

مطالعه شکستگی‌های سازند آسماری در تاق‌دیس نفتی کوپال (فروافتادگی دزفول، جنوب باختر ایران)

رضا علی‌پور^۱

استادیار، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه بوعلی‌سینا، همدان، ایران
تاریخ دریافت: ۱۳۹۵/۰۶/۲۱ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۵/۱۲/۱۲

چکیده

تاق‌دیس نفتی کوپال یکی از مهم‌ترین ساختارهای فروافتادگی دزفول است که در شمال خاوری اهواز و شمال میدان مارون جای گرفته است. نهشته‌های عهدحاضر و بخش لهری سازند آغاچاری رخنمون سطحی این تاق‌دیس را تشکیل می‌دهند و سازند آسماری مهم‌ترین سنگ مخزن این میدان به هفت لایه مخزنی تقسیم شده است. در این مطالعه بر پایه اطلاعات چاه‌ها، نقشه‌های زیرسطحی و نیم‌رخ‌های لرزه‌نگاری شکستگی‌های سازند آسماری در این تاق‌دیس مورد بررسی قرار گرفته است. تاق‌دیس نفتی کوپال یک چین مرتب با گسل (چین جدایشی) و نامتقارن است و در بخش‌های میانی ساختار که خمش محوری آشکار است؛ مستعد مناطق با شکستگی بالاست. یال جنوب باختری در بیشتر نواحی و یال شمال خاوری در نواحی مرکزی تراکم بالای شکستگی دارند و خمش محوری تاق‌دیس کوپال ناشی از پهنه برشی حاصل از عملکرد گسل‌های ژرف است.

کلیدواژه‌ها: نیم‌رخ لرزه‌ای، شکستگی، آسماری، کوپال، تاق‌دیس.

*نویسنده مسئول: رضا علی‌پور

E-mail: rezaalipoor116@gmail.com

۱- پیش‌نوشتار

تاق‌دیس نفتی کوپال یکی از بزرگ‌ترین میادین نفتی ایران است که در ۵۰ کیلومتری شمال خاور شهر اهواز و در شمال باختر میدان‌های نفتی مارون و آغاچاری قرار گرفته است. این تاق‌دیس در بخش جنوب خاوری فروافتادگی دزفول جای گرفته و طول و عرض آن به ترتیب ۶۵ کیلومتر و ۳ تا ۵ کیلومتر و امتداد محور آن مانند دیگر ساختارهای زاگرس در سوی شمال باختر- جنوب خاور است که محور آن در بخش شمال باختری روند N45W دارد و در بخش جنوب خاوری تاق‌دیس، روند N35W پیدا می‌کند. در واقع میدان نفتی کوپال، تاق‌دیس نامتقارن است که گسلی ژرف و رانده در یال جنوب باختری آن سبب دگرریختی شده و بنابراین بیشینه شیب در یال شمال خاوری این تاق‌دیس میان ۲۵ تا ۳۰ درجه و در یال جنوب باختری میان ۴۰ تا ۶۵ درجه است. بر پایه اطلاعات مخزنی، سازند آسماری در این میدان به هفت پهنه مخزنی تقسیم‌بندی شده که سنگ‌شناسی آنها شامل انیدریت، ژپس، مارن و آهک و همچنین پوش سنگ مخزن آسماری در میدان نفتی کوپال در واقع بخش یک سازند تجخیری گچساران است. تاکنون ۵۲ حلقه چاه در این میدان حفاری شده و رخنمون‌های سطحی منطقه مورد مطالعه شامل سازند بختیاری (پلیوسن) و بخش لهری سازند آغاچاری (میوسن بالایی- پلیستوسن) است (شکل ۱). شکستگی‌ها یکی از مهم‌ترین مسیرهای جریان سیال در مخازن کربناته (Bourne et al., 2000) و یکی از عوامل مؤثر در افزایش تراوایی، نفوذپذیری و در نتیجه تولید بالای نفت در مخازن کربناته جنوب باختری ایران شکستگی‌های زیرسطحی در مخازن هستند. در این مخازن، در بیشتر موارد تولید متناسب با نفوذپذیری مرتبط با تخلخل زمینه سنگ نیست و به مراتب بیشتر از آن است. بنابراین نقش شکستگی‌ها در تخلیه طبیعی، بازیافت ثانویه و بالاخره بازیافت پایانی بسیار پراهمیت تلقی می‌شود (مطیعی، ۱۳۷۴). بنابراین شناخت چگونگی تراکم و گسترش شکستگی‌ها در مخازن زیرسطحی نقش مهمی در برآورد متغیرهای مخزنی همچون روزنگی و تراوایی ایفا می‌کند (شبان، ۱۳۸۲). مطالعه و بررسی شکستگی‌ها و شناخت موقعیت و چگونگی گسترش آنها در سرتاسر مخزن، می‌تواند به طرح گسترش میدان، تعیین محل‌های مناسب برای ساخت چاه‌های جدید، افزایش طول عمر و بهره‌دهی مناسب مخزن، کاهش هزینه‌های پی‌جویی و درک کلی ما از سامانه شکستگی در میادین نفتی، کمک قابل توجهی کند. به‌طور کلی مطالعات بسیار کمی در راستای شناسایی ساختاری و شکستگی‌های میدان نفتی کوپال انجام شده که محدود به گزارشات درون سازمانی شرکت ملی نفت است؛ مانند فلاوند (۱۳۸۱) که به مطالعه تکمیلی زمین‌شناسی مخزن

بنگستان این میدان و عباساکی (۱۳۹۱) که به مطالعه چینه‌نگاری سکانسی این مخزن پرداختند. بنابراین در این پژوهش برای بررسی شکستگی‌های مخزن آسماری میدان نفتی کوپال از روش‌های تحلیلی هندسی دایره‌محاطی، مشتق دوم ساختاری و RFF استفاده شده است.

۲- زمین‌شناسی و جایگاه ساختاری گستره مورد مطالعه

تاق‌دیس کوپال در ناحیه فروافتادگی دزفول قرار گرفته که در رخنمون‌های سطحی این تاق‌دیس، در بخش جنوب خاوری آن بخش لهری سازند آغاچاری و در بخش شمال باختری سازند بختیاری و نهشته‌های عهدحاضر دیده می‌شود. فروافتادگی دزفول دربرگیرنده بیشتر میدان‌های نفتی ایران است و باید آن را حوضه‌ای رسوبی با فرونشست تدریجی در جنوب کمر بند چین‌خورده رانده زاگرس دانست که پی‌سنگ مغناطیسی آن بسیار ژرف است و در ژرفای ۸ تا ۱۵ کیلومتری وارد شده است (Berberian, 1995). این فروافتادگی میان سه پدیده مهم ساختمانی پهنه خمشی بالارود (چپ‌گرد)، پهنه خمشی جبهه کوهستانی، پهنه خمشی- گسلی کازرون (راست‌گرد) جای دارد. فروافتادگی دزفول میان ۳۰۰۰ تا ۶۰۰۰ متر پایین‌افتادگی دارد و نسبت به مناطق همجوار، از دید زمین‌ساختی پایدارتر بوده و دچار چین‌خوردگی کمتری شده است (آق‌انباتی، ۱۳۸۵). مهم‌ترین گسلی که روی تاق‌دیس کوپال تأثیر گذار بوده، رانده‌ای ژرفی است که در یال جنوبی و در امتداد روند تاق‌دیس به وجود آمده و شیب آن به سوی شمال خاور است. ساختار نامتقارن، هندسه موجی شکل و همچنین تغییر شیب یال‌ها در طول تاق‌دیس نشان‌دهنده گوناگونی سازوکار چین‌خوردگی در این ساختار است.

به‌طور کلی پژوهشگران بسیاری سازوکارهای ممکن برای گسترش چین‌ها را درون کمر بند چین‌خورده- رانده زاگرس مورد بحث قرار داده و بیان کرده‌اند که در زاگرس به علت وجود افق‌های گسسته عمده، بیشتر چین‌ها از نوع جدایشی یا جدایشی گسل خورده هستند و چین‌هایی با سازوکار خم گسلی و انتشار گسلی محدودند و در مقیاس کوچک و به‌صورت محلی و به‌صورت چین‌های فرعی دیده می‌شوند (Sherkati and Letouzey, 2004; Sepehr et al., 2006; Jahani et al., 2007; Bahrudi and koyi, 2004). چین‌خوردگی جدایشی که یکی از مهم‌ترین سازوکارهای مطرح شده در کمر بند چین‌خورده- رانده‌ای است؛ در فروافتادگی دزفول به فراوانی دیده می‌شود. در یک چین جدایشی یک لایه سنگی به نسبت

مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته و ساختارها روی آن مشخص شده است. همچنین برای بررسی توزیع فراوانی و تراکم شکستگی‌ها در میدان نفتی کوپال، اطلاعات چاه‌ها و نقشه‌های زیرسطحی و نیمرخ‌های لرزه‌نگاری در روش‌هایی به کار برده شده‌اند که هر یک کارایی خاص خود دارند. روش‌های مورد استفاده در این مطالعه شامل روش مشتق‌گیری ریاضی (مشتق اول و مشتق دوم)، روش تحلیل دایره محاطی (Inscribed Circle Analysis) (Intra Company, 1992) و روش RFF (Relative Frequency of Fractures Method) (مطیعی، ۱۳۷۴) هستند. روش مشتق‌گیری، شکستگی‌های مرتبط با خمیدگی و شیب ساختاری؛ روش تحلیل دایره محاطی، شکستگی‌های باز ناشی از خمش عرضی چین‌خوردگی و روش RFF، شکستگی‌های مرتبط با خمیدگی عرضی و طولی ساختار را مشخص می‌کنند.

