پیدا کند، تصویر روشن‌تر می‌شود [۲۹].

مقیاس کد رنگی در تصاویر حاصل از نگار *FMI* به تعداد رنگ‌ها در کدگذاری بستگی دارد. با افزایش تعداد کد رنگی در تصاویر، پدیده‌های بیش‌تری مورد مطالعه قرار خواهند گرفت. در شکل ۲-۹ (الف)، توزیع

رنگ‌ها بر اساس تعداد نمونه‌ها در واحد سطح تصویر انجام گرفته است. به این روش توزیع رنگ، روش غیرخطی می‌گویند که با مرتب کردن نمونه‌های یکنواخت از بین‌سنجی^۱ استفاده شده‌است، نتیجه این کار تهیه تصویری با دقت تفکیک بالا برای مناطقی است که نمونه‌گیری‌های متفاوت داشته است. در شکل ۲-۹ (ب)، توزیع رنگ‌ها برای بین‌های یکنواخت نشان داده شده‌است که معمولاً کد رنگی آن با مقیاس لگاریتمی نمایش داده شده‌است. [۳۰]



شکل ۲-۹: کدگذاری رنگی برای تصاویر نگاره *FMI*، (الف): توزیع رنگ غیرخطی، (ب): توزیع رنگ خطی [۳۰]

تصویری که با روش بین‌سنجی یکنواخت تهیه می‌شود، معمولاً دارای شفافیت بهتری بوده ولی دارای دقت تفکیک کمتری نسبت به روش قبلی است، همچنین کاهش دقت تفکیک در این‌گونه تصاویر نیز می‌تواند از طریق نرم‌افزار موجود مورد پردازش قرار بگیرد تا نتایج بهتری به‌دست آید [۳۰].

¹ binning

۲-۴-۳ تصحیح سرعت و عمق

تصحیح سرعت مربوط به زمانی است که سرعت دستگاه، با سرعت کابل، یکی نباشد، یعنی کابل به دلایل مختلفی مانند گیرکردن^۱ و یا لغزش^۲ دستگاه کشش داشته باشد در نتیجه با توجه به اندازه گیری های انجام شده، باید عمق واقعی هر الکتروود تعیین گردد، به طور کلی به منظور رفع حرکت نامنظم دستگاه انجام می شود [۳۰].

یکی از روش های معمول، استفاده مستقیم از شتاب اندازه گیری شده در جهت محور قائم است. برای هر اندازه گیری توسط شتاب سنج، دستگاه فاصله زمانی که در آن نقطه، مقدار شتاب ثابت است را اندازه می گیرد، بدین ترتیب می توان سرعت دستگاه و نیز با انتگرال گیری از سرعت، عمق الکتروود را به دست آورد [۲۹].

۲-۴-۴ تصحیح شدت جریان

به منظور بهینه کردن عملکرد دستگاه در بازه های مختلف مقاومت ویژه، تمرکز جریان به صورت خودکار تغییر پیدا می کند. بنابراین برای حذف تأثیر تمرکز جریان های مختلف، باید تصحیحی روی تمام داده های مقاومتی اندازه گیری شده انجام گیرد. این تصحیح در سر چاه انجام می شود [۱۴].

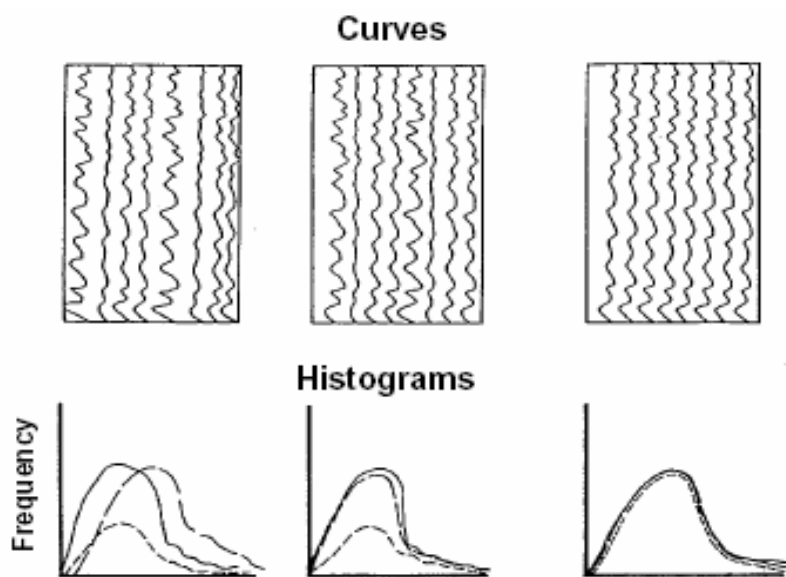
¹ Stick

² Slip

۲-۴-۵ یکسان سازی و بهنجار سازی تصویر

گیرنده‌های *FMI*، ممکن است به مقدار ناچیزی، تحت تأثیر عوامل محیطی، حساسیت‌های متفاوتی از خود نشان دهند. به منظور از بین بردن این پدیده، عمل یکسان سازی بین تمام داده‌ها صورت می‌گیرد. در یکسان سازی داده‌ها به گونه‌ای عمل می‌شود که پاسخ همه گیرنده‌ها مشابه باشد. برای به دست آوردن پاسخ‌های یکنواخت و همگن، داده‌های مربوط به هر کانال باید اصلاح شوند و محاسبات انحراف معیار و میانگین نسبت به اندازه‌گیری‌های متفاوت جریان، اعمال و تصحیحات لازم انجام شود تا در کل فاصله تصویربرداری، پاسخ مقاومت ویژه همه گیرنده‌ها تقریباً مشابه گردد (شکل ۲-۱۰) [۳۰].

همان طور که در شکل ۲-۱۰ مشاهده می‌شود، نمودار اول سمت چپ داده‌های اولیه را نشان می‌دهد که سه نمودار نه هم مرکز هستند و نه هم دامنه، پس از یک بار، یکسان سازی تصویر، نمودار دوم که منحنی‌ها، هم مرکز شده اند به دست می‌آید، پس از یکسان سازی دوباره و تقویت دامنه‌ها، تصویر سوم حاصل می‌شود که پاسخ همه گیرنده‌ها مشابه می‌شوند.



شکل ۲-۱۰: مراحل یکسان سازی داده‌ها: به گونه‌ای عمل می‌شود که پاسخ همه گیرنده‌ها مشابه باشد [۳۰].

تصحیح الکتروود مرده^۱ نیز در واقع در همین مرحله یکسان سازی انجام می شود، به عبارتی با محاسبه میانگین، می توان الکتروودهای مرده در ابزار را شناسایی کرد و تصحیح الکتروود مرده از طریق درونیابی مقادیر موجود در الکتروودهای همسایه انجام می شود [۱۴].

پس از یکسان سازی تصویر، مرحله بعدی، به هنجار سازی است، یعنی به داده ها، رنگ اختصاص می دهد. این اختصاص رنگ به دو صورت انجام می شود: ایستا^۲ و پویا^۳.

در حالت ایستا، ابتدا کل بازه مورد بررسی قرار می گیرد و سپس تقسیم رنگ ها در کل بازه صورت می گیرد [۳۰]. این تصاویر پیمایش رنگ یکسانی در تمام فواصل نمودار دارند و در نتیجه تصاویر حاصل از به هنجار سازی تقریباً نشان دهنده تغییرات مطلق مقاومت ویژه سازند است [۲۷].

در حالت پویا، پنجره ای ۳ فوتی در نظر گرفته می شود که روی تصویر حرکت می کند و تراکم پیکسل ها را بررسی می کند و رنگی به هر یک از آن ها اختصاص می دهد. سپس این پنجره به سمت بالا حرکت کرده و همین عمل انجام می شود تا تقسیم رنگ در هر کدام از بازه ها، به طور جداگانه انجام شود. پس در نتیجه جزئیات بیش تری مشخص می گردد. تصاویر در به هنجار سازی پویا مقدار نسبی مقاومت ویژه محیط نسبت به سنگ های مجاور را نشان می دهند [۳۰].

¹ Dead button

² Static

³ Dynamic

۲-۵ تفسیر نمودارهای تصویری

هدف از تفسیر تصاویر، شناخت ویژگی‌های دقیق سازند اطراف چاه است. این شناخت به زمین‌شناس در مطالعه ویژگی‌های زمین‌شناسی مخزن و به مهندس نفت در ارزیابی سازند، جهت شناخت مسیرهای تراوا، ناتراوا و نیز در طرح‌های تکمیلی چاه کمک فراوانی خواهد کرد.

نمودارهای تصویری از دیدگاه تفسیر به سه دسته اصلی تقسیم می‌شوند [۱۴]:

۱. به‌تنهایی قابل تفسیر^۱: در این دسته یک تفسیر واحد براساس شکل، طول و الگوی پدیده‌ها قابل انجام است. یک مفسر آموزش دیده با استفاده از تجربه خود، می‌تواند این پدیده‌ها را با اطمینان تفسیر کند. در این دسته، اشکال کاملاً مشابه با طرح‌های از قبل تعریف شده هستند و استفاده از دیگر اطلاعات، سطح اعتماد تفسیر انجام شده را افزایش می‌دهد.
 ۲. تفاسیر همراه با ابهام^۲: یک مدل فرضی و یا چاه‌نگارهای دیگر برای تفسیر صحیح و کامل این نمودارها ضروری است.
 ۳. نیازمند کالیبره کردن با مغزه: تصاویر برای تکمیل تفسیر مغزه‌ها به کار می‌روند. پس از کالیبره کردن تصویر با مغزه، از تصویر برای تفسیر قسمت‌های فاقد مغزه استفاده می‌شود.
- جدول ۱-۲، خلاصه‌ای از پدیده‌های هر گروه را نشان می‌دهد. معمولاً نمی‌توان یک نمودار تصویری را به تنهایی تفسیر کرد، ولی اگر در کنار سایر چاه‌نگارها قرار گیرد، تفسیر انجام شده قابل اعتمادتر است. اگر مغزه در دسترس باشد، می‌بایست به‌دقت توصیف شود. مقایسه ساخت‌های رسوبی بین مغزه و نمودار

¹ Self interpretable

² Ambiguous

تصویری این امکان را فراهم می‌کند تا تغییرات جانبی لایه‌های نازک و سایر پدیده‌ها در مقیاس چاه قابل بررسی باشند.

نمودارهای تصویری امکان مشاهده گسل‌های کوچک و لغزش را که در نمودار شیب‌سنج مبهم یا غیرقابل مشاهده هستند و یا به قدری بزرگ هستند که از روی مغزه قابل شناسایی نیستند را فراهم می‌کند. به‌طور کلی به‌دست آوردن اطلاعاتی مانند نوع مرزها، نوع لایه‌بندی، شیب‌ها، شکستگی‌ها و استیلولیت‌ها بسیار وقت‌گیر و نیازمند دقت و تمرکز بالا هستند. در ادامه برخی از پدیده‌های مهم مورد استفاده در این پایان‌نامه شرح داده می‌شود.

جدول ۱-۲، سه دسته کلی از دیدگاه تفسیر نمودارهای تصویری و پدیده‌های مرتبط با آن‌ها [۱۴]

پدیده‌های ساختمانی	پدیده‌های رسوبی	پدیده‌های دیاژنتیکی	
شیب ساختمانی شکستگی‌ها گسل‌ها چین‌ها	سطوح لایه‌بندی لامیناسیون ^۲	استیلولیت‌ها ^۱ (با دامنه بلند)	پدیده‌های با تفسیر واحد
حفره ^۳ ها تخلخل	کنگلومرات، تخته سنگ و قلوه سنگ برش (تغییرات دانه‌بندی)	نودول‌های چرت و سولفیدی و تخلخل بین‌دانه‌ای	پدیده‌های با تفسیر با ابهام
شکستگی‌های کوچک شکستگی‌های افقی تراوایی	جورشدگی ^۴ لایه‌های نازک	استیلولیت‌ها (با دامنه کوچک)	پدیده‌های نیازمند به همبسته‌کردن با مغزه

¹ Stylolite

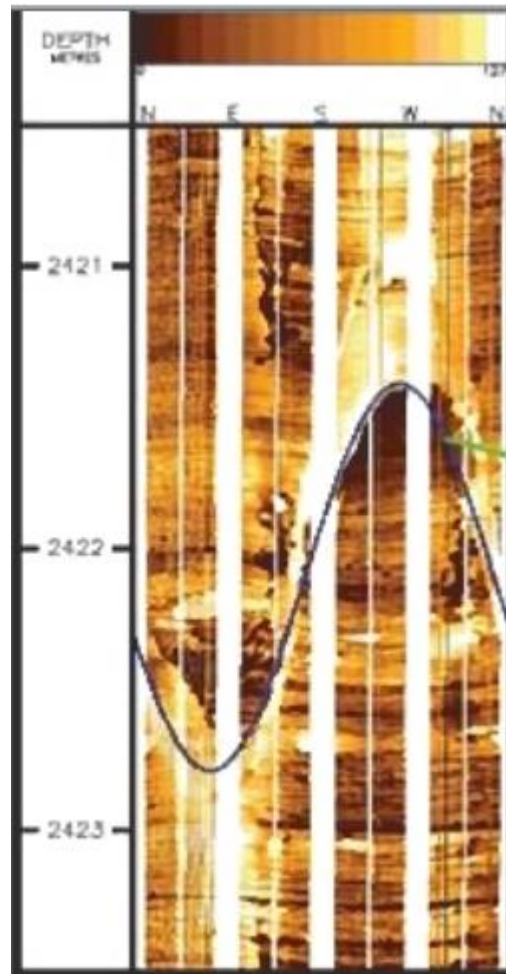
² Lamination

³ Vug

⁴ Sorting

۲-۵-۱ شکستگی‌های سیمانی شده در نمودار تصویری

شکستگی‌های سیمانی شده به صورت پدیده‌های ریز یا بسیار ریز، کشیده و با مقاومت الکتریکی بالا (رنگ روشن) و به شکل قائم یا مایل، در نمودارهای تصویری دیده می‌شوند. این پدیده‌ها، دیگر پدیده‌ها را قطع می‌کنند و همچنین ممکن است در تمامی بالشتک‌ها مشاهده شوند. این شکستگی‌ها از محیط اطرافشان مقاوم‌تر هستند. علاوه بر آن، زمانی که دستگاه از یک شکستگی پر شده عبور می‌کند، یک اختلاف مقاومت ویژه (تیره و روشن) بین دو طرف صفحه شکستگی به دلیل پراکندگی جریان متمرکز تزریق شده به دیواره چاه در محل شکستگی‌های مایل، به وجود می‌آید [۲۱]. در شکل ۲-۱۱ تصویر پردازش شده حاصل از نمودارگیری *FMI* که یک شکستگی بسته در آن مشخص گردیده مشاهده می‌شود.

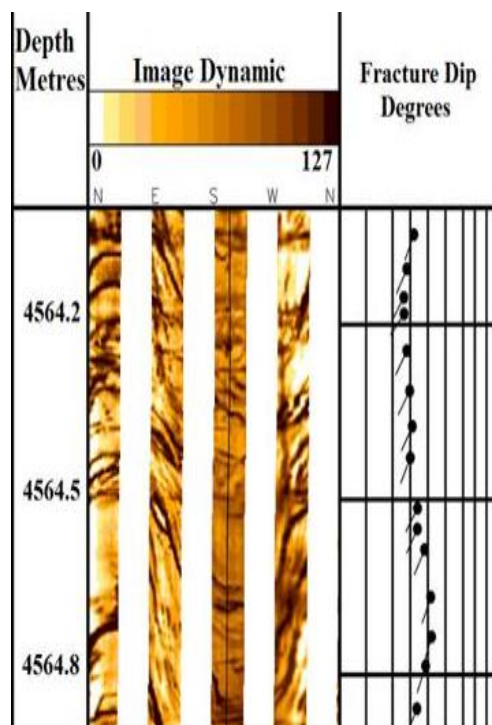


شکل ۲-۱۱: نمایش یک شکستگی بسته، بر روی نمودار *FMI* [۲۰]

۲-۵-۲ شکستگی‌های طبیعی باز در نمودار تصویری

شکستگی‌های باز با مواد رسانایی همچون گل و یا رس پر می‌شوند که رسانایی مواد پرکننده بیشتر از سازندهای اطراف است. این شکستگی‌ها در نمودار تصویری الکتریکی به صورت هادی (تیره)، قائم یا مایل و نسبتاً بی‌نظم دیده می‌شوند. این پدیده‌ها در تصاویر متراکم شده به خوبی ظاهر می‌شوند و ممکن است در تمام بالشتک‌ها ظاهر نشوند [۱۴]. در شکل ۲-۱۲ یک نمونه تصویر *FMI* مشاهده می‌شود که تمامی

شکستگی‌ها در این عمق از نوع بسته می‌باشند و به صورت منحنی سینوسی تیره به‌راحتی قابل تشخیص هستند.

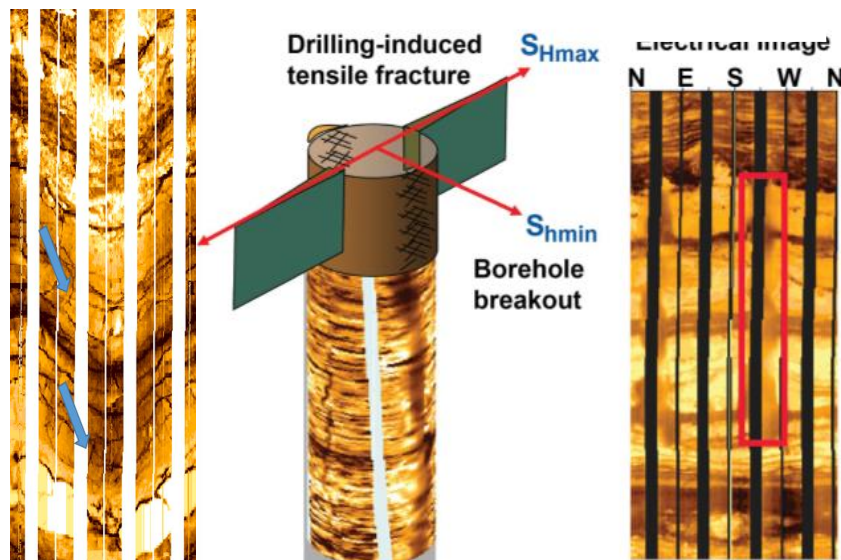


شکل ۲-۱۲: نمایش شکستگی‌های باز به شکل منحنی‌های سینوسی تیره بر روی نمودار *FMI* [۲۸]

۲-۵-۳ شکستگی‌های القایی (مصنوعی) حاصل از عملیات حفاری

شکستگی‌های القایی از نوع کششی بوده و معمولاً به‌صورت قائم در راستای تنش افقی حداکثر ایجاد می‌شوند. عوامل حفاری ایجاد کننده این نوع شکستگی‌ها، وزن بالای گل، بار روی مته، برداشته شدن وزن لایه‌های بالایی از روی لایه زیرین هنگام حفاری، خصوصیات سنگ و تنش‌های برجای محلی می‌باشد [۱۴].

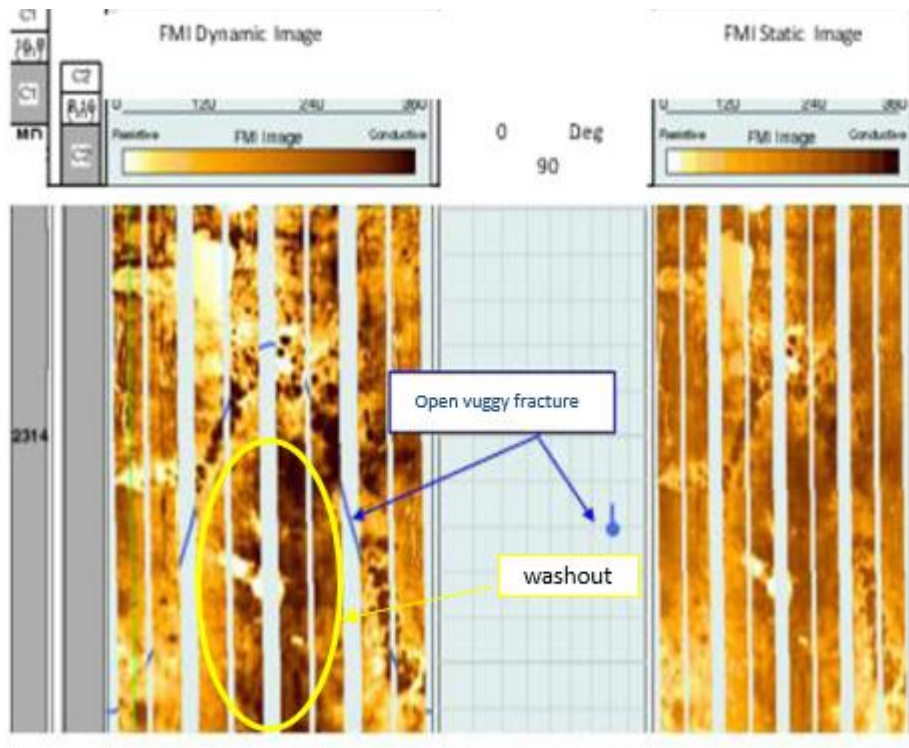
تجمع تنش پیرامون چاه می‌تواند شکستگی‌های فشاری را منجر شود که شامل شکستگی خرد شده^۱ که به صورت خطوط تیره و پهن عمودی و شکستگی‌های کششی در دیواره چاه^۲ که به صورت خطوط ریز و نازک عمودی در تصاویر مشاهده می‌شوند، شناخته می‌شوند (شکل ۲-۱۳) [۲۵].



شکل ۲-۱۳: نمونه‌های از تصاویر *FMI* که ناحیه خرد شده (کادر قرمز) و شکستگی‌های کششی (فلش آبی) را نشان می‌دهد [۲۵].

ممکن است در اثر انحلال دیواره چاه^۳ ناشی از سیال حفاری، دیواره چاه ریزش پیدا کند و گشاد شدن دیواره چاه، مانع از اتصال کامل بالشتک‌ها به دیواره شود و در نتیجه در تمام این فاصله، تصویر سیاه‌رنگ دیده می‌شود (شکل ۲-۱۴).

1 Breakout
2 Tensile wall fracture
3 Washout

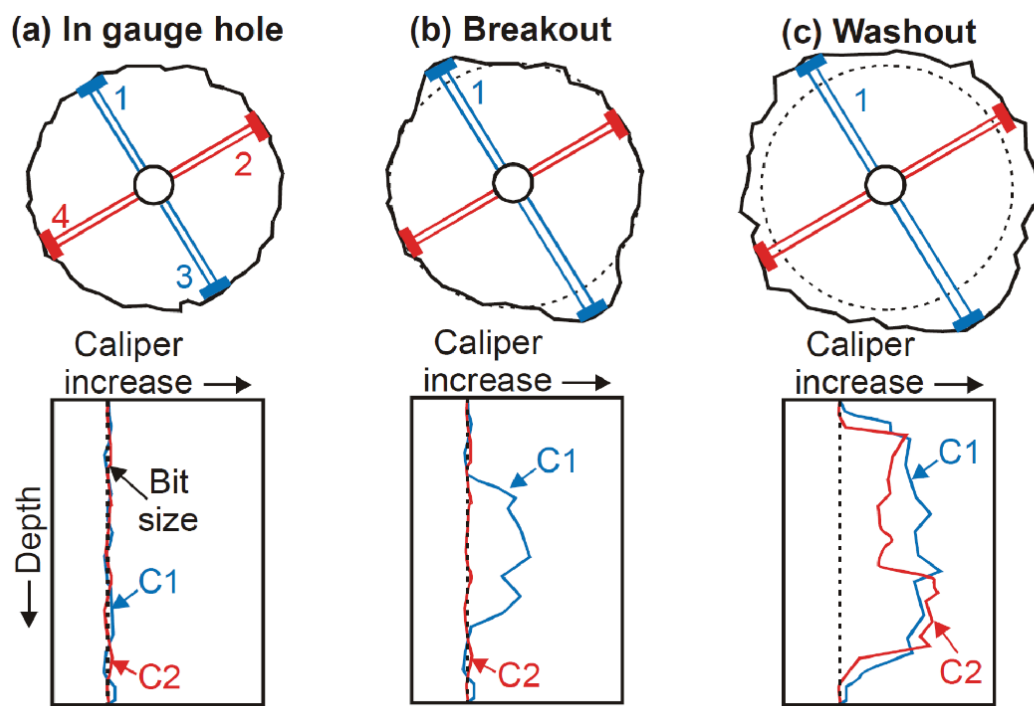


شکل ۲-۱۴: نمونه ای از انحلال دیواره چاه که در تصاویر *FMI* به صورت یک ناحیه تیره مشاهده می شود [۲۶].

نمودارهای قطر سنج^۱ که به ابزار *FMI* متصل شده اند، می توانند برای تفسیر ناحیه خرد شده و انحلال دیواره چاه، کمک کنند. نمودارهای قطر سنج، شکستگی های القایی عمودی را پوشش نمی دهد [۲۵].

همان طور که در شکل ۲-۱۵ دیده می شود، در زمان رخداد خرد شدن دیواره چاه، یکی از نمودارهای قطر سنج ثابت باقی می ماند و نمودار دوم افزایش می یابد و در زمان انحلال دیواره، هر دو نمودار قطر سنج افزایش را نشان می دهند.

¹ Caliper log



شکل ۲-۱۵: استفاده از نمودارهای قطرسنج برای شناسایی ناحیه خرد شده و انحلال دیواره چاه [۲۵]

فصل سوم

معرفی الگوریتم‌های لبه‌یابی در پردازش تصویر

۳-۱ پردازش تصویر^۱

هر نوع پردازش سیگنال که ورودی یک تصویر دیجیتال^۲ است را پردازش تصویر دیجیتال می‌گویند و خروجی پردازشگر تصویر می‌تواند یک تصویر یا یک مجموعه از نشانه‌های ویژه یا متغیرهای مربوط به تصویر باشد. پردازش تصاویر دارای دو شاخه عمده بهبود تصاویر و بینایی ماشین است. بهبود تصاویر دربرگیرنده روش‌هایی چون استفاده از فیلتر محوکننده و افزایش تضاد برای بهتر کردن کیفیت دیداری تصاویر و اطمینان از نمایش درست آن‌ها در محیط مقصد است، در حالی که بینایی ماشین به روش‌هایی می‌پردازد که به کمک آن‌ها می‌توان معنی و محتوای تصاویر را درک کرد تا از آن‌ها در کارهایی مانند رباتیک استفاده شود [۳۱].

۳-۱-۱ تصاویر دیجیتال

یک تصویر را می‌توان توسط تابع دو بعدی $f(x,y)$ نشان داد که در آن x و y را مختصات مکانی نقاط و مقدار f در هر نقطه را شدت روشنایی تصویر در آن نقطه می‌نامند. اصطلاح سطح خاکستری^۳ نیز به شدت روشنایی تصاویر اطلاق می‌شود. یک تصویر دیجیتال از تعداد محدودی از نقاط تشکیل شده است که هر کدام از این نقاط دارای مکان و مقدار مشخصی هستند، به این نقاط، اجزا یا عناصر تصویر و یا پیکسل^۴ گفته می‌شود [۳۱].

¹ Image processing

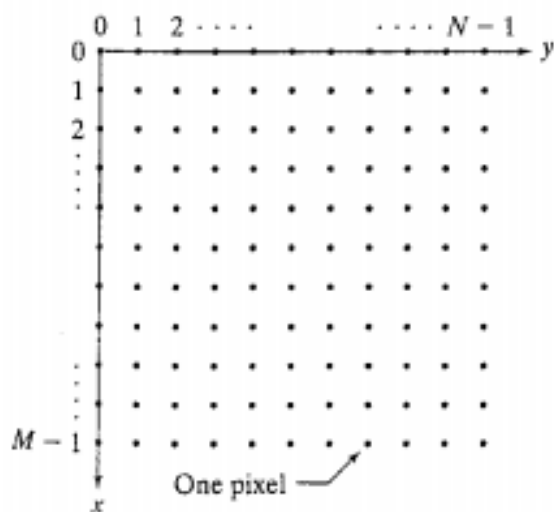
² Digital image

³ Gray level

⁴ pixel

۳-۱-۲ نمایش تصویر دیجیتال

زمانی که مقادیر x و y و مقدار $f(x, y)$ با مقادیر گسسته و محدود بیان شوند، تصویر را یک تصویر رقومی می‌نامند. برای نمایش یک تصویر $M * N$ ، از یک آرایه دو بعدی (ماتریس) که M سطر و N ستون دارد استفاده می‌کنیم. مقدار هر درایه، نشان‌دهنده شدت روشنایی تصویر در آن نقطه است (شکل ۳-۱) [۳۱].

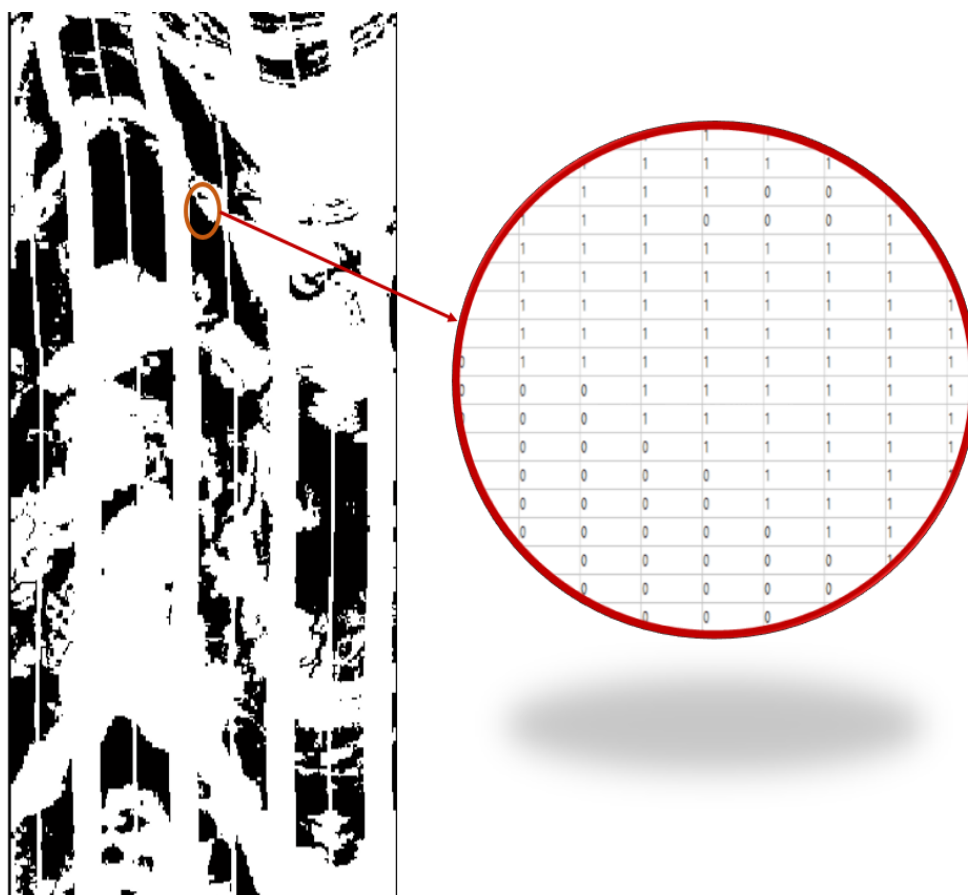


شکل ۳-۱: نمایش تصویر، به صورت یک ماتریس دو بعدی با ابعاد مشخص است که مقدار هر درایه، نشان‌دهنده شدت رنگ پیکسل مربوطه می‌باشد [۳۱].

هر درایه، یک مقدار ۸ بیتی است که می‌تواند، مقداری بین ۰ و ۲۵۵ داشته باشد. مقدار صفر نشان نشان‌دهنده رنگ تیره (سیاه) و ۲۵۵ نشان‌دهنده رنگ روشن (سفید) است [۳۱]. همه توابع پردازش تصویر از این مقادیر استفاده کرده و اعمال لازم را بر روی تصویر انجام می‌دهند.

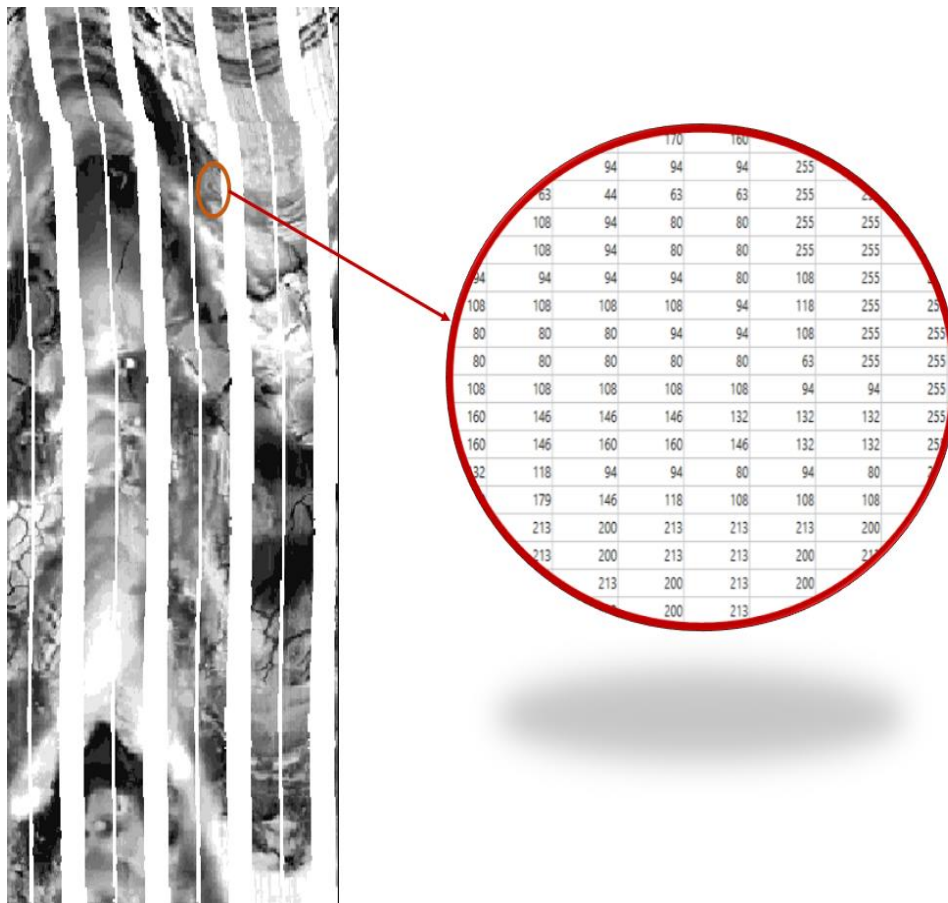
در تصاویر سیاه و سفید^۱، هر پیکسل تنها دارای یکی از دو مقدار ۰ و ۱ است (شکل ۳-۲) و در تصویر خاکستری، دامنه‌ای از رنگ خاکستری داریم و پارامتری که در آن‌ها تغییر کرده و موجب تفاوت می‌شود، شدت یا مقدار رنگ خاکستری است که مقادیر بین صفر تا ۲۵۵ را دربر می‌گیرد (شکل ۳-۳).

