

شناسایی شکستگی‌های در سازندهای کنگان و دالان با استفاده از ترکیب نگار تصویری FMI و نشان‌گرهای لرزه‌ای حساس به شکستگی‌ها

احسان گل‌محمدی^۱، علی مرادزاده^۱، ابوالفضل عبدالهی پور^۱، رضا محبیبان^{۱*} و شروین بهرامعلی اسدی^۲

۱- دانشکده مهندسی معدن، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۲- گروه پتروفیزیک، شرکت خدمات مهندسی نفت کیش، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۲/۲۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۵/۱۹

چکیده

مطالعه و ارزیابی مخازن شکسته از بزرگ‌ترین چالش‌های مطالعاتی میادین نفتی محسوب می‌شود. از این رو ارائه روشی کارآمد در شناخت و تعیین میزان شکستگی‌ها ضروری است. نگارهای تصویری FMI از ابزارهای بسیار قوی برای مطالعه و شناسایی شکستگی‌ها در اطراف دیواره چاه‌ها هستند. نگار تصویری FMI یک تصویر غیرمستقیم با تفکیک‌پذیری بالا از دیواره چاه نمایش می‌دهد. هدف از این پژوهش استفاده از نگارهای تصویری FMI و نشان‌گرهای لرزه‌ای بهینه جهت ارزیابی توزیع شکستگی‌های میدان مورد مطالعه است. جهت نیل به هدف از داده لرزه‌ای سه‌بعدی پس از برآورش و داده نگار تصویری FMI در سه چاه A، B و C موجود در یکی از میادین جنوبی ایران استفاده شد که دو چاه A و B جهت تخمین و شناسایی و چاه C نیز جهت اعتبار سنجی نتایج مورد استفاده قرار گرفت. جهت شناسایی شکستگی‌ها در چاه‌های میدان و تفسیر نگارهای FMI، از نرم‌افزار ژئولاگ استفاده گردید. در نهایت شکستگی‌ها در چاه A با مجموع ۱۵۲ شکستگی‌های باز و بسته با روند شمال شرقی- جنوب غربی و در چاه B با مجموع ۲۳۵ شکستگی‌های باز و بسته با روند کلی شمال- جنوب شناسایی شد و زون‌های دارای چگالی شکستگی بالا نیز مشخص شد. سپس این نتایج به نرم‌افزار همپسون راسل انتقال پیدا کرد و با استفاده از ترکیب نشان‌گرهای لرزه‌ای بهینه چگالی شکستگی در میدان مورد مطالعه تخمین زده شد. همچنین با استفاده از میزان توزیع شکستگی‌ها، گسل‌های میدان نیز مورد ارزیابی قرار گرفت. نتایج این پژوهش نشان داد که استفاده از روش تلفیق نگارهای تصویری FMI و نشان‌گرهای لرزه‌ای مناسب، روشی کارآمد در مطالعه و ارزیابی توزیع شکستگی‌ها در مخازن شکسته است که می‌تواند در میادین مشابه نیز مورد استفاده قرار گیرد.

کلمات کلیدی: مخازن شکاف‌دار، شکستگی‌ها، گسل‌ها، نگار تصویری FMI، چگالی شکستگی، نشان‌گرهای لرزه‌ای

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: mohebian@ut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4806.3154)

مقدمه

در امر توسعه و مدیریت تولید مخازن نفت، اطلاع و آگاهی از جزئیات و ناهمگنی‌های مخزن از حساسیت و اهمیت بالایی در توصیف مخزن برخوردار است. یکی از پارامترهای مخزن که مطالعه و توصیف آن نقش مهمی در کنترل بهتر چاه‌ها و مدیریت مخازن ایفا می‌کند، ناپیوستگی‌ها می‌باشد. با مطالعه ناپیوستگی‌های مخزن شامل گسل‌ها و شکستگی‌های بزرگ و کوچک مقیاس، می‌توان مدل دقیقی از رفتار مخزن ارائه نمود. بیش از ۶۵٪ سیالات هیدروکربوری خاورمیانه در مخازن کربناته قرار دارند [۱]. مخازن کربناته از نظر پارامترهای پتروفیزیکی نسبت به مخازن ماسه‌سنگی، دارای سازوکار پیچیده‌ای هستند به طوری که مخازن کربناته دارای تخلخل پایین تری نسبت به مخازن ماسه‌سنگی هستند. در نتیجه، وجود شکستگی‌ها در مخازن کربناته در افزایش تخلخل و تراوایی سنگ مخزن اهمیت ویژه‌ای دارد [۲]. مطالعه شکستگی‌ها در مبادین نفتی به طرح توسعه میدان، تعیین محل حفاری چاه‌های جدید، شناسایی محل‌های مستعد هرزروی گل و در نهایت، کاهش هزینه‌های اکتشاف نفت کمک زیادی می‌کند [۳]. روش‌های مختلفی جهت شناسایی زون‌های شکسته در مخازن هیدروکربوری وجود دارد. استفاده از نگاره‌های پتروفیزیکی، مغزه‌ها، آزمایش چاه، هرزروی گل و مقاطع لرزه‌ای روش‌هایی هستند که برای شناسایی شکستگی‌ها استفاده می‌شوند [۴]. هر کدام از این روش‌ها دارای محدودیت‌هایی نیز هستند، به‌طور مثال مقاطع لرزه‌ای تنها توانایی تفکیک شکستگی‌ها و گسل‌ها در مقیاس بزرگ را دارند [۵]. داده‌های مغزه نیز با اینکه از روش‌های معمول برای شناسایی شکستگی‌ها است اما با توجه به هزینه بالای تهیه و جهت‌دار نبودن آن‌ها امکان استفاده از آن‌ها را با محدودیت مواجه می‌کند، لذا نگاره‌های تصویری نسبت به آن‌ها ابزار مناسب‌تری جهت مطالعه شکستگی‌ها هستند [۶]. نگاره‌های تصویری

تصاویری با قابلیت تفکیک‌پذیری بالا از دیواره چاه برای هر دو چاه بدون لوله جداری و دارای لوله جداری، ارائه می‌دهد. پیچیدگی مخازن جدید اکتشافی و همچنین سرعت عملیات بالا نسبت به عملیات مغزه‌گیری، اهمیت و کاربرد نگاره‌های تصویری را بیشتر می‌کند [۷]. از طرفی، استفاده از نگاره‌های تصویری نیز دارای محدودیت‌هایی می‌باشد که از آن جمله می‌توان به تعداد کم این نگاره‌های برداشت شده در میدان و همچنین نبود اطلاعات این نگاره‌ها در فواصل بین چاه‌ها اشاره کرد. هدف از مطالعه حاضر، ارائه روشی نوین جهت مطالعه و شناسایی شکستگی‌ها با استفاده از تلفیق داده‌های نگار تصویری و داده‌های لرزه نگاری است. با استفاده از روش تعریف شده می‌توان توزیع چگالی شکستگی حاصل از نگاره‌های تصویری را به کمک نشان‌گرهای لرزه‌ای بهینه به کل میدان تعمیم داد و تصویر کلی از توزیع شکستگی‌ها در کل میدان به دست آورد.

معرفی منطقه و زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه بخشی از زاگرس است که در حوضه خلیج فارس و در حاشیه شرقی ایران قرار دارد. زاگرس چین‌خورده در اثر حرکت رو به شمال صفحه عربی و برخورد آن با صفحه ایران، در راستای شمال شرقی- جنوب غربی فشرده می‌شود. به همین دلیل، در حال حاضر زاگرس تحت دگرشکلی، ناشی از فشارهای زمین‌ساختی با روند شمال شرقی- جنوب غربی، فرجام هم‌گرایی و برخورد قاره‌ای، قرار دارد [۷]. میدان مورد نظر در فراساحل ایران، قسمتی از کمان قطر- گاوبندی است که در قسمت شرقی صفحه عربی تشکیل شده است (شکل ۱) [۸]. ساختمان اولیه و اصلی پی سنگ، بیشترین اثر را در میان عوامل زمین‌ساختی مؤثر در شکل و موقعیت منطقه خاورمیانه، در پیدایش ساختمان این میدان با روند شمالی- جنوبی داشته‌اند.

داده‌های نگار پتروفیزیکی و داده لرزه‌ای سه‌بعدی سه چاه A، B، و C می‌باشد که دو چاه A و B جهت تخمین و شناسایی و چاه C نیز جهت اعتبارسنجی نتایج مورد استفاده قرار گرفت. چاه A و B که مورد تفسیر قرار گرفت شامل نگارهای متداول پتروفیزیکی (نگار گاما، صوتی، نوترون، چگالی، کالیپر)، نگار تصویری FMI و داده لرزه‌ای سه‌بعدی پس از برآینارش (داده‌های چاه A در عمق ۲۶۶۹ – ۳۱۳۲ m و چاه B در عمق ۲۶۶۲–۳۱۰۲) می‌باشد. از داده‌های پتروفیزیکی برای بخش اول پژوهش جهت شناسایی شکستگی‌ها و استخراج نگار چگالی شکستگی و از داده‌های لرزه‌ای سه‌بعدی نیز برای بخش دوم پژوهش که نگار چگالی شکستگی را به کمک نشان‌گرهای لرزه‌ای مناسب بر روی حجم داده لرزه‌ای سه‌بعدی تخمین زده شد مورد استفاده قرار گرفت. محدوده مقطع در راستای محور x و مقطع در راستای محور y لرزه‌ای، ۲۴۰–۹۰۰ (اینلاین) و ۶۳۶۰–۱۰۳۸۰ (کراس‌لاین) می‌باشد.

روش مطالعه

در ابتدا داده‌های موجود چاه‌ها وارد نرم‌افزار ژئولاگ شد. قبل از وارد شدن به چرخه محاسبات پتروفیزیکی مواردی چون کنترل کیفی داده‌ها، تصحیحات محیطی و هم‌عمق‌سازی داده‌ها باید انجام گردد. پس از کنترل کیفی و ویرایش داده‌ها، محاسبات مقدماتی بر روی داده‌ها انجام شد. پارامترهای مختلفی مانند چگالی، شوری و مقاومت گل حفاری، دما و فشار مخزن، قطر چاه و ضخامت سله گل و ریزش دیوار چاه یا پر شدن منافذ آن بر روی نگارهای مختلف تأثیرگذار هستند که اثر آن‌ها برای تصحیحات و ارزیابی در نظر گرفته شد. پس از آن، تصحیحات محیطی انجام شد. تمام عوامل موجود در اطراف سوند موجود در چاه که بر روی پاسخ ابزار تأثیر داشته باشند مورد بررسی قرار گرفت.

