

استفاده از نمودارهای تصویرگر OBMI و UBI در تحلیل ساختار و شکستگی‌های مخزن آسماری و مقایسه آن با نمودار انحراف سرعت در یکی از میادین جنوب غرب ایران

قاسم عقلی

دانشجوی کارشناسی ارشد زمین‌شناسی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز

عباس چرچی

گروه زمین‌شناسی دانشگاه شهید چمران اهواز

بهمن سلیمانی

گروه زمین‌شناسی دانشگاه شهید چمران اهواز

هاشم فردین

شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اداره مطالعات

تاریخ پذیرش: ۹۳/۱/۱۶

تاریخ دریافت: ۹۱/۱۱/۱۵

Petroleum_api@yahoo.com

چکیده

در مطالعه ساختمان‌های نفتی، مطالعه شکستگی‌های سنگ مخزن در مراحل تولید و توسعه میدان بسیار مهم و ضروری است. به کارگیری نرم‌افزارهای مخزنی در تحقق این مسئله به زمین‌شناسان نفتی کمک شایانی می‌نماید. هدف از این تحقیق، بررسی سیستماتیک شکستگی‌های مخزن آسماری در یکی از میادین نفتی ایران و نحوه گسترش این شکستگی‌ها در مخزن مذکور با استفاده از تحلیل نمودارهای تصویرگری OBMI و UBI و تأثیر این شکستگی‌ها بر تخلخل و تراوایی مخزن از طریق محاسبه و رسم نمودار انحراف سرعت می‌باشد. نتایج حاصل از این تحقیق نشان می‌دهد که استفاده از تفسیر نمودار OBMI و UBI با وجود این که دقت کمتری از FMI دارند، ابزار توانمندی برای شناسایی شکستگی‌ها و شیب ساختاری در مخازنی است که از گل پایه روغنی استفاده می‌شود. در این مطالعه نتایج حاصل از تفسیر FMI در یکی از چاه‌های میدان مورد نظر برای مطابقت آورده شده است. به طور کلی تولید در مخزن آسماری این میدان، تلفیقی از شکستگی‌ها و ماتریکس سنگ است. در این مخزن شکستگی‌ها و زون‌های متخلخل تأثیر فراوان بر خصوصیات سنگ مخزن داشته‌اند به نحوی که دو الگوی کلی شکستگی تکتونیکی مرتبط با چین خوردگی از نوع طولی و مورب و همچنین انواع شکستگی مرتبط با گسل خوردگی در این مخزن دیده می‌شود. در میان آن‌ها الگوی طولی، غالبترین نوع محسوب شده و اغلب شکستگی‌های باز را تشکیل می‌دهند. امتداد آن‌ها N45-90W بوده و بیشتر در زون‌های بالایی آسماری مشاهده می‌شوند که در رابطه با چین‌خوردگی حاصل از گسلس در زون برشی بالارود و در اثر عملکرد گسل معکوس بالارود می‌باشند.

کلمات کلیدی: زون برشی، شکستگی، گسل بالارود، نمودارهای تصویرگر، نمودار انحراف سرعت، OBMI و UBI

مقدمه

۱۳۸۸). در مطالعه شکستگی‌های مخازن هیدروکربوری، به طور کلی از اطلاعات مختلفی نظیر داده‌های ساختمانی (سطح‌الارضی و تحت‌الارضی)، داده‌های حفاری، نمودارهای رانده شده در چاه‌ها، داده‌های مغزه‌ها، اطلاعات تولیدی چاه‌ها و داده‌های دینامیکی مخزن استفاده می‌گردد (Tampson, 2000). بهترین روش برای تشخیص شکستگی‌ها، تصویرگرها می‌باشند (Schlumberger, 2005). این تصویرگرها عمق بررسی بسیار پایینی دارند. در گل حفاری پایه آبی از FMI (Full-bore Formation Micro Imager) و در گل حفاری پایه روغنی از OBMI (Oil Base Mud Imager) و UBI (Ultrasonic Borehole Imager) استفاده می‌شود، که به طور کلی OBMI برای تعیین شیب ساختاری و ساختارهای رسوبی و UBI برای تعیین شکستگی‌ها مناسب است (Schlumberger, 2003). در نهایت با تلفیق اطلاعات فوق‌الذکر و از طریق روش‌های آماری و ریاضی، ساز و کار ایجاد شکستگی‌ها، روند عمومی و الگوی شکستگی‌های غالب و تأثیر آن‌ها بر تراوایی مخزن تعیین می‌شود. این الگو در ارتباط مستقیم با رژیم تکتونیکی حاکم بر منطقه می‌باشد.

شکستگی‌ها در میادین نفتی حوزه زاگرس نقش اساسی در مهاجرت و تولید از مخازن هیدروکربوری به ویژه سازند آسماری دارد و مخازن کربناته ایران از این نظر دارای شهرت جهانی هستند (Roehl, 1985). این شکستگی‌ها عمدتاً منشأ ساختمانی داشته و در طی فازهای فشاری مربوط به کوهزایی آلپ پایانی همزمان با حرکت افقی پوسته قاره‌ای عربستان در امتداد روند کوتاه شدگی پوسته و چین خوردگی رسوبات این حوضه به وجود آمده‌اند (e.g., McQuillan, 1973; Gholipour, 1998; Rezaie and Nogole-Sadat, 2004; Ahmadhadi et al., 2008; Alavi, 2007; Khoshbakht et al., 2009). در مخازن کربناته، بررسی و مطالعه شکستگی‌ها اساساً از این نظر حائز اهمیت است که شکستگی‌ها تأثیر مهمی در مقدار تخلخل و تراوایی سنگ‌ها داشته و حرکت سیالات را تسهیل می‌کنند (Serra, 1998; Nelson, 2001; fossen, 2010). وجود شکستگی‌ها حتی شکستگی‌های بسیار کوچک تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر نفوذپذیری دارد و آگاهی و شناخت از الگوها و نحوه توزیع آن‌ها در هر میدان امکان طراحی صحیح مکان‌های حفاری چاه‌ها را به منظور امکان افزایش تولید و بهره‌وری حداکثر از مخزن و کاهش هزینه‌ها را فراهم می‌کند (ساعدی،

تصویرگر مقاومتی سازند پایه روغنی (OBMI) و تصویرگر مافوق صوتی دیواره چاه (UBI)

استفاده از گل‌های روغنی در حفاری خطرات عملیات حفاری را به طور اساسی کاهش و بازدهی را به نحو محسوسی افزایش می‌دهد و در عین حال امکان کاربرد دستگاه‌های FMI را نیز از بین می‌برد. همین موضوع و اهمیت بیش از حد نوع گل حفاری باعث شده است تا دستگاه‌های تصویرگر جدیدی با کاربرد در گل روغنی ساخته شوند. دو دستگاه OBMI و UBI حاصل این تلاش بوده است (شکل ۱). دستگاه FMI قابلیت راندن در گل‌های نمکی را دارد (فاز رسانا بیشتر از ۸۰ درصد است) بنابراین در حالتی که گل روغنی باشد از ترکیب دو دستگاه OBMI و UBI استفاده می‌شود. دستگاه OBMI چهار بالشتک و ۴۰ الکتروود با دقت عمودی ۰.۴ اینچ دارد. در دو انتهای هر بالشتک، دو الکتروود قرار دارد که جریان را به درون گل ارسال می‌کنند. در وسط این بالشتک، دو ردیف و در هر ردیف پنج الکتروود وجود دارد. این الکتروودها اختلاف پتانسیل ایجاد شده در گل را بر اثر این جریان اندازه‌گیری می‌کنند. این اختلاف پتانسیل بر اساس فرمول مقاومت زیر اندازه‌گیری می‌شود (Serra, 1998).