۳-۱. تفسیر نیمرخ‌های لرزه‌نگاری

برای بررسی هندسه چین‌خوردگی تاق‌دیس کوپال در این مطالعه ۳ نیمرخ لرزه‌نگاری به صورت عمود بر محور تاق‌دیس و با روند شمال خاوری- جنوب باختری انتخاب و تفسیر شده که موقعیت این نیمرخ‌ها در شکل ۱ نشان داده شده است. نیمرخ لرزه‌نگاری شکل ۳ در بخش جنوب خاوری تاق‌دیس کوپال قرار دارد و بیشتر رخنمون سطحی در امتداد این نیمرخ را نهشته‌های عهد حاضر تشکیل می‌دهد. در این نیمرخ یک راندگی ژرفایی جلویی که از گروه خامی منشأ گرفته تا بخش‌های میانی سازند گچساران نفوذ کرده و سبب ایجاد دگرریختی اصلی شده است. ستبرای سازند گچساران در محدوده لولای چین به کمترین مقدار خود رسیده و در یال‌های چین و پیرامون آن دچار ستبرشدگی شده که به علت حرکت جانبی مواد شکل‌پذیر بوده و سبب ستبرشدگی بسیار زیاد سازند گچساران روی یال شمال خاوری تاق‌دیس شده است.

نیمرخ لرزه‌نگاری شکل ۴ در بخش‌های میانی تاق‌دیس کوپال، در شمال باختری و در فاصله حدود ۱۲ کیلومتری از نیمرخ لرزه‌نگاری شکل ۳ قرار گرفته است. همان‌طور که در این نیمرخ لرزه‌نگاری و تفسیر زمین‌شناسی مربوط به آن دیده می‌شود؛ هندسه کلی مشابه نیمرخ لرزه‌نگاری شکل ۳ است و یک راندگی ژرفایی با ریشه در گروه خامی به سوی بالا منتشر شده و در بخش‌های میانی سازند گچساران حالت هموار پیدا کرده است. به نسبت نیمرخ پیشین، هندسه چین در این بخش از تاق‌دیس بسته‌تر شده است و با کاهش زاویه بین‌یالی، چین دچار دگرریختی بیشتری شده است. ستبرای سازند گچساران نیز در این نیمرخ در محدوده لولای چین به کمترین مقدار خود رسیده و در بخش‌های یال‌های چین و پیرامون آن دچار ستبرشدگی شده است. ناودیس‌های حاشیه‌ای نیز روی یال شمال خاوری تاق‌دیس کوپال در امتداد این نیمرخ لرزه‌نگاری و همچنین روی ناودیس فرودپواره تشکیل شده و حجم بسیار زیادی از مواد شکل‌پذیر سازند گچساران به درون این ناودیس‌ها لغزیده‌اند.

در این مطالعه نیمرخ لرزه‌نگاری شکل ۵ آخرین نیمرخ لرزه‌نگاری تفسیر شده است که در شمال باختری تاق‌دیس کوپال و در فاصله حدود ۱۲ کیلومتری شمال باختر نیمرخ لرزه‌نگاری شکل ۴ قرار گرفته است. هندسه کلی تاق‌دیس کوپال در امتداد این نیمرخ تغییرات زیادی نسبت به بقیه بخش‌های تاق‌دیس و نیمرخ‌های دیگر نشان نمی‌دهد و مشابه دو نیمرخ پیشین یک راندگی اصلی ژرفایی با ریشه در گروه خامی به سوی بالا منتشر شده و در بخش‌های زیرین سازند شکل‌پذیر گچساران حالت هموار پیدا کرده است. اما به‌طور کلی مهم‌ترین تفاوت میان این نیمرخ-بخش شمال باختری تاق‌دیس کوپال- با بخش‌های مرکزی و جنوب خاوری، ستبرای بسیار کم سازند گچساران در محدوده لولای چین است و ناودیس‌های حاشیه‌ای و ناودیس فرودپواره که تکامل بیشتری پیدا کرده و حجم بیشتری از مواد شکل‌پذیر سازند گچساران به درون این حوضه‌ها لغزیده‌اند. رخنمون سطحی تاق‌دیس کوپال در امتداد این نیمرخ مشابه نیمرخ پیشین بیشتر از سازند آغاجاری و نهشته‌های عهد حاضر تشکیل شده است. به‌طور کلی با تفسیر نیمرخ‌های لرزه‌نگاری در تاق‌دیس کوپال تغییرات قابل ملاحظه‌ای در این تاق‌دیس با دیگر تاق‌دیس‌های فروافتادگی دزفول

مقاوم و یک لایه با مقاومت کمتر وجود دارد که دگرریختی از یک سطح جدایشی مشخص می‌شود (Poblet and McClay, 1996; Dahlstrom, 1970; Mitra, 2002b and 2003 (شکل ۲). سطوح جدایش بسیاری در کمربند چین‌خورده- رانده زاگرس در طی مراحل مختلف دگرریختی پیشرونده، هندسه چین‌ها را پیچیده کرده‌اند (Sherkati and Letouzey, 2004). همچنین یال‌های جلویی پرشیب تا برگشته سبب ایجاد چین‌های انتشار گسلی در جلوی راندگی‌های پنهان در زاگرس شده است (McQuarrier, 2004) و ساختارهای پس‌راندگی و راندگی‌های خارج از توالی (Mitra, 2003) در بخش‌هایی از تاق‌دیس‌های فروافتادگی دزفول دیده می‌شود.

تاق‌دیس‌های با روند شمال باختری- جنوب خاوری در فروافتادگی دزفول (به‌ویژه در مرحله آغازین) از نوع چین‌های جدایشی در نظر گرفته می‌شوند. این نوع چین‌ها به چین‌های جدایشی جابه‌جا شده یا چین انتشار گسلی قابل تغییر هستند. جلوگیری از گسترش راندگی درون سازند گچساران احتمالاً به انباشته شدن واتنش مربوط و در نتیجه دگرشکلی و ستبرشدگی واحدهای گچساران می‌انجامد. بنابراین سازند گچساران نقش بنیادین در دگرریختی چین‌خوردگی‌های زاگرس داشته است؛ به‌طوری که نیروهای فشاری ناشی از کوهزایی زاگرس سبب ایجاد راندگی در سازند گچساران می‌شود که این راندگی نقش مهمی در حرکت رو به بالای مواد شکل‌پذیر دارد (Abdollahie Fard et al., 2011). همچنین تأثیر افق‌های جدایشی میانی در زمان دگرشکلی پیشرونده معمولاً سبب افزایش پیچیدگی‌هایی در هندسه ساختاری چین‌خوردگی‌ها می‌شود. تفسیر نیمرخ‌های لرزه‌نگاری در بخش‌های مختلف تاق‌دیس کوپال و همچنین نیمرخ‌های رسم شده روی نقشه زیرسطحی سازند نشان می‌دهد که هندسه چین از نوع چین‌های مرتبط با گسل و باز تا ملایم است و تغییرات مهم در روند محور چین همراه با تغییر شیب یال‌ها نشان می‌دهد که تاق‌دیس از نوع چین‌های جدایشی و گسترش گسلی است. با توجه به وجود توالی‌های شکل‌پذیر مثل سازند گرو که ریشه گسل یال جنوب باختری تاق‌دیس کوپال در این سازند است، این سازند را می‌توان به عنوان پهنه جدایش زیرین و سازند گچساران را به عنوان پهنه جدایش بالایی در نظر گرفت. بنابراین تاق‌دیس کوپال از نوع چین‌های جدایشی است و با توجه به هندسه پرشیب یال جلویی تاق‌دیس، هندسه چین‌های گسترش گسلی را نیز نشان می‌دهد.

۳-۲. روش مطالعه

فراوندهای پیچیده‌ای در تشکیل شکستگی‌ها دخالت دارد و تحلیل و بررسی آنها از دیدگاه ساختاری، به‌ویژه در مورد شکستگی‌های زیرسطحی مشکل است و به همین خاطر با وجود اهمیت زیاد، کمتر مورد توجه زمین‌شناسان قرار گرفته‌اند. تحلیل درست شکستگی‌ها و شناسایی مکان‌هایی با تراکم بالای شکستگی در مخازن هیدروکربنی و کربناته اهمیت ویژه‌ای دارد. در مخازن جنوب باختری ایران در بیشتر موارد تولید متناسب با نفوذپذیری مرتبط با تخلخل زمینه سنگ نیست و به مراتب بیشتر از آن است. بنابراین نقش شکستگی‌ها در تخلیه طبیعی، بازیافت ثانویه و بالاخره بازیافت پایانی بسیار پراهمیت در نظر گرفته می‌شود (مطیعی، ۱۳۷۴). بنابراین، مطالعه و بررسی شکستگی‌ها و شناخت موقعیت و چگونگی گسترش آنها در سرتاسر مخزن می‌تواند به طرح گسترش میدان، تعیین محل‌های مناسب برای ساخت چاه‌های جدید، افزایش طول عمر و بهره‌دهی مناسب مخزن، کاهش هزینه‌های پی‌جویی و درک کلی ما از سامانه شکستگی در میادین نفتی کمک قابل توجهی کند. از این رو در این مطالعه با استفاده از داده‌های استاتیک زمین‌شناسی و داده‌های دینامیک چاه‌ها، به تحلیل و بررسی شکستگی‌های میدان نفتی کوپال در افق مخزنی آسماری و تعیین نواحی با تراکم شکستگی بالا در این افق مخزنی پرداخته شده است. بنابراین برای بررسی دقیق هندسه ساختاری تاق‌دیس کوپال و بررسی شکستگی‌ها، ۳ نیمرخ لرزه‌نگاری با فاصله حدوداً ۱۲ کیلومتری از یکدیگر انتخاب و تفسیر شده و سپس تغییرات ساختاری از شمال باختری تا جنوب خاوری

