

# پیش بینی خواص شکاف‌ها در یک میدان نفتی با استفاده از روش‌های تخمین‌گر

ناصر اکبری<sup>۱</sup>، علی معلمی<sup>۲\*</sup> و فرهاد خوشبخت<sup>۳</sup>

۱- دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

۲- پژوهشکده ازدیاد برداشت مخازن نفت و گاز، تهران، ایران

۳- پژوهشکده مطالعات مخازن، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۴/۱۰/۱۳ تاریخ پذیرش: ۹۵/۴/۱۲

## چکیده

شبکه شکاف‌های طبیعی در تعیین رفتار هیدرولیکی مخازن هیدروکربوری از اهمیت بسیار بالایی برخوردارند. شناخت صحیح شکاف‌ها در برنامه‌های تولید و توسعه میادین نفت و گاز، به‌ویژه در مخازن کربناته حائز اهمیت است. در مخزن کربناته سازند آسماری، تراوایی، وابسته به رخداد شکستگی‌های باز است. در این پژوهش، تعداد ۴۰۹ عدد شکستگی باز حاصل از نمودارهای تصویری شش چاه A، B، C، D، E و F در دسترس قرار دارد که با تعیین ضریب فیشر ۸ در هفت دسته شکستگی قرار می‌گیرند. تعداد زیاد دسته‌ها نشان از ناهمگونی شدید در مخزن دارد. اگرچه چاه‌ها در یال جنوب غربی قرار دارند اما الگوی کلی شکستگی‌های میدان طولی است. در توجیه آن می‌توان گفت که احتمالاً در طی مکانیسم چین‌خوردگی محدوده بیشترین خمش تاقدیس به سمت یال جنوب غربی حرکت کرده، زیرا بیشترین شیب به سمت یال جنوب غربی است. بعد از تعیین خواص شکستگی‌ها برای هر دسته شکستگی، مدل شبکه شکاف گسسته شکستگی ساخته می‌شود. مقایسه میانگین جهت‌یابی مدل شبکه شکاف گسسته با شکستگی‌های باز چاه A که در فرآیند مدل‌سازی شرکت نداشته، مطابقت دارد. در این مطالعه فشار واقعی مخزن (حاصل چاه‌آزمایی) که معادل ۲۲۹۹ psi است با فشار مدل (۲۲۹۴/۶۲ psi) انطباق داده شد.

**کلمات کلیدی:** مدل شبکه شکاف گسسته، دسته شکستگی‌ها، شکستگی باز، مخازن کربناته، زاگرس.

## مقدمه

شکسته شدن سنگ که بر اثر تغییرات زمین‌شناسی رخ می‌دهد باعث ایجاد الگوهای مختلف شکاف می‌شود و در نتیجه خصوصیات مختلف مخازن شکاف دار طبیعی را ایجاد می‌کند. وجود شکستگی‌های باز در یک مخزن می‌تواند با ایجاد یک محیط با تراوایی بالا به‌عنوان یک محیط هادی جریان سیال عمل نماید [۱].

شکاف‌ها نقش انکارناپذیری در خواص مخزن و مهاجرت هیدروکربورها دارند و مجموعه شکاف‌های طبیعی فراهم کننده تراوایی و گاهی تخلخل در بسیاری از مخازن کربناته هستند. فرآیند پیچیده

در شکستگی‌های مخازن آسماری به حساب آورد [۵]. در فاصله سال‌های ۱۹۶۱، ۱۹۶۲ و ۱۹۶۳ واتسون به‌ترتیب به بررسی تحت‌الارضی شکستگی‌ها در میدان آجاجاری، اهواز و گچساران پرداخت. مک کویلان در سال ۱۹۶۶ تا ۱۹۶۹ در تحقیقات خود استیلولیت‌های میدان بی بی حکیمه را به منظور تاثیرشان بر تراوایی بررسی نمود [۶ و ۵]. مک کویلان در تحقیقات مجزایی روابط بین شکستگی‌ها کوچک و بزرگ مقیاس در رخنمون‌ها و همچنین فتوژئولوژی شکستگی‌ها را مورد بررسی قرار داد [۷ و ۸]. از سال ۱۹۷۰ تا ۱۹۷۸ بیشتر مطالعات شکستگی‌ها به‌صورت جزئی از کل مطالعه هر مخزن انجام شده است. در سال ۱۹۷۷ اسکو قراردادی را با شرکت‌های بزرگ مانند موبیل<sup>۳</sup> و شل<sup>۴</sup> در رابطه با شکستگی‌ها منعقد کرد که گزارشات (هالسی و کوریگان) و (هالسی و لاپره) حاصل آن بود [۹ و ۱۰]. این گزارشات در حقیقت توصیفی و نوعی امکان‌سنجی برای مطالعات بعدی بود که هرگز انجام نشدند. از آن پس تلاش برای مطالعه شکستگی‌ها متوقف نگردید ولی تکنیک جدیدی نیز در روش مطالعات به وجود نیامد. گزارش‌های عباسیان و چوان در سال ۱۹۷۹ پیرامون شکستگی‌های میدان گچساران. در سال ۱۹۸۸ فعالیت‌های قلی‌پور که در قالب شرکت خاک خوب با هدف شناخت الگو و موقعیت ساختارهای حاصل از شکستگی در مخازن مختلف آسماری صورت گرفت تا بتواند کمکی به تعیین محل چاه در تاق‌دیس‌های ناحیه مورد مطالعه باشد [۱۱]. در سال ۲۰۰۶ همکاری شرکت ملی نفت ایران و شرکت استت اوپل نروژ به مطالعه شکستگی‌های باز آسماری در دو میدان بی‌بی حکیمه و مارون پرداختند و برای شناخت توزیع شکستگی‌ها در سازند زیرسطحی و تاثیر آن در جریان سیال، عمدتاً اطلاعات رخنمونی حاصل از کوه خويز را برای ساخت مدل شبکه شکاف گسسته مورد استفاده قرار دادند [۱۲].

