

بررسی خاستگاه گسل‌ها و شکستگی‌ها بر پایه داده‌های زیرسطحی و مدل‌سازی تجربی؛ یکی از میدان‌های هیدروکربوری خاور خلیج فارس

احسان کوثری^۱، عباس بحرودی^۲، مرتضی طالبیان^۳ و علی چهرازی^۴

^۱ کارشناسی ارشد، پژوهشکده علوم زمین، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، تهران، ایران
^۲ دانشیار، گروه اکتشاف، دانشکده مهندسی معدن، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشگاه تهران، تهران، ایران
^۳ دانشیار، پژوهشکده علوم زمین، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، تهران، ایران
^۴ دکتر، دپارتمان ژئوفیزیک و طرح‌های اکتشافی، شرکت نفت فلات قاره ایران، تهران، ایران
 تاریخ دریافت: ۱۳۹۳/۰۵/۲۱ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۳/۱۲/۱۸

چکیده

یکی از مطالعات بنیادین مورد نیاز در میدان‌های هیدروکربوری، بررسی گسل‌ها و شکستگی‌های میدان و تعیین نقش آنها در مخزن است. اگر مخزن میدان هیدروکربوری از نوع کربناته و شکاف‌دار باشد، بررسی این ویژگی‌ها درجه اهمیت بالاتری دارند. از آنجا که ساختارهای زمین‌ساختی، جدا از همدیگر نیستند؛ ضروری است این ساختارها به‌طور هم‌زمان مورد مطالعه قرار گیرند که در صورت وجود ارتباط زایشی میان آنها، این ارتباط مشخص شود. در این پژوهش با استفاده از داده‌های چاه‌نگاری تصویری، مقاطع لرزه‌ای و نقشه زمان-ژرفا و در پایان مدل‌سازی تجربی به بررسی احتمالات شکل‌گیری گسل‌های داخلی و شکستگی‌ها پرداخته شده است. جایی که در جلوی جبهه دگرریختی زاگرس بوده است و ظاهراً تنش‌های ایجاد کننده کمربند چین‌خورده-رانده زاگرس در آن تأثیر چندانی نداشته‌اند. در این میدان نفتی دو دسته گسل با روند و نقش‌های متفاوت شناسایی شده است. دسته اول با روند شمالی-جنوبی با سازوکار وارون به عنوان کنترل کننده هندسه ساختار میدان و دسته دوم با روند شمال باختر-جنوب خاور با سازوکار عادی که احتمالاً عامل به وجود آورنده شکستگی‌های اصلی در میدان مورد مطالعه هستند. این میدان تحت تأثیر وارون‌شدگی ساختار و تبدیل به یک ساختار فراجسته ایجاد شده است. بر پایه تحلیل‌های انجام شده، گسل‌های درون ساختاری احتمالاً به دلیل بالا آمدن دیواره نمکی و یا حرکت چپ‌گرد گسل‌های مرزی این میدان ایجاد شده‌اند. با تفسیر شکستگی‌های ناشی از حفاری و برون‌شکست‌ها، سوی تنش افقی بیشینه و سوی تنش افقی کمینه مشخص شد. همچنین امتداد دسته دوم گسل‌ها نیز هم‌روند با شکستگی‌های ناشی از حفاری شناسایی شده‌اند. بنابراین روند این ساختارها شامل میانگین شکستگی‌های طبیعی، برون‌شکست‌ها و روند گسل‌های عادی محلی با یکدیگر همخوانی دارند که می‌تواند منشأ شکستگی‌ها را زمین‌ساختی معرفی کند.

کلیدواژه‌ها: مدل‌سازی تجربی، گسل، شکستگی، چاه‌نگاری تصویری، خلیج فارس.

***نویسنده مسئول:** احسان کوثری

E-mail: kosari.e@alumni.ut.ac.ir

۱- پیش‌نوشتار

(شکل ۱). مخزن این میدان از نوع ساختاری است که ساختاری شبه فراپومی با روند تقریبی شمالی-جنوبی را به نمایش می‌گذارد. ابعاد این ساختار حدود ۲۰ در ۱۰ کیلومتر اندازه‌گیری شده است. امتداد ساختار با روند کلی تاقدیس‌های زاگرس همخوانی ندارد و همسو با ساختارهای کوه‌های عمان و پان‌آفریقا است. پهنه‌های تولیدی این میدان را سازنده‌های ایلام و سروک که در محیط سکوی کربناته تشکیل شده‌اند و زمان نهشتگی آنها نیز میان کرتاسه میانی تا بالایی حد فاصل آشکوب‌های سنومنین تا سانتونین در نظر گرفته شده است؛ تشکیل می‌دادند که به تازگی سازند داریان به سن آپتین نیز به پهنه‌های تولیدی این میدان افزوده شده است. سازند گورپی سنگ پوش و سازند کژدمی نیز سنگ منشأ میدان را تشکیل می‌دهند. این مطالعه در پهنه مخزنی این میدان هیدروکربوری انجام گرفته است.

۲-۲. چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه

مطابق با جدول ۱، در بالاترین بخش ستون چینه‌شناسی رسوبات عهد حاضر همراه با عضو گوری گروه فارس به سن نئوژن در مجموع با ستبرای ۹۴۴ متر از مارن‌های نرم و خاکستری با میان‌لایه‌های آهک زیست آواری تشکیل شده است. در زیر این لایه عضو انیدریتی گروه فارس با سنگ‌شناسی مارن‌های خاکستری روشن تا خاکستری متمایل به سبز با میان‌لایه‌هایی از انیدریت قرار دارد که ستبرای این لایه حدود ۶۰۰ متر تعیین شده است. سازند پابده با سنگ‌شناسی لایه‌های نازک آهک و دولومیت و مارن‌های خاکستری تا قهوه‌ای به همراه میان‌لایه‌هایی از شیل با ستبرایی حدود ۱۴۵۸ متر در زیر گروه فارس دیده می‌شود که سن این سازند پالئوسن تا الیگوسن در نظر گرفته شده است. در ادامه سازند گورپی با دو عضو دیده شده است؛ عضو فیلیشی دارای آهک رسی خاکستری تا خاکستری تیره با اثراتی از چرت و با ستبرایی حدود ۴۴۴ متر به سن ماستریشین و عضو شیلی دارای مارن‌های خاکستری

حجم زیادی از منابع نفت و گاز جهان در رسوبات کربناته ناهمگن نهفته شده است و از سوی دیگر سنگ‌های کربناته شاخص همه دوره‌های زمین‌شناسی (پراکامبرین تا نئوژن) هستند (Notrh, 1985; Ahr, 2008). مخازن کربناته ایران از دید شکستگی‌های طبیعی در دنیا شناخته شده هستند؛ به‌طوری که در تقسیمات کلاسیک مخازن ایران رانیز گنجانده‌اند. بیشتر مخازن کشور در حوضه زاگرس و خلیج فارس از نوع کربناته هستند و در بخش سترگی از آنها شکستگی‌ها نقش تعیین کننده‌ای در کیفیت مخزنی دارند. مطالعه مخازن شکاف‌دار نیازمند شناخت روابط میان فرایند شکستگی و فاکتورهای زمین‌شناسی است (Van Golf-Racht, 1982) و از این رو مخازن شکاف‌دار بسیار پیچیده‌تر از مخازن آژندی (Nelson, 2001; Van Golf-Racht, 1982) و نیازمند مطالعه و صرف هزینه‌های بیشتری هستند. با مطالعه شکستگی‌ها و بررسی عامل به وجود آورنده آنها، می‌توان درک درستی از توزیع آنها به دست آورد؛ اگر شکستگی‌ها مرتبط با ساختارها باشند؛ بیشتر هم امتداد با پدیده‌های زمین‌ساختی منطقه خواهند بود (Harris et al., 1960). تفسیر خاستگاه سامانه شکستگی‌ها مستلزم تلفیق راهکارهای زمین‌شناسی و مکانیک سنگ است و این گونه فرض می‌شود که الگوی شکستگی طبیعی بیانگر وضعیت محلی تنش در زمان شکستن است (Nelson, 2001). در این مطالعه نیز سعی بر آن شده است که با استفاده از داده‌های ژئوفیزیک اکتشافی، نگاره‌های پیشرفته و در پایان با استفاده از مدل‌سازی‌های تجربی به بررسی احتمال‌های شکل‌گیری گسل‌های داخلی و شکستگی‌ها پرداخته شود.