$$R = K \frac{dv}{T} \quad K = \text{geometrical factor}$$

خروجی این دستگاه همانند دستگاه FMI به گونه‌ای است که نواحی مقاومت بالا به صورت روشن و نواحی با مقاومت پایین به رنگ تیره مشخص می‌شود. باید متذکر شد OBMI همه شکستگی‌ها چه بسته یا باز را نشان می‌دهد، اما این دو شکستگی را از یکدیگر تشخیص نمی‌دهد. بنابراین برای تکمیل اطلاعات مربوط به شکستگی‌ها و وضعیت دیواره چاه، باید دستگاه دیگری به نام UBI به همراه OBMI در چاه وارد می‌شود. این دستگاه بر اساس ارسال موج صوتی با یک ارسال کننده دورانی (تعداد ۱۸۰ پالس در هر چرخش و تقریباً ۷.۵ چرخش در هر ثانیه) به سمت دیواره چاه کار می‌کند و دامنه و زمان موج برگشتی را اندازه‌گیری می‌کند. یک شکستگی باز با مشخصه‌هایی از قبیل مشخصات زیر آشکار می‌گردد (Schlumberger, 2003):

الف- داشتن دامنه پایین صوتی (به صورت تیره رنگ) که ساختار رسوبی را با زاویه بالایی قطع می‌کند.

ب- ادامه مداوم و پیوسته دارد که در آن تضاد صوتی قوی است (در نمایش به صورت تضاد رنگی تیره از روشن). این دستگاه فقط شکاف‌های باز را تشخیص می‌دهد. بنابراین اگر شکستگی را OBMI نشان دهد، اما UBI نشان ندهد پس آن شکستگی بسته است.

موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه

این تاقدیس در حاشیه شمالی فروافتادگی دزفول واقع شده است. این تاقدیس، در ناحیه گسل خورده و پایین افتاده حد شمالی قطعه دزفول در کنار خمش بالارود قرار دارد. روند این تاقدیس نشان دهنده تاثیر زون گسلی بالارود می‌باشد. رخنمون‌های سطحی آن سازند آجاجاری و در بعضی قسمت‌ها سازند گچساران دیده می‌شود. این میدان فشرده‌گی بیشتری را در شمال شرق و جنوب غرب خطوط کنتور زیر زمینی نشان می‌دهد، که معرف شیب بیشتر در دامنه جنوبی است. بر اساس نقشه UGC این میدان در افق آسماری (شکل ۳) دارای طول حدود ۱۶/۵ کیلومتر و عرض متغیر است که به طور متوسط ۴/۷ کیلومتر می‌باشد. بر اساس نقشه لرزه‌ای (نقشه برداری انعکاسی). بیش از ۱۷ کیلومتر طول و ۷/۸ کیلومتر عرض دارد. یال جنوب غربی این تاقدیس نسبت به یال شمال شرق آن شیب بیشتری دارد امتداد محور ساختمان آن با آزیموتی نزدیک به ۱۱۸

درجه، جهتی جنوب شرقی- شمال غربی دارد. این تاقدیس در اثر عملکرد گسل معکوس و زون برشی بالارود دگر ریختی شدیدی را نشان می‌دهد (سحابی، ۱۳۹۰). حدود ۱۰۰۰ متر بر روی تاقدیس واقع در جنوب رانده شده است. که در بعضی مناطق برگشتگی یال حاصل از این راندگی را نشان می‌دهد همچنین گسل-های امتداد لغز با شیب زیاد باعث دگرریختی شدید در این میدان شده‌اند. با توجه به سایر شواهد دگرشکلی و داده‌های نئوتکتونیک به نظر می‌رسد که راستای N20E تا N30E امتداد جابجایی یا فشرده‌گی اصلی است که در اثر تجزیه آن می‌توان مؤلفه‌های فشاری و مؤلفه‌های جابجایی راستگرد را استنباط نمود (Alavi, 2007).

آنالیز شکستگی‌ها

شکستگی‌ها ساختارهای صفحه‌ای هستند که در امتداد آن‌ها هیچ جابجایی ظاهری دیده نمی‌شود. به طور کلی این ساختارها در رژیم کششی و چرخشی دارای شیب تندتری هستند. در حالیکه در رژیم تراکمی می‌توانند کمتر از ۳۰ درجه شیب داشته باشند. ممکن است دهانه شکستگی‌ها باز باشد. یا اینکه با بعضی از کانی‌ها نظیر رس، کلسیت، انیدریت، پیریت و غیره پر شود (Serra, 2004). در تصاویر OBMI، بخش‌های رسانا (همانند شیل، استیلولیت یا رگه‌های انحلالی پر شده با رس، تخلخل یا شکستگی باز) به صورت رنگ خاکستری تیره یا سیاه ظاهر می‌شوند. در صورتی که بخش‌های مقاوم (مانند آهک‌های متراکم، ماسه سنگ یا انیدریت) به صورت سایه‌های زرد روشن یا سفید دیده می‌شوند (شکل ۲). شکستگی‌های باز به خاطر ورود گل رسانا به صورت ساختارهای خطی تیره دیده می‌شوند که زاویه زیادی نسبت به سطح لایه‌بندی دارند. شکستگی‌های سیمانی شده نیز به خاطر کلسیت یا انیدریت پرکننده آن‌ها به صورت ساختارهای خطی تیره مشاهده می‌شوند. فاکتورهای زیادی روی کیفیت تصاویر تأثیر می‌گذارند که باید قبل از تفسیر، اثر آن‌ها را تصحیح نمود. این فاکتورها عبارتند از: تغییر سرعت ابزار نسبت به سرعت لوله حفاری یا کابل و گیر کردن ابزار. برای افزایش جزئیات ساختارهای سازندی، تصاویر را تعدیل و نرمالیزه می‌کنند. دو نوع نرمالیزه استاتیکی و دینامیک روی تصاویر صورت می‌گیرد. در کل پدهای OBMI در طی نمودار گیری، تماس خوبی با دیواره‌های چاه برقرار می‌کنند. داده‌های خام تصاویر OBMI با استفاده از نرم‌افزار GeoFrame پردازش شدند (Schlumberger, 1974; Martinez et al, 2002). شناسایی و طبقه‌بندی شکستگی‌ها با استفاده از یک ابزار تصویری با قدرت تفکیک بالا همانند شناسایی مستقیم آن‌ها از روی مغزه ممکن است. داده‌های مورد مطالعه با استفاده از ابزار OBMI در چاه ۸/۵ اینچی نمودارگیری شده است. شکستگی‌های بسیار زیادی در تصاویر OBMI مشاهده شد که طبقه‌بندی آن‌ها بر اساس منشأ در ادامه آمده است.

