

# تحلیل زمین ساختی یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران، با استفاده از نمودار تصویری FMI

لقمان صادقی، محمد حسنپور صدقی\* و علی کدخدائی

گروه علوم زمین، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۷/۰۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۹/۲۸

## چکیده

بیش‌تر ذخایر هیدروکربنی دنیا در مخازن شکافدار طبیعی ذخیره می‌شوند و چنین سیستم‌هایی می‌توانند تأثیر قابل توجهی بر عملکرد مخزن داشته باشند. بنابراین مطالعات ژئومکانیکی، درک و بررسی الگوهای شکستگی‌ها به منظور بهینه‌سازی تولید هیدروکربن اهمیت بالایی برای زمین‌شناسان و مهندسی نفت دارد. مطالعات ژئومکانیکی به‌طور معمول شامل اندازه و جهت‌گیری سه محور اصلی تنش شامل تنش عمودی  $S_v$ ، تنش افقی بیشینه ( $S_{Hmax}$ ) و کمینه ( $S_{Hmin}$ ) است. مطالعات مربوط به چاه‌نگاری و مسائل ژئومکانیکی، از اهداف روش‌های تصویربرداری الکتریکی دیواره چاه هستند. دستگاه‌های الکتریکی، صوتی یا تصویری که تصاویر با وضوح بالا را ثبت می‌کنند، درون چاه رانده شده و اطلاعات مهمی در مورد مرزهای لایه‌بندی، عناصر ساختاری مانند گسل‌ها، چین‌ها، ناپیوستگی‌ها، شکستگی‌ها و حتی تخلخل‌های ثانویه را فراهم می‌کنند. بر این اساس در این مطالعه در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران با استفاده از تصاویر ریزمقاومت سازندی (FMI) در مورد شکستگی‌های طبیعی و القایی مرتبط با چین‌خوردگی و گسلش منطقه‌ای، نوع شکستگی، جهت‌گیری، تراکم، بازشدگی، مقدار شیب و روابط آنها با زمین ساخت منطقه مورد بررسی قرار گرفته است. با وجود پیچیدگی‌های زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه، جهت‌گیری شکستگی‌های زیرسطحی رابطه روشنی را با محور چین‌خوردگی محلی نشان داده و در برخی موارد به نظر می‌رسد که بیشتر به جهت تنش حداکثر افقی در محل کنونی یا گسلش امتداد لغز محلی نیز مرتبط باشند. جهت تنش بیشینه و کمینه افقی براساس تحلیل‌های انجام گرفته در دو چاه به ترتیب N60E-N30W و N40E-N50W به دست آمدند. براساس شکستگی‌های باز مشاهده شده در چاه‌ها، سه مرحله شکست پیشنهاد شده است: شکستگی پیش از چین‌خوردگی، شکستگی هم‌زمان با چین‌خوردگی (چین‌خوردگی اولیه) و شکستگی پس از چین‌خوردگی.

کلمات کلیدی: شکستگی، تنش، FMI، سروک، زمین ساخت

## مقدمه

و همچنین تجزیه و تحلیل شکستگی‌های طبیعی و شکستگی‌های ناشی از عملیات حفاری مربوط به تنش زمین‌ساختی در یک منطقه خاص را ممکن می‌سازد [۷]. به‌طور کلی، ۴۰ تا ۸۰٪ از دیواره چاه با قدرت تفکیک ۰/۵ mm توسط نمودار تصویری FMI پوشش داده می‌شود [۸] که در این مطالعه از این داده‌ها استفاده شده است. امروزه مغزه‌گیری معمولی چاه‌ها کار پرهزینه‌ای است و همچنین احتمال از دست دادن اطلاعات مهم چاه در مناطق گسلی و برشی و تغییر شکل یافته زیاد است. در این شرایط، اطلاعات رسوب شناسی و ساختاری زیرسطحی با استفاده از روش‌های تصویربرداری توسط دستگاه‌های پیشرفته به‌دست می‌آید. بنابراین، چنین ابزارهایی در سال‌های اخیر بسیار مورد توجه واقع شده‌اند [۸]. علاوه بر ارزیابی‌های مرسوم، در این مطالعه تفسیر دقیقی از داده‌های تصویربرداری الکتریکی چاه شامل شناسایی لایه‌بندی‌ها، طبقه‌بندی شکستگی‌های طبیعی، شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌های چاه، تحلیل شیب، تعیین جهت‌گیری، بازشدگی و تراکم شکستگی‌ها ارائه شده است. نتیجه این مطالعه موردی می‌تواند درک درستی از وضعیت شکستگی‌ها و انواع آن در مخزن را فراهم کند و چگونگی توزیع رژیم تنش حاکم به مخزن را توضیح دهد. همچنین سودمندی روند ساختارهای مشاهده شده در استنتاج جهات تنش و عوامل زمین‌ساختی مؤثر بر ایجاد انواع شکستگی‌ها و دقت نتایج به‌دست آمده مورد ارزیابی و بحث قرار گرفته است.

## زمین‌شناسی و موقعیت زمین‌ساختی منطقه

کمر بند کوهزایی زاگرس یک منطقه برخورد قاره‌ای فعال است که بخش عمده‌ای از همگرایی بین صفحات عربی- اوراسیا در ایران را از ۳۵ میلیون سال پیش در خود جا داده است [۹].

تنش‌های زمین‌ساختی هم در امتداد سطح زمین و هم درون پوسته عمل می‌کنند. مقدار تنش‌ها به عواملی مانند فرآیندهای زمین‌شناسی، عمق، فشار منفذی، ضریب اصطکاک و مقاومت سنگ بستگی دارد [۱]. برای بررسی مسائل ژئومکانیکی در صنایع نفت و گاز، اطلاع در مورد تنش‌های محلی و منطقه‌ای ضروری است [۱ و ۲]. بنابراین، مسائل ژئومکانیکی به موضوعات مورد علاقه در زمین‌شناسی ساختاری تبدیل شده است [۲]. روش‌های متعددی برای اندازه‌گیری تنش‌های درجا<sup>۱</sup> وجود دارد. برای تخمین تنش و به‌دست آوردن یک نمای کلی از جهت‌گیری تنش‌ها می‌توان از چند روش از جمله استفاده از نمودار چگالی، فشار منفذی، اطلاعات مقاومت سنگ و نمودارهای تصویری<sup>۲</sup> استفاده کرد [۱]. برای تخمین جهت‌گیری بیشترین تنش افقی ( $S_{Hmax}$ ) و کمترین تنش افقی ( $S_{Hmin}$ ) می‌توان از مطالعه اطلاعات شکستگی‌های ناشی از عملیات حفاری و همچنین برون ریختگی‌های چاه در نمودارهای تصویری استفاده کرد. تفسیر تصاویر الکتریکی چاه با وضوح بالا، درک پیچیده‌ای از وضعیت زمین‌شناسی در چاه‌های اکتشافی را ممکن می‌سازد [۴]. از داده‌های لاگ تصویری در ایران بیشتر برای مطالعه شکستگی‌ها استفاده شده است اما در سال‌های اخیر از این داده‌ها برای مقاصد پتروفیزیکی و همچنین تعیین رخساره‌های الکتریکی مخزن نیز استفاده شده است [۵]. از مطالعات صورت گرفته با استفاده از لاگ تصویری در سایر نقاط دنیا نیز می‌توان به مطالعات رخساره‌های رسوبی، مطالعات پتروفیزیکی، مطالعه شکستگی‌ها و بررسی تنش‌های درجا اشاره نمود [۶]. نمودارهای معمولی ژئوفیزیکی تنها امکان تعیین پارامترهای اصلی مخزن و توزیع سیالات را فراهم می‌کنند، درحالی‌که روش تصویربرداری از چاه به‌عنوان یک ابزار ارزشمند در شناسایی و تفسیر ویژگی‌های رسوبی، تعیین شیب منطقه‌ای، شناسایی عناصر ساختاری، زمین‌ساختی

1. Insitu-Stress

2. Image Logs

(سازندهای سروک، سورگه و ایلام مربوط به کرتاسه پسین)، گورپی (کرتاسه پسین)، پابده (پالئوژن)، آسماری (الیگومیوسن)، گچساران و آجاجاری (میوسن) هستند. سنگ مخزن میدان شامل سازند سروک بالایی، بخش احمدی و سازند سروک پایینی است. تحلیلها براساس داده‌های مربوط به دو سری چاه در سازند سروک میدان نفتی آذر می‌باشد که ستون چینه‌شناسی آن در **شکل ۱** نشان داده شده است. در چاه Wa داده‌های مورد تحلیل بیشتر سازند سروک پایینی و در چاه Wb بیشتر سازند سروک بالایی را در بر دارند. سازند سروک شامل آهک‌هایی با لایه‌بندی گرهی ریزدانه و میان لایه‌های مارن در قاعده و آهک‌های توده‌ای و ضخیم‌لایه در قسمت میانی و بالایی است. همان‌طور که در نقشه‌های زمین‌شناسی نشان داده شده است [۱۳]، ساختار چین در میدان به‌عنوان ادامه شمال‌غربی تاقدیس چنگوله در نظر گرفته می‌شود که گسل‌های اصلی منطقه شامل گسل زاگرس مرتفع (HZF)؛ گسل جبهه کوهستان (MFF)؛ گسل اصلی جوان زاگرس (MRF)؛ گسل اصلی معکوس زاگرس (MZRF) و گسل پیش‌ژرفای زاگرس (ZFF) می‌باشد. منطقه مورد مطالعه به شکل مستطیل نشان داده شده است (**شکل ۲**). با این حال، به دلیل توسعه این تاقدیس روی بخش متفاوتی از پیش‌ژرفای زاگرس یک نام متفاوت، یعنی تاقدیس آذر، برای این ساختار پیشنهاد شده است **شکل ۳** انحنای امتداد اثر محوری ساختار چین در نزدیکی اتصال تاقدیس‌های چنگوله و آذر به‌وسیله شیب‌راه چنگوله قابل مشاهده است [۱۴].

### روش کار

#### تصحیحات تصاویر FMI

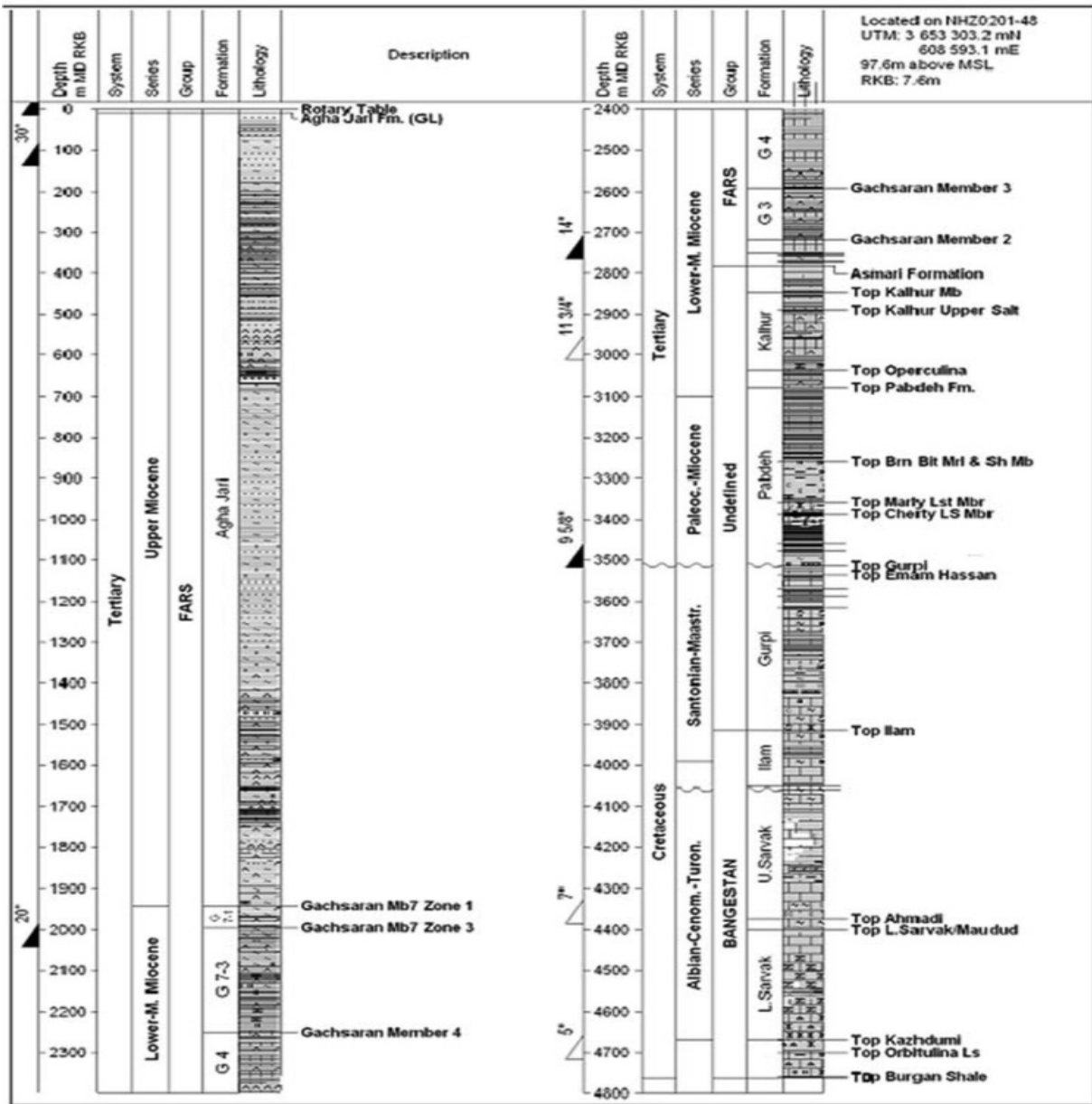
هدف اولیه پردازش کامپیوتری داده‌های خام مقاومتی، تبدیل داده‌های خام به بهترین حالت نمایش تصویری از چاه است.