در یک تصویر رنگی، هر پیکسل توسط یک بردار سه‌بعدی نشان داده می‌شود، در حالی که در تصاویر خاکستری، هر پیکسل توسط یک مقدار واحد مشخص می‌شود [۳۲]، به‌طور کلی تصاویر رنگی از ترکیب سه رنگ قرمز، سبز و آبی در سه بعد ایجاد می‌شوند.



شکل ۳-۲: نمایش تصویر سیاه و سفید از یک نمودار تصویری همراه با شدت روشنایی پیکسل‌های آن.

¹ Binary



شکل ۳-۳: نمایش تصویر خاکستری از نمودار تصویری همراه با شدت روشنایی پیکسل‌های آن.

پردازش‌هایی که به منظور حذف خطا، بهبود تباین و اعمال فیلترها بر روی تصویر اعمال می‌شوند، بیش‌تر با مقادیر پیکسل‌ها کار می‌کنند. عملکرد فیلترها روی پیکسل‌های یک تصویر به‌گونه‌ای است که عوارض موجود در تصویر از نظر رنگ، بافت، همسایگی و پارامترهایی از این دست برجسته می‌کنند [۳۳]. فیلتر مورد نظر در این‌پایان‌نامه از دسته فیلترهای آشکارساز لبه می‌باشد.

۳-۲ تشخیص لبه^۱

لبه را می‌توان به‌عنوان ناپیوستگی در شدت نور تصویر از یک پیکسل به پیکسل دیگر تعریف نمود. دلیل ایجاد لبه در یک تصویر، اختلاف شدت نور در دو طرف لبه است. تغییرات فیزیکی به‌صورت تغییر رنگ و تغییر شدت روشنایی به‌صورت لبه در تصویر نمایان می‌شوند [۳۱].

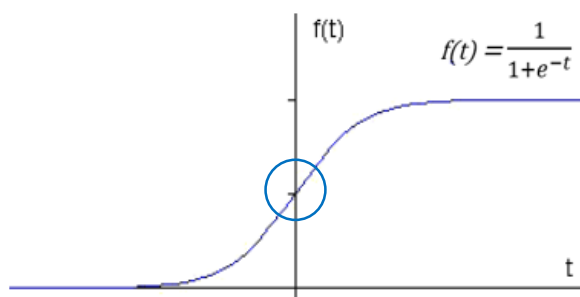
آشکارسازی لبه به‌عنوان یکی از اساسی‌ترین و مهم‌ترین مسائل در پردازش تصویر مطرح بوده است، اهمیت این مسئله ناشی از آن است که خروجی خیلی از الگوریتم‌های تحلیل تصویر، به الگوریتم تشخیص لبه صحیح و دقیق وابسته است [۳۴].

روش‌های زیادی به‌منظور تشخیص لبه استفاده می‌شود، به‌طور کلی روش‌های مختلف در دو دسته طبقه‌بندی می‌شوند: روش‌های بر پایه گرادیان و روش‌های بر پایه لاپلاسیان [۳۵].

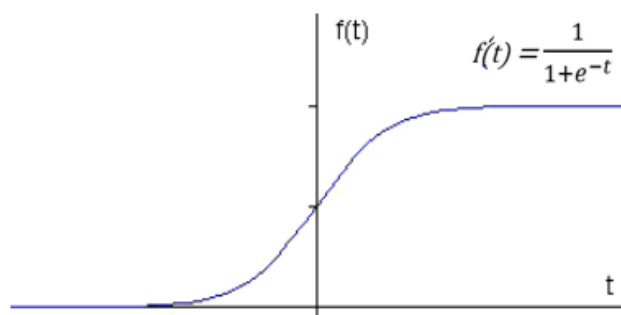
۳-۲-۱ تشخیص لبه با استفاده از روش گرادیان

به‌منظور تعریف روش گرادیان، سیگنال شکل ۳-۴ که دارای یک لبه می‌باشد آورده شده که این لبه با تغییرات شدت $f(t)$ نمایش داده شده است، اگر از این سیگنال در فضای یک بعدی و نسبت به t مشتق گرفته شود شکل سیگنال به‌صورت شکل ۳-۵ تغییر خواهد کرد [۳۶]:

¹ Edge detection



شکل ۳-۴: سیگنال f با لبه نشان داده شده توسط تغییر ناگهانی در شدت [۳۶]



شکل ۳-۵: گرادیان سیگنال f از تصویر ۳-۴ [۳۶]

همان طور که در تعریف لبه بیان شد، پیکسل‌های لبه نسبت به پیکسل‌های همسایه مقادیر شدت بزرگتری دارند و با مشتق‌گیری، یک مقدار بیشینه واقع بر مرکز لبه در سیگنال اولیه خواهیم داشت. یعنی اگر یک حد آستانه قرار داده شود، می‌توان با مقایسه گرادیان با حد آستانه هر مکان که مقدار گرادیان بزرگ‌تری از حد آستانه داشته است، آن را به عنوان لبه در نظر بگیریم [۳۶].

برای محاسبه نظری گرادیان برای هر پیکسل لبه، دو ویژگی مهم قدرت لبه که برابر با طول بردار گرادیان در موقعیت هر پیکسل است و جهت لبه که برابر با زاویه بردار گرادیان است، تعریف می‌شود [۳۶]. به عبارت دیگر در پیکسل (x,y) از یک تصویر با شدت f ، مقدار گرادیان که با ∇f نشان داده می‌شود، مطابق رابطه (۳-۱) تعریف می‌شود [۳۱]:

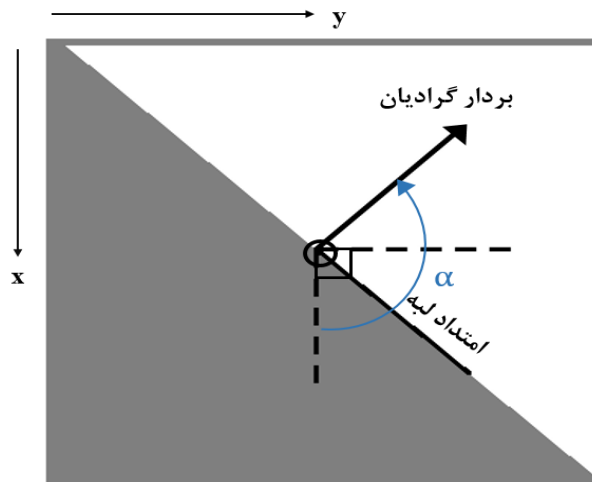
$$\nabla f \equiv \text{grad } f = \begin{bmatrix} g_x \\ g_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} \\ \frac{\partial f}{\partial y} \end{bmatrix} \quad (1-3)$$

بردار گرادیان از نظر هندسی، جهت بزرگ‌ترین نرخ تغییرات f (شدت روشنایی) در موقعیت (x, y) را نشان می‌دهد و بزرگی بردار گرادیان که با $M(x, y)$ نشان داده می‌شود از رابطه (۲-۳) به دست می‌آید و بیان‌کننده اندازه نرخ تغییرات در جهت بردار گرادیان می‌باشد. (ابعاد ماتریس‌های g_x و g_y با ابعاد تصویر اصلی یکسان است) [۳۱].

$$M(x, y) = \text{mag}(\nabla f) = \sqrt{g_x^2 + g_y^2} \quad (2-3)$$

زاویه $\alpha(x, y)$ جهت بردار گرادیان را نشان می‌دهد که با توجه به جهت مثبت محور x اندازه گرفته می‌شود و از رابطه (۳-۳) به دست می‌آید و دارای ابعاد یکسانی با ماتریس‌های g_x و g_y می‌باشد. جهت لبه در هر نقطه عمود بر جهت بردار گرادیان در آن نقطه است (شکل ۳-۶) [۳۱].

$$\alpha(x, y) = \tan^{-1} \left(\frac{g_y}{g_x} \right) \quad (3-3)$$

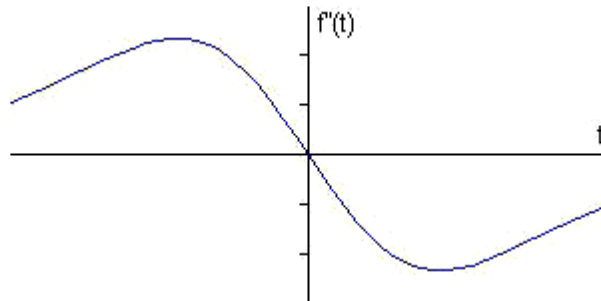


شکل ۳-۶: موقعیت یک پیکسل بر روی لبه و نمایش اندازه و جهت بردار گرادیان و امتداد لبه [۳۱].

در محیط با مقادیر پیوسته، مشتق تغییرات ناگهانی و شدت آن را مشخص می‌کند. در محیط گسسته محاسبه تغییرات نسبت به پیکسل‌های مجاور، تقریبی از مشتق را نمایان می‌سازد. گسستگی‌ها در تصویر را می‌توان با مشتق مرتبه اول و دوم آشکار ساخت.

۲-۲-۳ تشخیص لبه با استفاده از روش لاپلاسیان

بدیهی است که در هر نقطه‌ای که مشتق اول ماکزیمم باشد، مشتق دوم صفر خواهد بود. بنابراین یک راه دیگر برای یافتن لبه، استفاده از مشتق دوم است که همان روش لاپلاسیان می‌باشد. در شکل ۷-۳ مشتق دوم سیگنال اولیه از شکل ۴-۳ نشان داده شده است [۳۶].



شکل ۷-۳: مشتق دوم سیگنال f در شکل ۴-۳ [۳۶]

مشتق مرتبه دوم تابع دوبعدی $f(x,y)$ در پردازش تصویر با استفاده از لاپلاسیان، مطابق رابطه (۴-۳) محاسبه می‌شود [۳۱].

$$\nabla^2 f(x,y) = \frac{\partial^2 f(x,y)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 f(x,y)}{\partial y^2} \quad (4-3)$$

۳-۳ فیلترهای تشخیص لبه

یک فیلتر را می‌توان عملگری در نظر گرفت که از راه محاسبات روی یک پیکسل و همسایگان آن در یک محدوده تعریف می‌شود و یک مقدار مشخص برای پیکسل در تصویر خروجی تولید می‌کند. در نتیجه یک فیلتر باید به طور یکسان روی تک‌تک پیکسل‌های تصویر اعمال شود و برای هر کدام محاسبات را تکرار کند. برای هر فیلتر یک محدوده عملکرد تعریف می‌شود که در آن مشخص است چه تعداد از پیکسل‌های همسایه باید در محاسبات وارد شوند. بنابراین فیلترها به صورت ماتریسی با ابعاد مشخص (معمولاً اعداد فرد) تعریف می‌شود [۳۷].

مرکز ماتریس فیلتر روی پیکسل موردنظر قرار می‌گیرد و محاسبات موردنظر صورت می‌گیرد و در نهایت نتیجه محاسبات به پیکسل متناظر در تصویر خروجی نسبت داده می‌شود. به‌طور کلی کاربرد فیلترها در مواقعی است که پدیده‌های موجود تصویر می‌باید از لحاظ خصوصیات مکانی آنالیز شوند. مواردی نظیر لبه‌ها و نوفه، خصوصیات مکانی ویژه‌ای دارند که به کمک فیلترهای گوناگون، از اطرافشان جدا می‌شوند.

از جمله مهم‌ترین فیلترهای تشخیص لبه که اساس کار آنها مشتق اول است می‌توان به فیلترهای رابرتز^۱، پرویت^۲، کنی^۳ و سوبل^۴ اشاره کرد و از جمله فیلترهای مبتنی بر مشتق دوم نیز می‌توان فیلتر مار-هیلدرث^۵ را معرفی کرد [۳۱].

¹ Roberts

² Prewitt

³ Canny

⁴ Sobel

⁵ Marr-Hildreth

با توجه به این که فیلتر مورد استفاده در این پایان نامه ، یکی از فیلترهای مبتنی بر مشتق اول به نام فیلتر سوبل است، پس از معرفی مختصری از فیلترهای مبتنی بر روش گرادیان به معرفی فیلتر سوبل پرداخته می شود.

به منظور محاسبه گرادیان یک تصویر، باید مشتقات جزئی $\frac{\partial f}{\partial x}$ و $\frac{\partial f}{\partial y}$ در موقعیت هر پیکسل محاسبه گردد.

با توجه به این که در تصاویر دیجیتال با مقادیر گسسته سروکار داریم، بنابراین مشتقات جزئی در

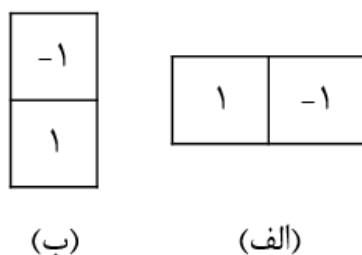
همسایگی یک نقطه از روابط (۳-۴) و (۳-۵) به دست می آیند [۳۱].

$$g_x = \frac{\partial f(x,y)}{\partial x} = f(x+1, y) - f(x, y) \quad (۳-۴)$$

$$g_y = \frac{\partial f(x,y)}{\partial y} = f(x, y+1) - f(x, y) \quad (۳-۵)$$

دو معادله بالا را می توان برای تمامی مقادیر مربوط به x و y از تصویر، با استفاده از حرکت ماسک های

یک بعدی شکل ۳-۸، بر روی تصویر، محاسبه و اعمال نمود [۳۵].



شکل ۳-۸: فیلتر یک بعدی گرادیان به منظور محاسبه مشتقات جزئی در راستای (الف) y و (ب) x [۳۱].

با توجه به شکل ۳-۶، می دانیم که جهت افزایش y به سمت راست و جهت افزایش x به سمت پایین می باشد.

اگر پیکسل های موجود در سطر بالای همسایگی را از پیکسل های موجود در سطر پایین تفریق کنیم، مشتق

جزئی در جهت محور x به دست می‌آید و اگر پیکسل‌های موجود در سمت چپ را از پیکسل‌های موجود در سمت راست تفریق کنیم، مشتق جزئی در جهت محور y به دست می‌آید.

زمانی که جهت لبه‌های اریب در تصویر افزایش یابند، به منظور افزایش دقت در محاسبه گرادیان، نیاز به ماسک‌های دوبعدی یا بالاتر خواهیم داشت، که در ادامه به آن‌ها اشاره می‌شود [۳۱].

۳-۳-۱ عملگر رابرتز

این فیلتر یکی از نخستین روش‌های تشخیص لبه تصویر است که از دو ماتریس 2×2 استفاده می‌کند. هدف اصلی این فیلتر، بیرون آوردن لبه‌های قطری در تصویر است و مبتنی بر پیاده‌سازی تفاضل‌های قطری می‌باشد [۳۱].

در صورتی که یک ناحیه 3×3 طبق شکل ۳-۹ (الف)، از تصویر مفروض باشد، به گونه‌ای که مقادیر Z_1 تا Z_9 نشان‌دهنده شدت روشنایی پیکسل موردنظر باشند؛ عملگر رابرتز، توسط دو ماسک مشخص شده در شکل ۳-۹ (ب) و (ج)، مشتق در جهات قطری را طبق روابط (۳-۶) و (۳-۷)، اعمال می‌کند [۳۱].

$$g_x = \frac{\partial f}{\partial x} = Z_9 - Z_5 \quad (۳-۶)$$

$$g_y = \frac{\partial f}{\partial y} = Z_8 - Z_6 \quad (۳-۷)$$

Z_1	Z_2	Z_3
Z_4	Z_5	Z_6
Z_7	Z_8	Z_9

(الف)

-1	0
0	1

(ج)

0	-1
1	0

(ب)

شکل ۳-۹: (الف) نمایش ناحیه 3×3 از تصویر، (ب) ماسک افقی رابرتز، (ج) ماسک عمودی رابرتز [۳۱]. ماسک‌های 2×2 عملگر رابرتز، نسبت به نقطه مرکزی در ناحیه مورد نظر، متقارن نیستند، در حالی که ماسک‌های 3×3 ، به عنوان یکی از کوچک‌ترین ماسک‌هایی که نسبت به نقطه مرکزی متقارن هستند، می‌توانند اطلاعات دقیق‌تری از لبه تصویر فراهم کنند [۳۱].

۳-۳-۲ عملگر پرویت

این فیلتر به‌عنوان ساده‌ترین فیلتر با ماسک 3×3 ، جزء فیلترهایی است که حول نقطه مرکزی متقارن است. در این روش تقریب مشتق در ناحیه مشخص در شکل ۳-۹ (الف) با کمک دو ماسک 3×3 (شکل ۳-۱۰) و طبق روابط (۳-۸) و (۳-۹) به‌دست می‌آید [۳۱].

$$g_x = \frac{\partial f}{\partial x} = (Z_7 + Z_8 + Z_9) - (Z_1 + Z_2 + Z_3) \quad (۳-۸)$$

$$g_y = \frac{\partial f}{\partial y} = (Z_3 + Z_6 + Z_9) - (Z_1 + Z_4 + Z_7) \quad (۳-۹)$$

-1	-1	-1
0	0	0
1	1	1

(ب)

-1	0	1
-1	0	1
-1	0	1

(الف)

شکل ۳-۹: ماسک‌های 3×3 عملگر پرویت، (الف) ماسک افقی، (ب) ماسک عمودی [۳۱].

تفاضل بین سطر سوم و اول، تقریب مشتق در جهت x و تفاضل بین ستون سوم و اول، تقریب مشتق در جهت y را در ناحیه مورد نظر نتیجه می‌دهد. این عملگر برای یافتن لبه‌های عمودی و افقی استفاده می‌شود [۳۱].

۳-۳-۳ عملگر کنی

تشخیص لبه، توسط عملگر کنی، در چند مرحله اصلی انجام می‌شود [۳۷]:

این عملگر ابتدا با انجام هموارسازی^۱ تصویر، به حذف نوفه می‌پردازد، سپس با انتخاب یک ماسک بهینه، گرادیان تصویر را محاسبه کرده تا نواحی با تغییرات بالا (مشتقات مکانی بالا) را پیدا کند. سپس الگوریتم با حرکت در طول این نواحی، هر پیکسلی که گرادیان بیشینه نداشته باشد حذف می‌کند. در مرحله بعد با تعیین دو حد آستانه بالا و پایین، برای پیکسل‌های باقی مانده، در صورتی که مقدار شدت در پیکسل از حد آستانه اول (حد پایین) کوچکتر باشد، مقدارش را صفر قرار می‌دهد و همین طور اگر مقدار آن بین دو حد آستانه باشد مقدارش صفر در نظر گرفته می‌شود مگر این که یک مسیر از این پیکسل به پیکسل دیگر با

¹ Smoothing

گرادیان بالاتر از حد آستانه دوم (حد بالا) وجود داشته باشد، به بیان ساده اگر یک اتصالی بین این پیکسل با پیکسل‌های لبه وجود داشته باشد، اگر مقدار پیکسل از حد آستانه بالا، بیش‌تر باشد، آن پیکسل به عنوان لبه انتخاب می‌گردد.

الگوریتم لبه‌یابی کنی، بسیار پیچیده و البته با نتایجی با دقت بالا است که زمان زیادی برای اعمال آن نیاز خواهد بود.

۳-۳-۴ عملگر سوبل

عملگر سوبل نیز از مشتق اول برای پیدا کردن لبه‌های تصویر استفاده می‌کند. این عملگر مشابه عملگر پرویت است، البته با یک تغییر جزئی در معادلات و اضافه شدن یک وزن ثابت ۲، در مرکز ضرایب که در معادلات (۱۰-۳) و (۱۱-۳) مشاهده می‌شود. استفاده از ضریب ۲، سبب هموارسازی و کاهش نوفه در تصویر می‌شود. شکل ۳-۱۰، ماسک‌های عملگر سوبل را نشان می‌دهد که به‌منظور پیدا کردن لبه‌های افقی و قائم مورد استفاده قرار می‌گیرند [۳۱].

$$g_x = \frac{\partial f}{\partial x} = (Z_7 + 2Z_8 + Z_9) - (Z_1 + 2Z_2 + Z_3) \quad (10-3)$$

$$g_y = \frac{\partial f}{\partial y} = (Z_3 + 2Z_6 + Z_9) - (Z_1 + 2Z_4 + Z_7) \quad (11-3)$$

-1	-2	-1
0	0	0
1	2	1

(ب)

-1	0	1
-2	0	2
-1	0	1

(الف)

شکل ۳-۱۰: ماسک‌های ۳×۳ عملگر سوبل، (الف) ماسک افقی، (ب) ماسک عمودی [۳۱].

با توجه به جهت‌های مشخص شده در شکل ۳-۶، در عملگر سوبل ماسک افقی، لبه‌های تصویر در جهت y و ماسک عمودی، لبه‌های تصویر در جهت x را نشان می‌دهند.

این عملگر، گرادیان تقریبی تصویر را با استفاده از هم‌میخت^۱، بین مقادیر شدت روشنایی هر یک از نقاط تصویر و ماسک‌های تعریف شده، محاسبه می‌کند [۳۸].

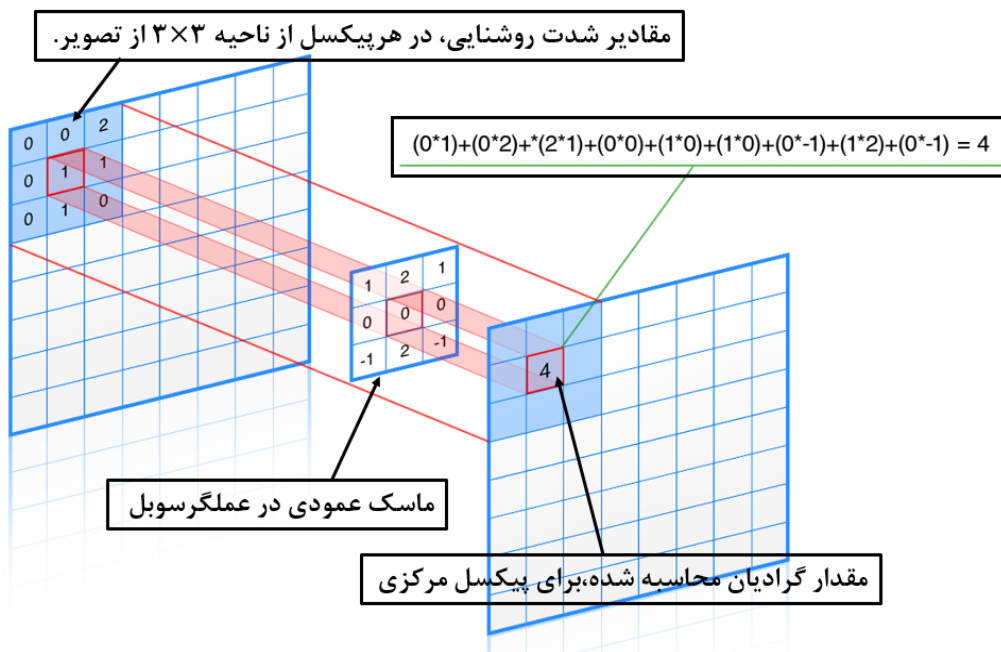
شکل ۳-۱۱، نحوه محاسبه مقدار گرادیان در راستای x در یک پیکسل از ناحیه 3×3 تصویر مورد نظر را با استفاده از ماسک عمودی سوبل نشان داده است.

با ادامه روند نشان داده شده در شکل ۳-۱۱، برای تمامی پیکسل‌ها، نحوه حرکت ماسک سوبل بر روی تصویر، در شکل ۳-۱۲، نشان داده شده است. یعنی با قرار گرفتن ماسک سوبل بر روی ناحیه 3×3 از تصویر که دارای مقادیر شدت روشنایی Z_1 تا Z_9 هستند، مقادیر ماسک سوبل در مقادیر شدت روشنایی متناظر ضرب می‌شود و در نهایت، تمامی مقادیر با یکدیگر جمع می‌گردند. عدد حاصل نشان‌دهنده گرادیان مرکز ناحیه مورد نظر است، حالا ماسک سوبل یک پیکسل به سمت راست (در محاسبه گرادیان در راستای x ، به سمت پایین) حرکت کرده و محاسبات هم‌میخت تکرار می‌شود، تا زمانی که به پایان سطر اول (در محاسبه گرادیان در راستای x ، به پایان ستون اول) برسد، سپس یک پیکسل به پایین (در محاسبه گرادیان در راستای x ، به سمت راست) جابه‌جا میشود و محاسبات تکرار می‌شود، ماسک سوبل به‌همین روند کل تصویر را پیمایش می‌کند.

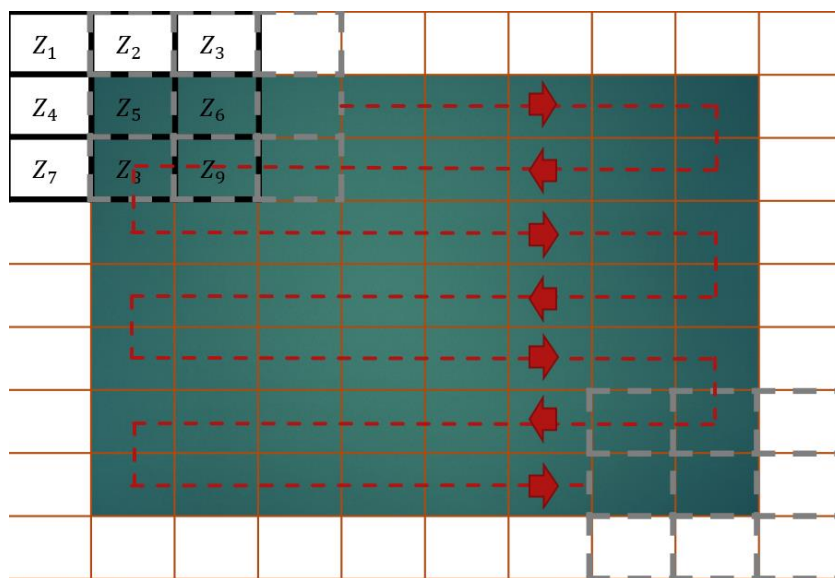
در صورتی که پیکسل‌های مجاور پیکسل مورد نظر هم‌رنگ باشند، مقدار به دست آمده برای پیکسل مرکزی برابر با صفر بوده و تصویر صاف و بدون لبه در نظر گرفته می‌شود. وجود لبه در تصاویر سبب می‌شود که

¹ Convolution

مقدار متناظر با پیکسل مورد نظر برابر با صفر نباشد و این نقطه به عنوان یک نقطه از لبه در نظر گرفته می‌شود.



شکل ۳-۱۱: نحوه عملکرد فیلتر سوبل، بر روی تصویر [www.michalorzelek.com].



شکل ۳-۱۲: نحوه حرکت ماسک افقی 3×3 سوبل بر روی تصویر.

با هم‌میخت ماسک‌های 3×3 ، عمودی و افقی سوبل (S_x و S_y)، با مقادیر شدت روشنایی ناحیه 3×3 از تصویر، گرادیان در دو راستای x و y (G_x و G_y) به دست می‌آید. حال بزرگی گرادیان از رابطه (۳-۱۲) محاسبه می‌گردد [۳۶].

$$|G| = \sqrt{G_x^2 + G_y^2} \quad (۳-۱۲)$$

شکل ۳-۱۳، اعمال فیلتر سوبل بر روی تصویر و نمایش لبه‌های افقی و عمودی را به‌طور جداگانه نشان می‌دهد.



شکل ۳-۱۳: اعمال فیلتر سوبل بر روی تصویر، (الف) تصویر ورودی، (ب) اعمال فیلتر افقی سوبل بر روی تصویر، (ج) اعمال فیلتر عمودی سوبل بر روی تصویر، (د) اعمال فیلتر سوبل بر روی تصویر [۳۹]

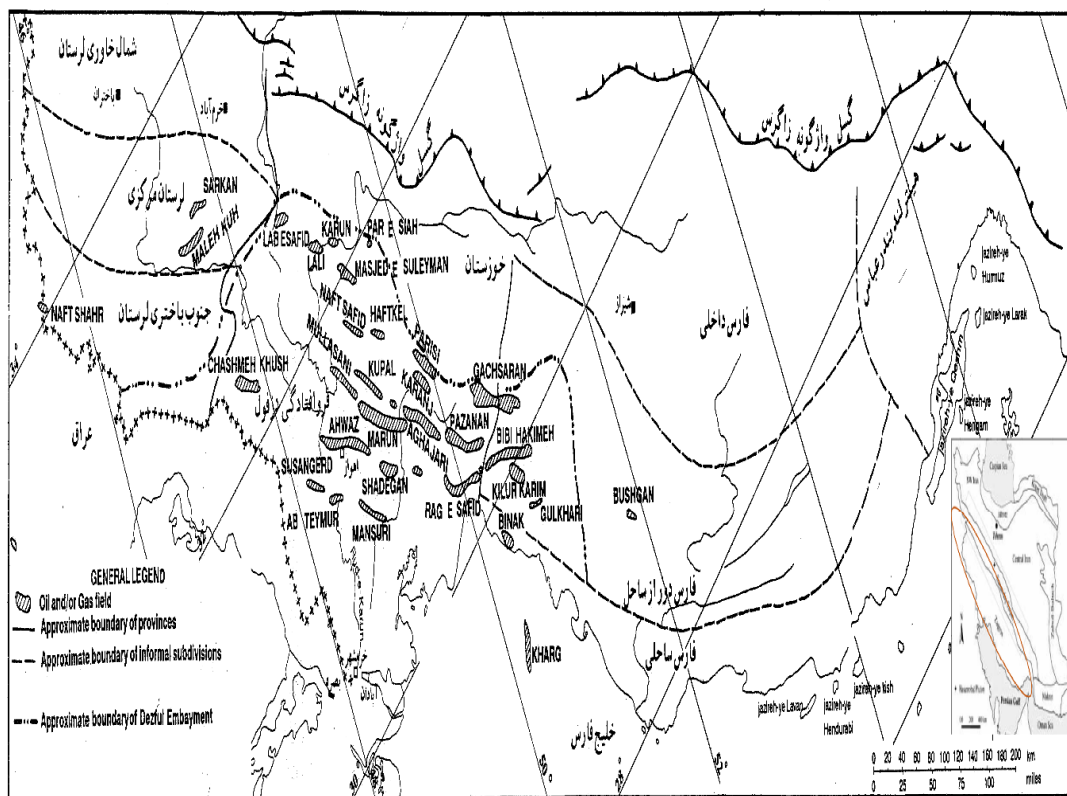
فصل چهارم

شناسایی شکستگی‌ها از روی نگاره‌های *FMI* در میدان

هیدروکربوری مورد مطالعه

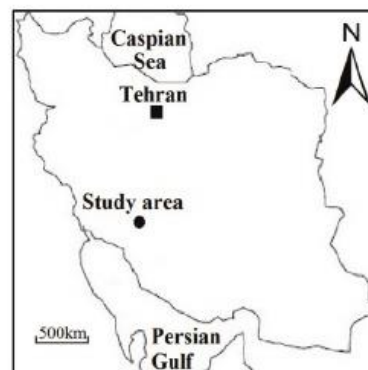
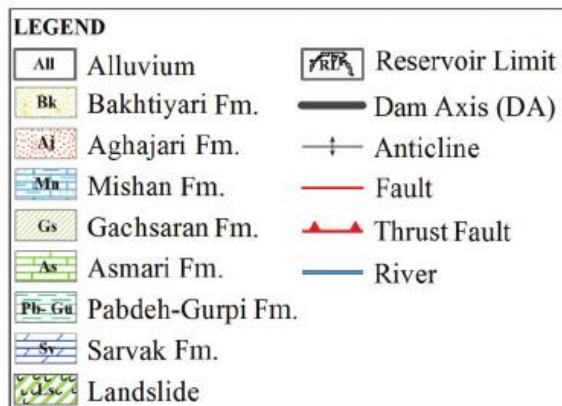
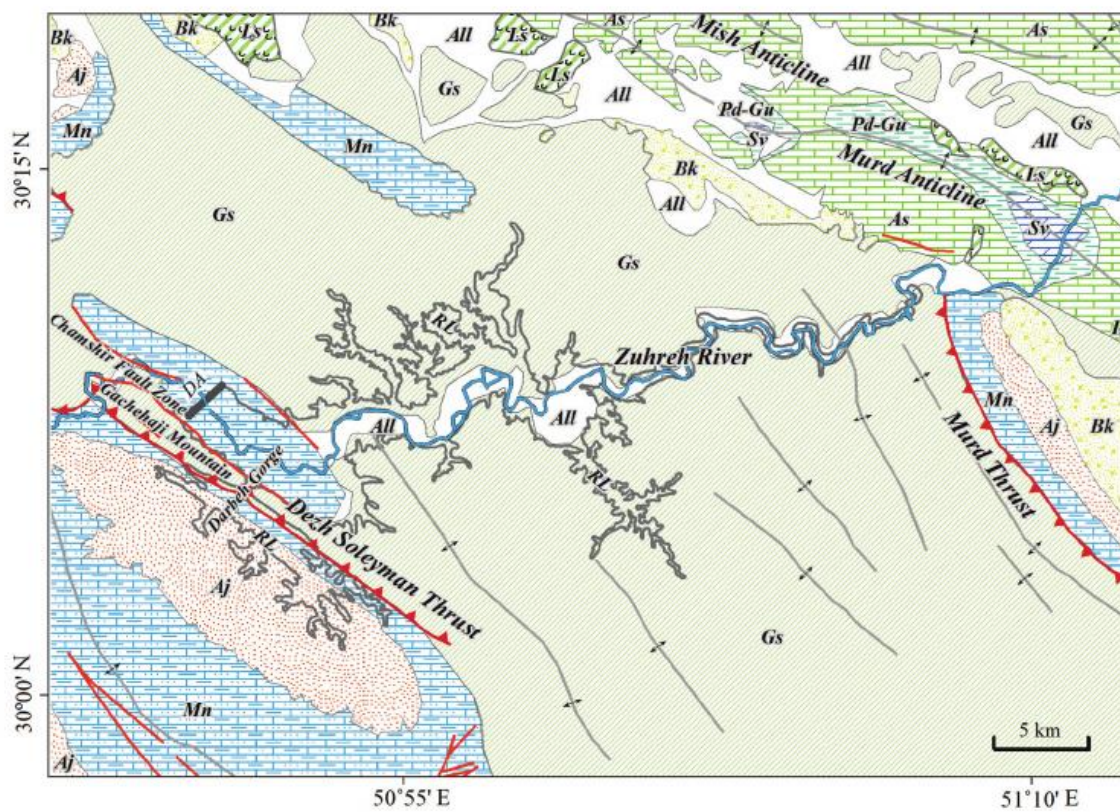
۱-۴ زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی مورد مطالعه، یکی از میدادین نفتی کریناته، واقع در جنوب غربی کشور، در پهنه زمین‌شناسی زاگرس می‌باشد (شکل ۱-۴).



