



## مقایسه مدل‌سازی شبکه شکستگی‌های طبیعی به روش‌های آماری و مبتنی بر تکنیک منطقه: مطالعه‌ی موردی در یکی از مخازن شکاف‌دار از میادین نفت خیز جنوب

حامد نادری<sup>۱</sup>؛ محسن شورا<sup>۲</sup>؛ بهزاد مهرگینی<sup>۳</sup>

### چکیده

مدل‌سازی توزیع سه بعدی شکستگی‌ها طبیعی به منظور شناسایی نواحی مستعد تولید هیدروکربن در مخازن کربناته نقش مهمی را در جانمایی چاههای اکتشافی و یا توسعه ای در میادین نفتی پیدا کرده است. روش‌های سنتی مدل‌سازی شبکه شکستگی‌ها برپایه توزیع تصادفی آن‌ها در گستره‌ی سه بعدی مخزن در قالب دسته شکستگی‌های با توزیع آماری معلوم از چگالی فضایی، شیب، جهت شیب، طول و ارتفاع است. برخلاف روش آماری، روش‌های مبتنی بر تکنیک، از طریق برگردان مبتنی بر حل عددی، ابتدا قالب‌بندی ژئومکانیکی از تنش‌های برجا که منجر به ایجاد شکستگی‌هایی با حداکثر شباهت به شکستگی‌های مشاهده شده را پیش‌بینی کرده و سپس، پارامترهای چگالی فضایی، توزیع شیب و جهت شیب شکستگی را به دست می‌دهند. در این راستا، با استفاده از داده‌های شکستگی‌های شناسایی شده در سه چاه مختلف در یکی از مخازن کربناته شکاف‌دار در یکی از میادین نفت خیز جنوب، روش‌های مذکور جهت مدل‌سازی شکستگی‌ها مورد ارزیابی و اعتبار سنجی قرار گرفتند. در هر دو روش، از داده‌های یکی از چاه‌ها جهت مدل‌سازی مستقیم آماری و همچنین، برگردان تکنیکی ارتباط تنش‌های برجا و در ادامه آن توزیع سه بعدی شکستگی‌ها، استفاده گردید. به منظور اعتبار سنجی دو روش اشاره شده، داده‌های شکستگی در دو چاه دیگر مورد استفاده قرار گرفت. نتایج به دست آمده نشان داد، درحالی‌که روش آماری توزیع شکستگی‌ها از منظر مفاهیم مورد استفاده برای ایجاد یک شبکه شکستگی ساده‌تر می‌نمایند، تکیه بر تکنیک منطقه و تنش‌های برجا در کنار تعیین خواص مکانیک‌سنگی مخزن مورد مطالعه، توزیع فضایی شبکه شکستگی‌ها را در سطح اعتماد بالاتری پیش‌بینی خواهد کرد.

کلیدواژه‌ها: مدل‌سازی آماری شبکه شکستگی، مدل‌سازی مبتنی بر تکنیک شبکه شکستگی، تنش‌های برجا، خواص مکانیکی سنگ مخزن، مخازن کربناته شکاف‌دار

### ۱- مقدمه

مدل‌سازی و مشخصه‌سازی شبکه توزیع شکستگی‌های طبیعی در سنگ مخزن شکاف‌دار به منظور مهندسی و پیاده‌سازی طرح‌های توسعه‌ای و افزایش تولید به طور روزافزون در حال اهمیت یافتن است. چالش اصلی در

<sup>۱</sup> نویسنده مسوول: دکتری مهندسی معدن، شرکت خدمات مهندسی نفت کیش، hamed.naderi@kpe.ir

<sup>۲</sup> نویسنده دوم: مدیریت علوم زمین، شرکت مهندسی و توسعه سروک-آذر، Shourab@azar-co.com

<sup>۳</sup> نویسنده سوم: دکتری مهندسی اکتشاف نفت، شرکت خدمات مهندسی نفت کیش، mehrgini@gmail.com

۲..... سومین کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت  
مدل سازی سه بعدی شبکه شکستگی به کمبود داده‌های مستقیم (مغزه و لاگ های تصویری) از میزان تراکم فضایی و مشخصات هندسی و مخزنی درزه‌های طبیعی در گستره‌ی سه بعدی سنگ مخزن مورد مطالعه بر می‌گردد [۱] و [۲]. در این شرایط، سایر شواهد و داده‌های غیرمستقیم چه در مقیاس چاه (لاگ‌های متدوال پتروفیزیکی، داده‌های هرزوی و تولید و همانند آن‌ها) و چه در مقیاس میدان (داده‌های لرزه، میزان تغییرات انحنای چینه‌ی سازند و همانند آن‌ها) می‌توانند به عنوان داده‌های کمکی در تبیین توزیع، و به‌طور خاص چگالی فضایی شکستگی‌ها، مورد استفاده قرار گیرند [۳]. روش سنتی مدل سازی شکستگی‌های طبیعی مبتنی بر توزیع تصادفی صفحات شکستگی متعلق به دسته شکستگی‌های شناسایی شده بر پایه‌ی توزیع آماری پارامترهای هندسی تعریف شده برای هر کدام از آن‌ها و معلوم بودن توزیع چگالی فضایی هر دسته در سرتاسر شبکه‌ی سه بعدی مخزن مورد مطالعه می‌باشد. در روش مذکور، از آنجاکه دسته شکستگی‌ها تنها براساس ویژگی‌های هندسی، همچون میزان شیب و جهت شیب، دسته‌بندی می‌گردند، و از توزیع ویژگی‌های هندسی به دست آمده جهت توزیع تصادفی صفحات شکستگی با توجه به توزیع چگالی فضایی بهره می‌برد به عنوان روش آماری ساخت مدل شکستگی‌های طبیعی شناخته می‌شود. [۴] و [۵].

در کنار روش‌های آماری، مطالعات زیادی در زمینه به کارگیری تاریخچه رویدادهای تکتونیکی منطقه جهت پیش‌بینی توزیع شبکه‌ی شکستگی تا به امروز صورت گرفته است. ایده‌ی اصلی این روش‌های ساخت مدل شکستگی‌ها مبتنی بر ژئومکانیک، به شباهت آن با فرآیند الگوی ایجاد و رشد شکستگی در طی آزمایش‌های مکانیک سنگی بر روی نمونه‌های مغزه در مقایسه با تغییرات رژیم تکتونیکی فعال منطقه در طول عمر سازند زمین‌شناسی مورد نظر و تغییرات هندسی توام دسته شکستگی‌های شناسایی شده در آن برمی‌گردد. به‌عنوان مثال، دسته شکستگی‌های کششی همواره با راستای جهت تنش اصلی بیشینه هم‌جهت خواهد بود، بنابراین، تغییر آزیموت تنش اصلی بیشینه، در هر بار، دسته شکستگی‌های کششی متناظر با آن را سبب خواهد شد. به‌علاوه، یه رژیم تکتونیک به تنهایی می‌تواند منشأ اصلی تشکیل انواع ویژگی‌های ساختمانی همچون شکستگی‌های کششی و برشی و استیلولیت‌ها در طی یک فرآیند چین خوردگی باشد. بنابراین، در صورت معلوم بودن ارتباط مکانیکی مابین گروهی از ویژگی‌های ساختمانی همچون شکستگی‌ها، گسل‌ها و استیلولیت‌های شناسایی شده در نقاط محدودی از یک سازند زمین‌شناسی (به عنوان مثال لاگ‌های تصویری محدود به محل چاه) می‌توان با تقریب خوبی به رژیم تنش پدیدآورنده‌ی آن‌ها پی برد [۶]، [۷] و [۸].

با مشخص شدن رژیم تنش مربوطه، می‌توان از آن به‌عنوان پیش‌بینی کننده الگوی توزیع شکستگی‌ها در سرتاسر محدوده‌ی مدل سازی بهره برد. در این حالت، با اعمال رژیم تنش شناسایی شده به شبکه‌ی سه بعدی مخزن، از طریق شبیه‌سازی به روش حل عددی و با در نظر گرفتن رفتار الاستیک خطی و معیارهای شکست شناخته شده، گروهی از ساختارهای ساختمانی مرتبط با آن همچون شکستگی‌های کششی و برشی و استیلولیت‌ها حاصل خواهند آمد. در کنار این روند، روش مذکور به پیش‌بینی بهم‌ریختگی‌های توزیع تنش‌های اصلی در همسایگی گسل‌های اصلی، و در نتیجه تغییرات توزیع چگالی ویژگی‌های ساختمانی حاصل می‌انجامد. از جمله روش‌های حل عددی در این زمینه، می‌توان به LEFM، BEM و FEM اشاره داشت [۹] و [۱۰].