روش مشتق‌گیری ریاضی از نقشه‌های خطوط تراز زیرسطحی، این برتری را دارد که تحت تأثیر خطاهای ایجاد شده در اثر انطباق‌های تکه‌تکه‌ای یا عملیات گرد کردن منحنی‌ها قرار نمی‌گیرد (شبان، ۱۳۸۲). در این مطالعه پس از رسم ۲۲ برش عرضی روی جدیدترین نقشه خطوط تراز زیرسطحی افق آسماری در میدان کوپال (شکل ۷-۷) و رسم دایره‌های محاطی، محل برخورد این دایره‌های با سرزون‌های مختلف، روی نقشه پایه (Base map) میدان پیاده و نقشه هم‌ارزش حاصل از این نقاط تهیه شده است (شکل ۷-۷). بررسی‌های انجام شده با استفاده از روش دایره محاطی نشان می‌دهد که هر ۷ پهنه مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی کوپال مستعد شکستگی هستند و پهنه‌های یک تا سه این مخزن استعداد گسترش شکستگی بیشتری نسبت به پهنه‌های ژرف‌تر دارند. بر این اساس پهنای محدوده شکستگی‌های ژرف و پرتراکم در محدوده مرکزی مخزن که خمیدگی عرضی بالاتری نسبت به محدوده جنوب‌خاوری و شمال‌باختری آن دارد؛ بیشتر بوده و به دلیل شیب زیادتر یال جنوب‌باختری، گسترش شکستگی‌ها بیشتر در یال جنوب‌باختر تاقدیس است. شیب زیاد یال جنوب‌باختری تاقدیس کوپال مانند دیگر تاقدیس‌های فروافتادگی دزفول به علت عملکرد راندگی‌های ژرفایی در یال جلویی (یال جنوب‌باختری) و شیب شمال‌خاوری این راندگی‌هاست.

۳-۴. روش RFF (Relative Frequency of Fractures Method)

این روش یکی از روش‌های کاربردی در محاسبه مناطق مستعد شکستگی یا پهنه‌های با تراکم شکستگی بالاست که عوامل ساختاری در چین‌خوردگی مانند خمش محوری چین و همچنین سنگ‌شناسی در محاسبه این متغیر کاربرد دارند. بنابراین در فرمول محاسبه RFF $RFF = [(R * Br) + (S * Bs)] * (1 - C) * L$ هر کدام از متغیرها ویژگی خاصی را نشان می‌دهند و به رده‌های مختلفی تقسیم می‌شوند:

– **عامل خمش محور ساختمانی (S):** اگر اثر سطح محوری یک تاقدیس زیرسطحی در نقشه خطوط تراز زیرسطحی (دید نقشه یا سطح افقی) دچار خمیدگی شود و انحنایی در آن دیده شود؛ با رسم بهترین شعاع خمیدگی محور و محاسبه طول آن می‌توان این عامل را کمیت‌گذاری کرد.

– **عامل ساختمانی (Bs):** اگر فرض شود که اثر سطح محوری در روی نقشه (سطح افقی) به عنوان سطح خنثی نسبت به یال‌های شمالی و جنوبی باشد؛ می‌توان این عامل را کمیت‌گذاری کرد. بنابراین این عامل فاصله نقطه مورد مطالعه نسبت به این سطح خنثی را مشخص می‌کند.

– **سنگ‌شناسی (L):** تراکم شکستگی در سنگ‌های مختلف یکسان نیست (Nemati and Pezeshk, 2006) و افزایش استحکام و کاهش شکل‌پذیری سنگ سبب افزایش تراکم شکستگی می‌شود (Nelson, 2001). بر پایه نگاره‌های Handin et al. (1963) و Stearns and Friedman (1972) و با فرض اینکه سرسازند آسماری میان ژرفاهای ۷۵۰۰ تا ۱۵۰۰۰ فوت باشد، و نیز بر پایه جدول ۱، کیفیت سنگ‌شناسی به چهار رده ۱ تا ۴ تقسیم شده است.

– **سیمان شدگی (C):** با احتساب دو فرض بنیادین، یکی اینکه همه شکستگی‌ها در زیر سطح آب و نفت سیمان شده‌اند و دیگر آنکه از سطح همبری آب و نفت به سوی سرسازند آسماری سیمان شدگی کاهش می‌یابد؛ به‌طور کلی در فرمول سیمان‌شدگی $C = [(Dx - Dh) / (Dl - Dh)] * 0.9$ ، متغیرهای Dx (ژرفای نقطه مورد مطالعه)، Dh (ژرفای بلندترین نقطه در تاقدیس مورد بررسی)، DL (ژرفای سطح تماس آب و نفت) مورد توجه هستند. این رابطه دارای جواب کیفی و بدون ابعاد است. هر کدام از عوامل موجود در این رابطه با توجه به درجات کیفی مطابق با جدول ۱ کمیت‌گذاری شده‌اند.

– **عامل ساختمانی (R):** با وجود اینکه برای یک نیمرخ چین، مراکز خمیدگی و شعاع‌های متفاوتی به دست می‌آید؛ اما بهترین دایره منطبق بر کمان چین رسم می‌شود که شعاع آن معرف خمیدگی چین خواهد بود و بر حسب طول کمیت‌گذاری می‌شود.

– **عامل برش آسماری (Br):** با توجه به اینکه در یک لایه چین‌خورده شکستگی‌های

و با تاقدیس‌های همجوار خود مانند تاقدیس‌های آغاچاری و مارون دیده می‌شود. پس‌راندگی‌ها که از راندگی اصلی ژرفایی منشعب می‌شوند و راندگی کم‌ژرفای بالایی که با ریشه در سازند گچساران به سطح منتشر می‌شوند؛ در تاقدیس کوپال دیده نمی‌شوند که احتمالاً به علت ژرفای زیاد این تاقدیس و پوشیده شدن به وسیله حجم بالایی از توالی‌های رشدی و نهشته‌های عهد حاضر است.

۳-۲. روش مشتق‌گیری ریاضی

در یک نقشه خطوط تراز زیرسطحی، مشتق مقاطع ساختاری، آهنگ تغییرات شیب را نشان می‌دهد و با مشتق‌گیری جزیه‌به‌جز از المان‌های محدود و متصل کردن نقاطی با درجه شیب برابر، نقشه همیشب یا نقشه مشتق اول مربوط به آن به دست می‌آید. بنابراین در نقشه خطوط تراز زیرسطحی میدان کوپال، هر بخشی از هر مقطع ساختاری، به عنوان یک سهمی در یک سامانه مختصات با دو بعد طول یا عرض جغرافیایی (x) و ارتفاع (y) در نظر گرفته شده است. شیب منحنی در هر نقطه در واقع شیب خط مماس بر آن منحنی و برابر با مشتق اول سهمی است. بنابراین مشتق مقاطع ساختاری، آهنگ تغییرات شیب را نشان می‌دهد و با متصل کردن نقاطی با درجه شیب برابر، نقشه همیشب یا نقشه مشتق اول به دست می‌آید. از آنجایی که مشتق، آهنگ تغییرات یک متغیر را نشان می‌دهد، مشتق نقشه همیشب، یا به عبارتی مشتق دوم نقشه خطوط تراز زیرسطحی، آهنگ تغییرات شیب یا مناطقی با تغییرات شدید شیب را نشان می‌دهد. نقشه مشتق دوم منطبق بر مناطقی با بیشینه خمیدگی و شیب ساختاری و در نتیجه بیشترین شکستگی مرتبط با آن است. نکته قابل توجه در تفسیر نقشه مشتق دوم این است که حضور بی‌نظمی‌های کوچک‌مقیاس می‌تواند سبب ایجاد اختلال و خطا در نتایج این روش شود و از آنجا که نقشه خروجی، نتیجه درون‌یابی نرم‌افزاری است، این اختلال‌ها نباید به همه ساختمان چین تعمیم داده شود. بر پایه نقشه مشتق اول رأس مخزن آسماری، بیشترین میزان شیب یال‌ها در مخزن آسماری میدان نفتی کوپال مربوط به یال جنوب‌باختری و به میزان کمتر در بخش مرکزی یال شمال‌خاوری آن است. با توجه به نقشه مشتق دوم نیز، بیشترین آهنگ تغییرات شیب و بنابراین بالاترین استعداد گسترش شکستگی‌های ناشی از خمیدگی عرضی ساختار، در مخزن آسماری مربوط به بخش مرکزی و شمال‌خاوری یال جنوب‌باختری آن است. (شکل ۶). این مسئله، نشان‌دهنده بالا بودن دگرریختی در بخش‌های میانی تاقدیس کوپال است که با توجه به نیمرخ‌های لرزه‌نگاری بررسی شده در بخش پیش، در بخش‌های میانی تاقدیس کوپال هندسه چین بسته‌تر است که این هندسه و خمیدگی عرضی سبب تغییرات شیب زیاد و گسترش بیشتر شکستگی‌ها در رأس سازند آسماری می‌شود.