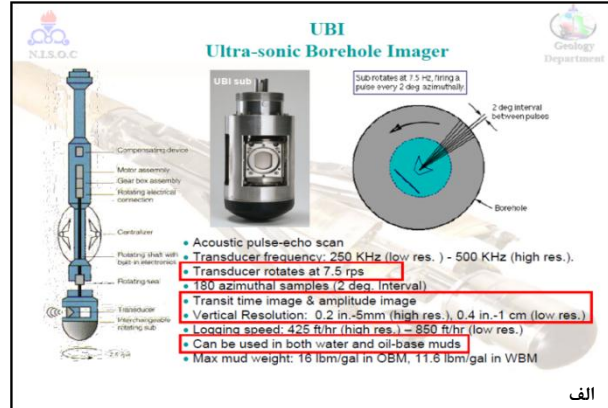
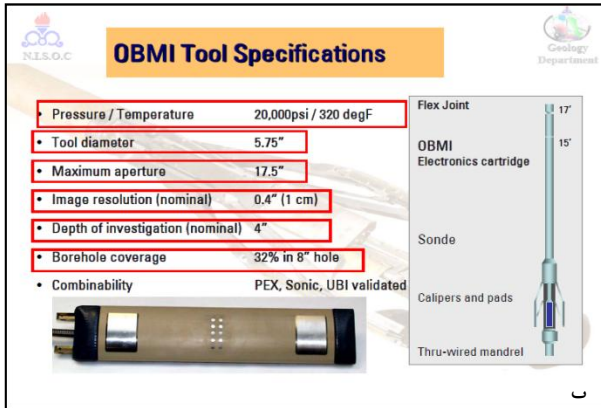
شکستگی‌های حاصل از عملیات حفاری و تعیین جهت تنش‌های

درجا در میدان

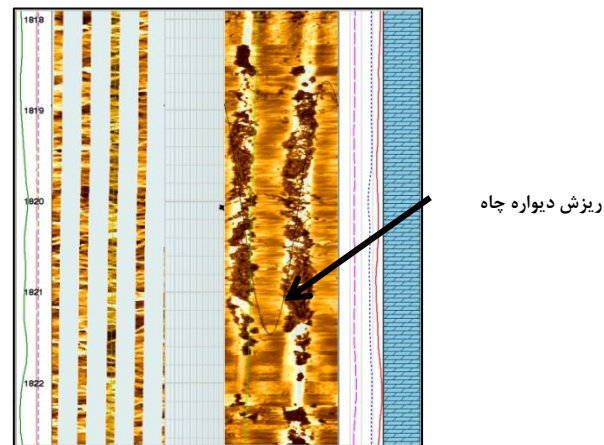
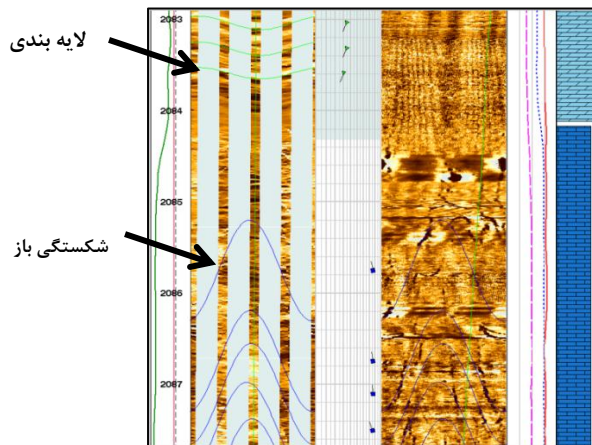
این شکستگی‌ها در اثر عوامل مرتبط با حفاری، به صورت مصنوعی و در اثر توزیع غیریکسان و نامساوی تنش‌های مماسی که بر روی دیواره چاه در محل تلاقی با تنش‌های افقی حداکثر (δ_1) و تنش‌های افقی حداقل (δ_3) اعمال می‌شود به وجود می‌آیند. از نقطه نظر کمی، مقدار این تنش‌های محلی بر روی دیواره چاه در محل تلاقی با تنش افقی حداکثر به کمترین مقدار خود می‌رسد. الگوهای این دسته شکستگی‌ها می‌تواند کاملاً عمودی (قائم) یا دندان‌دار و به دو صورت کششی و برشی باشد. عوامل حفاری ایجاد کننده شکستگی‌های کششی که به شکستگی‌های القایی نیز معروف هستند، وزن گل بالا، بار روی مته، برداشته شدن وزن لایه‌های بالایی از روی لایه زیرین هنگام حفاری، خصوصیات سنگ و تنش‌های در

تنش افقی حداکثر (δ_1) می‌باشد (Rajabi et al, 2010; Xin Nie et al, 2013). این دسته شکستگی‌ها نیمه پایدار بوده و به مرور زمان دیواره چاه در این نواحی شروع به ریزش می‌کند و سبب ایجاد دو ناحیه با قطر بیشتر در چاه می‌شوند و شکل دهانه چاه را به صورت بیضوی درمی‌آورند. به این نواحی گسیختگی چاه گفته می‌شود و روند آن‌ها عمود بر روند شکستگی‌های القایی است (Tingay et al, 2008). در (شکل ۳- الف)، تنش‌های وارد بر میدان با توجه به شکستگی‌های القایی و ریزش دیواره چاه برای چاه‌های مورد مطالعه آورده شده است.

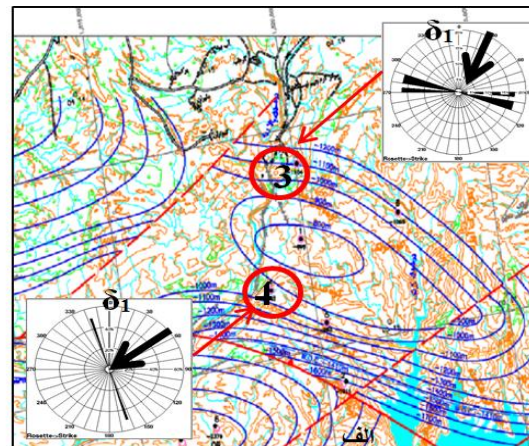
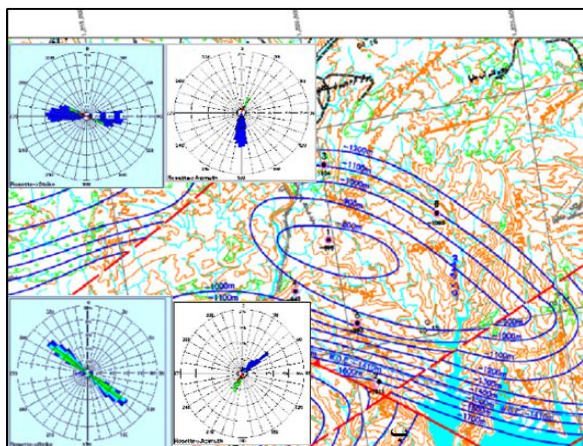
جای محلی هستند این شکستگی‌ها از نوع Tensile بوده و معمولاً به صورت عمودی در راستای تنش افقی حداکثر ایجاد می‌شوند (شکل ۲). آن‌ها از نظر سازوکار ایجاد و فرم، مشابه شکستگی‌های هیدرولیکی هستند (Serra, 1998). سازوکار ایجاد شکستگی‌های برشی مرتبط با حفاری با نوع قبلی متفاوت است، و در اثر گل حفاری سبک ایجاد می‌شوند. آن‌ها معمولاً بر روی دیواره چاه در محل تلاقی با تنش افقی حداکثر (δ_3) و به صورت دسته‌های متقاطع مشاهده می‌شوند. نیروی اعمال شده بر دیواره چاه در تشکیل این نوع شکستگی‌ها از نوع فشارشی و جهت آن به موازات



شکل ۱. نمایش شماتیک دستگاه UBI (شکل الف) و دستگاه OBMI (شکل ب) به همراه ویژگی‌های هر دستگاه (Schlumberger, 2003).