در این مطالعه، با استفاده از اطلاعات موجود در یکی از مخازن شکاف‌دار در یکی از میادین نفتی جنوب، در گام نخست، داده‌های شکستگی‌های طبیعی در محل ۶ چاه مورد تحلیل قرار گرفته و ۲ دسته شکستگی با آزیموتی تقریباً عمود بر یکدیگر شناسایی شدند. با محاسبه چگالی شکستگی مرتبط با هر دسته درزه در محل هر کدام از چاه‌ها، و در ادامه، با استفاده از نقشه‌های تغییرات انحنای بیشینه مخزن (عمود بر محور چینه) و

مقایسه مدل‌سازی شبکه شکستگی‌های طبیعی به روش‌های آماری و مبتنی بر تکنیک..... ۳

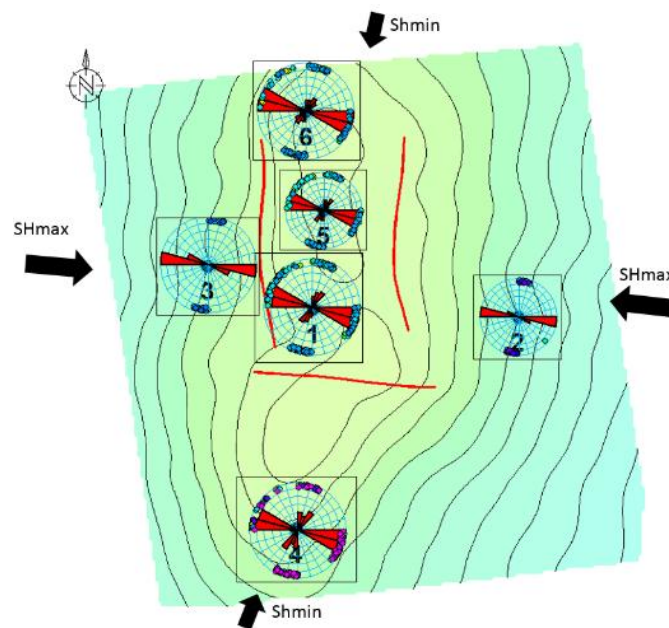
تغییرات انحنای کمینه مخزن (در جهت محور چینه)، مدل‌های سه بعدی چگالی شکستگی برای هر دسته درزه ساخته شد. با مشخص بودن مدل‌های چگالی و تعیین پارامترهای هندسی و مخزنی صفحات هردسته شکستگی، مدل توزیع صفحات شکستگی برای سازند مخزنی به روش آماری تولید گردید. در حالت دیگر، ابتدا با توجه به تکنیک فعال منطقه و با استفاده از دسته شکستگی‌های موازی با تنش اصلی بیشینه میدان که در محل هر چاه شناسایی شده اند، از طریق حل عددی فرآیند برگردان ژئومکانیکی، رژیم تنش جهت تولید دسته‌ای از صفحات شکستگی با حداکثر شباهت به لحاظ پارامترهای شیب و جهت شیب به درزه‌های تفسیر شده در محل هر کدام از چاه‌ها حاصل آمد. سپس، از رژیم تکنیک به دست آمده جهت پیش بینی توزیع صفحات شکستگی در سرتاسر شبکه‌ی سه بعدی مخزن بهره گرفته شد. جهت اعتبارسنجی روش‌های مدل‌سازی شکستگی مذکور، پارامترهای شیب و جهت شیب شکستگی‌های به دست آمده از هر روش در محل یکی از چاه‌ها که از فرآیند مدل‌سازی کنار گذاشته شده بود، با شکستگی‌های واقعی تفسیر شده در محل همان چاه مورد مقایسه قرار گرفت. نتایج نشان داد روش‌های مدل‌سازی صفحات شکستگی براساس تکنیک منطقه در پیش بینی الگوی توزیع صفحات شکستگی دقیق‌تر عمل می‌کند، هرچند روش‌های آماری مبتنی بر توزیع تصادفی به لحاظ تئوری و اجرا ساده‌تر به نظر می‌رسند.

## ۲- مدل سازی شبکه شکستگی

### ۲-۱- مشخصات میدان مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه از میادین نفت خیز جنوب بوده که رخساره اصلی تشکیل دهنده سازند مخزنی آن کربناته و مشتمل بر کلسیت، کلسیت-دولومیت با میان لایه‌های رسی و شیلی می‌باشد. از اکتشاف اولیه آن با چاه شماره ۱، تاکنون ۳۰ حلقه چاه در آن مورد حفاری واقع شده و در حال تولید می‌باشند. با توجه به مشاهده میزان بالای تولید و رفتار تولید از شبکه شکستگی در بیشتر چاه‌ها، به خصوص چاه‌های حفاری شده در نواحی نزدیک به یال، در تعداد ۶ حلقه چاه در این میدان، اقدام به برداشت لاگ تصویری گردید. از منظر زمین‌شناسی ساختمانی در کنار مطالعات ژئومکانیکی رژیم تنش این میدان امتداد لغز تا نرمال تعیین شده است. مطابق با تفاسیر لاگ‌های تصویری جهت تنش افقی بیشینه در این میدان N75W به دست آمده است. گسل‌های شناسایی شده از تفسیر داده‌های لرزه در این میدان، شامل دو گسل با عملکرد معکوس و یک گسل با عملکرد امتداد لغز راستگرد به ترتیب، عمود و در جهت تنش افقی بیشینه است. بنابراین، مکانسیم اصلی گسل خوردگی در این میدان از نوع امتداد لغز بوده که تداوم مکانسیم فشارشی ناشی از تنش افقی بیشینه منجر به شکل‌گیری دو گسل معکوس از نوع زایشی شده است. شکل (۱) موقعیت چاه‌های دارای لاگ تصویری را نسبت به نقشه خطوط همتراز سرسازند مخزنی به همراه نمودار گل‌سرخ نمایش‌دهنده جهت امتداد شکستگی‌های تفسیر شده در محل هر چاه را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، در محل چاه‌های ۲ و ۳ تنها یک دسته شکستگی موازی جهت تنش افقی بیشینه و در محل چاه‌های ۱، ۴، ۵ و ۶ دو دسته شکستگی به صورت موازی و عمود بر جهت تنش افقی بیشینه وجود دارند. بنابراین، به‌طور کلی دو دسته شکستگی عمود برهم در سازند مخزنی مورد مطالعه شناسایی شده‌اند. هردوی این دسته شکستگی می‌توانند نتیجه‌ی عملکرد یک مکانسیم تکنیکی منفرد باشند. دسته شکستگی‌های با امتداد موازی تنش افقی بیشینه، شکستگی‌های مرتبط با رژیم تکنیکی و نوع گسل خوردگی و دسته شکستگی‌های عمود بر آن مرتبط با فرآیند چین خوردگی می‌باشند. با رجوع به نمودارهای گل‌سرخ، ملاحظه می‌گردد که دسته شکستگی‌های موازی با محور چین خوردگی در نواحی نزدیک به یال‌ها توسعه نداشته

است و این نوع شکستگی‌ها تنها در نواحی سه‌تبیغ مخزن قابل مشاهده می‌باشند.



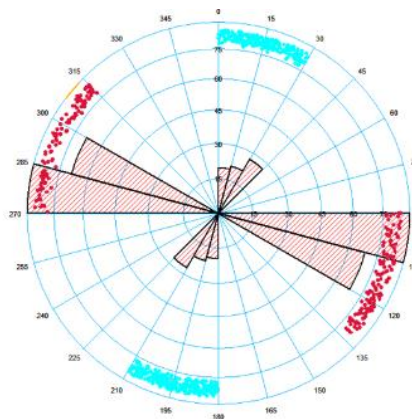
شکل (۱): موقعیت چاه‌های دارای لاگ تصویری نسبت به نقشه خطوط هم‌تراز عمقی در سرسازند مخزنی همراه با جهت تنش‌های افقی اصلی بیشینه و کمینه؛ دو گسل با عملکرد معکوس و یک گسل با عملکرد امتدادلغز، به ترتیب، عمود و موازی با جهت تنش افقی بیشینه.

