

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده علوم زمین

گروه تکتونیک

پایان نامه کارشناسی ارشد

بررسی شکستگی های زیر سطحی و وضعیت تنش های برجای سازند سورمه با
استفاده از لاگ تصویری در یکی از میادین نفتی خلیج فارس

اساتید راهنما

دکتر رمضان رمضانی اومالی

دکتر علی اکبر مومنی

نگارش

سارا غلامی

شهریور ۱۴۰۰

تقدیم به

خانواده ام

به پاس تعبیر عظیم

و

انسانی شان از کلمه ایشار و از خودگذشتگی شان.

به پاس عاطفه سرشار

و

گرامی امید بخش وجودشان

که در سرمای روزگار، بهترین پناهگاه من بودن.

به پاس قلب های بزرگشان که همیشه بخشنده بودن و می بخشند.

سپاس و ستایش

خداوند متعال را سپاس می گویم که مرا یاری نمود تا بتوانم در راه آموختن قدم بردارم.

از استادیگران قدر جناب آقای دکتر رمضان رضانی اومالی و جناب آقای دکتر علی اکبر مومنی که

باراهنمایی و نقطه نظرات خود مرا در ارائه هرچه بهتر این پایان نامه یاری نمودند تشکر و قدردانی می نمایم.

بهمچنین مراتب سپاس و تقدیر خود را از سرکار خانم مینا شفیع آبادی که با مشارکت خود، بنده را در اجرای این

پژوهش یاری نمودند، اعلام می دارم.

سارا غلامی

تعهد نامه

اینجانب سارا غلامی دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته زمین‌شناسی تکتونیک دانشکده علوم زمین دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان بررسی شکستگی های زیر سطحی و وضعیت تنش های برجای سازند سورمه با استفاده از لاگ تصویری در یکی از میادین نفتی خلیج فارس راهنمایی دکتر رمضان رضانی اومالی و دکتر علی اکبر مومنی متعهد می‌شوم.

- 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 می‌باشد 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 می‌گردد.
- 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 افزارها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد. 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 نمی‌باشد.

چکیده

میدان نفتی سلمان تقریباً در ۱۴۲ کیلومتری جنوب جزیره لاوان قرار گرفته است و از روند ساختاری زاگرس تبعیت می‌کند. ساختار این میدان به شکل یک تاقدیس نامتقارن با طول تقریبی ۱۴ کیلومتر و پهنای تقریبی ۱۱ کیلومتر، با روند ساختاری NE-SW می‌باشد. این میدان از نظر زمین‌شناسی به سه لایه تولید نفت تحتانی و فوقانی مربوط به دوره ژوراسیک و یک لایه بوئیب مربوط به دوره کرتاسه تشکیل شده است. سازند سورمه فوقانی (معادل سازند عرب) به عنوان یک توالی کلاسیک کربناته دولومیتی و یکی از سازندهای مخزنی مهم دنیا، با سن ژوراسیک بالایی است که یک سازند اکتشافی مهم به ویژه در بخش ایرانی خلیج فارس می‌باشد. در این پژوهش شکستگی‌های زیر سطحی و وضعیت تنش‌های برجای بخش عرب بالایی از سازند سورمه فوقانی، با استفاده از نمودارهای تصویری FMI در میدان سلمان مورد شناسایی و تحلیل قرار گرفته شد. نتایج این کار نشان داد که در سازند سورمه فوقانی (بخش عرب بالایی) در چاه A، ۲۰۶ شکستگی باز پیوسته و ناپیوسته با روند N60E-S60W و ۹۶ شکستگی بسته پیوسته و ناپیوسته با دو روند N50E-S50W و N45W-S45E شناسایی گردید، در حالیکه در سازند عرب بالایی از چاه B، فقط ۲ شکستگی القایی کششی بصورت N55E-S55W اندازه‌گیری گردید. شکستگی‌ها با روند NE-SW به موازات لایه‌بندی و محور ساختاری و شکستگی‌ها با روند NW-SE عمود بر محور ساختاری می‌باشند. یک گسل احتمالی در بخش U3 از چاه A، با روند N65W-S65E و ده زون با تراکم شکستگی بالا به عنوان زون‌های کلیدی در تولید نفت تشخیص داده شد. با توجه به راستای شکستگی‌های کششی و ریزش‌های مشاهده شده، راستای تنش بیشینه و کمینه افقی به ترتیب در راستای N55E-S55W و N45W-S45E به‌دست آمد.

کلیدواژه: شکستگی، شکستگی طولی، تنش‌های برجا، ریزش‌های دیواره چاه

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
چکیده.....	و
فصل اول کلیات پژوهش.....	۱.....
۱-۱- مقدمه.....	۲.....
۲-۱- اهمیت و ضرورت انجام پژوهش.....	۳.....
۳-۱- اهداف پژوهش.....	۳.....
۴-۱- تقسیم‌بندی شکستگی‌ها بر مبنای فرآیند پیدایش.....	۴.....
۴-۱-۱- شکستگی‌های طبیعی.....	۴.....
۴-۱-۲- شکستگی‌های مصنوعی.....	۴.....
۴-۱-۳- شکستگی‌های توسعه یافته.....	۵.....
۵-۱- نقش زمین‌شناسی ساختمانی در ایجاد تله‌های نفتی و استخراج از آنها.....	۵.....
۶-۱- موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه.....	۶.....
۷-۱- چینه‌نگاری میدان مورد مطالعه.....	۹.....
۸-۱- ساختار پایان‌نامه.....	۱۱.....
فصل دوم ادبیات پژوهش و مروری بر مطالعات پیشین.....	۱۳.....
۱-۲- مقدمه.....	۱۴.....
۲-۲- شکستگی و مکانیسم تشکیل آن.....	۱۴.....
۲-۲-۱- تقسیم‌بندی عمومی شکستگی‌ها.....	۱۵.....
۲-۲-۱-۱- شکستگی‌های برشی.....	۱۵.....
۲-۲-۱-۲- شکستگی‌های کششی.....	۱۵.....
۲-۲-۳- شکستگی‌های انبساطی.....	۱۵.....
۳-۲- تقسیم‌بندی ساختاری شکستگی‌ها.....	۱۶.....
۳-۲-۱- شکستگی‌های مرتبط با چین‌خوردگی.....	۱۶.....

۱۷.....	۲-۳-۱-۱- الگوی ۱ (شکستگی‌های عرضی)
۱۸.....	۲-۳-۱-۲- الگوی ۲ (شکستگی‌های طولی)
۱۹.....	۲-۳-۲- شکستگی‌های مرتبط با گسل خوردگی.....
۲۰.....	۲-۴-۲- روش‌های مطالعه شکستگی‌ها.....
۲۱.....	۲-۴-۱- مطالعه مغزه‌های بازیافتی.....
۲۲.....	۲-۴-۲- مطالعه لاگ‌های پتروفیزیکی.....
۲۲.....	۲-۲-۱- لاگ نوترون.....
۲۳.....	۲-۲-۴- لاگ گاما.....
۲۳.....	۲-۴-۳- لاگ دانستیه.....
۲۴.....	۲-۴-۳- مطالعه لاگ‌های تصویری.....
۲۴.....	۲-۴-۱- انواع لاگ‌های تصویری.....
۲۷.....	۲-۴-۱-۱- تصویرگر مقاومتی سازند پایه روغنی OBMI.....
۲۸.....	۲-۴-۱-۲- لاگ‌های صوتی UBI.....
۲۹.....	۲-۴-۱-۳- لاگ EMI.....
۳۰.....	۲-۴-۱-۴- لاگ‌های تصویری FMS.....
۳۱.....	۲-۴-۱-۵- لاگ‌های تصویری FMI.....
۳۳.....	۲-۵- تنش‌های افقی برجا.....
۳۴.....	۲-۵-۱- روش‌های تعیین جهت تنش‌های افقی برجا.....
۳۶.....	۲-۶- مروری بر مطالعات پیشین.....
۳۶.....	۲-۶-۱- مطالعات انجام گرفته شده در ایران.....
۴۰.....	۲-۶-۲- مطالعات انجام گرفته شده در خارج از ایران.....
۴۳.....	فصل سوم روش و مراحل انجام پژوهش.....

۳-۱-.....	مقدمه.....	۴۴
۳-۲-.....	روش کار.....	۴۴
۳-۳-.....	معرفی نرم افزار ژئولاگ.....	۴۵
۳-۴-.....	پردازش و تصحیح داده های نگار FMI.....	۴۶
۳-۴-۱-.....	تصحیح سرعت.....	۴۶
۳-۴-۲-.....	تصحیح زاویه ی انحراف مغناطیسی.....	۴۷
۳-۴-۳-.....	تشخیص و اصلاح دکه های معیوب.....	۴۷
۳-۴-۴-.....	GPIT.....	۴۷
۳-۴-۵-.....	تصحیح ولتاژ.....	۴۸
۳-۴-۶-.....	برابر کردن داده های FMI.....	۴۸
۳-۴-۷-.....	تصحیح گیرنده ها.....	۴۹
۳-۴-۸-.....	نرمال سازی تصویر.....	۵۰
۳-۵-.....	مراحل ساخت تصویر داده های دوچاه مورد مطالعه.....	۵۰
۳-۶-.....	تفسیر نمودارهای تصویری FMI.....	۵۱
۳-۶-۱-.....	شکستگی های باز.....	۵۴
۳-۶-۲-.....	شکستگی های بسته.....	۵۴
۳-۶-۳-.....	گسل.....	۵۴
۳-۷-.....	بازشدگی دهانه شکستگی ها.....	۵۵
۳-۸-.....	تراکم شکستگی ها.....	۵۵
.....	فصل چهارم تجزیه و تحلیل داده ها.....	۵۷

۵۷.....	۱-۴ - مقدمه.....
۵۷.....	۲-۴ - کیفیت داده FMI.....
۵۹.....	۳-۴ - یکسان سازی و نرمال سازی تصاویر داده های FMI.....
۵۹.....	۴-۴ - لایه بندی.....
۶۱.....	۱-۴-۴ - لایه بندی ضعیف.....
۶۱.....	۲-۴-۴ - لایه بندی قطعی.....
۶۲.....	۵-۴ - لایه بندی در سازند عرب بالایی چاه A.....
۶۵.....	۶-۴ - لایه بندی در سازند عرب بالایی چاه B.....
۶۹.....	۷-۴ - تجزیه و تحلیل شکستگی های مشاهده شده در سازند عرب بالایی از چاه A و B.....
۷۱.....	۱-۷-۴ - شکستگی های باز.....
۷۳.....	۲-۷-۴ - شکستگی های بسته.....
۷۹.....	۸-۴ - دسته بندی شکستگی ها و ارتباط آنها با زمین ساختار منطقه.....
۸۰.....	۹-۴ - تراکم شکستگی ها.....
۸۱.....	۱۰-۴ - تجزیه و تحلیل گسل های سازند عرب بالایی چاه A و B.....
۸۳.....	۱۱-۴ - استیلولیت ها.....
۸۵.....	۱۲-۴ - لامیناسیون.....
۸۶.....	۱۳-۴ - لایه بندی متقاطع (لایه بندی مورب).....
۸۸.....	۱۴-۴ - لامینه های رسانا (لایه های نازک رسانا).....
۸۸.....	۱۵-۴ - باندهای متراکم.....
۸۹.....	۱۶-۴ - تعیین جهت تنش های برجا.....
۸۹.....	۱-۱۶-۴ - شکستگی های برشی ناشی از حفاری.....
۹۳.....	۲-۱۶-۴ - شکستگی های کششی ناشی از حفاری.....
۹۷.....	فصل پنجم نتیجه گیری و پیشنهادات.....

۹۸.....	۵-۱- نتیجه‌گیری.....
۹۹	۵-۲- پیشنهادات.....
۱۰۰.....	پیوست ۱.....
۱۰۴.....	پیوست ۲.....
۱۰۵.....	منابع.....

فهرست شکل‌ها

عنوان	صفحه
شکل ۱-۱: موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه.....	۶
شکل ۲-۱: ستون چینه‌شناسی سازند سورمه.....	۹
شکل ۳-۱: مدل رسوبگذاری سازند سورمه فوقانی به همراه فرآیندهای دیاژنتیک.....	۱۱
شکل ۱-۲: جهت‌گیری صفحات شکستگی در حالتی که تنش‌های اصلی فشارشی باشند شکستگی‌های کششی با A،	
شکستگی‌های برشی با B و C مشخص شده‌اند.....	۱۶
شکل ۲-۲: شکستگی‌های طولی و عرضی مرتبط با چین‌خوردگی.....	۱۷
شکل ۳-۲: موقعیت قرارگیری شکستگی‌های عرضی کششی و مزدوج.....	۱۸
شکل ۴-۲: مسیر چاه‌های حفاری شده با هدف قطع کردن بیشترین شکستگی‌ها در اطراف منطقه گسل. A) گسل نرمال،	
B) گسل معکوس.....	۱۹
شکل ۵-۲: نمایش سه بعدی از روش محاسبه مقدار شیب شکستگی‌ها در چاه حفاری با استفاده از نمودارهای تصویرگر.....	۲۷
شکل ۶-۲: ابزار OBMI (چپ) و نمای شماتیک نحوه اندازه‌گیری این ابزار (راست).....	۲۸
شکل ۷-۲: نمایش نگار صوتی UBI.....	۲۹
شکل ۸-۲: شمایی از دستگاه EMI.....	۳۰
شکل ۹-۲: نمایش لاگ تصویری FMS.....	۳۱
شکل ۱۰-۲: نمایش لاگ تصویری FMI.....	۳۲
شکل ۱۱-۲: نمایش جزئیات پد و فلپ در لاگ تصویری FMI.....	۳۲
شکل ۱۲-۲: مقایسه ابزارهای FMI، FMS و EMI از نظر میزان پوشش دیواره چاه.....	۳۳
شکل ۱۳-۲: شکل شماتیک از آرایش تنش‌های افقی و ارتباط آنها با محل رخداد شکستگی‌های هیدرولیکی و بریک‌اوت.....	۳۵
شکل ۱-۳: اثر تصحیح سرعت بر داده.....	۴۷
شکل ۲-۳: نمایش نتیجه اعمال مازول برابرسازی.....	۴۹
شکل ۳-۳: تصحیح تصویر پس از پردازش دکمه مرده.....	۴۹

- شکل ۳-۴: نمایش تصاویر نرمال سازی شده به صورت استاتیک و دینامیک..... ۵۰
- شکل ۳-۵: مراحل ورود دیتا و تصحیحات در نرم افزار ژئولاگ ۵۲
- شکل ۳-۶: مورفولوژی شکستگی ها ۵۴
- شکل ۳-۷: نمایش بازشدگی دهانه شکستگی ۵۵
- شکل ۳-۸: نمایش شماتیک تراکم شکستگی..... ۵۶
- شکل ۴-۱: کراس پلات بین F_x و F_y (مغناطیس سنج)..... ۵۹
- شکل ۴-۲: کراس پلات بین A_x و A_y (شتاب سنج)..... ۵۹
- شکل ۴-۳: نمایش تصویر پویا و ایستای بدست آمده پس از پردازش در نرم افزار ژئولاگ..... ۶۰
- شکل ۴-۴: نمایش لایه بندی قطعی و ضعیف در چاه A در نرم افزار ژئولاگ..... ۶۱
- شکل ۴-۵: نمودار گلسرخی امتداد، جهت شیب و هیستوگرام میزان شیب لایه های مشاهده شده در کل سازند عرب بالایی از چاه A..... ۶۲
- شکل ۴-۶: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U1 از چاه A..... ۶۲
- شکل ۴-۷: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U2 از چاه A..... ۶۳
- شکل ۴-۸: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U2A از چاه A..... ۶۳
- شکل ۴-۹: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U3 از چاه A..... ۶۳
- شکل ۴-۱۰: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U4 از چاه A..... ۶۴
- شکل ۴-۱۱: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U5 از چاه A..... ۶۴
- شکل ۴-۱۲: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U6 از چاه A..... ۶۴
- شکل ۴-۱۳: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U7 از چاه A..... ۶۵
- شکل ۴-۱۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی های مشاهده شده در سازند عرب بالایی چاه B..... ۶۵
- شکل ۴-۱۵: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U1 از چاه B..... ۶۶
- شکل ۴-۱۶: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U2 از چاه B..... ۶۶
- شکل ۴-۱۷: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه بندی مشاهده شده در بخش U2A از چاه B..... ۶۶

- شکل ۴-۱۸: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U3 از چاه B ۶۷
- شکل ۴-۱۹: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U4 از چاه B ۶۷
- شکل ۴-۲۰: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U5 از چاه B ۶۷
- شکل ۴-۲۱: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U6 از چاه B ۶۸
- شکل ۴-۲۲: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U7 از چاه B ۶۸
- شکل ۴-۲۳: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U8 از چاه B ۶۹
- شکل ۴-۲۴: نمونه شکستگی باز مشاهده شده در سازند عرب بالایی چاه A ۷۰
- شکل ۴-۲۵: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی‌های باز در کل سازند عرب بالایی چاه A ۷۰
- شکل ۴-۲۶: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U1 از چاه A ۷۱
- شکل ۴-۲۷: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U2 از چاه A ۷۱
- شکل ۴-۲۸: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U2A از چاه A ۷۱
- شکل ۴-۲۹: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی مشاهده شده در بخش U3 از چاه A ۷۲
- شکل ۴-۳۰: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی مشاهده شده در بخش U4 از چاه A ۷۲
- شکل ۴-۳۱: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U6 از چاه A ۷۳
- شکل ۴-۳۲: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U7 از چاه A ۷۳
- شکل ۴-۳۳: نمونه‌ای از شکستگی‌های بسته در سازند عرب بالایی چاه A ۷۵
- شکل ۴-۳۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی‌های بسته در کل سازند عرب بالایی چاه A ۷۵
- شکل ۴-۳۵: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U1 از چاه A ۷۵
- شکل ۴-۳۶: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U2A از چاه A ۷۵
- شکل ۴-۳۷: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U3 از چاه A ۷۵
- شکل ۴-۳۸: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U4 از چاه A ۷۶
- شکل ۴-۳۹: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U5 از چاه A ۷۶

- شکل ۴-۴۰: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U6 از چاه A..... ۷۶
- شکل ۴-۴۱: نمایش یک تصویر کلی از زون‌های خرد شده از چاه A در نرم افزار ژئولاگ..... ۷۸
- شکل ۴-۴۲: تصویری نمادین از شکستگی‌های به وجود آمده در چاه A..... ۸۰
- شکل ۴-۴۳: نمونه‌ای از تراکم شکستگی‌های بسته و باز در مقاطع عمقی مورد نظر در چاه A..... ۸۱
- شکل ۴-۴۴: نمایش نمونه گسل احتمالی مشاهده شده در سازند عرب بالایی چاه A..... ۸۱
- شکل ۴-۴۵: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب گسل مشاهده شده در بخش U3 از سازند عرب بالایی چاه A..... ۸۳
- شکل ۴-۴۶: نمایش نمونه‌ای از استیلولیت‌ها در مغزه..... ۸۴
- شکل ۶-۴۷: نمایش نمونه‌ای از استیلولیت‌ها در سازند عرب بالایی چاه A..... ۸۴
- شکل ۴-۴۸: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب استیلولیت‌های مشاهده شده در سازند عرب بالایی از چاه A و B..... ۸۵
- شکل ۴-۴۹: نمایش نمونه‌ای از لامیناسیون‌های مشاهده شده در بخش U7 از چاه A..... ۸۵
- شکل ۴-۵۰: نمودار گلسرخی امتداد، جهت شیب لامیناسیون‌های مشاهده شده در چاه A..... ۸۶
- شکل ۴-۵۱: تصویر نمونه‌ای از لایه‌بندی مورب ۸۶
- شکل ۴-۵۲: نمایش نمونه‌ای از لایه‌بندی‌های متقاطع در چاه A..... ۸۷
- شکل ۴-۵۳: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی‌های متقاطع در سازند عرب بالایی از چاه A..... ۸۷
- شکل ۴-۵۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی‌های متقاطع در سازند عرب بالایی از چاه B..... ۸۸
- شکل ۴-۵۵: نمایش نمونه‌ای از لایه‌های رسنا در چاه A..... ۸۸
- شکل ۴-۵۶: نمایش نمونه‌ای از باندهای متراکم چاه A..... ۸۹
- شکل ۴-۵۷: تغییر شکل چاه در شرایط خصوصیات پلاستیکی قوی ۸۹
- شکل ۴-۵۸: نمونه‌ای از Breakout مشاهده شده در چاه A و B..... ۹۰
- شکل ۴-۵۹: نمونه‌ای از نمایش Washout به صورت سه‌بعدی و نمایش کالپر لاگ در چاه A..... ۹۱
- شکل ۴-۶۰: نمونه‌ای از نمایش Washout به صورت سه‌بعدی و نمایش کالپر لاگ در چاه B..... ۹۱
- شکل ۴-۶۱: انواع حالات تخریب دیواره چاه و نحوه تشخیص آنها ۹۲
- شکل ۴-۶۲: نمایش جهت ریزش‌های درون‌چاهی در چاه B..... ۹۲

- شکل ۴-۶۳: نواحی مستعد شکستگی القایی ناشی از حفاری با توجه به جهت تنش‌های برجا..... ۹۳
- شکل ۴-۶۴: نمایش شکستگی القایی در چاه B..... ۹۴
- شکل ۴-۶۵: نمودار گلسرخی امتداد، جهت شیب و هیستوگرام میزان شیب شکستگی‌های القایی در چاه B..... ۹۴
- شکل ۴-۶۶: جهت‌گیری تنش‌ها بر اساس جهت ریزش چاه و شکستگی‌های القایی. الف) نمایش جهت شکستگی‌های القایی. ب) جهت‌گیری ریزش‌های دیواره چاه. ج) جهت‌گیری تنش‌ها..... ۹۴
- شکل ۴-۶۷: جهت تنش اصلی وارده بر زاگرس از طریق صفحه عربستان به همراه جهت تنش به دست آمده از این پژوهش.. ۹۵
- شکل ۴-۶۸: نقشه جهانی تنش ارائه شده در سال ۹۶
- شکل ۴-۶۹: نقشه تنش‌های ایران ۹۶

فهرست جداول

صفحه

عنوان

جدول ۱-۲: انواع لاگ‌های تصویری به همراه مشخصات هر کدام از آنها.....	۲۵
جدول ۱-۳: تقسیم‌بندی عوارض و پدیده‌های تفسیر شده در نمودار تصویری.....	۵۳
جدول ۱-۴: جزئیات شکستگی‌های مشاهده شده در سازند عرب بالایی چاه A.....	۷۷
جدول ۲-۴: جزئیات شکستگی‌های مشاهده شده در سازند عرب بالایی چاه B.....	۷۹
جدول ۳-۴: نشانگرهای تشخیص گسل.....	۸۲
جدول ۴-۴: معیارهای تعیین کیفیت جهت تنش‌ها از داده‌های ریزش‌های درون‌چاهی.....	۹۵

فصل اول

کلیات پژوهش

شکستگی‌ها از معمول‌ترین پدیده‌های زمین‌شناسی محسوب می‌شوند. واژه شکستگی^۱ یک اصطلاح کلی است که همه سطوح انفصال ثانوی ایجاد شده در سنگ‌ها را در بر می‌گیرد و از اصطلاح لاتین fracture اقتباس شده است (Moore & Twiss 1992). شکستگی‌ها از نظر تعیین نفوذپذیری سنگ و توانایی نگهداری سیالات اهمیت داشته و می‌تواند در ارزیابی خصوصیات سفره‌های آب زیرزمینی و مهاجرت نفت و گاز مورد استفاده قرار بگیرند. بازشدگی شکستگی مهم‌ترین پارامتری است که بر روی تراوایی توده سنگ تاثیر گذار است. با این وجود شکستگی‌های بسیار ریز نیز می‌توانند تراوایی داشته باشند، چرا که هیدروکربور موجود در مخازن نفت و گاز تحت فشار است. در مخازن هیدروکربوری موجود در سنگ‌های سخت، تولید هیدروکربور تا حد زیادی وابسته به شکستگی‌هاست. لذا تعیین خصوصیات شکستگی همچون نوع، امتداد، جهت شیب و میزان بازشدگی، بسته بودن و پر بودن آن توسط کانی‌های مختلف و ترسیم یک الگوی مناسب از شکستگی‌ها در جنبه‌های مختلف مدیریت و توسعه مخازن اهمیت فراوان دارد. همچنین آگاهی از وضعیت تنش‌های برجا در امر مدیریت توسعه مخازن نظیر پایداری چاه‌ها و یا ایجاد شکستگی‌های القایی موثر است (Nelson, 2001). در این پژوهش به شناسایی شکستگی‌های بخش عرب بالایی از سازند سورمه و در نهایت تعیین جهت تنش‌های برجای منطقه پرداخته شده است.

۱-۲- اهمیت و ضرورت انجام پژوهش

در بسیاری از فرآیندهای زمین‌شناسی و مشکلات مهندسی، تنش‌های برجای زمین نقش مهمی را ایفا می‌کنند، که از آن جمله می‌توان به تعیین مسیر مهاجرت هیدروکربن‌ها در زمین اشاره کرد. ممکن است در میادینی که با مهاجرت هیدروکربن‌ها مواجه‌اند، این تنش‌ها روی دیواره چاه‌ها حفر شده به قدری باشد که سبب ریزش دیواره چاه گردد. تعیین مقدار و جهات این تنش‌ها روی دیواره چاه حفر شده جهت جلوگیری از مشکلات مهندسی چاه (مثل پایداری چاه) و همچنین جلوگیری از مشکلات زمین‌شناسی مانند مهاجرت هیدروکربن و نفوذپذیری شکستگی‌ها ضروری است. بنابراین داشتن اطلاعات کامل از

¹ Fracture

تنش‌های برجا در هنگام حفاری چاه نفتی (به‌ویژه در نواحی با تکتونیک فعال که شکستگی‌های طبیعی دارند) ضروری است و تعیین جهت تنش‌های برجا در مخازن عمیق هیدروکربوری کمک بزرگی در صرفه‌جویی زمان و هزینه لازم در مراحل ازدیاد برداشت به حساب می‌آید (Ezati et al., 2014).

چاه‌هایی که در پوسته زمین حفاری می‌شوند، در اثر تنش‌های وارد بر دیواره‌ی خود معمولاً دچار دو نوع شکستگی برشی^۱ و شکستگی کششی^۲ می‌شوند. وقتی که سنگ‌های حفاری شده با سیال حفاری جایگزین می‌شوند، سنگ‌های پیرامون تنش‌های برشی و کششی را تحمل می‌کنند. در نتیجه، تمرکز تنش در اطراف دیواره چاه، منجر به اعمال تنش‌های مماسی می‌شود. در مواردی که وزن گل حفاری (عامل ایجاد تنش شعاعی^۳) بسیار پایین باشد، حداکثر تنش محاطی از تنش شعاعی بیشتر می‌شود. در این حالت، اعمال تنش‌های برشی بر دیواره چاه، موجب بیضی‌شدگی چاه می‌شوند. این پدیده در تصاویر FMI به صورت دو ناحیه تیره و با اختلاف فاز ۱۸۰ درجه، دیده می‌شود. در مقابل در حالتی که وزن گل حفاری بسیار زیاد باشد، تنش شعاعی افزایش یافته و تنش مماسی کاهش می‌یابد. در چنین حالتی، سنگ‌های دیواره چاه تحت تنش کششی قرار گرفته و شکستگی‌های کششی در دیواره چاه رخ می‌دهد. شکستگی‌های ایجاد شده در اصطلاح شکستگی‌های القایی حفاری^۴ نامیده می‌شوند و نیز در تصاویر حاصل از FMI بصورت دو شکستگی با ۱۸۰ درجه اختلاف فاز دیده می‌شوند (Wiprut et al., 1997; Fossen, 2010). در این پژوهش به شناسایی و آنالیز شکستگی‌های موجود از نگار تصویری FMI از سازند سورمه فوقانی میدان سلمان پرداخته شده است. شکستگی‌های موجود از نظر نوع، شیب، جهت، امتداد، میزان بازشدگی، طبیعی یا القایی بودن، دسته‌بندی و آنالیز شده است و در نهایت با استفاده از اطلاعات موجود توزیع شکستگی‌ها نسبت به عمق و ارتباط آن با چین‌خوردگی تفسیر شده‌اند.

۱-۳- اهداف پژوهش

اهداف انجام پژوهش به شرح ذیل می‌باشند:

^۱ Shear Fracture

^۲ Tensile Fracture

^۳ Radial stresses

^۴ Fracture Induced Drilling

۱- شناسایی و آنالیز لایه‌بندی‌ها

۲- شناسایی و آنالیز شکستگی‌های باز و شکستگی‌های بسته

۳- آنالیز خصوصیات انواع درزه، شامل شیب، امتداد، پرشدگی و...

۴- شناسایی و دسته‌بندی شکستگی‌های مصنوعی به منظور تشخیص وضعیت تنش‌های برجا

۱-۴-۴-۱- تقسیم‌بندی شکستگی‌ها بر مبنای فرآیند پیدایش

۱-۴-۱- شکستگی‌های طبیعی

شکستگی‌های طبیعی در اثر تنش‌های تکتونیکی به وجود می‌آیند و معمولاً روند کلی این دسته شکستگی‌ها به کمک جهت تنش‌های محلی تعیین می‌شوند. این نوع شکستگی‌ها در سازندهای کربناته به وفور یافت می‌شوند (Nelson, 1985; Van Golf-Racht, 1982).

بیشتر شکستگی‌ها در مخازن به دلیل فعالیت‌های تکتونیکی پدید می‌آیند. اما برخی شکستگی‌ها نیز ارتباطی با تکتونیک منطقه ندارد و از شاخص‌های دیگر تبعیت می‌کند. نلسون (۲۰۰۱) شکستگی‌های مرتبط با رخدادهای طبیعی را از دیدگاه زمین‌شناسی به ۴ گروه تکتونیکی، ناحیه‌ای، انقباضی و مرتبط با سطح تقسیم کرده است. شکستگی‌های انقباضی شامل خشکیدگی، گیرشی، گرا دیان حرارتی و تغییرات فاز کانیایی هستند، شکستگی‌های تکتونیکی و ناحیه‌ای به دلیل نیروهای تکتونیکی ایجاد شده و تفاوت آنها در مقیاس و اندازه شکستگی‌ها است. شکستگی‌های ناحیه‌ای در مقایسه با شکستگی‌های تکتونیکی مقیاسی بسیار بزرگ دارند و هندسه بیشتر آنها، ساده است. شکستگی‌های مرتبط با سطح به دنبال فرآیندهای سطحی مانند، باربرداری یا هوازدگی ایجاد می‌شوند (Nelson, 2001).

۱-۴-۲- شکستگی‌های مصنوعی

شکستگی‌های مصنوعی در اثر عوامل مربوط به حفاری ایجاد شده و به دو صورت شکستگی هیدرولیکی و Breakouts دیده می‌شوند. با توجه به عمق بالای مخازن نفتی، مقادیر تنش‌های برجای افقی بالا بوده و حفاری چاه‌های نفتی باعث آشفته‌گی و تمرکز تنش در اطراف چاه می‌گردد. چنانچه فشار گل حفاری کم

در نظر گرفته شود با تمرکز تنش در اطراف دیواره چاه باعث خردشدگی و به نوعی انفجار سنگ^۱ شده و کنده‌شدگی و خردشدگی در راستای تنش افقی حداقل می‌گردد که به آنها Breakouts می‌گویند. در صورتی که فشار گل حفاری بالا در نظر گرفته شود، تنش مماسی که از طرف گل بر دیواره چاه وارد می‌شود، باعث ایجاد کشش شده و در راستای عمود بر تنش افقی حداقل، شکستگی‌های هیدرولیکی ایجاد می‌نمایند. لذا با داشتن راستای غالب این شکستگی‌ها می‌توان به جهت تنش‌های اصلی عهد حاضر در منطقه پی برد (Nelson, 1985; Van Golf-Racht, 1982).

۱-۴-۳- شکستگی‌های توسعه یافته

بخشی از شکستگی‌های طبیعی که از حالت شکستگی‌های بسته به شکستگی باز تبدیل شده‌اند و معمولاً بصورت نسبتاً عمودی و به موازات تنش افقی حداکثر ایجاد می‌شود را شکستگی‌های توسعه یافته می‌نامند. شکستگی‌های توسعه یافته در طی عملیات حفاری و به دلیل استفاده از گل حفاری بسیار سنگین به وجود می‌آیند. اما به دلیل بازشدگی دهانه^۲ به مقدار ناچیز، تاثیر چندانی در تولید ندارند (Nelson, 2001; Van Golf-Racht, 1982).

۱-۵- نقش زمین‌شناسی ساختمانی در ایجاد تله‌های نفتی و استخراج از آنها

زمین‌شناسی ساختمانی در بین سایر علوم زمین‌شناسی، موقعیت خاصی را داراست. مثلاً تهیه نقشه زمین‌شناسی محل، بدون آگاهی به نوع ساختمان‌های منطقه، غیر ممکن است. زیرا بدون توجه به ساختمان‌های موجود، ارتباط واحدهای مختلف زمین‌شناسی امکان پذیر نیست. از سوی دیگر، مواد معدنی در ساختمان‌های خاص زمین‌شناسی متمرکز می‌شوند. مثلاً نفت و گاز طبیعی بیشتر در قسمت‌های بالای تاق‌دیس‌ها جمع می‌شوند و با شناسایی این ساختمان‌هاست که می‌توان امکان وجود آنها را بررسی کرد. همچنین بسیاری از مواد معدنی بصورت رگه تشکیل می‌شوند که این رگه‌ها، معمولاً در امتداد گسل‌های موجود در منطقه تشکیل می‌شوند. در بسیاری موارد، در اثر وجود گسل‌ها و

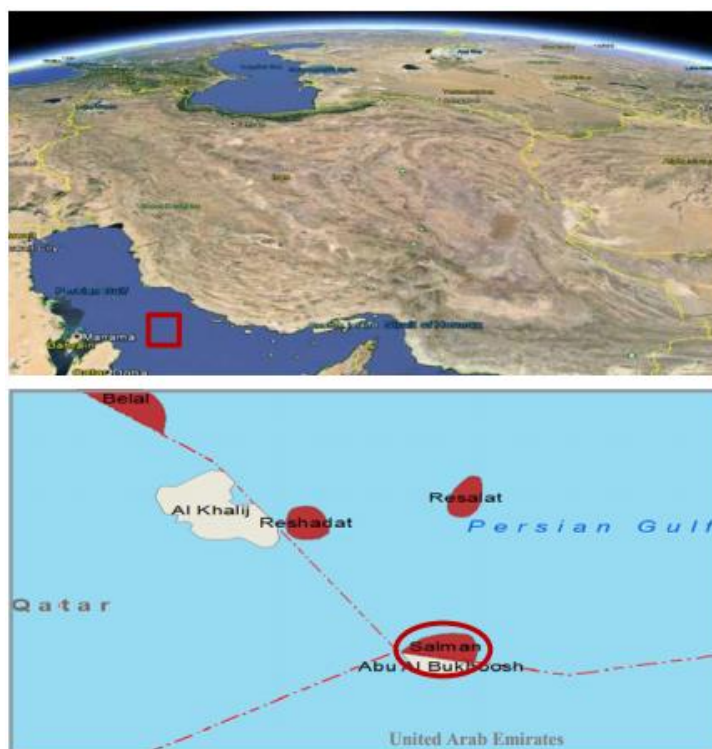
¹ Rock burst

² Aperture

شکستگی‌ها، گسترش ماده معدنی در یک منطقه قطع می‌شود و برای پیدا کردن مجدد آن، آگاهی به مشخصات تکتونیکی منطقه، ضروری است (مطیعی، ۱۳۸۷).

۱-۶- موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه

میدان نفتی سلمان از یک تاکدیس نامتقارن به ابعاد تقریبی ۱۱ کیلومتر در ۱۴ کیلومتر تشکیل شده است (شکل ۱-۱). این میدان از نظر زمین‌شناسی به سه لایه تولید نفت تحتانی و فوقانی مربوط به دوره ژوراسیک و یک لایه بوئیب مربوط به دوره کرتاسه تشکیل شده است. میدان سلمان همچنین یک لایه گازی به نام خوف نیز دارد. این میدان در جریان فعالیت شرکت نفت لاوان در دهه ۱۹۶۰ میلادی کشف شد. اولین چاه اکتشافی آن در ژوئن ۱۹۶۵ حفر شده و تولید آن از سال ۱۹۶۸ آغاز گردید. میدان نفتی سلمان براساس آخرین آمارهای ارائه شده هم‌اکنون دارای ۴۴ حلقه چاه نفتی و ۱۰ حلقه چاه گازی است (Kent, 1970; Nasir et al., 2008:



شکل ۱-۱: موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه (offshore. Light. Operator: IOOC)

سازند سورمه فوقانی به عنوان یک توالی کلاسیک کربناته دولومیتی و یکی از سازندهای مخزنی مهم دنیا بوده که میادین هیدروکربنی مهمی را در خاورمیانه تشکیل می‌دهد، بخش بالایی سازند سورمه با سن ژوراسیک

بالایی، یک توالی کربناته- تبخیری است، که به عنوان یک سازند اکتشافی مهم به ویژه در بخش ایرانی خلیج فارس مورد توجه است.

میدان نفتی سلمان به طور کلی توسط دو گسل در قسمت شمالی با روند شمال غرب به جنوب شرق و همچنین دو گسل دیگر با روند شرقی- غربی در جنوب تاقدیس مشخص می شود (موسوی نصب و همکاران، ۱۳۹۵). این گسل ها سبب جابجا شدن طبقات گردیده و ایجاد فرورفتگی در بین گسل شمالی در آب های ایران نموده اند. این میدان در افق های داریان (شعیبا)، بوئیب (گدوان)، عرب (سورمه) و خوف (کنگان و دالان) دارای پتانسیل نفت و گاز می باشد (Alsharhan & Nairn, 1997; Offshore Oil Company (IOOC)). تاقدیس سلمان مانند اکثر نواحی خلیج فارس در اواخر آکسفوردین تا زمان تی تونین از دوره ژوراسیک بالایی بوجود آمده و عرب تحتانی در این میدان همراه با تهنشست های آهکی و تبخیری در دریا های کم عمق رسوب نموده است. انواع شکستگی ناحیه ای در سنگ های دانه ریز مادستونی که متراکم و سخت می باشند گسترش داشته و شکستگی های مزبور بر اثر حرکات گنبد های نمکی و سایر حرکات تکتونیکی در زمان پیدایش تاقدیس سلمان بوجود آمده است. هرچه از مرکز تاقدیس به طرف دامنه می رویم تخلخل تغییر می کند، زیرا شکستگی های موجود در دامنه مجددا به وسیله ی رسوبات دانه ریز پر شده، بنابراین سبب کاهش تخلخل در دامنه می شوند.

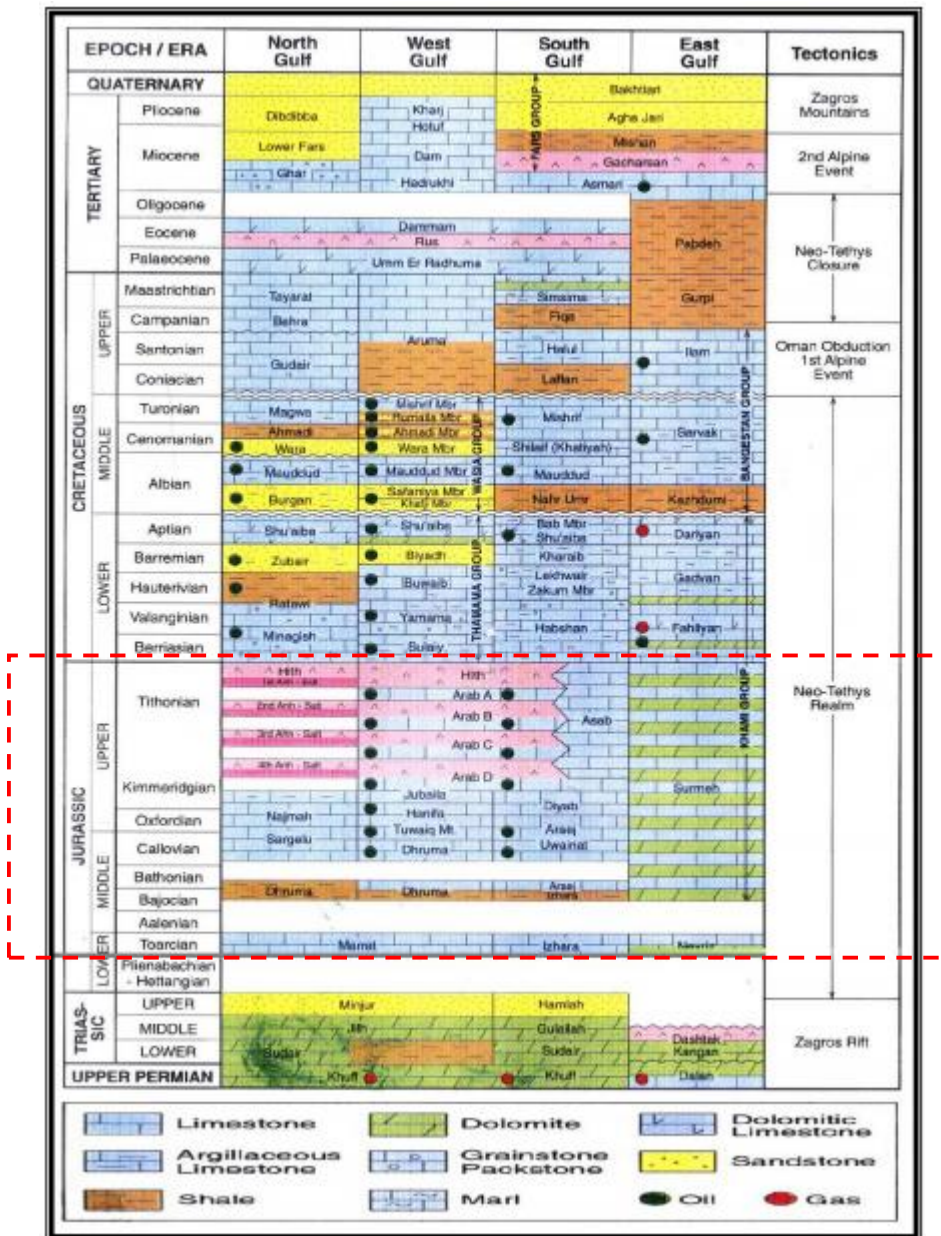
علاوه بر گسل های موجود در تاقدیس سلمان، در زمان کرتاسه تا دوران سوم، فرونشستگی گرابن که از شمال غرب به جنوب شرق ادامه داشته است، به نظر می آید تنها در اواخر رسوب گذاری سازند خاتیا باعث برآمدگی تاقدیس سلمان شده و در سایر سیکل های رسوب گذاری در مقایسه با حوضه های رسوبی اطراف، نشست مختصری نسبت به حوضه های احاطه شده داشته است. ضخامت عرب تحتانی در گسل بالایی که روند شمال غرب به جنوب شرق را دارد سبب از بین رفتن تقریباً ۶۰ فوت از ضخامت لایه عرب زیرین در محل گسل گردیده است. نفت موجود در عرب تحتانی و عرب فوقانی از نظر منشأ تشکیلاتی به احتمال قوی ممکن است از سنگ های مادستونی بوجود آمده باشند. البته این موضوع را باید در نظر گرفت که منشأ اصلی می تواند تغییر کند. در زمان پیشروی دریا در اواخر آکسفوردین روی پلاتفرم موجود، سیکل های

رسوبی دیگری پدیدار شده که روی این بستر رسوبی آهک‌های فراوان در شرایط دریا‌های عمیق و اکسیژن کم که شرایط بستری می‌باشد رسوبگذاری کرده‌اند و این رسوبات معمولاً به عنوان سنگ منشا نفت برای طبقات ژوراسیک شناخته شده است. براساس اطلاعات موجود ضخیم‌ترین و نازک‌ترین لایه سورمه به ترتیب در چاه‌های سلمان-۳ با ۲۲۱ فوت و سلمان-۲۹ با ۱۱۷ فوت می‌باشد. برای مثال در چاه سلمان-۴ از ۱۵۰ فوت لایه سورمه فقط ۶۴ فوت مربوط به لایه نفتی و مابقی حاوی آب می‌باشد. باید توجه داشت چاه‌هایی که بر روی راس تاقدیس سلمان حفر شده‌اند دارای نفت بیشتر و همچنین تخلخل بالاتری نسبت به چاه‌هایی هستند که بر روی دامنه حفر شده‌اند. چاه‌هایی که روی دامنه و در داخل افتادگی بین دو گسل حفر شده‌اند دارای کمترین مقدار نفت هستند، چرا که گسل‌هایی که در بالا و پایین تاقدیس هستند سبب شده‌اند که آب سازندهای مجاور به درون چاه‌های سلمان نفوذ کرده و سبب بالا آمدن سطح تماس آب و نفت شده‌اند بطوری که در حال حاضر فقط ۲۰ فوت از لایه نفتی سورمه باقی مانده است و از روش‌های حفاری افقی برای بازیابی مابقی نفت استفاده می‌کنند. سازند سورمه فوقانی از سه جهت تحت هجوم آب‌های زیرزمینی است و چون نسبت به سازند سورمه تحتانی از تخلخل و تراوایی کمتری برخوردار است این عامل نیز باعث بی‌کیفیتی این بخش مخزن شده، بنابراین پتانسیل نفتی کمتری نسبت به بخش تحتانی دارد. مخزن عرب فوقانی به دو حالت رانش گاز محلول و آبران فعال بوده، در حالی که مخزن عرب تحتانی به حالت آبران فعال می‌باشد. درجه متوسط نفوذپذیری به ترتیب برای سورمه تحتانی و فوقانی برابر ۵۰۰ و ۱۰۰ میلی داری محاسبه شده است. از نظر درصد آب اشباعی باید متذکر شد که چاه‌های حفر شده در راس تاقدیس و اطراف آن از آب اشباعی کمتری برخوردار می‌باشند. کمترین مقدار آب اشباعی متعلق به چاه سلمان-۳ و حدود ۱۰ درصد می‌باشد و بیشترین میزان آن مربوط به بخش شمالی چاه سلمان-۴ برابر با ۹۴/۵ درصد می‌باشد. سازند سورمه با سن ژوراسیک پسین، یکی از سازندهایی است که گستره جغرافیایی وسیعی در زاگرس و خلیج فارس دارد و هم‌ارز سازند عرب در عربستان و دیگر کشورهای عربی است که مخازن بسیار عظیم نفت را در خود جای داده‌اند. (Beigi et al., 2017).