یک مخزن شکسته (شکاف‌دار) مخزنی است که ناپیوستگی‌های ساختاری موجود در آن، جریان سیال در درون مخزن را تحت تأثیر قرار می‌دهد. بیش از نیمی از مخازن نفت و گاز، از نوع مخازن شکسته طبیعی<sup>۱</sup> هستند و این مخازن سهم زیادی در تولید نفت جهان دارند. ارزیابی‌ها نشان می‌دهد که بیش از ۶۰٪ ذخایر قطعی نفت و ۴۰٪ ذخایر قطعی گاز در مخازن شکسته کربناته محبوس هستند. در منطقه خاورمیانه، حدود ۲۵ تا ۳۰٪ نفت در جا متعلق به مخازن شکسته کربناته است. همچنین در کشور ما سنگ‌های کربناته از دیدگاه دارا بودن منابع انرژی جایگاه ویژه‌ای دارند، به‌طوری‌که حدود ۹۰٪ از ذخایر نفت و گاز کشور در این سنگ‌ها می‌باشد [۲].

به‌دلیل پیچیدگی سیستم‌های شکستگی طبیعی، فهم و درک کامل این سیستم‌ها بسیار مشکل است لذا مدل‌سازی که باعث تلفیق اطلاعات زمین‌شناسی با اطلاعات مهندسی می‌شود این امکان را می‌دهد تا آنچه را که مدل شده است با اطلاعات و داده‌های واقعی ثبت شده مقایسه کنیم. در دو دهه اخیر ساخت نرم‌افزارهای مختلف جهت تفسیر نمودارهای تصویری برای شناخت و مدل‌سازی شبکه شکستگی‌ها در مخزن صورت گرفته است که هر یک از آن‌ها دارای نقاط ضعف و قوت در روش‌های مورد استفاده در فرآیند آنالیز اطلاعات و مدل‌سازی شبکه شکاف‌ها هستند [۳].

در باب مطالعات انجام شده پیرامون شکستگی‌ها در ایران لییس در سال ۱۹۳۳ بیان داشت تخلخل در آسماری کم است و با توجه به مغزه‌های موجود، تخلخل زمانی حاوی نفت است که در ارتباط با شکستگی‌های تغذیه‌کننده باشد [۴]. مک کویلان در سال ۱۹۶۰ با مطالعه مغزه‌های یک چاه از میدان گچساران تلاش نمود که یک الگوی تکتونیکی برای مخازن آسماری ارائه دهد. در سال ۱۹۶۱ کنسرسیوم نفت قراردادی را با شرکت تحقیقات تولید جرسی<sup>۲</sup> پیرامون مطالعه شکستگی‌ها منعقد نمود که می‌توان آن‌ها را از بنیادی‌ترین مطالعات انجام شده

1. Naturalhy Fractured Reservoirs  
2. Jersey  
3. Mobil  
4. Shell

ناحیه فروافتاگی دزفول قرار دارد.

ساختار این میدان با روندی شمال غربی- جنوب شرقی به شکل تاقدیسی نامتقارن با لولاهای دوگانه یا سه‌گانه است و در سطح زمین دارای ابعاد  $7 \times 25$  km می‌باشد. دو ساختمان که یکی از نظر دینامیکی به میدان مورد مطالعه متصل است با ابعاد تقریبی  $15 \text{ km} \times 15$  در قسمت شمال غربی میدان قرار گرفته است و دیگری با ابعاد  $16 \text{ km} \times 3$  در جنوب غربی این میدان توسط یک ناودیس از تاقدیس مورد مطالعه جدا می‌شود [۱۳ و ۱۴]. سازند آسماری که در میدان مورد مطالعه مخزن عظیم نفتی را ایجاد می‌نماید به‌صورت عمده کربناته بوده و از آهک، آهک دولومیتی، دولومیت آهکی، دولومیت، شیل و به مقدار بسیار کم‌تر از نهشته‌های تبخیری (ژپس و انیدریت) تشکیل شده است. مرز بالایی آن با سازند گچساران (پوش سنگ) به‌صورت تدریجی و همشیب بوده و مرز پایین آن با سازند پابده (سنگ منشاء) نیز به‌صورت تدریجی و هم شیب می‌باشد. میدان مورد مطالعه در بیشتر نواحی تولیدی سازند آسماری به‌شدت شکسته شده است. شکل ۱ نقشه موقعیت ناحیه فروافتادگی دزفول در جنوب غرب ایران را نشان می‌دهد [۱۳].

### روش کار

در این مطالعه از اطلاعات استاتیک و دینامیک استفاده شده است. این اطلاعات در مقیاس‌های مختلف از قبیل مقیاس چاه (موقعیت چاه، اطلاعات هندسی شکافها استخراج شده از نمودارهای تصویرگر، اطلاعات تولید و آزمایشات چاه) تا اطلاعات در مقیاس میدان (مدل زمین‌شناسی، گسل‌ها) را شامل می‌شود. اطلاعات مقیاس چاه شامل موقعیت چاه و مسیر حفاری، اطلاعات هندسی شکافها (استخراج شده از نمودارهای تصویرگر)، اطلاعات تولید، آزمایشات چاه، و ... بوده است.

