



عنوان طرح:

"طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی در چاه ۵۱۵ میدان اهواز و ارائه
پروپزال فنی مالی جهت اجرای عملیات"

واحد سازمانی مجری: پژوهشکده علوم پایه کاربردی

مجری: دکتر کمال خدایی

مهر ماه ۱۴۰۳

فهرست عناوین

فصل اول: زمین شناسی	۱۰
۱-۱- مقدمه	۱۱
۲-۱- زمین شناسی عمومی زاگرس	۱۱
۳-۱- زون فروافتادگی دزفول	۱۳
۴-۱- میدان نفتی اهواز	۱۴
۵-۱- چینه شناسی گروه بنگستان	۱۷
۱-۵-۱- سازند /ایلام	۲۰
۲-۵-۱- سازند سروک	۲۰
۶-۱- زون های مخزنی سازند ایلام و سروک در چاه مورد مطالعه	۲۱
۷-۱- معرفی و مشخصات چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز	۲۸
۱-۷-۱- عمق سرسازندها	۳۰
۲-۷-۱- وضعیت تکمیل چاه	۳۱
۳-۷-۱- سیمانکاری	۳۴
۸-۱- داده های مورد نیاز	۳۶
فصل دوم: مدلسازی ژئومکانیکی	۳۹
۱-۲- مقدمه	۴۰
۲-۲- پارامترهای الاستیک سنگ	۴۲
۳-۲- پارامترهای مقاومتی سنگ	۴۶
۴-۲- فشار منفذی	۴۹
۵-۲- وضعیت تنش های برجا	۵۲
۱-۵-۲- تنش عمودی	۵۳
۲-۵-۲- تنش های افقی	۵۴
۶-۲- جهت تنش های افقی	۵۶
۷-۲- چقرمگی شکست	۶۱
۸-۲- تخمین فشار شکست	۶۲
۹-۲- تعیین زون کاندید برای عملیات شکافت هیدرولیکی از نظر ژئومکانیکی	۶۴
۱-۹-۲- استخراج زونهای ژئومکانیکی	۶۴
۲-۹-۲- خوشه بندی درختی	۶۵
۳-۹-۲- خوشه بندی و تعیین زونهای ژئومکانیکی	۶۶

۷۴.....	۱۰-۲- نتیجه گیری
۷۶.....	فصل سوم: شبیه سازی شکاف اسیدی
۷۷.....	۱-۳- مقدمه
۸۰.....	۲-۳- انتخاب مدل:
۸۰.....	۱-۲-۳- مدل های سه بعدی عمومی
۸۰.....	۲-۲-۳- مدل های شبه سه بعدی P3D
۸۱.....	۳-۳- داده های ورودی
۸۳.....	۴-۳- سیال پد تزریقی:
۸۴.....	۱-۴-۳- سیال Water Frac
۸۴.....	۲-۴-۳- سیال Linear Gel
۸۴.....	۳-۴-۳- سیال Cross-linked Gels
۸۵.....	۴-۴-۳- سیال Oil Based Fluids
۸۵.....	۵-۴-۳- سیال Foam/Poly-Emulsion
۸۶.....	۵-۳- انتخاب پد تزریقی
۹۰.....	۶-۳- انتخاب اسید
۹۰.....	۱-۶-۳- ژل / اسید
۹۱.....	۲-۶-۳- اسید معمولی
۹۱.....	۷-۳- سیال منحرف کننده
۹۳.....	۱-۷-۳- ذرات
۹۳.....	۲-۷-۳- فیبر
۹۳.....	۳-۷-۳- ژل
۹۴.....	۴-۷-۳- سیال SURFACTANTS (SELF-DIVERTING ACIDS)
۹۶.....	۸-۳- طراحی پمپاژ سیالات
۹۶.....	۱-۸-۳- محاسبه ی حجم سیالات تزریقی:
۱۰۳.....	۹-۳- اجرای مدل شبیه ساز:
۱۰۸.....	۱۰-۳- بهینه سازی
۱۰۹.....	۱-۱۰-۳- بهینه سازی نرخ تزریق
۱۱۵.....	۲-۱۰-۳- بهینه سازی حجم سیالات تزریقی
۱۱۸.....	۳-۱۰-۳- بهینه سازی توالی تزریق
۱۲۰.....	۱۱-۳- اجرای مدل بهینه
۱۲۵.....	۱۲-۳- تحلیل اثر مقادیر مختلف تنش حداقل افقی بر هندسه شکاف

فصل چهارم: پروپوزال پیشنهادی برای اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی در چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز.....	۱۳۰
۴-۱- مقدمه	۱۳۱
۴-۲- توانمندی های جهاد دانشگاهی در حوزه نفت	۱۳۲
۴-۳- معرفی فناوری	۱۳۴
۴-۴- ضرورت فناوری	۱۳۷
۴-۵- تاریخچه عملیات شکافت هیدرولیکی	۱۳۸
۴-۶- اهداف	۱۴۲
۴-۷- روش فنی اجرای طرح	۱۴۳
۴-۷-۱- مرحله مطالعات	۱۴۴
۴-۷-۱-۱- مطالعات زمین شناسی	۱۴۴
۴-۷-۱-۲- مطالعات ژئومکانیکی	۱۴۵
۴-۷-۱-۳- مطالعه پارامترهای مخزنی و بهره‌برداری	۱۴۸
۴-۷-۱-۴- مطالعات مفهومی رشته تکمیلی چاه	۱۵۱
۴-۷-۲- مرحله مهندسی و طراحی	۱۵۳
۴-۷-۲-۱- مهندسی و طراحی سیالات	۱۵۳
۴-۷-۲-۲- شبیه سازی و طراحی فرایند شکافت هیدرولیکی	۱۵۶
۴-۷-۲-۳- طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی	۱۵۸
۴-۷-۳- مرحله عملیات	۱۶۱
۴-۷-۳-۱- تعیین تجهیزات و سرویسهای مورد نیاز	۱۶۱
۴-۷-۳-۲- تعیین نیازمندیهای لجستیکی و ملاحظات ایمنی و زیست محیطی	۱۶۴
۴-۷-۳-۳- عملیات آماده سازی چاه	۱۶۶
۴-۷-۳-۴- عملیات تستهای فرک	۱۶۷
۴-۷-۳-۵- عملیات اصلی فرک	۱۶۸
۴-۷-۴- تحلیل نتایج بعد از عملیات	۱۷۰
۴-۷-۴-۱- پایش نتایج، تحلیل و تجزیه آنالیتیکی و تطبیق تاریخچه	۱۷۱
۴-۷-۴-۲- بروزرسانی مدلها و اعمال نتایج بر برنامه عملیات بعدی	۱۷۴
۴-۸- شرکت‌های خدمات چاه	۱۷۴
۴-۹- برآورد هزینه های اجرا	۱۷۵
۴-۱۰- حجم کار و برآورد زمان اجرا	۱۷۵
۴-۱۱- دستاوردهای طرح	۱۸۲
۴-۱۱-۵- جمع بندی فاز چهارم	۱۸۴

- ۵-۱۱-۱- زمین شناسی میدان ۱۸۴
- ۵-۱۱-۲- انتخاب زونهای کاندید عملیات شکاف ۱۸۵
- ۵-۱۱-۳- طراحی شکاف /سیدی ۱۸۶
- پیوست شماره ۱ ۱۸۹
- پیوست شماره ۲ ۲۰۰
- منابع ۲۳۱

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱-۱: موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه (میدان نفتی اهواز) در جنوب غرب ایران ۱۴
- شکل ۲-۱: موقعیت چاه شماره ۵۱۵ اهواز در نقشه همتراز عمقی بر مبنا مختصات LAMBERT ۱۵
- شکل ۳-۱: نقشه پهنه بندی میدان اهواز به سه بخش شرقی، مرکزی، و غربی (توانایی و همکاران ۱۳۹۴) ۱۷
- شکل ۴-۱: ستون چینه شناسی مقایسه ای بین تقسیمات حوضه ای زاگرس. گروه بنگستان شامل: سازندهای کژدمی، سروک، سورگاه و ایلام می باشد. ۱۹
- شکل ۶-۱: موقعیت چاه مورد مطالعه در میدان اهواز ۲۹
- شکل ۷-۱: شمای درونی چاه شماره ۵۱۵ ۳۰
- شکل ۸-۱: شماتیک رشته تکمیلی چاه مورد مطالعه ۳۴
- شکل ۹-۱: وضعیت سیمانکاری در چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز. زون هدف نسبتاً وضعیت سیمانکاری قابل قبولی دارد. ۳۶
- شکل ۱۰-۱: داده های مورد نیاز در طراحی شکافت هیدرولیکی. داده هایی که علامت تیک آبی دارد در طراحی شکافت هیدرولیکی چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز در دسترس بوده است. ۳۸
- شکل ۱-۲: مهمترین لاگهای مورد استفاده در محاسبه پارامترهای مکانیک سنگی ۴۱
- شکل ۲-۲: تخمین مدول های الاستیک استاتیکی و دینامیکی در چاه مورد مطالعه. ۴۵
- شکل ۳-۲: نمایش ضریب چسبندگی بر روی معیار مور-کولمب ۴۷
- شکل ۴-۲: پارامترهای مقاومت سنگی محاسبه شده در چاه ۵۱۵. ۴۹
- شکل ۵-۲: فشار منفذی استاتیک و پیش بینی شده در چاه ۵۱۵. ۵۲
- شکل ۶-۲: مقادیر تنش های قائم و افقی در چاه مورد مطالعه. از عمق ۴۱۸۷ تا ۴۲۴۲ متری مقادیر تنش مینیمم افقی کاهش می یابد. ۵۵
- شکل ۷-۲: تنش های اصلی اطراف یک چاه قائم تحت شرایط تنش دو محوره بر اساس معادلات کرش (ZOBACK, 2010). ۵۷
- شکل ۸-۲: نمایش شکستگی های القایی در چاه (۴۸۸ گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۱۳۹۲) ۵۸
- شکل ۹-۲: شیب صفحه شکستگی (بالا)، آزیموت شیب (پایین سمت چپ) و امتداد شکستگی های القایی (پایین سمت راست) مشاهده شده در چاه (۴۸۸ گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۱۳۹۲) ۵۹
- شکل ۱۰-۲: نمایش شکستگی برشی در چاه شماره ۳۹۷ (گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۱۳۸۶) ۶۰
- شکل ۱۱-۲: امتداد شکستگی برشی رخ داده در چاه شماره ۳۹۷ (گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۱۳۸۶) ۶۱

- شکل ۲-۱۲: چقرمگی شکست در چاه شماره ۵۱۵ ۶۲
- شکل ۲-۱۳: فشار شکست سازند ایلام و سروک در چاه مورد مطالعه ۶۴
- شکل ۲-۱۴: متغیرهای ورودی خوشه بندی و پلات دوبعدی آنها با همدیگر ۶۸
- شکل ۲-۱۵: درخت خوشه‌ای برای متغیرهای انتخاب شده به عنوان ورودی تعیین گونه‌های سنگی در چاه مورد مطالعه ۶۹
- شکل ۲-۱۶: نقشه خود سازماندهی خوشه‌ها را برای چهار پارامتر انتخابی برای خوشه بندی ۷۰
- شکل ۲-۱۷: پارامترهای مکانیک سنگی استفاده شده برای خوشه بندی، خوشه‌ها، زونهای تعیین شده و نمودار تنش افقی مینیمم به صورت پیوسته ۷۱
- شکل ۲-۱۸: نمودار اشباع آب - تخلخل با لحاظ خوشه‌های تعیین شده ۷۳
- شکل ۳-۱: فلوچارت کلی طراحی شکافت هیدرولیکی ۷۹
- شکل ۳-۲: سیالات مورد استفاده در طراحی شکافت هیدرولیکی ۸۳
- شکل ۳-۳: تغییرات ویسکوزیته سیال پد تزریقی در مقابل زمان ۸۸
- شکل ۳-۴: افت فشار اصکاکی سیالات تزریقی در لوله مغزی تولیدی و آستری ۸۹
- شکل ۳-۵: فشار اصطکاکی سیال PAD با نرخ های مختلف تزریق ۹۰
- شکل ۳-۶: به ترتیب تغییرات ضریب پوسته در مقابل میزان تزریق GAL/FT بر اساس روش DACCORD و VOLUMETRIC ۹۹
- شکل ۳-۷: روند تغییرات هندسه ی شکاف (طول، عرض و ارتفاع) ۱۰۲
- شکل ۳-۸: توالی تزریق و نرخ های تزریق در برنامه پمپاژ سیالات ۱۰۳
- شکل ۳-۹: هندسه ی خروجی شکاف ایجاد شده با حجم های اولیه ۱۰۴
- شکل ۳-۱۰: تغییرات طول و عرض شکاف ایجاد شده با زمان ۱۰۵
- شکل ۳-۱۱: تغییرات عرض شکاف ایجاد شده به همراه عرض خورده شده با افزایش زمان ۱۰۶
- شکل ۳-۱۲: تغییرات فشار سطحی و فشار خالص ۱۰۷
- شکل ۳-۱۳: بهینه سازی حجم و نرخ تزریق سیالات در طراحی ۱۰۹
- شکل ۳-۱۴: روند تغییرات اختلاف طول با افزایش نرخ تزریق ۱۱۱
- شکل ۳-۱۵: اختلاف طول حکاکی شده با افزایش نرخ تزریق ۱۱۳
- شکل ۳-۱۶: روند تغییرات عرض حکاکی شده با افزایش نرخ تزریق ۱۱۴
- شکل ۳-۱۷: تغییرات هدایت پذیری با افزایش نرخ تزریق ۱۱۵

- شکل ۳-۱۸: تغییرات ابعاد شکاف با افزایش حجم تزریقی ۱۱۷
- شکل ۳-۱۹: روند تغییرات اختلاف عرض حکاکی شده با افزایش حجم ۱۱۸
- شکل ۳-۲۰: بهینه سازی برنامه پمپاژ ۱۱۹
- شکل ۳-۲۱: نتایج حاصل از تغییرات برنامه های مختلف پمپاژ ۱۱۹
- شکل ۳-۲۲: نتایج حاصل از بهینه سازی حجم و نرخ تزریقی ۱۲۳
- شکل ۳-۲۳: تخمین تنش حداقل افقی در سه حالت. نمودار سمت راست: تخمین تنش در حالت بیشینه، نمودار وسط: تخمین متعادل تنش که حالت مبنا در نظر گرفته شده، سمت چپ: تخمین تنش در حالت کمینه. ۱۲۶
- شکل ۳-۲۴: اثرات تغییر طول شکاف تحت تاثیر افزایش حداقل تنش افقی ۱۲۸
- شکل ۳-۲۵: عمق بالا و پایین شکاف ایجاد شده با سناریوی افزایش تنش ۱۲۸
- شکل شماره ۳-۲۶: تغییرات ارتفاع شکاف ایجاد شده برای سناریو های مختلف ۱۲۹
- شکل ۳-۲۷: تغییرات فشار سطحی تزریق با افزایش تنش افقی ۱۲۹
- شکل ۴-۱: فرایند شکافت هیدرولیکی و نحوه تاثیر آن در افزایش تولید (HTTPS://WWW.TEXASTRIBUNE.ORG) ۱۳۴
- شکل ۴-۲: شیوه نگه داشت شکاف به وسیله ی پروپانت (ZENDEHBOUDI AND BAHADORI, 2017) ۱۳۶
- شکل ۴-۳: باز نگه داشتن شکاف به وسیله ی اسیدزنی (GUO ET AL., 2017) ۱۳۷
- شکل ۴-۴: تاریخچه و سیر تحولی عملیات شکافت هیدرولیکی ۱۳۹
- شکل ۴-۵: میزان تولید، نیاز کشور و واردات نفت در کشور امریکا طی سال های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۹ (WWW.EIA.GOV) ۱۴۰
- شکل ۴-۶: بازار شکافت هیدرولیکی ایالات متحده آمریکا از سال ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۷ (میلیارد دلار) ۱۴۱
- شکل ۴-۷: پیش بینی بازار شکافت هیدرولیکی در سال های ۲۰۱۵ تا ۲۰۲۶ (WWW.EIA.GOV) ۱۴۲
- شکل ۴-۸: فلوچارت مراحل اجرایی توسعه فناوری شکافت هیدرولیکی در این پروژه را نمایش میدهد. ۱۴۳
- شکل ۴-۹: فلوچارت مطالعات ژئومکانیکی در عملیات شکافت هیدرولیکی ۱۴۹
- شکل ۴-۱۰: پارامترهای مورد مطالعه در بخش مهندسی مخزن جهت اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی ۱۵۰
- شکل ۴-۱۱: ملاحظات مورد نیاز در طراحی رشته تکمیلی عملیات شکافت هیدرولیکی ۱۵۳
- شکل ۴-۱۲: مراحل طراحی و مهندسی سیالات جهت استفاده در عملیات شکافت هیدرولیکی ۱۵۵
- شکل ۴-۱۳: فلوچارت شبیه سازی و طراحی فرآیند شکافت هیدرولیکی ۱۵۶
- شکل ۴-۱۴: مراحل عملیاتی اجرایی طرح بصورت فلوچارت ۱۶۱

- شکل ۴-۱۵: سرویسها و نیازمندیهای عملیات شکافت هیدرولیکی را نشان میدهد. ۱۶۲
- شکل ۴-۱۶: یک نمونه چیدمان ناوگان شکافت هیدرولیکی ۱۶۴
- شکل ۴-۱۷: نمونههای از آزمایش تزریق چند مرحله ایی ۱۶۷
- شکل ۴-۱۸: روند اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی (مراحل ۱۰ تا ۱۷ مراحل اصلی فرک را نشان می دهد). ۱۷۰
- شکل ۴-۱۹: زمانبندی و مراحل شکست پروژه را نشان میدهد. ۱۷۷
- شکل ۴-۲۰: ساختار شکست سازمانی پروژه جهت اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی در چاه ۵۱۵ اهواز ۱۸۲

فهرست جداول

جدول ۱-۱: ویژگی ساختاری-تولیدی بخش های اصلی میدان اهواز.....	۱۶
جدول ۱-۲: میانگین خصوصیات پتروفیزیکی در زون های مختلف مخزن ایلام و سروک در چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز.....	۲۱
جدول ۱-۳: اطلاعات کلی چاه شماره ۵۱۵.....	۲۸
جدول ۱-۴: عمق سر سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۵۱۵.....	۳۱
جدول ۱-۵: مشخصات لوله های جداری و آستری.....	۳۲
جدول ۱-۶: مشخصات مشبک کاری چاه شماره ۵۱۵.....	۳۳
جدول ۱-۲: داده های مورد استفاده در بخش ژئومکانیک.....	۴۲
جدول ۲-۲: روابط تجربی برای تعیین مدول الاستیسیته استاتیکی.....	۴۴
جدول ۲-۳: روابط تجربی جهت تعیین مقاومت فشاری تک محوره.....	۴۶
جدول ۲-۴: مقادیر عمق و فشار مبنا در سازند ایلام و سروک.....	۵۰
جدول ۲-۵: شرایط تکتونیکی مختلف با توجه به مقادیر تنش های اصلی.....	۵۲
جدول ۲-۶: پارامترهای مکانیک سنگی استفاده شده در خوشه بندی، میانگین هر پارامتر در خوشه های مختلف.....	۷۰
جدول ۳-۱: ویژگی های هر یک از متریال های منحرف کننده ی جریان.....	۹۵
جدول ۳-۲: مقادیر پارامتر های ورودی.....	۹۷
جدول ۳-۳: مقادیر ورودی برای محاسبه حجم با روش دوم.....	۱۰۰
جدول ۳-۴: نتایج نرخ بهینه شده در توالی های مختلف.....	۱۱۰
جدول 3-5 : بهینه سازی حجم تزریقی.....	۱۱۵
جدول ۳-۶: سناریو های افزایش تنش به همراه نتایج شبیه سازی.....	۱۲۷
جدول ۴-۱: روشهای پایش شکافت هیدرولیکی در یک نگاه.....	۱۷۱
جدول ۴-۲: مراحل زمانبندی و درصد وزنی مالی اجرای طرح.....	۱۷۸
جدول شماره ۲۸.....	۱۹۸



فصل اول: زمین شناسی

۱-۱- مقدمه

شکافت هیدرولیکی یکی از متداولترین و اقتصادیترین روشهای تحریک چاه به منظور افزایش تولید نفت و گاز در مخازن با تراوایی کم می باشد. استفاده از این روش باعث غلبه بر مشکلات حفاری و صدمات ناشی از بهره‌برداری در حول محور چاه می‌شود که می‌تواند سطح تولید از چاه‌ها را افزایش دهد. این روش در مخازن شیلی و درون لایه‌های زغال کاربرد گسترده‌ای دارد و به‌طور معمول بکار گرفته می‌شود.

از آنجایی که هدف عملیات شکافت هیدرولیکی لایه‌های کم تراوا می باشد لذا شناخت سازند و لایه‌های مخزنی آن از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. در این فصل ابتدا توضیح مختصری از موقعیت میدان و جایگاه آن در زمین شناسی ایران و زاگرس داده خواهد شد، سپس سازندهای مخزنی این میدان توصیف خواهند شد. در ادامه سازندهای مخزنی ایلام و سروک به تعدادی زون تقسیم بندی شده‌اند که ویژگی‌های زمین شناسی (رسوب شناختی) و پتروفیزیکی آنها بطور مختصر بحث شده است. در نهایت این فصل یک دید کلی (از نظر خصوصیات رخساره‌ای و پتروفیزیکی) از زون‌های مخزنی سازند ایلام و سروک در میدان مورد مطالعه ارائه می‌دهد.

۱-۲- زمین شناسی عمومی زاگرس

بطور کلی قسمتی از ایران که در غرب راندگی اصلی زاگرس قرار دارد، زون زاگرس نام دارد که در سمت شرق به گسل میناب (گسل زندان) محدود می شود ولی در سمت غرب این زون در کشورهای همجوار گسترش می یابد. طول تقریبی این زون بیش از ۱۵۰۰ کیلومتر و عرض آن بین ۱۰۰ تا ۳۰۰ کیلومتر است. روند این ساختار عظیم در جهت شمال غرب-جنوب شرق می باشد. این زون از جنوب شرقی ترکیه آغاز شده و تا تنگه هرمز ادامه می یابد و اساسا بخشی از کمربند آلپ-همالیا محسوب می شود.

مرز شمال خاوری زاگرس چین خورده، راندگی گذر کرده از جنوب اشترانکوه، زردکوه، دهنگان و سبزو و مرز جنوب باختری آن لبه جنوبی تاقدیس‌های سوسنگرد، آب تیمور و منصوری است. اما داده‌های موجود نشان می دهد که چین خوردگی این بخش از زاگرس به دلیل تاثیر گسلهای پی سنگی، حضور گنبد‌های نمکی، راندگی

های پنهان، فروافتادگی ها و خمش ها چندان ساده نیست، به گونه ای که نام زاگرس چین خورده و گسلیده برای آن مناسب تر است (آقائباتی ۱۳۸۳).

در این زیر پهنه اگر چه پوشش رسوبی روی پی سنگ به صورت تاقدیس ها و ناودیس های کشیده و در راستای شمال باختری-جنوب خاوری دگرشکل شده است، ولی عواملی مانند رسوبات شکل پذیر میوسن (سازند گچساران) عملکرد گسلهای پی سنگی، تغییر جهت بردار حرکتی صفحه عربستان نسبت به صفحه ایران و سرانجام حرکت گنبد نمکی سبب خمیدگی ساختاری در روند محور چین ها شده است. بسیاری از زمین شناسان تغییر روند و خمیدگی محور چین ها را ناشی از عملکرد دو فاز دگرشکلی پی در پی و جداگانه می دانند.

- فاز نخست، مرحله فشردگی و ایجاد روندهای NW-SE
- فاز دوم، مرحله تغییر شکل برشی راستگرد، مربوط به گسلهای امتداد لغز که سبب شکل گیری روندهای خاوری-باختری شده است.

زاگرس چین خورده در همه جا ویژگی های زمین شناختی یکسانی ندارد با تلخیص از کار مطیعی (۱۳۷۴) می توان آن را به زیر پهنه هایی به شرح زیر تقسیم نمود:

- ۱- فروافتادگی کرکوک
 - ۲- لرستان
 - ۳- پهنه ایذه
 - ۴- فروافتادگی دزفول
 - ۵- پهنه فارس
 - ۶- پس خشکی بندر عباس
 - ۷- دشت آبادان
- از آنجایی که میدان نفتی اهواز در زون فروافتادگی دزفول قرار دارد در بخش بعدی در مورد این زون بیشتر توضیح داده خواهد شد.

۱-۳- زون فروافتادگی دزفول

زون فروافتادگی دزفول بخشی از پیش گودال^۱ زاگرس است که دارای ویژگی های زیر می باشد:

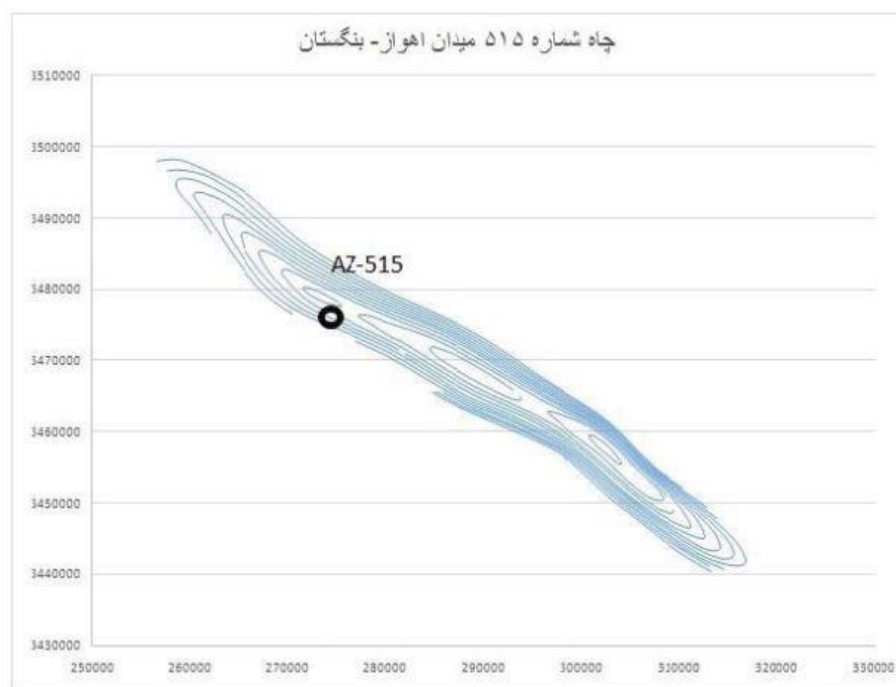
- بیشتر میادین نفتی ایران را در بر دارد
 - بخشی از زاگرس چین خورده است که در آن سازند آسماری رخنمون ندارد
 - میان سه پدیده مهم ساختمانی، زون خمشی بالارود (چپ گرد)، زون خمشی جبهه یا پیشانی کوهستان و زون خمشی-گسلی کازرون (راستگرد) قرار دارد
 - سه بلندی ساختمانی، با روند شمالی-جنوبی به نام بلندی هفتکل، بلندی هندیجان و قوس خارگ-میش، کنترل شده بوسیله گسل های ژرف پی سنگی نسبت به روند کلی زاگرس در آن وجود دارد
- بخش فروافتادگی دزفول از دیدگاه زمین شناسی نفت حائز اهمیت زیادی است و اکثر مخازن نفتی و عمده تولیدات نفت کشورمان از این ناحیه تولید می شود که میدان اهواز حدودا در بخش میانی این زون قرار دارد. در مورد شروع شکل گیری فروافتادگی دزفول نظریات مختلفی عنوان شده است. برای مثال برخی از محققان زمان آنرا به آکیتانین نسبت می دهند (Adams 1969) و مطیعی (۱۳۷۲) زمان آنرا به بوردیگالین به بعد را برای شروع شکل گیری این ناحیه تخمین زده است. در حالیکه محققان دیگر با استفاده از اطلاعات ۴ حلقه چاه اکتشافی و توسعه ای شروع شکل گیری گرابن عظیم دزفول را به آپتین (کرتاسه پیشین) نسبت داده است. همچنین بیان نموده که عملکرد خطواره قطر-کازرون بصورت راستگرد است که با گسل چپگرد بالارود یک حرکت امتدادلغز را همراه با جابجایی قائم ایجاد نموده و سبب تشکیل گرابن عظیم فروافتادگی دزفول شده است. این بخش به واسطه ضخامت زیاد رسوبات ترشیری از بخشهای دیگر زاگرس یعنی نواحی فارس و لرستان متمایز می شود.

۴-۱- میدان نفتی اهواز

میدان نفتی اهواز در جنوب غربی ایران و در فروافتادگی دزفول قرار دارد که دارای روند شمال غربی-جنوب شرقی، به موازات رشته کوه زاگرس می باشد. این میدان بین طول های جغرافیایی ۴۸ و ۴۹ درجه و عرضهای جغرافیایی ۳۱ و ۳۲ درجه قرار دارد. طول میدان اهواز ۶۷ کیلومتر و عرض آن ۶ کیلومتر است. این میدان نفتی در حاشیه شمال شرقی شهرستان اهواز، بین میادین مارون در شرق، بندکرخه و سوسنگرد در غرب و در بخش های جنوب شرقی و جنوب غربی آن به ترتیب میادین شادگان و آبتیمور واقع شده است و جزء میادین نفتی عظیم محسوب می شود (شکل ۱-۱). در این طرح چاه شماره ۵۱۵ میدان که در ضلع جنوب غربی میدان قرار دارد (شکل ۲-۱) مورد مطالعه قرار گرفته است.



شکل ۱-۱: موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه (میدان نفتی اهواز) در جنوب غرب ایران (گزارش شرکت ملی نفت خیز جنوب، ۱۳۹۲)



شکل ۱-۲: موقعیت چاه شماره ۵۱۵ اهواز در نقشه همتراز عمقی بر مبنا مختصات Lambert

میدان اهواز یک نفتگیر عظیم ساختاری بوده که این تاقدیس بر روی یک بالا آمدگی در طبقات قدیمی تر اتفاق افتاده است. سازوکار چین خوردگی برای تحلیل منطقی تراکم شکستگی ها و برآورد ذخیره مخزنی امری ضروری به نظر می رسد. که می توان این سازوکار را در این ناحیه ترکیبی از دو سازوکار چین خوردگی خمشی - لغزشی و چین خوردگی با سطح خنثی دانست و علاوه بر این، وجود گسلهای تراستی واقع در یال شمالی و جنوبی و احتمالاً بالا آمدگی های بلوکهای پی سنگی، پیچیدگی های سازوکار چین خوردگی در این میدان را افزایش می دهد. مخازن اصلی این میدان شامل سازند آسماری و گروه های بنگستان و خامی بوده که مخزن آسماری در عمق حدوداً ۲۵۰۰ متری و بنگستان در عمق حدوداً ۳۵۰۰ متری و خامی در عمق حدوداً ۴۶۰۰ متری واقع شده است.

ابعاد تاقدیس اهواز در مخزن بنگستان دارای طول تقریبی ۶۵ کیلومتر و پهنای آن در نیمه غربی ۳ تا ۵ کیلومتر و در بخش های مرکزی ۵ تا ۶ کیلومتر است که در بخش شرقی به ۳ کیلومتر هم می رسد. میزان تغییرات شیب ساختمانی، این میدان را به سه بخش ساختمانی تقسیم می کند. بدین ترتیب که در بخش غربی متوسط شیب

۹ تا ۱۱ درجه و در بخش‌های مرکزی شیبی حدود ۱۵ درجه می باشد. محدوده شرقی با شیب متوسط ۲۶ تا ۳۴ درجه در یال شمالی دارای بیشترین شیب ساختمانی است که این مقدار شیب در یال جنوبی بین ۱۴ تا ۲۱ درجه متغیر است. بر این اساس، تاقدیس اهواز در برش عرضی در دماغه‌ها و بخش‌های مرکزی و غربی متقارن می‌باشد که باعث پهن شدن ناحیه لولا گردیده و در بخش شرقی نامتقارن است.

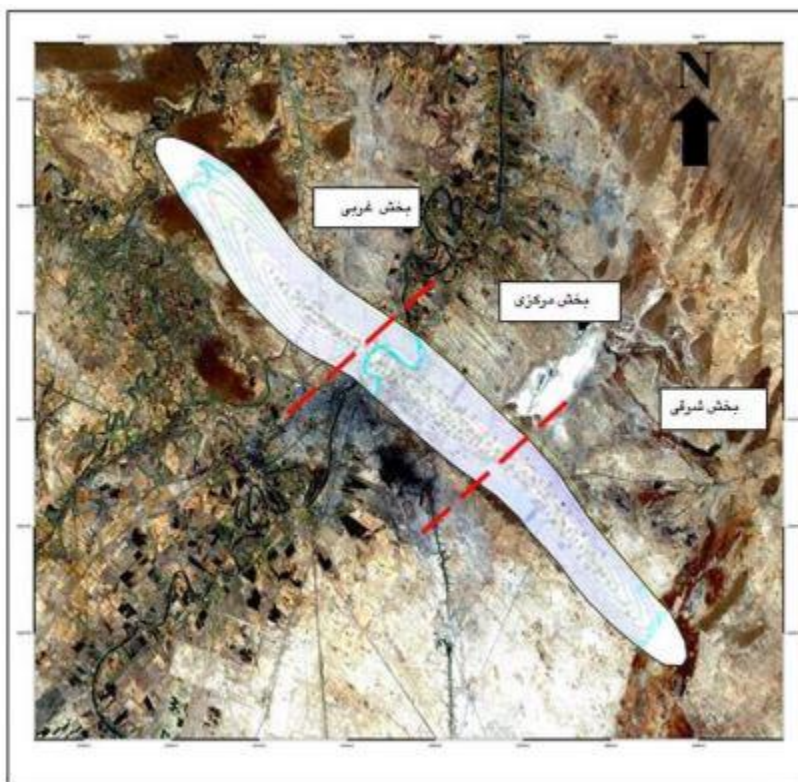
جدول ۱-۱ ارتباط معناداری میان پارامترهای شیب و میزان تولید را نشان می دهد. شیب زیاد در یک منطقه حاکی از فعال بودن تکتونیک در آن منطقه است. فعالیت زمین‌ساختی عامل اصلی ایجاد شکستگی‌ها در هر منطقه است، لذا به طور مثال در بخش شرقی که ارتفاع تاقدیس و شیب بیشترین مقدار خود را دارد، تراکم شکستگی‌ها نیز بالا گزارش شده است. همچنین بالا بودن تراکم شکستگی باعث هرزروی گل در زمان حفاری و تولید بیشتر چاه‌ها می‌شود.

جدول ۱-۱: ویژگی ساختاری-تولیدی بخش‌های اصلی میدان اهواز

بخش	تراکم شکستگی	میزان تولید	هرزروی گل	ارتفاع تاقدیس	شیب (درجه)
شرقی	بیشترین	بیشترین	بیشترین	بیشترین	بیشترین (۶۵)
مرکزی	متوسط	متوسط	متوسط	متوسط	متوسط (۱۵)
غربی	کمترین	کمترین	کمترین	کمترین	کمترین (۱۰)

مطابق شکل ۳-۱ می‌توان پهنه‌بندی میدان اهواز را با توجه به اطلاعات ژئوفیزیک لرزه‌ای به سه قسمت شرقی، مرکزی و غربی نسبتاً مجزا از نظر ساختاری پهنه‌بندی کرد. طبق مشاهدات، پهنه شرقی که در آن شیب لایه‌ها و فراوانی شکستگی‌ها بیشینه است، بیشترین استعداد تولید نفت و هرزروی گل را دارد. از طرفی پهنه غربی کمترین

استعداد تولید نفت را داشته که این امر با هرزروی کمتر، تراکم شکستگی کمینه و حداقل شیب لایه‌ها نیز منطبق است (توانایی و همکاران ۱۳۹۴).

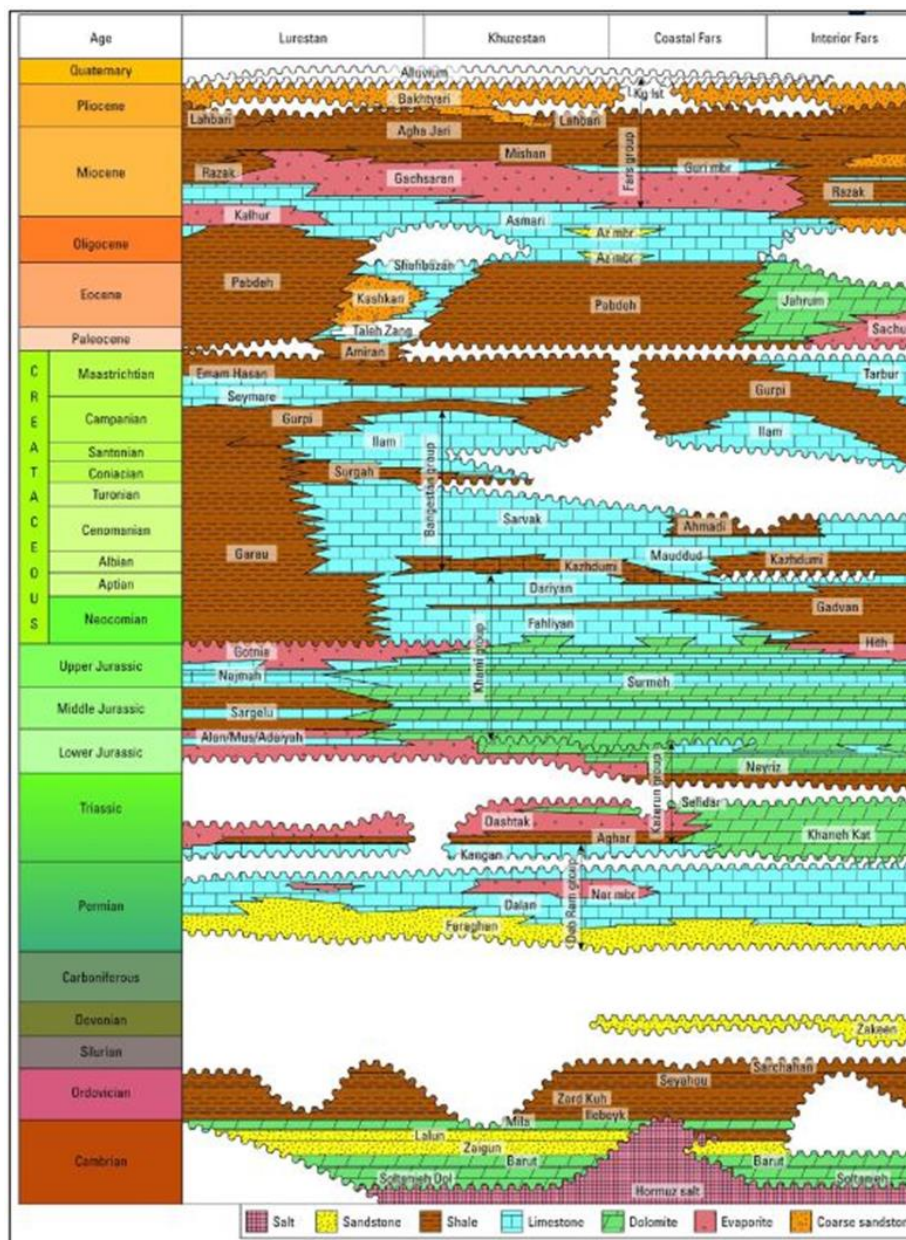


شکل ۱-۳: نقشه پهنه بندی میدان اهواز به سه بخش شرقی، مرکزی، و غربی (توانایی و همکاران ۱۳۹۴)

۱-۵- چینه شناسی گروه بنگستان

بر اساس گزارش جیمز و وایند (۱۹۶۵) از آلبین تا کامپانین یک چرخه رسوبی از سازندهای کژدمی، سروک، سورگاه و ایلام را می‌توان در زاگرس شناسایی کرد (شکل ۱-۴). به مجموعه سازندهای یاد شده گروه بنگستان نامیدند که نام آن از کوه بنگستان در شمال بهبهان گرفته شده است.