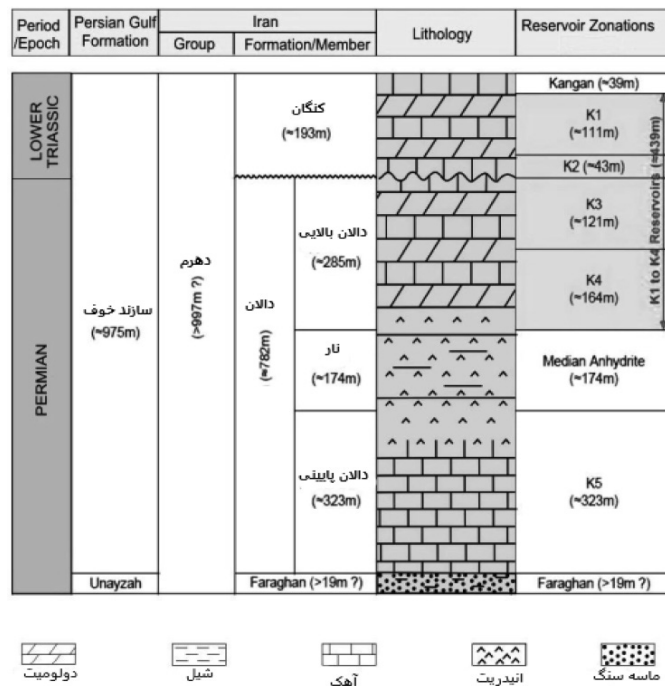


شکل ۱ موقعیت تقریبی میدان مورد مطالعه [۱۱]

سایر عوامل زمین ساختی مؤثر مانند حرکات کوهزایی میوسن میانی (کوهزایی زاگرس) ضعیف تر عمل نموده‌اند [۱۹]. حضور نهشته‌های سکانس‌های عظیم کربناته کم عمق بر روی سنگ‌های پالئوزوئیک در حاشیه شرقی صفحه عربی و حضور گسترده وسیعی از سنگ‌های منشأ غنی در حوضه عربستان با سن سیلورین، زمینه‌ساز اصلی حضور مخازن هیدروکربوری در منطقه محسوب می‌شود. سازند کنگان با سن تریاس پیشین و سازند دالان با سن پرمین میانی- بالایی مخزن اصلی ذخایر گازی خلیج فارس را تشکیل می‌دهند. جنس سازند کنگان و دالان بالایی سنگ آهک و دولومیتی است که همراه با میان لایه‌های شیلی و انیدریتی می‌باشد. بخش تشکیل‌دهنده سنگ مخزن واحدهای آهکی و دولومیتی می‌باشد. سازندهای کنگان و دالان به‌عنوان دو واحد از گروه دهرم، یک مخزن هیدروکربنی مشترک را تشکیل می‌دهند و تنها براساس ویژگی‌های مخزنی و سکانس استراتیگرافی به چهار واحد مخزنی K1، K2، K3 و K4 تفکیک می‌شوند (شکل ۲). گروه دهرم از نظر انباشت گاز افقی بسیار مهمی است و بیشتر ذخایر گاز زاگرس در این گروه قرار دارد [۱۰].

داده‌های مورد استفاده

داده‌های مورد استفاده در این پژوهش شامل



شکل ۲ طبقه‌بندی ارائه شده برای واحدهای سنگی پرمین-تریاس [۱۲]

شدند و شیب و امتداد هر یک از آن‌ها تعیین شد. نتیجه بررسی و مطالعه عوارض تمام طول دو چاه در جدول ۱ قابل مشاهده است.

جدول ۱ تعداد شکستگی‌های باز، بسته، القایی و گسل‌ها در دو چاه A و B

چاه B	چاه A	چاه
۱۷۵	۹۴	تعداد شکستگی‌های باز
۶۰	۵۸	تعداد شکستگی‌های بسته
۱	۲	تعداد شکستگی‌های القایی
-	۱	تعداد گسل
۲۳۶	۱۵۵	مجموع

پس از بررسی و تفسیر نگار تصویری FMI، نگار چگالی شکستگی برای چاه‌ها استخراج شد. منظور از چگالی شکستگی، چگالی برحسب تعداد شکستگی در متر است. سپس داده‌های مورد نیاز به‌همراه نگار چگالی شکستگی در نرم‌افزار همپسون راسل وارد شدند.

برخی از این عوامل مانند دما و فشار ناشی از شرایط طبیعی درون سازند بوده و سایر عوامل نیز از گل حفاری موجود در چاه حاصل می‌شوند. پس از انجام مراحل قبل با رسم و خواندن حداقل دو ابزار در مقابل هم ترکیب سنگ‌شناسی مشخص شد. در این مطالعه به منظور تعیین ترکیب سنگ‌شناسی از نمودار متقاطع نوترون/چگالی استفاده شده است. باتوجه به نمودار نوترون/چگالی و همچنین اطلاعات قبلی میدان، توالی مخزن مورد مطالعه از انیدریت، آهک و دولومیت با مقداری رس تشکیل شده است. پس از انجام مراحل قبل، ارزیابی پتروفیزیکی به دو روش قطعی و احتمال انجام شد. جهت شناسایی و بررسی شکستگی‌ها، ابتدا داده‌های نگارهای تصویری در نرم‌افزار ژئولاگ مورد پردازش قرار گرفتند. این پردازش‌ها شامل تصحیح عمق، تصحیح سرعت، ساخت تصویر، بهبود تصویر، تطابق بالشتک‌های تصویر و برابری و نرمال‌سازی داده‌ها می‌باشد. پس از پردازش نگارهای تصویری، عوارض شناسایی شده توسط ابزار تصویرگر FMI^۱ نظیر لایه‌بندی، گسل، شکستگی‌های طبیعی و القایی مشخص

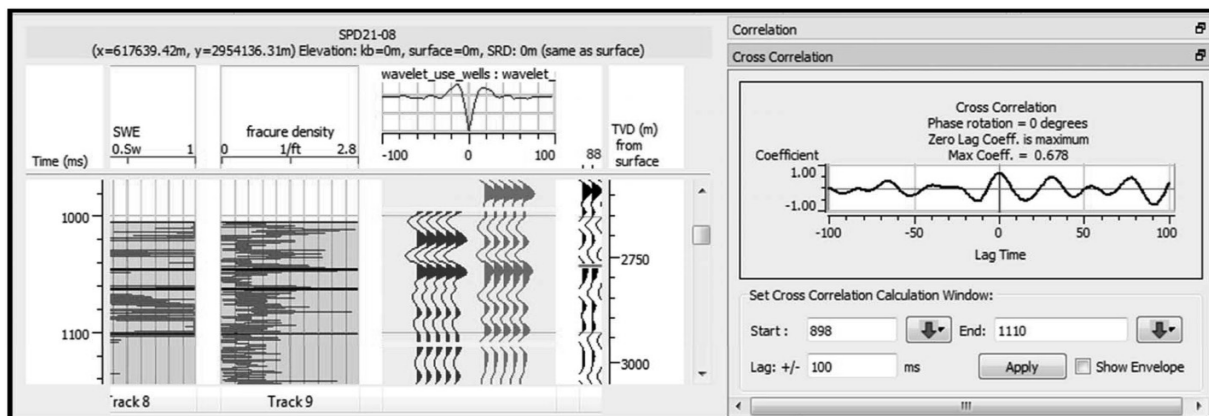
1. Fullbore Formation Micro Imager

اولیه و افق‌های پیک شده را انتخاب و در انتها یک فیلتر زمانی بر روی مدل درونیابی شده اعمال شد و نرم‌افزار فرکانس‌های بالای مدل را فیلتر کرد. در **شکل ۵** مدل وارون‌سازی شده قابل مشاهده است.

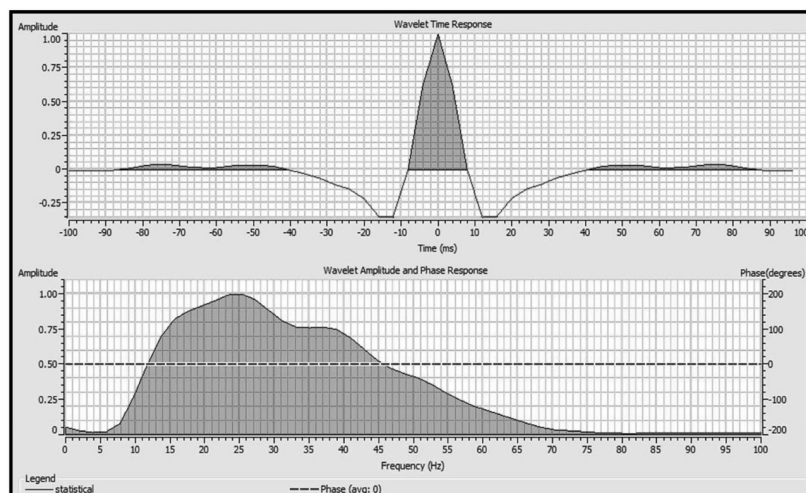
پیش‌بینی نگار چگالی شکستگی

هدف از این قسمت پیش‌بینی نگار چگالی شکستگی برای کل داده لرزه‌ای سه‌بعدی از طریق نشان‌گرهای لرزه‌ای و وارون‌سازی است. جهت انجام این کار از فرآیند ادغام استفاده شد. به‌طور کلی، مراحل که در این قسمت انجام گرفت عبارتند از: (۱) ارزیابی داده‌های نگار و لرزه‌ای در موقعیت چاه جهت تشخیص نشان‌گرهای مناسب. (۲) استخراج یک رابطه با استفاده از برازش چند خطی.