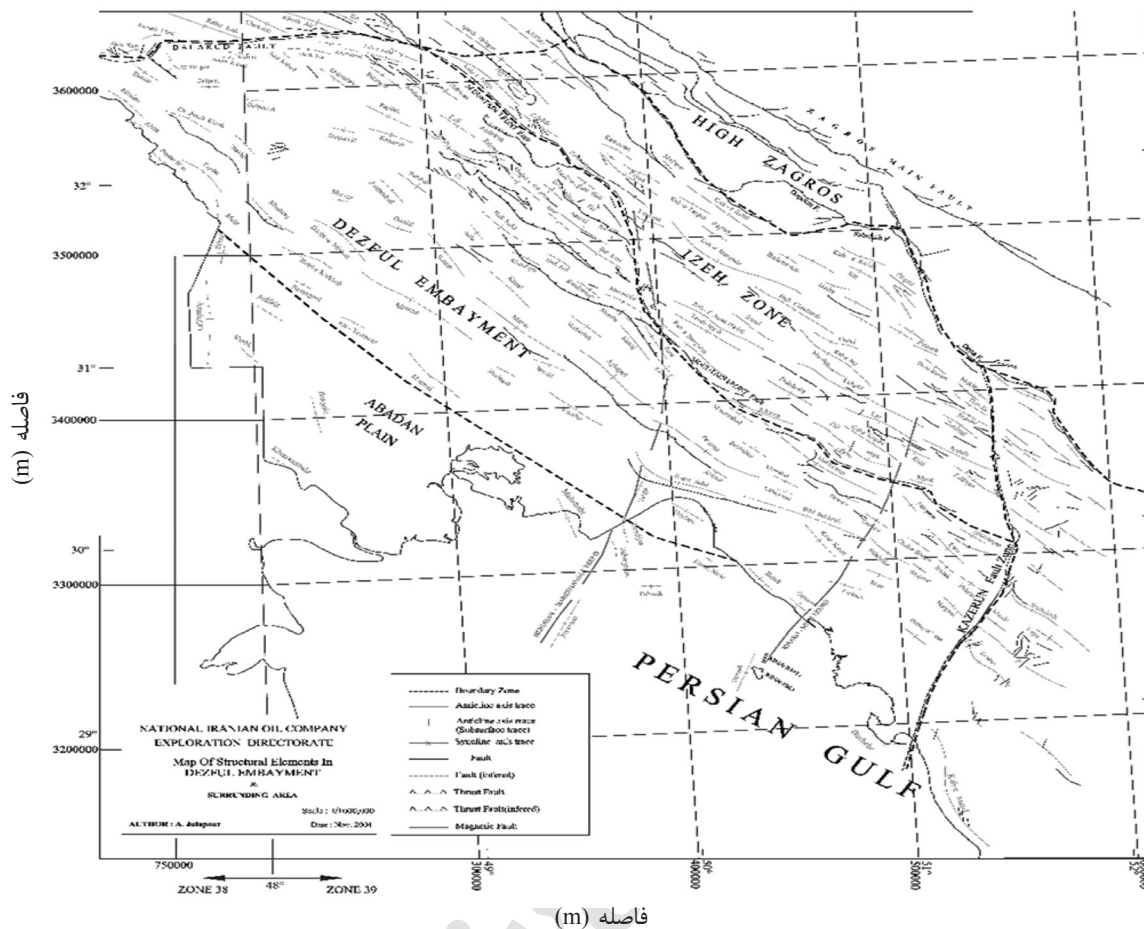
در سال ۲۰۰۷ کارهای انستیتوی نفت فرانسه در مطالعات ناحیه‌ای سازند آسماری و مطالعات شرکت ملی نفت ایران پیرامون شکستگی‌های مخزن آسماری میدان گچساران در سال ۲۰۱۰ انجام شد. هدف از این مطالعه پیش‌بینی خواص شبکه شکافها (شکستگی) با استفاده از تخمین گرهاست. در رویکرد تخمین که یک روش قطعی است فقط یک مدل ایجاد شده و آن مدل، بهترین مدل در نظر گرفته می‌شود، در اینجا هم با ساخت مدل شبکه شکاف گسسته (DFN) <sup>۱</sup> و مقایسه آن با داده‌های واقعی چاه‌آزمایی <sup>۲</sup> میدان مورد مطالعه، در واقع بهترین تخمین‌گر حاصل می‌گردد. این مطالعه به منظور ساخت مدل شبکه شکاف گسسته و بررسی یکی از مخازن حوضه نفتی زاگرس در جنوب غرب ایران صورت می‌گیرد.

### زمین‌شناسی ناحیه‌ای، ساختمانی و چینه‌شناسی میدان مورد مطالعه در حوضه زاگرس

حوضه رسوبی زاگرس، بخشی از حاشیه جنوبی اقیانوس تیتیس و یکی از مهم‌ترین حوضه‌های نفتی جهان به‌شمار می‌رود که در جنوب غرب ایران و شمال عراق قرار گرفته است و دارای ضخامتی در حدود ۷ تا ۱۴ km می‌باشد. این ناحیه که بخشی از کمربند چین‌خورده آلپ- هیمالیاست و در منتهی الیه شمال شرق صفحه عربستان واقع شده طی فاز کوهزایی اصلی زاگرس که از کرتاسه پیشین آغاز شده است؛ چین‌خورده و باعث ایجاد ساختمان‌هایی دارای روند کلی شمال غرب- جنوب شرق به طول ۱۵۰۰ km و پهنای ۱۰۰ تا ۳۰۰ km گردیده است. چین‌خوردگی اصلی در این حوضه مربوط به زمان‌های میوسن و پلیوسن است که تاکنون نیز ادامه دارد و موجب شکل‌گیری تاقدیس‌های کشیده‌ای شده است که عمده تله‌های نفتی این حوضه را تشکیل می‌دهند. مشخصات ساختمانی میدان مورد مطالعه با طول تقریبی ۶۵ km و عرض حداکثر ۹ km (در انتهای جنوب غرب میدان) در