در بین کمربندهای چین‌خورده-رانده، این کمربند داری سریع‌ترین تغییر شکل بوده و از نظر لرزه‌ای همچنان فعال است [۱۰]. میدان نفتی مورد مطالعه در جنوب شهر مهران در استان ایلام و در بیرونی‌ترین قسمت از کمربند چین‌خورده ساده زاگرس در بلوک اکتشافی اناران واقع شده است که سازند سروک سنگ مخزن اصلی آن است. منطقه از لحاظ زمین‌شناسی، یک برآمدگی محدب در کمربند چین‌خورده-رانده زاگرس محسوب می‌شود [۱۱]. اکثر تاقدیس‌های منطقه از جمله تاقدیس میدان مورد مطالعه، تحت تأثیر منطقه گسلی بالارود واقع شده‌اند به نحوی که یکی از مشتقات گسل بالارود با روند خاور شمال‌خاور-باختر جنوب‌باختر و مؤلفه امتدادلغز چپ‌بر این میدان را متأثر نموده است. ساختار میدان، یک چین ملایم در بالای گسل پیش‌ژرفای زاگرس (ZFF)<sup>۱</sup> است [۱۲]. گسل جبهه کوهستان (MFF)<sup>۲</sup> با روند شمال‌باختر-جنوب‌خاور از شرق این میدان را تحت تأثیر قرار می‌دهد و به‌صورت کلی این میدان در قسمت پیش‌ژرفای زاگرس (ZF)<sup>۳</sup> قرار گرفته است. تاقدیس میدان، از نوع نامتقارن و هم‌روند با چین‌خوردگی کمربند کوهزایی زاگرس، دارای امتداد شمال‌غرب-جنوب‌شرق است که طبق مشاهدات نقشه‌های زیرسطحی، یال جنوب‌باختری آن دارای شیب بیشتری نسبت به یال شمال‌خاوری آن است. رخنمون‌های سطحی منطقه به‌طور عمده از بخش لهبری سازند آجاجاری با مقدار کمتری کنگلومرای سازند بختیاری (پلیوسن) تشکیل شده‌اند. بخش لهبری منطقه مورد مطالعه به‌طور کلی از توالی ماسه‌سنگ و سیلت‌استون قهوه‌ای روشن یکنواخت تا قرمز آجری با میان لایه‌های ماسه‌سنگ ریز دانه تشکیل شده است. عضو لهبری بیشتر به‌عنوان سازند بختیاری پایینی یا لایه‌های فرسوده نام‌گذاری شده بود. با این حال به دلیل شباهت بیشتر آن با سازند آجاجاری، به این سازند نسبت داده شد. واحدهای سنگی زیرسطحی میدان شامل سازندهای گروه بنگستان

1. Zagros Foredeep Fault

2. Mountain Front Fault

3. Zagros Foredeep



شکل ۱ ستون چینه‌شناسی میدان آذر واقع در بلوک اناران [۵ و ۲۷]



شکل ۲ کمربند چین‌خورده-رانده زاگرس در جنوب غرب ایران و منطقه مورد مطالعه [۱۴]



شکل ۳ تصویر ماهواره‌ای سنتینل از منطقه مورد مطالعه

دارای ابزار موقعیت یابی قوی باشد (برای مثال، لاگ GR). این عمل توسط مازول انطباق عمق نرم‌افزار ژئولاگ انجام شد. دستگاه‌های با حرکت آزاد، راحت‌تر از دستگاه‌هایی که با نیروی زیاد به دیواره چاه فشار وارد می‌کنند، از میان چاه عبور می‌کنند. به همین دلیل ابزارهای شدیداً متمرکز (مثل ابزار FMI) به‌عنوان لاگ پایه انتخاب نمی‌شوند. در مرحله آخر تصحیحات، با اختصاص طیف رنگی روی داده‌های مقاومت برای به‌دست آوردن پیکسل‌های تصویری که معرف اندازه یک مجموعه خاص هستند، نرمال‌سازی تصویر انجام می‌شود. دو نوع نرمال‌سازی استاتیک و دینامیک روی تصویر انجام می‌شود. در نرمال‌سازی استاتیکی، طیف غالب رنگ‌ها (۱۲۸) در یک پنجره روی کل داده‌های چاه توزیع شده است. این روش به‌صورت کلی نمایش خوبی از داده‌ها را فراهم کرده و تغییرات مقاومت را برجسته می‌سازد. به‌هنجارسازی با وضوح بالاتر از طریق فرآیند نرمال‌سازی دینامیکی به‌دست می‌آید که در آن طیف رنگ غالب (تا ۱۲۸) بر روی پنجره‌ای با طول یک متری توزیع شده و با جابه‌جایی منظم پنجره به کل بازه داده‌ها اعمال می‌شود.

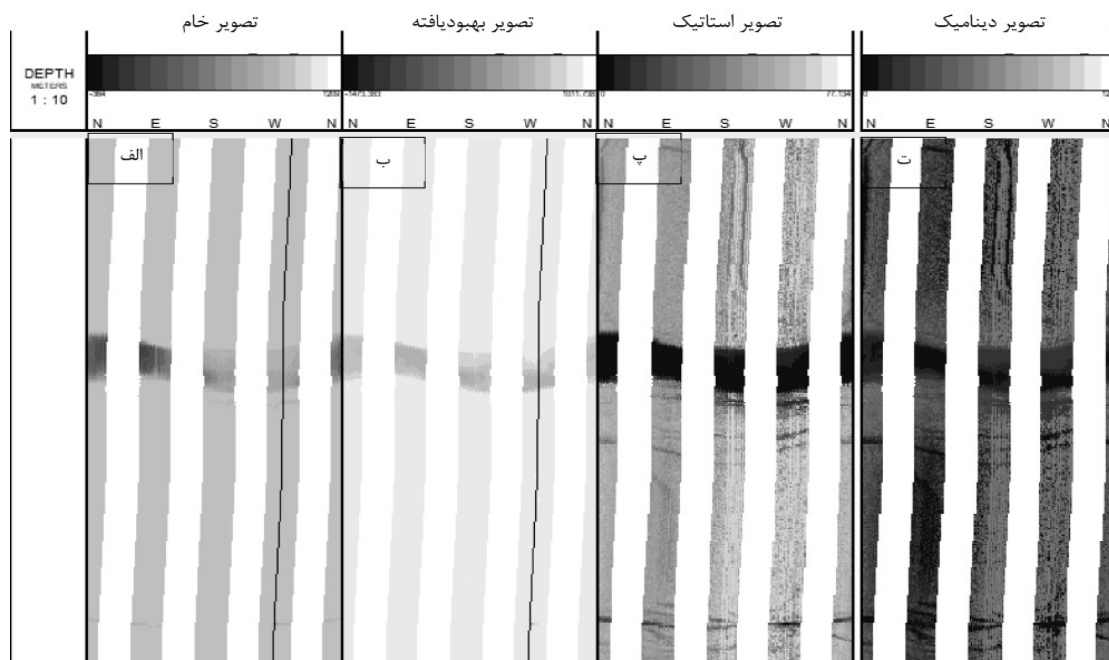
آماده‌کردن و استانداردسازی مناسب داده‌ها با استفاده از الگوریتم‌های تصحیح خاصی به‌دست می‌آید. پردازش داده‌های FMI در نرم‌افزار ژئولاگ نسخه ۸، با استفاده از کَشو تصاویر گمانه (WBI) انجام شد. برای تصحیح تصاویر خام، از مازول اصلی اصلاح سرعت با استفاده از زمان ثبت تصویر، شتاب و سرعت ابزار در هر عمق محاسبه شد. برای جلوگیری از محاسبه نادرست متغیرها گیرکردن دستگاه به دیواره چاه در زمان ثبت تصویر، تشخیص داده می‌شود. سپس با رفع بهم ریختگی‌ها، تصویر تصحیح شده از لحاظ سرعت، به‌عنوان ورودی در مراحل بعدی مورد استفاده قرار می‌گیرد. سپس تصویر با توجه به شمال چاه، جهت‌یابی شده است. هنگامی که دستگاه‌های نمودارگیری به‌طور متوالی به داخل چاه رانده می‌شوند همیشه تفاوت‌هایی در عمق، از دستگاهی به‌دستگاه دیگر و از رانشی به رانش دیگر به‌دلیل کشش تفاضلی کابل رخ می‌دهد. کشیدگی می‌تواند هنگام گیر کردن رشته ابزار حفاری و یا توقف موقت و آویزان بودن آن در چاه اتفاق بی‌افتد. قبل از ادامه پردازش داده‌ها همه عمق‌ها باید با لاگ پایه (عمق مرجع) انطباق داده شوند. لاگ پایه از دستگاهی انتخاب می‌شود که

شیب، مرز لایه‌بندی، شکستگی و هر ساختار صفحه‌ای دیگری را ممکن می‌سازد. شکستگی‌های القایی ناشی از حفاری و برون ریخت‌های دیواره چاه<sup>۱</sup> نیز در بیشتر مواقع به‌راحتی با این تصاویر قابل تشخیص هستند. پیک کردن شیب به‌صورت دستی با استفاده از یک موج سینوسی با دامنه و آریزوت متناسب با ویژگی‌های ساختاری بر روی تصویر انجام شد. پایین‌ترین نقطه گودی موج سینوسی، بیانگر جهت شیب بوده که عمود بر آن (بلندترین نقطه قله موج) امتداد به‌دست می‌آید [۱۵]، (شکل ۵). تمام تفاسیر شیب با استفاده از ترکیبی از تصاویر نرمال شده استاتیک و دینامیک همراه با نمودارهای گام-ری، مقاومت ویژه و لاگ قطر سنج (کلیپر لاگ) انجام شده است. در تصاویر ریز مقاومت سازندی، شکستگی‌هایی که ویژگی‌های رسانایی را دارند (که با رنگ‌های تیره نشان داده می‌شوند) شکستگی باز رسانا<sup>۲</sup> نامیده می‌شوند.

بنابراین تصاویر نرمال شده، تصویری بهینه از داده‌های مقاومت را تولید می‌کنند و به‌طور معمول در تفسیر نمودارها باهم استفاده می‌شوند و همان‌طور که دیده می‌شود در تصویر دینامیک رگه و شکستگی محسوس‌تر و در تصویر استاتیک تغییر لایه‌بندی بهتر دیده می‌شود (شکل ۴).