۳-۳. روش تحلیل دایره محاطی

روش تحلیل دایره محاطی برای مشخص کردن شکستگی‌های باز ناشی از خمش عرضی ساختار در طی چین‌خوردگی و یا شکستگی‌های کششی ساختارهای تاقدیسی کاربرد دارد. در واقع در این روش رابطه میان باز و بسته بودن تاقدیس یا تغییرات شعاع خمیدگی تاقدیس و تراکم شکستگی‌ها بررسی می‌شود. به عبارت دیگر در یک لایه سنگی که تحت انحنای غیریکنواخت قرار گرفته است، تغییرات و یا افزایش شیب در آن لایه معرف انحنای بیشتر و در پی آن تراکم بالاتر شکستگی است. در روش دایره محاطی، بروی جدیدترین نقشه خطوط تراز زیرسطحی سازند آسماری در تاقدیس کوپال، برش‌های عرضی ساختمانی در طول میدان و عمود بر محور تاقدیس رسم و سپس پهنه‌های مختلف مخزنی از رأس تا قاعده مخزن آسماری روی این برش‌ها مشخص شد. پس از آن دواير محاطی به‌صورت مماس با نقاط عطف یال‌های چین رسم شد که تفاوت در میزان جدایش شعاعی میان دایره محاطی و خمیدگی ساختار، بیانگر میزان تغییرات در خمیدگی ساختار است و محل‌هایی که بیشینه جدایش را داشته باشند؛ به عنوان مناطقی مشخص می‌شوند که دارای بیشینه خمیدگی و در نتیجه بالاترین پتانسیل شکستگی هستند. هر چه دواير محاطی رسم شده روی برش‌های عرضی، پهنه‌های ژرف‌تری را قطع کند؛ بیانگر منطقه‌ای با انحنای بیشتر و در نتیجه شکستگی بیشتر است این روش نسبت به

دارند. بنابراین حرکت بلوک‌های بزرگ پی‌سنگی، که خود به وسیله گسل‌های طولی و عرضی به بلوک‌های کوچک‌تری تقسیم شده‌اند؛ موجب بالا آمدگی‌ها و پایین افتادگی‌ها دیده می‌شود (Ameen, 1992).

مطالعه نیمرخ‌های لرزه‌نگاری دوبعدی عمود بر محور تاکدیس نفتی کوپال، نشان می‌دهد که این تاکدیس از نوع چین‌های مرتبط با گسل است. در طبیعت یک گسل به طول چندین کیلومتر معمولاً به صورت یک خط کاملاً مستقیم نیست و در امتداد خود به دلایلی همچون تغییر در ترکیب سنگ‌شناختی سنگ میزبان، دچار تغییر روند (خمیدگی) می‌شود و همچنین در فواصل مختلف زاویه شیب متفاوتی را نیز از خود نشان می‌دهد. بنابراین این تغییر روند گسل و همچنین نرخ لغزش متفاوت گسل راندگی که خود می‌تواند ناشی از زاویه شیب متفاوت آن در بخش‌های مختلف باشد؛ موجب اختلاف در زاویه شیب یال‌ها، شدت چین خوردگی، پهنای چین و در نتیجه ایجاد خمیدگی ظاهری در طول ساختار تاکدیس می‌شود. هر چه شیب راندگی بیشتر باشد، نرخ لغزش آن کمتر و هر چه مقدار این شیب کمتر باشد، نرخ لغزش بیشتر خواهد بود. تغییر نرخ لغزش در گسل‌های رانده زیرسطحی، در شدت بالا آمدگی و چین خوردگی تاکدیس بالایی آن مؤثر است. دماغه میل چین در بالای پایانه گسل و در جایی که چین خوردگی کاهش می‌یابد؛ و کوهانه‌ها در بالای فواصل اصلی از گسل که نرخ لغزش بیشتری دارند، ایجاد می‌شوند. ساختارهای زین‌اسبی نیز نشان‌دهنده فواصل اصلی از گسل هستند که دارای نرخ لغزش کمتر هستند (شکل ۱۰). تداوم عملکرد این گسلش موجب ایجاد چین‌هایی می‌شود که پایانه‌های از دو سو مایل دارند (Burbank and Anderson, 2001). این پدیده در دیگر ساختارهای موجود در پهنه فروافتاده دزفول مثل تاکدیس پازنان نیز دیده می‌شود (علی‌پور، ۱۳۹۳).

۵- نتیجه‌گیری

بر پایه نتایج روش RFF، بخش‌هایی از تاکدیس کوپال که در آنها هم خمیدگی مرتبط با چین خوردگی (خمیدگی عرضی) و هم خمیدگی ناشی از پیچش (Distortion) محور ساختمانی (خمش طولی) دیده می‌شود؛ مستعد تراکم بالای شکستگی شناخته می‌شوند (پهنه‌های ۱ تا ۳). در مناطق ژرف‌تر مخزن آسماری و به‌ویژه در پهنه‌های ۶ تا ۷ گسترش و تراکم شکستگی کم می‌شود و شکستگی‌ها فراوانی کمتری نسبت به مناطق کم‌ژرف‌تر دارند. بنابراین بر پایه این روش، بیشینه تراکم شکستگی مربوط به مناطق با ژرفای کمتر، در بخش میانی تاکدیس کوپال و منطبق با یال محدب خمش محوری تاکدیس است. بر پایه تحلیل دواير محاطی مشخص است که هر ۷ پهنه افق مخزنی آسماری به‌ویژه پهنه‌های بالایی این سازند در میدان نفتی کوپال دارای شکستگی و مستعد تولید نفت هستند و بالاترین تراکم شکستگی را می‌توان در مناطقی مشخص کرد که هر ۷ پهنه شکستگی دارند. همچنین با توجه به شیب بیشتر یال جنوب باختری، گسترش شکستگی‌ها بیشتر متمایل به جنوب باختر مخزن است. همچنین نتایج روش مشتق دوم نقشه خطوط تراز زیرسطحی نشان می‌دهد که یال جنوب باختری بیشترین خمیدگی و تغییر شکل را دارد و بنابراین این منطقه از بیشترین گسترش و تراکم شکستگی برخوردار است. نتایج حاصل از روش مشتق دوم با نتایج حاصل از روش‌های تحلیلی دایره محاطی و RFF سازگاری زیادی دارد. در پایان با تلفیق نتایج حاصل از روش‌های بالا و نیمرخ‌های لرزه‌نگاری در امتداد این تاکدیس واضح است که تاکدیس نفتی کوپال یک چین نامتقارن است و در یال جنوب باختری که شیب زیاد دارد و در بخش‌های میانی ساختار که خمش محوری (طولی) آشکار است؛ مستعد مناطق با شکستگی بالاست که نقش به‌سزایی در افزایش میزان تولید و بهره‌دهی مخازن هیدروکربوری دارد. تغییر روند و نرخ لغزش متفاوت در راندگی موجود در هسته تاکدیس کوپال و پهنه برشی حاصل از عملکرد گسل‌های پی‌سنگی از عوامل مؤثر در ایجاد خمیدگی طولی در محور تاکدیس کوپال است.

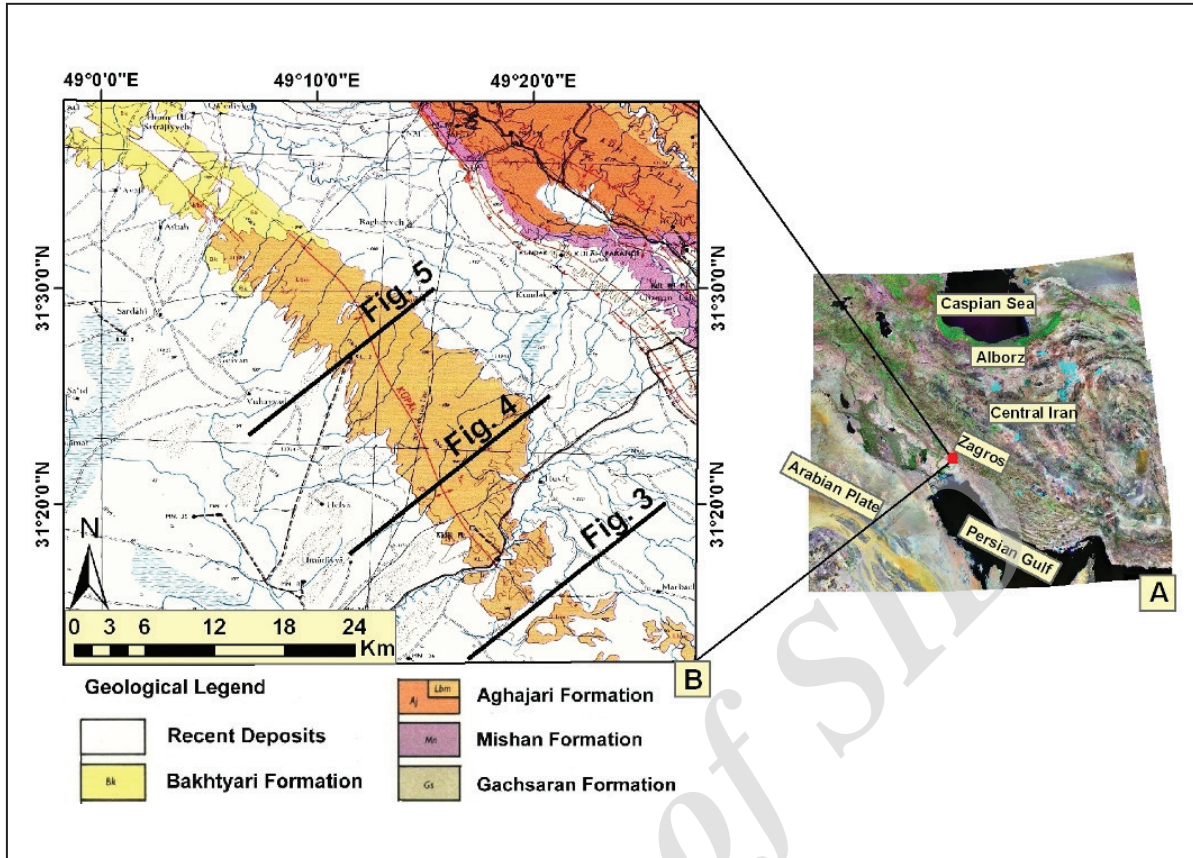
کشتی باز در بالای سطح خنثی شکل می‌گیرند و با فاصله از این سطح رابطه مستقیم دارند و دیگر اینکه شکستگی‌های تراکمی در زیر سطح خنثی تشکیل می‌شوند؛ نشان‌دهنده فاصله نقطه مورد نظر از این سطح است. در رابطه تعیین سطح خنثی $(a = \frac{(Dt+Db)}{2})$ و با فرض گذر این سطح از میانه ستبرای سازند آسماری متغیرهای a (ژرفای سطح خنثی)، Dt (ژرفای سر سازند آسماری) و Db (ژرفای قاعده آسماری) بررسی می‌شود. برای یک ساختار تاکدیس گون مقدار Br را می‌توان در دو حالت بررسی و تعیین کرد؛ بدین ترتیب که در ژرفای‌های بیشتر از سطح خنثی (a) مقدار Br مساوی صفر و در ژرفای‌های کمتر رابطه $Br = [(Dx-a) - (a-Dt) * 4]$ مقدار عدد مورد نظر را تعیین می‌کند.