۲-۲. منطقه مورد مطالعه

۲-۱. ویژگی‌های کلی اکتشافی

منطقه مورد مطالعه در خاور خلیج فارس و در نزدیکی تنگه هرمز جای دارد

۴- تفسیر ساختاری

۴-۱. مطالعه شکستگی‌ها

در مطالعه چاه‌نگارهای تصویری، پس از شناسایی شکستگی‌ها می‌توان آنها را در دسته‌های کلی تقسیم‌بندی کرد که شکستگی‌های ناشی از حفاری، برون‌شکست و شکستگی‌های طبیعی (شکل ۲) را شامل می‌شود. با تقسیم‌بندی این سه دسته شکستگی می‌توان نوع تنش‌های مختلف را نیز تشخیص داد (Barton and Zoback, 2002). از بررسی شکستگی‌های ناشی از حفاری (Drilling induced fractures) می‌توان به سوی تنش افقی بیشینه و از سوی برون‌شکست‌ها (breakouts) می‌توان به سوی تنش افقی کمینه پی برد (شکل ۳) (Tingay and Heidbach, 2005; Tingay et al., 2006; Zoback, 2007; Rajabi et al., 2010; Nie et al., 2013).

طبق تفسیر چاه‌نگار تصویری (شکل ۲)، ریشگی‌های دیواره چاه که ناشی از تنش افقی کمینه هستند؛ روندی شمال خاور- جنوب باختر دارند (شکل ۴- الف) و شکستگی‌های ناشی از حفاری نیز که نماینده تنش افقی بیشینه هستند؛ روندی عمود بر این روند یعنی شمال باختر- جنوب خاور را از خود به نمایش می‌گذارند (شکل ۴- ب). روند شکستگی‌های ناشی از حفاری موازی با تنش افقی بیشینه است و هم‌روند با شکستگی‌های طبیعی (شکل ۴- ج) دیده شده در چاه نگار تصویری تشخیص داده شده است. از سوی دیگر نیز امتداد گسل‌های عادی محلی نیز شمال باختر- جنوب خاور است و روند تنش افقی بیشینه در این نوع گسلش در راستای گسل است. با توجه به اینکه روند میانگین شکستگی‌های طبیعی، شکستگی‌های ناشی از حفاری و روند گسل‌های محلی مشابه با یکدیگر هستند؛ می‌توان پیشنهاد داد که منشأ شکستگی‌ها ارتباط نزدیکی با گسل‌های عادی محلی دارد؛ به بیان بهتر به منشأ زمین‌ساختی شکستگی‌ها اشاره دارد. زمین‌ساختی بودن شکستگی‌ها بدان معناست که شکستگی‌ها می‌توانند از دید روند و توزیع قابل پیش‌بینی باشند.

۴-۲. مطالعه ساختار میدان مورد مطالعه

برای بررسی ساختاری میدان مورد مطالعه از نیمرخ‌های لرزه‌ای دوبعدی، نقشه‌های زیرسطحی و نتایج مدل‌سازی تجربی استفاده شد.

در بررسی نیمرخ لرزه‌ای (شکل ۵) و نقشه زمان- ژرفا (شکل ۶)، گسل‌های اصلی تفکیک شده است. در کل دو دسته اصلی گسلش دیده شده است که می‌توان آنها را به صورت کلی تقسیم‌بندی کرد. دسته اول، دو گسل موازی با روند ساختار میدان با سازوکار وارون و دارای امتداد تقریباً شمالی- جنوبی هستند که به نظر می‌رسد کنترل کننده ساختار و هندسه میدان نفتی هستند و با حرکات خود ساختار میدان مورد مطالعه را ایجاد کرده‌اند که ساختاری فراجسته است. دسته دوم، نیز چند گسل عادی محلی هستند که با توجه به نقشه زمان- ژرفا و داده‌های لرزه‌ای در میدان دیده شده‌اند و امتداد کلی آنها شمال باختر- جنوب خاور است.

همان‌گونه که در شکل ۷ دیده می‌شود در نیمرخ‌های لرزه‌ای تفسیر شده شواهدی از سازوکار گسلش عادی در بخش پایینی گسل باختری دیده می‌شود. در حالی که رسوبات جوان‌تر جابه‌جایی با سازوکار رانندگی را به ثبت رسانده‌اند؛ که احتمال پدیده وارونگی را در این گسل و تأثیر این وارونگی در شکل‌گیری این ساختار زمین‌ساختی را بیشتر می‌کند.

از آنجا که تفسیر ساختارها و حوضه‌های وارون شده تنها با استفاده از وضعیت حال حاضر آنها کاری دشوار به نظر می‌رسد؛ بنابراین به منظور بازسازی مراحل تکامل ساختار می‌توان مدل فیزیکی مناسبی را پای‌ریزی و اجرا کرد. زمین‌شناسان در طول یک قرن گذشته مدل‌سازی فیزیکی را به عنوان ابزاری برای فهم بهتر گسترش ساختارهای زمین‌شناسی به کار برده‌اند (Willis, 1893). در ادامه به بررسی مدل یاد شده پرداخته می‌شود.

۵- مدل‌سازی فیزیکی

مدل مورد نظر به منظور به وجود آوردن یک فروبوم مرکزی طراحی و اجرا شده است (شکل ۴). به این منظور مدلی با ۴۰ سانتی‌متر طول و ۳۰ سانتی‌متر عرض طراحی

تا خاکستری روشن با میان‌لایه‌هایی از رس سنگ (Claystone)، ستبرایی حدود ۲۷۹ متر و به سن کامپانین. در زیر سازند های نام برده شده پهنه مخزنی این میدان قرار دارد؛ بالاترین بخش این پهنه سازند ایلام با سنگ‌شناسی آهک خاکستری روشن تا قهوه‌ای با تخلخل پایین را شامل می‌شود. ستبرای این سازند حدود ۲۰ متر در نظر گرفته شده و سن آن از اواخر کنیاسین تا سانتونین است. سازند لافان نیز دارای ترکیب شیل و به سن کنیاسین است و با ستبرایی حدود یک و نیم متر در زیر سازند ایلام قرار دارد. در ادامه سازند سروک با سه عضو دیده می‌شود؛ سروک بالایی (میشریف) که مشخص‌کننده ناپوستگی تورنین است و از دید سنگ‌شناسی به صورت آهک با بازه رنگی سفید تا قهوه ای است. ستبرای حدودی این عضو معادل ۸۰ متر و زمان آن تورنین در نظر گرفته شده است؛ سروک میانی (خطیاه) که آهکی با خاکستری روشن تا خاکستری تیره با میان‌لایه‌های آهک رسی بوده و سن این عضو سنومانین در نظر گرفته شده است و ستبرایی حدود ۲۸ متر دارد؛ سروک پایینی (مدود) که آهک به رنگ قهوه‌ای تا خاکستری روشن با میان‌لایه‌های آهک رسی قابل تشخیص و به سن اواخر آلبین است و ستبرایی حدود ۸۰ متر دارد. در زیر این پهنه مخزنی سازند کزدمی شامل شیل غنی از کلسیم آلی به رنگ خاکستری و با میان‌لایه‌هایی از رس سنگ (Claystone) و سن آلبین جای و ستبرایی حدود ۱۳۳ متر دارد. در انتها نیز سازندهای کرتاسه پایینی شامل داریان، گدوان و فهلیان دیده می‌شوند.

۳- روش پژوهش

تحلیل و تفسیر ساختارهای زمین‌ساختی و زمین‌شناسی نیازمند استفاده از همه داده‌های متناسب با مقیاس ساختارهای مورد مطالعه است. از این رو اگر هدف تفسیر ساختارهای موجود در منطقه مورد مطالعه باشد باید از داده‌های مختلف با دقت‌ها و تفکیک‌پذیری‌های (resolution) مختلف استفاده کرد. زیرا در مطالعات این چنینی ساختارهای موجود از نظر ابعاد از کیلومتر تا سانتی‌متر و حتی میلی‌متر را شامل می‌شود. روش‌های مختلفی برای مطالعه شکستگی‌ها و گسلش‌ها وجود دارد که از آنها می‌توان به برداشت صحرایی، مغزه‌گیری، استفاده از داده‌های چاه‌نگاری مرسوم، داده‌های تولیدی، هرزروی گل حفاری، نیمرخ‌های لرزه‌ای و از همه مهم‌تر چاه‌نگاری تصویری اشاره کرد (Tikhmichi et al., 2010; Khoshbakht et al., 2012). مستقیم‌ترین داده‌ها از مغزه‌ها هستند که به دلیل هزینه گزاف، بازیابی پایین و جهت‌دار نبودن مقرون به صرفه نیستند (Zazoun, 2013)؛ برداشت صحرایی هم معایب مختلفی دارد که شاید مهم‌ترین آن نبود قابلیت استفاده در میداین دور از ساحل باشد. چاه‌نگارهای مرسوم هم به تنهایی دلیل محکمی برای اثبات شکستگی‌ها نیستند و نرخ نمونه‌گیری بالایی دارند. در این میان چاه‌نگاری تصویری برای نشان دادن شکستگی‌ها از دید تفکیک‌پذیری و نرخ نمونه‌گیری در بهترین شرایط قرار دارند (Cheung et al., 2002). به‌طوری که می‌توان ویژگی‌هایی همچون نوع شکستگی، بازشدگی و جهت‌گیری آنها را بررسی کرد.