Alsharhan & Nairn, 1997; Sfidari et al., 2020)

۷-۱- چینه نگاری میدان مورد مطالعه

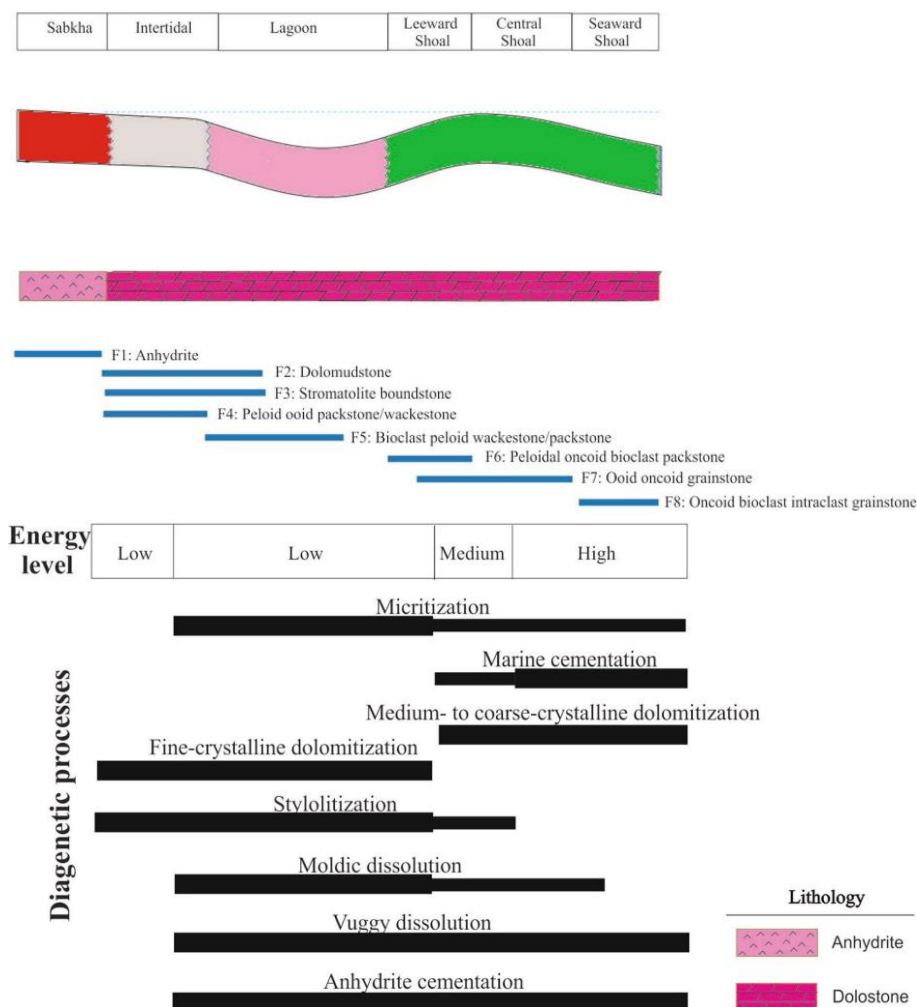
در گستره‌های وسیعی از خلیج فارس، سنگ‌های ژوراسیک میانی - بالایی (سازند سورمه) از نوع سنگ‌های کربناتی بسیار همگن است که به طور ناحیه‌ای (فارس ساحلی) در بالاترین بخش، دارای نهشته‌های اندیریتی (سازند هیث) است (شکل ۱-۲).



شکل ۱-۲: ستون چینه‌شناسی سازند سورمه (هجر، ۱۳۸۵)

سازند سورمه در محل برش الگو (کوه سورمه در ۱۲۰ کیلومتری جنوب باختری شیراز)، با ۲۶۲ متر ستبرا، شامل سنگ آهک دولومیتی و دولومیت است که یک بخش شامل سنگ آهک رسی نازک لایه و با مقاومت

کم، در بخش میانی دارد. با وجود سنگ آهک‌های رسی یاد شده، سازند سورمه سیمای سه بخشی دارد. بخش پایینی سازند سورمه لایه‌های سنگ آهکی خاکستری روشن تا تیره و شیل سبز رنگ با میان لایه‌هایی از سنگ آهک آرژیلیتی نازک همراه با لایه‌های حاوی فسیل Lithiotis دارد. سازند سورمه در بخش میانی از لایه‌های متناوب دولومیت، سنگ آهک‌های انیدریتی چاکی و سنگ آهک‌های قهوه‌ای تا روشن بلورین، اوولیتی و متخلخل تشکیل شده است. پس از آن یک بخش مَند به سستبرای ۱۱۱ متر شامل سنگ آهک‌های یک‌دست قهوه‌ای روشن و قهوه‌ای متمایل به خاکستری و پلتی است. بخش بالایی سازند سورمه شامل تناوبی از لایه‌های سنگ آهکی، دولومیتی و انیدریتی است و معادل سازند عرب می‌باشد. سازند سورمه با ناپیوستگی فرسایشی از سازند نیریز (ژوراسیک پسین) جدا می‌شود، اما همبری بالایی آن یکسان نیست. گاهی این مرز به سازند انیدریتی هیث (ژوراسیک پسین) و گاهی به سنگ آهک‌های سازند فهلان (کرتاسه پیشین) می‌رسد. در حالت دوم، گذر از ژوراسیک پسین به کرتاسه پیشین تدریجی است و سنگ آهک‌های اوولیتی سازند فهلان و یا لایه‌های دارای فسیل‌های Thintinnid که معرف محیط دریایی ژرف هستند، به عنوان مرز انتخاب می‌شوند. از نظر سنی، سازند سورمه نشانگر ژوراسیک میانی - پسین است که وجود زون‌های زیستی حاوی روزنداران از جمله Trocholina, Pfenderina, jurassica Kurnibia نشانگر همین مسئله هستند (Sharifi-yazdi et al., 2020; Kadkhodaie and Yarmohammadi, 2020; Alsharhan & Nairn, 1997). شکل ۱-۳ مدل شماتیک رسوبگذاری سازند سورمه فوقانی به همراه فرآیندهای دیاژنتیک آن را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۳: مدل رسوبگذاری سازند سورمه فوقانی به همراه فرآیندهای دیازنتیک (Sharifi-yazdi et al., 2020)

۸-۱- ساختار پایان نامه

این پایان نامه در پنج فصل تدوین شده است. فصل اول به بیان کلیات موضوع پرداخته می شود که این فصل امل بیان مسئله، موقعیت جغرافیایی محدوده مورد مطالعه، چینه شناسی ساختاری میدان مورد مطالعه، ضرورت انجام پژوهش می باشد. فصل دوم به تئوری تحقیق و مروری بر کارهای انجام شده قبلی پرداخته می شود. در این فصل تحقیقات مشابه در زمینه شکستگی های زیرسطحی، لاگ تصویری و ... ارائه می گردد. فصل سوم به توصیف روش کار و معرفی نرم افزار ژئولاگ پرداخته می شود. فصل چهارم به انواع شکستگی ها و تنش های برجا در سازند سورمه فوقانی و در نهایت تحلیل نتایج حاصل از طبقه بندی و تشخیص شکستگی ها با استفاده از لاگ های FMI پرداخته می شود. فصل پنجم به نتایج به دست آمده از این پژوهش به همراه پیشنهادهایی برای تحقیقات آتی ارائه گردید.

فصل دوم

ادبیات پژوهش و مروری بر مطالعات پیشین

۲-۱- مقدمه

شکستگی زمانی رخ می‌دهد که تنش وارد شده به سنگ مخزن از حد آستانه مقاومت سنگ مخزن عبور کند، در این حالت شکستگی و گسل تشکیل می‌شوند. تفاوت بین شکستگی و گسل در رخداد جابجایی صفحات ناپیوستگی می‌باشد. منشأ سیستم‌های شکستگی از طریق شیب، امتداد و مورفولوژی آنها تعیین می‌شود. این گونه اطلاعات از روش‌هایی مانند لرزه‌نگاری، ارزیابی مغزه جهت‌دار و نمودارهای تصویرگر به دست می‌آیند. در این فصل ابتدا سعی شده است تا تئوری پژوهش مربوط به موضوع تحقیق بصورت مشروح مورد کنکاش قرار گرفته و سپس به بررسی پژوهش‌های پیشین صورت گرفته در این عرصه پرداخته می‌شود.

۲-۲- شکستگی و مکانیسم تشکیل آن

واژه شکستگی در زمین‌شناسی به صورت‌های مختلفی تعریف می‌گردد. بنا به تعریف نلسون (۲۰۰۱) شکستگی مخزن عبارت است از ناپیوستگی‌های صفحه‌ای در ابعاد ماکروسکوپی که در اثر تغییر شکل یا دیاژنز فیزیکی در سنگ‌ها به وجود می‌آیند (Nelson, 2001). شکستگی‌ها در ابتدا باز بوده ولی در ادامه ممکن است توسط کانی‌های مختلف پر شوند. در مخازن کربناته، حجم اصلی تولید متناسب با تخلخل زمینه نیست. لذا نقش شکستگی‌ها در تخلیه طبیعی، بازیافت ثانویه و بالاخره بازیافت نهایی بسیار با اهمیت تلقی می‌شود. بررسی پیش‌بینی و طراحی موثر این مخازن، نیازمند شناخت اولیه از نقش سامانه شکستگی طبیعی و روشی منظم جهت گردآوری و تحلیل اطلاعات وابسته به آن می‌باشد (Nelson, 1985). شکستگی در واقع یک واژه عمومی برای یک ناپیوستگی است که در برگیرنده گسل، رگه و درزه می‌باشد. رگه‌های پر شده از کانی‌ها، معمولاً شکستگی‌های کششی هستند و به صورت قطعات پلکانی در یک آرایش خاص شکل می‌گیرند و مولفه‌ای از برش را مشخص می‌نمایند (McCoss, 1986). درزه‌ها یا شکستگی‌های باز معمولاً از نوع شکستگی‌های کششی هستند که اندازه بازشدگی دهانه آن کمتر از چند میلیمتر می‌باشند (Nelson, 2001). شکستگی‌هایی که فقط بر دانه‌های منفرد یا تعدادی دانه در سنگ تأثیر بگذارند و بنابراین فقط در برش‌های نازک میکروسکوپی قابل مشاهده باشند، ریزشکستگی نامیده می‌شوند. فاصله

درزه عبارت است از فاصله بین درزه‌های مجاور در یک دسته که عمود بر سطح آنها اندازه‌گیری می‌شوند. شدت درزه مساحت سطح مجموعه درزه‌ها در واحد حجم سنگ و فراوانی درزه تعداد درزه‌ها در طول یک خط پیمایش است (Nelson, 2001).

۲-۲-۱- تقسیم‌بندی عمومی شکستگی‌ها

شکستگی‌ها به سه دسته تقسیم‌بندی می‌شوند:

- شکستگی برشی
- شکستگی کششی
- شکستگی انبساطی

۲-۲-۱-۱- شکستگی‌های برشی

شکستگی‌های برشی شکستگی‌هایی هستند که در آنها جابجایی به موازات صفحه شکستگی اتفاق می‌افتد. این شکستگی‌ها نسبت به تنش حداکثر (σ_1) زاویه حاده و نسبت به تنش حداقل (σ_3) زاویه منفرجه می‌سازند (Nelson, 2001; Van Golf-Racht, 1982).

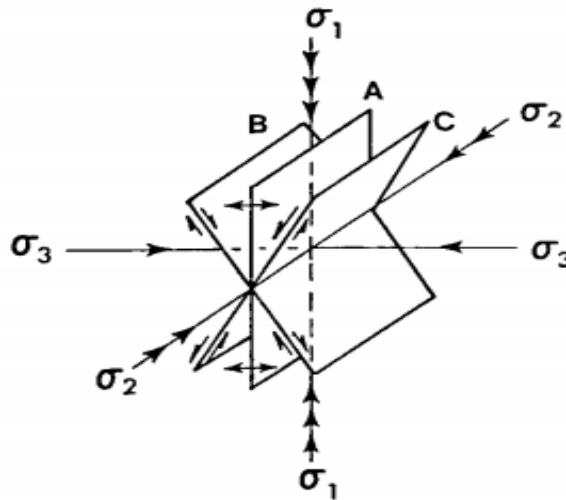
۲-۲-۱-۲- شکستگی‌های کششی

این شکستگی‌ها دارای جابجایی عمود بر صفحه شکستگی هستند و به موازات محورهای σ_1 و σ_2 و عمود بر σ_3 ایجاد می‌شوند. در ارتباط با جهت‌گیری σ_1 و جهت جابجایی، این شکستگی‌ها مشابه با شکستگی‌های انبساطی می‌باشند ولی در شکستگی کششی محور تنش σ_3 باید کششی باشد در صورتی که در شکل‌گیری شکستگی انبساطی، هر سه تنش اصلی از نوع تراکمی هستند (شکل ۲-۱) (Nelson, 2001).

۲-۲-۱-۳- شکستگی‌های انبساطی

این شکستگی‌ها دارای جابجایی عمود بر صفحه شکستگی هستند و به موازات محورهای σ_1 و σ_2 و عمود بر σ_3 شکل می‌گیرند. همچنین این شکستگی‌ها هنگامی ایجاد می‌شوند که هر سه تنش اصلی از نوع

تراکمی باشند. در بررسی‌های آزمایشگاهی، شکستگی‌های انبساطی همزمان با شکستگی‌های برشی به وجود می‌آیند (شکل ۱-۲) (Nelson, 2001).



شکل ۱-۲: جهت‌گیری صفحات شکستگی در حالتی که تنش‌های اصلی فشارشی باشند شکستگی‌های کششی با A، شکستگی‌های برشی با B و C مشخص شده‌اند (Nelson, 2001)

۲-۳- تقسیم‌بندی ساختاری شکستگی‌ها

۲-۳-۱- شکستگی‌های مرتبط با چین‌خوردگی

سانگری و همکاران (۱۹۶۱) شکستگی‌ها را از نظر ارتباط جهت آنها با امتداد محور تاقدیس‌ها مورد بررسی قرار داده و تقسیم‌بندی ذیل را ارائه نمودند (مطیعی، ۱۳۷۴):

۱- شکستگی‌های عرضی^۱

۲- شکستگی‌های طولی^۲

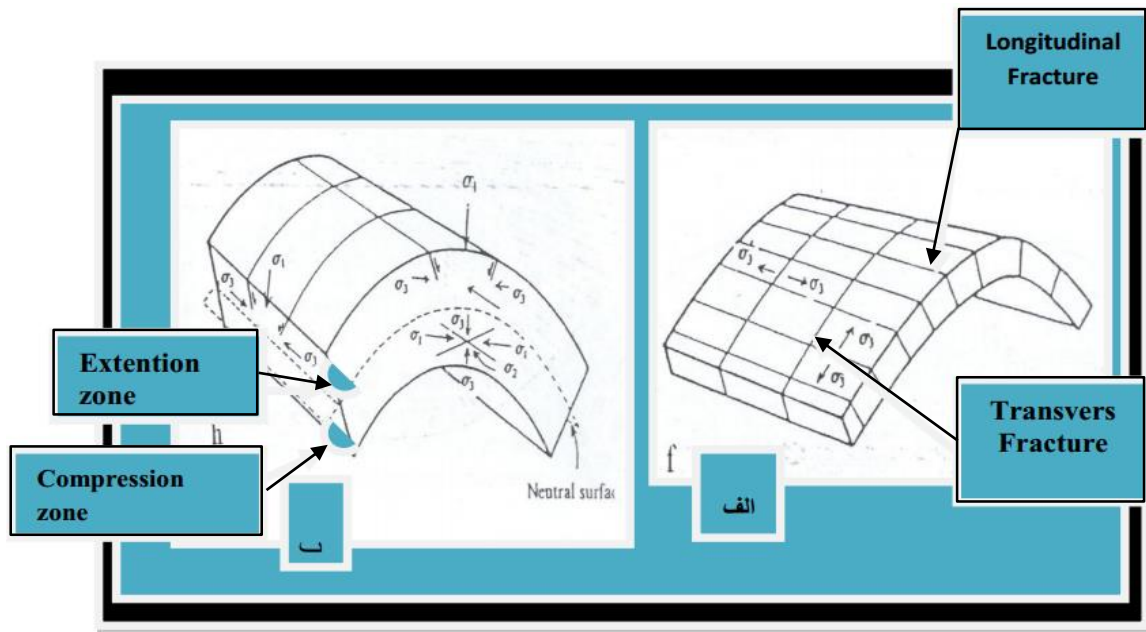
۳- شکستگی‌های مورب^۳

شکل (۲-۲) شکستگی‌های طولی و عرضی مرتبط با چین‌خوردگی را نشان می‌دهد.

¹ Transverse joints

² Longitudinal joints

³ Conjugate joints

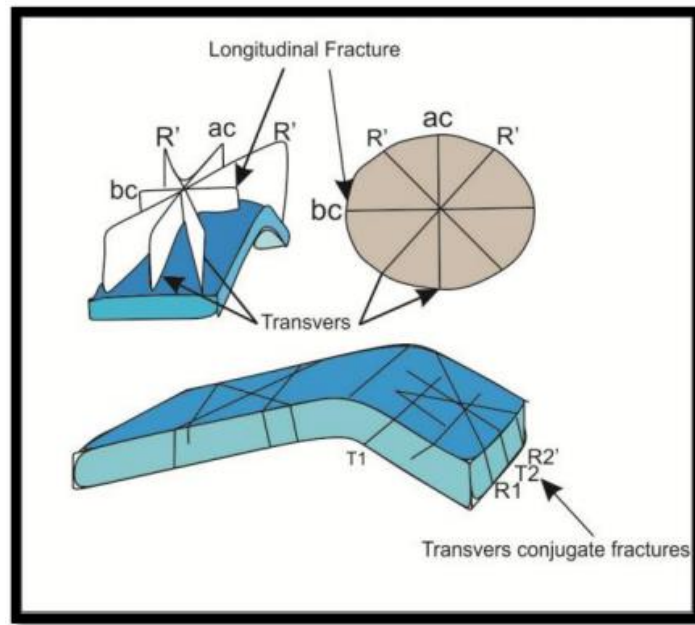


شکل ۲-۲: شکستگی‌های طولی و عرضی مرتبط با چین‌خوردگی (Nelson, 1985)

۲-۳-۱-۱-۱-۱ (شکستگی‌های عرضی)

مجموعه‌ای از شکستگی‌های انبساطی و یا کششی و شکستگی‌های مزدوج برشی همراه آن است که به ترتیب می‌توانند حالات عمود و یا مورب نسبت به محور تاقدیس داشته باشند (شکل ۲-۲). شکستگی‌های برشی مزدوج این الگو، با یکدیگر زاویه ۶۰ تا ۷۰ درجه می‌سازند و یال‌های تاقدیس را به صورت قطعات لوزی شکل در می‌آورند. شکستگی‌های برشی براساس طبیعت خود موجب لغزش قطعات شکسته‌شده بر روی هم شده و در صورتی که بعداً تحت تأثیر تنش‌های دیگری قرار نگرفته باشند، احتمالاً فاقد تأثیر بر تراوایی بوده و حتی به عقیده برخی در سیستم تراوایی ایجاد مزاحمت می‌نمایند. شکستگی‌های انبساطی یا کششی الگوی ۱ معمولاً در راستای عمود بر محور تاقدیس قرار داشته و یا به عبارتی دیگر محور طولی یا عرضی تاقدیس را قطع می‌کنند. پیدایش شکستگی‌های الگوی ۱ با دو فرض قابل توصیف می‌باشند: اول آنکه چین در یک سیستم سه محوری به وجود آمده باشد. در این صورت الگوی ۱ در واکنش معکوس نسبت به محور تنش متوسط که در امتداد محور چین عمل کرده است، پدید آمده است. فرض دوم آن است که چین در دو فاز به وجود آمده باشد. فاز اول محور تنش حداکثر عمود بر محور تاقدیس و محور تنش متوسط در امتداد تاقدیس بوده و در فاز دوم محور حداکثر تنش در امتداد محور تاقدیس و تنش متوسط

عمود بر محور تاقدیس عمل کرده است. در چنین شرایطی می‌تواند واکنشی معکوس نسبت به محور حداکثر نیرو که در امتداد تاقدیس بوده، به وجود آید. شکستگی‌های الگوی ۱ معمولاً به صورت عمود تا نیمه عمود نسبت به سطح طبقه قرار دارند (Nelson, 1985; Fossen, 2010). شکل (۲-۳) موقعیت قرارگیری شکستگی‌های عرضی کششی و مزدوج را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۳: موقعیت قرارگیری شکستگی‌های عرضی کششی و مزدوج (Nelson, 1985)

۲-۳-۱-۲- الگوی ۲ (شکستگی‌های طولی)

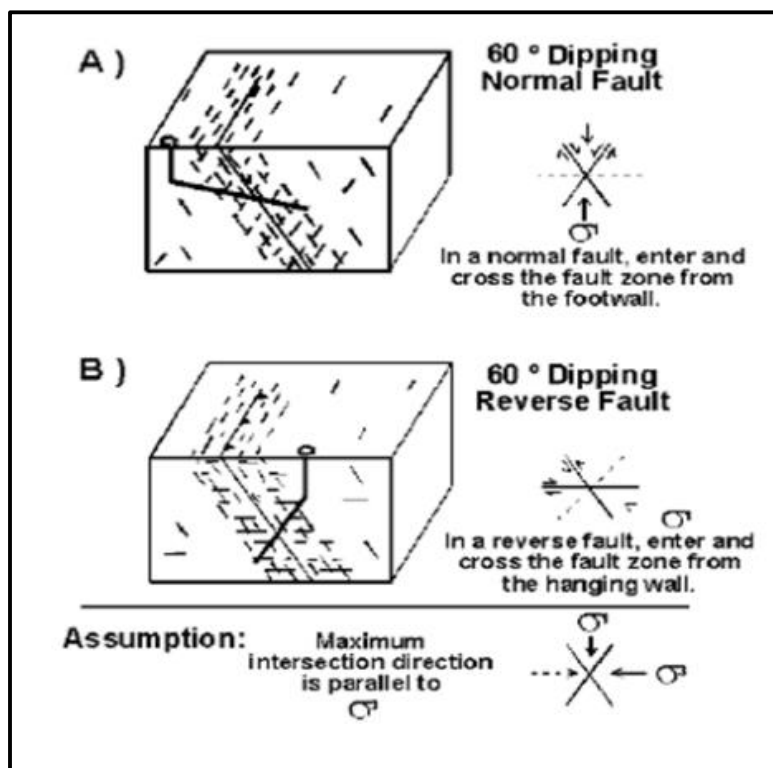
شامل دسته‌هایی از شکستگی‌های انبساطی یا کششی طولی و شکستگی‌های برشی مزدوج است که به ترتیب به موازات محور تاقدیس و یا با زوایای ۳۰ تا ۳۵ درجه ایجاد می‌شود (شکل ۲-۳). شکستگی‌های کششی یا انبساطی در این الگو واکنشی معکوس نسبت به محور اصلی تنش تراکمی داشته که معمولاً در امتداد عمود بر محور تاقدیس عمل کرده است. موجودیت این الگو معمولاً با موجودیت لولا یا لولاها در تاقدیس‌های جنوب غرب ایران عجین است و به ندرت می‌توان در یک تاقدیس آرام و با شعاع انحنای بزرگ آنها را پیدا کرد. گاهی طول شکستگی‌های کششی این الگو به کیلومترها می‌رسد و معمولاً منطقه پیدایش آنها بین نقطه ستیغ تا محلی بالای نقطه عطف در یک برش عرضی است. قسمت عمده شکستگی‌های انبساطی اصلی به گونه‌ای هستند که محور چین را با زاویه ۹۰ درجه قطع می‌کنند و بر لایه‌ها عمود

هستند. بنابراین، معمولاً قائم و دارای شیب‌های تند هستند. شکستگی‌های کششی غیر مستقیم، گاه توسط کلسیت و کوارتز پر می‌شوند. این گونه شکستگی‌ها را شکستگی‌های هیدرولیکی نیز می‌گویند، زیرا در لحظه شکل‌گیری با تنش اصلی کمینه زاویه 90° درجه می‌سازد (Nelson, 1985).

۲-۳-۲- شکستگی‌های مرتبط با گسل خوردگی

صفحات گسلی، صفحات برش هستند. بیشتر شکستگی‌های مجاور گسل‌ها، شکستگی‌های برشی موازی با گسل، شکستگی‌های برشی مزدوج با گسل یا شکستگی‌های کششی نیمساز زاویه حاده بین دو جهت برشی می‌باشند. شکل (۴-۲) مسیر چاه‌های حفاری شده با هدف قطع کردن بیشترین شکستگی‌ها در اطراف منطقه گسل بصورت نرمال و معکوس را نشان می‌دهد.

معمولاً با نزدیک شدن به گسل، فراوانی شکستگی‌ها و پیچیدگی‌های شبکه افزایش می‌یابد. جهت‌گیری شکستگی‌ها می‌تواند به علت آشفته‌گی تنش‌ها در نزدیکی گسل‌ها تغییر یابد (Nelson, 2001; Stearns, 1968).



شکل ۴-۲: مسیر چاه‌های حفاری شده با هدف قطع کردن بیشترین شکستگی‌ها در اطراف منطقه گسل. (A) گسل نرمال، (B) گسل معکوس (Nelson, 2001)

ارتباط بین گسل ها و دیگر شکستگی ها می تواند به وسیله تجزیه و تحلیل فراوانی و جهت گیری شکستگی ها در طول چاه هایی که گسل ها را قطع می کنند و یا با استفاده مناسب از عوارض مشابه رخنمون یافته تعیین گردد. به نظر می رسد که تراکم شکستگی های همراه با گسل، تابع سنگ شناسی، فاصله از سطح گسل، میزان جابه جایی در طول گسل، میزان تنش کل در سنگ، ژرفای تدفین و نوع گسل باشد که این پارامترها، میزان تراکم شکستگی را از گسلی به گسل دیگر تغییر می دهد.

فراوانی شکستگی های پیش و پس از گسل خوردگی به طرف منطقه گسلی افزایش نشان نمی دهند، در حالی که فراوانی شکستگی های همزمان با گسل یا نزدیک به آن افزایش می یابند. شکستگی های پیش از گسل خوردگی در منطقه گسلی تغییر می کنند. برای مثال باز می شوند و رگه ها را شکل می دهند. شکستگی های همزمان و پس از گسل خوردگی می توانند در اطراف گسل آشفته گردند و فراوانی و الگوهای متفاوتی را دوسوی آن نشان دهند (Nelson, 1985).

۲-۴- روش های مطالعه شکستگی ها

مطالعه ی شکستگی ها می تواند بر مبنای مشاهدات رخنمون های سطح زمین و یا مطالعه و تفسیر داده های زیرسطحی باشد. در مطالعات سطحی جهت شناسایی و بررسی خصوصیات ساختاری، شکستگی ها در رخنمون های سطحی مورد توجه قرار می گیرند. در این روش برداشت های سطحی از شکستگی ها، گسل ها و چین ها و سایر عوامل ساختمانی انجام می شود و سپس به تحلیل و بررسی داده ها پرداخته می شود. در مطالعات سطحی روش های متفاوتی جهت جمع آوری داده ها و برداشت شکستگی ها وجود دارد که از جمله آن می توان به روش انتخابی، کمیتی، فهرست نویسی و پیمایشی اشاره کرد. در مطالعات زیرسطحی شکستگی ها معمولاً از مغزه های به دست آمده از حفاری ها، داده های ژئوفیزیکی و نیز از لاگ های تصویری چاه ها استفاده می شود. در این روش مطالعه، اطلاعات مورد نیاز در حفاری ها می تواند با روش های مستقیم از مغزه های جهت دار و معمولی و یا از روش های غیرمستقیم شامل برداشت اطلاعات حفاری حاصل از هرزروی گل، نمودارهای چاه پیمایی و نمودارهای تصویری مانند دست بیاید (Marshak & Mitra, 1998).

۲-۴-۱- مطالعه مغزه‌های بازیافتی

مغزه‌ها را می‌توان یکی از مهمترین منابع موجود برای مطالعه خصوصیات مخازن هیدروکربوری نام برد. مطالعه مغزه یک روش معمول جهت توصیف، ارزیابی و آزمایش مستقیم سنگ مخزن می‌باشد. استفاده از مغزه برای ارزیابی مخازن شامل برخی محدودیت‌های اساسی است، که باعث می‌شود تنها در چاه‌های محدودی از هر میدان مغزه‌گیری صورت گیرد. این محدودیت‌ها عبارتند از: فاکتور بازیافت پایین در زون‌های شکسته شده، نداشتن جهت و هزینه‌ی بالای مغزه‌گیری (Khoshbakht et al., 2009; Prensky, 2010). در سال ۱۹۰۸ نخستین عملیات مغزه‌گیری در کشور هلند انجام گرفت و به دنبال آن الیوت^۱ (۱۹۲۱) ابزار پیشرفته‌تری را که تکمیل کننده ابزار پیشین بود، ابداع کرد. مغزه‌گیری در چاه‌ها بر حسب نوع ابزار و اهداف مغزه‌گیری، به دو روش صورت می‌گیرد (کرم‌پور، ۱۳۹۴):

- مغزه‌های متعارف: این نوع مغزه‌ها به روش حفاری دورانی به دست می‌آیند که دارای قطرهای متفاوت و طولی از چند سانتیمتر تا ده‌ها متر می‌باشند.
- مغزه‌های دیواری: مغزه‌های دیواری پس از رسیدن چاه به ژرفای نهایی و در فواصل مشخص با استفاده از ابزارهای ویژه‌ای بریده شده و به ندرت طول آنها از یک متر تجاوز می‌کند و دارای قطر محدود و مشخصی نیز می‌باشند.

در تجزیه و تحلیل نمونه‌های مغزه، تنها در صورتی تصویر درستی از ویژگی‌های مخزنی و قابلیت تولید ارائه می‌شود که مشاهدات مستقیم و انتخاب نمونه و آزمایش‌ها، با دقت کافی صورت گرفته باشند. هر چند نتایج به دست آمده ممکن است بیانگر بخشی از ویژگی‌های سنگ مخزن، در حالت درجای آن باشد که این امر تا اندازه‌ای به واسطه پیچیدگی و ناهمگنی سنگ مخزن است و همچنین، می‌تواند ناشی از تغییر پارامترهای حفاری و تأثیر عوامل محیطی باشد. در تحلیل مغزه به روش کمی، ویژگی‌های سنگ مخزن شامل تخلخل، نفوذپذیری، درجه اشباع آب و سیالات نظیر نفت و گاز تعیین می‌گردد. در تحلیل مغزه به

¹ Eliot

روش کیفی، اطلاعات چینه‌ای زیرسطحی شامل مرزهای سازندی و ساخت‌های رسوبی بزرگ مقیاس مربوط به محیط‌های رسوبی و سنگواره‌ها و نمونه‌های آلوده نشده ژئوشیمی، را فراهم می‌آورد (محمدیان، ۱۳۸۹).

۲-۴-۲- مطالعه لاگ‌های پتروفیزیکی

در سالیان گذشته رغبت به مطالعه شکستگی‌های طبیعی در سازندهای سطحی و زیرسطحی به طرز حیرت‌آوری افزایش یافته که این امر تا حد زیادی بر آمده از دانش کلان صنعتی در باب تاثیر شکستگی بر جریان سیال در زیر زمین می‌باشد. تعیین دقیق شکستگی‌های یک میدان در حال حاضر بسیار پرهزینه بوده و مستلزم توصیف و مستندسازی گام به گام تعداد زیادی چاه‌نمودار توسط متخصصین خبره می‌باشد (Rider, 1986).

معمول‌ترین راه شناخت و آگاهی از ویژگی‌های یک مخزن، بررسی و تفسیر لاگ‌های پتروفیزیکی همراه با تحلیل داده‌های آزمایشگاهی حاصل از آنالیز مغزه‌های حفاری است. ارتباط بین اختصاصات پتروفیزیکی و زمین‌شناسی موضوعی است که مطالعات و مقالات زیادی را به خود اختصاص داده است. ترکیب سازندها به کمک نمودارهای چاه‌پیمایی (نظیر دانسیته، نوترون و اشعه گاما و ...) می‌تواند بصورت کانی و یا عناصر شیمیایی بیان شود (Rider, 1986).

۲-۴-۲-۱- لاگ نوترون

لاگ نوترون^۱ را با استفاده از یک دستگاه ارسال نوترون‌های سریع به داخل سازند و سپس شمارش نوترون‌های کند شده برگشت خورده، تهیه می‌کنند. نوترون‌های سریع ساطع شده در برخورد با اتم‌های هیدروژن انرژی خود را از دست می‌دهند و بر این اساس با شمارش نوترون‌های کند شده و با توجه به این که اتم‌های هیدروژن بیشتر در آب و هیدروکربور تجمع دارند، بنابراین تعداد نوترون‌های کند شده در ارتباط با تخلخل خواهد بود (Serra, 1989; Rider, 1986; Serra and Serra, 2004).

زمانی که سازندی را با نوترون‌های سریع بمباران می‌کنند. چندین نوع برهم کنش بین نوترون‌ها و هسته اتم مواد می‌تواند رخ دهد. به کمک چشمه‌های پرتوهای مناسب، سازندها با نوترون‌های سریع و پرنرژی

^۱ Compensated Neutron Log (CNL)

اولیه (بین ۴ تا ۶ MEV) به شدت بمباران می‌شوند به دلیل سرعت اولیه زیاد (۱۰۰۰۰ کیلومتر بر ثانیه) نوترون‌ها قدرت نفوذ زیادی دارند به این ترتیب نوترون‌ها در نفوذ خود به صورت کشسان و غیرکشسان با هسته اتم‌های سازندهایی که سر راهشان قرار می‌گیرد، تصادم کرده و به تدریج انرژی خود را از دست می‌دهند بر این اساس چندین مرحله وجود دارد:

مرحله کند شدن نوترون‌ها؛ در این مرحله نوترون‌های سریع بدنبال برخوردهایی کشسان با هسته اتم مواد کند می‌شوند. اتلاف انرژی در هر برخورد بستگی به زاویه برخورد و جرم هسته مورد تصادم دارد. بدلیل نزدیکی جرم نوترون به هسته اتم هیدروژن این اتم‌ها بیشترین سهم را در کند شدن نوترون‌ها دارند. برای روشن‌تر شدن آنچه که اتفاق می‌افتد می‌توان برخورد نوترون با هسته اتم مواد را با عمل برخورد توپ‌های بیلیارد مقایسه کرد. اصولاً عملکرد سازند در ارتباط با تعداد اتم‌های هیدروژن موجود اندازه گیری می‌گردد. بیشتر اتم‌های هیدروژن موجود در مخزن مربوط به آب و نفت است. وجود هر یک از این دو سیال فضای خالی موجود در سنگ را نشان خواهد داد و ما می‌توانیم به سادگی با شمارش اتم‌های هیدروژن میزان تخلخل را معین کرد (Serra, 1989; Serra and Serra, 2004).

۲-۴-۲-۲- لاگ گاما

منحنی نمودار پرتو گاما، بازتابی از اندازه‌گیری مقدار رادیواکتیو طبیعی در سنگ‌هاست. پرتوزایی طبیعی مشخصه تعدادی از اتم‌هایی است که خاصیت گسیل پرتوهای خاص را دارند. این پرتوزدایی بدون ارتباط با شرایط شیمیایی احاطه کننده عنصر پرتوزا انجام می‌پذیرد. عمل تبدیل عنصر پرتوزا می‌تواند با ایجاد عنصر پرتوزایی دیگر تا رسیدن به یک عنصر پایدار ادامه یابد. پرتوزایی با گسیل پرتوهای آلفا و بتا و گاما همراه است (Serra, 2007; Rider, 1986).

۲-۴-۲-۳- لاگ دانستیه

بر اساس خاصیت پراش کامپتون و تراکم الکترون‌ها در سازند و میزان اشعه گامای ضعیف شده در اثر برخورد با الکترون‌ها، دانستیه سازند محاسبه می‌گردد (Serra, 2008; Serra and Serra, 2004).

ابزار اندازه‌گیری نمودار دانسیته شامل یک منبع تولیدکننده اشعه‌های گاما به داخل سازند است. اشعه گامای تولیدی از کبالت ۶۰ یا سزیم ۱۳۷ است. اشعه‌های گامای متصاعد شده در برخورد با الکترون‌های موجود در سازند از انرژی آنها کاسته می‌شود. واکنش بین برخورد اشعه گاما با الکترون‌های یک سازند را انتشار کامپتون می‌نامند. اشعه‌های گامای تولیدی پس از طی مسافتی به آشکارساز می‌رسد. شمارش آنها نشان‌دهنده دانسیته آن بخش از سازند طی شده است. تعداد انتشار کامپتون برخوردی به طور مستقیم نشان‌دهنده تعداد الکترون‌های موجود در سازند است. در نتیجه دانسیته الکترون می‌تواند با دانسیته کلی^۱ ارتباط مستقیم داشته باشد. دانسیته کلی سازند مجموعه‌ای از دانسیته ماتریکس، تخلخل، دانسیته سیال داخل حفرات است (Rider, 1986).

۲-۴-۳- مطالعه لاگ‌های تصویری

مهمترین منابع برای مطالعه ویژگی‌های مخازن زیرسطحی نمودارهای تصویرگر می‌باشند، به دلیل اینکه بسیاری از گمانه‌ها یا فاقد مغزه هستند، یا به دلیل بازیافت پایین مغزه‌ها چندان قابل مطالعه نمی‌باشند. در مخازن کشورمان به دلیل شکستگی‌های زیاد، این موضوع بسیار حائز اهمیت است. علاوه بر این، به دلیل غیر جهت‌دار بودن مغزه‌ها، امکان تعیین جهت و راستای سطوح لایه‌بندی، شکستگی‌ها و گسل‌های احتمالی وجود ندارد. اولین نمونه از این ابزارهای تصویرگر، در دهه ۱۹۵۰ معرفی شد که دوربین‌های عکس‌برداری برای استفاده در چاه بود. به دنبال آن در میانه دهه ۱۹۶۰، اولین ابزار درون چاهی تصویربردار معرفی گردید (Movahed, 2007; Prensky, 1999). ابزارهای تصویربردار از دیواره چاه که بر مبنای اندازه‌گیری مقاومت بودند، در میانه دهه ۱۹۸۰ ارائه گردیدند و تکامل ابزارهای شیب سنج با کیفیت بالا (میکرو الکترودها) و نمودارهای جانبی (ماکرو الکترودها) را به نمایش گذاشتند. از این پس تصاویر دیواره چاه، به سرعت به عنوان مولفه‌ای با اهمیت فزاینده در تفسیر و تجزیه و تحلیل ساختاری الگوی شکستگی در مخازن پذیرفته شد (Movahed, 2007).

برای تصویربرداری از دیواره چاه، از سه فناوری مختلف به شرح زیر استفاده می‌شود (Prensky, 1999):

¹ BULK DENSITY

الف - تصویربرداری مقاومت سنجی: ابزارهای الکتریکی که در آنها از اختلاف مقاومت الکتریکی عوارض دیواره چاه برای به تصویر کشیدن آنها استفاده می‌شود.

ب - تصویربرداری صوتی: تصویر به دست آمده از تصویربرداری صوتی، حاصل تباین صوتی عوارض دیواره چاه است که به دو روش زمان گذر امواج مافوق صوت و دامنه امواج مافوق صوت نمایش داده می‌شود.

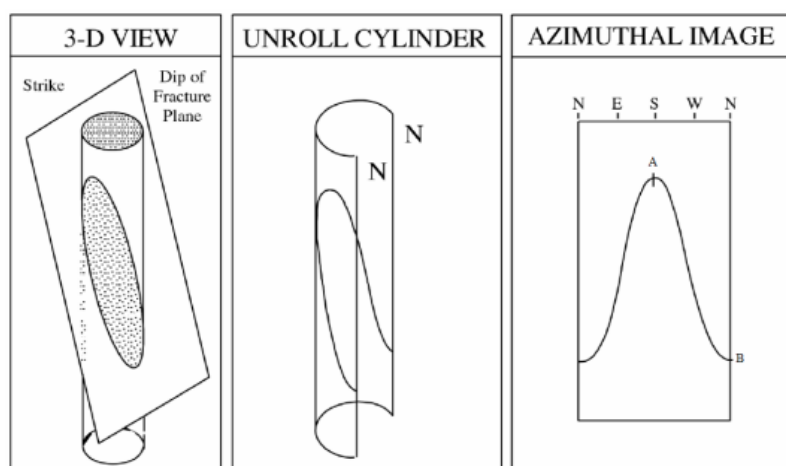
ج - دوربین‌های ویدئویی درون چاهی: از دوربین‌های ویدئویی برای تصویربرداری در چاه استفاده می‌شود. از آن جا که استفاده از تصویربرداری الکتریکی و صوتی مرسوم است، مطالب ارائه شده بیشتر در مورد این دو روش خواهد بود. جدول (۱-۲) انواع لاگ‌های تصویری به همراه مشخصات هر کدام از آنها را نشان می‌دهد.

جدول ۱-۲: انواع لاگ‌های تصویری به همراه مشخصات هر کدام از آنها (تخم چي، ۱۳۸۸).