شکل ۱-۴: تقسیمات ناحیه ای حوضه زاگرس [۴۰]

طبق نقشه زمین‌شناسی ۱:۱۰۰۰۰۰ که در شکل ۲-۴، مشاهده می‌شود، سازندهای زمین‌شناسی در ناحیه مورد مطالعه از قدیم به جدید شامل گچساران (اوایل میوسن)، میشان (اوایل - اواسط میوسن)، آقاجاری (میوسن - اواخر پلیوسن)، بختیاری (اواخر پلیوسن) و رسوبات آبرفتی عهد حاضر می‌شود [۴۱].



شکل ۴-۲: نقشه زمین‌شناسی ۱:۱۰۰۰۰۰ از ناحیه مورد مطالعه [۴۱]

حوضه زاگرس در جنوب غرب ایران و شرق عراق قرار گرفته است و از لحاظ موقعیت تکتونیکی، صفحه حاشیه تکتونیکی عربستان را تشکیل می‌دهد. تاریخچه زمین‌شناسی زاگرس شامل دوره‌های طولانی مدت فرونشست و رسوب‌گذاری و دوره‌های کوتاه مدت بالآمدگی و عدم رسوب‌گذاری است. حرکات تکتونیکی و

شرایط اقلیمی در دوره‌های مختلف، این حوضه بزرگ نفتی جهان را دست‌خوش تغییرات قرار داده و منجر به نهشته شدن و رسوب‌گذاری‌های متفاوتی در این منطقه شده است [۴۰].

برخی از ویژگی‌هایی که این حوضه را به‌عنوان یک حوضه بزرگ نفت و گاز دنیا، مطرح کرده‌است، به شرح زیر می‌باشد [۴۲]:

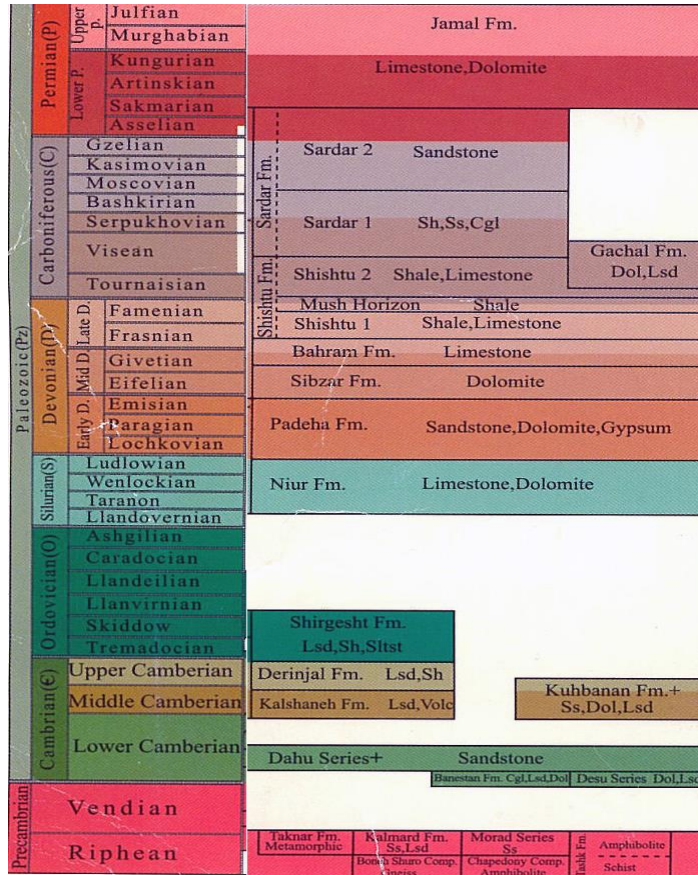
- وجود توالی گسترده رسوبی از پرمین تا پلیوسن (به‌طور موضعی نبوده‌هایی یافت می‌شود) با سنگ‌شناسی آهک، آهک رسی، آهک مازنی و تبخیری‌ها.
- وجود سنگ منشأ، مخزن و پوش سنگ مناسب.
- نبود فعالیت‌های شدید زمین‌ساختی در طول پرمین تا پلیوسن.
- نبود فعالیت‌های ماگمایی و دگرگونی در برهه زمانی پرمین تا عصر حاضر.
- وجود ساختارهای مناسب برای تشکیل مخازن نفت و گاز حوضه زاگرس.

سنگ‌های مربوط به دوران پرکامبرین تنها ۱ درصد از مجموعه نفتی دنیا را شامل می‌شود، در حالی که رسوبات دوران پالئوزوئیک بیش از ۱۵ درصد و طبقات و سازندهای دوران مزوزوئیک که مهم‌ترین دوران از نظر تولید نفت می‌باشد، حدود ۵۸ درصد از نفت جهان را شامل می‌گردد که همین امر منجر شده تا تمامی توجهات به این دوره معطوف گردد. رسوبات دوران سنوزوئیک تنها در برخی از نقاط جهان، نفت تولید می‌نماید [۴۰].

۴-۱-۱ دوران پالئوزوئیک

رسوبات پیش از پرمین زاگرس، تنها در چند ناحیه محدود در حوالی راندگی دوم زاگرس دیده می‌شود. به طور کلی، رسوبات پالئوزوئیک از مواد آلی بسیار فقیر بوده، با این وجود، شیل‌های سیلورین، تنها سنگ‌های

تاحدی دارای مواد آلی هستند [۴۲]. از مهم‌ترین سازندهای دوران پالئوزوئیک، که از نظر پتانسیل نفتی در زاگرس اهمیت دارند، سازند سیاهو و سرچاهان هستند (شکل ۳-۴) [۴۰].



شکل ۳-۴: سازندهای نهشته شده در دوران پالئوزوئیک [۴۳]

۴-۱-۱-۱ نهشته‌های کامبرین، اردوئیسین و سیلورین در زاگرس

دوره کامبرین در زاگرس شامل سازندهای باروت، زاگون، لالون، میلا است و رخسارهای اصلی سنگ‌های زاگرس در اردوئیسین شامل سازندهای ایلپیک، زردکوه، سیاهو و سرچاهان می‌باشد. [۴۰]

شیل‌های سیلورین تنها سنگ منشأ مشخص شده در زاگرس، شامل شیل‌های قهوه‌ای تیره تا سیاه رنگ و سیلتی است. شیل‌های سیلورین در تولید گازهای فراوان موجود سازندهای گروه دهرم و گروه کازرون در ایران، قطر و ابوظبی نقش داشته‌اند. دوره سیلورین، یک دوره نبود رسوب‌گذاری در منطقه است [۴۲].

۴-۱-۱-۲ نهشته‌های دونین، کربونیفر و پرمین در زاگرس

از نظر سنی، قدیمی‌ترین سنگ مخزن هیدروکربنی شناخته شده درزاگرس متعلق به پرمین است [۴۲]. سازند زاکین، به‌عنوان سنگ‌مخزن دارای نفت مربوط به دوره دونین است. دوره کربونیفر با یک زمان ۷۰ میلیون سالی عدم رسوب‌گذاری همراه بوده که از دونین بالایی تا پرمین زیرین ادامه داشته است. به‌غیر از ردیف‌های آواری دریایی پیش‌رونده پرمین، بیش‌تر سنگ‌های پرمین زاگرس از نوع نهشته‌های کربناتی آهکی است. برای سنگ‌های پرمین زاگرس از نام سازند خواف استفاده می‌شود و دو واحد سنگ چینه‌ای فراقون در زیر و دالان در بالا، معرف سنگ‌های پرمین زاگرس هستند. مجموعه دو سازند فراقون و دالان همراه با سازند کنگان، گروه دهرم را تشکیل می‌دهند [۴۰]. جنس سازند مخزنی دالان به‌طور کلی از آهک است و دارای بخش تبخیری به نام بخش تبخیری نار هم می‌باشد که جنس آن انیدریت است و در خوزستان و لرستان گسترش دارد [۴۰].

۴-۱-۲ دوران مزوزوئیک

دوران مزوزوئیک را دوران اشتقاق قاره‌ها و گسترش کف اقیانوس‌ها می‌نامند. در ادامه به‌معرفی نهشته‌های تریاس، ژوراسیک و کرتاسه در زاگرس پرداخته شده‌است (شکل ۴-۴) [۴۰].

در کوه‌های زاگرس به‌ویژه زاگرس مرتفع، ردیف‌های منسوب به تریاس، رخساره کربنات‌های آهکی دولومیتی قرار دارند و به سمت زاگرس چین‌خورده و خلیج‌فارس ردیف‌های تبخیری اضافه می‌شود. سازند کنگان به عنوان یک سنگ مخزن اصلی در گروه دهرم و مربوط به دوره تریاس است. سازندهای دشتک و خانه‌کت نیز در این دوره واقع هستند [۴۲].

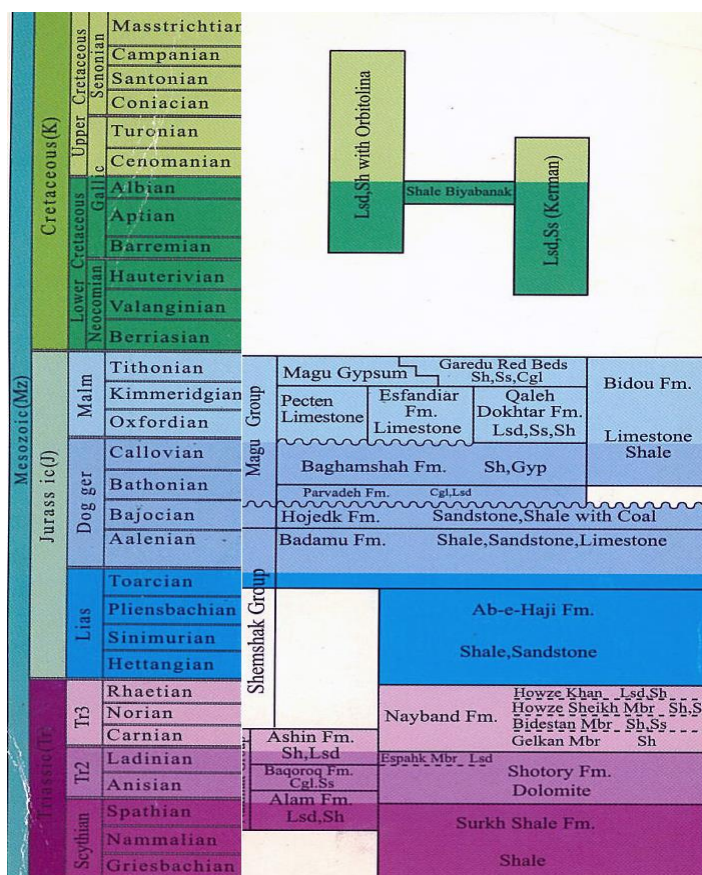
سنگ‌های ژوراسیک صفحه زاگرس، به‌عنوان بخشی از نهشته‌های دریای تتیس جوان در مقایسه با دیگر نواحی ایران، در شرایط رسوبی به‌طور کامل متفاوت، برجای گذاشته شده‌اند، سنگ‌های ژوراسیک زاگرس، در سه ناحیه لرستان، فارس و زاگرس مرتفع، قابل شناسایی هستند. سازندهای عدایه، موس، سرگلو، نجمه و گوتنیا در ناحیه لرستان، سازند نیریز، سورمه و هیث در ناحیه فارس قرار دارند [۴۲].

به‌جز سازند سرگلو که هم در فروافتادگی دزفول و هم در لرستان وجود دارد، از دیگر سازندهای ژوراسیک در لرستان و شمال شرقی عراق، گزارشی گویای سنگ منشأ بودن وجود ندارد. در ژوراسیک میانی، شرایط غیراکسیدی در لرستان و تداوم آن حوضه در فروافتادگی دزفول، حاکم شده است که حاصل آن رسوب‌گذاری سازند شیلی سرگلو می‌باشد که شامل شیل‌های سیاه‌رنگ متورق است. این سازند از مواد آلی بسیار غنی تشکیل شده است و در شمال و شمال شرقی فروافتادگی دزفول دیده شده است [۴۲].

به‌طور کلی نهشته‌های کرتاسه در زاگرس شامل سازندهای فهلیان، گدون، داریان و گرو در کرتاسه پایینی، کژدمی، سروک، سورگه و بنگستان در کرتاسه میانی و ایلام، گورپی و تاربور در کرتاسه بالایی می‌باشد [۴۰].

در کرتاسه پیشین، پس از یک بالآمدگی منطقه‌ای در اواخر ژوراسیک، یک پیشروی عمومی ناحیه‌ای به وجود آمده و سازندهای فهلیان، گدوان و داریان نهشته شده‌اند. آهک‌های فهلیان با تخلخل بین دانه‌ای خوب، مخزن نفتی خامی بالایی را در منطقه گچساران به وجود آورده است. در کرتاسه میانی، در پاره‌ای از

نقاط زاگرس آهک‌های کم عمق سروک به صورت همه جانبه در طی سنومانین نهشته شده‌اند. در سازند سروک مانند فروافتادگی دزفول و لرستان، ذخایر نفتی زیادی کشف و بهره برداری شده است، ولی در فارس، سازند سروک کمتر نفت‌خیز بوده است. در ابتدای سانتونین در لرستان، سازند ایلام با رخساره‌های پلاژیک و کم تخلخل بر روی سازند سروک قرار گرفته است. در کرتاسه پسین، سازند ایلام قسمتی از مخزن بنگستان در نظر گرفته می‌شود و مخزن سروک و ایلام، بر روی هم، مخزن بنگستان نامیده می‌شود و از آنجا که بخشی از قاعده این سازند در محیط ساحلی و ساحل رودپستی شکل گرفته است، تخلخل بالایی دارد [۴۷].



شکل ۴-۴: سازندهای نهشته شده در دوران مزوزوئیک [۴۳]

۴-۱-۳ دوران سنوزوئیک

ردیف‌های ترشیری را می‌توان به دو بخش ترشیری پایینی و بالایی تقسیم‌بندی کرد؛ در ترشیری پایینی دو

چرخه رسوبی جهرم و آسماری و در ترشیری بالایی چرخه رسوبی فارس قرار دارد (شکل ۴-۵) [۴۸].

در اوایل ترشیری، تمام زاگرس با یک دریای پیش‌رونده پوشیده شده و در مناطق ساحلی آن، سازند آواری

ساجون، در مناطق کم‌عمق سازند کربناتی جهرم و در نواحی عمیق، سازنده پابده رسوب کرده است. در

چرخه رسوبی آسماری، سازند آسماری که دارای دو عضو ماسه سنگی اهواز و عضو تبخیری کلهر است،

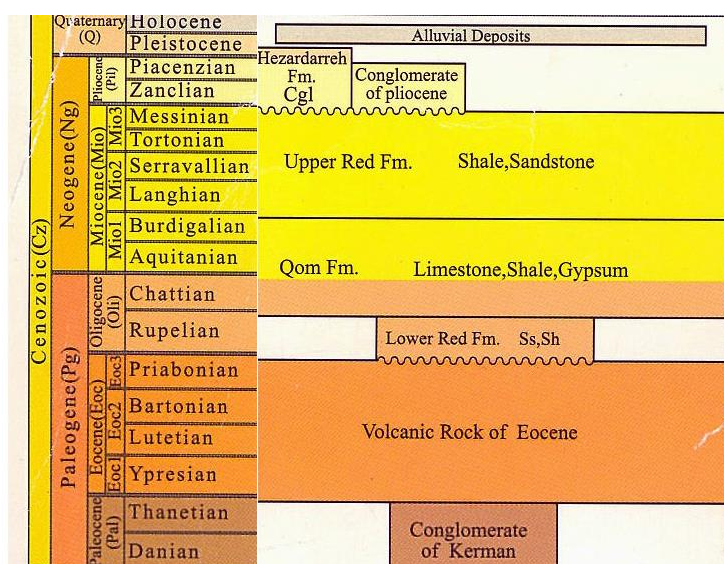
وجود دارد. چرخه رسوبی فارس دربرگیرنده سازندهای گروه فارس (سازند تبخیری گچساران و سازند مارنی

میشان)، سازند آواری آغاچاری و سازند کنگلومرایی بختیاری است [۴۰].

مهم‌ترین مخزن نفتی این دوره، مخزن آسماری است که از جنس آهک قهوه‌ای رنگ تا خاکستری بوده و

دارای بخش ماسه‌سنگی به‌نام ماسه‌سنگ اهواز و یک بخش انیدریتی که در لرستان گسترش دارد و به آن

بخش کلهر می‌گویند و نقش پوش‌سنگ را برای مخازن پایینی خود دارد، می‌باشد [۴۲].



شکل ۴-۵: سازندهای نهشته شده در دوران سنوزوئیک [۴۳]

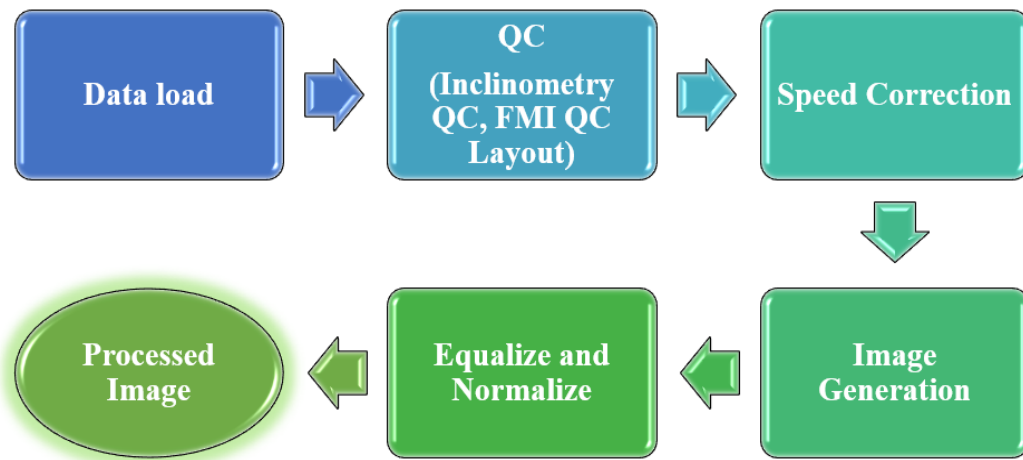
۴-۲ اطلاعات و داده‌های مورد استفاده

در این پایان‌نامه دو چاه *A* و *B* مربوط به یکی از میادین هیدروکربوری واقع در جنوب‌غربی ایران، به‌منظور شناسایی شکستگی‌ها مورد مطالعه و ارزیابی قرار گرفته‌اند. اطلاعات موجود شامل داده‌های نگار تصویری *FMI* است و به‌منظور بالا بردن دقت نتایج، بخشی از ارزیابی‌های پتروفیزیکی که شامل نگارهای نوترون، گاما، چگالی، قطرسنج و صوتی می‌باشد و همین‌طور بخشی از ارزیابی‌های لیتولوژی در هر دو چاه، مورد استفاده قرار گرفته‌است و در پایان نتایج تفسیر چاه به‌منظور اعتبارسنجی مورد استفاده قرار گرفته‌اند.

داده‌های برداشت شده توسط تصویرگر *FMI* حجم بسیار زیادی دارند، به‌طوری که برای هر نقطه در یک عمق خاص، یک دسته داده ثبت می‌گردد، درحالی که معمولاً در نمودارهای مرسوم، تنها یک ثبت برای هر نقطه داریم. این حجم وسیع از داده‌های ثبت شده به همراه دیگر اطلاعات ابزاری، به‌صورت فرمت‌های استاندارد مانند *DLIS*، *LAS* و *ASCII* ذخیره می‌شوند.

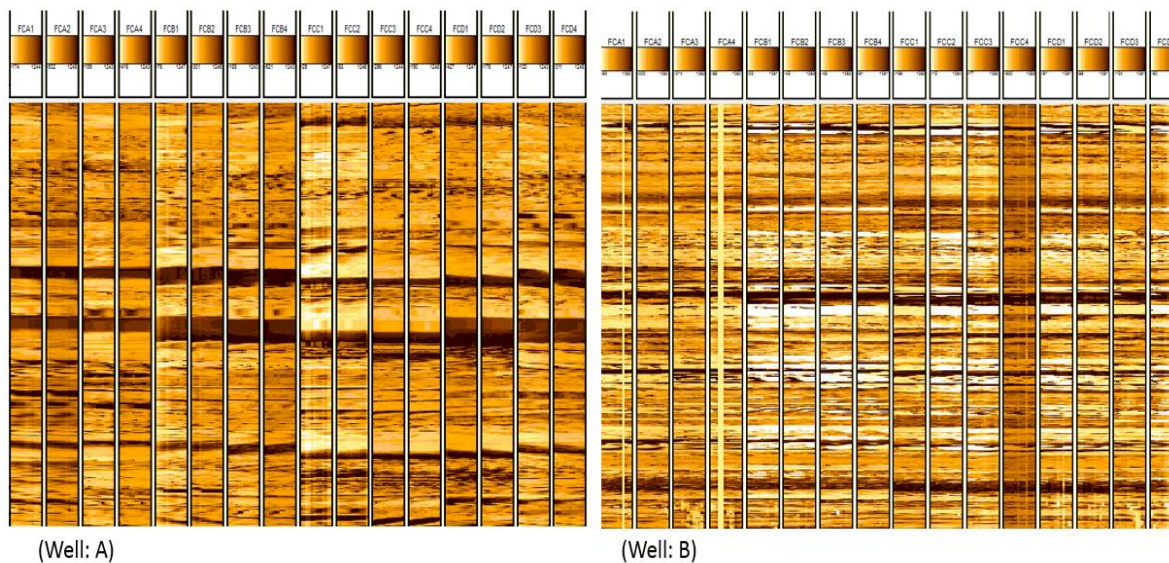
داده‌های برداشت شده توسط ابزار *FMI*، به‌صورت اطلاعات رقمی می‌باشند که این داده‌ها برای تولید تصویر رنگی نیاز به پردازش دارند. در پردازش داده‌ها، خطاهای احتمالی مشخص و برطرف و در نهایت اطلاعات، به‌صورت تصاویری با وضوح بالا نمایش داده می‌شوند که پس از آن با توجه به هدف، می‌توان وارد مرحله تفسیر شد.

به‌منظور تصحیح و پردازش داده‌ها و تولید تصویر، از نرم افزار *Geolog* استفاده می‌شود. مراحل پردازش مورد استفاده در این تحقیق به‌طور خلاصه در شکل ۴-۶ آورده شده است.



شکل ۴-۶: مراحل پردازش داده‌های نگار FMI در نرم‌افزار Geolog

با فراخوانی اولیه داده‌ها، طبق شکل ۴-۷ نرم‌افزار در ۱۶ ردیف، داده‌های برداشت شده توسط ابزار را که هنوز به صورت داده‌های خام بوده و به یک تصویر یک پارچه تبدیل نشده‌اند، نمایش می‌دهد.



شکل ۴-۷: تصاویر پردازش نشده داده‌های خام نگار FMI در دو چاه A و B.

۳-۴ پردازش داده‌های تصویری

تصاویر حاصل از داده‌های خام تقریباً هیچ اطلاعات صحیحی برای تفسیر و شناسایی شکستگی‌ها در اختیار ما قرار نمی‌دهد. پس برای رسیدن به اهداف مورد نظر در این پایان‌نامه، مراحل پردازش داده‌ها به ترتیب زیر انجام می‌شوند:

۴-۳-۱ کنترل کیفیت^۱

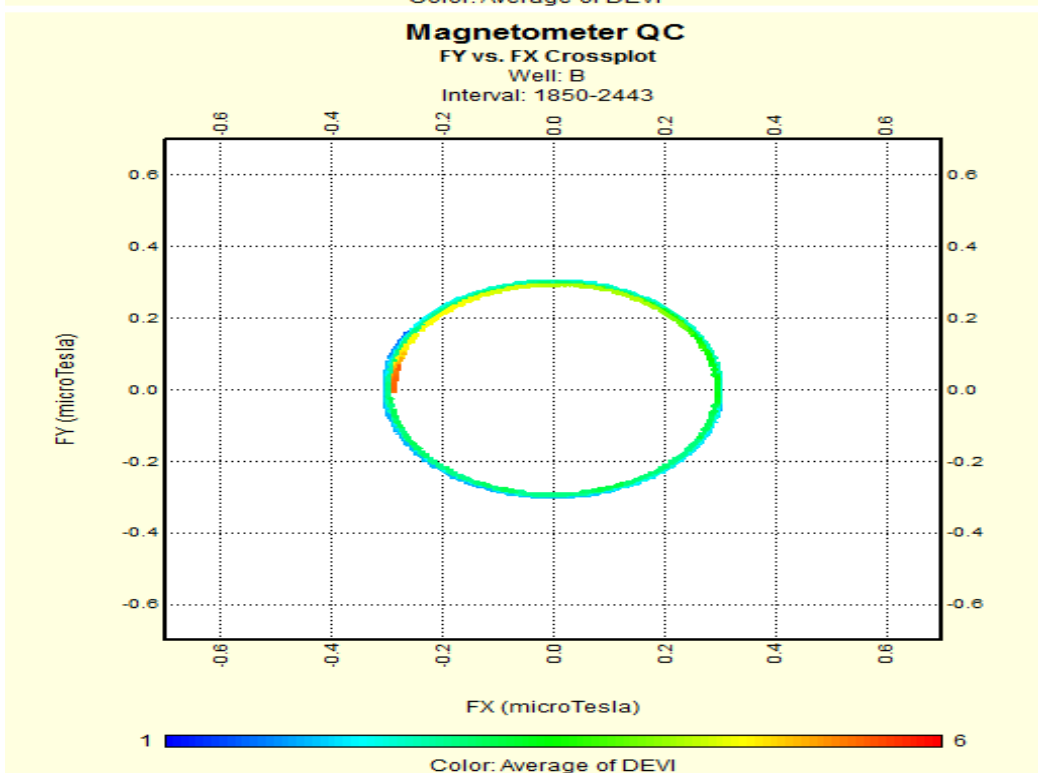
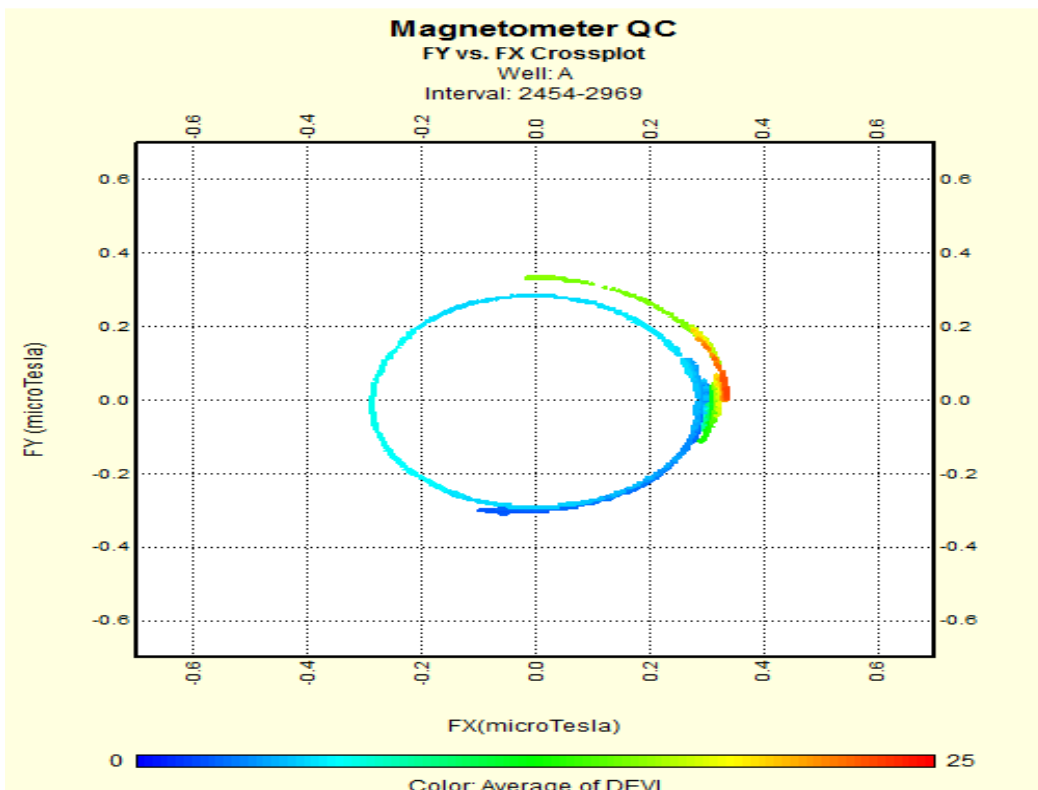
در بخش $GPIT^2$ (شیب‌سنج) ابزار FMI ، دو جزء مهم به نام شتاب‌سنج و مغناطیس‌سنج وجود دارد که با مشاهده داده‌های برداشتی از آن در قالب نمودارهای قائم و بررسی سایر اطلاعات اولیه از جمله عمق چاه، عمق قرارگیری لوله جداری و ... می‌توان خطاهای احتمالی را مشخص و تصحیح نمود [۴۴].

FX و FY ، به ترتیب نشان دهنده داده‌های برداشت شده توسط محور X و Y بخش مغناطیس‌سنج ابزار FMI می‌باشند، با رسم نمودار $FX - FY$ (شکل ۴-۸) می‌توان کیفیت داده‌های برداشت شده توسط محورهای X و Y در مغناطیس‌سنج را مورد ارزیابی قرار داد. قطر دایره در نمودار شکل ۴-۸، رابطه مستقیم با انحراف چاه دارد و در حالت ایده‌آل، داده‌ها باید توزیع دایره‌ای را حول مبدا $(0,0)$ نشان دهند، داده‌هایی که از دایره‌ی مرکزی منحرف شده‌اند (دور شدن از رنگ آبی و نزدیک شدن به رنگ قرمز) و به صورت کمانی قرار گرفته‌اند، می‌توانند نشان‌دهنده یک یا چند مورد از عواملی مانند انحراف چاه، مغناطیس‌سنج معیوب، برداشت در محل لوله‌جداری که موجب مغناطیسی شدن ابزار می‌شود و یا ریزش دیواره چاه باشد [۴۴].

همان‌طور که در تصویر ۴-۸ مشاهده می‌شود داده‌ها در هر دو چاه A و B ، دارای شکل دایره‌ای مورد نظر هستند و داده‌هایی که در چاه A به صورت یک کمان اضافی قرار گرفته‌اند، با بررسی داده‌ها مشخص شد که این انحراف مربوط به ریزش دیواره چاه در بازه عمقی ۲۷۶۸ تا ۲۹۶۹ متری می‌باشد.

¹ Quality control (QC)

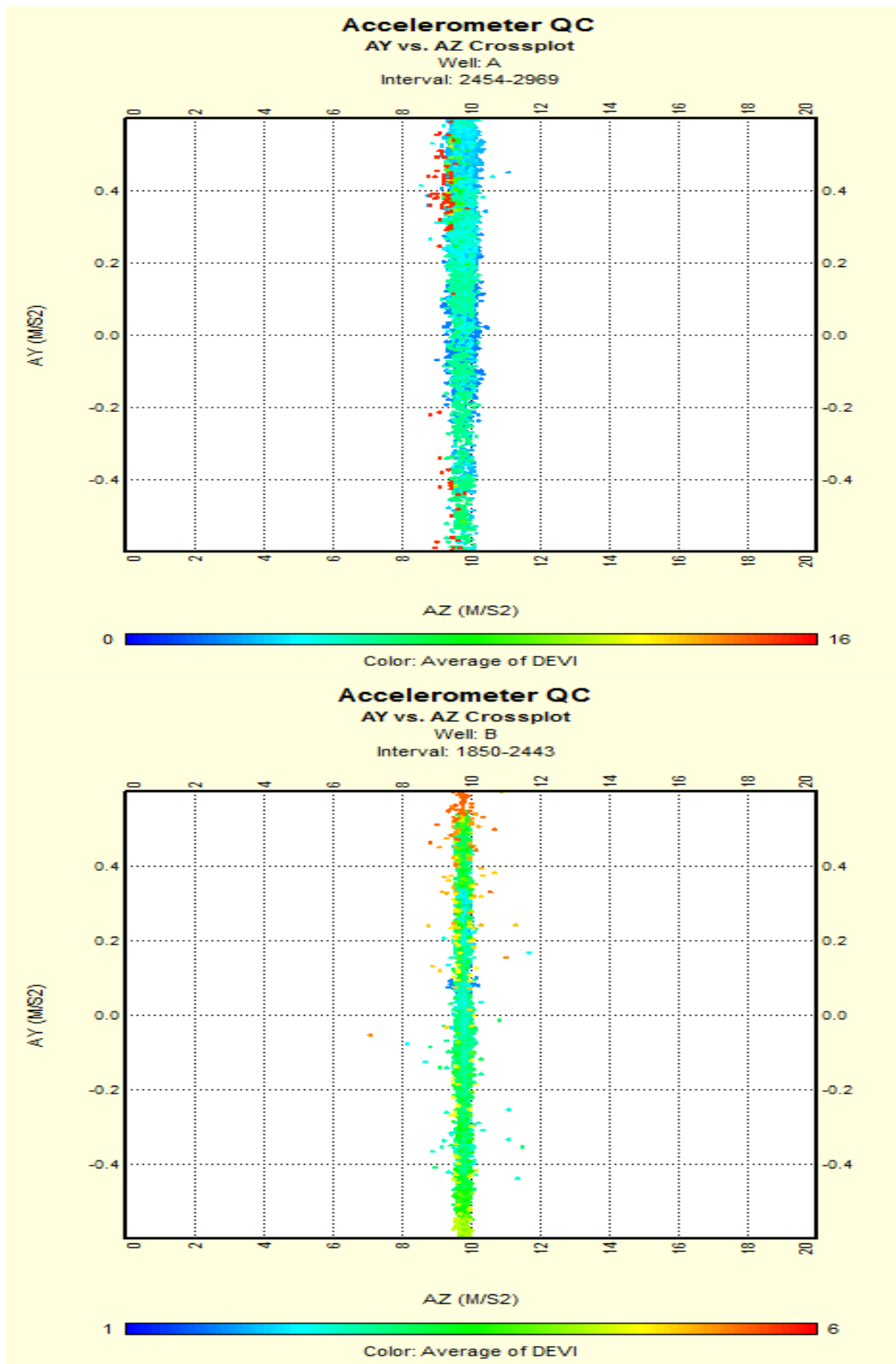
² General packer inclinometer tools



شکل ۴-۸: نمودار کنترل کیفیت مغناطیس سنج ابزار *FMI* در دو چاه *A* و *B*.

