

بررسی کیفیت مخزنی سازند کربناته شکاف دار سروک با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی و ژئوفیزیکی در یکی از میادین نفتی خلیج فارس

سید مجتبی پارسایی^۱، الهام اسدی مهماندوستی^{۱*}، علی چهرازی^۲ و فرهاد خوشبخت^۲

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۲- شرکت نفت فلات قاره، تهران، ایران

۳- پژوهشکده مطالعات مخازن و توسعه میادین، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۲/۹ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۵/۷

چکیده

در این پژوهش به منظور بررسی کیفیت مخزنی سازند سروک در یکی از میادین نفتی خلیج فارس از تکنیک لاگ‌های تصویری در کنار مطالعه لاگ‌های معمولی و داده‌های ژئوفیزیکی استفاده شده است. تحلیل لاگ‌های تصویری بر روی چهار چاه انتخابی (A، B، C و D) از میدان نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که شیب ساختاری مخزن سازند سروک براساس ۱۲۹ قرائت ۱۱ درجه به سمت N69W بوده و دارای امتداد غالب N27E و S27W است. دو نوع شکستگی اصلی در مخزن مورد مطالعه شناسایی شده است. دسته اول که در چاه‌های A، B و C قابل مشاهده هستند با ۴۸۹ قرائت میانگین شیب ۸۱ درجه به سمت N38E و داری امتداد غالب S52E/N52W هستند. دسته دوم مربوط به چاه D با ۱۱۰ قرائت میانگین شیب ۶۴ درجه به سمت N58W و داری امتداد غالب S32W/N32E هستند. مطالعات ژئوفیزیکی منطقه نشان می‌دهد که میدان نفتی مورد مطالعه دارای دو گسل اصلی با روند شمالی-جنوبی و ۱۱ گسل محلی با روندهای شمال غرب و جنوب شرق است. تطابق امتداد شکستگی‌های مشخص شده در لاگ‌های تصویری با امتداد گسل‌های میدان حاکی از این است که امتداد این شکستگی‌ها با گسل‌های محلی همخوانی بیشتری دارند. مدل‌های حاصل از داده‌های تخلخل، تراوایی و چگالی شکستگی‌ها و مطالعه بازشدگی دهانه شکستگی‌های مخزن سروک نشان‌دهنده این است که تاثیر گسل‌های محلی در شکستگی‌های میدان مهم بوده و باعث افزایش کیفیت مخزنی در اطراف چاه‌های B، C و D شده است. براساس داده‌های حاصل از لاگ‌های تصویری جهت حداکثر تنش افقی برجا در مخزن نفتی مورد مطالعه به سمت N32W و حداقل تنش افقی برجا S55W تخمین زده می‌شود.

کلمات کلیدی: لاگ‌های تصویری، تنش افقی برجا، مخزن کربناته شکاف دار سروک، مدل استاتیک، تخلخل

مقدمه

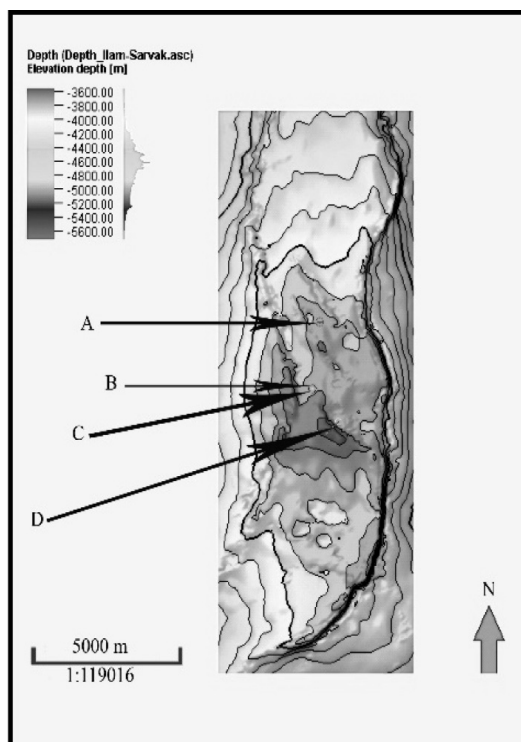
لاگ‌های تصویری، اشکال الکترونیکی از سنگ‌ها و سیالات موجود در دیواره چاه هستند که اطلاعات بسیار با ارزشی را در خصوص شیب لایه‌بندی، شکستگی‌ها، گسل‌ها، ناپیوستگی‌ها، جهت جریان قدیمه، تخلخل‌های حفره‌ای و یا حاصل از شکستگی‌ها و سایر خصوصیات زمین‌شناسی در اختیار قرار می‌دهند [۱ و ۲]. از آنجایی که تعداد کمی از چاه‌ها دارای داده‌های مغزه هستند، لاگ‌های معمول و تصویری در کنار داده‌های ژئوفیزیکی می‌توانند اطلاعات مهمی را در خصوص کیفیت مخزنی سازندها در اختیار قرار دهند [۳ و ۴]. شکستگی‌ها یکی از مهم‌ترین مسیرهای جریان سیال در مخازن کربناته هستند و شناسایی آنها از مسایل مهم در مطالعه و مدل‌سازی مخازن شکاف‌دار است [۵-۸]. وجود شکستگی‌ها در میزان بهره‌دهی و حجم قابل برداشت نهایی از مخازن نفتی به‌ویژه در سازندهای کربناته نقش اساسی و مهمی را دارا است. مطالعه شکستگی‌ها در افق‌های نفتی می‌تواند به طرح توسعه میدان، تعیین محل حفاری چاه‌های جدید و کاهش هزینه‌های اکتشاف نفت و درک کلی از سیستم شکستگی در میادین نفتی کمک زیادی نماید [۹]. مخزن سروک در خلیج فارس یکی از مخازن کربناته شکاف‌دار است که تاکنون مطالعات بسیار جامعی از دیدگاه‌های مختلف زمین‌شناسی بر روی آن انجام شده است [۱۰-۱۴]. در این مقاله مخزن کربناته شکاف‌دار سروک در ۴ حلقه چاه (A، B، C و D) یکی از میادین نفتی خلیج فارس جهت مطالعه کیفیت مخزنی انتخاب شده است تا با استفاده از داده‌های حاصل از لاگ‌های تصویری و سایر داده‌های پتروفیزیکی و ژئوفیزیکی بتوان به تعیین شکستگی‌ها و نوع آنها، جهت حداکثر تنش افقی برجا و سایر اطلاعات زمین‌شناسی در ارتباط با کیفیت مخزنی پی برد.