بررسی عامل به وجود آورنده شکستگی‌های اصلی در هر میدان این امکان را می‌دهد که روند شکستگی‌ها در مناطق دیگر میدان و توزیع فضایی آنها را پیش‌بینی کرد و اگر این کار با دقت بالا باشد می‌تواند هزینه‌های دیگر از جمله مغزه‌گیری را کاهش داد. در ساختارهای زمین‌ساختی روند شکستگی‌ها نظم خاصی دارند؛ البته اگر شکستگی‌ها در ارتباط با آن ساختار زمین‌ساختی باشند. در این راستا باید روند کلی شکستگی‌های مختلف را مورد بررسی قرار داد و با امتداد دیگر ساختارهای زمین‌ساختی و میدان تنش آنها مطابقت داد؛ که در نتیجه بتوان به وسیله این کار در صورت وجود رابطه زایشی میان این ساختارها به ماهیت آن پی برد. توزیع شکستگی‌ها در هر منطقه می‌تواند تابع یکی از ساختارهای زمین‌ساختی همچون چین‌خوردگی (Price and Cosgrove, 1990; Cosgrove and Ameen, 2000)، گسلش و یا هر ساختار دیگری باشد.

در نظر گرفت و اعتبارسنجی کرد. در سناریو اول، گسل‌هایی که در شکل دیده می‌شوند و سازوکار وارون دارند؛ پیش‌تر به‌صورت عادی رفتار می‌کرده‌اند. اصطلاح وارونگی حوضه (Basin Inversion) برای حوضه‌هایی که پیش‌تر تحت تأثیر کشش بوده؛ اما پس از آن دچار کوتاه‌شدگی شده‌اند؛ نسبت داده می‌شود (Cooper et al., 1989). وارونگی فشارشی سال‌ها مورد بحث و محل توافق و تنازع‌های پژوهشگران علوم زمین بوده است. در این میان بحث وارونگی گرابن‌ها در چند دهه اخیر مورد توجه قرار گرفته است. هنگامی که یک ساختار تحت تأثیر وارونگی قرار می‌گیرد؛ ساختارهایی که در حال حاضر در رخنمون و در داده‌های ژئوفیزیکی اکتشافی دیده می‌شوند؛ سرگذشت به نسبت پیچیده‌تری را نسبت به دیگر ساختارها پشت سر گذاشته‌اند و این مسئله تفسیر و ارزیابی این ساختارها را با دشواری همراه ساخته است. این رویداد نه تنها بر ویژگی‌های ساختار تأثیر به سزایی دارد؛ بلکه بر ابعاد حوضه رسوبی، ویژگی‌های سنگ‌ها، تاریخچه دمایی و چشم‌انداز هیدروکربوری منطقه نیز تأثیر مستقیم دارد (Turner and Williams, 2004). به دلیل اینکه این حوضه هیچ وقفه رسوبی خاصی نداشته است؛ پس باید گسل‌ها به‌صورت همزمان با رسوب‌گذاری عمل کرده باشند. شرط برقراری این فرضیه وارونگی هر دو گسل کنترل‌کننده هندسه میدان است که این شرط احتمال وجود چنین تاریخچه‌ای را کاهش می‌دهد (شکل ۱۰).

در سناریو دوم، گسل‌های بزرگ کنترل‌کننده میدان از گسل‌های درون ساختاری عادی زودتر شکل گرفته‌اند و دلیل شکل‌گیری گسل‌های عادی مؤلفه امتدادلغز گسل‌های مرزی است (شکل ۱۱). و در سناریوی آخر، این فرضیه دنبال می‌شود که برخاست نمک قاعده‌ای یا همان نمک هرمز موجب ایجاد یک دیپایر نمکی در زیر ساختار شده است که این عمل سبب به وجود آمدن میدان تنش نرمال محلی در بالای نمک شده است و در نتیجه گسل‌های عادی محلی در رسوبات پوششی (roof) شکل گرفته‌اند (شکل ۱۲؛ Stewart, 2006).

موضوع مهم در اعتبارسنجی سناریوی اول تغییر روند گسل‌هایی که در فاصله نزدیک به هم واقع شده‌اند. اگر آنها در یک رژیم تنش و در یک فاصله زمانی ایجاد شده باشند؛ باید روند به نسبت مشابهی داشته باشند که این موضوع مصداق عینی ندارد. همچنین شرط اصلی قابل قبول بودن سناریوی دوم داشتن مؤلفه چپ‌گرد گسل‌های اصلی مرزی است. در صورت وجود چنین مؤلفه‌ای و ایجاد پهنه ترفشارشی زاویه گسل‌های عادی قابل توجه است. با توجه به زاویه کوتاه‌شدگی در منطقه مورد مطالعه که تقریباً شمالی-جنوبی در نظر گرفته شده است (Talebian and Jackson, 2004; Vernant et al., 2004; Zarifi et al., 2014) بلوک مسندام به عنوان کوتاه‌شدگی را شمالی-جنوبی اعمال کند که در این صورت پهنه خاوری خلیج فارس گسل‌های دارای مؤلفه امتدادلغز چپ‌گرد را شامل می‌شود. اما نکته تضعیف‌کننده احتمال این مدل نبود ساختارهای همراه سامانه ترفشارشی در نیمرخ‌های لرزه‌ای دویعدی است. برای اعتبارسنجی سناریوی سوم نیز مدل تجربی ساخته شده است که تا حدودی پاسخگو بود. مهم‌ترین لایه در این مدل‌سازی لایه همزمان با کافت‌شدگی است. در این مدل تأثیر گسل‌های عادی وارون شده در شکل‌گیری ساختار فراجسته شکل میدان بررسی شد. همان‌گونه که پیداست تنها یکی از گسل‌های بزرگ از پیش موجود دچار وارونگی شده و این در حالی است که گسل‌های وارون جدید شروع به شکل‌گیری کردند. گسل‌های از پیش موجود سبب تجمع تنش و تجمع گسل‌های وارون در ناحیه‌ای خاص می‌شوند. در این مدل به وضوح قابل نمایش است که تنش فشارشی در راستای گسل‌های وارون مؤخر مصرف شده و تحلیل رفته است. همچنین در این میدان بخش بالایی گسل مرزی باختری سازوکار وارون ولی بخش پایین سازوکار عادی از خود به نمایش می‌گذارد. از سوی دیگر این مدل فیزیکی برای شکل‌گیری گسل‌های درون ساختاری، سازوکار دیگری را پیشنهاد می‌دهد؛ یعنی تنش قائم محلی ایجاد شده توسط برخاست نمک و دیواره نمک شکل گرفته.

شد. در کف (Base) مدل برای ایجاد اختلاف سرعت، از صفحه نازک پلاستیکی با ابعاد نصف طول مدل یعنی ۲۰ در ۳۰ استفاده شد که با سمباده اصطکاک سطح رویی آن افزایش یافته است (شکل ۸). از سیلیکون نیز به به عنوان پی مدل معادل سری هرمز استفاده شد. با توجه به تاریخچه زمین‌ساختی منطقه رسوبات پیش از کافت‌شدگی (Pre-rift)، رسوبات پس از کافت‌شدگی (Post-rift) و رسوبات همزمان با کافت‌شدگی (Syn-rift) به‌صورت مجزا و با رنگ‌های مختلف مشخص شده‌اند.

از سوی دیگر با توجه به اینکه رسوبات همزمان با کشش حوضه و پس از کشش بیشتر رسوبات شیلی و تبخیری هستند؛ بنابراین دانه‌بندی دانه‌های این مراحل کمی ریزدانه‌تر انتخاب شد. ماسه‌های بخش پیش از کشش کوچک‌تر از مش ۴۰ است و بقیه لایه‌ها دانه‌بندی کوچک‌تر از مش ۵۰ دارند. افزون بر این با توجه به حضور نمک گروه فارس در برخی از چاه‌ها میان‌لایه نازکی از سیلیکون ماسه‌ای نیز در لایه‌های پس از کشش در نظر گرفته شد. در این مدل حدود ۲۳ درصد کشش با نرخ ۰/۵ میلی‌متر در دقیقه و حدود ۲۴ درصد فشارش نیز با همان نرخ اعمال شد.

در مرحله نخست یعنی کشش حوضه ابتدا ساختارهای کششی روی سطح مدل نمایان شد. با ادامه کشش ساختار کافتی در مرکز مدل با تشکیل گسل عادی شروع به شکل‌گیری کرد؛ گسل دوم و همساز گسل دوم در سوی مخالف در حدود ۹ درصد کشش ایجاد و گرابن مرکزی نمایان شد. شواهد نشان از فعالیت بیشتر گسل سمت راست مدل دارد. در اواخر مدل یعنی وقتی که کشش حدود ۲۰ درصد شده است؛ گسل سمت چپ مدل فعالیت بیشتری از خود به نمایش می‌گذارد.