## ۲-۲- مدل‌سازی شبکه شکستگی به روش آماری

مدل‌سازی آماری شبکه‌ی شکستگی مبتنی بر تعیین پارامترهای آماری ویژگی‌های هندسی هر کدام از دسته شکستگی‌های شناسایی شده است. شکل (۲) و جدول (۱)، به ترتیب، دسته شکستگی‌های شناسایی شده در سازند مخزنی به همراه پارامترهای هندسی مشخصه‌ی هر دسته را ارائه می‌دهند. در کنار پارامترهای هندسی هر دسته، چگالی فضایی هر کدام از آن‌ها در سرتاسر می‌بایست مشخص باشد. این راستا، ابتدا چگالی حجمی هر دسته در محل هر چاه، همان‌طور که در شکل (۳) قابل مشاهده است، محاسبه گردید.

در مطالعات متعددی همبستگی مابین چگالی فضایی شکستگی و میزان تغییرات انحنای چینه‌ی سازند مخزنی مورد بررسی قرار گرفته است [۱۱]. به این ترتیب، نواحی بالای میزان انحنای یا تغییرات انحنای مخزن، پتانسیل بالایی برای مشاهده چگالی بالا از شکستگی‌ها از خود نشان خواهند داد. محاسبه‌ی تغییرات انحنای چین‌خوردگی به روش‌های متنوعی قابل انجام است، که از میان آن‌ها، به‌طور کلی، محاسبه‌ی بیشینه و کمینه تغییرات انحنای بیشترین هم‌رفتاری را با تغییرات چگالی دسته شکستگی‌ها نشان می‌دهد [۱۲]. شکل (۴) الف و ب به ترتیب نقشه‌های بیشینه و کمینه میزان تغییرات انحنای چین‌خوردگی سازند مخزنی تحت مطالعه را نمایش می‌دهد.

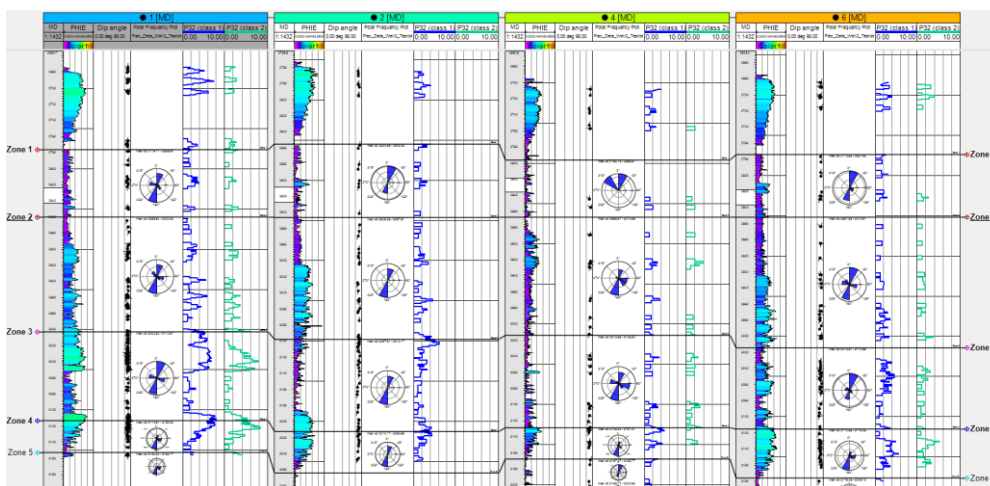
مقایسه مدلسازی شبکه شکستگی‌های طبیعی به روش‌های آماری و مبتنی بر تکنیک..... ۵



شکل (۲): نمودار گسل سرخی دسته شکستگی‌های شماره ۱ و ۲ به ترتیب موازی با تنش افقی بیشینه و موازی با محور چین خوردگی (به رنگ قرمز و آبی).

جدول (۱): مشخصات هندسی و نوع توزیع دسته شکستگی‌های شناسایی شده.

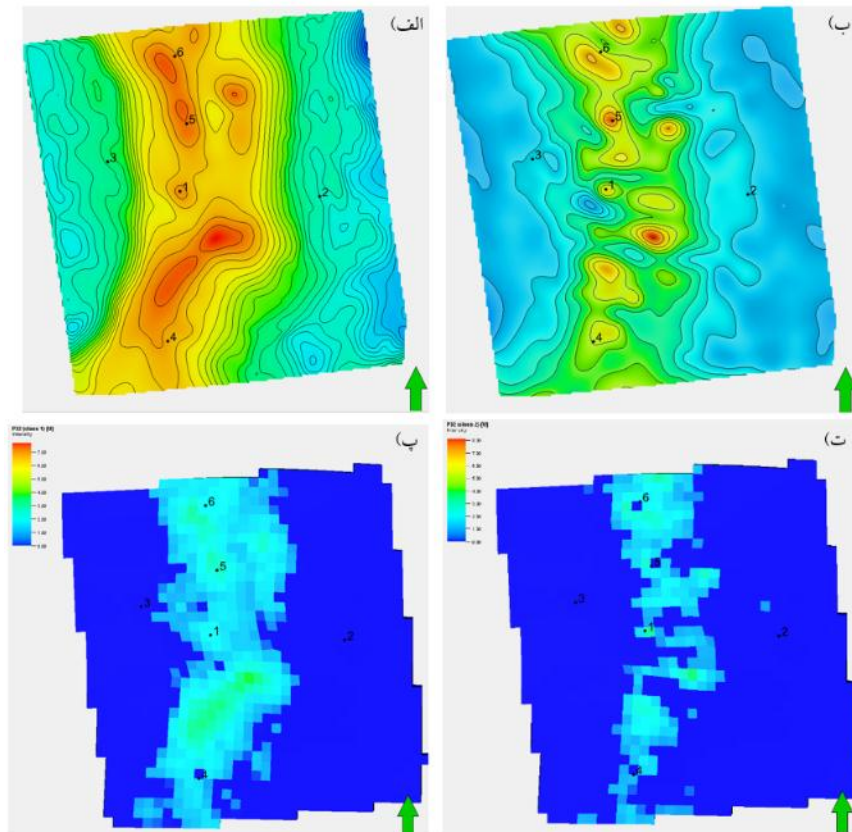
شماره دسته شکستگی	میانگین آزیموت	میانگین شیب	نوع توزیع	درجه همگرایی
۱	۲۸۵	۷۸	Fisher	۸۰
۲	۱۵	۷۶	Fisher	۸۰



شکل (۳): شکستگی‌های تفسیر شده در محل چاه‌های ۱، ۲، ۴ و ۶ به همراه لاگ‌های چگالی حجمی محاسبه شده برای دسته شکستگی‌های شماره ۱ و ۲.

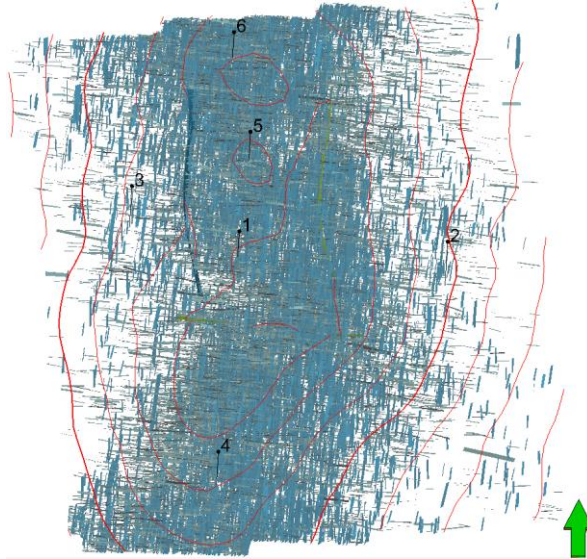
بیشینه تغییرات انحنای چین‌خوردگی به‌طور مستقیم متأثر از عملکرد تنش افقی بیشینه است، بنابراین، تغییرات این نقشه می‌تواند مبین تغییرات چگالی فضایی دسته شکستگی شماره ۱ باشد. این نتیجه‌گیری برای

۶..... سومین کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت  
 تغییرات احتمالی چگالی فضایی دسته شکستگی شماره ۲ و نقشه تغییرات کمینه انحناى چین خوردگی نیز صادق است. در نهایت، با استفاده از لاگ‌های چگالی حجمی محاسبه شده در محل هر چاه در کنار اعمال روند تغییرات قابل اقتباس پارامتر چگالی از نقشه‌های میزان تغییرات انحنا، مدل‌های چگالی حجمی برای دسته شکستگی‌های شماره ۱ و ۲ مطابق با شکل (۴) پ و ت، به ترتیب، قابل مشاهده است.