برخی از زمین‌شناسان معتقد هستند اگر سازند کژدمی را از این گروه حذف کنیم، چون سازند سورگاه هم در همه جای حوضه زاگرس وجود ندارد، در این صورت گروه بنگستان شامل دو سازند سروک و ایلام خواهد شد. در چنین حالتی به جای عنوان گروه بنگستان از سازند بنگستان که شامل دو سازند سروک (در زیر) و ایلام (در بالا) استفاده می‌شود. در نتیجه سازند بنگستان پس از ناپیوستگی سنومانین-تورنین قابل تقسیم به بنگستان پایینی (بخش سنومانین سروک) و بنگستان میانی (بخش تورنین سروک) و بنگستان بالایی (سازند ایلام) است. در چاه مورد مطالعه هدف و تمرکز بر روی سازند بنگستان (سازندهای ایلام و سروک) می‌باشد.



شکل ۱-۴: ستون چینه شناسی مقایسه ای بین تقسیمات حوضه ای زاگرس. گروه بنگستان شامل: سازندهای کژدمی، سروک، سورگاه و ایلام می باشد (آقاباتی ۱۳۸۳).

۱-۵-۱- سازند ایلام

سازند ایلام با دو رخساره عمیق و کم عمق دیده می شود. برش الگوی این سازند که نشانگر رخساره عمیق است در بخش شمال باختری کبیرکوه در ۱۲ کیلومتری شهرستان ایلام قرار دارد. در این برش، سازند ایلام شامل ۱۹۰ متر سنگ آهک های رسی دانه ریز پلاژیک خاکستری رنگ با لایه بندی منظم و میان لایه های نازک شیل و سن سانتونین-کامپانین است.

وجود قلوه های درشت هماتیت در پایه برش الگو نشانگر ناپیوستگی رسوبی است که ممکن است منطبق بر سازند سروک یا سورگاه باشد. ولی مرز بالایی آن با سازند گورپی همساز است.

رخساره های کم عمق سازند ایلام، در نواحی فارس و خوزستان گسترش دارد که شامل سنگ آهک های قلوه ای است که همچنان سن سانتونین تا کامپانین دارد. در برخی نقاط می توان ارتباط بین انگشتی دو رخساره پلاژیک و کم عمق سازند ایلام را می توان دید.

۱-۵-۲- سازند سروک

در گذشته به این واحد سنگی، سنگ آهک های هیپوریت دار، سنگ آهک های رودیست دار و سنگ آهک لشتگان گفته می شد. ولی با مطالعه برش آن در تنگ سروک در کوه بنگستانم واقع در شمال بهبهان نام "سروک" جایگزین نام های پیشین شد. سازند سروک دو رخساره متفاوت دارد. در محل برش الگو و فارس ساحلی، رخساره های کم عمق این سازند گسترش دارد. در حالی که در ناحیه لرستان، می توان رخساره های عمیق سازند سروک را دید.

۱-۶- زون های مخزنی سازند ایلام و سروک در چاه مورد مطالعه

بر اساس گزارش شرکت نفت مناطق نفت خیز جنوب سازند ایلام به سه زون مخزنی (A, B, C) تقسیم شده است. البته زون C دارای ۳ زیر زون می باشد. در مخزن ایلام زون A و B دارای آب اشباع شدگی بالای ۴۰ درصد بوده اما زون C مقدار آب اشباع شدگی کمتر از ۲۰ درصد می باشد. همچنین سایر زونها بجز زونهای C1 و C2 تخلخل بسیار پایینی دارند. لذا از نظر پتروفیزیکی زون C1 مخزن ایلام مناسب ترین زون تولیدی می باشد. مخزن سروک نیز به شش زون (D, E, F, G, H, I) به همراه تعدادی زیر زون تقسیم شده است. این مخزن آب اشباع شدگی از ۳۰ تا ۴۵ درصدی و تخلخل کمتر از ۶ درصد دارد، بجز زون I2 که تخلخل در حدود ۱۱ درصد و آب اشباع شدگی ۳۲ درصدی دارد. لذا زون I2 یکی از مناسب ترین زون های تولیدی مخزن سروک می باشد. اطلاعات جزئی تر از زون های مختلف مخزن ایلام و سروک در چاه شماره ۵۱۵ در جدول ۱-۲ ارائه شده است. در ادامه اطلاعات مختصر رخساره‌ای از این زونها ارائه شده است.

جدول ۱-۲: میانگین خصوصیات پتروفیزیکی در زون های مختلف مخزن ایلام و سروک در چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز.

Az#515								
Formation	Reservoir Zonation	Depth (m)	Hydrocarbon Column (m)	Sw (%)	Porosity (%)		Thickness (m)	
					Total	Effective	Total	Effective
Gurpi	Gu	3205.5	-	-	-	-	-	-
Ilam	A	3402.7	0.1	44.8	6.6	4.3	19.1	1.8
	B	3421.7	0.0056	46.8	5.3	2.7	13.3	0.2
	C1	3435.0	6.4	14.4	18.5	18.4	40.5	40.2
	C2	3475.6	5.1	15.6	16.1	16.1	37.8	37.8
	C3	3513.4	4.1	25	11	8.3	73.3	49.8
	D	3586.6	0.032	27.8	5.5	0.7	41.6	0.8

Sarvak	E1	3628.3	0.6	21.3	6.4	2.4	107	11.7
	E2	3735.3	3.8	26.5	9	5.6	129.1	57
	F1	3864.4	0.1	26.7	6.1	2.3	43.4	1.8
	F2	3907.8	0	-	-	1.5	43	0
	G1	3950.7	0.6	33.8	5.6	3.6	74.1	17.1
	G2	4024.8	1.5	37.1	9.2	6.4	51.4	26.2
	H	4076.1	0.023	45.9	5.5	2.6	29.3	0.8
	I1-1	4105.5	0.041	42.6	6.6	4.5	31.5	1.1
	I1-2	4136.9	0	-	-	1.7	46.5	0
	I2	4183.5	5.8	32.1	11.3	11.2	86.4	75.7

• زون A

بالاترین بخش مخزن بنگستان و در واقع سراسازند ایلام است. این زون تناوبی از آهکهای رسی عمیق دریا و باندهای شیلی لامینه‌ای با ضخامت کل ۱۹ متر و تخلخل کمتر از ۴ درصد و همچنین اشباع آب بالای ۴۵ درصد فاقد خصوصیات مخزنی است.

• زون B

این زون با ضخامت کل ۱۳ متر از رخساره مادستونی- وکستونی کم انرژی رس‌دار که حاوی فرامینیفرهای پلانکتون و الیگوستریند است، تشکیل شده است و به لحاظ خصوصیات مخزنی تفاوت چندانی با زون A ندارد. لذا به‌عنوان یک زون مخزنی بهره‌ده در نظر گرفته نمی‌شود.

• زون C1

این زون با ضخامت کل ۴۰ متر بهترین زون مخزنی بهره‌ده با نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۸ بوده که در یک محیط رسوبی کم تا متوسط انرژی سابتاییدال رسوبگذاری شده است. از نظر محتوای فسیلی دربردارنده الیگوستریند به همراه مقدار کمی رودیست است. متوسط تخلخل این زون ۹۶ درصد و اشباع آب ۱۴ درصد است. به‌طور کلی می‌توان گفت که روند تغییرات تخلخل در زون C ایلام از سمت شرق به سمت غرب میدان به‌صورت تدریجی رو به افزایش است.

• زون C2

این زون شامل آهکهای نوع وکستون -پکستون بوده و به همراه کاهش میزان حجم رس و ورود خرده‌های رودیستی در شرایط پرانرژی تشکیل شده است. ضخامت این زون ۳۸ متر بوده و با تخلخل ۱۶ درصد و اشباع آب ۱۵ درصدی دارای نسبت ضخامت خالص به ناخالص برابر با ۰/۴ است. در این زون که از زونهای مخزنی خوب به شمار می‌رود، روند تغییرات تخلخل از سمت شرق به سمت غرب میدان به صورت تدریجی رو به افزایش است.

زون C3

این زون با رخساره غیردریایی کالکرت یا کالیچی شروع شده و توسط شیل‌های آب شیرین (دارای لامیناسیون و حاوی استراکد) پوشیده می‌شود. ضخامت این زون ۷۳ متر، تخلخل ۸ درصد، آب اشباع شدگی ۲۵ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص برابر ۰/۲ است.

• زون D

بالاترین بخش مخزن سروک است که در حدود ۴۱ متر ضخامت دارد. این زون شامل وکستون تا پکستونهای سخت و متراکم است که در سرتاسر مخزن گسترش داشته و دو زون مخزنی C در سازند ایلام و زون E در سازند سروک را از هم جدا می‌کند. حد بالایی این زون یک سطح فرسایشی که معرف دگرشیمی تورونین - سنومانین

است که معمولاً شامل آهکهای خردشده و برشی است. متوسط تخلخل این زون زیر ۵ درصد بوده و آب اشباع شدگی نیز بالای ۲۸ درصد است. آهکهای زون D در یک محیط دریایی کم عمق تا اینترتایدال و همچنین در محیطهای بسته و محدود تشکیل شده‌اند.

• زون E1

این زون شامل مادستونهای محیط دریایی کم عمق بوده که به سمت پایین به عمق آب افزوده می شود. ضخامت این زون ۱۰۷ متر و متوسط تخلخل آن ۶ درصد است. همچنین متوسط درصد اشباع آب این زون ۲۱ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۲۲ می باشد.

• زون E2

این زون شامل فواصلی از زون E است که دارای بافت گرینستون تا پکستون بوده و به لحاظ سنگ مخزنی بهترین پارامترهای مخزنی را شامل می شوند. ضخامت کل این زون در حدود ۱۲۳ متر بوده و از حداقل ۶۳ تا حداکثر ۱۲۵ متر متغیر است. متوسط تخلخل این زون ۹ درصد بوده که تا حداکثر ۱۳ درصد نیز می رسد. متوسط اشباع آب در این زون حدود ۲۶ درصد است و با متوسط ضخامت خالص به ناخالص ۰/۹ خصوصیات خوبی از لحاظ مخزنی نشان می دهد.

• زون F1

بخش های بالایی این زون به طور غالب از آهکهای مادستونی تشکیل شده که به سمت پایین تر در یک محیط کم عمق جزر و مدی به بافت گرینستونی نزدیک می شود. این زون عموماً تخلخل کمتری داشته ولی لازم به ذکر است که آهکهای فوق به وسیله رسوبات کانالی از پکستونهای متخلخل قطع شده‌اند و سنگهای مخزنی خوبی را تشکیل داده اند. ضخامت کل این زون ۴۳ متر بوده و متوسط تخلخل آن ۶ درصد است؛ ولی در بخش هایی تا

حداکثر ۱۰ درصد هم می‌رسد. همچنین متوسط اشباع آب آن ۲۶ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص آن ۰/۰۵ می باشد.

• زون F2

این زون از آهکهای وکستونی سخت تشکیل شده که عمدتاً در یک محیط کم عمق رسوبگذاری شده است. هر چند که تغییرات سطح دریا و نوسانات آن باعث رسوبگذاری آهکهای گرینستونی و افزایش تخلخل در آن شده است. ولی به طور کلی زون F جداکننده دو زون مخزنی E و G است. ضخامت کل این زون ۴۳ متر بوده و تخلخل آن در حدود ۳ درصد است ولی در بخش‌هایی تا حداکثر ۹ درصد هم می‌رسد. همچنین نسبت ضخامت خالص به ناخالص آن ۰/۰۲ است.

• زون G1

این زون در قسمت انتهایی حاشیه پلاتفرم رسوبگذاری کرده است. مقدار ضخامت کل این زون ۷۴ متر است. تخلخل آن در حدود ۵ درصد، آب اشباع شدگی ۳۴ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۳۶ می باشد.

• زون G2

این زون عمدتاً شامل گرینستون است که ضخامت کل آن ۵۱ متر و تخلخل متوسط آن ۹ درصد است که تا حداکثر ۱۳ درصد هم می‌رسد. اشباع آب در حدود ۳۷ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص آن ۰/۳۴ می‌رسد.

• زون H

این زون عموماً از گرینستون‌های دانه‌ریز با تخلخل کم که در محدوده محیطی لاگون تا سوپراتایدال نهشته شده است. نوسانات سطح دریا در محیط جزر و مدی باعث بروز تغییرات شدید رخساره‌ای در این زون گردیده به‌طوری

که این زون که غالباً به عنوان یک زون غیرمخزنی و جداکننده زونهای G در بالا و I در پایین می باشد. از لحاظ مخزنی خصوصیات متفاوتی از خود نشان می دهد. مقدار ضخامت کل این زون ۳۰ متر بوده و تخلخل کل آن ۶ درصد است که تا حداکثر ۱۱ درصد هم می رسد. مقادیر اشباع آب در این زون در حدود ۴۶ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص دن برابر ۰/۰۶ می باشد.

• زون I1-1

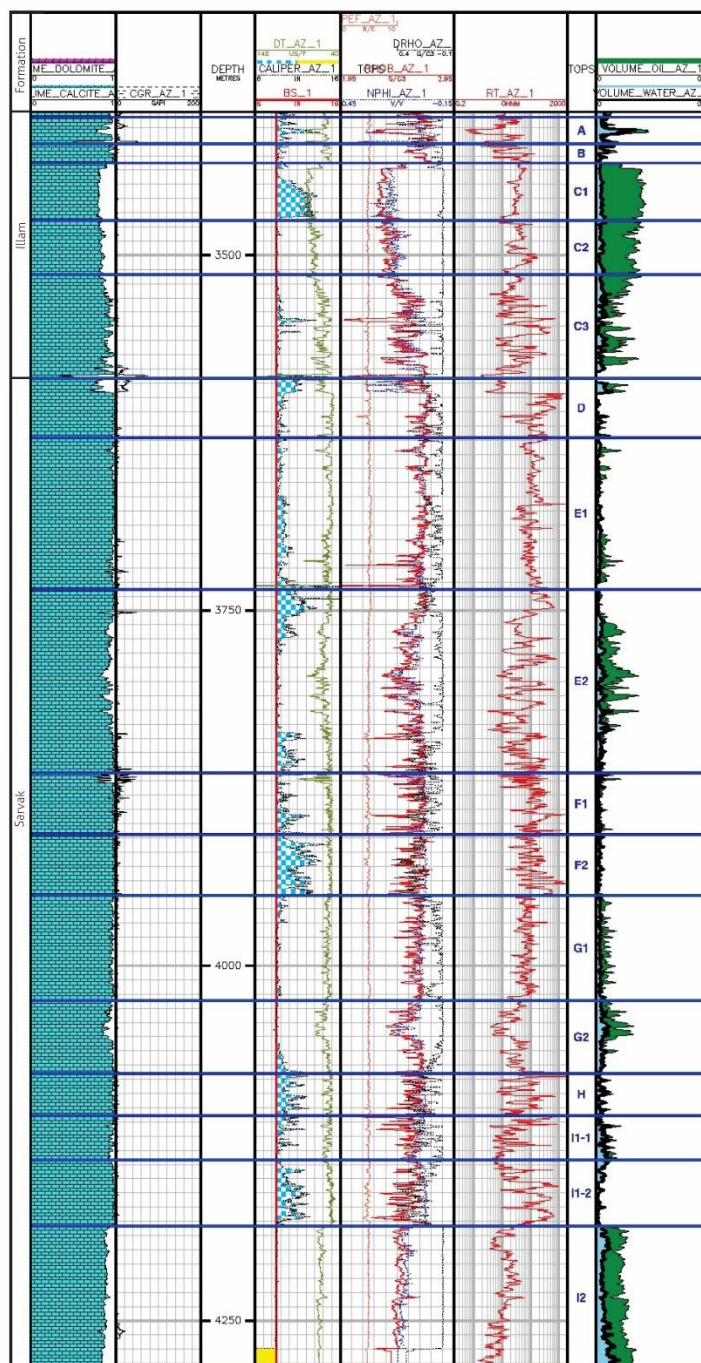
این زون شامل آهکهای بیوکلاست به همراه خرده های رودیستی پراکنده در آن (متعلق به محیط دریایی کم عمق و پایدار) است. این زون نیز با ضخامت کل ۳۳ متر از زونهای مخزنی به شمار می آید. دارد. همچنین مقدار تخلخل کل آن حدود ۶ درصد و آب اشباع شدگی ۴۲ درصد می باشد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص آن ۰/۲۲ است.

• زون I1-2

این زون شامل گرینستون -پکستون بوده که اجزای اصلی آن شامل فرامینیفرهایی نظیر میلیولید و پلویید است. مقدار ضخامت کل این زون ۴۶ متر بوده و تخلخل متوسط آن ۲ درصد که تا حداکثر ۱۵ درصد هم می رسد. مقدار اشباع آب آن ۳۷ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص آن ۰/۲۹ می باشد.

• زون I2

غالباً از آهکهای گرینستون - پکستون تشکیل شده است. مقدار ضخامت کل این زون ۸۶ متر است. تخلخل این زون در حدود ۱۱ درصد می باشد. مقادیر اشباع آب و نسبت ضخامت خالص به ناخالص آن به ترتیب ۳۲ درصد و ۰/۱۴ می باشد. در شکل ۱-۵ لیتولوژی سازند ایلام و سروک، لاگهای معمولی، زونهای مخزنی و نفت اشباع شدگی آنها نمایش داده شده است.



شکل ۵-۱: ستون لیتولوژی، لاگهای معمولی و نفت اشباع شدگی در چاه مورد مطالعه.

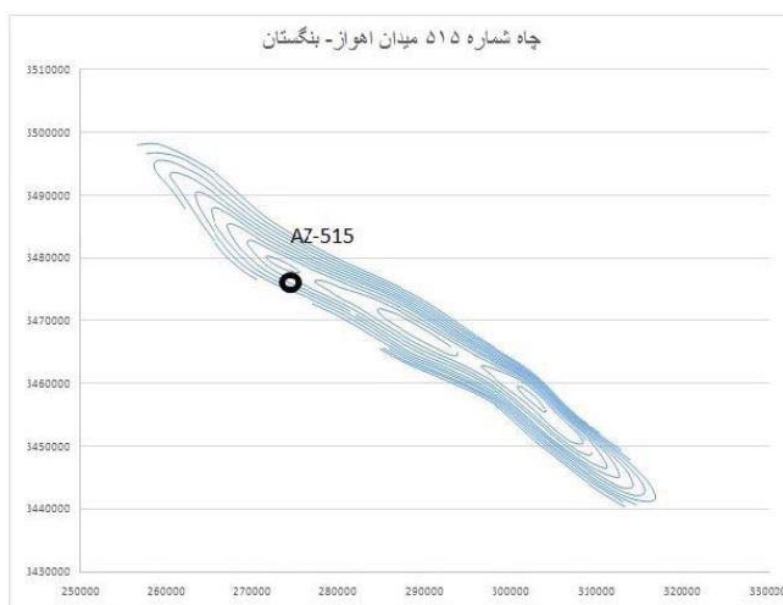
۷-۱- معرفی و مشخصات چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز

چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز یک چاه تولیدی می باشد که هدف از حفاری این چاه توسعه یال جنوبی مخزن بنگستان اهواز و تامین نفت مورد نیاز واحد بهره برداری این میدان می باشد. همچنین این چاه به عنوان کاندید بررسی امکان عملیات شکافت هیدرولیکی در سازند سروک انتخاب شده است. موقعیت چاه از شرق: ۲۷۴۸۱۸ و شمال: ۳۴۷۶۷۳۱ و ارتفاع زمین از سطح دریا: ۱۷ متر و ارتفاع میزدوار از سطح دریا: ۲۵ متر می باشد. جدول ۳-۱ اطلاعات کلی چاه شامل اطلاعات جغرافیایی، چاه های مجاور و میزان انحراف چاه را نشان می دهد. بعلاوه در شکل ۶-۱ موقعیت چاه مورد مطالعه در میدان اهواز بر روی نقشه خطوط همتراز عمقی نشان داده شده و همچنین در شکل ۷-۱ شمای درونی چاه را نشان می دهد.

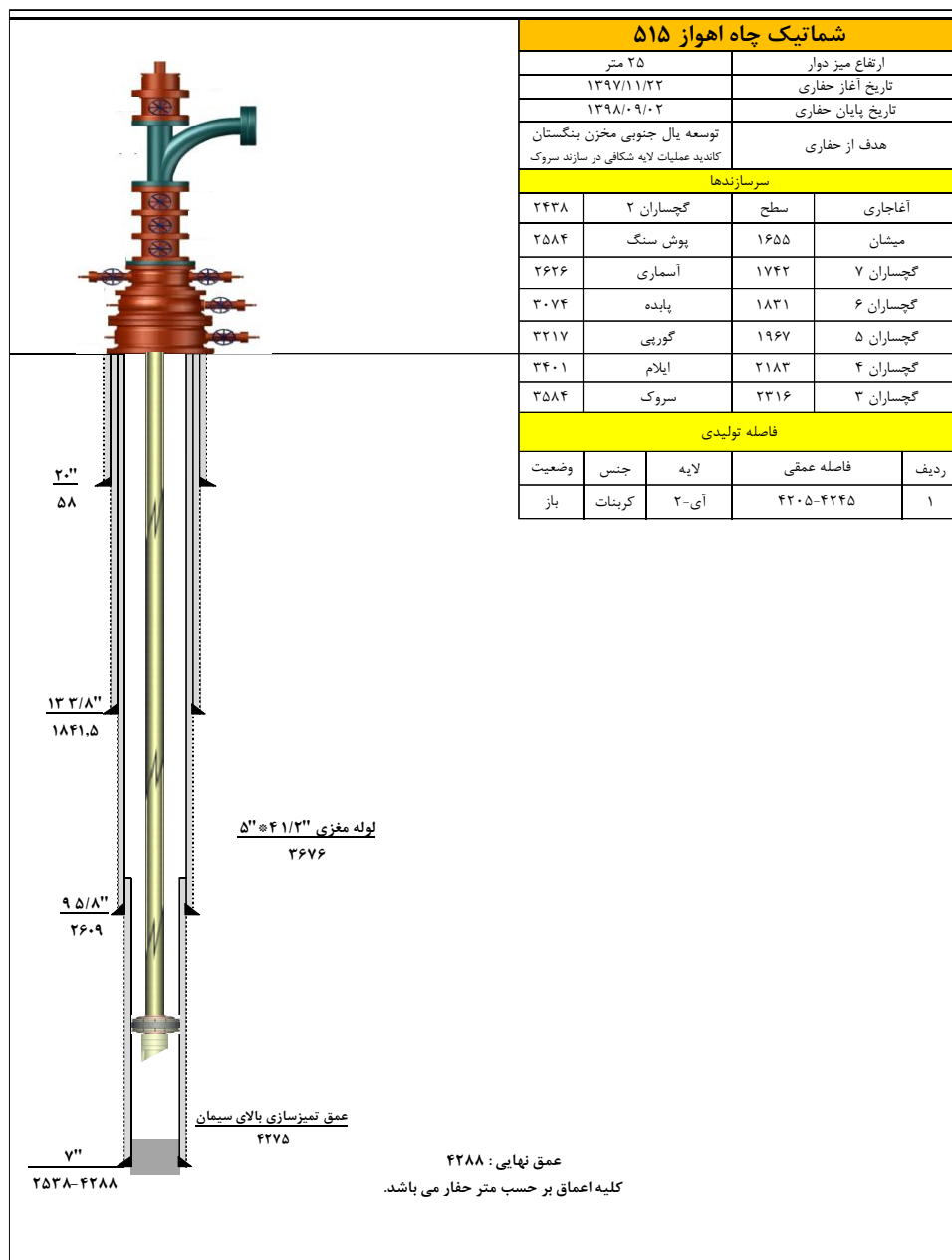
جدول ۳-۱: اطلاعات کلی چاه شماره ۵۱۵

۱	موقعیت جغرافیایی		غرب ۳۷۰ جنوب	
۲	مختصات جغرافیایی (متر)	Lambert	شمال	۱۰۵۰۴۳۱/۳۷
			شرق	۱۸۴۴۸۷۱/۵۷۸
		UTM	شمال	۳۴۷۶۷۳۱/۲۹۱
			شرق	۲۷۴۸۱۸/۰۵۴
۳	ارتفاع زمین از سطح دریا (متر)		۱۸/۷۰۴ متر	
۴	ارتفاع میز دوار از سطح دریا (متر)		۲۶/۱۷۴ متر	
۵	نام دکل		۶۶ فتح	
۶	چاه های مجاور		۴۸۰ و ۴۸۳ و ۴۴۲ و ۴۰۱	
۷	عمودی/انحرافی		عمودی	

۱۳/۸	حداکثر زاویه انحراف	۸
۸/۵	اندازه مته در حفره باز (اینچ)	۹
-	عمق kop متر حفاری	۱۰
-	فواصل مغزه گیری	۱۱



شکل ۱-۶: موقعیت چاه مورد مطالعه در میدان اهواز



شکل ۷-۱: شمای درونی چاه شماره ۵۱۵

۱-۷-۱- عمق سرسازندها

دکل حفاری در تاریخ ۱۳۹۷/۱۱/۲۲ شروع به کار کرده که در طی ۲۸۵ روز به عمق نهایی ۴۲۸۸ متری رسیده است. عمق سرسازندها در حفاری چاه شماره ۵۱۵ در جدول ۴-۱ ارائه شده است. در این چاه سازند هدف سروک

می باشد که سر سازند آن در عمق ۳۵۸۶ متری دیده شده است. در این بخش میدان سازند سروک در حدود ۷۰۰ متر ضخامت دارد.

جدول ۱-۴: عمق سر سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۵۱۵

عمق سرسازندها		سازند	عمق سرسازندها		سازند
واقعی	پیش بینی		واقعی	پیش بینی	
۲۴۳۸	۲۴۸۲	گچساران ۲	سطح	سطح	آغاچاری
۲۵۸۴	۲۵۹۰	پوش سنگ	۱۶۵۵	۱۶۳۸	میشان
۲۶۲۶	۲۶۳۱	آسماری	۱۷۴۲	۱۷۳۸	گچساران ۷
۳۰۷۴	۳۲۹۴	پابده	۱۸۳۱	۱۸۳۰	گچساران ۶
۳۲۱۷	۳۲۲۴	گورپی	۱۹۶۷	۱۹۶۵	گچساران ۵
۳۴۰۱	۳۴۱۳	ایلام	۲۱۸۳	۲۱۸۸	گچساران ۴
۳۵۸۴	۳۵۸۶	سروک	۲۳۱۶	۲۳۶۸	گچساران ۳

۱-۷-۲- وضعیت تکمیل چاه

با توجه به برنامه شکافت هیدرولیکی، لاینر ۷ اینچ تا انتهای بازه‌ی حفاری شده رانده شده و رشته تکمیلی ۴/۵ اینچ (فشار کاری ۱۰,۰۰۰ پام) در سازند کربناته ایلام تا عمق ۳۶۷۶ متری تکمیل شده است. لایه تولیدی این چاه در بازه ی ۴۲۰۵-۴۲۴۵ متری مشبک کاری شده است. داد های تولیدی و آزمایش چاه در دسترس نبوده لذا، طراحی عملیات بدون در نظر گرفتن وضعیت تولید چاه مذکور جهت مقایسه شرایط با قبل از طراحی در نظر گرفته شده است. با توجه به مطالعات ژئومکانیکی صورت گرفته تمامی زون تولیدی مشبک کاری شده به عنوان لایه کاندید برای انجام عملیات شکاف اسیدی در نظر گرفته شده است. لذا آنالیز داده های فشار منفذی در طول

بازه ی کاندید شده احتمال شکستگی در بازه ی ۴۱۹۵ تا ۴۲۴۵ متری پیش بینی می گردد. وضعیت سیمان پشت لوله جداری در بازه ی مشبک کاری شده خوب گزارش شده ولی اطلاعاتی از وضعیت فشار مچالگی و ترکیبگی^۲ لاینر ۷ اینچ در دسترس نمی باشد. همچنین مشخصات لوله جداری و آستری چاه مورد مطالعه در جدول ۵-۱ نشان داده شده است.

جدول ۵-۱: مشخصات لوله های جداری و آستری

اندازه (اینچ)	حداصل (متر حفار)	درجه	رزوه	وزن (پوند / فوت)
۲۰	۵۸- سطح	X-۵۲	BT S	۱۱۸
۱۳ ۳/۸	۴۵۳/۵- سطح	NK۹۵ T-	BT S	۷۲
۱۳ ۳/۸	۴۵۳/۵ - ۱۸۴۱/۵	N-80	BT S	۷۲
۹ ۵/۸	۱۳۸۶/۷- سطح	P-110	BT S	۴۷
۹ ۵/۸	۱۳۸۶/۱۹۳۸-۷/۲	N -80	BT S	۵۳/۵
۹ ۵/۸	۱۹۳۸/۲۶۰۹-۲	V- 150	BT S	۵۳/۵
۷	۴۲۸۸-۲۵۳۸	P-110	HS M-1	۳۵

^۲Collapse and Burst Pressure

مشخصات مشبک کاری چاه مذکور با گلوله های از نوع HSD^۳ و با قطر ۳,۳۷۵ اینچ و با فاصله^۴ $SPF=6$ در بازه ی ۴۲۰۵ - ۴۲۴۵ متری حفاری شده است (جدول ۱-۶). اطلاعاتی از وضعیت زاویه مشبک ها در دسترس نمی باشد. همچنین در شکل ۱-۸ شماتیک رشته تکمیلی چاه نیز نشان داده شده است.

جدول ۱-۶: مشخصات مشبک کاری چاه شماره ۵۱۵

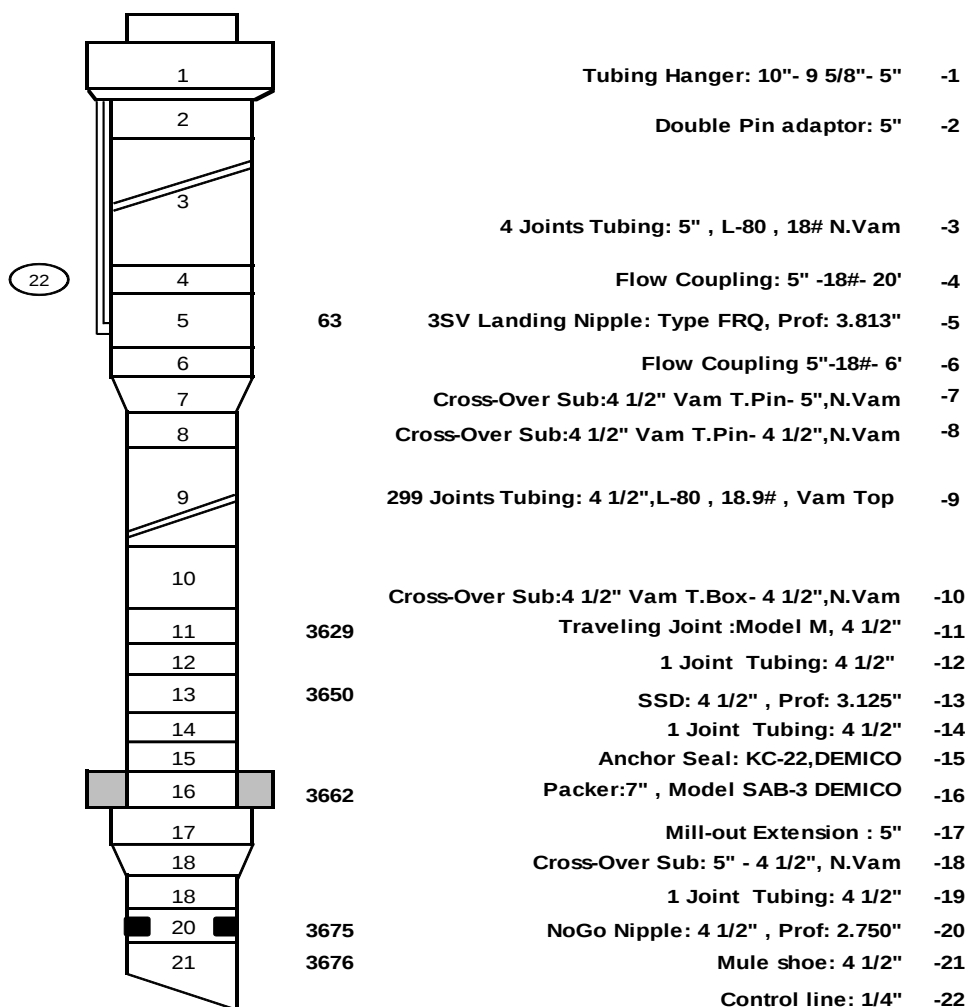
نوع گلوله	حداصل (فوت)	SPF	سایز (اینچ)
HSD	13,994- 14,127	6	3.375

^۳High Shot Density

^۴Shot per foot

^۵Phasing

AZ # 515 Tubing Sketch



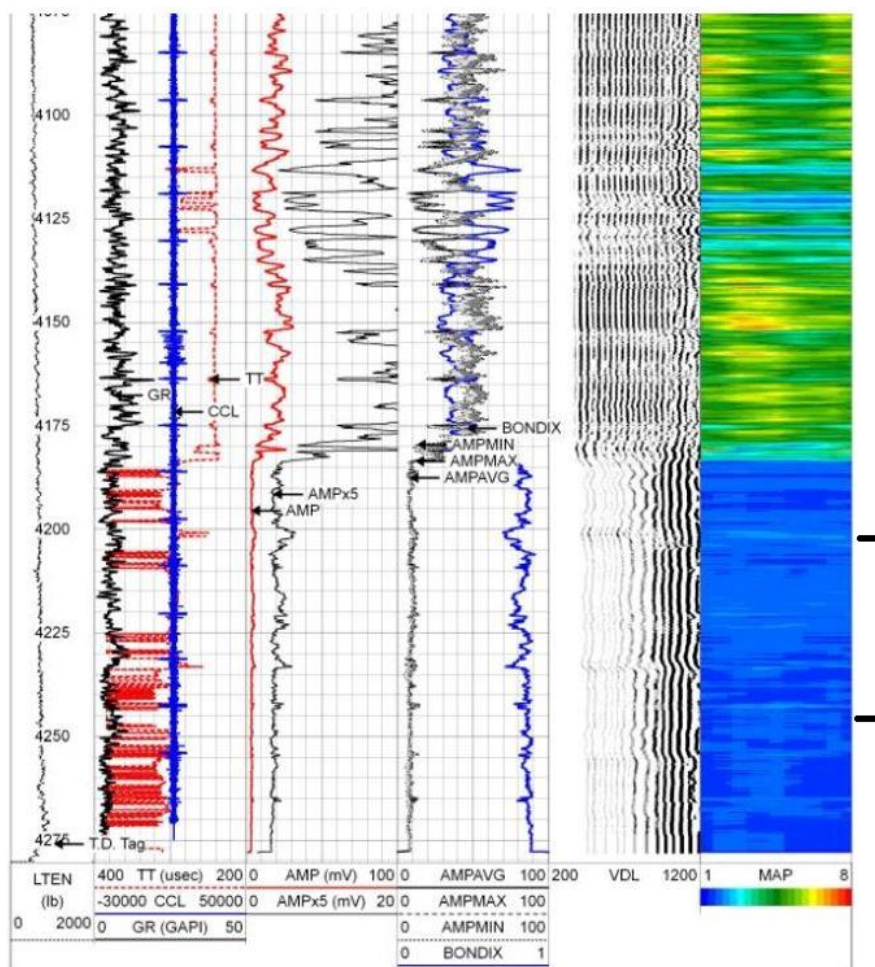
All Depths based on Driller Depth (m)

شکل ۸-۱: شماتیک رشته تکمیلی چاه مورد مطالعه

۳-۷-۱- سیمانکاری

مهمترین اهداف سیمانکاری لوله های جداری در چاه های نفت و گاز جداسازی لایه های تولیدی، جلوگیری از تولید سیال ناخواسته و پشتیبانی لوله ها و جلوگیری از خوردگی می باشد. عملیات سیمانکاری از عملیات رایج در حفاری و تکمیل چاه می باشد و لازم است میزان و چگونگی بندش سیمان در این عملیات مورد ارزیابی قرار گیرد. برای ارزیابی کیفیت بندش سیمان روش های مختلفی از جمله بررسی سیمان برگشتی و آزمایش خشکه فشار آله لوله جداری و مشاهده سیمان در خرده های حفاری می باشد. این روش ها نمی توانند به صورت کلی و دقیق کیفیت بندش سیمان را در پشت لوله جداری مشخص کنند، ولی دقیق ترین روشها شامل راندن نمودار CBL & VDL^۷ می باشد. این نمودارها جزء نمودارهای صوتی می باشند. در چاه مورد مطالعه نمودارهای ذکر شده نیز رانده شده است که نتایج آن در شکل ۹-۱ نشان داده شده است. بر روی نمودار VDL هر قسمت که خطوط مشکی اعوجاج نداشته باشد به معنا بندش کم سیمان می باشد و هر محدوده که نوارهای مشکی (دامنه مثبت) و سفید (دامنه منفی) دارای اعوجاج باشند بندش خوب سیمان را نشان می دهد که در لایه هدف همانطور که در شکل ۹-۱ نشان داده شده است بندش سیمان قابل قبول می باشد.

^۷Liner Lap Dry Pressure Test^۷Cement Bound Log & Variable Density Log



شکل ۹-۱: وضعیت سیمانکاری در چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز. زون هدف نسبتاً وضعیت سیمانکاری قابل قبولی دارد.

۸-۱- داده های مورد نیاز

در طراحی یک عملیات شکافت هیدرولیکی نیازمند داده در بخش زمین شناسی، پتروفیزیک، ژئومکانیک، مخزن و تکمیل چاه می باشیم. در بخش زمین شناسی تعیین درصد کانی های رسی، کلسیت و دولومیت بعلاوه مطالعه شکستگی ها طبیعی از اهمیت بسیاری برخوردار است. همچنین در بخش پتروفیزیک به داده های تخلخل، تراوایی و آب اشباع شدگی نیاز است. در بخش ژئومکانیک به داده های لاگها و در صورت امکان نمونه مغزه به منظور تعیین پارامترهای مکانیک سنگی لازم می باشد. در بخش مخزن و تکمیل چاه مهمترین داده های مورد نیاز شامل

فشار استاتیک مخزن، نتایج آزمون چاه، وضعیت مشبک‌کاری، داده دما و فشار سیال^۱، لاگ‌های تولیدی و خصوصیات لوله جدار می باشد. داده های مورد نیاز برای طراحی شکافت هیدرولیکی در یک چاه در شکل ۱-۱۰ ذکر شده است. البته اگر داده های آزمون چاه، تاریخچه تولید چاه و داده های دما و فشار سیال در دسترس بود، پیش بینی تولید پس از عملیات شکافت هیدرولیکی در چاه انجام می شد.