1. Discrete Fracture Network

2. Welltest

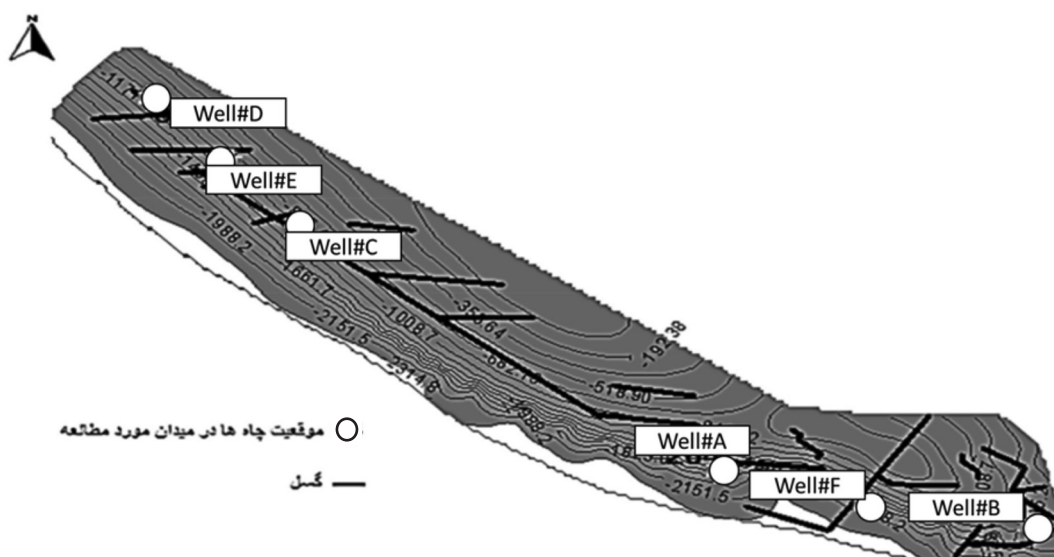


شکل ۱ نقشه موقعیت ناحیه فروافتادگی دزفول در جنوب غرب ایران. مرزهای فروافتادگی دزفول با مناطق همجوار قابل مشاهده است [۱۶].

جدول ۲ داده‌های تولیدی (دبی تولیدی و فشار) چاه ۲۶ که مدل شبکه شکاف گسسته در آن ساخته می‌شود، در اختیار قرار دارد. این داده‌ها در شرایط آزمایش افزایش فشار<sup>۱</sup> که برداشت از چاه تولیدی متوقف می‌گردد، اخذ گردیده است. اطلاعات مقیاس میدان شامل اطلاعات مدل زمین‌شناسی به‌همراه زون‌بندی مخزن و همچنین گسل‌های دو بعدی از میدان مورد مطالعه می‌باشد. مدل زمین‌شناسی یکی از ملزومات اساسی در مدل‌سازی شبکه شکاف‌ها است. گسل‌های دو بعدی میدان که به‌صورت خط‌واره هستند و زاویه شیب ۹۰ درجه دارند برای ساخت نقشه دانسیته شکستگی به‌کار می‌روند. در شکل ۲ گسل‌های بخش مورد مطالعه میدان نیز نمایش داده شده است.

برای تعریف یک شکستگی لازم است تا عمق، شیب و امتداد آن مشخص باشد. نمودارهای تصویرگر دقیق‌ترین منابع اطلاعاتی هستند که می‌توانند این داده‌ها را در اختیار قرار دهند. بدیهی است که هر چه تعداد نمودارهای تصویرگر بیشتر باشد، امکان ساخت مدل مناسب‌تر از شکستگی‌ها وجود خواهد داشت. مطابق شکل ۲ موقعیت قرارگیری ۶ حلقه چاه A، B، C، D، E و F در یال جنوب غربی میدان مورد مطالعه می‌باشد. اطلاعات حاصل از نمودارهای تصویرگر شامل عمق شکستگی، جهت شیب شکستگی‌ها، میزان شیب و نوع آن‌ها که مهم‌ترین منابع اطلاعاتی برای مطالعه و مدل‌سازی شکاف‌ها می‌باشد در مخزن آسماری و برای ۶ حلقه چاه یاد شده فراهم آمده است. در جدول ۱ نمونه‌ای از این داده‌ها نشان داده شده است. در

1. Pressure Build up Test



شکل ۲ نمایش موقعیت چاه‌های مورد مطالعه با استفاده از نقشه‌های UGC.

جدول ۱ نمونه‌ای از اطلاعات نمودارهای تصویری.

عمق (m)	شیب (درجه)	آزیموت (درجه)	نوع شکستگی
۲۱۴۲/۳۲	۵۰/۷۴	۲۰۴/۸۶	لایه‌بندی (با احتمال کم)
۲۱۴۲/۵۶	۴۶/۹۴	۲۰۰/۸۹	لایه‌بندی (با احتمال کم)
۲۱۴۲/۷۹	۶۰/۷۵	۲۰۵/۹۲	لایه‌بندی (با احتمال کم)
۲۱۵۳/۵۰	۳۴/۳۰	۱۷۶/۵۹	لایه‌بندی (با احتمال کم)
۲۱۶۲/۷۱	۵۷/۱۷	۲۰۵/۳۸	لایه‌بندی (با احتمال زیاد)
۲۱۶۳/۰۵	۵۶/۶۱	۲۰۱/۴۳	لایه‌بندی (با احتمال زیاد)
۲۱۶۵/۱۳	۴۴/۶۳	۷۲/۰۶	شکستگی باز
۲۱۶۵/۱۳	۴۴/۶۳	۷۲/۰۶	شکستگی باز
۲۱۶۶/۵۴	۵۴/۴۸	۵/۴۳	شکستگی باز
۲۱۶۶/۵۴	۵۴/۴۸	۵/۴۳	شکستگی باز
۲۱۶۸/۷۳	۳۱/۱۵	۴۳/۲۸	شکستگی باز
۲۱۶۸/۹۱	۳۱/۵۱	۳۸/۷۳	شکستگی باز
۲۱۶۹/۰۵	۳۸/۵۶	۴۱/۱۶	شکستگی باز
۲۱۶۹/۲۶	۴۱/۷۱	۲۱/۴۸	شکستگی باز
۲۱۶۹/۲۶	۴۱/۷۱	۲۱/۴۸	شکستگی باز
۲۱۶۹/۶۰	۴۲/۸۴	۲۰/۲۶	شکستگی باز
۲۱۷۰/۷۶	۴۰/۷۰	۳۴/۵۰	شکستگی باز
۲۱۷۰/۹۶	۴۲/۶۳	۴۳/۷۵	شکستگی باز
۲۱۷۰/۹۶	۴۲/۶۳	۴۳/۷۵	شکستگی باز
۲۱۷۱/۱۳	۴۱/۶۰	۵۶/۳۴	شکستگی باز