شرکت تولیدکننده	عمق نفوذ	سرعت نمودارگیری	تعداد الکترود	تعداد بالشتک	درصد پوشش دیواره چاه	قابلیت تفکیک افقی قائم		نام دستگاه		
شلومبرژه	۵۰-۱۵	۵۰۰	۱۶	۴	۴۰	۵	۷/۵	FMS	رسانا	الکتریکی
شلومبرژه	۵۰-۱۵	۵۶۵	۳۴	۸	۸۰	۵	۵	FMI		
شلومبرژه	۷۵۰	۱۱۲۵	۱۲	-	۱۰۰	۲۰۰	۳۰	ARI		
هالیبرتون	۷۵۰	۵۸۵	۲۵	۶	۸۰	۵	۵	EMI		
بیکراپلس	-	-	۲۴	۶	۶۵	۷/۵	۵	STAR		
شلومبرژه	۹۰	۱۱۲۵	۱۰	۴	۳۲	۳۰	۳۰	OBMI & UBI	نارسانا	
بیکراپلس	-	-	۱۰	۶	-	-	-	Earth imager		
شلومبرژه	-	۱۳۵	-	-	۱۰۰	۱۰	۱۰	UBI	رسانا	صوتی
بیکراپلس	-	-	-	-	۱۰۰	-	-	CBIL	و	
هالیبرتون	-	۳۶۰	-	-	۱۰۰	۷۵	۱/۸ درجه	CAST	نارسانا	
شلومبرژه	-	-	-	-	۱۰	۱۱	۹۰ درجه	BHTV	رسانا و نارسانا	تصویربرداری درون چاهی

تمامی این ابزارها دارای مغناطیس‌سنج، انحراف‌سنج و شتاب‌سنج‌هایی می‌باشند که آزمون، میزان انحراف (شیب) و سرعت ابزار را اندازه‌گیری می‌کنند و از اندازه‌گیری‌های آزمون و انحراف ابزار، به منظور تعیین

جهت‌گیری صحیح چاه برای تصحیح تصاویر استفاده می‌گردد. خطا در پردازش یا استفاده نامناسب از این تکنیک، می‌تواند تصاویری مصنوعی ایجاد نماید که باید پیش از استخراج عوارض و تفسیر، شناسایی گردند. نمایش دو بعدی تصاویر الکتریکی و صوتی دیواره چاه به شکل یک سیلندر باز شده می‌باشد که از شمال مغناطیسی شکاف داده شده است. در این تصاویر، عوارض صفحه‌ای (برای مثال مرزهای لایه‌بندی، گسل‌ها و شکستگی‌ها) که دیواره استوانه‌ای شکل چاه را با زاویه‌ای نسبت به افق قطع می‌کنند (شیب دارند)، به صورت منحنی سینوسی شکل تظاهر می‌یابند. دامنه این منحنی سینوسی، تابعی از زاویه شیب است. به شکلی که در یک چاه بدون انحراف، بزرگی شیب متناسب با دامنه شکل سینوسی است و آزمون شیب نیز به سمت پایین ترین نقطه موج سینوسی شکل قرار می‌گیرد. ابزارهای الکتریکی برای کاربردهای مرتبط با سنگ‌شناسی و توصیف انواع شکستگی‌ها (باز یا پر شده با کانی‌ها)، مناسب‌تر از ابزارهای صوتی هستند. تکنیک‌های تصویربرداری صوتی برای ارزیابی برخی ویژگی‌های سنگ مانند تخلخل، گسیختگی دیواره چاه (ریزش) و شکستگی‌های باز مناسب‌تر هستند. ابزارهای تصویربرداری الکتریکی همانند ابزارهای نمودارگیری متداول اندازه‌گیری مقاومت به صورت تابعی از تخلخل، سیال موجود در حفرات، هندسه فضایی حفرات، سیمان‌شدگی و میزان کانی‌های رسی می‌باشد. در این ابزارها هر گیرنده، اندازه‌گیری مقاومت دیواره چاه را به عنوان تابعی از آزمون و شیب ارائه می‌دهد. این ابزارها دارای یک دستگاه انحراف سنج می‌باشند که اطلاعات مربوط به شتاب‌سنجی و مغناطیس‌سنجی را تأمین می‌کند (Poppelreiter et al., 2010; Serra, 2008). شکل (۲-۵) نمایش چگونگی محاسبه مقدار شیب و آزمون و نمایش شکستگی را به صورت سه‌بعدی نشان می‌دهد.



$$\text{Average depth of fracture} = (A+B)/2$$

$$\text{Apparent Dip Angle (degrees)} = \tan^{-1} \{ |A-B| / D \}$$

Where: D is the borehole diameter

شکل ۲-۵: نمایش سه بعدی از روش محاسبه مقدار شیب شکستگی‌ها در چاه حفاری با استفاده از نمودارهای تصویرگر (Serra, 1989)

۲-۴-۳-۱- انواع لاگ‌های تصویری

لاگ‌های تصویری دسته‌ای از لاگ‌های مدرن هستند که تصویر مجازی و جهت‌دار با قدرت تفکیک بالا از دیواره چاه‌های نفت و گاز برداشت می‌کنند. لاگ‌های تصویری عمدتاً به دو نوع اصلی صوتی و الکتریکی تقسیم می‌شوند. اولین ابزار لاگ تصویری صوتی در اواخر دهه ۷۰ میلادی توسط شرکت اگزون موبیل^۱ توسعه یافت و این ابزار با فرکانس بالای فراصوتی (۱/۳۵ مگاهرتز) کار می‌کرد. ابزارهای لاگ تصویری الکتریکی نسل پیشرفته‌ای از ابزارهای شیب‌سنج می‌باشند، که در اواسط دهه‌ی ۹۰ میلادی توسعه یافتند، و دو بالشتک^۲ بر روی آنها نصب شد که هر کدام دارای ۲۷ الکتروود بودند (Serra, 2008; Serra and Serra, 2004).

۲-۴-۳-۱-۱- تصویرگر مقاومتی سازند پایه روغنی OBMI^۳

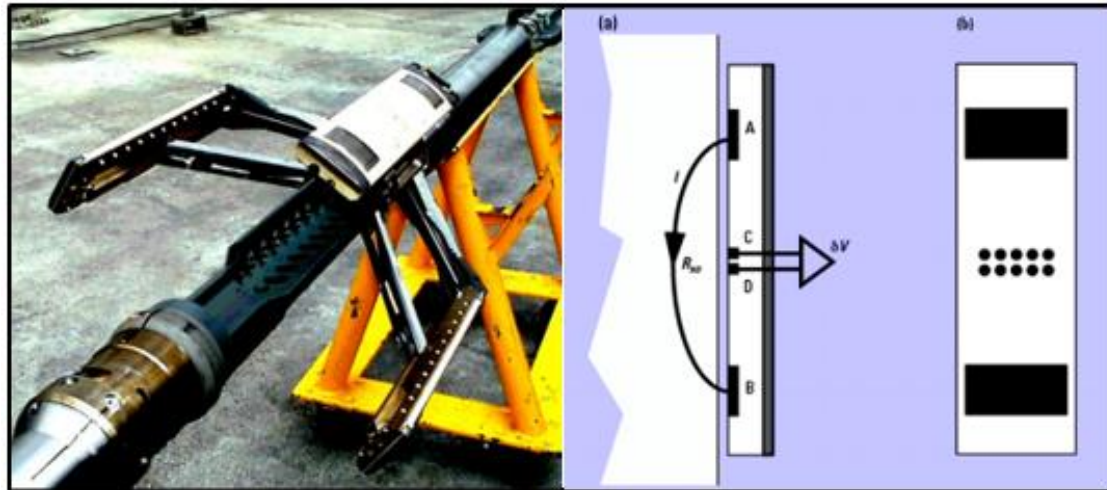
استفاده از سیال‌های روغنی در حفاری، خطرات عملیات حفاری را به طور اساسی کاهش و بازدهی را به نحوه محسوسی افزایش می‌دهد و درعین حال امکان کاربرد دستگاه‌های FMI را نیز از بین می‌برد. دستگاه OBMI چهار بالشتک و ۴۰ الکتروود با دقت عمودی ۰/۴ اینچ دارد (شکل ۲-۶). در دو انتهای هر بالشتک،

^۱ Exxon Mobil

^۲ Pad

^۳ Oil-Base Microimager

دو الکتروود قرار دارد که جریان را به درون گل ارسال می کنند. 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 اندازه گیری می کنند (Schlumberger, 2005).



شکل ۲-۶: ابزار OBMI (چپ) و نمای شماتیک نحوه اندازه گیری این ابزار (راست) (Schlumberger, 2005; Schlumberger, 1998)

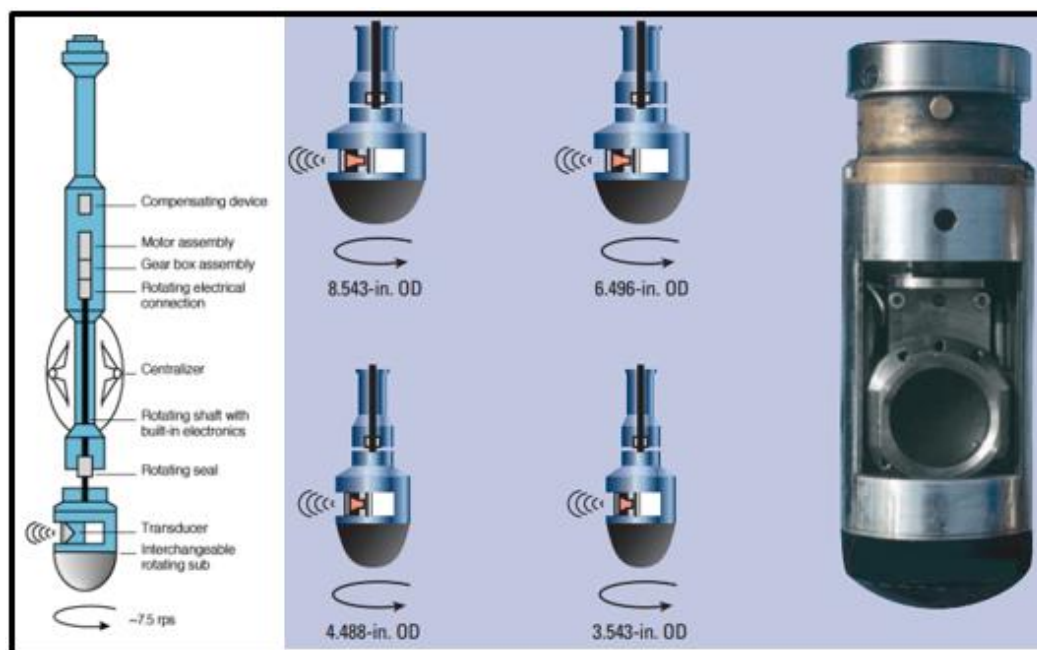
۲-۴-۳-۱-۲- لاگ های صوتی UBI^۱

دستگاه UBI قابلیت تصویربرداری با امواج ماوراء صوت را دارد. به دلیل اینکه ابزارهای تصویربرداری الکتریکی در چاه هایی با گل های پایه روغنی نتایج خوبی ندارند، لذا ابزارهای تصویربرداری صوتی جهت تکمیل نمودارگیری به همراه ابزارهای الکتریکی به درون چاه فرستاده می شوند. UBI قابل استفاده در چاه هایی با گل پایه آبی نیز هستند. امواج صوتی توسط یک منبع Transducer با دامنه ۲۵۰ تا ۵۰۰ کیلوهرتز به صورت متمرکز منتشر شده و زمان رفت و برگشت پالس صوتی به دیواره چاه و دریافت آن توسط گیرنده ثبت و اندازه گیری می شود. این دستگاه قادر است پوشش ۳۶۰ درجه را در چاه با تصویربرداری ۱۸۰ نمونه از بدنه چاه فراهم نماید. سرعت نمودارگیری UBI از ۴۰۰ تا ۸۰۰ فوت در ساعت متغیر است. 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 می کند و دامنه و زمان موج برگشتی

¹ Ultra sonic borehole imager

را اندازه‌گیری می‌کند. پوشش تصویری ایجاد شده توسط این دستگاه ۱۰۰٪ است (شکل ۷-۲)

(Schlumberger, 2005; Tingay et al., 2008; Asquith, 2014).

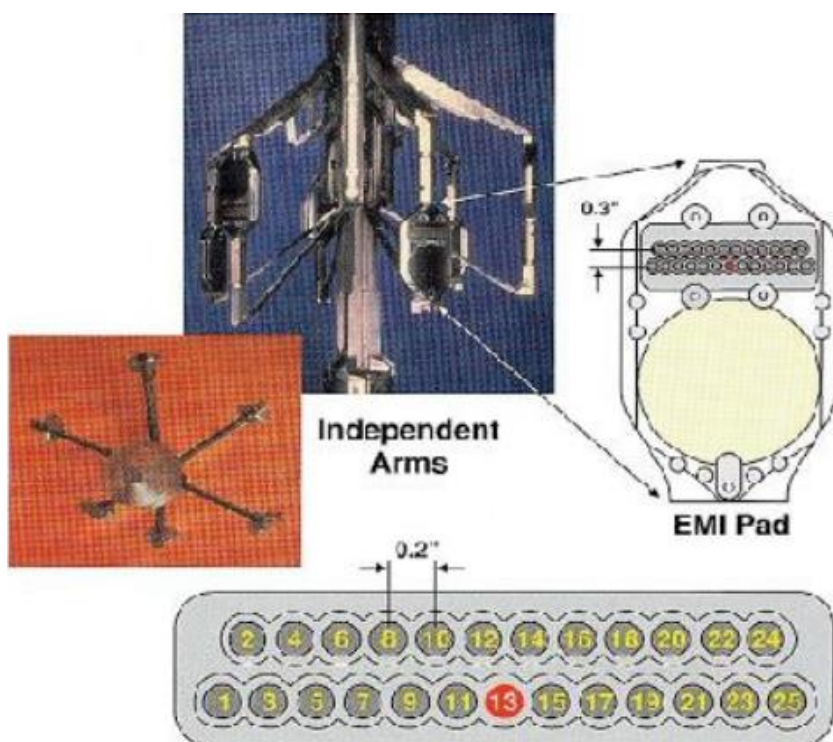


شکل ۷-۲: نمایش نگار صوتی UBI (Schlumberger, 2005)

۲-۴-۳-۱-۳-لاگ EMI^۱

مهمترین مزیت این دستگاه نسبت به دستگاه‌های دیگر امکان باز و بسته شدن مستقل بازوهای آن است که باعث می‌شود در چاه‌هایی که یک سمت دیواره آن گشاد شده، اتصال بالشتک و دیواره از بین نرود (Shahinpour, 2013). EMI دارای شش بازو است و ۶۰٪ دیواره چاه را پوشش می‌دهد. شکل (۸-۲) شمای کلی از دستگاه EMI را نشان می‌دهد.

^۱ Electrical Micro Imaging



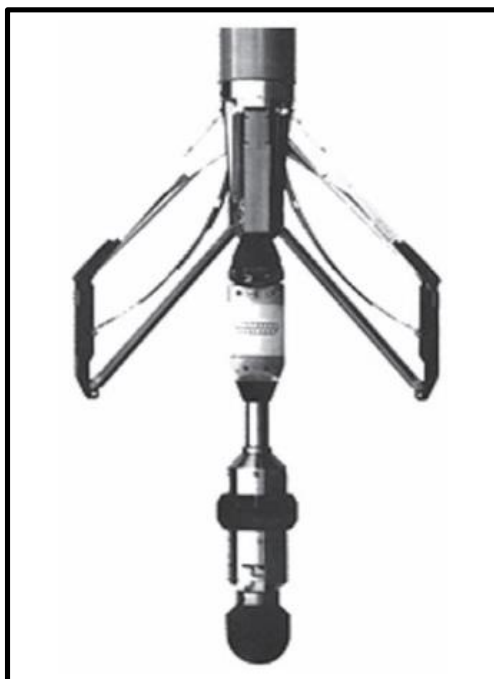
شکل ۲-۸: شمایی از دستگاه EMI (Aghli et al., 2014)

۲-۴-۳-۱-۴- لاگ‌های تصویری FMS^۱

پوشش تصویر FMS از FMI کمتر است. تصویر چاه پیمایی توسط FMS قسمتی از تصاویر الکتریکی است که در لایه‌های رسانا خود را نشان می‌دهد. اگر این اطلاعات توسط ابزارها درست ثبت شود، می‌توان جهت شیب لایه را درست به دست آورد. منطبق کردن تصاویر حاصل از مغزه‌ها و تصاویر چاه می‌تواند تصویر بسیار درست‌تری از جهت شیب به ما دهد.

انواع اولیه FMS دارای دو بالشتک بوده که هر کدام دارای ۲۷ الکتروود در چهار ردیف هستند و برای اندازه‌گیری مقاومت میکرو بکار می‌رود. این دستگاه در چاه ۸/۵ اینچی دارای پوشش ۲۰٪ است که جهت افزایش پوشش نمودارگیری، برداشت مجدد با چرخش دستگاه توصیه می‌شود. دستگاه با چهار بالشتک دارای ۱۶ الکتروود در هر بالشتک است و جمعاً با اندازه‌گیری ۶۴ نمودار دارای پوشش ۴۰٪ در چاه خواهد بود (شکل ۲-۹) (Serra, 2008).

¹ Formation Micro Scanner



شکل ۲-۹: نمایش لاگ تصویری FMS (Schlumberger, 1989)

۲-۴-۳-۱-۵- لاگ‌های تصویری FMI^۱

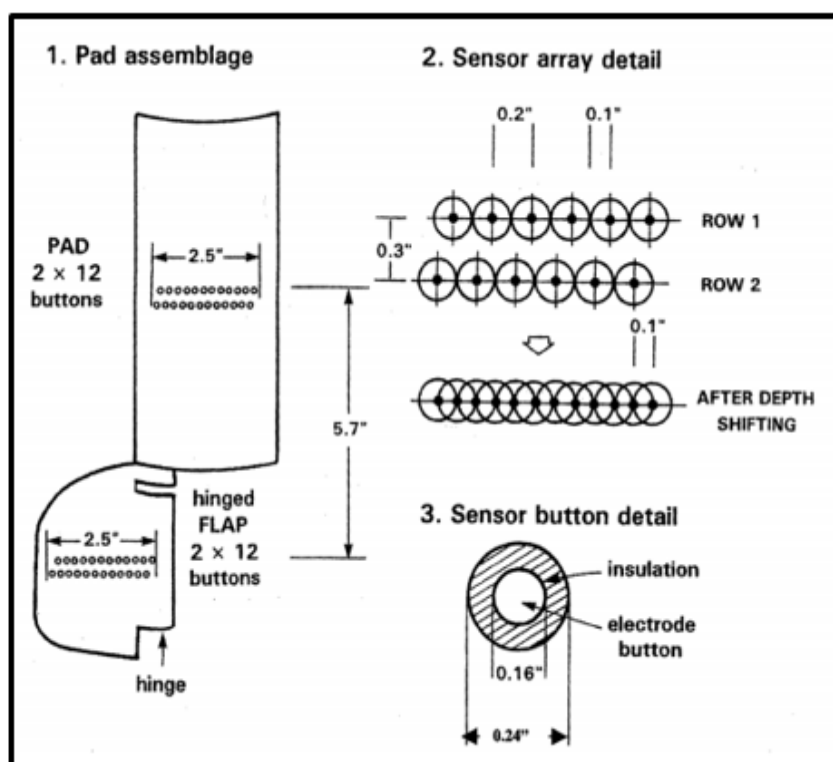
در این ابزار خطوط جریان عمود بر خطوط پتانسیل حرکت کرده و وارد سازند می‌شوند. این ابزار چهار گیرنده دارد که پوشش بیشتری به این نوع ابزار می‌بخشد. در سازندهای مقاوم از جریان بیشتر و در سازندهای هادی‌تر از جریان کمتر بهره گرفته می‌شود، که به این روش Auto gain گفته می‌شود. هرچه قطر چاه بیشتر باشد پوشش FMI کمتر است. در واقع یک زبانه به هر بازو نصب شده و در هر بالشتک و زبانه ۲۴ دکمه قرار دارد که باعث می‌شود پوشش چاه تا ۸۰٪ افزایش یابد (شکل ۲-۱۰). قدرت تفکیک این دستگاه ۰/۲ اینچ (۵ میلیمتر) بوده و توانایی تشخیص جزئیات تا ۵۰ میکرون را دارد. امروزه برای کاهش تعداد برداشتها و افزایش پوشش دیواره چاه FMI به FMS و BHTV ترجیح داده می‌شوند (Schlumberger, 2002). مهم‌ترین قسمت ابزار FMI بالشتک‌ها و زبانه‌ها^۲ هستند که گیرنده‌ها بر روی آنها نصب شده‌اند. شکل (۲-۱۱) قسمت‌های مختلف بالشتک و فلپ قرار گرفته‌شده روی یک بازو را نشان می‌دهد.

^۱ Formation Micro Imagr

^۲ Flap

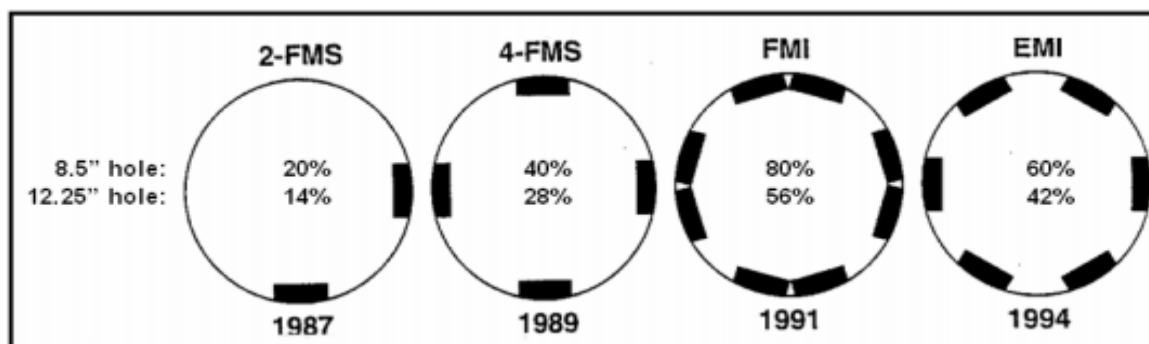


شکل ۲-۱۰: نمایش لاگ تصویری FMI (Schlumberger, 2002)



شکل ۲-۱۱: نمایش جزئیات پد و فلپ در لاگ تصویری FMI (Schlumberger, 2002)

در شکل (۲-۱۲) بصورت شماتیک نحوه قرارگیری بالشتک و زبانه‌ها و درصد پوشش ابزارهای FMI، FMS و EMI نشان داده شده است.



شکل ۲-۱۲: مقایسه ابزارهای FMS، FMI و EMI از نظر میزان پوشش دیواره چاه (رجبی، ۱۳۸۸)

۲-۵- تنش‌های افقی برجا

تنش‌های برجا عبارتست از تنش‌های طبیعی عهد حاضر در پوسته زمین و شامل تنش‌های افقی و تنش قائم می‌شود. منشاء این تنش‌ها عبارتند از:

__ تنش‌های در ارتباط با ثقل: این تنش‌ها در نتیجه وزن طبقات ایجاد می‌گردد.

__ تنش‌های تکتونیکی عهد حاضر: این تنش‌ها در ارتباط با نیروهای تکتونیکی عهد حاضر ایجاد می‌گردند. مثال بارز اینگونه تنش‌ها حرکت و برخورد صفحه عربی به سمت صفحه اوراسیا در منطقه خلیج فارس می‌باشد.

__ تنش‌های باقیمانده: تنش‌های باقیمانده درون سنگ‌ها مربوط به تنش‌های تکتونیکی و تنش‌های ثقلی قدیمه می‌باشد.

توصیف تنش‌های عهد حاضر علمی است که به تعیین جهت و بزرگی سه مولفه اصلی تنش (تنش حداکثر و تنش متوسط و تنش حداقل) می‌پردازد که به روش‌های متفاوتی انجام می‌گیرد. در سیستم مختصات نسبت به سطح زمین این تنش‌ها عبارتند از: تنش افقی حداکثر و تنش افقی حداقل و تنش قائم (Ameen, 2003).

۵-۲-۱- روش‌های تعیین جهت تنش‌های افقی برجا

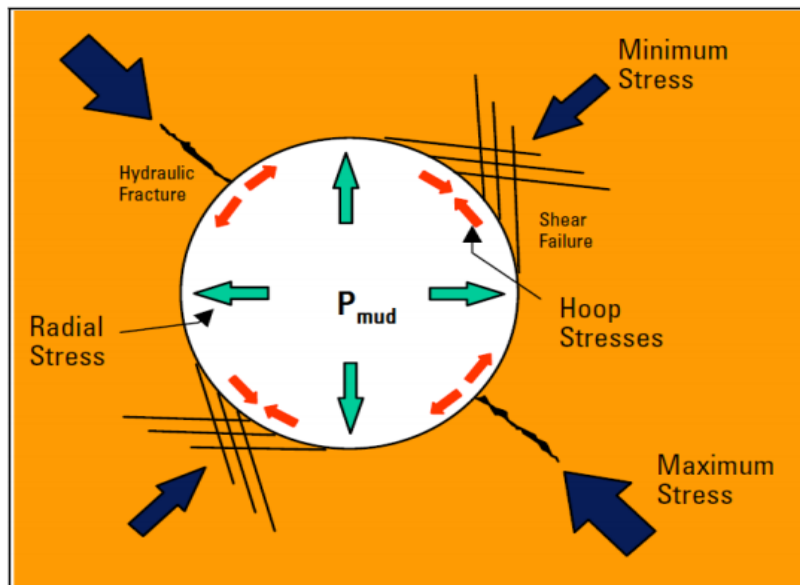
برای بدست آوردن تنش‌های افقی چندین روش وجود دارد که هر کدام از این روش‌ها در موارد خاصی مناسب می‌باشد. از جمله این روش‌ها می‌توان به: مکانیزم کانون زمین لرزه، استفاده از ریختگی‌ها^۱ یا شکستگی‌های کششی ایجاد شده بر روی دیواره چاه در طی عملیات حفاری^۲، روش‌های هیدرولیکی، روش‌های جک گذاری و شاخص‌های زمین‌شناسی مثل لغزش گسل‌ها^۳ یا جهت یافتگی شکاف‌های آتشفشانی^۴ و غیره اشاره کرد. هر کدام از این تکنیک‌ها، اطلاعاتی در مورد میدان تنش‌های برجا در عمق‌های مختلف بدست می‌دهد. برای مثال، تکنیک مکانیزم کانون زمین‌لرزه اطلاعاتی در مورد میدان تنش برجا در اعماقی بین ۵ تا ۴۰ کیلومتر فراهم می‌آورد، روش‌های هیدرولیکی معمولاً در اعماق کمتر از یک کیلومتر پوسته بکار می‌رود. شاخص‌های زمین‌شناسی مثل آنالیز لغزش گسل‌ها اطلاعاتی در مورد تنش‌های سطحی فراهم می‌آورد، روش‌های ریختگی و ایجاد شکستگی‌های کششی در حین عملیات حفاری از جمله روش‌های معمول و قابل اعتماد برای تعیین جهت تنش‌های برجا در میادین نفت و گاز می‌باشد (Tingay and Heidbach, 2005). ریزش دیواره چاه به معنی خرد شدن دیواره چاه در یک جهت ترجیحی است و به دلیل الگوی ناحیه‌ای تنش می‌باشد. شکل (۲-۱۳) شماتیکی از آرایش تنش‌های افقی و ارتباط آنها با محل رخداد شکستگی‌های هیدرولیکی و Breakout را نشان می‌دهد.

¹ Borehole Breakout (BO)

² Drilling Induced Fracture (DIF)

³ Fault slip

⁴ Volcanic vent alignment



شکل ۲-۱۳: شکل شماتیک از آرایش تنش‌های افقی و ارتباط آنها با محل رخداد شکستگی‌های هیدرولیکی و

بریک اوت (Serra and Serra, 2004)

مهمترین ویژگی پدیده ریزش در مطالعات زمین‌شناسی ساختمانی زیرسطحی، جهت‌گیری نسبت به تنش - های کنونی می‌باشد. تنش‌هایی که بر دیواره چاه عمل می‌کنند، شامل فشار سیال درون چاه به عنوان تنش شعاعی، تنش محوری، تنش مماسی هستند (Serra and Serra, 2004). شکستگی‌های کششی در یک چاه عمودی تحت فشار، زمانی اتفاق می‌افتد که تنش اصلی کمینه، از مقاومت کششی سنگ تجاوز کند. در این نوع از شکستگی‌های القایی، تنش مماسی همان تنش اصلی کمینه است و با محور چاه موازی است.

در چاه‌های انحرافی، این شکستگی‌ها چاه را به صورت عرضی قطع نمی‌کنند، آنها در محدوده نوار باریکی با زاویه‌های کمتر از ۳۰ درجه نسبت به محور چاه، در دیواره گسترش می‌یابند. در چاه‌هایی که در اثر تنش‌های نامتقارن وارده بر دیواره چاه و یا اثرات ناچیز اجزای لوله حفاری یک حالت بیضوی پیدا می‌کنند، جهت تنش‌های عمود بر چاه، نشان می‌دهند که در این حالت، قطر بزرگ چاه موازی با محور کمینه تنش فشارشی می‌شود و شکستگی القایی ایجاد شده، عمود بر راستای محور تنش اصلی کمینه است (Serra and Serra, 2004).

۲-۶- مروری بر مطالعات پیشین

در این بخش سوابق تحقیقات مشابه صورت گرفته با موضوع پژوهش حاضر در دو بخش سوابق مطالعاتی و پژوهشی داخل ایران و خارج از ایران ارائه شده است. با توجه به اینکه در خصوص بررسی شکستگی‌های زیر سطحی و وضعیت تنش‌های برجای سازند سورمه با استفاده از لاگ تصویری در یکی از میادین نفتی خلیج فارس تحقیق مشابه‌ای یافت نشد، لذا تحقیقات مشابه انجام شده در زمینه ارزیابی شکستگی‌های زیر سطحی و وضعیت تنش‌های برجای با استفاده از لاگ تصویری به اختصار ارائه می‌گردد.

۲-۶-۱- مطالعات انجام گرفته شده در ایران

دهقان و همکاران (۱۳۹۹) به تعیین دامنه تنش‌های برجا در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران (میدان نفتی مارون) پرداخت.

شوراب و همکاران (۱۳۹۹) به تعیین جهت تنش‌های برجا در سازند سروک در یکی از میادین جنوب غرب ایران پرداخت.

جنگانی و همکاران (۱۳۹۸) به آنالیز شکستگی‌ها و تخمین تنش‌های برجا در خلیج فارس با استفاده از نگارهای DSI و FMI پرداخت.

شفیع آبادی (۱۳۹۸) به شناسایی شکستگی‌های مخزن با استفاده از الگوریتم لبه‌یابی Canny در یکی از میادین جنوب غرب ایران پرداخت. به صورتی که نتایج این پژوهش نشان داد که استفاده از الگوریتم‌های لبه‌یابی همچون روش لبه‌یابی Canny می‌تواند کمک زیادی به مفسر در جهت تفسیر شکستگی‌های باز و بسته انجام دهد.

عقلی و همکاران (۱۳۹۸) به شناسایی شکستگی‌های مخزن با نگارهای تصویری FMI در مخازن کربناته جنوب غرب ایران پرداخت.

زارع ریس آبادی و قریشی (۱۳۹۶) به تاثیر گسل در جهت‌گیری تنش‌های افقی برجا در یکی از میادین نفتی ایران پرداختند.

حقزاده (۱۳۹۶) در تحقیقی به بررسی شکستگی‌های طبیعی سنگ مخزن با استفاده از لاگ‌های تصویرگر FMI و FMS در میدان سراجیه پرداخته است. نتایج حاصله نشان داد که شکستگی‌ها توسعه کمی دارند و دلیل این امر احتمالاً بخاطر خاصیت پلاستیکی جنس سنگ مخزن باشد بنابراین تراوایی سنگ مخزن ضعیف ارزیابی شده که در تولید هیدروکربن از چاه، تاثیر منفی خواهد داشت.

رستمی (۱۳۹۵) در تحقیقی به تحلیل شکستگی‌های مخزن با استفاده از لاگ‌های تصویری و بررسی تنش‌های آن در یکی از میادین هیدروکربوری جنوب ایران پرداخت.

علیزاده و همکاران (۱۳۹۴) به تجزیه و تحلیل تنش‌های برجا با استفاده از نگارهای تصویری پرداختند. جلوه‌گر و همکاران (۱۳۹۴) در تحقیقی به بررسی شناسایی و ارزیابی شکستگی‌های طبیعی جهت توصیف مخازن هیدروکربوری با استفاده از نتایج لاگ‌های تصویری پرداختند نتایج بدست آمده نشان داد که انجام آنالیزهای شکستگی با استفاده از منابع داده‌های موجود در مخازن کربناته امری لازم و اجتناب ناپذیر است و همچنین لاگ‌های تصویری از جمله ابزاری است که می‌توان از نتایج تفسیر آنها در انجام آنالیزهای شکستگی استفاده کرد.

شفعی و آمانا (۱۳۹۴) در پژوهشی با عنوان تحلیل شکستگی‌ها و محاسبه جهت تنش‌های درجا با استفاده از نمودار تصویری ریز مقاومت در یکی از مخازن گازی جنوب ایران را مورد مطالعه قرار دادند. در این مطالعه، شکستگی‌های طبیعی و القایی به وسیله‌ی نمودار تصویری EMI و جهت تنش بیشینه در یکی از چاه‌های جنوب غربی ایران، واقع در مخازن گازی دالان و کنگان، عضو گروه دهرم، شناسایی شدند.

محمدیان و عقلی (۱۳۹۴) در تحقیقی به مطالعه سیستماتیک شکستگی‌های مخزن بنگستان با استفاده از نتایج نمودارهای تصویرگر و سایر داده‌های پتروفیزیکی در یکی از میادین جنوب غرب ایران پرداختند. نتایج حاصل از این تحقیق نشان داد که تولید در میدان آسماری این میدان، تلفیقی از شکستگی‌ها و ماتریس سنگ است و همچنین شکستگی‌ها و زون‌های متخلخل تاثیر فراوانی بر خصوصیات سنگ مخزن داشته‌اند.

زحمتکش و همکاران (۱۳۹۴) به تجزیه و تحلیل سیستماتیک شکستگی‌ها با استفاده از نگار تصویری FMI در یکی از میادین جنوب غرب ایران پرداخت.

موحد و همکاران (۱۳۹۳) به ارزیابی شرایط چاه جهت جلوگیری از خطرات حفاری با استفاده از نگارهای تصویری چاه پرداختند.

عقلی و همکاران (۱۳۹۳) در تحقیقی به بررسی استفاده از نمودارهای تصویرگر در تحلیل ساختار و شکستگی‌های مخزن آسماری پرداختند. نتایج حاصله از تحقیق نشان داد که استفاده از تفسیر OBMI و UBI با وجود دقت کمتر از FMI برای شناسایی شکستگی‌ها و شیب ساختاری مناسب می‌باشد و دو الگوی شکستگی تکتونیکی مرتبط با چین‌خوردگی از نوع طولی و مورب بوده و همچنین شکستگی مرتبط با گسل خوردگی بصورت شکستگی‌های باز در مخزن دیده می‌شود.

آبدیده و فتح‌آبادی (۱۳۹۲) به تجزیه و تحلیل تنش‌ها و تعیین پنجره ایمن گل در یکی از میادین جنوب غرب ایران پرداختند.

وطن دوست (۱۳۹۲) به تحلیل ساختاری و عملکرد سیستم شکستگی‌های مخزن آسماری میدان آغاجاری پرداخت. وی در آنالیز شکستگی در نرم‌افزار به شناسایی ۶ دسته شکستگی پی برد به صورتی که بیشترین تمرکز شکستگی‌های باز اغلب در یال جنوب شرقی و یال شمال غربی در نزدیکی محل گسل تراستی و در بخش مرکزی یال شمالی دیده شد.

خوشبخت (۱۳۹۲) در تحقیقی به بررسی تعیین سیستم سه‌گانه در یک مخزن کربناته با استفاده از لاگ تصویرگر و لاگ‌های چاه‌پیمایی پرداخت و نتایج این تحقیق نشان داد که این روش به استثنای بازه‌های عمقی با محتوای شیل بالا، که این روش نمی‌تواند تخلخل حفره‌ای را شناسایی کند، در سایر بازه‌های عمقی سیستم تخلخل را با دقت خوبی شناسایی می‌کند.

سعیدی و احمدی (۱۳۹۱) به تعیین جهت تنش‌های برجا در یکی از میادین جنوب غربی ایران پرداختند. ساعدی و همکاران (۱۳۹۱) در تحقیقی به بررسی شکستگی‌های مخزنی با نمودار تصویرگر FMI و نمودار انحراف سرعت پرداختند. نتایج حاصله نشان داد که در میدان مورد مطالعه تخلخل سنگ مخزن از انواع

تخلخل‌های بین‌ذره‌ای و شکستگی بوده و اهمیت شکستگی‌ها به‌عنوان معبری جهت عبور سیال آشکار گردید.

آقاجری و موحد (۱۳۸۹) در تحقیقی به مطالعه شکستگی‌های مخزن آسماری در میدان بی بی حکیمه با استفاده از نمودار تصویرگر FMS پرداخته‌اند، نتایج حاصل از تحقیق نشان داده که شکستگی‌های عرضی و طولی هر دو به یک نسبت در افزایش تراوایی و تولید نفت از چاه موثر می‌باشند و بیشتر تعداد شکستگی‌ها در این مخزن از نوع شکستگی‌های عرضی می‌باشد و همچنین بیشترین تجمع غالب شکستگی‌ها از نمودار FMS در زون یک تشخیص داده شده که با داده‌های هرزروی گل همخوانی دارند.

رجبی (۱۳۸۸) به آنالیز شکستگی‌ها و ارزیابی پتروفیزیکی با استفاده از نگارهای چاه‌پیمایی در یکی از مخازن نفتی جنوب غرب ایران پرداخت. با بررسی شکستگی‌ها مشخص شد که شکستگی‌های باز در سازند سروک، عمدتاً تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنتیکی ایجاد گردیده‌اند، در حالی که، شکستگی‌های باز در سازند ایلام که به نظر می‌رسد تحت تأثیر تکتونیک ایجاد شده‌اند، علاوه بر فراوانی بیشتر نسبت به سازند سروک، در سه روند ساختاری N70-N100، N150-N160 و N110-N130 قرار گرفته‌اند.

ملایوسفی (۱۳۸۸) به کاربرد لاگ تصویری FMI در تحلیل شکستگی‌ها و تنش‌های برجا و مدل‌سازی عددی در میدان گازی پارس جنوبی پرداخت.

خوشخت و همکاران (۱۳۸۶) در پژوهشی با عنوان تحلیل شکستگی‌ها و شناسایی تنش‌ها در مخازن هیدروکربوری با استفاده از لاگ‌های تصویری را مورد مطالعه قرار دادند. در این پژوهش تصاویر حاصل از لاگ‌های FMI، UBI و OBMI برداشت شده از دو چاه از یکی از میادین نفتی تفسیر و شکستگی‌های موجود در آنها شناسایی شد و نتایج حاصل از این لاگ‌ها با یکدیگر و لاگ‌های پتروفیزیکی مقایسه شده است. در این تحقیق که نوع، امتداد و شیب شکستگی‌ها، فراوانی، میزان بازشدگی، طبیعی یا مصنوعی بودن و تاثیر آنها بر روی خصوصیات مخزن از جمله تخلخل، نفوذپذیری، جهت شکستگی‌های القایی و گسیختگی‌های دیواره چاه و جهت تنش‌های اصلی و فرعی در اطراف دیواره بررسی شد.

ظهرا ب‌زاده (۱۳۸۴) شکستگی‌های مخزن آسماری میدان رگ سفید را به صورت سیستماتیک و با استفاده از نمودارهای FMS/FMI تحلیل نمود و با استفاده از امتداد کلی طبقات به تأثیر عملکرد گسل پی‌سنگی بهرگانسر- هندیجان در چرخش کوهانک شمال غربی این میدان به سمت شمال و بر روی افق ۳۵ آسماری به میزان ۲۵ درجه رسید. از نتایج دیگر این پژوهش تراکم بالای شکستگی‌های در محل گسل‌های تراستی (یال جنوبی) بود.

۲-۶-۲- مطالعات انجام گرفته شده در خارج از ایران

موخر جی^۱ و همکاران (۲۰۲۰) به شناسایی شکستگی‌های زیر سطحی و تنش‌های درجا و تغییرات تراوایی در یکی از میدان شرق استرالیا پرداخت.

پردانا^۲ و همکاران (۲۰۲۰) به توصیف ساختارهای زیرسطحی و تعیین جهت‌گیری تنش‌ها با نگار FMI و سونیک در نوادا ایالات متحده آمریکا پرداخت.

نیو^۳ و همکاران (۲۰۲۰) به شناسایی شکستگی‌ها و تعیین تنش‌های برجا در بوهایی چین پرداخت.

لی^۴ و همکاران (۲۰۱۹) به شناسایی مکانیسم‌های ژنتیکی شکستگی‌های تکتونیک و دوره‌های تشکیل آنها در مخازن ماسه‌سنگی در یکی از میدادین سیچوان چین پرداخت.

وانگ^۵ و همکاران (۲۰۱۹) به ارزیابی و پیش‌بینی شکستگی‌ها و نوع شکستگی‌ها و نوع تخلخل با تزریق جیوه در سازند کامبرین در شمال غربی چین پرداخت.

فی و همکاران (۲۰۱۸) به پیش‌بینی تولید از شکستگی‌های حفره‌ای با استفاده از قانون Hagen-Poiseuille's توسط ابزارهای الکتریکی تصویری پرداخت.

لای^۶ و همکاران (۲۰۱۸) به تشخیص شکستگی‌ها در گل حفاری پایه روغنی با استفاده از ترکیبی از نگار تصویری FMI و نگار صوتی UBI پرداخت.

¹ Mukherjee

² Perdana

³ Niu

⁴ Li

⁵ Wang

⁶ Lai

بیشاپ^۱ (۲۰۱۶) با استفاده از نمودار تصویرگر سعی نمود که بر اساس ویژگی‌های سنگی سازند Vaca Mureta در آرژانتین، شکستگی‌های قدیمی را تخمین زند.

نی^۲ و همکاران (۲۰۱۳) به تجزیه و تحلیل شکستگی‌ها و تنش‌های برجا از روی داده‌های لاگ‌های مقاومت و اتمیک و نیز مغزه‌های حاصل از حفاری‌های در منطقه Wenchuan پرداختند.

عیدی^۳ (۲۰۱۲) با استفاده از ابزار تصویرگر در مطالعه خود مدل سیستم شکستگی القایی را ارائه داد و اظهار داشت که دما نقش بیشتری در گرا دیان شکستگی دارد.

تینگای^۴ و همکاران (۲۰۱۰) به مطالعه تنش‌های افقی در منطقه شرق هیمالیا پرداختند. آنها به آنالیز شکستگی‌ها و فروریختگی‌ها در ۱۰۶ چاه نفتی پرداختند و ۵۵۸ بریک آوت و ۴۵ شکستگی القایی در ۶ منطقه را مورد مطالعه قرار دادند. جهت حداکثر تنش افقی در مرکز و جنوب تایلند و خلیج تایلند، شمالی-جنوبی است. با وجود تأثیر هیمالیا در تنش کنونی منطقه این تنش با تأثیر برخورد هند-اوراسیا ناسازگار است. ایشان دریافتند که تنش تولید شده توسط زون فرورانش سوماترای-آندمان نیز ممکن است موجب به تغییرات قابل توجهی در الگوی تنش منطقه گردد.

تینگای (۲۰۰۵) با استفاده از لاگ‌های تصویری به آنالیز ریزش‌های دیواره چاه و شکستگی‌های ناشی از حفاری پرداخت و بیان نمود که ۱۹ درصد از شاخصه‌های تعیین جهت تنش در پایگاه داده‌های نقشه جهانی تنش از آنالیز و تفسیر عوارض ذکر شده با استفاده از لاگ‌های تصویری تعیین گردیده‌اند.