زمین‌شناسی عمومی

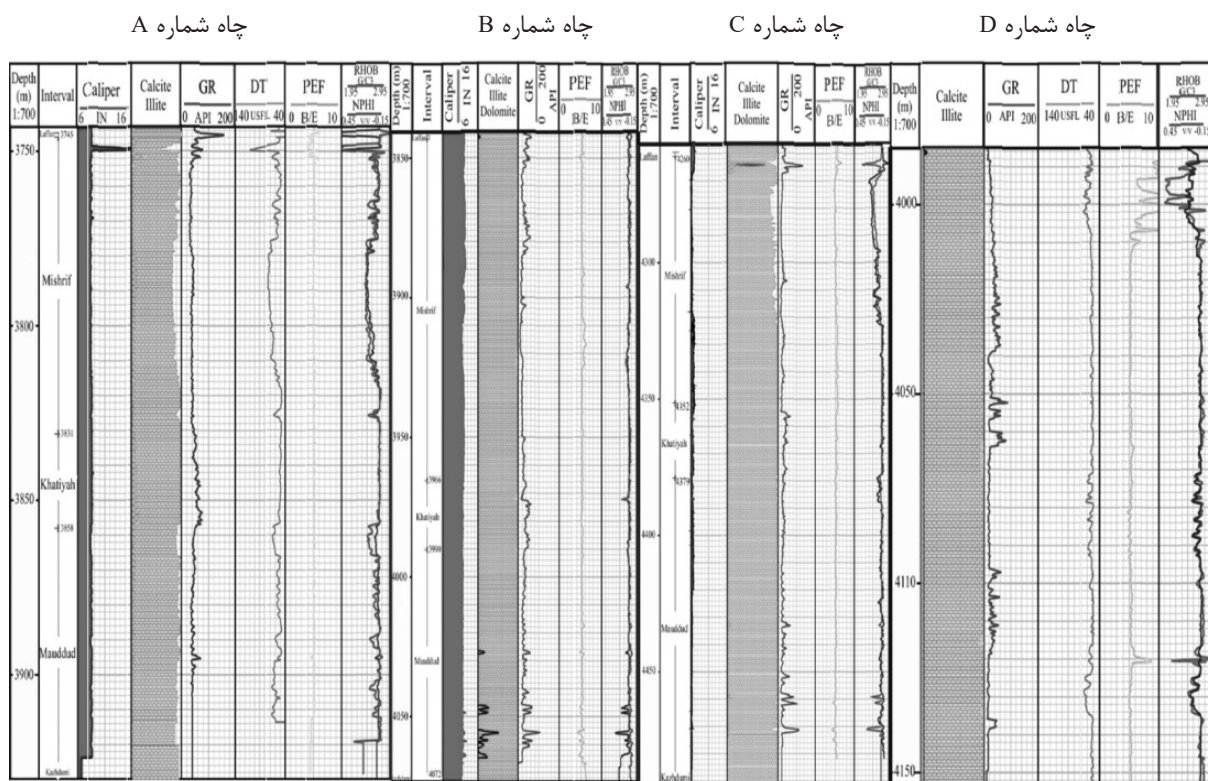
میدان نفتی مورد مطالعه دارای ساختمان تاقدیسی گسل خورده با طول تقریبی ۲۰ km و عرض ۱۰ km است که در خلیج فارس و در نزدیکی تنگه هرمز قرار دارد. این میدان در افق بنگستان دارای روند شمالی-جنوبی است که با روند کلی کوه‌های عمان همخوانی دارد. ساختار تکتونیکی میدان نفتی مورد مطالعه مشابه سایر ساختارهای خلیج فارس وابسته به حرکات نمکی و دیپایریسم سری هرمز با سن پرکامبرین است. تکامل ساختارهای نمکی در طی کرتاسه باعث توسعه برجستگی‌ها (Paleohighes) و ایجاد نازک شدگی و ضخیم شدگی لایه‌های رسوبی و ایجاد گسل‌های معکوس و رانده در این منطقه شده است. به دلیل فعالیت تکتونیکی محلی در طی کرتاسه میانی، سروک بالایی (عضو میشریف) فرسایش یافته و نازک شدگی این سازند به سمت جنوب شرق در حوضه خلیج فارس دیده می‌شود. سازند مخزنی سروک در میدان نفتی مورد مطالعه در ۴ چاه A، B، C و D (شکل ۱) مطالعه شده است. این مخزن از بالا به پایین شامل سه عضو میشریف، خاتیه و مدوود است که مرز زیرین آن با سازند کژدمی به صورت تدریجی و مرز بالایی آن با شیل‌های لافان، ناپیوسته است. از نظر سنگ‌شناسی سازند سروک عمدتاً از سنگ آهک با میان لایه‌های شیلی تشکیل شده است (شکل ۲) که این سنگ آهک‌ها، متراکم و با تخلخل اولیه ضعیف هستند. لذا منبع دخیره‌سازی هیدروکربن در سازند کربناته سروک در میدان نفتی مورد مطالعه شکستگی‌ها هستند. ضخامت سازند سروک در چاه C، A، B، و D به ترتیب ۱۹۵/۵، ۲۲۸/۹۶، ۲۳۰ و ۱۸۰ m است.

روش مطالعه

در ابتدا لاگ‌های معمول موجود در ۴ چاه مورد مطالعه شامل لاگ‌های گاما، نوترون، چگالی، کالیپر، صوتی و فاکتور جذب الکتریکی سازند (PEF) بررسی شدند (شکل ۲ و جدول ۱).



شکل ۱ نمایش موقعیت چاه‌های بررسی شده در میدان نفتی مورد مطالعه بر روی افق مخزنی



شکل ۲ سنگ‌شناسی و لاگ‌های پتروفیزیکی سازند سروک در چاه‌های شماره A، B، C و D. ستون‌ها شامل لاگ‌های گاما (GR)، فاکتور جذب الکتریکی سازند (PEF)، صوتی (DT)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOZ) و کالیپر است.

جدول ۱ داده‌های موجود از مخزن سروک میدان نفتی مورد مطالعه و فواصل عمقی برحسب m

| نام چاه | لاگ گاما | لاگ نوترون | لاگ چگالی | لاگ کالیپر | لاگ صوتی | فاکتور جذب الکتریکی سازند | لاگ تصویری | داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه |
|---------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|---------------------------|------------|-------------------------------|
| A | ۳۹۵۰-۳۷۴۵ | ۳۹۱۰-۳۷۴۵ | ۳۹۵۰-۳۷۴۵ | ۳۹۵۰-۳۷۴۵ | ۳۹۳۰-۳۷۴۵ | ۳۹۵۰-۳۷۴۵ | ۳۹۵۰-۳۷۴۰ | ۳۹۴۰-۳۷۴۵ |
| B | ۴۰۶۵-۳۸۰۰ | ۴۰۷۲-۳۸۰۰ | ۴۰۷۲-۳۸۰۰ | ۴۰۷۲-۳۸۰۰ | - | ۴۰۷۲-۳۸۰۰ | ۴۰۸۰-۳۷۸۰ | - |
| C | ۴۵۰۰-۴۲۵۰ | ۴۴۷۰-۴۲۵۰ | ۴۴۷۰-۴۲۵۰ | ۴۵۰۰-۴۲۵۰ | - | ۴۴۷۰-۴۲۵۰ | ۴۴۸۰-۴۲۰۰ | - |
| D | ۴۱۵۰-۳۹۵۰ | ۴۱۵۰-۳۹۵۰ | ۴۱۵۰-۳۹۵۰ | - | ۴۱۵۰-۳۹۵۰ | ۴۱۵۰-۳۹۵۰ | ۴۱۵۰-۳۹۴۵ | - |

شد. مراحل کار به ترتیب شامل بزرگ کردن مقیاس اندازه‌گیری نگار^۵، آنالیز داده^۶ و مدل‌سازی پتروفیزیکی^۷ است. برای تعیین تراوایی کل نیز ابتدا داده‌های مربوط به تراوایی مغزه موجود در چاه A را در مقابل تخلخل مغزه ترسیم شد (شکل ۵). سپس معادله حاصل از این پلات (معادله ۲) را وارد ماشین حساب نرم‌افزار پترل کرده و از طریق بزرگ کردن مقیاس اندازه‌گیری نگار و در مدل استاتیک از طریق مدل‌سازی پتروفیزیکی و با استفاده از وارپوگرام به‌دست آمده (شکل ۵)، تراوایی در کل میدان تخمین زده می‌شود.

(۲) $Permeability = Pow (10.16.5233 \times PHIE - 1.78474)$
 در این معادله منظور از Permeability: تراوایی، Pow: عمل توان در ریاضیات و PHIE: تخلخل موثر است. در این مطالعه با توجه به بزرگ بودن میدان نفتی، داده‌های کم در دسترس و فاصله بسیار زیاد بین داده‌ها به منظور تخمین مدل تخلخل و تراوایی از روش شبیه‌سازی گوسین^۸ استفاده شده است. همچنین، در Realization استفاده شده به منظور مدل‌سازی، عدد ۱۰ به کار برده شده است. در نهایت با وارد کردن داده‌های حاصل از بررسی لاگ تصویری به نرم‌افزار پترل میزان بازشدگی دهانه شکستگی و چگالی شکستگی‌ها محاسبه گردید.