جدول ۲ داده‌های تولیدی (دبی و فشار) چاه ۲۶۴.

زمان (min)	فشار (psi)	دبی (بشکه بر روز)
۰	۲۲۰۶	۹۵۹۰
۶۰	۲۲۳۳	۰
۱۲۰	۲۲۴۷	۰
۱۸۰	۲۲۵۴	۰
۲۴۰	۲۲۶۱	۰
۳۰۰	۲۲۷۰	۰
۳۶۰	۲۲۷۲	۰
۴۲۰	۲۲۷۵	۰
۴۸۰	۲۲۷۷	۰
۵۴۰	۲۲۸۱	۰
۶۰۰	۲۲۸۴	۰
۶۶۰	۲۲۸۵	۰
۷۲۰	۲۲۸۷	۰
۷۸۰	۲۲۸۸	۰
۸۴۰	۲۲۸۹	۰
۹۰۰	۲۲۸۹	۰
۹۶۰	۲۲۹۴	۰
۱۰۲۰	۲۲۹۵	۰
۱۰۸۰	۲۲۹۷	۰
۱۱۴۰	۲۲۹۷	۰
۱۲۰۰	۲۲۹۸	۰
۱۲۶۰	۲۲۹۹	۰
۱۳۲۰	۲۲۹۹	۰
۱۳۸۰	۲۲۹۹	۰

شده دارای همبستگی بهتری است. از آن جا که امکان بررسی شکستگی‌ها به صورت منفرد وجود ندارد، لذا در آنالیز اطلاعات لازم است تا از دسته شکستگی‌ها استفاده گردد. اغلب شکستگی‌هایی که در یک دسته قرار می‌گیرند می‌توانند خواص یکسانی از نظر طول، هدایت‌پذیری، دانسیته و شیب را نیز دارا باشند. به همین جهت همگن بودن دسته شکستگی‌ها نشان می‌دهد که شکستگی‌های واقع در آن دسته را می‌توان با یک شکستگی با خواص میانگین جایگزین کرد.

پس از بارگذاری اطلاعات در نرم‌افزار، آنالیز اطلاعات ورودی و تعیین دسته شکستگی‌های باز صورت می‌پذیرد. این بخش یکی از مهم‌ترین مراحل ساخت مدل شکاف‌ها می‌باشد که در آن دسته شکستگی‌های مختلف تعیین می‌گردد. در نرم افزار امکان دسته‌بندی شکستگی‌ها براساس خواص آماری آن مهیا است. برای این منظور از پارامتری با نام ضریب فیشر استفاده می‌گردد. هرچه میزان این ضریب برای یک دسته بیشتر باشد نشان‌گر آن خواهد بود که دسته انتخاب



گرفته‌اند. در مطالعه شکاف‌ها به ویژه در مخازن شکاف‌دار نمودارهای تصویری از ابزار توانمندی در شناسایی شکستگی‌های باز هستند و می‌توانند مستقیماً خصوصیات شکستگی را اندازه گیرند. اطلاعات این نمودارها شامل عمق، جهت شیب، میزان شیب و نوع شکستگی می‌باشد و استفاده از آن‌ها می‌تواند باعث کاهش هزینه‌ها نسبت به سایر روش‌های مطالعاتی شکستگی‌ها شود. با استفاده از الگوریتم انتخاب اتوماتیک و ضریب فیشر ۸، هفت دسته شکستگی با شیب آزیموت و شیب ۰۰۶/۱۸، ۰۶۴/۵۱، ۰۰۸/۵۷، ۳۳۸/۷۳، ۲۳۷/۵۴، ۱۵۱/۵۶ و ۲۹۷/۷۴ ایجاد می‌گردد که در انتخاب هر یک از آنها، هر دوی شیب آزیموت و شیب در نظر گرفته شده است و ۴۰۹ عدد شکستگی باز در این هفت دسته قرار می‌گیرد. مطابق شکل ۳ تعداد هفت دسته شکستگی، حاکی از پراکندگی نقاط شکستگی و ناهمگونی شدید و پیچیدگی ساختارهای زمین‌شناسی در مخزن مورد مطالعه می‌باشد که میانگین جهت‌یابی این دسته‌ها (۰۳۲/۲۷) می‌باشد. همچنین با توجه به جهت‌گیری محور تاقدیس مورد مطالعه که شمال غرب-جنوب شرق می‌باشد و تعداد زیاد شکستگی‌هایی که در این راستا هستند می‌توان گفت که الگوی عمده شکستگی‌های چاه‌های میدان از نوع طولی است.

**جدول ۳** مجموع کل شکستگی‌های باز پنج چاه A، B، C، D، E و F از میدان مورد مطالعه برابر با ۴۰۹ عدد شکستگی با میانگین جهت‌یابی (۳۵/۲۸) می‌باشد.