AZ و AY ، به ترتیب نشان دهنده داده‌های برداشت شده توسط محور Z و Y بخش شتاب‌سنج ابزار FMI می‌باشند. نمودار $AZ - AY$ (شکل ۴-۹) به منظور ارزیابی کیفیت محور Z در شتاب‌سنج استفاده می‌شود. شتاب گرانشی برداشت شده در چاه‌هایی با انحراف پایین، به طور میانگین باید حدود مقدار گرانش زمین ($9/8$ متر بر مجذور ثانیه) باشد [۴۴].

با توجه به نمودار شکل ۴-۹، شتاب گرانشی ثبت شده توسط محور Z در چاه A ، به‌طور میانگین $9/6$ و در چاه B ، $9/8$ متر بر مجذور ثانیه می‌باشد و یا به عبارتی شتاب گرانشی ثبت شده در چاه B ، تقریباً مشابه شتاب گرانشی زمین است. با بررسی اطلاعات نمودار انحراف چاه که میانگین انحراف در چاه A را $9/2$ و در چاه B را حدود $2/8$ درجه مشخص کرده است، می‌توان نتیجه گرفت که تفسیر نمودار شکل ۴-۹ می‌تواند تأییدی بر بالاتر بودن انحراف در چاه A باشد.



شکل ۴-۹: نمودار کنترل کیفیت شتابسنج ابزار *FMI* در دو چاه *A* و *B*

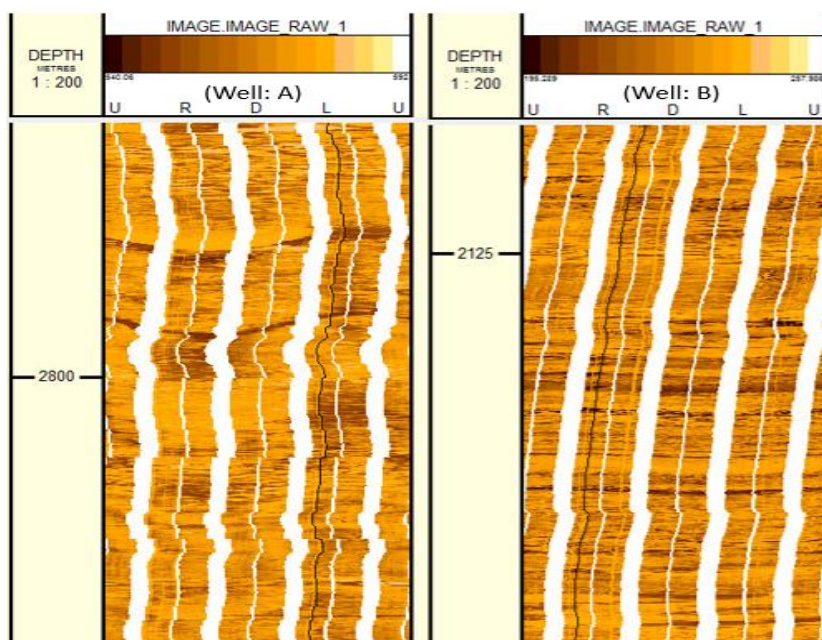
۴-۳-۲ تصحیح سرعت

در دیواره هر دو چاه اعوجاج‌های زیادی وجود دارد که سبب می‌شود بالشتک‌ها به خوبی به دیواره چاه نچسبند و یا در بعضی اعماق در قسمتی از دیواره گیر بیفتند که به دلیل خاصیت الاستیک کابل، سبب عدم هماهنگی سرعت دستگاہ و کابل می‌شود.

تصحیح سرعت با استفاده از داده‌های محور Z شتاب‌سنج و زمان، به منظور محاسبه عمق در سرعت اصلاح شده انجام می‌شود و پس از آن، عمق تصحیح شده به تصویر و نمودارهای جانبی آن اعمال می‌شود [۴۴].

۴-۳-۳ تولید تصویر

در این قسمت، داده‌های حاصل از بالشتک‌ها و زبانه‌ها به عنوان یک ماتریس برای تولید تصویری واحد پردازش و ادغام می‌شوند؛ خروجی این مرحله، یک تصویر خام می‌باشد که در این تصویر اطلاعات به صورت کامل اما غیرواضح می‌باشند (شکل ۴-۱۰).

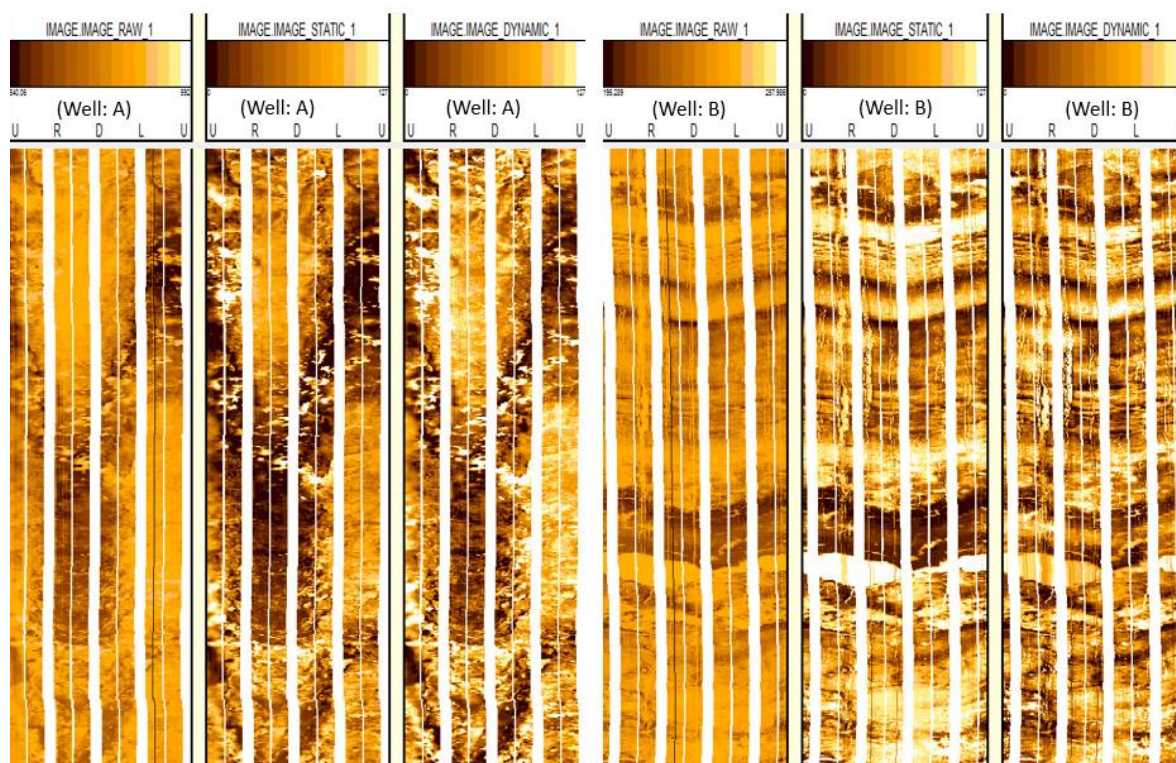


شکل ۴-۱۰: تصویر FMI اولیه تولید شده از دیواره دو چاه A و B .

۴-۳-۴ یکسان سازی و بهنجار سازی تصویر

شکل ۴-۱۱، تصاویر نهایی از دو چاه مورد مطالعه که تمامی مراحل پردازش روی آن‌ها انجام شده است را نمایش می‌دهد. به‌طور کلی هدف از این مرحله، بارز کردن ویژگی‌های مورد نظر در تصویر مانند لایه‌بندی‌ها شکستگی‌ها و... بوده است.

همان‌طور که در شکل ۴-۱۱ مشخص است، در تصاویر پویا جزئیات و در تصاویر ایستا تغییرات مطلق، بهتر نمایش داده شده‌اند.



شکل ۴-۱۱: نمایش تصویر خام، ایستا و پویا مربوط به چاه A و B .

۴-۴ تشخیص لایه‌بندی^۱

یک لایه عبارت است از یک واحد رسوبی که در شرایط ثابت محیط رسوب‌گذاری نهشته شده است و به وسیله سطوح لایه‌بندی از لایه‌های بالا و پایین جدا می‌شود. سطح یک لایه نمایانگر عدم رسوب‌گذاری و مربوط به تغییر سریع در شرایط رسوب‌گذاری و یا سطح فرسایش می‌باشد. ضخامت یک لایه می‌تواند از چند میلی‌متر تا چندین متر متغیر باشد [۲۵].

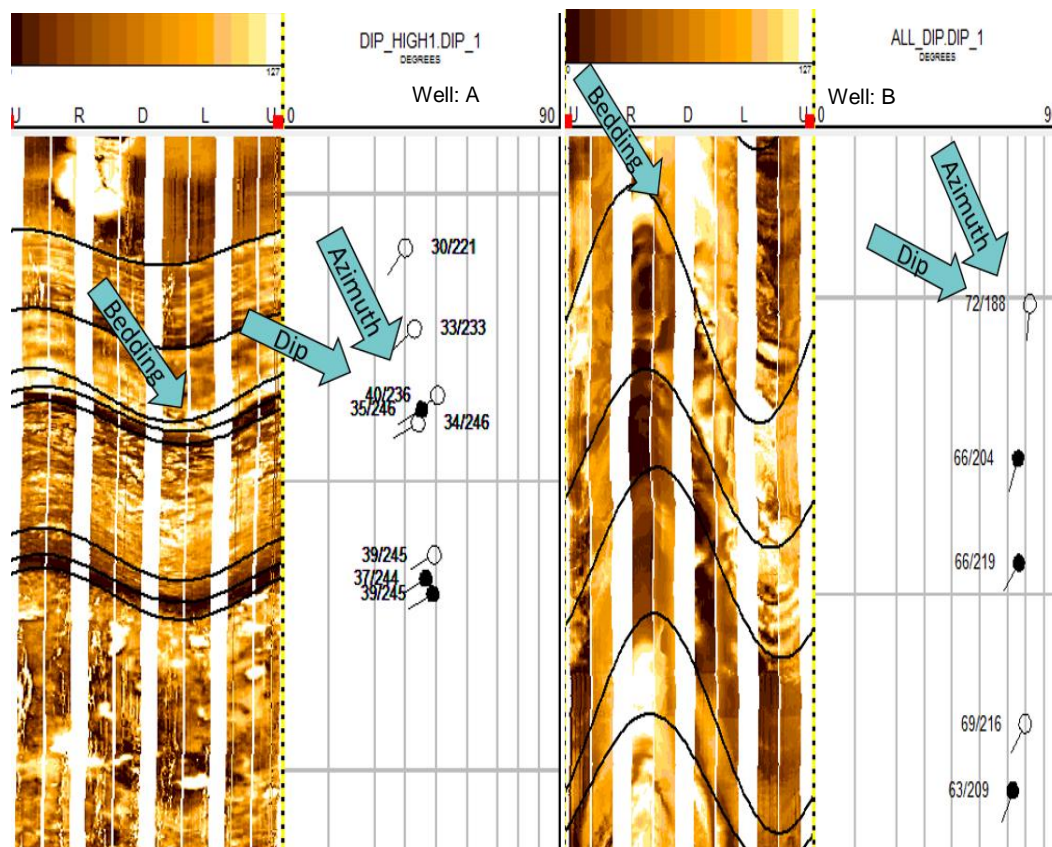
پیش از شناسایی شکستگی‌ها در دو چاه مورد مطالعه، مرز لایه‌بندی‌ها، شیب و آزیموت آن‌ها را به دو روش *Autodip* و *EZ dip*، شناسایی و مشخص می‌کنیم.

در روش *Autodip*، محاسبه شیب، آزیموت و امتداد لایه‌بندی بر روی داده‌های تصویری، به صورت خودکار و از طریق روش‌های آماری با استفاده از اطلاعاتی مانند تضاد رنگی که در واقع همان تفاوت رسانایی نقاط مختلف برداشت شده در تصویر است و پیوستگی در کل تصویر، انجام می‌شود. در روش *EZ dip*، محاسبه شیب، آزیموت و امتداد لایه‌ها بر اساس همبستگی داده‌های بالشتک‌ها انجام می‌شود [۴۴].

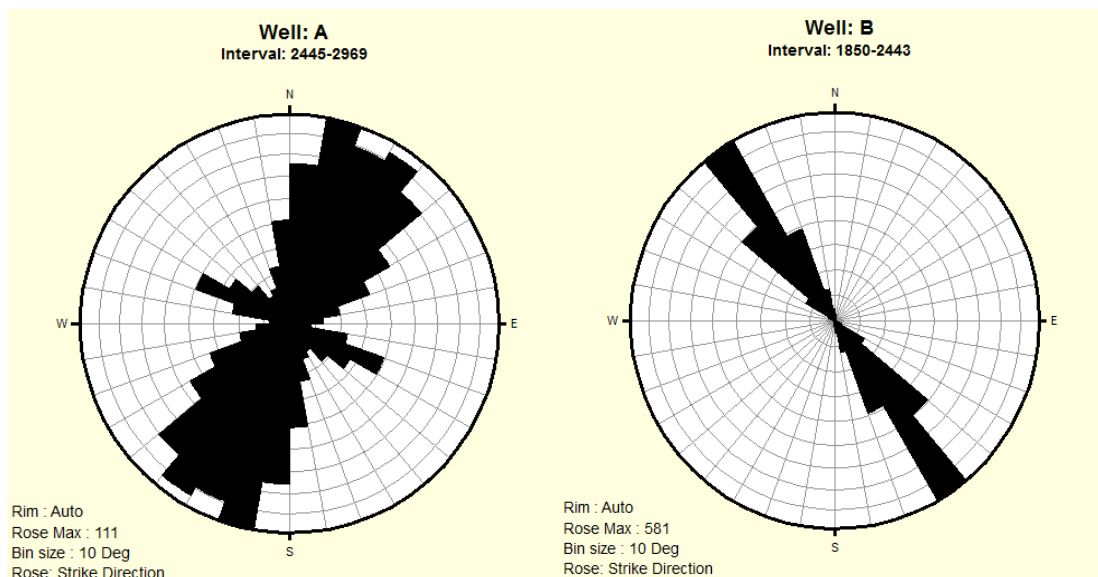
سطوح یا مرزهای لایه‌بندی به وسیله خطوطی که به‌طور ناگهانی تفاوت مقاومت‌ویژه بالایی نشان می‌دهند و در تمام عرض چاه مشاهده می‌شوند قابل شناسایی هستند. همان‌طور که در شکل ۴-۱۲ مشاهده می‌شود این خطوط به راحتی بر روی نگارهای تصویری قابل تشخیص هستند. در این شکل علاوه بر صفحات لایه‌بندی که به صورت منحنی‌های سینوسی مشخص شده‌اند، شیب (بین صفر تا ۹۰ درجه) و آزیموت (بین صفر تا ۳۶۵ درجه) آن‌ها نیز محاسبه گردیده و نمایش داده شده است. در صورتی که دقت تشخیص صفحات لایه‌بندی در تصاویر، در بازه صفر تا یک تقسیم‌بندی شوند دوایر مشکی نشان‌دهنده دقت بالای ۰/۵ و دوایر سفید نشان‌دهنده دقت زیر ۰/۵ می‌باشند.

¹ Bedding

طبق شکل ۴-۱۳، روند کلی لایه‌بندی در چاه A، شمال شرق - جنوب غرب و در چاه B، شمال غرب - جنوب شرق می‌باشد. بر اساس این شکل می‌توان گفت چاه B، دارای امتدادی مشابه امتداد رشته کوه‌های زاگرس (شمال غرب - جنوب شرق) می‌باشند.



شکل ۴-۱۲: نمایش مرز لایه‌بندی‌ها در دو چاه A و B، به همراه شیب و آزیموت آن‌ها.



شکل ۴-۱۳: نمایش روند کلی لایه‌بندی در دو چاه A و B.

۴-۵ سرشت‌نمایی شکستگی‌ها بر روی لاگ FMI

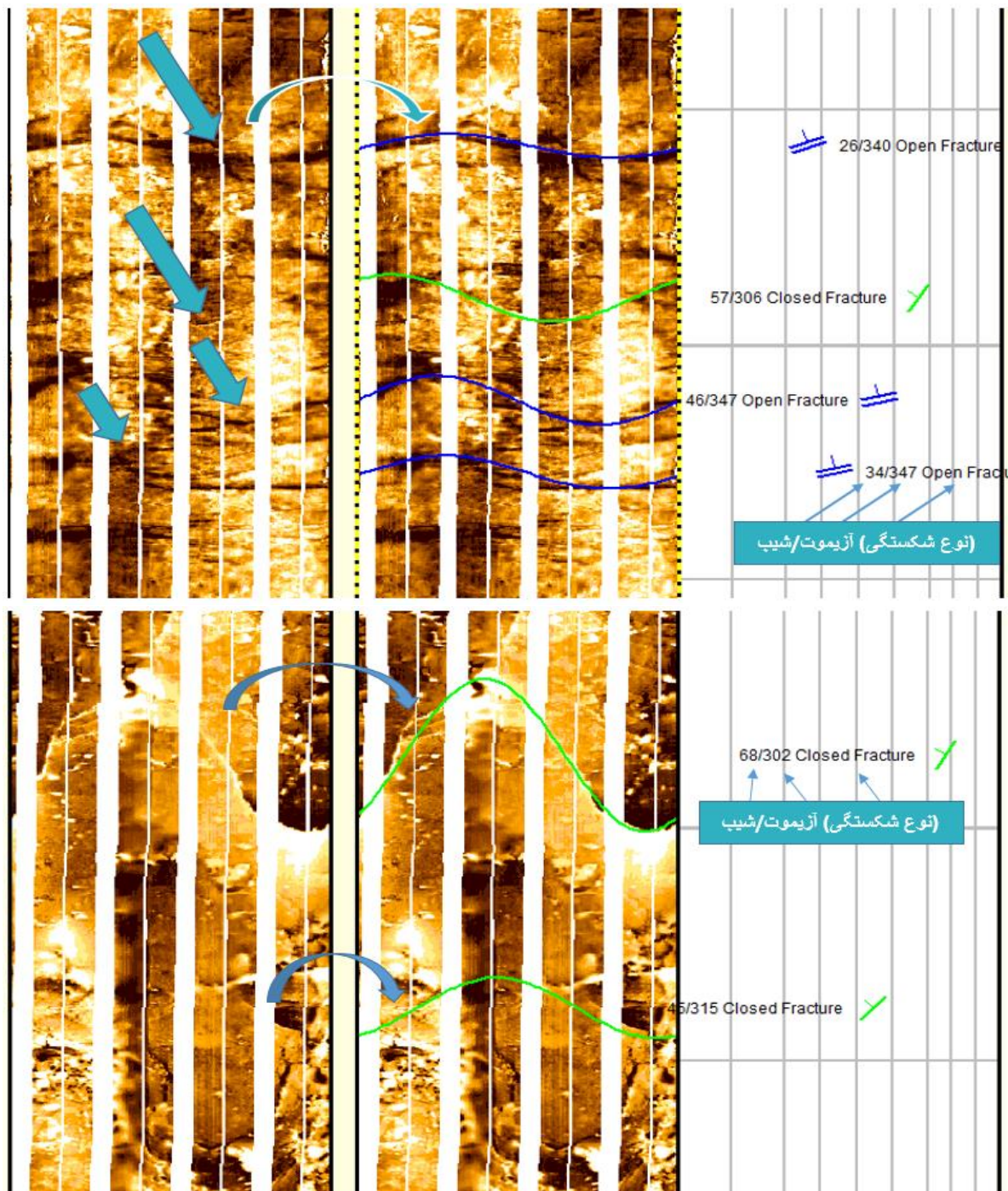
اغلب شکستگی‌ها به شکل پدیده‌های مجزا در سازندها قرار ندارند و به‌طور کلی شکستگی‌ها در پشت زمینه صفحات لایه‌بندی مخفی هستند، بنابراین پیدا کردن شکستگی‌ها در نمودارهای تصویری به دلیل این‌که پوشش کمی در تصویر دارند، سخت‌تر و پیچیده‌تر از صفحات لایه‌بندی است. لایه‌بندی‌ها صفحاتی موازی و با دامنه تقریباً مشابه و ثابت می‌باشند [۱۴].

با توجه به قدرت تفکیک‌پذیری بالای تصویرگر FMI، درصد بالایی از شکستگی‌ها بر روی آن قابل تشخیص است که می‌توان شیب و آزیموت آن‌ها را به‌دست آورد.

پس از تشخیص لایه‌بندی‌ها در تمام طول دو چاه A و B، شکستگی‌هایی که می‌توان از آن‌ها یک صفحه گذراند را با توجه به لیتولوژی چاه و بر اساس شکل و الگوی پدیده مورد نظر به صورت دستی در تمام طول دو چاه تشخیص داده شدند (شکل ۴-۱۴).

همان‌طور که در شکل ۴-۱۴ دیده می‌شود، صفحات شکستگی مشاهده شده در تصویر سمت چپ (خطوط سینوسی نازک تیره و روشن) که با فلش با آن‌ها اشاره شده است، در تصویر کنار با انتخاب دستی آن‌ها به

عنوان شکستگی باز (خطوط تیره) و یا بسته (خطوط روشن) به ترتیب به صورت منحنی سینوسی آبی و سبز، به همراه شیب و آزمون آن‌ها مشخص گردیده است.



شکل ۴-۱۴: نمایش نمونه‌ای از شکستگی‌های باز و بسته در تصاویر FMI دو چاه مورد مطالعه، به همراه شیب و آزمون آن‌ها

بخشی از شکستگی‌های کوچک و یا شکستگی‌هایی که امکان گذراندن یک صفحه از آن‌ها وجود ندارد، توسط ابزار *FMI* ثبت می‌شوند. این شکستگی‌ها که تعداد قابل توجهی نیز دارند و به صورت منحنی سینوسی قابل تفکیک و جدایش نیستند، در سه مرحله شناسایی شدند.

مرحله اول، مسطح کردن تصویر^۱ است؛ با استفاده از اطلاعات مراحل قبل، تمام لایه‌بندی‌ها که به صورت خطوط سینوسی مشخص شده بودند و هرکدام شیب و آزمون مشخصی داشتند، به صورت هموار و مسطح تبدیل می‌شوند [۴۴].

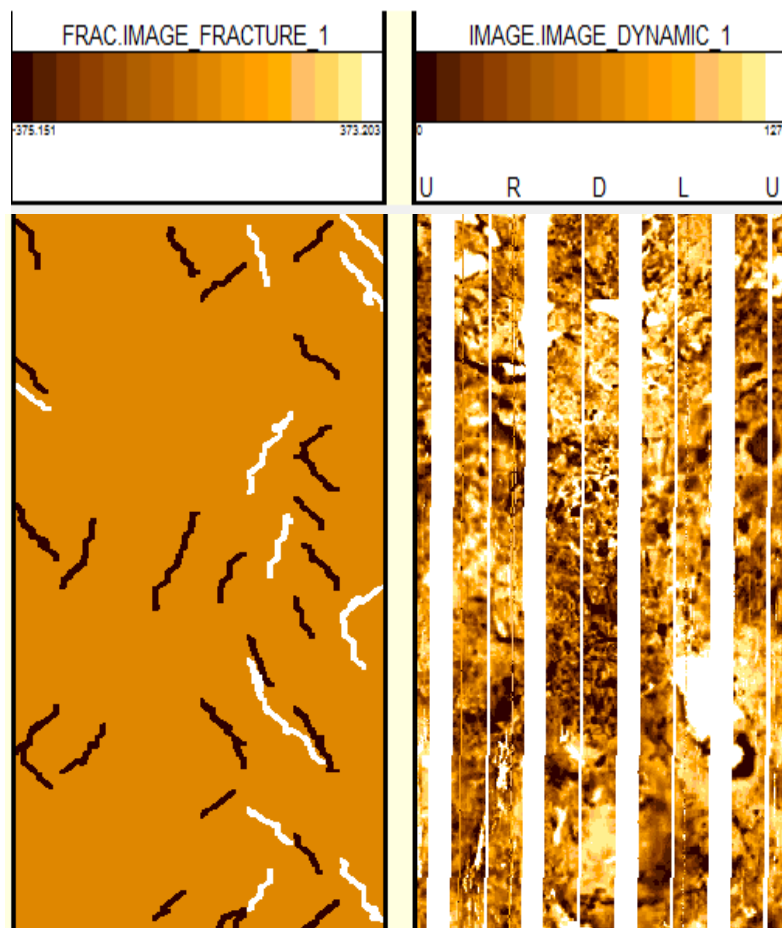
مرحله دوم پیش‌پردازش^۲ است، که در آن شکستگی‌های افقی حذف و شکستگی‌های غیرافقی در تصویر ورودی از مرحله اول تقویت می‌شوند. در واقع با اعمال دو فیلتر بالاگذر گرادیان و لاپلاسیان، عملیات هموارسازی تصویر به‌منظور بارز کردن شکستگی‌ها و جداسازی آن‌ها از زمینه انجام می‌شود [۴۴].

مرحله سوم و پایانی تشخیص شکستگی‌ها بر روی تصویر تولید شده از مرحله قبل است. شکستگی‌ها بر روی تصویر با توجه به این که باز و یا بسته باشند به‌صورت خطوط تیره و روشن مشخص می‌شوند.

برای نمونه، همان‌طور که در شکل ۴-۱۵ مشاهده می‌شود، در تصویر سمت راست که نشان‌دهنده بخشی از چاه *B* می‌باشد، امکان جدا کردن شکستگی‌های کوچک به‌صورت صفحات سینوسی وجود ندارد، بنابراین پس از شناسایی این شکستگی‌ها طبق مراحل بیان شده، در تصویر سمت چپ نمایش داده شده‌اند که خطوط تیره شکستگی‌های باز و خطوط سفید شکستگی‌های بسته را نمایش می‌دهند.

¹ Image flattening

² Preprocessing

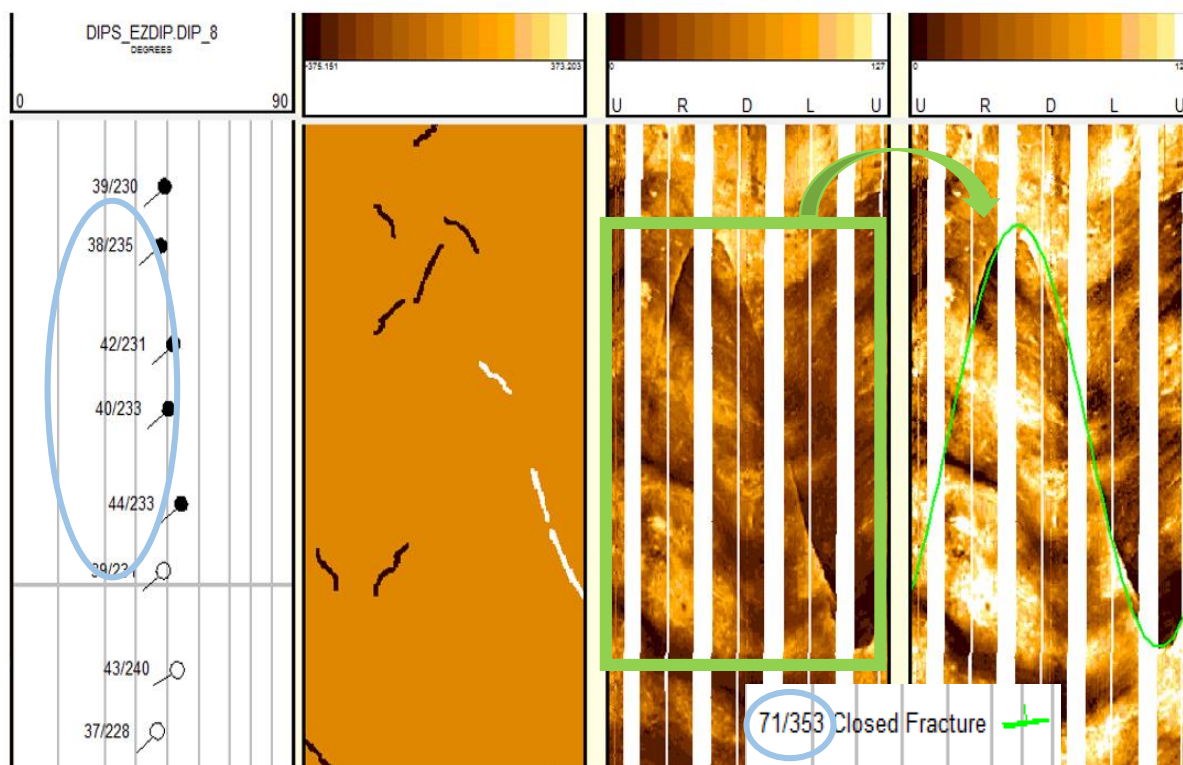


شکل ۴-۱۵: تشخیص شکستگی‌های کوچک در نگار *FMI*، خطوط روشن شکستگی بسته و خطوط تیره شکستگی باز.

شکستگی‌های حاصل از عملیات حفاری نیز به صورت دستی و با بررسی نمودارهای قطر سنج و الگوهای مشخصی قابل شناسایی می‌باشند.

با توجه به تعداد بالای شکستگی‌ها در دیواره دو چاه مورد مطالعه، در ادامه نمونه‌هایی از نحوه تشخیص شکستگی از روی نگار *FMI* آورده شده است و در پایان نتایج کامل شناسایی شکستگی‌ها بیان می‌شود. در برخی اعماق مانند عمق ۲۹۰۵ متری چاه *A* و یا ۲۳۷۳ متری چاه *B*، منحنی سینوسی شکستگی‌ها به وضوح قابل تشخیص و نمایش هستند.

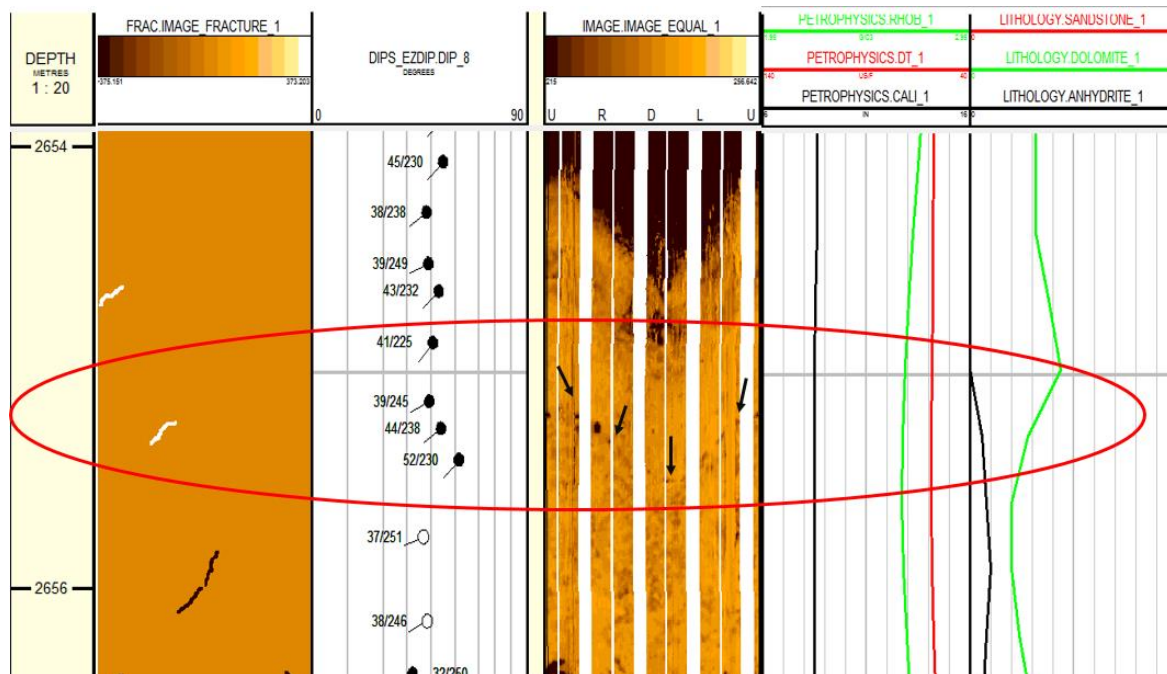
به طور مثال منحنی سینوسی روشن (شکستگی بسته) که خطوط لایه‌بندی را قطع کرده است در شکل ۴-۱۶ به صورت واضح قابل تشخیص بوده و با مشخص کردن صفحه آن به صورت دستی، شیب و آزیموتش نیز مشخص گردیده است. به منظور تأیید تشخیص، می‌توان مشاهده کرد که در این عمق تغییر چندانی در شیب لایه‌بندی وجود ندارد ولی تفاوت بسیار زیادی بین شیب لایه‌بندی‌ها و شیب شکستگی مورد نظر مشاهده می‌شود.



شکل ۴-۱۶: نمایش شکستگی بسته به صورت منحنی سینوسی روشن در نگار *FMI*.

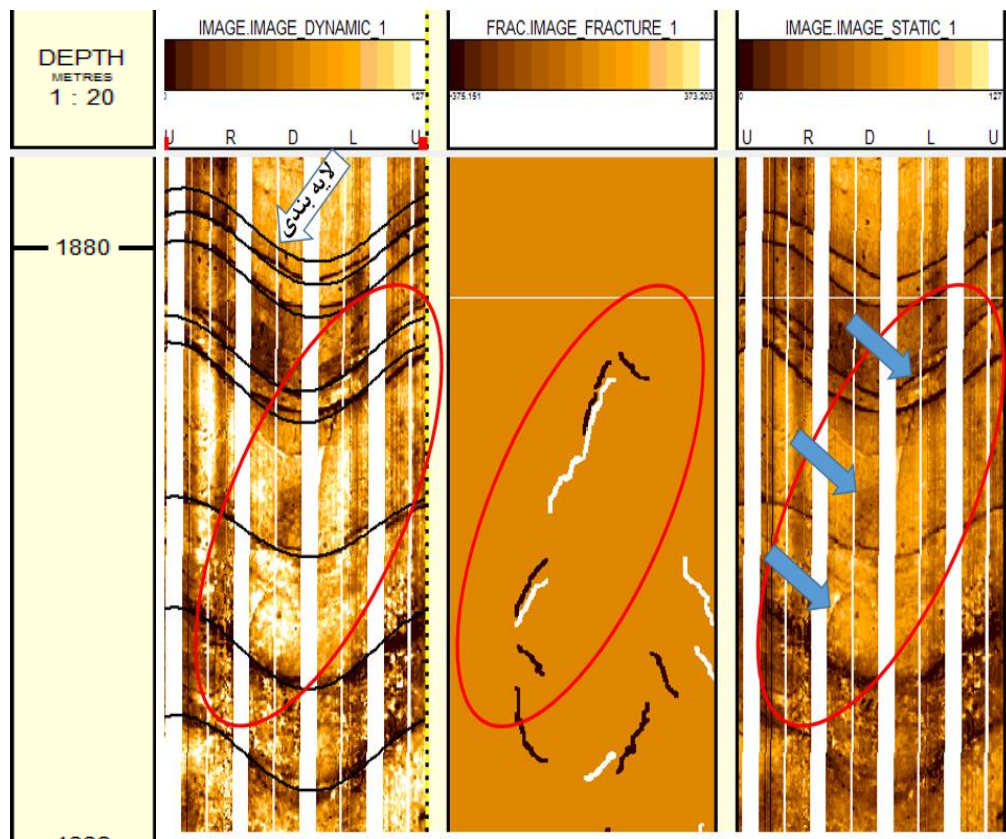
در اعماقی مانند عمق ۲۶۵۵ متری چاه *A* و یا عمق ۱۸۹۲ متری از چاه *B*، منحنی ناپیوسته سینوسی تیره مشاهده می‌شود که با توجه به تغییر ناگهانی شیب لایه‌بندی در این عمق ممکن است یک شکستگی باز در نظر گرفته شود که با بررسی دقیق‌تر مشخص شد که تنها یک صفحه لایه‌بندی می‌باشد. همان‌طور که در شکل ۴-۱۷ مشاهده می‌شود نمودارهای صوتی، قطرسنج و چگالی تغییر چندانی در این عمق نداشته‌اند و

تقریباً مقدار ثابتی دارند ولی با توجه به نمودار لیتولوژی که مقدار دولومیت کاهش و مقدار انیدریت افزایش یافته، این نکته می‌تواند نشان‌دهنده تغییر لایه‌بندی باشد، نبود شکستگی در تصویر شکستگی‌های غیر صفحه‌ای نیز این مطلب را تأیید می‌کند.