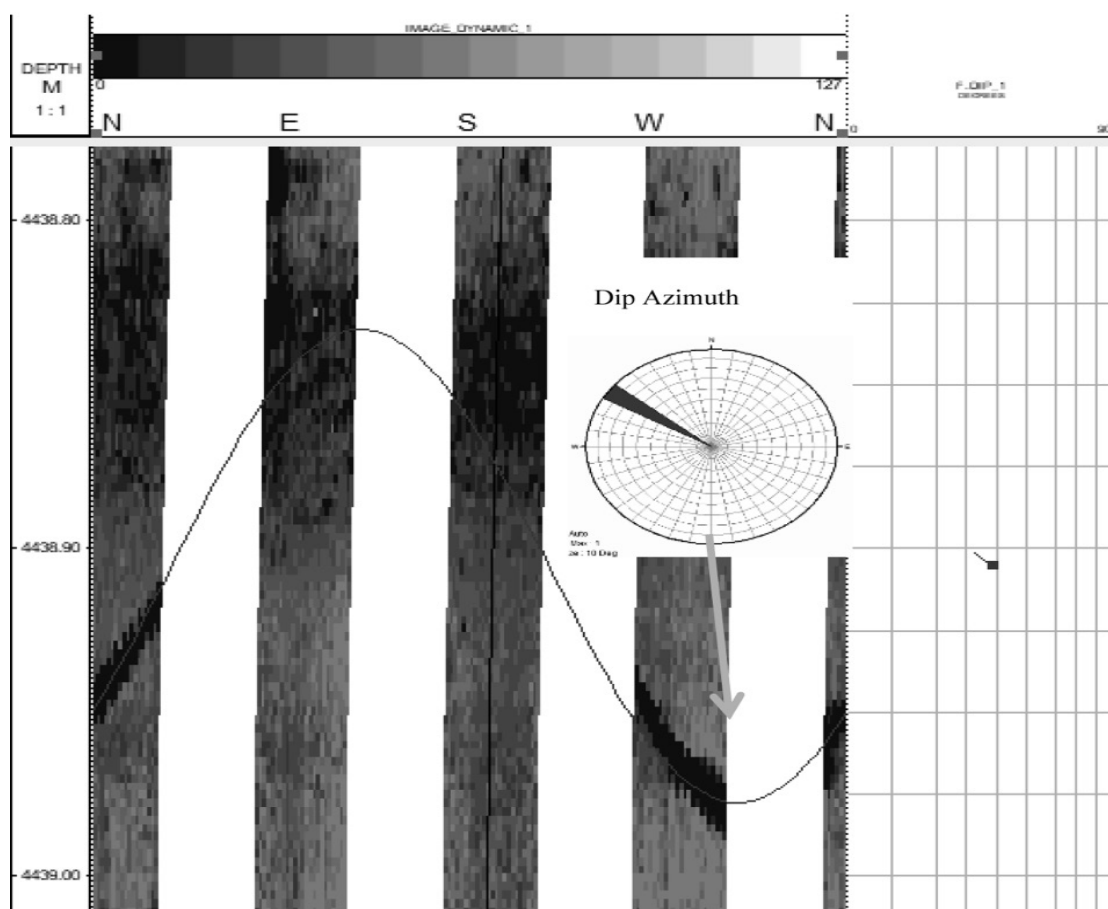
#### طبقه‌بندی دستی ساختارها روی تصویر FMI

تحلیل و تفسیر ساختارها با استفاده از FMI به‌منظور طبقه‌بندی شکستگی‌های طبیعی، مصنوعی (حاصل از حفاری)، لایه‌بندی، دستیابی به هندسه آنها (امتداد، جهت آریزوت و شیب)، تراکم و تعیین دقیق باز یا بسته بودن شکستگی‌ها انجام می‌شود. با توجه به حساسیت اندازه‌گیری بالای ابزارهای تصویربرداری از چاه، شکستگی‌های طبیعی با اطمینان بالایی قابل تشخیص هستند. پردازش تصاویر FMI با طبقه‌بندی ساختارها و پیک کردن شیب‌ها با استفاده از تصاویر به‌هنجارسازی شده ادامه یافت. پیک کردن شیب، امکان محاسبه زاویه



شکل ۴ مراحل تصحیح تصویر در چاه مورد مطالعه: الف) تصویر خام اولیه با اعمال تصحیح سرعت، ب) تصویر بهبود یافته قبل از برابر سازی دکمه‌ها و (پ و ت) به ترتیب تصویر استاتیک و دینامیک پس از اعمال فرآیند به‌هنجار سازی روی تصویر خام اولیه

1. Borehole Breakouts  
2. Conductive Fractures



شکل ۵ نحوه پیک کردن سینوسی شیب ساختارها روی تصویر

این شکستگی‌ها نسبت به محور چین به سه حالت کلی موازی، عمود و مورب نسبت به محور چین دسته‌بندی شدند (شکل ۶). مفروض است که شکستگی‌های عمود بر محور چین، مربوط به قبل از چین‌خوردگی هستند درحالی‌که شکستگی‌های موازی و مایل، هم‌زمان با چین‌خوردگی یا بعد از چین‌خوردگی ایجاد می‌شوند.

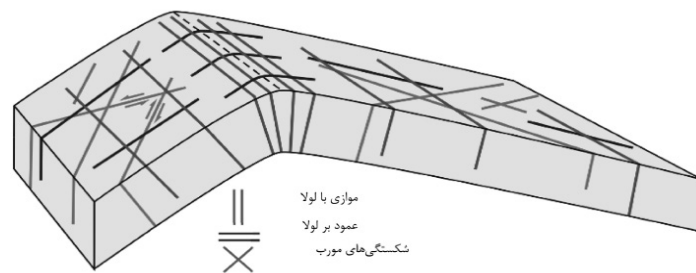
#### تفسیر ساختاری FMI

تفسیر ساختاری شامل شناسایی ساختار و هندسه آن‌ها روی تصویر از جمله ساختارهای با منشأ زمین‌ساختی (شامل شکستگی‌های طبیعی)، لایه‌بندی، ساختارهای موازی لایه‌بندی، تعیین جهت‌گیری کنونی تنش زمین‌ساختی میدان با استفاده از جهت‌های شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌های چاه است.

این شکستگی‌ها بعداً به دو نوع رسانای پیوسته و ناپیوسته براساس ظاهر و پیوستگی آنها در طول قطر چاه طبقه‌بندی شده‌اند. شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌ها نیز بیشتر قائم و نزدیک به قائم بوده و در تصویر جهت شیب یا مقدار شیب ندارند، اما امتداد آنها را می‌توان شناسایی و برای نشان دادن جهت حداکثر و حداقل تنش افقی استفاده کرد.

#### آنالیز ساختاری

شکستگی‌ها در کمربندهای چین‌خورده-رانده می‌توانند قبل یا پس از چین‌خوردگی ایجاد شوند که می‌توان با استفاده از معیارهایی مانند ارتباط بین جهت‌گیری شکستگی‌ها و محور چین و زاویه شیب شکستگی نسبت به لایه‌بندی زمان ایجاد شکستگی‌ها را تشخیص داد [۱۶ و ۱۷]. در این مطالعه دسته‌بندی شکستگی‌ها براساس مدل پرایس و کاسگاروف [۱۸ و ۱۹]، براساس جهت‌گیری



شکل ۶ مجموعه شکستگی‌ها در تاقدیس‌های نامتقارن در طبقه‌بندی پرایس (پرایس ۱۹۶۶ [۱۸]؛ اصلاح شده توسط پرایس و کاسگاروف، ۱۹۹۰ [۱۹])

- شکستگی‌های رسانای پیوسته: نوع غالب شکستگی‌ها در بازه مورد بررسی که به‌طور کامل چاه را به‌صورت سینوسی و حداکثر پیوستگی در تصویر FMI قطع می‌کنند، شکستگی‌های رسانای پیوسته هستند (شکل ۷-ب). این شکستگی‌ها شاید شکستگی‌های ناپیوسته‌ایی که توسط چاه در یک مقطع پیوسته برش داده شده‌اند را به‌صورت رسانای پیوسته نشان دهند، درحالی که با فاصله گرفتن از مجاورت چاه ممکن است ناپیوسته باشند. به‌طور کلی براساس میزان گستردگی و بازشدگی شکستگی دو نوع شکستگی‌های بزرگ و متوسط رسانای پیوسته در این بازه تشخیص داده شدند که به‌ترتیب به‌عنوان مثال برای چاه Wa دارای فراوانی ۱۲ و ۳۴ عدد با محدوده شیب از ۵۵ تا ۷۵ هستند. آمارهای این شکستگی‌ها در بازه مورد مطالعه، جهت‌گیری غالب امتداد NW-SE و آزمون NE را نشان می‌دهند (شکل ۸-پ). این جهت‌گیری‌ها تبعیت این شکستگی‌ها از روند ساختاری اصلی منطقه (NW-SE)، همان‌طور که در توضیحات زمین‌شناسی بحث شده را نشان می‌دهند در دو چاه مورد مطالعه تبعیت می‌کنند.

- شکستگی‌های رسانای ناپیوسته: در مقایسه با شکستگی‌های رسانا پیوسته، این شکستگی‌ها که به‌صورت خطی ظاهر می‌شوند، به‌طور کامل دیواره را قطع نمی‌کنند (شکل ۷-ب). شکستگی حتی اگر ناپیوسته باشد، به‌صورت سینوسی با رأس و گودی در تصویر مشاهده می‌شود.

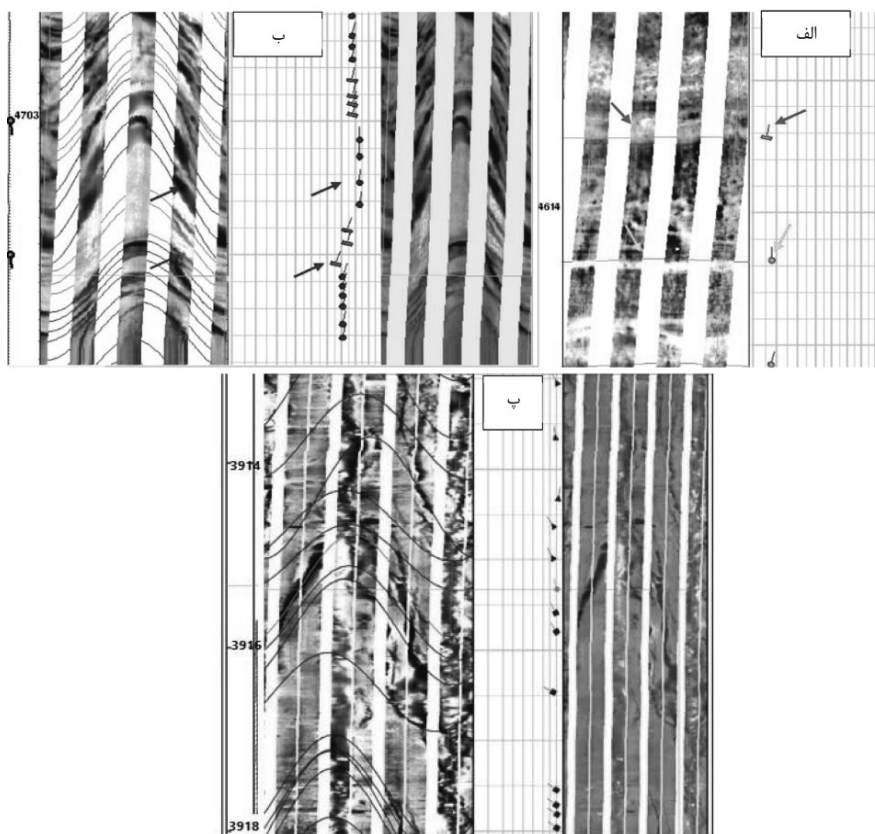
آنالیز شکستگی‌ها شامل طبقه‌بندی، جهت‌گیری، بازشدگی و چگالی شکستگی‌ها برای بازه عمقی ۴۱۵۸ تا ۴۷۵۰ m انجام شد.

### شکستگی‌های طبیعی و لایه‌بندی

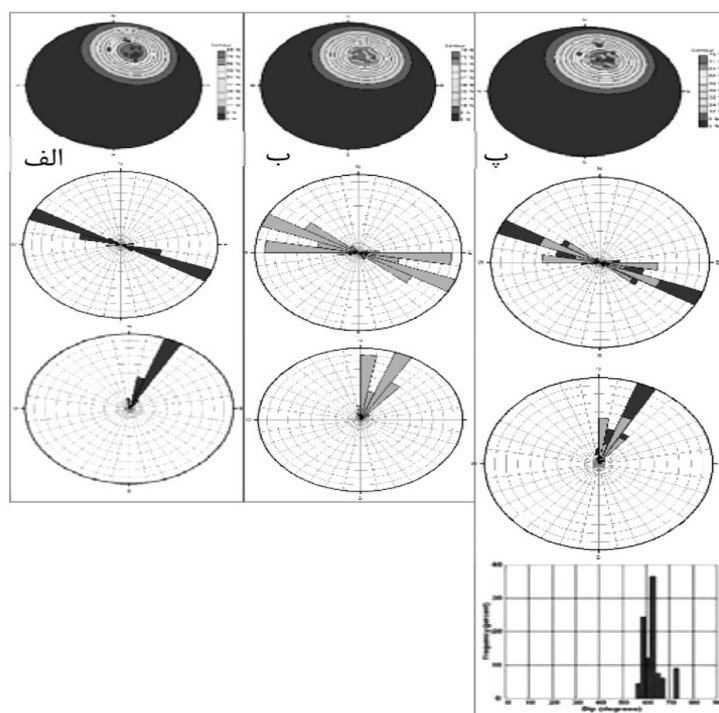
اکثر شکستگی‌ها در سازند سروک پایینی و بالایی توسعه یافته‌اند و شکستگی‌های شناسایی‌شده به‌طور انحصاری رسانا هستند (که باز در نظر گرفته می‌شوند). شکستگی‌های نارسانا (که بسته در نظر گرفته می‌شوند) در بازه مورد مطالعه شناسایی نشدند. شکستگی‌های رسانا به‌صورت پیوسته و ناپیوسته طبقه‌بندی شدند؛ به این صورت که شکستگی‌های با طول مشاهده شده  $50\% >$  و  $50\% \leq$  به‌ترتیب جزو شکستگی رسانای پیوسته و ناپیوسته روی تصویر چاه در نظر گرفته شدند. انواع شکستگی، ریخت‌شناسی و جهت‌گیری آنها در زیر شرح داده شده‌اند:

- لایه‌بندی‌ها: اختلاف مقاومت الکتریکی ناشی از تغییر بافت یا ترکیب لایه‌ها، باعث می‌شود دو طرف لایه‌ها توسط یک نوار خطی به نام مرز لایه‌بندی در نمودارهای تصویری به‌نچار شده با تغییر رنگ از هم تفکیک شوند. به‌عنوان مثال در چاه Wa، ۲۲ عدد لایه‌بندی مطمئن (HC) با مرز واضح و هموار و ۷۳ عدد لایه‌بندی نامطمئن (LC) با مرزهای مبهم، ناصاف و غیرهموار تفسیر شد (شکل ۷-الف). امتداد غالب لایه‌بندی‌ها و همچنین لامینیشن‌ها NW-SE و عمود بر محور فشارش یا تنش بیشینه افقی با شیب از محدوده صفر تا ۱۵° است.