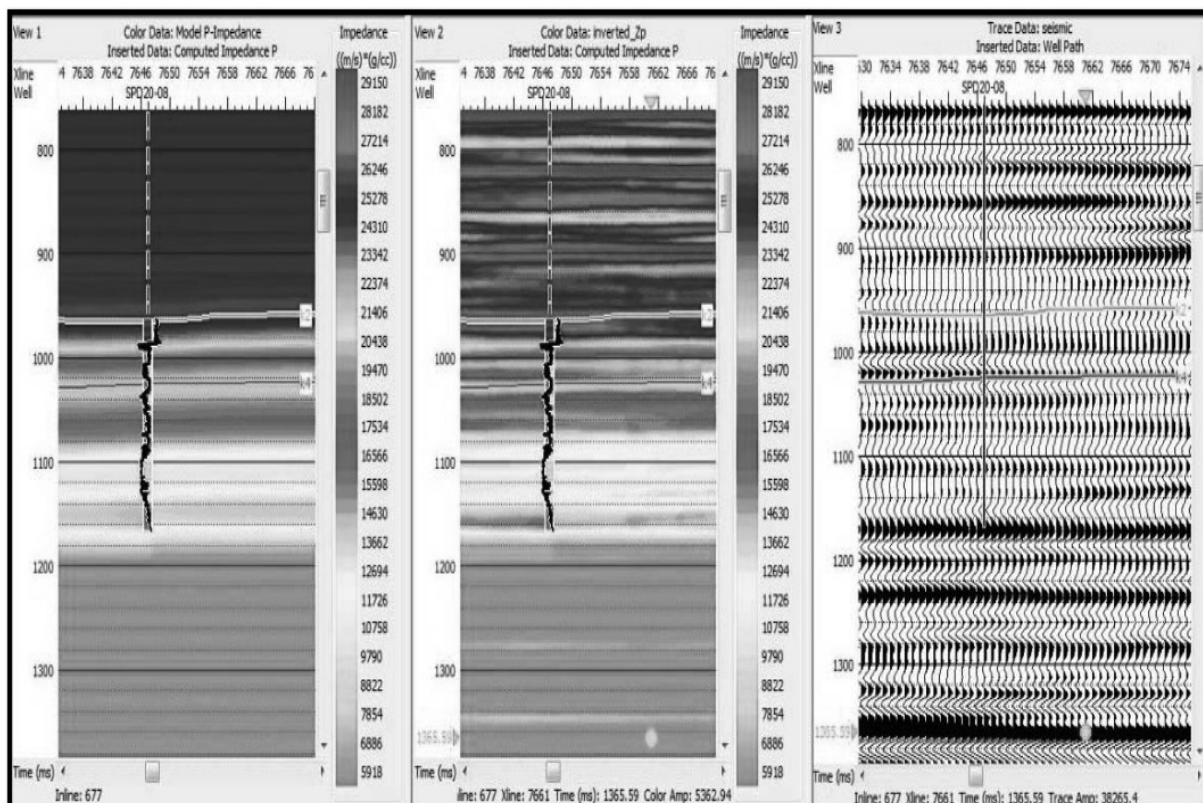
در مرحله اول، وارون‌سازی لرزه‌ای پس از برنبارش انجام شد. در این فرآیند ابتدا عملیات پیک کردن افق‌ها برای درونیابی بین چاه‌ها جهت ساخت مدل اولیه انجام گرفت. پس از آن، فرآیند تطابق داده‌های چاه با داده‌های لرزه‌ای و سپس استخراج موجک انجام شد. همان‌طور که در **شکل ۳** مشاهده می‌شود، رد لرزه‌های آبی رنگ همان رد لرزه‌های مصنوعی ساخته شده توسط نگار سونیک، چگالی و موجک از پیش تعریف شده برای نرم‌افزار است. پس از انجام این کار موجک استخراجی نمایش داده می‌شود (**شکل ۴**). بعد از انجام مراحل فوق نوبت به ساخت مدل اولیه برای وارون‌سازی لرزه‌ای رسید. برای ساخت مدل اولیه ابتدا چاه‌های موردنیاز و نگارهای موجود در آن برای ساخت مدل



شکل ۳ ساخت رد لرزه پس از استخراج موجک و مشاهده میزان تطابق چاه B



شکل ۴ نمایش موجک جدید استخراج شده در حیطه فرکانس



شکل ۵ مدل وارون سازی شده در موقعیت چاه A

را مورد بررسی قرار می‌گیرد تا بهترین نشان‌گر را پیش‌بینی کند. معیار ارزیابی برای پیش‌بینی، اندازه‌گیری میزان خطای جذر میانگین مربعات می‌باشد. به این معنا که نشان‌گر انتخابی باید کمترین میزان خطا را داشته باشد. بعد از یافتن تک نشان‌گرها، به سراغ بهترین جفت نشان‌گر می‌رود. در واقع باقی نشان‌گرها را با نشان‌گر انتخابی از طریق آزمون سعی و خطا مورد ارزیابی قرار می‌دهد. پس از یافتن بهترین جفت نشان‌گر، تا زمانی که به عدد مورد نظر (عددی که قبل از اجرای این روش در بیشترین تعداد نشان‌گر ثبت کردیم) برسد این روش ادامه پیدا می‌کند. پس از انجام مراحل قبل همان‌طور که در شکل ۶ مشاهده می‌شود، ردیف اول، مربوط به بهترین تک نشان‌گر، ردیف دوم مربوط به نشان‌گری است که با ردیف اول بهترین جفت نشان‌گر را می‌سازد.

۳) اعمال رابطه استخراج شده بر روی یک حجم از داده لرزه‌ای سه‌بعدی، جهت ایجاد یک حجم از ویژگی‌های نگار چگالی شکستگی^۱

با توجه به داده‌های موجود از مقطع وارون‌سازی به‌عنوان نشان‌گر استفاده می‌شود. نشان‌گرها به دو دسته درونی و خارجی تقسیم می‌شوند. نشان‌گرهای درونی دسته‌ای هستند که درون فرآیند ادغام محاسبه می‌شوند در حالی که نشان‌گرهای خارجی در خارج از این برنامه محاسبه و برای فراخوانی در برنامه موردنظر مانند یک فایل لرزه‌ای بارگذاری می‌شوند و محدودیتی در تعداد آن‌ها وجود ندارد. برای قدرت عملیات بیشتر و نتایج مطمئن‌تر، از چند نشان‌گر به‌طور هم‌زمان برای پیش‌بینی استفاده شده است. پس از انتخاب چاه‌ها و گروه نشان‌گرها، یک فهرستی با ارزیابی کلیه نشان‌گرهای قابل دسترس با استفاده از برآزش گام به گام، تولید شد. طبقه کار در این روش به این صورت است که در ابتدا، تک تک نشان‌گرها

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Fracture density	Instantaneous Frequency(Principal_components_analysis_1)	0.283563	0.300055
2	Fracture density	Integrate(Volume_curvature_times)	0.250522	0.304151
3	Fracture density	(single_trace_seismic_attributes)**2	0.224611	0.283840
4	Fracture density	Filter 55/60-65/70(SpatialStatistics_edge_enhancement_dDz)	0.209095	0.289023
5	Fracture density	Quadrature Trace(Variance_seismic)	0.194960	0.298404
6	Fracture density	Amplitude Weighted Phase(SpatialStatistics_edge_enhancement_dDz)	0.182898	0.272744
7	Fracture density	Amplitude Weighted Cosine Phase(InstantaneousCurvature_pDip)	0.170821	0.352532
8	Fracture density	Instantaneous Frequency(SpatialStatistics_edge_enhancement_TT)	0.158722	0.420210
9	Fracture density	Log(Principal_components_analysis_1)	0.148051	0.574941
10	Fracture density	1 / (SpatialStatistics_edge_enhancement_TT)	0.137636	0.752160

شکل ۶ فهرست چند نشان‌گر انتخاب شده

شکل ۹ نشان می‌دهد میزان همبستگی چگالی شکستگی در چاه C حدود ۸۹٪ می‌باشد که این میزان همبستگی بالا نشان از عملکرد موثر و کارآمد روش به‌کار برده شده در این پژوهش می‌باشد.

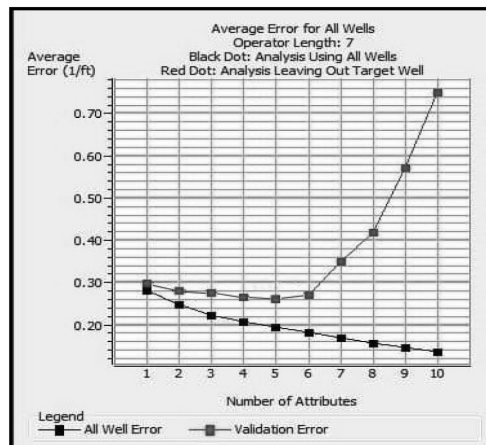
اعمال چگالی شکستگی بر داده لرزه‌ای سه‌بعدی

پس از استخراج روابط چند نشان‌گر بین داده لرزه‌ای و نگار هدف (چگالی شکستگی)، می‌توان نتیجه را بر روی کل داده لرزه‌ای سه‌بعدی اعمال کرد. شکل ۱۰ نتیجه اعمال چگالی شکستگی بر روی داده لرزه‌ای را در مقطع در راستای محور x ۴۷۴ نشان می‌دهد.

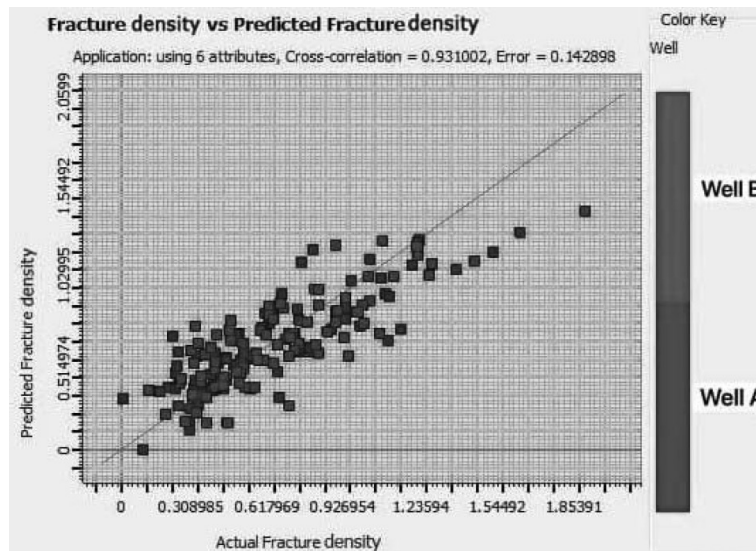
بحث و نتایج

صرف‌نظر از عملکرد عوامل دیاژنزی در پیدایش مجموعه‌ای از شکستگی‌های طبیعی با جهت‌یابی‌های پراکنده، نبود سطوح گسلی و چین‌خوردگی، مطالعه و تفسیر شکستگی‌های طبیعی را در طبقات رسوبی مسطح دشوار می‌کند. میدان گازی مورد مطالعه نیز یک نمونه از این موارد می‌باشد که تغییرات ناچیز شیب لایه‌بندی و انحنای ساختمانی از یک طرف و نبود سطوح گسلی و گنبد‌های نمکی از طرف دیگر، تحلیل هندسی سنگ‌های مشاهده شده را بر روی نمودارهای تصویری FMI سخت کرده است.