در همه روابط یاد شده، همه ژرفاها بر حسب فوت یا متر از سطح دریای آزاد است (مطیعی، ۱۳۷۴). به منظور به کارگیری روش RFF در افق مخزن آسماری میدان نفتی کوپال تعداد ۱۷ برش عرضی عمود بر محور تاکدیس روی جدیدترین نقشه خطوط تراز زیرسطحی این افق مخزنی رسم شده است (شکل ۸). با توجه به اینکه در استفاده از این روش اطلاعات چاه‌ها مورد نیاز بوده و در میدان نفتی کوپال تمرکز چاه‌ها در بخش‌های مرکزی تاکدیس است؛ بنابراین تنها در بخش‌های مرکزی برش عرضی عمود بر محور چین برای استفاده در روش RFF رسم شد.

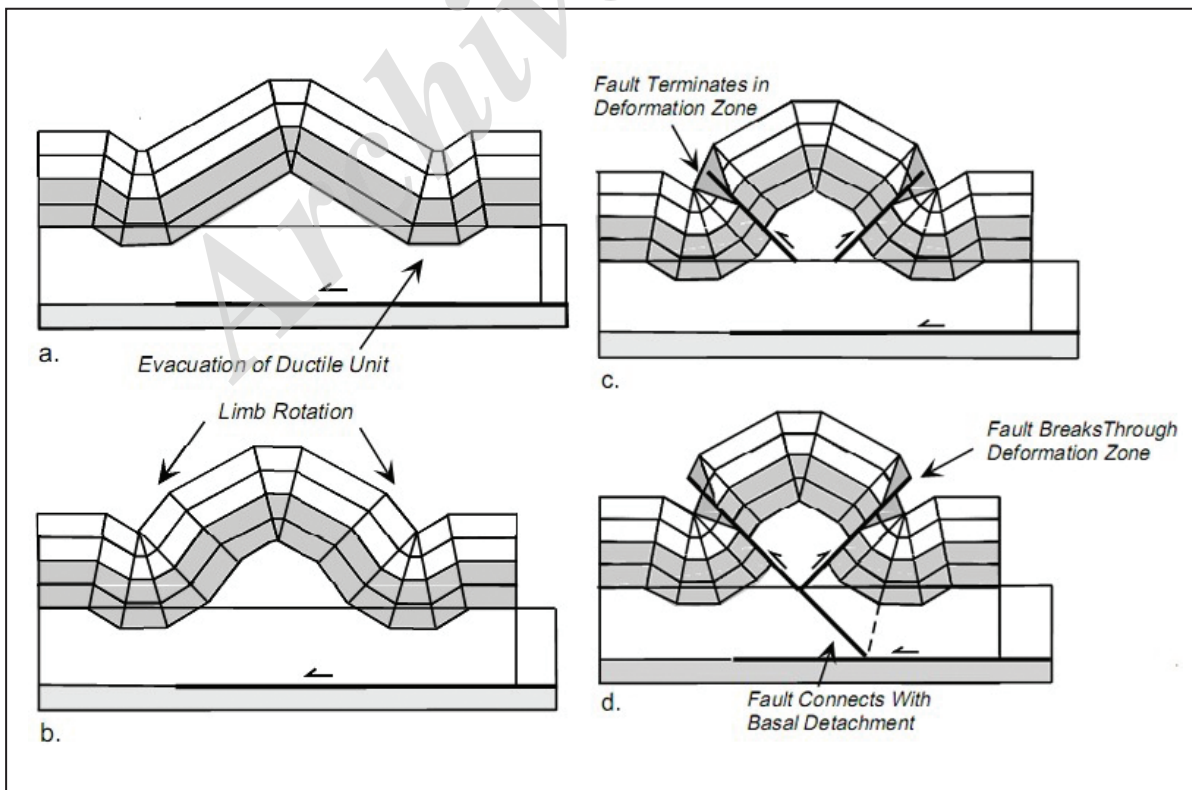
با توجه به ژرفا و شیب سطح تماس سیال‌ها (آب و نفت) و سنگ‌شناسی سازندهای تشکیل دهنده این مخازن بر پایه پهنه‌بندی‌های انجام شده، در هر برش عوامل معرفی شده در رابطه RFF برای رأس مخزن و سطوح ژرفایی معین نسبت به آنها و منطبق بر میانه ستبرای پهنه‌های مختلف در هر مخزن، محاسبه و با استفاده از مقادیر به دست آمده، نقشه‌های هم‌ارزش RFF برای آنها تهیه شده است (شکل ۹). بر پایه این روش، بخش‌های مرکزی تاکدیس مستعد تراکم بالای شکستگی شناخته شده است (پهنه‌های ۱ تا ۳)؛ زیرا با توجه به تفسیر نیمرخ‌های لرزه‌نگاری خمیدگی عرضی در هندسه چین دیده می‌شود و در واقع هندسه چین به نسبت بقیه بخش‌های تاکدیس بسته‌تر است؛ که بسته‌تر شدن چین به تراکم بیشتر شکستگی‌ها کمک می‌کند. افزون بر خمیدگی عرضی، عملکرد خمیدگی طولی و انحنا نیز در محور تاکدیس در بخش‌های مرکزی میدان نفتی کوپال سبب می‌شود که شکستگی‌ها در ژرفای بیشتری نفوذ کنند و پهنه‌های ۴ و ۵ نیز مستعد شکستگی در بخش مرکزی باشند. با افزایش ژرفا فراوانی شکستگی‌ها کم می‌شود (پهنه‌های ۶ تا ۷). بنابراین، بیشترین تراکم شکستگی‌ها، مربوط به کمان بیرونی خمیدگی محوری و در بخش‌های میانی تاکدیس است. همچنین از رأس افق مخزنی به سوی مناطق ژرف‌تر، نقش خمیدگی عرضی در ایجاد شکستگی‌ها کمتر شده است و خمیدگی طولی نقش پررنگ‌تری پیدا می‌کند.

۴- نقش گسل‌های پی‌سنگی و تغییر نرخ لغزش راندگی‌ها در خمیدگی محور تاکدیس کوپال

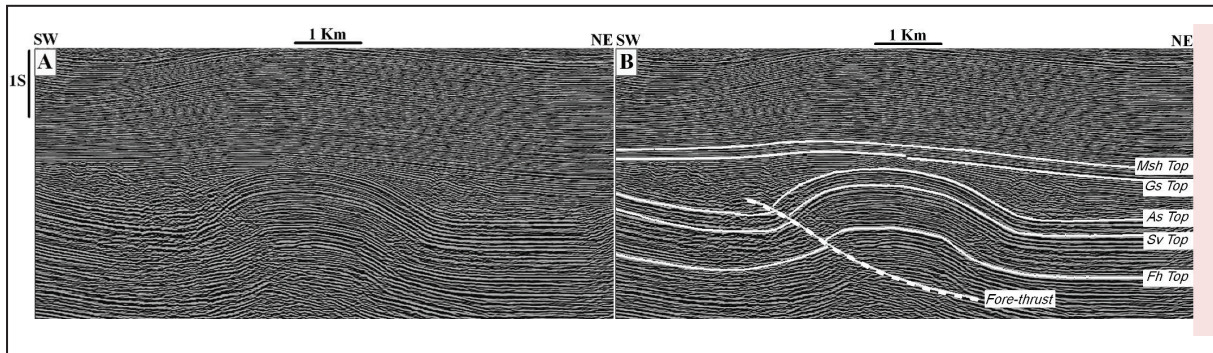
سازوکار خاصی از تنش برشی که به وسیله گسل‌های پی‌سنگی کنترل می‌شود؛ یکی از عوامل مهم در خمیدگی محوری تاکدیس‌های زیرسطحی فروافتادگی دزفول و همچنین تاکدیس کوپال است. عملکرد این گسل‌ها همراه با نقش کنترلی دیگر عوامل، خمیدگی طولی این تاکدیس را به دنبال داشته است. گسل‌های پی‌سنگی در خمیدگی شدید محور تاکدیس‌هایی همچون رگ سفید و اهواز در ناحیه فروافتاده دزفول و تاکدیس‌های گیسکان و سربالش مداخله داشته‌اند (مطیعی، ۱۳۷۴). شماری از پژوهشگران (Kent, 1978; Faver, 1975; Player, 1969; Falcon, 1969; Oliver, 1986; Sherkat and Letouzey, 2004; Abdollahie Fard et al., 2011; Bahroudi and Talbot, 2003) نیز بر این باورند که بلوک‌های پی‌سنگی افزون بر دخالت در ایجاد ساختارهای بزرگ ناحیه زاگرس، در شکل‌گیری ساختمان‌های کوچک‌تر همچون تاکدیس‌ها و خمیدگی محوری موجود در آنها نیز مداخله