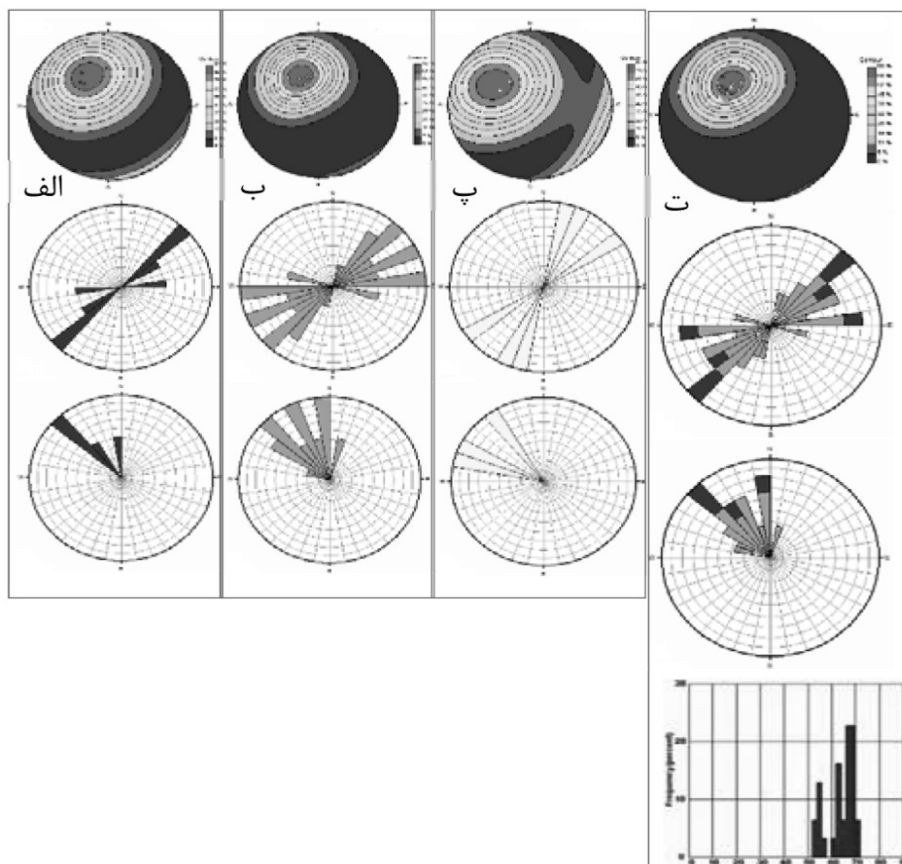
شکل ۷ الف) لایه‌بندی: نمودار بچه قورباغه‌ای مستطیلی معرف لایه‌بندی نامطمئن و نمودار بچه قورباغه‌ای دایره‌ای معرف لایه‌بندی مطمئن، ب) شکستگی: شکستگی رسنای پیوسته با نمودار بچه قورباغه‌ای دایره‌ای و رسنای ناپیوسته با مستطیل نشان داده شده است. (چاه Wa) و پ) شکستگی رسنای پیوسته با نمودار بچه قورباغه‌ای دایره‌ای و رسنای ناپیوسته با مستطیل نشان داده شده است (چاه Wb در سازند سروک بالایی)



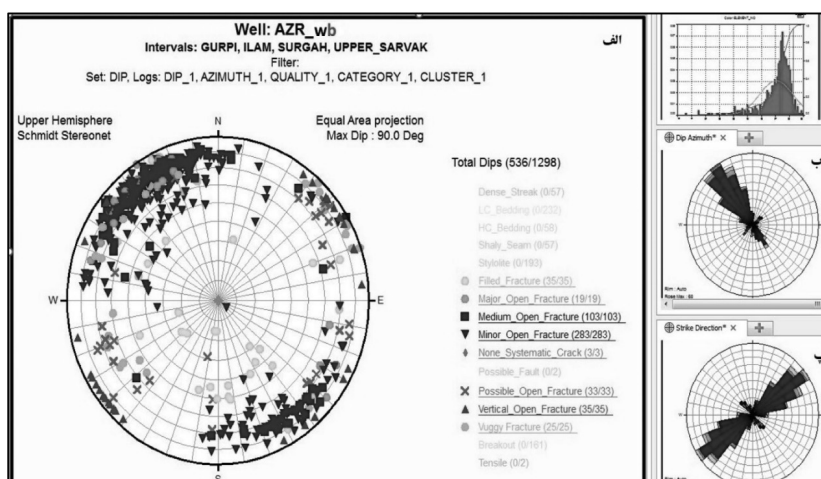
شکل ۸ ترسیم آماری شکستگی‌های پیوسته رسانا، الف) شکستگی بزرگ پیوسته رسانا، ب) شکستگی پیوسته متوسط رسانا، پ) کل شکستگی‌های پیوسته رسانا در چاه Wa. (از بالا به پایین شامل نمودار قطبی، امتداد، آزیموت و شیب)

شد، هم‌راستا با تنش افقی بیشنه و عمود بر روند ساختاری عمده منطقه (راستای شمال غرب- جنوب شرق) است (شکل ۱۰). همان‌طور که در نتایج آماری شکستگی‌ها اعم از امتداد و شیب آنها در چاه Wb مشاهده می‌شود، جهت یافتگی شکستگی‌های موجود در سازندهای گورپی، ایلام، سورگه و سروک بالایی در چاه Wb مشابه الگوی مشاهده شده در چاه Wa بوده و جهت گیری امتداد غالب NE-SW و آزیموت NW را نشان می‌دهد. بنابراین برای تحلیل تنش‌های افقی در ناحیه در اعماق ۳ تا ۵ هزار متر جهت یافتگی تقریباً همسو با نتایج تحلیل‌های تکتونیک سطحی ناحیه می‌باشد. البته مقادیر فراوانی امتداد شکستگی‌ها در دو چاه با توجه به موقعیت آن‌ها در تاق‌دیس متفاوت‌تر دیده می‌شود. (اشکال ۹ و ۱۰).

این شکستگی‌ها می‌توانند به‌طور مطمئن با منشأ طبیعی در نظر گرفته شوند. درجایی که شکستگی ناپیوسته باشد و منحنی خطی روند شبه سینوسی داشته باشد، اما رأس و گودی موج سینوسی را توصیف نکند، ممکن است شکستگی ناشی از حفاری باشد، یا به‌طور احتمالی، یک شکستگی بسته باشد که تا حدی توسط فرآیند حفاری باز شده است. این شکستگی‌ها در سه دسته شکستگی‌های بزرگ، متوسط و کوچک، به‌ترتیب با فراوانی ۴، ۲۳ و ۳ عدد با محدوده شیب از ۵۰ تا ۷۵° تشخیص داده شدند. ترسیم آماری در طول این فاصله، جهت‌گیری امتداد غالب NE-SW و آزیموت NW را نشان می‌دهند، که در اشکال ۸ و ۹ نشان داده شده‌اند. این جهت‌گیری، همان‌طور که در توضیحات زمین‌شناسی منطقه‌ای بحث



شکل ۹ ترسیم آماری شکستگی‌های ناپیوسته رسانا. الف) شکستگی بزرگ ناپیوسته رسانا، ب) شکستگی ناپیوسته متوسط رسانا، پ) شکستگی ناپیوسته کوچک رسانا و ت) کل شکستگی‌های ناپیوسته رسانا در چاه Wa. (از بالا به پایین شامل نمودار قطبی، امتداد، آزیموت و شیب)



شکل ۱۰ ترسیم آماری انواع شکستگی‌ها و فراوانی آنها در چاه Wb الف) ترسیم شکستگی‌های موجود در سازندهای گورپی، ایلام، سورگاه و سروک بالایی (نمودار قطبی)، ب) آزیموت شیب شکستگی‌ها و پ) کل امتداد شکستگی‌های رسانی

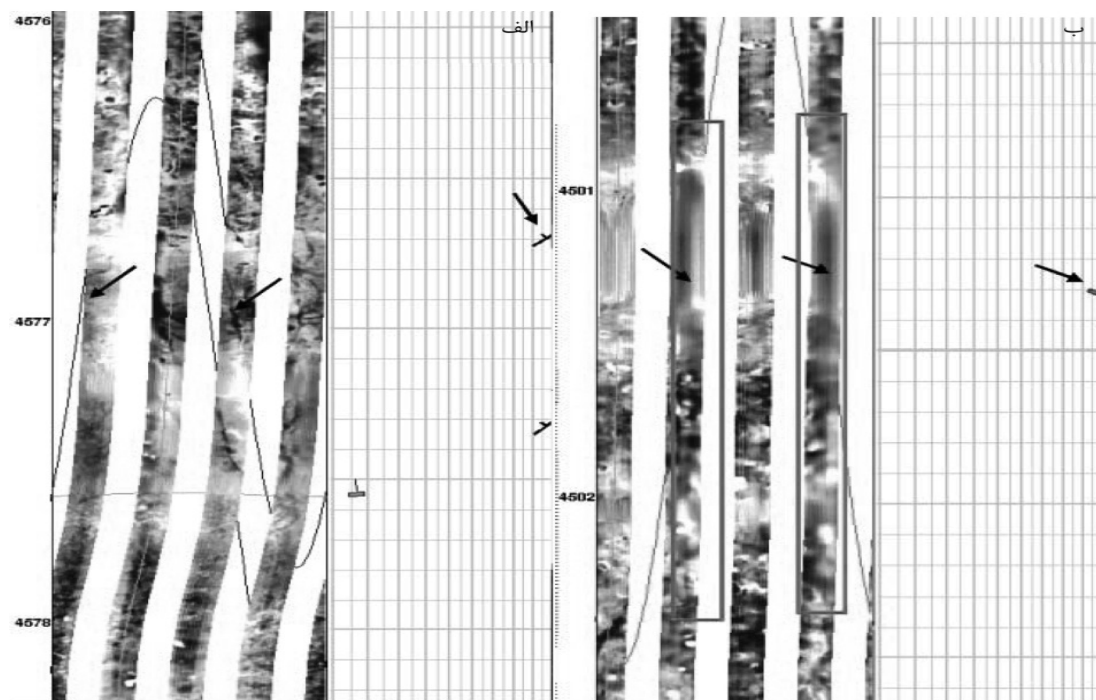
و کششی) را از خود نشان می‌دهند. سنگ‌ها می‌توانند هم تنش‌های فشارشی و هم تنش‌های برشی را تحمل کنند، اما سیال پرکننده (گل حفاری) چاه تنها می‌تواند تنش فشاری را تحمل کند. در نتیجه، تراکم تنش‌ها در اطراف چاه به دو صورت دیده می‌شود: تنش حلقوی<sup>۱</sup> یا تنش مماسی<sup>۲</sup> وقتی وزن گل خیلی کم است (به‌عنوان مثال، تنش شعاعی = وزن گل - فشار منفذی)، حداکثر تنش حلقوی خیلی بیشتر از تنش شعاعی بوده و منجر به برون ریخت چاه شده و بالعکس با افزایش تنش شعاعی و کاهش تنش حلقوی ناشی از افزایش وزن گل حفاری شکستگی القایی ایجاد می‌شود (شکل ۱۱- الف و ب). به‌طور کلی، در چاه‌های عمودی و یا چاه‌های با مقدار انحراف کم و نزدیک به عمود، محور طولیل‌شدگی چاه با روند کمینه تنش افقی ( $S_{hmin}$ ) و امتداد شکستگی‌های ناشی از عملیات حفاری نیز با روند بیشینه تنش افقی ( $S_{Hmax}$ ) هم‌راستا می‌باشند. با این حال، این فرضیه ممکن است برای چاه‌های انحرافی به‌ویژه چاه‌هایی که با هیچ یک از دو تنش افقی هم‌راستا نیستند، درست نباشد. در چنین چاه‌هایی، جهت‌گیری برون ریخت‌های چاه و شکستگی‌های القایی ممکن است

- شکستگی‌های باز احتمالی: تعدادی از ساختارهای خطی را که از حالت موج سینوسی و امتداد غالب شکستگی‌های رسانی ناپیوسته طبیعت می‌کردند و در خلاف جهت رگچه‌های رسانی شیلی بودند، اما دارای ویژگی‌هایی از جمله گسترش و وضوح پایین و گاهی قرارگیری در عمق‌های با تراکم شکستگی کم بودند، به‌عنوان شکستگی‌های باز احتمالی طبقه‌بندی شدند.