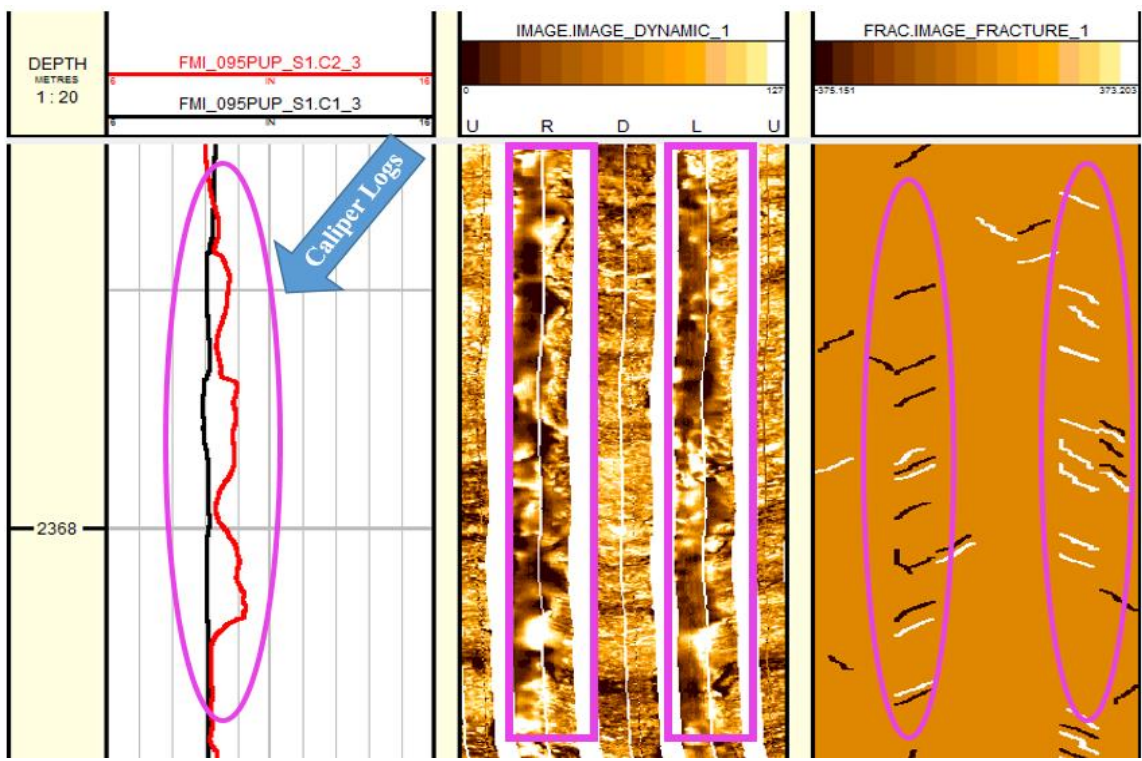
شکل ۴-۱۷: نمایش تفاوت صفحه لایه‌بندی با صفحه شکستگی با توجه به لیتولوژی و نمودارهای پتروفیزیکی

در شکل ۴-۱۸ خطوط شکستگی به‌طور تقریباً واضح در قسمت‌هایی از دیواره چاه B، در اعماق حدود ۱۸۸۰ تا ۱۸۸۱ متری دیده می‌شوند ولی همان‌طور که در این شکل مشخص است امکان گذراندن یک صفحه از آن‌ها وجود ندارد، این دسته از شکستگی‌ها در تصویر به‌صورت خطوط ناپیوسته تیره (شکستگی‌های باز) و روشن (شکستگی‌ها بسته) مشخص شدند.

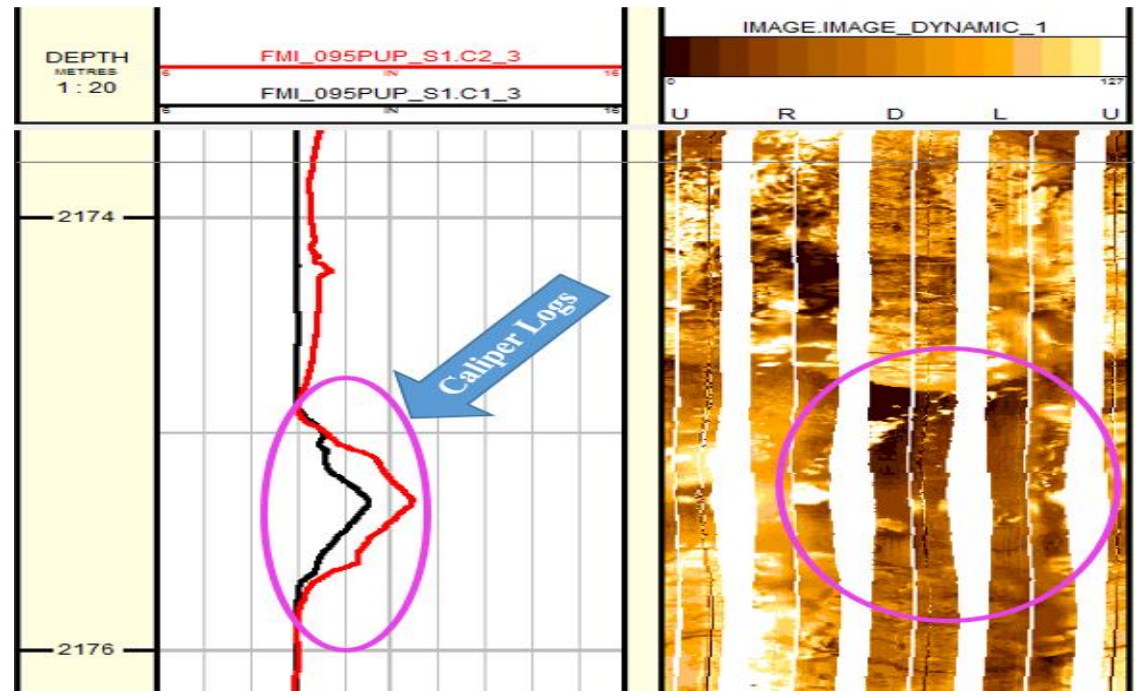


شکل ۴-۱۸: نمایش شکستگی‌های کوچک در دیواره چاه به صورت خطوط ناپیوسته تیره (شکستگی‌های باز) و روشن (شکستگی‌های بسته).

در بخش‌های زیادی از هر دو چاه مورد مطالعه، خردشدگی و ریزش دیواره چاه مشاهده شده است. در شکل ۴-۱۹، نمونه‌ای از تشخیص خردشدگی دیواره چاه که در عمق حدود ۲۳۶۷ تا ۲۳۶۸ متری چاه B قرار دارد، به صورت خطوط تیره و پهن بر روی تصویر پویا در طول دیواره چاه نمایش داده شده است. ثابت ماندن یکی از نمودارهای قطرسنج و بیشتر شدن نمودار قطرسنج دوم در سمت چپ و نمایش شکستگی‌های کوچک غیر صفحه‌ای در محل خردشدگی دیواره چاه در سمت راست، این تشخیص را تأیید می‌کند. برای مثال نمونه‌ای از حل‌شدگی دیواره چاه، در عمق حدود ۲۱۷۵ متری چاه B در شکل ۴-۲۰ دیده می‌شود که توسط نمودار قطرسنج تأیید می‌شود (هر دو نمودار قطرسنج افزایش ناگهانی داشتند).



شکل ۴-۱۹: نمایش خردشدگی دیواره چاه در تصاویر *FMI* و تغییرات ایجاد شده در نمودار قطر سنج



شکل ۴-۲۰: نمایش ریزش دیواره چاه در تصاویر *FMI* و تغییرات ایجاد شده در نمودار قطر سنج

۴-۵-۱ شناسایی شکستگی‌ها در دو چاه A و B

نمودارگیری در چاه A، از عمق ۲۴۴۹/۵ تا ۲۹۶۹/۵ و در چاه B از عمق ۱۸۴۴ تا ۲۴۴۶/۶ متری انجام شده است. ولی به دلیل وجود داده با نوفه بالا و عدم صحت داده‌ها در ابتدا و انتهای نمودارگیری و همین‌طور کامل نبودن ارزیابی‌های پتروفیزیکی و تفسیر شکستگی‌ها، بازه مورد مطالعه در این پایان‌نامه در چاه A از عمق ۲۴۵۴ تا ۲۹۶۹ متری و در چاه B از عمق ۱۸۵۰ تا ۲۴۴۳ متری در نظر گرفته شده است. در نهایت پس از مطالعه و بررسی تمام طول دو چاه، مجموعاً ۲۶۲ شکستگی در چاه A و ۶۲ شکستگی در چاه B مشاهده شد (جدول ۴-۱).

جدول ۴-۱: تعداد گسل، شکستگی‌های باز و بسته شناسایی شده در دو چاه A و B

چاه	چاه A	چاه B
تعداد شکستگی‌های باز	۵۶	۱۵
تعداد شکستگی‌های بسته	۲۰۶	۴۷
تعداد گسل	۱	—
مجموع	۲۶۳	۶۲

پس از تشخیص شکستگی‌ها، با توجه به این‌که تعداد شکستگی‌ها در هر ناحیه زیاد و دارای وضعیت‌های مختلف است و مطالعه انفرادی آن‌ها نتیجه‌ای نخواهد داشت، پس برای به‌دست آوردن بیشینه‌های آماری آن‌ها، این شکستگی‌ها را در شبکه استریونت^۱ ترسیم می‌نماییم. در این مطالعه با ترسیم نمودار گل‌سرخ^۲ در شبکه اشمیت^۳، امتداد کلی شکستگی‌ها مورد بررسی قرار گرفت.

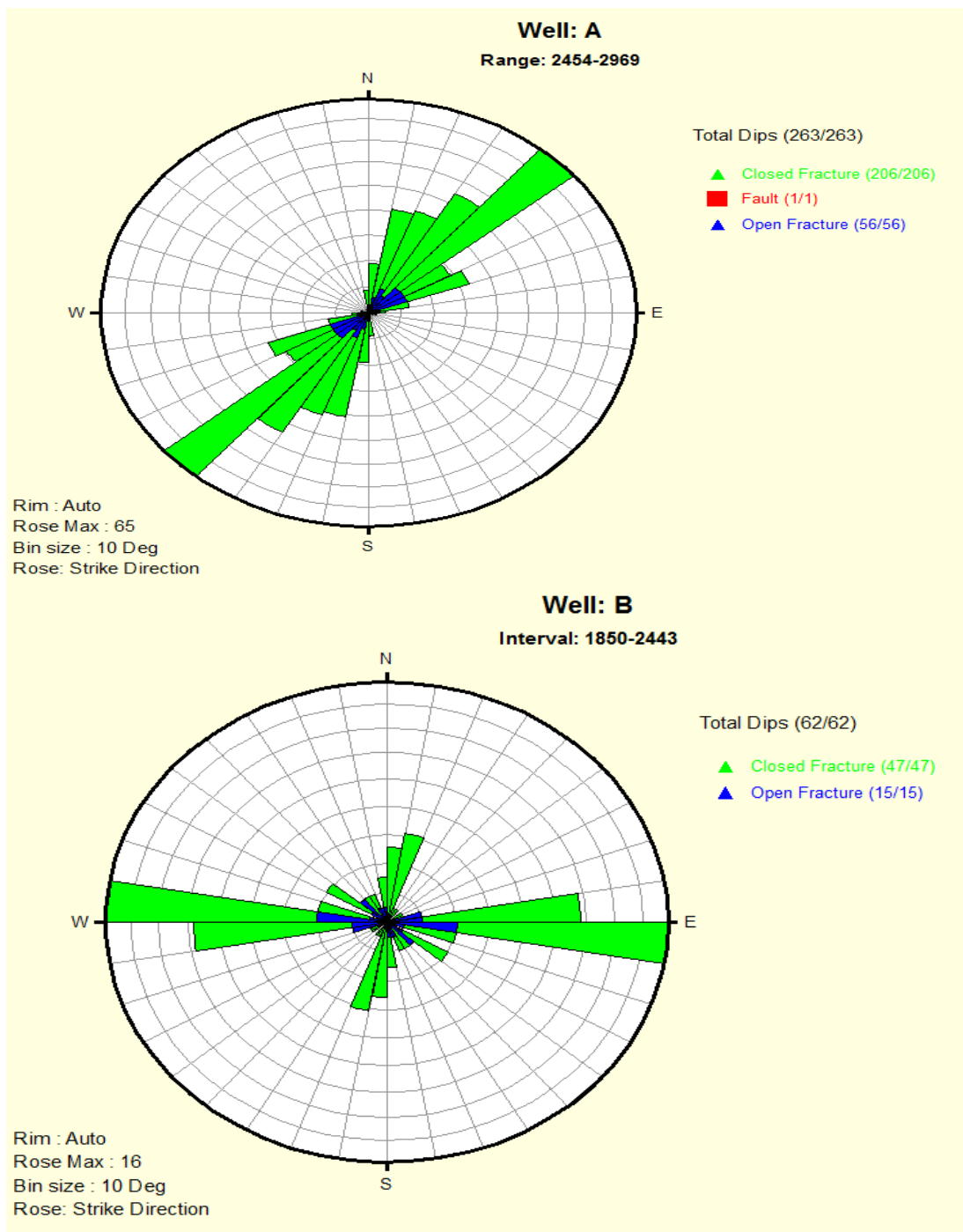
^۱ Stereonet

^۲ Rose diagram

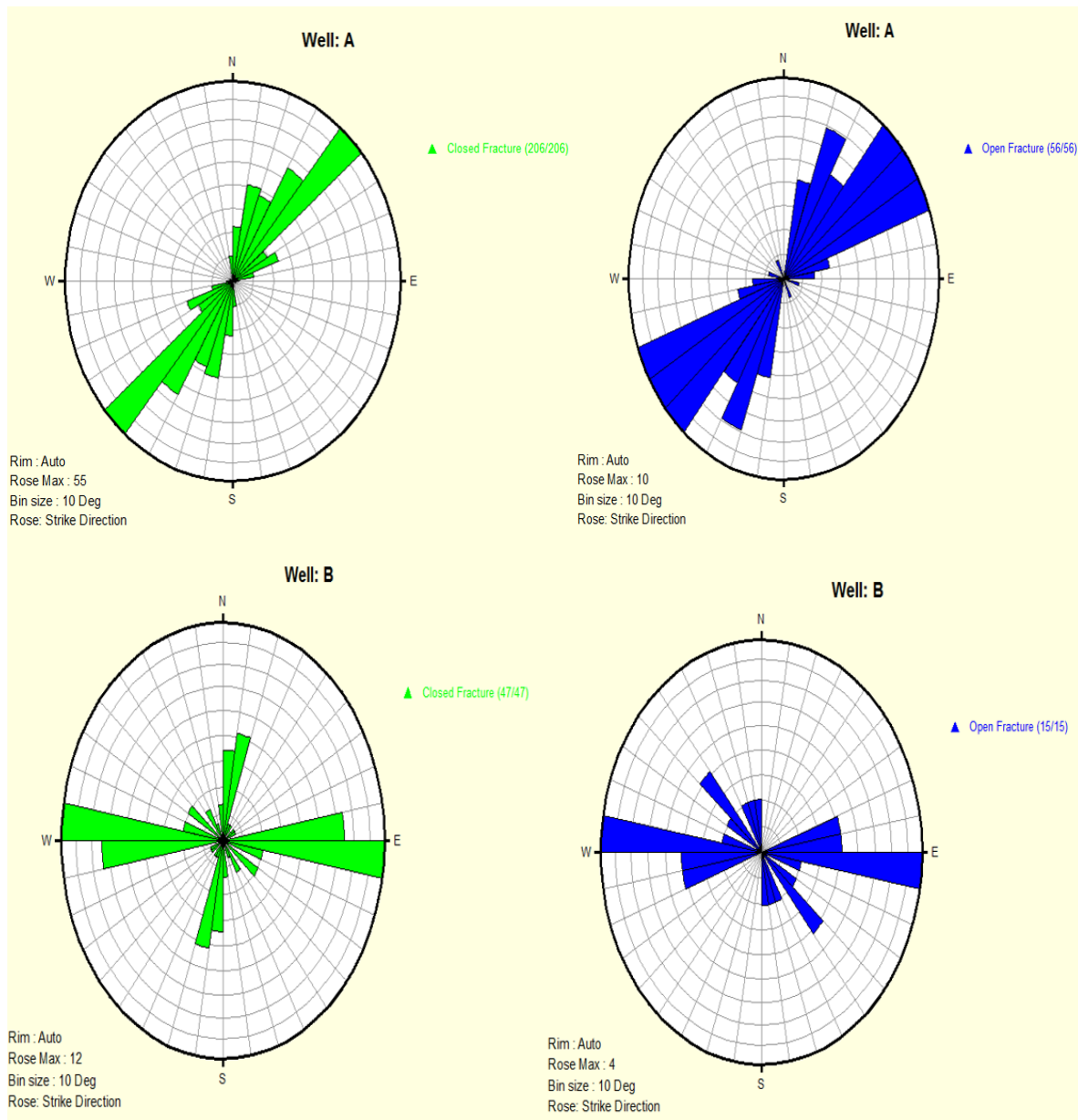
^۳ Schmidt Stereonet

با توجه به نمایش روند کلی شکستگی‌ها در شکل ۴-۲۱، می‌توان نتیجه گرفت که غالب شکستگی‌ها (باز و بسته) در چاه A، دارای روند شمال شرق - جنوب غرب می‌باشند و چاه B دارای دو روند کلی است که می‌توان استنباط کرد که غالب شکستگی‌ها روند تقریبی شرق - غرب دارند.

در هر دو چاه روند شکستگی‌های باز و بسته به‌طور جداگانه نیز دارای روندی مشابه با روند کلی شکستگی‌ها می‌باشند (شکل ۴-۲۲).



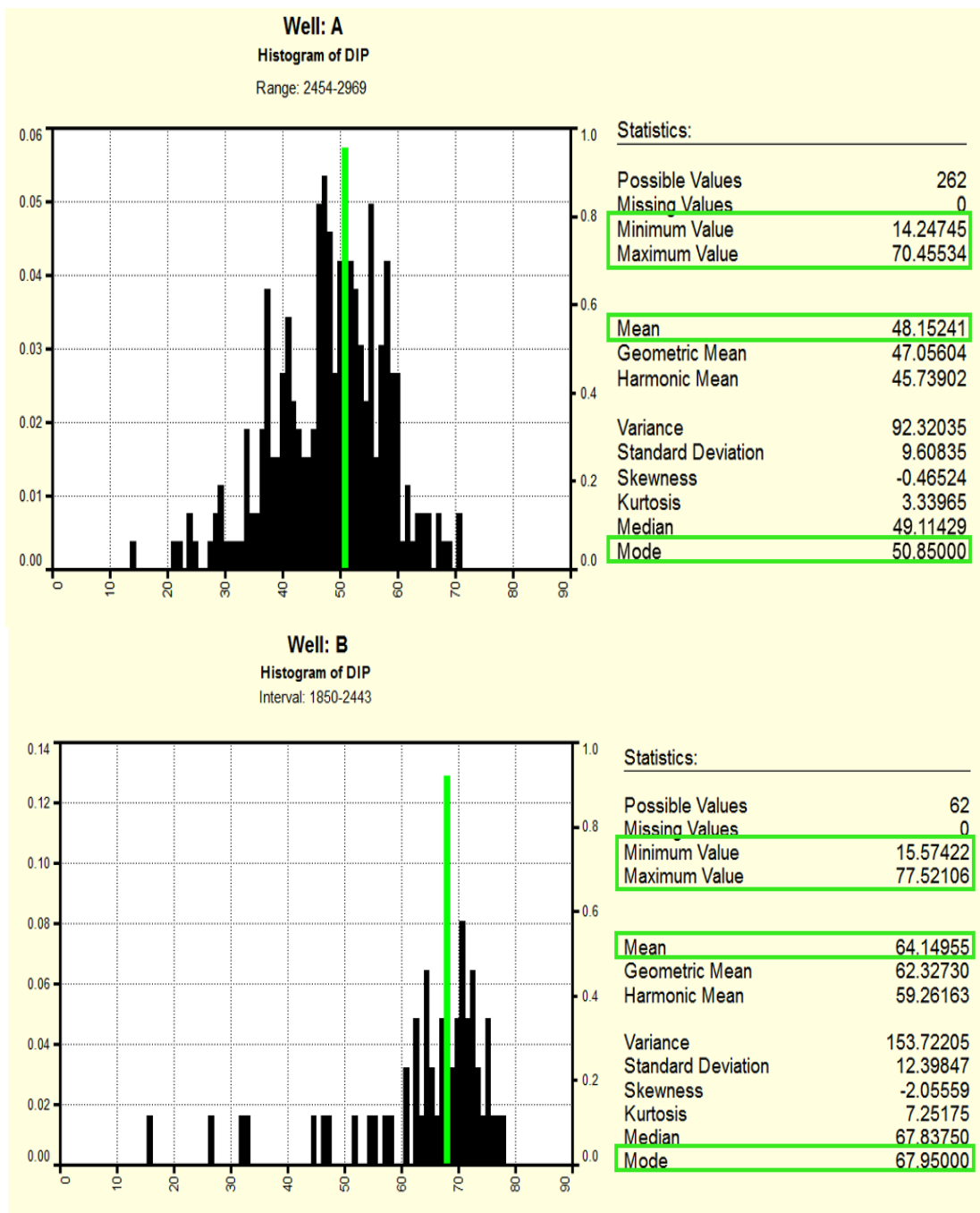
شکل ۴-۲۱: نمایش روند کلی شکستگی‌های موجود در دو چاه *A* و *B*



شکل ۴-۲۲: نمایش روند کلی شکستگی‌های باز و بسته به صورت جداگانه در دو چاه *A* و *B*.

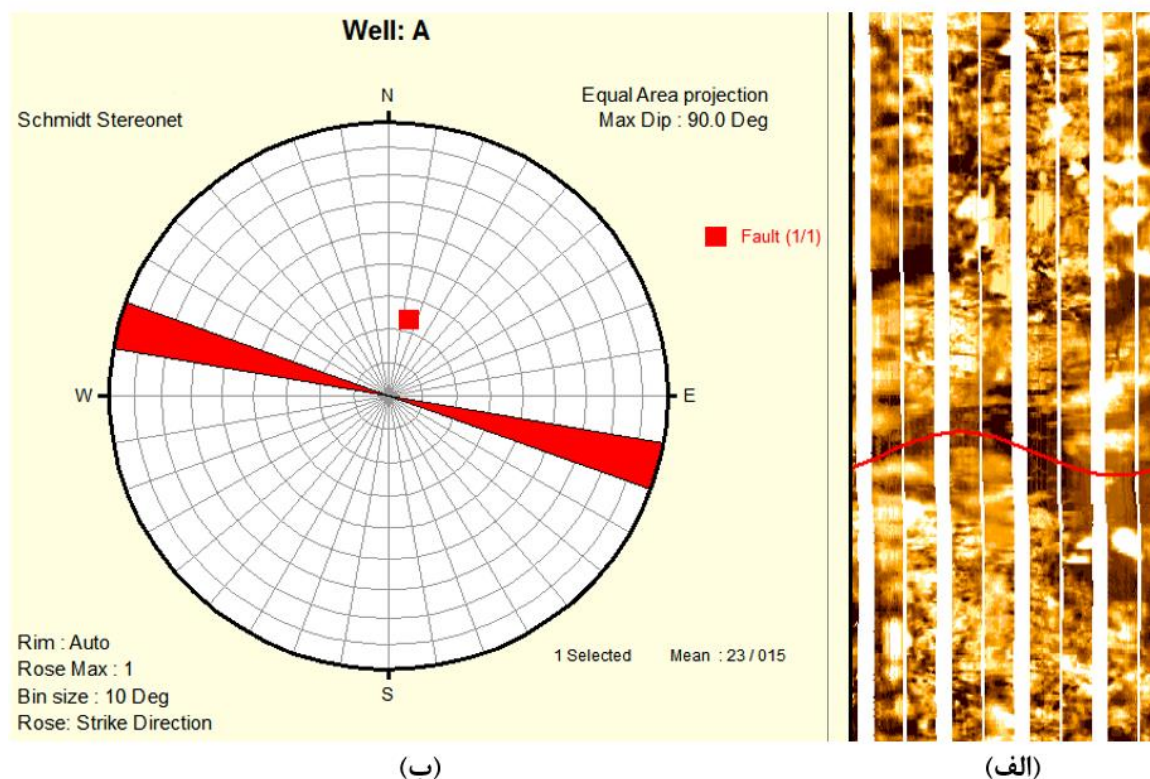
میانگین شیب شکستگی‌ها در چاه *A*، $48/15$ درجه و در چاه *B*، $64/15$ درجه می‌باشد و شیب 51 درجه

در چاه *A* و شیب 68 درجه در چاه *B*، بیشترین فراوانی را دارند (شکل ۴-۲۳).



شکل ۴-۲۳: نمودار فراوانی شیب شکستگی‌های باز و بسته در چاه A و B.

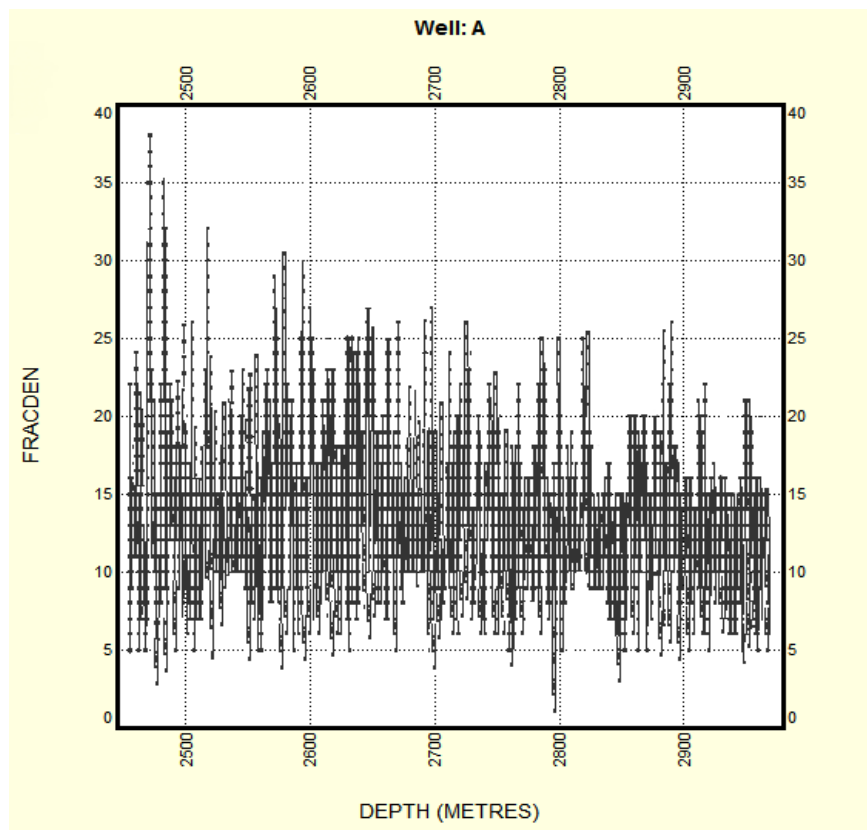
منحنی سینوسی قرمز در شکل ۴-۲۴ الف، صفحه گسل تشخیص داده شده در چاه A را نشان می‌دهد. شیب گسل تعیین شده، ۲۳ درجه با آزیموت ۱۷ درجه از شمال به سمت شرق (N17E) می‌باشد (شکل ۴-۲۴، ب). مطابق این شکل روند کلی گسل تقریباً شمال غرب- جنوب شرق می‌باشد.



شکل ۴-۲۴: الف) نمایش گسل تشخیص داده شده بر روی نگار FMI، ب) نمایش روند کلی گسل در چاه A.

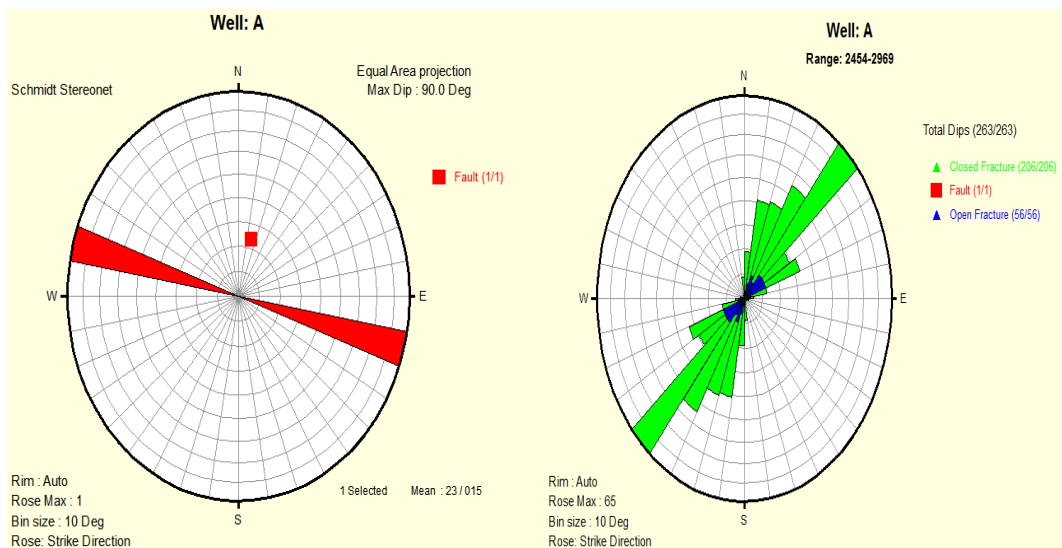
۴-۵-۱-۱ محاسبه تراکم شکستگی‌ها در دو چاه A و B

پس از انتخاب شکستگی‌ها در چاه مورد نظر، محاسبه تراکم شکستگی‌ها انجام شد و همان‌طور که در شکل ۴-۲۵ مشاهده می‌شود، بالاترین تراکم شکستگی با ۳۸ شکستگی در عمق ۲۴۶۹ متری و کمترین میزان تراکم با ۴ شکستگی در اعماق ۲۴۵۴، ۲۵۰۶ و ۲۷۶۲ متری قرار دارد.



شکل ۴-۲۵: نمایش تراکم شکستگی‌ها در چاه A

با توجه به شکل ۴-۲۵، چند بازه عمقی ۲۴۶۹ تا ۲۴۷۱، ۲۴۸۱، ۲۴۸۲، ۲۵۱۷، ۲۵۹۳، ۲۶۴۸، ۲۶۶۲ و ۲۶۶۳ متری دارای بیش‌ترین مقادیر تراکم شکستگی‌ها در چاه A می‌باشند. وجود گسل می‌تواند یکی از دلایل بالا بودن تراکم شکستگی‌ها باشد، با توجه به این‌که، گسل در عمق ۲۹۱۳ متری چاه A قرار دارد، همان‌طور که در شکل ۴-۲۵ مشاهده می‌شود، در این عمق میزان تراکم شکستگی‌ها افزایشی پیدا نکرده است در نتیجه گسل تأثیری بر ایجاد شکستگی‌ها در این چاه نداشته است. عدم تطابق روند شکستگی‌ها (شمال شرق - جنوب غرب) و گسل (شمال غرب - جنوب شرق) در این چاه (شکل ۴-۲۶) نیز می‌تواند این موضوع را تأیید نماید.

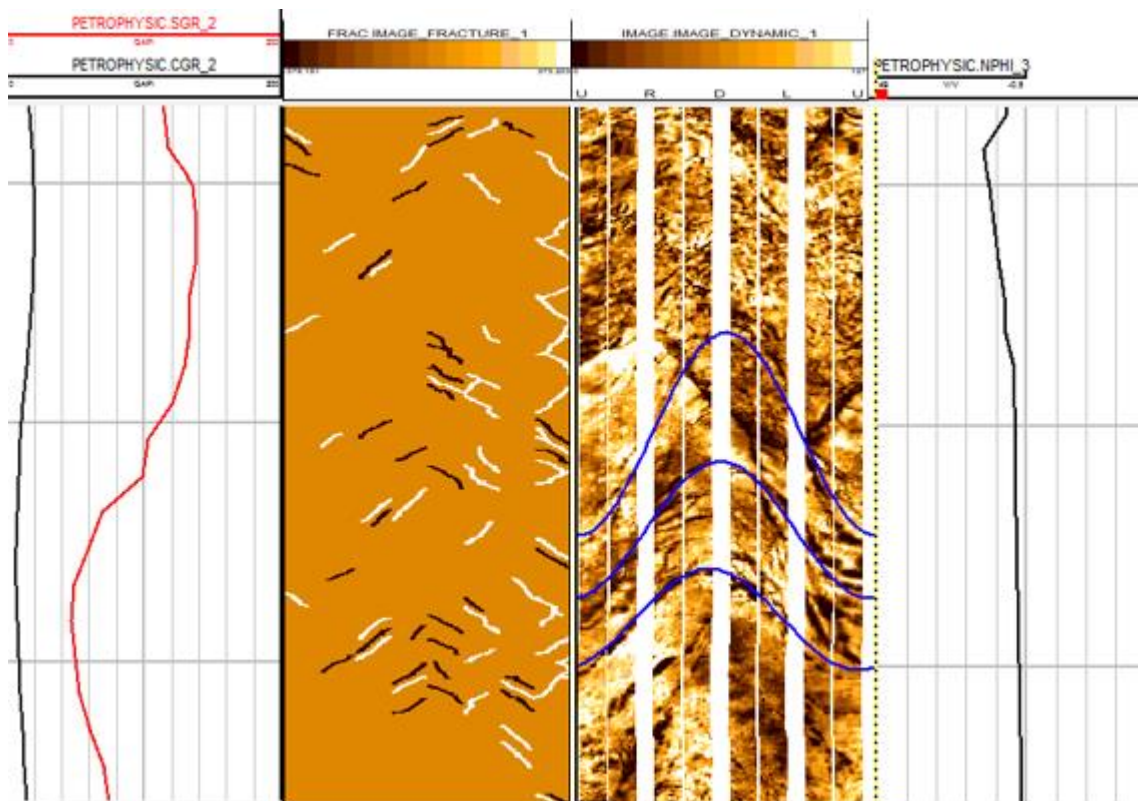


شکل ۴-۲۶: مقایسه روند شکستگی‌ها (سمت راست) و گسل موجود در چاه A (سمت چپ)

علت تغییرات تراکم شکستگی‌ها در چاه A، می‌تواند مربوط به تغییرات سنگ‌شناسی باشد، به‌طور مثال در عمق ۲۴۶۹ متری مطابق شکل ۴-۲۷ مشاهده می‌شود که با کاهش نمودار گاما^۱ (*SGR*) و نوترون^۲ (*NPHI*) که نشان‌دهنده حذف تقریبی شیل و افزایش تخلخل و شروع لایه‌بندی دولومیت در این بخش از سازند است، تراکم شکستگی بالایی داریم.