ویبو^۵ (۲۰۰۶) جهت شناسایی شکستگی‌ها و توصیف مخازن کربناته گازی در میدان مربو^۶ حوضه پالمبانگ جنوبی سوماترا در اندونزی از داده‌های نمودارهای تصویری و لرزه‌ای استفاده نمود و توانست با استفاده از عوارض گسیختگی دیواره چاه (ریزش‌ها و شکستگی‌های القایی) جهت استرس افقی بیشینه و کمینه را در میدان مشخص نماید.

¹ Bishop

² Nie

³ Eide

⁴ Tingay

⁵ Wibowo

⁶ Merbau

زوبک^۱ و همکاران (۲۰۰۳) مجموعه تکنیک‌های برای تعیین جهت و اندازه تنش‌ها برجا در عمق چاه را مورد بررسی قرار دادند. تکنیک‌هایی که می‌توان هم در چاه قائم و هم در چاه‌های انحرافی برای به دست آوردن اطلاعاتی از تنش‌ها در صنعت نفت مورد استفاده قرار گیرد. اساس این روش به دست آوردن اطلاعاتی از حداکثر تنش افقی اصلی بر اساس مشاهدات شکست‌های دیواره چاه (شکستگی‌های برشی و شکستگی‌های کششی) و آشفستگی‌های استرس ناشی از وجود گسل برشی است.

گولسبای^۲ و همکاران (۲۰۰۱) از نمودارهای تصویرگر جهت کالیبره نمودن رخساره سنگی و داده‌های مغزه و همچنین تفسیر جامع عوارض ساختاری (لایه‌بندی و شکستگی) استفاده نمودند.

¹ Zoback

² Goolsby

فصل سوم

روش و مراحل انجام پژوهش

۳-۱- مقدمه

شناسایی، تخمین و تحلیل شکستگی‌ها، اولین گام در مطالعه مخازن هیدروکربوری (بویژه مخازن شکافدار) است. با وجود اینکه تقریباً تمامی مخازن هیدروکربوری تحت تأثیر شکستگی‌های طبیعی قرار دارند، امروزه نقش و رفتار شکستگی‌ها به خوبی شناخته نشده است. ابزارهای تصویرگر همچون نگار تصویری FMI با آشکارسازی ناپیوستگی‌های کوچک مقیاس، به منظور تحلیل شکستگی‌های مخازن مورد استفاده گرفته است (Prensky, 1999).

۳-۲- روش کار

در این پایان نامه دو چاه A و B مربوط به میدان نفتی سلمان، به منظور شناسایی شکستگی‌ها و تعیین تنش‌های برجای آن مورد مطالعه و ارزیابی قرار گرفته است. اطلاعات موجود شامل داده‌های نگار تصویری FMI است و به منظور بالا بردن دقت نتایج، بخشی از ارزیابی‌های پتروفیزیکی که شامل نگارهای نوترون، گاما، چگالی، قطرسنج و صوتی می‌باشد مورد استفاده قرار گرفت.

چاه A در عمق ۳۱۷۲-۲۷۴۷ متری قرار دارد که بصورت سازند هیث و سازند عرب بالایی می‌باشد. سازند هیث از عمق ۱۹۸۱ متری تا ۲۷۴۷ متری می‌باشد. سازند عرب بالایی این چاه به ۷ بخش تقسیم می‌شود که بخش U1 آن از عمق ۲۸۷۸-۲۹۳۵ متری، بخش U2 (بصورت دو بخش U2 و U2A) از عمق ۲۹۶۰-۲۹۳۵ متری، بخش U2A از عمق ۳۰۰۰-۲۹۶۰ متری، بخش U3 از عمق ۳۱۰۵-۳۰۰۰ متری، بخش U4 از عمق ۳۱۳۰-۳۱۰۵ متری، بخش U5 از عمق ۳۱۴۲-۳۱۳۰ متری، بخش U6 از عمق ۳۱۶۱-۳۱۴۲ متری و بخش U7 از ۳۱۷۲-۳۱۶۱ متری می‌باشند.

چاه B در عمق ۲۵۴۶-۲۳۱۱ متری قرار دارد که بصورت سازندهای عرب بالایی و عرب پایینی و Darb می‌باشد. سازند عرب بالایی این چاه به ۸ بخش تقسیم می‌شود که بخش U1 آن از عمق ۲۳۲۶-۲۳۱۱ متری، بخش U2 آن از ۲۳۳۲-۲۳۲۶ متری، بخش U2A از عمق ۲۳۴۰-۲۳۳۲ متری، بخش U3 آن از عمق ۲۳۶۶-۲۳۴۰ متری، بخش U4 آن از عمق ۲۳۷۴-۲۳۶۶ متری، بخش U5 آن از عمق ۲۳۷۸-۲۳۷۴ متری،

بخش U6 آن از عمق ۲۳۷۸-۲۳۸۱ متری، بخش U7 آن از عمق ۲۳۹۱-۲۳۸۱ متری و بخش U8 آن از عمق ۲۴۱۱-۲۳۹۱ متری و سازند عرب پایینی آن از عمق ۲۴۱۱ متری تا ۲۴۹۶ متری و سازند Darb آن از عمق ۲۴۹۶ متری تا ۲۵۴۶ متری می‌باشد.

داده‌های برداشت شده توسط نگار تصویری FMI حجم بسیار زیادی دارند، به طوری که برای هر نقطه در یک عمق خاص، یک دسته داده ثبت می‌گردد، در حالی که معمولاً در نمودارهای مرسوم، تنها یک ثبت برای هر نقطه داریم. این حجم وسیع از داده‌های ثبت‌شده به همراه دیگر اطلاعات ابزاری، به صورت فرمت‌های استاندارد مانند LAS، DLIS^۱ و ASCII ذخیره می‌شوند. در چاه A فایل DLIS که شامل داده‌های نگار تصویری FMI و LAS که شامل نگارهای پتروفیزیکی همچون GR و NPHI و DT و ... می‌باشد در دسترس است. در چاه B فقط فایل DLIS را که مربوط به داده‌های نگار تصویری FMI می‌باشد در دسترس قرار گرفته است. به دلیل عدم دسترسی به نگارهای پتروفیزیکی آن نمی‌توان تفسیری دقیقی از چاه و دلیل نبود شکستگی در چاه را به اثبات رسانید.

داده‌های برداشت شده توسط ابزار FMI به صورت 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 به صورت تصاویری با وضوح بالا نمایش داده می‌شوند که پس از آن با توجه به هدف، می‌توان وارد مرحله تفسیر شد. نرم‌افزار پتروفیزیکی به کار برده شده در این تحقیق، نرم افزار Geolog است که محصول شرکت پارادایم^۲ بوده و به منظور تصحیح و پردازش داده‌ها و تولید تصویر استفاده می‌شود و کاربرد زیادی در تخمین پارامترهای پتروفیزیکی مخازن هیدروکربنی دارد.

۳-۳- معرفی نرم‌افزار ژئولاگ

ارزیابی پتروفیزیکی و تفسیر نمودارهای چاه‌پیمایی برای تعیین پارامترهای پتروفیزیکی مخازن نفت و گاز، یکی از بخش‌های کلیدی در صنعت بالادستی نفت و گاز است. نرم افزارهای متنوعی برای دست

^۱ Digital Log Information Standard

^۲ Paradigm

یابی به این اهداف وجود دارد که پرکاربردترین و دقیق‌ترین آن‌ها، نرم افزار ژئولاگ است. شرکت پارادایم سازنده این نرم افزار است و این نرم افزار مقام اول را در زمینه ارزیابی پتروفیزیکی مخازن هیدروکربنی به خود اختصاص داده است (جهان آرا، ۱۳۹۷). نرم‌افزار ژئولاگ، بیش از ۲۵ سال است برای ارزیابی پتروفیزیکی مخازن هیدروکربنی، در بیشتر شرکت‌های بزرگ نفتی مورد استفاده قرار می‌گیرد. با استفاده از این نرم‌افزار می‌توان داده‌های عددی حاصل از لاگ‌های چاه‌پیمایی را تفسیر و ارزیابی نمود و میزان سیالات (آب و هیدروکربن) موجود در مخزن و همچنین لیتولوژی و تخلخل سازندهای حفاری شده را مدل‌سازی و محاسبه کرد.

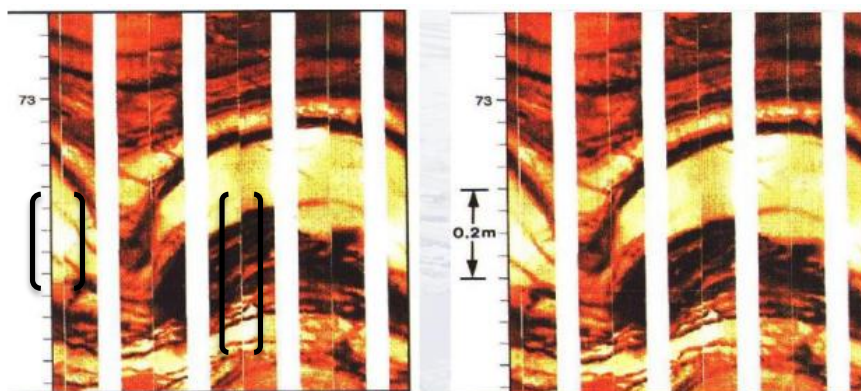
تفسیر پارامترهای مخزنی اعم از: تخلخل، اشباع هیدروکربوری و جنس کانی در تشخیص نواحی مخزنی زمین که پتانسیل در برگیری نفت را دارند، اهمیت بسزایی دارد که این امر با نرم افزار ژئولاگ میسر می‌شود. با در برداشتن اطلاعات مخزنی که ذکر شده است در نهایت می‌توان حجم کل نفت درجای مخزن را محاسبه کرد. بطور کلی آگاهی از شرایط مخزنی زیر زمین در بسیاری از زمینه‌ها کارآمد است. به طور مثال می‌توان با تعیین درست نواحی مخزنی زمین از مشبک کاری لوله‌های جداری در قسمت‌های غیرمخزنی و مشکلاتی که به تبعات آن ایجاد می‌شود، جلوگیری کرد.

۳-۴- پردازش و تصحیح داده‌های نگار FMI

داده‌های حاصل از چاه در ابتدا به صورت یکسری داده‌های عددی خام است که بوسیله نرم‌افزار ژئولاگ تصحیحات مختلفی بر روی آن انجام می‌گیرد تا برای تفسیر قابل استفاده گردند (Schlumberger, 1999).

۳-۴-۱- تصحیح سرعت

عمق اندازه‌گیری شده در سر چاه که همان طول کابل رانده شده به چاه می‌باشد، به عنوان عمق مبنا در ابزار چاه‌نگاری در نظر گرفته می‌شود. حال چنانچه طول کابل رانده شده برابر با طول حقیقی چاه نباشد (گیر کردن کابل به دیواره چاه)، نتایج ثبت شده با خطا همراه خواهند بود. این ابزار قادر بوده این اعداد مربوط به سرعت (عمق) را تصحیح کند (شکل ۳-۱) (Schlumberger, 2000).



شکل ۳-۱: اثر تصحیح سرعت بر داده (Schlumberger, 1999)

۳-۴-۲- تصحیح زاویه‌ی انحراف مغناطیسی

شمال جغرافیایی به عنوان مبنای جهت‌یابی در ابزار چاه‌نگاری در نظر گرفته می‌شود. اختلاف بین شمال جغرافیایی و شمال مغناطیسی با نام زاویه‌ی انحراف مغناطیسی شناخته می‌شود که در همه‌ی نقاط صرفاً با هم برابر نیستند. اگر ابزار چاه‌نگاری در ثبت نتایج اشتباه کنند، ابزار Bor EID با تصحیح کردن موقعیت چاه و زمان چاه‌نگاری قادر بوده اعداد وارد شده را تصحیح کند (Schlumberger, 1999).

۳-۴-۳- تشخیص و اصلاح دکمه‌های معیوب

این پردازش می‌تواند به صورت اتوماتیک بر اساس مقایسه تمام پاسخ دکمه‌ها صورت بگیرد. البته این در صورتی است که پردازش برابری نیز اعمال گردد. در این صورت در حین برابری بر اساس محاسبات آماری، دکمه‌هایی که نسبت به دکمه‌های مجاورشان اندازه‌گیری‌های نامعقولی دارند شناسایی می‌گردند. کانال دکمه‌های معیوب (آنهايي که فعالیت کم و یا عدم فعالیت دارند) به وسیله میانگین کانال دکمه‌های مجاور جایگزین می‌گردند (Schlumberger, 1999).

۳-۴-۴- GPIT

بخش بسیار مهم و حساس در دستگاه‌های تصویرگر دستگاه GPIT است. این دستگاه دارای یک کارتریج شیب‌سنجی تمام منظوره است که اطلاعات مربوط به شتاب‌سنجی و مغناطیس‌سنجی را ارائه می‌دهد. شتاب-سنج، عمل سنجش سرعت جابجایی دستگاه را انجام می‌دهد و محاسبه موقعیت دقیق آن را میسر می‌سازد.

مغناطیس‌سنج، جهت دستگاه را نسبت به شمال مشخص می‌کند. در طی نمودارگیری، هر میکروالکتروود یک جریان متمرکز بداخل سازند منتشر می‌کند. الکترودها، شدت جریان را اندازه‌گیری می‌کنند و ریز مقاومت سنج‌ها، شدت جریان را به شدت جریان قابل قبول، به شکل تصاویر رنگی تغییر می‌دهند. مشاهدات و تجزیه و تحلیل تصاویر، اطلاعاتی را ارائه می‌دهد که این اطلاعات به ترکیب، بافت و ساختمان سنگ‌ها و محتویات سیال بستگی دارد (Schlumberger, 1999). همچنین به منظور بهبود و اصلاح داده‌های انحراف‌سنجی ناصحیح و برای قابل اعتمادتر کردن داده‌های سرچاهی استفاده می‌شود. نرم‌افزار این امکان را فراهم می‌آورد که داده‌های انحراف سنجی غلط برداشت شده توسط ابزار اصلاح گردد یا در صورتی که به دلیلی داده‌های انحراف سنجی در حین نمودارگیری محاسبه نگردیده باشند بتوان آنها را از روی داده‌های خام مجدداً محاسبه نمود (Schlumberger, 2005).

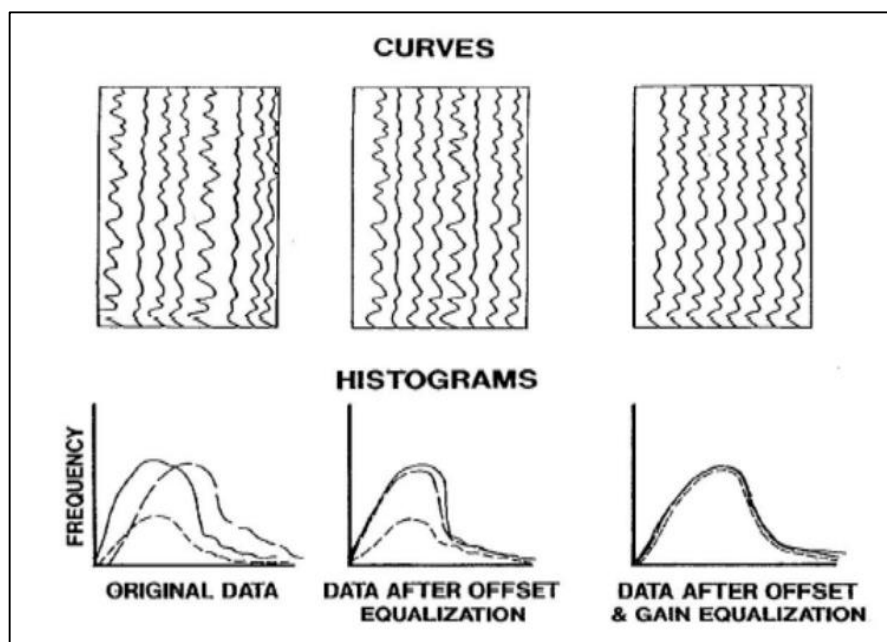
۳-۴-۵- تصحیح ولتاژ

در هنگام نمودارگیری ابزار به طور پیوسته سطح جریانی که به درون سازند فرستاده می‌شود را اصلاح می‌کند تا پاسخ سیگنال مناسب بدون توجه به مقاومت سازند حفظ شود. برای نگاه داشتن تناسب بین داده‌های ابزار و هدایت سازند، تصحیحی برای محاسبه تغییرات در جریان متمرکز شده باید صورت گیرد. یکی از اندازه‌گیری‌های ثبت شده ابزار ولتاژ EMEX است، که درجه جبران به کار گرفته شده برای ابزار در هر زمان را مشخص و ثبت می‌کند. اگر چه این تصحیح معمولاً تغییر اساسی در تصاویر ایجاد نمی‌کند برای نگاه داشتن رابطه بین داده‌های ابزار و نمودارهای مقاومت مهم است (Schlumberger, 1999).

۳-۴-۶- برابر کردن داده‌های FMI

در عملیات تصویربرداری می‌بایست دقت شود که تمامی الکترودها نسبت به یک محیط ثابت، جواب یکسانی داشته باشند. این بدین معناست که باید گیرنده‌ها را در جوابدهی یکسان کرد (شکل ۳-۲). از آنجا که تمام داده‌های یک بالشتک از نظر مقدار بسیار شبیه به هم هستند، بنظر می‌رسد بهترین روش برای حل این مشکل بدست آوردن گرانیگاه داده‌ها (میان‌ه داده‌ها) از روی نمودار فراوانی، برای هر بالشتک است.

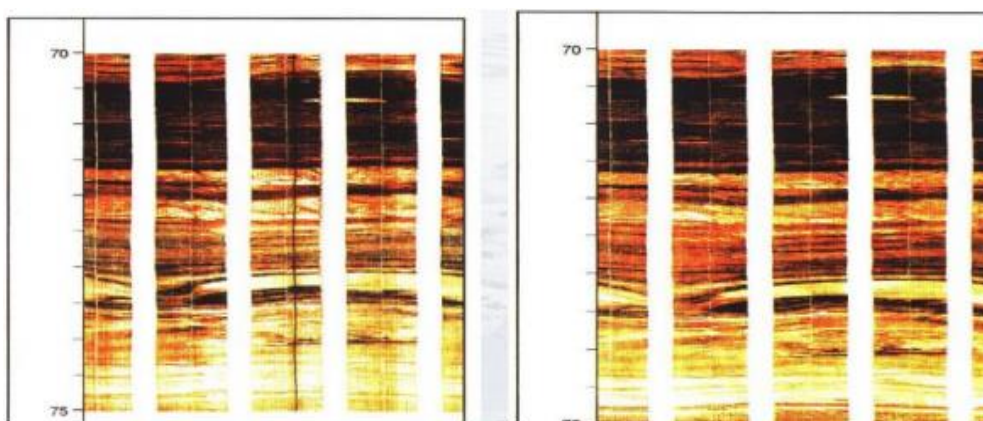
سپس با انتقال همه داده‌ها می‌توان گرانیگاه همه بالشتک‌ها را روی هم منطبق نمود. برابر کردن برای تصحیح مشکلات مانند یک تغییر شکل تو رفتگی / آفت مستقل تلاش می‌کند (قاسم العسکری، ۱۳۸۹).



شکل ۳-۲: نمایش نتیجه اعمال مازول برابرسازی (Schlumberger, 1999)

۳-۴-۷- تصحیح گیرنده‌ها

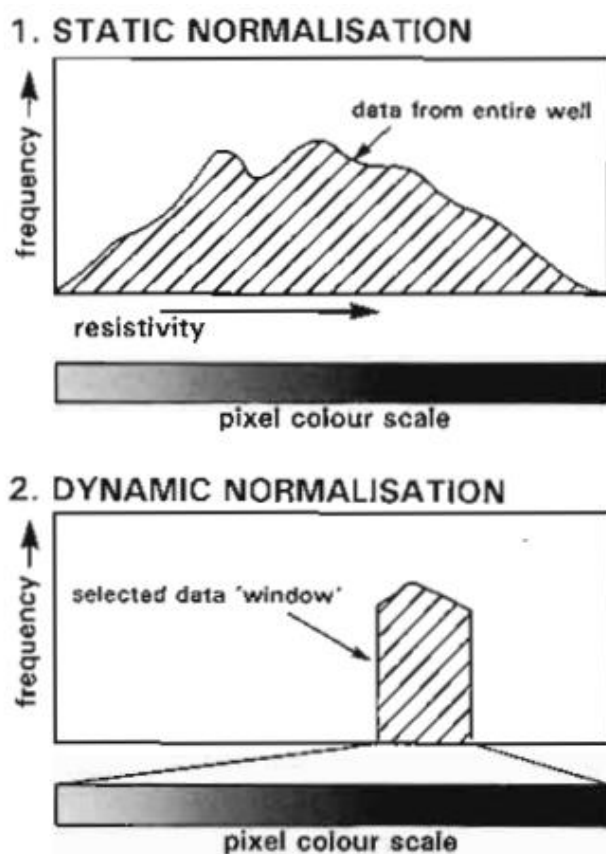
اگر پاسخ‌های یک گیرنده کاملاً غیرعادی تشخیص داده شود، باید از آن چشم‌پوشی کرد و به جای آن از داده‌های گیرنده‌های جانبی استفاده کرد، که این عمل با درون‌یابی بین گیرنده‌های جانبی به دست می‌آید. به اینگونه الکترودها گیرنده‌های معیوب گفته می‌شود که تشخیص گیرنده‌های معیوب از روی تصویر بسیار آسان است (شکل ۳-۳) (قاسم العسکری، ۱۳۸۹).



شکل ۳-۳: تصحیح تصویر پس از پردازش دکمه مرده (Schlumberger, 1999)

۳-۴-۸ - نرمال سازی تصویر^۱

نرمال سازی تصویر مرحله اختصاص رنگ به مقادیر مختلف را گویند. در این مرحله باید حد بالا و حد پایین داده ها در نظر گرفته شود و به هر بازه رنگ مناسب اختصاص داده شود. طیف رنگ (سفید، زرد، نارنجی، قرمز و سیاه) معمولاً در تصاویر مورد استفاده قرار می گیرد. معمولاً دو نوع نرمال سازی وجود دارد. نرمال سازی استاتیک^۲ که این روش کل عمق اندازه گیری را شامل می شود. نرمال سازی پویا^۳ که با استفاده از روش نرمال سازی الکتریکی جزئیات ریز تصویر نمایان می گردد (شکل ۳-۴) (قاسم العسکری، ۱۳۸۹). هدف از این پروسه بهبود کیفیت تصویر می باشد.



شکل ۳-۴: نمایش تصاویر نرمال سازی شده به صورت استاتیک و دینامیک (Serra, 1989)

¹ Image normalization

² Static normalization

³ Dynamic normalization

۳-۵- مراحل ساخت تصویر داده های دوچاه مورد مطالعه

فرمت اطلاعات دریافتی DLIS و LAS می باشد. برای ساخت تصاویر از نرم افزار Geolog استفاده می شود. برای مطالعه روی تصاویر ابتدا باید تصاویر ساخته شده و روی آنها تصحیحاتی انجام شود که این مراحل به صورت زیر انجام شده است:

۱- تعریف پروژه برای نرم افزار

۲- وارد کردن اطلاعات چاه موردنظر در نرم افزار

۳- وارد کردن تصاویر اولیه و انجام تصحیح سرعت بر روی آن: چون داده ها به صورت میلیمتری برداشت می شود تصحیح سرعت از اهمیت بالایی برخوردار است.

۴- انجام مرحله ی Image Generation که طی آن تصویر تولید می شود.

۵- اجرا کردن ماجول Equalize که به این پدیده عمل یکسان سازی می گویند. برای به دست آوردن پاسخ های یکنواخت و همگن داده های مربوط به هر کانال باید اصلاح شوند.

۶- مرحله ی Normalize که بهنجار سازی را انجام می دهد و کیفیت تصاویر در اثر اجرای این ماجول افزایش می یابد. در این مرحله ۲ تصویر استاتیک و دینامیک تولید می شود. در تصاویر دینامیکی جزئیات بیشتری اعم از شکستگی های کوچک مقیاس قابل تشخیص است.

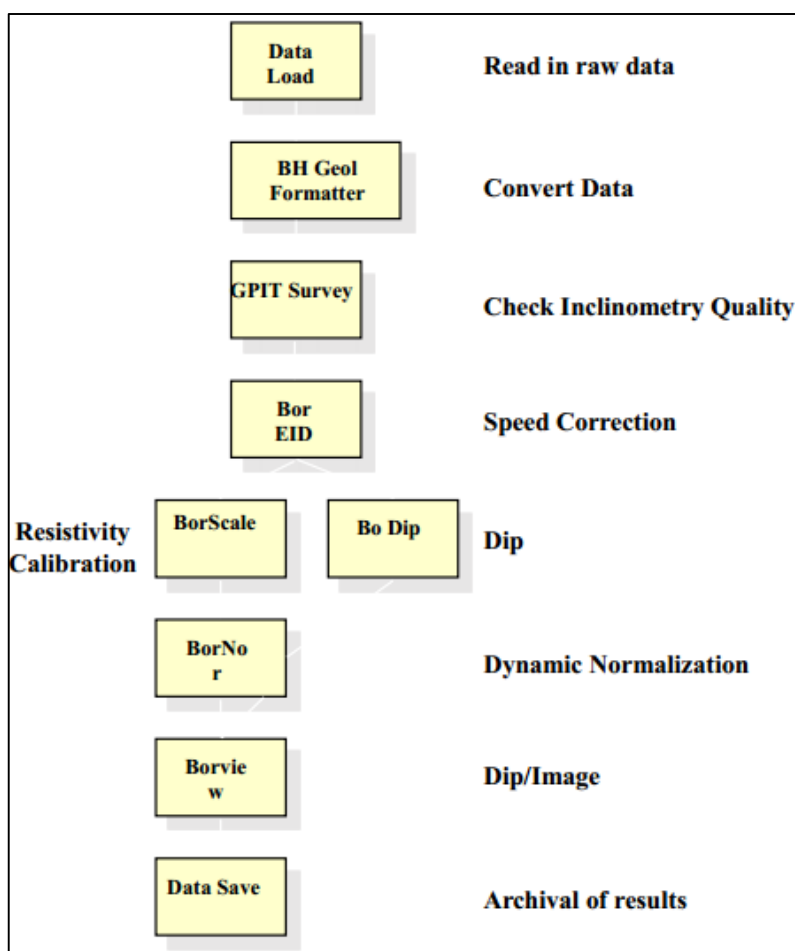
۷- نشان دادن تصویر در یک Track که از قسمت Insert image این Track جدید را باز کرده و تصویری که تصحیحات روی آن انجام شده را در این قسمت وارد می شود.

۸- یک Track که بتوان شیب ها را روی آن نمایش داده از طریق Tnsert Dip باز می گردد. باید توجه داشت که از Full Set Log باید یک سری از لاگ های مورد نیاز را در set ساخته شده کپی کرده تا بتوان شیب ها را علامت گذاری کرد (برای مثال Haz و Devi).

۹- روی Track تصاویر از قسمت Dip Edit شروع به پیک کردن موارد مورد نظر می گردد. هر پدیده صفحه ای شکل، مانند لایه بندی و شکستگی، در استوانه چاه به شکل بیضی دیده می شود. از روی شکل

سینوسی می‌توان آزمایشوت و شیب لایه را به دست آورد. در این قسمت می‌توان نوع پدیده‌ی صفحه‌ای که پیک می‌گردد همچنین کیفیت آن و سایر تنظیمات را انجام داد.

۹- در این مرحله بعد از مشخص کردن سطوح لایه‌بندی و شکستگی‌ها و سایر پدیده‌های داخل چاه به تحلیل و تفسیر آنها پرداخته می‌شود. در شکل (۳-۵) مراحل بازخوانی داده‌ها و ساخت تصاویر به صورت تصویری مشاهده می‌شود.



شکل ۳-۵: مراحل ورود دیتا و تصحیحات در نرم‌افزار ژئولاگ (Schlumberger, 1999)

۳-۶- تفسیر نمودارهای تصویری FMI

پس از تولید تصویر FMI مهمترین قسمت تفسیر نمودار تصویری می‌باشد، برای تفسیر خوب یک نمودار تصویری موارد زیر می‌تواند به بالا بردن دقت و صحت تفسیر کمک کند:

- جمع‌آوری اطلاعات زمین‌شناسی منطقه اعم از بررسی چینه‌شناسی، رسوب‌شناسی و سازندهای موجود در منطقه.
- جمع‌آوری اطلاعات موجود در میدان مورد بررسی اعم از عمق تقریبی سازندهای مورد بررسی و موقعیت چاه حفر شده.
- جمع‌آوری اطلاعات چاه شامل اطلاعات حفاری (بخصوص میزان هرزروی گل)، اطلاعات پتروفیزیکی و اطلاعات زمین‌شناسی سر چاه.
- استفاده از تصاویر نرمال شده استاتیک که بعنوان مرجعی برای کنترل، در کنار تصاویر دینامیک به کار می‌رود.

همچنین برای تسهیل در تفسیر نمودارهای تصویری و دسته‌بندی اطلاعات بر اساس صحت و اهداف مورد نظر، پدیده‌های تفسیر شده در سه دسته تفکیک می‌شوند (جدول ۳-۱) (Serra, 1989).

جدول ۳-۱: تقسیم‌بندی عوارض و پدیده‌های تفسیر شده در نمودار تصویری (Serra, 1989).

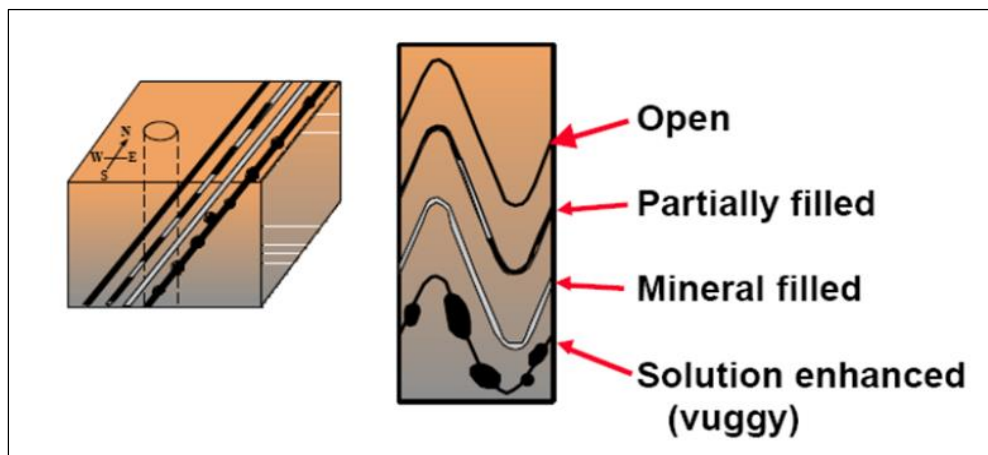
پدیده‌های دیاژنتیکی	پدیده‌های رسوبی	پدیده‌های تکتونیکی	
صور به تنهایی قابل تفسیر			
استیلولیت (بادامنه زیاد)	سطوح لایه‌بندی، لامیناسیون طبقه‌بندی مورب اندازه و شکل دانه سطوح فرسایشی و قالب‌وزنی ساختمان‌های تغییر شکل یافته	شیب ساختمانی شکستگی (مایل و یا قائم) گسل و چین	گروه یک
تفاسیر همراه با ابهام			
کنکرسیون‌ها تخلخل حفره‌ای-غاری	قلوه سنگ، ریگ، برش شیل‌های آواری دانه‌بندی تدریجی جورشدگی بافت کربنات‌ها (دانه‌افزون / گل‌افزون)	-	گروه دو
پدیده‌هایی که تفسیر آنها نیازمند مغزه می‌باشد			
استیلولیت (با دامنه کم)	آشفستگی زیستی لامیناسیون‌های ظریف بافت کربنات‌ها (پکستون، وکستون، باندستون)	شکستگی‌های ریز و افقی	گروه سه

۳-۶-۱- شکستگی‌های باز^۱

این شکستگی‌ها معمولاً با گل حفاری پر می‌شوند. شکستگی‌های باز مسیرهای تراوایی را تشکیل می‌دهند و باید در مدل‌سازی مخزن مدنظر قرار گیرند. شکستگی‌های باز عموماً به صورت منحنی‌های سینوسی تیره رنگ بر روی نگار FMI ظاهر می‌شوند (Serra, 1989).

۳-۶-۲- شکستگی‌های بسته^۲

این شکستگی‌ها به طور طبیعی با سیمان پر شده‌اند، بدین معنی که سازندها در معرض فشار قرار گرفته و این فشار باعث ایجاد شکستگی‌های باز شده است که بعدها به وسیله سیمان پر شده‌اند. شکستگی‌های پر شده یا سیمان شده به صورت صوری ریز، عمودی یا اریب با رنگ روشن بر روی نمودارهای تصویری ظاهر می‌شوند. گریس و نیوبری کلاس‌بندی شکستگی‌ها بر اساس مورفولوژی شکستگی‌ها را ارائه دادند. یک شکستگی می‌تواند باز، پر شده، نیمه پر شده باشد (شکل ۳-۶) (Serra, 1989).



شکل ۳-۶: مورفولوژی شکستگی‌ها (Serra, 1989)

۳-۶-۳- گسل

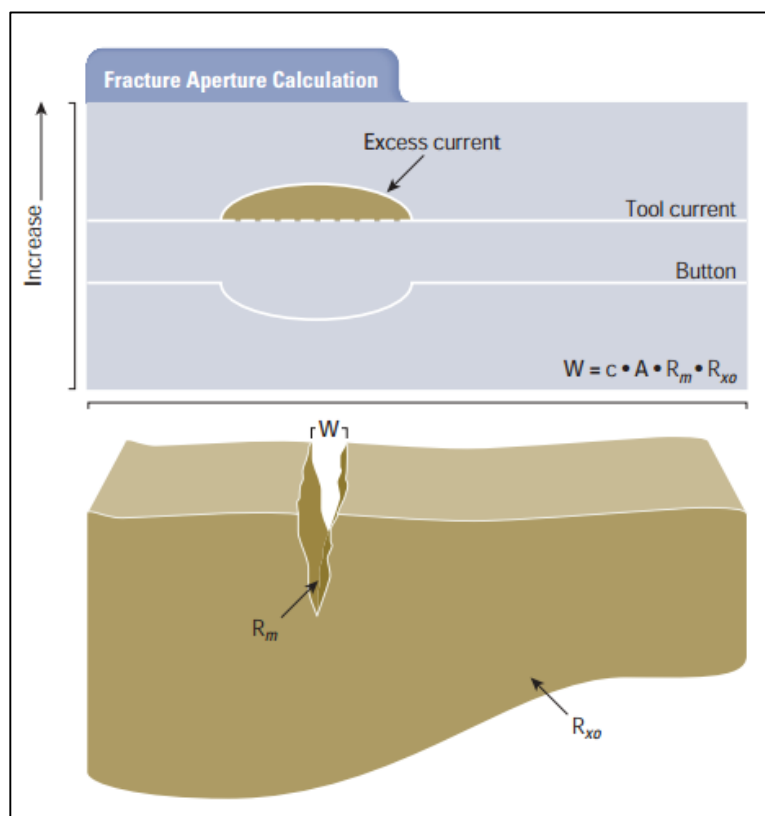
گسل‌ها نوعی شکستگی همراه با تغییر مکان نسبی هستند که به موازات سطح گسل انجام می‌گیرند. اگر میزان جابجایی گسل بیش از قطر چاه باشد، در نمودار تصویری قابل مشاهده نیست (Serra, 1989).

¹ Open fracture

² Filled fracture

۷-۳- بازشدگی دهانه شکستگی‌ها

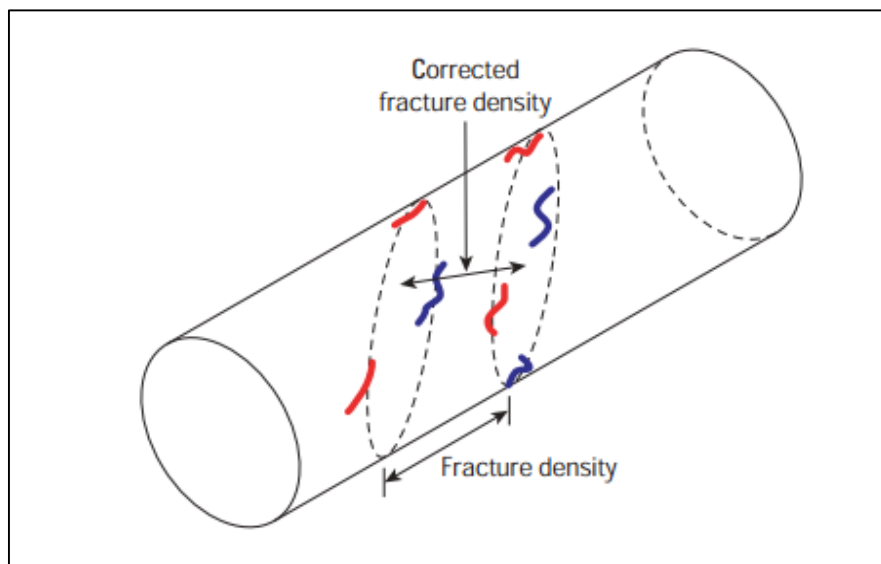
متوسط فاصله عمودی میان صفحات شکستگی را بازشدگی دهانه شکستگی‌ها می‌گویند و با W نمایش می‌دهند که مهمترین نقش در عبور جریان سیال را دارد (ملایوسفی، ۱۳۸۸). شکل (۷-۳) بازشدگی دهانه شکستگی به همراه رابطه و جزئیات آن را نمایش می‌دهد.



شکل ۷-۳: نمایش بازشدگی دهانه شکستگی (Tiab, 2004)

۸-۳- تراکم شکستگی‌ها

تراکم شکستگی عبارت است از تعداد شکستگی‌ها در هر فوت یا متر انتخاب شده در امتداد یک خط عمود بر صفحه شکستگی. شکل (۸-۳) شماتیک تراکم شکستگی را نشان می‌دهد.



شکل ۳-۸: نمایش شماتیک تراکم شکستگی (Schlumberger, 1999)

فصل چهارم

تجزیه و تحلیل داده ها

۴-۱- مقدمه

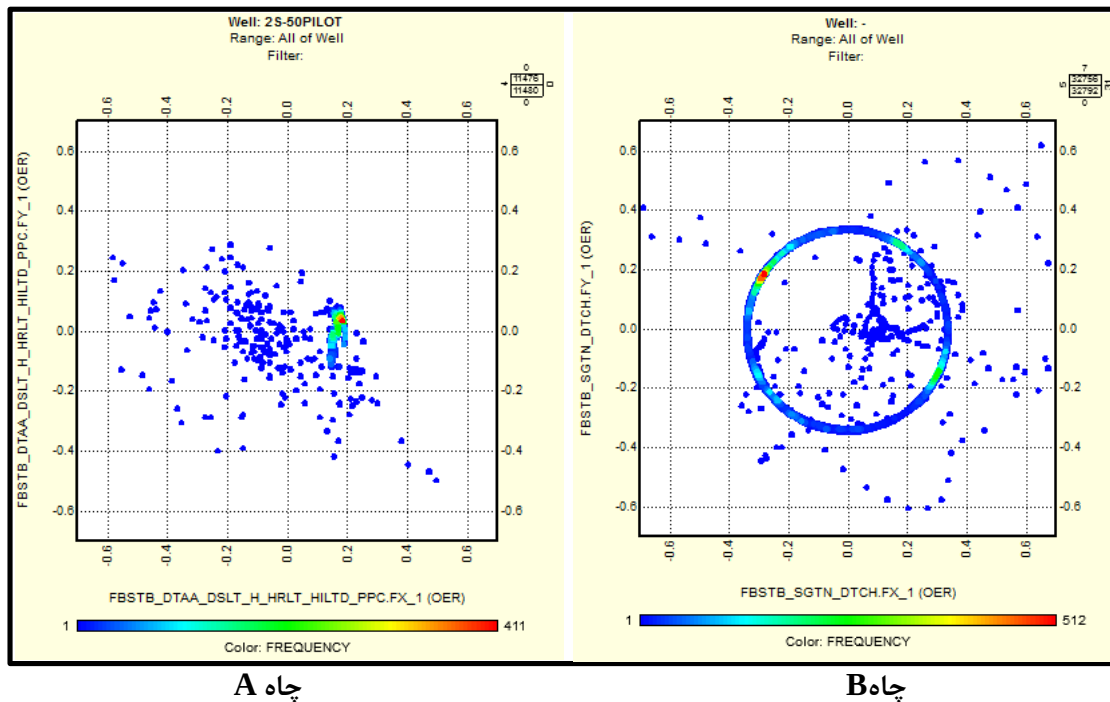
در این پژوهش دو چاه مربوط به عرب بالایی از سازند سورمه از میدان نفتی سلمان، به منظور شناسایی شکستگی‌ها و تعیین جهت تنش‌های افقی مورد مطالعه و ارزیابی قرار گرفته است. این فصل به شناسایی و ارائه اطلاعات آماری و هیستوگرام و نمودار گل سرخی از جهت، امتداد و شیب لایه‌بندی و شکستگی‌ها می‌پردازد و به دنبال آن عوارض بوجود آمده در اثر حفاری مشخص و معرفی گردیده و اطلاعات آماری این پدیده‌ها نیز ارائه شده است. در ادامه جهت تنش‌های افقی کنونی در این بخش از زون زاگرس محاسبه و ارائه می‌گردد.

۴-۲- کیفیت داده FMI

بعد از بارگذاری داده‌های خام، کنترل کیفیت داده‌های نمودار FMI باید انجام شود. کنترل کیفیت داده‌ها یک تکنیک مهم است و برای اطمینان از صحت داده‌های نمودار FMI باید انجام شود. کنترل کیفیت، باید در تمامی مراحل برای داده‌های بدست آمده، مدیریت داده‌ها، پردازش و تفسیر انجام شود (Poppelreiter, 2010). GPIT^۱ (شیب‌سنج)، که یکی از قسمت‌های مهم ابزار FMI است شامل شتاب‌سنج سه محوره و مغناطیس‌سنج می‌باشد. شتاب‌سنج، داده‌های شتاب را ثبت می‌کند و به تصحیحات سرعت و موقعیت دقیق درون چاه کمک می‌کند. مغناطیس‌سنج، جهت‌گیری ابزار را نسبت به شمال تعیین می‌کند.

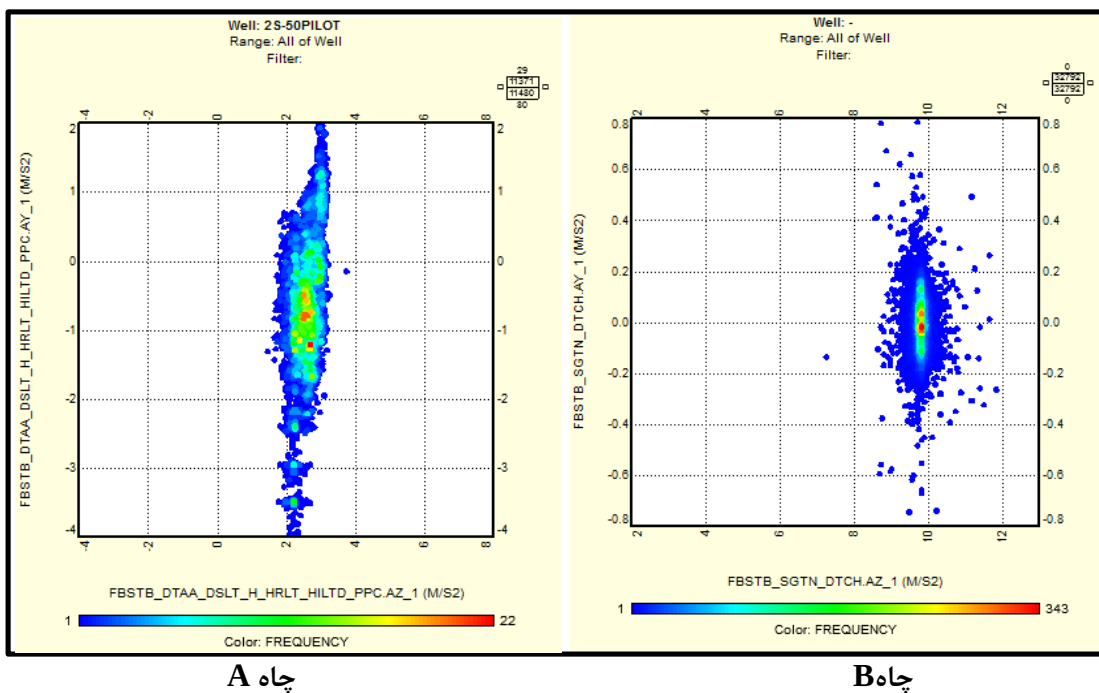
FX و FY به ترتیب نشان‌دهنده داده‌های برداشت شده توسط محورهای X و Y بخش مغناطیس‌سنج ابزار FMI می‌باشند. با رسم نمودار FX - FY می‌توان کیفیت داده‌های برداشت شده توسط محورهای X و Y در مغناطیس‌سنج را مورد ارزیابی قرار داد (Poppelreiter et al., 2010). قطر دایره در نمودار شکل (۴-۱) رابطه مستقیم با انحراف چاه دارد.