^۱PVT Data

Geological Data	• Percent of Clay ✗ • Percent of Calcite and Dolomite ✓ • Natural Fracture Distribution ✗
Petrophysical Data	• Compressive wave velocity ✓ • Shear wave velocity ✓ • Density ✓ • Porosity ✓ • Image logs ✗
Geomechanical Data	• Uniaxial Compressive Strength test ✗ • Tri-axial compressive test ✗ • Fracture toughness test ✗ • Brazilian test ✗ • Waves velocity test ✗
Well Test Data	• MDT ✗ • RFT ✓ • XPT ✗ • LOT ✗ • XLOT ✗
Reservoir/Completion Data	• PVT and Well Test Data ✗ • PLT ✗ • Pressure Survey ✓ • Perforation Data ✓ • Tubing and liner burst/Collapse analysis & Annulus pressure history ✗

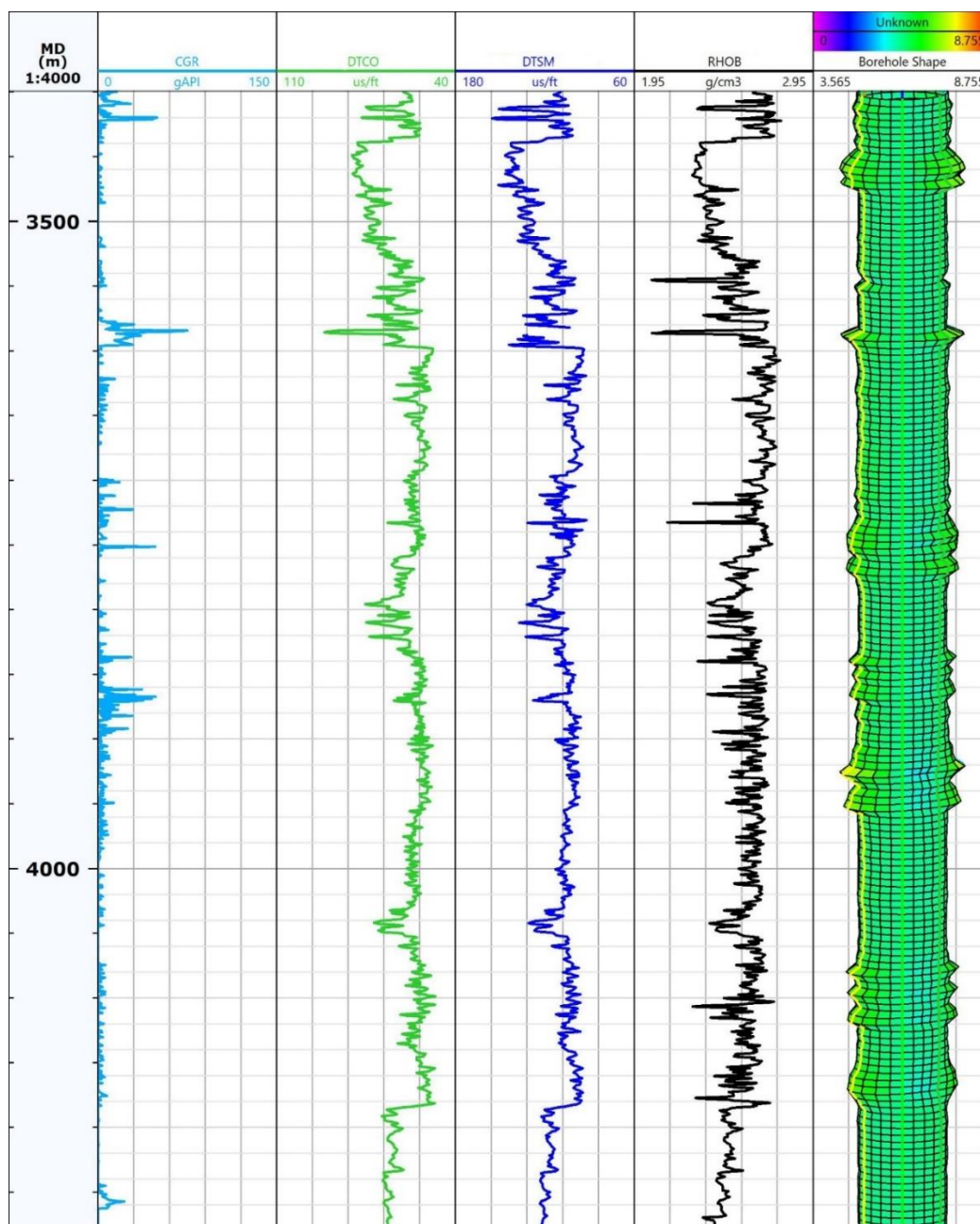
شکل ۱-۱۰: داده های مورد نیاز در طراحی شکافت هیدرولیکی. داده هایی که علامت تیک آبی دارد در طراحی شکافت هیدرولیکی چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز در دسترس بوده است.



فصل دوم: مدلسازی ژئومکانیکی

۱-۲- مقدمه

برای یک عملیات موفق شکافت هیدرولیکی علاوه بر تجهیزات سر چاهی مناسب و یکپارچگی ستون چاه، خصوصیات ژئومکانیکی زون های انتخاب شده برای عملیات شکافت هیدرولیکی بسیار حائز اهمیت می باشد. مدل ژئومکانیکی در واقع یک نمایش عددی از وضعیت تنشها و خواص مکانیکی سنگ برای یک برش خاص در یک چاه یا میدان یا حوضه است. تعیین این پارامترها عموماً از طریق اطلاعات حاصل از مغزه های حفاری و استفاده از داده های چاه نگاری امکان پذیر است که نمونه ای از لاگهای مهم جهت محاسبه پارامترهای مکانیک سنگی در شکل ۱-۲ نشان داده شده است. دقیق ترین روش جهت تعیین پارامترهای مکانیک سنگ انجام آزمایشات مکانیک سنگی بر روی نمونه های مغزه است. که به دلیل هزینه بر بودن و تعداد محدود نمونه ها، نمی تواند جهت مدلسازی پیوسته لایه های زیرسطحی استفاده شود. بنابراین، عموماً این پارامترها از طریق نگارهای چاه و کالیبراسیون آنها از طریق داده های مغزه تعیین می شوند. در واقع در طول این فرآیند، مطالعات ژئومکانیکی سازند انجام می شود که می تواند جهت بررسی پایداری چاه، تعیین تنش های برجا و اثرات آن بر روی لوله های جداری مورد استفاده قرار می گیرد. بعلاوه، یکی از مهمترین کاربردهای مدلسازی ژئومکانیکی استفاده از داده های آن در طراحی عملیات شکست هیدرولیکی و انتخاب چاه و لایه کاندید برای این عملیات می باشد. با آگاهی از عوامل تأثیرگذار بر طراحی شکافت هیدرولیکی، مطالعات ژئومکانیکی انجام می شود؛ بنابراین تعیین خواص ژئومکانیکی سنگ از قبیل تنشهای اصلی، مقاومت سنگ، چقرمگی شکست، فشار منفذی، فشار شکست، و ضرایب الاستیک برای طراحی شکست هیدرولیکی امری ضروری است.



شکل ۱-۲: مهمترین لاگهای مورد استفاده در محاسبه پارامترهای مکانیک سنگی

متداولترین نگارها که جهت تخمین پارامترهای الاستیک سنگ استفاده می شوند، نگارهای صوتی و چگالی می باشند. با در اختیار داشتن این داده ها و استفاده از روابط الاستیک سنگ می توان پارامترهای ژئومکانیکی لایه

های زیرسطحی را به صورت دینامیکی پیوسته محاسبه نمود (شکل ۱-۲). این پارامترها سپس از طریق روابط تجربی و داده های مغزه به پارامترهای استاتیکی تبدیل می شوند. داده هایی که در مطالعه چاه شماره ۵۱۵ استفاده شده است در جدول ۱-۲ نمایش داده شده اند. در این بخش با توجه به داده های در دسترس پارامترهای ژئومکانیکی لازم در طراحی شکافت هیدرولیکی و انتخاب زون بهینه برای انجام این عملیات پیشنهاد شده است.

جدول ۱-۲: داده های مورد استفاده در بخش ژئومکانیک

ردیف	نوع داده
۱	لاگهای معمولی چاه
۲	لاگ سرعت موج S و P
۳	داده فشار استاتیک مخزن
۴	داده تخلخل و تراوایی
۵	گزارش زمین شناسی
۶	گزارش لاگهای تصویری
۷	گزارش تکمیل چاه

۲-۲- پارامترهای الاستیک سنگ

مهمترین پارامترهای الاستیک سنگ که در مطالعات ژئومکانیکی کاربرد دارند، شامل مدول الاستیسیته، نسبت پواسون، مدول برشی و مدول حجمی هستند. مدول الاستیسیته و نسبت پواسون از طریق روابط زیر محاسبه شده اند.

$$v_{dyn} = \frac{1/2(\frac{\Delta ts}{\Delta tc})^2 - 1}{(\frac{\Delta ts}{\Delta tc})^2 - 1} \quad \text{رابطه ۱-۲}$$

$$E_{dyn} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad \text{رابطه ۲-۲}$$

در این روابط V_P و V_S به ترتیب سرعت موج فشاری و برشی بر حسب ft/s و چگالی (ρ) بر حسب gr/cm^3 و Δt_s و Δt_c به ترتیب زمان گذر امواج فشاری و برشی در سنگ بر حسب $\mu\text{s/ft}$ ورودی های اصلی برای محاسبه مدول الاستیسیته و نسبت پواسون هستند. با مشخص شدن مدول الاستیسیته و نسبت پواسون، سایر پارامترهای الاستیک مانند مدول برشی و حجمی را می توان با استفاده از روابط زیر بدست آورد.

$$E_{dyn} = \frac{E_{dyn}}{2(1+\nu)} \quad \text{رابطه ۲-۳}$$

$$K_{dyn} = \frac{E_{dyn}}{3(1-2\nu)} \quad \text{رابطه ۲-۴}$$

در این مطالعه برای محاسبه پارامترهای الاستیک سنگ از روابط فوق استفاده شده است. توجه به این نکته ضروری است که این روابط برای محاسبه مقادیر دینامیکی الاستیسیته سنگ استفاده می شوند مقادیر دینامیکی به دست آمده از این روابط نسبت به مقادیر استاتیکی که از آزمایش به دست می آیند مقدار بزرگتری را نشان می دهند. دلیل این تفاوت می تواند اختلاف دامنه کرنش تنش استاتیکی و موج صوتی باشد. همچنین ناهمگنی در بافت سنگ و نوع سیال اشباع کننده سنگ تاثیر اندکی بر مقدار این اختلاف دارند. لذا می بایست با معادلات مناسب، مقادیر استاتیک خصوصیات الاستیسیته را محاسبه نمود.

روابط تجربی فراوانی برای تبدیل مقادیر دینامیکی به استاتیکی در منابع وجود دارد. این روابط برای مناطق خاص، مطابق با لیتولوژی و شرایط منطقه تهیه شده است. تعدادی از این روابط که در مخازن کربناته و سنگ آهک

کاربرد دارد در جدول ۲-۲ آورده شده است. در این روابط E_{sta} و E_{dyn} مدول الاستیسیته استاتیکی و دینامیکی بر حسب GPa هستند.

جدول ۲-۲: روابط تجربی برای تعیین مدول الاستیسیته استاتیکی

رابطه	محل استفاده	مرجع
$E_{sta}=0.4145E_{dyn}-1.0593$	مخازن کربناته ایران	(Afsari et al. 2009)
$E_{sta}=0.018E_{dyn}^2+0.422$	سنگ آهک	(Fjaer et al. 2008)

در این تحقیق از رابطه ۵-۲ برای تبدیل مدول یانگ دینامیکی به استاتیکی استفاده شد. این رابطه از مطالعات آزمایشگاهی که شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب در این میدان انجام داده، به دست آمده است.

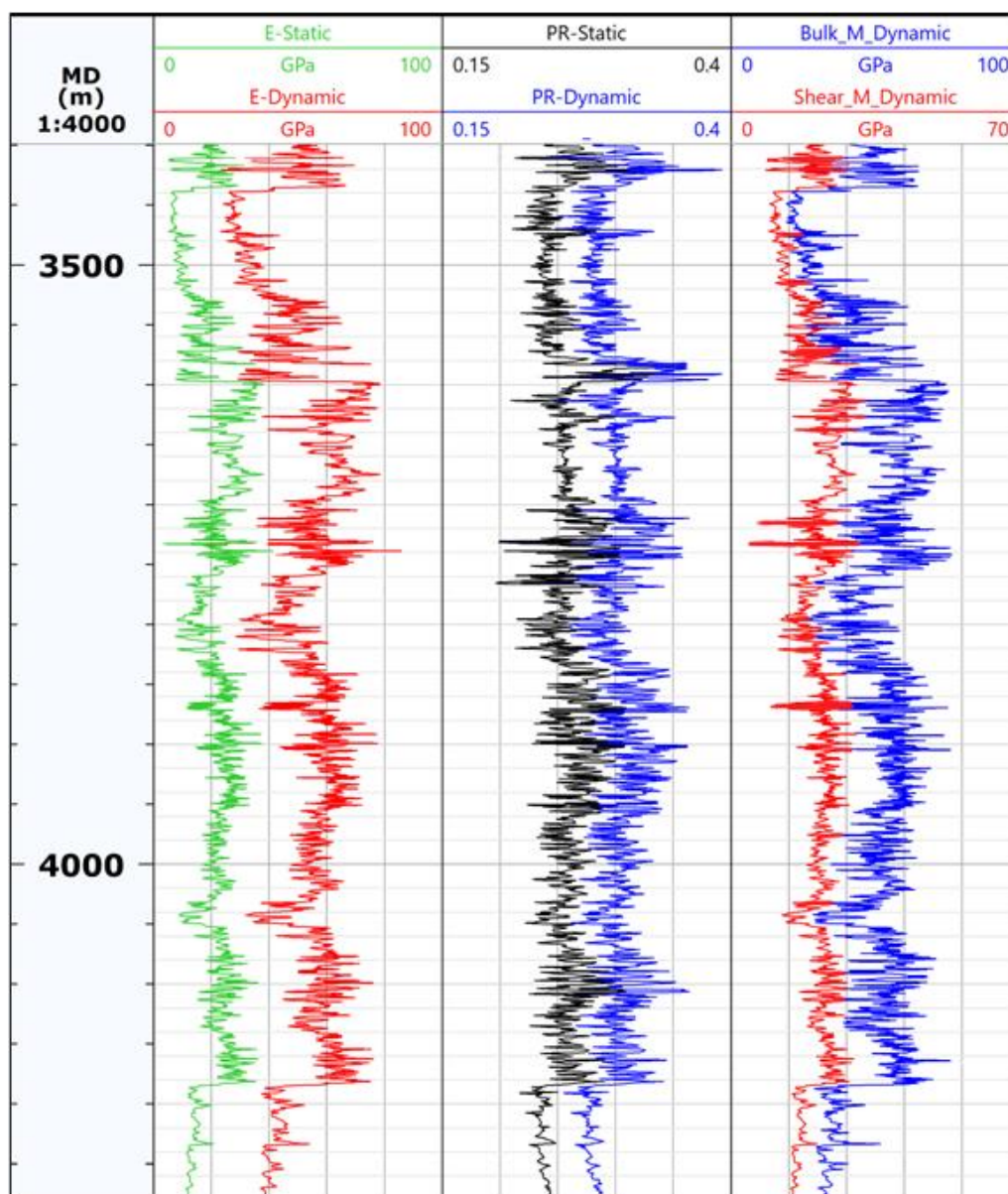
$$E_{sta} = 0.7E_{dyn} \quad \text{رابطه ۵-۲}$$

نسبت پواسون نیز از عوامل مهم در مدلسازی ژئومکانیکی می باشد که طبق تعریف، نسبت تغییرشکل عرضی به تغییرشکل طولی در اثر اعمال تنش به جسم است. در این مطالعه از رابطه ۶-۲ برای تبدیل نسبت پواسون دینامیکی به استاتیکی استفاده شده است.

$$\nu_{sta} = 0.7\nu_{dyn} \quad \text{رابطه ۶-۲}$$

پس از محاسبه مدول یانگ و نسبت پواسون استاتیک، با استفاده از روابط فوق الذکر می توان مدول برشی و مدول حجمی استاتیک را نیز محاسبه کرد. در شکل ۲-۲ می توان مقادیر محاسبه شده پارامترهای الاستیسیته دینامیکی و استاتیکی سنگ را در چاه شماره ۵۱۵ در سازندهای ایلام و سروک مشاهده کرد. ستون او از سمت چپ شامل عمق و ستون دوم مقادیر استاتیک و دینامیک مدول یانگ، ستون سوم بیانگر مقادیر نسبت پواسون و ستون چهارم مقادیر دینامیکی مدول حجمی و برشی می باشد. نتایج به دست آمده بیانگر کاهش خواص الاستیسیته

سنگ در نواحی شیلی می باشد. همانطور که ملاحظه می شود مقادیر استاتیکی و دینامیکی مدو لها در زون تولیدی (۴۱۸۷ تا ۴۲۴۲ متری) کمتر از سایر زونهاست.



شکل ۲-۲: تخمین مدول های الاستیک استاتیکی و دینامیکی در چاه مورد مطالعه

۳-۲- پارامترهای مقاومتی سنگ

این پارامترها شامل مقاومت فشاری تک محوره (UCS) مقاومت کششی (UTS)، و چسبندگی ذاتی (Cohesion) می باشند. در این مطالعه از این پارامترها به همراه یکسری پارامتر دیگر برای انتخاب زون کاندید مناسب استفاده می شوند. با استفاده از مغزه ها و انجام آزمایش می توان این پارامترها را محاسبه کرد. اما در صورت عدم وجود نتایج آزمایشگاهی می توان این پارامترها را از روابط تجربی و با استفاده از نگارهای مرتبط نیز تخمین زد. در ادامه روش تخمین هر یک از پارامترهای مذکور مورد بحث قرار گرفته و خواص مقاومتی سازندها در چاه شماره ۵۱۵ میدان مورد مطالعه تخمین زده شده اند.

برای تخمین مقاومت فشاری تک محوره روابط بسیاری وجود دارد که هرکدام از این روابط مطابق با شرایط سازندهایی که آزمایش روی مغزه آنها انجام شده توسعه داده شده اند. از آنجایی که این مطالعه در سازندهای کربناته صورت پذیرفته است، در ادامه تنها به برخی از روابط موجود برای سنگهای کربناته و مخازن کربناته اشاره گردیده است. در جدول ۳-۲ تعدادی از روابط موجود جهت تعیین مقاومت فشاری تک محوره برای مخازن کربناته آمده است. در این روابط V_p سرعت موج فشاری بر حسب ft/s و DT_c زمان گذر موج فشاری بر حسب $\mu s/ft$ مدول یانگ (E) الاستیک بر حسب GPa و UCS مقاومت فشاری تک محوره بر حسب MPa است.

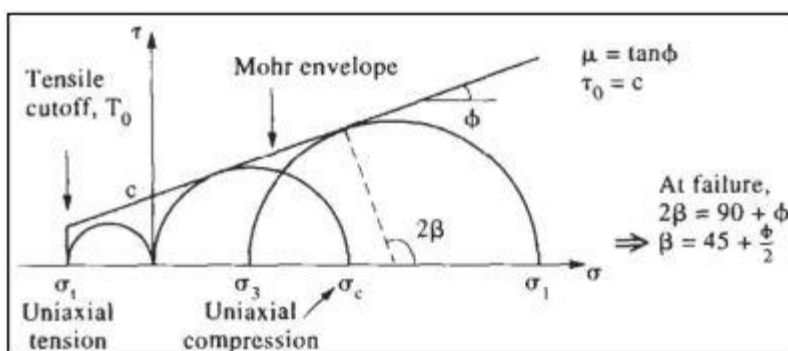
جدول ۳-۲: روابط تجربی جهت تعیین مقاومت فشاری تک محوره

رابطه	محل کاربرد	مرجع
$UCS = \frac{(\frac{7682}{DT_c})^2}{145}$	سنگ آهک و دولومیت	(Chang et al. 2006)
$UCS = 2.2E_{sta} + 7.3$	سازندهای کربناته	(پرهیزگار، ۱۳۹۳)
$UCS = 570.808e^{-0.031DT_c}$	سنگهای کربناته	(Amani et al. 2013)
$UCS = 4.1089E_{sta} + 2.28$	سنگهای کربناته	(Afsari et al. 2009)

در این مطالعه از رابطه پرهیزگار، ۱۳۹۳ که توسط شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب ارائه شده است، استفاده گردیده است. در این رابطه مدول یانگ استاتیک بر حسب GPa بوده و مقاومت فشاری تک محوره بر حسب MPa به دست می آید. در نهایت با به دست آمدن مقادیر مقاومت فشاری تک محوره، می توان مقادیر مقاومت کششی را به دست آورد. مقاومت کششی در اکثر سازندها معادل یکدهم مقاومت فشاری در نظر گرفته می شود. در برخی موارد مانند شکافهای موجود در سنگ، موجب شده مقاومت کششی برابر صفر در نظر گرفته می شود. برای محاسبه مقاومت کششی در این مطالعه از رابطه ۷-۲ استفاده است. در این رابطه phi مقدار تخلخل است.

$$\text{رابطه ۷-۲} \quad UTS = 45.08 \times 2.7118^{-0.098 \times \Phi}$$

آخرین پارامتر مقاومتی سنگ، چسبندگی می باشد که به عنوان **جزئی** از مقاومت برشی (**a component of shear strength**) سنگ در حالیکه تنش نرمالی بر روی آن اعمال نمی گردد، تعریف می شود (**Koken et al. 2024**). چسبندگی در واقع محل برخورد پوش گسیختگی معیار مور-کلمب با محور تنش برشی تعریف شده است (شکل ۳-۲).



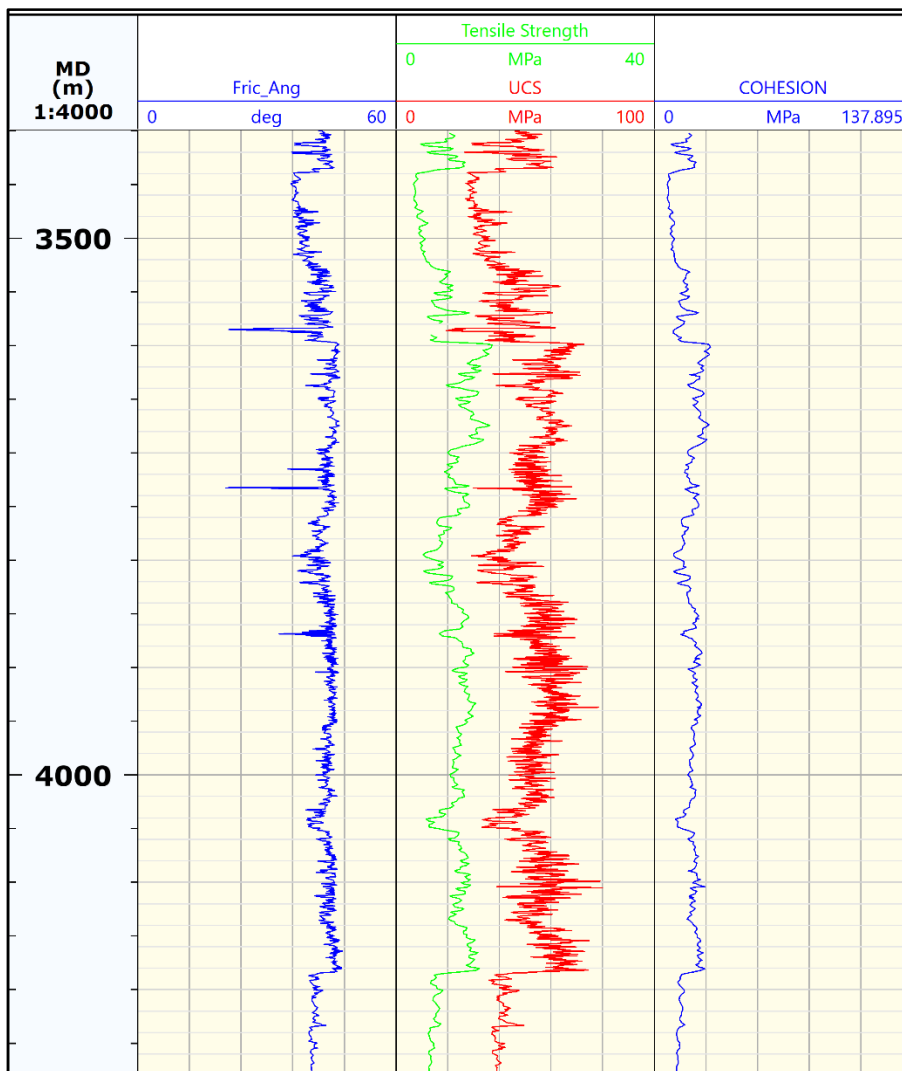
شکل ۳-۲: نمایش ضریب چسبندگی بر روی پوش گسیختگی مور-کولمب (Mohr 1900)

رابطه تجربی برای محاسبه مقدار چسبندگی با استفاده از پارامترهای پتروفیزیکی ارائه نشده است؛ اما با توجه به این که سایر پارامترهای مقاومتی سنگ با استفاده از روابط تجربی قابل محاسبه هستند، می توان با مراجعه به رابطه معیار مور-کولمب مقدار چسبندگی را نیز از رابطه زیر محاسبه کرد.

$$C = \frac{UCS(1-\sin\phi)}{2\cos\phi} \quad \text{رابطه ۲-۸}$$

اگرچه معیار مور-کولمب در محاسبه مقادیر چسبندگی به طور نسبتاً دقیقی عمل نمی کند، لذا به دلیل عدم وجود یک رابطه جهانی برای تعیین این پارامتر، به ناچار از رابطه بالا در این مطالعه استفاده گردید. هر مقدار چسبندگی سنگ بیشتر شود درصد افزایش کانی رسی در سنگهای رسوبی را نشان می دهد.

در شکل ۲-۴ می توان پارامترهای مقاومتی محاسبه شده در چاه شماره ۵۱۵ در سازندهای ایلام و سروک را مشاهده نمود. ستون او از سمت چپ شامل ستون اول عمق، ستون دوم مقادیر زاویه اصطکاک داخلی سنگ، ستون سوم مقادیر مقاومت کششی و مقاومت تراکمی تک محوره سنگ و ستون چهارم ضریب چسبندگی سنگ را نشان می دهد.



شکل ۴-۲: پارامترهای مقاومت سنگی محاسبه شده در چاه ۵۱۵.

۴-۲- فشار منفذی

فشار منفذی به فشار سیال موجود در فضای متخلخل سنگ گفته می شود که یکی از مهمترین پارامترها در جهت تخمین فشار منفذی با استفاده از داده های پتروفیزیکی وجود دارد. در این میان می توان به روش روند عادی ایتون و روش های ضمنی هولبروک اشاره نمود (Eaton 1975). رابطه ایتون با استفاده از زمان انتقال موج برشی و چگالی توده سنگ برای محاسبه گرادیان فشار منفذی استفاده می شود. مطالعات گذشته نشان داده با مقایسه

روش‌های مختلف محاسبه فشار منفذی، استفاده از گرادیان فشار سیالات دقیقترین راه برای تخمین فشار منفذی و ارزیابی مدل ژئومکانیکی است. ژانگ در سال ۲۰۱۱ به ارایه روابط گوناگون با استفاده از نگارهای پتروفیزیکی و اعتبارسنجی مطالعات با استفاده از نتایج آزمایش پرداخته است (Zhang 2011) و همچنین روابط متعددی ارائه کرده است. در این مطالعه برای تخمین فشار منفذی در چاه‌های مورد مطالعه از روش گرادیان سیال استفاده شده است. در این روش با در اختیار داشتن مقادیر فشار مبنا و گرادیان فشار آب، نفت و یا گاز از طریق رابطه زیر می‌توان فشار منفذی را محاسبه نمود.

$$P_2 = P_1 - \rho_f g (Z_2 - Z_1) \quad \text{رابطه ۲-۹}$$

در این رابطه P_1 فشار سیال سازند در عمق Z_1 و P_2 فشار سیال در عمق Z_2 و ρ_f چگالی سیال و g شتاب جاذبه زمین است.

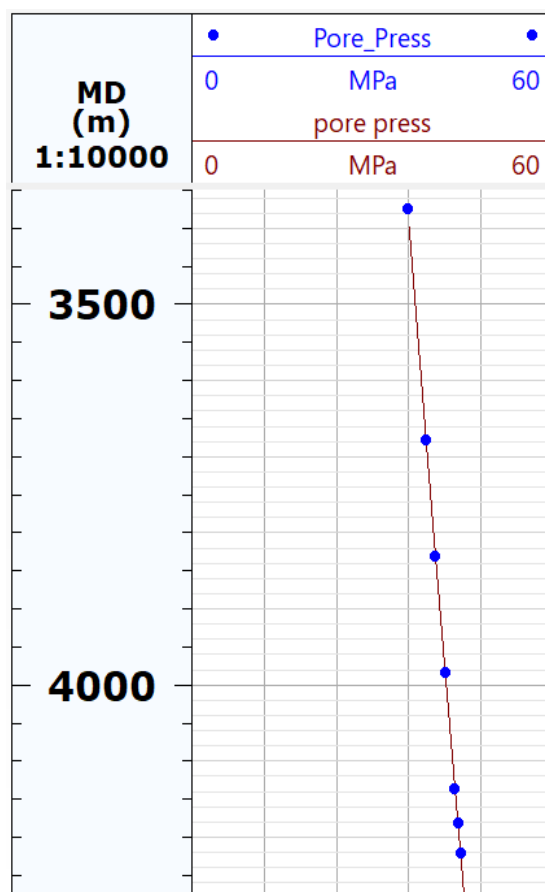
در جدول ۲-۴ مقادیر عمق و فشار مبنا در سازند ایلام و سروک نشان داده شده است. با استفاده از مقادیر این جدول و با استفاده از رابطه بالا فشار منفذی در چاه‌ها تخمین زده شده است. در این رابطه مقدار گرادیان نفت برابر با 0.35 psi/ft در نظر گرفته شده است. به علاوه مقادیر محاسبه شده با استفاده از نتایج به دست آمده از آزمایش^۹ RFT گزارش حفاری شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب کالیبره شده‌اند. در ادامه نتایج محاسبه فشار منفذی با این روش در شکل ۲-۵ نشان داده شده است.

جدول ۲-۴: مقادیر عمق و فشار مبنا در سازند ایلام و سروک

Depth (m)	Press (psi)
0	719.1936884
325.9146341	1219.024505

^۹Repeat Formation Test

630.7926829	1641.128386
935.6707317	2056.567262
1240.54878	2466.893005
1545.426829	2870.984208
1850.304878	3278.06385
2155.182927	3665.531104
2460.060976	4047.949561
2764.939024	4429.990327
3069.817073	4805.858803
3374.695122	5196.295671
3679.573171	5640.661849
3832.012195	5867.344533
3984.45122	6102.347928
4136.890244	6337.68647
4182.621951	6409.137965
4222.256098	6470.789193



شکل ۲-۵: فشار منفذی استاتیک و پیش بینی شده در چاه ۵۱۵.

۲-۵- وضعیت تنش های برجا

در تعریفی دقیق از تنش، تنش تانسوری است که چگالی نیروها را در تمام سطوح از هر نقطه دلخواه توصیف می کند (Hudson et al., 2003). دانستن نوع تغییرات تنش و خصوصیات مکانیکی سنگ، یک پارامتر کلیدی جهت توسعه میادین می باشد. در نواحی که از نظر زمین شناسی پیچیده هستند، مانند نواحی گسل دار و یا چین خورده، جمع آوری اطلاعات مربوط به ساختار زمین شناسی باعث می شود که درک بهتری برای رسیدن به اهداف ژئومکانیکی به وجود آید. برخی از مولفه های تنش در یک ساختار را می توان با اندازه گیری مستقیم به دست آورد؛ اما برخی دیگر را باید بر اساس روابط موجود تخمین زد. برای استفاده از تنش برجا در مدل ژئومکانیکی لازم است تا هم بزرگی و هم جهت تنشهای اصلی شامل تنش عمودی (σ_v) تنش اصلی افقی حداقل (σ_{hmin}) تنش اصلی افقی حداکثر (σ_{Hmax}) اندازه گیری شوند و جهت یکی از تنشهای افقی به منظور بررسی وضعیت تنش در اعماق زمین، شناسایی گردد.

در صورتیکه مقدار تنش عمودی از هر دو تنش افقی بیشتر باشد، رژیم تنش نرمال اتفاق می افتد. همچنین در صورتی که مقدار تنش افقی حداکثر از تنش عمودی بزرگتر باشد، صفحات گسل در امتداد یکدیگر لغزیده اما به بالا یا پایین جابجا نمی گردند و در این حالت رژیم تنش امتدادلغز خواهد بود. در نهایت چنانچه هر دو تنش افقی بزرگتر از تنش عمودی باشند، صفحات گسل در امتداد آزمون شیب گسل بر روی یکدیگر لغزیده و شرایط رژیم تنش معکوس را ایجاد می نمایند (Zoback et al., 2003). لذا تنش قائم، در شرایط گسل نرمال به عنوان تنش اصلی حداکثر، در شرایط گسل امتدادلغز به عنوان تنش اصلی متوسط، و در شرایط گسل معکوس به عنوان تنش اصلی حداقل در نظر گرفته می شود (جدول ۲-۵).

جدول ۲-۵: شرایط تکتونیکی مختلف با توجه به مقادیر تنش های اصلی

تنش			*
σ_3	σ_2	σ_1	شرایط
σ_{hmin}	σ_{Hmax}	σ_v	گسل نرمال
σ_{hmin}	σ_v	σ_{Hmax}	گسل امتداد لغز
σ_v	σ_{hmin}	σ_{Hmax}	گسل معکوس

عموماً در چاه دو نوع شکستگی دیده می شود، یکی شکستگی برشی است و دیگری شکستگی های کششی القایی ناشی از حفاری. این شکستگی ها را به راحتی می توان از نگارهای تصویری به دست آمده از چاه مشاهده نمود و از آنها برای تخمین بزرگی و راستای تنشها استفاده کرد. در زیرفصل جهت تنشهای افقی روش به دست آوردن مولفه های تنش و جهت تنشهای اصلی بررسی شده و سپس مقادیر تنشهای اصلی در چاههای ۴۸۸ و ۳۹۷ در میدان مورد مطالعه گزارش شده است.

۲-۵-۱- تنش عمودی

تنش عمودی در هر نقطه از چاه معادل وزن روباره می باشد که بر اساس نگار چگالی و با استفاده از انتگرال گیری دانسیته سنگ از سطح تا عمق مورد نظر مطابق رابطه زیر به دست می آید.

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z)g dz \cong \rho g z \quad \text{رابطه ۲-۱۰}$$

در این رابطه σ_v تنش عمودی، $\bar{\rho}$ چگالی متوسط، g ثابت گرانش و z عمق از سطح زمین است. در شکل ۲-۶ وضعیت تنش قائم در چاه مورد مطالعه نشان داده شده است.

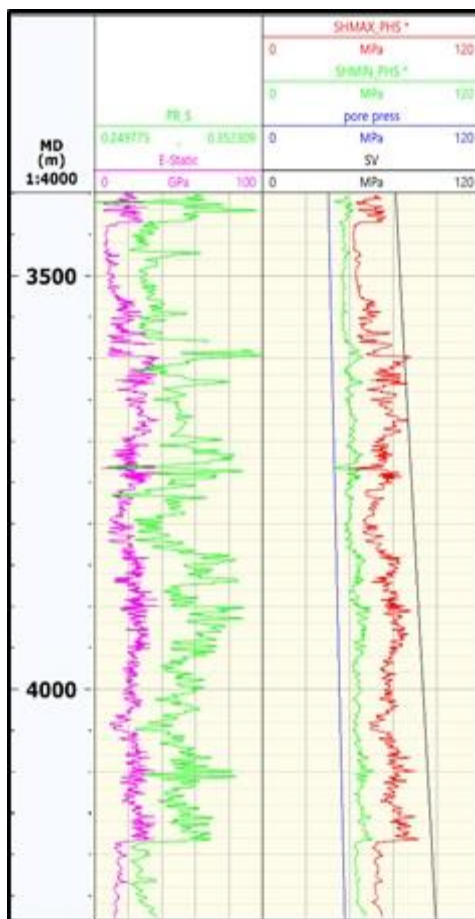
۲-۵-۲- تنش های افقی

برای تخمین مقادیر و جهت تنش های افقی در چاه قائم، روش های متعددی ارائه شده است. یکی از متداول ترین روش ها جهت اندازه گیری تنش برجا، استفاده از روش های شکست هیدرولیکی است. به عنوان مثال در آزمایش نشت، فشار تزریق معادل تنش اصلی حداقل در نظر گرفته می شود. در کنار روش های اندازه گیری برجا، روشهای تخمین تنش به دلیل کم هزینه بودن و سرعت در محاسبه مورد استقبال محققین قرار گرفته اند. یکی از روشهای متداول برای تخمین تنش های افقی استفاده از روابط پوروالاستیک است (Archer and Rasouli 2012):

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{(1-\nu^2)} (\epsilon_x + \nu \epsilon_y) \quad \text{رابطه ۱۱-۲}$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{(1-\nu^2)} (\epsilon_y + \nu \epsilon_x) \quad \text{رابطه ۱۲-۲}$$

در این روابط ν ضریب پواسون، α ضریب بایوت، P_p فشار منفذی و σ_v تنش عمودی بر حسب MPa مدول الاستیسیته استاتیک بر حسب GPa و ϵ_x ، ϵ_y به ترتیب کرنش تکتونیکی در جهت تنش افقی حداقل و حداکثر است. مقادیر تنش های افقی و قائم در چاه مورد مطالعه در شکل ۲-۶ نشان داده شده است. همانطور که ملاحظه می شود مقدار تنش افقی حداقل از عمق ۴۱۸۷ تا ۴۲۴۲ متری مقادیر آنها کاهش می یابد که یک زون بهینه برای کنترل شکاف می باشد.



شکل ۲-۶: مقادیر تنش های قائم و افقی در چاه مورد مطالعه. از عمق ۴۱۸۷ تا ۴۲۴۲ متری مقادیر تنش مینیمم افقی کاهش می یابد.

روش کار به منظور تخمین تنش با روابط فوق به اینگونه است که با جاگذاری تمام مقادیر به جز مقادیر مجهول کرنش های تکتونیکی، مقادیر تنش افقی حداقل و حداکثر بر حسب کرنش تکتونیکی به دست می آیند. با عددگذاری انتخابی برای مقادیر کرنش تکتونیکی، مقادیر تنش را آنقدر جابجا کرده تا با شرایط شکستگی های کششی و برشی ثبت شده در نگار کالیپر و گزارش حفاری تطابق داشته باشد. به همین منظور، می بایست برای پیش بینی وقوع شکست در دیواره چاه با وضعیت تنشهای پیشبینی شده، از معیارهایی برای وقوع شکست استفاده کرد.

۲-۶- جهت تنش های افقی

یکی از راه های تعیین جهت تنش های افقی، استفاده از شکستگی های برشی و کششی دیواره چاه است. شکستگی برشی دیواره چاه قائم در راستای تنش افقی حداقل اتفاق می افتد. همانطور که در شکل ۲-۷ نشان داده شده است، حفر یک چاه قائم باعث می شود تا مسیرهای تنش در جهت های موازی و عمود بر دیواره چاه دچار تغییر شده و در اطراف چاه تمرکز تنش ایجاد شود. این شکل وضعیت تنش اطراف چاه قائم را تحت شرایط بارگذاری دو محوره بر اساس معادلات کرش^۱ نشان می دهد. تنش فشاری در نواحی همگرا شدن خطوط تنش (راستای تنش افقی حداقل) بیشتر از نواحی واگرایی خطوط تنش (راستای تنش افقی حداکثر) است. لذا وقوع شکست برشی در راستای تنش افقی حداقل محتمل تر از راستای تنش افقی حداکثر است (Zoback, 2007).