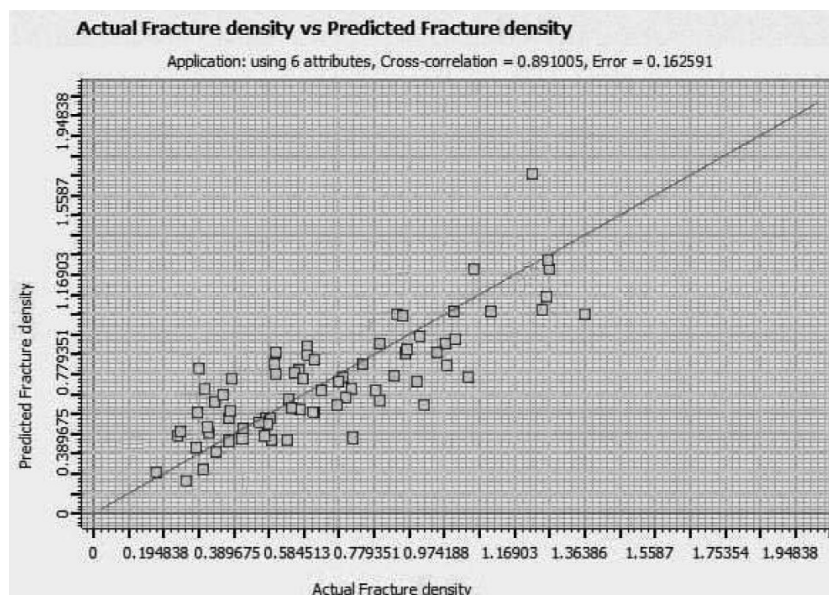
همان‌طور که انتظار می‌رود با افزایش نشان‌گرها، میزان خطا کاهش می‌یابد. نمودار میزان خطای متوسط نسبت به تعداد نشان‌گرها در شکل ۷ قابل مشاهده است. از طریق این نمودار می‌توان دریافت که چه تعداد نشان‌گر می‌بایست استفاده شود. در واقع، می‌توان گفت که آخرین نقطه در این نمودار، میزان خطایی را نشان می‌دهد که می‌توان برای پیش‌بینی جدید با استفاده از تعداد نشان‌گرهایی که انتخاب کردیم، انتظار داشت. نمودار جاری نشان می‌دهد که نباید بیشتر از شش نشان‌گر استفاده شود چرا که استفاده بیشتر باعث افزایش خطای اعتبارسنجی شده و هیچ بهبودی در روند کار نشان نخواهد داد. برای مشاهده نمودار متقاطع یکی از اوپراتورهای چند نشان‌گر، شش نشان‌گر انتخاب شد که نمودار آن در شکل ۸ مشاهده می‌شود. همان‌طور که مشاهده می‌شود میزان همبستگی بین چگالی شکستگی به‌دست آمده از نشان‌گرهای لرزه‌ای بهینه و چگالی شکستگی واقعی در دو چاه A و B حدود ۹۳٪ می‌باشد. جهت بررسی و اعتبارسنجی نتایج به‌دست آمده از چاه شاهد (چاه C) استفاده شد. میزان همبستگی بین چگالی شکستگی به‌دست آمده از روشی که عنوان شد و چگالی شکستگی که در چاه تخمین زده شد می‌توان صحت و اعتبار نتایج حاصل را بررسی کرد.



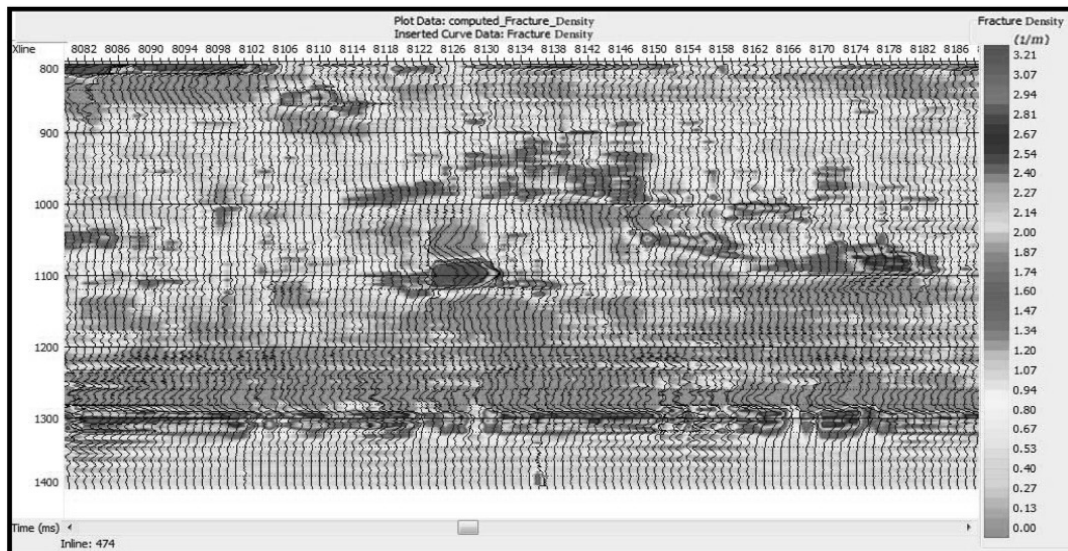
شکل ۷ نمودار میزان خطای متوسط نسبت به تعداد نشان گرها



شکل ۸ نمودار متقاطع نگار واقعی و نگار پیش بینی شده دو چاه A و B



شکل ۹ نمودار متقاطع نگار واقعی و نگار پیش بینی شده چاه C



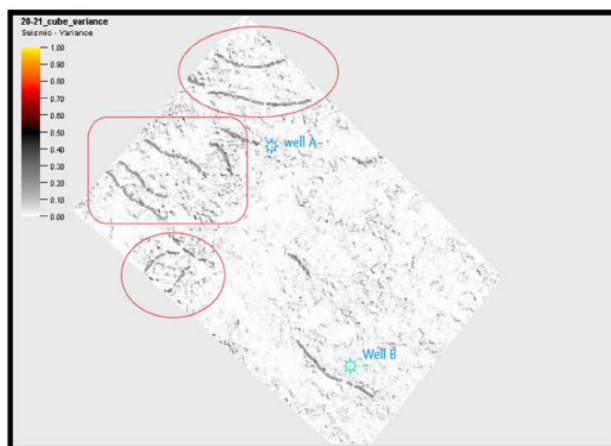
شکل ۱۰ اعمال چگالی شکستگی بر داده لرزه‌ای مربوط به مقطع در راستای محور X شماره ۴۷۴

آن را نتیجه انحنای ناحیه‌ای ناشی از انحنای پوسته همراه با ایجاد حوضه پیش بوم در حاشیه شمال شرقی صفحه عربی در نظر گرفت که به موازات خط فرورانش صفحه عربی به زیر ایران مرکزی در کل منطقه تشکیل شده‌اند. جهت بررسی شکستگی‌ها و گسل‌های میدان مورد مطالعه، می‌توان از برش زمانی چگالی شکستگی و نشان‌گرهای لرزه‌ای به‌خصوص شناسایی شکستگی‌ها و گسل‌ها استفاده کرد. یکی از دلایل تمرکز شکستگی‌ها می‌تواند به دلیل وجود گسل‌های عظیم در میدان باشد. با توجه به روش انجام شده در این تحقیق می‌توان تا حدودی شکستگی‌ها و گسل‌های میدان را تخمین زد. ابتدا از نشان‌گر واریانس استفاده شد. این نشان‌گر یک مقدار بر مبنای روش لبه‌یابی است که شباهت بین شکل موج‌ها با ردلرزه‌های لرزه‌ای مجاور را در راستای یک پنجره افقی یا عمودی محاسبه می‌کند که نشان می‌دهد نشان‌گر واریانس یک ابزار بسیار قوی در شناسایی لبه‌گسل‌ها و کانال‌ها است. همان‌طور که در شکل ۱۱ مشاهده می‌شود، نشان‌گر واریانس اعمال شده و مناطقی که به یک شکستگی عظیم نزدیک هستند مشخص شده است. نشان‌گر بعدی که استفاده شد نشان‌گر آشفتگی است.

با توجه به اهمیت گسل‌های پی‌سنگی با روند شمال-شمال شرقی در شکل‌گیری ساختمان میدان مورد مطالعه عملکرد سه عامل منطقه‌ای در پیدایش شکستگی‌ها را می‌توان به صورت زیر عنوان کرد:

- ۱- حضور گسل‌های پی‌سنگی و فعالیت حاصل از آن‌ها
- ۲- اختلاف فشار ناشی از تغییرات ضخامت در طول حوضه یکی از پارامترهای ایجادکننده شکستگی در پی‌سنگ است.
- ۳- بارگذاری‌های حاصل از چین‌خوردگی و ایجاد انحنای منطقه‌ای در قسمت پیش بوم حوضه که عامل تراستی شدن طبقات و شکستگی آن‌ها در طول حوضه می‌شود.