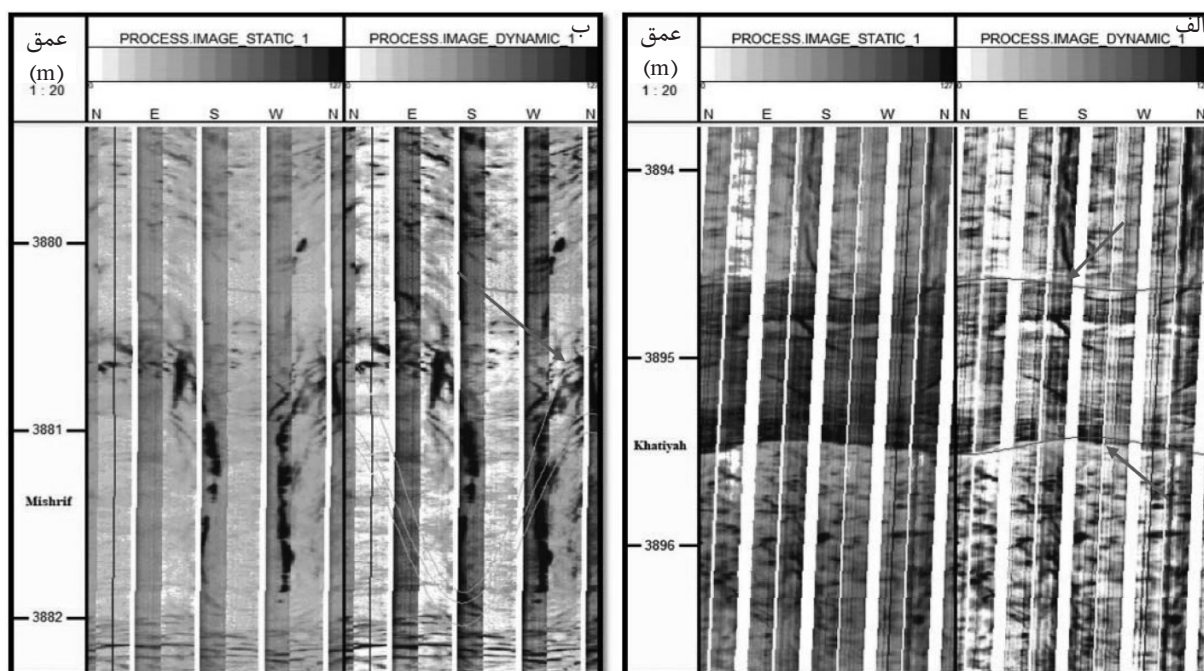
سپس داده‌های لاگ‌های تصویری در نرم‌افزار ژئولاگ مورد پردازش قرار گرفتند. پردازش شامل تصحیح عمق، تصحیح سرعت، ساخت تصویر، بهبود تصویر، تطابق بالشتک‌های تصویر و برابری و نرمال سازی داده‌ها است [۱۵]. در مرحله بعدی عوارض شناسایی شده توسط ابزار تصویرگر در مخزن مورد مطالعه نظیر لایه‌بندی، گسل، شکستگی‌های طبیعی و القایی و استیلولیت‌ها مشخص شدند (شکل‌های ۳ و ۴) و شیب و امتداد هر یک تعیین شد. به منظور تعیین میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه‌های مورد مطالعه، ابتدا شکستگی‌ها در لاگ‌های تصویری شناسایی شده و وارد نرم افزار ژئولاگ می‌شوند. سپس با توجه به معادله شماره (۱) محاسبه و نهایتاً به کمک نرم‌افزار Petrel میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها تخمین زده می‌شود.

$$Fracwidth = c \times A \times (Rmfb) \times Rxo(1-b) \quad (1)$$

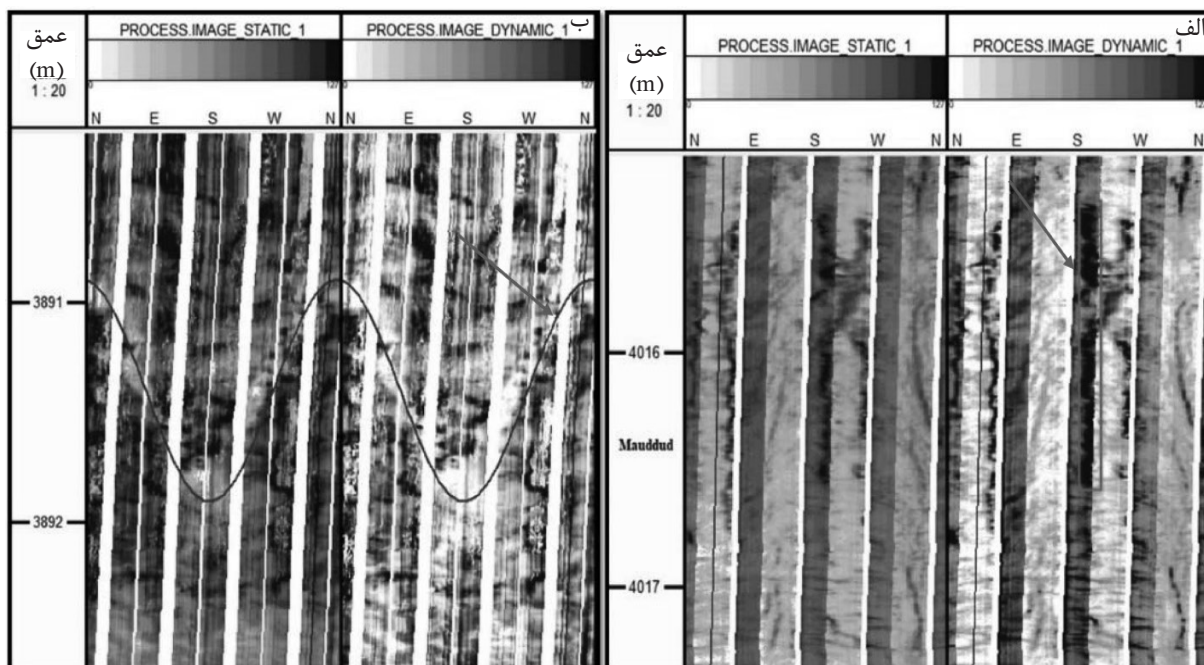
در این معادله منظور از: Fracwidth: میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها، A: انتگرال بیشینه جریان^۱، Rmf: مقاومت گل حفاری^۲، Rxo: مقاومت زون آغشته^۳، b و c مقادیر ثابت است.

به منظور ایجاد مدل ساختاری میدان نفتی مورد مطالعه، داده‌های ژئوفیزیکی مربوط به میدان وارد نرم‌افزار پترل شد. مراحل ساخت گسل‌های میدان با استفاده از داده‌های پلی‌گون ۱۳ گسل در دسترس و از طریق ستونک‌بندی^۴ خطی صورت گرفت. از آنجایی که داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه فقط در چاه A موجود است به منظور تخمین تخلخل کل و تخلخل موثر در کل میدان از نرم‌افزار پترل استفاده

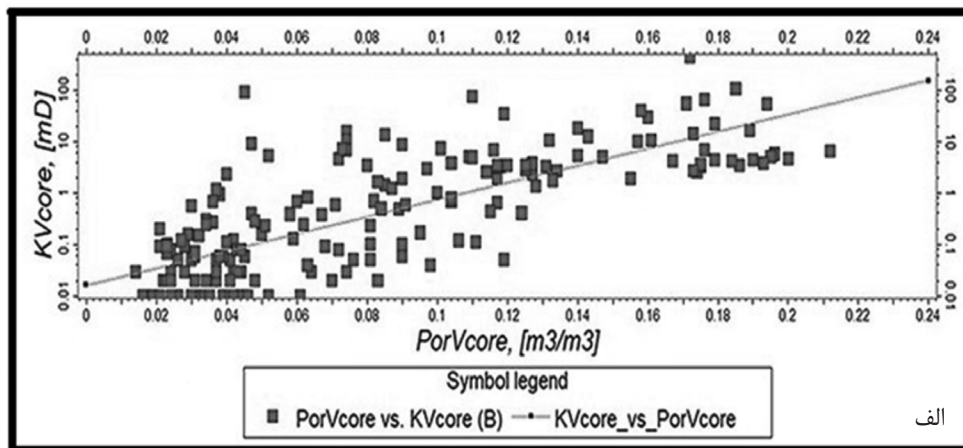
1. Excess Current Integral
2. Resistivity Mud Filtrate
3. Resistivity Invaded Zone
4. Pillaring
5. Scale up Well Log
6. Data Analysis
7. Petrophysical Modeling
8. Gaussian