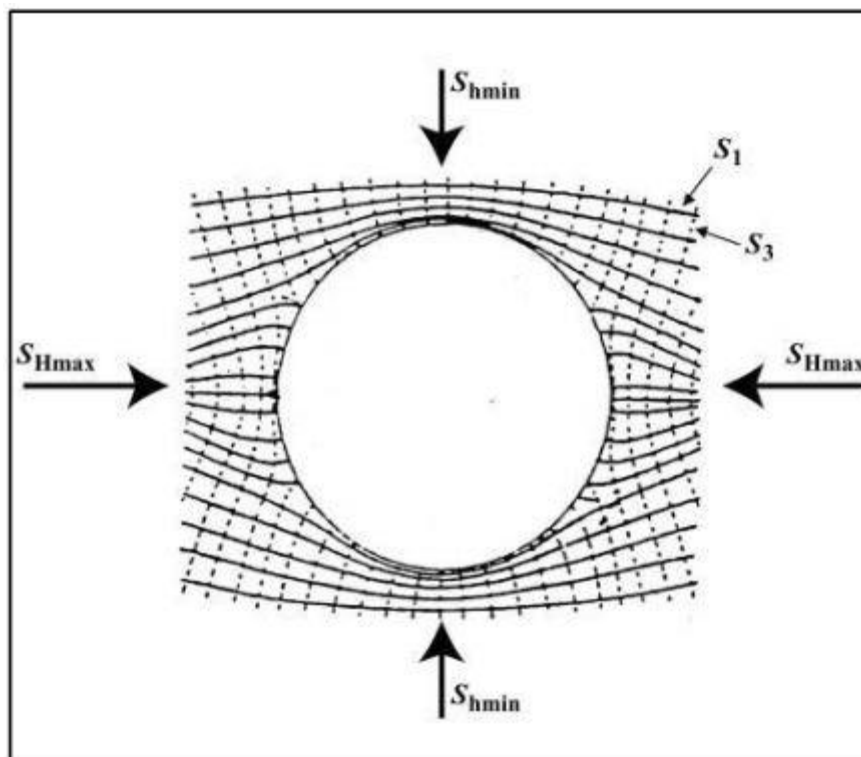
ابزارهای متفاوتی برای تعیین جهت تنشهای اصلی وجود دارد که در این میان نگارهای تصویری و کالیپر چند بازویی نقش به سزایی دارند. بهترین روش برای تشخیص شکستگی های چاه نگارهای تصویری هستند. این نگارها عمق بررسی بسیار پایینی دارند. در گل حفاری پایه آبی از FMI^۲ و در گلهای پایه روغنی از OBMI^۳ و UBI^۴ استفاده می شود، که به طور کلی OBMI برای تعیین شیب ساختاری و ساختارهای رسوبی و UBI برای تعیین شکستگی ها مناسب است (Tiab and Donaldson 2024).

^۱Krisch

^۲Full-bore Formation Micro Imager

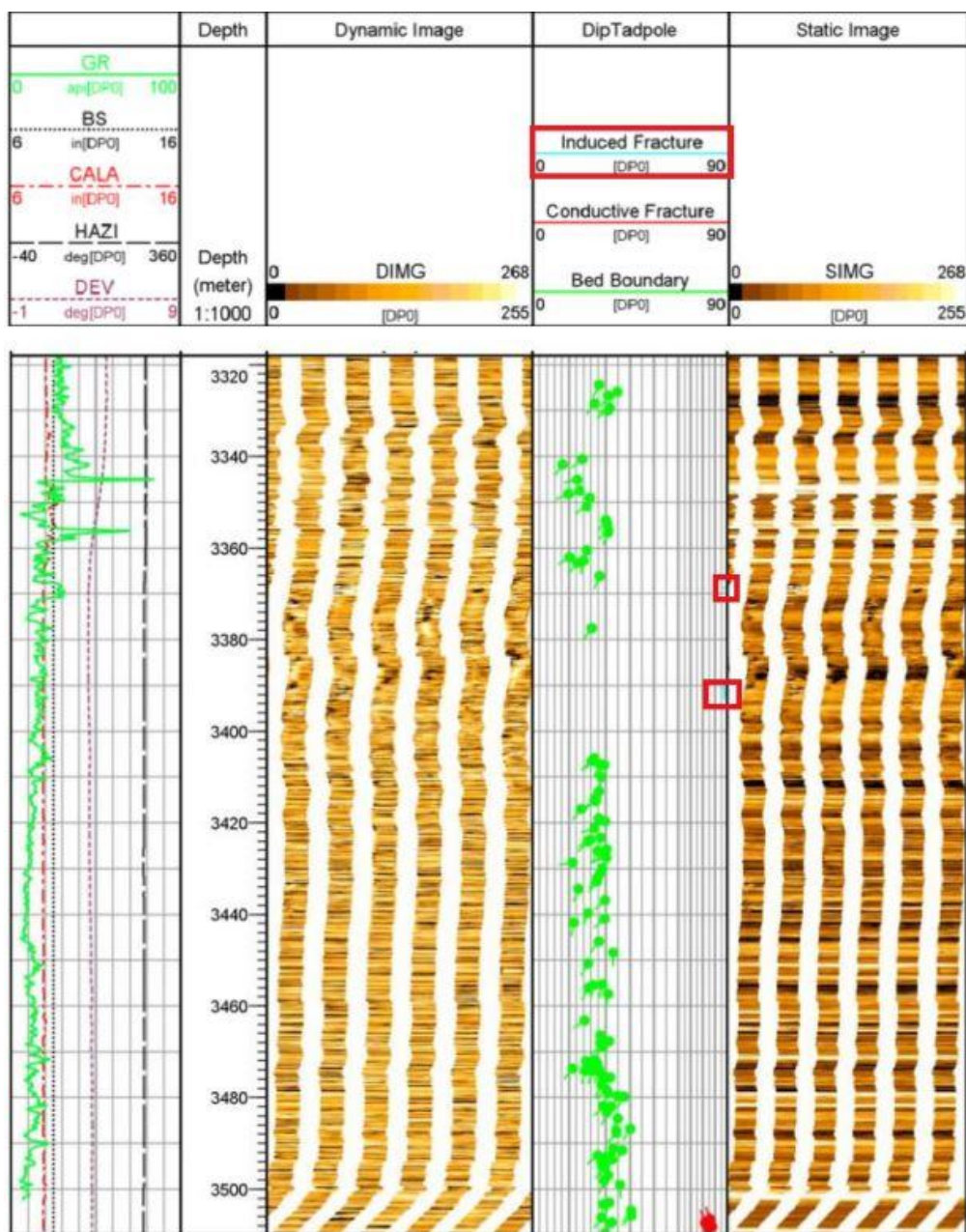
^۳Oil Base Mud Imager

^۴Ultrasonic Borehole Imager

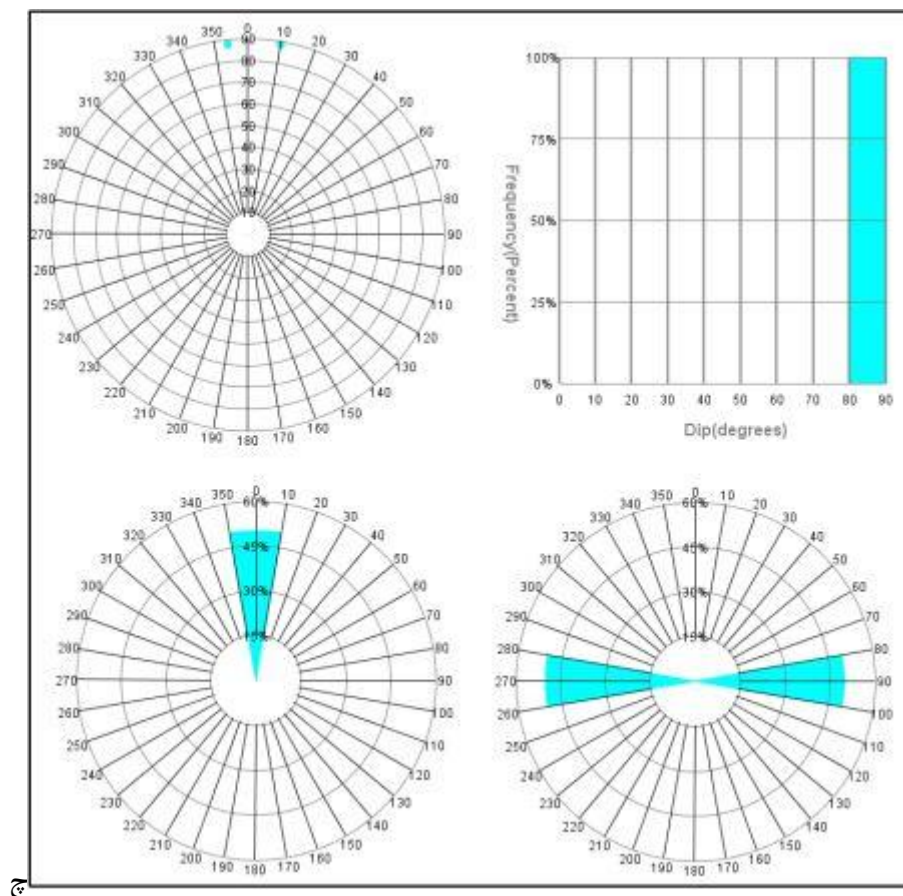


شکل ۲-۷: تنش های اصلی اطراف یک چاه قائم تحت شرایط تنش دو محوره بر اساس معادلات کرش (Zoback, 2007).

در چاه شماره ۴۸۸ میدان نگار تصویری OBMI موجود است. دو شکستگی القایی (شکستگی کششی) در اعماق ۳۳۶۹ تا ۳۳۹۳ متری مشاهده شد که در شکل ۲-۸ با مستطیل قرمز رنگ مشخص گردیده اند. همچنین اطلاعات این شکستگی ها نیز در شکل ۲-۹ نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می شود این صفحه شکستگی دارای شیب ۸۰ تا ۹۰ درجه، و آزیموت جهت شیب ۳۵۰ تا ۱۰ درجه (جهت شمال) و امتداد صفحه شکستگی آزیموت ۸۰ تا ۱۰۰ درجه دارد. بنابراین می توان نتیجه گیری کرد که در این چاه جهت تنش افقی حداکثر مطابق با امتداد شکستگی های القایی و به صورت شرقی-غربی است.

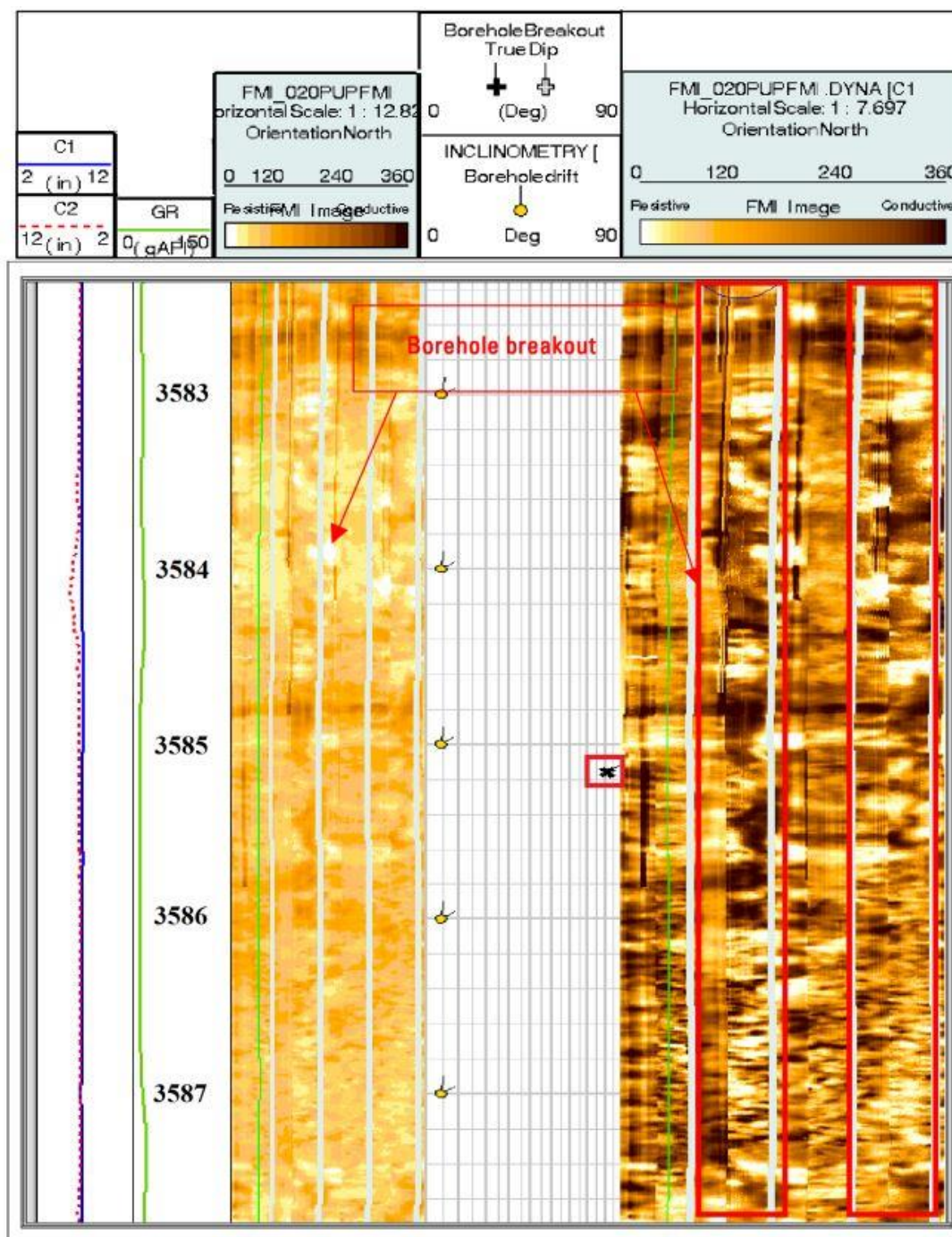


شکل ۲-۸: نمایش شکستگی های القایی در چاه (۴۸۸) گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، (۱۳۹۲)

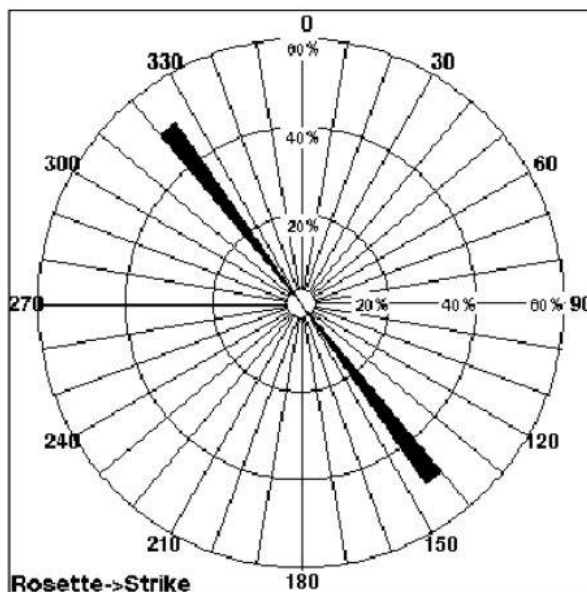


شکل ۲-۹: شیب صفحه شکستگی (بالا)، آزمون شیب (پایین سمت چپ) و امتداد شکستگی های القایی (پایین سمت راست) مشاهده شده در چاه (۴۸۸) گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، (۱۳۹۲)

در چاه شماره ۳۹۷ تصویری FMI مطابق شکل ۲-۱۰ در سازند سروک از عمق ۳۵۵۲ تا ۳۸۳۵ متری موجود است. همانطور که در این شکل مشاهده می شود در این چاه تنها یک شکستگی برشی مشخص در عمق ۳۵۸۵ متری رخ داده است. اطلاعات شکستگی برشی مشخص شده در عمق ۳۵۸۵ متری در شکل ۲-۱۱ نشان داده شده است. با توجه به این شکل امتداد این شکستگی N37W بوده که مطابق با جهت تنش افقی حداقل و امتداد کلی چین خوردگی های زاگرس است. با توجه به داده های چاه های اطراف می توان نتیجه گرفت که احتمالا جهت شکستگی حاصل از عملیات شکافت هیدرولیکی در چاه مورد مطالعه در راستای N 70-90 E خواهد بود.



شکل ۲-۱۰: نمایش شکستگی برشی در چاه شماره ۳۹۷ (گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۱۳۸۶)



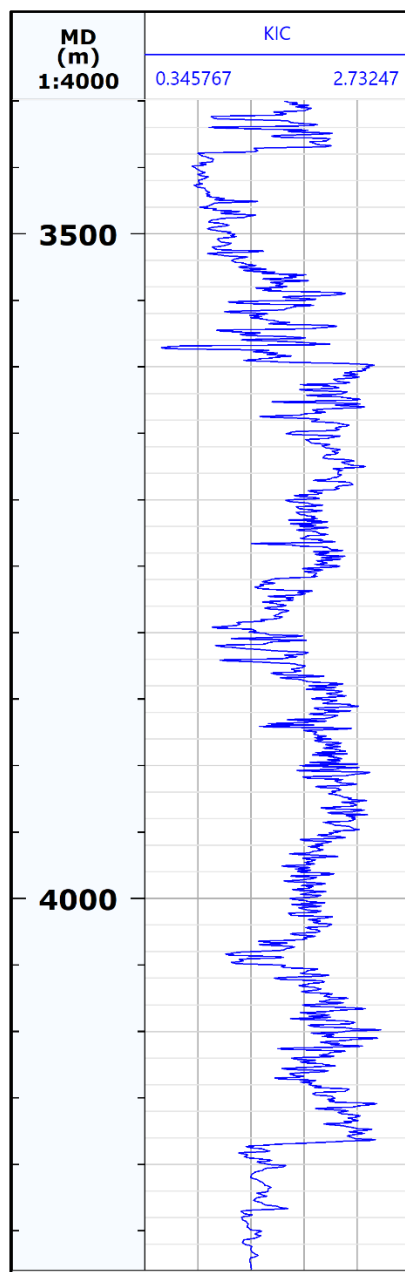
شکل ۱۱-۲: امتداد شکستگی برشی رخ داده در چاه شماره ۳۹۷ (گزارش شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۱۳۸۶)

۷-۲- چقرمگی شکست^{۱۴}

چقرمگی شکست توانایی مقاومت سنگ در برابر گسترش شکستگی، از شکستگی‌های قبلی در سنگ است. مقادیر بالای چقرمگی شکست نشان دهنده فشار بیشتر برای گسترش شکست در سنگ است و برعکس. چقرمگی هم یکی از پارامترهای مکانیک سنگی می‌باشد که در سنگهای رسوبی وابسته به فابریک و ترکیب سنگ می‌باشد. در طراحی شکاف هیدرولیکی پارامتر چقرمگی شکست اهمیت بالایی دارد زیرا گسترش شکاف را کنترل می‌کند. بعلاوه یکی از پارامترهای ورودی مدل طراحی شکاف می‌باشد. در این مطالعه مقدار چقرمگی شکست از رابطه زیر با استفاده از لاگ سرعت موج P بدست آمده است. مقادیر چقرمگی تخمین زده شده در چاه ۵۱۵ در شکل ۱۲-۲ نشان داده شده است.

$$K_{Ic} = -1.68 + (0.65 * V_p)$$

رابطه ۱۳-۲



شکل ۲-۱۲: چقرمگی شکست در چاه شماره ۵۱۵

۲-۸- تخمین فشار شکست

تجزیه و تحلیل فشار در بسیاری از هزاران مورد عملیات شکست هیدرولیکی نشان داده است که فشار ته چاهی (BHP) ثبت شده در طول تزریق مواد شکست از 0.4 تا $1/80$ پی اس آی بر فوت می باشد. فقط در چند عملیات شکست، گرادیان فشار در خارج از این محدوده بوده است، که آنها تقریباً همه در

عملیاتهای تجربی کم عمق بوده اند. گرادیان شکست از داده های عملیات ثبت شده و با رابطه زیر محاسبه می شود.

$$g_f = \frac{P_h - P_s + P_f}{D} \quad \text{رابطه ۲-۱۴}$$

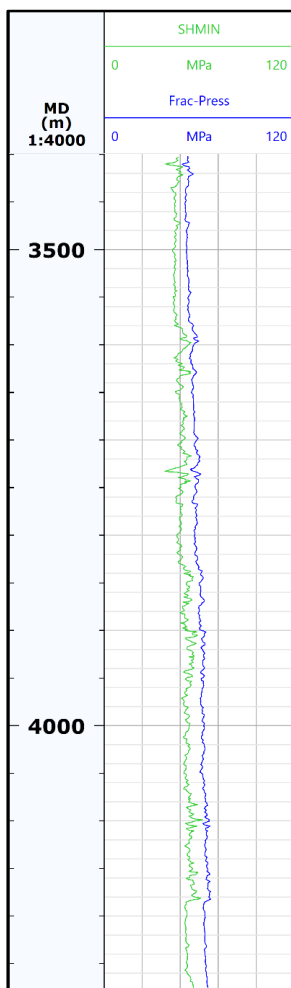
در این رابطه g_f گرادیان شکست، P_h مجموع فشار هیدرواستاتیک، P_s کل فشار عملیات های سطحی، P_s مجموع فشار از دست داده شده بر اثر اصطکاک و D عمق می باشد (Bunger et al., 2013).

تجزیه و تحلیل هزاران عملیات به علاوه کار تجربی در مخازن با گرادیان های شکست شناخته شده نشان می دهد که شکستگی های افقی آنها در مخازن با گرادیان شکست $\psi 0/1$ بر فوت یا کمتر ایجاد می شود. به طور کلی این حالت در چاه های کم عمق با عمق کمتر از ۲۰۰۰ فوت اتفاق می افتد. شکستگی عمودی در مخازن با گرادیان شکست $\psi 0/7$ یا بیشتر تولید می شود. با این گرادیان به طور معمول در چاه های عمیقتر از ۴۰۰۰ فوت مواجه می شوند. تعداد بسیار کمی از موارد کشف شده است که در آن گرادیان سازند در محدوده متوسط بین $\psi 0/1$ تا $\psi 0/7$ باشد. در نتیجه استفاده از گرادیان شکست برای پیش بینی گرایش کلی شکستگی تقریباً در هر مورد مفید می باشد (Bunger et al., 2013).

وقتی که یک سازند شکسته شده است، انتظار می رود که بیشترین فشار عملیاتی رخ دهد. فشار ته چاهی با فشار شکست P_{bd} برابر است و انتظار می رود که فشار سطحی به صورت زیر محاسبه شود.

$$P_{si} = P_{bd} - \Delta P_h + \Delta P_f \quad \text{رابطه ۲-۱۵}$$

که P_{si} فشار تزریقی سطحی، g_f فشار شکست سازند، ΔP_h افت فشار هیدرولیکی، ΔP_f افت فشار اصطکاکی است (Zoback, 2007). در این مطالعه گرادیان فشار شکست در شکل ۲-۱۳ نشان داده شده است، که در عمق ۴۱۸۵ تا ۴۲۴۰ متری محدوده با گرادیان فشار شکست کم می باشد.



شکل ۲-۱۳: فشار شکست سازند ایلام و سروک در چاه مورد مطالعه.

۲-۹- تعیین زون کاندید برای عملیات شکافت هیدرولیکی از نظر ژئومکانیکی

۲-۹-۱- استخراج زون های ژئومکانیکی

به منظور تحلیل بهتر چگونگی تغییرات پارامترهای ژئومکانیکی لازم است که چاه مورد مطالعه به زون های ژئومکانیکی تقسیم بندی شود. برای این منظور از روش های مختلفی استفاده می شود. روش خوشه بندی یکی از

بهترین روش‌های تعیین وزن در سازندهاست. در این مطالعه از روش خوشه بندی درختی برای تعیین وزن‌های ژئومکانیکی استفاده شده است.

۲-۹-۲- خوشه بندی درختی

در این مطالعه استخراج واحدهای ژئومکانیکی بر اساس روش خوشه بندی درختی کاهنده بر روی نمودارهای پیوسته مکانیک سنگی تعمیم یافته به کل چاه انجام گردیده است. روش خوشه بندی درختی داده‌ها را در گروه‌های مجزا تقسیم بندی می‌کند که داده‌های موجود در این گروه‌ها بیشترین شباهت را با همدیگر و بیشترین تفاوت را با داده‌های موجود در گروه‌های دیگر دارا می‌باشند. روش گفته شده در طی چهار مرحله به شرح زیر انجام می‌گیرد.

محاسبه شباهت بین هر دو زوج داده خاص: این شباهت بر اساس بردار فاصله محاسبه می‌گردد. برای این منظور الگوریتم‌های زیادی در کارهای گذشته پیشنهاد گردیده است که از میان آنها می‌توان به روش اقلیدوسی، اقلیدوسی استاندارد و منهتن اشاره کرد. معادله زیر روش اقلیدوسی را برای محاسبه فاصله بین دو زوج داده خاص نشان می‌دهد:

$$d_{rs} = \left\{ \sum_{j=1}^n |x_{rj} - x_{sj}|^2 \right\}^{\frac{1}{2}} \quad \text{رابطه ۲-۱۶}$$

که x_{sj} و x_{rj} به ترتیب مشاهده شماره j در خوشه r و s می‌باشند.

برقراری ارتباط میان اجزای مربوط به فواصل: در این مرحله لازم است تعیین شود که کدام یک از زوج‌های تشکیل شده باید در یک خوشه قرار گیرند. توابع مختلفی برای برقراری ارتباط بین داده‌ها و گروه‌بندی آنها وجود دارد، به طوریکه حداکثر فاصله بین اجزاء، حداقل فاصله، میانگین فاصله بین مرکز ثقل همه اجزای بردار می‌توانند در این تابع قرار گیرند.

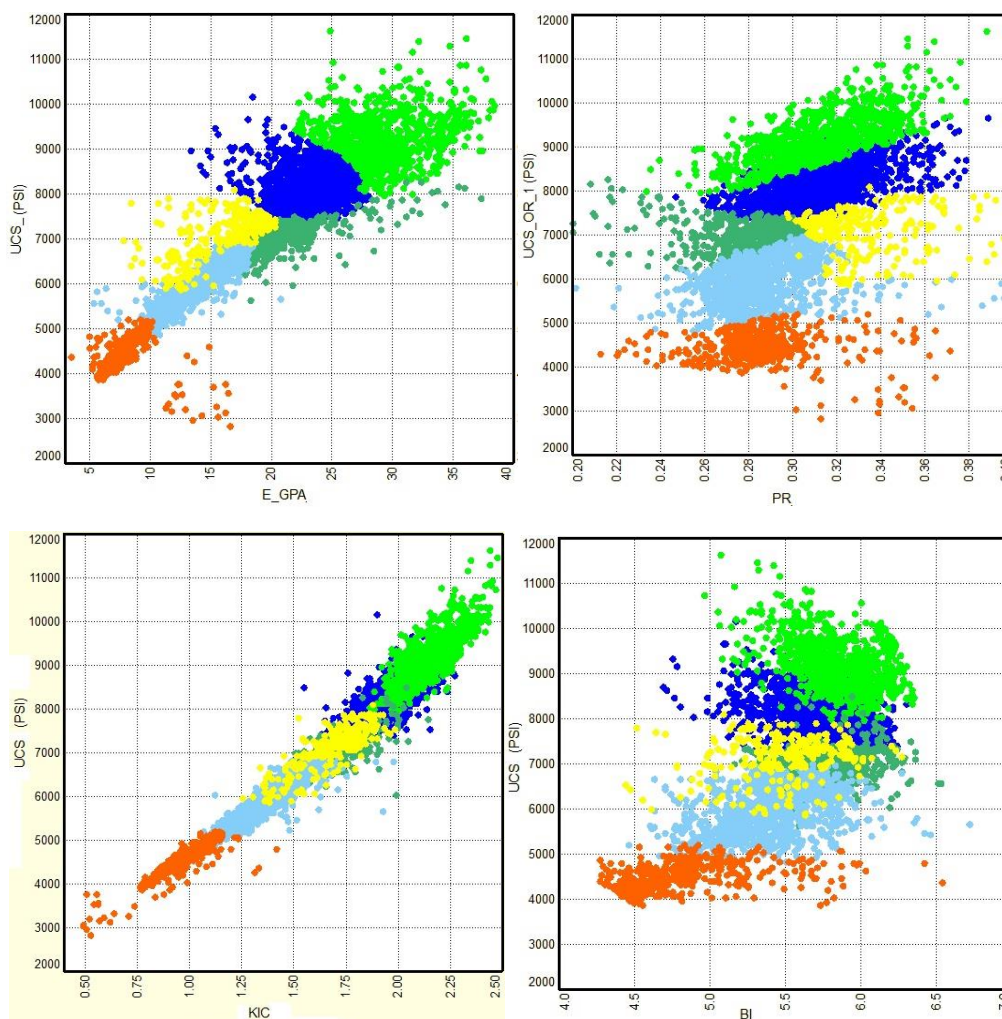
تشکیل درخت خوشه‌ایی (دندروگرام): در این مرحله با استفاده از اطلاعات حاصل از درجه ارتباط داده‌ها که آن‌ها را در گروه‌های مربوطه قرار می‌دهد، درخت خوشه‌ای تشکیل می‌شود. درخت خوشه‌ای متشکل از مجموعه خوشه‌های مختلف بوده، بطوریکه هریک از خوشه‌ها به یکدیگر مرتبط می‌باشند تا اینکه در تهات کل داده‌ها در یک خوشه قرار می‌گیرند. در این نوع درخت محور افقی شامل تعداد داده‌ها و محور عمودی مقادیری را نشان می‌دهد که خوشه‌های مختلف برای تشکیل خوشه‌های جدیدتر به یکدیگر می‌پیوندند.

تعیین حد برش و استخراج خوشه‌ها: در این مرحله از آنالیز خوشه‌ای درختی، پس از رسم درخت خوشه‌ها، می‌توان با تعریف یک سطح خاص به عنوان حد برش خوشه‌های دلخواه بزرگ یا کوچک را تعریف نمود. تعیین تعداد خوشه‌ها بسته به هدف مطالعه و داده‌های مورد نظر متفاوت بوده و می‌توان با توجه به نیاز، سطح مختلفی را تعیین کرده و در نتیجه خوشه‌بندی‌های متفاوتی را انجام داد.

۲-۹-۳- خوشه بندی و تعیین زون‌های ژئومکانیکی

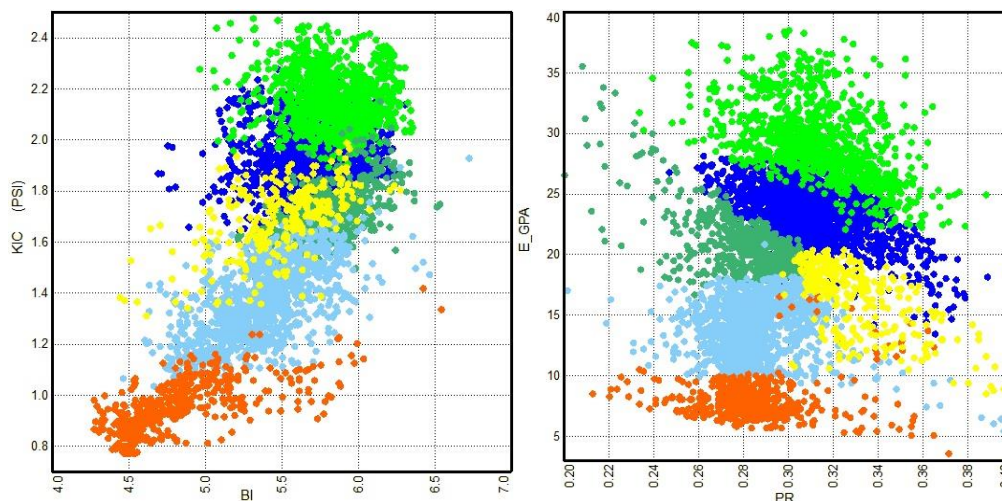
بعد از آماده کردن داده‌ها برای خوشه بندی، در مرحله بعد روش خوشه بندی درختی برای تعیین خوشه‌های بهینه استفاده شد. برای این منظور نمودارهای مقاومت تک محوره، مدول یانگ، چقرمگی شکست، اندیس شکنندگی، و ضریب پواسون به عنوان متغیرهای ورودی انتخاب گردیده است. شکل ۲-۱۴ متغیرهای ورودی خوشه بندی را نشان می‌دهد. به منظور خوشه بندی پارامتر اندیس شکنندگی (شکستگی) هم به سایر پارامترهای قبلی اضافه شد زیرا اندیس شکستگی یکی از پارامترهای رایج در مکانیک سنگ است که در شناسایی خصوصیات و امکان شکست در توده سنگ نقش دارد. روش‌های مختلفی برای محاسبه اندیس شکستگی در سنگ بر اساس مفاهیم متفاوت مانند ترکیب کانی شناسی، تنش درجا و پارامترهای مقاومت سنگ وجود دارد (Jin et al. 2014). بطور کلی سنگی که دارای شکستگی طبیعی می‌باشد و تحت فشار هیدرولیکی

راحتتر می‌شکند را شکننده^۵ و رفتار برعکس این حالت را شکل پذیر^۶ گویند (Nygard et al. 2006). اندیس شکستگی در سنگهای رسوبی وابسته به خصوصیات چگون ترکیب، بافت، محتوای آب و تخلخل می باشد. برای محاسبه اندیس شکستگی روابط بسیاری موجود است (Zhang et al. 2016) اما در این مطالعه از نسبت مدول یانگ به پوواسون استفاده شده است.



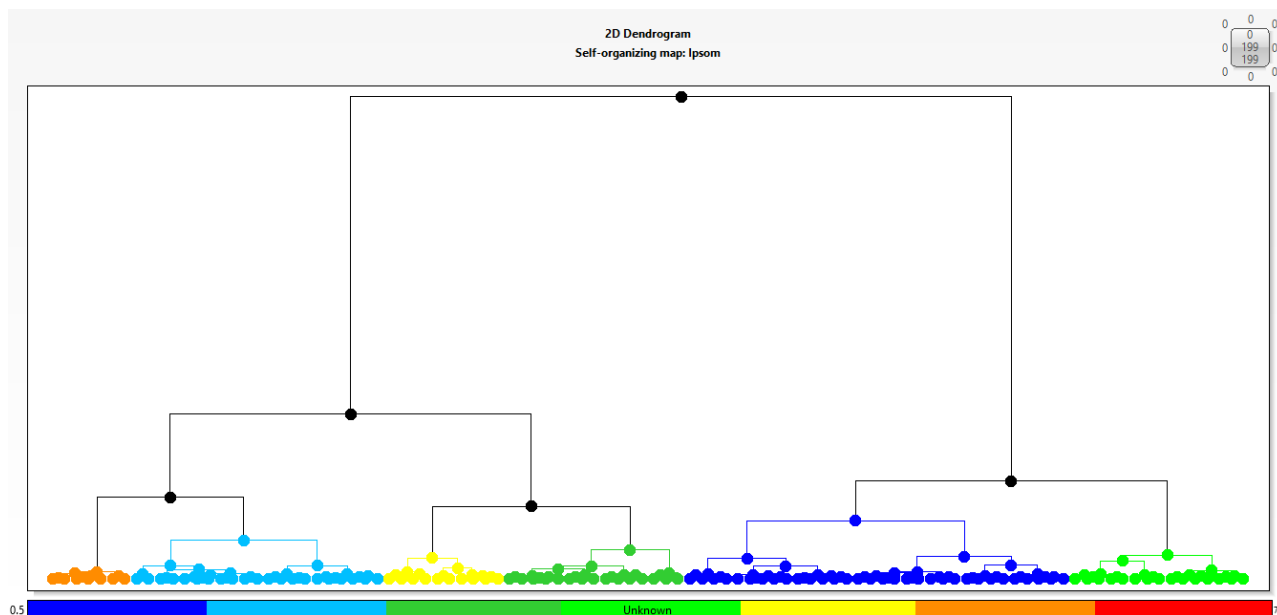
^۵Brittle

^۶Ductility



شکل ۲-۱۴: متغیرهای ورودی خوشه بندی و پلات دوبعدی آنها با همدیگر

بعد از انتخاب متغیرهای ورودی با استفاده از روش اقلیدوسی فاصله بین زوج داده‌ها با همدیگر محاسبه گردید. در مرحله بعد با استفاده از الگوریتم‌های مختلف و فاصله محاسبه شده بین زوج داده‌ها در مرحله قبلی، زوج‌ها به همدیگر ارتباط داده شدند. در ادامه درخت خوشه‌ای برای داده‌های مورد مطالعه چاه تهیه گردید (شکل ۲-۱۵). با استفاده از درخت خوشه‌ای، شماره تعداد گونه‌های سنگی بهینه مشخص گردید. شش خوشه به عنوان تعداد خوشه‌های بهینه انتخاب گردیده است. مرحله آخر خوشه بندی با تعیین حد برش و انتخاب تعداد خوشه‌ها (۶ خوشه بهینه در این مطالعه) انجام گرفت.