#### آنالیز تنش درجا

سطح زیرین پوسته زمین به‌ندرت در شرایط تنش لیتواستاتیک (با تنش‌های برابر در همه جهات؛ یعنی  $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ ) باقی می‌ماند. به‌طور کلی، تعادل حالت‌های تنش با حرکات صفحات زمین‌ساختی مختل می‌شود و منجر به شکل‌گیری یک سیستم تنش منطقه‌ای می‌شود که ممکن است خود به‌طور جزئی، کامل و یا انطباقی توسط تنش‌های محلی مرتبط با گسل، چین‌خوردگی، گنبدزایی، آتشفشانی و غیره کنترل شود. جهت‌گیری چنین تنش‌های محلی ممکن است به‌طور ناگهانی در فواصل کوتاه در هر منطقه تغییر کند. حتی این تغییرات می‌تواند در امتداد منطقه یک چین و یا گسل هم مشاهده شود. چاه‌های حفاری‌شده در نواحی تحت تنش‌های نامتعادل با نفوذ گل حفاری به لایه‌های چاه، اغلب دو نوع شکستگی (برشی

1. Hoop Stress  
2. Radial Stress



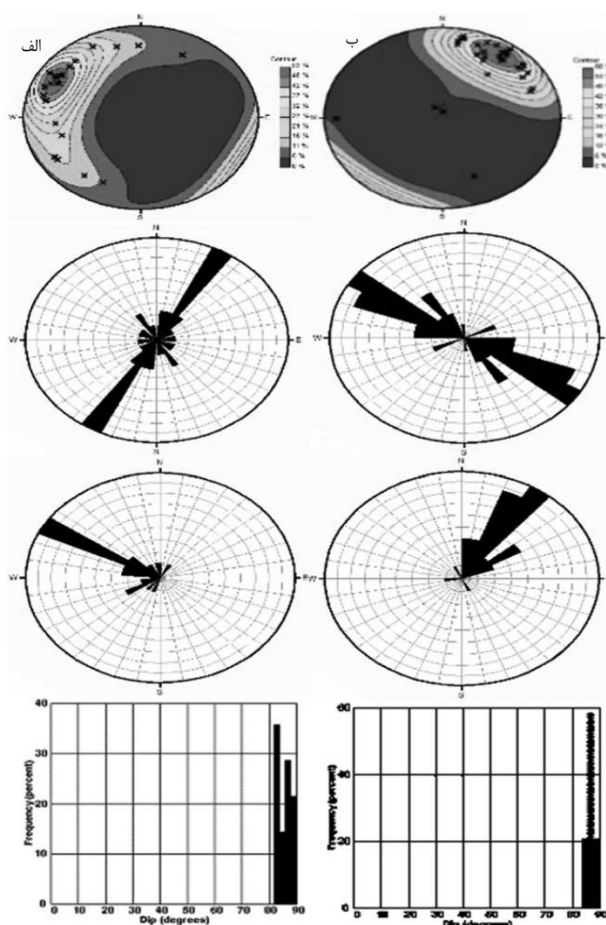
شکل ۱۱ (راست الف) شکستگی‌های القایی حاصل از عملیات حفاری در چاه Wa و ب) برون ریخت‌های دیواره چاه

نامتقارن است (شکل ۱۴-الف). در واقع بیشتر چین‌خوردگی‌هایی که در کمربند چین‌خورده ساده زاگرس وجود دارند نامتقارن هستند، به طوری که دامنه جنوب باختری تاقدیس‌ها پرشیب‌تر از دامنه شمال خاوری آنها می‌باشند. از مهم‌ترین ساز و کارهای ناحیه‌ای در ارتباط با تشکیل چین‌های نامتقارن در این کمربند، ایجاد برش در منطقه گسیخته گروه متحرک پایینی (سری هرمز به سن پروتروزوئیک) است، به این صورت که در طی چین‌خوردگی، گروه مقاوم (توالی شیل و ماسه و به طور فرعی سنگ‌های کربناته از کامبرین تا میوسن) نسبت به پی‌سنگ به طور نسبی به سمت جنوب باختری حرکت کرده است؛ به نحوی که ایجاد یک برون ریخت ناقص سبب کشیده شدن یکی بر روی دیگری شده است (شکل ۱۴-ب). همگرایی و برخورد اولیه ورقه عربی به ایران مرکزی به کرتاسه میانی-پسین نسبت داده می‌شود [۲۰ و ۲۱]. که این همگرایی به فرورانش حاشیه شرقی نئوتتیس به زیر ایران مرکزی منجر شده است [۲۲ و ۲۳] (شکل ۱۵-الف).

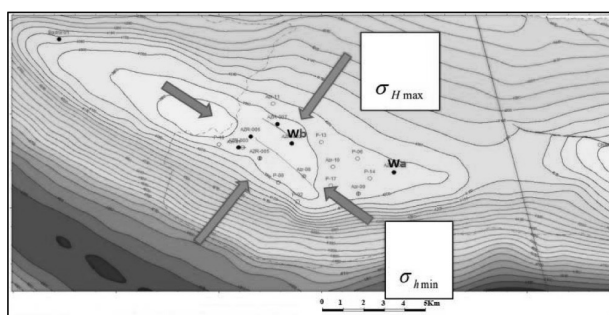
جهت‌گیری واقعی دو تنش افقی را نشان ندهند، زیرا هر سه تنش اصلی (عمودی و دو افقی) به طور مایل به چاه عمل می‌کنند. هر دو شکستگی‌های القایی (ناشی از عملیات حفاری) و گسیختگی‌های چاه در بازه عمقی مورد مطالعه، توسعه یافته‌اند. ترسیم آماری شکستگی‌های القایی، جهت‌گیری امتداد غالب NE-SW را نشان می‌دهد (شکل ۱۲ الف)، همچنین ترسیم آماری برون ریخت‌های چاه، امتداد غالب NW-SE را نشان می‌دهد (عمود بر امتداد شکستگی‌های القایی). هر دو چاه مورد مطالعه در واقع عمودی هستند، با شیب بسیار کم ( $4/6^\circ$ ) جنوب غربی. بنابراین، با اطمینان بالایی امتداد شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌های چاه به ترتیب روندهای بیشینه و کمینه تنش افقی را نشان می‌دهند (شکل ۱۳).

### بحث

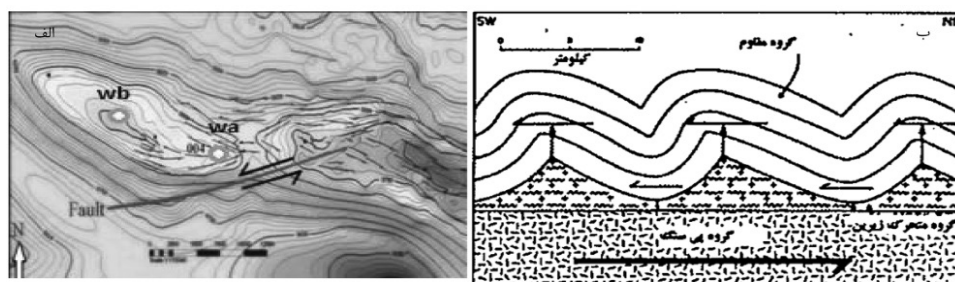
همان‌طور که در بخش زمین‌شناسی و زمین‌ساخت منطقه نیز اشاره شد، چین‌خوردگی رخ داده در این میدان براساس نقشه زیرسطحی (UGC) یک چین



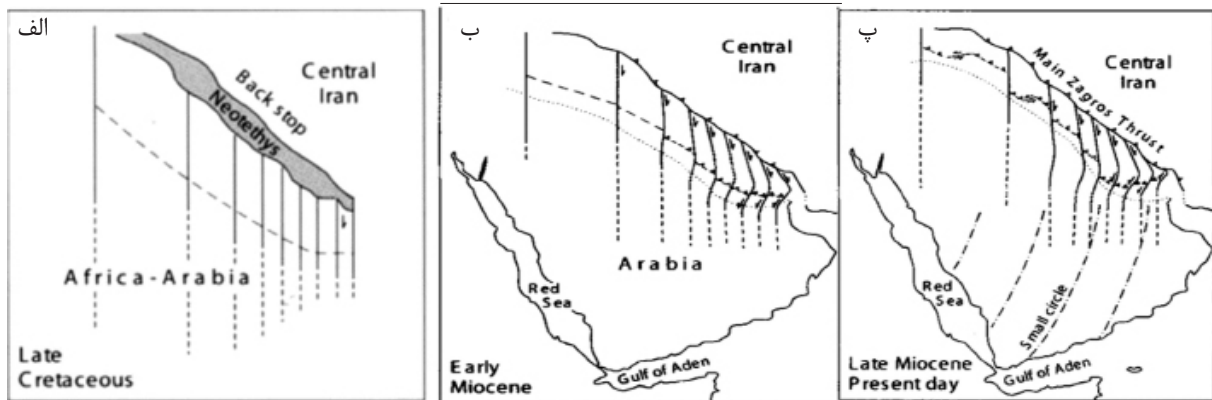
شکل ۱۲ (چپ) الف) شکستگی‌های القایی و ب) برون ریخت‌های چاه



شکل ۱۳ نقشه جهت‌گیری تنش‌های افقی حداکثر و حداقل ( $\sigma_{Hmax}$  و  $\sigma_{Hmin}$ ) براساس مطالعات لرزه‌ای ناحیه در محدوده مورد مطالعه و موقعیت دو چاه مورد مطالعه



شکل ۱۴ الف) نقشه زیرسطحی از سازند سروک میدان و جابه‌جایی محور تاقدیس نامتقارن مورد مطالعه (غربی) به همراه موقعیت چاه‌ها و ب) تاقدیس‌های نامتقارن که توسط نیروی برشی در منطقه گسیخته شده‌اند (اقتباس از کلمن-سد، ۱۹۷۸ [۲۸]). در این تصویر نقش گسلش نادیده گرفته شده است.



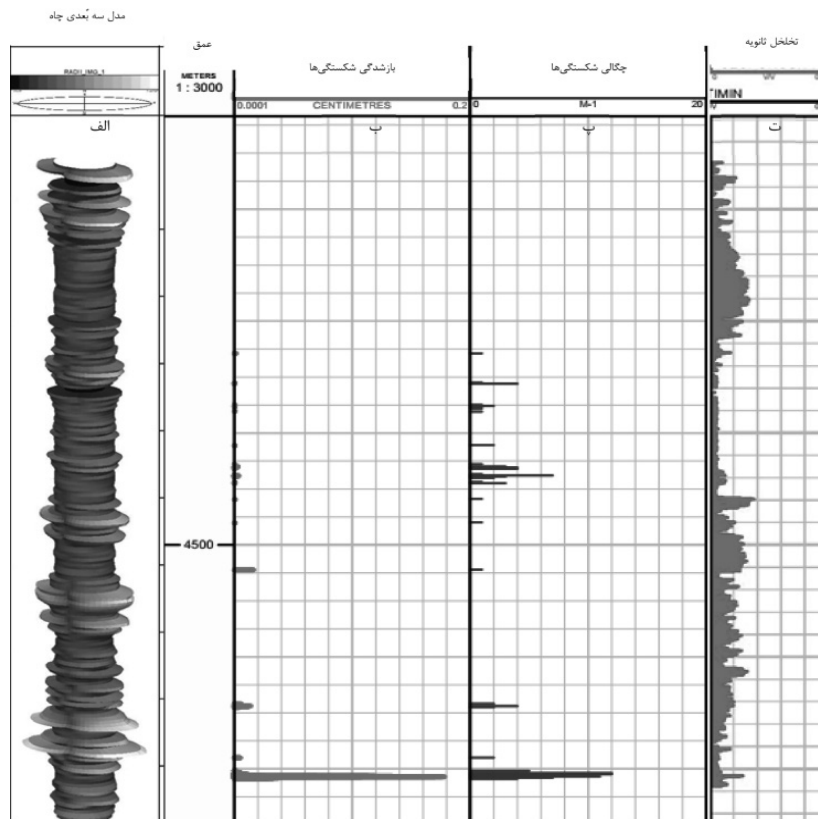
شکل ۱۵ مدل شوماتیکی تکامل کمربند زاگرس. الف) فرورانش حاشیه نئوتتیس به زیر ایران مرکزی در کرتاسه پایانی، ب) ادامه هم‌گرایی منجر به کوتاه‌شدن پی سنگ زاگرس با رانش عمودی از طریق گسل‌های رانده در امتداد NW-SE و رانش جانبی با چرخش بلوک‌های محصورشده با گسل تقسیم‌بندی کرد که از شمال‌باختر به جنوب‌خاور در امتداد کمربند زاگرس افزایش می‌یابد و پ) وضعیت کنونی ساختارهای زاگرس [۲۹]

هرزروی بالای گل حفاری از نتایج به‌دست آمده قبلی [۲۷]، باعث ایجاد ساختاری با رژیم فشاری متناوب و پیچیده در میدان شده است که می‌توان آن را جزو پیچیده‌ترین میدان نفتی از لحاظ زمین‌شناسی در ایران به‌شمار آورد، در نتیجه هر چاه از این میدان دارای تاریخچه زمین‌شناسی منحصر به فرد و متفاوت خود است. اطلاعات به‌دست آمده از لاگ تصویری در دو چاه مورد مطالعه، امتداد شکستگی‌های القایی را که مبین بیشترین تنش افقی هستند، N30E تا N50E و کمابیش هم‌راستا با روند کلی فشارش وارده به صفحه ایران از جانب ورقه عربی را نشان می‌دهد. همچنین امتداد برون ریخت‌های هر دو چاه معرف کمترین تنش افقی، N60W تا N40W و عمود بر روند تنش افقی بیشینه به‌دست آمده است، در صورتی که تنش افقی بیشینه و کمینه به‌دست آمده از لاگ تصویری در تعداد دیگری از چاه‌های مطالعه‌شده در یال غربی و دور از جنوب میدان، هم به‌ترتیب روند N50E و N40W را نشان می‌دهند [۲۷]. با این نتایج روند تنش‌ها در چاه Wa، اختلاف امتداد حدود  $20^\circ$  درجه به‌صورت چپ‌گرد نسبت به‌سایر چاه Wb و سایر چاه‌ها را دارد. امتداد دسته II شکستگی‌های طبیعی در چاه Wa نیز تقریباً در همین راستا است.