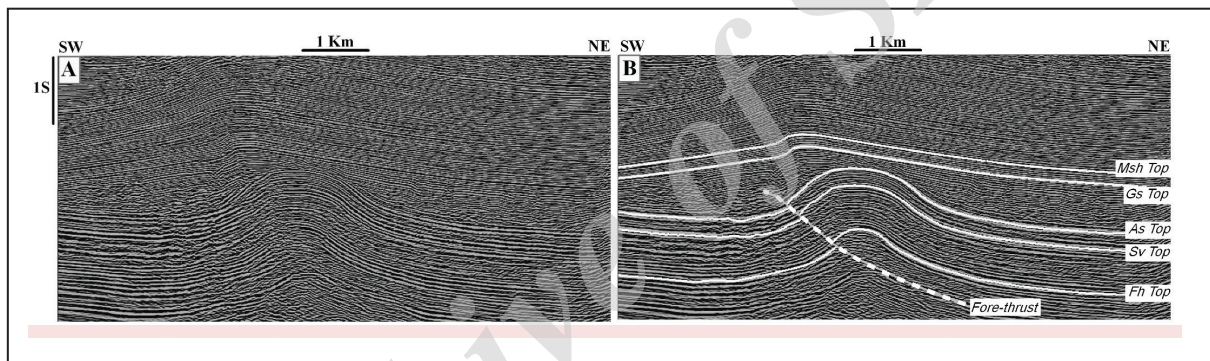
شکل ۱- (A) تصویر ماهواره‌ای از فلات ایران که چهار گوش سرخ رنگ موقعیت شکل B و منطقه مورد مطالعه را نشان می‌دهد؛ (B) نقشه زمین‌شناسی میدان نفتی کویال در جنوب باختر ایران. خطوط سیاه رنگ محل نیمرخ‌های لرزه‌نگاری شکل‌های ۳ تا ۵ را نشان می‌دهد.



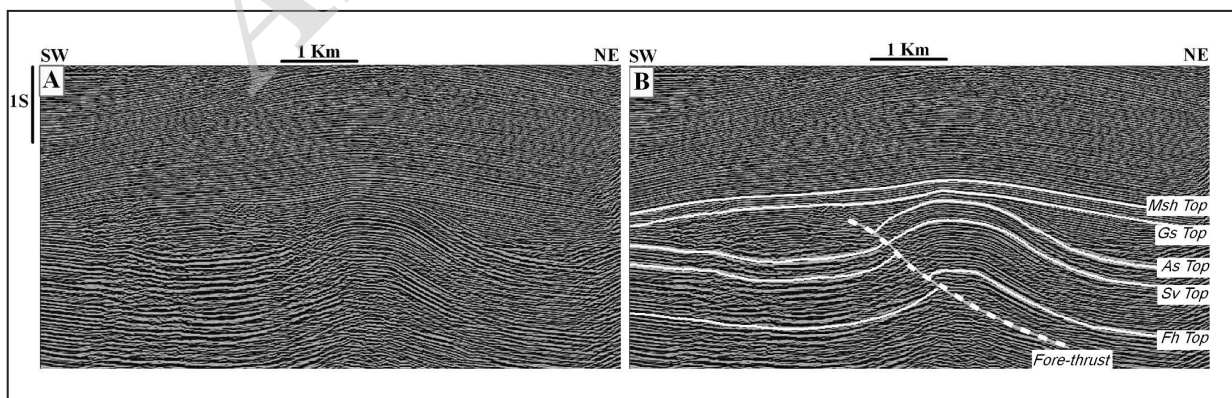
شکل ۲- تکامل ساختاری چین‌های جدایشی گسل خورده (Mitra, 2002b).



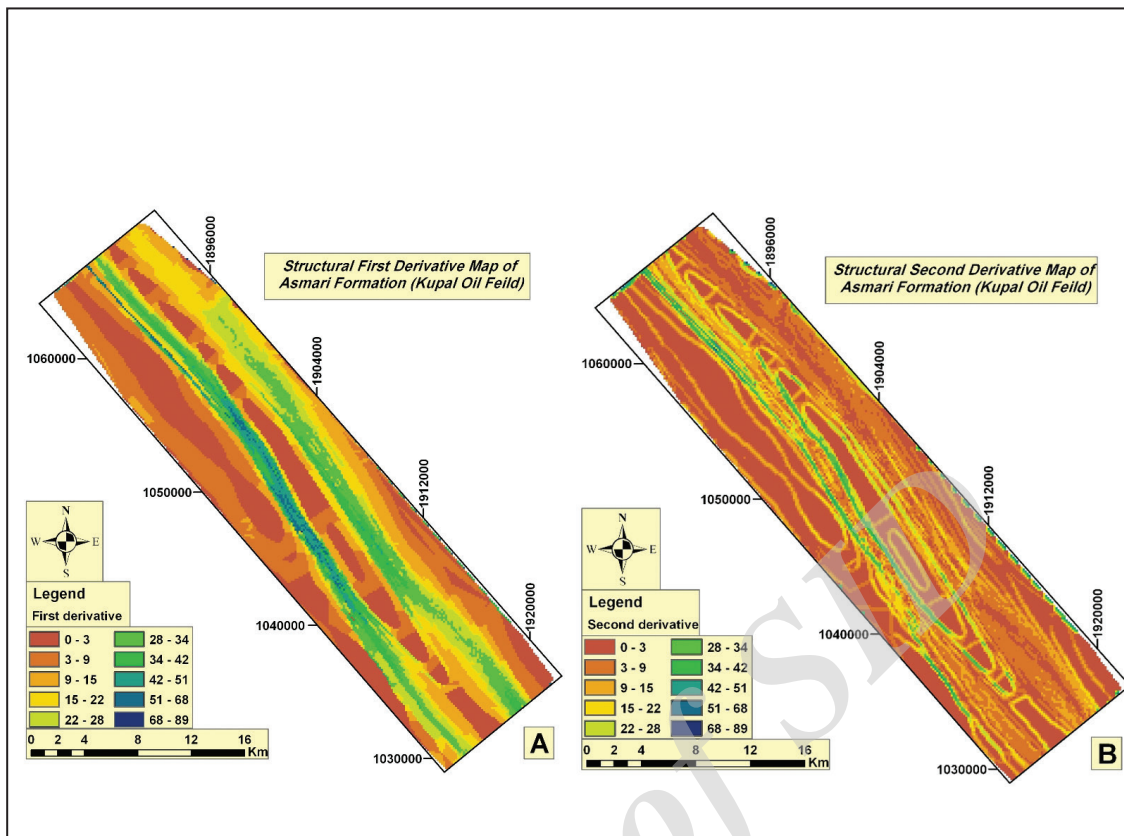
شکل ۳- A) نیمرخ لرزه‌نگاری در بخش جنوب خاوری تاقدیس کوپال که موقعیت آن در شکل ۱ مشخص شده است؛ B) تفسیر نیمرخ A که یک راندگی اصلی ژرف سبب دگرریختی شده و در رأس تاقدیس شکل گرفته ستبرای سازند شکل‌پذیر گچساران کم شده است. Sv, As, Gs, Msh و Fh به ترتیب میشان، گچساران، آسماری، سروک و فهلیان را نشان می‌دهد.



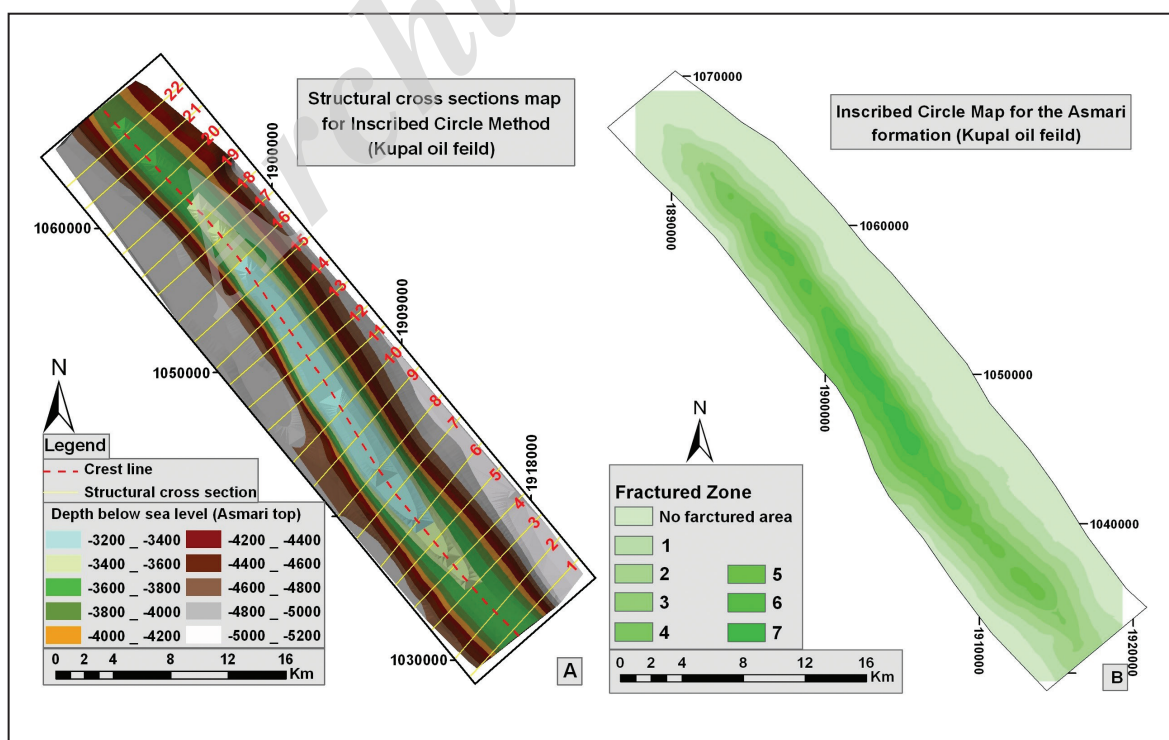
شکل ۴- A) نیمرخ لرزه‌نگاری در بخش میانی تاقدیس کوپال و فاصله ۱۲ کیلومتری شمال باختر نیمرخ شکل ۳ که موقعیت آن در شکل ۱ مشخص شده است؛ B) تفسیر نیمرخ A که یک راندگی اصلی ژرفی سبب دگرریختی شده و همچنین Sv, As, Gs, Msh و Fh به ترتیب میشان، گچساران، آسماری، سروک و فهلیان را نشان می‌دهد.