¹ General packer inclinometer tools (GPIT)



شکل ۴-۱: کراس پلات بین F_x و F_y (مغناطیس سنج)

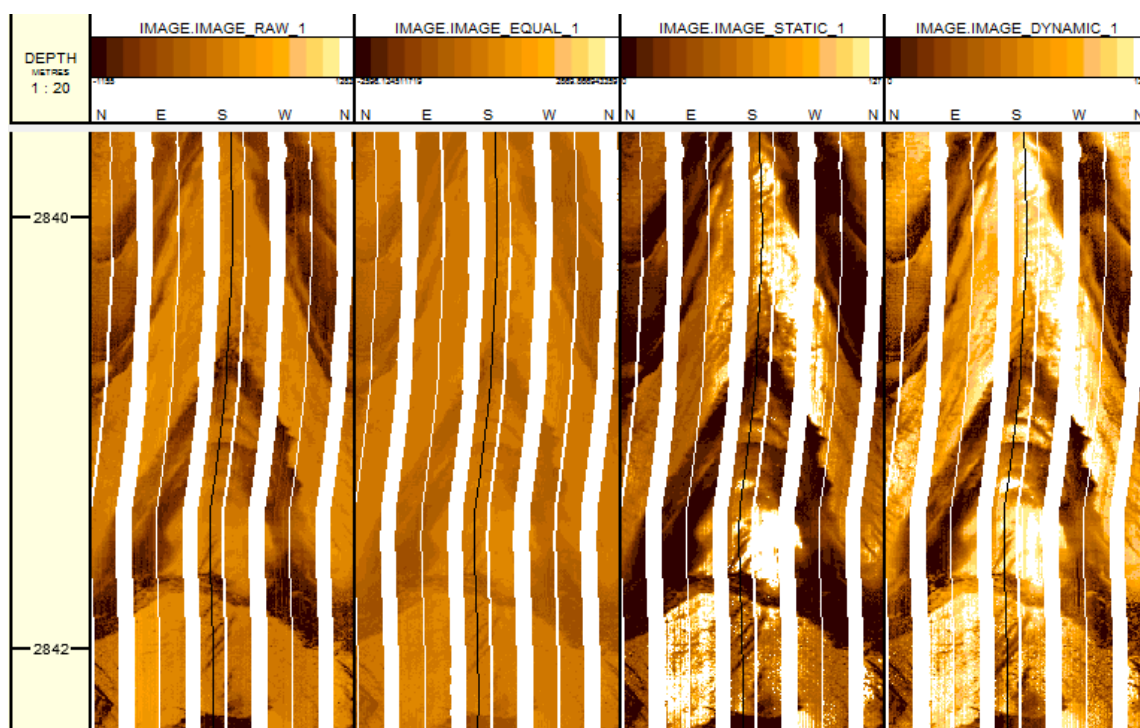
AZ و AY به ترتیب نشان دهنده داده‌های برداشت شده توسط محور Z و Y بخش شتابسنج ابزار FMI می‌باشند. نمودار $AZ - AY$ مطابق شکل (۴-۲) برای ارزیابی کیفیت محور Z در شتابسنج استفاده می‌شود.



شکل ۴-۲: کراس پلات بین A_x و A_y (شتابسنج)

۳-۴- یکسان سازی و نرمال سازی تصاویر داده‌های FMI

شکل (۳-۴) تصاویر نهایی از چاه مورد مطالعه که تمامی مراحل پردازش روی آنها انجام شده است را نمایش می‌دهد. در تصاویر پویا تمام جزئیات و در تصاویر ایستا تغییرات مطلق، نمایش داده شده است. هدف از انجام این پروسه بهبود کیفیت تصویر افزایش موضعی تفاوت در یک تصویر می‌باشد.



شکل ۳-۴: نمایش تصویر پویا و ایستای بدست آمده پس از پردازش در نرم افزار ژئولاگ

۴-۴- لایه‌بندی

از دیگر عوارض ساختمانی قابل شناسایی روی نمودارهای تصویری سطوح لایه‌بندی می‌باشند که خواص مکانیکی سنگ، نوع و خصوصیات شکستگی‌ها را تحت تأثیر قرار می‌دهند. جهت‌گیری و ضخامت لایه‌بندی از روی لاگ‌های تصویری قابل شناسایی و سایر ویژگی‌های آن قابل تخمین است. در استفاده از تصاویر الکتریکی چاه‌ها، جهت تعیین لایه‌بندی خطوطی که معرف اختلاف مقاومت نسبتاً زیاد و ناگهانی هستند و تمام نگاره‌ها را قطع می‌کنند مرز لایه‌ها را تعیین می‌نمایند که به دو صورت دیده می‌شوند؛ دسته اول مرزهایی واضح و صفحه‌ای هستند که لایه‌بندی با شیب مطمئن نامیده می‌شوند و دسته دوم لایه‌هایی با

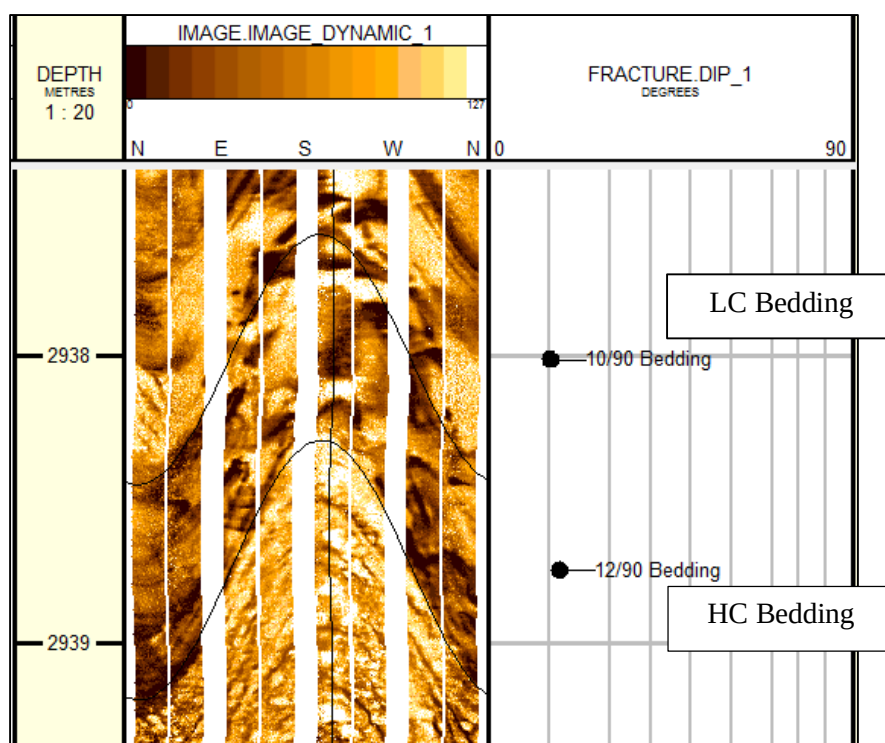
مرزهای مبهم و ناهموار هستند که به آنها لایه‌بندی با شیب نامطمئن گفته می‌شود (قاسم العسگری، ۱۳۹۰). شکل (۴-۴) نمونه‌ای از لایه‌بندی‌های ضعیف و قطعی را نشان می‌دهد.

۴-۴-۱- لایه‌بندی ضعیف^۱

مرز لایه‌های با ضریب اطمینان پایین یا همان LC خیلی مشخص و مسطح نیستند. آنها نسبتاً بی‌قاعده و نامنظم‌اند و شناسایی آنها دقت زیادی لازم دارد و تشخیص آنها به سادگی لایه‌های قطعی نیست.

۴-۴-۲- لایه‌بندی قطعی^۲

سطوح طبقه‌بندی HC معمولاً مشخص و منظم است که به زمین‌شناسان این اجازه را می‌دهد که شیب طبقات را با اطمینان بالا به دست آورند. این صفحات معمولاً بیانگر تغییرات سریع سنگ شناسی می‌باشند که به‌طور عمده دستخوش فرآیندهای بعد از رسوب‌گذاری به استثنای وقایع تکتونیکی نشده‌اند (ملایوسفی، ۱۳۸۸).



شکل ۴-۴: نمایش لایه‌بندی قطعی و ضعیف در چاه A در نرم‌افزار ژئولاگ

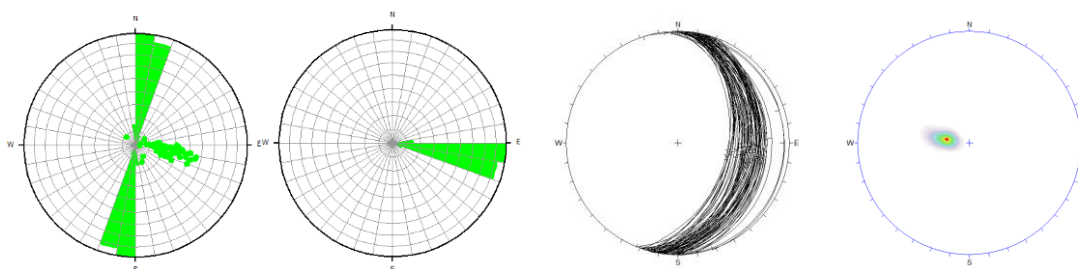
^۱ Low Confidence Bedding

^۲ High Confidence Bedding

۴-۵- لایه‌بندی در سازند عرب بالایی چاه A

چاه A در میدان نفتی سلمان در سپتامبر سال ۲۰۱۰ حفر شده و سیستم حفاری در این چاه آب پایه بوده است. تصاویر تهیه شده از این چاه یک بازه ۴۲۷ متری از عمق ۲۷۴۵ متری تا ۳۱۷۲ متری را در بر می‌گیرد. اهداف اصلی برای بررسی FMI، ارزیابی شیب ساختاری و خصوصیات زمین شناسی چاه بوده است. براساس مشاهدات و تفاسیر مورد پژوهش موارد زیر قابل بیان است.

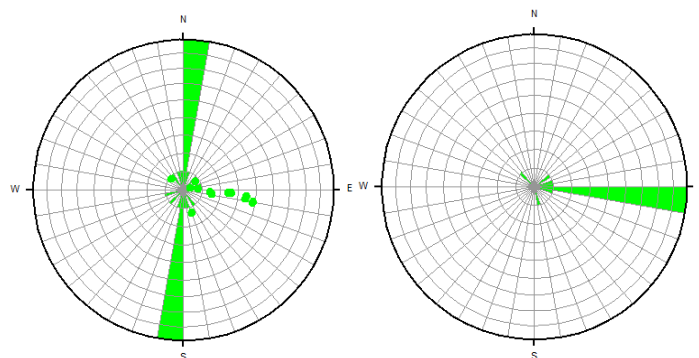
همانطور که در شکل (۴-۵) مشاهده می‌شود میانگین کل شیب لایه‌ها در سازند سورمه فوقانی (بخش عرب بالایی) از چاه A، ۲۷ درجه با جهت شیب S80E و امتداد لایه‌بندی N10E-S10W می‌باشد.



شکل ۴-۵: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌های مشاهده شده در کل سازند عرب بالایی از چاه A

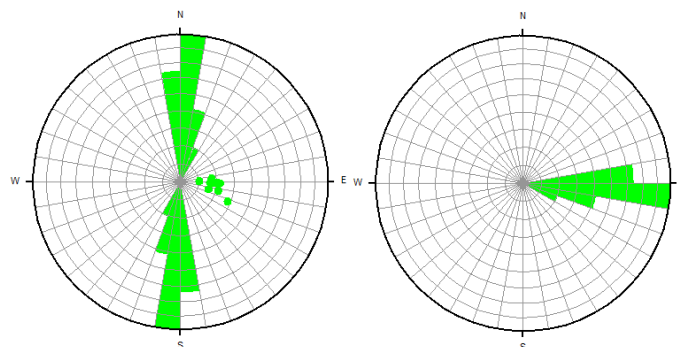
چاه A شامل ۸ بخش U1 (۲۹۳۵-۲۸۷۸ متری)، بخش بعدی آن بصورت دو بخش U2 (۲۹۶۰-۲۹۳۵ متری)، U2A (۳۰۰۰-۲۹۶۰ متری)، U3 (۳۱۰۵-۳۰۰۰ متری)، U4 (۳۱۳۰-۳۱۰۵ متری)، U5 (۳۱۴۲-۳۱۳۰ متری)، U6 (۳۱۶۱-۳۱۴۲ متری)، U7 (۳۱۷۲-۳۱۶۱ متری) است.

شکل (۴-۶) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U1 از چاه A را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U1، ۲۰ درجه، با جهت شیب S85E و امتداد لایه‌بندی N5E-S5W می‌باشد.



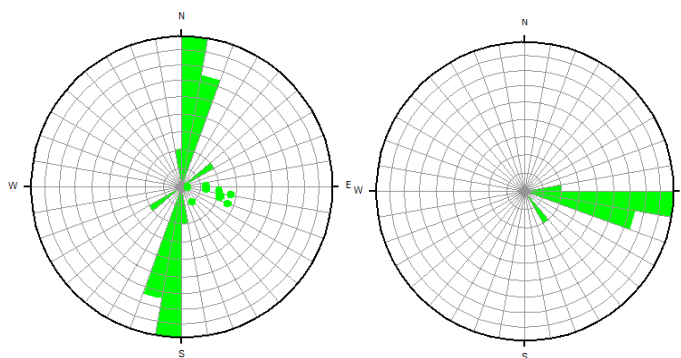
شکل ۴-۶: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U1 از چاه A

شکل (۷-۴) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U2 از چاه A را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U2، ۱۸ درجه با جهت شیب S80E و امتداد لایه‌بندی N10E-S10W می‌باشد.



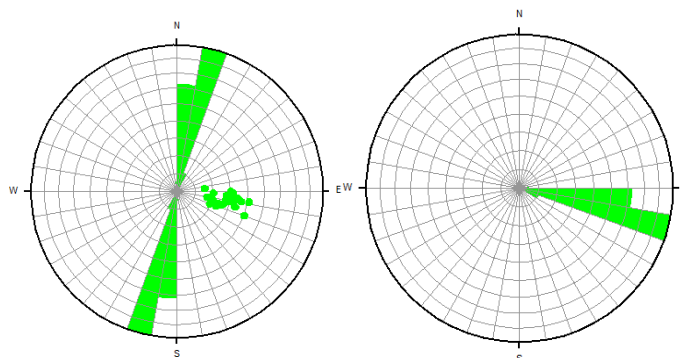
شکل ۷-۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U2 از چاه A

شکل (۸-۴) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U2A از چاه A را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U2A، ۱۶ درجه در جهت شیب S80E و امتداد لایه‌بندی N10E-S10W می‌باشد.



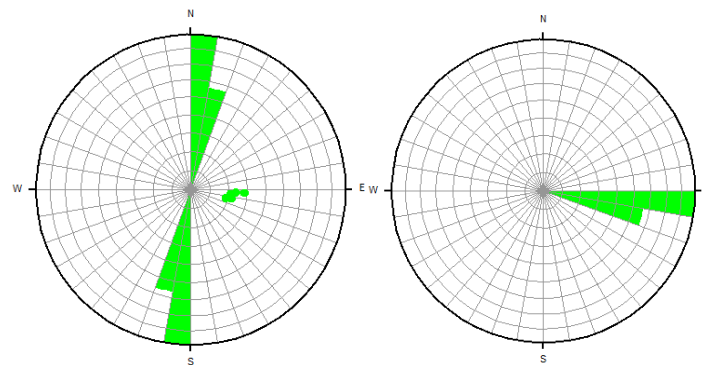
شکل ۸-۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U2A از چاه A

شکل (۹-۴) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U3 از چاه A را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U3، ۲۶ درجه با جهت شیب S80E و امتداد لایه‌بندی N10E-S10W می‌باشد.



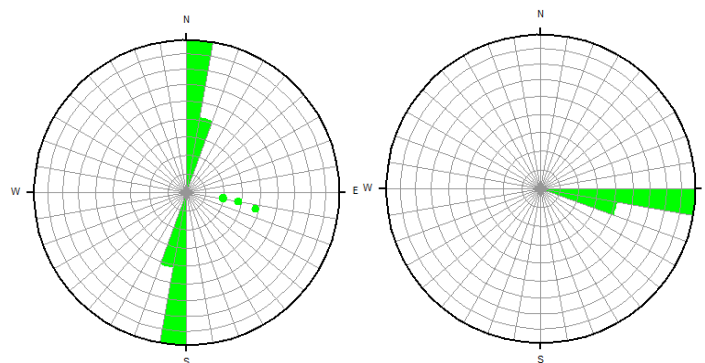
شکل ۹-۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U3 از چاه A

شکل (۴-۱۰) امتداد لایه‌بندی و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U4 از چاه A را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U4 برابر ۲۲ درجه با جهت شیب S80E و امتداد لایه‌بندی N10E-S10W می‌باشد.



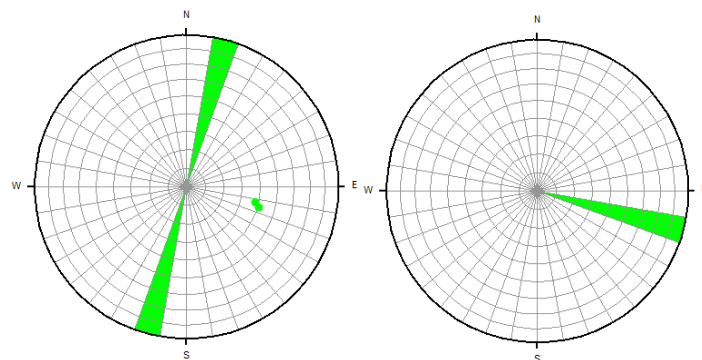
شکل ۴-۱۰: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U4 از چاه A

شکل (۴-۱۱) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U5 از چاه A را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U5، ۳۰ درجه با جهت شیب S80E و امتداد لایه‌بندی N10E-S10W می‌باشد.



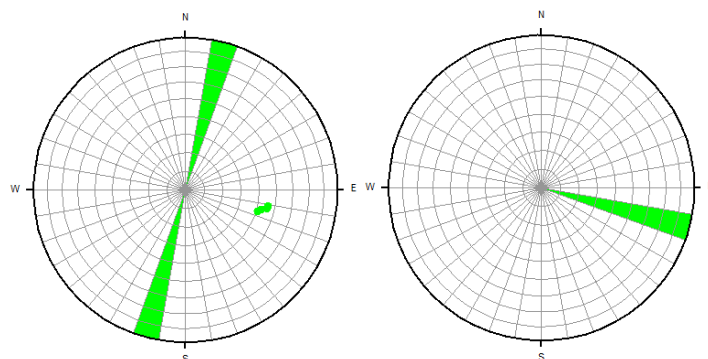
شکل ۴-۱۱: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U5 از چاه A

شکل (۴-۱۲) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U6 از چاه A را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U6، ۴۰ درجه با جهت شیب S75E و امتداد لایه‌بندی N15E-S15W می‌باشد.



شکل ۴-۱۲: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U6 از چاه A

شکل (۴-۱۳) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U7 از چاه A را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U7، ۴۴ درجه با جهت شیب S75E و امتداد لایه‌بندی N15E-S15W می‌باشد.

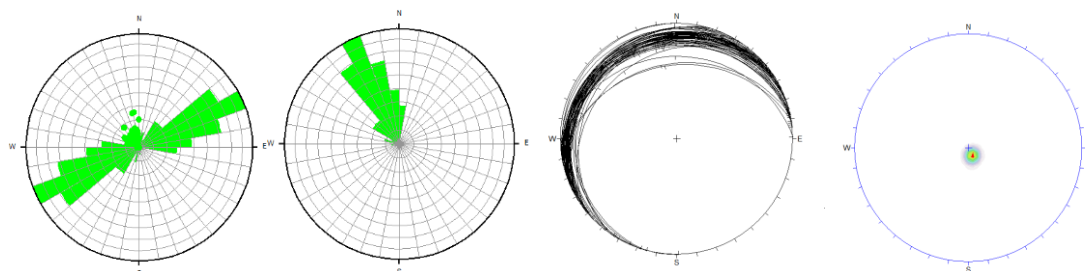


شکل ۴-۱۳: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U7 از چاه A

همانطور که در شکل (۴-۵) و شکل‌های لایه‌بندی بدست آمده از هر بخش آن که در قسمت بالا آورده شده است، می‌توان گفت با توجه به میانگین شیب آن که حدود ۳۰ درجه می‌باشد، چاه A در یال جنوبی در محدوده گذر از راس با یال و با توجه به امتداد لایه‌بندی و امتداد گزارش شده برای تاق‌دیس، در بخش شمال شرقی دماغه قرار دارد.

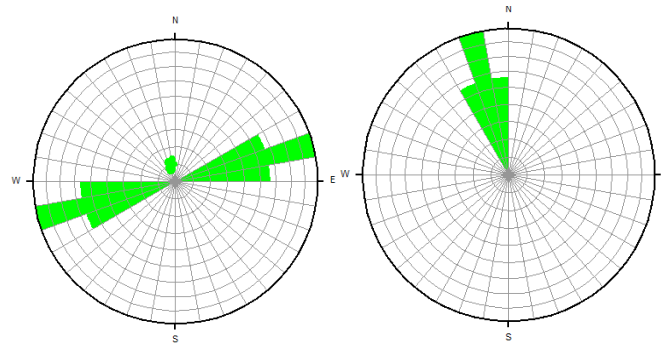
۴-۶- لایه‌بندی در سازند عرب بالایی چاه B

سازند عرب بالایی چاه B بصورت ۸ بخش U1 (۲۳۱۱-۲۳۲۶)، U2 (۲۳۲۶-۲۳۳۲)، U2A (۲۳۳۲-۲۳۴۰)، U3 (۲۳۴۰-۲۳۶۶)، U4 (۲۳۶۶-۲۳۷۴)، بخش U5 (۲۳۷۴-۲۳۷۸)، U6 (۲۳۷۸-۲۳۸۱)، U7 (۲۳۸۱-۲۳۹۱) و U8 (۲۳۹۱-۲۴۱۱) می‌باشد. همانطور که در شکل (۴-۱۴) نشان داده شده است میانگین شیب لایه‌ها ۷ درجه با جهت شیب N25W و امتداد لایه‌بندی کل سازند عرب بالایی از چاه B دارای روند N65E-S65W می‌باشد.



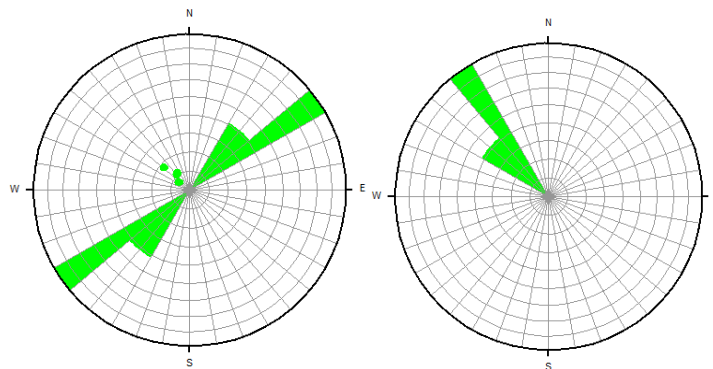
شکل ۴-۱۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی‌های مشاهده شده در سازند عرب بالایی چاه B

شکل (۴-۱۵) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U1 از چاه B را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U1، حدود ۹ درجه با جهت شیب N15W و امتداد لایه‌بندی N75E-S75W می‌باشد.



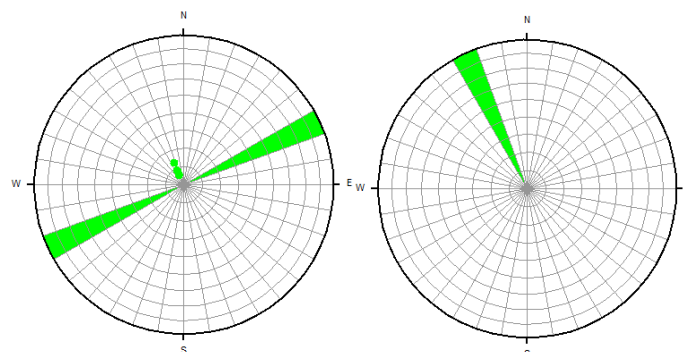
شکل ۴-۱۵: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U1 از چاه B

شکل (۴-۱۶) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U2 از چاه B را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U2، حدود ۱۲ درجه با جهت شیب N40W و امتداد لایه‌بندی N50E-S50W می‌باشد.



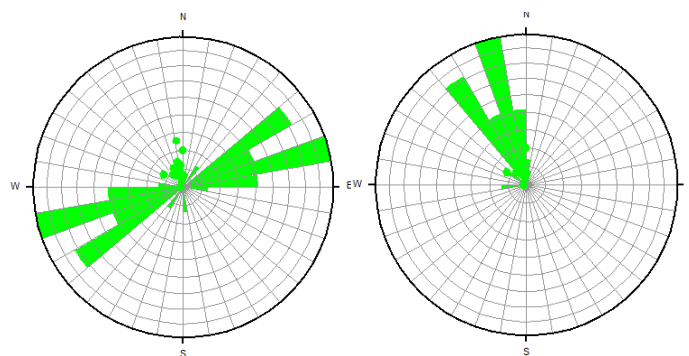
شکل ۴-۱۶: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U2 از چاه B

شکل (۴-۱۷) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U2A از چاه B را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U2A، حدود ۸ درجه با جهت شیب N25W و امتداد لایه‌بندی N65E-S65W می‌باشد.



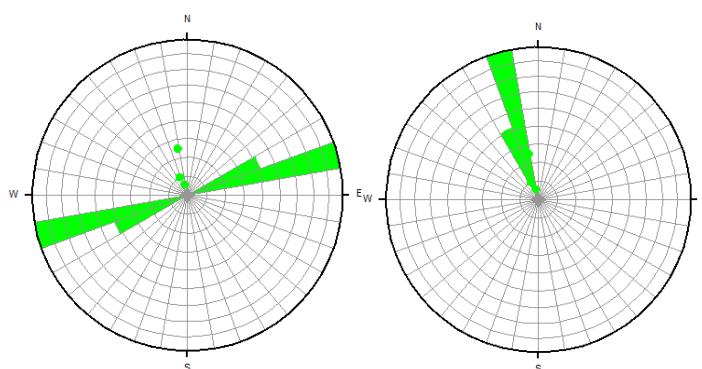
شکل ۴-۱۷: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U2A از چاه B

شکل (۴-۱۸) امتداد لایه‌بندی و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U3 از چاه B را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U3، حدود ۱۰ درجه با جهت شیب N25W و امتداد لایه‌بندی N65E-S65W می‌باشد.



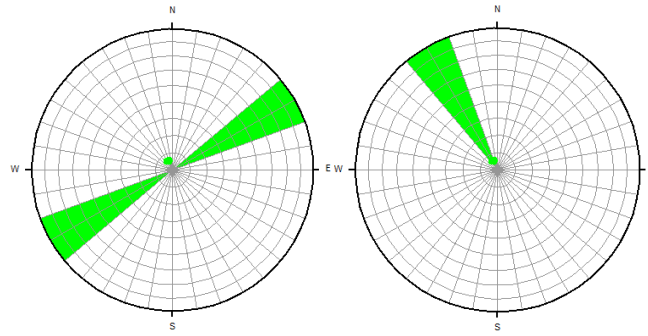
شکل ۴-۱۸: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U3 از چاه B

شکل (۴-۱۹) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U4 از چاه B را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U4، حدود ۱۳ درجه با جهت شیب N20W و امتداد لایه‌بندی N70E-S70W می‌باشد.



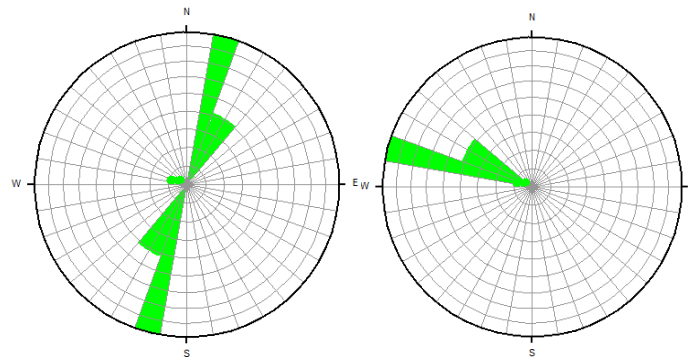
شکل ۴-۱۹: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U4 از چاه B

شکل (۴-۲۰) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U5 از چاه B را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U5، حدود ۵ درجه با جهت شیب N30W و امتداد لایه‌بندی N60E-S60W می‌باشد.



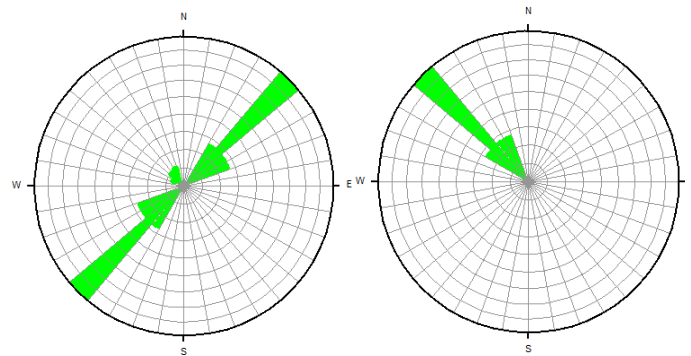
شکل ۴-۲۰: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U5 از چاه B

شکل (۴-۲۱) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U6 از چاه B را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U6، حدود ۶ درجه با جهت شیب N70W و امتداد لایه‌بندی N20E-S20W می‌باشد.



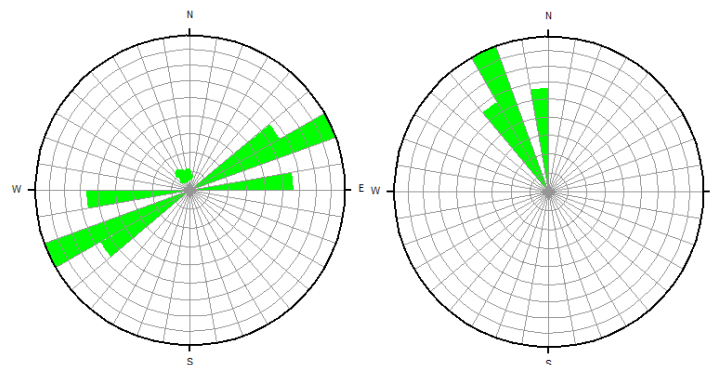
شکل ۴-۲۱: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U6 از چاه B

شکل (۴-۲۲) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U7 از چاه B را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U7، حدود ۷ درجه با جهت شیب N45W و امتداد لایه‌بندی N45E-S45W می‌باشد.



شکل ۴-۲۲: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U7 از چاه B

شکل (۴-۲۳) امتداد و جهت شیب لایه‌بندی در بخش U8 از چاه B را نشان می‌دهد. میانگین شیب لایه‌ها در بخش U8، حدود ۸ درجه با جهت شیب N25W و امتداد لایه‌بندی N65E-S65W می‌باشد.



شکل ۴-۲۳: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی مشاهده شده در بخش U8 از چاه B

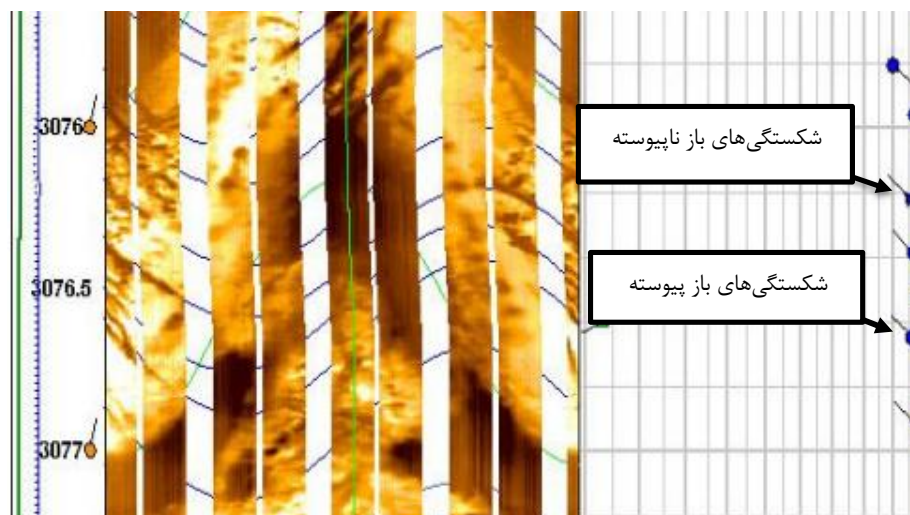
با توجه به جهت شیب کم لایه‌بندی‌های چاه B که حدود ۸ درجه و امتداد تاقدیس که بصورت شمال شرقی - جنوب غربی می‌باشد، می‌توان نتیجه گرفت که این چاه در بخش شمال تاقدیس بوده و نزدیک به راس تاقدیس حفاری شده است.

۴-۷- تجزیه و تحلیل شکستگی‌های مشاهده شده در سازند عرب بالایی چاه A و B

۴-۷-۱- شکستگی‌های باز^۱

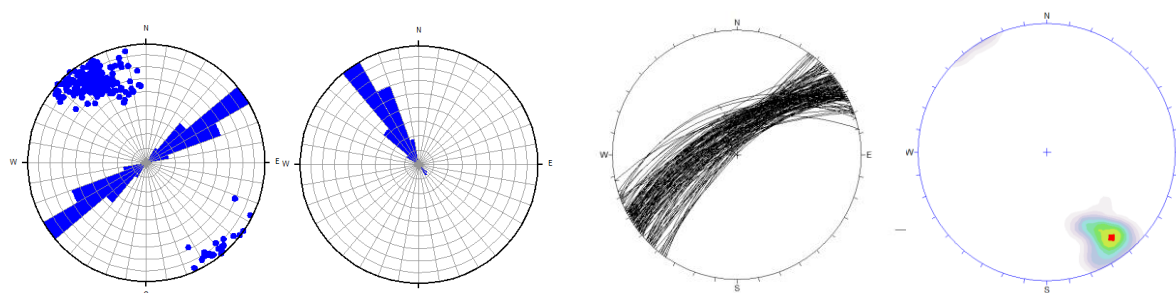
در شکستگی‌های باز یا شکستگی‌های که توسط مواد رسانا پر شده‌اند، ساختارها به رنگ تیره بوده که ممکن است عمود یا مایل و کمی نامنظم باشند. این شکستگی‌ها معمولاً در یک فاصله‌ی طولانی قابل مشاهده می‌باشند. در صورتی که مخزن دارای تعداد زیادی از این نوع شکستگی‌ها باشد پتانسیل تولید بالایی دارد (Serra, 1989; Serra and Serra, 2004). شکل (۴-۲۴) تعدادی از شکستگی‌های باز را در مقطع عمقی مشخص شده در چاه A نشان می‌دهد.

¹ Open fracture



شکل ۴-۲۴: نمونه شکستگی باز مشاهده شده در سازند عرب بالایی چاه A

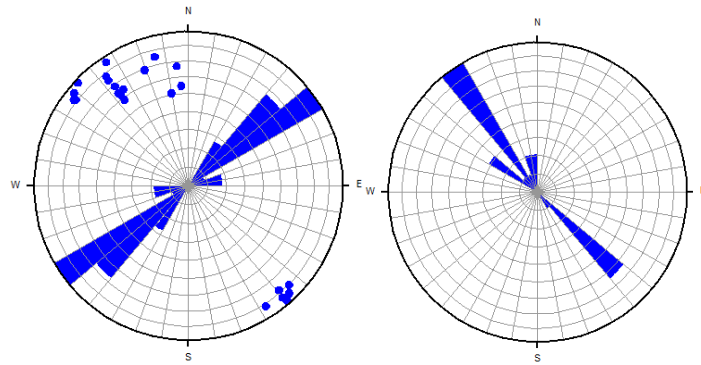
شکل (۴-۲۵) امتداد و جهت شیب شکستگی های باز در کل سازند سورمه فوقانی (بخش عرب بالایی) در چاه A را با میانگین شیب ۷۲ درجه و جهت شیب N30W و امتداد N60E-S60W را نشان می دهد.



شکل ۴-۲۵: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی های باز در کل سازند عرب بالایی چاه A

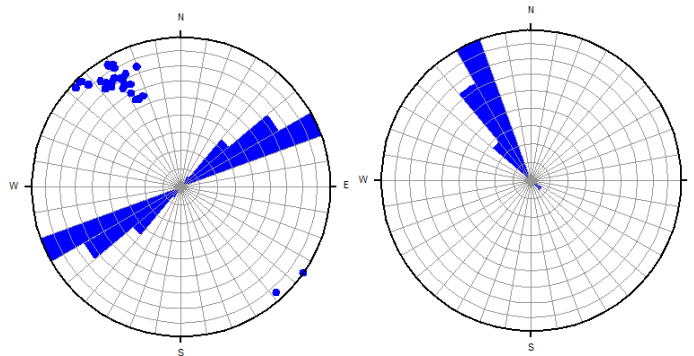
همانطور که در شکل (۴-۲۵) مشاهده می شود میانگین شیب شکستگی های باز در چاه A حدود ۷۲ درجه که شیب زیادی را به خود اختصاص داده است و هم روند با روند تاقدیس می باشد که می توان شکستگی های باز را در این پژوهش به عنوان شکستگی های کششی (شکستگی طولی) در نظر گرفت.

شکل (۴-۲۶) امتداد و جهت شیب شکستگی های باز در بخش U1 از سازند عرب بالایی در چاه A با میانگین شیب حدود ۷۴ درجه با جهت شیب N30W و امتداد N60E-S60W را نشان می دهد.



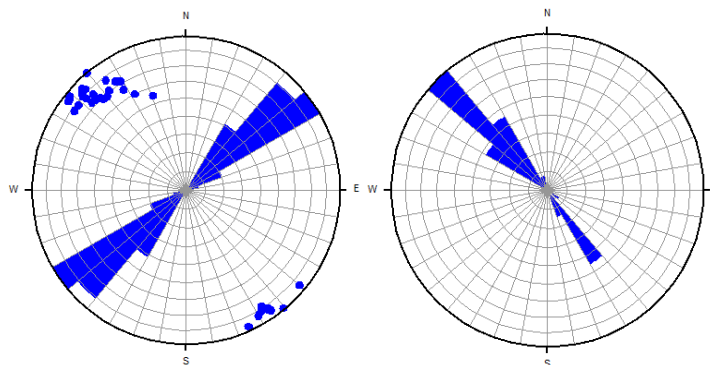
شکل ۴-۲۶: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U1 از چاه A

شکل (۴-۲۷) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های باز در بخش U2 از سازند عرب بالایی در چاه A با میانگین شیب ۷۵ درجه و جهت شیب N35W و امتداد N55E-S55W را نشان می‌دهد. شکستگی‌های این بخش از نوع طولی می‌باشند.



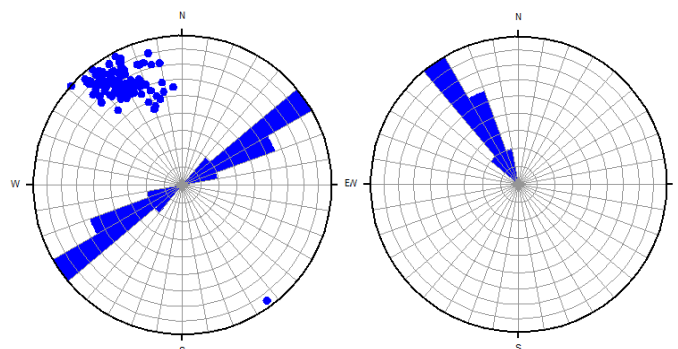
شکل ۴-۲۷: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U2 از چاه A

شکل (۴-۲۸) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های باز در بخش U2A از سازند عرب بالایی در چاه A با میانگین شیب حدود ۷۵ درجه و جهت شیب N45W و امتداد N45E-S45W را نشان می‌دهد.



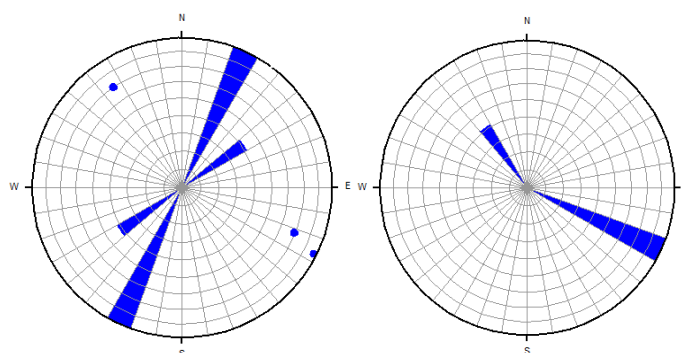
شکل ۴-۲۸: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U2A از چاه A

شکل (۴-۲۹) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های باز در بخش U3 از سازند عرب بالایی در چاه A با میانگین شیب حدود ۶۹ درجه و جهت شیب N35W و امتداد N55E-S55E را نشان می‌دهد.



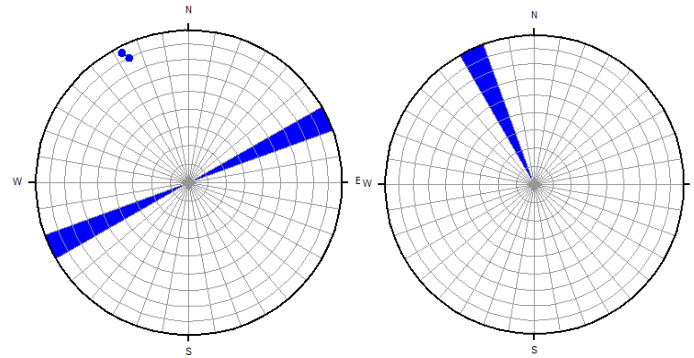
شکل ۴-۲۹: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی مشاهده شده در بخش U3 از چاه A

شکل (۴-۳۰) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های باز در بخش U4 از سازند عرب بالایی در چاه A با میانگین شیب حدود ۷۵ درجه و دو جهت شیب S65E و N35W و دو امتداد N25E-S25W و N55E-S55W را نشان می‌دهد.



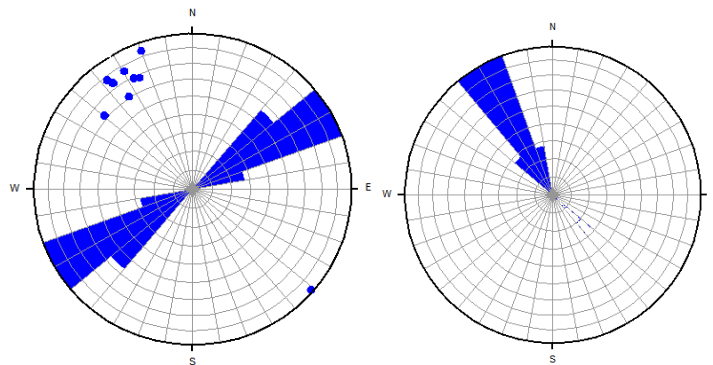
شکل ۴-۳۰: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی مشاهده شده در بخش U4 از چاه A

شکل (۴-۳۱) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های باز در بخش U6 از سازند عرب بالایی در چاه A با میانگین شیب حدود ۸۰ درجه و جهت شیب N25W و امتداد N65E-S65W را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۳۱: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U6 از چاه A

شکل (۴-۳۲) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های باز در بخش U7 از سازند عرب بالایی در چاه A با میانگین شیب حدود ۷۳ درجه و جهت شیب N30W و امتداد N60E-S60W را نشان می‌دهد.