شکل ۲. نمایش شماتیک عوارض بر روی نمودار OBMI و UBI



شکل ۳. نقشه UGC میدان و وضعیت امتداد شکستگی‌های القایی (شکل الف) در مخزن آسماری که در جهت کمترین تنش وارد بر دیواره چاه ایجاد می‌شوند. تنش حداکثر عمود بر این امتدادها می‌باشد. موقعیت امتداد و آزمون شکستگی‌ها و لایه‌بندی (شکل ب)

عوامل کنترل کننده شکستگی ها

عوامل اساسی کنترل کننده شکستگی‌ها رخدادهای تکتونیکی سنگ-شناسی و دیاژنزی هستند. چین‌خوردگی، گسلش، نوع لیتولوژی، ضخامت لایه‌ها و تخلخل از مهمترین این عوامل هستند (Mohebbi et al., 2007).

روش های تفسیر

به طور کلی نمودارهای تصویرگر در بررسی و اندازه‌گیری پارامترهای هندسی لایه‌ها، گسل‌ها و شکستگی‌ها (امتداد، شیب و جهت)، تشخیص شکستگی‌های باز، نیمه باز و بسته (شکل ۴)، تشخیص بخش‌های متراکم و نامتراکم در مخزن، تشخیص استیلولایت و انیدریت، تعیین جهت استرس‌های محلی و... استفاده می‌شود. در این مطالعه، هدف اصلی بررسی و تشخیص شکستگی‌های باز درگستره مخزن آسماری (به صورت جانبی و قائم) تعیین جهت و نوع آن‌ها، سازوکارهای ایجاد آن‌ها، تعیین جهت استرس‌های محلی و تعیین بخش‌های ناتراوا و متراکم در مخزن با استفاده از نرم‌افزار Geoframe بوده است. که این مهم با استفاده از نمودارهای تصویرگر رانده شده در چاه‌ها انجام شده است. در شکل ۵ استریوت و رزداگرام مربوط به شکستگی‌ها در چاه شماره ۴ آورده شده است که با توجه به امتداد شکستگی‌ها نسبت به لایه‌بندی دو دسته شکستگی تشخیص داده شد. دسته A یا شکستگی‌های طولی که امتدادی برابر با لایه‌بندی دارند و دسته B یا شکستگی‌های مورب.

در (شکل ۶ و ۷) موقعیت شکستگی‌ها نسبت به تمام عوارض پلات شده بر روی نمودارهای تصویرگر در هر دو چاه مورد مطالعه آورده شده است، که تمرکز بالای شکستگی در هر دو چاه مربوط به فعالیت گسل معکوس بالارود و سه گسل امتدادلغز در میدان مورد نظر می‌باشد.

نمودار انحراف سرعت

نمودار انحراف سرعت (Velocity-deviation log) که از ترکیب نمودارهای صوتی با تخلخل نوترون و تخلخل جرم مخصوص محاسبه می‌شود، ابزار مناسبی جهت بدست آوردن اطلاعاتی در مورد تخلخل غالب در طول یک حلقه چاه می‌باشد. همچنین از این نمودار می‌توان روند تغییرات تراوایی را به طور نسبی بدست آورد. جهت بررسی نوع خلل و فرج غالب در چاه و تشخیص شکستگی‌ها در مخزن آسماری و تطابق با تخلخل ثانویه با استفاده از داده‌های رقومی نمودارهای صوتی و نوترون نمودار انحراف سرعت برای مخزن آسماری چاه‌های ۳ (شکل ۹) و ۴ (شکل ۸) میدان رسم شد. به طور کلی رابطه معکوسی بین تخلخل و سرعت وجود دارد، یعنی سرعت با افزایش تخلخل کاهش می‌یابد. در یک نمودار انحراف سرعت سه زون قابل تشخیص است که عبارتند از:

الف: زون‌های با انحراف مثبت: که نشان دهنده تخلخل بالا بوده و عمدتاً شامل تخلخل‌های قالبی و درون فسیلی هستند.

ب: زون‌های با انحراف صفر: که شامل انحراف‌های کوچک می‌باشند و اغلب نشان‌دهنده تخلخل‌های بین‌ذره‌ای، بین بلوری و ریز تخلخل هستند.

ج: زون‌های با انحراف منفی: که در آن‌ها سرعت نمودار صوتی به طور غیر عادی پایین بوده و می‌تواند در اثر سه عامل ایجاد شوند که عبارتند از:

۱- بی‌نظمی یا ریختگی در دیواره چاه: که سبب می‌شود نمودار صوتی نتواند به خوبی به دیواره چاه بچسبد و به دلیل سرعت بسیار پایین، انحراف منفی ایجاد شود.

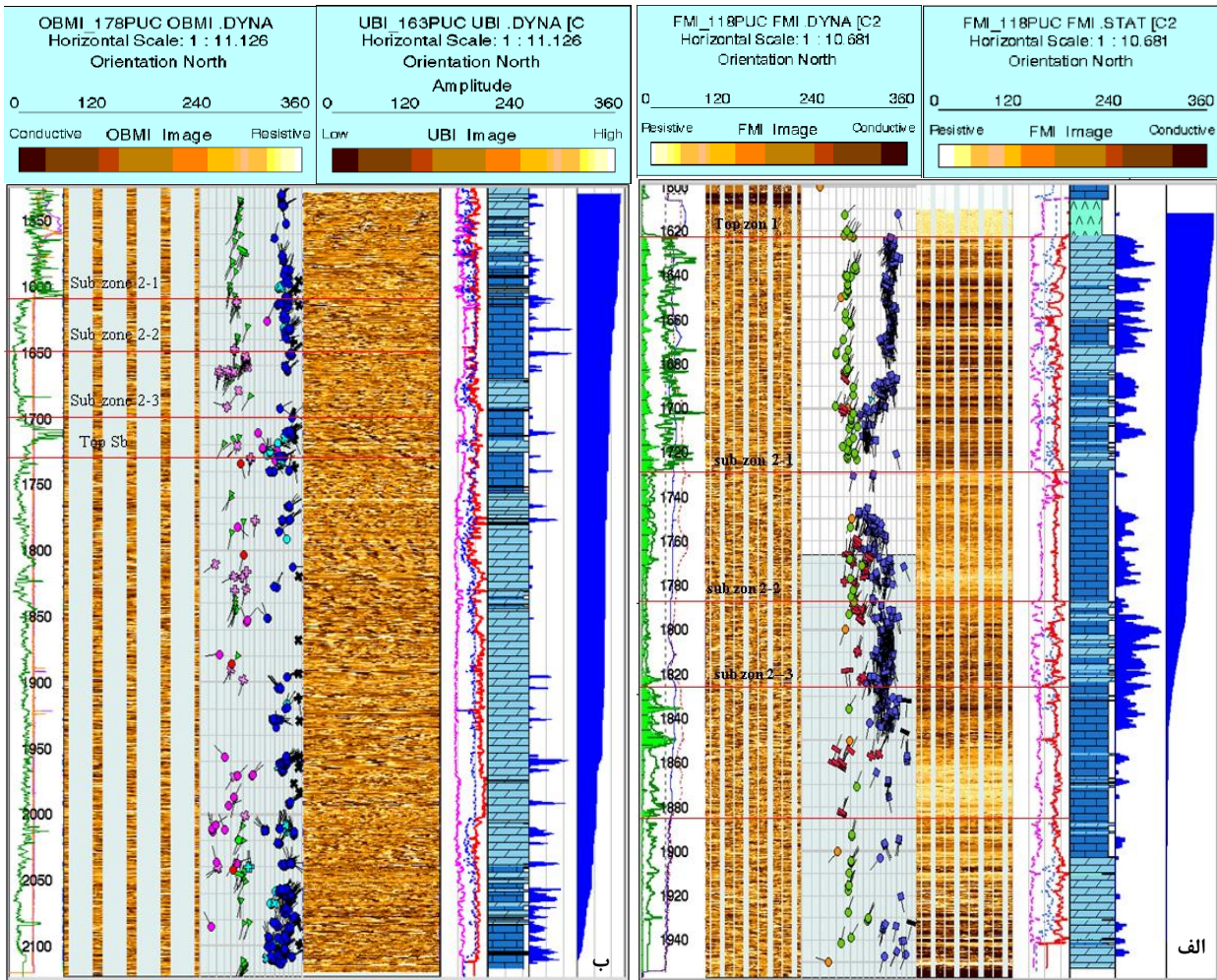
۲- محتوای بالای گاز آزاد: که تأثیر منفی شدیدی روی نمودار انحراف سرعت دارد زیرا به نحو مؤثری سرعت را کاهش می‌دهد.