داده‌ها (چاه‌ها)	تعداد شکستگی	شیب آزیموت (درجه)	شیب (درجه)
B	۱۷	۴	۴۲
C	۱۳	۴	۶۴
D	۲۰۶	۶۴	۵۶
E	۲۰	۱۲۷	۶۳
F	۱۵۳	۵	۱۸
انتخاب شده	۴۰۹	۳۵	۲۸

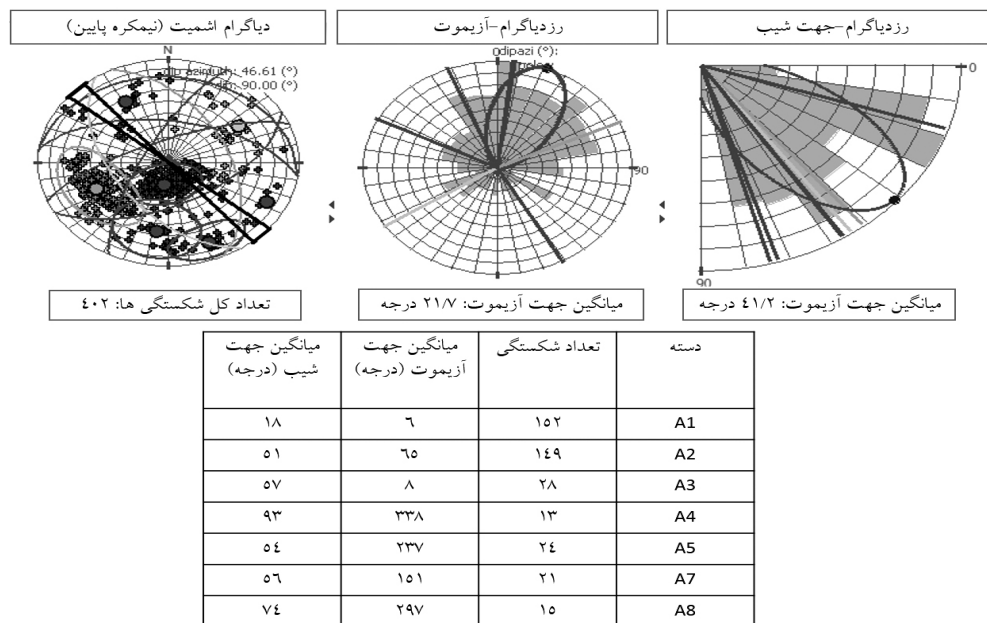
1. Pole Diagram

مجموع کل شکستگی‌های باز در ۶ چاه A، B، C، D، E و F معادل ۴۵۱ عدد می‌باشد. در این مطالعه همه دیاگرام‌های قطبی<sup>۱</sup> شکستگی‌ها با جهت‌یابی شیب آزیموت و در نیم‌کره پایین شبکه اشمیت نمایش داده شده‌اند. در این مرحله شکستگی‌های چاه شماره A به منظور راستی آزمایشی و مقایسه با مدل نهایی شکاف‌ها، در مرحله آنالیز شکستگی مورد استفاده قرار نمی‌گیرد؛ در این صورت مطابق جدول ۳ مجموع کل شکستگی‌های باز ۵ چاه A، B، C، D، E و F معادل ۴۰۹ عدد می‌باشد.

### بحث

#### شکستگی‌ها

در کمربند چین‌خورده-رانده زاگرس که میدان مورد مطالعه در آن قرار دارد، چین‌خوردگی سیلندری عامل اصلی چین‌خوردگی‌ها بوده است و هر سه الگوی طولی (عموماً در لولای چین و موازی با محور آن)، عرضی (عموماً در یال چین و عمود بر محور آن) و مورب (با محور تاقدیس زاویه می‌سازند و در ارتباط با آن) یافت می‌شوند. به‌طور کلی با شروع چین‌خوردگی بخش لولای چین دچار کشش شده و شکستگی‌های طولی به موازات محور چین به‌وجود آمده است. در ادامه با گسترش چین‌خوردگی لایه‌های مقاوم بر روی لایه‌های نامقاوم شروع به لغزش کرده و شکستگی‌های عرضی در یال‌های تاقدیس، شکل



شکل ۳ جهت‌گیری شکستگی‌ها در چاه‌های مورد مطالعه، ردیف بالا: چپ دیاگرام قطبی اشمیت، وسط: رزداگرام آزیموت شکستگی‌ها، راست: رزداگرام جهت شیب شکستگی‌ها و ردیف پایین: جدول میانگین شکستگی‌ها

گسسته (DFN) در چاه ۲۶ میدان مورد مطالعه حاصل می‌گردد. همان‌طور که در جدول ۴ مشاهده می‌شود تعداد ۹۵۷ شکستگی منجر به تولید شبکه شکاف‌ها می‌گردد. پارامتر اندازه برای هر کدام از دسته‌ها انتخاب گردید و سپس سایر پارامترها به آن وابسته شد. نحوه تعیین پارامتر اندازه با تحلیل پراکندگی و تعداد شکستگی‌های هر دسته و گسترش آن‌ها صورت می‌گیرد به این صورت که معمولاً دسته‌ها با تعداد شکستگی بیشتر اندازه شکستگی بالاتری دارند. مطابق شکل ۴ در این مرحله چاه A که برای راستی آزمایشی و مطابقت با مدل نهایی از فرآیند مدل‌سازی خارج می‌گردد؛ با نمودار شیب و شیب آزیموت مدل شبکه شکاف گسسته مقایسه شده است و همان‌طور که مشاهده می‌شود میانگین جهت‌یابی چاه A که ۵۶/۵۱ می‌باشد با میانگین جهت‌یابی مدل شبکه شکاف گسسته که ۰۳۹/۲۳ است، هم‌خوانی دارد و تأییدکننده مطابقت مدل ساخته شد با واقعیت مخزن است.