شکل (۴): (الف) نقشه میزان تغییرات پارامتر انحناى بیشینه ساختار مورد مطالعه، (ب) نقشه میزان تغییرات پارامتر انحناى کمینه ساختار مورد مطالعه، (پ) مدل چگالی حجمی دسته شکستگی‌های شماره ۱ (موازی با تنش افقی بیشینه) و شرطی شده با نقشه ارائه شده در (الف)، (ت) مدل چگالی حجمی دسته شکستگی‌های شماره ۲ (موازی با تنش افقی کمینه) و شرطی شده با نقشه ارائه شده در (ب).

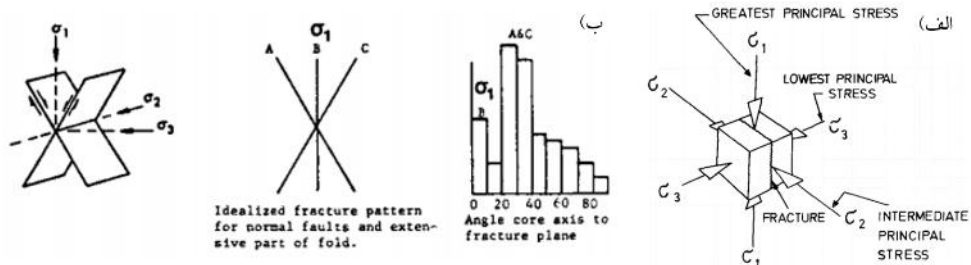
با مشخص شدن چگالی حجمی شکستگی‌ها برای دسته‌های ۱ و ۲، در کنار سایر پارامترهای هندسی، مدل صفحات شکستگی برای هر دو دسته و در سراسر شبکه سه بعدی مخزن به صورت تصادفی و توزیع یکسان پارامترهای طول شکستگی‌ها، تولید گردید. شکل (۵) مدل شکستگی به روش آماری مبتنی بر استفاده از نقشه های میزان تغییرات انحناى سازند را نمایش می دهد. مطابق انتظار تمرکز بالای شکستگی ها در نواحی نزدیک به سه تیغ مخزن مشهود است.



شکل (۵): صفحات شکستگی تولید شده برای دسته شکستگی های شماره ۱ (سبز رنگ) و ۲ (آبی رنگ) و تمرکز دو دسته نسبت ساختار چینه ای مخزن مورد نظر (خطوط عمقی همتراز قرمز).

### ۲-۳- مدل سازی شبکه شکستگی مبتنی بر رژیم تکتونیک

اساس روش های پیش بینی توزیع فضایی شکستگی ها بر مبنای الگوی ایجاد درزه های کششی، برشی و استیلولیت ها در قالب بندی یک آزمایش سه محوره شامل  $\sigma_1$ ،  $\sigma_2$  و  $\sigma_3$  است شکل (۶) الف [۱۲]. شکستگی های کششی-فشارشی در راستای  $\sigma_1$  و با جابه جایی صفحات شکستگی عمود در راستایی عمود بر آن شناخته می شوند. در کنار آن، شکستگی های برشی-فشارشی با زاویه ای تا حدود ۴۵ درجه نسبت به راستای  $\sigma_1$  و با جابه جایی صفحات شکستگی موازی با راستای شکستگی نیز می توانند تشکیل شوند. در صورت تداوم و بزرگ تر بودن نرخ افزایش تنش  $\sigma_1$  نسبت به  $\sigma_2$  و  $\sigma_3$ ، در راستای عمود بر  $\sigma_1$  شاخه های ساختاری-انحلالی همچون استیلولیت ها نیز شکل خواهند گرفت. بنابراین، یک رژیم تکتونیک مشخص، دسته ای از صفحات شکستگی و ویژگی های ساختمانی مشخصی را نسبت به راستای  $\sigma_1$  نتیجه خواهد داد شکل (۶) ب [۱۳].



شکل (۶): الف) الگوی ایجاد شکستگی های کششی در راستای تنش در حین انجام آزمایش سه محوره، ب) الگوی محتمل ایجاد شکستگی های کششی و برشی در رژیم تنش نرمال.

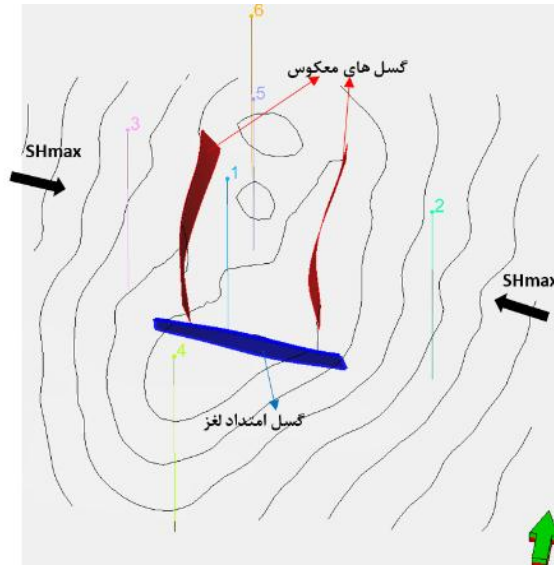


۸..... سومین کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت

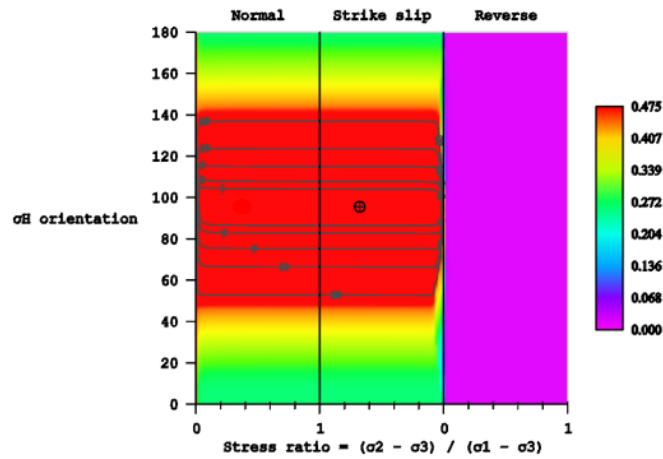
با توجه به رابطه مطرح شده، هدف اصلی روش‌های مبتنی بر تکنونیک در مدل‌سازی شبکه‌ی شکستگی‌ها، شناسایی تاریخچه رژیم‌های فعال تنش و تغییرات آن‌ها با استفاده از داده‌های شکستگی موجود در محل چاه‌ها، و سپس، استفاده از مدل‌های تکتونیک حاصل در پیش‌بینی توزیع شکستگی‌ها در سرتاسر گستره‌ی سه بعدی مخزن یا سازند مورد نظر خواهد بود. اگرچه روش‌های عددی متنوعی برای این اجرای فرآیند مذکور معرفی گردیده است. از میان آن‌ها، روش 3D BEM با در نظر گرفتن شرایط الاستیک برای سنگ مخزن و در نظر گرفتن بلوک‌های محصور شده توسط گسل‌ها و مقدار بهم‌ریختگی (تمرکز یا آزادسازی به‌همراه تغییر آزمون) تنش‌های اصلی متأثر از عملکرد گسل‌های اصلی میدان را به دست می‌دهد. با به دست آمدن تانسور تنش‌های اصلی در محل هر المان از شبکه‌ی سه بعدی مخزن و بر طبق معیار شکست مبتنی بر رفتار الاستیک خطی سازند، الگوی شکستگی‌ها و ویژگی‌های ساختاری شاخص رژیم تکتونیک در محل هر المان تولید می‌گردد [۱۵]. در این حالت، ویژگی‌های ساختاری تولید شده با مشاهدات مستقیم در محل چاه‌ها مورد مقایسه قرار می‌گیرد. چنانچه بر طبق معیاری عددی، تطابق میان شیب و جهت شیب به عنوان مثال شکستگی‌های کششی ایجاد شده از یک نوع رژیم مشخص تکتونیک با همان پارامترها برای شکستگی‌های کششی مشاهده شده در محل هر چاه قابل قبول باشد، رژیم تنشی مورد نظر به‌عنوان پیش‌بینی کننده مطلوب گزینش می‌شود. این فرآیند به‌عنوان برگردان ژئومکانیکی بر مبنای ویژگی‌های ساختاری موجود شناخته می‌شود. در نهایت، سه پارامتر شیب، جهت شیب و چگالی فضایی حاصل از مدل تکتونیک با داده‌های چاه کالیبره شده و برای تولید شبکه شکستگی در سرتاسر گستره‌ی مخزن مورد استفاده قرار می‌گیرند.