ادامه تغییر شکل به‌صورت چین‌خوردگی-راندگی در طول فاز اصلی کوه‌زایی زاگرس در اواخر دوره میوسن شروع و براساس اطلاعات لرزه‌خیزی، این تغییرشکل هم‌چنان فعال بوده و ادامه دارد [۲۳] و [۲۴]. پس از ایجاد زمین‌درز زاگرس، ادامه هم‌گرایی بین ورقه عربی و ایران منجر به چرخش بلوک‌های پی‌سنگی محدود به گسل شده (شکل ۱۵-ب و پ) و در طول مراحل بعدی، چرخش خلاف جهت عقربه ساعت بلوک‌ها به نوبه خود باعث حرکت راست‌گرد گسل‌های با راستای NW-SE در مجاور محور اصلی راندگی زاگرس شده است. در مقابل، حرکت چپ‌گرد در امتداد گسل‌های با روند NE-SW به دلیل چرخش ساعت‌گرد بلوک‌های گسلی شدت یافته است [۲۵]. چین‌خوردگی این میدان نیز متأثر از گسلش امتدادلغز چپ‌بر (از مشتقات گسل بالارود) با خمش چرخشی از این روند تکاملی تبعیت می‌کند. چرخش محور تاقدیس نشانگر فعالیت پی‌سنگی این گسل بوده که اختلاف عمق پی‌سنگی در دو طرف گسل اصلی بالارود می‌تواند باعث تشدید حرکت راست‌لغز چپ‌گرد آن و ایجاد گسل‌های فرعی با این مکانیسم شده باشد [۲۶]. تغییرات جهت تنش بیشینه و کمینه در ساختمان میدان، جابجایی محور تاقدیس در اثر عملکرد گسل امتداد لغز چپ‌بر، توسعه شکستگی و در نتیجه

ایجادشده توسط لایه‌بندی ایجاد شوند و به‌طور حتمی به مجموعه شکستگی‌های اولیه (پیش از چین‌خوردگی) مرتبط نیستند. شکستگی‌های دسته III شکستگی‌های مورب مزدوج نسبت به لولای چین هستند که امتدادهای ENE-WSW و WNW-ESE را شامل می‌شوند زمان تشکیل مجموعه شکستگی‌های مورب در چین بعد از تشکیل شکستگی‌های موازی و عمود بر محور چین پیشنهاد می‌شود. نحوه تشکیل این شکستگی‌ها ممکن است مربوط به فعالیت مجدد در حین تغییر جهت تنش اطراف گسل‌های پی‌سنگی باشند، همان‌طور که در نقاط دیگر کمر بند چین‌خورده-رانده زاگرس پیشنهاد شده است [۳۱ و ۳۲]. از طرفی، می‌توانند به‌دلیل کوتاه‌شدگی کمابیش عمود بر لایه‌بندی و کشش جانبی در طول خمش چین (به‌خصوص در قسمت جنوبی چین و در هر دو یال شرقی و غربی) ایجاد شوند. تفسیر دوم به بهترین نحو با موقعیت و امتداد غالب همراه با توسعه دیر هنگام مجموعه شکستگی‌های مورب مزدوج متناسب است. شکستگی‌های دسته III و تا حدی دسته II، می‌توانند در مراحلی از خمش چپ‌گردی هم در تشکیل و هم در تغییر جهت تأثیر گرفته باشند. به‌دلیل قرار گرفتن چاه Wa در جنوب‌شرق میدان و یال کم‌شیب خاوری چین، انتظار می‌رفت که چگالی شکستگی‌های مخزنی نسبت به نتایج چاه‌های یال غربی منجمله چاه Wb کمتر باشد، اما برخلاف انتظار تراکم بالای شکستگی‌ها مخزنی به‌ترتیب در سازند سروک پایینی، بخش احمدی و سروک بالایی مشاهده شد. بازشدگی شکستگی‌ها نیز از ۰/۰۰۰۱ تا ۰/۱۷۵ cm متفاوت بود که بیشترین میزان بازشدگی در شکستگی‌های سروک پایینی بوده و غالب این شکستگی‌ها را نوع I تشکیل می‌دهد و در چاه Wb بیشترین شکستگی‌ها در سروک بالایی دیده می‌شود. همچنین تراکم شکستگی در چاه Wa ۳/۶۷ (M/ 1) به‌دست آمد (شکل ۱۶).

که این امر را می‌توان به فعالیت‌های منطقه‌ای بعد از چین‌خوردگی و متاثر از گسلش امتداد لغز چپ‌بر نسبت داد درحالی‌که در چاه Wb متفاوت‌تر است. سه مرحله شکستگی مخزنی در تاق‌دیس و در چاه‌های مورد مطالعه در ارتباط با چین‌خوردگی - راندگی - خمش پیشنهاد شده است که اجزای مختلف شبکه شکستگی‌ها را از نظر هندسه و رفتار دینامیکی توصیف می‌کند: شکستگی‌های نوع I در چاه، با توجه به موازی بودن با محور لولا و همچنین روند کمابیش موازی با لایه‌بندی جزو شکستگی‌های طولی می‌باشند. این شکستگی‌ها در طی فشرده‌شدن ساختمان به موازات خط فرورانش صفحه عربی به زیر صفحه ایران مرکزی و کشش قوس خارجی چین به موازات روند تنش افقی حداقل ایجاد شده‌اند. وجود دو گسل نرمال موازی با امتداد این دسته از شکستگی‌ها و همچنین قرار گرفتن اکثر شکستگی‌های پیوسته باز در این دسته، صحت روند پیشنهادی تشکیل این شکستگی‌ها را محتمل‌تر می‌کند که هم‌زمان با چین‌خوردگی و در حین رشد چین تشکیل شده باشند. در نتیجه شکستگی‌های نوع I را با اطمینان زیاد می‌توان شکستگی‌های مرتبط با چین‌خوردگی اولیه در میوسن پیشین دانست. شکستگی‌های نوع II، با روند کلی NE-SW بیشتر باز و ناپیوسته و جزو شکستگی‌های نسبت به چین محسوب می‌شوند، زیرا کمابیش عمود بر محور لولای چین گسترش دارند. شکستگی قبل از چین‌خوردگی برای این دسته از شکستگی‌ها پیشنهاد می‌شود که توسط تنش‌های دور از میدان و در طول برخورد ورقه عربی به اوراسیا در حوضه پیش‌بوم تشکیل شده‌اند. شکستگی‌های مشابهی در نقاط دیگری از زاگرس مشاهده شده‌اند (برای مثال منابع [۳۰ و ۳۱]). علاوه‌بر این، نا همسان‌گردی مکانیکی می‌تواند باعث ایجاد شکستگی شود. شکستگی‌های عمود بر لایه‌بندی می‌توانند با ناهمسان‌گردی مکانیکی

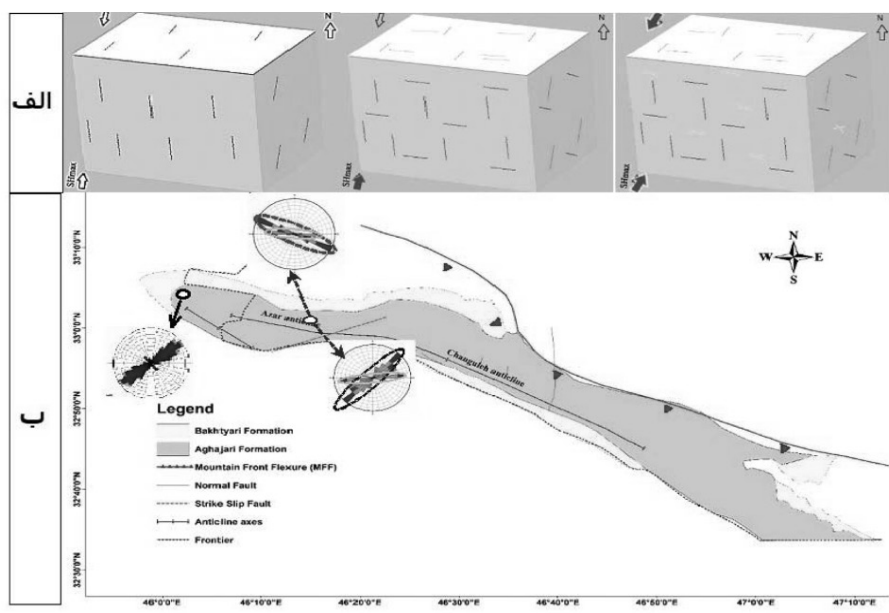


شکل ۱۶ الف) مدل ۳D از چاه به صورت کامل و در حالت غیر آزمون، ب) بازشدگی شکستگی‌ها، پ) چگالی شکستگی‌ها و ت) تخلخل ثانویه به دست آمده در چاه مورد مطالعه

شکستگی‌های بسته نسبت به شکستگی‌های باز سن بیشتری دارند. همچنین شکستگی‌های جوان معمولاً ضمن اینکه شکستگی‌های قدیمی را قطع نمی‌کنند، به یکدیگر نزدیکتر هستند، در نتیجه شکستگی‌های عرضی قدیمی تر از شکستگی‌های طولی و شکستگی‌های طولی نیز سن بیشتری نسبت به شکستگی‌های مورب دارند (شکل ۱۷). این نتایج می‌تواند به صورت مستقیم تأثیر زمین ساخت فعال محلی و به خصوص اثر گسل امتدادلغز چپ‌بر در نزدیکی چاه Wa را در مقایسه با چاه Wb دورتر از گسل نشان دهد. همچنین می‌توان رسوب‌گذاری هم‌زمان با زمین‌ساخت را به‌عنوان مهم‌ترین عامل کنترل‌کننده در شکل‌گیری میدان نفتی مورد مطالعه را براساس سن رسوب‌گذاری، شروع عملکرد زمین ساخت منطقه‌ای و محلی و هندسه شکستگی‌های زیرسطحی به دست آمده، در نظر گرفت.

به‌طور کلی می‌توان گفت شکستگی‌های دارای پرشدگی کهن‌ترین شکستگی‌ها براساس ویژگی‌های یک سنگ و محیطی که سنگ در آن قرار دارند، هستند [۱۹]، اما در این چاه‌ها شکستگی‌های پرشده یا بسته مشاهده نشد. این عامل را می‌توان به دو دلیل نسبت داد؛ اول با توجه به اینکه این چاه‌ها به صورت عمودی حفر شده و ابزار تصویرگر به داخل آن رانده شده است و همچنین نزدیکی جنس گل حفاری استفاده شده به سنگ میزبان در سازند سروک، امکان مشاهده این شکستگی‌ها را پایین آورده است. برای مشاهده و بررسی بیشتر این شکستگی‌ها می‌توان با حفر چاه‌های انحرافی و راندن ابزار تصویرگر به داخل چاه، شکستگی‌های بسته را در صورت وجود با دقت بالایی تشخیص داد. دلیل دوم هم می‌تواند سن نسبتاً جدید ایجاد شکستگی‌ها در میدان باشد، چراکه طبق الگوی پرایس و کاسگاروف ۱۹۹۰،





شکل ۱۷ الف) مدل مفهومی مراحل تشکیل شکستگی‌های میدان به‌دست آمده از نتایج شکستگی‌های واقعی در چاه‌های مورد مطالعه: از چپ به راست به ترتیب شکستگی‌های قبل از چین‌خوردگی (نوع II)، شکستگی‌های مربوط به چین‌خوردگی اولیه (نوع I) و شکستگی‌های نوع III مربوط به مراحل بعدی تغییر راستای تنش بعد از چین‌خوردگی؛ ب) نقشه زمین‌شناسی تاق‌دیس میدان و موقعیت چاه‌ها، خط‌چین‌های بیضی شکل قرمز، سیاه و زرد روی استریونتها به ترتیب امتداد شکستگی‌های نوع I، II و III را نشان می‌دهند