۳- شکستگی‌ها: لذا مشاهده می‌شود که شکستگی‌ها، انحراف منفی ایجاد می‌کنند. علیرغم این حقیقت که تخلخل شکستگی همیشه به عنوان یک تخلخل ثانویه در نظر گرفته شده و معادل با سرعت بسیار بالا یا انحراف مثبت تلقی می‌گردد (Schlumberger, 2003). اما مطالعات متعدد نشان داده است که شکستگی چه در مقیاس کوچک و چه بزرگ، سرعت را کاهش می‌دهند (Kamel and Mohamed, 2006). شکستگی‌های بزرگ مقیاس، که منجر به سرعت‌های پایین می‌شوند. را می‌توان توسط ابزارهای چاه‌پیمایی تشخیص داد.

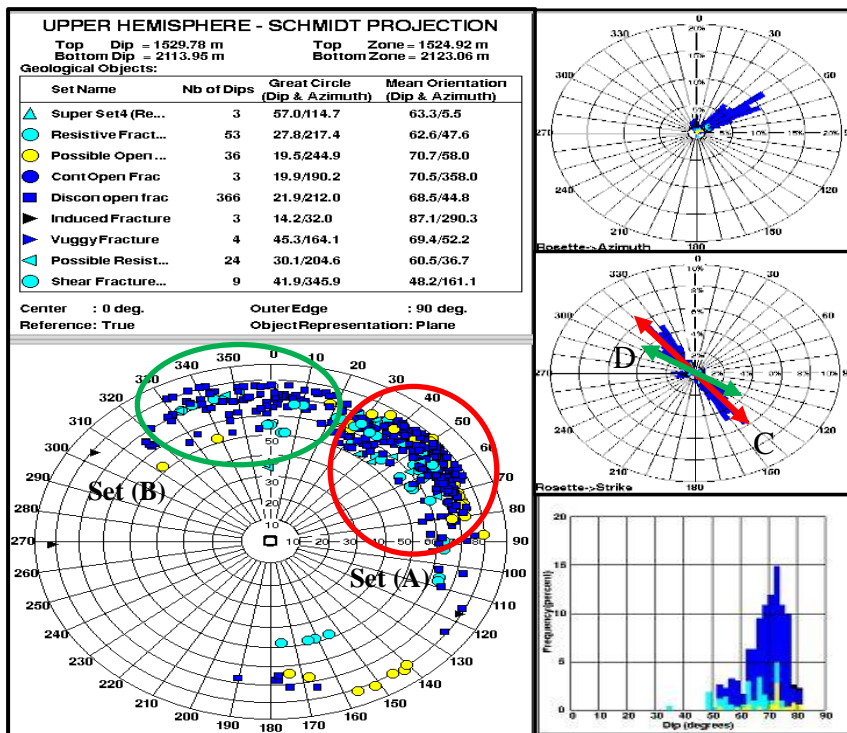
به علاوه، شکستگی‌های مدفون عموماً بسته یا نامشخص‌اند به گونه‌ای که نمودار نوترون، کاهش چندانی را نشان نمی‌دهد لذا شکستگی‌ها انحراف منفی ایجاد می‌کنند (Anselmetti & Eberli, 1999). در چاه شماره ۳ در اکثر اعماق نمودار انحراف سرعت قرائت بیشتر از ۵۰۰- را نشان می‌دهد که مربوط به تمرکز بالای شکستگی است به خصوص در اعماق ۱۶۳۰ تا ۱۷۰۰ و ۱۸۰۰ تا ۱۸۵۰. در چاه شماره ۴ نمودار انحراف سرعت در اکثر اعماق قرائت بین ۵۰۰+ تا ۵۰۰- را نشان می‌دهد که بیانگر غالب بودن تخلخل بین بلوری در این چاه است.

تحلیل داده های هندسی نمودارهای تصویرگر و نتایج حاصله

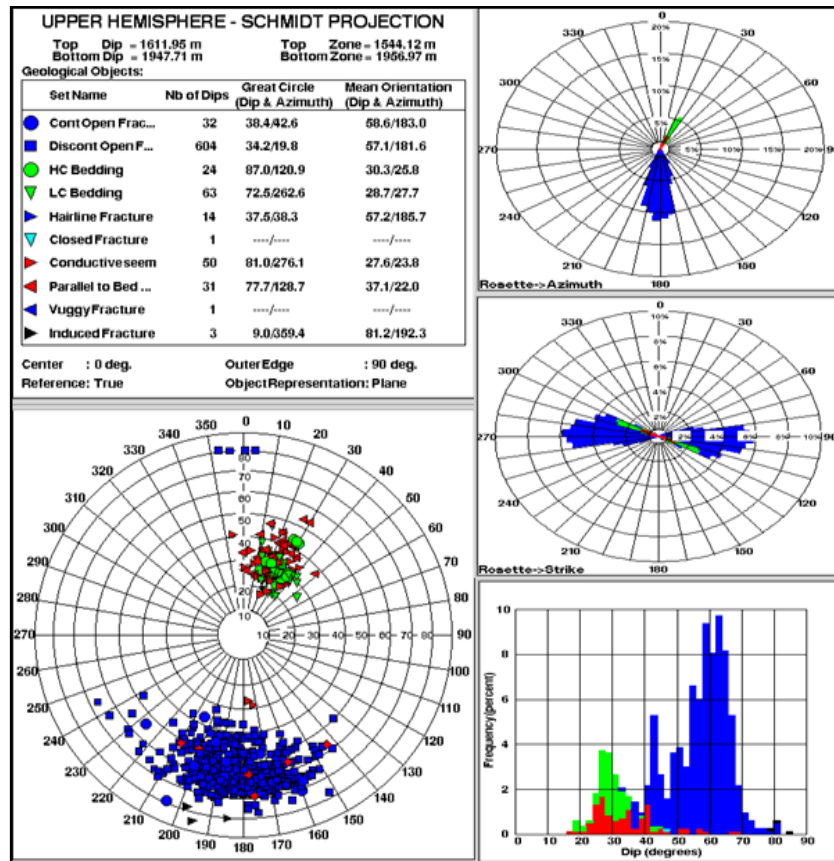
با بررسی اطلاعات هندسی شکستگی‌های باز و شمارش تعداد آن‌ها در زون‌های مختلف مخزنی و با تقسیم تعداد شکستگی‌های ثبت شده در هر زون به ضخامت همان زون شدت تراکم شکستگی‌های باز برای هر زون به دست می‌آید، بر این اساس مشاهده می‌شود که بیشترین تراکم شکستگی در زون ۱ و ۲-۲ در چاه شماره ۳ و زون‌های ۱ و سازند شهبازان در چاه شماره ۴ است. همچنین شدت بالای شکستگی در چاه شماره ۳ منطبق بر خمیدگی یال شمالی تاق‌دیس در نزدیکی گسل امتداد لغز حاصل از زون برشی بالارود می‌باشد (عقلی، ۱۳۹۲). همچنین در این چاه خمیدگی باعث تغییر جهت نسبی امتداد لایه‌ها نسبت به کل منطقه شده است. که همانطور که در بالا بیان شد شکستگی‌ها بیشتر از نوع طولی با بازشدگی بالا می‌باشند. که بر اساس نمودار انحراف سرعت تأثیر بسزایی در تخلخل و تراوایی مخزن دارند. میانگین شیب شکستگی‌های سازند آسماری در چاه ۳ بر اساس ۶۰۰ عدد قرائت شیب شکستگی‌های باز ابزار FMI (مجموع شکستگی‌ها) برابر ۶۵ درجه با آزیموت ۱۷۰ و ۱۹۰ درجه از شمال می‌باشد. همچنین میانگین شیب ساختمانی سازند آسماری بر اساس ۹۵ قرائت شیب لایه-بندی حاصل از تفسیر نمودار FMI برابر با ۳۰ درجه با آزیموت ۳۰۰ درجه از شمال می‌باشد (شکل ۷). در چاه ۴ میانگین شیب ساختمانی سازند آسماری بر اساس ۶۵ عدد قرائت شیب لایه‌بندی حاصل از تفسیر نمودار OBMI و UBI برابر ۲۵ درجه و آزیموت ۲۱۰ درجه از شمال (امتداد شمال ۶۵ درجه غرب و جنوب ۶۵ درجه شرق) می‌باشد. مجموعاً تعداد ۲۱۰ عدد شکستگی باز، بسته و احتمالی با شیب ۷۰ درجه و آزیموت ۵۵ درجه از شمال بر روی تصاویر نمودار تعیین گردید (شکل ۸)، که می‌توان آن‌ها را بر اساس ارتباط امتدادشان نسبت به امتداد لایه‌بندی در دودسته قرار داد. دسته اول شکستگی‌ها با امتدادی تقریباً برابر با امتداد لایه‌بندی هستند و بدین لحاظ از نمونه شکستگی‌های امتدادی یا طولی می‌باشند. از آن‌جا که امتداد دسته دیگر نسبت به امتداد لایه‌بندی به صورت مورب است از جمله شکستگی‌های مورب محسوب می‌گردند (شکل ۵). در اکثر فواصل آمار شکستگی‌های طولی بیشتر از مورب است. فراوانی نسبی شکستگی‌های باز (یعنی نسبت تعداد شکستگی‌های باز در هر زون نسبت به فاصله حفاری شده در آن زون بر حسب متر) نیز در زون ۱ و سازند شهبازان بیشترین مقدار و در زون ۳-۲ کمترین مقدار را دارا می‌باشد (شکل ۴).