پیش از شروع مرحله فشارش، پس از رسوبات همزمان با کشش معادل رسوبات Post-rift در مدل ریخته می‌شود و سپس مدل شروع به فشارش می‌کند. با ادامه فشارش تنش وارد شده به علت لایه جدایشی (decollement) میان‌لایه‌ای و همچنین وجود گسل‌های از پیش موجود که در مرحله کشش ایجاد شده است؛ دگرشکلی را به مرزهای جلوتر انتقال و چین‌جداشی شکل می‌دهد که در ادامه رشد گسل‌های همساز (Antithetic) سبب تشکیل ساختار فراجسته (Pop-up) می‌شود. این ساختارهای فراجسته تاقدیس‌گون (Antiformal Pop-up Structure) را می‌توان از دید شکل‌شناسی معادل با شبه‌فراپوم‌ها دانست (شکل ۹). در مرکز مدل اجرا شده، جایی که گسل‌های از پیش موجود که در فاز کشش ایجاد شده‌اند؛ به علت وارونگی و هزینه تنش فشارشی در این گسل‌ها و وارونگی یکی از گسل‌های بزرگ، ساختار ایجاد شده ساختار وارون شده یک فروپوم است که از دید شکل‌شناسی به‌صورت یک شبه‌فراپوم و یا ساختار فراجسته خودنمایی می‌کند. از سوی دیگر در رسوبات پس از مرحله کافت‌شدگی به دلیل نبود گسل‌های از پیش موجود، گسل‌ها همگی با سازوکار وارون رفتار کرده‌اند؛ شیب‌های آنها رو به یکدیگر است و سبب به وجود آمدن ساختار فراجسته تاقدیس‌گون شده‌اند. اما نکته قابل توجه در اینجا هم‌هسته بودن این دو ساختار است. به بیان دیگر همان‌گونه که گفته شد ساختارهای از پیش موجود سبب تجمع تنش محلی شده‌اند و ساختار فراجسته در مرکز مدل و در رسوبات پس از کافت‌شدگی تشکیل شده است که گسل‌های از پیش موجود را شامل نمی‌شوند؛ ولی تحت تأثیر مستقیم ساختارهای زیرین خود هستند. مقایسه مدل با منطقه نشان از عدم فعال شدن رسوبات شیلی و نمک فارس در بالای ساختار فراجسته مورد مطالعه دارد. در صورت فعال بودن باید ساختارهایی مشابه مدل تشکیل می‌شد. البته با توجه به داده‌های ژئوفیزیکی می‌توان این پیشنهاد را داد که ساختار فراجسته مورد نظر سبب فرار تبخیری‌های گروه فارس و ایجاد گسلش عادی در بالاترین رسوبات شده است.

۶- بحث و نتایج داده‌ها

۶-۱. فرضیه‌های شکل‌گیری ساختار وارون شده و گسل‌های اصلی

در کل می‌توان سه سناریو محتمل‌تر برای شکل‌گیری گسلش‌های اصلی میدان و در پی آن شکل‌گیری گرابن و سپس ساختار وارون شده آن یعنی ساختار فراجسته

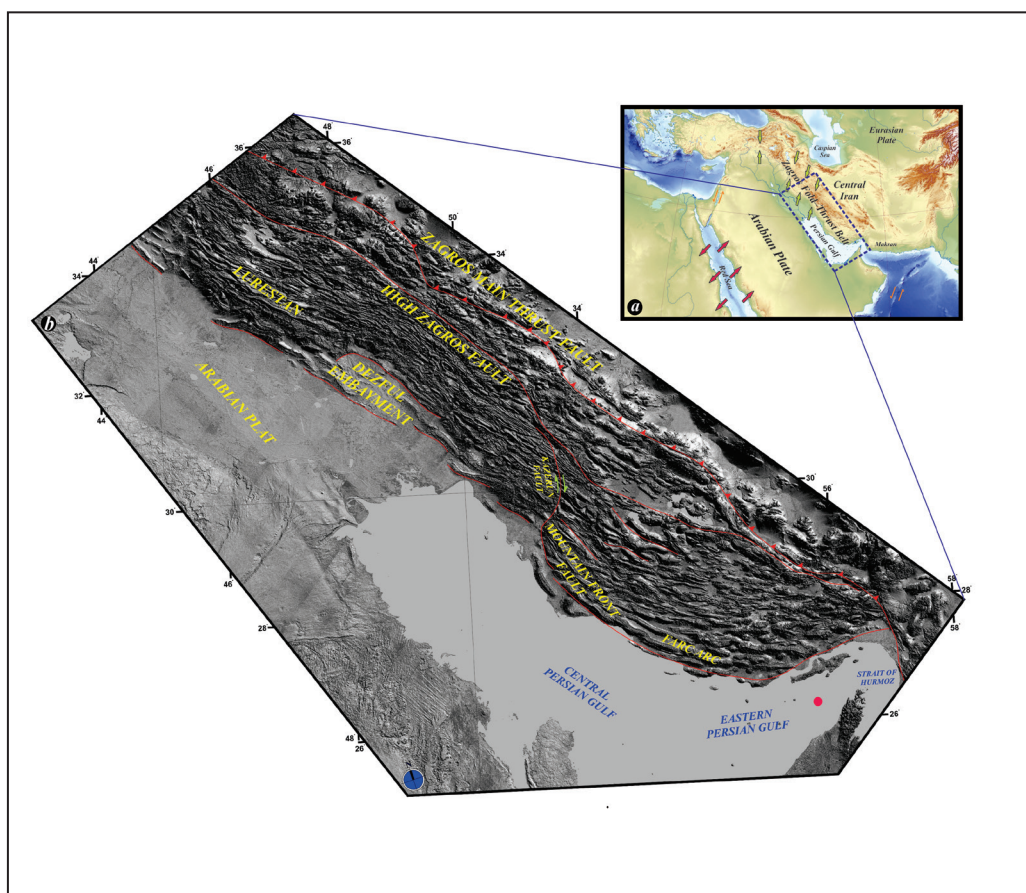
۷- نتیجه‌گیری

میدان ایجاد شده‌اند؛ که برای اثبات این موضوع داده‌های بیشتر مورد نیاز است. پیشنهاد می‌شود که برای تفسیر بهتر در مطالعات آینده از داده‌های سازوکار کانونی زمین لرزه‌ها به‌ویژه زمین لرزه‌های با بزرگای ۵ و یا بیشتر استفاده شود. در مطالعات اولیه نیز حضور شکستگی‌ها در میدان ثابت و روند کلی آنها هم روند با روند گسل‌های عادی درون ساختاری هم‌روند تشخیص داده شد. از سوی دیگر این مشابهت با سوی SH_{max} نیز دیده شد؛ که می‌توان ارتباط نزدیک این دو عارضه یعنی گسل‌های عادی و شکستگی‌ها را پیش‌بینی کرد. اگر تنش درجای بیشینه SH_{max} در نظر گرفته شود؛ با توجه به سوی شکستگی‌ها و گسل‌ها می‌توان شکستگی‌ها را ناشی از گسل‌های عادی در نظر گرفت. اگر این فرضیه درست باشد در حدفاصل گسل‌های عادی درون ساختاری، چگالی بیشتر شکستگی‌ها مورد انتظار است.

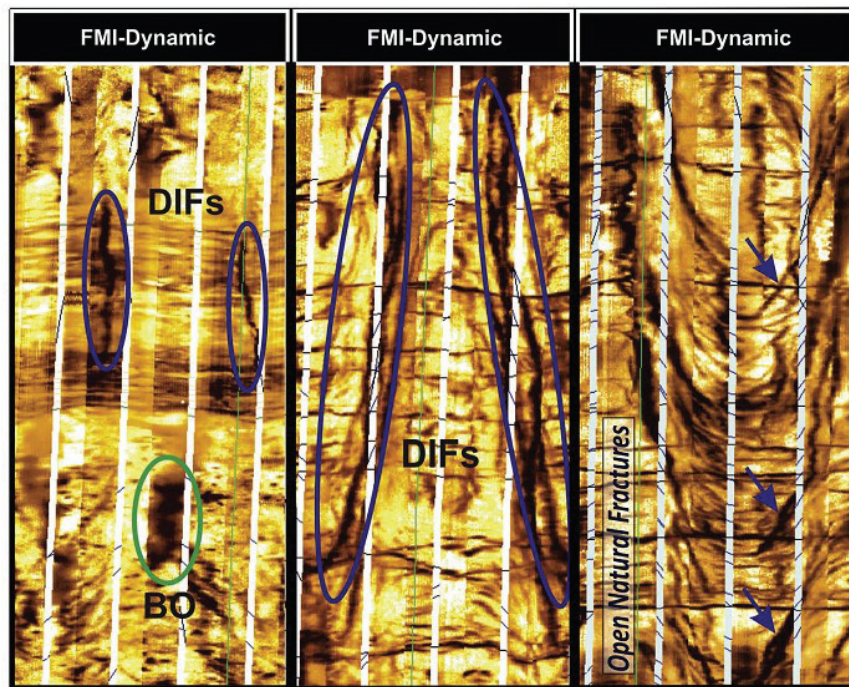
سپاسگزاری

نگارندگان بر خود لازم می‌دانند مراتب سپاس خود را از شرکت نفت فلات قاره ایران (IOOC) برای در اختیار گذاشتن داده‌های لازم و همچنین از پژوهشکده علوم زمین، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، به دلیل حمایت از این پژوهش ابراز دارند. از دکتر Marco Bonini نیز برای راهنمایی‌های ارزنده‌شان سپاسگزاری می‌شود.