¹ Total Spectral Gamma Ray

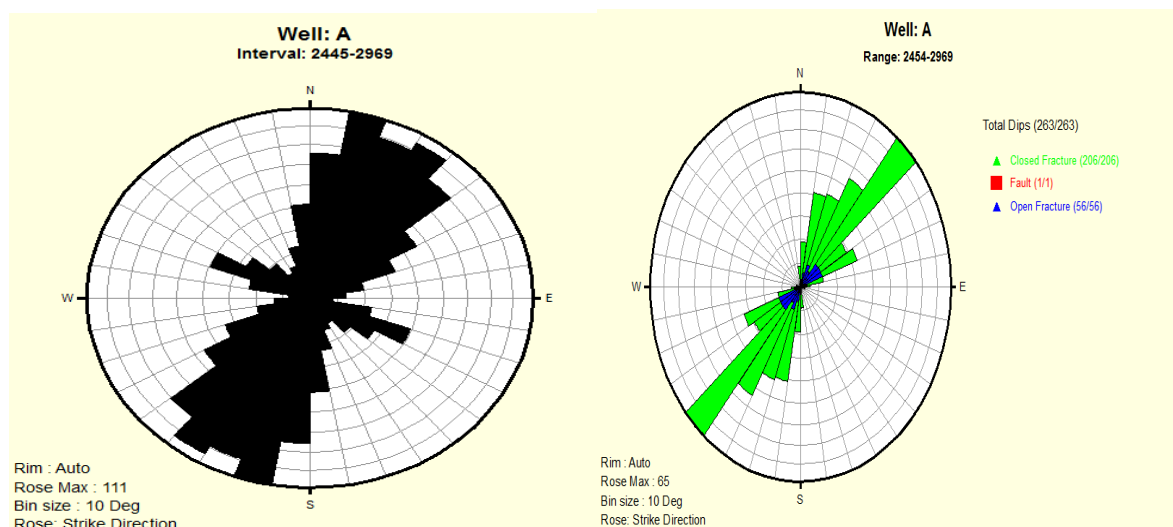
² Neutron porosity



شکل ۴-۲۷: کاهش نمودار گاما در سمت چپ و افزایش نمودار نوترون در سمت راست و افزایش همزمان شکستگی‌های صفحه‌ای و غیرصفحه‌ای در تصویر چاه.

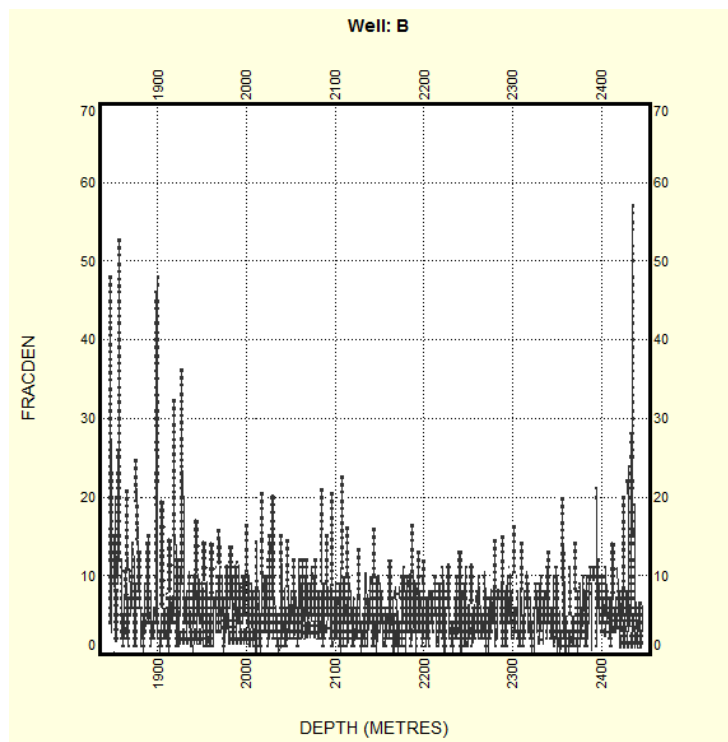
علاوه بر تغییرات سنگ‌شناسی و شروع و اتمام لایه‌بندی، افزایش تراکم شکستگی‌ها می‌تواند در ارتباط با چین‌خوردگی لایه‌ها نیز باشد.

با توجه به این‌که پراکندگی چندانی در تغییرات امتداد شکستگی‌ها در چاه A دیده نمی‌شود، بنابراین آن‌ها را در یک دسته امتداد قرار داده‌ایم. براساس ارتباط امتداد شکستگی‌ها (باز و بسته) نسبت به امتداد لایه‌بندی، تقریباً می‌توان گفت که بیشتر شکستگی‌ها هم امتداد با لایه‌بندی موجود می‌باشند (شکل ۴-۲۸) و با توجه به افزایش تراکم شکستگی‌ها در لایه‌های مقاوم آهکی می‌توان نتیجه گرفت که شکستگی‌ها ممکن است منشأ زمین‌ساختی داشته و در اثر نیرویی که موجب چین‌خوردگی و ایجاد درزه در آن‌ها گردیده، به‌وجود آمده‌اند.



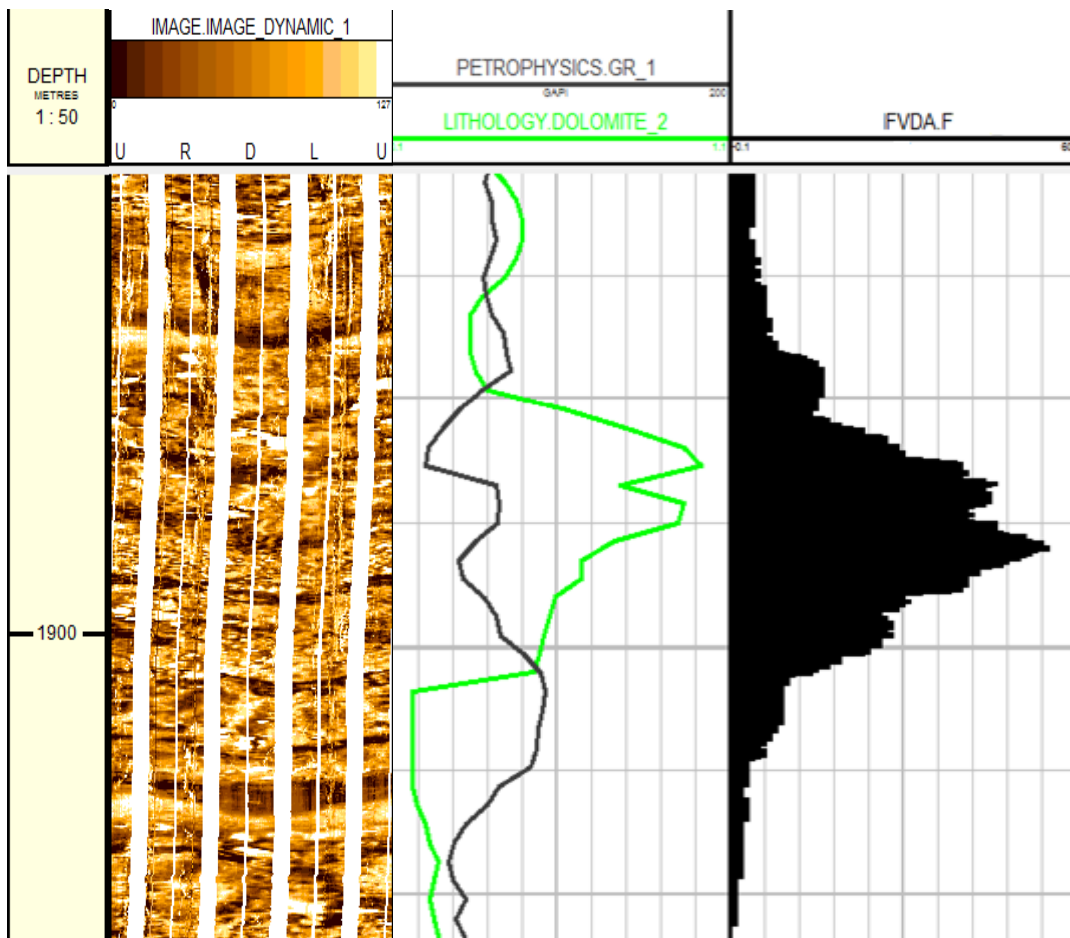
شکل ۴-۲۸: مقایسه روند کلی شکستگی‌ها (سمت راست) و لایه‌بندی‌ها (سمت چپ) در چاه A.

بیش‌ترین تراکم شکستگی‌ها در چاه B، با مقادیر ۵۳، ۴۸ و ۵۷ شکستگی طبق نمودار شکل ۴-۲۹، در بازه عمقی ۱۸۵۵ تا ۱۸۵۶ و ۱۸۹۸ تا ۱۸۹۹ و عمق ۲۴۳۵ متری قرار دارند. در قسمت‌هایی از این چاه، هیچ شکستگی مشاهده نمی‌شود، مانند عمق‌های ۱۸۵۰، ۱۹۰۲ و ۲۳۷۲ متری.



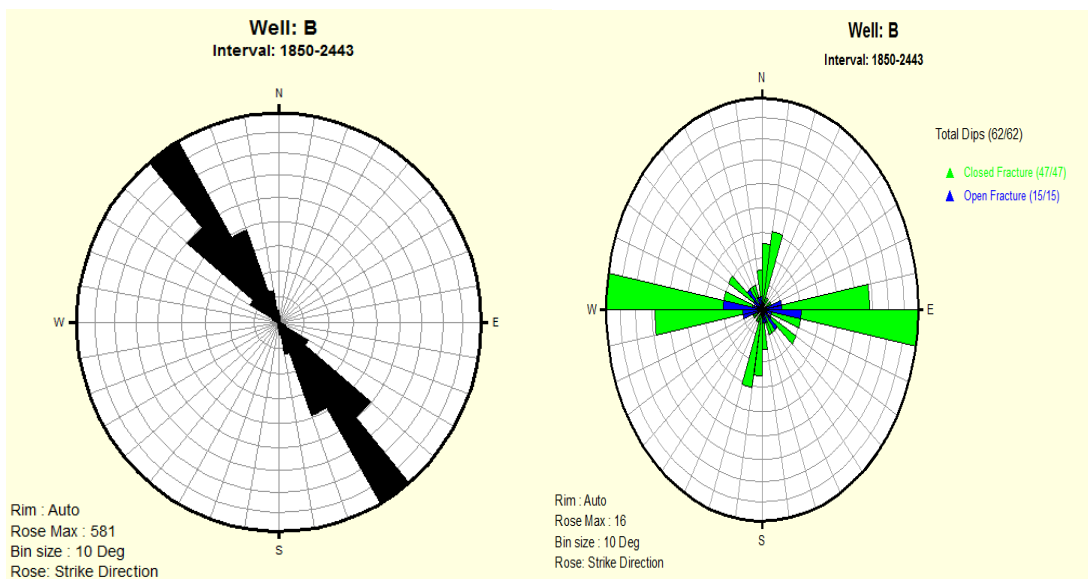
شکل ۴-۲۹: نمایش تراکم شکستگی‌ها در چاه *B*

همان‌طور که در شکل ۴-۳۰ مشاهده می‌شود، در عمق ۱۸۹۹ متری از این چاه کاهش حجم شیل و افزایش حجم دولومیت (تغییرات لایه‌بندی) موجب افزایش تراکم شکستگی‌ها گردیده و همان‌طور که در قسمت پایین آن (عمق حدود ۱۹۰۰) مشاهده می‌شود با کاهش میزان دولومیت و افزایش شیل، کاهش تراکم شکستگی‌ها را داریم.



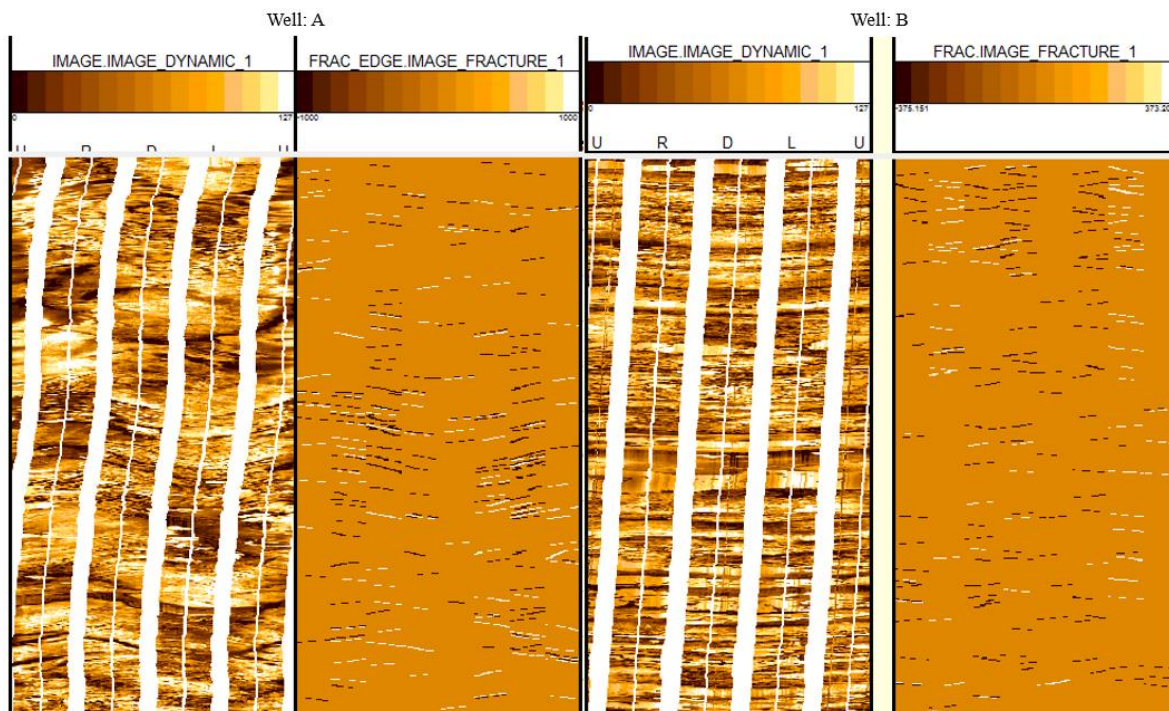
شکل ۴-۳۰: افزایش تراکم شکستگی‌ها در عمق ۱۸۹۹ متری چاه B (نمودار سمت راست) با تغییر لایه‌بندی به صورت افزایش میزان دولومیت (نمودار سبز) و کاهش میزان شیل (نمودار مشکی) و نمایش تصویر چاه (سمت چپ) در این عمق.

در چاه B نیز پراکندگی چندانی در امتداد شکستگی‌ها مشاهده نمی‌شود. بنابراین با مقایسه امتداد لایه‌بندی با امتداد شکستگی‌ها در این چاه (شکل ۴-۳۱) می‌توان نتیجه گرفت که شکستگی‌ها دارای امتداد مورب نسبت به امتداد لایه‌بندی هستند و با توجه به افزایش تراکم شکستگی‌ها در لایه‌های مقاوم آهکی می‌توان نتیجه گرفت که شکستگی‌ها بیش‌تر منشأ زمین‌ساختی داشته و در اثر خمش و چین‌خوردگی لایه‌های دولومیتی به‌وجود آمده‌اند.



شکل ۴-۳۱: مقایسه روند کلی شکستگی‌ها (سمت راست) و لایه‌بندی‌ها (سمت چپ) در چاه B.

افزایش تراکم شکستگی‌ها در اطراف چین‌خوردگی لایه‌ها در هر دو چاه A و B (شکل ۴-۳۲)، می‌تواند تأییدی بر دلایل بیان شده برای بالا بودن تراکم شکستگی‌ها در اعماق مشخص شده باشد. در هر دو چاه تصویر سمت چپ تصویر پویا و تصویر سمت راست نمایش شکستگی‌های غیر صفحه‌ای می‌باشد. همان‌طور مشاهده می‌شود، تقریباً تمام شکستگی‌های غیر صفحه‌ای، پیرو چین‌خوردگی لایه‌بندی‌های مشخص در تصاویر پویا می‌باشند.



شکل ۴-۳۲: نمایش ارتباط افزایش تراکم شکستگی‌ها (تصویر سمت راست) با چین خوردگی لایه‌ها (تصویر سمت چپ) در دو چاه *A* و *B*

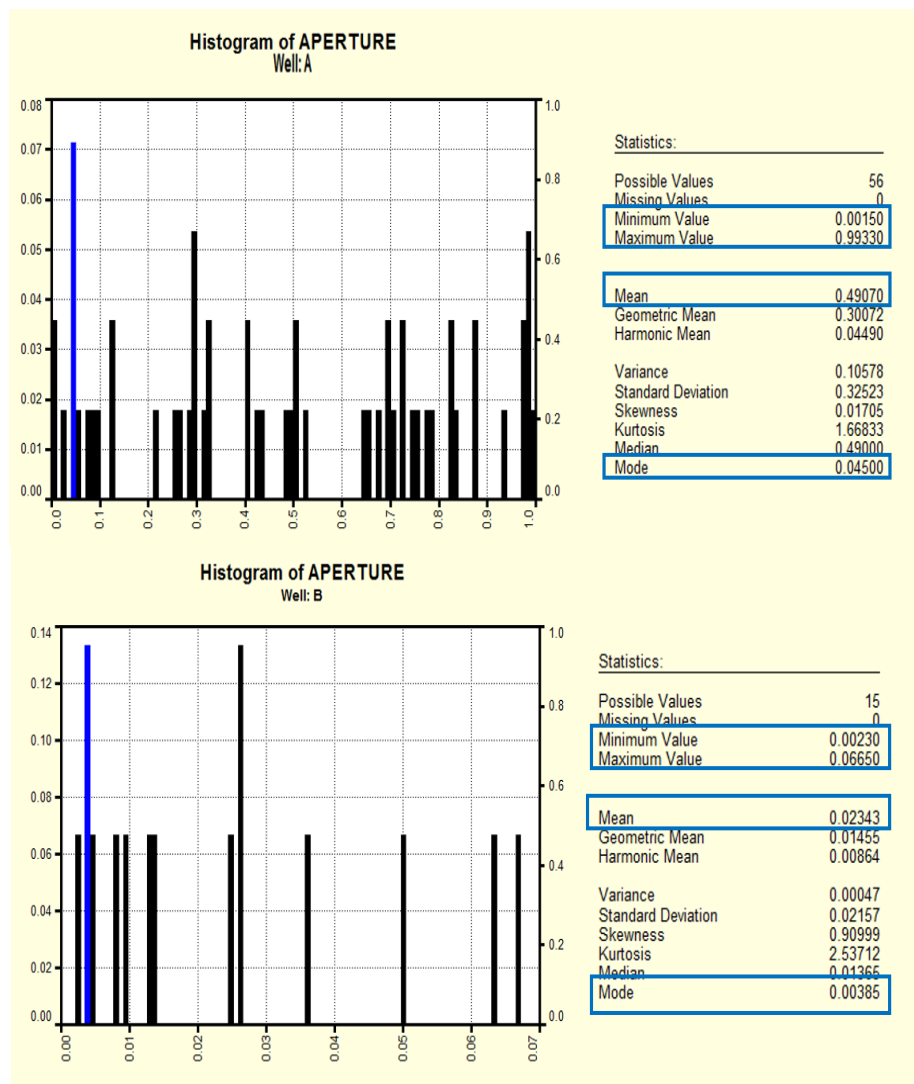
۴-۱-۵-۲ محاسبه بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در دو چاه *A* و *B*

تصویرگر *FMI* پهنای شکستگی‌های بین یک میکرون تا یک میلی‌متر را می‌تواند تعیین کند. برای تعیین شکاف‌های پهن‌تر می‌توان از نمودار تصویری مقاومت ویژه میکرو آزیموتی^۱ (*ARI*) تا حدود ۱۰ میلی‌متر استفاده نمود [۳۰].

با محاسبه بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در دو چاه *A* و *B*، همان‌طور که در نمودار فراوانی آن‌ها (شکل ۴-۳۳) مشاهده می‌شود، میانگین بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه *A*، ۰/۴۹۰۷ میلی‌متر و در چاه *B*، ۰/۲۳۴۳ میلی‌متر می‌باشد و بزرگترین و کوچکترین دهانه به ترتیب در چاه *A*، ۰/۹۹۳۳ و ۰/۰۰۱۵

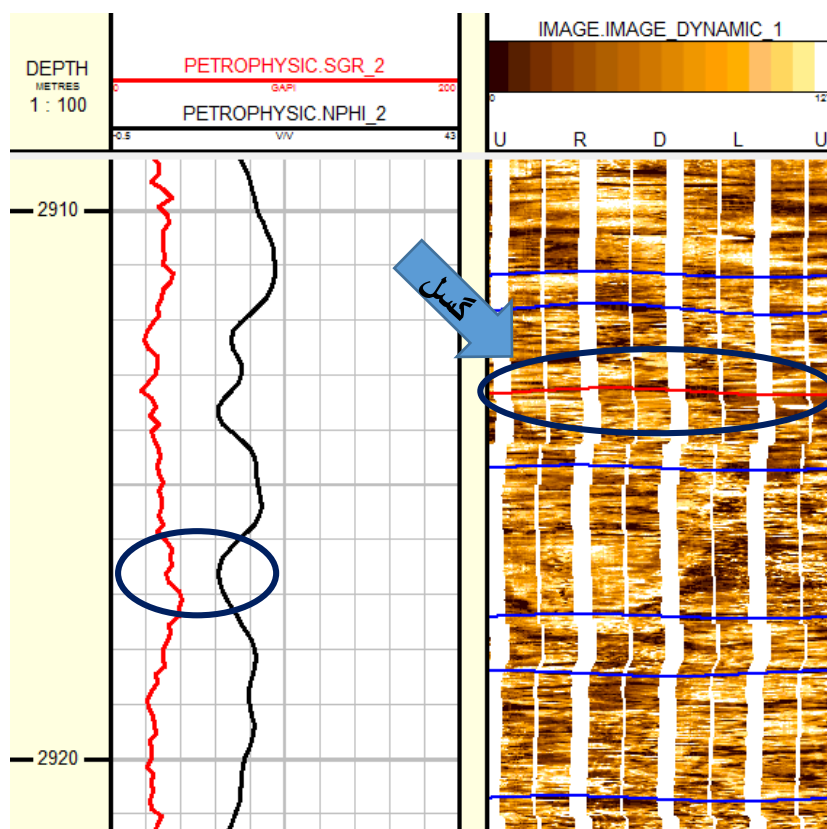
¹ Azimuthal Resistivity Imager

میلی متر و در چاه B به ترتیب 0.0665 و 0.0023 میلی متر می باشد و بالاترین فراوانی میزان بازشدگی دهانه شکستگی در چاه A ، 0.045 میلی متر و در چاه B ، 0.0385 میلی متر می باشد. با تلفیق این اطلاعات با داده های میزان هرزروی گل، موقعیت و تراوایی شکستگی های باز برداشت شده قابل محاسبه و مدل سازی است.



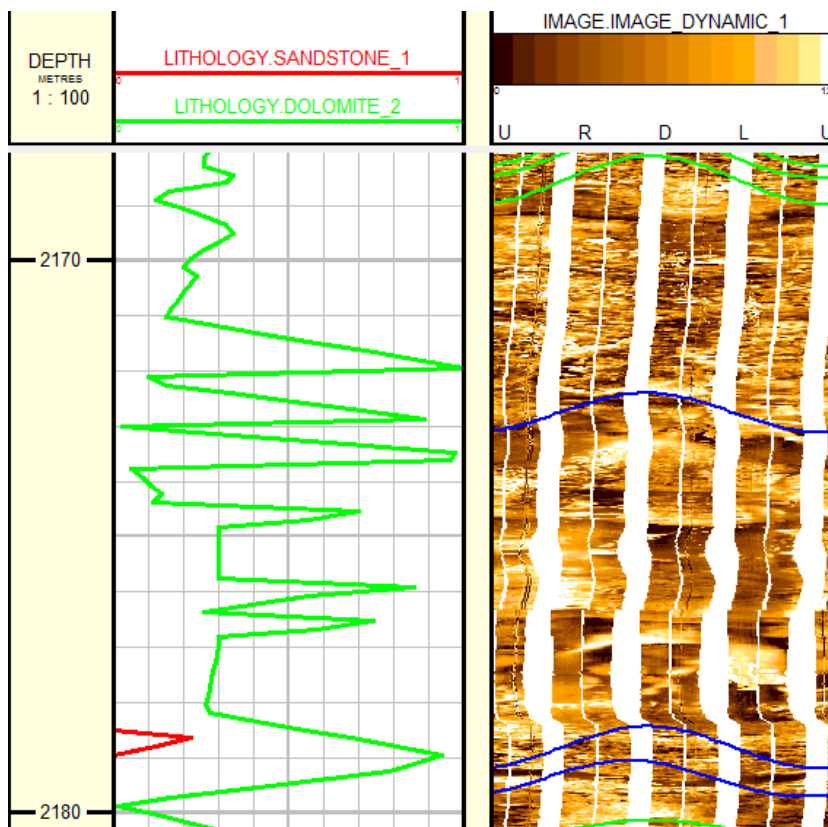
شکل ۴-۳: نمودار فراوانی اندازه بازشدگی دهانه شکستگی ها در دو چاه A و B

ارتباط معناداری بین میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها و عمق در هیچ یک از دو چاه وجود ندارد و نمی‌توان گفت که با افزایش عمق، بازشدگی دهانه شکستگی‌ها کاهش یافته است. در این رابطه بیشترین بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه A مربوط به عمق ۲۹۱۷ متری و در چاه B مربوط به عمق ۲۱۷۳ متری می‌باشد. همان‌طور که در شکل ۴-۳۴ مشاهده می‌شود وجود گسل در نزدیکی عمق ۲۹۱۷ متری از چاه A، عامل افزایش چشم‌گیر بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در این عمق می‌باشد. البته در این عمق، طبق نمودار نوترون و گاما لایه غیرضخیم دولومیتی وجود دارد که خود بی‌تأثیر بر افزایش بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در این عمق نبوده است.



شکل ۴-۳۴: نمایش حضور گسل در نزدیکی عمق دارای بیش‌ترین میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها و ارتباط تغییر لایه‌بندی (کاهش نمودار نوترون و افزایش شیل) با افزایش میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه A.

در چاه B نیز وجود لایه‌های تقریباً نازک دولومیتی، می‌تواند دلیلی بر بالابودن میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در این عمق باشد (شکل ۴-۳۵) ولی به دلیل نبودن داده‌های حاصل از تفسیر شکستگی‌های ثانویه نمی‌توان اظهار نظر قطعی نمود.



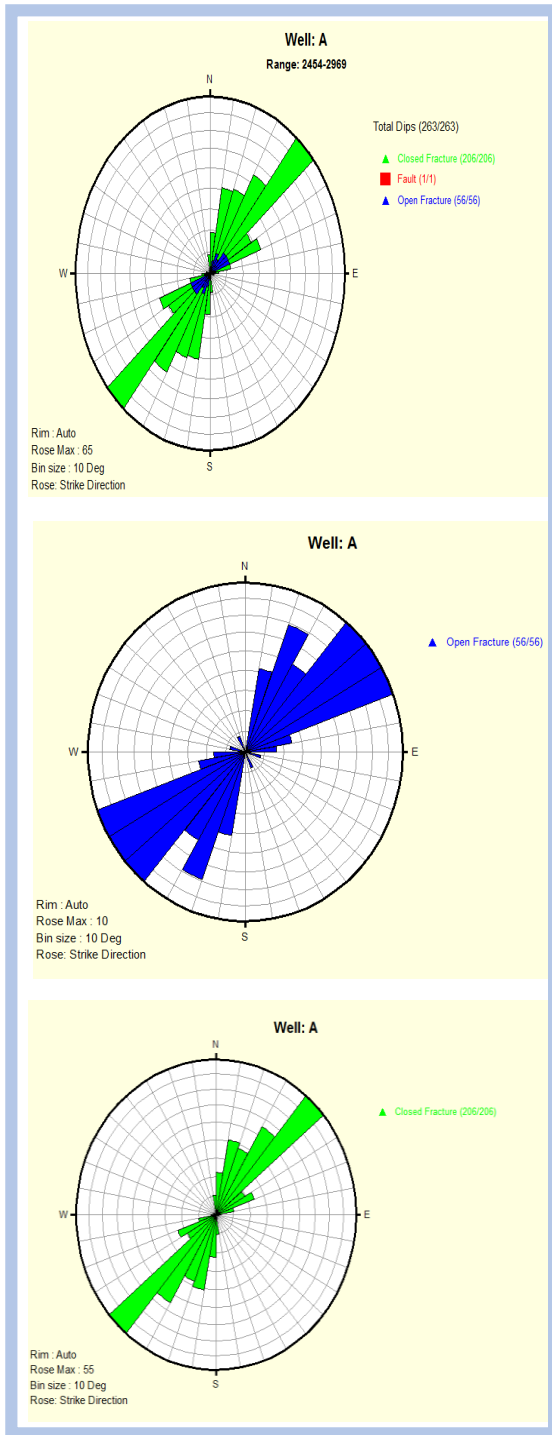
شکل ۴-۳۵: افزایش میزان دولومیت (نمودار سمت چپ) در بازه دارای بیشترین میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه B و نمایش تصویر پویا و شکستگی‌ها در این عمق (سمت راست).

۴-۶ اعتبار سنجی نتایج به دست آمده از شناسایی شکستگی‌ها با نرم افزار Geolog

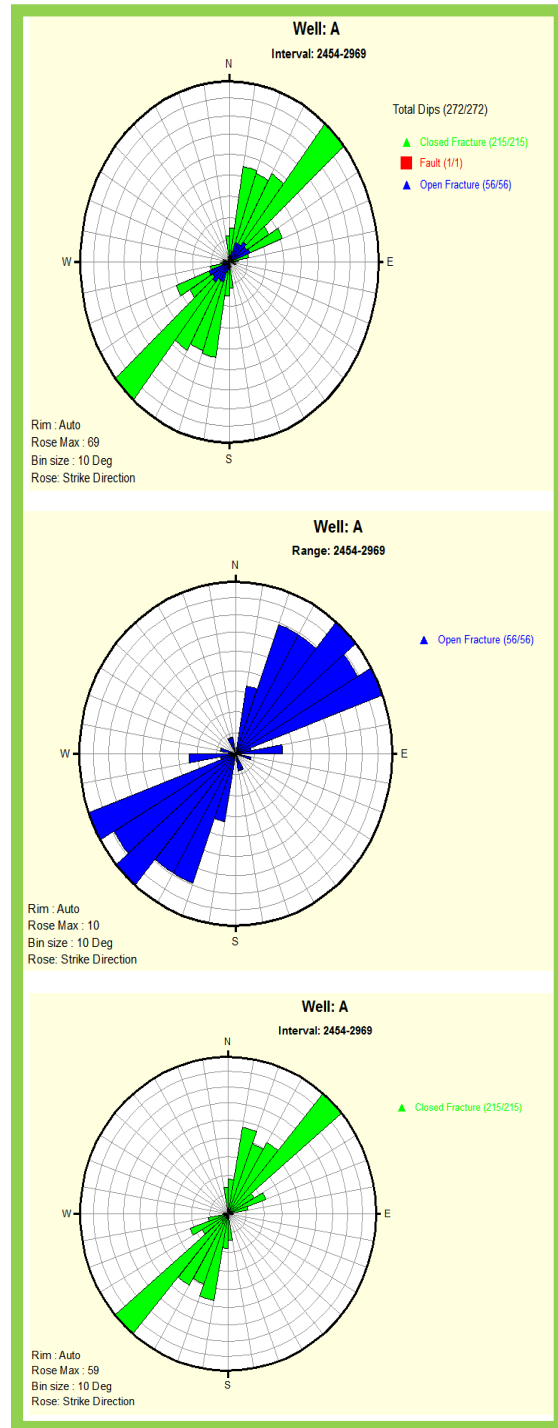
نتایج به دست آمده از شناسایی شکستگی‌ها با نرم افزار Geolog با نتایج تفسیر چاه که به منظور اعتبارسنجی نتایج، توسط استاد مشاور در اختیار ما قرار داده شد، مقایسه و دقت روش انجام شده مشخص گردید.

۴-۶-۱ اعتبارسنجی نتایج تشخیص شکستگی‌ها و تعیین امتداد آن‌ها

همان‌طور که در شکل ۴-۳۶ مشاهده می‌شود، شکستگی‌ها در چاه A، هم در نتایج به‌دست‌آمده در این تحقیق و هم در نتایج حاصل از تفسیر چاه، دارای روند کلی شمال شرق - جنوب غرب می‌باشند و در چاه B نیز در هر دو نتیجه، شکستگی‌ها دارای روند کلی شرق - غرب می‌باشند که در شکل ۴-۳۷ نمایش داده شده است.