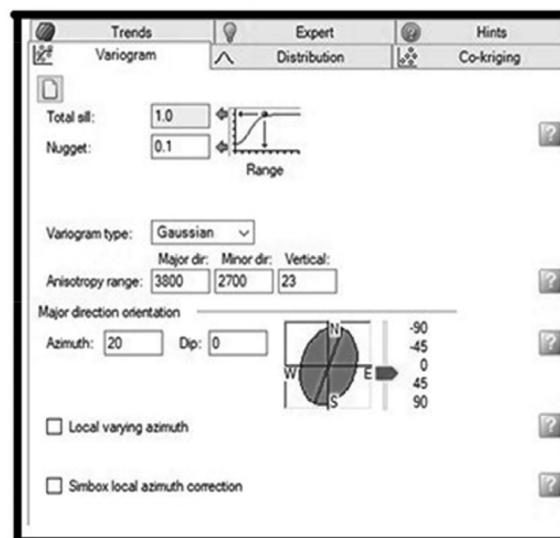
شکل ۳ الف) نمونه لایه‌بندی در چاه شماره A، ب) نمونه‌ای از شکستگی‌های اصلی در چاه شماره B. تصاویر استاتیک (سمت چپ) و داینامیک (سمت راست) در هر شکل نشان داده شده است



شکل ۴ الف) نمونه شکستگی‌های حاصل از ریزش دیواره در چاه شماره B، ب) نمونه‌ای از نمایش گسل در چاه شماره A. تصاویر استاتیک (سمت چپ) و داینامیک (سمت راست) در هر شکل نشان داده شده است



الف



ب

شکل ۵ الف) ترسیم داده‌های حاصل از تراوایی در مقابل تخلخل مغزه در چاه شماره A و ب) واریوگرام مورد استفاده در مدل‌سازی

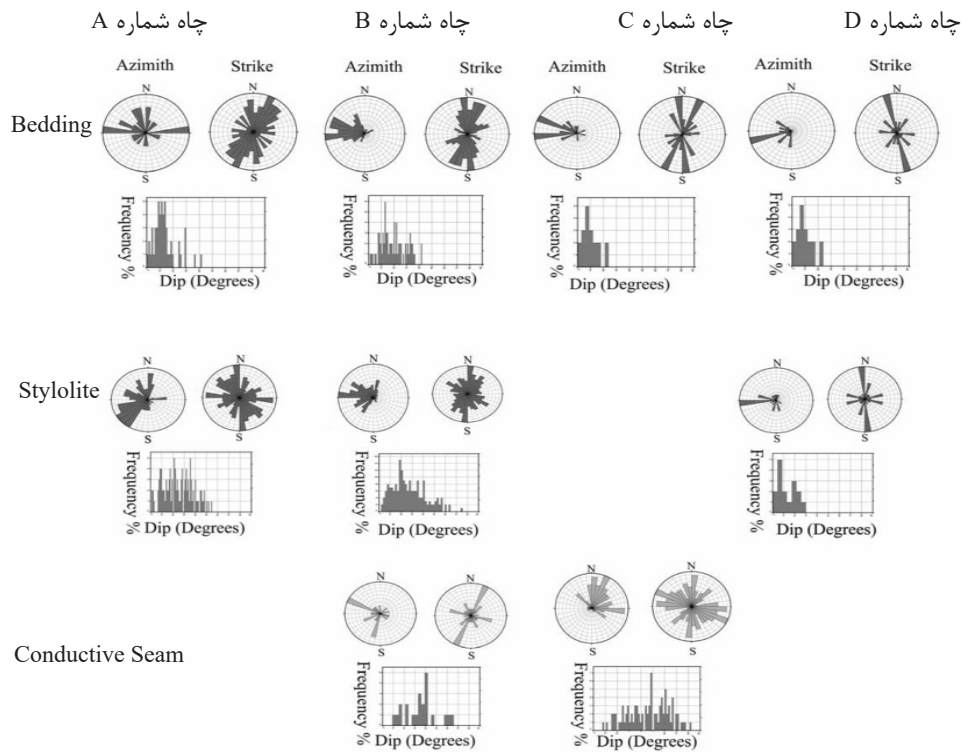
نتایج داده‌های لاگ تصویری

شکستگی‌های حاصل از ریزش دیواره چاه در بین چاه‌های مورد مطالعه اختلاف چندانی از نظر تعداد با یکدیگر ندارند و تعداد آنها بین ۴ مورد تا ۶ مورد شناسایی شده در تغییر است (جدول ۲). بررسی تراکم شکستگی‌ها و فاصله بین آنها در میدان نفتی مورد مطالعه می‌تواند از عوامل بسیار با اهمیت در برآورد کمی سیستم شکستگی و پیش‌بینی مقادیر تخلخل حاصل از شکستگی و تراوایی باشد. براساس تعریف فاصله میانگین بین تعدادی شکستگی‌های منظم که با هم موازی هستند به‌عنوان فاصله بین شکستگی‌ها نامیده می‌شود که به‌صورت فواصل عمود بر دسته شکستگی موازی اندازه‌گیری می‌شود [۵].

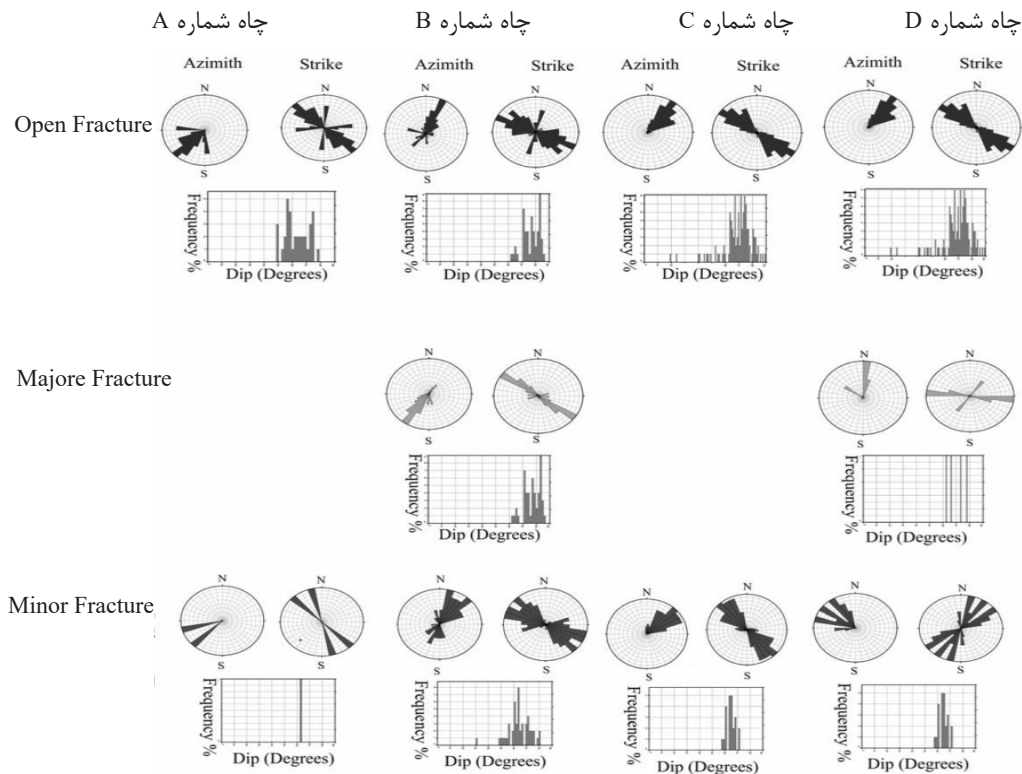
نتایج حاصل از تفسیر لاگ‌های تصویری در ۴ حلقه چاه مورد مطالعه به همراه تعداد، شیب، آزیموت و امتداد غالب هر یک از عارضه‌های شناسایی شده در جدول ۲ نشان داده شده است. همچنین در تصاویر ۶ و ۷ استریونت و مقدار فراوانی شیب عارضه‌ها نشان داده شده است. بررسی داده‌های حاصل از لاگ تصویری نشان می‌دهد که چاه شماره A دارای لایه‌بندی مشخص‌تر نسبت به سایر چاه‌ها بوده و میزان استیلولیت‌های شناسایی شده در آن بسیار بیشتر از سایرین در میدان نفتی مورد مطالعه است. شکستگی‌های باز شناسایی شده در چاه شماره C نسبت به سایر چاه‌ها بیشتر است. در حالی که در چاه A این مقدار به حداقل می‌رسد.