با توجه به موارد عنوان شده، شکستگی‌هایی که دارای روند شمال و جنوبی هستند عمود بر روند گسل‌های پی‌سنگی با مؤلفه راست‌الغز، حاصل فعالیت مجدد این ساختارهای تکتونیک می‌باشد. شکستگی‌های دارای روند شمال شرقی- جنوب غربی وابسته به جهت اعمال فشار به دو صفحه عربستان و ایران مرکزی در شروع و در حین هم‌گرایی آن‌ها به‌سوی یکدیگر می‌باشد. شکستگی‌های دارای روند شمال غربی- جنوب شرقی مربوط به کشش حاشیه خارجی پوسته در طول رشد چین است که می‌توان



شکل ۱۱ برش زمانی لرزه‌ای پس از اعمال نشان‌گر واریانس در زمان ۱۰۳۰ ms

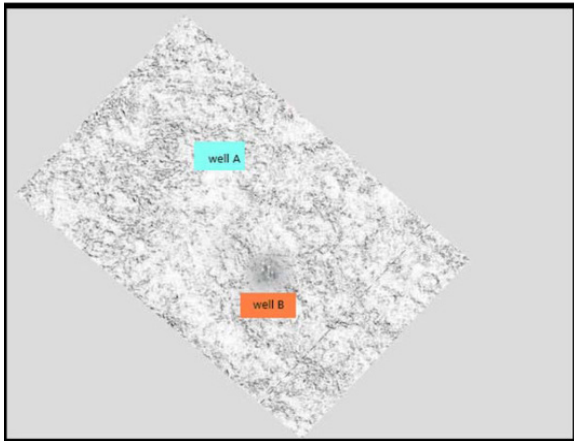
مشاهده می‌شود الگوی گسلی که در برش زمانی لرزه‌ای قبلی مشاهده گردید بر روی این نشان‌گر بهتر شناسایی می‌شود. پس از شناسایی الگوهای گسلی در میدان مورد مطالعه، در برش زمانی ۱۰۳۰ ms چگالی شکستگی تخمین زده شده در همین برش زمانی ساخته شد تا الگوی چگالی شکستگی را در نواحی که احتمال حضور گسل وجود دارد را بررسی کنیم.

جهت بررسی بیشتر از نشان‌گر لرزه‌ای همدوسی^۱ شکل ۱۴ و نشان‌گر تجزیه طیفی^۲ شکل ۱۵ نیز استفاده شد. نشان‌گر لرزه‌ای همدوسی، تشابه بین ردلرزه‌ها را اندازه‌گیری می‌کند. این نشان‌گر تصویری نشان می‌دهد که مشخصات زمین‌شناسی مانند گسل‌ها و کانال‌ها را آشکار سازد. مقدار همدوسی بین صفر و یک می‌باشد به طوری که هر چقدر میزان همدوسی به یک نزدیک‌تر باشد، میزان پیوستگی بیشتر و هرچه به صفر نزدیک‌تر باشد پیوستگی کمتر می‌شود. در نتیجه هر چه به صفر نزدیک‌تر باشد، احتمال حضور گسل و شکستگی بیشتر است در شکل مشخص است در مناطقی که احتمال شکستگی‌ها و گسل وجود دارد میزان پیوستگی کمتر است. شکل ۱۶ برش زمانی لرزه‌ای چگالی شکستگی را در زمان ۱۰۳۰ ms نشان می‌دهد.

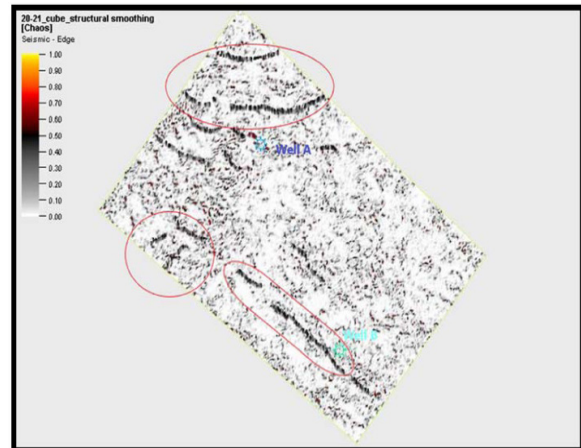
حضور گسل‌ها و شکستگی‌ها را می‌توان توسط نشان‌گر آشفتگی تشخیص داد. نشان‌گر آشفتگی با به دست آوردن گرادیان و محاسبه بیشترین مقدار بردار ویژه در ماتریس کوواریانس جهت غالب را نشان می‌دهد. هر چقدر اختلاف بین بیشترین مقدار بردار ویژه بادیگر مقادیر ویژه بیشتر باشد پیوستگی در داده‌های لرزه‌ای بیشتر و هر چقدر میزان این اختلاف کمتر یا برابر باشند، نشان‌دهنده وجود شکستگی در داده‌های لرزه‌ای است.

در شکل ۱۲ که نشان‌گر آشفتگی اعمال شده است حداکثر آشفتگی در قسمت شمالی میدان به دست آمده این مسئله نشان‌دهنده حضور بیشتر شکستگی‌ها و یا گسل‌ها در این محدوده است. پس از بررسی نشان‌گرهای واریانس و آشفتگی، نشان‌گر لرزه‌ای انحنای اعمال شد تا فرایند تشخیص گسل‌های منطقه آسان‌تر انجام شود. نشان‌گر انحنای در حالت سه‌بعدی صفحات قائم نسبت به یک سطح بیان می‌شود به طوری که تداخل دو صفحات قائم در سطح، انحنای حداقل و حداکثر را نشان خواهد داد. اگر افق به شکل تاقدیس یا ناودیس باشد بردارهای نرمال به ترتیب به صورت واگرا و همگرا قرار می‌گیرند به طوری که مقدار انحنای در تاقدیس مثبت و در ناودیس منفی در نظر گرفته می‌شود. شکل ۱۳ نشان‌گر انحنای اعمال شده بر روی مقطع زمانی ۱۰۳۰ ms نشان می‌دهد.

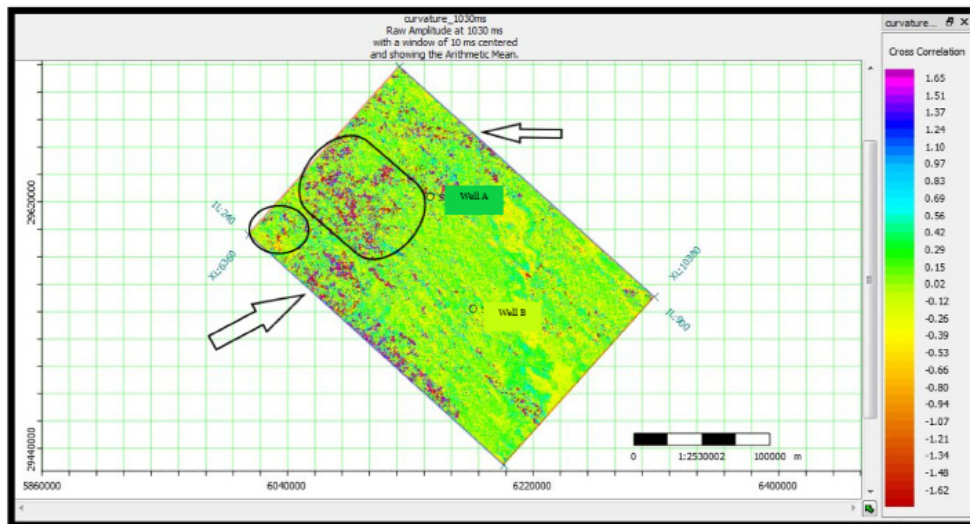
1. Coherency
2. Spectral Decomposition



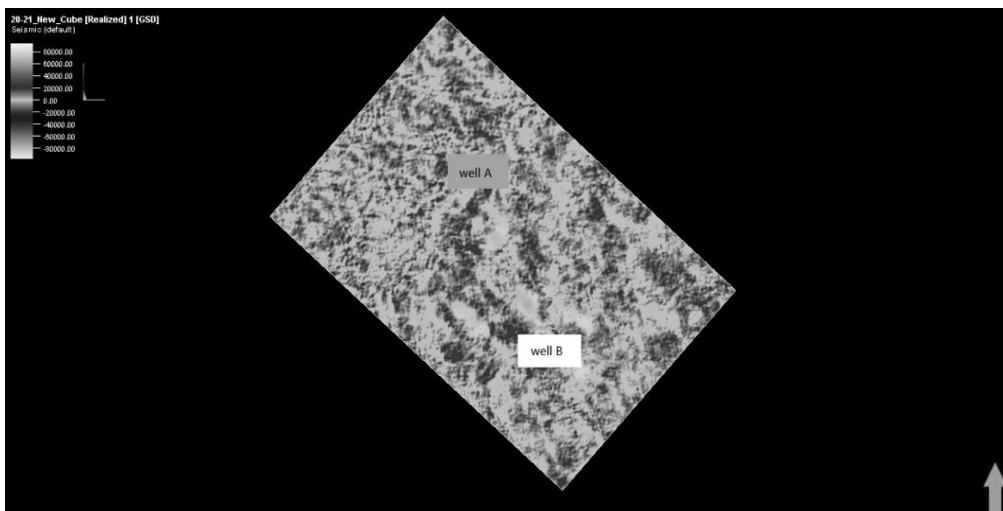
شکل ۱۴ برش زمانی لرزه‌ای پس از اعمال نشان‌گر همدوسی در زمان ۱۰۳۰ ms