### نتیجه‌گیری

شکستگی‌ها کمابیش در کل بازه بررسی شده مشاهده شدند اما بیشترین توسعه را در سازند سروک پایینی و سروک بالایی داشتند. به‌طوری که شکستگی‌های رسانای پیوسته در این چاه‌ها نوع غالب شکستگی‌ها هستند. در هر دو چاه ترسیم آماری این شکستگی‌ها، جهت‌گیری امتدادی غالب NW-SE و آزیموت NE با دامنه اختلاف شیب از ۵۵ تا ۷۵° را نشان می‌دهند. شکستگی‌های رسانا ناپیوسته نیز دارای امتداد NE-SW، با آزیموت NW هستند که مقدار شیب شان از حدود ۵۰ تا ۷۵° متغیر است. هر دو شکستگی‌های ناشی از حفاری و برون ریخت‌های چاه در بازه مورد مطالعه در چاه‌ها توسعه یافته‌اند. شکستگی‌های ناشی از حفاری امتداد غالب NE-SW (تا N50E تا N30E) را نشان می‌دهند که نسبت به امتداد NW-SE (N) برون ریخت‌های چاه عمود می‌باشند. هر دو چاه مورد مطالعه اساساً عمودی هستند، بنابراین امتداد شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌های چاه‌ها با قطعیت بالا با روندهای بیشینه و کمینه

این مطالعه در یکی از میادین نفتی پیچیده از نظر زمین‌شناسی انجام شده که در مقایسه با دیگر چاه‌های نفت در ایران پیچیدگی زمین‌ساختی زیادی در ارتباط با شکستگی‌ها نشان می‌دهد. در اغلب موارد دسترسی به اطلاعات زیر سطحی و ساختاری به دلیل محدودیت‌ها و هزینه‌ها غیرممکن می‌شود. اما در شرایطی که اطلاعات زیر سطحی به‌خصوص درون چاهی فراهم شود می‌توان براساس روش‌های مناسب با تحلیل داده‌های زیر سطحی تحلیل‌های با ارزشی از ساختار زمین‌شناسی ناحیه و ژئو دینامیک پوسته فوقانی انجام داد. از آنجائی‌که اطلاعات شکستگی‌ها وضعیت زمین‌ساختی در عمق‌های چند هزار متر را در بر دارند بنابراین مقایسه آنها با شرایط زمین‌شناسی سطحی ناحیه می‌تواند روند تغییرات زمین‌ساختی عمقی را نیز براساس تغییرات شرایط لیتو استاتیک آشکار کند. در این راستا و در این مطالعه با توجه به نتایج به‌دست آمده از لاگ‌های چاه‌های مورد مطالعه،

محور چین قرار گرفته‌اند. به‌طور احتمالی بعد از تشکیل شکستگی‌های I و II و بدلیل فعالیت مجدد گسل‌های پی‌سنگی زاگرس از جمله گسل امتدادلغز چپر در میدان و کشش جانبی در طول خمش چین، این مجموعه شکستگی تشکیل شده باشند. مقایسه نتایج تحلیل شکستگی‌ها در دو چاه و وجود اختلاف در آزمون آنها نشان‌دهنده نقش تنش گسل چپ بر نزدیک‌تر به چاه Wa و تأثیر استرین پارٹیشنینگ در فاصله فزونتر (حدود ۵ km) در چاه Wb را نشان می‌دهد. هم‌چنین نتایج کمی داده‌ها، تراکم بالای شکستگی‌های طبیعی و روندهای مختلف آنها در سارند مخرنی میدان سروک، حاکی از زمین ساخت فعال ناحیه‌ای و محلی می‌باشند. با توجه به پیچیدگی‌های ساختاری ناحیه اعم از چین خوردگی و فعالیت گسل‌های مهم ناحیه در فازهای مختلف براساس سن سازند مورد مطالعه، پیچیدگی‌های زمین‌ساختی مشاهده شده در این مطالعه دور از انتظار نمی‌بود.

تنش افقی کنونی (به‌ترتیب) هم‌خوانی دارند. شکستگی‌های طبیعی براساس روندشان نسبت به محور لولای چین به سه دسته تقسیم شدند: دسته I شامل شکستگی‌هایی هم‌روند با راستای محور چین و کمابیش موازی با لایه‌بندی بوده و جزو شکستگی‌های طولی محسوب می‌شوند که به احتمال زیاد این دسته از شکستگی‌ها در چین‌خوردگی اولیه، به موازات خط فرورانش و تنش افقی کمینه تشکیل شده‌اند. دسته II شکستگی‌هایی را شامل می‌شود که امتدادشان نسبت به محور چین و لایه‌بندی کمابیش عمود و هم‌راستا با تنش افقی بیشینه کنونی هستند. این دسته به‌طور احتمالی مربوط به مرحله قبل از چین‌خوردگی در طول برخورد ورقه عربی به ایران مرکزی و همچنین متأثر از ناهمسان‌گردی مکانیکی لایه‌بندی هستند. دسته III نیز شامل شکستگی‌هایی با امتدادهای ENE-WSW و WNW-ESE است که به‌صورت مورب مزدوج نسبت به

## مراجع

- [1]. Zoback M.D., 2007. Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, Cambridge, New York.
- [2]. Fellgett, M. W., Kingdon, A., Williams, J. D. O., and Gent, C. M. A. (2018). Stress magnitudes across UK regions: new analysis and legacy data across potentially prospective unconventional resource areas. *Mar. Pet. Geol.* 97, 24–31.
- [3]. Nelson EJ, Meyer JJ, Hillis RR, Mildren SD (2005) Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia: implications for the in-situ stress regime, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 42: 361–371.
- [4]. Rider M H (2002) The geological interpretation of well logs, Second Edition, Rider-French Consulting Ltd.
- [۵]. خوشبخت ف، معماریان ح، محمدنیا م (۱۳۸۸) مقایسه شکستگی‌ها در یک موقعیت ساختاری یکسان در یک میدان نفتی، با استفاده از لاگ تصویری. فصل‌نامه علمی-پژوهشی علوم زمین، ۱۹، ۷۳: ۶۵-۷۰.
- [6]. Tingay M, Reinecker J, Müller B (2008) Borehole breakout and drilling induced fracture analysis from image logs, World Stress Map Project, Guidelines, Image Logs, World Stress Map Project, 1: 8.
- [7]. Assous S, Elkington P, Clark S (2014) Automated detection of planar geological features in borehole images, *Geophysics*, 79, 1: 11–19, doi.org/10.1190/geo2013-0189.1.
- [8]. Al-Rubaie A, Ben Mahmud H (2020) A numerical investigation on the performance of hydraulic fracturing in naturally fractured gas reservoirs based on stimulated rock volume, *Journal of Petroleum Exploration and Production*.
- [9]. Allen M B, Armstrong H A (2008) Arabia-Eurasia collision and the forcing of mid-Cenozoic global cooling, *Palaeogeogr. Palaeoclim, Palaeoecol*, 265, 1–2: 52–58, doi.org/10.1016/j.palaeo.2008.04.021.
- [10]. Nelson R A (2001) Geologic analysis of naturally fractured reservoirs, Gulf Professional Publishing, United Kingdom, 332.
- [11]. Talbot C J, Alavi M (1996) The past of a future syntaxis across the Zagros, Geological Society, London, Special Publications, 100: 89-109, doi.org/10.1144/GSL.SP.1996.100.01.08.

- [12]. Berberian M (1995) Master blind thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics, *Tectonophysics*, 241, 3-4: 193-224, doi.org/10.1016/0040-1951(94)00185-C.
- [13]. Macleod J H (1972) Geological Map of Mehran, Scale 1:100,000. NIOC New York.
- [14]. Gassemi M, Asadollah S (2015) Active surface cracking in Aghajari Formation of the Azar oil field, Zagros, western Iran, *Marine and Petroleum Geology*, 68: 498-508, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.09.011.
- [15]. Geolog Tutorial of GEOLOG Software, the USA.
- [16]. Bellahsen N, Fiore P, Pollard D D (2006) The role of fractures in the structural interpretation of Sheep Mountain Anticline, Wyoming, *Journal of Structural Geology*, 28, 5: 850-867, doi.org/10.1016/j.jsg.2006.01.013.
- [17]. Ameen M S, Buhidma I M, Rahim Z (2010) The function of fractures and in-situ stresses in the Khuff reservoir performance, onshore fields, Saudi Arabia, *AAPG Bull*, 94, 27: 60.
- [18]. Price N (1966) Fault and joint development in brittle and semi-brittle rock, Pergamon Press, Oxford, 176.
- [19]. Price N, Cosgrove J (1990) Analysis of Geological Structures, Cambridge University Press, Cambridge, 502.
- [20]. Falcon N L (1969) Problems of the relationship between surface structure and deep displacements illustrated by the Zagros range, In: P. KENT, G. Satterthwaite and A. SPENCER (Eds.), Time and Place Orogeny, Geological Society of London, 3: 9-22, doi.org/10.1144/GSL.SP.1969.003.01.0.
- [21]. Stocklin J (1974) Possible ancient continental margins in Iran, In: C. BURK and C. DRAKE (Eds.), Geology of Continental Margins, Springer-Verlag, New York, 873-877.
- [22]. Haynes S J, McQuillan H (1974) Evolution of the Zagros suture zone, southern Iran, *Geological Society of America Bulletin*, 85, 5: 739-744, doi.org/10.1130/0016-7606(1974)85<739:EOTZSZ>2.0.CO;2.
- [23]. Stoneley R (1981) The geology of the Kuh-e Dalneshin area of southern Iran, and its bearing on the evolution of southern Tethys, *Journal of the Geological Society London*, 138, 5: 509-526.
- [24]. Alavi M (1994) Tectonics of the Zagros orogenic belt of Iran: new data and interpretations, *Tectonophysics*, 229, 3-4: 211-238, doi.org/10.1016/0040-1951(94)90030-2.
- [25]. Stoecklin J (1968) Structural history and tectonics of Iran: a review, *AAPG bulletin*, 52, 7: 1229-1258, doi.org/10.1306/5D25C4A5-16C1-11D7-8645000102C1865D.
- [۲۶]. باسره م، فرضی پور ع، صفایی ه، خانه ز ر (۱۳۹۱) تأثیر وضعیت پی سنگ بر ساختارهای سطحی مجاور گسل بالارود در کمربند چین خورده رانده زاگرس براساس مدل سازی تجربی تکتونیک، سی و یکمین گردهمایی علوم زمین، ۹.
- [۲۷]. شوراب، یوسفی موسوی (۲۰۱۸) تحلیل توسعه شکستگی ها وابسته به چین خوردگی و تعیین جهت تنش های برجا در سازند سروک در یکی از میادین نفتی غرب. زمین ساخت، ۲، ۶: ۵۵-۶۸.
- [28]. Colman- Sad S P (1978) Fold development in Zagros simply fold belt, Southwest Iran, *The American Association of petroleum Geologists Bulletin*, 62, 6: 984-1003, doi.org/10.1306/C1EA4F81-16C9-11D7-8645000102C1865D.
- [29]. Hessami K, Koyi H A, Talbot C J (2001b) The significance of strike slip faulting in the basement of the Zagros fold - thrust belt, *Journal of Petroleum Geology*, 24, 1: 5-28.
- [30]. Casini G, Gillespie P A, Verges J, Romaire I, Fernandez N, Casciello E, Saura E, Mehl C, Homke S, Embry J C, Aghajari L, Hunt D W (2011) Sub-seismic fractures in foreland fold and thrust belts: insight from the Lurestan Province, Zagros Mountains, Iran, *Petroleum Geoscience Search Dropdown Menu*, 17, 263e282, doi.org/10.1144/1354-079310-043.
- [31]. Tavani S, Storti F, Soleimany B, Fallah M, Munoz J P, Gambini R (2011) Geometry, kinematics and fracture pattern of the Bangestan anticline, Zagros, SW Iran, *Geological Magazine*, 148, 5-6: 964-979.
- [32]. Fard I A, Braathen A, Mokhtari M, Alavi S A (2006) Interaction of the Zagros fold thrust belt and the arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran, *Petroleum Geoscience*, doi.org/10.1144/1354-079305-706.

# Tectonic Analysis one of the South Western Oil Fields in Iran, Using FMI Image Log

Loghman Sadeghi, Mohammad Hassanpour Sedghi\* and Ali Kadkhodaie

Department of Earth Sciences, Faculty of Natural Sciences, University of Tabriz, Iran

hassanpour\_mhd@tabrizu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4611.3077

Received: September/30/2021

Accepted: November/01/2022

## Introduction

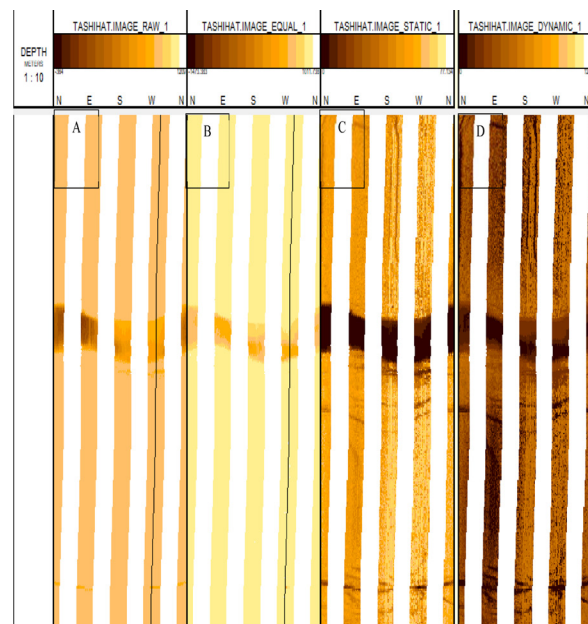
To study geomechanical issues in gas and oil industries, having information regarding local and regional stresses is necessary [1-2]. Therefore, geomechanical issues are transformed into objects interested in structural geology [3-4]. Various methods are available for measuring in situ stresses. To estimate stress and obtain a general perspective form stress orientation various methods including using density log, pore pressure, stone resistance information and picture graph can be applied [1]. To estimate the orientation of the maximum horizontal stress ( $S_{Hmax}$ ) and the minimum horizontal stress ( $S_{hmin}$ ) studying information of fractures resulting from excavating operation as well as borehole breakouts in picture graphs can be used. Interpretation of well high-quality electrical images makes it possible to have better understanding of exploration wells [4].