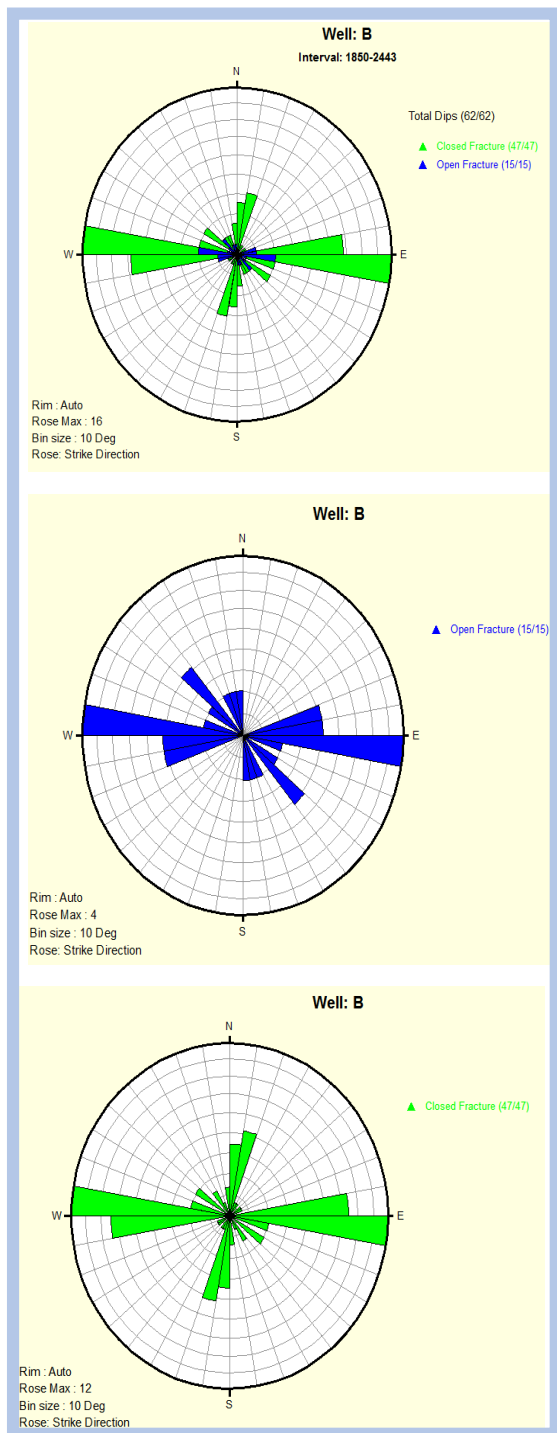


(ب)

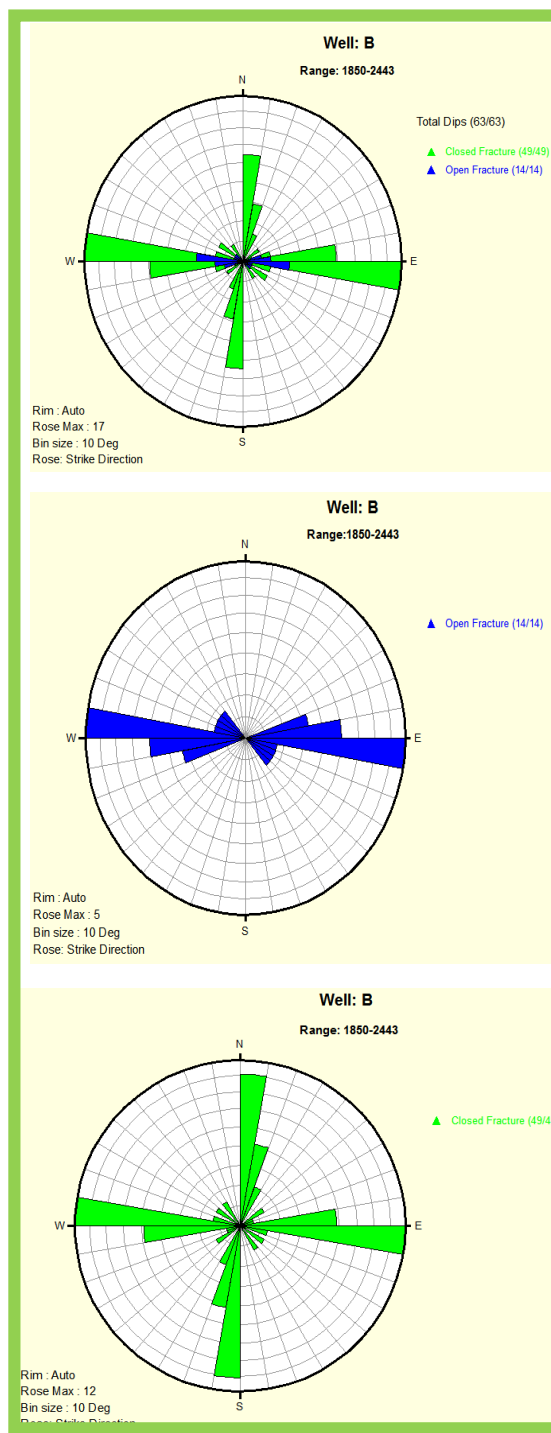


(الف)

شکل ۴-۳۶: مقایسه امتداد شکستگی های چاه A در نتایج دریافت شده به منظور اعتبارسنجی (الف) و نتایج به دست آمده در این مطالعه (ب).



(ب)



(الف)

شکل ۴-۳۷: مقایسه امتداد شکستگی‌های چاه B در نتایج دریافت شده به منظور اعتبارسنجی (الف) و نتایج به دست آمده در این مطالعه (ب).

در جدول ۲-۴ نیز تعداد شکستگی‌های باز و بسته به‌دست آمده در این تحقیق و نتایج دریافت شده از تفسیر اصلی چاه، نشان داده شده است. شکستگی‌های باز در چاه A، در هر دو نتیجه با تعداد یکسان (۵۶ عدد) و در چاه B، با یک اختلاف نسبت به نتایج تفسیر اصلی (۱۴ عدد در تفسیر اصلی و ۱۵ عدد در تفسیر این پروژه) و شکستگی‌های بسته در چاه A، با ۹ اختلاف در تعداد، نسبت به نتیجه تفسیر اصلی (۲۱۵ عدد در تفسیر اصلی و ۲۰۶ عدد در تفسیر این پروژه) شناسایی شدند. تنها گسل موجود در چاه A نیز مشخص شده‌است.

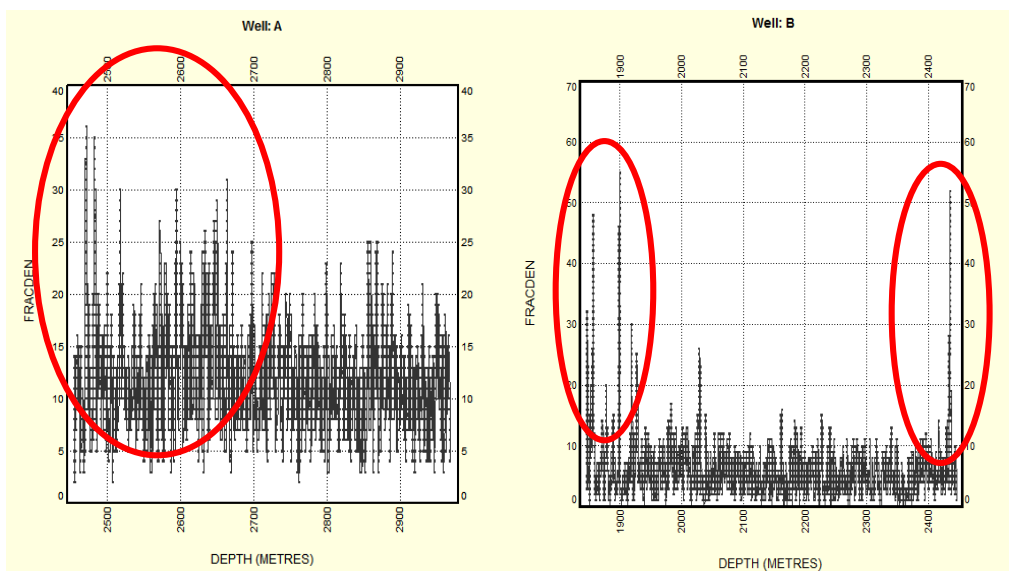
جدول ۲-۴: مقایسه تعداد شکستگی‌های به‌دست آمده با نتایج تفسیر اصلی چاه A و B

چاه B		چاه A		
نتایج پروژه	نتایج تفسیر اصلی	نتایج پروژه	نتایج تفسیر اصلی	
۱۵	۱۴	۵۶	۵۶	شکستگی‌های باز
۴۷	۴۹	۲۰۶	۲۱۵	شکستگی‌های بسته
----	----	۱	۱	گسل
۶۲	۶۳	۲۶۳	۲۷۲	مجموع

با توجه به این‌که برای شناسایی و تعیین محل دقیق شکستگی‌ها باید تمامی نقاط تصویر پردازش شده در تمام طول چاه مشاهده شود و با داده‌هایی که به‌منظور تأیید و بالابردن دقت تشخیص در اختیار داشتیم (داده‌های لیتولوژی و برخی نگارهای چاه‌پیمایی)، تطابق داده شود، وجود تعداد بسیار پایین اختلاف در تعداد شکستگی‌ها، قابل قبول است و همان‌طور که در بالا اشاره شد، این اختلاف در تعداد شکستگی‌ها هیچ تغییری در تعیین روند کلی شکستگی‌ها در دو چاه A و B ایجاد نکرده است.

۴-۶-۲ اعتبار سنجی نتایج محاسبه تراکم و میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها

با توجه به شکل ۴-۳۸، مشاهده می‌شود که افزایش تراکم شکستگی‌ها هم در چاه *A* و هم در چاه *B*، در عمق‌هایی مشابه عمق‌های تعیین شده در تحقیق حاضر (شکل‌های ۴-۲۵ و ۴-۲۹) می‌باشد که این زون‌ها در نتیجه تفسیر اصلی هر دو چاه در شکل ۴-۳۸، مشخص گردیده است.

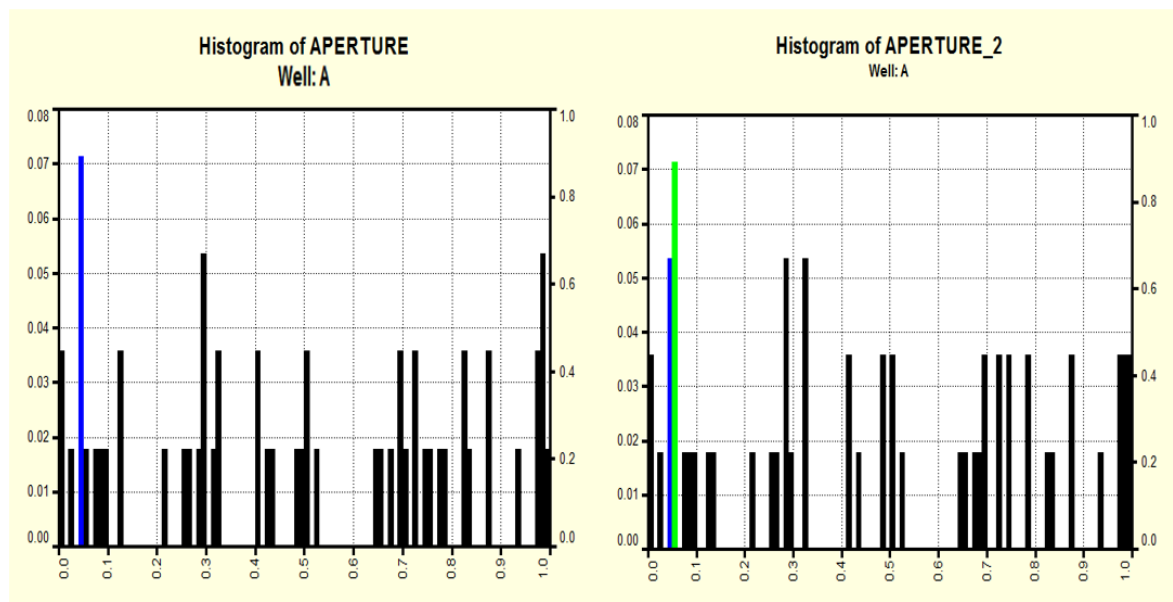


شکل ۴-۳۸: نمایش بیشترین تراکم شکستگی‌ها حاصل از داده‌های تفسیر اصلی در دو چاه *A* و *B*

مقایسه میزان باز شدگی دهانه شکستگی‌ها در جدول ۴-۲ و نمودارهای شکل ۴-۳۹، مشاهده می‌شود، اختلاف میزان باز شدگی دهانه شکستگی‌های محاسبه شده با نتایج تفسیر چاه بسیار ناچیز و قابل قبول می‌باشد. میانگین باز شدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه *A*، با اختلاف ۱۹/۶۶ میکرون (۰/۴۷۱۰۴ میلی‌متر در تفسیر اصلی و ۰/۴۹۰۷ میلی‌متر در تفسیر این پروژه) و در چاه *B*، با اختلاف ۰/۵۴ میکرون (۰/۲۳۹۷ میلی‌متر در تفسیر اصلی و ۰/۲۳۴۳ میلی‌متر در تفسیر این پروژه) نسبت به نتایج تفسیر اصلی محاسبه شده‌است.

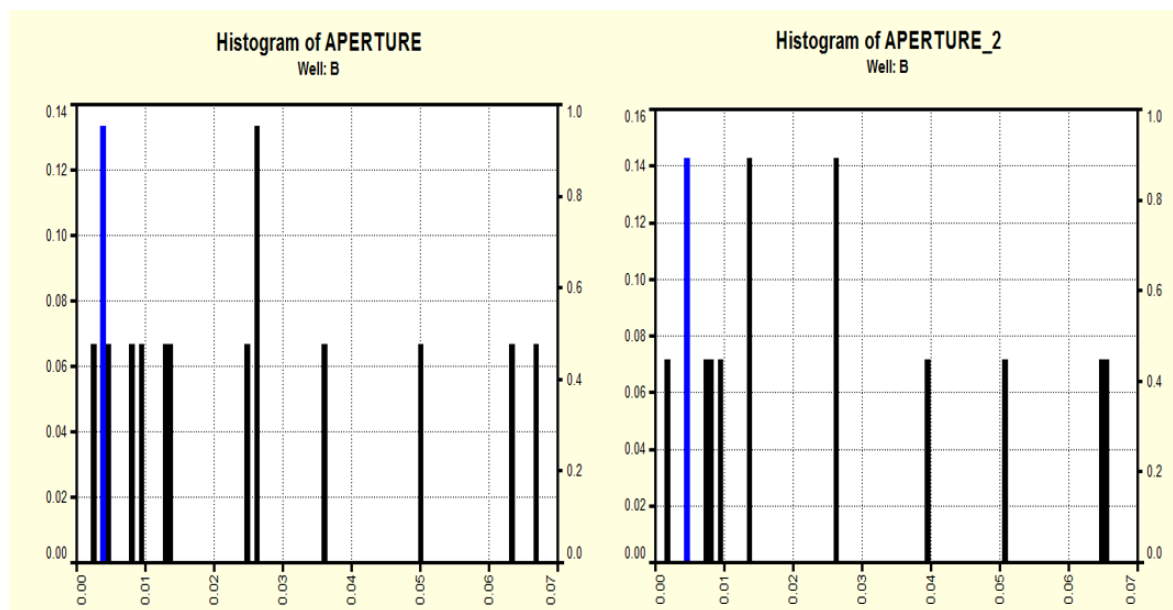
جدول ۳-۴: مقایسه پهنای بازشدگی دهانه شکستگی‌های (میلی‌متر) به‌دست آمده با نتایج تفسیر اصلی چاه A و B

چاه B		چاه A		
نتایج پروژه	نتایج تفسیر اصلی	نتایج پروژه	نتایج تفسیر اصلی	
۰/۰۰۲۳	۰/۰۰۱۸	۰/۰۰۱۵	۰/۰۰۱۱	کوچک‌ترین بازشدگی دهانه
۰/۰۶۶۵	۰/۰۶۵۶	۰/۹۹۳۳	۰/۹۹۵۷	بزرگ‌ترین بازشدگی دهانه
۰/۰۲۳۴۳	۰/۰۲۳۹۷	۰/۴۹۰۷	۰/۴۷۱۰۴	میانگین بازشدگی دهانه
۰/۰۰۳۸۵	۰/۰۰۴۵۵	۰/۰۴۵	۰/۰۵۵	مد



نتایج مطالعه حاضر

نتایج داده های تفسیر چاه



نتایج مطالعه حاضر

نتایج داده های تفسیر چاه

شکل ۴-۳۹: اعتبارسنجی نتایج محاسبه میزان بازشدگی دهانه شکستگی ها در دو چاه A و B .

۴-۷ اعمال عملگر سوبل بر روی نگار *FMI* به منظور تشخیص شکستگی

روش پیشنهادی و جدید در این پایان نامه به منظور تشخیص شکستگی ها در نگارهای تصویری *FMI*، استفاده از فیلتر سوبل می باشد. بنابراین پس از نوشتن الگوریتم فیلتر سوبل، در نرم افزار *MATLAB* و اعمال این عملگر بر روی تصاویر *FMI*، عملکرد این فیلتر به منظور شناسایی صفحات شکستگی در تصاویر *FMI*، بررسی می شود.

با توجه به این که شکستگی های طبیعی در تصاویر دوبعدی نگار *FMI* به صورت منحنی های سینوسی نازک تیره (شکستگی باز) و روشن (شکستگی بسته) مشاهده می شوند، در صورتی که این خطوط منحنی را یک لبه در تصویر در نظر بگیریم، با اعمال فیلتر لبه یاب سوبل بر روی تصاویر نگار *FMI*، می توانیم به شناسایی شکستگی ها در این تصاویر بپردازیم.

به منظور اعمال فیلتر سوبل بر روی تصاویر *FMI*، این تصاویر نیاز به آماده سازی دارند که در ادامه توضیح داده می شود.

۴-۷-۱ دریافت تصویر و پیش پردازش

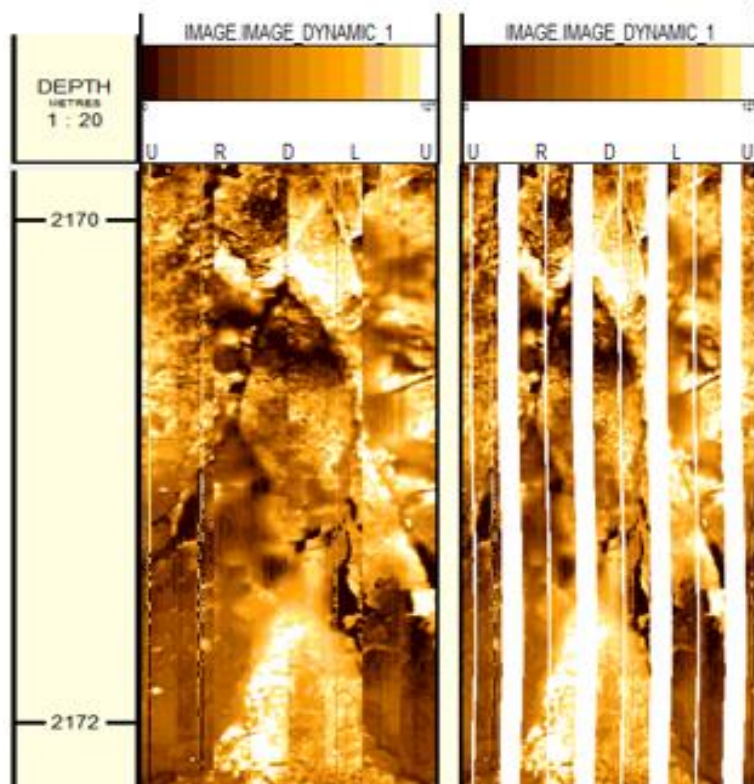
اولین قدم، معرفی و تعریف تصویر ورودی به برنامه است. تصویر ورودی، تصویر بهنجار شده پویا که در ابتدا از داده های خام نگار *FMI* تولید شده است می باشد. برای شروع، تصویر پویا از چاه مورد نظر را با یکی از فرمت های تصویر مانند *tiff*، *jpg*، *png* و... ذخیره می کنیم. با توجه به این نکته که برای رسیدن به نتیجه گیری بهتر، کیفیت تصویر ورودی بسیار اهمیت دارد و فرمت *png* را می توان فرمتی بدون حذف داده ها نامید به طوری که کیفیت تصویر را در بالاترین سطح حفظ می کند، این فرمت انتخاب شد.

در اعمال عملگر سوبل، از نظر ابعاد تصویر هیچ گونه محدودیتی وجود ندارد و ما می توانیم تصویر با ابعاد دلخواه را انتخاب و به عنوان ورودی در نظر بگیریم اما با توجه به ارتفاع چاه تصویر برداری شده و حجم بالای

تصویر، اعمال کد مورد نظر بسیار وقت گیر خواهد شد. بنابراین می توانیم تصویر چاه را به چند تصویر با فواصل دلخواه تقسیم بندی کنیم.

برای بررسی نتیجه الگوریتم پیشنهادی، از یک مقطع دو متری نمودار تصویری *FMI* استفاده می شود و نتایج هر یک از مراحل بر روی این تصویر نشان داده می شود.

همان طور که در شکل ۴-۴۰ الف، مشاهده می شود، وجود خطوط سفید رنگ عمودی بر روی تصویر که پس از انجام تصحیحات در نرم افزار *Geolog* به وجود آمده و موجب ناپیوستگی تصاویر شده است، تجمع یکپارچه پیکسل های مربوط به شکستگی ها را با مشکل روبه رو می سازد. در اولین قدم با استفاده از نرم افزار *Geolog* این خطوط از تصویر حذف و تصویر پیوسته می شود (شکل ۴-۴۰ ب).

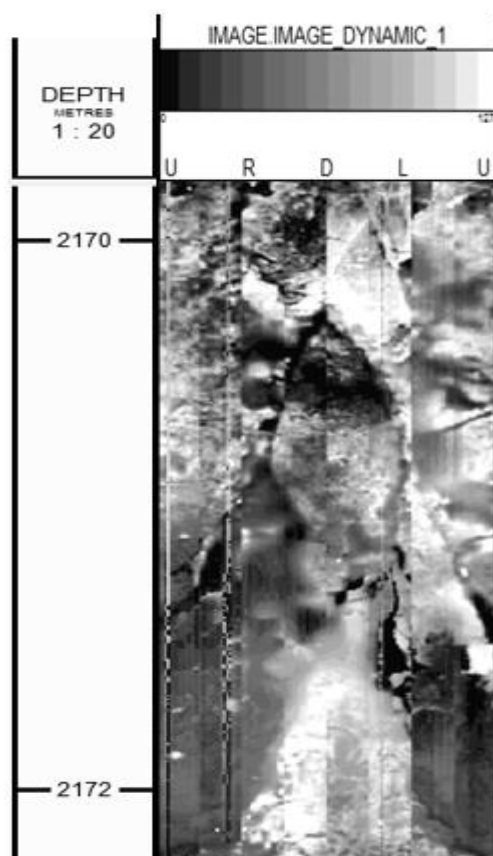


(ب)

(الف)

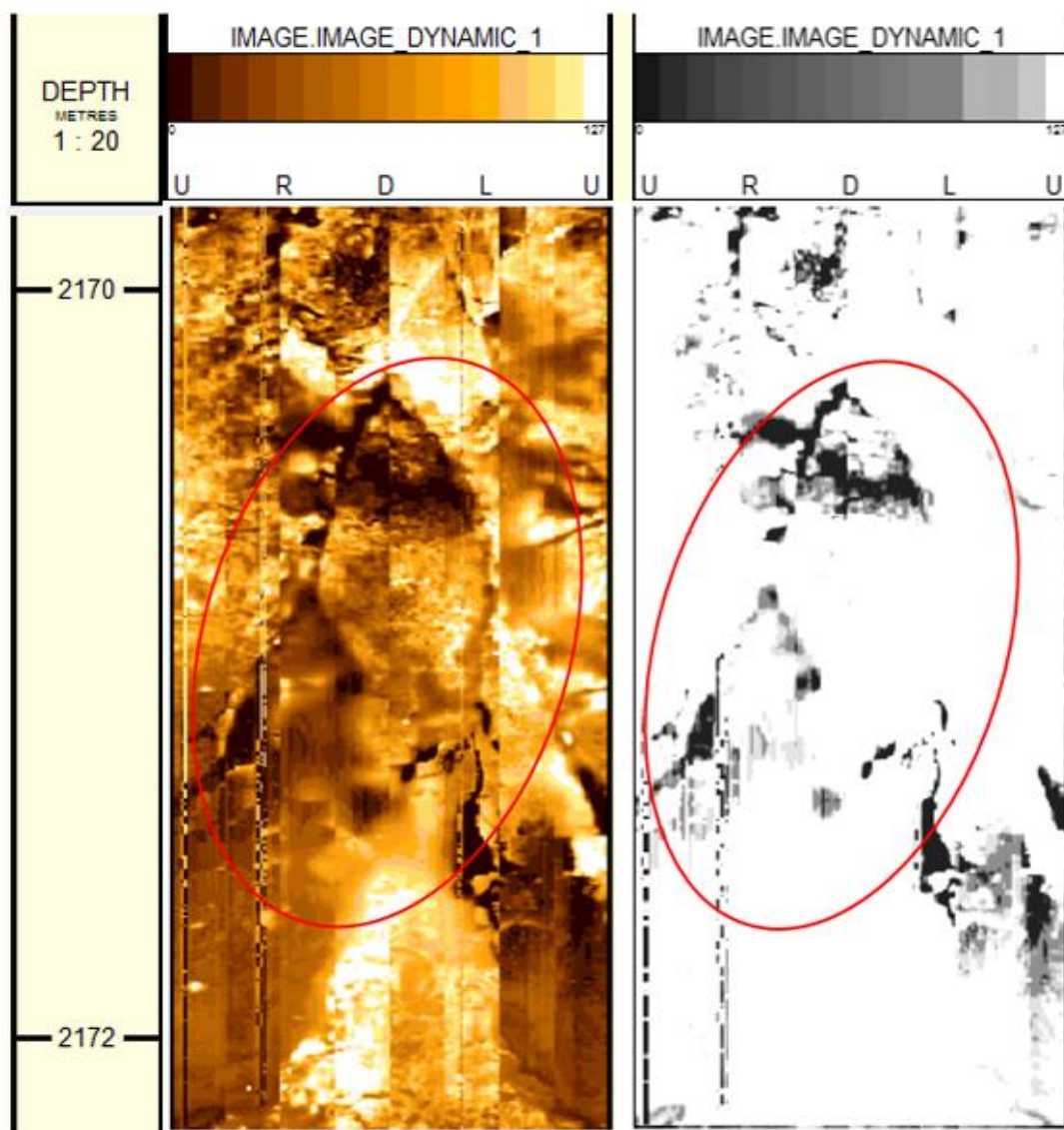
شکل ۴-۴۰: الف) مقطع عمقی مورد بررسی از نمودار تصویری *FMI*، ب) حذف خطوط سفید عمودی از تصویر *FMI*.

با توجه به توضیحات نحوه عملکرد فیلتر سوبل و این که عملگر سوبل، گرادیان تقریبی تصویر را با استفاده از همهمیخت بین مقادیر شدت روشنایی هر یک از نقاط تصویر و ماسک‌های تعریف شده محاسبه می‌کند، بنابراین نیاز به تنها یک ماتریس شدت روشنایی برای انجام عملیات همهمیخت داریم. اما از آن جا که تصاویر رنگی از سه ماتریس رنگی آبی، قرمز و سبز تشکیل شده‌اند، پس این تصاویر رنگی را به تصویر خاکستری تبدیل کرده (شکل ۴-۴۱) تا از حجم عملیات کاسته شود و بتوانیم تصویر مورد مطالعه را تنها با یک ماتریس نمایش دهیم.



شکل ۴-۴۱: تولید تصویر خاکستری نگار تصویری *FMI*

پس از اعمال فیلتر سوبل بر روی مقطع عمقی مورد بررسی که در شکل ۴-۴۲ الف، نشان داده شده، شکل ۴-۴۲ ب، به دست آمده که در آن منحنی سینوسی تیره که نشان دهنده شکستگی باز بوده، به عنوان یک لبه شناسایی و تفکیک شده است.



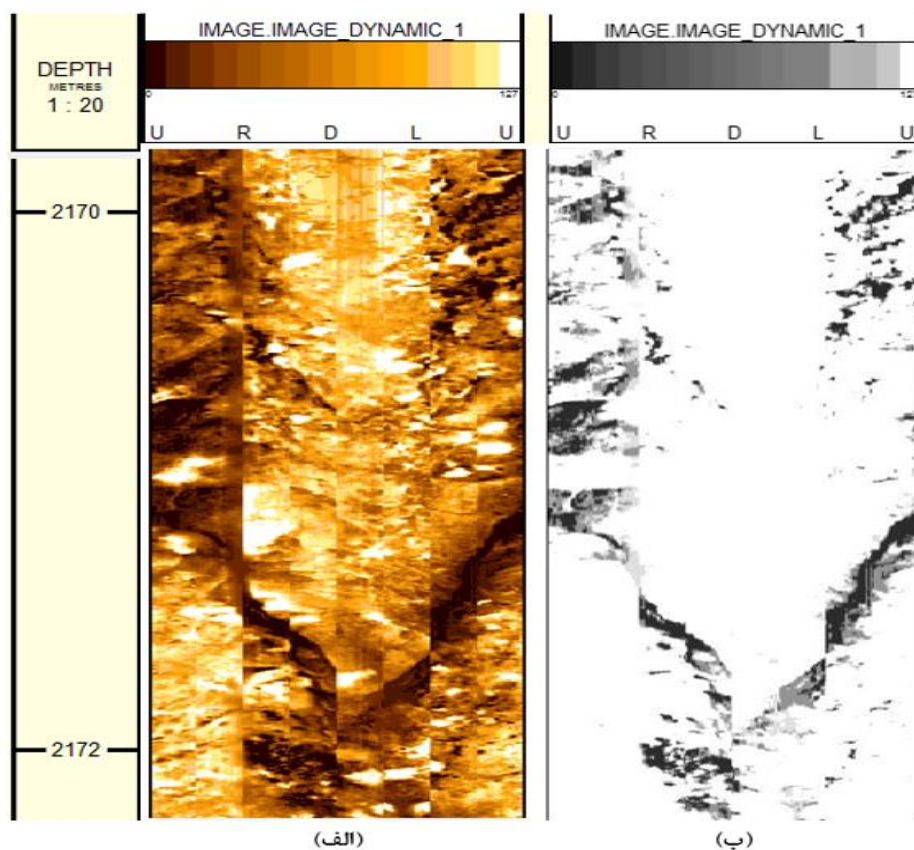
(الف)

(ب)

شکل ۴-۴۲: الف) تصویر اولیه مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI* ب) نتیجه اعمال عملگر سوبل بر روی مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI*.

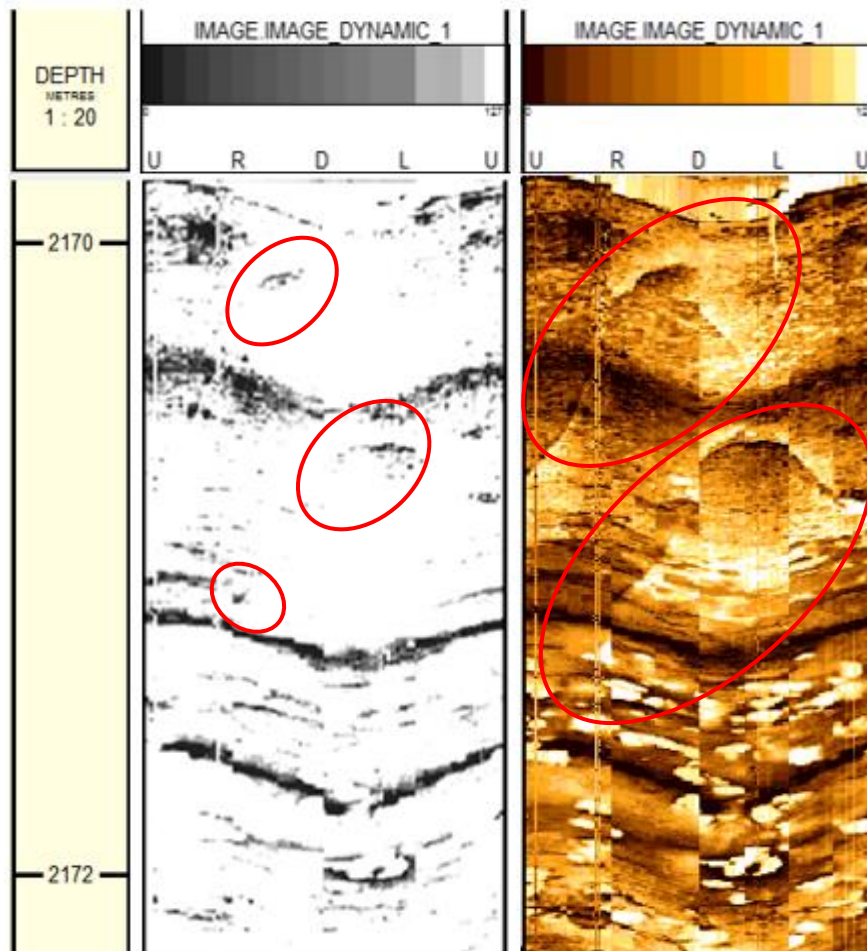
به منظور دستیابی به نتیجه عملکرد الگوریتم سوبل بر روی تصاویر نگار *FMI*، این فیلتر در تمام طول دو چاه *A* و *B*، اعمال گردید. باتوجه به شرایط و موقعیت قرارگیری شکستگی‌ها در این دو چاه، می‌توان نتایج اعمال فیلتر سوبل به منظور شناسایی شکستگی‌ها را در چند دسته، تقسیم‌بندی نمود. بنابراین با توجه به زیاد بودن عمق مورد بررسی، نمونه‌ای از تمام دسته‌بندی‌های نتایج اعمال فیلتر سوبل بر روی تصاویر *FMI* آورده شده است.

شکل ۴-۴۳ الف، نشان دهنده بخشی از تصویر *FMI* است که دارای یک شکستگی باز به صورت منحنی سینوسی تیره می‌باشد. همان‌طور که در شکل ۴-۴۳ ب، مشاهده می‌شود، این شکستگی با دقت بالایی شناسایی و تشخیص داده شده است.



شکل ۴-۴۳: الف) تصویر اولیه مقطع عمقی مورد بررسی و دارای شکستگی باز در نگار *FMI* (ب) نتیجه اعمال عملگر سوبل بر روی مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI*.

شکل ۴-۴ الف نشان‌دهنده بخشی از تصویر نگار *FMI* است که دارای دو شکستگی بسته به صورت منحنی‌های روشن و نازک می‌باشد. با اعمال فیلتر سوبل بر روی این تصویر طبق شکل ۴-۴ ب، می‌توان نتیجه گرفت که این عملگر در شناسایی شکستگی‌های بسته بسیار ضعیف عمل می‌کند و تنها بخش‌هایی از شکستگی که خط شکستگی دارای تیرگی می‌باشد را به‌عنوان لبه شناسایی کرده است. در بخش‌هایی از شکستگی‌های بسته که دارای پرشدگی توسط شیل هستند، این خطوط تیره در اطراف خطوط روشن مشاهده می‌شود.