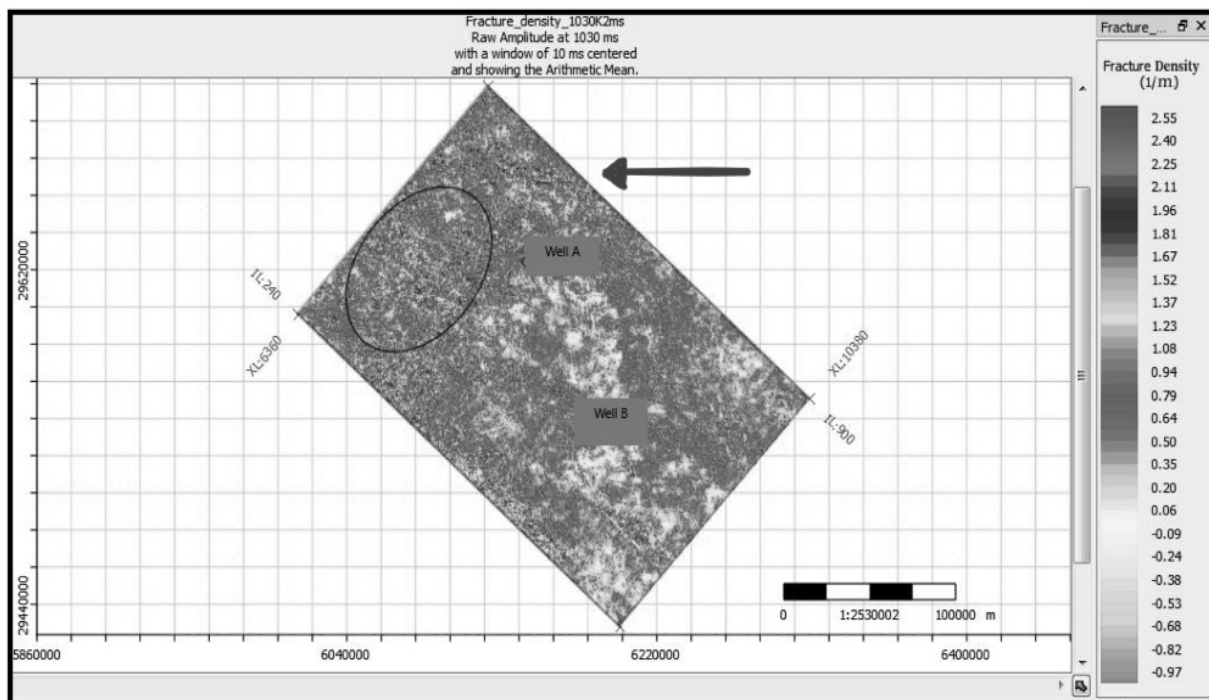
شکل ۱۵ برش زمانی لرزه‌ای پس از اعمال نشان‌گر آشفتگی در زمان ۱۰۳۰ ms



شکل ۱۶ برش زمانی لرزه‌ای پس از اعمال نشان‌گر انحنا در زمان ۱۰۳۰ ms



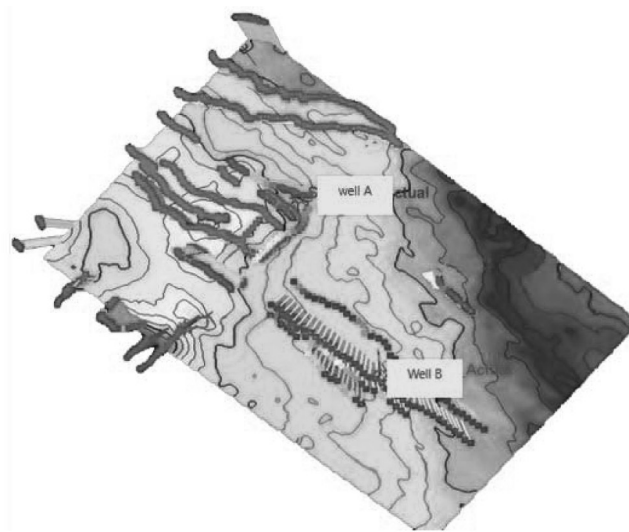
شکل ۱۷ برش زمانی لرزه‌ای پس از اعمال نشان‌گر تجزیه طیفی در زمان ۱۰۳۰ ms



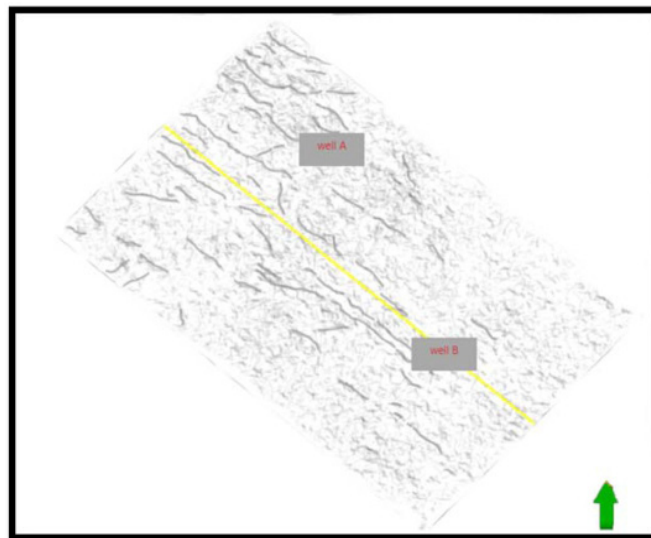
شکل ۱۶ برش زمانی لرزه‌ای چگالی شکستگی در زمان ۱۰۳۰ ms

قبلی و همچنین برش زمانی چگالی شکستگی می‌باشد. بررسی چگالی شکستگی در برش‌های زمانی مختلف نشان می‌دهد که تراکم شکستگی در اطراف چاه A نسبت به چاه B بیشتر بوده که می‌توان شرایط برای برداشت از مخزن را مناسب‌تر کند. همچنین با توجه به ارزیابی پتروفیزیکی انجام گرفته زون‌های K2 و K4 از زون‌های تولیدی مخزن می‌باشد. این موضوع با توجه به توزیع چگالی شکستگی بالا در مقطع در راستای محور X و مقطع در راستای محور Y، لاین‌های دو چاه تاییدی بر مناسب بودن زون‌های K2 و K4 می‌باشد (شکل ۱۹). علاوه بر این نتایج شکستگی‌های به‌دست آمده می‌تواند راهنمای بسیار خوبی در شناسایی مناطق مستعد هرزروی گل حفاری باشد. هرزروی گل حفاری خصوصیات فیزیکی و مکانیکی بخش‌های مختلف یک میدان گازی را نمایان می‌سازد. هرزروی گل در اعماق مختلف از گزارش‌های روزانه زمین‌شناسی و حفاری چاه‌های میدان استخراج می‌شود و به‌صورت یک نمودار در کنار مجموعه اطلاعات دیگر قرار می‌گیرد.

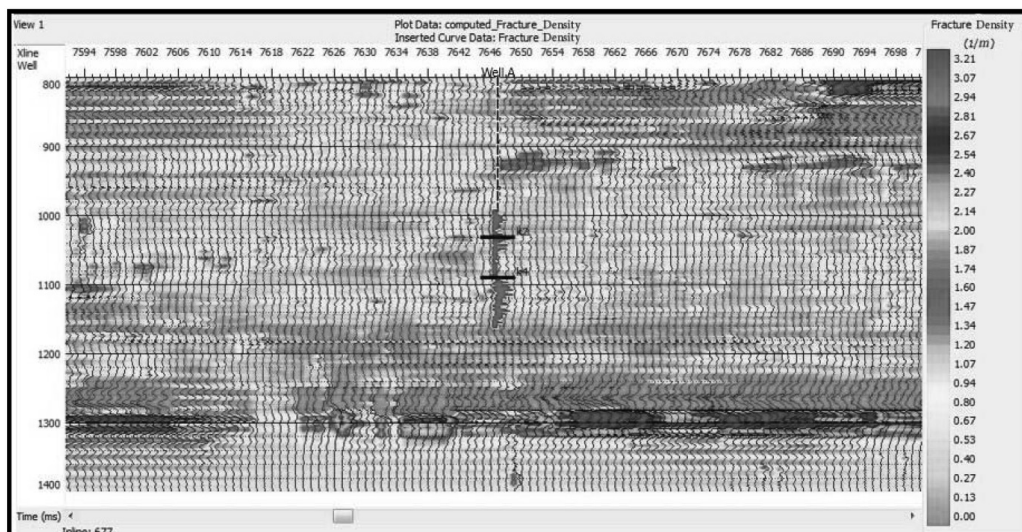
مشاهده می‌شود مناطقی که احتمال حضور گسل تخمین زده شد دارای چگالی شکستگی بالایی هستند و تا حدودی صحیح به‌نظر می‌رسند. پس از بررسی توسط نشان‌گرها و توزیع چگالی شکستگی گسل‌های میدان تخمین زده شد که در شکل ۱۷ مشاهده می‌شود. جهت مقایسه با نتایج گرفته شده در این مطالعه از نشان‌گر ردیابی مورچه که یک روش شناسایی مبتنی بر تفسیر تک نشان‌گری است استفاده شد. نشان‌گر ردیابی مورچه براساس الگوی رفتاری مورچه‌ها در پیدا کردن مسیر بهینه دستیابی به هدف به‌کمک کلونی مورچه‌ها ایجاد شده است. نشان‌گر ردیابی مورچه یک گردش کار دارد به این صورت که ابتدا فرآیند هم‌وارسازی و سپس نشان‌گر واریانس بر داده لرزه‌ای اعمال می‌شود و پس از آن نشان‌گر ردیابی مورچه اعمال می‌شود. شکل ۱۸ برش زمانی لرزه‌ای نشان‌گر ردیابی مورچه را در زمان ۱۰۳۰ ms نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود نتایجی که این نشان‌گر در تشخیص شکستگی‌ها و گسل‌ها ارائه می‌دهد همسو با نتایج گرفته شده از نشان‌گرهای



شکل ۱۷ تفسیر گسل‌های میدان مورد مطالعه



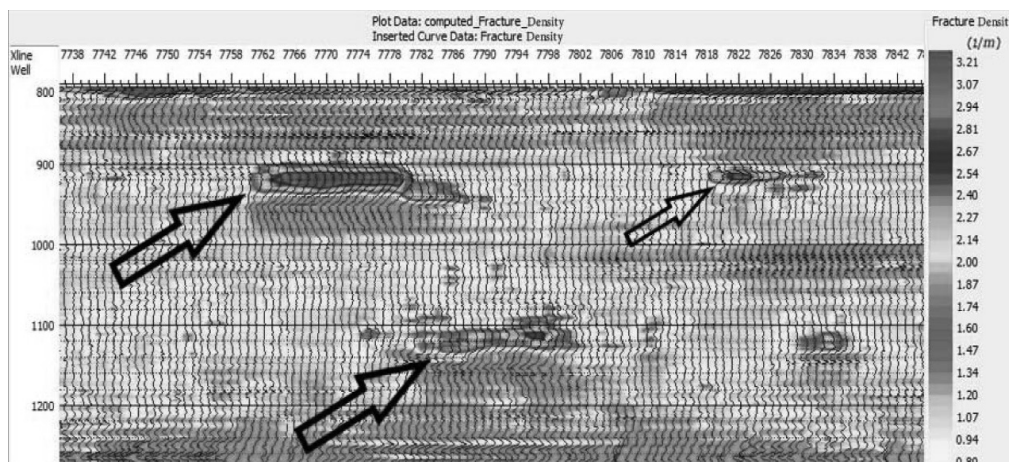
شکل ۱۸ برش زمانی لرزه‌ای نشان‌گر ردیابی مورچه در زمان ۱۰۳۰ ms



شکل ۱۹ مقطع لرزه‌ای توزیع چگالی شکستگی در محل چاه A- مقطع در راستای محور x ۶۷۷

میدان دارای بیشترین مقدار نسبت به هرزروی گل در سازند دالان فوقانی می‌باشد. در این مطالعه نیز با توجه به میزان توزیع چگالی شکستگی در میدان مورد نظر و تشخیص شکستگی‌های شدید حاصل از گسل‌های احتمالی مناطقی به‌عنوان مناطق مستعد هرزروی گل شناسایی شد که تاییدی بر نتایج عملیاتی است. شکل ۲۰ یک مقطع لرزه‌ای را نشان می‌دهد. در این مقطع نواحی تحت عنوان مناطق مستعد هرزروی گل شناسایی شده‌اند. این مناطق دارای چگالی شکستگی بسیار بالایی می‌باشند.