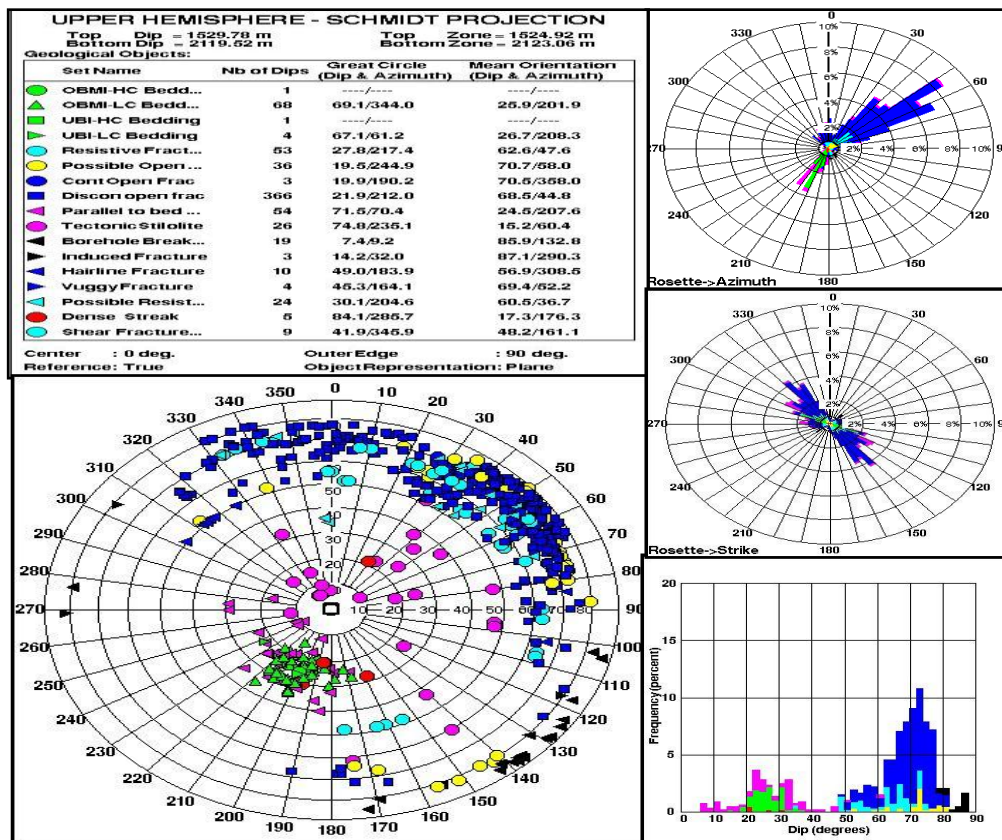
شکل ۴. نمودار تصویری مربوط به چاه شماره ۳ (شکل الف) و چاه شماره ۴ (شکل ب) میدان همراه با عوارض پلات شده



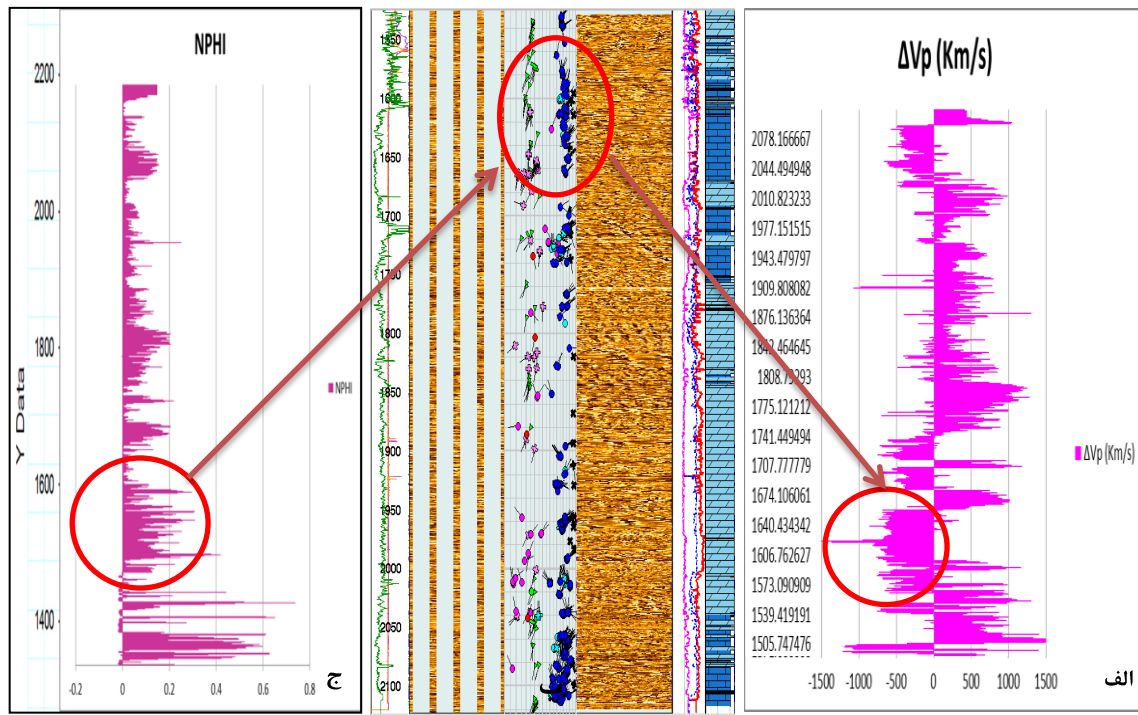
شکل ۵. استرونت، رزیدیاگرام و هیستوگرام مربوط به شکستگی‌ها و موقعیت آن‌ها نسبت به سایر عوارض در چاه شماره ۴