با بررسی عملکرد گسل‌های شناسایی شده، همان‌طور که در شکل (۷)، در این میدان مود نظر که شامل دو گسل معکوس با امتدادی موازی با محور تاقدیس و گسل امتداد لغز موازی با امتداد جهت تنش اصلی افقی بیشینه، مشخص می‌گردد که رژیم تنش اصلی میدان مبتنی بر گسل خوردگی امتداد لغز می‌باشد. با این حال، فرآیند برگردان ژئومکانیکی نیز می‌بایست، با توجه به شیب و جهت شیب شکستگی‌های شناسایی شده در محل چاه، در نهایت منجر به رژیم تکتونیک امتداد لغز شود. با اجرای برگردان ژئومکانیکی، برای هر المان، صفحات شکستگی کششی و برشی مرتبط با هر کدام از رژیم‌های نرمال، امتداد لغز و معکوس تولید شده و چنانچه شباهت بین شکستگی‌های مشاهده شده و شکستگی‌های تولید شده بیشتر از ۷۰ درصد باشد، آن رژیم تکتونیک به‌عنوان مولد اصلی شکستگی‌های مشاهده شده و پیش‌بینی کننده آن‌ها در سرتاسر شبکه سه بعدی مخزن مورد استفاده می‌گیرد. در میدان مورد نظر، برگردان ژئومکانیکی مطابق انتظار رژیم تکتونیک امتداد لغز را، مطابق آنچه در شکل (۸) قابل ملاحظه است، به دست داد.





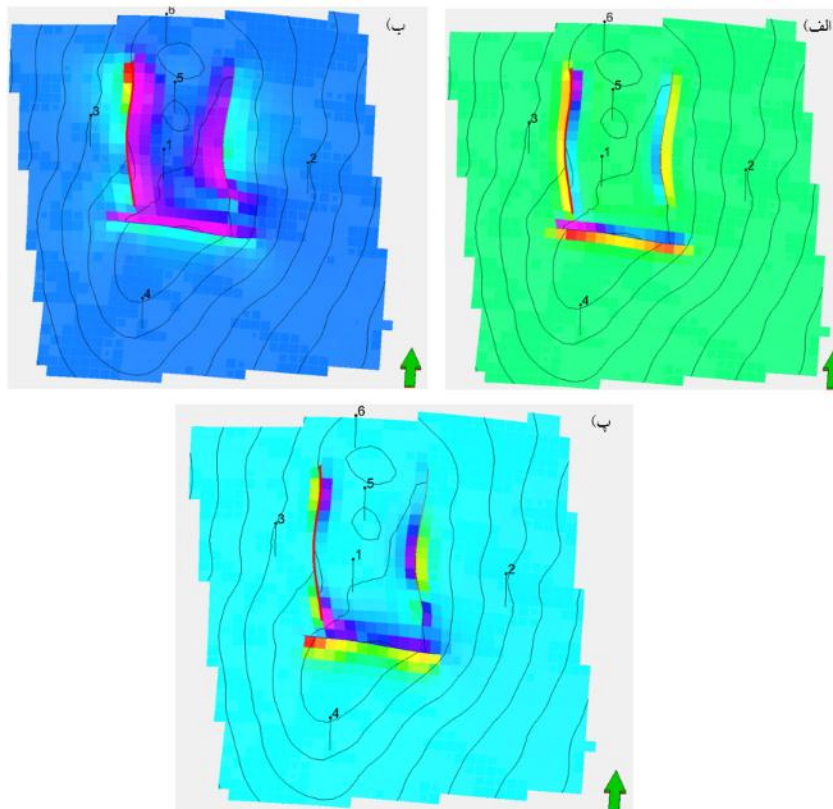
شکل (۷): گسل امتداد لغز و گسل‌های معکوسی زایشی میدان تحت تأثیر رژیم تکنونیک امتداد لغز.



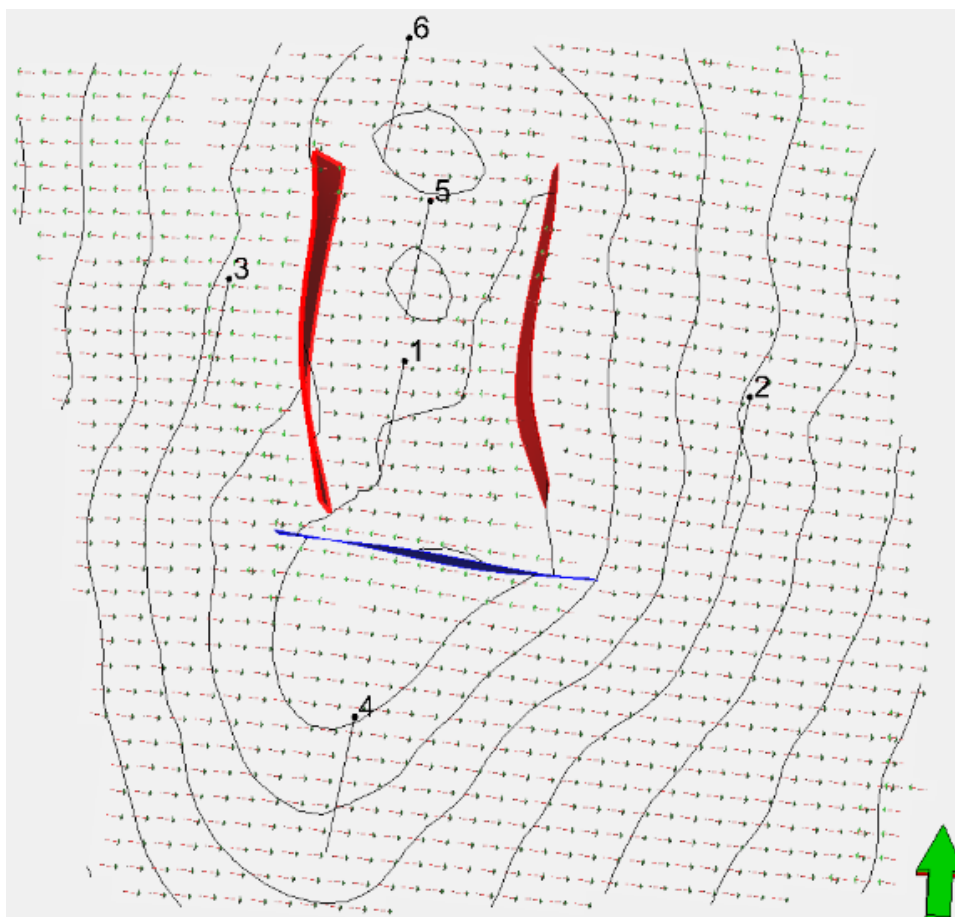
شکل (۸): نتیجه اجرای برگردان ژئومکانیکی و تشخیص عملکرد امتداد لغز به عنوان مولد اصلی شکستگی‌های مشاهده شده با حد شباهت ۷۰ درصد.