جدول ۲ تعداد، شیب آزیموت و امتداد غالب هر یک از عارضه‌های شناسایی شده توسط لاگ‌های تصویری در میدان نفتی مورد مطالعه

| مشخصات پدیده / پدیده | چاه | پدیده | | | |
|---|--------|------------|----------------|------------|------------|
| | | A | B | C | D |
| لایه‌بندی (Bedding) | تعداد | ۶۱ | ۱۹ | ۲۵ | ۲۴ |
| | شیب | ۰۷ | ۱۴ | ۱۵ | ۰۸ |
| | آزیموت | N41W | N82W | N63W | S74W |
| | امتداد | N30E/ S30W | N45W/ S45E | N27E/ S27W | N16W/ S16E |
| استیلولیت (Stylolite) | تعداد | ۱۱۱ | ۵۴ | - | ۲۴ |
| | شیب | ۱۳ | ۰۷ | - | ۰۷ |
| | آزیموت | S81W | N72W | - | S85W |
| | امتداد | N47W/ S37E | N40W/ S40E | - | N05W/ S05E |
| رگچه‌های رسانا (Conductive Seams) | تعداد | - | ۱۳ | ۸۶ | - |
| | شیب | - | ۱۲ | ۳۵ | - |
| | آزیموت | - | N81W | N44E | - |
| | امتداد | - | N25E/ S25W | N46W/ S46E | - |
| شکستگی‌های باز (Open Fractures) | تعداد | ۳۵ | ۷۸ | ۱۱۶ | ۸۳ |
| | شیب | ۶۰ | ۸۵ | ۷۲ | ۶۶ |
| | آزیموت | S44W | N38E | N42E | N61W |
| | امتداد | N46W/ S46E | / S52E N52W | N48W/ S48E | N29E/ S29W |
| شکستگی‌های باز اصلی (Major Open Fractures) | تعداد | - | ۴۹ | - | ۴ |
| | شیب | - | ۸۳ | - | ۶۸ |
| | آزیموت | - | S33W | - | N08W |
| | امتداد | - | N57W/ S57E | | N82W/ S82E |
| شکستگی‌های باز فرعی (Minor Open Fractures) | تعداد | ۲ | ۱۷ | ۸۲ | ۲۳ |
| | شیب | ۶۲ | ۷۰ | ۶۸ | ۶۲ |
| | آزیموت | S59W | S23W | N44E | N54W |
| | امتداد | N31W/ S31E | N67W/ S67E | N46W/ S46E | N36E/ S36W |
| شکستگی‌های ریزش دیواره چاه (Breakout Fractures) | تعداد | ۶ | ۴ | ۵ | ۵ |
| | شیب | ۸۵ | ۸۵ | ۸۵ | ۸۵ |
| | آزیموت | S67W | S42W | S70W | S35W |
| | امتداد | N20W/ S20E | N48W/ S48E | N20W/ S20E | N55W/ S55E |
| شکستگی‌های القایی (Induced Fractures) | تعداد | ۲ | ۵ | ۵ | ۲ |
| | شیب | ۸۳ | ۸۴ | ۸۴ | ۸۶ |
| | آزیموت | N26W | N33W | N33W | N56W |
| | امتداد | N64E/ S64W | N57E/ S57W | N57E/ S57W | N34E/ S34W |



شکل ۶ نمایش استریونت آزیموت و امتداد به همراه فراوانی شیب لایه‌بندی، استیلولیت و رگچه‌های رسنای شناسایی شده در ۴ حلقه چاه مورد مطالعه

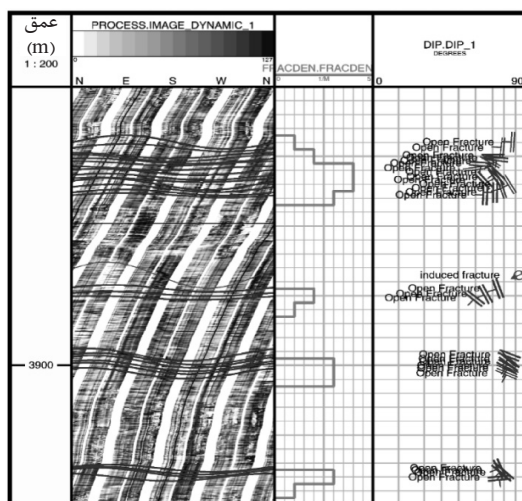


شکل ۷ نمایش استریونت آزیموت و امتداد به همراه فراوانی شیب شکستگی‌های باز، اصلی و فرعی شناسایی شده در ۴ حلقه چاه مورد مطالعه

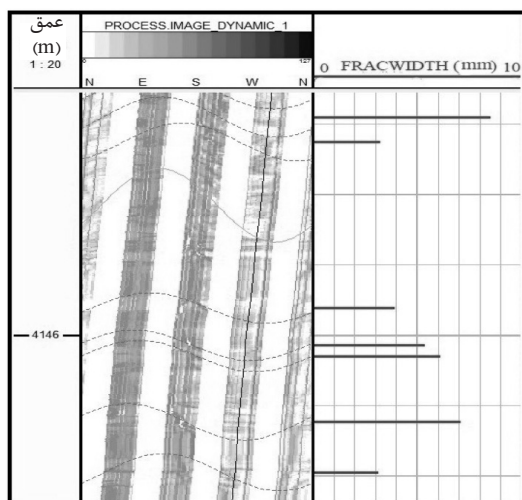
تفسیر جهت تنش افقی در جا

شکستگی‌های تکتونیک‌ی دیواره چاه^۱ با استفاده از لاگ‌های کالیپر (قطر یاب) حاصل از لاگ‌های تصویری مشخص می‌شوند و می‌توانند جهت تنش در جا^۲ امروزه را مشخص نمایند [۲۲-۱۶]. شکستگی‌های تکتونیک‌ی دیواره چاه هنگامی که با جهت مجموعه شکستگی‌های طبیعی و القایی^۳ ترکیب شوند می‌توانند به تعیین جهت نفوذپذیری در زیر سطح پردازند [۲۳ و ۲۴].

تفاوت در فواصل بین شکستگی‌ها، تأثیر ناهنجاری در برآورد تخلخل و تراوایی شکستگی‌ها دارد [۵]. به‌طور کلی در سنگ‌های مقاومتر و شکننده‌تر فاصله بین شکستگی‌ها کمتر است و هر عاملی که بتواند مقاومت و یا شکنندگی سنگ را کاهش دهد، موجب افزایش فاصله بین شکستگی‌ها خواهد شد [۸]. بررسی تراکم شکستگی‌ها (شکل ۸) و میزان بازشدگی شکستگی‌ها (شکل ۹) در میدان نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که در محل شکستگی‌های باز میزان باز شدگی شکستگی‌ها برحسب میلی‌متر بیشتر است (شکل ۹).



شکل ۸ نمایش تراکم شکستگی‌ها در چاه شماره D



شکل ۹ نمایش میزان بازشدگی شکستگی‌ها در چاه شماره D

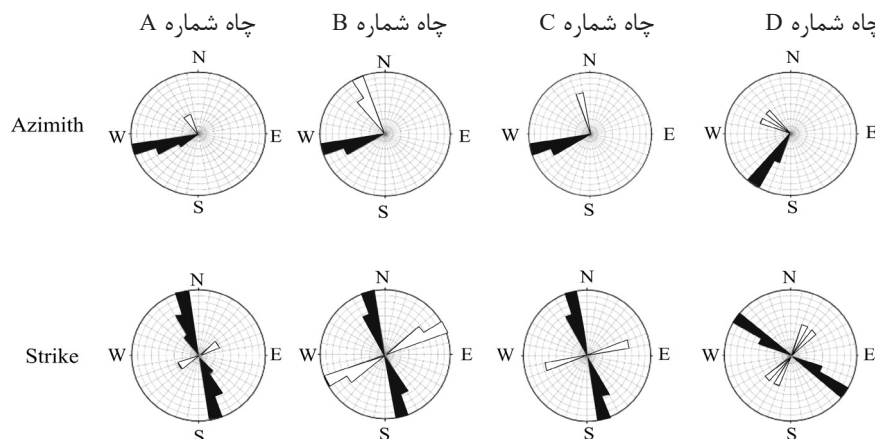
1. Borehole Breakouts
2. In Situ Stress
3. Induced

می‌تواند تخمین زده شود.