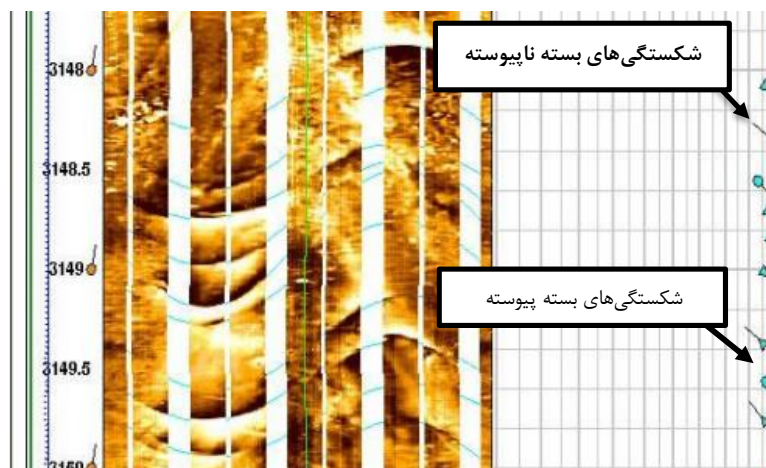


شکل ۴-۳۲: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی باز مشاهده شده در بخش U7 از چاه A

در سازند عرب بالایی از چاه B هیچگونه شکستگی باز مشاهده نشد و در حالت کلی در این چاه ۱ شکستگی باز وجود دارد که مربوط به سازند عرب پایینی می‌باشد.

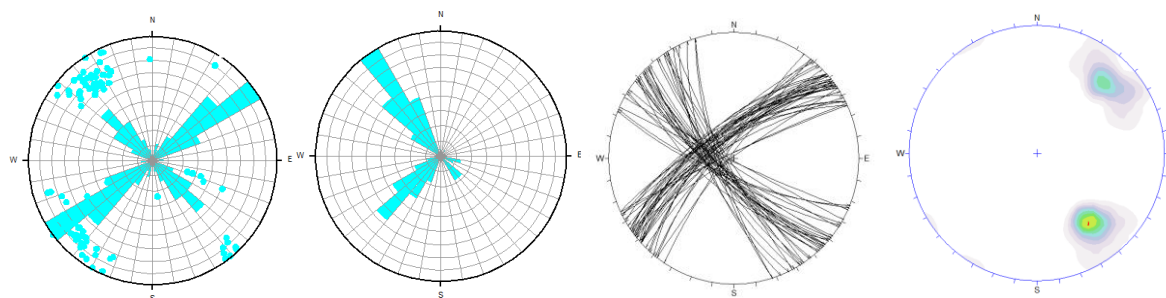
۴-۷-۲- شکستگی‌های بسته

شکستگی‌های بسته معمولاً با سیمان پر شده‌اند. شکستگی‌های پر شده یا سیمان شده به صورت صوری ریز، عمودی یا اریب با رنگ روشن بر روی نمودارهای تصویری ظاهر می‌شوند (Serra, 1989; Serra and Serra, 2004). همانطور که در شکل (۴-۳۳) نشان داده شده است شکستگی‌های بسته به صورت منحنی - های سینوسی روشن نمایان شده‌اند.



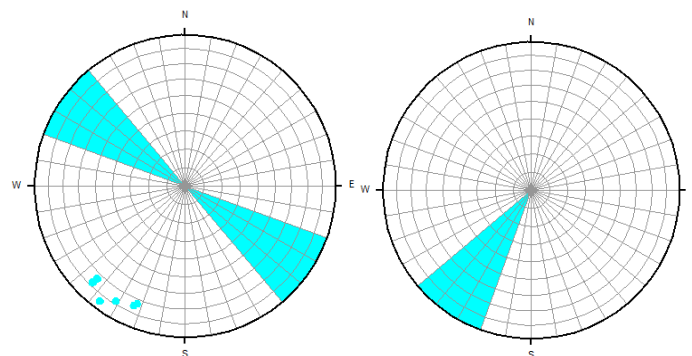
شکل ۳۳-۴: نمونه‌ای از شکستگی‌های بسته در سازند عرب بالایی چاه A

شکل (۳۴-۴) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های بسته در کل سازند سورمه فوقانی (بخش عرب بالایی) از چاه A را نشان می‌دهد. میانگین شیب این بخش حدود ۷۰ درجه و جهت شیب N40W و S45W و امتداد N50E-S50W و N45W-S45E می‌باشد.



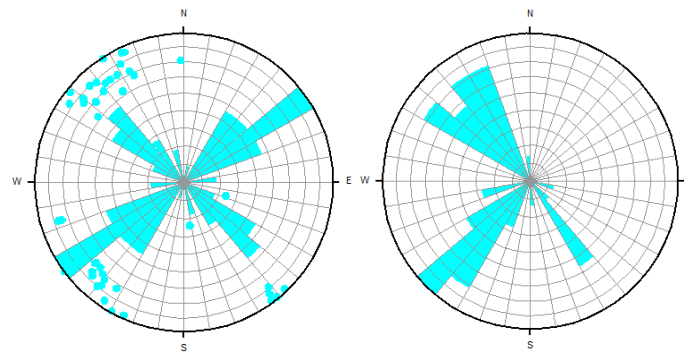
شکل ۳۴-۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی‌های بسته در کل سازند عرب بالایی چاه A

شکل (۳۵-۴) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های بسته در بخش U1 از چاه A را با میانگین شیب حدود ۸۰ درجه و جهت شیب S35W و امتداد N56W-S55E نشان می‌دهد. شکستگی‌های این بخش از نوع شکستگی عرضی می‌باشد.

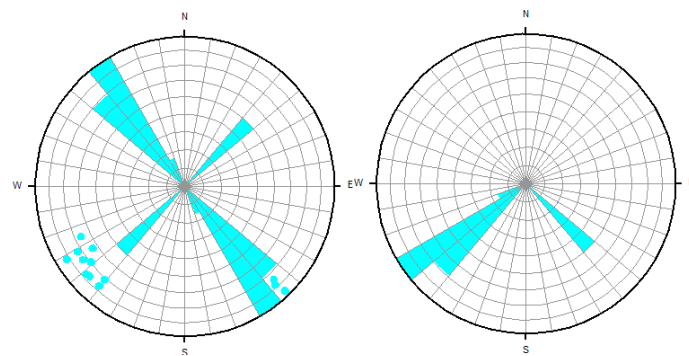


شکل ۳۵-۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U1 از چاه A

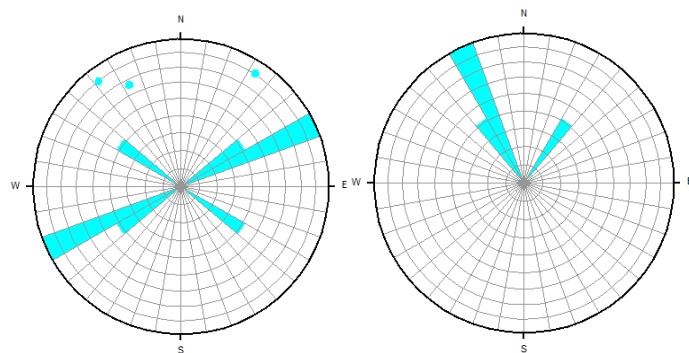
شکل (۴-۳۶) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های بسته در بخش U2A از چاه A با میانگین شیب حدود ۷۳ درجه و جهت شیب N40W و S40W و امتداد N50E-S50W و N50W-S50E را نشان می‌دهد. شکستگی‌های این بخش از نوع شکستگی‌های طولی و عرضی می‌باشد.



شکل (۴-۳۶): نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U2A از چاه A
 شکل (۴-۳۷) امتداد شکستگی و جهت شیب شکستگی‌های بسته در بخش U3 از چاه A با میانگین شیب حدود ۷۴ درجه و جهت شیب S45E و S50W و امتداد N45E-S45W و N40W-S40E را نشان می‌دهد.



شکل (۴-۳۷): نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U3 از چاه A
 شکل (۴-۳۸) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های بسته در بخش U4 از چاه A با میانگین شیب حدود ۷۱ درجه و جهت شیب N30W و N35E و امتداد N60E-S60W و N55W-S55E را نشان می‌دهد.

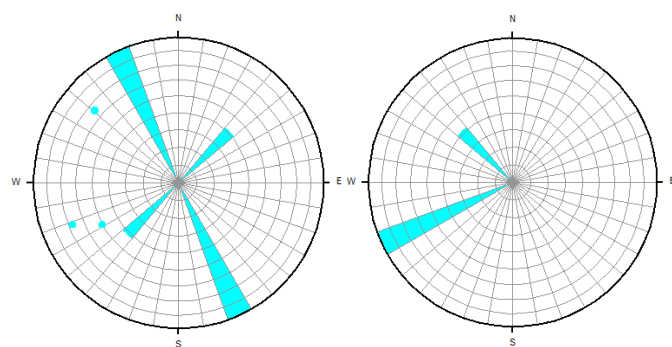


شکل ۴-۳۸: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U4 از چاه A

شکل (۴-۳۹) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های بسته در بخش U5 از چاه A با میانگین شیب

حدود ۵۸ درجه و دو جهت شیب N45W و S65W و دو امتداد N25W-S25E و N45E-S45W

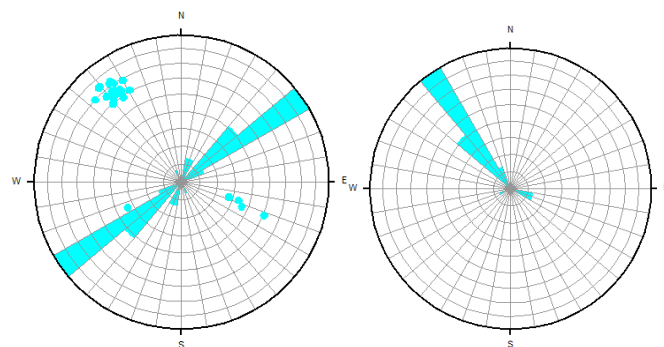
را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۳۹: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U5 از چاه A

شکل (۴-۴۰) امتداد و جهت شیب شکستگی‌های بسته در بخش U6 از چاه A با میانگین شیب

حدود ۶۰ درجه و جهت شیب N40W و امتداد N50E-S50W را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۴۰: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب شکستگی بسته مشاهده شده در بخش U6 از چاه A

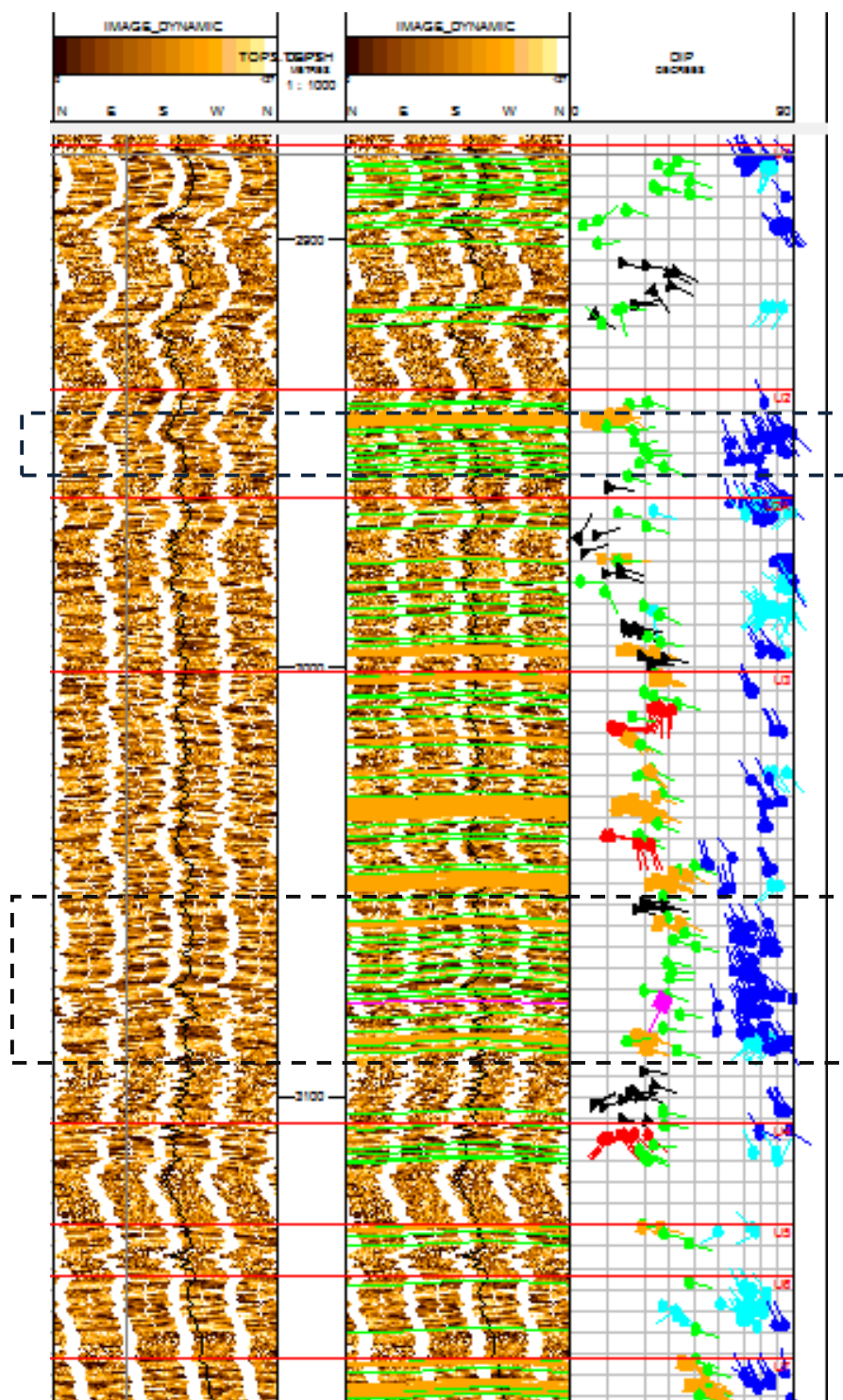
در سازند عرب بالایی از چاه B هیچ‌گونه شکستگی بسته‌ای مشاهده نشد و در حالت کلی در این چاه ۲ شکستگی بسته وجود دارد که مربوط به سازند عرب پایینی می‌باشد.

با توجه به شکستگی‌های مشخص شده در نمودارهای تصویرگر می‌توان نوع شکستگی‌ها در هر زیر لایه را مشخص کرد. در ادامه شکستگی‌ها و ناپیوستگی‌های مربوط به هر زیر لایه در جدول (۴-۱) آورده شده است.

جدول ۴-۱: جزئیات شکستگی‌های مشاهده شده در سازند عرب بالایی از چاه A

Section name	Depth interval (m)	No. open fractures	No. closed fractures	No. stylolite	N0. DIF	No. faults
U1	2878-2935 (57m)	24	6	9	0	0
U2	2935-3000 (65m)	60	45	16	0	0
U3	3000-3105 (105m)	108	13	16	0	1
U4	3105-3130 (25m)	3	4	0	0	0
U5	3130-3142 (12 m)	0	3	0	0	0
U6	3142-3161 (19 m)	2	25	0	0	0
U7	3161-3172 (11 m)	9	0	0	0	0
Sum	2875-3172 (295m)	206	96	41	0	1

همانطور که در جدول ۴-۱ مشاهده می‌شود تعداد کل شکستگی‌های باز، ۲۰۶ مورد بوده که در بازه عمقی ۲۹۵ متری قرار گرفته است، که زون U3 از چاه A را با ۱۰۸ شکستگی باز می‌توان به عنوان زون خرد شده در مقطع عمقی ۳۰۷۵-۳۰۹۰ در نظر گرفت. یکی از دلایل تراکم شکستگی در این زون را می‌توان وجود گسل در آن مقاطع عمقی دانست. در نهایت می‌توان ۱۰ زون خرد شده در بازه‌های عمقی ۲۲۸۰-۲۲۸۵ و ۲۸۹۵-۲۹۰۰ و ۲۹۶۰-۲۹۶۵ و ۲۹۷۵-۲۹۸۰ و ۳۰۲۵-۳۰۳۵ و ۳۰۶۰-۳۰۷۰ و ۳۰۷۵-۳۰۸۰ و ۳۰۸۵-۳۰۹۰ و ۳۱۰۵-۳۱۱۰ و ۳۱۶۵-۳۱۷۰ را تشخیص داد که به عنوان زون‌های کلیدی نقش بسیار مهمی در تراوایی مخزن خواهند داشت (شکل ۴-۴۱).



شکل ۴-۴۱: نمایش یک تصویر کلی از زون‌های خرد شده از چاه A در نرم افزار ژئولاگ

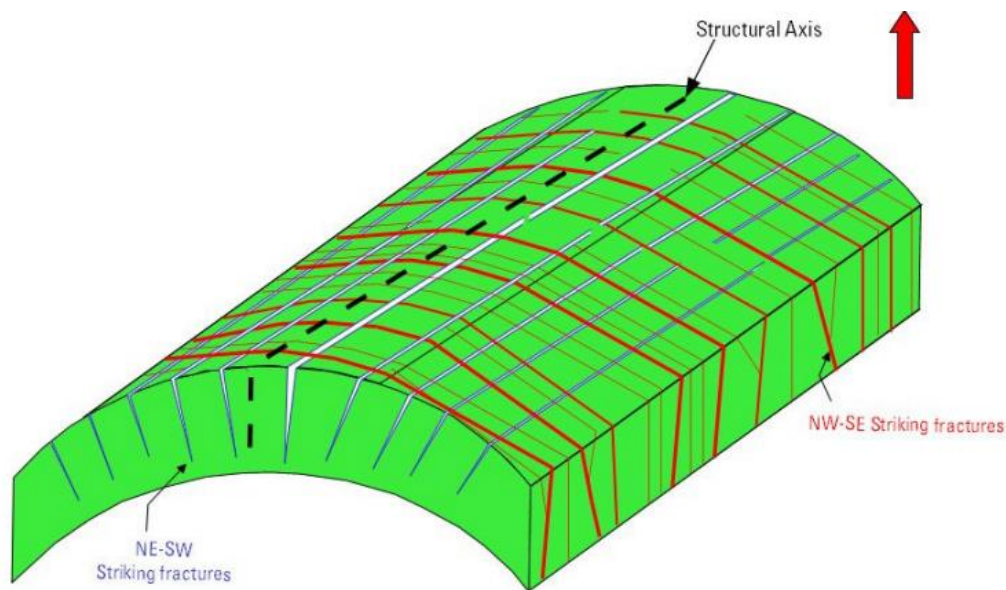
انواع ناپیوستگی‌های مشاهده شده در چاه B به صورت جدول (۴-۲) آورده شده است.

جدول ۴-۲: جزئیات شکستگی‌های مشاهده شده در سازند عرب بالایی از چاه B

Section name	Depth interval (m)	No. open fractures	No. closed fractures	No. stylolite	N0. DIF	No. faults
U1	2311-2326 (15m)	0	0	1	0	0
U2	2326-2340(14m)	0	0	3	1	0
U3	2340-2366(26m)	0	0	2	1	0
U4	2366-2374(8m)	0	0	2	0	0
U5	2374-2378(4m)	0	0	0	0	0
U6	2378-2381(3 m)	0	0	0	0	0
U7	2381-2391(10m)	0	0	5	0	0
U8	2391-2411(20m)	0	0	2	0	0
Sum	2311-2411(100m)	0	0	15	2	0

۴-۸- دسته‌بندی شکستگی‌ها و ارتباط آنها با زمین ساختار منطقه

چین‌خوردگی به طور کلی بروز رفتار پلاستیکی سنگهاست. با ادامه‌ی استرس در حین چین‌خوردگی هم به علت فشار وارده لایه‌های سنگی به سمت بالاآمده و در اثر کاهش فشار حالت شکننده پیدا می‌کنند. در بسیاری از حالات شکستگی‌های متعددی در حوالی چین‌ها مشاهده می‌شود. این شکستگی‌ها بر اثر نیروهایی که لایه را چین داده‌اند به وجود آمده‌اند (Ramsay & Huber, 1987). برای دسته‌بندی کردن شکستگی‌ها و یافتن ارتباط آنها با ساختار زمین در چاه A دو روند شکستگی نمایان می‌شود. شکستگی‌های قرمز رنگ مجموعه شکستگی‌های NW-SE هستند که به اصطلاح به آن شکستگی‌های عرضی گفته می‌شود و روند دوم آن شکستگی‌های NE-SW که موازی با لایه‌بندی و محور ساختاری هستند که به آنها شکستگی‌های طولی گفته می‌شود (شکل ۴-۴۲).



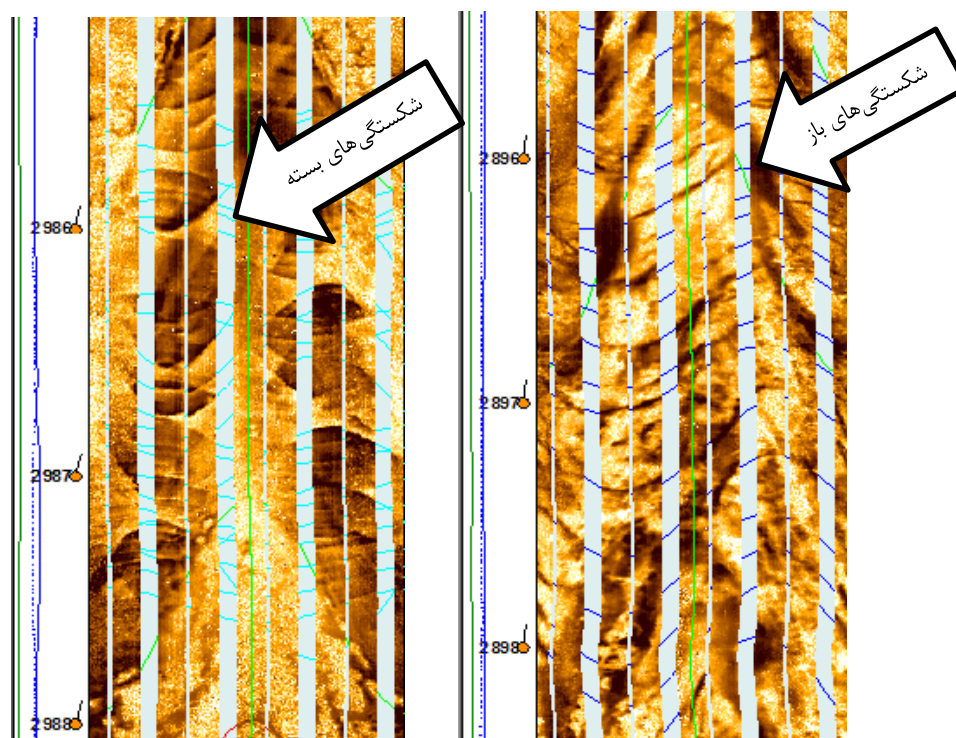
شکل ۴-۴۲: تصویری نمادین از شکستگی‌های به وجود آمده در چاه A

با توجه به شکل ۴-۴۲ می‌توان بیان نمود که شکستگی‌های باز چاه A بصورت طولی و شکستگی‌های بسته در چاه A بصورت طولی و عرضی می‌باشند.

۴-۹- تراکم شکستگی‌ها

منظور از تراکم شکستگی یا شدت شکستگی^۱، تعداد شکستگی‌ها در واحد طول در یک فاصله از ارتفاع مشخص شده، تعریف می‌شود. در شکل (۴-۴۳) نمونه‌ای از تراکم شکستگی‌های باز و بسته در چاه A را به همراه مقاطع عمقی مشخص شده آنها نشان داده است.

¹ Intensity



شکل ۴-۴۳: نمونه‌ای از تراکم شکستگی‌های بسته و باز در مقاطع عمقی مورد نظر در چاه A

همانطور که در شکل (۴-۴۳) مشاهده می‌شود تعداد ۲۴ شکستگی بسته در مقطع عمقی ۲۹۶۴ تا ۲۹۶۸ دیده می‌شود و همچنین قسمت‌هایی از این چاه از قبیل مقاطع عمقی ۲۸۹۵-۲۹۰۰ و ۲۹۶۰-۲۹۶۵ و.... هیچ گونه شکستگی مشاهده نمی‌شود.

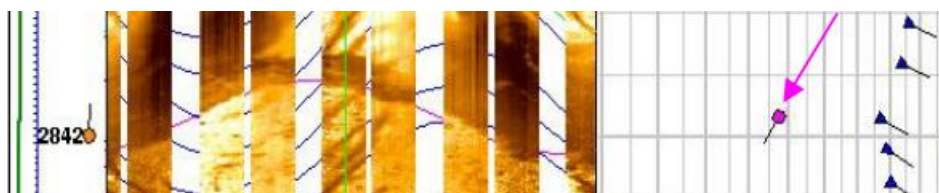
۴-۱۰- تجزیه و تحلیل گسل‌های سازند عرب بالایی چاه A و B

گسل‌ها عوارضی مثل شکستگی‌ها هستند، با این تفاوت که میزان جابجایی صفحات در گسل‌ها بیشتر است (Serra, 1989; Serra and Serra, 2004). اختلاف در عمق یک تصویر مشابه در دو طرف یک سطح مایل می‌تواند نشان دهنده وجود گسل باشد و به همین دلیل تغییرات ناگهانی شیب بین دو سری تصویر می‌تواند یک گسل باشد. برای تعیین کیفیت تشخیص گسل، از نشانگرهای کلیدی که نشانگرهای قوی (درجه ۱) و نشانگرهای ضعیف (درجه ۲) نامیده می‌شوند، استفاده می‌گردد (جدول ۴-۳).

جدول ۳-۴: نشانگرهای تشخیص گسل (Shamsnia and Tamimi, 2001).

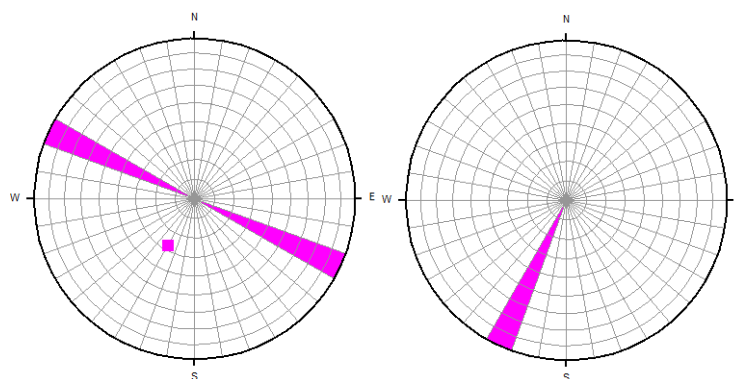
نشانگرهای درجه ۲	نشانگرهای درجه ۱
تجمع شکستگی‌ها تبلور بلور مجدد چینه‌های کششی یا تغییر حالت کمتر از ۲۰ متر جهت امتداد مطابق با روند منطقه‌ای برشی شدن و یا ناحیه‌ای از شیب‌های بی نظم ریزش دیواره و یا آنومالی‌های انحراف گمانه توسعه و یا خاتمه ناگهانی ریختگی‌های گمانه آنومالی‌ها و یا پروفایل قطع شده از منحنی‌های لاگ تجمع حفرات یا دیگر عوارض انحلالی تغییرات ضخامت بستر نزدیک به گسل تغییرات ناگهانی در جهت گیری شکستگی‌ها دهانه یا تخلخل محاسبه شده خیلی بالا	صفحه گسل واضح، قطع کننده ساختارها یا بافت‌های رسوبی زاویه صفحه‌ای زیاد بین انواع سنگ‌ها جابجایی لایه‌های رسوبی تجمع زیاد انواع شکستگی‌ها به صورت خوشه‌ای تغییرات شیب ساختمانی نبود یا تکرار مقاطع در ستون چینه‌شناسی چینه‌های کششی یا تغییر حالت بیشتر از ۲۰ متر وجود ناپیوستگی‌ها تغییرات ناگهانی در توزیع تنش افقی اطراف چاه

شکل (۴-۴۴) گسل احتمالی موجود در سازند عرب بالایی چاه A را به همراه مقطع عمقی مشخص شده نشان می‌دهد. یکی از دلایل و نشانگرهای درجه اول را می‌توان تغییر رنگ و جابجایی که در لایه‌ها ایجاد شده است نام برد و تجمع شکستگی در آن مقطع عمقی را به عنوان نشانگر درجه دوم دانست.



شکل ۴-۴۴: نمایش نمونه گسل احتمالی مشاهده شده در سازند عرب بالایی چاه A

شکل (۴-۴۵) هندسه گسل موجود در سازند سورمه فوقانی (بخش عرب بالایی) چاه A را با جهت شیب S25W و امتداد N65W-S65E نشان می‌دهد. با توجه به تحت فشار بودن منطقه زاگرس و تکتونیک آن و همینطور شیب کم گسل می‌توان بیان نمود که احتمالاً نوع گسل در چاه A، از نوع گسل معکوس می‌باشد.



شکل ۴-۴۵: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب گسل مشاهده شده در بخش U3 از سازند عرب بالایی چاه A

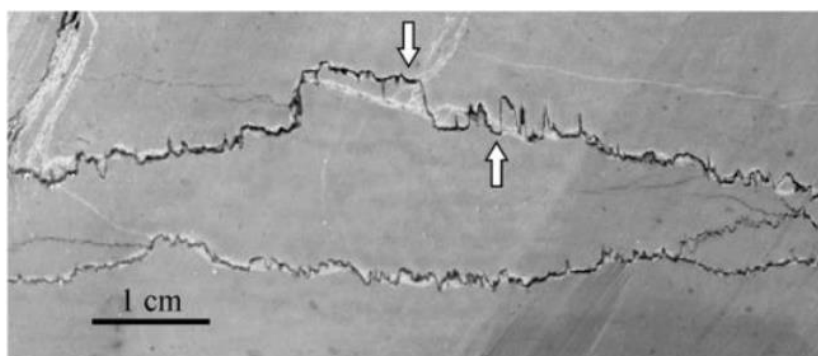
۴-۱۱-استیلولیت‌ها^۱

استیلولیت یک پدیده دیاژنتیک معمول در سنگ‌های آهکی و دولومیتی و ماسه سنگ‌ها است. به طور کلی استیلولیت‌ها به عنوان سطوحی انفصالی و بی قاعده هستند که بین دو قطعه سنگ به وجود می‌آیند. در امتداد این سطح زیگزاگ دو قطعه سنگ در هم فرو رفته و یا در هم قفل شده‌اند و به این سطح استیلولیت می‌گویند. در سطح استیلولیت‌ها مواد غیر محلول به صورت رگه متمرکز شده‌اند. این مواد غیر محلول عموماً ریزدانه و تیره رنگ می‌باشند و در امتداد سطح استیلولیت حالت تورق را القاء می‌نمایند. به همین علت استیلولیت‌ها بعنوان سطوح انفصال در تراوایی سنگ مخزن عمل می‌نمایند (ملایوسفی، ۱۳۸۸). استیلولیت‌ها می‌توانند از جنبه‌های مختلف مورد بررسی قرار گیرند:

- از این سطوح می‌توان در تعیین جهت محورهای استرس و بعنوان ابزاری برای مطالعات تنش دیرین و مکانسیم‌های دگرریختی استفاده کرد.
- استیلولیت‌ها از دیدگاه کیفیت مخزنی نیز حائز اهمیت هستند. شکل‌گیری استیلولیت‌ها به دلیل انحلال فشاری است که طی این پدیده، مقداری از مواد حل و از سیستم خارج شده و در مکانی دیگر بصورت سیمان مجدداً ته‌نشین می‌شوند. بنابراین به کمک این ساختار می‌توان ضخامتی را که در طی انحلال فشاری کم شده محاسبه کرد. همچنین به دلیل تجمع مواد نامحلول در سطوح استیلولیت، این سطوح می‌تواند به عنوان سدهای تراوایی عمل کنند (رضایی، ۱۳۸۰).

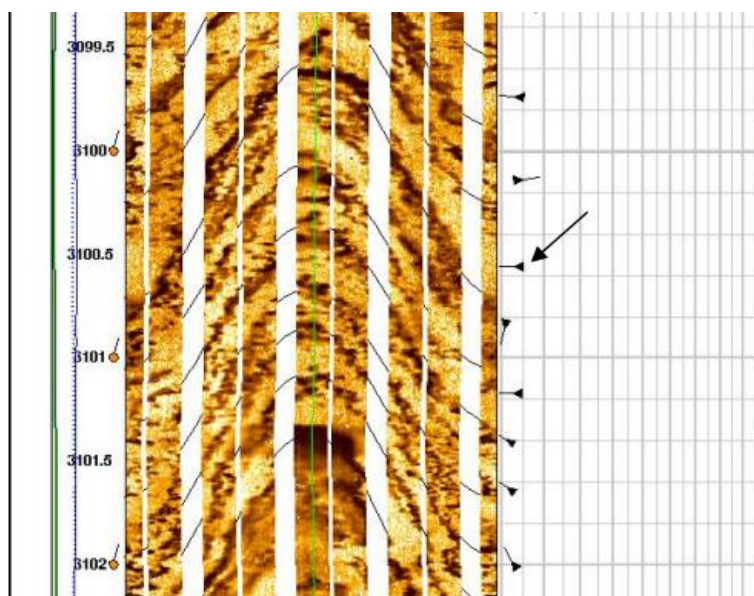
¹ Stylolites

در شکل (۴-۴۶) نمونه‌ای از استیلولیت‌ها در سنگ نشان داده شده است.



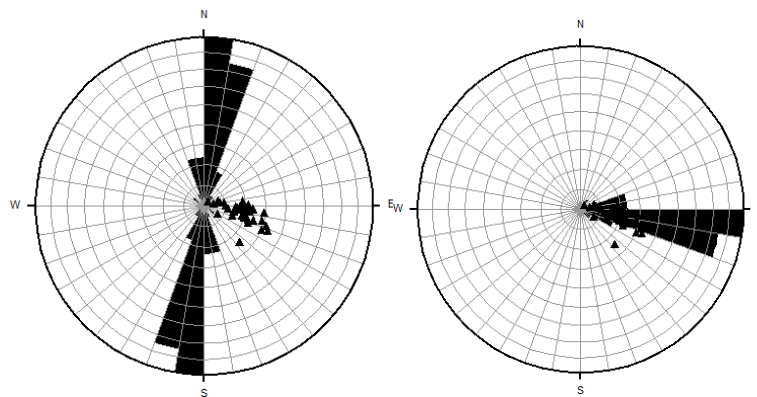
شکل ۴-۴۶: نمایش نمونه‌ای از استیلولیت‌ها در مغزه (Ebner, 2009)

شکل (۴-۴۷) نمایش نمونه‌ای از استیلولیت‌ها در چاه A را در مقطع عمقی مشخص شده در نگار FMI نشان می‌دهد. بصورتی که در نگار تصویری FMI مشاهده می‌شود که استیلولیت‌ها بصورت منحنی‌های زیگزاگی و ناپیوسته قرار گرفته‌اند.



شکل ۴-۴۷: نمایش نمونه‌ای از استیلولیت‌ها در سازند عرب بالایی چاه A

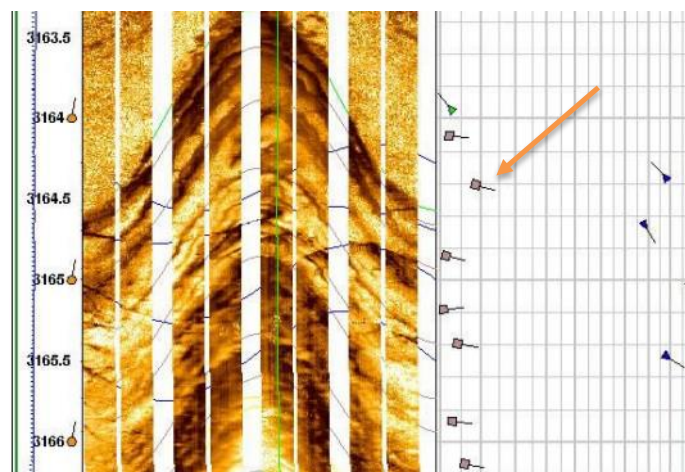
شکل (۴-۴۸) امتداد و جهت شیب استیلولیت‌های مشاهده شده در چاه A و چاه B را نشان می‌دهد. در این شکل مقدار شیب استیلولیت‌ها بین ۱ تا ۳۰ درجه با جهت شیب S80E و امتداد N10E-S10W می‌باشد.



شکل ۴-۴۸: نمودار گسرخشی امتداد و جهت شیب استیلولیت‌های مشاهده شده در سازند عرب بالایی از چاه A

۴-۱۲- لامیناسیون^۱

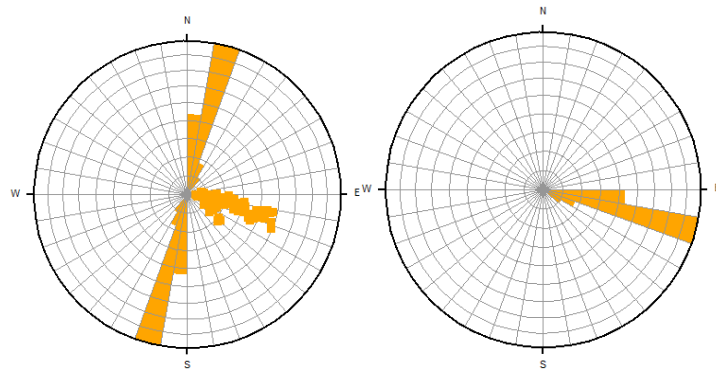
این صور کم و بیش مسطح بوده و با مرز لایه‌بندی موازی هستند. گسترش جانبی آنان مانند لایه‌ای است که در آن به وجود آمده‌اند (شکل ۴-۴۹). این صور حفره را قطع کرده و بر روی هر یک از بالشتک‌ها دیده می‌شوند. لامیناسیون منعکس کننده محیط بسیار آرام است و بیانگر تراوایی غیریکنواخت است. از لامیناسیون می‌توان در تعیین شیب ساختاری نیز استفاده نمود (ملایوسفی، ۱۳۸۸).



شکل ۴-۴۹: نمایش نمونه‌ای از لامیناسیون‌های مشاهده شده در بخش U7 از چاه A

همانطور که در شکل (۴-۵۰) مشاهده می‌شود جهت شیب و امتداد لامیناسیون‌ها در چاه A را نشان می‌دهد. در این شکل مقدار شیب لامیناسیون‌ها بین ۱ تا ۵۰ درجه با جهت شیب S80E و امتداد N10E-S10W که مشابه لایه‌بندی به دست آمده می‌باشد.

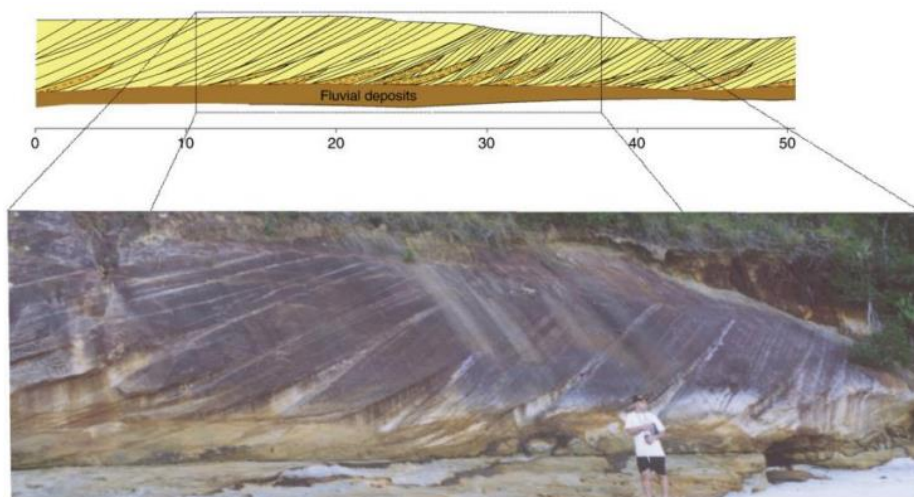
¹ Laminations



شکل ۴-۵۰: نمودار گلسرخی امتداد، جهت شیب لامیناسیون‌های مشاهده شده در چاه A

۴-۱۳- لایه بندی متقاطع^۱ (لایه بندی مورب)

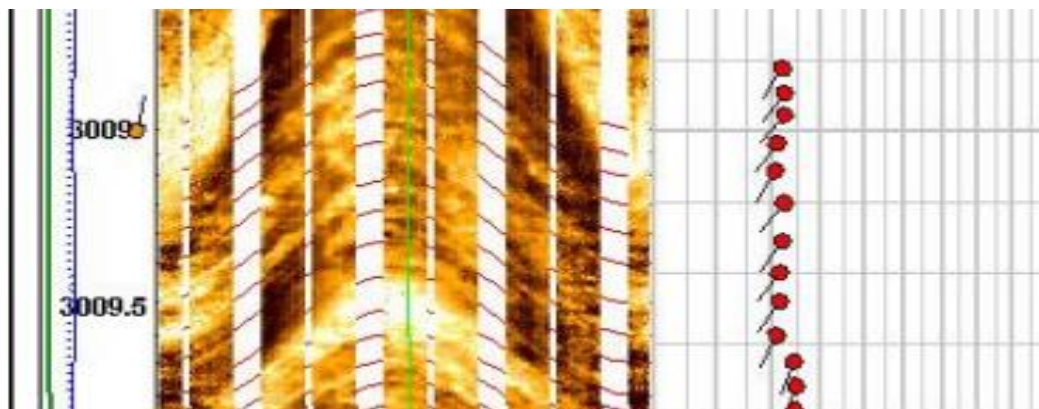
طبقه‌بندی مورب به نوعی ساختار لایه‌ای گفته می‌شود که حاصل از نهشته شدن لایه‌های مورب بر روی سطح شیبدار باشد. لایه‌بندی مورب یک نوع چینه‌بندی با مقیاس کوچکتر است که غالباً ضخامت آنها کم است و نسبت به طبقه‌بندی اصلی به حالت متقاطع قرار گرفته‌اند. به این نوع چینه‌بندی چلیپایی هم گفته می‌شود. طبقه‌بندی مورب فراوانترین و معمولترین نوع ساختمان‌های رسوبی در طبیعت است. ضخامت طبقه‌بندی مورب ممکن است از چند میلیمتر تا ده‌ها متر متغیر باشد. از این نوع ساختار رسوبی برای پی بردن به جهت جریان‌های قدیمی در محیط‌های رسوبگذاری استفاده می‌گردد (کرم‌پور، ۱۳۹۴: ملایوسفی، ۱۳۸۸). در شکل (۴-۵۱) نمونه‌ای از شمای لایه‌بندی مورب آورده شده است.



شکل ۴-۵۱: تصویر نمونه‌ای از لایه‌بندی مورب (Scherer, 2010)

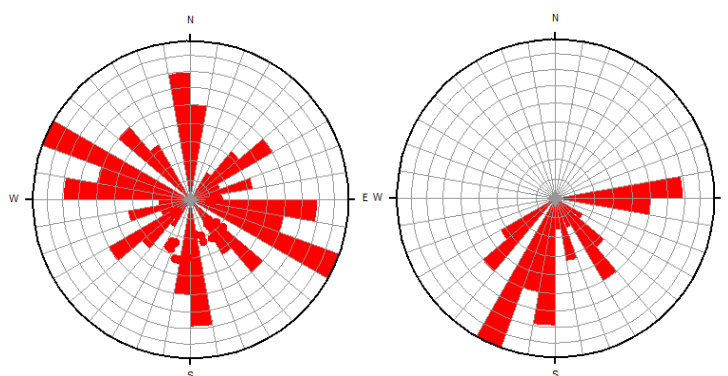
¹ Cross bedding

شکل (۴-۵۲) نمونه‌ای از لایه‌بندی‌های مورب در مقطع عمقی ۳۰۰۹ متری در چاه A را نشان می‌دهد.