با مشخص رژیم تکنونیک امتداد لغز، در مرحله‌ی بعد، تغییرات تنش‌ها و کرنش‌های اصلی در محل هر سلول شبکه‌ی سه بعدی مخزن متأثر از بهم ریختگی‌های ناشی از گسل‌های موجود مورد محاسبه قرار می‌گیرد. سپس، با در نظر گرفتن مقادیر ثابتی از خواص مقاومتی و الاستیک برای کل محدوده‌ی سه بعدی مخزن مورد مطالعه، احتمال ایجاد شکستگی در هر سلول شبکه‌ی سه بعدی مورد محاسبه قرار می‌گیرد. شکل (۹) توزیع تنش‌های اصلی و بهم‌ریختگی آن‌ها را در همسایگی گسل‌های اصلی میدان نمایش می‌دهد. همان‌طور که در این شکل ملاحظه می‌گردد، تغییرات هر سه تنش افقی بیشینه، روباره و کمینه در نواحی دور از گسل‌ها یکنواخت می‌باشد،

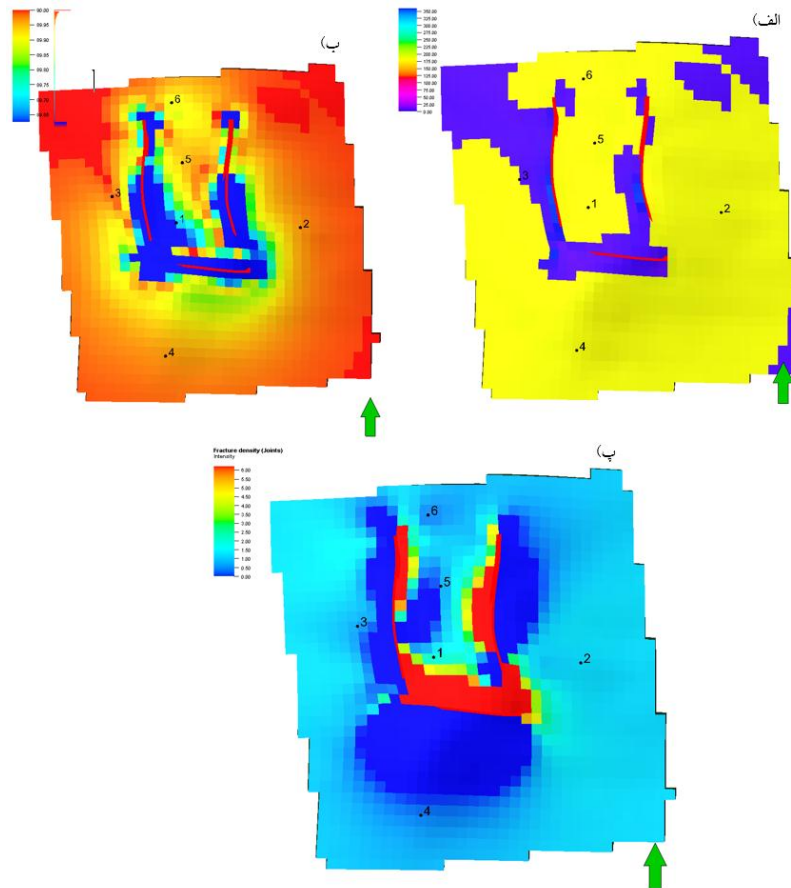
حال آن که در مجاورت گسل‌ها این تغییرات به حداکثر خود می‌رسند. برای مثال، تمرکز و آزادسازی تنش در دو طرف هر کدام از گسل‌های معکوس برای تنش افقی بیشینه در نتیجه‌ی جابه‌جایی گسل امتداد لغز مطابق با خروجی شبیه‌سازی قابل انتظار است. شکل (۱۰) نمایش برداری آزمایش صفحه شکستگی‌های پیش‌بینی شده از حل عددی المان مرزی را نمایش می‌دهد. خروجی فرآیند مذکور در نهایت سه مدل مجزا از توزیع فضایی پارامترهای شیب، جهت شیب و چگالی فضایی کالبیره شده شکستگی‌ها، همان‌گونه که در شکل (۱۱) به نمایش درآمده، خواهد بود.



شکل (۹): الف) نقشه تغییرات و بهم‌ریختگی تنش اصلی بیشینه در همسایگی گسل‌های شناخته شده میدان، ب) همان برای تنش روباره، پ) همان برای تنش افقی کمینه.



شکل (۱۰): برادر نماینده جهت صفحات شکستگی در هر سلول شبکه ی سه بعدی مخزن.

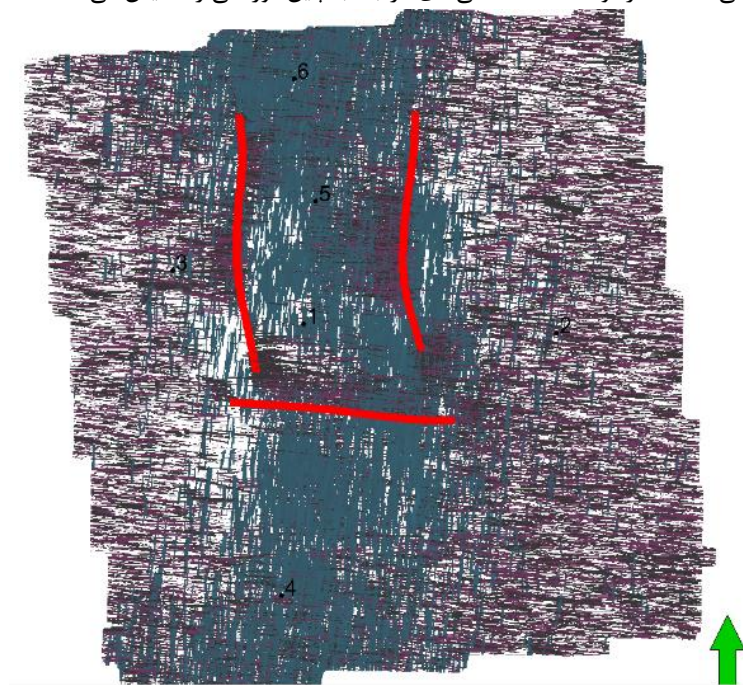


شکل (۱۱): (الف) توزیع فضایی آزمون شکستگی‌های کششی هم‌راستا و در جهت تنش افقی بیشینه، (ب) تغییرات شیب شکستگی‌های کششی در همسایگی گسل‌ها در نتیجه بهم‌ریختگی تنش‌های اصلی، (پ) توزیع چگالی فضایی شکستگی‌های کششی مبتنی بر رژیم تنش میدان.

همانطور که در شکل (۱۱) قابل مشاهده است، چگالی حجمی شکستگی‌ها در دو طرف گسل‌های اصلی میدان تغییراتی هم ارز تغییرات تنش‌های اصلی به دست داده است. نواحی از بهم‌ریختگی‌های تنش‌های اصلی که باعث افزایش حداقل یکی از تنش‌ها نسبت به دو تنش دیگر شده است، بیشترین مقادیر چگالی شکستگی را به دست می‌دهد. این درحالی است، در نقاطی که هر سه تنش افزایش نشان می‌دهند، کمترین تمرکز شکستگی‌های طبیعی قابل مشاهده است. این تناظر، با قیاس میان آزمایش‌های تک‌محوره و سه‌محوره مشابهت دارد. احتمال ایجاد شکستگی‌ها در سنگی با خواص مقاومتی مشخص، در آزمایش تک‌محوره بیشتر از آزمایش سه‌محوره است که در آن، تنش محصور کننده نیز باعث تقویت مقاومت کلی سنگ در مقابل یک بارگذاری مشخص می‌شود. در نهایت، مدل‌های سه‌بعدی آزمون صفحه شکستگی‌ها، شیب و چگالی حجمی آن‌ها برای ساخت مدل مجزای صفحات شکستگی مبتنی بر تکنیک مورد استفاده قرار گرفت. در اینجا این نکته قابل توجه است که دسته شکستگی‌های

مقایسه مدلسازی شبکه شکستگی‌های طبیعی به روش‌های آماری و مبتنی بر تکتونیک..... ۱۳

موازی با محور چین‌خوردگی توسط مدل تکتونیک مشخص شده قابل مدلسازی نیستند. اگرچه این دسته از شکستگی‌ها در نهایت نتیجه‌ی چین‌خوردگی ناشی از عملکرد یک رژیم امتدادلغز می‌باشند اما تشکیل آن‌ها عمدتاً با درجه‌ی چین‌خوردگی ارتباط دارد. در این حالت، استفاده از نقشه حداقل تغییرات میزان انحنای ساختار چین‌خوردگی (شکل (۴) ب) برای تبیین تغییرات فضایی احتمالی چگالی این دسته از شکستگی مناسب به نظر می‌رسد. شکل (۱۲) نتیجه‌ی نهایی مدل شکستگی شامل دسته شکستگی‌های موازی با تنش افقی بیشینه (مبتنی بر مدل تکتونیک امتداد لغز) و دسته شکستگی‌های مرتبط با چین‌خوردگی را نمایش می‌دهد.