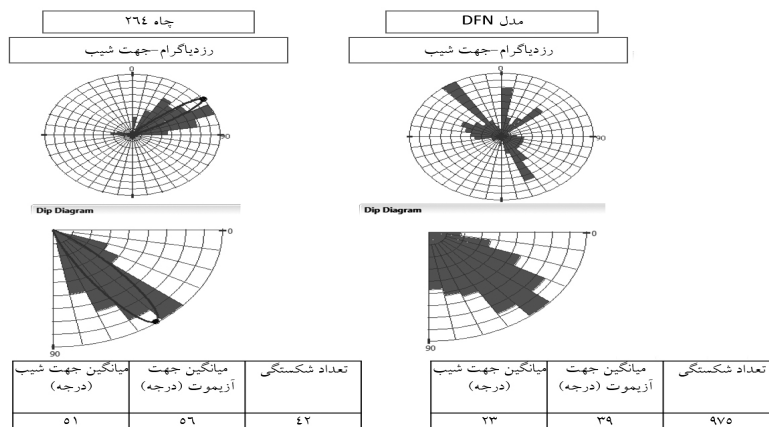
اگر چه موقعیت قرارگیری چاه‌های مورد مطالعه در ناحیه لولای تاقدیس نمی‌باشد، اما در توجیه الگوی طولی شکستگی‌های چاه‌های میدان مورد مطالعه می‌توان گفت که احتمالاً، فراوانی شکستگی‌های طولی در این چاه‌ها که در یال جنوب غربی تاقدیس میدان قرار دارند؛ این است که محدوده بیشترین خمش تاقدیس طی چین‌خوردگی به دلیل شیب بیشتر یال جنوب غربی به سمت آن جابه‌جا شده و به این ترتیب موقعیت شکستگی‌های طولی از لولا به یال منتقل شده است.

#### مدل شبکه شکاف گسسته (DFN)<sup>۱</sup>

برای ساخت شبکه شکاف‌ها از مدل گرید پایه<sup>۲</sup> غیر وابسته به رخساره استفاده شده تا مدل شکاف انتشاری حاصل شود. در این مرحله هفت دسته شکستگی آماده شده در مراحل قبل برای ساخت مدل به کار می‌رود. برای هر دسته لازم است تا یکسری پارامتر شامل جهت‌گیری، اندازه، فاصله، رسانایی و توزیع فضایی شکستگی‌ها تعیین شود. در این مرحله نقشه دانسیته شکستگی حاصل از گسل‌ها به‌عنوان ورودی نرم‌افزار به کار می‌رود. در نهایت پس از یکسری محاسبات، مدل شبکه شکاف

1. Discrete Fracture Network  
2. Grid Based Model





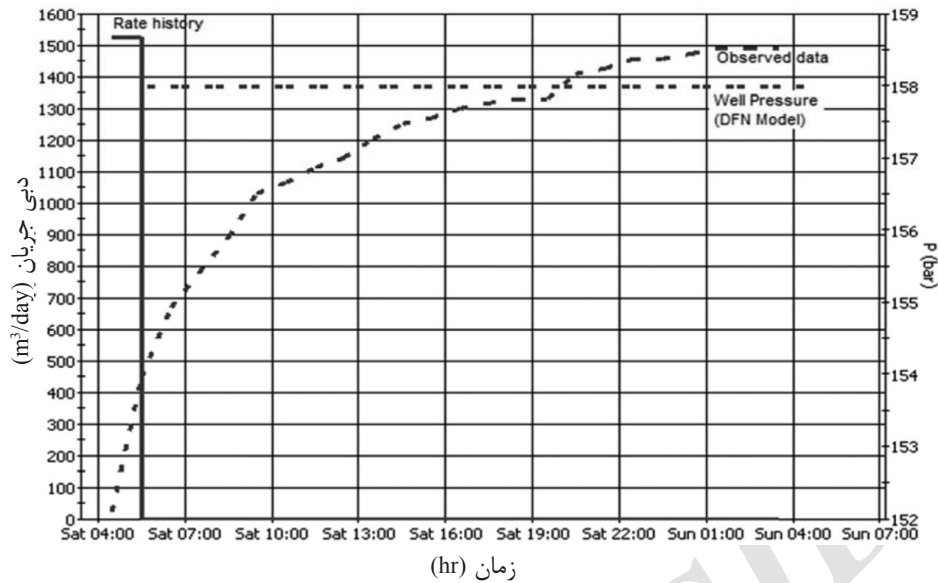
شکل ۴ مقایسه مدل شبکه شکاف گسسته با چاه A در مقایسه شیب آزیموت و شیب میانگین جهت‌یابی مورد توجه قرار می‌گیرد.

### نتیجه‌گیری

در مطالعه شکستگی‌های به‌ویژه در مخازن شکاف‌دار نمودارهای تصویری از ابزار توانمندی در شناسایی شکستگی‌های باز هستند زیرا اطلاعات این نمودارها شامل عمق، جهت شیب، میزان شیب و نوع شکستگی می‌باشد و استفاده از آنها می‌تواند باعث کاهش هزینه‌ها نسبت به سایر روش‌های مطالعاتی شکستگی‌ها شود. در میدان مورد مطالعه عامل اصلی شکستگی‌ها، چین‌خوردگی است. با توجه به جهت‌گیری محور تاقدیس میدان مورد مطالعه که شمال غرب- جنوب شرق می‌باشد، شکستگی‌ها به هر سه الگوی طولی، عرضی و مورب یافت می‌شوند اما الگوی عمده شکستگی چاه‌های میدان از نوع طولی است. هم‌خوانی نمودار شیب و شیب آزیموت مدل شبکه شکاف گسسته با چاه A میدان مورد مطالعه تأییدکننده مطابقت مدل ساخته شده با واقعیت مخزن است. برای ساخت شبکه شکاف‌ها از مدل‌گرید پایه غیر وابسته به رخساره استفاده شده و از هفت دسته انتخاب شده که حاکی از پراکندگی نقاط شکستگی و ناهم‌گونی شدید و پیچیدگی ساختار زمین‌شناسی در مخزن است، مدل شکاف‌های انتشاری با تعداد ۹۵۷ شکستگی ایجاد گردید. فشار حاصل از مدل به میزان  $2294/61$  psi با مقدار واقعی فشار ( $2299$  psi) تطبیق شده که با خطای کمتر از ۱٪ همراه بود.