شکل ۲-۱۵: درخت خوشه‌ای برای متغیرهای انتخاب شده به عنوان ورودی تعیین گونه‌های سنگی در چاه مورد مطالعه

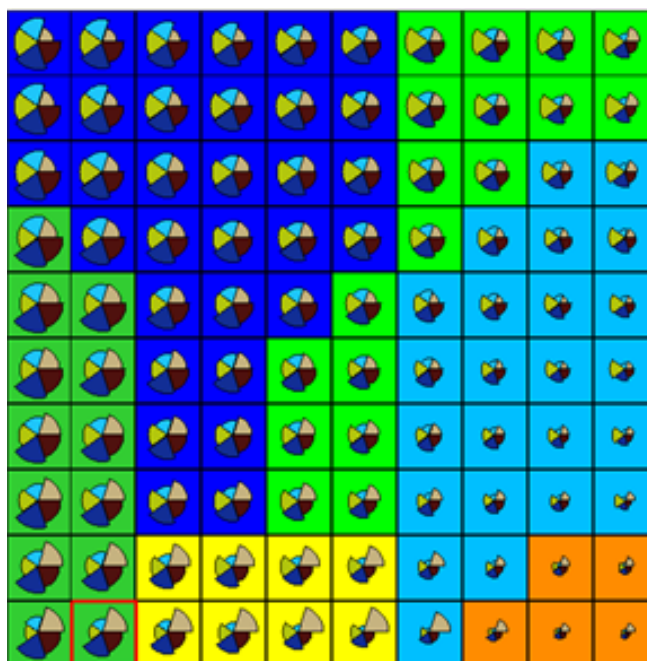
شکل ۲-۱۶ نقشه خود سازماندهی^{۱۷} خوشه‌ها را برای چهار پارامتر انتخابی برای خوشه بندی بر اساس رنگ‌های نشان داده شده در جدول ۲-۶ که در مقابل هر پارامتر وجود دارد را نشان می‌دهد. جدول ۲-۶ همچنین میانگین خصوصیات مکانیک سنگی را برای هر یک از خوشه‌های ژئومکانیکی را نشان می‌دهد که برای هر پارامتر از ۱ تا ۶ و رنگ‌های مختلف هر خوشه به تفکیک آورده شده است. در شکل ۲-۱۷ خوشه‌های ژئومکانیکی به همراه پارامترهای مکانیک سنگی استفاده شده، نشان داده شده است. بر اساس این خوشه بندی بازه مورد مطالعه به ۱۳ زون تقسیم شده است. زون‌های A، E، G و I ترکیبی از تمامی خوشه‌ها هستند. در صورتی که زون B با ضخامت تقریبی ۷۰ متر، به طور یکنواختی از خوشه ۶ و تا حدود بسیار کمی از خوشه ۲ تشکیل شده است و از آنجایی که این دو خوشه پایین‌ترین مقادیر پارامترهای مکانیک سنگی را دارا هستند می‌تواند به عنوان یک کاندید مد نظر قرار گیرد. از طرفی زون C همانند زون F و J و M عمدتاً از خوشه ۲ تشکیل شده است که

^{۱۷}Self organizing map

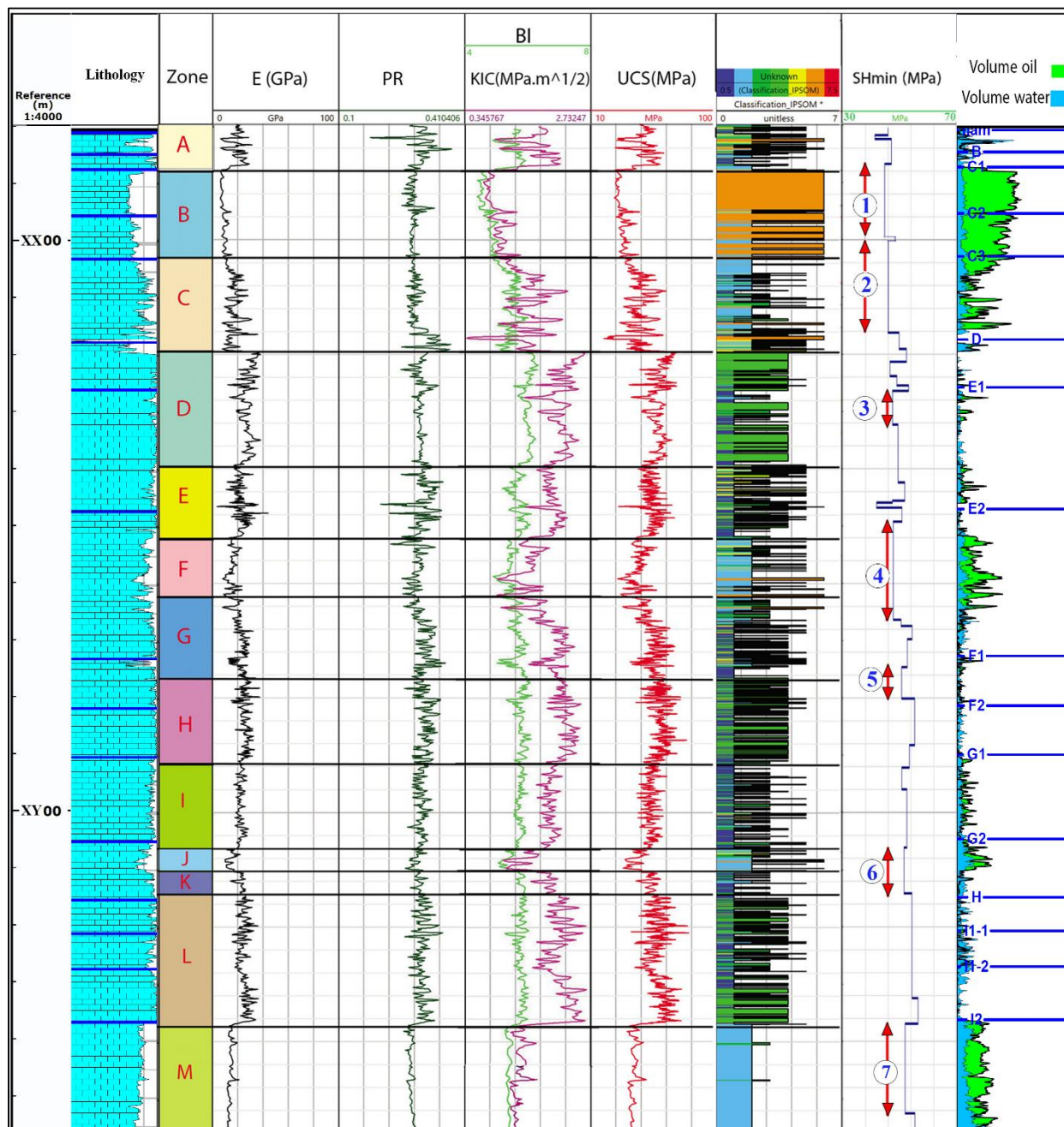
نشان دهنده میزان پایین مقادیر مکانیک سنگی در این زون‌ها است. همچنین زون‌های D، H و I عمدتاً از خوشه ۴ و ۱ تشکیل شده‌اند که بالاترین مقادیر پارامترهای مکانیک سنگی را از آن خود کرده‌اند. قرار گرفتن این زون‌ها در کنار زون‌های کاندید دیگر می‌تواند به عنوان یک سد در برابر رشد عمودی شکاف در چاه عمل کند.

جدول ۲-۶: پارامترهای مکانیک سنگی استفاده شده در خوشه بندی، میانگین هر پارامتر در خوشه‌های مختلف

Name	1	2	3	4	5	6
Color						
Poisson Ratio (Static)	0.3040	0.2848	0.3229	0.2972	0.3255	0.2842
Young's Modulus (Static)	25.56	13.61	25.12	18.87	15.87	8.31
BI	5.8580	5.3182	5.6060	5.7351	5.4563	4.7170
KIC	1.9793	1.3464	2.1409	1.6652	1.6732	0.9859
UCS	57.05	40.34	62.47	47.80	48.27	32.12



شکل ۲-۱۶: نقشه خود سازماندهی خوشه‌ها را برای چهار پارامتر انتخابی برای خوشه بندی

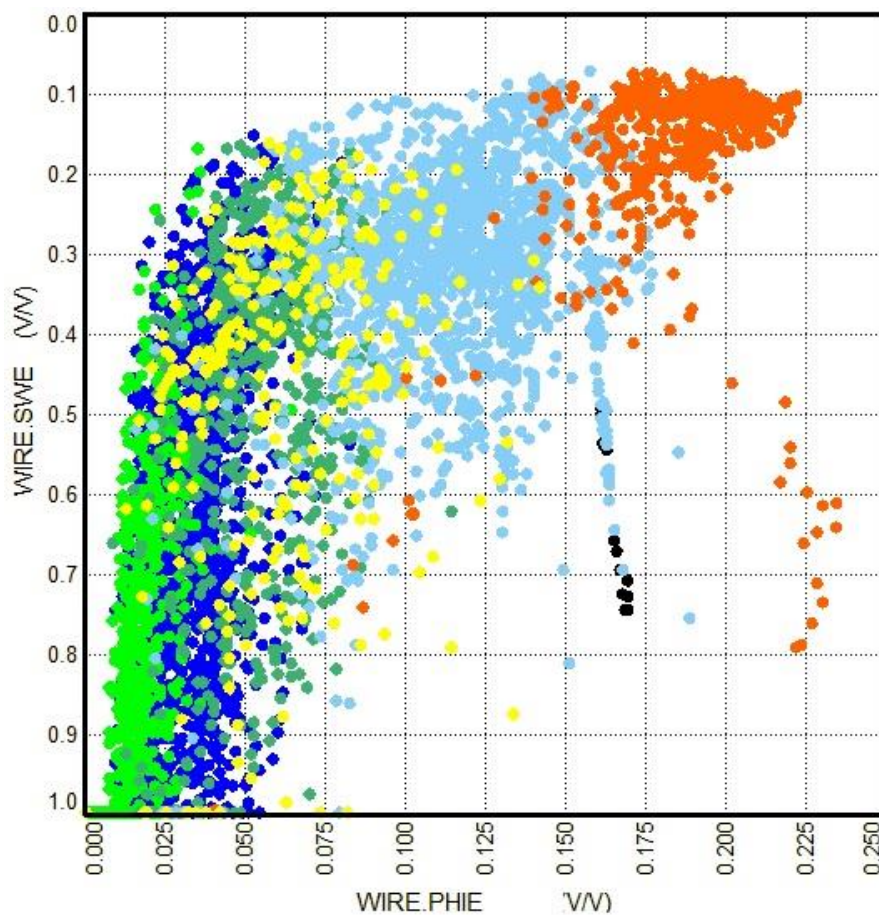


شکل ۲-۱۷: پارامترهای مکانیک سنگی استفاده شده برای خوشه بندی، خوشه‌ها، زون‌های تعیین شده و نمودار تنش افقی

مینیمم به صورت پیوسته

با توجه به اینکه یکی از اساسی ترین پارامترها در تعیین هندسه شکاف تنش افقی مینیمم می باشد، بایستی در نظر داشت در زون ها مشخص شده، هر زونی که برای شکافت هیدرولیکی کاندید باشد بایستی چگونگی تغییرات تنش در آن زون مورد بررسی قرار گیرد. ایده آل ترین حالت این است که یک زون با تنش کمتر در بین دو زون با تنش بیشتر قرار گرفته باشد (سد تنشی). این نواحی در تراک تنش افقی مینیمم در شکل ۲-۱۷ مشخص شده اند. در بخش پایینی زون A تنش کاهش یافته و این کاهش یک بازه عمقی ۳۲ متری را در زون B ایجاد می کند (بازه ۱ در شکل ۲-۱۷). با یک افزایش جزئی در تنش مجدداً یک ناحیه با اختلاف تنش در قسمت پایینی زون B و قسمت بالایی زون C ایجاد می شود (بازه ۲ در شکل ۲-۱۷). قسمت میانی زون D (بازه ۳ در شکل ۲-۱۷)، زون F و بالای زون G (بازه ۴ در شکل ۲-۱۷)، در زون J و K (بازه ۶ در شکل ۲-۱۷) و بالاخره زون M (بازه ۷ در شکل ۲-۱۷) که بسیار مساعدتر از موارد دیگر به نظر می رسد، مشاهده می شود.

در ادامه لیتولوژی و زون های مخزنی تعیین شده در مقابل زون های ژئومکانیکی آورده شده است (شکل ۲-۱۸). همانطور که مشاهده می شود در چندین زون مرزهای زون های مخزنی و ژئومکانیکی انطباق خوبی نشان می دهند. از میان زون های ژئومکانیکی تعیین شده، پارامترهای مخزنی نیز مورد بررسی قرار خواهد گرفت و زون های کاندید نهایی مشخص خواهد شد. نکته قابل توجه میزان اشباع آب و سیال هیدروکربنی است، که بایستی برای زون های کاندید در نظر گرفته شود. زون هایی که تولید طبیعی آنها از نظر اقتصادی بسیار قابل توجه است و همچنین زون هایی که اشباع آب آنها بالاست، از زون های کاندید حذف خواهند شد. با در نظر گرفتن این موضوع و با توجه به شکل ۲-۱۸ می توان نتیجه گرفت که کلاس های ۲، ۵ از لحاظ وضعیت تخلخل و اشباع شدگی آب مناسب هستند چرا که در خوشه ۶ تخلخل به صورت طبیعی بالاست و از ۱۵ درصد بیشتر است.



شکل ۲-۱۸: نمودار اشباع آب - تخلخل با لحاظ خوشه‌های تعیین شده

۲-۱۰- نتیجه گیری

در فاز دوم همین پروژه پارامترهای ضروری جهت غربالگری و انتخاب چاه و لایه مخزنی برای انجام عملیات شکافت هیدرولیکی معرفی گردید. همانطور که ذکر گردید، در کنار پارامترهای ژئومکانیکی و تنش های موجود، خصوصیات پتروفیزیکی از قبیل تخلخل، اشباع شدگی، تراوایی نیز جهت انتخاب زون مناسب مخزنی باید مورد بررسی قرار گیرد. اگر در یک بازه مخزنی تخلخل بالا (بالتر از ۱۸ درصد) وجود داشته باشد و تراوایی نیز بیشتر از ۱۰ میلی داری باشد زهکشی و تخلیه مخزن بصورت طبیعی اتفاق می افتد و دیگر نیازی به عملیات شکافت هیدرولیکی نخواهد داشت. از طرف دیگر، اگر میزان تخلخل کمتر از ۵ درصد باشد و تراوایی هم کمتر از ۱ میلی داری باشد میزان ذخیره مخزن در حدی نخواهد بود که عملیات را اقتصادی کند. بنابراین، کالبره کردن زون های مناسب از منظر مکانیک سنگی و تنشی با نتایج پتروفیزیکی، در این چاه نیز ضروری است.

از آنجایی که زون های کاندید بایستی از لحاظ اشباع شدگی آب و نفت مورد بررسی قرار گیرند در این بخش، زون های ژئومکانیکی مشخص شده در بخش قبل در مقابل اشباع شدگی آب و نفت قرار گرفته تا انتخاب بازه های کاندید امکانپذیر گردد. در مخزن مورد مطالعه زون های پتروفیزیکی (C1-C3, E2, G2, و I2) دارای اشباع هیدروکربنی قابل ملاحظه ای می باشند که این زون ها کاندید مناسبی از نگاه پتروفیزیکی هستند (شکل ۲-۱۷). زون ژئومکانیکی B معادل زون های مخزنی C1 و C2 دارای تخلخل بالا بوده (میانگین بالاتر از ۱۵ درصد) بوده و اشباع شدگی نفت بالایی دارد. با توجه به پارامترهای غربالگری، این زون ها می توانند در شرایط موجود به صورت طبیعی تخلیه شوند و نیازی به عملیات شکافت هیدرولیکی در این زون ها وجود ندارد. زون C3، معادل زون ژئومکانیکی C و زون تنشی ۲ نیز می تواند به عنوان یک کاندید برای شکافت هیدرولیکی در نظر گرفته شود. یکی دیگر از زون های دارای تخلخل و اشباع هیدروکربن مناسب زون F و بخش بالایی زون ژئومکانیکی G است که معادل زون مخزنی E2 هستند. این زون معادل زون تنشی شماره ۴ بوده و مناسب عملیات شکافت هیدرولیکی است. بازه بعدی بازه مخزنی G2 است که زون ژئومکانیکی J و K را تشکیل می

دهد و معادل زون تنش σ_6 است (شکل ۲-۱۷ تراک ۸). این زون نیز با ارزش پایینتر از زون بالایی مناسب عملیات شکافت هیدرولیکی است. بازه نهایی مناسب از نظر هیدروکربنی، زون مخزنی I_2 است. این زون معادل زون ژئومکانیکی M است که کل زون تنش σ_7 را به خود اختصاص می دهد. این زون از تمام جهت (خواص مکانیک سنگی، پایین بودن تنش افقی و مناسب بودن حجم ذخیره و اشباع شدگی) در اولویت اول از نظر عملیات شکافت هیدرولیکی قرار می گیرد.

فصل سوم: شبیه سازی شکاف اسیدی

چاه شماره ۵۱۵ اهواز با شبیه ساز سه بعدی FracPro

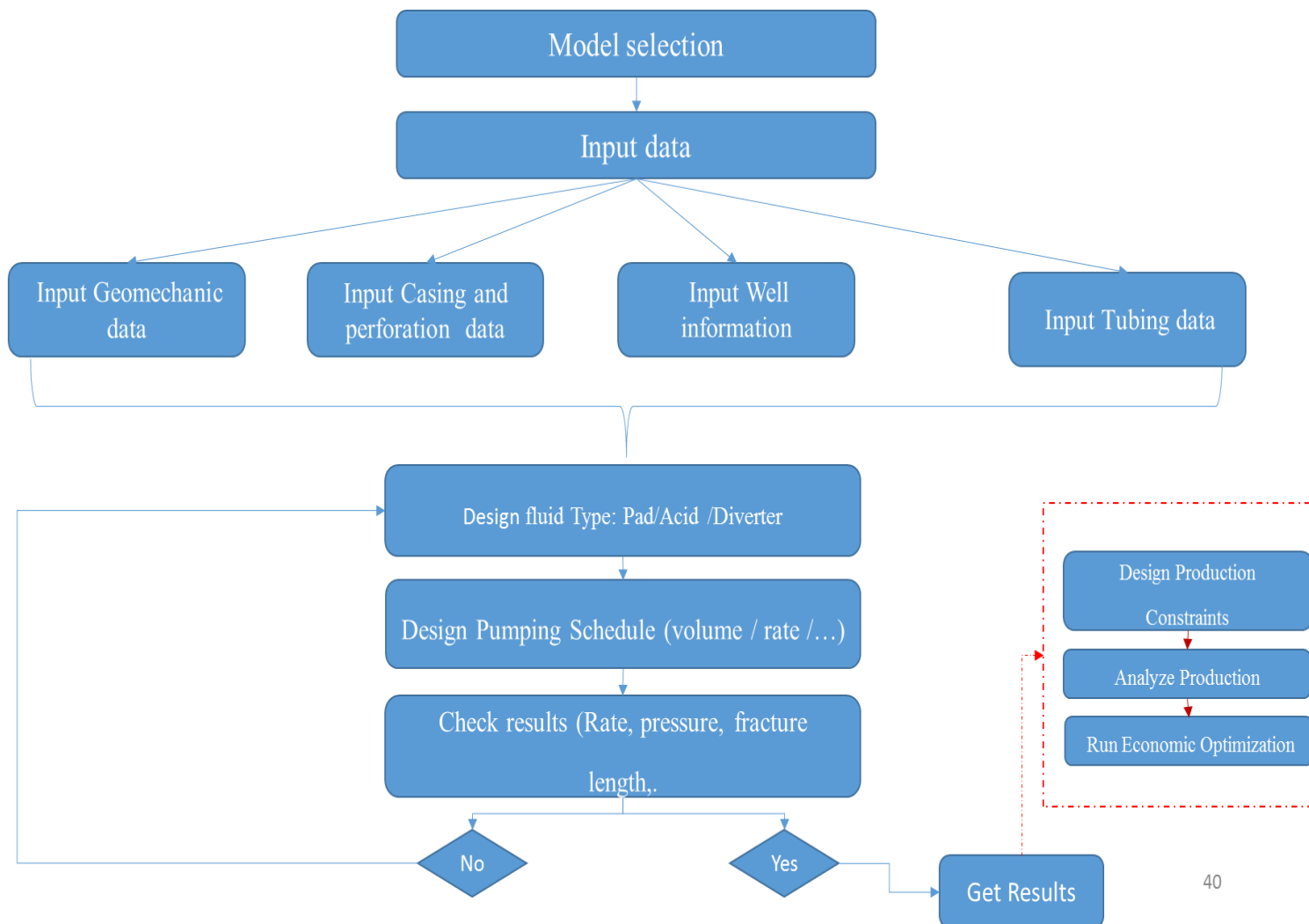
۳-۱- مقدمه

چاه شماره ۵۱۵ اهواز (E: 274818, N: 3476731) در سازند بنگستان در تاریخ ۱۳۹۷/۱۱/۲۲ شروع به حفاری شده و در تاریخ ۱۳۹۸/۰۹/۲ تکمیل شده است. با توجه به برنامه شکاف اسیدی، لاینر ۷ اینچ تا انتهای بازه ی حفاری شده رانده شده و رشته تکمیلی ۴,۵ اینچ (فشار کاری ۱۰,۰۰۰ پام) در سازند کربناته ایلام تا عمق ۳۶۷۶ متری تکمیل شده است. لایه تولیدی این چاه در بازه ی ۴۲۰۵-۴۲۴۵ متری مشبک کاری شده است. داد های تولیدی و آزمایش چاه در دسترس نبوده لذا، طراحی عملیات بدون در نظر گرفتن وضعیت تولید چاه مذکور جهت مقایسه با قبل از طراحی در نظر گرفته شده است. با توجه به مطالعات ژئومکانیکی صورت گرفته تمامی زون تولیدی مشبک کاری شده به عنوان لایه کاندید برای انجام عملیات شکاف اسیدی در نظر گرفته شده است. با توجه به آنالیز داده های فشار منفذی در طول بازه ی کاندید شده احتمال شکستگی در بازه ی ۴۲۰۵ تا ۴۲۴۵ متری پیش بینی می گردد. وضعیت سیمان پشت لوله جداری در بازه ی مشبک کاری شده خوب گزارش شده ولی اطلاعاتی از وضعیت فشار مچالگی و ترکیدگی^۸ لاینر ۷ اینچ در دسترس نمی باشد. شبیه سازی عملیات با انتخاب سیالات و طراحی نحوه ی پمپاژ با شبیه ساز FracPro انجام شده و پس از بررسی نتایج حاصله از شبیه سازی، آنالیز حساسیت برای حجم اسید، نرخ تزریق و برنامه پمپاژ سیالات جهت رسیدن به بهینه ترین هندسه ی شکاف ممکن انجام شد. در انتها نرخ تزریق ۲۰ بشکه در دقیقه با توجه محدودیت فشار تزریق و هندسه ی خروجی از شبیه ساز برای ادامه ی طراحی در نظر گرفته شد.

^۸Collapse and Burst Pressure

شبیه سازی شکاف در چاه شماره ۵۱۵ توسط نرم افزار Frac-Pro طراحی شده است تا جامع ترین ابزارها برای طراحی و تجزیه و تحلیل شکستگی هیدرولیک ارائه گردد. مدل شکستگی هیدرولیک سه بعدی -lumped-parameter در این شبیه ساز به اندازه کافی می تواند سطح پیچیدگی و واقعیت شکاف هیدرولیکی ایجاد شده را نشان دهد. نرم افزار FRACPRO شامل چهار ماژول کاملاً یکپارچه است که برای طراحی شکاف، تجزیه و تحلیل، بهینه سازی اقتصادی عملیات و عملکرد مخزن مورد استفاده قرار می گیرند. علاوه بر آن این شبیه ساز شکاف، شامل ابزارهای کمکی برای گرفتن و وارد کردن داده های لازم و همچنین خروجی گرفتن از محاسبات بر اساس فرمت های مختلف می باشد. انجام عملیات Mini Frac به صورت اتوماتیک، آنالیز Step Rate، محاسبات اصطکاک، فشار خالص، تطابق تاریخچه تولید همگی در یک برنامه یکپارچه انجام می شوند.

داده های ورودی این شبیه ساز طبق فلوچارت شکل شماره ۳-۱ به ترتیب وارد شبیه ساز شده و در نهایت به خروجی مورد نظر می رسد.



40

شکل ۳-۱: فلوچارت کلی طراحی شکافت هیدرولیکی

۳-۲-انتخاب مدل:

به منظور شروع مدلسازی، ابتدا نوع مدل برای ایجاد شکاف و جزییات را انتخاب کرده، سپس ورودی های لازم به شبیه ساز را وارد می کنیم.

۳-۲-۱-مدل های سه بعدی عمومی

این مدل ها هیچ فرضی در مورد جهت شکاف ندارند. عواملی مانند جهت یابی چاه یا الگوی مشبک کاری ممکن است باعث شوند که شکاف قبل از تبدیل شدن به جهت گیری ترجیحی نهایی (عمود بر حداقل تنش برجا) در جهت خاصی شروع شود. مدل های سه بعدی مسطح بر این فرض استوارند که شکاف ها مسطح و عمود بر حداقل تنش برجا هستند. هیچ تلاشی برای توضیح پیچیدگی هایی که منجر به انحراف از این رفتار مسطح می شود، صورت نمی گیرد. این مدل ها باید در جایی استفاده شوند که بخش قابل توجهی از حجم شکاف خارج از ناحیه ای است که شکاف شروع می شود یا جایی که جریان سیال عمودی بیشتری نسبت به افقی وجود دارد.

۳-۲-۲-مدل های شبه سه بعدی P3D

مدل های مذکور تلاش می کنند تا رفتار قابل توجه مدل های مسطح را بدون پیچیدگی محاسباتی به تصویر بکشند. دو نوع اصلی در اینجا به عنوان "توده"^۱ و بر پایه سلول^۲ نامیده می شوند. در مدل های توده ای (یا بیضوی)، مشخصات عمودی شکستگی از دو نیمه بیضی به هم پیوسته در مرکز فرض می شود. طول افقی و امتداد نوک عمودی چاه در هر مرحله زمانی محاسبه می شود و شکل فرضی با این موقعیت ها مطابقت دارد. این مدل ها مفروضات ذاتی را ایجاد می کنند که جریان سیال در امتداد خطوط جریان از مشبک کاری تا لبه بیضی است و اینکه خطوط جریان شکل خاصی دارند که از راه حل های تحلیلی ساده مشتق شده اند. در مدل های برپایه سلول، طول شکاف به تعدادی سلول مجزا تقسیم می شود. این به طور مستقیم مشابه مدل های مسطح است، با این

^۱lumped^۲cell-based

تفاوت که به جای دو جهت، تنها یک جهت گسسته است. جریان سیال اساساً در طول شکاف افقی فرض می‌شود و مکانیک جامد معمولاً با فرض کرنش صفحه‌ای در هر مقطعی ساده می‌شود. مدل‌های مبتنی بر سلول، شکل شکاف را تعیین نمی‌کنند. یکی از تفاوت‌های عمده بین مدل‌های سه بعدی و P3D مسطح، محاسبه جریان سیال است. در مدل شبه سه بعدی، هم جریان عمودی و هم تغییر سرعت افقی به عنوان تابعی از موقعیت عمودی نادیده گرفته می‌شود. با توجه به جزییات مطرح شده، مدل سه بعدی برای این شبیه سازی در چاه ۵۱۵ که جزییات مدل انتخاب شده در جدول شماره ۹ پیوست ۱ آمده است، انتخاب گردید.

۳-۳- داده های ورودی

طبق فلوچارت ارائه شده برای روند شبیه سازی در چاه شماره ۵۱۵، داده های مورد نیاز به ترتیب زیر وارد مدل می شوند.

داده های ژئومکانیکی

این داده ها (این بخش از داده ها مستقیماً از مدل ژئومکانیکی بر اساس داده های ورودی به شبیه ساز درخواست می گردد) شامل: عمق لایه های زمین شناسی، ضریب پواسان، مدل یانگ، ضریب چقرمگی^۱، حداقل تنش افقی و تراوایی می باشند. البته در صورت انتخاب مدل چند لایه در مقابل تک لایه برای شبیه سازی، داده هایی نظیر تخلخل، درصد اشباع آب، فشار مورد نیاز می باشند.

داده های چاه و رشته تکمیلی

جهت شبیه سازی ساختار چاه و بدست آوردن حجم چاه و محاسبه فشار های سطحی و ... این مازول از شبیه ساز نیازمند سائز هر مقطع حفاری شده، سائز مته، عمق پاشنه ی هر لوله جداری^۲، وزن هر رشته جداری، قطر

^۱Fracture toughness

^۲Casing shoe

داخلی/خارجی هر جداری، لوله مغزی تولیدی و همچنین وزن، طول و قطر داخلی/خارجی لوله مغزی تولیدی مورد نیاز می باشد. در این بخش همچنین داده های مشبک کاری نظیر قطر مشبک ها، عمق و تعداد مشبک ها از داده های اصلی می باشند. در صورت زاویه دار بودن چاه، داده های جهت دار نظیر عمق اندازی گیری شده و عمق عمودی^{۲۳}، آزمون و زاویه انحراف^{۲۴} وارد می گردند.

-داده های دمایی

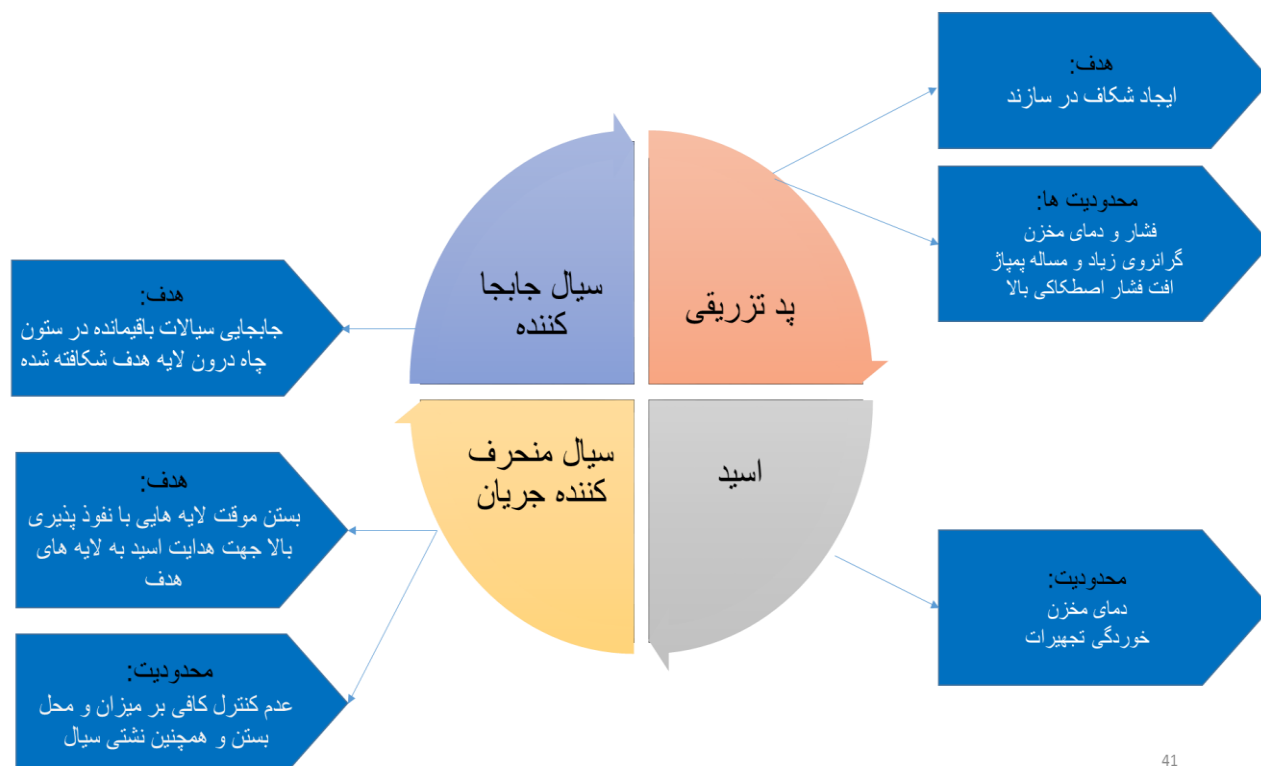
در صورت موجود بودن داده های گرادیان دمایی چاه، می توان از ماژول انتقال حرارت و ضریب گرادیان دمایی به عنوان یک ماژول کمکی استفاده نمود.

-انتخاب سیالات:

در این مرحله از طراحی فارغ از ترکیب سیال تزریقی و افزایه های آن، فرایند طراحی انجام می گردد. بدین منظور از پایگاه داده خود شبیه ساز شکاف، سیال مورد نظر از شرکت های مختلف با اسم های تجاری متفاوت را می توان انتخاب نمود. جهت انتخاب سیالات تزریقی در نظر گرفتن مقدار ویسکوزیته که در دمای مخزن پایداری داشته باشد از پارامترهای کلیدی انتخاب سیالات برای طراحی می باشد. جهت طراحی شکاف هیدرولیکی در چاه ۵۱۵ از ۴ سیال شامل: پد ویسکوز، اسید، سیال منحرف کنند، سیال جابجا کننده استفاده شده که در شکل ۳-۲ هدف از تزریق و محدودیت های هر کدام از سیالات نشان داده شده است.

^{۲۳}MD,TVD

^{۲۴}Inclination



41

شکل ۳-۲: سیالات مورد استفاده در طراحی شکافت هیدرولیکی

۳-۴- سیال پد تزریقی:

از آنجایی که سنگ مخزن دارای نفوذپذیری به اندازه چند میکرودارسی است، از شکست هیدرولیکی برای اتصال ریزشکستگی ها و تشکیل یک شبکه شکست برای ترویج جریان هیدروکربن ها استفاده می شود. اولین مرحله انتخاب سیال شکاف به عنوان Fluid PAD تزریقی می باشد. هدف از انتخاب این سیال ایجاد هندسه ی اولیه شکاف به خصوص طول اولیه شکاف می باشد. در طول تزریق به علت نشست سیال اولیه درون مخزن، شکاف شروع به رشد می کند. هر سیال مزایا و معایبی دارد که یک اصل واحد برای انتخاب یک سیال شکاف برای همه ی مخازن وجود نداشته و بسته به دیدگاه طراح و نیازهای مخزن مورد مطالعه این سیال انتخاب می گردد. برای نمونه به صورت عمومی سیال شکاف شامل موارد زیر می باشند:

۳-۴-۱- سیال Water Frac

این سیال از یک عامل کنترل خاک رس و یک کاهش دهنده اصطکاک تشکیل شده است. گاهی اوقات یک عامل بازیابی آب^۵ اضافه می شود تا هر گونه نفوذپذیری نسبی یا اثرات بلوک آب را کاهش دهد. مزیت اصلی استفاده از این سیال هزینه کم، سهولت اختلاط و توانایی بازیابی و استفاده مجدد از آب است. نقطه ضعف اصلی ویسکوزیته کم است که منجر به عرض باریک شکستگی می شود. از آنجایی که ویسکوزیته پایین است، مکانیسم اصلی انتقال محرک سرعت است، بنابراین این سیال معمولاً با سرعت های بسیار بالا ۶۰ تا ۱۲۰ بشکه در دقیقه پمپ می شوند.

۳-۴-۲- سیال Linear Gel

این سیال از یک عامل کنترل خاک رس و یک عامل ژل کننده تشکیل شده است. از آنجا که این عوامل ژل کننده مستعد رشد باکتری هستند، یک باکتری کش نیز اضافه می شود. مزیت اصلی این سیال، قیمت پایین و ویژگی های ویسکوزیته بهبود یافته و نقطه ضعف اصلی، مانند سیال Water Frac، ویسکوزیته کم است که منجر به عرض شکست باریک می شود. عیب اصلی این سیال در مقایسه با سیال Water Frac این است که چون آب برگشتی دارای افزایه شکننده ژل می باشد، آب برگشتی مجدداً قابل استفاده نیست.

۳-۴-۳- سیال Cross-linked Gels

این سیال از همان موادی تشکیل شده اند که یک Linear gel با افزودن یک افزایه که ویسکوزیته ژل را از کمتر از ۵۰ cp به محدوده ۱۰۰ یا ۱۰۰۰ cp افزایش می دهد ساخته شده است. ویسکوزیته بالاتر پهنای شکست را افزایش می دهد، بنابراین می تواند غلظت های بیشتری از ماده را تزریق کرد که اتلاف سیال را کاهش داده و راندمان سیال را بهبود یافته و فشار اصطکاک را کاهش می دهد. بقایای این سیال می تواند شکستگی ها را مسدود کرده

^۵Water Recovery Agent

و به سنگ مخزن بچسبد، که هر دو می توانند منجر به آسیب سازند شوند که بهره وری چاه را کاهش می دهد. در آزمایشگاه، آزمایش شکستن ژل برای تعیین کمیت محتوای ژل پس از شکستن انجام می شود.

۳-۴-۴-سیال Oil Based Fluids

سیالات مبتنی بر روغن در سازندهای حساس به آب استفاده می شوند که ممکن است در اثر تماس با سیالات مبتنی بر آب آسیب قابل توجهی ببینند. اولین نوع سیال از این دست که برای شکست استفاده شد، بر پایه گازوئیل بود که در سیال پایه، روغن پالم به عنوان عامل ژل و اسید نفتنیک به عنوان رابط متقابل استفاده شد. اگرچه برخی از روغنهای خام دارای ذرات هستند که می توانند یک کیک فیلتر بسازند، از دست دادن مایع به طور کلی به عنوان کنترل ویسکوزیته در نظر گرفته می شود. استفاده از روغن های ژل دار دارای معایبی است. هنگام استفاده از روغن های خام با ویسکوزیته بالا یا روغن های خامی که حاوی مقدار زیادی سورفکتانت های طبیعی هستند، مشکلات ژل سازی ممکن است رخ دهد. هنگام استفاده از روغن های تصفیه شده مانند گازوئیل هزینه آن بسیار بالا است و قبل از افزودن هرگونه افزودنی مانند کاهنده نقطه ریزش، سورفکتانت های تمیز کننده موتور و غیره، روغن باید در پالایشگاه جمع آوری شود. همچنین نگرانی های بیشتری در مورد ایمنی پرسنل و اثرات زیست محیطی در مقایسه با اکثر مایعات آب وجود دارد.

۳-۴-۵-سیال Foam/Poly-Emulsion

فوم/پلی امولسیون ها سیالاتی هستند که از موادی تشکیل شده اند که با آب قابل اختلاط نیستند. این می تواند نیتروژن، دی اکسید کربن یا هیدروکربنی مانند پروپان، دیزل یا میعانات باشد. این سیالات بسیار تمیز هستند، کنترل اتلاف مایعات بسیار خوبی دارند، و انتقال پروپانت عالی را ارائه می دهند و به سادگی از طریق جداسازی گرانشی به راحتی می شکنند. پلی امولسیون ها از امولسیون کردن هیدروکربنی مانند میعانات یا گازوئیل با آب تشکیل می شوند به طوری که هیدروکربن فاز خارجی است. ویسکوزیته با تغییر نسبت هیدروکربن به آب کنترل می شود. فوم های ساخته شده با نیتروژن یا دی اکسید کربن معمولاً ۶۵ تا ۸۰ درصد (با کیفیت ۶۵ تا ۸۰) گاز

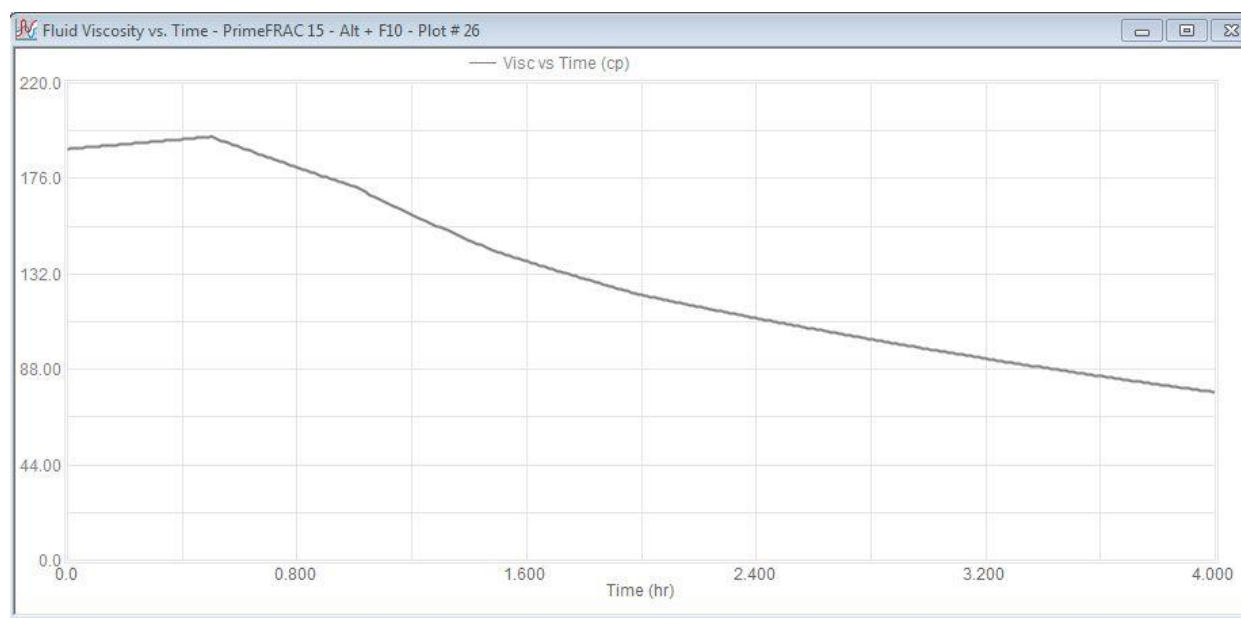
در یک محیط حامل آب است که حاوی یک عامل کف کننده مبتنی بر سورفکتانت است. گاهی اوقات N_2 یا CO_2 با غلظت کمتر (کیفیت ۲۰ تا ۳۰) اضافه می شود تا "سیالات پر انرژی" تشکیل شود. نیتروژن می تواند به سرعت در مخزن پراکنده شود، بنابراین مایعات دارای انرژی N_2 باید به محض بسته شدن شکستگی به عقب برگردانده شوند. CO_2 ، تحت اکثر شرایط، در یک فاز متراکم در شرایط درون چاهی ایستا (قبل از قرار گرفتن چاه در تولید) کمتر در معرض اتلاف است. CO_2 در نفت خام حل می شود، بنابراین ویسکوزیته خام را کاهش می دهد که مجدداً پاکسازی و بازیابی سریع را بهبود می بخشد. عیب اصلی این سیالات ایمنی است، یعنی پمپاژ گاز در فشار بالا یا در مورد پلی امولسیون ها و پروپان ژل شده، پمپاژ سیال قابل اشتعال. CO_2 یک خطر اضافی دارد زیرا با کاهش فشار می تواند باعث ایجاد یخ خشک شود. این سیالات معمولاً گران تر هستند و ممکن است گازها در مناطق دوردست در دسترس نباشند.