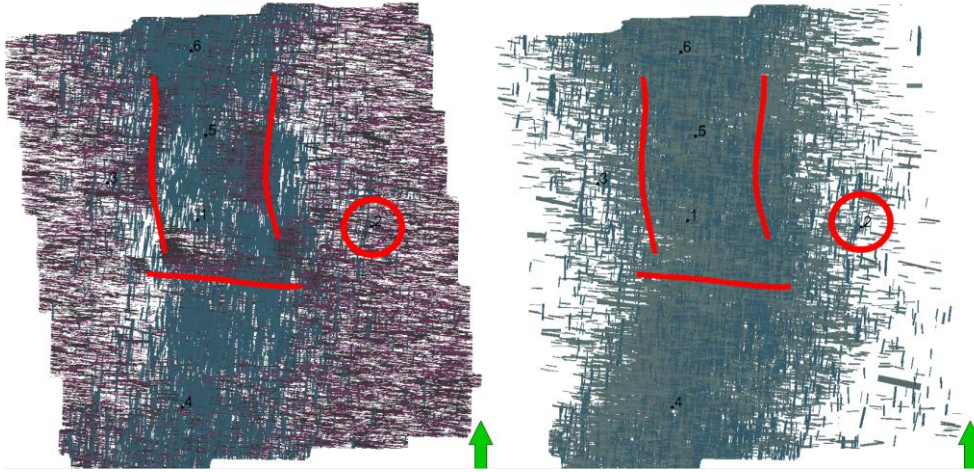
شکل (۱۲): مدل صفحات مجزای شکستگی شامل دسته شکستگی‌های موازی با تنش افقی بیشینه و دسته شکستگی‌های مرتبط با چین‌خوردگی.

## ۲-۴- اعتبارسنجی

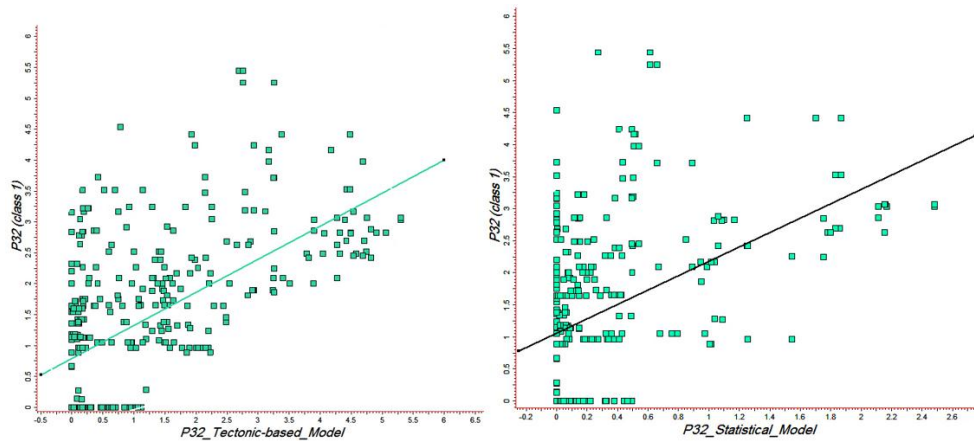
جهت اعتبارسنجی مدل‌های شکستگی به دو روش آماری و مبتنی بر تکتونیک، از داده‌های شکستگی در محل چاه شماره ۲ که از روند مدلسازی به روش‌های مذکور کنار گذاشته شده بود، استفاده شد. نتایج تولید در این چاه، با توجه به موقعیت آن (در مناطق نزدیک به یال‌ها)، نشان‌دهنده‌ی توسعه مناسب شبکه‌ی شکستگی حداقل در همسایگی آن است. شکل (۱۳) مدل‌های شکستگی حاصل از روش‌های آماری و تکتونیک را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل قابل مشاهده است، تراکم بالاتری از شکستگی‌های مبتنی بر تکتونیک در محل چاه ۲ نسبت به مدل مبتنی بر پارامترهای آماری (که بر مبنای نقشه‌های تغییرات انحنای مخزن می‌باشند) برآورد می‌شود. به لحاظ کمی، با توجه به اینکه در محل چاه ۲، تنها دسته شکستگی‌های موازی با تنش افقی بیشینه از لاگ‌های تصویری تفسیر شده‌اند، چگالی تخمین‌خورده این دسته از شکستگی‌ها از هر دو مدل شکستگی، با چگالی واقعی آن‌ها در چاه مذکور، همان‌طور که در شکل (۱۴) قابل مشاهده است، مورد مقایسه قرار گرفت. ضرایب



همبستگی ۰/۴۱ و ۰/۶۰ به ترتیب برای چگالی تخمینی در محل چاه ۲ در مدل‌های آماری و مبتنی بر تکتونیک، نشان دهنده برتری روش‌های مبتنی بر رژیم تنش در پیش‌بینی الگوی توزیع شبکه‌ی شکستگی در میدان مورد مطالعه دارد.



شکل (۱۳): مدل شکستگی مبتنی بر پارامترهای آماری، چپ) مدل شکستگی مبتنی بر رژیم تکتونیکی امتدادلفز.



شکل (۱۴): نمودار همبستگی متقابل بین چگالی واقعی و تخمینی از مدل آماری در محل چاه ۲ (ضریب همبستگی: ۰/۴۱)، همان برای چگالی تخمینی از مدل مبتنی بر تکتونیک در محل چاه ۲ (ضریب همبستگی: ۰/۶۰).

### ۳- نتیجه گیری

در این مطالعه، مدل شکستگی در یکی از میادین نفت‌خیز جنوب، با استفاده از داده‌های ۶ چاه به روش‌های آماری و مبتنی بر رژیم تنش منطقه ساخته شد. مقایسه نتایج با شواهد تولیدی میدان در کنار اعتبارسنجی با

داده‌های چاهی که از روند مدل‌سازی به هر دو روش کنار گذاشته شده بود، قابلیت پیش‌بینی بهتر روش مدل‌سازی شبکه‌ی شکستگی بر مبنای رژیم تکتونیکی میدان مورد نظر را نشان می‌دهد. این امر به این دلیل است که سازند هنگامی که تحت تنش‌های تکتونیکی قرار می‌گیرد، مشابه مکانیسم یک آزمایش سه محوره می‌تواند دچار شکستگی شده، که توزیع این شکستگی‌ها با فرض همسانگرد بودن خواص الاستیسیته و مقاومتی سازند، به صورت یکنواخت در سرتاسر سازند گسترش خواهد داشت. در صورت بالا بودن اختلاف تنش‌های اصلی چگالی حجمی این دسته از شکستگی‌ها بالاتر خواهد بود. بنابراین، در صورت توسعه‌ی مناسب شکستگی‌های مرتبط با رژیم گسل خورگی یا تنش می‌توان انتظار تولید بالای سیال، چه هیدروکربن و چه آب، را در نواحی دور از سه تیغ مخزن داشت. این در حالی است که در مدل‌سازی صفحات شکستگی به روش آماری، امکان مشاهده توزیع شکستگی‌های موازی با تنش افقی بشینه مشابه با مدل شکستگی مبتنی بر رژیم تکتونیک قابل مشاهده نیست، بنابراین نمی‌توان این مدل را معرف و با قابلیت تأمین تراوایی لازم در نواحی نزدیک به یال‌ها در نظر گرفت. این مورد به روش معمول استفاده از نقشه‌های تغییرات انحنای مخزن برای شرطی‌سازی مدل فضایی چگالی حجمی دسته‌های شکستگی برمی‌گردد، زیرا که در بسیاری از موارد مطالعه شده، این نقشه‌ها همبستگی خوبی با شاخص تولید مشاهده شده نشان داده است. نقشه‌های تغییرات انحنای مخزن به‌طور معمول در یال‌ها مقادیر پایین و به تدریج به سمت سه تیغ مخزن افزایش یافته و به مقدار بیشینه خود می‌رسند. در این حالت شرطی‌سازی چگالی شکستگی‌ها با آن‌ها، مقادیر پایینی از چگالی را در یال‌ها و مقادیر بالایی را در سه تیغ مخزن به‌دست خواهد داد. از این رو، به دست آوردن ایده‌ای در جهت توصیف الگوی فضایی شکستگی‌ها در مواردی که شاخص تولید بالایی در نواحی دور از سه تیغ مخزن مشاهده گردیده است، بر مبنای مدل‌های صفحات شکستگی به روش آماری می‌تواند پیچیده باشد، حال آن‌که مدل شکستگی مبتنی بر تکتونیک توصیف‌گر مناسبی برای آن خواهد بود.