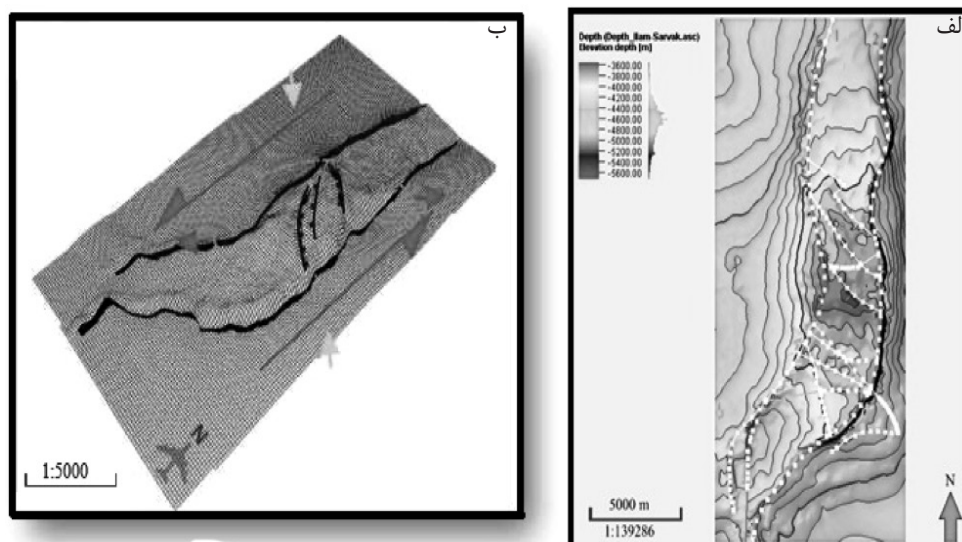
بحث و بررسی

مدل ساختاری گسل‌های موجود در میدان که با استفاده از داده‌های ژئوفیزیک ساخته شد در شکل ۱۱ نشان داده شده است. بر این اساس دو گسل اصلی (۱ و ۲) از نوع امتداد لغز در حالت فشارشی با روند شمالی جنوبی و ۱۱ گسل محلی دیگر از نوع نرمال و معکوس با روند شمال غرب- جنوب شرق در بخش‌های مختلف میدان نفتی مورد مطالعه تشخیص داده شده که ساختارهای هورست و گرابن را ایجاد نموده‌اند.

این اطلاعات در بهبود جهت چاه‌های افقی و در تزریق الگوهای بازیافت کاربرد دارد. علاوه بر این جهت شکستگی‌های القایی عمدتاً موازی با جهت حداکثر تنش افقی برجا امروزه است [۱]. شکستگی‌های حاصل از ریزش دیواره چاه میدان نفتی مورد مطالعه براساس ۲۱ قرائت با میانگین شیب ۸۲ درجه به سمت S55W و دارای امتداد غالب S35E/ N35W می‌باشد. همچنین شکستگی‌های ناشی از حفاری براساس ۱۱ قرائت دارای شیب ۸۴ درجه به سمت N32W و امتداد غالب N58E/ S58W هستند (شکل ۱۰). لذا جهت حداکثر تنش افقی برجا به سمت N32W و حداقل تنش افقی برجا S55W در مخزن نفتی مورد مطالعه



شکل ۱۰ نمایش استریونت آزیموت و امتداد شکستگی‌های حاصل از حفاری (به رنگ روشن) و ریزش دیواره چاه

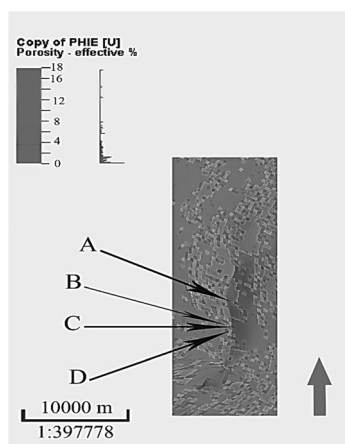


شکل ۱۱ الف نمایش مدل ساختاری گسل‌های موجود در میدان براساس داده‌های ژئوفیزیک، ب نمایش چپ بری گسل‌های اصلی میدان و رژیم تکتونیکی حاکم بر میدان نفتی مورد مطالعه

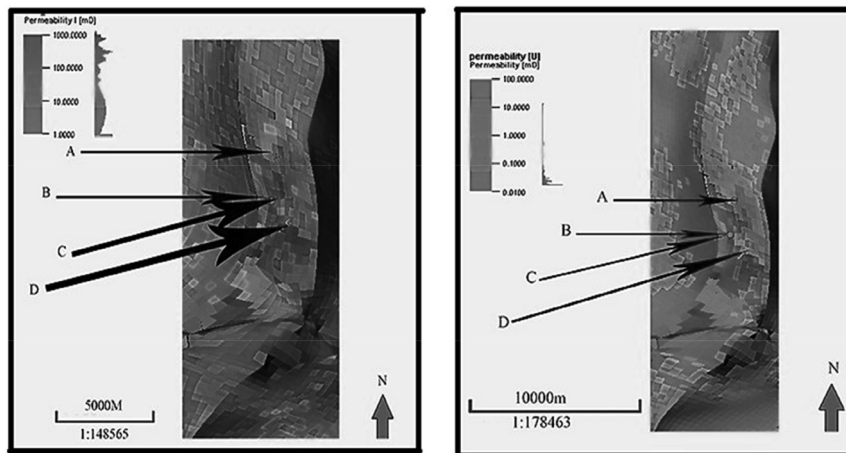
چاه‌ها متفاوت بوده و روند گسلی در این ناحیه از میدان تغییر کرده است.

بررسی مدل تخمین تخلخل کل مخزن سروک در میدان مورد مطالعه (شکل ۱۲) نشان می‌دهد که در اطراف چاه A مقدار تخلخل کل بیشتر بوده و مقایسه آن با تراوایی تخمین زده شده در مدل استاتیک (شکل ۱۳-الف) و تراوایی حاصل از شکستگی (شکل ۱۳-ب) همچنین بیانگر بیشتر بودن میزان تراوایی در اطراف این چاه است و این شرایط چاه را برای برداشت از مخزن مناسب کرده است. در اطراف چاه‌های B، C و D که مقدار تخلخل کمتر است، میزان تراوایی کل نیز کمتر است، اما با توجه به گسلی بودن، این بخش‌ها نیز برای برداشت از مخزن مناسب هستند. بررسی مدل تخمین تراوایی کل مخزن سروک در میدان مورد مطالعه (شکل ۱۳) بیانگر اهمیت نقش شکستگی‌های حاصل از گسلس در این میدان برای برداشت از مخزن سروک است. بررسی لاگ‌های تصویری نیز نشان از افزایش مجموع کل شکستگی‌ها در این میدان است (جدول ۲) و همخوانی خوبی با مدل ارائه شده نشان می‌دهند. طبق مطالعات پتروفیزیکی و گزارشات داخلی شرکت نفت و همچنین تخمینی که زده شده میزان تخلخل در این میدان در حدود ۰.۸٪ است و علت حفر چاه در این مکان‌ها تراوایی بالا به دلیل شکستگی‌ها بوده است.