با استفاده از توزیع چگالی شکستگی در تمام میدان می‌توان تا حدودی مناطقی که مستعد هرزروی گل هستند را شناسایی کرد که با این کار می‌توان در حفر چاه‌های جدید نیز ریسک را کاهش داد و با انتخاب هوشمند، جهت مناسب مسیر حفاری را انتخاب کرد. در صورت داشتن مقادیر تنش‌های اصلی سازند با استفاده از اصول و روابط مکانیک سنگی، می‌توان تنش‌های اطراف چاه را نیز محاسبه کرد. با توجه به اطلاعات به‌دست آمده، هرزروی گل در حین حفاری سازند کنگان در اغلب چاه‌های



شکل ۲۰ شناسایی مناطق مستعد هرزروی گل در مقطع در راستای محور x ۶۷۷

و گسل‌های میدان در منطقه شمالی میدان متمرکز شده‌اند و گسل‌های امتداد لغز شمال غربی-جنوب شرقی ویژگی‌های ساختاری اصلی میدان را تشکیل می‌دهند. علاوه‌براین می‌توان به کمک توزیع چگالی شکستگی در محل چاه‌ها، زون‌های تولیدی مخزن را نیز مشخص کنیم. از دیگر نتایج این مطالعه می‌توان گفت به کمک تخمین توزیع چگالی شکستگی در کل میدان می‌توان مناطق مستعد هرزروی گل را تا حدودی شناسایی و به عملیات حفر چاه‌های جدید و انتخاب مسیر مناسب حفاری کمک زیادی نمود.

نتیجه‌گیری

می‌توان نتایج حاصل از این پژوهش را به‌طور خلاصه عنوان نمود که:

با توجه به مباحث عنوان شده ارزیابی توزیع چگالی شکستگی در کل میدان، روشی کارآمد و مؤثر در مطالعه شکستگی‌ها و گسل‌ها می‌باشد. استفاده از این روش دقت را در شناسایی شکستگی‌ها و گسل‌ها افزایش می‌دهد. می‌توان نتیجه گرفت که نشان‌گر لرزه‌ای انحنا و ردیابی مورچه به‌همراه چگالی شکستگی عملکرد بهتری را در تعیین شکستگی‌ها و گسل‌های موجود در میدان مورد مطالعه نشان دادند. بررسی‌ها نشان داد شکستگی‌ها

مراجع

- [۱]. رضایی م ر (۱۳۸۷) زمین‌شناسی نفت، انتشارات علوی، چاپ سوم. تهران، ۴۷۲
- [2]. Horn M K (2003) Giant fields, Giant oil and gas fields of the decade 1990-1999: AAPG Memoir 78, oustton, TX, USA, 340.
- [3]. Laubach S E (2003) Practical approaches to identifying sealed and open fractures, AAPG Bulletin, 87, 4: 561-579.
- [4]. Thompson L B (2000) Fractured reservoirs: integration is the key to optimization, Journal of Petroleum Technology, 52, 2: 52-54.
- [۵]. تخم‌چی ب (۱۳۸۸) شناسایی و طبقه‌بندی درزه‌ها به‌روش ترکیب اطلاعات با نگرشی ویژه به سازند آسماری، پایان‌نامه دکتری، رشته مهندسی معدن گرایش اکتشاف، دانشکده مهندسی معدن، پردیس دانشکده فنی، دانشگاه تهران.
- [6]. Martinez L P, Hughs G R, Wiggins M L (2002) Identifcation and characterization of naturally fractured reservoirs using conventional well logs, The University of Oklahoma, 23.
- [۷]. آقانباتی س ع (۱۳۸۳) زمین‌شناسی ایران، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور.
- [8]. Al-Husseini M I (2000) Origin of the Arabian Plate Structures; Amar Collision and najd Rift, GeoArabia, V.5, N.4, 527-541.
- [9]. Konert G, Affifi A M, Al-Hajiri S A, Drošte H J (2001) Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the arabian plate, geoarabia, V.6, N.3, 407-442.
- [10]. Tavakoli V, Jamalian A (2018) Microporosity evolution in Iranian reservoirs, dalan and dariyan formations, The Central Persian gulf Journal of Natural Gas Science and Engineering, 52: 155-165.
- [11]. Tavakoli V, Rahimpour-Bonab H, Esrafil-Dizaji B (2011) Diagenetic controlled reservoir quality of South Pars gas field, An Integrated Approach, Comptes Rendus Geoscience, 343, 1: 55-71.
- [۱۲]. خان محمدی م، شرکتی ش، (۱۳۸۹). تحلیل شکستگی‌ها در میدان گازی پارس جنوبی. ماه‌نامه اکتشاف و تولید، شماره ۷۷، ۴۹-۴۳.



Identification of Fractures in Kangan and Dalan Formations Using the Integration of FMI Log and Seismic Attributes

Ehsan Golmohammadi¹, Ali Moradzadeh¹, Abolfazl Abdolahipour¹, Reza Mohebian^{1*}, Shervin Bahramali Asadi²

1. School of Mining Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran

2. Petrophysics Department, Kish Petroleum Engineering Services Company, Tehran, Iran

mohebian @ut.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4806.3154

Received: May/16/2022

Accepted: August/10/2022

Introduction

In the development of oil reservoir production, knowledge of the details and heterogeneity of the reservoir is of great importance in describing the reservoir. One of the parameters of the reservoir, the interpretation of which plays an important role in the control of wells and reservoir management, is discontinuity. By studying these discontinuities, which contain faults, fractures, and micro-fractures, an accurate model of reservoir performance can be extracted. Almost all hydrocarbon reservoirs are affected by natural fractures. Natural fractures are capable to impact permeability and/or porosity and as a result reservoir behavior and performance [1]. Open fractures can enhance the effective porosity by themselves also they may link other isolated pores [2]. There are direct and indirect methods and detection data for fracture zones in the subsurface: core description, flow meter, pressure data, thermal survey, production data, mud loss, conventional well-logs, image logs, Stoneley waves, and seismic data [3]. Several major limitations for studying the fractures are conspicuous in the core [4]. The greatest method for fracture analysis is image logs. They cut costs by reducing the coring intervals and perforate zone determination [5]. Such tools normally provide the best high-resolution borehole images in the conductive muds, for example, the electrical micro imager and Fullbore Formation micro imager [6]. When the data quality is poor, identifying subtle fractures is difficult but seismic attributes provide a better way to imagine fault and fracture which are difficult to see in the conventional seismic profile [7]. Most of

the Iranian hydrocarbon reservoirs are carbonate for which fracture evaluation and detection will play an essential role in maximizing production from fractured intervals [8]. In the framework of this study, fractures are identified by FMI image logs, and the fracture density log is created. According to the desired seismic data, the post-stack inversion operation is performed. Subsequently, the evaluation of the log and seismic data at the well locations is carried out to determine the appropriate seismic attributes. By doing so, a relation is derived with the usage of multi-linear regression. The derived relation is applied to a 3D SEG-Y volume to create the volume of the fracture density log.

Geological Setting

The studied area is a part of Zagros, which is located in the Persian Gulf basin (Figure 1). The Folded Zagros is compressed in the northeast-southwest direction as a result of the northward movement of the Arabian plate and its collision with the Iranian plate [9]. Among the tectonic factors effective in the shape and location of the Middle East region, the primary building had the greatest effect on the emergence of the building of this field with a north-south trend, and other effective tectonic factors such as the Middle Miocene orogenic movements (Zagros orogeny) acted weaker [10]. The presence of deposits of massive shallow carbonate sequences on the Paleozoic rocks in the eastern margin of the Arabian plate and the presence of a wide range of rich source rocks in the Arabian Basin during the Silurian age are the main reasons for the presence of hydrocarbon reservoirs in the region. Kangan



Fig. 1 Location of the studied field.

Formation with Early Triassic age and Dalan Formation with Middle-Upper Permian age form the main reservoir of Persian Gulf gas reserves. The material of Kangan formation and the upper corridor is limestone and dolomite, which is interlayered with shale and anhydrite. The constituent part of the reservoir rock is limestone and dolomite units. Kangan and Dalan formations, as two units of Dahram group, form a common hydrocarbon reservoir and are separated into four reservoir units K1, K2, K3, K4 only based on reservoir characteristics and stratigraphic sequence. Dahram group is very important in terms of horizontal gas accumulation and most of Zagros gas reserves are located in this group [11].

Material and Methods

The data used in this research include petrophysical log data and three-dimensional seismic data of three wells A, B, and C, where two wells A and B are used for estimation and identification, and well C is also used for validating the results. Took Wells A and B, which were interpreted, include common petrophysical log (gamma, acoustic, neutron, density, caliper), FMI image log, and three-dimensional post-stack seismic data (data from well A at a depth of 2669-3132 meters and well B is at a depth of 3102-2662 meters). From the petrophysical data for the first part of the research to identify the fractures and extract the fracture density log and from the three-dimensional seismic data for the second part of the research to determine the fracture density log. It was estimated with the help of appropriate seismic attributes on the 3D seismic data volume and used. The range of seismic inline is 900-240 and the range of seismic crossline is 6360-10380.

Results and Discussion

In this research, after extracting the fracture density log, the following steps were performed:

1) Evaluation of logger and seismic data at the location of the well to identify suitable attributes.

2) Deriving a relationship using Multivariate regression.

3) Applying the extracted relationship to a volume of three-dimensional seismic data, to create a volume of fracture density profile features.