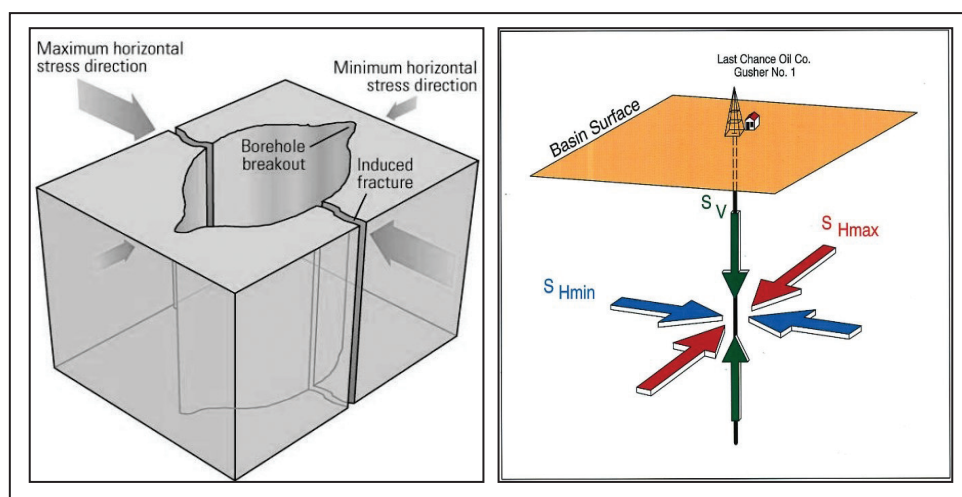
در این پژوهش با استفاده از داده‌های چاه‌نگاری تصویری، مقاطع لرزه‌ای، نقشه زمان-ژرفا و مدل‌سازی تجربی به بررسی سناریوهای شکل‌گیری گسل‌های اصلی و شکستگی‌ها در این میدان پرداخته شده است؛ جایی که در جلوی جبهه دگرریختی زاگرس بوده است و ظاهراً تنش‌های ایجاد کننده کمربند چین خورده-رانده زاگرس در آن تأثیر چندانی نداشته‌اند. در این میدان نفتی دو دسته گسل با روند و نقش‌های متفاوت شناسایی شده است. دسته اول با روند شمالی-جنوبی با سازوکار وارون که به نظر می‌رسد که کنترل کننده هندسه ساختار میدان نفتی هستند و در شکل‌گیری آن نقش اساسی داشته‌اند و دسته دوم با روند شمال باختر-جنوب خاور با سازوکار عادی که احتمالاً عامل به وجود آورنده شکستگی‌های چیره در میدان مورد مطالعه هستند. این میدان می‌تواند تحت تأثیر وارون‌شدگی حوضه و به علت وارون‌شدگی یک گرابن کهن و تبدیل شدن به یک ساختار هورستی شکل و ساختار فراچسته ایجاد شده باشد. در اثر این وارونگی مثبت بیشتر تنش فشارشی سبب ایجاد رانده‌های جدید و تنش فشارشی از این راه هزینه شده است. با توجه به مدل ساخته شده و داده‌های زیرسطحی جزو کوچکی از این تنش بر وارون شدن گسل‌های از پیش عادی اثر کرده است. بر پایه تحلیل‌های انجام شده گسل‌های درون ساختاری احتمالاً به دلیل بالا آمدن دیواره نمکی و یا حرکت چپ‌گرد گسل‌های مرزی این



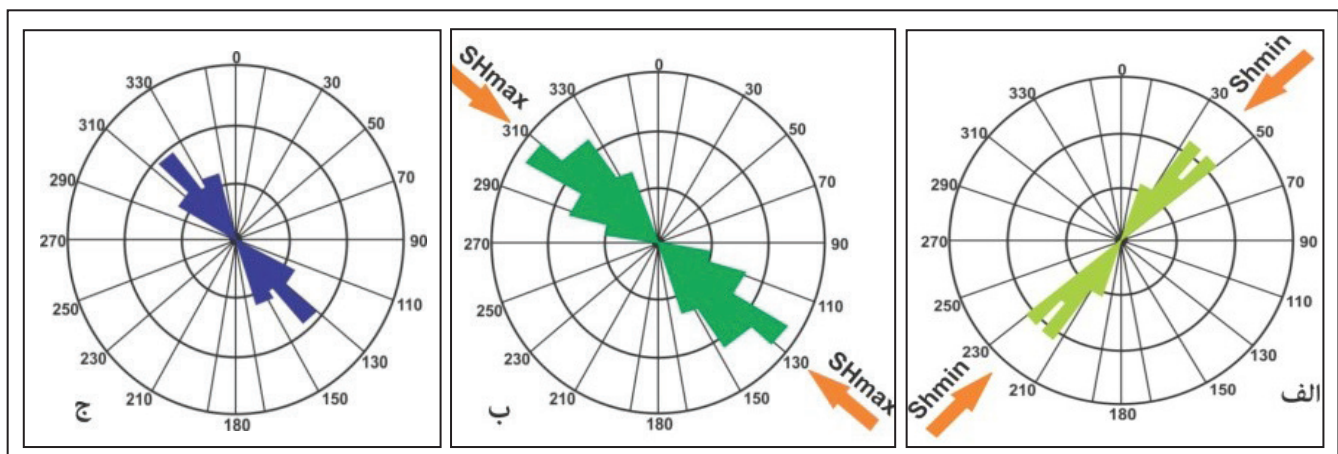
شکل ۱- محدوده میدان هیدو کربوری مورد مطالعه.



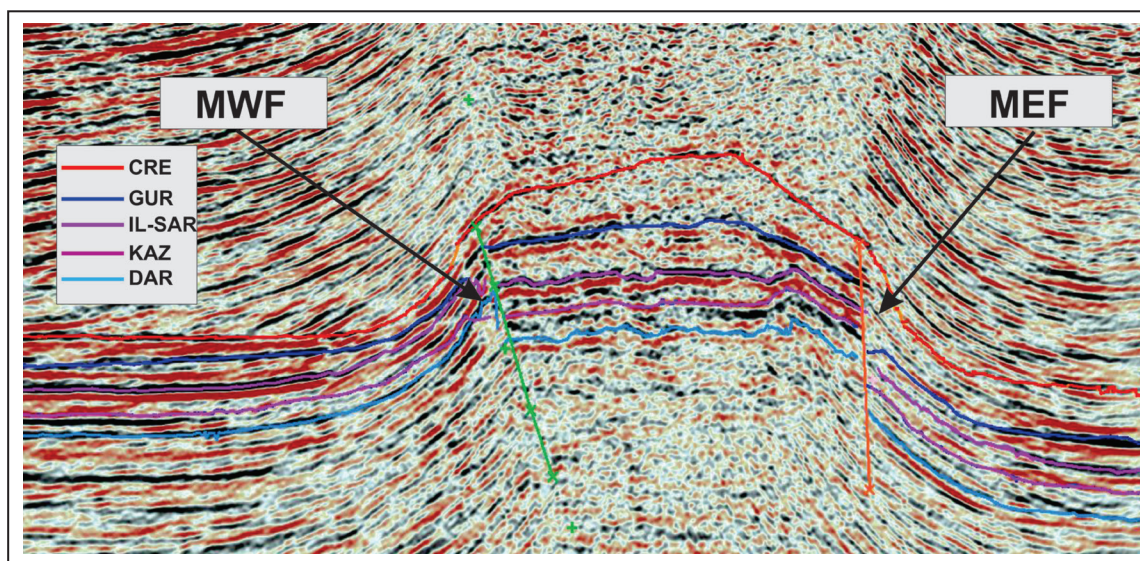
شکل ۲- چاه‌نگار تصویری پایه آب (FMI): نمایش شکستگی‌های ناشی از حفاری (DIFs)، برون شکست (BOs) و شکستگی‌های طبیعی (پیکان‌های کوچک).