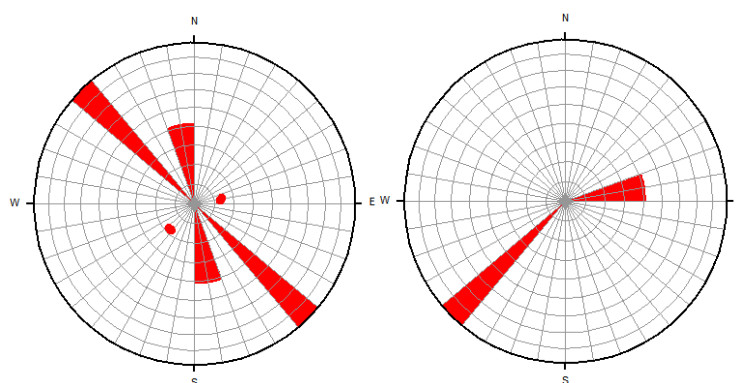
شکل ۴-۵۲: نمایش نمونه‌ای از لایه‌بندی‌های متقاطع در چاه A

شکل (۴-۵۳) جهت شیب و امتداد لایه‌بندی‌های متقاطع در سازند سورمه فوقانی (بخش عرب بالایی) از چاه A را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۵۳: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی‌های متقاطع در سازند عرب بالایی از چاه A

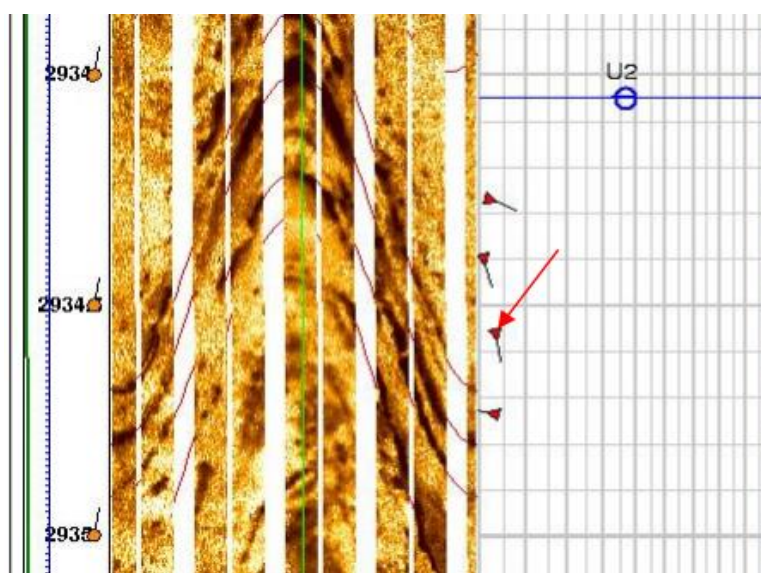
شکل (۴-۵۴) جهت شیب و امتداد لایه‌بندی‌های متقاطع در سازند سورمه فوقانی (بخش عرب بالایی) از چاه B را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۵۴: نمودار گلسرخی امتداد و جهت شیب لایه‌بندی‌های متقاطع در سازند عرب بالایی از چاه B

۴-۱۴- لایینه‌های رسانا^۱

پدیده‌های نازکی هستند که از کانی‌های رسانا تشکیل شده‌اند و مقاومت الکتریکی کمی از خود نشان داده و در نتیجه تغییر ناگهانی محیط رسوبگذاری و تغییر در انرژی محیط ایجاد می‌شوند. این ساختار کم و بیش مسطح بوده و با ساختار لایه‌بندی موازی‌اند. گسترش جانبی‌ها آن مانند لایه‌های مجزا به نظر می‌رسد که بر روی همه پدها دیده می‌شود، که معمولاً منعکس‌کننده محیطی بسیار کم انرژی بوده و بیانگر تراوایی غیریکنواخت هستند و همچنین از آنها در تعیین شیب ساختارها نیز استفاده می‌شود (قنواتی، ۱۳۸۲). شکل (۴-۵۵) نمونه‌ای از لایه‌های رسانا در مقطع عمقی مشخص شده را در چاه A نشان می‌دهد.



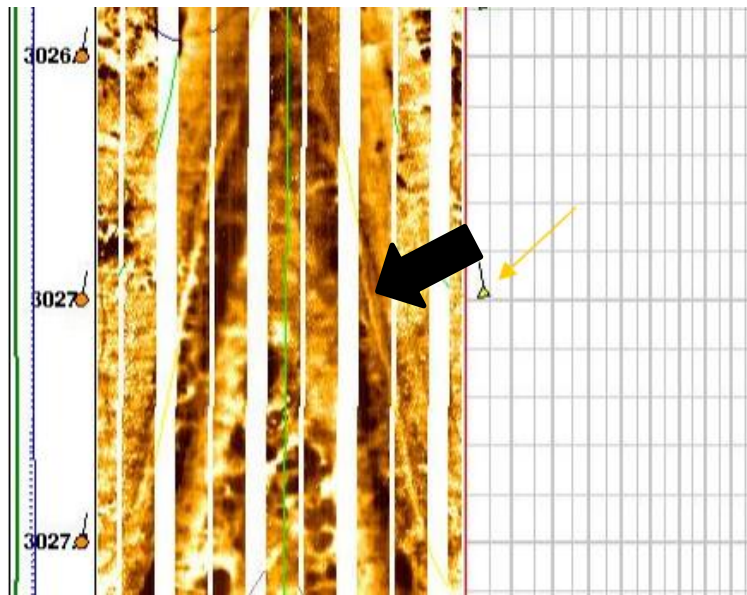
شکل ۴-۵۵: نمایش نمونه‌ای از لایه‌های رسانا در چاه A

۴-۱۵- باندهای متراکم^۲

پدیده‌های نازک متراکم شده سیمانی نارسانا و معمولاً جنس از انیدریت هستند (ملایوسفی، ۱۳۸۸). شکل (۴-۵۶) نمونه‌ای از باندهای متراکم را در چاه A نشان می‌دهد.

¹ Conductive seams

² Dense Streaks



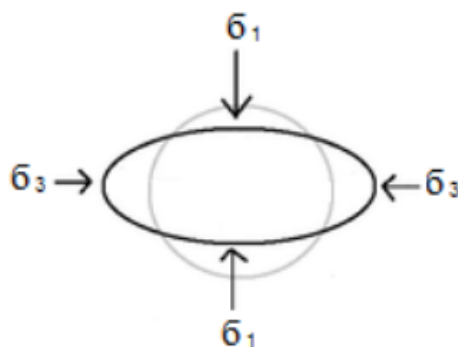
شکل ۴-۵۶: نمایش نمونه‌ای از باندهای متراکم چاه A

۴-۱۶- تعیین جهت تنش‌های برجا

در تعیین جهت تنش‌های افقی در اعماق چاه از پدیده‌های مختلف زمین‌شناسی همچون استیلولیت‌ها، ریزش درون‌چاهی، شکستگی‌های برشی و شکستگی‌های حاصل از حفاری می‌توان استفاده نمود. در این پژوهش از شکستگی‌های حاصل از حفاری و ریزش‌های درون‌چاهی جهت تعیین تنش‌ها استفاده گردید.

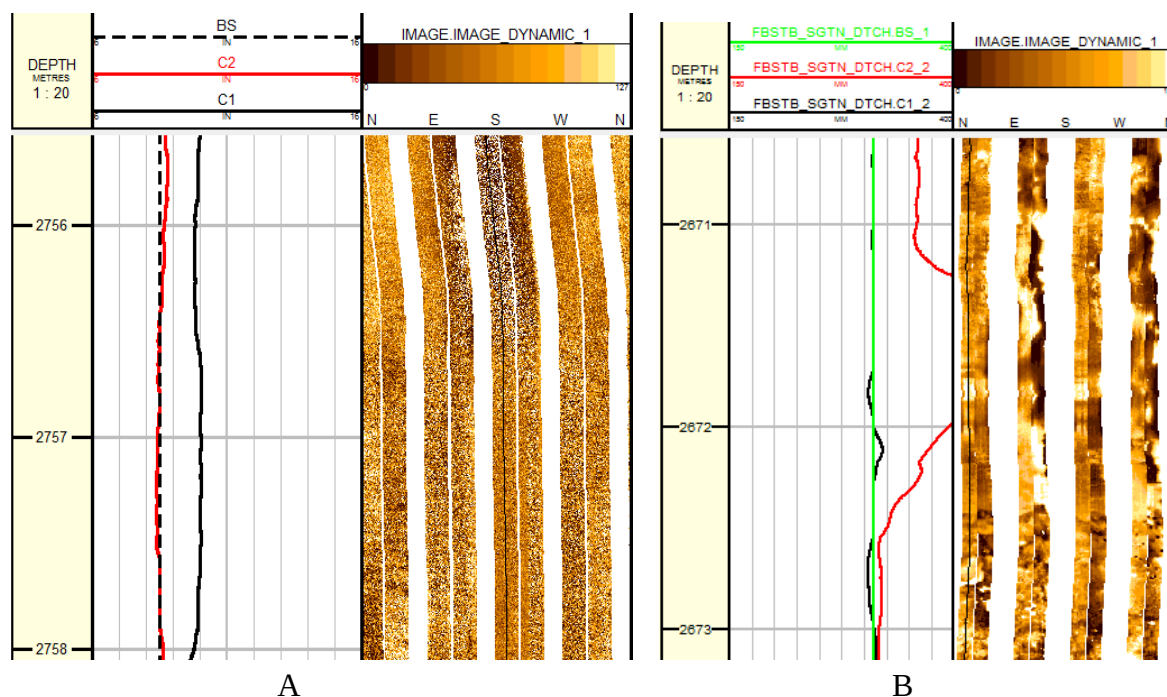
۴-۱۶-۱- شکستگی‌های برشی ناشی از حفاری

هنگامی که اختلاف تنش‌های افقی وارد بر چاه زیاد شود، چنانچه سازند خصوصیت پلاستیکی قوی داشته باشد چاه دچار پدیده بیضوی شدن خواهد شد (شکل ۴-۵۷). به عبارت دیگر دچار افزایش قطر در یک جهت و کاهش قطر در جهت دیگر می‌شود.



شکل ۴-۵۷: تغییر شکل چاه در شرایط خصوصیات پلاستیکی قوی (کرم پور، ۱۳۹۴)

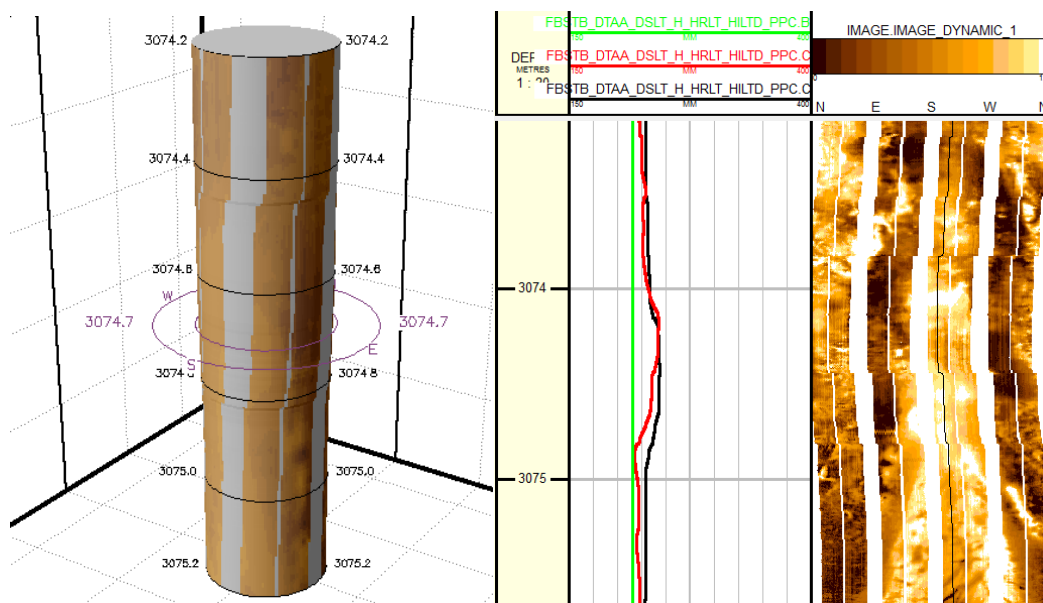
این فشارش در سنگ‌های الاستیک موجب گسیختگی و خردشدگی و به وجود آمدن شکستگی‌های برشی و در نهایت ریزش می‌شود که همان پدیده Borhole Breakout نام دارد. شکستگی‌های برشی ناشی از تنش معروف به ریزش‌های درون‌چاهی هستند. وقوع ریزش‌های درون‌چاهی در بسیاری از چاه‌ها متداول است و اطلاعات گران‌قیمتی از مقدار و جهت تنش را به همراه دارد (Babcock, 1978; Prats, 1981). شکل (۵۸-۴) نمونه‌ای از ریزش درون‌چاهی^۱ در چاه B را به همراه تغییرات نگار کالیپر آن نمایش می‌دهد. همانطور که می‌دانیم نگار کالیپر به منظور اندازه‌گیری قطر دهانه چاه مورد استفاده قرار می‌گیرد به‌طوری که در نگار کالیپر زمانی که در یک عمق مشخص افزایش شارپ دیده می‌شود نشان‌دهنده شکستگی‌های ناشی از حفاری می‌باشد. ریزش‌های درون‌چاهی و شکستگی‌های القائی حاصل از حفاری در چاه به دلیل تجمع تنش در دیواره رخ می‌دهند و به خارج از دیواره راه نمی‌یابند.



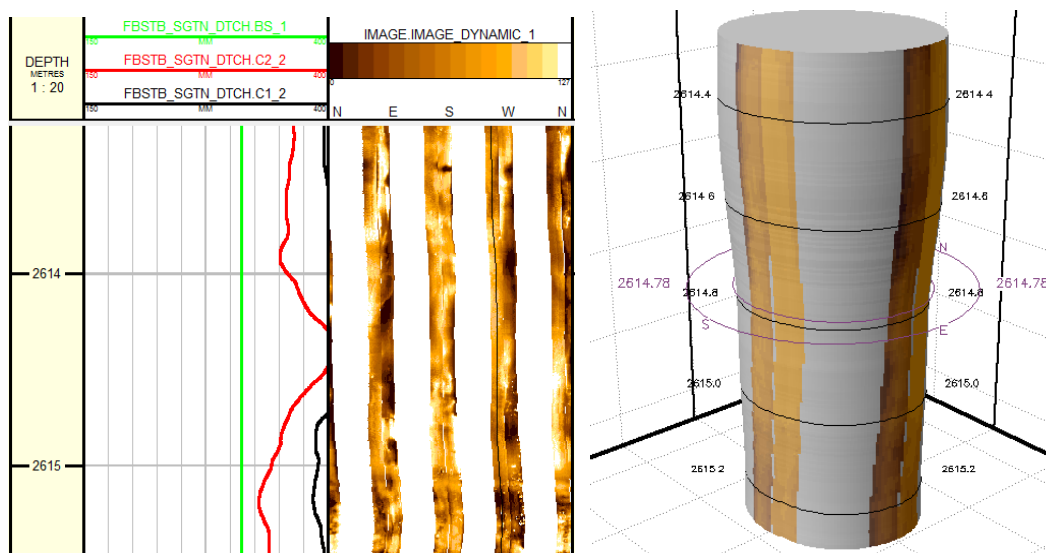
شکل ۵۸-۴: نمونه‌ای از Breakout مشاهده شده در چاه A و B

شکل (۵۹-۴) و شکل (۶۰-۴) نمونه از Washout رو به همراه تغییرات آن به صورت سه‌بعدی در چاه A و چاه B نشان می‌دهد.

^۱ Breakouts



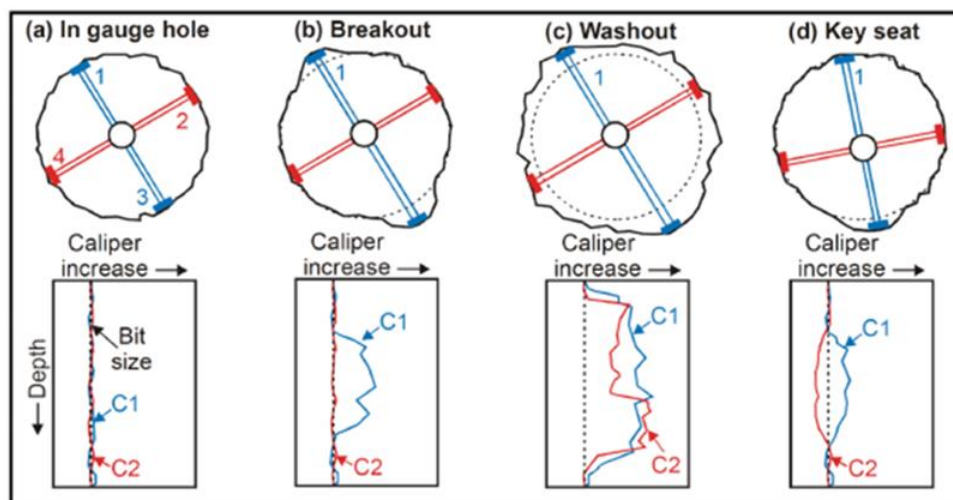
شکل ۴-۵۹: نمونه‌ای از نمایش Washout به صورت سه‌بعدی و نمایش کالیپر لاگ در چاه A



شکل ۴-۶۰: نمونه‌ای از نمایش Washout به صورت سه‌بعدی و نمایش کالیپر لاگ در چاه B

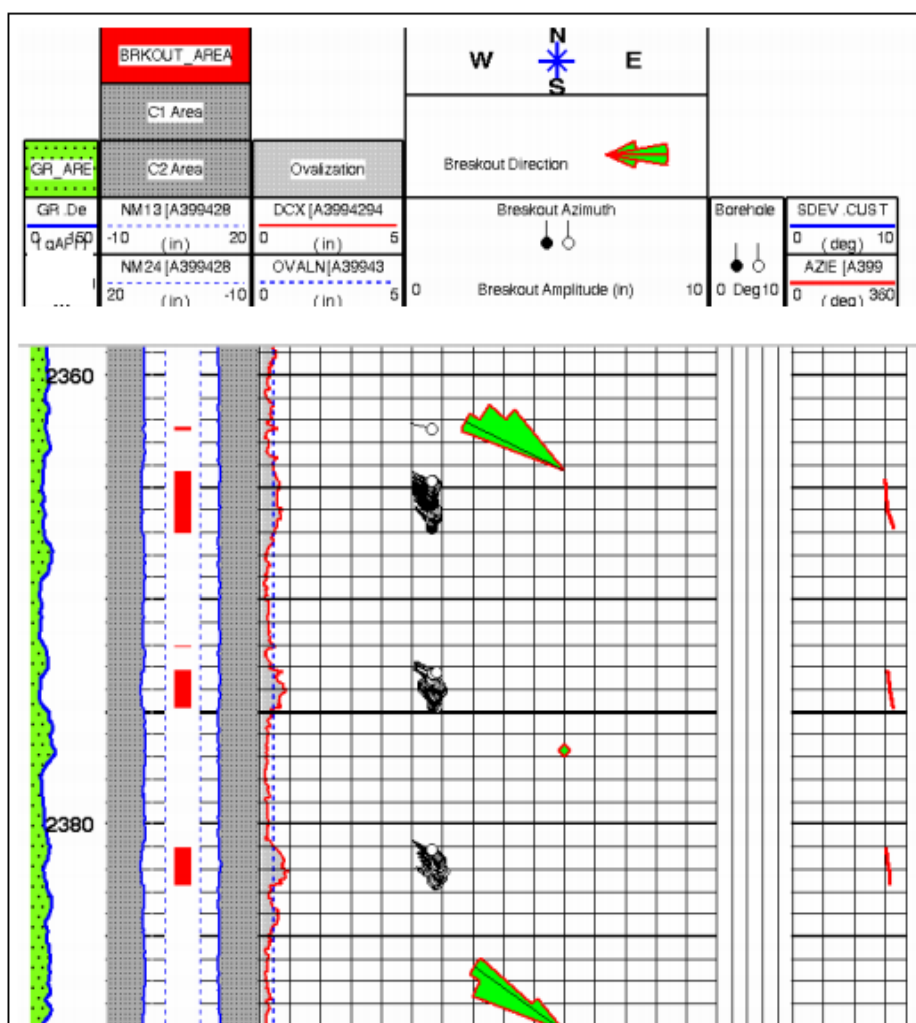
همانگونه که در شکل (۴-۶۱) مشاهده می‌گردد سه پدیده مختلف توسط تغییر در کالیپرهای قابل شناسایی است که ریزش‌های درون‌چاهی یکی از این موارد است. در شکل (۴-۶۱(a)) تصویر یک چاه بدون ریزش دیده می‌شود و در زیر آن تغییرات کالیپرهای نشان داده شده است و به همین صورت شکل (۴-۶۱(b)) یک ریزش درون‌چاهی و تغییرات کالیپر آن و در شکل (۴-۶۱(c)) تصویری از انحلال و در شکل (۴-۶۱(d)) ریزش نقطه‌ای^۱ در دیواره چاه را نشان داده‌است (Reinecker et al., 2003).

^۱ Key seat



شکل ۴-۶۱: انواع حالات تخریب دیواره چاه و نحوه تشخیص آنها (Reinecker, 2003)

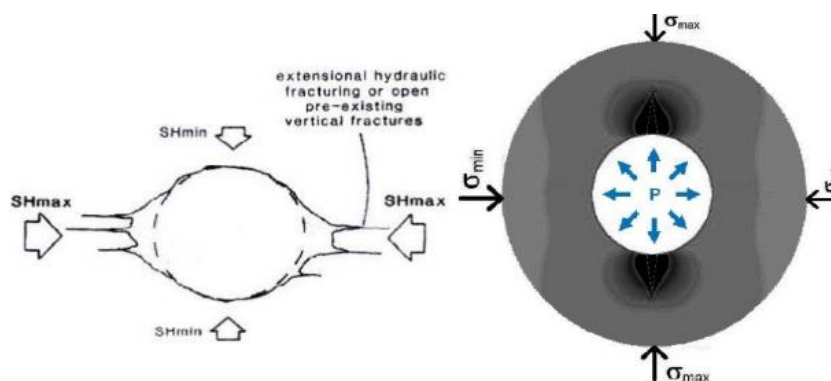
شکل (۴-۶۲) نمایش امتداد ریزش‌های درون‌چاهی با روند N45W-S45E در چاه B را نشان می‌دهد.



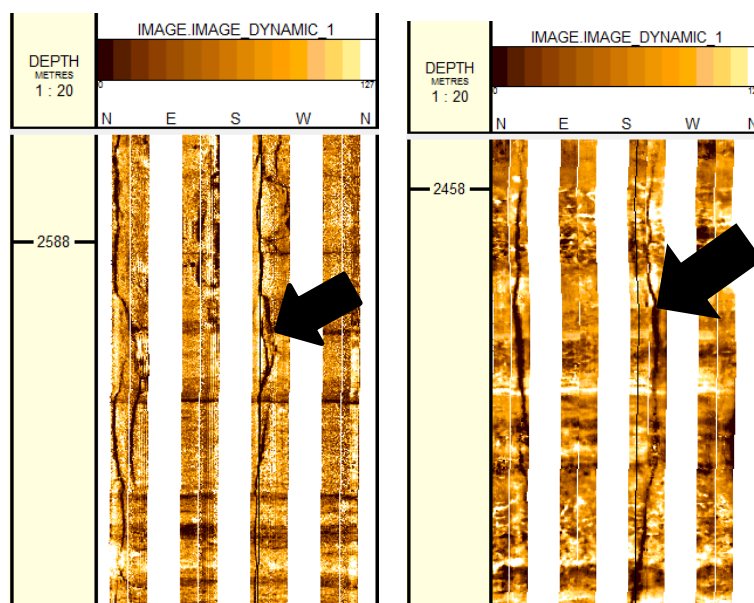
شکل ۴-۶۲: نمایش جهت ریزش‌های درون‌چاهی در چاه B

۴-۱۶-۲- شکستگی‌های کششی ناشی از حفاری

هنگامی که وزن گل حفاری بالا می‌رود به میزانی که برهم‌کنش نیرو به گونه‌ای باشد که علاوه بر فائق آمدن بر حداقل نیروی افقی در خلاف جهت آن نیرو به دیواره به میزانی بیشتر از تنش کششی سنگ فراتر رود شکستگی کششی رخ می‌دهد (شکل ۴-۶۳) (کرم‌پور، ۱۳۹۴). شکستگی‌های کششی ناشی از حفاری یکی از پدیده‌های مرسوم ژئومکانیکی است که در چاه‌ها اتفاق می‌افتد، این شکستگی‌هایی موازی با جهت حداکثر تنش در منطقه پدید می‌آیند (Bell, 1996).

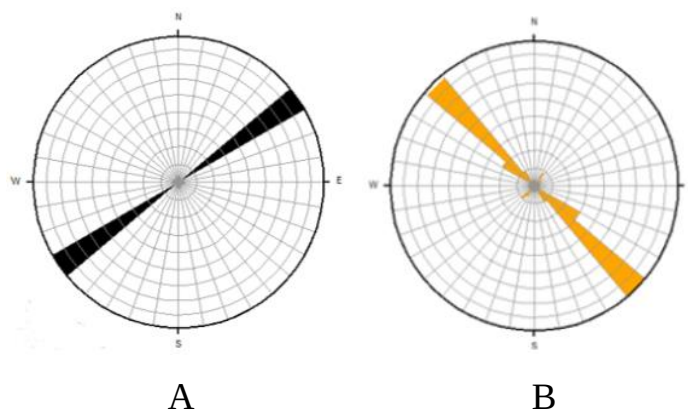


شکل ۴-۶۳ نواحی مستعد شکستگی القایی ناشی از حفاری با توجه به جهت تنش‌های برجا (Hillis, 1992)
 شکل (۴-۶۴) نمونه‌ای از شکستگی‌های حاصل از عملیات حفاری که به صورت خطوط عمودی در عمق ۲۴۵۸ متری و ۲۵۸۸ متری مشاهده می‌شود را نشان می‌دهد.



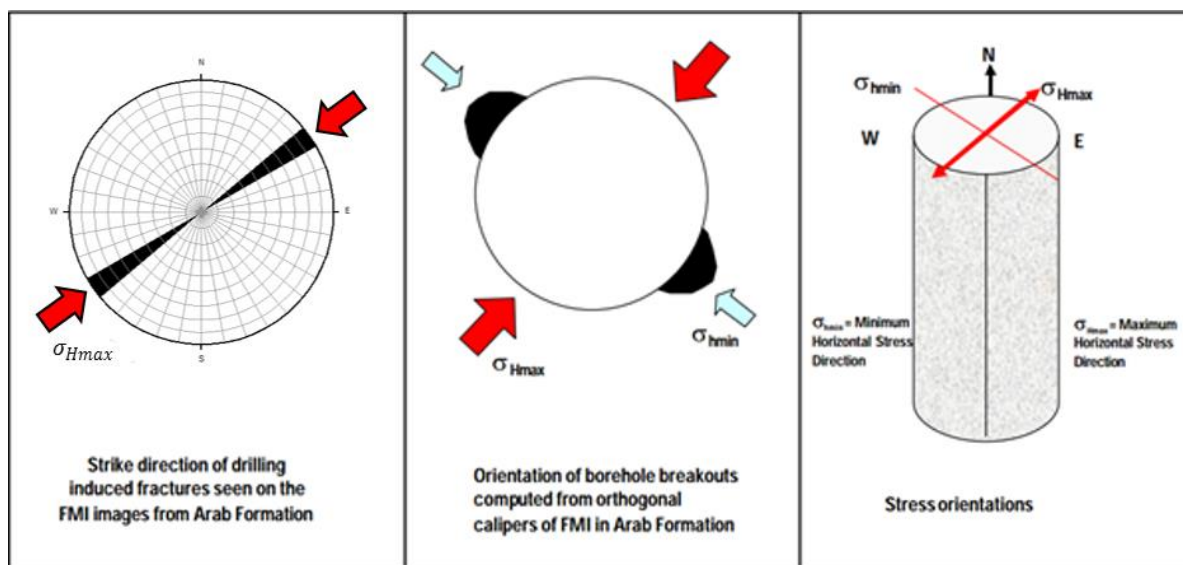
شکل ۴-۶۴: نمایش شکستگی القایی در چاه B

امتداد شکستگی‌های القایی در چاه B برابر با N55E-S55W و امتداد ریزش‌های درون چاهی در چاه B بصورت N45W-S45E می‌باشد که در شکل (۴-۶۵) نشان داده شده است.



شکل ۴-۶۵: نمودار گلسرخی شکستگی‌های القایی و ریزش‌های درون چاهی در چاه B. A) امتداد شکستگی‌های القایی از چاه B. B) امتداد ریزش‌های درون چاهی از چاه B.

از آنجایی که صفحه شکستگی‌های القایی عمود بر محور تنش حداقل و Breakout ها عمود بر محور تنش حداکثر تشکیل می‌شوند با توجه به شکل (۴-۶۶) که امتداد شکستگی‌های القایی موجود در چاه B به صورت N55E-S55W در جهت حداکثر تنش‌های افقی است و می‌توان نتیجه گرفت که شکستگی‌های بریک اوت در جهت حداقل تنش‌های افقی موجود در این چاه به صورت N45W-S45E می‌باشد.



شکل ۴-۶۶: جهت گیری تنش ها بر اساس جهت ریزش چاه و شکستگی های القائی. الف) نمایش جهت شکستگی های

القائی. ب) جهت گیری ریزش های دیواره چاه. ج) جهت گیری تنش ها.

در پروژه نقشه جهانی تنش درجه کیفیت با توجه به معیارهای آورده شده در جدول (۴-۴) برای هر چاه مشخص می شود.

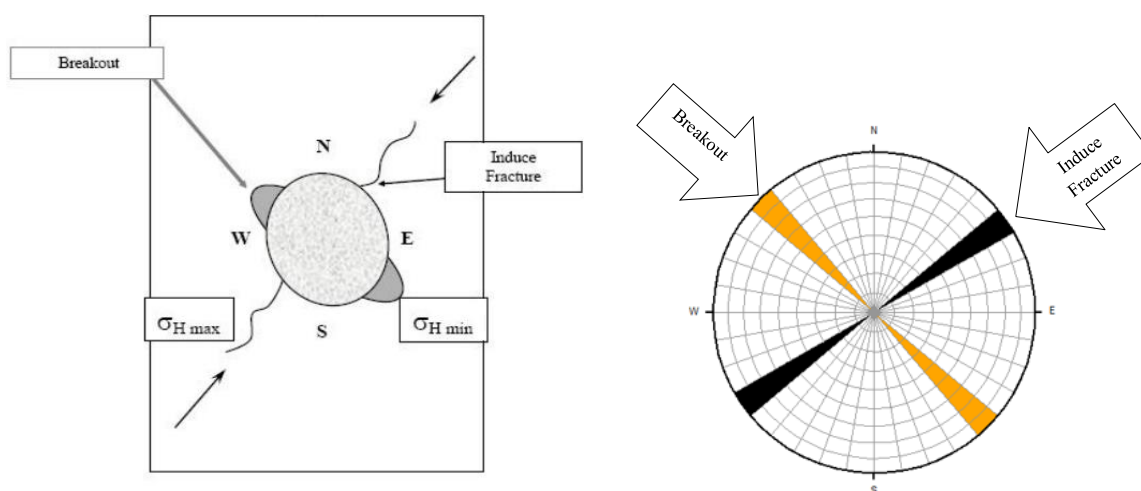
جدول ۴-۴: معیارهای تعیین کیفیت جهت تنش ها از داده های ریزش های درون چاهی (Tingay, 2008).

کیفیت - E	کیفیت - D	کیفیت - C	کیفیت - B	کیفیت - A
چاه بدون ریزش	کمتر از ۴ ریزش مجزا یا	بیشتر یا مساوی ۴ ریزش	بیشتر یا مساوی ۶ ریزش	بیشتر یا مساوی ۱۰ ریزش
درون چاهی قابل اعتماد یا	مجموع طول ریزش کمتر از	مجزا	مجزا	مجزا
انحراف استاندارد بیشتر از	۲۰ متر	مجموع طول ریزش بیشتر یا	مجموع طول ریزش بیشتر یا	مجموع طول ریزش بیشتر یا
۴۰		مساوی ۲۰ متر	مساوی ۴۰ متر	مساوی ۱۰۰ متر
	انحراف استاندارد کمتر از	انحراف استاندارد کمتر از	انحراف استاندارد کمتر از	انحراف استاندارد کمتر از
	۴۰	۲۵	۲۰	۱۲

با توجه به جدول (۴-۸) و نتایج به دست آمده چاه B دارای کیفیت D است.

شکل (۴-۶۷) جهت تنش های وارد بر زاگرس را نشان می دهد که می توان میزان تطبیق جهت تنش های

به دست آمده و جهت تنش های زاگرس را تعیین کرد.



شکل ۴-۶۷: جهت تنش اصلی وارد بر زاگرس از طریق صفحه عربستان به همراه جهت تنش به دست آمده از این

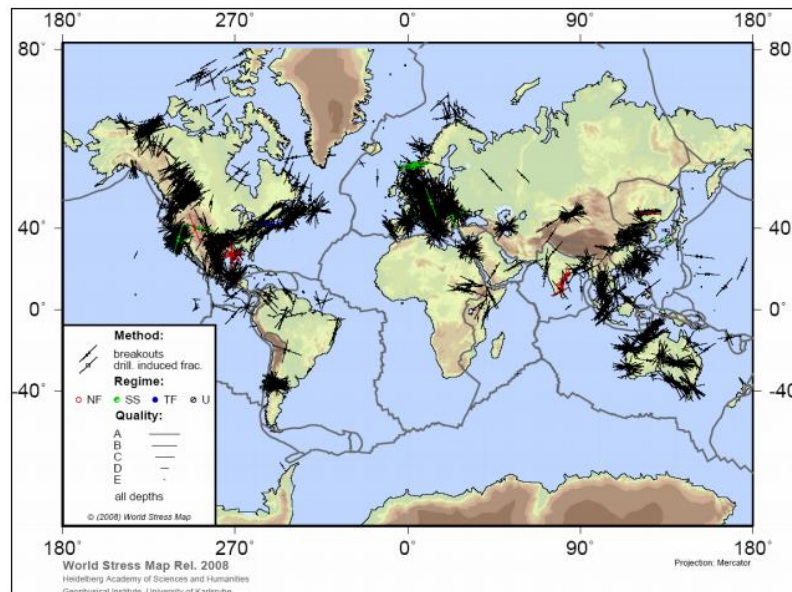
پژوهش

شکل (۴-۶۸) عکس منتشر شده از نقشه جهانی تنش های حداکثر حاصل از مطالعه ریختگی و شکستگی

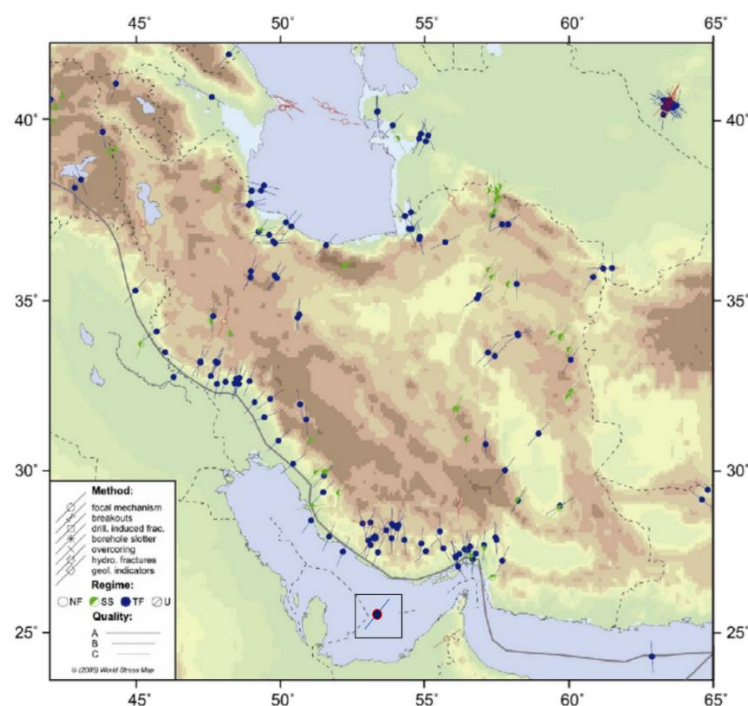
دیواره چاه تا سال ۲۰۰۸ را نشان می دهد. همانطور که در شکل نشان داده شده است آشفته گی تنش در

بخش جنوبی ایران بالا بوده و عمده اطلاعات موجود نیز در بخش خشکی بوده و اطلاعات کمی از بخش دریایی آن موجود می‌باشد. نتایج این پژوهش و پژوهش‌های مشابه در منطقه خلیج فارس می‌توانند در فهم بهتر وضعیت تنش در این منطقه و کامل‌تر نمودن نقشه تنش ایران، مفید واقع گردند.

در شکل (۴-۶۹) دیده می‌شود که جهت تنش محاسبه شده با جهت تنش‌های زاگرس مطابقت دارد و از رژیم تنش زاگرس پیروی می‌کند و ما در این تصویر تنش حاصل شده از این پژوهش را اضافه کردیم.



شکل ۴-۶۸: نقشه جهانی تنش ارائه شده در سال ۲۰۰۸ (Heidbach, 2008)



شکل ۴-۶۹: نقشه تنش‌های ایران (Yaghoubi, 2009)

فصل پنجم

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

۵-۱- نتیجه گیری

ساختار تکتونیکی نقش بسیار مهمی در تشکیل و پراکندگی بسیاری از منابع زیرزمینی نظیر ذخایر هیدروکربوری و کانسارهای معدنی دارد. مطالعه تکتونیکی زیرسطحی به دلیل عدم دسترسی به شرایط زیرسطحی به مراتب مشکل تر از مطالعات سطحی است. با توجه به اهمیت مطالعات تکتونیکی زیرسطحی در چند دهه اخیر روش‌های زیادی توسعه یافته‌اند که استفاده از لاگ‌های تصویری از جمله آنهاست. در این پژوهش وضعیت شکستگی‌ها و لایه‌بندی‌ها و تنش‌های برجا در یکی از میادین نفتی خلیج فارس واقع در سازند سورمه فوقانی (بخش عرب بالایی) با استفاده از لاگ تصویری FMI مورد مطالعه قرار گرفت و نتایج زیر بدست آمد:

۱. سازند عرب بالایی در چاه A با جهت شیب S80E و امتداد لایه‌بندی N10E-S10W و سازند عرب بالایی در چاه B با جهت شیب N25W و امتداد لایه‌بندی N65E-S65W می‌باشد.
۲. با توجه به میانگین شیب لایه‌بندی‌های چاه A که حدود ۳۰ درجه می‌باشد، می‌توان بیان نمود چاه A در یال جنوبی در محدوده گذر از راس با یال و با توجه به امتداد لایه‌بندی و امتداد گزارش شده برای تاق‌دیس، در بخش شمال شرقی دماغه قرار دارد. با توجه به جهت شیب کم لایه‌بندی‌های چاه B که حدود ۸ درجه و امتداد تاق‌دیس که بصورت شمال شرقی - جنوب غربی می‌باشد، می‌توان نتیجه گرفت که این چاه در بخش شمال تاق‌دیس بوده و نزدیک به راس تاق‌دیس حفاری شده است.
۳. شکستگی‌های باز در سازند عرب بالایی از چاه A با جهت شیب N30W و امتداد N60E-S60W می‌باشد که نشان‌دهنده شکستگی‌های طولی‌اند.
۴. شکستگی‌های بسته در سازند عرب بالایی از چاه A با جهت شیب N40W و S45W و امتداد N45W-S45E و N50E-S50W می‌باشند که نشان‌دهنده شکستگی‌های طولی و عرضی‌اند.

۵. گسل مشاهده شده در چاه A دارای جهت شیب S25W و امتداد N65W-S65E می باشد که می توان آن را از نوع گسل معکوس دانست.
۶. تعدا ۴ شکستگی القائی کششی در کل چاه B مشاهده گردید که ۲ شکستگی آن مربوط به سازند عرب بالایی با امتداد N55E-S55W موازی با جهت حداکثر تنش افقی می باشد و امتداد ریزش های درون چاهی به صورت N45W-S45E در جهت حداقل تنش های افقی و عمود بر حداکثر تنش ها می باشد.
۷. دلایل احتمالی عدم وجود شکستگی در چاه B (عدم وجود نگارهای پتروفیزیکی جهت تفسیر لیتولوژی در چاه B) را می توان انیدریتی بودن آن چاه (انیدریت یک سازند شکل پذیر است که تحت تنش های همه جانبه نمی شکند) دانست.
۸. زون های خردشده را می توان به عنوان زون های کلیدی در تراوایی مخزن دانست که در این پژوهش در بازه های عمقی ۲۲۸۰-۲۲۸۵ و ۲۸۹۵-۲۹۰۰ و ۲۹۶۰-۲۹۶۵ و ۲۹۷۵-۲۹۸۰ و ۳۰۲۵-۳۰۳۵ و ۳۰۶۰-۳۰۷۰ و ۳۰۷۵-۳۰۸۰ و ۳۰۸۵-۳۰۹۰ و ۳۱۰۵-۳۱۱۰ و ۳۱۶۵-۳۱۷۰ از چاه A قرار دارند.

۵-۲-پیشنهادهات

با توجه به نتایج به دست آمده در این پژوهش می توان به پژوهشگران آتی پیشنهادهای ذیل را ارائه نمود:

۱. استفاده از لاگ های چاه پیمایی دیگر در کنار لاگ تصویری در دقت و تفسیر بهتر ساختارهای داخل و اطراف چاه کمک می کند و نتایج مفیدی را به دست می دهد.
۲. نظر به پیچیدگی سیستم های شکستگی، وجود اطلاعات بیشتر اعم از اطلاعات مغزه و نمودار تصویری دیگر چاه های منطقه ضروری به نظر می رسد.