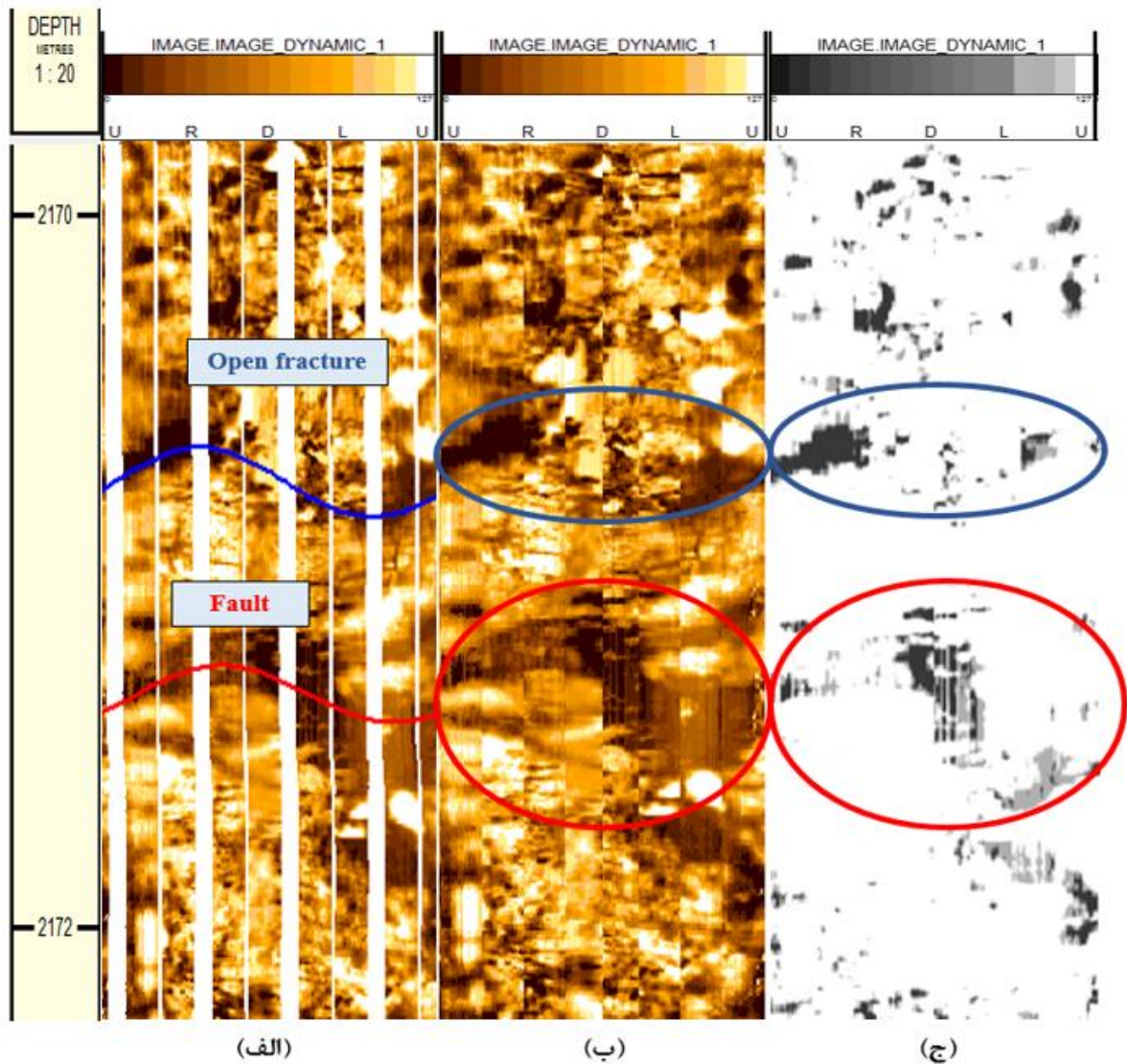


(ب)

(الف)

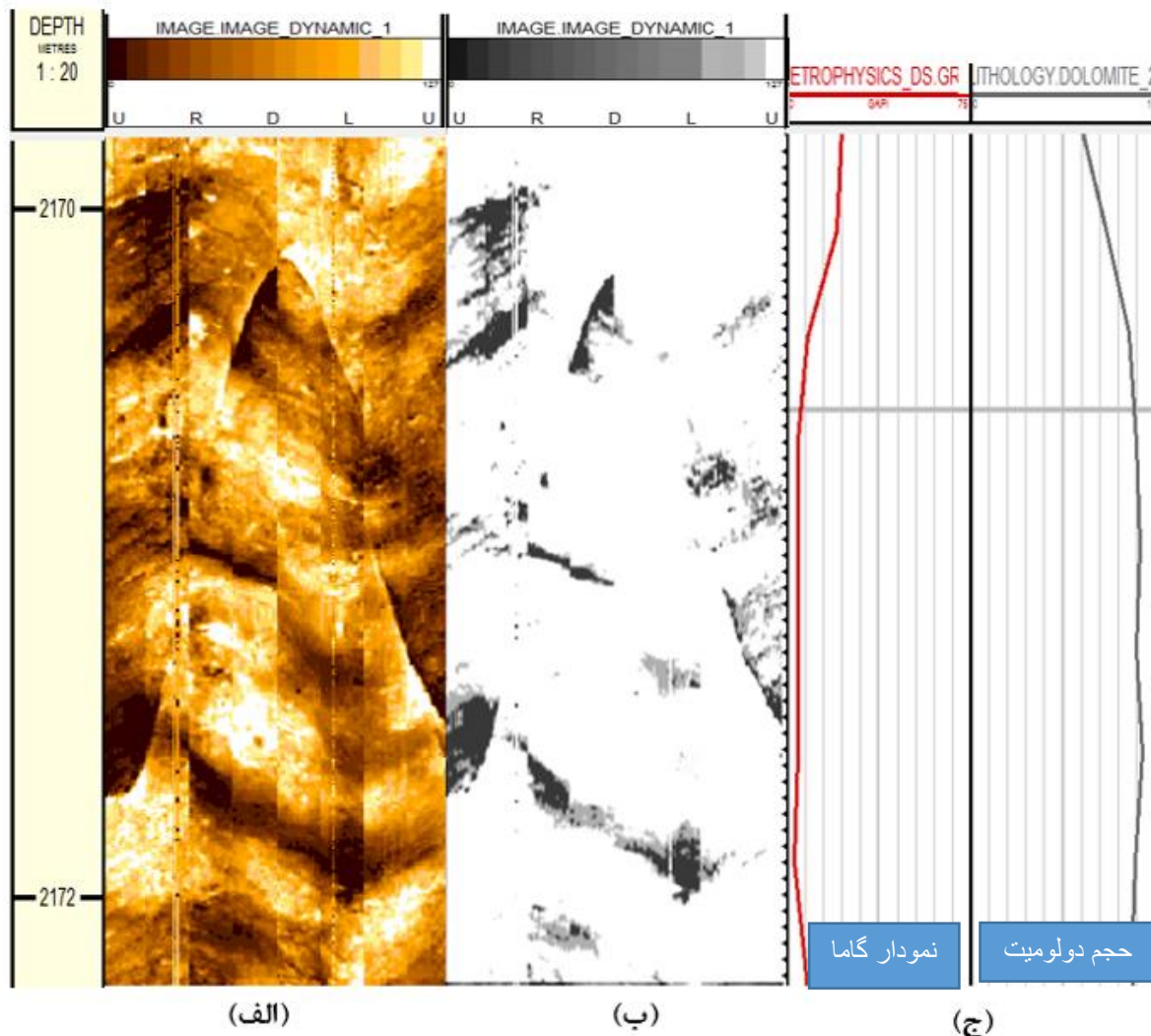
شکل ۴-۴: الف) تصویر اولیه مقطع عمقی مورد بررسی و دارای شکستگی بسته در نگار *FMI* ب) نتیجه اعمال عملگر سوبل بر روی مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI*.

شکل ۴-۴۵ الف، مقطعی از چاه A را نشان می‌دهد که گسل و شکستگی باز در آن‌ها مشخص است، در شکل ۴-۴۵ ب، خطوط عمودی سفید حذف گردیده و در شکل ۴-۴۵ ج، مشاهده می‌شود که عملگر سوپل، گسل موجود در عمق حدود ۲۹۱۳ متری از چاه A، به همراه شکستگی بازی که در بالای گسل قرار دارد را به خوبی از زمینه تفکیک کرده است.



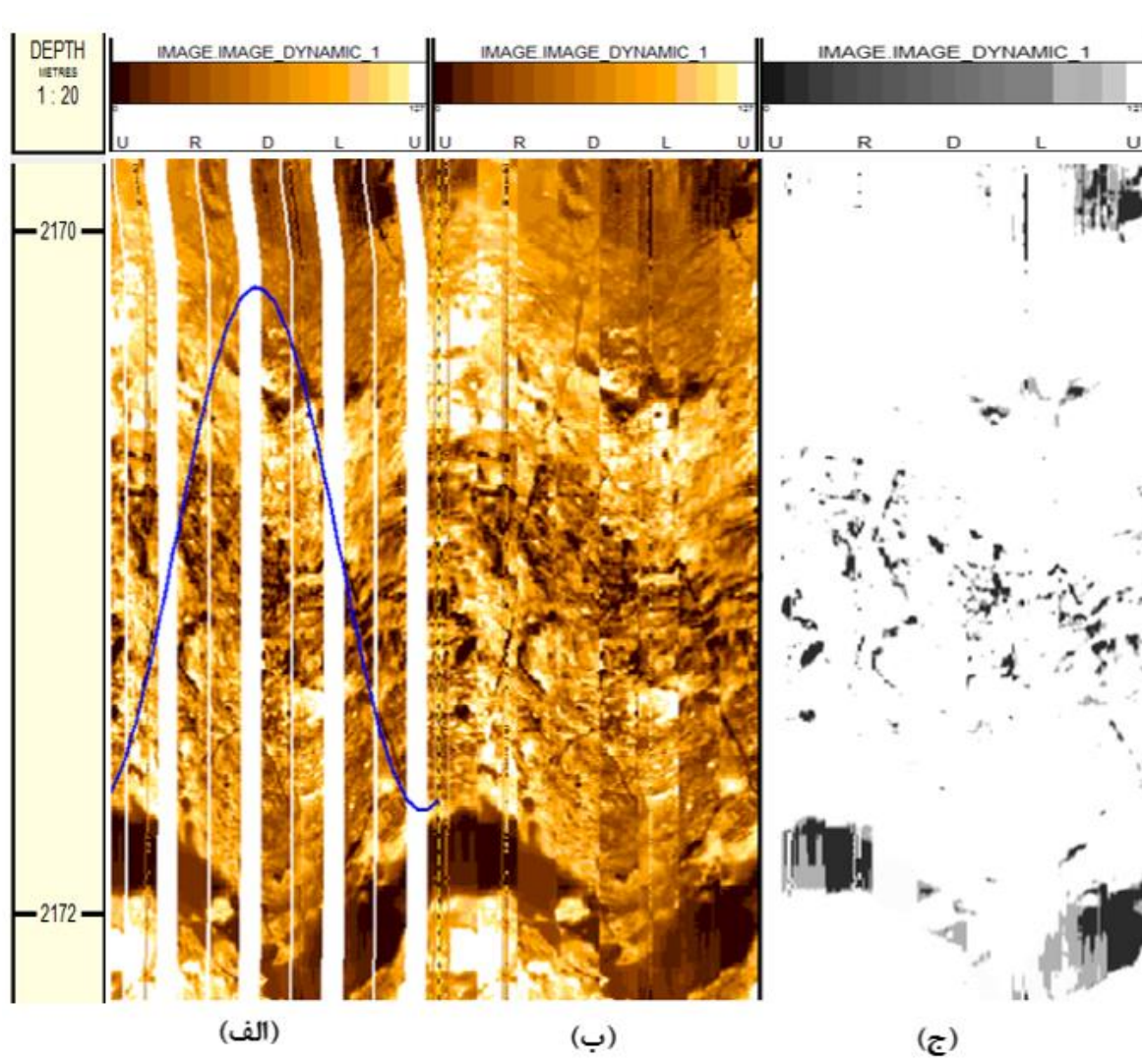
شکل ۴-۴۵: الف) تصویر اولیه مقطع عمقی مورد بررسی در نگار FMI (ب) حذف خطوط سفید عمودی از تصویر اولیه، ج) نتیجه اعمال فیلتر سوپل بر روی بخشی از تصویر FMI و تشخیص گسل (پایین) و شکستگی باز (بالا) موجود در این عمق.

در اعماقی از چاه که شکستگی‌های بسته در شرایط مشابه شکل ۴-۴۶ الف، هستند، در شکل ۴-۴۶ ب، مشاهده می‌شود که شکستگی بسته تقریباً به خوبی شناسایی شده است. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که در اعماقی از چاه که میزان دولومیت بالا و میزان شیل پایین است (شکل ۴-۴۶ ج)، تباین فیزیکی شکستگی بسته با زمینه بالا بوده و شکستگی بسته در این حالت به راحتی قابل تشخیص می‌باشد.



شکل ۴-۴۶: الف) تصویر مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI* و دارای شکستگی بسته ب) نتیجه اعمال فیلتر سوپل بر تصویر الف، ج) نمودار گاما و نمودار میزان دولومیت در عمق مورد بررسی

در شکل ۴-۴۷ الف، نمونه‌ای از تصویر *FMI* دارای یک شکستگی باز مشاهده می‌شود که در شکل ۴-۴۷ ب، خطوط عمودی سفید در آن حذف شده است. با توجه به پایین بودن کیفیت نگار تصویری و پرشده‌گی قسمت‌هایی از شکستگی باز توسط مواد نارسانا مانند کلسیت، انیدریت، سیلیس و ...، پیوستگی پیکسل‌های تیره که معرف شکستگی‌های باز هستند از بین می‌رود و همان‌طور که در شکل ۴-۴۷ ج مشخص است، عملگر سوئل در تشخیص شکستگی‌های باز از این نوع، جواب مطلوبی نمی‌دهد.



شکل ۴-۴۷: الف) تصویر مقطع عمقی مورد بررسی در نگار *FMI* و دارای شکستگی باز پرشده با مواد نارسانا مانند کلسیت، انیدریت، سیلیس و ...، ب) حذف خطوط عمودی سفید از مقطع الف، ج) نتیجه اعمال عملگر سوئل بر روی مقطع الف.

فصل پنجم

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

۵-۱ جمع‌بندی

با توجه به مطالب ارائه در فصل‌های قبلی، می‌توان جمع‌بندی این پایان‌نامه را به‌صورت زیر بیان نمود:

اغلب مخازن ایران، کربناته هستند و شناسایی دقیق شکستگی‌ها به‌عنوان یکی از مهم‌ترین مشخصه‌های این مخازن که قسمت عمده مسیر بازیابی سیالات نفتی را فراهم می‌کنند از اهمیت بالایی برخوردار است.

نمودارهای تصویری نقش بسیار مهمی در مطالعه شکستگی‌های مخازن هیدروکربوری داشته و اطلاعات دقیقی در مورد شکستگی‌های اطراف چاه در اختیار قرار می‌دهند. شناسایی هرچه دقیق‌تر شکستگی‌ها از روی این نمودارها از چالش‌های مهم در صنعت نفت محسوب می‌شود.

در این پایان‌نامه، با هدف تشخیص شکستگی‌ها در دو چاه A و B واقع در یکی از میادین نفتی جنوب غربی کشور به کمک نگار تصویری FMI از دو روش استفاده گردید. در روش اول با استفاده از نرم‌افزار *Geolog* پس از پردازش و تصحیح داده‌های خام، با کمک برخی نمودارهای چاه پیمایی و اطلاعات سنگ‌شناسی چاه، به شناسایی شکستگی‌ها و تعیین محل دقیق قرارگیری، شیب، امتداد، تراکم و بازشدگی دهانه آن‌ها پرداخته شد. در روش دوم با در نظر گرفتن شکستگی‌ها به عنوان یک لبه در تصاویر نگار FMI ، با استفاده از فیلتر سوپل که یکی از عملگرهای قدرتمند در تشخیص لبه در پردازش تصویر محسوب می‌شود، به تشخیص شکستگی‌ها در این تصاویر پرداخته شد.

۵-۲ نتیجه‌گیری

مهم‌ترین نتایج حاصل از این پایان‌نامه را می‌توان به‌طور خلاصه به‌صورت زیر ارائه داد:

- ۱- شکستگی‌ها در چاه A، با روند کلی شمال شرق - جنوب غرب و با میانگین شیب ۴۸ درجه تشخیص داده شدند.
- ۲- شکستگی‌ها در چاه B، با روند کلی شرق - غرب و با میانگین شیب ۶۴ درجه تشخیص داده شدند.
- ۳- تنها گسل موجود در چاه A، با شیب ۲۳ درجه و آزیموت ۱۷ درجه از شمال به سمت شرق (N17E) شناسایی شد.
- ۴- تراکم شکستگی‌ها در هر دو چاه تعیین گردید و می‌توان نتیجه گرفت که در چاه A تغییرات تراکم شکستگی‌ها چشم‌گیر نبوده و تقریباً توزیع یکسانی دارند، ولی چاه B را از لحاظ تراکم شکستگی‌ها می‌توان به دو زون تقسیم‌بندی کرد.
- ۵- میانگین بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه A، ۰/۴۹۰۷ میلی‌متر و در چاه B، ۰/۰۲۳۴۳ میلی‌متر تعیین گردید.
- ۶- مقایسه نتایج تشخیص شکستگی‌ها، تعیین شیب، آزیموت، تراکم و بازشدگی دهانه آن‌ها با استفاده از نرم‌افزار *Geolog* در این پایان‌نامه، با نتایج تفسیر چاه که به‌منظور اعتبارسنجی در اختیار قرار گرفت، نشان داد که تمامی نتایج بسیار نزدیک به نتایج تفسیر چاه بوده است، به طوری که نتایج امتداد، شیب و تراکم شکستگی‌ها را می‌توان تقریباً یکسان دانست و در نتایج بازشدگی دهانه شکستگی‌ها نیز اختلاف بسیار ناچیز می‌باشد.
- ۷- تراکم شکستگی‌ها در هر دو چاه ارتباط معناداری با تغییرات سنگ‌شناسی و چین‌خوردگی لایه‌ها دارند و می‌توان نتیجه گرفت که شکستگی‌ها در هر دو چاه بیش‌تر منشأ زمین‌ساختی داشته و در اثر خمش و چین‌خوردگی لایه‌های دولومیتی ایجاد شده‌اند. در این پایان‌نامه هدف تنها محاسبه تراکم شکستگی‌ها بوده و در صورت نیاز به تحلیل سیستماتیک و نتیجه‌گیری قطعی نیاز به داده‌های مغزه و اطلاعات تفسیر شکستگی‌های ثانویه چاه می‌باشد.

۸- بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه A در حوالی گسل موجود به بیشترین میزان خود رسیده و در چاه B نیز می‌توان گفت ارتباط نزدیکی با وجود لایه‌های نازک دولومیتی دارد و در هیچ یک از دو چاه، ارتباط معناداری بین کوچک شدن میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها و افزایش عمق وجود ندارد.

۹- با توجه به اساس عملگر سوبل که بر پایه محاسبه گرادیان بوده، در این فیلتر وجود تضاد رنگی بالا در تصویر، نقش بسیار مهمی در تفکیک پدیده‌ها یا اشیاء مورد نظر دارد و در واقع نبود لبه و یا ضعیف بودن لبه در تصاویر سبب می‌شود که مقدار گرادیان محاسبه شده برای هر پیکسل صفر و یا بسیار کم شود.

۱۰- شکستگی‌های باز به دلیل پرشدگی با گل حفاری رسانا و داشتن اثر تیره بر روی نگار تصویری و داشتن تباين فیزیکی شدیدی که با زمینه دارند با کمک الگوریتم سوبل به راحتی قابل تشخیص و تفکیک می‌باشند. البته در موارد خاص وجود مواد نارسانا در این شکستگی‌ها موجب پایین آمدن شدید قدرت عملگر سوبل در تشخیص این شکستگی‌ها می‌گردد.

۱۱- شکستگی‌های بسته با توجه به این که به صورت خطوط نازک روشن در تصاویر FMI دیده می‌شوند و تباين فیزیکی پایینی با زمینه دارند، الگوریتم سوبل نتیجه خوبی بر روی شکستگی‌ها بسته نداشته و تقریباً در تمامی موارد آن‌ها را تشخیص نداده است به جز اعماقی که به دلیل نبودن شیل و سایر کانی‌ها و وجود تنها یک لایه دولومیتی که توسط ابزار FMI به صورت یک تصویر تقریباً یک‌دست برداشت می‌شود، در این شرایط شکستگی بسته نیز قابل شناسایی می‌باشد.

۱۲- تنها گسل موجود در چاه A نیز، به دلیل تباين فیزیکی بالا با زمینه تصویر، پس از اعمال الگوریتم سوبل، به خوبی شناسایی و تفکیک گردید اما با توجه به این که تنها یک گسل در چاه A وجود

داشت و امکان بررسی گسل‌های مختلف در شرایط متفاوت احتمالی در تصاویر *FMI* وجود نداشته، نمی‌توان نتیجه قطعی در مورد عملکرد فیلتر سوپل بر روی گسل‌ها بیان کرد.

۵-۳ پیشنهادات

باتوجه به بررسی‌های انجام شده در این پایان‌نامه، می‌توان پیشنهادات زیر را ارائه نمود:

- ۱- با تلفیق اطلاعات موجود با نمودارهای انحراف سرعت، داده‌های مغزه و هرزروی گل، می‌توان به بالا بردن اعتبار نتایج سرشت‌نمایی شکستگی‌ها در تصاویر *FMI* کمک کرد.
- ۲- با توجه به این‌که اغلب تصاویر در نمودارهای تصویری *FMI*، دارای کیفیت پایینی می‌باشند و تصاویر دارای نوفه هستند، توصیه می‌شود که پیش از اعمال فیلتر سوپل از روش‌های حذف نوفه از تصاویر در پردازش تصویر استفاده گردد.
- ۳- استفاده از الگوریتم‌های لبه‌یابی قوی‌تر مانند الگوریتم کنی، ممکن است دقت تشخیص شکستگی‌ها به‌ویژه شکستگی‌های باز را بالا ببرد.
- ۴- از آن‌جایی که رنگ نقش مهمی در تجزیه و تحلیل تصاویر دارد و تصاویر رنگی در مقایسه با تصاویر خاکستری، حاوی اطلاعات بیشتری می‌باشند، ارائه یک روش لبه‌یابی بر روی تصاویر رنگی *FMI*، می‌تواند نتایج مطلوب‌تری ارائه دهد.

منابع و مراجع

[۱]. عسگری نژاد، ی.، تخم چی، ب.، کامکار روحانی، ا.، شرکتی، ش.، (۱۳۹۰). "بررسی نقش تخلخل حفره‌ای در میزان بازیابی مخازن کربناته شکسته". اولین کنفرانس مجازی ذخیره‌سازی زیرزمینی مواد هیدروکربوری، شاهرود، دانشگاه صنعتی شاهرود.

[2]. Haller, D and Porturas, F., (1998), "How to characterize fractures in reservoirs using borehole and core image: case studies", **Geological society, London, Special Publications**, Vol. 136, pp.249-259.

[۳]. خوشبخت، ف.، معماریان، ح.، محمدنیا، م.، (۱۳۸۸) "مقایسه شکستگی‌ها در یک موقعیت ساختاری یکسان در یک میدان نفتی، با استفاده از لاگ تصویری" **مجله علوم زمین**، شماره ۷۳، دوره ۱۹: ص ۶۵.

[4]. Khoshtakht, F., Memarian, H., Azizzadeh, M., Nourozi, G and Moallemi, S.A., (2009), "Ability of FMS in detecting fractures and other geological features of Asmari fractured carbonate reservoir", **4th North African /Mediterranean Petroleum and Geosciences Conference & Exhibition Tunis**, Tunisia.

[5]. Prenskey, S., (1999), "Advances in borehole imaging technology and applications", **Geological Society, London, Special Publication**, Vol. 159, pp.1-43.

[6]. Plumb, R.A and Luthi S.M., (1986), "Analysis of borehole images and their application to geologic modeling of an Eolian reservoir", **SPE annual technical conference and exhibition**, New Orleans, pp. 505-514.

[7]. Antoine, J. N and Delhomme, J. P., (1990), "A method to derive dips from ded boundary in borehole images", paper **SPE** 20540, p. 131-140.

[8]. Torres, D., Strickland and R., Gianzero, M., (1990), "A new approach to determining dip and strike using borehole images", **SPWLA 31th annual logging symposium**, Lafayette, Louisiana, pp. 1-20.

[9]. Hall, J., Ponzi, M., Gonfalini, M., Maletti G., (1996), "Automatic extraction and characterization of geological features and textures from borehole images and core

photographs”, **SPWLA 37th annual logging symposium**, New Orleans, Louisiana, pp. 1-13.

[10]. Ye, Sh. J., Baviler, P., (1998), “Automated fracture detection on high resolution resistivity borehole imagery”, **SPE annual technical conference and exhibition**, New Orleans, Louisiana, pp. 777-785.

[11]. Van Ginkel, M., Van Vliet, L.J., Verbeek, P.W., Kraaijveld, M.A., Reding, E.P and Lammers, H.J., (2000)., “Robust curve detection using a Radon Transform in orientation space applied to fracture detection in borehole image”, **7th annual conference of the advanced school for computing and imaging Heijen**, The Netherlands, pp. 299-306.

[۱۲]. جاوید، م.، معماریان، ح.، مظهری، م.، آقایی زاده ظروفی، ر.، تخم چی، ب.، خوشبخت، ف.، (۱۳۹۴) "ارائه روشی تلفیقی مبتنی بر الگوریتم کلونی مصنوعی زنبور عسل و پردازش تصویر برای شناسایی شکستگی‌ها در نمودار تصویری" **مجله علوم زمین**، شماره ۹۶، دوره ۲۴: ص ۱۴۱-۱۵۰.

[13]. Khoshtakht, F., Azizzadeh, M., Memarian, H., Nourozi, G. H and Moallemi, S.A., (2012), “Comparison of electrical image log with core in a fractured carbonate reservoirs” **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Vol 86-87, pp. 289-296.

[14]. Serra, O., (1989), “**Formation micro scanner image interpretation**”, 2nd ed, Schlumberger Educational Services, pp. 16-40.

[15]. Serra, O and Serra, L., (2005), “**Well logging data and acquisition and applications**”, Serralog, France, pp. 483-556.

[16]. Schlumberger, (2007), “Carbonate reservoirs”, **Schlumberger education service**.

[17]. Tiab, D and Donaldson, E.C., (2004), “**Petrophysics**”, Second edition, Gulf professional publishing, United States of America, 488-551.

[18]. Bourne, S.J., Bauckmann, F., Rijkels, L., Stephenson, B.J., Weber, A and Willemsse, E.j.M., (2000), “Predictive modelling of naturally fractured reservoirs using geomechanism and flow simulation”, **9th Abu Dhabi intern petroleum exhibition and Conference**, Abu Dhabi.

[۱۹]. ظهرا ب زاده، م.، (۱۳۸۸)، "تحلیل سیستماتیک شکستگی های مخزن آسماری در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران"، **ماهنامه علمی - ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز**، شماره ۶۳، ص ۴۶-۵۴.

[20]. Abar, M., Nurmi, R., Standen, E and Sharma, S., (1993), "fracture interpretation in middle east" **Middle East Well Evaluation Review, Schlumberger**, pp. 26-43.

[21]. Bratton, T. et al., (2006), "The nature of naturally fractured reservoirs", **Oilfield Review, Schlumberger**, pp.4-23.

[۲۲]. ملایوسفی، ا.، باغبانان، ع.، فتحیان پور، ن.، (۱۳۹۰)، "تعیین پارامترهای مدل سازی عددی شبکه درزه های مجزا با استفاده از داده های لاگ تصویر FMI"، **نشریه علمی - پژوهشی مهندسی معدن**، شماره ۱۱، دوره ۶: ص ۷۱-۷۷.

[23]. Luthi, S.M and Souhaite, P., (1990), "Fracture apertures from electrical borehole scans", **Geophysics**, Vol. 55, No. 7, pp. 821-833.

[۲۴]. محبی، ع.، شریفی، م.، شکیب، م.ص.، قزوینی، ا.، (۱۳۸۳)، "فناوری مطالعه و مدل سازی شکستگی ها در مخازن نفت و گاز"، **ماهنامه اکتشاف و تولید**، شماره ۸۳، ص ۲۰-۲۶.

[25]. Yildirim, A., (2014), "**Subsurface fractures analysis using FMI logs: implications for regional state of stress prediction in the Black Warrior basin, Alabama**", Master of Arts thesis, Department of Geological Sciences, University of Alabama.

[26]. Alizadeh, M., Movahed, Z., Junin, R., Wan Sulaiman, W.R. and Jaafar, M.Z., (2014), "Image logs application for locating faults in oil and gas reservoirs", **Akademia Baru**, Vol. 3, No. 1, pp. 1-8.

[27]. Shahinpour, A., (2013), "**Borehole image log analysis for sedimentary environment and clay volume interpretation**", Master of Arts thesis, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian university of science and technology.

[28]. Ezati, M., Soleimani, B. and Safarkhan. M, M., (2014), "Fracture and horizontal stress analysis of Dalan formation using FMI image log in one of southwestern Iranian oil wells", **Journal of Tethys**, Vol. 2, No. 1, pp. 1-8.

[29]. Schlumberger., (1992), "FMI, Fullbore Formation Micro Imager", **Schlumberger Education services**.

[۳۰]. قاسم العسکری، م.، (۱۳۸۹)، "چاه‌نگاری پیشرفته"، چاپ اول، انتشارات ستایش، تهران، ص ۱۵۹-۲۴۱.

[31]. Gonzalez, R.C and Woods, R.E., (2002), "**Digital image processing**", Third Edition, Prentice Hall, pp. 711-759.

[32]. van der Heijden, F., (1994), "**Image based measurement systems**", Wiley, New York, pp. 9-16.

[33]. Horn, B.K.P., (1982), "Hill shading and the reflectance map" **Geo-Processing**, No. 2, pp. 65-146.

[۳۴]. رمضان‌زاده، ر.، مهرشاد، ن.، (۱۳۹۲)، "آشکارسازی لبه به صورت چند جهته و چندمقیاسی با استفاده از مدل بینایی اولیه و ادغام منقبض شونده پاسخ‌های گرادیان"، **مجله ماشین بینایی و پردازش تصویر**، سال اول، شماره ۲، ص ۱-۱۳.

[35]. Shrivakshan, G.T and Chandrasekar, C., (2012), "A comparison of various edge detection techniques used in image processing", **IJCSI**, Vol. 9, No. 1, pp. 269-276.

[36]. Gupta, S and Ghosh Mazumdar, S., (2013), "Sobel edge detection algorithm", **IJCSPMR**, Vol. 2, Issue. 2, pp. 1578-1583.

[37]. Canny, J., (1986), "A computational approach to edge detection", **IEEE Transactions on pattern analysis and machine intelligence PAMI**, Vol. 8, No. 6, pp. 679-698.

[38]. Kabir, S and Ashraful, A.S.M., (2014), "Hardware design and simulation of Sobel edge detection algorithm", **Image, Graphics and Signal Processing**, Vol. 5, pp. 10-18.

[۳۹]. حبیب‌اوغلی، ع.، مصطفایی، ر.، آریامنش، م.، (۱۳۹۲)، "مقایسه انواع روش‌های لبه‌یابی در پردازش تصویر"، اولین کنفرانس ملی نوآوری در مهندسی کامپیوتر و فناوری اطلاعات، موسسه آموزش عالی غیرانتفاعی شفق تنکابن، مازندران.

[۴۰]. مطیعی، ه.، (۱۳۷۲)، "زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس"، سازمان زمین‌شناسی کشور، تهران، ص ۷-۳۲۵.

[41]. Torabi, M and Heidari, M., (2011), "An engineering geological appraisal of the Chamshir dam foundation using DMR classification and kinematic analysis, southwest of Iran", **Earth Sciences Research Journal**, Vol. 15, No. 2, pp. 129-136.

[۴۲]. قربانی، م.، (۱۳۸۱)، "دیبچه‌ای بر زمین‌شناسی اقتصادی ایران"، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی ایران، پایگاه ملی داده‌های علوم زمین کشور.

[۴۳]. جدول چینه‌شناسی ایران، (۱۳۷۴)، انجمن زمین‌شناسی ایران.

[44]. Geolog 7.1 help manual, (2011), Geology menu, **Paradigm**.

Abstract

Significant percentage of hydrocarbon reservoirs in Iran, are of carbonate type. One of important features of these carbonate reservoirs are natural fractures which plays a main role in migration and production of hydrocarbons. Consequently, fracture identification in different aspects of reservoir development and management is a vital practice.

Borehole image logs are powerful tools for fracture study in drilled wells, which is perfectly competent in presenting high resolution “pseudo picture” of the borehole wall. Image logs with their specific technology, by implementing electrical and sonic characteristics of the formation, are capable of recognizing a wide variety of features in the borehole wall including: fracture, condition of fractures whether mineral-filled or open, faults, bedding, sedimentary structures and etc.

In this research, fracture identification using FMI data from two boreholes A and B, in one of hydrocarbon reservoirs located in southwest of Iran, is presented. For this purpose, two methods were utilized to studying fractures. In the first method, close and open fractures were highly and accurately identified and classified using integration within results of Geolog software, manual interpretation and well logging. 262 open and close fractures with northeast – southwest general strike in borehole A, and 62 open and close fractures with east – west general strike in borehole B were determined. Highest density and aperture of fractures zones were determined by density and aperture of fractures in two wells. In the second method, by considering the fractures of FMI images as an edge, the sobel filter, which is one of the powerful filters for detecting the edge in image processing, was employed to study its performance in FMI images and it was indicated that only the results of open fractures detection are acceptable. Generally it can be concluded that in this algorithm, reliable results can be obtained only when the fracture has high physical contrast with its background or in other words, only when the resistivity difference between fracture and background is high.

Keywords: Fracture, FMI borehole image log, Geolog software, Sobel filter, Fracture density, Fracture aperture, Carbonate reservoirs.



Shahrood University of Technology
MSt thesis in petroleum exploration engineering
Faculty of Mining, Petroleum & Geophysics

Fractures identification through image logs with Sobel algorithm

By: Leila Fallahizadeh

Supervisors

Dr. Abolghasem Kamkar Ruhani

Dr. Amin Roshandel Kahoo

Advisor

Dr. Behzad Tokhmechi

September 2016