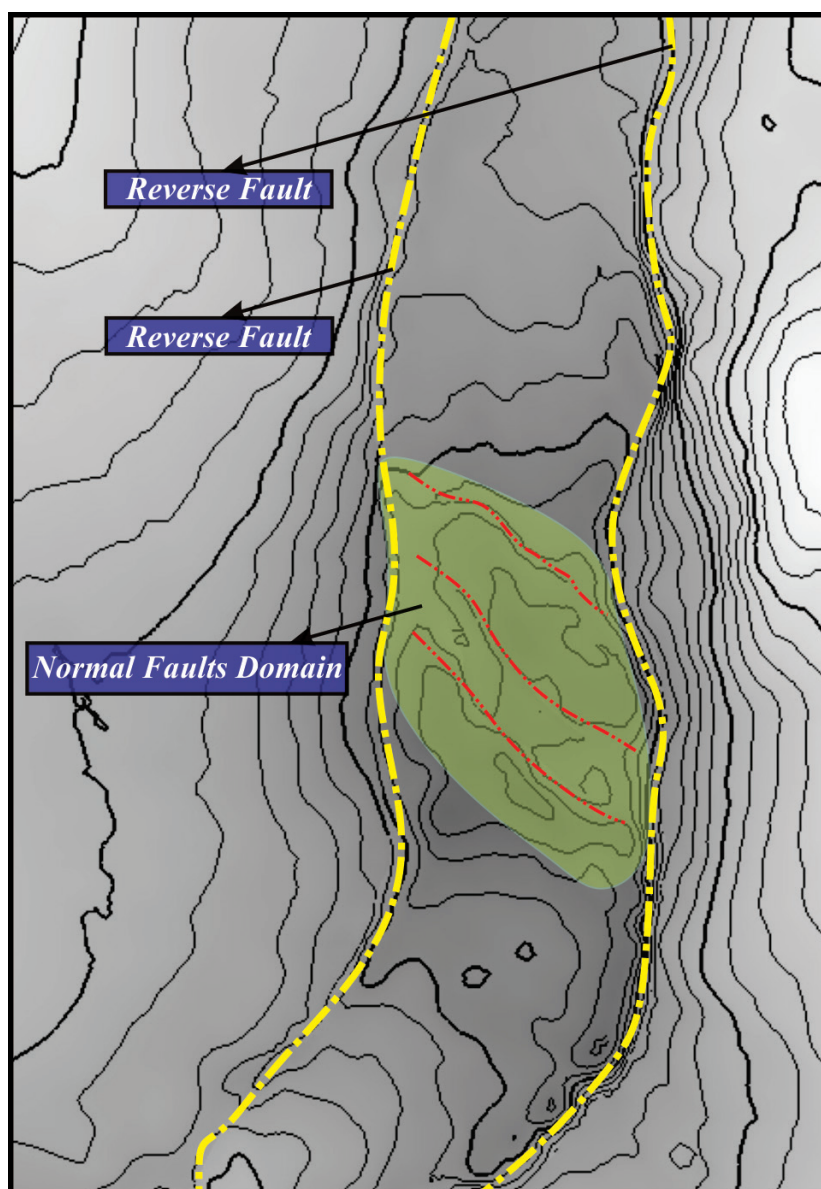
شکل ۳- نمایش نمادین از شکستگی‌های ناشی از حفاری (DIFs)، برون شکست (BOs) و تنش‌های تشکیل‌دهنده آنها (Bell et al., 1990).



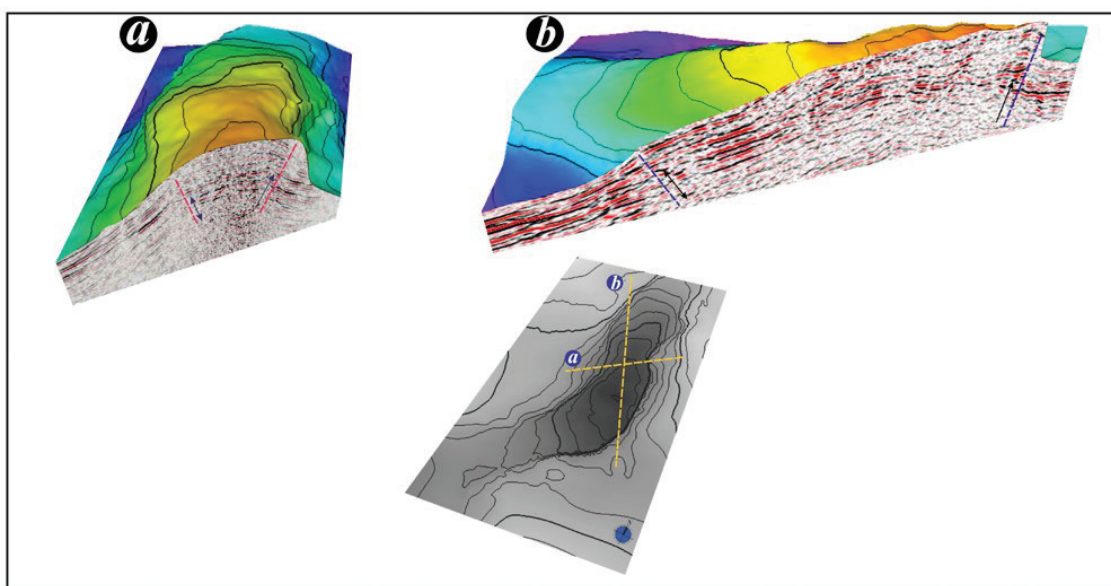
شکل ۴- روند انواع شکستگی‌های القایی و طبیعی در استریوت: (الف) روند شکستگی‌های ناشی از حفاری و تنش به وجود آورنده؛ (ب) روند برون شکست و تنش به وجود آورنده؛ (ج) روند چیره شکستگی‌های طبیعی.



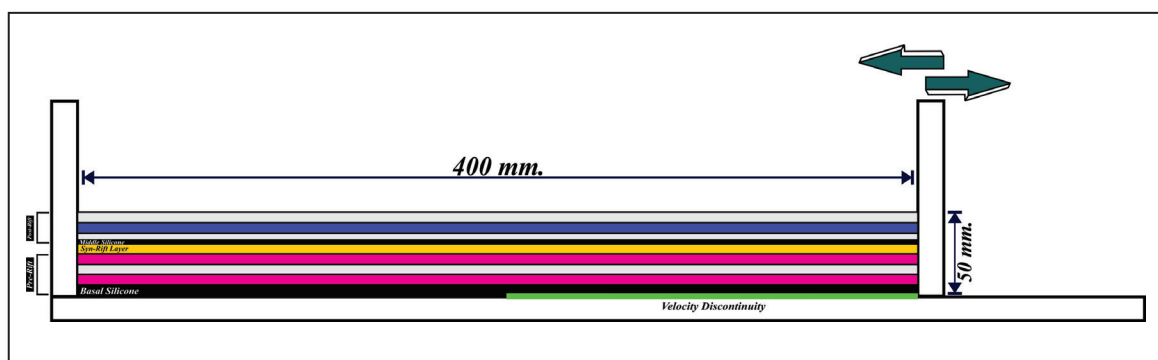
شکل ۵- نیمرخ لرزه‌ای از میدان مورد مطالعه به همراه افق‌های شناسایی شده و گسل‌های کنترل کننده هندسه میدان ساختاری (MEF: گسل اصلی خاوری؛ MWF: گسل اصلی باختری)، CRE: کرتاسه؛ GUR: گورپی؛ IL-SAR: ایلام-سروک؛ KAZ: کزدمی؛ DAR: داریان.