پیوست ۱

پیوست ۱: نمونه‌ای از عوارض شناسایی شده از چاه A

DEPTH	DIP	AZIMUTH	CATEGURI
2880.282	64.28266	326.1068	Open Fracture
2880.684	87.33387	313.0274	Open Fracture
2881.055	68.19475	328.7641	Open Fracture
2881.192	62.15935	323.4587	Open Fracture
2881.518	60.10126	338.6288	Open Fracture
2881.587	33.97205	98.1311	Bedding
2881.785	58.54804	323.3889	Open Fracture
2882.031	70.83427	326.1592	Open Fracture
2882.195	77.53722	323.1572	Open Fracture
2882.402	64.06503	322.9473	Open Fracture
2882.464	25.98625	93.2087	Bedding
2882.671	64.88795	333.1262	Open Fracture
2883.187	74.93303	203.3334	Closed Fracture
2883.232	72.84148	202.1943	Closed Fracture
2883.301	77.74578	211.1009	Closed Fracture
2883.841	61.14769	357.6079	Open Fracture
2883.912	62.17704	355.7953	Open Fracture
2883.981	61.68959	352.6608	Open Fracture
2884.193	30.32816	94.3263	Bedding
2886.586	38.71424	99.416	Bedding
2887.713	24.42585	93.634	Bedding
2888.364	25.9128	93.4502	Bedding
2889.416	38.61539	100.3249	Bedding
2890.276	85.82264	312.5507	Open Fracture
2893.28	15.39118	98.5834	Bedding
2895.707	7.86935	54.148	Bedding
2896.207	81.92185	147.2379	Open Fracture
2896.488	85.59209	326.4443	Open Fracture
2896.628	87.8219	139.2267	Open Fracture
2896.8	84.02415	139.8172	Open Fracture
2896.814	3.95108	72.751	Bedding
2896.872	78.464	138.9963	Open Fracture
2897.049	84.91637	136.818	Open Fracture
2897.171	86.52336	139.4308	Open Fracture
2897.292	80.63718	134.5638	Open Fracture
2897.517	81.98754	306.902	Open Fracture
2897.849	87.62753	306.4471	Open Fracture
2900.987	7.8655	84.9573	Bedding
2905.767	14.58292	100.6209	Stylolite
2906.248	21.91343	97.4262	Stylolite
2907.487	32.9238	111.2619	Stylolite
2908.058	30.11335	112.6702	Stylolite

2911.096	31.492	107.3516	Stylolite
2912.471	24.13965	135.3939	Stylolite
2914.932	18.58323	82.4527	Stylolite
2915.154	17.97167	87.9583	Stylolite
2915.78	73.46697	223.5604	Closed Fracture
2915.832	77.31362	223.8851	Closed Fracture
2915.882	83.97025	216.6076	Closed Fracture
2915.906	14.54249	94.0032	Bedding
2916.582	13.1	160.0204	Bedding
2917.885	7.44083	120.9811	Stylolite
2919.642	8.79127	312.5012	Bedding
2938.093	21.52397	103.3366	Bedding
2938.112	72.79249	333.7944	Open Fracture
2938.752	16.16566	91.9758	Bedding
2940.507	15.22339	124.7922	Lamination
2940.634	13.6021	115.0921	Lamination
2940.747	10.50391	120.7284	Lamination
2940.901	11.5707	111.7521	Lamination
2941.128	11.50057	98.8122	Lamination
2941.314	13.25372	90.4176	Lamination
2941.464	11.77539	90.1077	Lamination
2941.644	10.04262	99.459	Lamination
2941.811	10.20424	114.1933	Lamination
2941.959	10.0409	106.7854	Lamination
2942.187	4.35397	91.6073	Lamination
2942.396	5.7207	102.2249	Lamination
2942.586	8.67259	94.5581	Lamination
2942.827	8.63487	96.5395	Lamination
2943.033	7.61289	82.2141	Lamination
2943.735	10.36982	87.8629	Bedding
2944.565	17.33838	83.8618	Bedding
2944.79	86.16914	316.7552	Open Fracture
2944.957	87.16724	315.8663	Open Fracture
2945.047	81.09712	317.8432	Open Fracture
2945.547	89.82779	125.0058	Open Fracture
2945.732	84.32203	137.9279	Open Fracture
2945.96	74.42861	324.1783	Open Fracture
2946.161	71.68822	331.0057	Open Fracture
2946.338	77.88117	322.6918	Open Fracture
2946.666	80.02206	330.7159	Open Fracture
2946.87	82.75126	330.9445	Open Fracture
2947.299	66.51711	330.8386	Open Fracture
2947.404	17.79035	89.0804	Bedding

2947.457	65.47725	329.6009	Open Fracture
2947.666	55.24323	332.7352	Open Fracture
2948.846	74.11425	328.5952	Open Fracture
2949.008	74.41902	339.7845	Open Fracture
2949.028	20.58616	91.397	Bedding
2949.116	82.80735	329.2323	Open Fracture
2949.172	84.37017	328.9956	Open Fracture
2949.823	85.88634	313.2713	Open Fracture
2950.169	22.03628	91.8117	Bedding
2950.955	65.43493	333.7565	Open Fracture
2951.109	70.17009	325.1594	Open Fracture
2951.307	60.24427	331.9975	Open Fracture
2951.476	55.50846	337.3268	Open Fracture
2951.738	54.77066	334.545	Open Fracture
2952.1	18.93198	92.4143	Bedding
2953.186	28.34597	112.6222	Bedding
2954.842	72.70359	326.652	Open Fracture
2955.003	71.49902	322.4385	Open Fracture
2955.188	70.12874	331.6153	Open Fracture
2955.191	15.99376	104.9634	Bedding
2957.818	11.31	95.1716	Stylolite
2960.189	84.89739	307.1551	Open Fracture
2960.85	85.3121	308.2555	Open Fracture
2960.919	87.04533	309.016	Open Fracture
2961.052	85.61217	129.8912	Open Fracture
2961.171	81.48285	313.2096	Open Fracture
2961.266	76.76321	312.6532	Open Fracture
2961.329	79.59543	312.3007	Open Fracture
2961.43	83.39313	314.3347	Open Fracture
2961.628	54.78718	340.8391	Open Fracture
2961.66	79.62951	219.7501	Closed Fracture
2961.819	60.0305	332.0086	Open Fracture
2961.964	71.16044	329.026	Open Fracture
2962.041	72.90758	327.1603	Open Fracture
2962.179	65.65756	328.1468	Open Fracture
2963.062	62.5568	326.2978	Closed Fracture
2963.364	24.079	107.7657	Closed Fracture
2963.592	68.05972	335.0403	Closed Fracture
2963.705	87.13438	235.4467	Closed Fracture
2963.774	70.51098	358.4806	Closed Fracture
2963.806	13.32025	95.2514	Bedding
2963.822	89.6172	233.1257	Closed Fracture
2964.24	78.97762	331.865	Closed Fracture
2964.33	73.52586	328.1021	Closed Fracture
2964.412	71.91324	333.9742	Closed Fracture
2964.433	61.53883	307.4355	Closed Fracture
2964.965	77.86739	308.3786	Open Fracture

2965.137	68.61196	317.88	Open Fracture
2965.293	68.42781	320.2729	Open Fracture
2965.409	75.3576	315.9987	Open Fracture
2965.825	72.31753	313.0344	Open Fracture
2965.983	71.72835	314.9155	Open Fracture
2967.105	21.19799	105.2814	Bedding
2968.78	7.55221	77.8327	Stylolite
2969.064	2.7287	34.7669	Stylolite
2972.915	4.48809	74.4445	Stylolite
2974.569	8.75564	85.2578	Lamination
2974.617	86.82249	155.3446	Open Fracture
2974.707	12.95814	91.8567	Lamination
2974.834	15.58742	90.0108	Lamination
2974.847	83.32104	150.0578	Open Fracture
2974.947	81.75424	148.0892	Open Fracture
2975.03	82.5743	145.0874	Open Fracture
2975.096	13.14009	88.6205	Bedding
2975.13	78.85328	146.8761	Open Fracture
2975.209	83.59358	145.4782	Open Fracture
2975.305	84.96609	144.7532	Open Fracture
2977.017	14.10553	101.2386	Stylolite
2977.723	10.19654	87.2286	Stylolite
2978.244	14.0604	108.221	Stylolite
2979.736	83.45254	142.4232	Closed Fracture
2979.8	88.82793	140.9015	Closed Fracture
2979.83	3.08453	90.8737	Bedding
2980.072	88.6442	326.9244	Closed Fracture
2980.681	89.46944	319.8133	Open Fracture
2981.041	89.03445	140.3994	Open Fracture
2981.411	82.21181	304.5507	Closed Fracture
2981.954	86.58383	308.3887	Closed Fracture
2982.231	9.73329	145.2396	Bedding
2985.475	20.19298	95.8647	Bedding
2985.507	88.14142	143.3822	Closed Fracture
2985.608	73.50178	321.7356	Closed Fracture
2985.61	72.99316	219.2331	Closed Fracture
2985.732	77.61227	218.6649	Closed Fracture
2985.827	76.61696	309.8536	Closed Fracture
2985.967	68.63427	224.4426	Closed Fracture
2986.025	70.7502	221.4547	Closed Fracture
2986.15	84.69586	213.8689	Closed Fracture
2986.158	68.49636	312.4529	Closed Fracture
2986.24	68.49358	227.3094	Closed Fracture
2986.319	74.42763	308.38	Closed Fracture
2986.499	72.89112	212.3476	Closed Fracture
2986.544	74.40465	252.8727	Closed Fracture
2986.555	79.24497	315.7828	Closed Fracture

2986.629	77.81144	318.8631	Closed Fracture
2986.743	23.85023	171.978	Closed Fracture
2986.774	87.99238	136.5915	Closed Fracture
2986.944	77.87903	232.8658	Closed Fracture
2986.949	70.11686	318.594	Closed Fracture
2987.063	73.49705	324.3823	Closed Fracture
2987.117	74.46385	225.7574	Closed Fracture
2987.179	69.30904	227.6129	Closed Fracture
2987.235	79.31435	141.0118	Closed Fracture
2987.277	76.41078	224.3739	Closed Fracture
2987.396	87.30932	204.284	Closed Fracture
2987.475	77.02951	252.9406	Closed Fracture
2987.476	88.65305	209.2517	Closed Fracture
2987.647	26.42045	109.9422	Bedding
2990.328	15.73734	95.6968	Stylolite
2990.881	18.73925	95.0867	Stylolite
2991.219	15.87255	93.0118	Stylolite
2991.555	17.3069	93.8577	Stylolite
2992.497	19.7594	105.4691	Stylolite
2992.833	21.75373	103.2863	Bedding
2994.143	26.92874	98.8	Bedding
2995.096	70.4314	322.2873	Open Fracture
2995.339	15.65765	98.0013	Lamination
2995.551	77.29639	323.8671	Open Fracture
2995.752	15.51542	103.3344	Lamination
2995.966	14.13359	99.9725	Lamination
2996.159	18.37395	106.004	Lamination
2996.342	24.32358	101.2096	Lamination
2996.358	77.64587	305.3846	Open Fracture
2996.606	24.39642	99.8872	Lamination
2996.614	70.79091	317.38	Open Fracture
2996.707	85.29837	335.503	Closed Fracture
2996.736	85.81983	334.3824	Closed Fracture
2996.836	19.83754	104.1175	Lamination
2996.908	81.66833	315.2525	Open Fracture
2997.421	19.90446	101.9986	Stylolite
2997.699	19.81461	106.6347	Stylolite
2998.133	29.16113	96.6119	Stylolite
2998.943	23.47274	93.0501	Stylolite
3001.587	24.12942	106.8362	Bedding
3001.824	27.07771	104.9773	Limestone
3002.17	25.56848	107.6826	Lamination
3002.353	28.42591	108.2626	Lamination
3002.578	27.09048	105.0957	Lamination
3002.927	24.34781	101.0751	Lamination
3004.549	62.62805	338.0015	Open Fracture
3005.084	65.0275	328.6759	Open Fracture

3005.229	66.23921	328.104	Open Fracture
3005.847	20.3884	102.3896	Bedding
3006.089	65.12693	324.8959	Open Fracture
3006.555	24.14649	106.2918	Bedding
3008.579	33.57278	97.5847	Bedding
3009.185	26.67426	205.54	Cross Bedding
3009.296	25.34663	203.7237	Cross Bedding
3009.388	24.54386	201.3927	Cross Bedding
3009.494	23.26785	199.0503	Cross Bedding
3009.585	23.35439	204.0359	Cross Bedding
3009.709	27.31522	201.8275	Cross Bedding
3009.812	31.51499	190.9086	Cross Bedding
3009.896	31.55895	194.7934	Cross Bedding
3009.981	30.53977	184.6667	Cross Bedding
3010.076	30.51697	184.676	Cross Bedding
3010.164	30.05463	182.3641	Cross Bedding
3010.269	27.30634	185.0147	Cross Bedding
3011.451	17.04683	100.5938	Bedding
3013.839	11.53296	91.1727	Cross Bedding
3014.114	14.67358	89.3784	Cross Bedding
3014.347	13.77587	87.8359	Cross Bedding
3014.508	12.01028	83.8352	Cross Bedding
3014.683	78.16076	328.171	Open Fracture
3014.709	13.88163	86.5011	Cross Bedding
3014.82	79.20148	332.7811	Open Fracture
3014.942	83.73817	328.7586	Open Fracture
3016.32	15.17816	128.7215	Lamination
3016.543	16.0101	121.3404	Lamination
3016.789	17.10961	114.762	Lamination
3018.117	19.36832	110.5059	Bedding
3023.963	23.2417	110.5952	Bedding
3024.118	22.55742	128.5311	Lamination
3024.2	21.46909	131.1873	Lamination
3024.385	86.13739	136.1418	Closed Fracture
3024.395	20.88556	126.5749	Lamination
3024.456	78.28374	137.4065	Closed Fracture
3024.528	74.80914	136.2065	Closed Fracture
3025.284	18.56971	101.3318	Bedding
3025.933	75.30061	321.0264	Open Fracture
3026.211	65.11874	322.0002	Open Fracture
3029.531	27.21983	104.5434	Bedding
3030.155	24.41784	101.8174	Lamination
3030.79	17.26577	97.207	Lamination
3031.068	14.17485	101.6899	Lamination
3031.186	81.42864	324.7361	Open Fracture
3031.328	14.1524	103.3383	Limestone
3031.356	83.5792	323.691	Open Fracture

3031.69	17.13593	100.0582	Lamination
3031.695	75.39465	330.1749	Open Fracture
3031.772	72.5982	331.7107	Open Fracture
3031.941	73.89316	330.7858	Open Fracture
3032.015	12.73299	100.7519	Lamination
3032.301	15.66666	99.7622	Limestone
3032.68	20.02887	101.1937	Lamination
3033.05	18.49379	104.1741	Lamination
3033.341	12.93998	94.5714	Lamination
3033.584	22.88745	103.2656	Lamination
3033.918	22.93308	102.1975	Lamination
3034.32	25.77004	104.4574	Lamination
3034.878	21.48299	102.104	Lamination
3036.383	25.67661	107.6465	Bedding
3036.781	74.00291	340.1841	Open Fracture
3036.879	71.92455	345.5693	Open Fracture
3037.032	74.65391	342.4517	Open Fracture
3037.146	71.76962	349.452	Open Fracture
3037.227	74.8604	339.5699	Open Fracture
3038.989	18.58068	100.8997	Bedding
3039.244	11.43404	94.8917	Cross Bedding
3039.326	9.89018	97.1168	Cross Bedding
3040.296	19.88737	108.8449	Bedding
3041.136	22.53472	163.2377	Cross Bedding
3041.252	18.37736	171.6052	Cross Bedding
3041.337	19.00506	163.5889	Cross Bedding
3041.453	22.73863	150.3637	Cross Bedding
3044.435	55.58438	319.2862	Open Fracture
3045.763	44.90832	339.8708	Open Fracture
3046.131	46.49089	341.3508	Open Fracture
3046.223	40.54677	109.759	Bedding
3047.287	77.76513	328.9442	Open Fracture
3047.343	74.45203	331.7471	Open Fracture
3047.35	34.05241	104.9547	Bedding
3047.409	75.37854	333.0858	Open Fracture
3048.052	31.50836	107.3324	Lamination
3048.311	37.31602	107.2377	Lamination
3048.832	31.83311	101.7874	Lamination
3049.174	24.88806	95.764	Lamination
3049.692	30.20957	103.8776	Lamination
3049.93	28.84877	102.0989	Lamination
3050.364	23.37772	95.8109	Lamination
3050.645	22.16828	92.5264	Lamination
3050.854	76.89806	228.3696	Closed Fracture
3051.013	30.51509	99.8577	Lamination
3051.118	81.67618	238.2783	Closed Fracture
3051.354	30.72367	97.7002	Lamination

3051.465	55.37275	354.7581	Open Fracture
3051.711	53.36848	348.6591	Open Fracture
3052.359	51.84016	343.8611	Open Fracture
3053.542	28.03899	94.4886	Bedding
3054.844	21.09513	88.0375	Stylolite
3055.328	23.52554	94.1045	Stylolite
3055.592	28.72292	103.8323	Stylolite
3055.78	22.34498	110.7438	Stylolite
3056.64	18.52703	104.2114	Stylolite
3058.334	29.79185	93.0495	Bedding
3059.029	25.82738	104.8444	Lamination
3059.278	34.45316	107.5868	Lamination
3059.598	25.76794	108.4606	Lamination
3059.794	75.03635	317.8604	Open Fracture
3059.892	25.81551	105.2185	Lamination
3059.99	58.47322	327.3875	Open Fracture
3060.231	64.9343	324.4846	Open Fracture
3062.043	36.64413	99.0743	Bedding
3063.011	56.11061	335.682	Open Fracture
3063.12	58.89334	332.4366	Open Fracture
3063.252	61.76773	329.4171	Open Fracture
3063.429	58.72026	327.645	Open Fracture
3063.591	59.10825	330.4925	Open Fracture
3063.648	31.95535	101.019	Bedding
3063.689	58.71962	327.6854	Open Fracture
3063.922	64.84769	329.0261	Open Fracture
3064.049	72.77753	326.9671	Open Fracture
3064.131	78.04185	326.2444	Open Fracture
3064.202	78.73018	323.2178	Open Fracture
3065.222	41.27195	98.5478	Bedding
3066.102	80.11292	345.5222	Open Fracture
3066.292	77.78011	332.6473	Open Fracture
3066.419	72.13714	332.5252	Open Fracture
3068.279	66.13381	315.5768	Open Fracture
3068.964	29.50981	97.2247	Bedding
3068.97	66.06348	321.2205	Open Fracture
3069.279	61.28419	328.8393	Open Fracture
3070.444	60.34933	329.8415	Open Fracture
3070.814	56.14438	341.5391	Open Fracture
3070.816	31.72445	91.7225	Bedding
3071.281	66.98674	333.894	Open Fracture
3071.555	61.98232	327.4415	Open Fracture
3071.669	59.67656	331.2142	Open Fracture
3071.785	64.29465	334.611	Open Fracture
3071.893	68.57401	327.663	Open Fracture
3072.039	65.43558	337.7386	Open Fracture
3072.14	63.12587	333.268	Open Fracture

پیوست ۲

پیوست ۱: نمونه‌ای از عوارض شناسایی شده از چاه B

DEPTH	DIP	AZIMUTH	CATEGORY
2311.979	11.72543	340.2586	Bedding
2312.879	10.06147	353.4541	Bedding
2313.162	7.44392	343.0229	Bedding
2313.755	7.434	343.4613	Bedding
2314.16	6.59656	337.744	Bedding
2315.36	8.4288	335.8712	Bedding
2316.2	12.74636	351.4861	Bedding
2327.087	10.62225	302.2432	Bedding
2328.262	10.65204	321.1535	Bedding
2329.188	10.74001	324.0745	Bedding
2331.109	17.68228	322.4099	Bedding
2333.394	5.8858	336.6132	Bedding
2334.281	5.89118	335.3346	Bedding
2337.858	12.98968	336.1986	Bedding
2338.284	8.54962	336.0643	Bedding
2341.56	12.07703	352.672	Bedding
2345.449	13.22984	82.2697	Cross Bedding
2345.494	14.1023	77.5879	Cross Bedding
2345.619	17.71412	221.4375	Cross Bedding
2345.682	17.75237	226.3291	Cross Bedding
2347.142	11.36242	333.4001	Bedding
2348.77	19.94834	359.3329	Bedding
2349.714	10.38056	347.728	Bedding
2350.783	13.93687	347.1635	Bedding
2350.982	11.21843	349.5772	Bedding
2352.413	25.49292	351.7224	Bedding
2353.858	8.60882	328.9225	Bedding
2354.313	1.59896	269.0447	Bedding
2355.693	12.56314	303.0151	Bedding
2357.175	8.52666	340.4817	Bedding

2357.821	7.76159	328.0322	Bedding
2359.226	7.7123	329.7509	Bedding
2359.44	8.51623	349.262	Bedding
2359.929	8.6426	323.1101	Bedding
2360.239	8.67518	321.737	Bedding
2360.61	6.71611	331.2421	Bedding
2361.023	6.53279	0.8857	Bedding
2362.48	3.70681	348.5157	Bedding
2363.551	8.56394	334.3847	Bedding
2367.693	5.75868	345.7427	Bedding
2368.93	24.91605	348.4336	Bedding
2372.092	10.21874	337.6035	Bedding
2374.783	5.69521	339.4178	Bedding
2377.312	5.89174	328.8011	Bedding
2379.525	7.85249	288.1211	Bedding
2379.739	5.13926	294.1917	Bedding
2380.083	8.80996	285.3296	Bedding
2380.594	4.13613	308.1151	Bedding
2382.689	5.9294	300.022	Bedding
2383.628	8.75583	316.756	Bedding
2387.039	9.63629	333.0681	Bedding
2387.841	6.78504	316.1011	Bedding
2388.205	6.76476	327.668	Bedding
2391.618	4.84231	317.1016	Bedding
2396.919	9.58558	333.8803	Bedding
2398.704	10.43117	328.6693	Bedding
2400.075	6.42688	331.0936	Bedding
2400.482	10.27487	326.6823	Bedding
2402.237	7.34442	354.8468	Bedding
2402.988	9.31054	352.6694	Bedding
2403.893	7.58044	335.5254	Bedding

منابع

آقانباتی، ع.، (۱۳۸۵) زمین‌شناسی ایران انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۸۶ صفحه.

آقاجری، ف.، موحد، ب.، (۱۳۸۹) استفاده از نمودار تصویرگر FMS در مطالعه شکستگی‌های مخزن آسماری میدان بی بی حکیمه. ۱۱۱-۱۱۸.

احمدی، ر.، امیری بختیار، م.ص.، (۱۳۹۴) ارزیابی خواص پتروفیزیکی سازند آسماری میدان نفتی بزرگ مارون واقع در جنوب غرب کشور با استفاده از نگارهای چاه‌پیمایی، مجله زمین‌شناسی کاربردی پیشرفته.

تخم چی ب.، (۱۳۸۸) شناسایی و طبقه‌بندی درزه‌ها به روش ترکیب اطلاعات در سازند آسماری، پایان نامه دکترا رشته مهندسی معدن گرایش اکتشاف دانشگاه تهران.

جلوه‌گر، ع.، آناهیدزاده، ا.، موسوی، ب.، محمدی، ع.، (۱۳۹۴) شناسایی و ارزیابی شکستگی‌های طبیعی جهت توصیف مخازن هیدروکربوری با استفاده از نتایج لاگ‌های تصویری مطالعه ی موردی: در یکی از میادین گازی جنوب ایران، چهارمین کنفرانس ملی تحقیقات نوین در شیمی و مهندسی شیمی.

جهان آرا، م.، (۱۳۹۷) بررسی و توصیف آماری شکستگی‌های زیر سطحی در مخزن آسماری میدان نفتی گچساران با استفاده از نمودار FMI، دانشگاه آزاد گچساران، دانشکده فنی مهندسی، گروه مهندسی نفت.

حق زاده، ر.، (۱۳۹۶) بررسی شکستگی‌های طبیعی سنگ مخزن با استفاده از لاگ‌های تصویرگر FMS و FMI در میدان سراج، دهمین همایش ملی زمین‌شناسی دانشگاه پیام نور.

خوشبخت، ف.، محمد نیا، م.، محمدباقری، ع.، (۱۳۸۶) تحلیل شکستگی‌ها و شناسایی تنش‌ها در مخازن هیدروکربوری با استفاده از لاگ‌های تصویری، سومین کنفرانس مکانیک سنگ ایران.

خوشبخت، ف.، (۱۳۹۲) تعیین سیستم سه‌گانه در یک مخزن کربناته با استفاده از لاگ تصویرگر و لاگ‌های چاه‌پیمایی پژوهش نفت، دوره ۲۳، شماره ۷۵، از صفحه ۷۸ تا ۸۸.

رجبی، م.، (۱۳۸۸) آنالیز شکستگی‌ها و ارزیابی پتروفیزیکی با استفاده از نگارهای چاه‌پیمایی در یکی از مخازن نفتی جنوب غرب ایران دانشگاه تهران. دانشکده علوم. گروه زمین‌شناسی. رشته زمین‌شناسی نفت.

رستمی، س.، (۱۳۹۵) تحلیل شکستگی‌های مخزن با استفاده از لاگ‌های تصویری در یکی از میادین هیدروکربوری جنوب ایران، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی شاهرود.

رضایی، م.، (۱۳۸۰) زمین‌شناسی نفت، انتشارات علوی، ۴۷۲ صفحه.

مطیعی، ه.، (۱۳۷۴) زمین‌شناسی نفت زاگرس، سازمان زمین‌شناسی کشور، چاپ نخست، ۵۸۹ صفحه.

مطیعی، ه.، (۱۳۸۷) زمین‌شناسی نفت سنگ‌های کربناته ۱ و ۲، انتشارات آراین زمین، ۸۹۱ صفحه.

ملايوسفی ا،، باغبانان ع،، فتحیان پور، ن،، (۱۳۹۰) تعیین پارامترهای مدل سازی عددی شبکه درزه های مجزا با استفاده از داده های لاگ تصویری FMI، نشریه علمی پژوهشی، مهندسی معدن، شماره ۱۱، دوره ۶.

ملايوسفی، ا، (۱۳۸۸) کاربرد لاگ تصویری FMI در تحلیل شکستگی ها، تنش های برجا و مدل سازی عددی توزیع نفوذپذیری مخزن در اطراف چاه با مطالعه موردی در مخازن گازی پارس جنوبی، دانشگاه صنعتی اصفهان، دانشکده معدن.

محمدیان، ر،، عقلی، ق،، (۱۳۹۴) تعیین تنش های درجا با استفاده از پارامترهای شکستگی های القایی و ریزش دیواره چاه و بر مبنای روش WSM در میدان نفتی مارون، اولین کنفرانس ژئومکانیک نفت.

محمدیان، ر،، (۱۳۸۹) تعیین هندسی مخزن آسماری میدان مارون، گزارش در حال انتشار در شرکت ملی نفت ایران.

موسوی نصب، ص،، کدخدائی، ع،، علیزاده، ا،، براتی، م،، (۱۳۹۵). ارزیابی تاثیر تنش ها در الگوی پراکندگی و میزان جابه جایی گسل های میدان نفتی سلمان، پژوهش نفت، شماره ۸۸.

قنواتی، ک،، نوروزی، غ،، (۱۳۸۲) کاربرد نمودارهای تصویرگر در ارزیابی مخازن و تفسیر نمودار FMS، دانشگاه تهران.

قاسم العسگری، کمال، (۱۳۹۰) چاه نگاری پیشرفته، نشر ستایش، چاپ اول.

کرم پور، م،، (۱۳۹۴) تعیین جهت تنش های برجا با استفاده از لاگ های چاه نگاری، پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی معدن - مکانیک سنگ، دانشگاه صنعتی اصفهان.

ساعدی، ق،، سلیمانی، ب،، سالاروند، ا،، (۱۳۹۱) آشکارسازی شکستگی های مخزنی با استفاده از روش های غیرمستقیم پیشرفته با نمودار تصویرگر FMI و نمودار انحراف سرعت، شانزدهمین همایش انجمن زمین شناسی ایران.

ظهرا ب زاده، م،، (۱۳۹۴) تحلیل سیستماتیک شکستگی های مخزن آسماری میدان رگ سفید با استفاده از نتایج نمودارهای FMS/FMI، گزارش شماره پ - ۵۷۱۸، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.

شفیعی، ف،، آمنة، ب،، (۱۳۹۴) تحلیل شکستگی ها و محاسبه جهت تنش های درجا با استفاده از نمودار تصویری ریز مقاومت در یکی از مخازن گازی جنوب ایران، کنفرانس بین المللی یافته های نوین پژوهشی در علوم، مهندسی و فناوری با محوریت پژوهش های نیاز محور.

عقلی، ق چرچی، ع،، سلیمانی، ب،، فردین، ه،، (۱۳۹۳) استفاده از نمودارهای تصویرگر UBI و OBMI در تحلیل ساختار و شکستگی های مخزن آسماری در یکی از میادین جنوب غربی ایران، اولین همایش زمین شناسی فلات ایران.

شفیع آبادی، م،، (۱۳۹۸) شناسایی شکستگی های مخزن در نگار تصویری FMI با کمک الگوریتم لبه یابی Canny در یکی از میادین جنوب غرب ایران، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی شاهرود.

وطن دوست، ف،، (۱۳۹۲) تحلیل ساختاری و عملکرد سیستم شکستگی های مخزن آسماری میدان آغا جاری. پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان.

هجر، ع.، (۱۳۸۵). چینه شناسی سکansı و تازیخچه تغییرات سطح دریا در سازند کنگان در میدان پارس جنوبی، پایان نامه کارشناسی رشته زمین شناسی.

Abdideh, M., Fathabadi, M.R. 2013. Analysis of stress field and determination of safe mud window in borehole drilling (case study: SW Iran). *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 3, no. 2, pp. 105-110.

Ameen, M.S., 2003. Fracture and in-situ stress characterization of hydrocarbon reservoirs: definition and introduction, Geological Society, London, Special Publications, vol. 209, pp. 1-6.

Aghli, G., Moussavi-Harami, R., Mohammadian, R. 2020. Reservoir heterogeneity and fracture parameter determination using electrical image logs and petrophysical data (a case study, carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). *Petroleum Science*, vol. 17, no. 1, pp. 51-69.

Aghli, G., Fardin, H., Mohammadian, R., Saeedi, GH., 2014. Structural and fracture analysis using EMI and FMI image Log in the carbonate Asmari reservoir (Oligo-Miocene), SW Iran, vol. 4, PP. 169-184.

Alizadeh, M., Movahed, Z., Junin, R.B. 2015. In-situ stress analysis using image logs.

Alsharhan, A. S. Nairn, A. E. M., 1997. Sedimentary basins and petroleum of the Middle East. Elsevier. 942 P.

Alavi, M., 2004. Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution: *American Journal of Science*, vol. 304, pp. 1–20.

Asquith, G., Krygowski, D., 2014. Basic Well Log Analysis, 2nd edition, in AAPG Methods in Exploration Series, vol. 28, 244 P.

BABCOCK, 1978. Borehole imaging: Applications and case histories. *Geol. Soc. Lond.*, Nov 1, P. 278-298.

Beigi, M., Jafarian, A., Javanbakht, M., Wanas, H. A., Mattern, F., Tabatabaei, A. 2017. Facies analysis, diagenesis and sequence stratigraphy of the carbonate-evaporite succession of the Upper Jurassic Surmeh Formation: Impacts on reservoir quality (Salman Oil Field, Persian Gulf, Iran). *Journal of African Earth Sciences*, vol. 129, pp. 179-194.

Bell, J.S. 1996. Petro Geoscience 2. In situ stresses in sedimentary rocks (part 2): Applications of stress measurements. *Geoscience Canada*. Vol 23, pp. 135-153.

Bishop, K., 2016. Mechanical stratigraphy of the Vaca Mureta Formation, Neuquen Basin, Argentina, MSc Thesis, Colorado School of Mines, 140P.

Eide, C.H.S., 2012. Understanding Drilling Induced Fracture, MSc Thesis, Faculty of Science and Technology, University of Stavanger, Norway, 77P.

Ebner, M., Koehn, D., Toussaint, R., Renard, F. and Schmittbuhl, J., 2009. Stress sensitivity of stylolite morphology", *Earth Planet. Sci. Lett.*, vol. 277, no. 3–4, pp. 394–398.

Ezati, M., Soleimani, B. Moazeni, M.S., 2014. Fracture and horizontal stress analysis of Dalan Formation using FMI image log in one of southwestern Iranian oil wells", *J. Tethys*, vol. 2, no. 1, pp. 1–8.

Farsimadan, M., Dehghan, A.N., Khodaei, M. 2020. Determining the domain of in situ stress around Marun Oil Field's failed wells, SW Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 10, pp. 1317-1326.

Fossen, H., 2010. *Structural Geology*, Cambridge University press, New York, first edition.

Goolsby, S. M., Slatt, R.M., Hurley, N.F., 2001. Core and borehole image log characterization of turbidite sandstones in the Lewis Shale, Green River basin, Wyoming, American Association of Petroleum Geologists Poster Presentation.

Heidbach, O., Tingay, M., Barth, A., Reinecker, J., Kurfe, D. Müller, B., 2009. WORLD STRESS MAP.2009 - 2 edition, based on the WSM database release 2008, *Comm. Geol. Map World*.

Jonaghani, H.H., Manshad, A. K., Ali, J. A., Shalafi, M., Nia, B. H., Iglauer, S., Akbari, M. 2019. Fracture analysis and in situ stress estimation of a gas condensate field in Persian Gulf using FMI and DSI image logs. *SN Applied Sciences*, vol. 1, pp. 1-14.

KENT, P., 1970. The salt plugs of the Persian Gulf region. *Transactions of the Leicester Literary and Philosophical Society*.

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*, vol 67, pp. 65–74.

Li, H, Tang, H., Qin, Q., 2019. Characteristics, formation periods and genetic mechanisms of tectonic fractures in the tight gas sandstones reservoir: A case study of Xujiache Formation in YB area, Sichuan Basin, China, *Vol. 178*, pp. 723-735.

Marshak, S. and Mitra, G., 1998, *Basic methods of structural geology*, prenticeHall, Inc., New Jersey, 446 P.

Moore, E.M. and Twiss, R.J. 1992. *Tectonics*, 415 pp.

MCCOSS, A.M., 1986. Simple constructions for deformation in transpression/ transtrntion zone. *Journ.Struct. Geol.*, vol. 8, pp. 715-718.

- Movahed, Z., 2007. Fractures study in Asmari Formation, Schlumberger Well Services.
- Mukherjee, S., Rajabi, M., Esterle, J., Copley, J. 2020. Subsurface fractures, in-situ stress and permeability variations in the Walloon Coal Measures, eastern Surat Basin, Queensland, Australia. *International Journal of Coal Geology*, 222, 103449.
- Nasir, S., Al-Saad, H., Alsayigh, A., Weidlich, O., 2008. Geology and petrology of the Hormuz dolomite, Infra– Cambrian: Implications for the formation of the salt–cored Halul and Shraouh islands, Offshore, State of Qatar. *Journal of Asian Earth Sciences*, vol. 33, pp. 353–365.
- Nelson, R.A., 2001. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. Gulf publishing, Houston, Texas, 2nd ed., 332P.
- 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*, vol. 593, pp. 161–171.
- Niu, H., Liu, S., Lai, J., Wang, G., Liu, B., Xie, Y., & Xie, W. 2020. In-situ stress determination and fracture characterization using image logs: The Paleogene Dongying Formation in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China. *Energy Science & Engineering*, vol. 8, pp. 476-489.
- Nelson, R.A., 1985. Geologic Analysis of naturally fractured reservoirs, Gulf publishing Company. Book Division Houston, 320 P.
- Nosrati, A., Kadkhodaie, A., Chehrazai, A., Madupour, V., 2019. Reservoir properties distribution in the framework of sequence stratigraphic units: A case study from the Kangan Formation, Iranian offshore gas field, the Persian Gulf basin, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- Ramsay, J.G. and Huber, M.I., 1987, the techniques of modern structural geology, v.2, Folds and fractures
- Reinecker, J., Tingay, M.R. P. Müller, B.B., 2003. Borehole breakout analysis from four-arm caliper logs, *World Stress Map Proj*, pp. 1–5.
- Rider, M.H., 1986. The geological interpretation of well logs.
- Prensky, S.E., 2010. Advances in borehole imaging technology and applications: in *Borehole Imaging: Applications and Case Histories*, *Geol. Soc. Spec. Publ*, vol. 156, pp. 1–43.
- Patricia Martinez L., 2002. Master. Thesis, Characterization of naturally fractured reservoirs from conventional well logs, Oklahoma University.

Perdana, T.S.P., Hackett, L.B., Robertson-Tait, A., 2020. Characterizing subsurface structures and determining in-situ stress orientation using fullbore formation MicroImager (FMI) and sonic scanner: a case study from FORGE Well 21-31, Fallon, Nevada, USA. In Proceedings, 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, Stanford, CA.

PRENSKY, 1999. Borehole imaging: Applications and case histories. Geol. Soc. Lond., Nov 1, pp. 218-220.

Poppelreiter, M., Garcia-Carballido, C., Kraaijveld, M., 2010. Dipmeter and borehole image log technology: AAPG Memoir 92, vol. 92. AAPG.

Prensky, S.E., 1999. Advances in borehole imaging technology and applications. In: Lovell, M. A., Williamson, G. and Harvey, P. K. (Eds) 1999. Borehole Imaging: applications and case histories. Geological Society, London, Special Publications, vol. 159, pp. 1-43.

Prats, M., 1981. Effect of Burial History on the Subsurface Horizontal Stresses of Formations Having Different Material Properties", Soc. Pet. Eng. J., vol. 21, no. 06, pp. 83-101.

Saeidi, O., Ahmadi, M. 2012. Determination of Stress Orientation and Magnitude in a Directional Well Bore, Case Study: Mansouri-54 Wellbore of Southwest Iranian Oilfield. In ISRM (p. 25).

Scherer, C.M.S., Goldberg, K., 2010. Cyclic cross-bedding in the eolian dunes of the Sergi Formation (Upper Jurassic), Recanavo Basin: Inferences about the wind regime", Palaeogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol. vol. 296, no. 1-2, pp. 103-110.

Schlumberger, 1989. Formation MicroScanner Image Interpretation: Houston, Texas, Schlumberger Educational Services.

Schlumberger, 1992. Schlumberger WTA Marketing Service: Fullbore Formation MicroImager: Houston, Texas, Schlumberger Educational Services.

Schlumberger, 1999, Borehole Image Measurements. Schlumberger Oilfield Services, Version. 9.2.

Schlumberger, 2005. Borehole imaging training workshop, PUT Tehran.

Sharifi-Yazdi, M., Rahimpour-Bonab, H., Nazemi, M., Tavakoli, V., & Gharechelou, S. 2020. Diagenetic impacts on hydraulic flow unit properties: insight from the Jurassic carbonate Upper Arab Formation in the Persian Gulf. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, vol. 10, no. 5, pp. 1783-1802.

Shamsnia E., Tamimi M., 2001. Analysis of Fullbore Formation Micro Imager (FMI), Well A, Field X.

- Shahinpour, A., 2013. Borehole image log analysis for sedimentary environment and clay volume interpretation", Nor. Univ. Sci. Technol. Dep. Pet. Eng. Appl. Geophys, 84P.
- Serra, O. 1989. Formation MicroScanner Image Interpretation, Schlumberger Education Services.
- Serra, O., & Serra, L. 2004. Well logging: data acquisition and applications (p. 688). Méry Corbon, France: Serralog.
- Serra, O., 2015. Formation microscanner image interpretation. Schlumberger Educational Services.
- Serra, O., 2008. Well Logging Handbook. Paris: Editions Technip.
- Shourab, M., Yousefi, M., Faghih, A., 2020. Determination of the in-situ stresses direction in the Sarvak formation in one of the West Iranian oil fields. Iranian Journal of Earth Sciences, vol. 12, no. 3, pp.205-217.
- Soleng, H. H., Syversveen, A. R., Skorstad, A., Roe, P., & Tveranger, J. 2007. Flow through inhomogeneous fault zones. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Stearns, D.W., 1968. Certain aspects of fracture in naturally deformed rocks, Rock mechanics seminar, Bedford, HA Air orce Cambridge Laboratories, pp. 97-118.
- Sone, H., Zoback, M.D., 2014. Viscous relaxation model for predicting least principal stress magnitudes in sedimentary rocks, J. Pet. Sci. Eng., vol. 124, pp. 416–431.
- Sfidari, E., Sharifi, M., Amini, A., Zamanzadeh, S.M., Kadkhodaie, A. 2020. Reservoir quality of the Surmeh (Arab-D) reservoir in the context of sequence stratigraphy in Salman Field, Persian Gulf. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol, 198, pp. 108-180.
- Tiab, D., Donaldson, E. C., 2015. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Gulf professional publishing.
- Tiab, D., Donaldson, E.C., 2004. Petrophysics and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, second Ed., Gulf Professional Publishing, 889 pp.
- Tingay, M., Heidbach, O., 2005. Understanding tectonic stress in the oil patch: The World Stress Map Project. The Leading EDGE.
- Tingay, M.R.P., Morley, C.K., Hillis, R.R. Meyer, J., 2010. Present-day stress orientation in Thailand's basins, J. Struct. Geol., vol. 32, no. 2, pp. 235–248.
- Tingay, M., Reinecker, J, Muller. B., 2008. Borehole breakout and drillinginduced fracture analysis from image logs, World Stress Map Project, Guidelines: Image Logs.
- Van Golf-Racht, T.D. 1982. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier.

Wibowo, R.A, 2006. Using borehole Image data and seismic Inversion for Identification of Fractures and Reservoir Characterization of Gas Carbonate Reservoir at Merbau Field, South Palembang Basin, Sumatra, Indonesia. in core, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, vol. 68, no. 5, pp. 637–648.

Wiprut, D., Zoback, M., Hanssen, T.H. Peska, P., 1997. Constraining the full stress tensor from observations of drilling - induced tensile fractures and leak-off tests: Application to borehole stability", Int. J. Rock Mech. Min. Sci., vol. 34, no. 365, pp. 3–4,

Kadkhodaie, A., Yarmohammadi, S., 2020. Carbonate microfacies study by using images processing algorithms, K-mean clustering and nearest neighbor segmented classifying: an example from the Salman Oil and Gas Field, Persian Gulf, Iran. Geopersia, vol, 10, no. 2, pp. 277-287.

Yaghoubi, A. A., Zeinali, M., 2009. Determination of magnitude and orientation of the in-situ stress from borehole breakout and effect of pore pressure on borehole stability— Case study in Cheshmeh Khush oil field of Iran" J. Pet. Sci. Eng., vol. 67, no. 3–4, pp. 116–126.

Yale, D.P., 2003. Fault and stress magnitude controls on variations in the orientation of in situ stress. In: Fracture and in-situ stress characterization of hydrocarbon reservoirs, ed. M.S. Ameen. GSL Sp. Pub.209, pp. 55-64.

Zahmatkesh, I., Aghli, G., Mohamadian, R., 2015. Systematic fractures analysis using image logs and complementary methods in the Marun Oilfield, SW Iran.

Zoback, M.D., Barton, C.A., Brudy, M., Castillo, D.A., Finkbeiner, T., Grollimund, B.R., Moos, D.B., Peska, P., Ward, C.D. and Wiprut, D.J. 2003. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells, Int. J. Rock Mech. Min. Sci., vol. 40, no. 7–8, pp. 1049–1076.

Zohreh, M., Junin, R., Jeffreys, P., 2014. Evaluate the borehole condition to reduce drilling risk and avoid potential well bore damages by using image logs. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 122, pp. 318-330.

Abstract

Salman oil field is located approximately 142 km south of Lavan Island and follows the structural trend of Zagros. The structure of this field is in the form of an asymmetric anticline with an approximate length of 14 km and an approximate width of 11 km, with a structural trend of NE-SW. The field is geologically composed of three layers including lower and upper oil production layers with Jurassic in age and a boeib layer with Cretaceous in age. The upper Surmeh Formation (equivalent to the Arab Formation) as a classic dolomitic carbonate sequence and one of the most important reservoir formations in the world with a upper Jurassic age, is an important oil exploration formation, especially in the Iranian part of the Persian Gulf. In this study, subsurface fractures and the status of in-situ stresses in the upper Arab part of the Upper Surmeh Formation were identified and analyzed using FMI logs in Salman oil field. The results of this work showed that in the Upper Surmeh Formation (Upper Arabian section) in well A has 206 continuous and discontinuous open fractures with N60E-S60W trend and 96 continuous and discontinuous closed fractures with two N50E-S50W and N45W-S45E trend. However, in the Upper Arabian of well B, just two induced tensile fractures with N55E-S55W trend were detected.

Fractures with NE-SW trend are parallel to the layering and structural axis and fractures with NW-SE trend are perpendicular to the structural axis. A possible fault in section U3 of well A was identified by the N65W-S65E trend and ten zones were detected with relatively high fracture density and were considered as key zones for oil production. According to the direction of induced tensile fractures and observed Breakouts, maximum and minimum horizontal stresses are oriented N55E-S55W and N45W-S45E directions, respectively.

Keywords: Fracture, Longitudinal fracture, in-situ stresses, Breackout



Shahrood University of Technology

Faculty of Earth Sciences

Tectonic Group

MSc Thesis

**Assessment of sub-surface fractures and in-situ stress
characteristics of Surmeh Formation using image log in one
of the Persian Gulf oil fields**

Supervisors

Ramazan Ramazani Omali Ph.D

Aliakbar Momeni Ph.D

By

Sara Gholami

2021