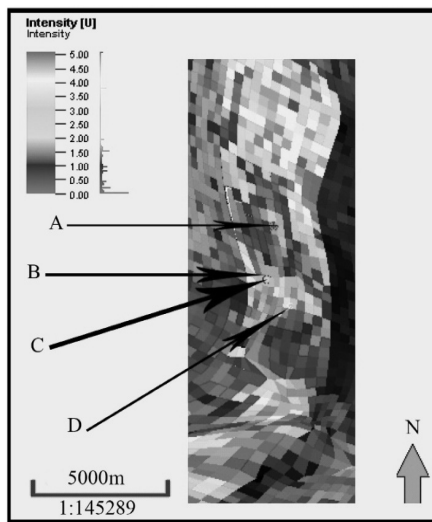
بررسی مدل ساختاری ترسیم شده براساس داده‌های ژئوفیزیکی نشان از تشکیل ساختمان‌های هورست و گرابن در این میدان براساس وجود دو گسل اصلی است. ۱۱ گسل فرعی موجود در میدان روند تقریبی شمال غرب- جنوب شرقی دارند (شکل ۱۱). روند کلی شکستگی‌های شناسایی شده در لاگ تصویری با روند گسل‌های محلی همخوانی بیشتری داشته و عمدتاً روند تقریبی شمال غرب- جنوب شرقی نشان می‌دهند (جدول ۲). بررسی داده‌های حاصل از لاگ تصویری نشان می‌دهد که شیب ساختاری براساس ۱۲۹ قرائت در ۴ حلقه چاه مورد مطالعه ۱۱ درجه به سمت N69W بوده و دارای امتداد غالب N27E و S27W است (جدول ۲). از همین رو می‌توان شکستگی‌های موجود در میدان را مرتبط با گسل‌ها دانست. بررسی شکستگی‌های شناسایی شده در لاگ‌های تصویری نشان می‌دهد که در چاه‌های A، B و C شکستگی‌ها نسبت به چاه شماره D با یکدیگر همخوانی بیشتری دارند. به طوری که براساس ۴۸۹ قرائت شکستگی‌ها در چاه‌های A، B و C میانگین شیب ۸۱ درجه به سمت N38E و امتداد غالب N52W/ S52E محاسبه شد. اما بنا بر ۱۱۰ قرائت شکستگی در چاه D، میانگین شیب ۶۴ درجه به سمت N58W و امتداد غالب N32E/ S32W تعیین شد. بررسی محل دقیق چاه‌ها در مدل ساختاری میدان (شکل ۱۱) نشان می‌دهد که موقعیت حفر چاه D در میدان نفتی مورد مطالعه نسبت به سایر



شکل ۱۲ تخلخل تخمین زده شده مخزن سروک در کل میدان مورد مطالعه برحسب درصد

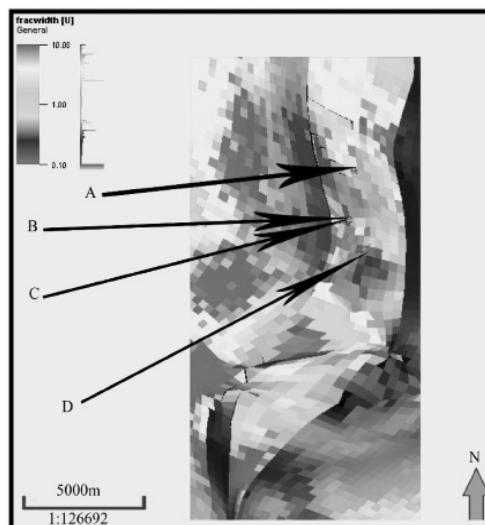


شکل ۱۳ الف) تراوایی تخمین زده شده در مدل استاتیک مخزن سروک و ب) تراوایی حاصل از شکستگی‌ها



شکل ۱۴ چگالی شکستگی‌های مخزن سروک در کل میدان مورد مطالعه

بررسی مدل چگالی شکستگی‌های مخزن سروک در میدان نفتی مورد مطالعه (شکل ۱۴) به خوبی تاییدکننده افزایش چگالی شکستگی‌ها در اطراف چاه‌های C، B و D است و این خود نشان از نقش شکستگی‌ها در تولید مخازن این چاه‌ها دارد. علاوه بر این مطالعه مدل میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در کل میدان (شکل ۱۵) حاکی از افزایش بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در چاه‌های C، B و D است. با توجه به حضور گسل‌های محلی در این چاه‌ها می‌توان تاثیر گسل‌های محلی در شکستگی‌های میدان و افزایش کیفیت مخزنی در افق سروک این چاه‌ها را بسیار مهم دانست.



شکل ۱۵ میزان بازشدگی دهانه شکستگی‌های مخزن سروک در کل میدان مورد مطالعه

نتیجه گیری

۴- بررسی تراکم شکستگی‌ها و میزان بازشدگی شکستگی‌ها نشان می‌دهد که در محل شکستگی‌های باز میزان باز شدگی شکستگی‌ها بیشتر است.

۵- بررسی مدل‌های حاصل از داده‌های تخلخل، تراوایی و چگالی شکستگی‌ها و مطالعه بازشدگی دهانه شکستگی‌ها نشان‌دهنده مقادیر بیشتر تراوایی و تخلخل در اطراف چاه A و مقادیر بیشتر چگالی شکستگی و بازشدگی دهانه شکستگی‌ها در اطراف چاه‌های B، C و D است. نتیجه اینکه تاثیر گسل‌های محلی در شکستگی‌های میدان مهم بوده و باعث افزایش کیفیت مخزنی در اطراف چاه‌های B، C و D شده است.

۶- شکستگی‌های حاصل از ریزش دیواره چاه میدان نفتی مورد مطالعه براساس ۲۰ قرائت با میانگین شیب ۸۲ درجه به سمت S55W و دارای امتداد غالب S35E/ N35W می‌باشد. همچنین شکستگی‌های ناشی از حفاری براساس ۱۴ قرائت دارای شیب ۸۴ درجه به سمت N32W و امتداد غالب N58E/ S58W هستند. لذا جهت حداکثر تنش افقی برجا به سمت N32W و حداقل تنش افقی برجا S55W در مخزن نفتی مورد مطالعه می‌تواند تخمین زده شود.

۱- شیب ساختاری براساس ۱۲۹ قرائت ۱۱ درجه به سمت N69W بوده و دارای امتداد غالب N27E و S27W می‌باشد. با توجه به کم بودن شیب لایه‌ها نمی‌توان شکستگی‌ها را مرتبط با چین خوردگی نامید. از همین رو شکستگی‌های میدان مرتبط با گسل هستند.

۲- در این مطالعه دو دسته شکستگی شناسایی شد. دسته اول که در چاه‌های A، B و C قابل مشاهده هستند با ۴۸۹ قرائت میانگین شیب ۸۱ درجه به سمت N38E و دارای امتداد غالب N52W/ S52E هستند. دسته دوم مربوط به چاه D با ۱۱۰ قرائت میانگین شیب ۶۴ درجه به سمت N58W و دارای امتداد غالب N32E/ S32W هستند. علت این دو دستگی، قرارگیری چاه D در محل گسلی است که روند آن تغییر کرده است.

۳- میدان نفتی مورد مطالعه دارای دو گسل اصلی با روند شمالی- جنوبی و ۱۱ گسل محلی با روندهای شمال غرب و جنوب شرق است. تطابق امتداد شکستگی‌های مشخص شده در لاگ‌های تصویری با امتداد گسل‌های میدان نشان می‌دهد که امتداد این شکستگی‌ها با گسل‌های محلی همخوانی بیشتری دارد.

مراجع

- [1]. Asquith G.B., Krygowski D., "Basic well log analysis," 2nd AAPG Methods in Exploration Series, No. 16, 244 pp, 2004.
- [2]. Poppelreiter M., Garcia-Carballido C., Kraaijveld M "Borehole image log technology: Application across the exploration and production life cycle," in M. Poppelreiter, C. Garcia-Carballido, and M. Kraaijveld, eds., Dipmeter and borehole image log technology: AAPG Memoir 92, pp. 1-13, 2010.
- [3]. Khoshbakht F., Memarian H., Mohammadnia M., "Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log," Journal of Petroleum Science and Engineering, 67(1-2), pp.65-74, 2009.
- [4]. Movahed Z., Junin R., Bakhtiari H.A., Safarkhanlou Z., Movahed A.A. Alizadeh M., "Introduction of sealing fault in Asmari reservoir by using FMI and RFT in one of the Iranian naturally fractured oil fields," Arabian Journal of Geosciences, Vol. 8(12), pp.10919-10936, 2015.
- [5]. Nelson R., "Geologic analysis of naturally fractured reservoirs," Gulf Professional Publishing. 352 p, 2001.