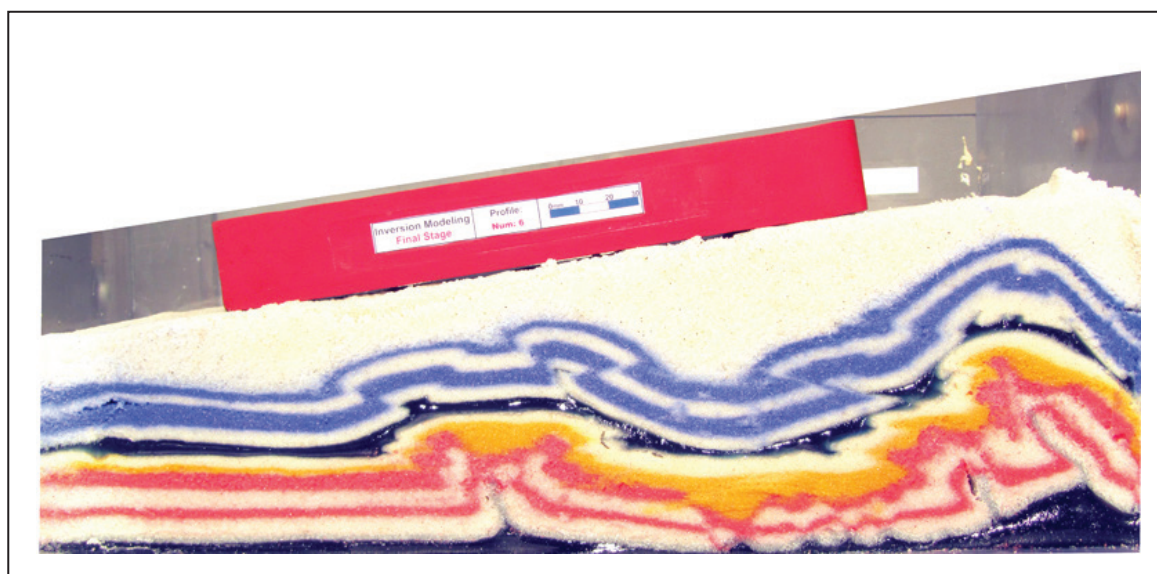
شکل ۶- نقشه زمان-ژرفای مخزن مورد مطالعه برای تفسیر گسل‌های اصلی و درون ساختاری.



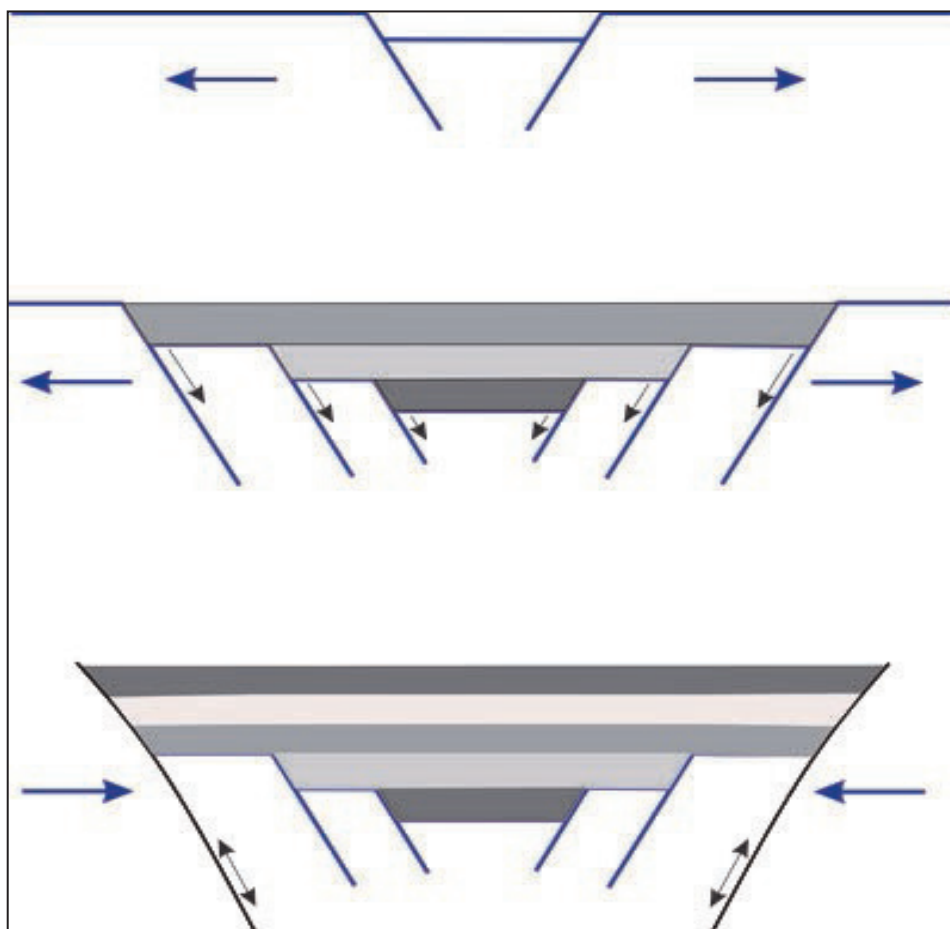
شکل ۷- نیمرخ‌های لرزه‌ای عمود بر هم سه‌بعدی برای تفسیر ساختاری و بررسی گسل‌های وارون شده باختری.



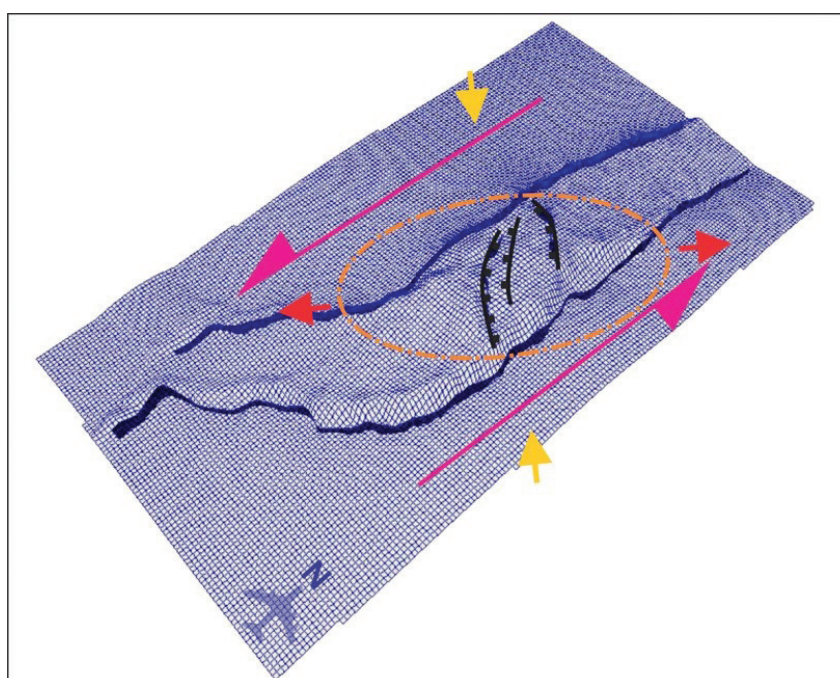
شکل ۸- نمایش تنظیمات قیاسی مدل فیزیکی.



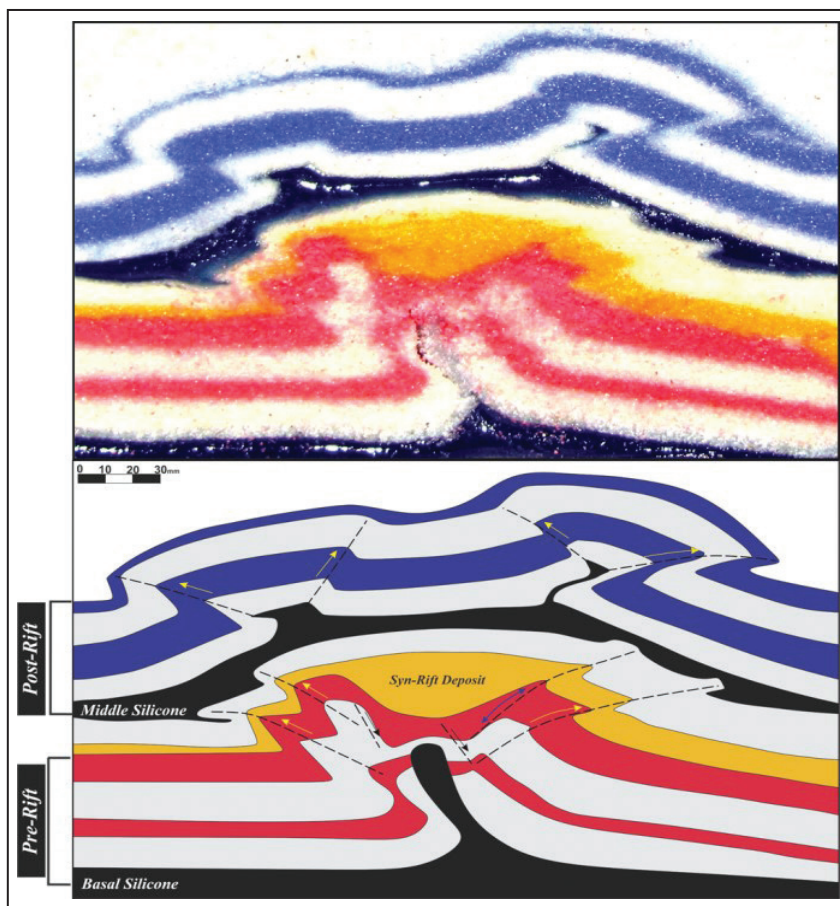
شکل ۹- رشد کامل ساختارهای فراچسته تاقدیس گون و رشد رانده‌گی‌های جدید پس از اعمال تنش فشارشی.