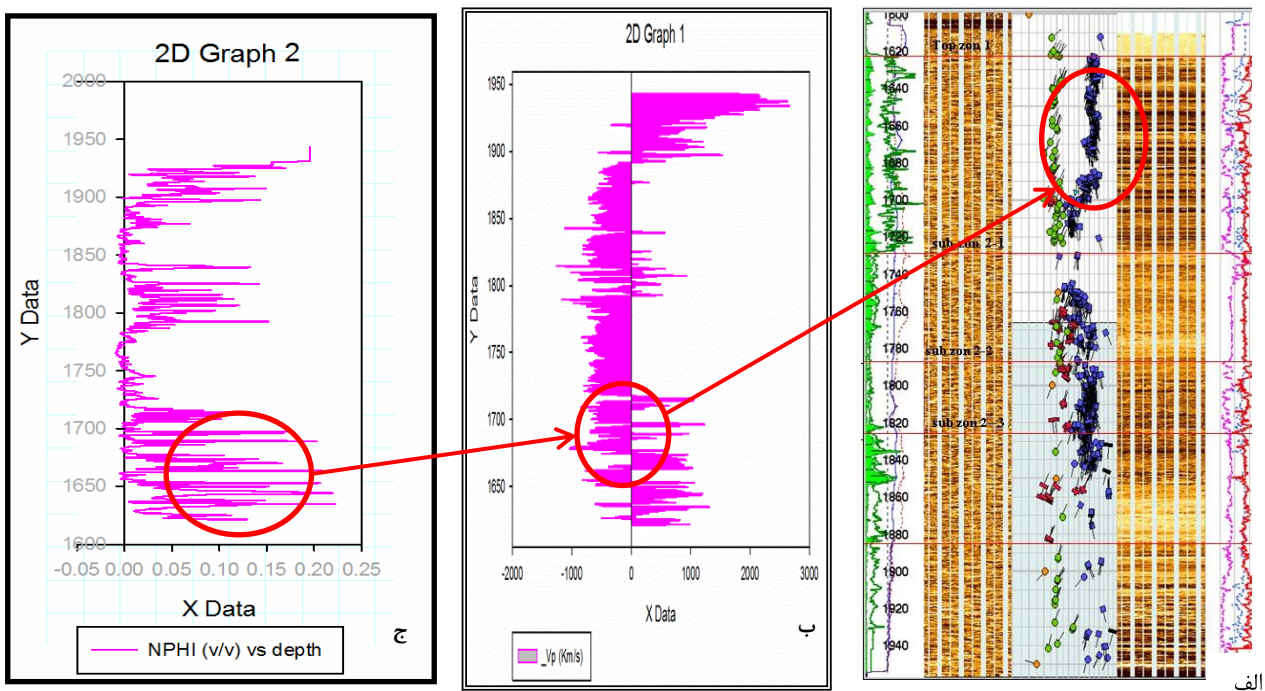
شکل ۶. استرونت، رزدیگرام و هیستوگرام مربوط به شکستگی‌ها و موقعیت آن‌ها نسبت به سایر عوارض در چاه شماره ۳



شکل ۷. استرونت، رزدیگرام و هیستوگرام مربوط به شکستگی‌ها و موقعیت آن‌ها نسبت به سایر عوارض در چاه شماره ۴



شکل ۸. نمودار انحراف سرعت مربوط به چاه شماره ۴ (شکل الف) و مقایسه آن با نمودار تصویری چاه (شکل ب) و نمودار تخلخل حاصل از نوترون (شکل ج) که تطابق کاملی را نشان می دهند.



شکل ۹. نمودار انحراف سرعت مربوط به چاه شماره ۳ (شکل الف) و مقایسه آن با نمودار تصویری چاه (شکل ب) و نمودار تخلخل حاصل از نوترون (شکل ج) که تطابق کاملی را نشان می دهند.

نتیجه گیری

۵. نمودار انحراف سرعت که راهی برای بررسی نوع تخلخل غالب در میدان است نیز به خوبی زون‌های شکسته را نشان می‌دهد. نتایج این نمودار بیانگر تحت تاثیر قرار گرفتن تراوایی مخزن از سیستم شکستگی‌ها می‌باشد. به طوری که در چاه شماره ۳ اغلب تخلخل مخزن حاصل از شکستگی‌ها می‌باشد. اما در چاه شماره ۴ تخلخل غالب تخلخل بین بلوری می‌باشد. این موضوع تفاوت بین نوع شکستگی‌ها را در دو چاه نشان می‌دهد.

۶. امتداد لایه‌ها در میدان مورد نظر از یک روند خاص تبعیت نمی‌کند که این خود بیان کننده دگرریختی شدید منطقه است. شیب لایه‌ها در بال جنوبی بیشتر است. همچنین امتداد لایه‌ها در چاه شماره ۳ روند شرقی غربی را نشان می‌دهد در صورتی که در موقعیت مشابه در بال جنوبی روند نسبی شمالی جنوبی را نشان می‌دهد. این مهم به دلیل تاثیر گسل‌های امتداد لغز بر میدان رخ داده است و این دو محل منطبق بر بیشترین شکستگی‌ها می‌باشند. نمودار تصویری مربوط به چاه شماره ۳ مؤید این مطلب است. چاه شماره ۴ چون در نزدیک قله تاقدیس است و بر اساس نقشه UGC دارای شیب لایه‌بندی بسیار آرامی است، نسبت به چاه شماره ۳ دارای شکستگی کمتری می‌باشد.

۷. استفاده از تفسیر نمودار OBMI و UBI با وجود این که دقت کمتری از FMI دارند، ابزار توانمندی برای شناسایی شکستگی‌ها و شیب ساختاری در مخازنی است که از گل پایه روغنی استفاده می‌شود. به طور کلی OBMI برای تعیین شیب ساختاری و ساختارهای رسوبی و UBI برای تعیین شکستگی‌ها مناسب است.

۱. از نظر تکتونیکی منشأ ایجاد شکستگی‌ها در مخزن آسماری بسیار پیچیده و تلفیقی از دو نوع وابسته به گسل و وابسته به چین‌خوردگی است. به نظر می‌رسد که اغلب شکستگی‌های موجود در دامنه جنوبی مرتبط با گسل معکوس بالارود و گسل‌های امتداد لغز حاصل از زون برش بالارود هستند. و در یال شمالی در ارتباط با چین‌خوردگی حاصل از گسل می‌باشد که در چاه شماره سه به دلیل انحراف مجدد محور به حداکثر خود میرسد که نمودار انحراف سرعت نیز آن را تایید می‌کند.