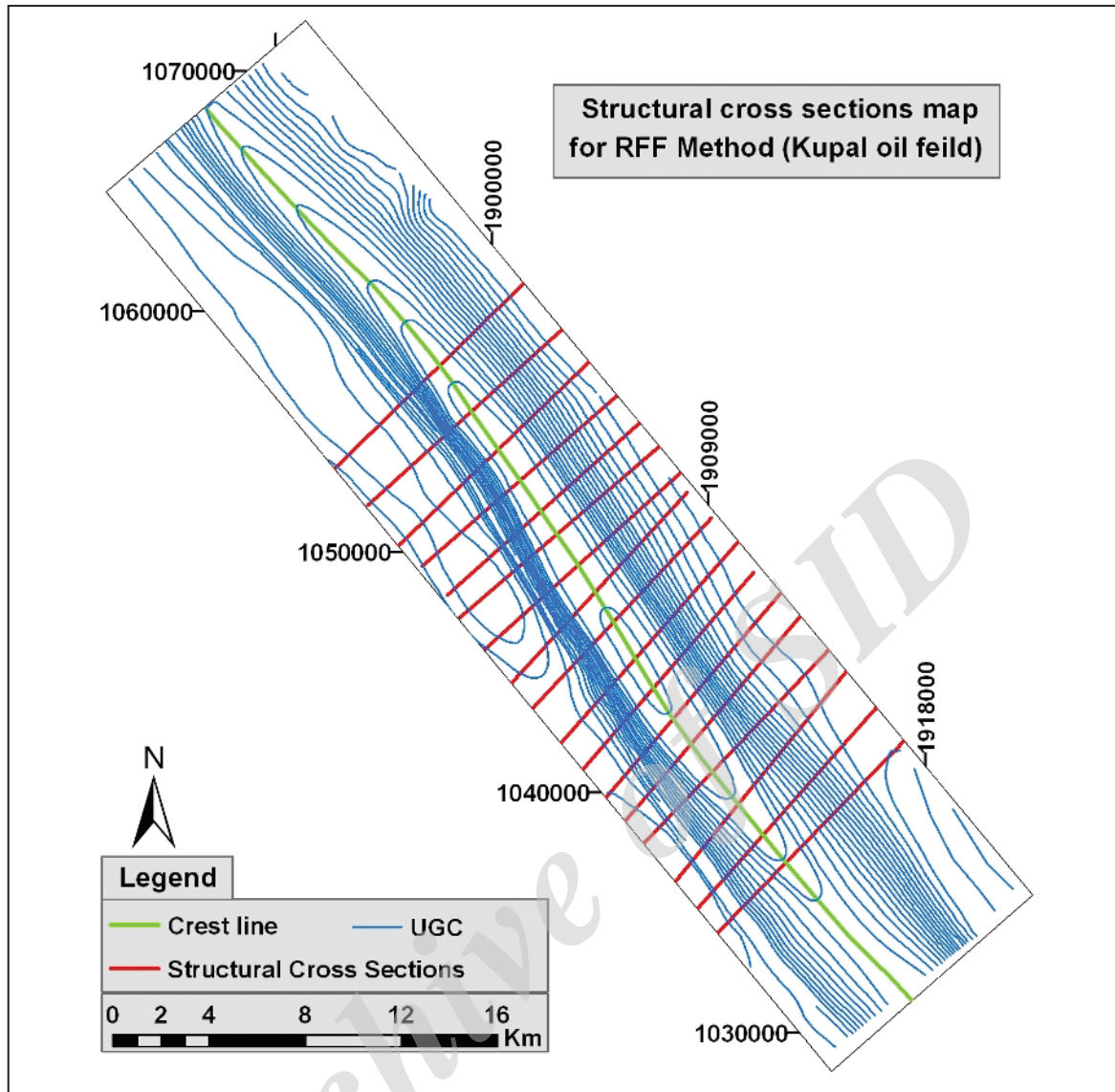
شکل ۵- A) نیمرخ لرزه‌نگاری در شمال باختری تاقدیس کوپال که موقعیت آن در شکل ۱ نشان داده شده است؛ B) تفسیر زمین‌شناسی نیمرخ A که راندگی اصلی ژرفی از گروه خامی با بالا منتشر و در سازند گچساران هموار شده است. Sv, As, Gs, Msh و Fh به ترتیب میشان، گچساران، آسماری، سروک و فهلیان را نشان می‌دهد.



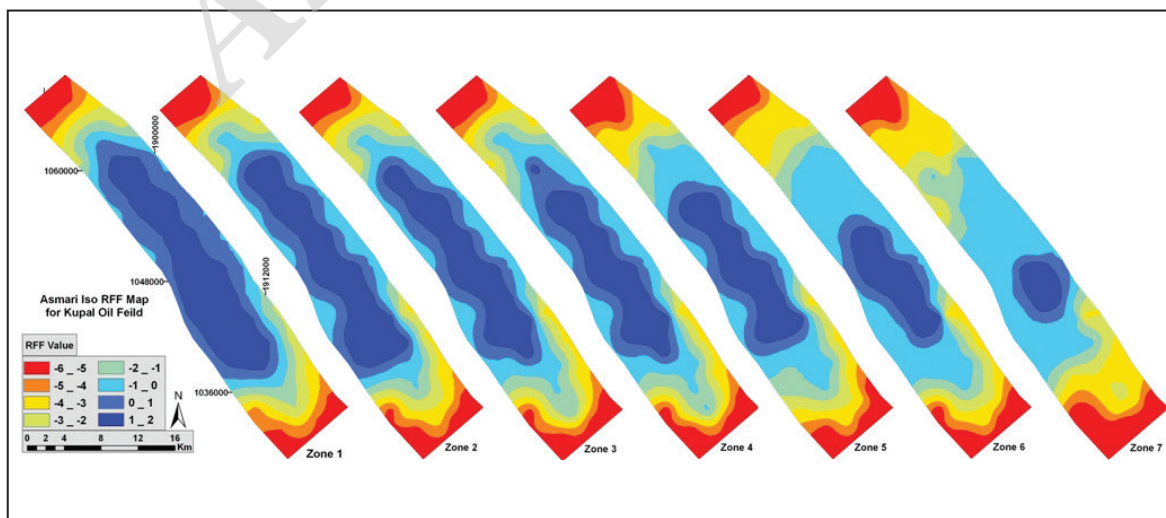
شکل ۶- A) نقشه مشتق اول و B) نقشه مشتق دوم رأس سازند آسماری در میدان نفتی کوپال که نشان دهنده شیب زیاد در یال جنوب باختری تاقدیس است.



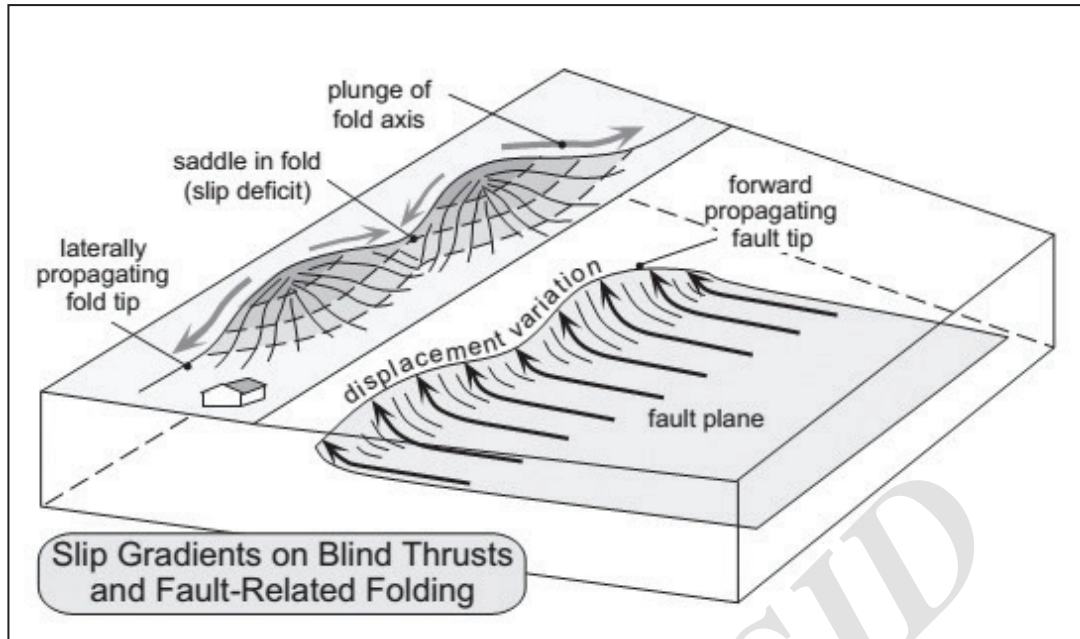
شکل ۷- A) موقعیت ۲۲ برش عرضی تهیه شده روی رأس مخزن آسماری در میدان نفتی کوپال؛ B) نقشه حاصل از روش دایره محاطی که نواحی مستعد گسترش شکستگی های کششی با رنگ سبز تیره نشان داده شده است.