#### ۴- مراجع

- [1] McLennan J.A., Allwardt P.F., Hennings P.H.; (1995); "Multivariate fracture intensity prediction: Application to Oil Mountain anticline, Wyoming", AAPG Bulletin, V. 93, No. 11 (November 2009), P. 1585-1595.
- [2] Jenkins C., Ouenes A., Zellou A., Wingard J.; (1995); "Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models", AAPG Bulletin, V. 93, No. 11 (November 2009), P. 1597-1608.
- [3] Deng J., Lin Y.C., Li S.S., Chen J., Ding Y. (1995); "Hot tensile deformation and fracture behaviors of AZ31 magnesium alloy", Materials & Design Volume 49, August 2013, Pages 209-219.
- [4] Dershowitz WS, Einstein HH. (1995); "Characterizing rock joint geometry with joint system models", Rock Mech Rock Eng 1988;21:21-51.
- [5] Gringarten E. (1996); "3-D Geometric Description of Fractured Reservoir", Mathematical Geology, Vol.28, No.7, 1996.
- [6] Engelder T, Geiser P. (1980); "On the use of regional joint sets as trajectories of paleostress fields during the development of the Appalachian Plateau", J Geophys Res;85:63-19.
- [7] Olson J, Pollard D. (1989); "Inferring paleostresses from natural fracture patterns: a new method", Geology 1989;17:345-8.
- [8] Petit J-P, Mattauer M. (1995); "Palaeostress superimposition deduced from meso scale structures in limestone: the Matelles exposure, Languedoc, France.", J Struct Geol 1995;17:245-56.
- [9] Paluszny A, Matthäi SK. (2009); "Numerical modeling of discrete multi-crack growth applied to pattern formation in geological brittle media", Int J Solids Struct;46:33-83.
- [10] Paluszny A, Zimmerman RW.; "Numerical simulation of multiple 3D fracture propagation using arbitrary meshes.", Comput Meth Appl Mech Eng 2011;200:953-66.
- [11] Murray, G. H. (1968); "Quantitative fracture study- Sanish Pool, McKenzie County, North Dakota", AAPG Bulletin, 52, 57-65.
- [12] Antonellini, M. & Aydin, A. (1995); "Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: geometry and spatial distribution.", AAPG Bulletin, 79, 642-671.
- [13] Golf-Racht T.D. van (1982); "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering", Elsevier, Volume 12, 1st



Edition.

[14] Nelson R., (2001): "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs", Gulf Professional Publishing, 2<sup>nd</sup> Edition.

[15] Maerten F., Maerten L., Cooke M., (2010); "Solving 3D boundary element problems using constrained iterative approach", Computational Geosciences, Springer Verlag, 2010, 14 (4), pp.551-564.



---

*Comparison between statistical and tectonic-based fracture modeling approach in naturally fractured reservoir in one of Iranian oilfields*

Hamed Naderi<sup>1</sup>; Mohsen Shourab<sup>2</sup>; Behzad Mehrgini<sup>3</sup>;

**Extended Abstract:** characterization of natural fracture 3D spatial distribution in a geological formation should of rather difficult task as the direction measurements such as image log or core data are limited to specific location, and, high resolution attributes related to fractures in field scale are not always determinable. In this regard, modeling techniques should be appropriately configured to incorporate all of available direct and indirect fracture indicator to even more realistically represent numerical model of natural fracture distributions. Currently, there are two methods to approach to such purpose, statistical-based and tectonic-based fracture modeling. In this study using data of 6 wells of one of Iranian Oilfield, both methods were applied to model the discrete fracture network (DFN).

**Keywords :** *Statistical Discrete Fracture Network modeling, Tectonic-based Discrete Fracture Network modeling, In-situ stresses, Mechanical reservoir properties, naturally-fractured carbonate reservoirs.*

**Summary:** In this study, statistical and tectonic-based methods and their advantages and shortcoming were delineated through modeling of DFN of one of Iranian Oilfield in where 6 wells include the image log interpretations.

**Introduction:** Statistical-based DFN modeling anchors only to statistical distributions of geometrical parameters of detected natural fractures from image logs. The fracture sets density models in such approach are typically conditioned to curvature maps of reservoir structures. Therefore, resulting DFN shows concentration gradually towards the folding axis. Tectonic-based DFN modeling approaches performs geomechanical inversion to diagnose paleo-stress mechanisms possibly configuring the detected fractures from available data. Then, diagnosed tectonic event(s) are used to deliver fracture density along with geometrical parameters 3D distributions. Therefore, distribution pattern of fractures by such method are not necessarily following the structure-based curvature analysis.

**Methodology and Approaches:** In this study, 5 out of 6 available wells used to characterize the geometrical features of fracture sets. Two fracture set with NW-SE and NE-SW trends were recognized. Curvature maps (maximum and minimum) were also generated and processed towards conditioning fracture density of each fracture set in 3D grid of reservoir. Given geometrical and spatial parameters of fracture sets, the DFN model by statistical method was constructed. In next phase, geomechanical inversion used to configure the tectonic event responsible for forming fractures similar to those detected on image log by a cut-off threshold of 0.7. By recognizing appropriate tectonic-event mechanism, fracture density, dip and azimuth 3D models were populated and used in modeling associated DFM model. All the processes and procedures were implemented in MATLAB and PETREL softwares.

**Results and Conclusions:** one of 6 wells put aside from the both modeling approaches to validate the resulting DFNs by statistical and tectonic-based model, separately. Although the well located in the flank of reservoir formation structure, but the production history and assessed productivity index (PI) of this well have shown it is fairly comparable with wells drilled in crestal region of the structure in terms of hydrocarbon production of natural fracture system. The cross-validation results for both DFNs by statistical and tectonic approach showed the tectonic-based one is robust in prediction of natural fracture distribution and describing the production behavior of validation well. It is because, despite the statistical-based method which uses curvature maps to concentrate fracture distribution patterns on the

---

<sup>1</sup> PhD Mining Eng., Kish Petroleum Engineering Co. (KPE), hamed.naderi@kpe.ir.

<sup>2</sup>Geoscience Manager, Sarvak-azar Engineering and Developments Co. (SAED), Shourab@azar-co.com

<sup>3</sup>Phd Petroleum Eng., mehrgini@gmail.com



### **3<sup>rd</sup> National Conference on Petroleum Geomechanics**

National Iranian Oil Company Exploration Directorate

Tehran, Jan,22-23,2019

---

crestal regions of the reservoir structure (as typically is the case in most of formations), tectonic-based fracture patterns follows concepts of tri-axial mechanical test in prediction of formation of natural fractures in geological layer under the active tectonic system. Therefore, the natural fractures of tectonic system will be distributed uniformly except regions in where the stress-state perturbations due to faulting or intensive changes in mechanical properties of bulk of the formation. The results shows tectonic-based method in building DFNs will be helpful for cases where anomalous behaviors of fracture indicators (mud losses, productions, wellbore instabilities, etc.) have been observed, which can not be characterized by conventional statistical DFN modeling approach.