- [6]. Anders M.H., Laubach S.E., Scholz C.H., "Microfractures: A review," Journal of Structural Geology, Vol. 69, pp. 377-394, 2014.
- [7]. Gale J.F. Laubach S.E. Olson J.E., Eichhubl P., Fall A "Natural fractures in shale: A review and new observations" *Natural Fractures in Shale: A Review and New Observations*," AAPG Bulletin, Vol. 98(11), pp. 2165-2216, 2014.
- [8]. Ringrose P., Bentley M., "Reservoir model types," In Reservoir Model Design (pp. 173-231). Springer, Dordrecht, 2015.
- [9]. Laubach S.E., "Practical approaches to identifying sealed and open fractures," AAPG Bulletin, Vol. 87(4), pp.561-579, 2003.
- [10]. Ghabeishavi A., Vaziri-Moghaddam H., Taheri A., Taati F., "Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangesstan anticline, SW Iran," Journal of Asian Earth Sciences, Vol. 37(3), pp. 275-285, 2010.
- [11]. Hajikazemi E., Al-Aasm I.S., Coniglio M., "Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian Upper Sarvak Formation, southwestern Iran," Geological Society, London, Special Publications, Vol. 330(1), pp.253-272, 2010.
- [12]. Asadi-Mehmandostfi E., Adabi M.H., Woods A.D "Microfacies and geochemistry of the Middle Cretaceous Sarvak Formation in Zagros Basin, Izeh Zone, SW Iran," Sedimentary Geology. Vol. 293, pp. 9-20, 2013.
- [13]. Rahimpour-Bonab H., Mehrabi, H., Navidtalab A., Izadi Mazidi E., "Flow unit distribution and reservoir modelling in cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oilfield, Dezful Embayment, SW Iran," J. Petrol. Geol., Vol. 35(3), pp. 213-236, 2012.
- [14]. Hosseiny E., Rabbani A.R., Moallemi S.A., "Source rock characterization of the Cretaceous Sarvak Formation in the eastern part of the Iranian sector of Persian Gulf," Organic Geochemistry, Vol. 99, pp.53-66, 2016.
- [15]. Schlumberger, "Borehole image measurements," Schlumberger Documents, 2011.
- [16]. Bell J. S., Gough D. I., "Northeast-southwest compressive stress in Alberta: Evidence from oil wells,": Earth and Planetary Science Letters, Vol. 45, pp. 475-482, 1979
- [17]. Barton C.A., "Discrimination of natural fractures from drilling-induced wellbore failures in wellbore image data—implications for reservoir permeability," In SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico. Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [18]. Parker D. L., Heffernen, P. D. "Methods of determining induced fracture orientation—Ferrier field application," Canadian Well Logging Society Annual Journal, pp. 284-298, 1993.
- [19]. Springer, J., "Stress orientations from wellbore breakouts in the Coalinga area," Tectonics, Vol. 6, pp. 667-676, 1987,
- [20]. Plumb, R. A., Hickman S. H., "Stress-induced borehole elongation—a comparison between the four-arm dipmeter and the borehole televiewer in the Auburn geothermal well," Journal of Geophysical Research, Vol. 90, No. B7, pp. 5513-5521, 1985,
- [21]. Zoback M.D., Moos D., Mastin L., Anderson R.N., "Well bore breakouts and in situ stress," Journal of Geo

physical Research, Vol. 90, No. B7, pp. 5523–5530, 1985.

[22]. Barton C. A., Moos D., Peska P., Zoback M. D., “Utilizing wellbore image data to determine the complete stress tensor: Application to permeability anisotropy and wellbore stability,” *The Log Analyst*, Vol. 38, p. 21–33, 1997.

[23]. Heffer K. J., Lean, J. C., “Earth stress orientation a control on, and guide to, flooding directionality in a majority of reservoirs,” in W. Linville (ed.), *Reservoir Characterization III*, Tulsa, Oklahoma, Penn Well, pp. 799–822, 1993.

[24]. Haws G. W., Hurley, N. F., “Applications of pressure-interference data in reservoir characterization studies, *Big Horn basin, Wyoming*,” Society of Petroleum Engineers, Annual Conference and Exhibition, pp. 53–62, paper SPE 24668. 1992.



Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (February-March), Vol. 28, No. 102. 10-11

DOI: 10.22078/pr.2018.3242.2508

Reservoir Quality Analysis of the Sarvak Fractured Reservoir with Petrophysical and Geophysical data in an Oilfield of Persian Gulf

Seyed Mojtaba Parsae^۱, Elham Asadi Mehmandosti^{*۱}, Ali Chehrazi^۲ and Farhad Khoshbakht^۳

۱. Geology Group, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Karaj, Iran

۲. Earth Scientist, Iranian Offshore Oil Company, Tehran, Iran

۳. Reservoir Management and Field Development Division, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

e.asadi@khu.ac.ir

DOI: ۱۰/۲۲۰۷۸/pr.۲۰۱۸/۳۲۴۲/۲۵۰۸

Received: April/29/2018

Accepted: July/29/2018

INTRODUCTION

Borehole images are electronic pictures of the rocks and fluids encountered by a wellbore. Moreover, images are oriented, they have high vertical and lateral resolution, and they provide critical information about bedding dip, fractures, faults, unconformities, paleocurrent directions, vuggy and fracture porosity, and other geological features [1]. Also, full set and image logs accompany with geological data can get the important information about quality of reservoir rocks because relatively few wells are now being cored [2, 3].

Each fracture is the main factor for transmitting fluid in carbonate reservoirs. Having enough information about fractures would aid exploration, development, and management of many petroleum reservoirs. Many reservoirs

which have low porosity are known to be productive largely because natural fractures enhance hydrocarbon delivery to wellbores [4]. Sarvak Formation is a fractured carbonate reservoir in Iran. In this research, the image log techniques along with full set logs and geophysical data have been used to investigate reservoir quality of this reservoir on 4 selected wells (A, B, C, and D) of Persian Gulf.

MATERIAL AND METHODS

Firstly, the full set logs of 4 studied wells which include gamma ray, neutron, density, caliper and PEF logs have been carefully analyzed. Then Image data logs are processed in Geology software. The processing includes depth and speed corrections, equalization and data normalization. Then bedding dip, fractures, stylolite, natural

and induced fractures are distinguished in the Sarvak reservoir. Base on geophysical data and Petrel software, the structural models of studied oilfield has been built. Finally, the porosity and permeability models of studied wells have been made by Petrel software for 4 studied wells.

DISCUSSION AND RESULTS AND CONCLUSIONS

Image log analysis on 4 selected wells (A, B, C, and D) of studied oilfield show that the structural dip of the Sarvak Formation reservoir base on 129 readings are 11 degree toward N69W with strike of N27E and S27W. Two main fracture types are recognized in the studied reservoir. Two main fracture types are as follows: (1) The first was seen in wells named A, B, and C which have the dip of 81 degree toward N38E with the strike of N25S/S52E base on 489 readings. (2) The second one are related to well name D and has the dip of 64 degree toward N58W with the strike of S32W/N32E base on 110 readings. Geophysical data in the studied oilfield show two main faults with North-South trends and 11 local faults with Northwest-Southeast trends. The correlation of fracture trends identified in image logs with fault trends of oilfield indicate that the trend of theses fractures correlate well with the trend of local faults. Moreover, models of porosity, permeability, fractured density with openness of fractures of the Sarvak Reservoirs indicate that the effects of local faults in fractures of oilfields are important and cause an increase in quality of reservoirs in wells B, C, and D. Based on image log data, the maximum and minimum in-situ horizontal stress in oil reservoir have been estimated from N32W and S55W respectively.

REFERENCES

- [1]. Asquith G. B. and Krygowski D., "*Basic well log analysis*," 2^{ed}. AAPG Methods in Exploration Series, No. 16, p. 244, 2004.
- [2]. Khoshbakht F., Memarian H. and Mohammadnia M., "*Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log*," Journal of Petroleum science and Engineering, Vol. 67, Issue 1-2, pp. 65-74, 2009.
- [3]. Movahed Z., Junin R., Bakhtiari H. A., Safarkhanlou Z., Movahed A. A. and Alizadeh M., "*Introduction of sealing fault in Asmari reservoir by using FMI and RFT in one of the Iranian naturally fractured oil fields*," Arabian Journal of Geosciences, Vol. 8, Issue 12, pp.10919-10936, 2015.
- [4]. Laubach S. E., "*Practical approaches to identifying sealed and open fractures*," AAPG bulletin, Vol. 87, Issue 4, pp.561-579, 2003.