In this research, the inversion section was used as an attribute. After selecting the wells and group of attributes, a list was produced by evaluating all available attributes using stepwise regression. Then, by evaluating the graph of the average error about the number of attributes (Figure 2), it can be determined that six attributes should be used.

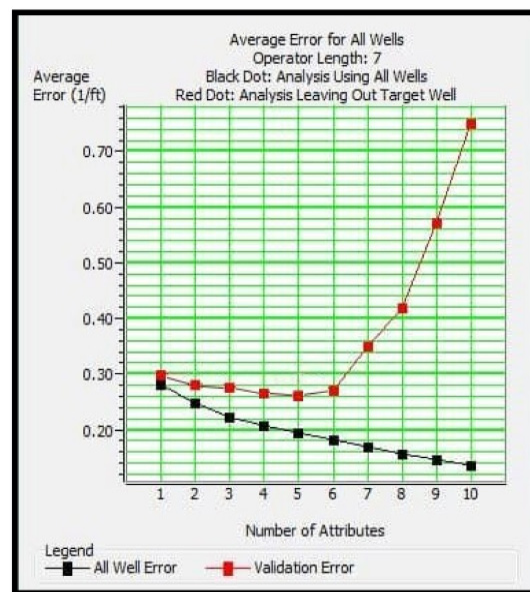


Fig. 2 Graph of the average error rate against the number of attributes.

The correlation between the fracture density from the optimal seismic attributes and the actual fracture density is about 93%. By obtaining a high correlation, the result of applying it on 3D seismic data can be seen in Figure 3. Figure 3 shows the result of applying fracture density on seismic data in inline 474.

By examining the attributes of variance, chaos, curvature, coherence, spectral decomposition, and ant tracking in a time slice (1030 MS) and comparing them with the fracture density section in the time slice of 1030 MS (Figure 4), it can be concluded that to some extent the desired method. It has functioned correctly in detecting fractures and faults in the field.

By using the fracture density distribution in the whole field, it is possible to identify the areas that are prone to mud loss, which can reduce the risk of drilling new wells and choose the right direction of the drilling path with smart selection. If we have the values of the main stresses of the formation using the principles and relationships of rock mechanics, we can also calculate the stresses around the well.

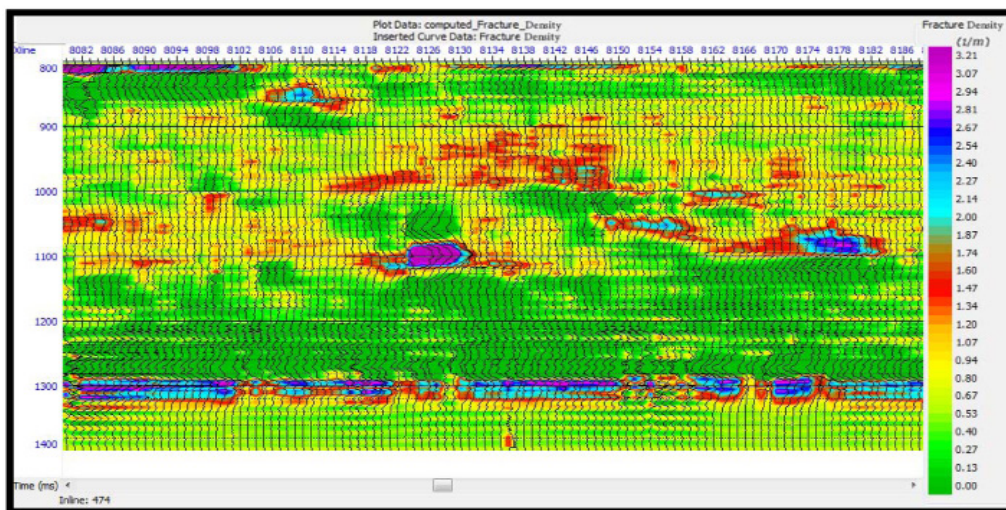


Fig. 3 Application of fracture density on seismic data related to inline number 474.

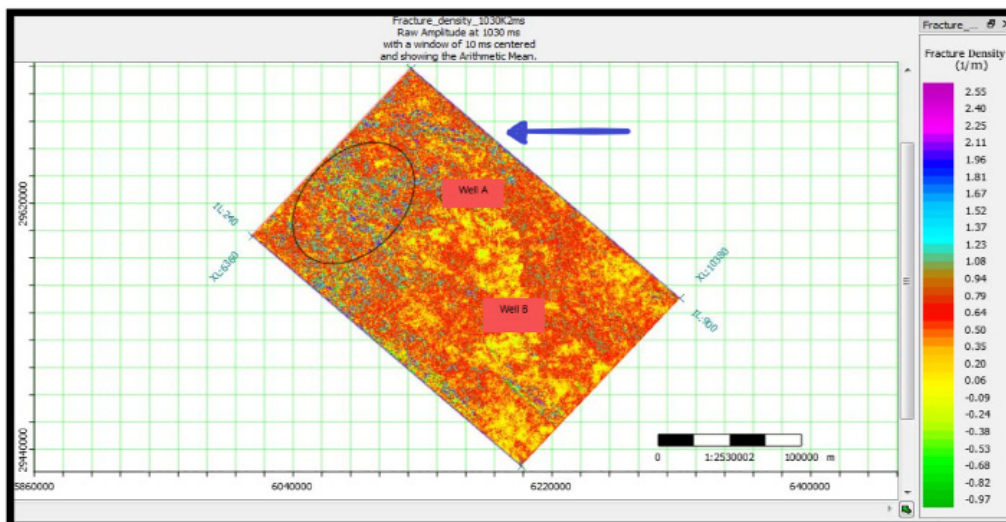


Fig. 4 Seismic time slice of fracture density at 1030 MS.

According to the obtained information, the amount of mud during the drilling of the Kangan formation in most of the field wells has the highest amount compared to the mud in the upper Dalan formation. In this study, according to the amount of fracture density distribution in the target field and the detection of severe fractures

resulting from possible faults, areas were identified as areas prone to mud erosion, which is a confirmation of the operational results. In Figure 5, a seismic section is shown. At this point, the areas have been identified under the title of areas susceptible to mud loss. These areas have a very high fracture density.

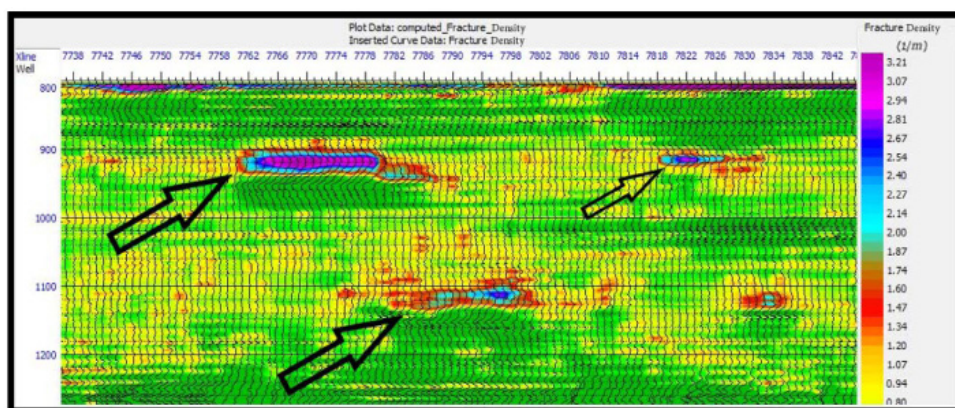


Fig. 5 Identifying the areas prone to mud loss in inline 677 seismic sections.

Conclusions

It can be concluded that with the help of the combination of FMI image log data and optimal seismic attributes, it is possible to detect fractures and faults in the field. According to the fracture density distribution estimation in the whole field, it can be concluded that the fractures and faults of the field are concentrated in the northern region of the field, and the northwest-southeast strike-slip faults form the main structural features of the field. Also, the production zones of the reservoir can also be determined with the help of fracture density at the wells. From the other results of this study, it can be said that with the help of estimating fracture density distribution in the whole field, it is possible to identify areas prone to mud loss to a certain extent, and it can be of great help in drilling new wells and choosing the right drilling route.

References

1. Ameen M S, Hailwood E A (2008) A new technology for the characterization of microfractured reservoirs (test case: Unayzah reservoir, Wudayhi field, Saudi Arabia), AAPG Bulletin, 92, 1: 31–52.
2. Kelishami S B A, Mohebian R, Salmian O (2022) A comprehensive perspective on pore connectivity and natural fracture analysis in Oligo-Miocene heterogeneous carbonates, southern Iran, Journal of Petroleum Science and Engineering, 208: 109199.
3. Aghli G, Soleimani B, Moussavi Harami R, Mohammadian R (2016) Fractured zones detection using conventional petrophysical logs by differentiation method and its correlation with image logs, Journal of Petroleum Science and Engineering, 142: 152–162.
4. Shafiabadi M, Kamkar Rouhani A, Sajadi S (2021) Identification of the fractures of carbonate reservoirs and determination of their dips from FMI image logs using Hough transform algorithm, Journal of Oil and Gas Science and Technology Revue d'IFP Energies nouvelles, 76: 37.
5. Schlumberger (2005). GeoFrame 4.2, BorView User's Guide. Schlumberger Ltd
6. Halliburton (1996) Electrical Micro Imaging Service (Sales Kit), 71.
7. Halimatussa'diyah N, Rosid M S, Indrajaya H (2019) Identification of fractured-basement reservoir based on integration of FMI Log and seismic attributes in hydrocarbon field "I", Barito Basin, South Kalimantan, In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 311, 1: 012088, IOP Publishing.
8. Zaree V, Riahi M, Khoshbakht F, Hemmati H (2016) Estimating fracture intensity in hydrocarbon reservoir: an approach using DSI data analysis, Journal of Carbonates and Evaporites, 31, 1: 101-107.
9. Aganbati SA (1383) Geology of Iran, Organization of Geology and Mineral Explorations of the country.
10. Konert G, Affifi A M, Al-Hajiri S A, Drošte H J (2001) Paleozoic Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Arabian Plate, GeoArabia, 6, 3: 407-442.
11. Tavakoli V, Jamalian A (2018) Microporosity evolution in Iranian reservoirs, Dalan and Dariyan formations, the central Persian Gulf, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 52: 155-165.