۳-۵- انتخاب پد تزریقی

هدف از ارائه توضیحات خلاصه شده ی مذکور، رسیدن به معیار مناسب برای انتخاب سیال شکننده می باشد. سیالات پایه روغنی با توجه به معایب زیست محیطی و ایمنی و همچنین مساله ی ژل شدن جهت کنترل نشی سیالات کمتر مورد استفاده قرار می گیرند. از طرفی سیالات فوم/پلی امولسیون ها با توجه به مزایای بهتری که دارند از نظر دسترسی و هزینه می توانند به عنوان سیالات شکاف در اولویت بالا مورد استفاده قرار گیرند. از طرفی سیالات Water Frac و Linear Gel نیازمند نرخ تزریق بالا بوده و ویسکوزیته پایینی دارند که منجر به کاهش بازشدگی هندسه ی نهایی شکاف می گردد. هرچند با بهینه کردن این سیالات می تواند در نهایت به ویسکوزیته نهایی مورد نظر رسید. با در نظر گرفتن تمامی معایب و مزایای هر کدام از دسته سیالات شکننده ی شکاف، پارامتر در دسترس بودن، هزینه و ویسکوزیته می تواند به عنوان پارامتر های اصلی برای انتخاب باشد. باتوجه به اینکه در این مرحله صرفاً به دنبال شبیه سازی اولیه از شکافت هیدرولیکی می باشیم، لذا موضوع هزینه و در

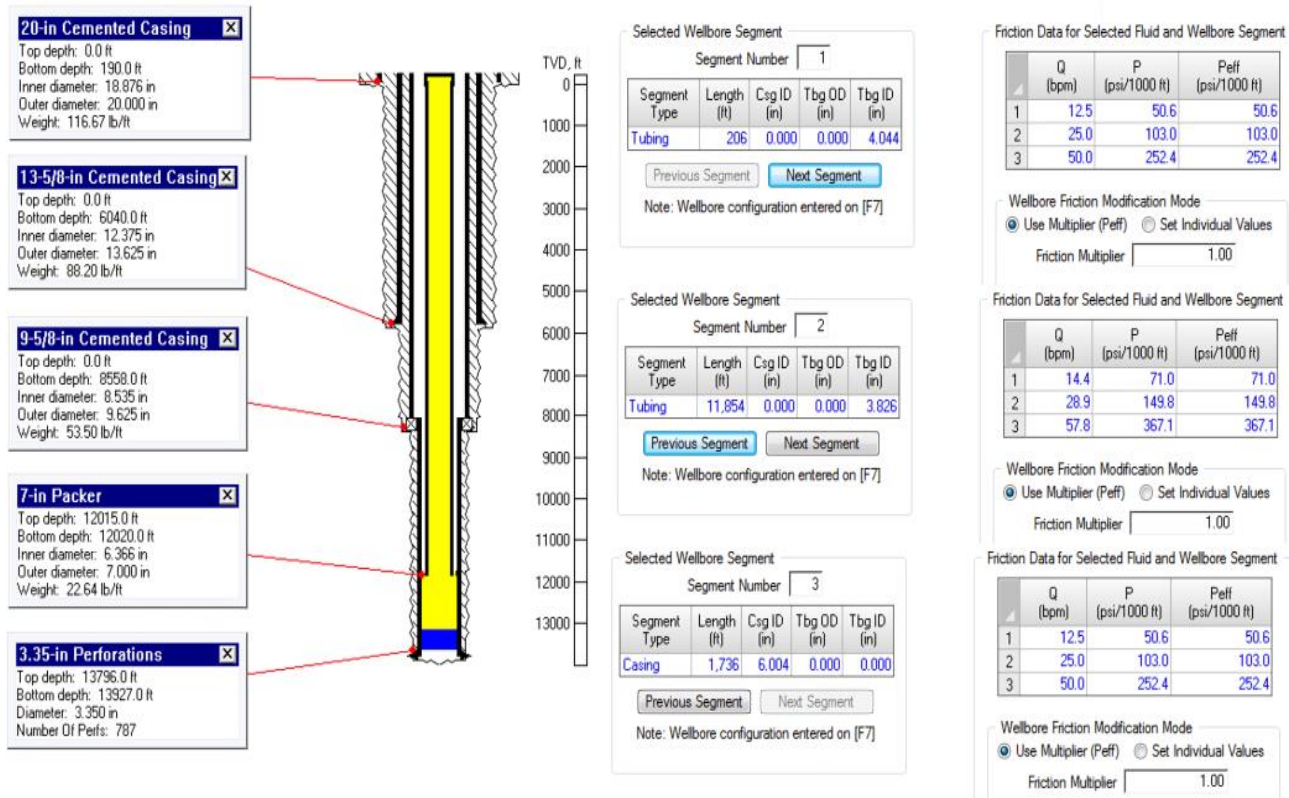
دسترس بودن سیالات در اولیت بعدی برای انتخاب این سیال می باشد. لذا انتخاب سیالی با ویسکوزیته نسبتاً حدود ۱۰۰ تا ۲۵۰ cp مورد نظر می باشد.

بدین منظور از پایگاه داده های خود شبیه ساز سه بعدی FRACPRO سیال مورد نظر با اسم تجاری آن انتخاب کرده که می بایست پارامتر ویسکوزیته و حداکثر دمای آزمایش آن را جهت همخوانی با دمای مخزن در نظر گرفت. با توجه به غیر نیوتنی بودن سیال مذکور، میزان پارامترهای N , k به عنوان پارامترهای اصلی رئولوژی سیال از قبل در این پایگاه داده وجود دارد (در شرایط عملی می بایست پارامترهای مذکور در شرایط دمایی مخزن در نرخ های برشی معمول ۱۰۰ یا ۱۷۰ (1/sec) آزمایش گردد.) که می بایست مورد بررسی قرار گیرند. سیال انتخاب شده در این طراحی به اسم تجاری Prime Frac در شرایط دمای بالا آزمایش های رئولوژی آن انجام شده است. حداکثر ویسکوزیته ظاهری بدست آمده طبق داده های خود سیال در نرخ برشی ۱۷۰ (1/sec) حدود ۲۶۵ cp ثبت شده است. لازم به ذکر است با توجه به ویسکوزیته بالای سیال اولیه تزریقی، هنگام انتخاب سیال اولیه می بایست ویسکوزیته سیال با گذشت زمان جهت جلوگیری از افزایش فشار کاهشی باشد. نمودار تغییرات ویسکوزیته سیال اولیه شکاف با زمان طبق شکل شماره ۳-۳ می باشد.



شکل ۳-۳: تغییرات ویسکوزیته سیال پد تزریقی در مقابل زمان

میزان فشار اصطکاکی سیال انتخابی در لوله مغزی (با توجه به سطح مقطع کمتر و طول بیشتر) هنگام تزریق (در نرخ های مختلف تزریق) از دیگر پارامترهای انتخابی می باشد. سیال مورد نظر با توجه به ویسکوزیته بالایی که دارد در نرخ های برشی بالا حدود ۱۰۰ بشکه در دقیقه، فشار اصطکاکی به ازای ۱۰۰۰ فوت در لوله مغزی حدود ۳۰۰ پام را در پی خواهد داشت. تقریباً حجم این سیال در طراحی، کل طول لوله مغزی را در بر می گیرد، بدین منظور جهت طراحی سیال شکافنده از افزایه کاهنده اصطکاک در طول تزریق می بایست استفاده نمود. لازم به ذکر است محاسبات ضریب اصطکاک بر اساس لوله استاندارد و میزان زبری بر اساس لوله مغزی انتخاب شده و لوله های جداری محاسبه می گردد و ویسکوزیته سیال انتخاب شده در این مرحله در محاسبات ضریب اصطکاک وارد می گردد. همچنین با توجه به ساختار چاه و مسیر عبوری سیال تزریقی طبق شکل شماره ۳-۴ افت فشار اصطکاکی سیال شکاف برای هر قسمت جداگانه محاسبه می گردد.



شکل ۳-۴: افت فشار اصطکاکی سیالات تزریقی در لوله مغزی تولیدی و آستری

در هر قسمت از مسیر جریان با مقطع های مختلف با نرخ های مختلف تزریق افت فشار اصطکاکی متفاوتی محاسبه شده است که در نهایت بعد از انتخاب نرخ تزریق اولیه می توان میزان افت فشار اصطکاکی ناشی از تزریق را برآورد

نمود. نمودار افت فشار اصطکاکی برای سیال پد تزریقی بر اساس نرخ های مختلف تزریق در شکل شماره ۳-۵ آمده است.



شکل ۳-۵: فشار اصطکاکی سیال PAD با نرخ های مختلف تزریق

۳-۶-انتخاب اسید

پس از انتخاب سیال شکاف نوبت به انتخاب سیال اسیدی جهت ایجاد خوردگی سطح شکاف ایجاد شده به منظور ایجاد مسیر هدایت پذیر برای سیال مخزنی می باشد. برای مخازن طبیعی شکسته شده، اسید با مواد شیمیایی مخلوط می شوند تا سرعت واکنش اسید با سنگ مخزن را کاهش دهد و در نتیجه عمق نفوذ اسید را افزایش می دهد. اسید های معمولی و ژل اسید ها به صورت کلی چه در اسیدکاری چه در شکافت اسیدی استفاده می شوند.

۳-۶-۱ ژل اسید

معمولاً ژل اسید که در آن ۰.۶٪ پلیمر محلول در اسید (یک پلی آکریل آمید اصلاح شده) با ۱۵٪ اسید هیدروکلریک مخلوط می شود تا ویسکوزیته محلول افزایش یابد. علاوه بر این، از یک بازدارنده خوردگی برای

کاهش خوردگی چاه در دمای بالا استفاده می شود و از عامل کیلیت ۲٪ برای از بین بردن اثرات یون های آهن بر روی پلیمرها استفاده می شود. در همین حال، ۱٪ تثبیت کننده خاک رس و ۵،۰٪ سورفکتانت جریان برگشتی نیز به عنوان مایع شکست استفاده می شود.

۳-۶-۲- اسید معمولی

اسید هیدروکلریک ۱۵ درصد مایعی شفاف و بی رنگ با بوی تند است. این یک اسید قوی، بسیار خورنده و یکی از اسیدهای متداول در صنایع مختلف است وزن مولکولی آن ۳۶،۴۶ گرم بر مول است.

نرخ فرسایش یک اسید با سنگ مخزن یک پارامتر کلیدی برای بهینه سازی اسید است. برای اندازه گیری نرخ فرسایش از آزمایش دیسک دوار برای تعیین کمیت سرعت واکنش اسیدهای مختلف با سنگ مخزن استفاده می شود. هدف از ارائه مطالب مذکور رسیدن به یک شاخص برای انتخاب اسید می باشد که در این مرحله مشابه با مرحله ی انتخاب سیال شکاف، نظر طراح بسته به آزمایش های مختلف مد نظر قرار می گیرد. پارامتر به تاخیر افتادن نرخ خوردگی شاخص مهمی در انتخاب سیال اسیدی می باشد که علاوه بر آن می بایست میزان ویسکوزیته ژل اسید را جهت انتخاب بهینه مد نظر قرار داد. از آنجاییکه میزان نرخ خوردگی (توسط آزمایش دیسک دوار بر پایه کانی های نمونه سنگ مخزنی انجام می پذیرد) در این مرحله معلوم نمی باشد، لذا جهت ایجاد خوردگی در سطح شکاف و همچنین جلوگیری از خوردگی اجزا رشته تکمیلی از اسید ۱۵ % HCL استفاده شده است. از مزایای این سیال اندک بودن میزان ضریب اصطکاک با توجه به ویسکوزیته پایینی که دارد می باشد.

۳-۷- سیال منحرف کننده^{۲۶}

با توجه به احتمال ایجاد میکرو شکاف های ریز در حین عملیات و همچنین وجود لایه های تولیدی با میزان تراوایی زیاد و همچنین ماهیت غیر یکنواخت تراوایی در مخزن، میزان نشتی سیال اسیدی در طول تزریق زیاد

^{۲۶}VDA (Visco Elastci Diverter)

بوده که منجر به کاهش عمق نفوذ و دیگر پارامترهای کلیدی می گردد. استفاده از روش انحراف سیال در حین شکست هیدرولیکی یک فناوری در حال تکامل است. هدف اصلی انحراف سیال بهبود عملیات شکست هیدرولیکی با افزایش حجم ناحیه تحت نفوذ اسید و بهبود بازیابی سیال مخزنی است. این امر با دستیابی به هر یک از اهداف زیر امکان پذیر است:

✓ ایجاد توزیع یکنواخت سیالات اسیدی در منطقه هدف

✓ بهبود اسیدکاری مناطق دست نخورده و تحت تزریق اسید

✓ افزایش تراکم شکست با ایجاد یک شبکه شکستگی پیچیده

کاربرد انحراف سیال همچنین در کاهش تعداد مراحل (با افزایش طول مرحله) تزریق مفید است. همچنین این ماده برای جلوگیری از فعل و انفعالات ناشی از شکستگی بین چاه های مجاور، که در حال حاضر یک مسئله اصلی، به ویژه در شیل است، استفاده می شود. علاوه بر این، برای بهبود شکستگی، کاربرد منحرف کننده جریان برای جداسازی شکستگی های موجود و هدایت مجدد سیال اسیدی به مناطق دست نخورده ضروری است. روش های انحراف را می توان به طور کلی به روش های انحراف مکانیکی و شیمیایی دسته بندی کرد. روش های مکانیکی در این شبیه سازی مد نظر نمی باشد. تکنیک های مختلف انحراف شیمیایی شامل ذرات، الیاف، ژل ها، سورفکتانت ها، منحرف کننده های کامپوزیتی می باشد. روش انحرافات شیمیایی مانند تکنیک های انحراف مکانیکی به طور کامل یا جزئی جریان سیال را به سمت یک یا گروهی از مشبک ها مسدود می کند. به طور کلی منحرف کننده ی جریان جهت مسدود سازی موقت نواحی با تراوایی نسبتا بالاتر جهت هدایت و توزیع اسید به دیگر نواحی با تراوایی کمتر جهت ایجاد خوردگی طراحی شده اند.

۳-۷-۱- ذرات^{۲۷}

در این تکنیک، ذرات با توزیع اندازه ذرات گسترده از طریق یک مایع حمل کننده تزریق می‌شوند تا یک پلاگ ایجاد کنند. ذرات بزرگ برای شروع پل زدن مفید هستند و ذرات متوسط و ریز برای مهر و موم کردن فضای خالی بین ذرات بزرگ و ایجاد پلاگ غیر قابل نفوذ مفید هستند. تئوری بسته بندی ایده آل^{۲۸} برای انتخاب نسبت ذرات با اندازه های مختلف استفاده می شود. این ذرات به گونه ای انتخاب می شوند که توانایی آن را داشته باشند که در اسید یا آب سازند حل شوند.

۳-۷-۲- فیبر

به طور کلی، الیاف به دور یکدیگر می پیچند تا یک ساختار را تشکیل دهند مانند کیک فیلتر که در ابتدا، الیاف بلند بودهو در دهانه شکستگی به دام افتاده و انباشته می شوند. متعاقباً، الیاف کوچک با پیچیدن به دور الیاف بلند لایه هایی را تشکیل می دهند و این لایه به دلیل قرار گرفتن در معرض اختلاف فشار بیشتر فشرده می شود. به تدریج ساختاری شبیه به کیک فیلتر ایجاد می شود. بعد از تزریق سیالات، گردش اسید ضروری است زیرا اکثر الیاف ها خود تخریب پذیر نیستند.

۳-۷-۳- ژل

ژل ها ساختار ژله مانندی را بین دانه های سنگ تشکیل می دهند و رشد می کنند یک بسته شدن موقت برای تشکیل ژل در سطح سنگ به وجود می آورند. زمان ژل شدن قابل کنترل است (از ۲ ساعت تا تقریباً نه روز)، و ژل می تواند ویسکوزیته بیش از ۱۵۰۰ میلی پاسکال داشته باشد. ساختار ژل به اندازه ای متراکم است که از دست دادن مایع تقریباً صفر را نشان دهد. این مواد شیمیایی در سطح به حالت مایع هستند. در حین تزریق، دمای آنها افزایش می یابد و جامد می شوند و سیال بعدی را منحرف می کنند. هنگامی که دما بیشتر شد، دوباره

² Particulates 7

² Ideal packing theory 8

به مایع تبدیل می شوند. این تغییر فاز در یک زمان محدود و دماهای خاص صورت می گیرد. بنابراین، شناسایی ماده شیمیایی مناسب برای دمایی که در طی شکافت هیدرولیکی با آن مواجه می شویم بسیار چالش برانگیز است. علاوه بر این، کنترل زمان شکستن ژل نیز چالش برانگیز است. پس از تجزیه، بقایای ذرات ژل در میکرو و ماکرو منافذ رسوب ایجاد می کنند و باعث آسیب به سازند می شوند. حذف این باقیمانده ها چالش برانگیز است. علاوه بر این پایداری ژل تحت تأثیر چندین پارامتر مانند شوری مخزن، دما و pH قرار می گیرد که دشواری در انتخاب مواد شیمیایی و غلظت آنها را افزایش می دهد.

۳-۷-۴- سیال (Surfactants (self-diverting acids)

اسیدهای خود انحرافی، اسیدهای انحرافی فوم و اسیدهای انحرافی امولسیون شده به طور گسترده در طی عملیات اسیدکاری در مخازن کربناته استفاده می شوند. در این میان، اسید خود انحرافی متشکل از اسید و سورفکتانت ویسکوالاستیک بسیار محبوب شده است. هنگامی که این اسید به داخل سازند پمپ می شود، واکنش اسید-سنگ منجر به ایجاد سیال با ویسکوزیته پایین می شود. ویسکوزیته توسط pH اسید و غلظت یون های Ca^{2+} و Mg^{2+} کنترل می شود. در ابتدا اسید به دلیل مقاومت کم وارد سازند با نفوذپذیری بالا یا منطقه نزدیک به چاه می شود سپس افزایش ویسکوزیته، سیال اسیدی را به سمت نواحی با نفوذپذیری کم یا به سمت سازند منحرف می کند. این اسید در دمای مخزن تجزیه می شود یا هنگام تماس با هیدروکربن ویسکوزیته را از دست می دهد. معمولاً پس از تخریب، ویسکوزیته آن تقریباً به ویسکوزیته آب می رسد. بنابراین می تواند به سرعت تولید شود و کمترین آسیب را به سازند وارد کند.

سیستم اسید انحرافی شامل اسید خود انحرافی مبتنی بر سورفکتانت ویسکوالاستیک با دمای کنترل شده است. در طول تزریق، ویسکوزیته پایین را حفظ می کند که به راحتی می تواند درون مشبک ها وارد و به شکستگی ها در هر ابعادی نفوذ کند. مزیت این سیستم این است که ویسکوزیته سیال به طور خودکار بدون هیچ عملیاتی افزایش می یابد. سیستم منحرف کننده جریان می تواند به دلیل قرار گرفتن در معرض دمای بالاتر یا در تماس

با هیدروکربن یا یک سیال شکننده به طور خودکار تخریب شود. مزایا و معایب هر کدام از روش های شیمیایی در جدول شماره ۳-۱ آمده است.

جدول ۳-۱: ویژگی های هر یک از متریال های منحرف کننده ی جریان

ماده	مزایا	معایب
ذرات	برای حل کردن ذرات در صورتی که خود تجزیه شوند باشند، نیازی به گردش حلال نیست	استحکام پلاگ ایجاد شده در دمای بالاتر کاهش می یابد
	سفارشی سازی بر اساس دمای مخزن امکان پذیر است	انتخاب ترکیب شیمیایی، اندازه و غلظت بهینه سازی دشوار است
	مناسب برای کاربرد انحراف در نزدیکی دیواره چاه و همچنین کاربرد عمق دورتر	ارائه تضمین انحراف مشکل است
	روش تزریق ساده، مدت زمان کوتاه تر و مقرون به صرفه است	
فیبر	قادر به مسدود کردن هر شکلی از مشبک های می باشد.	بیشتر الیاف در اسید حل می شوند
		معمولاً برای جلوگیری از مشکلات تزریق، غلظت کمتر از ۲٪ نگه داشته می شود
ژل	می تواند به راحتی وارد سازندها شود و ریز منافذ و شکستگی های ریز را مسدود کند	ویسکوزیته و استحکام پلاگ ایجاد شده با افزایش دما و غلظت نمک کاهش می یابد
	روش تزریق آسان و عملکرد اقتصادی	استحکام پلاگ ایجاد شده کمتر
		احتمال آسیب سازند
		کنترل زمان شکستن ژل دشوار است
VDA	قادر به ورود راحت به سازند و ایجاد انحراف	دما تا حد زیادی بر ویسکوزیته و همچنین افت فشار تأثیر می گذارد
	برگشت آسان جریان امکان پذیر است و آسیب سازند کمتر است	برای کاربرد در دمای بالا نامناسب
		استحکام پلاگ ایجاد شده کمتر

با توجه به تجربه های طراحی پیشین سیال منحرف کننده جریان VDA انتخاب گردید (البته این سیال در شرایط عملیاتی نیازمند طراحی و فرمولاسیون خاص خود را دارد). در انتخاب این سیال پارامتر ویسکوزیته از اهمیت بیشتری برخوردار می باشد. در عمل سیال مورد نظر با افزایه های مختلف ترکیب شده و تحت آزمایش های مختلف رئولوژی و همخوانی با سیال مخزن و همچنین آزمایش شکست بعد از انجام عملیات قرار می گیرد. بدین منظور سیال VDA (Visco Elastic Diverting Agent) را از کتابخانه خود شبیه ساز انتخاب کرده به عنوان سیال منحرف کننده به صورت پایه در طراحی استفاده می کنیم. در انتها سیال جابجا کننده (در اینجا دیزل) انتخاب شده است.

۳-۸- طراحی پمپاژ سیالات

طبق فوچارت، ترتیب تزریق سیالات مرحله بعدی می باشد. این مرحله از طراحی در حقیقت کلید ایجاد هندسه شکاف با تزریق متوالی سیالات مختلف جهت کاهش هرزروی و نفوذ بیشتر اسید به نواحی با تراوایی کمتر می باشد. سیالات تزریقی تحت شرایط مخزن خواص رئولوژی متفاوتی پیدا کرده که با توجه به مکانیسم های هرزروی که در فصل های قبل تر به آن اشاره شده، هرچه هرزروی اولیه و ناگهانی بعد از مرحله ی ایجاد شکاف کاهش یابد، شانس نفوذ بیشتر و بازدهی شکاف بیشتر خواهد بود. بدین منظور در طراحی پمپاژ سیالات، ابتدا سیال شکننده را تزریق کرده که موجب شکست و گسترش سنگ شده و متعاقب آن اسید و VDA به توالی با نرخ ها و حجم های مختلف تزریق شده که موجب خوردگی سطوح مسیر باز شده می شوند.

۳-۸-۱- محاسبه ی حجم سیالات تزریقی:

برای دستیابی به پوشش بهینه نواحی تحت تزریق اسید در عملیات اسیدکاری، معمولاً از نمودار شاخص بهره دهی^۹ در مقابل ضریب پوسته استفاده می کنند که بهینه مقدار شاخص gal/ft سیالات تزریقی قابل محاسبه

^۹Productivity Index (PI)

^{۱۰}Skin Factor

باشد. مشکلی که در اینجا پیش می آید این است که این نمودار نقطه بیشینه را نشان نمی دهد و این باعث می شود که تفسیر نمودار به راحتی انجام نگردد. پارامتر دیگری برای این موضوع وجود دارند، به عنوان مثال $AOF(pre) / AOF(post)$ در مقابل ضریب پوسته که با استفاده از داده های مدل سازی چاه به دست می آیند. علیرغم اینکه که این روش اطلاعات خاصی را برای مهندسان تولید نشان می دهد، اما هنوز نمی تواند اطلاعات دقیق مورد نیاز برای شاخص مناسب تزریق را ارائه دهد.

به منظور ارائه راه حلی برای این موضوع، مدل هایی وجود دارد که می توانند تغییرات طول کرم چاله^{۳۱} که منجر به تغییرات ضریب پوسته می شود را در مقابل حجم اسید پمپ شده (Gal/ft) ارائه داده و به نتیجه گیری کمک کنند. از جمله می توان به مدل داکورد^{۳۲} (۱۹۹۸) که یک مدل تصادفی است و هیل و همکاران^{۳۳} (۱۹۹۳) که یک مدل حجمی است اشاره کرد. به ترتیب روابط زیر برای محاسبه ی شاخص تزریق استفاده شده است.

$$\frac{V}{h} = \frac{r_{wh}^{d_f} \pi \phi D^{2/3} \left(\frac{q}{h}\right)^{1/3}}{b N_{Ac}} \quad \text{رابطه ۱-۳}$$

$$\frac{V}{h} = \pi \phi (r_{wh}^2 - r_w^2) P V_{bt} \quad \text{رابطه ۲-۳}$$

که در این معادلات پارامتر ها به این صورت می باشند:

جدول ۲-۳: مقادیر پارامتر های ورودی

#	Type	Unit	Qt
Ø	Porosity		0.12
D	Molecular diffusion coefficient,	m ² /s	6.2E-09

^{۳۱}Wormhole

^{۳۲}Daccord's Model

^{۳۳}Hill & Economides

q/h	Injection rate per unit thickness of formation,	m ³ /sec-m	0.00165
R _{wh}	Desired radius of wormhole penetration,	m	23
N _{ac}	Acid capillary number, dimensionless		0.01483
b	Index		0.0001
df	Fractal dimension		1.66
PV _{bt}	Wormhole Breakthrough volume		0.05
r _w	Well bore radius	m	0.0762

ضریب پوسته هم از فرمول زیر قابل محاسبه می باشد:

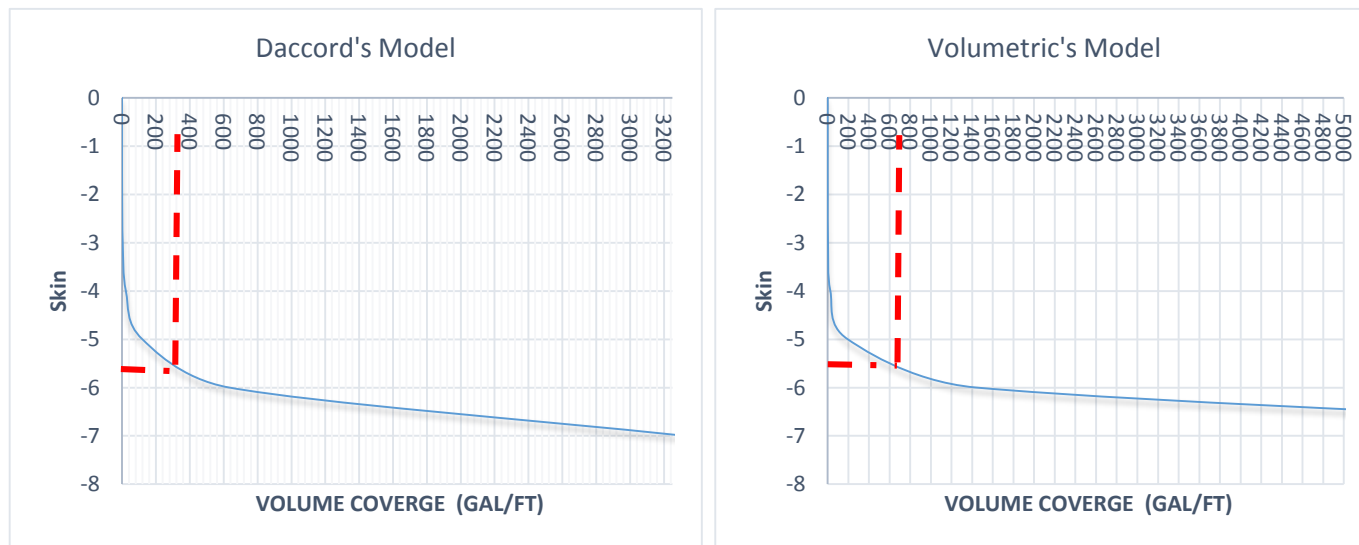
$$S = -\ln\left(\frac{r_{wh}}{r_w}\right) \quad \text{رابطه ۳-۳}$$

جهت محاسبه ی دقیق تر میزان شعاع نفوذ r_{wh} می توان از لاگ های مقاومت میزان نفوذ فیترا گل حفاری در لایه مخزنی را با روابط بدست آورد و شعاعی با دقت بیشتر در محاسبات قرار داد. میزان ضریب انتشار بر اساس سیال 15% HCL از کتابچه شبیه ساز Fracpro بدست آمده است. نرخ تزریق محاسبه شده بر اساس ۲۵ بشکه در دقیقه و عدد شاخص خوردگی هم بر اساس میزان درصد اسید و جرم مولکولی کربنات کلسیم از رابطه زیر محاسبه و در معادلات به کار برده شده است.

$$\beta = c_a \frac{v_m m w_m}{m w_m v_a} \quad \text{رابطه ۴-۳}$$

$$N_{AC} = \frac{\gamma_a \beta \phi}{\gamma_a (1 - \phi)} \quad \text{رابطه ۵-۳}$$

برای محاسبه Nac میزان ضریب β برای اسید 15% HCL برابر با 0.379 و خود Nacl برابر با 0.148 محاسبه شده است. برای محاسبه ی عدد PV bt می بایست روی نمونه مغزه آزمایش تزریق اسید را انجام داده و میزان حجم Breakthrough را بدست آورد. در اسیدکاری ماتریکس، تنها یک کرم چاله اولیه از دامنه عبور می کند. در اسیدکاری VES، کرمچاله ثانویه به خوبی توسعه یافته است، که نشانه ای از انحراف موثر اسید می باشد. بسته به توزیع ویسکوزیته، نتیجه با تغییر تعادل بین اثر ویسکوزیته و اثر کرمچاله به دست می آید (Liu, و همکاران ۲۰۱۶). در نرخ بالای تزریق اسید، حجم Breakthrough برای اسید VES مشابه با اسید معمولی است زیرا اثر همرفتی غالب می باشد. در نرخ های کم تزریق اسید، حجم Breakthrough برای VES به دلیل اثر ویسکوزیته و اثر کرمچاله بیشتر است. لذا نرخ تزریق بهینه برای VES بزرگتر از اسید معمولی است (Liu et al. 2016). لذا در این مرحله میزان PV bt را به صورت پیش فرض 0.05 در نظر گرفته شده است.



شکل ۳-۶: به ترتیب تغییرات ضریب پوسته در مقابل میزان تزریق gal/ft بر اساس روش Daccord و Volumetric

برای این منظور کاهش ضریب پوسته بعد از تزریق اسید را بین (-5 to -6) در نظر گرفته شده که میزان شاخص تزریق به ترتیب مدل های ارائه شده برابر با ۳۸۰ و ۷۸۰ gal/ft بدست آمده است.

به منظور محاسبه حجم تقریبی برای اسید، می توان از روش دوم به این صورت استفاده کرد که ابتدا حجم پد تقریبی را با معادله ی ارائه شده توسط (Nolte 1986)، محاسبه می کنیم. بدین منظور یک حدس اولیه از طول و عرض شکاف زده می شود (طول-۳۰۰ فوت، ارتفاع-۱۲۰ فوت، عرض بازشدگی-۰٫۰۱ فوت) و به دنبال آن حجم مورد نیاز برای ایجاد هندسه ی فرض شده توسط روابط مطرح شده بدست می آید. همچنین نرخ تزریق ۲۵ بشکه در دقیقه را برای تزریق در نظر گرفته شده است.

$$q_i t_i = A_f \bar{w} + K_L C_L (2A_f) r_p \sqrt{t_i} \quad \text{رابطه ۳-۶}$$

$$V_{\text{pad}} \approx V_i \left(\frac{1-\eta}{1+\eta} \right) \quad \text{رابطه ۳-۷}$$

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi (1 - \eta) \right] \quad \text{رابطه ۳-۸}$$

جدول ۳-۳: مقادیر ورودی برای محاسبه حجم با روش دوم

#	Type	Unit	Qt
Rp	Ratio Index (h/hp)		1
Xf	Fracture length	ft	300
h	Fracture height	ft	120
Wav	Average width	ft	0.01
Cl	leak off – small guess		0.0002
Kl	Variable to fluid efficiency		1.5

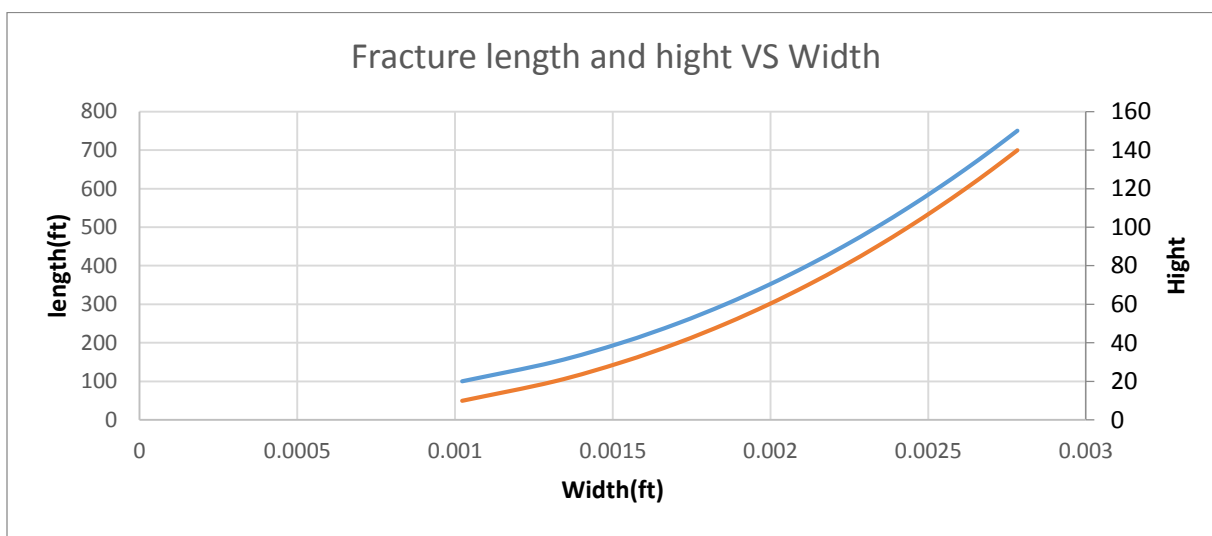
طبق رابطه شماره ۳-۶ ابتدا حدس اولیه را برای ابعاد شکاف می زنیم، سپس زمان لازم برای پمپاژ طبق نرخ تزریق اولیه ۲۵ بشکه در دقیقه را بدست می آوریم. ضریب نشت سیال را مستقیم از شبیه ساز وارد رابطه ی شماره ۳-۶ نموده و سپس ضریب بازدهی سیال η را که برابر با نسبت $\frac{V_f}{V_i}$ می باشد را محاسبه می کنیم و طبق رابطه ی شماره ۳-۷ حدس اولیه برای حجم تزریقی پد را بدست می آوریم. به منظور دقت حدس اولیه ابعاد فرضی شکاف، حجم پد محاسبه شده را در شبیه ساز وارد کرده و ابعاد هندسی ایجاد شده توسط پد ویسکوز را بدست می آوریم. در این مرحله با ابعاد بدست آمده از خروجی شبیه ساز، دوباره حجم اولیه پد را بروز رسانی می کنیم. عدد نهایی حجم اولیه پد تزریقی ۹۲ بشکه محاسبه شده است.

با محاسبه ی حجم پد اولیه، ابعاد هندسی شکاف توسط این حدس از پد تزریقی را در رابطه ی شماره ۳-۱ وارد کرده و حجم تقریبی سیالات اسیدی جهت تزریق را بدست می آوریم که در این حالت مقدار ۲۳۸ گالن/فوت بدست آمده است. همانطور که مشاهده می شود، حجم بدست آمده بر اساس روش دوم کمتر از روش های مدل Daccord و مدل حجمی می باشد. از طرفی این مدل برای محاسبه حجم پد و اسید تزریقی به پارامترهای ورودی حساس بوده و طبق آنالیزهای انجام شده با تغییرات پارامترهای ورودی روند خاصی جهت توقف حدس اولیه ابعاد شکاف وجود نداشت. همانطور که اشاره شد، مدل دوم با حدس اولیه شروع می گردد و این حدس اولیه جهت محاسبه بقیه پارامترهای مهم می باشد. به منظور ارزیابی حدود حدس اولیه و ارزیابی محدوده ی ورودی های این مدل، از روش محاسباتی تغییرات عرض میانگین در مدل های دوبعدی شکاف PKN برای سیالات غیر نیوتنی (سیال پد تزریق در دسته ی سیالات غیر نیوتنی می باشد) استفاده شده است.

$$\bar{w} = \frac{\pi}{5} 9.15^{\left(\frac{1}{2n+2}\right)} 3.98^{\left(\frac{n}{2n+2}\right)} \left[\frac{1 + 2.14n}{n} \right]^{\left(\frac{n}{2n+2}\right)} K^{\left(\frac{1}{2n+2}\right)} \left[\frac{(1-v^2)x_f q^n h_f^{(1-n)}}{E} \right]^{\left(\frac{1}{2n+2}\right)} \quad \text{رابطه ۳-۹}$$

که در اینجا، n و k را از مشخصات سیال پد تزریقی Prime-Frac از شبیه ساز انتخاب کرده (0.66 و 0.623 pa.s^n) و میزان میانگین مدول یانگ در بازه ی ۴۵ متری تولیدی در نظر گرفتیم. بدین منظور طول و ارتفاع

های مختلف (حداکثر برابر با ضخامت لایه تولیدی) برای محاسبه ی عرض بازشدگی در مدل PKN وارد کرده، سپس عرض میانگین را در هر حدس محاسبه می کنیم. همانطور که در شکل ۳-۷ می بینیم، محدودیتی برای حدس اولیه برای طول، ارتفاع و عرض بازشدگی قابل مشاهده نمی باشد.



شکل ۳-۷: روند تغییرات هندسه ی شکاف (طول، عرض و ارتفاع)

از آنجایی که فرضیات و حدسیات روش دوم بیشتر بوده و حساسیت به پارامترهای ورودی بیشتر می باشد، احتمال خطای این روش بیشتر می باشد. لذا شاخص تزریق تقریباً ۳۸۰ گالن/ فوت به عنوان حجم اولیه (نزدیک به مدل Daccord) برای سیالات اسید و VDA با حجم پد حدود ۱۰۰ بشکه جهت شروع شبیه سازی در نظر گرفته شد و طراحی پمپاژ اولیه طبق برنامه زیر در شکل ۳-۸ طراحی گردید.