شکل ۸- موقعیت برش‌های عرضی رسم شده روی رأس افق مخزنی آسماری در میدان نفتی کوپال برای به کارگیری روش RFF.



شکل ۹- نقشه‌های هم RFF تهیه شده برای افق مخزنی آسماری در میدان نفتی کوپال در پهنه‌های یک تا هفت سازند آسماری (مناطق آبی رنگ نواحی مستعد دارای بیشترین تراکم شکستگی را نشان می‌دهند).



شکل ۱۰- تغییرات در جابه‌جایی و گسترش گسلش زیر سطحی سبب گسترش چین خوردگی در پوشش رسوبی بالایی می‌شود. نرخ لغزش متفاوت این گسل، در شدت بالا آمدگی و چین خوردگی تاقدیس بالایی آن مؤثر است (Burbank and Anderson, 2001).

جدول ۱- عامل‌های مؤثر در برآورد نسبی انبوهی شکستگی‌ها (مطیعی، ۱۳۷۴).

Rock type		Lithology factor	Horizontal distance from axis (feet)	Structural axis	
L				B_p	factor
Dolomite		4.0	Less than 3000		0.0
Dolomite-Limestone		2.5	3000-6000		1.0
Sandstone		2.0	6000-9000		2.5
Sandstone-Limestone		1.5	9000-12000		3.0
Limestone		1.0	Over 12000		4.0
Radius of structure Axis (miles)		Sinuosity factor	Radius of structure (feet)	Structure	
S				R	factor
Less than 5		4.5	2000		4.0
5 to 10		3.5	3000		3.5
10 to 15		3	4000		3.0
15 to 20		2.0	6000		2.0
20 to 25		1.0	8000		1.0
Over 25		0	10000		0.5
			Over 10000		0.0

کتابنگاری

- آفانیاتی، ع.، ۱۳۸۵- زمین‌شناسی ایران، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۶۸ ص.
- شیان، ع.، ۱۳۸۲- تحلیل شکستگی‌های تحت‌الأرضی و تأثیر آن بر مهاجرت سیال در مخزن آسماری میدان نفتی گچساران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد زمین‌ساخت، دانشگاه شهید بهشتی، ۲۷۳ ص.
- عباساقتی، ف.، ۱۳۹۱- چینه‌شناسی سکانسی و دیاژنز سازند سروک در میدان نفتی کوپال در چاه‌های شماره ۴، ۲۰، ۴۸، پایان‌نامه کارشناسی ارشد گرایش رسوب‌شناسی و سنگ‌شناسی رسوبی، دانشگاه فردوسی مشهد، ۸۳ ص.
- علی‌پور، ر.، ۱۳۹۳- عوامل مؤثر بر دگرریختی میدان‌های نفتی پازنان و آغاچاری، جنوب باختر ایران، رساله دکتری زمین‌ساخت، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۸۰ ص.
- قلاوند، ه.، ۱۳۸۱- مطالعه تکمیلی زمین‌شناسی مخزن بنگستان میدان کوپال، گزارش شماره ۵۲۵۴، ۲۱۰ ص.
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴- زمین‌شناسی نفت زاگرس، انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، جلد اول، ۵۸۹ ص.

References

- Abdollahie Fard, I., Sepehr, M. and Sherhati, S., 2011- Neogene salt in SW Iran and its interaction with Zagros folding. *Geol. Mag* 148, 854-867.
- Ameen, M. S., 1992- Effect of basement tectonics on hydrocarbon generation, migration and accumulation in northern Iraq. *AAPG Bulletin*, 76, 356-370.
- Bahroudi, A. and Koyi, H., 2004- Tectono-sedimentary framework of the Gachsaran Formation in the Zagros foreland basin. *Marine and Petroleum Geology*, 21, 1295-1310.
- Bahroudi, A. and Talbot, C. J., 2003- The configuration of the basement beneath the Zagros basin. *Journal of Petroleum Geology*, 26 (3), 257-282.
- Berberian, M., 1995- Master Blind thrust faults hidden under the Zagros folds: Active basement tectonics and surface morphotectonics. *Tectonophysics*, 241, 193-224.
- Bourne, S. J., Bauckmann, F., Rijkels, L., Stephenson, B. J., Weber, A. and Willemsse, E. J. M., 2000- Predictive modeling of naturally fractured reservoirs using geomechanism and flow simulation. 9th Abu Dhabi Intern Petroleum Exhibition and Conference (Abu Dhabi, UAE) 10 PP.
- Burbank, D. W. and Anderson, R. S., 2001- *Tectonic geomorphology*, Blackwell science.
- Dahlstrom, C. D. A., 1970- Structural geology in the eastern margin of the Canadian Rocky Mountains. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 18, 332-406.
- Falcon, N. L., 1969- Problem of the Relationship between Surface Structures and Deep Displacements Illustrated By the Zagros Range: Time and Place in Orogeny. *Geological Society Special Publications*, 4, 9-22.
- Faver, G., 1975- Structural geometry in the Zagros orogenic belt, National Iranian Oil Company, Report GR 1233, Unpublished.
- Handin, J., Friedman, M. and Feather, J. N., 1963- Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure- pore pressure Test, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 47, 717- 755.
- Intera Company, 1992- Asmari reservoir fracture study in the Marun oil field (Un pub.).
- Jahani, S., Callot, J. P., Frizon de Lamotte, D., Letouzey, J. and Leturmy, P., 2007- The salt diapirs of the eastern Fars province (Zagros, Iran): A brief outline of their past and present. In: O. Lacombe, J. Lavè, F. Roure, and J. Vergès, eds., *Thrust Belt and Foreland Basin*: Springer, Berlin, 287-306.
- Kent, P. E., 1978- Review of the Kazerun lineament system. OSCO, Technical Note (Unpub). Proc. of Second Geological Symposium of Iran: March 1977, Iranian Petroleum Institute. Tehran.
- McQuarrie, N., 2004- Crustal scale geometry of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Journal of Structural Geology*, 26, 519-535.
- Mitra, S., 2002b- Structural models of faulted detachment folds. *AAPG Bull.*, 86(9), 1673-1694.
- Mitra, S., 2003- A Unified Kinematic Model for the Evolution of Detachment Folds. *Journal of Structural Geology*, 25 (10), 1659-1673.
- Nelson, R. A., 2001- *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs*, Gulf publishing, Houston, Texas, Contr. In petrol. *Geology and Eng.*, 2nd ed., 332 PP.
- Nemati, M. and Pezeshk, H., 2006- Spatial distribution of fractures in the Asmari Formation of Iran in subsurface environment: Effect of lithology and petrophysical properties, *Natural Resources Research*, 14 (4), 305-316.
- Oliver, D., 1986- The development of structural patterns above reactivated basement faults. Unpublished Ph.D. Thesis, University of London.
- Player, R. A., 1969- The Hormuz Salt Plugs of southern Iran. IOOC, Report No.1146 (Unpub).
- Poblet, J. A. and McClay, K. R., 1996- Geometry and kinematics of single layer detachment folds. *AAPG Bulletin*, 80, 1085-1109.
- Sepehr, M., Cosgrove, J. W. and Moieni, M., 2006- The impact of cover rock rheology on the style of folding in the Zagros fold-thrust belt. *Tectonophysics*, 427, 265-281.
- Sherhati, S. and Letouzey, J., 2004- Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 21, 535-554.
- Stearns, D. W. and Friedman, M., 1972- Reservoirs in fractured rock, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 16, 82- 100.

Fractures analysis of the Asmari formation in the Kupal oil field (Dezful embayment, SW Iran)

R. Alipoor^{1*}

¹Assistant Professor, Department of Geology, Faculty of Science, Bu-Ali Sina University, Hamedan, Iran

Received: 2016 September 11

Accepted: 2017 March 02

Abstract

The Kupal oil anticline is one of the most important structures in Dezful embayment that is located in northeast of the Ahvaz city and north of the Marun oil field. Recent deposits and Lahbari member of the Aghajari formation have formed the surface outcrops, and the Asmari formation with 7 reservoir layers is the main reservoir rock in this oil field. In this research fractures of the Asmari formation in this anticline have been analyzed based on well data, subsurface maps and seismic profiles. The Kupal oil anticline is a fault-related (detachment fold) and asymmetric fold, in which the middle parts have been distinguished as potential zones of dense fractures development due to longitudinal curvature. The southwest limb in much parts and northeast limb in middle parts indicate zones with high fracture density, and the axial bending of the Kupal anticline is a result of movement of deep faults.

Keywords: Seismic profile, Fractures, Asmari, Kupal, Anticline.

For Persian Version see pages 71 to 80

*Corresponding author: R. Alipoor; E-mail: rezaalipoor116@gmail.com

Archive of SID