### دقت‌سنجی مدل شبکه شکاف گسسته (DFN)

مدل‌های مختلف شبکه شکاف گسسته (DFN) مطابق روش ارائه شده، ایجاد گردید و سپس فشار حاصل از مدل با داده‌های فشار واقعی حاصل از چاه‌آزمایی مقایسه شد تا بتوان بهترین مدل که خواص شکستگی‌های مخزن را نزدیک به واقعیت آن ارائه دهد، ایجاد نمود. در ساخت این مدل در صورت در دسترس نبودن اطلاعات سایر پارامترها کافی است تا اطلاعاتی پیرامون اندازه شکستگی‌ها را داشته باشیم، براساس آن می‌توان فاصله شکستگی و سپس رسانایی شکستگی را محاسبه نمود. به‌عبارت دیگر نرم‌افزار براساس پارامتر اندازه و به‌صورت اتوماتیک برای دیگر پارامترها مقداری را محاسبه می‌نماید، اگر چه داشتن مقدار دقیق سایر پارامترها شرایط بهتری را برای ساخت مدل ایجاد می‌نماید. در شکل ۵ فشار حاصل از داده‌های چاه‌آزمایی و فشار حاصل از مدل شبکه شکاف گسسته در نمودار (فشار- زمان) نمایش داده شده و همان‌طور که مشاهده می‌شود فشار تثبیت شده مخزن در سه ساعت پایانی آزمایش افزایش فشار  $158/5$  bar معادل  $2299$  psi می‌باشد، در حالی که فشار مدل شبکه شکاف گسسته  $158$  bar معادل  $2291$  psi می‌باشد که این فشار نزدیک‌ترین فشار مدل به واقعیت در این مطالعه است. فشار واقعی چاه ۲۶۴ با دقت ۱٪ داده شد که حاصل میانگین اختلاف فشار واقعی و مدل شده می‌باشد.



شکل ۵ فشار تثبیت شده مخزن در سه ساعت پایانی آزمایش افزایش فشار ۱۵۸/۵ bar معادل ۲۲۹۹ psi می‌باشد، در حالی که فشار مدل شبکه شکاف گسسته ۱۵۸ bar معادل ۲۲۹۱ psi می‌باشد. تطبیق فشار چاه‌آزمایی با دقت ۲۲۹۴/۶۲ psi حاصل میانگین اختلاف فشار واقعی و مدل شده می‌باشد (محور عمودی: دبی جریان - محور افقی: فشار)

## مراجع

- [1]. Nelson R. A., "Geologic analysis fractured reservoirs", Gulf Publishing, Houston, Texas, Contr.in Petrol. Geology and Eng., No. pp. 1-320, 1985.
- [2]. Golf Racht T. D., "Fundamentals of fractured reservoir engineering", Development in Petroleum Science, No. 12, Elsevier Scientific Pub. Co., Amsterdam, p. 710, 1982.
- [3]. Masihi M., "Geostatistics and spatial modeling", Department of Chemical and Petroleum Engineering Sharif University of Technology, Tehran, Iran, pp.147-159, 2007.
- [4]. Lees G. M., "Reservoir rock of persian oil fields", APPG. BULL. Vol. 17, No. 3, pp. 299-240, 1933.
- [5]. McQuillan. H., "Tectonic pattern and Asmari reservoirs", NIOC Report No. G-943(Un pub.), 1960.
- [6]. McQuillan. H., "Fracture, stylolite and other data from core, Asmari formation of Bibi Hakimeh", NIOC Report No. G-1102(Un pub.), 1966.
- [7]. McQuillan. H., "Fracture density in Asmari formation and its relationship to bedding thickness and structural Setting", American Association of Petroleum Geology Bulletin, No.1, pp. 12-21, 1967.
- [8]. McQuillan. H., "Air photo linear analysis over an area of S.E. Khuzestan and its application to oil field development", American Association of Petroleum Geology Bulletin, No., pp. 25-34, 1969.
- [9]. Halsey. J. H. and Corrigan A. F., "Report of the fracture study team", OSCO. Progress Report (Un pub.), No. 2, 1977.
- [10]. Halsey. J. H. and Lapre J. F., "Report of the fracture study team", OSCO. Final Report, Project MCA-353(Unpub), No., pp. 30-33, 1978.
- [11]. Gholipour A. M., "Patterns and structural positions of productive fractures in the Asmari reservoirs, Southwest Iran", The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 37, No.1, 1998.

- [12]. Wennberg, O.P., Svana, T., Azizzadeh, M., Aqravi, AM., Brockbank, P., Lyslo, K.B. and Ogilvie, S., "Fracture intensity vs. mechanical stratigraphy in platform top carbonates: the Aquitanian of the Asmari Formation, Khaviz, Anticline, Zagros, SW Iran," *Petroleum Geoscience*, Vol.12, pp. 235-245, 2006.
- [13]. James, G.A., Wynd, J.G., "Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement Area, *American Association Petroleum Geologist Bulletin*," Vol. 49, pp. 2182-2245, 1965.
- [14]. Adams, T.D. and Bourgeois, F., "Asmari biostratigraphy, *Geological and Exploration Division*," IOOC Report No. 1074, (Unpub), 1967.

Archive of SID