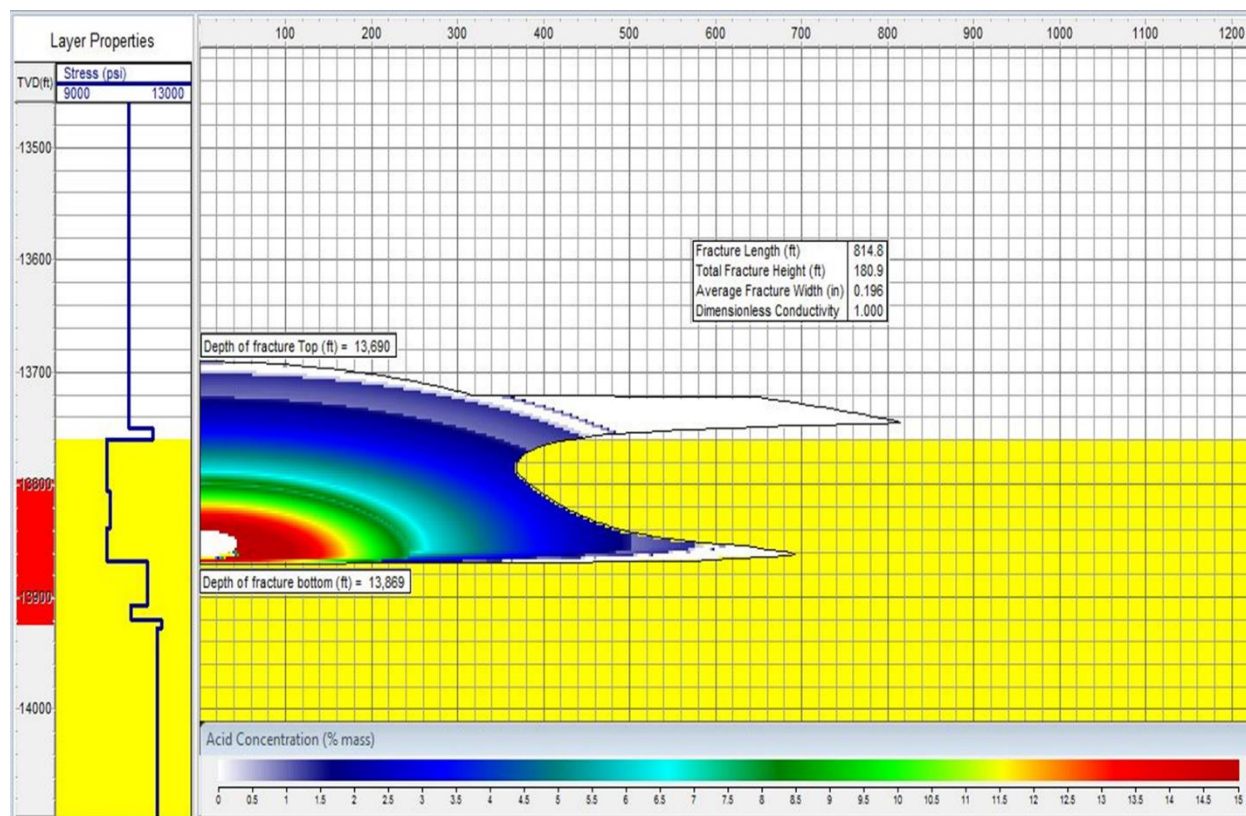
	Stage Type	Flow Rate (bpm)	Prop Conc (ppg)	Clean Vol (gal)	Step Length (min)	Cumul Time (min:sec)	Fluid Type
1	Circulation	5.00	0.00	9,770	46.52	46:31	Diesel
2	Main frac pad	25.00	0.00	4,200	4.00	50:31	PrimeFRAC 15
3	Main frac acid	25.00	0.00	19,530	18.60	69:07	15%HCl
4	Main frac slurry	25.00	0.00	20,790	19.80	88:55	VDA10
5	Main frac acid	25.00	0.00	19,530	18.60	107:31	15%HCl
6	Main frac slurry	25.00	0.00	20,790	19.80	127:19	VDA10
7	Main frac acid	25.00	0.00	19,530	18.60	145:55	15%HCl
8	Main frac flush	25.00	0.00	10,000	9.52	155:26	Diesel

شکل ۳-۸: توالی تزریق و نرخ های تزریق در برنامه پمپاژ سیالات

۳-۹- اجرای مدل شبیه ساز:

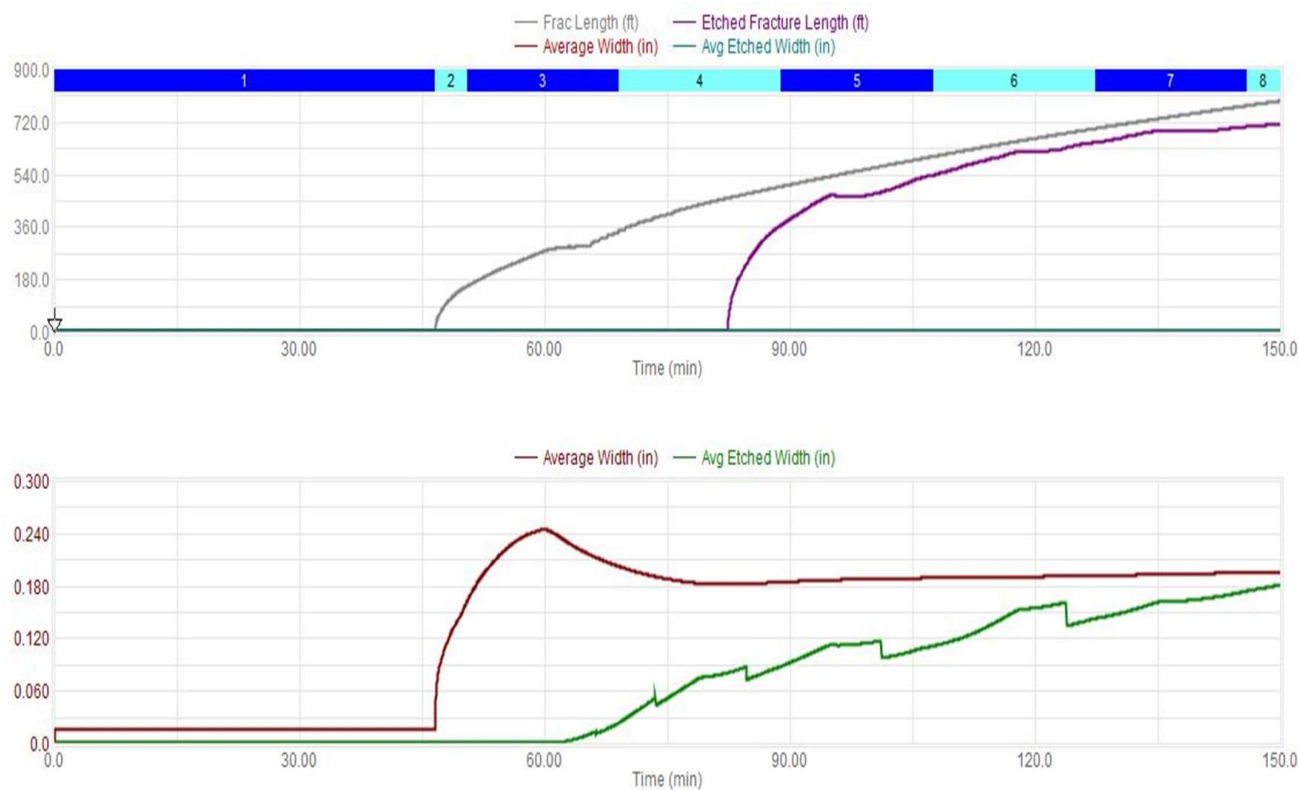
پس از تزریق سیالات طبق برنامه پمپاژ، هندسه ی ایجاد شده در طراحی اولیه را ارزیابی می کنیم. شکل شماره ۳-۶ تغییرات غلظت اسید در طول شکاف ایجاد شده نشان می دهد. طول شکاف ایجاد شده برابر با ۸۱۴ فوت و طول تحت تاثیر خوردگی اسید برابر با ۳۳۲ فوت بوده که حدود ۴۰ درصد حکاکی^۴ شده تاثیر مهمی بر هدایت پذیری نهایی ایجاد نماید. بیشترین عرض بازدگی در دهانه ی مشبک ها برابر با 0.47 اینچ بوده و میانگین عرض برابر با 0.2 اینچ بوده که از این عرض بازشدگی به صورت میانگین 0.06 اینچ تحت تاثیر خوردگی اسید قرار گرفته است. لازم به ذکر است پایین ترین عمقی که در آن شکاف ایجاد شده برابر با 13,927 فوت بوده که همتراز با عمق حداقل تنش افقی می باشد. قسمت بالایی شکاف ایجاد شده با توجه به ویژگی های مخزنی مناسب تر از عمق 13,796 فوت به بالاتر، تمایل به گسترش به سمت بالا را داشته و ارتفاع شکاف ایجاد شده برابر با ۱۸۰ فوت می باشد.

^۴Etching



شکل ۳-۹: هندسه ی خروجی شکاف ایجاد شده با حجم های اولیه

اختلاف طول شکاف به همراه طول خورده شده^۵ در مدت زمان تزریق (به همراه عرض بازشدگی شکاف و عرض خورده شده) در شکل شماره ۳-۱۰ نشان می دهد که بعد از تزریق اولین مرحله ی اسید، فرآیند خوردگی شروع شده و افزایش طول خوردگی با زمان تزریق اتفاق می افتد.

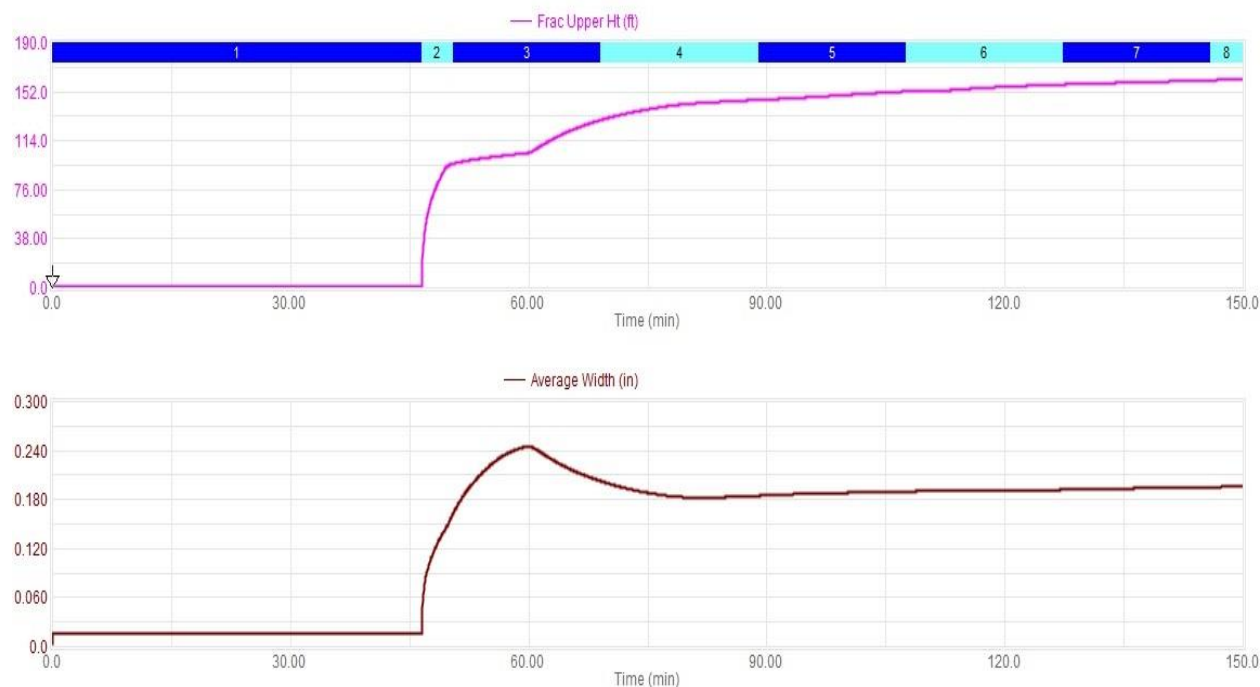


شکل ۳-۱۰: تغییرات طول و عرض شکاف ایجاد شده با زمان

شکل شماره ۳-۱۱ نشان دهنده ی افزایش عرض شکاف با تزریق توالی های اسید و سیال منحرف کننده می باشد. در زمان حدود ۶۰ دقیقه بعد از شروع تزریق، مشاهده می گردد که عرض بازشدگی به سمت مقدار ثابتی رفته هرچند تغییرات عرض شکاف که تحت تاثیر تماس اسید قرار گرفته روندی افزایشی دارد. کاهش عرض شکاف و در ادامه ی آن ثابت ماندن در مدت زمان تزریق (شکل شماره ۳-۱۰)، دقیقاً زمانی رخ می دهد که شکاف شروع

^۵Etched Length

به گسترش درون لایه بالاتر تولیدی (13,796 متر) به علت کیفیت مخزنی می نماید. همانطور که از شکل ۳-۱۱ مشخص است، شکاف در دقیقه ۶۰ تزریق شروع به گسترش در جهت ارتفاع نموده و انرژی در جهت عرض شروع به کاهش می نماید و در نتیجه عرض بازشدگی به سمت ثابت شدن پیش می رود.

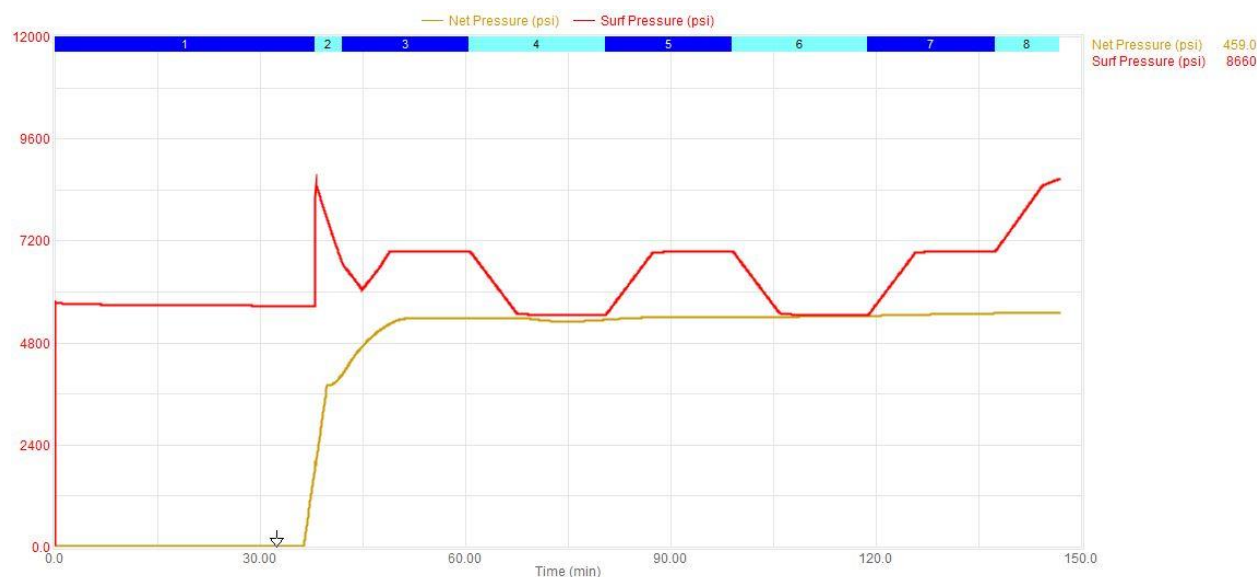


شکل ۳-۱۱: تغییرات عرض شکاف ایجاد شده به همراه عرض خورده شده با افزایش زمان

با شروع تزریق پد ویسکوز فشار سطحی شروع به افزایش می کند تا آنجا که شکاف شروع به باز شدن کرده و شکست در سنگ رخ می دهد. در ادامه به علت توالی تزریق سیالات نوسانات فشار سطحی را در زمان تزریق شاهد هستیم. لازم به ذکر است که یکی از نشانه های عملکرد مناسب سیال منحرف کننده ی جریان، افزایش فشار سطحی سیال بعدی (اسید) می باشد که این افزایش به علت مسدود کردن منافذ با تراوایی بالاتر نسبت به نواحی کم تراوتر توسط سیال منحرف کننده ی جریان و عملکرد مناسب این سیال می باشد. در شکل شماره ۳-۱۱

۱۲ روند تغییرات فشار سطحی با زمان در نرخ تزریق ۲۵ بشکه در دقیقه مشاهده می گردد، همچنین تغییرات فشار خالص همزمان با ایجاد شکست با زمان تزریق گویای رشد شکاف می باشد. لازم به ذکر است در محاسبه ی فشار خالص اندازه گیری شده در شبیه ساز، افت فشار اصطکاکی هر بخش از لوله های در تماس با سیالات استفاده شده ولی افت فشار سطحی (از پمپ تا ورودی سیال در تاج چاه) صرف نظر شده است. هرچند این افت فشار در شرایط عملیاتی قابل محاسبه بوده و حتما جهت تطابق فشار خالص اندازه گیری شده و شبیه سازی شده می بایست در محاسبات آورده شود.

از طرفی میزان فشار خالص محاسبه شده (۴۵۹ پام) از اختلاف فشار تنش افقی در پایین شکاف ایجاد شده کمتر بوده (تنش افقی در عمق 13,867 فوت برابر با ۱۰۵۱۵ پام و تنش در عمق 13,907 فوت، برابر با 11,700 پام می باشد که این اخلاف برابر با ۱۱۸۵ پام می باشد) و می تواند اطمینانی از عدم گسترش شکاف به سمت لایه ناخواسته را توجیه نماید.



شکل ۳-۱۲: تغییرات فشار سطحی و فشار خالص

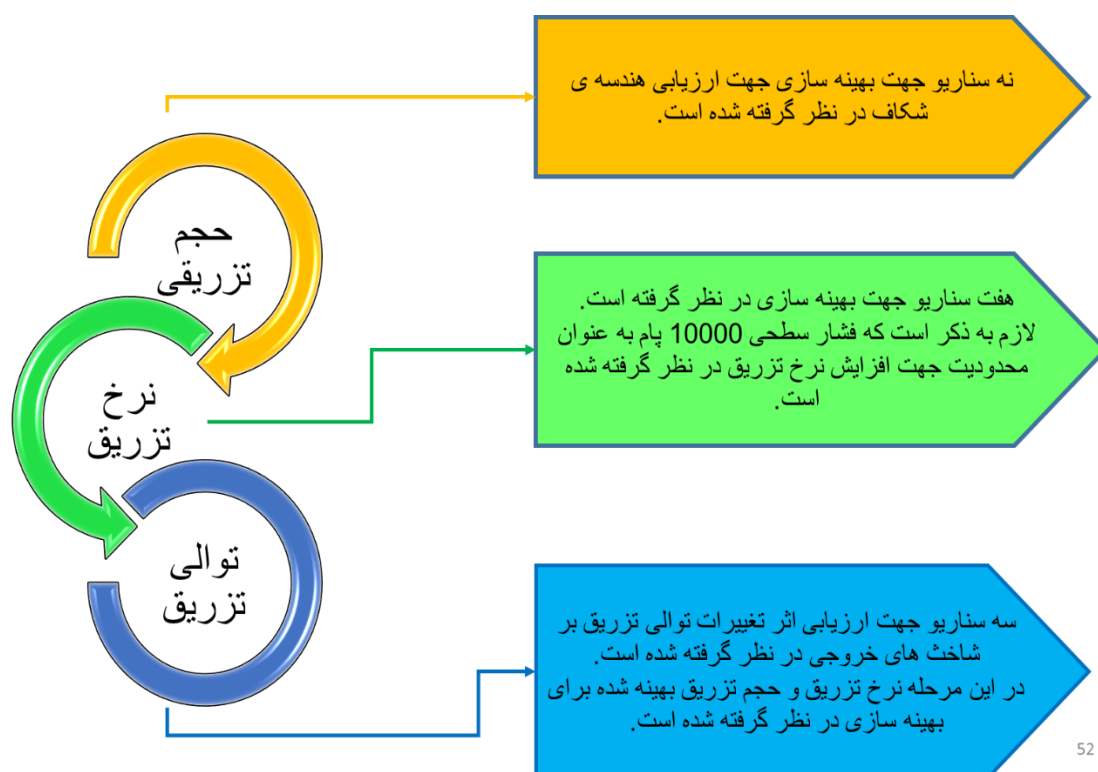
حداکثر فشار سطحی ناشی از تزریق حدود ۸۶۶۰ پام بوده که با توجه به محدودیت فشار تاج سرچاهی می بایست این فشار در مراحل بهینه سازی مورد توجه قرار گیرد.

۳-۱۰- بهینه سازی

همانطور که اشاره شد، حجم های اولیه سیالات اسیدی، بر اساس یک سری فرضیات بدست آمده و می بایست متناسب با خصوصیات لایه های مخزنی بهینه سازی گردند. هدف از بهینه سازی، بررسی مناسب ترین حجم تزریق با نرخ تزریق سیالات اسیدی می باشد. بهینه سازی می تواند در چند سطح نظیر، داده های ورودی (احجام ورودی، نرخ تزریق و نوع سیالات و پارامتر های رئولوژی و ...) که می بایست همگی بر یک شاخص هماهنگ اثر کاهشی یا افزایش داشته باشند، انجام می گیرد. لازم به ذکر می باشد که پارامترهای ورودی و موثر بر نتایج، وابسته به یک سری فرضیات مدلسازی و همچنین تایید تست های آزمایشگاهی (رئولوژی سیالات، نرخ واکنش اسید، افت فشار اصطکاکی و ...) می باشند. لذا در این مرحله از مطالعه، صرفا حجم سیالات و نرخ تزریق که مهمترین پارامتر موثر بر نتایج شبیه سازی می باشند مورد مطالعه قرار می گیرند.

در طراحی جامع شکاف هیدرولیکی می بایست تمامی محدودیت های عملیاتی نظیر حداکثر فشارهای Collapse and Burst، تراکم و کیفیت سیمان پشت لوله جداری تولیدی و ... در نظر گرفته شود. در این مطالعه با توجه به داده های موجود و محدودیت فشار تجهیزات سطحی، این پارامتر به عنوان محدودیت اصلی تعیین کننده در طراحی در نظر گرفته شده است. منظور از شاخص، پارامتریست که بهینه سازی فاکتور های ورودی منجر به تغییر آن می شود. مهمترین شاخص در نظر گرفته در این مرحله از کار، هدایت پذیری بدون بعد می باشد که در انتهای عملیات در صورت ساخت مدل چاه و مخزن این پارامتر نقش کلیدی در پیش بینی مدل های تولید دارد. لذا مولفه های پارامتر هدایت پذیری بدون بعد (طول شکاف، عرض شکاف، عرض خورده شده) به عنوان یکی از شاخص های کنترلی برای بهینه سازی در نظر گرفته شده است. از طرفی با توجه به محدودیت های عملیاتی، فشار سطحی با عنوان پارامتر محدود کننده عمل می کند که می بایست در طراحی ها مد نظر قرار گیرد.

بدین منظور کل حجم اسید و سیال منحرف کننده، نرخ تزریق و همچنین توالی تزریق به عنوان پارامترهایی که در بهینه سازی خروجی شبیه ساز موثر می باشند طبق شکل شماره ۳-۱۳ جهت بهینه سازی در نظر گرفته شده اند. هرچند نوع سیالات، خصوصیات شیمیایی و رئولوژی این سیالات نیز از پارامترهای مهم در بهینه سازی می باشند، اما این بهینه سازی نیازمند آزمایش های عملی جهت رسیدن به بهترین شرایط تطابق با سیال مخزنی، هرزروی و بازدهی سیال و ... می باشد که در شرایط پیش از انجام عملیات می بایست به آن پرداخت.



شکل ۳-۱۳: بهینه سازی حجم و نرخ تزریق سیالات در طراحی

۳-۱۰-۱- بهینه سازی نرخ تزریق

به منظور رسیدن به طول و عرض بهینه شکاف، ابتدا بر اساس حجم اولیه، نرخ تزریق را بهینه سازی کرده و از نرخ تزریق ۲۰ بشکه در دقیقه تا ۵۰ بشکه در دقیقه (افزایش ۵ تایی نرخ تزریق در هر سناریو) بدین منظور ۸ سناریو بر پایه برنامه پمپاژ مطرح شده در نظر گرفته شد. نرخ تزریق از دیگر پارامترهای موجود بوده که روی

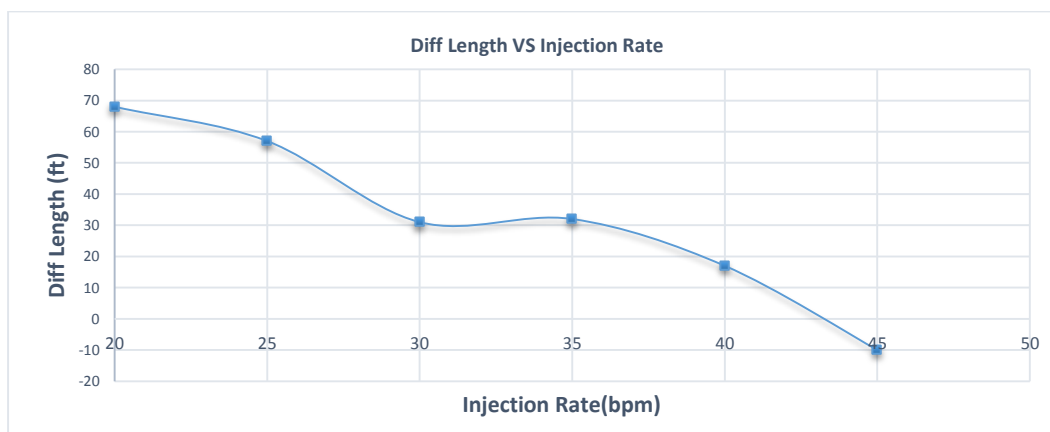
هندسۀ ی شکاف تاثیر بسزایی در پی خواهد داشت. نرخ تزریق معمولاً به صورت عملی قبل از انجام عملیات اصلی توسط آزمایش Mini Frac (نمونه واقعی عملیات در حجم اندک) بدست می آید. یکی از محدودیت های انجام عملیات شکاف اسیدی/ هیدرولیکی محدودیت فشار کاری تجهیزات سطحی و درون چاهی می باشد. باتوجه به اثر گذارای نرخ تزریق بر سرعت واکنش و فرایند حکاکی و همچنین نرخ نشتی سیالات اسیدی و منحرف کننده، حجم پد تزریقی و سیال دیزل برای جابجایی سیالات در تمام مراحل ثابت در نظر گرفته شده است.

جدول ۳-۴: نتایج نرخ بهینه شده در توالی های مختلف

Rate Optimization with base injection volume (2955 bbl)							
Injection rate (bpm)	20	25	30	35	40	45	50
Fracture length (ft)	747	815	872	903	935	952	942
Etched length (ft)	334	330	337	336	332	328	323
Avg etched Width (in)	0.077	0.066	0.048	0.042	0.038	0.035	0.031
Avg Fracture conductivity (md.ft)	1238	802	445	323.9	243.5	188	149.5
surface pressure (psi)	7712	8666	9781	11071	12527	14147	15931

به منظور ارزیابی تغییرات پارامتر های خروجی، می بایست تمام پارامتر های موثر باهم در ارزیابی مد نظر قرار گیرند، چونکه در نهایت هدایت پذیری بدون بعد ترکیبی از این چند پارامتر بوده و به صورت کلی مورد ارزیابی قرار می گیرد و در این بررسی ابتدا تغییرات تک به تک پارامتر ها مورد ارزیابی قرار گرفته و در نهایت سناریو بهینه با در نظر گرفتن شاخص اصلی هدایت پذیری بدون بعد جهت نرخ تزریق بهینه مورد ارزیابی قرار می گیرد. با افزایش نرخ تزریق فشار سطحی از ۷۷۱۲ به ۱۱۰۷۱ پام می رسد که از محدوده ی فشاری تجهیزات سر چاهی بیشتر شده است.

همانطور که از شکل ۳-۱۴ مشاهده می گردد، با افزایش نرخ تزریق طول حکاکی^۷ شده افزایش یافته ابتدا شروع به افزایش کرده و از نرخ ۴۵ بشکه در دقیقه به بالا، پارامتر طول حکاکی شده شروع به کاهش می نماید. از نقطه نظر مخزنی و شعاع زهکشی، هرچه طول شکاف بیشتر از طرفی افت فشار ناشی از جریان تولیدی در مخزن به سمت چاه به واسطه تغییر رژیم جریانی شعاعی به خطی کاهش یافته و از طرفی برای رسیدن به این مقدار از طول شکاف، فشار سطحی به عنوان پارامتر محدود کننده عمل می کند. همانطور که مشاهده می گردد، بیشترین افزایش طول ناشی از افزایش نرخ تزریق از نرخ ۲۰ به ۲۵ با افزایش ۶۵ فوتی طول شکاف روبرو بوده و در نرخ تزریق ۲۵ به ۳۰ بشکه در دقیقه این افزایش طول ۵۷ فوت می رسد و همچنین در ادامه ی تزریق این مقدار افزایش کمتر می شود که گویای این موضوع می باشد از یک نرخ تزریق به بالا، دیگر افزایش نرخ تزریق افزایش چندانی بر تغییرات طول شکاف نخواهد داشت.



شکل ۳-۱۴: روند تغییرات اختلاف طول با افزایش نرخ تزریق

کاهش اولیه طول حکاکی شده از نرخ ۲۰ به ۲۵ نشان دهنده اثر خوردگی اسید و نرخ نشتی نسبتاً کم بوده و از طرفی با افزایش نرخ تزریق (۲۵ به بالا) طول حکاکی شده شروع به کاهش کرده که می تواند به علت افزایش نرخ نشتی باشد که اسید زمان کمتری برای در تماس بودن با سنگ جهت خوردگی داشته است.

^۷Etched Length

با افزایش نرخ تزریق طبق جدول ۳-۴ (معیار ۵ بشکه افزایش به صورت خطی در نظر گرفته شد) طی ۶ مرحله، روند افزایشی طول شکاف مشاهده گردید. در ارزیابی اولیه از ۷ مرحله شبیه سازی شده، طول شکاف ایجاد شده در مرحله ۷ با کاهش محسوسی (۱۰ ft) مشاهده گردید که به منظور احتمال خطای شبیه سازی توسط نرم افزار، این مرحله تکرار شد که دوباره کاهش طول شکاف مشاهده گردید. با توجه به روند دیگر پارامترها دلیل موجه برای این کاهش در نظر گرفته نشد. شایان ذکر است که رسیدن به این مقدار نرخ تزریق یعنی ۵۰ بشکه در دقیقه منجر به خارج شدن فشار تزریقی سطحی از محدوده فشار تاج سرچاهی می شود.

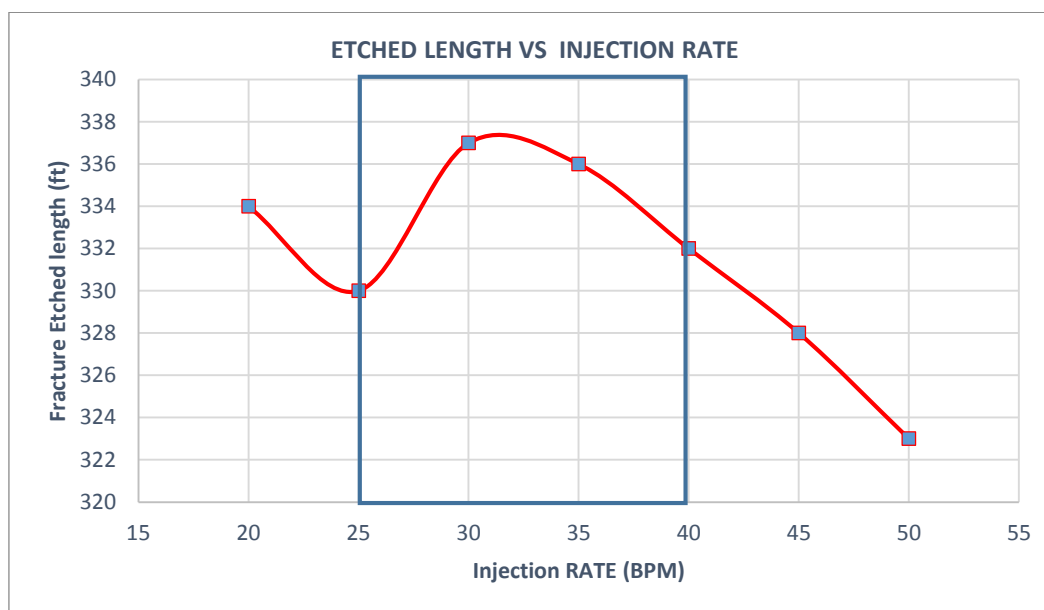
سوال مطرح شده در طول ارزیابی این روند افزایشی این بود که فارغ از محدودیت فشار سطحی، تا کجا می توان نرخ تزریق را افزایش دهیم؟ هر مرحله از افزایش نرخ تزریق منجر به چقدر اختلاف طول شکاف نسبت به مرحله ی قبل می شود؟

البته در صورت اجرایی بودن می توان از آزمایش Step-Rate این مقدار نسبتاً دقیق را بدست آورد (توضیحات تست مذکور در فاز سوم گزارش ارائه شده است)

لذا تغییرات طول (نسبت طول شکاف ایجاد شده به مرحله قبل) برای ارزیابی در نظر گرفته شد. طبق شکل ۳-۱۴ با افزایش نرخ تزریق طول شکاف افزایش داشته که از قبل قابل پیش بینی بوده است. اما با لحاظ کردن پارامتر تغییرات طول مشاهده گردید که بیشترین افزایش طول شکاف از نرخ ۲۰ به ۲۵ بشکه در دقیقه معادل ۶۵ فوت بدست آمده است و با افزایش نرخ تزریق تا مرحله ی ۶ فارغ از رد شدن حد توقف از فشار سطحی تاج سرچاهی میزان تغییرات طول شکاف نسبت به مرحله ی قبلی با کاهش همراه بوده است.

همانطور که اشاره شد، واضح می باشد که افزایش نرخ تزریق نسبت به حالت اولیه یعنی نرخ تزریق ۲۰ بشکه در دقیقه منجر به افزایش طول می گردد ولی معیار حد توقف فشار سرچاهی و همچنین اختلاف افزایش طول نسبت به مرحله ی پیشین می تواند معیار دیگری از غیر موثر بودن افزایش نرخ تزریق در عدد ۲۵ به بعد برای این مورد مطالعاتی باشد.

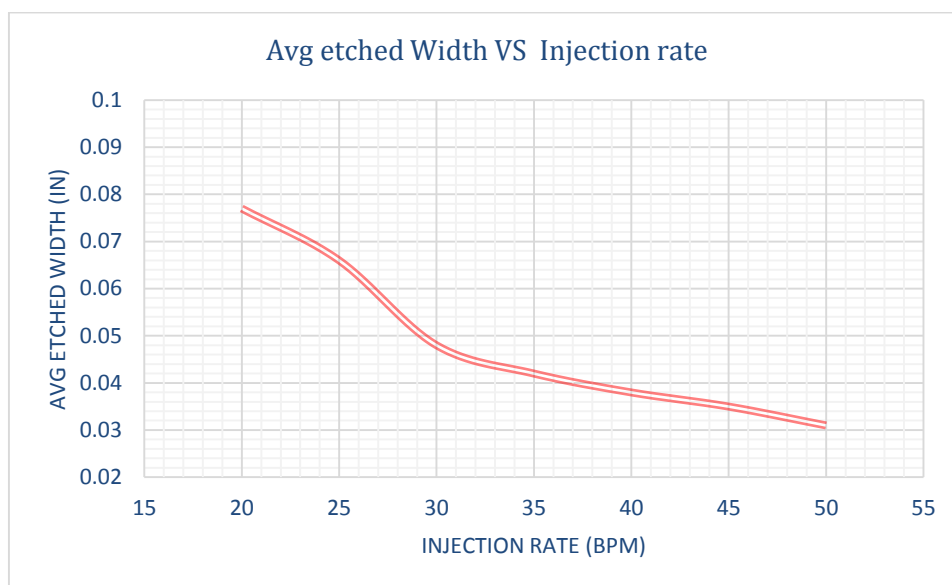
شکل شماره ۳-۱۵ افزایش طول حکاکی شده (بین طول حکاکی شده با تزریق جدید نسبت به طول حکاکی شده با نرخ تزریق قبلی) بین بازه ی مشخص شده نسبت به نرخ تزریق ۲۵ بشکه در دقیقه در حقیقت گویای باز شدگی بیشتر شکاف و خوردگی بیشتر سطح ایجاد شده توسط اسید می باشد. در حالیکه از نرخ تزریق ۴۰ بشکه در دقیقه به بالا، به علت سرعت بالای تزریق مدت زمان تماس اسید با سطح شکاف کمتر بوده و عرض حکاکی شروع به کاهش می کند که جهت بررسی این روند افزایش و کاهش در بازه ی نرخ تزریق ۲۵ تا ۴۰ بشکه بر دقیقه می بایست مدل عددی بررسی شده و توزیع باز شدگی در نواحی نوک شکاف (نواحی تحت نفوذ اسید) مورد بررسی قرار گیرد.



شکل ۳-۱۵: اختلاف طول حکاکی شده با افزایش نرخ تزریق

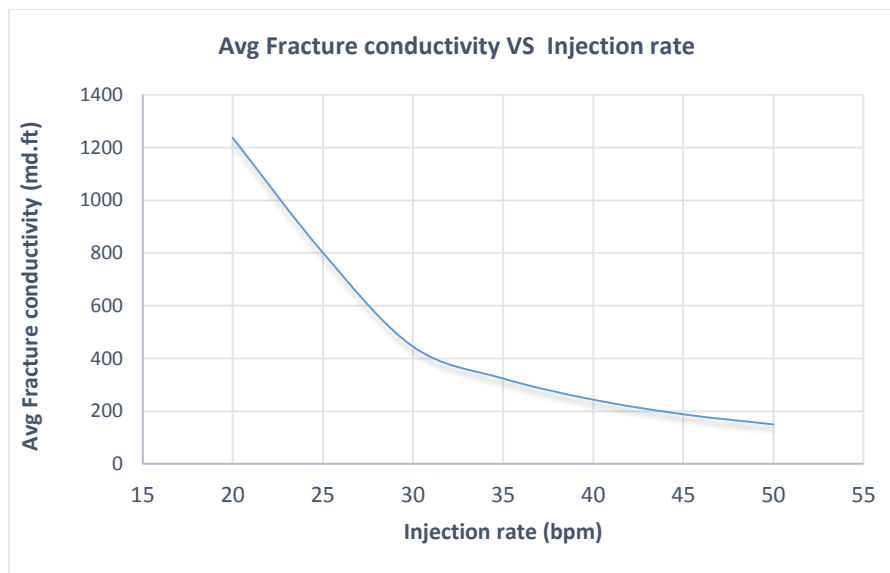
میانگین عرض حکاکی شده با توجه به شکل شماره ۳-۱۶ روند معکوسی با افزایش نرخ تزریق دارد (با افزایش نرخ تزریق مساحت شکاف $X_f \cdot H_f$ بیشتر شده) که با افزایش نرخ تزریق شیب کاهش عرض حکاکی شده در نرخ های اولیه بیشتر بوده و می توان به این مورد اشاره کرد که شکاف در مراحل ابتدایی تماس با اسید بیشترین خوردگی را داشته و با گذشت زمان تزریق شدت خوردگی اسید کمتر شده و در مراحل بعدی تماس با اسید

تغییرات عرض خوردگی کاهشی می باشد. در صورت استفاده از اسید های تاخیری میزان واکنش اسید در دهان ی اولیه شکاف (نزدیک دیواره چاه) کمتر شده و این مهم با طراحی اسید مناسب قبل از طراحی عملیات قابل دست یابی می باشد.