۲. در چاه ۳ امتداد شکستگی‌های طولی برابر N80E می‌باشد. شکستگی‌های عرضی دارای امتداد مورب نسبت به امتداد لایه‌بندی بوده و از جمله شکستگی‌های مورب محسوب می‌شوند. امتداد دسته شکستگی‌های مورب برابر N70E می‌باشد. امتداد شکستگی‌های طولی در چاه شماره ۴ برابر N35W است و امتداد دسته شکستگی‌های مورب برابر N60W می‌باشد.

۳. روند شکستگی‌هایی القایی در چاه‌ها نشان می‌دهد که جهت استرس افقی حداکثر از N5E-S5W در یال شمالی تا N45E-S45W در یال جنوبی تغییر می‌کند. این موضوع بیانگر تغییر روند جهت بیشترین استرس در میدان است. اغلب شکستگی‌ها از نوع طولی می‌باشند که از نظر تکتونیکی از نوع رهایی و به موازات محور تاقدیس و عمود بر محور حداکثر تنش می‌باشند.

۴. میدان مورد نظر یک تاقدیس مرتبط با گسل و از نوع جدایشی می‌باشد، که دگرریختی زیادی را نشان می‌دهد. حضور گسل بالارود در یال جنوبی و سه گسل امتداد لغز در میدان تحلیل تکتونیکی این میدان را کمی دشوار کرده است.

منابع

- رضائی، م.، و چهرازی، ع.، ۱۳۸۵، اصول برداشت و تفسیر نگاره‌های چاه‌پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران، ۶۹۹ صفحه.
- سحابی، ف.، ۱۳۹۰. مطالعه سازوکار گسل بالارود در شمال فروبار دزفول و نقش آن در ویژگی‌های ساختار منطقه، حوضه رسوبی زاگرس، جنوب غرب ایران. ششمین کنفرانس بین المللی زلزله شناسی و مهندسی زلزله.
- ساعدی، ق.، ۱۳۸۸. تحلیل شکستگی‌های مخزن آسماری میدان نفتی لالی با استفاده از نمودار تصویرگر FMI. پایان‌نامه کارشناسی ارشد زمین‌شناسی گرایش نفت، دانشگاه چمران اهواز، ۱۵۲ صفحه.
- عقلی، ق.، ۱۳۹۲. تحلیل شکستگی‌های مخزن آسماری میدان نفتی بالارود با استفاده از نمودارهای تصویرگر، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، رشته زمین‌شناسی گرایش نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز، دانشکده علوم زمین، ۱۶۲ صفحه.

- Ahmadhadi, F., Lacombe, O., & Daniel, J. (2007). Early Reactivation of Basement Faults in Central Zagros (SW Iran): Evidence from Pre-folding Fracture Populations in Asmari Formation and Lower Tertiary Paleogeography. In O. Lacombe, F. Roure, J. Lavé, & J. Vergés (Eds.), Thrust Belts and Foreland Basins SE - 11 (pp. 205–228). Springer Berlin Heidelberg. doi:10.1007/978-3-540-69426-7_11
- Alavi, M. (2007). Structures of the Zagros fold-thrust belt in Iran. American Journal of Science , 307 (9), 1064–1095. doi:10.2475/09.2007.02
- Anselmetti, F.S. and Eberli G.P., 1999. The Velocity Deviation Log; A Tool to Predict Pore Type Permeability Trends in Carbonate Drill Holes From Sonics And Porosity or Density Logs, AAPG Bulletin, Volume 83, No.3, pp.450-466
- Darling, T. (2005). Well Logging and Formation Evaluation (p. 336). Elsevier Science. Retrieved from <http://books.google.com/books?id=vKdIGNAE8JYC>
- Fossen, H. (2010). Structural Geology (p. 463). Cambridge University Press.
- Gholipour, A. M. (1998). Patterns and structural positions of productive fractures in the Asmari Reservoirs, Southwest Iran. Journal of Canadian Petroleum Technology, 37(1), 44–50. doi:10.2118/98-01-07
- Kamel, M.H., and Mohamed, M.M., 2006, Effective porosity determination in clean/shaly formations from acoustic logs with applications, J. Petrol. Sci. Engin., v 267–274.
- Khoshbakht, F., Memarian, H., & Mohammadnia, M. (2009). Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log. Journal of Petroleum Science and Engineering, 67(1-2), 65–74. doi:10.1016/j.petrol.2009.02.011
- Martinez L.P, Hughs, G.R and Wiggins M.L., 2002: Identification and Characterization of Naturally Fractured Reservoirs Using Conventional Well Logs. The University of Oklahoma, 23p.
- McQuillan, H. (1973). Small-scale fracture density in Asmari formation of southwest Iran and its relation to bed thickness and structural setting. AAPG Bulletin, 57, 2367–2385.

- McQuillan, H. (1974). Fracture patterns on Kuh-e Asmari Anticline, Southwest Iran. AAPG Bulletin, 58(2), 236–246. Retrieved from <http://aapgbull.geoscienceworld.org/content/58/2/236.abstract>
- Mohebbi, A., Haghighi, M., & Sahimi, M. (2007). Conventional logs for fracture detection and characterization in one of the Iranian field. In International Petroleum Technology Conference, 4-6 December, Dubai, U.A.E. Dubai: International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/11186-MS
- Nelson R.A. 2001, Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoir: Integration is the Key of Optimization, Distinguished author Series, 52-54, SPE 56010.
- Nie, X., Zou, C., Pan, L., Huang, Z., & Liu, D. (2013). Fracture analysis and determination of in-situ stress direction from resistivity and acoustic image logs and core data in the Wenchuan Earthquake Fault Scientific Drilling Borehole-2 (50–1370m). Tectonophysics, 593, 161–171. doi:10.1016/j.tecto.2013.03.005
- Rajabi, M., Sherhati, S., Bohlooli, B., & Tingay, M. (2010). Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. Tectonophysics, 492(1-4), 192–200. doi:10.1016/j.tecto.2010.06.014
- Rezaie, A. H., & Nogole-Sadat, M. A. (2004). Fracture Modeling in Asmari Reservoir of Rag-e Sefid Oil-Field by using Multiwell Image Log (FMS/FMI). Iranian International Journal of Science, 5(1), 107–121.
- Roehl, P. O., & Choquette, P. W. (1985). Carbonate Petroleum Reservoirs (p. 622). Springer-Verlag. Retrieved from <http://books.google.com/books?id=SnohAAAAMAAJ>
- Schlumberger. (1994). FMI Fullbore Formation MicroImager. Houston: Schlumberger Educational Services.
- Schlumberger. (2003). Using borehole imagery to reveal key reservoir features. In Reservoir Optimization Conference. Tehran, Iran.
- Schlumberger. (2005). GeoFrame 4.2, BorView User's Guide. Schlumberger Ltd.
- Serra, O. (1989). Formation MicroScanner image interpretation (p. 117). Schlumberger Educational Services. Retrieved from http://books.google.com/books?id=G_U9twAACAAJ
- Serra, O., & Serra, L. (2004). Well Logging: Data Acquisition and Applications (p. 674). Editions Technip. Retrieved from <http://books.google.com/books?id=iAacQAAACAAJ>
- Stearns, D. W. (1968). Fracture as a Mechanism of Flow in Naturally Deformed Layered Rock. In A. J. Baer & D. K. Norris (Eds.), Kink Bands and Brittle Deformation. Geological Survey of Canada.
- Thompson, L. B. (2000). Fractured Reservoirs: Integration Is the Key to Optimization. Journal of Petroleum Technology, 52(2), 52–54. doi:10.2118/56010-JPT
- Tingay, M., Reinecker, J., & Müller, B. (2008). Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs. World Stress Map Project. Retrieved from www.world-stress-map.org