In addition to common measurements, in this study, detailed interpretation from electrical imaging data of the well including dip analysis, identification of beddings, categorization of natural fractures, induced fractures and borehole breakouts, determination of the fractures orientation and density have been provided and usefulness of the progress of these structures in inferring stress orientations and effective tectonic factors on the generating different types of fracture has been assessed and discussed.

## Materials and Methods

### Correction of FMI Images

FMI images were corrected in Geolog.8.0 software form speed equalization, image orientation, depth adaptation and image normalization (Figure 1).



**Fig. 1** Image correction stages in understudied well A) preliminary row image by applying rate correction B) improved image before buttons equalization C) Statistic and dynamic images, respectively, after applying normalization process in the row image. As it can be seen, in dynamic image, streaks and fractures are more noticeable and in a static image, the bedding change can be seen well.

### Manual Categorization of the Structures in FMI Images

Structures are analyzed and interpreted using FMI to categorize natural, artificial fractures (resulted from excavating operation), bedding to obtain their geometry (azimuth, dip and density) and exact determination of fractures openness or closeness. Given to the high sensitivity of measurements of imaging devices from

the well, natural fractures can be detected with high confidence. FMI image processing with structures categorization and peaking dips continued using normalized images.

All dip interpretations have been conducted using a mixture of statistic and dynamic normalized images in addition to Gamma Ray plots, specific resistance and caliper log. In Full bore Formation Micro Images, fractures having conductivity features (which are shown with dark colors) are called open conductive fractures. These fractures are further categorized to continuous conductive fractures and discontinuous conductive fractures based in their appearance and continuity along well depth. The orientation of tensile fractures resulting from excavation and borehole breakouts is conducted by matching sinusoidal wave in well wall imaging. However, these structures are generally vertical or close to vertical and do not have dip direction or dip value in the image, their strike can be detected and use to indicate the direction of maximum and minimum horizontal stress.

### Structural Analysis

Fractures in fold-thrust belts can be created before or after folding that the time of fracture formation can be determined using criteria such as the relationship between fracture orientations and fold axis, fracture dip angle relative to the bedding [5]. In this study, According to the Kasparov and Price (1990) model, fractures are categorized based on the fracture orientation relative to fold axis in to three general states of parallel, vertical and diagonal.

### Results and Discussion

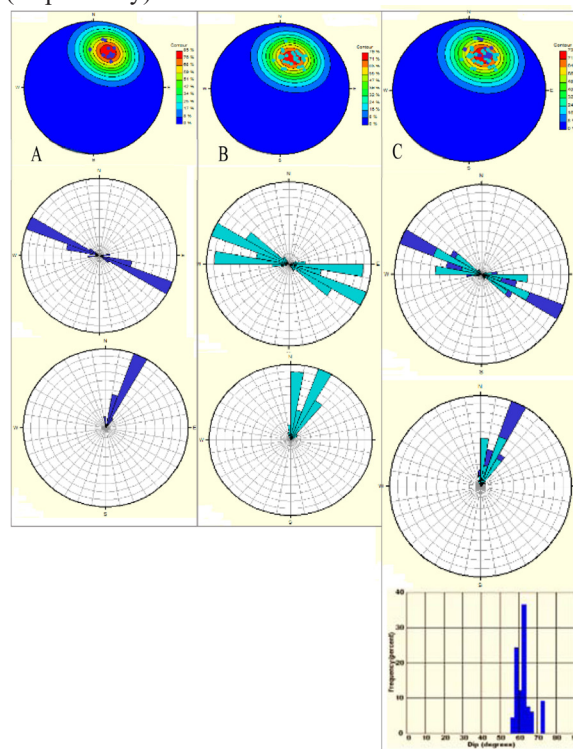
Structural interpretation includes identification and determination of bedding orientation, structures with tectonic origin (including natural fractures) and determination of the current orientation of the tectonic stress field due to fractures resulting from drilling operations and well rupture.

Fractures analysis was including fractures categorization, orientation, the openness of fracture opening and fracture density was conducted for depth range 4158 m to 4750 m for wa well and 3780 m to 4365 m for wb well. Most fractures are developed in the lower and upper Sarvak formation and identified fractures are uniquely conductive (which are considered open). Non-conductive fractures (which are considered close) are not identified in understudied range.

Fractures are seen nearly in total understudied range, but they were developed mostly in lower and upper Sarvak formation. Discontinuous conductive fractures are the most dominant fractures in these wells. The statistical plot of these fractures indicated NE-SW dominant strike. The dip difference domain changes nearly 55 to 75 degrees, but it is mostly from 60 to 65 degrees. Continuous conductive fractures have less

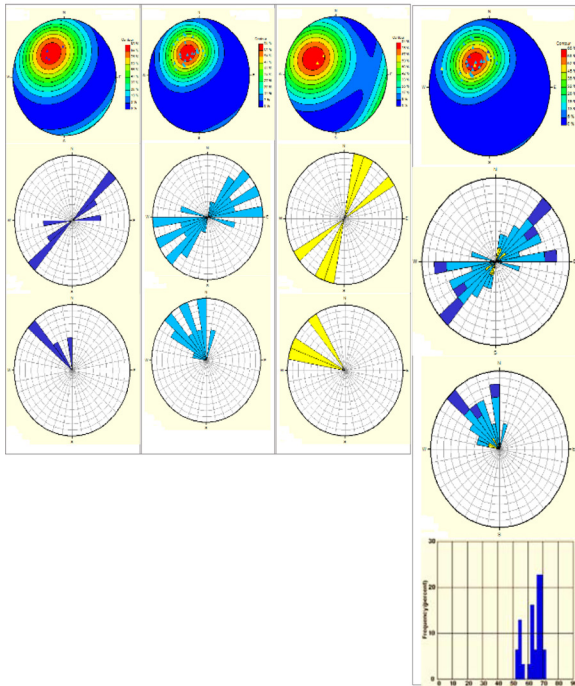
frequency than discontinuous conductive fractures. These fractures have NW-SE strike with NE azimuth. Dip of continuous open fractures changes nearly 50 to 75 degrees, but the dips is mostly 65 to 70 degrees. Moreover, the statistical plot of conductive continuous fractures is seen in Figure 2.

Both fractures due to the digging operation and borehole breakouts have developed in understudied range in the well. Fractures resulting from excavation show dominant NE-SW (N30E and N50E) strike that is perpendicular to NW-SE (N120) strike of the well's fracture. Understudied wells are basically vertical; therefore, the strike of inducing fractures and borehole breakouts are definitely consistent with the current maximum and minimum horizontal stress trends (respectively).



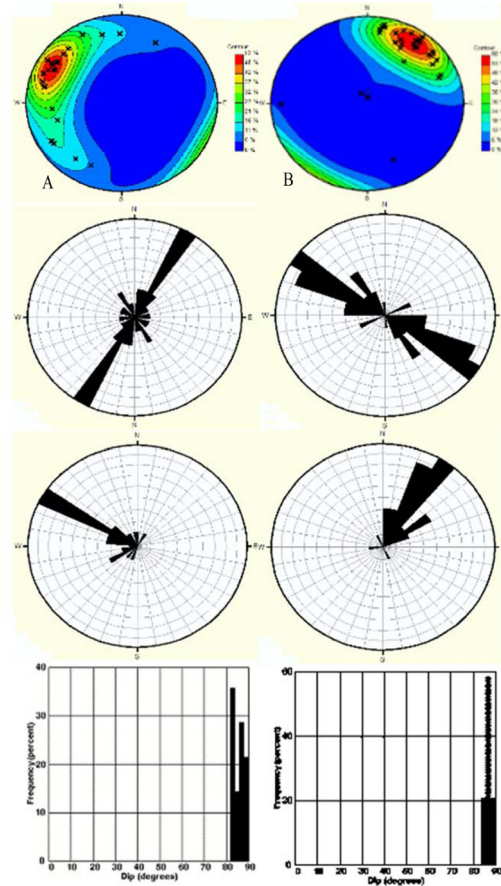
**Fig. 2** Statistical plot of conductive continuous fractures A) Great conductive continuous fracture B) Moderate conductive continuous fracture C) Total conductive continuous fractures (from up to down includes polar diagram, strike, azimuth and dip).

Natural fractures are categorized in to three categories based on their trends relative to the axis of the hinge line. Category I includes fractures at the same trend with the alignment of the fold axis and nearly parallel to the bedding and is considered longitudinal fractures that it is likely that this category of fractures in the preliminary folding is formed parallel to subduction line and minimum horizontal stress. In addition, in Figure 3, statistical plot of conductive discontinuous fractures is seen.



**Fig. 3** Statistical plot of conductive discontinuous fractures A) Great conductive discontinuous fracture B) Moderate conductive discontinuous fracture C) Small conductive discontinuous fracture D) Total conductive discontinuous fractures (from up to down includes polar diagram, strike, azimuth and dip).

Category II includes fractures that their strike relative to the fold axis and bedding is nearly vertical and align with the current maximum horizontal stress. This category probably relates to the stage previous to the folding during the clash of Arabian sheet to central Iran and is also affected by mechanical anisotropy of the beddings. Category III also includes fractures with ENE-WSW and WNW-ESE strikes that are paired diagonally relative to the axis of the fold. Probably this fracture set is formed after the formation of I and II fractures and due to the reactivation of the Zagros basement fault including dextral strike-slip fault in the field and lateral tension during bending of the fold. Moreover, high density of natural fractures and their different trends in Sarvak reservoir formations of the fold especially in the understudied well in the east and south edge of the field are indicative of local and regional active tectonic. Furthermore, Figure 4 indicates the fractures resulting from excavation operation and borehole breakouts that indicates NE-SW and NW-SE strike respectively. These directions indicate the strike of the current maximum and minimum horizontal stress (perpendicular to each other).



**Fig. 4** indicated the fractures resulting from excavation operation and borehole breakouts that indicates NE-SW and NW-SE strike respectively. These directions indicate the strike of the current maximum and minimum horizontal stress (perpendicular to each other).

### Conclusions

In this study using FMI image diagram for two wells from west south oil fields three trends are identified for the fractures and are studied from tectonic viewpoints. Type I fractures in the wells, given to parallelism with hinge axis as well as nearly parallel trend with the bedding are considered as longitude fractures which are formed during the compaction of the construction parallel to subduction line of Arabian plate under the central Iran plate and external arc elasticity of the fold are formed parallel to minimum horizontal stress.

Type I fractures can be considered definitely fractures related to the preliminary folding in the Early Miocene. Type II fractures are generally open and discontinuous and are considered as transversal relative to the fold because they are expanded nearly perpendicular to the hinge line axis. Fracture before folding is proposed for this type of fractures which are formed by stresses far from the field and during the clash of Arabian sheet with Eurasia in the foreland basin. Type III fractures are paired diagonal fractures relative to hinge line. Time of formation of oblique fractures in the fold af-

ter the formation of fracture parallel and perpendicular to the fold axis is proposed. The manner of formation of these fractures may be related to reactivation while changing the direction of stress around the basement faults.

### References

1. Zoback M D (2007) Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, Cambridge, New York.
2. Fellgett M W, Kingdon A, Williams J D O, Gent C M A (2018) Stress magnitudes across UK regions: new analysis and legacy data across Potentially prospective unconventional resource areas, Marine and Petroleum Geology, 97: 24–31, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.06.016.
3. Nelson E J, Meyer J J, Hillis R R, Mildren S D (2005) Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia: implications for the insitu stress regime, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 42: 361–371, doi.org/10.1016/j.ijrmms.2004.12.001.
4. Richardson N J, Richards F L, Rippington S J, Bond C E, Wilson R W (2015) Industrial structural geology: principles, techniques and integration: an introduction, Geological Society, 421: 1–5, doi.org/10.1144/SP421.15.
5. Ameen M S, Buhidma I M, Rahim Z (2010) The function of fractures and in-situ stresses in the Khuff reservoir performance, onshore fields, Saudi Arabia. AAPG Bull, 94, 1: 27-60, doi.org/10.1306/06160909012.