شکل ۱۰- نمایش نمادین سناریو اول.



شکل ۱۱- طرح کلی سناریو دوم.



شکل ۱۲- بخش مرکزی مدل به منظور نمایش گسل‌های وارون شده و ایجاد گسل‌های عادی در رسوبات پوشاننده (roof) دیاپیر.

جدول ۱- چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه.

PERIOD	SUB PERIOD	EPOCH	Formation/Member	
TERTIARY	Neogene	Miocene-Pliocene	Fars	Guri
				Anhydrite
	Paleogene	Oligocen	Pabdeh	
		Eocene		
		Paleocene		
CRETACEOUS	Late	Mastrichtian	Gurpi	Flysch
		Campanian		Gurpi Shale
		Santonian	Ilam	
		Coniacian	Lafan	
	Middle	Turonian	Sarvak	Mishrif
		Cenomanian		Khatiyah
		Albian		Mauddud
			Kazhdumi	Nahr
	Early	Aptian	Daryan	Shuaiba
		Barremian		Kharaib
		Hauterivian	Gadvan	Lekhvaiv
		Valanginian	Fahliyan	Habshan
		Berriasian		Salil

References

- Ahr, W. M., 2008- Geology of carbonate reservoirs, the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks, John Wiley and Sons, USA.
- Barton, C. A. and Zoback, M. D., 2002- Wellbore imaging technologies applied to reservoir geomechanics and environmental engineering, in M. Lovell and N. Parkinson, eds., Geological applications of well logs: AAPG Methods in Exploration, No. 13, p. 229–239.
- Bell, J. S., Price, P. R. and McLellan, P. J., 1990- In-Situ Stress in the Western Canada Sedimentary Basin [Abstract]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 38(1), pp.157-157.
- Cheung, P., Hayman, A., Laronga, R., Cook, G., Flournoy, G., Goetz, P., Marshal, M., Hansen, S., Lamb, M., Larsen, M., Li, B. and Orgen, M., 2002- A Clear Picture in Oil Base Muds. Oil field Review, 2001/2002.
- Cooper, M. A., Williams, G. D., De Graciansky, P. C., Murphy, R. W., Needham, T., De Paor, D., Stoneley, R., Todd, S. P., Turner, J. P. and Ziegler, P. A., 1989- Inversion tectonics—a discussion. Geological Society, London, Special Publications, 44(1), pp.335-347.
- Cosgrove, J. W. and Ameen, M. S., 2000- A comparison of the geometry, spatial organization and fracture pattern associated with forced folds and buckle folds. Geological Society Special Publication No. 169.
- Harris, J. F., Taylor, G. L. and Walper, J. H., 1960- Relation of deformation fractures in sedimentary rock to regional and local structure. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Bull., V. 44, No. 12, p. 1853-1873.
- Khoshbakht, F., Azizzadeh, M., Memarian, H., Nourozi, G. H. and Moallemi S. A., 2012- Comparison of electrical image log with core in a fractured carbonate reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering, V. 86–87, p. 289-296.
- Nelson, R. A., 2001- Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. Gulf professional publishing is an imprint of Butterworth–Heinemann. 2nd ed. P. 350.
- Nie, X., Zou, Ch., Pan, L., Huang, Zh. and Liu, D., 2013- Fracture analysis and determination of in-situ stress direction from resistivity and acoustic image logs and core data in the Wenchuan Earthquake Fault Scientific Drilling Borehole 2 (50–1370m), Tectonophysics 593: 161-171.
- North, F. K., 1985- Petroleum Geology, Hnwin Hyman Inc., Winchester, USA: 191206
- Price, N. J. and Cosgrove, J. W., 1990- Analysis of geological structures, Cambridge University Press, Published in Great Britain at the University Press. p.509.
- Rajabi, M., Sherkati, S., Bohloli, B. and Tingay, M., 2010- Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. Tectonophysics, V. 492, Issues 1–4, 20, p. 192-200.
- Stewart, S., 2006- Implications of passive salt diapir kinematics for reservoir segmentation by radial and concentric faults. Marine and Petroleum Geology 23(8): 843- 853.
- Talebian, M. and Jackson, J., 2004- A reappraisal of earthquake focal mechanisms and active shortening in the Zagros mountains of Iran. Geophysical Journal International 156(3): 506-526.
- Tingay, M. and Heidbach, O., 2005- Understanding tectonic stress in the oil patch: The world stress map project. The Leading EDGE.
- Tingay, M. R. P., Müller, B., Reinecker, J. and Heidbach, O., 2006- State and origin of the Present-Day Stress Field in sedimentary basins: New results from the world stress map project. The 41st U.S. Symposium on rock mechanics (USRMS). 06-1049.
- Tokhmchi, B., Memarian, H. and Rezaee, M. R., 2010- Estimation of the fracture density in fractured zones using petrophysical logs. Journal of Petroleum Science and Engineering, V. 72, p. 206-213.
- Turner, J. P. and Williams, G. A., 2004- Sedimentary basin inversion and intra-plate shortening, Earth-Science Reviews 65(3): 277-304.
- Van Golf-Racht, T. D., 1982- Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier Scientific publishing company, V. 12, p. 729.
- Vernant, P., Nilfouroushan, F., Hatzfeld, D., Abbassi, M. R., Vigny, C., Masson, F., Nankali, H., Martinod, J., Ashtiani, A., Bayer, R., Tavakoli, F. and Chéry, J., 2004- Present-day crustal deformation and plate kinematics in the Middle East constrained by GPS measurements in Iran and northern Oman, Geophysical Journal International 157(1): 381-398.
- Willis, B., 1893- The Mechanics of Appalachian Structure: US Geological Survey. 13th Annual Report, Part 2, 211–281.
- Zarifi, Z., Nilfouroushan, F. and Raeesi, M., 2014- Crustal stress map of Iran: insight from seismic and geodetic computations, Pure and Applied Geophysics 171(7): 1219-1236.
- Zazoun, R. S., 2013- Fracture density estimation from core and conventional well logs data using artificial neural networks: The Cambro-Ordovician reservoir of Mesdar oil field, Algeria. Journal of African Earth Sciences, V. 83, p. 55-73.
- Zoback, M. D., 2007- Reservoir geomechanics, Cambridge University Press, Published in the United States of America by Cambridge University Press, New York. p. 464.

The Study of relation between fault and fracture systems based on subsurface data and analogue modeling: one of the Eastern Persian Gulf hydrocarbon fields

E. Kosari^{1*}, A. Bahrudi², M. Talebian³ and A. Chehrazi⁴

¹M.Sc., Research Institute for Earth Sciences, Geological Survey of Iran, Tehran, Iran

²Associate Professor, Exploration Department, School of Mining Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran

³Associate Professor, Research Institute for Earth Sciences, Geological Survey of Iran, Tehran, Iran

⁴Ph.D., Geophysics and Exploration Plans Department, Iranian Offshore Oil Company, Tehran, Iran

Received: 2014 August 12

Accepted: 2015 March 09

Abstract

One of the essential studies in exploration, exploitation and development of hydrocarbon fields is to evaluate the fault and fracture systems and the role that they can play in reservoir quality and geometry. If the hydrocarbon reservoir is a fractured carbonate reservoir, assessing the mentioned properties is of great importance. Assessment of the structures should be done simultaneously because of their close relations, and the their probable genesis connection should be revealed. In this research, subsurface data including 2D seismic profiles, underground contour maps and FMI log and eventually analogue modeling have been used for evaluation of probable scenarios explaining formation of faults and fractures. The studied area is located at the front of Zagros deformation belt and the Zagros stresses have apparently not affected it. Two sets of faults of different geometry and role have been detected; the first reverse set (N-S trending) was apparently controller of the reservoir geometry in the structure; the second normal set (NW-SE trending) are most likely causative of the main fractures in the field. It is likely that positive inversion tectonic of the basin led to the development of this field in form of a pop-up structure. Based on the interpretations, the internal normal faults have been formed probably by the rise of Hormuz salt or by local stretching due to left-lateral component of the boundary reverse faults. Using interpretation of drilling-induced fractures and break-outs derived from FMI, trends of the S_{Hmax} and S_{Hmin} are determined. Also it was revealed that the natural fractures and the main set 2 of faults are sub-parallel with the fractures induced by drilling. Therefore, the compatibility between trends of the natural fractures, breakouts and local normal faults can suggest a tectonic origin for the natural fractures.

Keywords: Analogue Modeling, Fault, Fracture, Image well logging, Persian Gulf.

For Persian Version see pages 157 to 166

*Corresponding author: E. Kosari; E-mail: kosari.e@alumni.ut.ac.ir