شکل ۳-۱۶: روند تغییرات عرض حکاکی شده با افزایش نرخ تزریق

هدایت پذیری شکاف، دیگر پارامتر بررسی شده می باشد که در شکل ۳-۱۷ تغییرات کاهشی آن با افزایش نرخ تزریق نشان دهنده معکوس بودن روند تغییرات این پارامتر می باشد. باتوجه به تغییرات مشاهده شده در اثر افزایش نرخ تزریق، نرخ تزریق ۲۰ بشکه در دقیقه با توجه به بالا بودن هدایت پذیری شکاف در این نرخ و همچنین فشار سطحی در محدوده ی امن فشار کاری تاج چاه برای این چاه در نظر گرفته شد.



شکل ۳-۱۷: تغییرات هدایت پذیری با افزایش نرخ تزریق

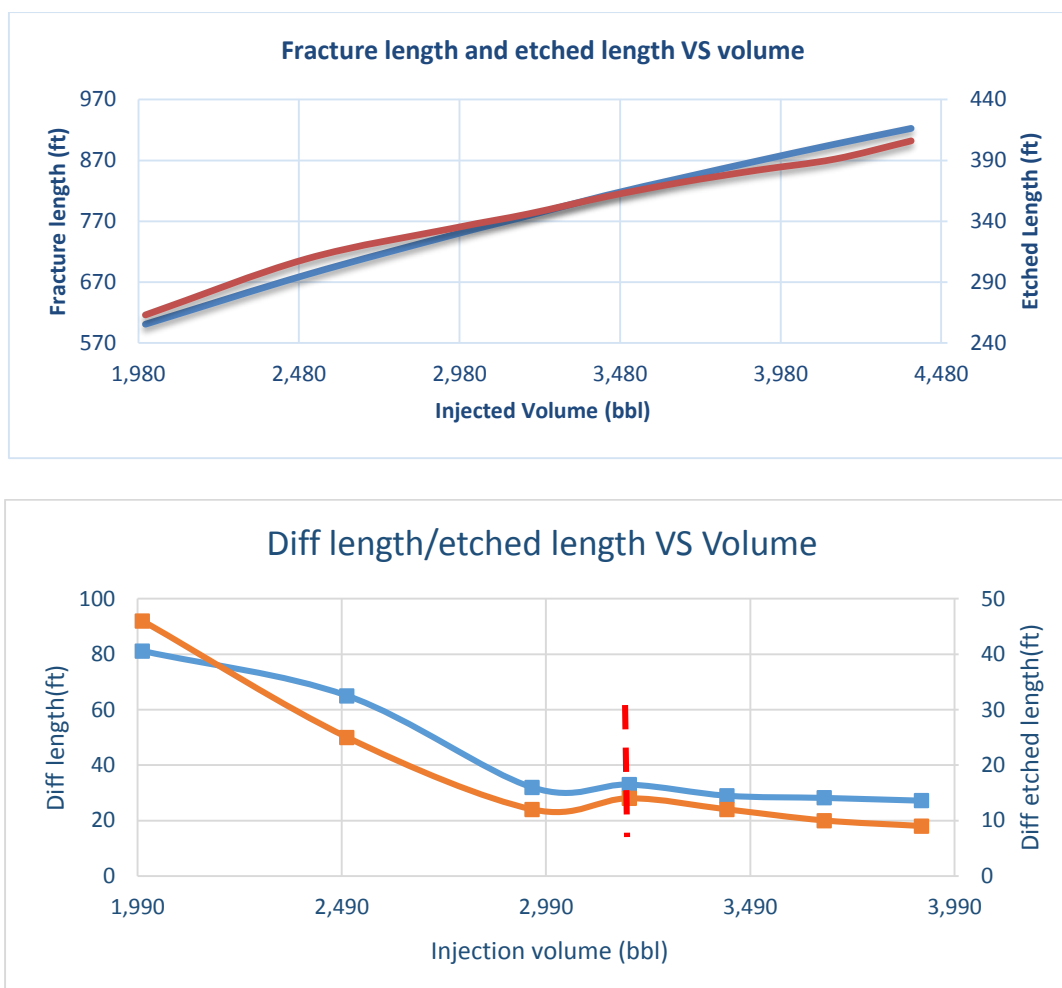
۳-۱۰-۲- بهینه سازی حجم سیالات تزریقی

بعد از بهینه سازی نرخ تزریق، حجم سیال اسیدی می بایست متناسب با این نرخ بهینه شده محاسبه گردد. برای این منظور طبق جدول ۳-۵ (لازم به ذکر است که حجم پایه سناریو شماره ۳ بوده و سناریو ۱ و ۲ بعد از اتمام سناریو ها به منظور ارزیابی تاثیر حجم کمتر به ارزیابی ها وارد شده است) افزایش حجم اسید و سیال منحرف کننده در نظر گرفته شد که در هر مرحله حجم اسید و سیال منحرف کننده به اندازه ی ۱۰ درصد نسبت به حالت اولیه افزایش داده شده است. لازم به ذکر است در این مرحله از بهینه سازی، حجم پد تزریقی و حجم سیالات اسیدی در بهینه سازی حجم ثابت در نظر گرفته شده اند (طبق آنالیز های انجام گرفته در صورت افزایش حجم پد تزریقی، فشار سطحی بیشتر شده و از بازه ی محدودیت فشاری بیشتر می شود).

جدول ۳-۵: بهینه سازی حجم تزریقی

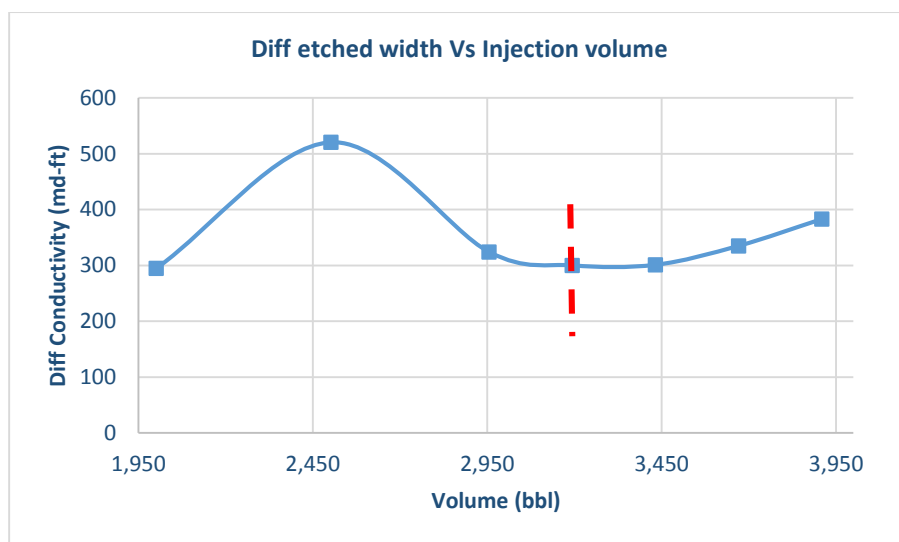
Stage Type	Flow Rate (bpm)	Volume 1	Volume 2	Volume 3	Volume 4	Volume 5	Volume 6	Volume 7	Volume 8	Volume 9
Diesel	5	9770	9770	9770	9770	9770	9770	9770	9770	9770
PAD	20	4,200	4,200	4200	4200	4,200	4,200	4,200	4,200	4,200
HCL	20	11718	15,819.3	19,530	21,483	23,436	25,389	27,342	29,295	31,248
VDA	20	12474	16,839.9	20,790	22,869	24,948	27,027	29,106	31,185	33,264
HCL	20	11718	15,819.3	19,530	21,483	23,436	25,389	27,342	29,295	31,248
VDA	20	12474	16,839.9	20,790	22,869	24,948	27,027	29,106	31,185	33,264
HCL	20	11718	15,819.3	19,530	21,483	23,436	25,389	27,342	29,295	31,248
Diesel	20	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Total Volume	Gal	84,072	105,108	124,140	134,157	144,174	154,191	164,208	174,225	184,242
	bbl	2,002	2,503	2,956	3,194	3,433	3,671	3,910	4,148	4,387
Fracture length (ft)		600.9	682	747	779	812	841	869	896	922
Etched Length (ft)		263	309	334	346	360	372	382	391	406
Average etched width (in)		0.053	0.062	0.077	0.085	0.077	0.083	0.089	0.095	0.101
surface pressure (psi)		7707	7710	7712	7714	7717	7717	7718	7719	7719
Avg Fracture conductivity (md.ft)		422.6	717.3	1238	1562	1576	1877	2212	2595	3071

همانطور که از جدول ۳-۵ مشاهده می گردد، برنامه پمپاژ در همه ی سناریو ها ثابت و با نرخ تزریق بهینه شده ی ۲۰ بشکه در دقیقه تزریق شده است. روند تغییرات افزایشی طول شکاف با افزایش حجم تزریقی در شکل شماره ی ۳-۱۸ نشان داده شده که در این نمودار تغییرات شیب جهت مشخص کردن نقطه ی بهینه برای طول شکاف و طول حکاکی شده مشاهده نشد. بدین منظور از تغییرات طول شکاف و طول حکاکی شده (Δx) در مقابل حجم تزریقی در شکل شماره ۳-۱۸ استفاده گردید. همانطور که مشخص است از حجم تزریقی ۲۹۹۰ به بعد افزایش تغییرات طول حکاکی شده با افزایش ۱۰ درصدی سیال ورودی تغییر چندانی ندارد، لذا حجم ۳۱۹۴ بشکه به عنوان سناریو بهینه انتخاب شده است. در حجم بهینه انتخاب شده طول شکاف و طول حکاکی شده برابر با ۷۷۹ و ۳۳۴ فوت و همچنین میانگین عرض حکاکی شده برابر با ۰,۰۶ اینچ می باشد.



شکل ۳-۱۸: تغییرات ابعاد شکاف با افزایش حجم تزریقی

با بررسی دیگر پارامترهای ورودی نظیر هدایت پذیری شکاف روند افزایشی سپس کاهش و ثابت ماندن این مقدار در شکل ۳-۱۹ نشان داده شده است. از حجم ۲۹۵۰ در سناریو سوم به بعد روند ثابتی داشته و از سناریو ۵ به بعد افزایش اختلاف هدایت پذیری شکاف تغییرات زیادی ندارد، لذا با توجه این روند اختلاف هدایت پذیری شکاف، حجم بهینه ۳۲۰۰ بشکه انتخاب شده است.



شکل ۳-۱۹: روند تغییرات اختلاف عرض حکاکی شده با افزایش حجم

لازم به ذکر است فشار سطحی با افزایش نرخ تزریق، روند افزایشی داشته ولی از سناریو اول تا آخر از فشار ۷۷۰۷ پام به فشار ۷۷۱۹ پام رسیده است (کل تغییرات فشار، برابر با ۱۲ پام می باشد).

۳-۱۰-۳- بهینه سازی توالی تزریق

پارامتر بعدی که می تواند هندسه ی شکاف را تحت تاثیر بگذارد، برنامه پمپاژ سیالات تزریقی است. بدین منظور چند سناریو مختلف با حجم و دبی تزریق بهینه بدست آمده را برای آنالیز تاثیر برنامه های مختلف پمپاژ طبق شکل ۳-۲۰ شبیه سازی شده است. در حقیقت این تغییرات در برنامه پمپاژ جهت آگاهی از اثرات حجم اسید و سیال منحرف کننده در حالت های مختلف می باشد. به صورت کلی هرچه حجم اسید بیشتر باشد با توجه به نرخ ثابت تزریق، زمان بیشتری برای رسیدن به عمق شکاف نیاز دارد که به علت نرخ خوردگی اسید، بیشتر این خوردگی در دهانه مشبک کاری شده اتفاق می افتد که جهت بررسی این مورد می بایست مدل عددی اجرا شده و تغییرات افزایش خوردگی در دهانه چاه و شکاف ارزیابی گردد. حجم کل سیالات تزریقی در این مرحله از بهینه سازی

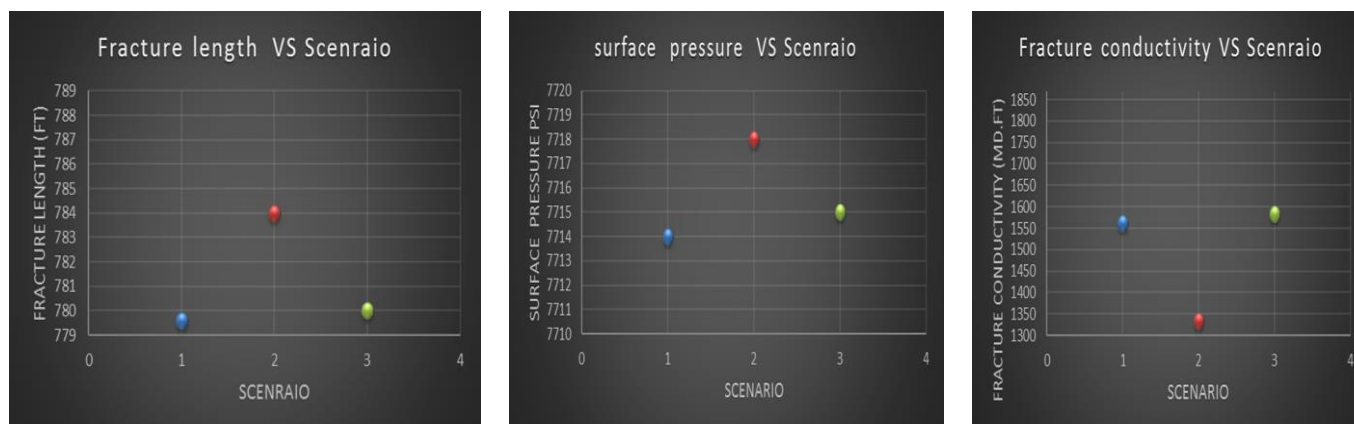
134,157 gal و نرخ تزریق ۲۰ بشکه در دقیقه جهت شبیه سازی در نظر گرفته شده است.

Scenario 1			Scenario 2		
Stage Type	Flow Rate	Volume	Stage Type	Flow Rate	Volume
	(bpm)	gal		(bpm)	gal
Diesel	5	9770	Diesel	5	9770
PAD	20	4200	PAD	20	4200
HCL	20	21483	HCL	20	64449
VDA	20	22869	VDA	20	45738
HCL	20	21483	Diesel	20	10000
VDA	20	22869			
HCL	20	21483			
Diesel	20	10000			

Scenario 3		
Stage Type	Flow Rate	Volume
	(bpm)	gal
Diesel	5	9770
PAD	20	4200
HCL	20	12,890
VDA	20	11,435
HCL	20	12,890
VDA	20	11,435
HCL	20	12,890
VDA	20	11,435
HCL	20	12,890
VDA	20	11,435
HCL	20	12,890
Diesel	20	10000

شکل ۳-۲۰: بهینه سازی برنامه پمپاژ

اولین سناریو شامل ۳ مرحله تزریق اسید و ۲ مرحله تزریق VDA بوده و در سناریو دوم تمام حجم اسید و سیال منحرف کننده در دو مرحله تزریق شده است. در سناریو آخر ۵ مرحله تزریق اسید و ۴ مرحله تزریق سیال منحرف کننده انجام شده است. برنامه های پمپاژ اولیه با نتایج حاصل از آن به صورت زیر می باشد.

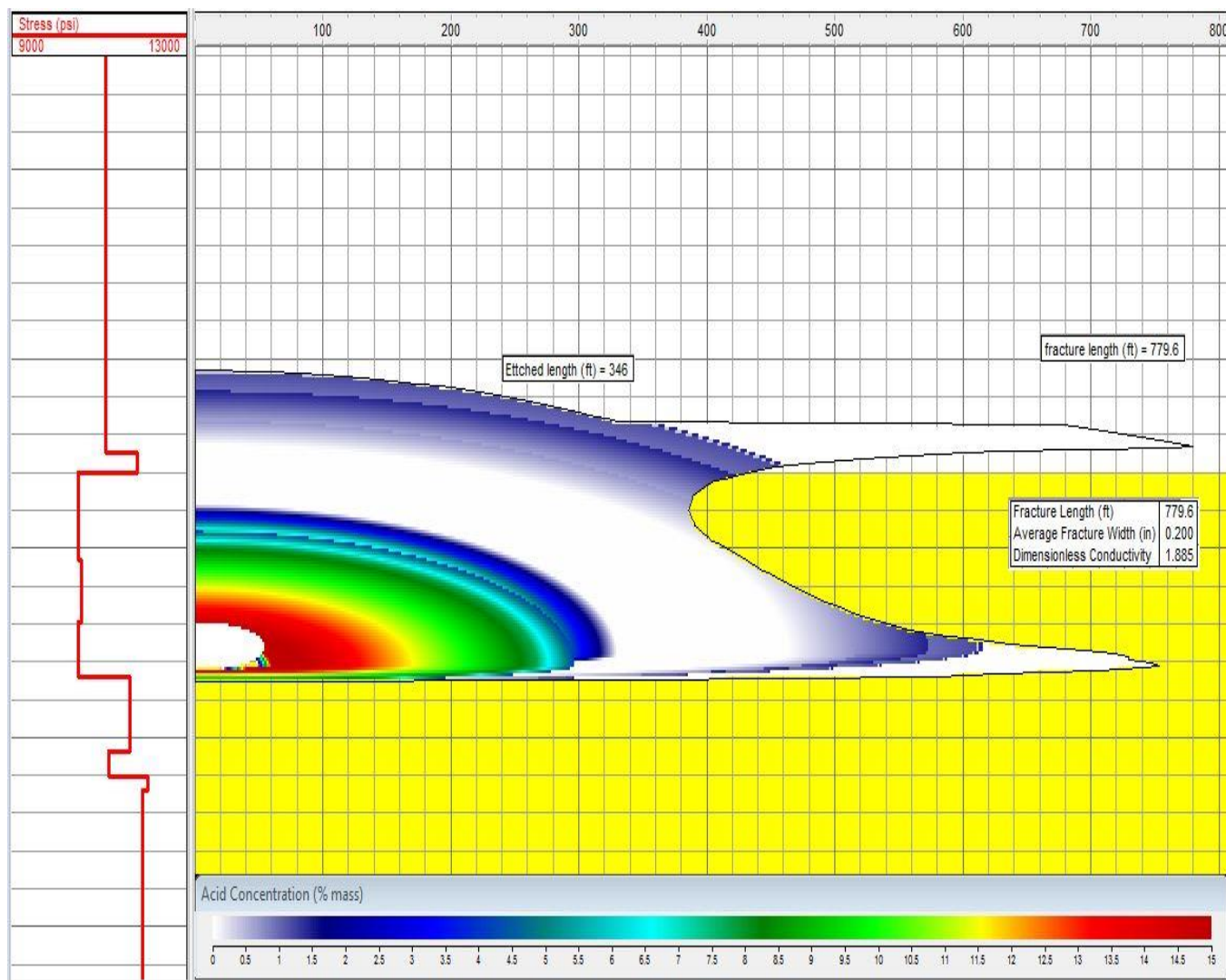


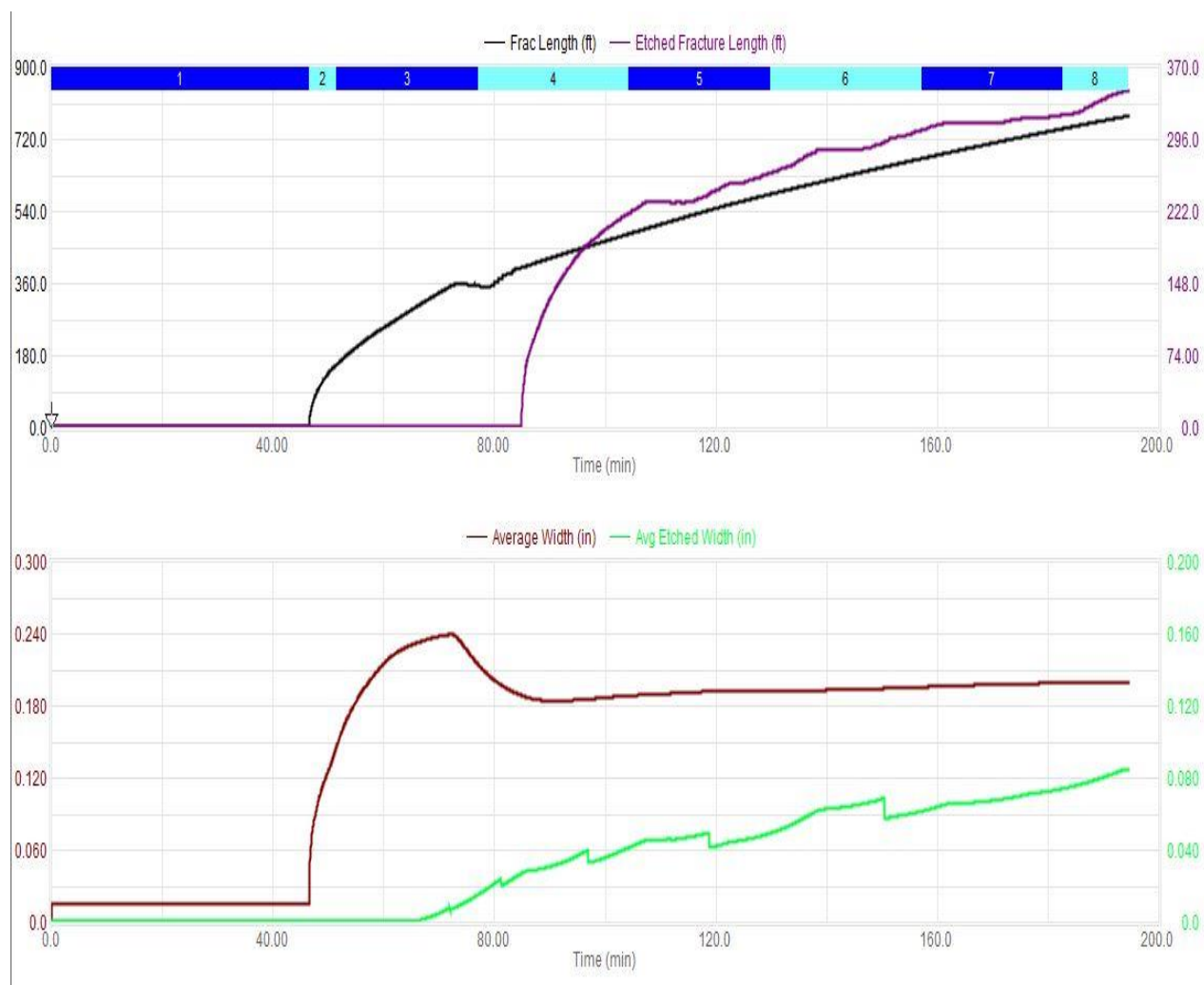
شکل ۳-۲۱: نتایج حاصل از تغییرات برنامه های مختلف پمپاژ

همانطور که از داده های خروجی مشخص می باشد، شکل شماره ۳-۲۱، تغییر زیادی با روند تغییرات پمپاژ نشان نمی دهد. به منظور اثر تغییرات پمپاژ سیالات می توان حجم و نرخ تزریق را در هر بار شبیه سازی تغییر داد که در این صورت تعداد شبیه سازی ها با توجه به پارامتر های دخیل زیاد می گردد. بهینه ترین حالت پمپاژ، سناریو شماره ۱ بوده با این حال تعدد و توالی تزریق اسید و سیال منحرف کننده از نظر عملیاتی با محدودیت هایی همراه می باشد که این موضوع در طراحی ها در نظر گرفته شده است.

۳-۱۱- اجرای مدل بهینه

پس از انتخاب سناریو بهینه، مدل را با این تغییرات اجرا کرده و نتایج هندسه ی شکاف و تغییرات فشار سطحی و دیگر پارامتر های خروجی (شکل شماره ۳-۲۲) را به عنوان مدل بهینه برای چاه مذکور در نظر گرفته است. لازم به ذکر است یک سری فرضیات در انتخاب سیالات و خصوصیات مربوط به آن می بایست توسط تست های آزمایشگاهی کالیبره شده و در مدل وارد شوند که مستلزم یک سری آزمایش های متفاوت به صورت موازی با مدلسازی شکاف هیدرولیکی می باشد.







شکل ۳-۲۲: نتایج حاصل از بهینه سازی حجم و نرخ تزریقی

با بهینه سازی پارامترهای نرخ تزریق ۲۰ بشکه در دقیقه، حجم تزریقی ۳۲۰۰ بشکه و توالی تزریق مدل ساخته شده اجرا و نتایج پارامترهای خروجی قابل توجه بود. در خصوص طول شکاف ایجاد شده، در شکل ۳-۲۲ مشاهده گردید که طول حکاکی شده با اسید برابر با ۳۴۶ فوت بدست آمده که نسبت به طول کلی شکاف ایجاد شده یعنی ۷۸۰ فوت به نسبت ۴۴ درصد تحت تاثیر نفوذ اسید قرار گرفته است. دلیل این افزایش طول حکاکی شده، افزایش زمان تماس اسید با صفحه ی شکاف بوده و میزان خوردگی افزایش یافته است. منظور از پارامتر زمان تماس مدت زمان پمپاژ می باشد که در صورت طولانی بودن (به علت پایین بودن تزریق پذیری سنگ سازند) می تواند سطح بیشتری از شکاف را دچار خوردگی کرده و قسمت های دست نخورده سطح شکاف که به عنوان ستون^{۳۸} شناخته می شوند دچار سستی

شده و توان تحمل فشار بستگی آن ها کم شده و احتمال بسته شده بخش های در تماس با اسید بعد از اتمام تزریق وجود دارد.

از طرفی نتیجه فشار سطحی در مدل بهینه سازی شده نشان می دهد حداکثر فشار سطحی در حالت بهینه شده برابر با ۷۷۱۴ پام که در حالت اولیه برابر با ۸۸۶۰ پام محاسبه گردید که در محدوده ی فشاری کمتری شکاف ایجاد و توسعه پیدا کرده که می تواند به یکپارچگی نهایی چاه کمک کند. همچنین میانگین عرض باز شده ی شکاف برابر با ۰,۲ اینچ و میانگین عرض حکاکی شده در حالت بهینه برابر با ۰,۰۸۵ اینچ محاسبه شده که گویای حدود ۴۲ درصد خوردگی در عرض شکاف به صورت میانگین می باشد.

شکل دوم شماره ۳-۲۲ اطلاعات طول شکاف و طول تحت تاثیر خوردگی شکاف را بامدت زمان تزریق سیالات نشان می دهد که طبق جدول پمپاژ سناریو بهینه (جدول شماره ۵ پیوست ۱) در زمان های حدود ۸۰ دقیقه بعد از تزریق یعنی پس از اولین پارت تزریق VDA اثر اسید تزریقی روی طول شکاف مشاهده می گردد. همچنین در همین شکل بین بازه های زمانی ۸۰-۱۰۰ دقیقه بعد از شروع تزریق افزایش شدید طول حکاکی شده با اسید را نشان می دهد و بعد از این مرحله شیب افزایشی این مقدار خوردگی کم می شود که می توان به علت کاهش شدت خوردگی اسید و همچنین مصرف کربنات کلیسم در سطح شکاف توسط اسید جلویی باشد. در این خصوص می توان به منظور افزایش عمق نفوذ طول حکاکی توسط اسید از اسید های تاخیری و امولسیون استفاده نمود.

در همین شکل دوم شماره ۳-۲۲ می توان عرض باز شدگی شکاف ایجاد شده در مقابل زمان تزریق را مشاهده نمود. که در در زمان های ابتدایی شدت بازشدگی عرضی شکاف بیشتر و از زمان حدود ۸۰ دقیقه یعنی انتهای مرحله اول تزریق VDA این مقدار برای عرض بازشدگی شکاف کم شده و میزان عرض خورده شده از این زمان به بعد شروع به افزایش می کند. در خصوص شدت باز شدگی عرضی شکاف در مرحله اول می توان به شروع شکستگی شکاف با سیال با گرانروی بالای ۲۰۰ cp اشاره نمود که بعد از اتمام تزریق این مرحله به علت عمق نفوذ کم این سیال با گرانروی بالا،

سیالات بعدی شروع به نفوذ در شکاف ایجاد شده کرده که توانایی گسترش عرضی بیشتر شکاف را نداشته و صرفاً مسیرهای ایجاد شده را در صورت مسدود سازی موثر دچار خوردگی کرده و مسیر هدایت پذیری جدید را ایجاد می نمایند.

همانطور که از شکل دوم شماره ۳-۲۲ مشاهده می گردد، عرض حکاکی شده در مرحله از اتمام تزریق به صورت موقت کاهش داشته که به علت تفاوت در میزان گرانروی توالی تزریق سیالات یعنی اسید با گرانروی کمتر و VDA با گرانروی بیشتر می باشد. در پایان تزریق در صورت مقاومت ستون های دست نخورده در صفحه شکاف و توزیع اسید در عرض و طول شکاف می توان به هدایت پذیری موثر بعد از تنش بستگی رسید. در طراحی بهینه صورت گرفته به دنبال به حداکثر رساندن عرض حکاکی شده (با انتخاب حجم و نرخ تزریق مناسب اسید و همچنین نوع اسید تزریقی) بوده که به این روند افزایشی منتج شده است.

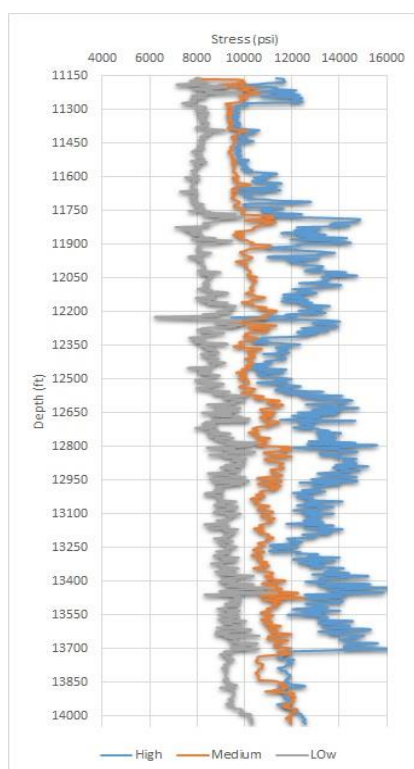
همچنین تغییرات فشار سطحی تزریق در شکل سوم شماره ۳-۲۲ نشان می دهد که حداکثر فشار سطحی در محدوده فشار ایمنی سرچاهی می باشد. علاوه بر این فشار خالص (اختلاف فشار تزریقی و فشار بسته شدن) به محض تزریق پد ویسکوز تا انتهای توالی تزریق بسته به ویسکوزیته سیالات تزریقی در یک محدوده ی خاص نوسان داشته و سپس کاهش می یابد. لازم به ذکر است در صورت آزمایش Mini-frac و داشتن فشار بسته شدن و محاسبه فشار سطحی و محاسبه افت فشار درون تجهیزات سطحی، می توان مقدار دقیق تری از فشار خالص را محاسبه کرده و سپس مدل طراحی شده را با داده های میدانی تطبیق داده شده و محاسبات سیالات را مجدد با دقت بیشتری انجام داد.

۳-۱۲- تحلیل اثر مقادیر مختلف تنش حداقل افقی بر هندسه شکاف

شکاف هیدرولیکی زمانی شکل می گیرد که فشار تزریق سیال بر حداقل تنش افقی^۹ و مقاومت کششی سنگ غلبه کند. معمولاً تغییرات حداقل تنش افقی تعیین کننده این می باشد که شکاف در کدام محدوده منتشر شود. مدل

^۹Minimum Horizontal Stress

اولیه در نظر گرفته شده برای این تنش در چاه شماره ۵۱۵ منجر به شکافی با گسترش افقی ۷۸۰ فوت و ارتفاع شکاف ۱۶۵ فوت در راستای محور چاه گردید. در این بخش تحلیل اثر افزایش یا کاهش تنش افقی برجا تخمینی مورد بررسی قرار گرفت، بطوری که در حالت تنش مبنا (نمودار حدواسط شکل ۳-۲۳) و دو سناریو با تنش کمینه و بیشینه افقی و اثر آن بر پارامترهای شکاف مورد توجه بوده است. نتایج نشان می دهد که در تنش های بالا (مقدار بیشینه) شکاف تمایل به افزایش محدود ارتفاع دارد درحالیکه در تنش های کمتر این گسترش توسط لایه هایی با تنش بالا محدود می شود.



شکل ۳-۲۳: تخمین تنش حداقل افقی در سه حالت. نمودار سمت راست: تخمین تنش در حالت بیشینه، نمودار وسط: تخمین متعادل تنش که حالت مبنا در نظر گرفته شده، سمت چپ: تخمین تنش در حالت کمینه.

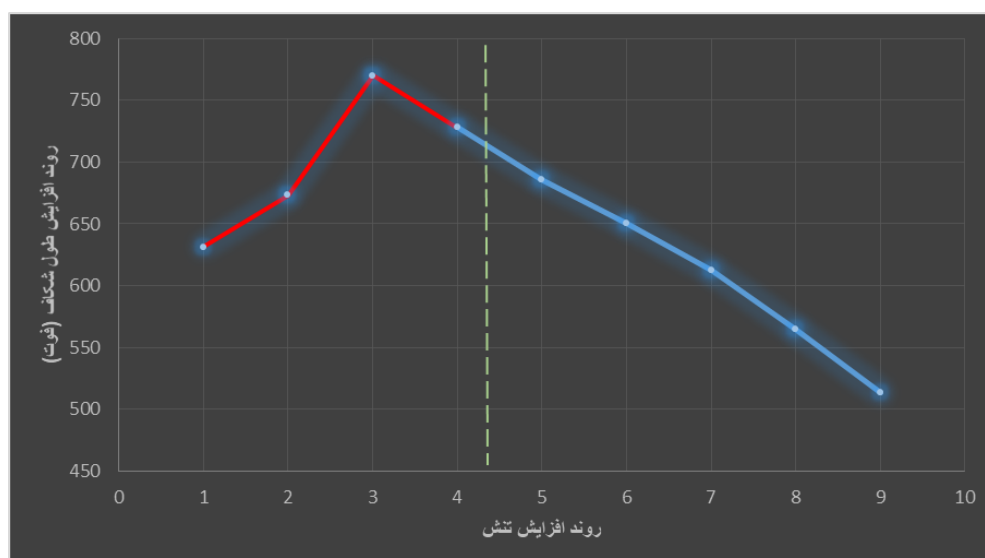
شکل ۳-۲۳ تنش کمینه و بیشینه به همراه تنش مبنا برای شبیه سازی اولیه را نشان می دهد. شبیه سازی صورت گرفته طبق جدول شماره ۳-۶ به این صورت بوده که بازه ی تنش افقی از حداقل تا حداکثر به ۱۰ بازه با افزایش

خطی حدود ۷ درصد نسبت به تنش مرحله ی قبل افزایش داشته و با این سناریو، چندین بار مدل شکاف هیدرولیکی برای هر حالت با ثابت ماندن دیگر پارامترها اجرا شد. به منظور ارزیابی عملکرد این نوسان تنش، داده های هندسی مورد مطالعه به چند دسته طول، ارتفاع و عرض شکاف محدود گردید.

جدول ۳-۶: سناریو های افزایش تنش به همراه نتایج شبیه سازی

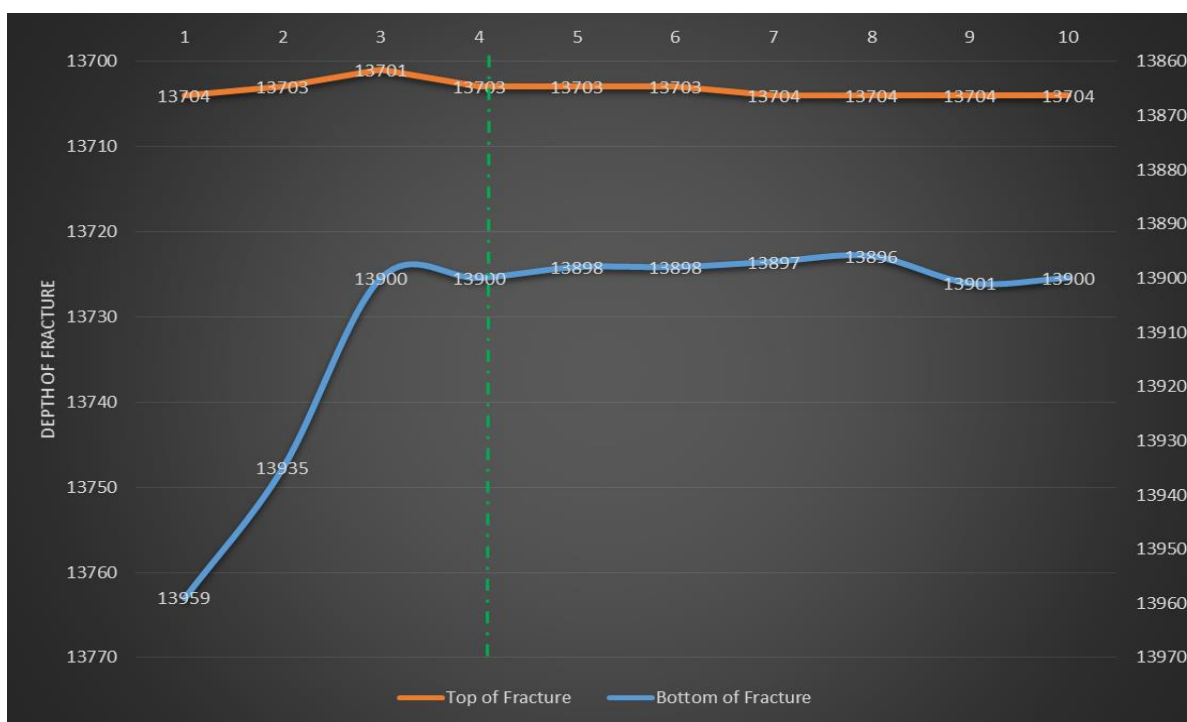
stage #	Xf (ft)	surface pressure (ft)	W (ft)	CFD	Height (ft)	Bottom (ft)	Top (ft)
1	631	6556	0.191	18.48	254	13,959	13,704
2	673	6995	0.211	12.73	231	13,935	13,703
3	770	7439	0.225	9.5	198	13,900	13,701
4	728	7871	0.22	7.76	197	13,900	13,703
5	686	8300	0.212	6.54	194	13,898	13,703
6	650	8733	0.207	4.29	193	13,898	13,703
7	612	9167	0.203	3.47	193	13,897	13,704
8	565	9597	0.194	2.72	192	13,896	13,704
9	514	10066	0.173	2.21	197	13,901	13,704
10	496	10499	0.173	1.45	196	13,900	13,704

نتایج شبیه سازی تغییرات تنش نشان می دهد که با افزایش تنش از حالت اولیه (مبنای طراحی صورت گرفته، خط چین) گسترش طولی شکاف روند نزولی در پیش گرفته در حالیکه با کاهش تنش نسبت به حالت مبنا ابتدا گسترش طولی شکاف افزایش داشته، سپس روند نزولی را در پی دارد (شکل شماره ۳-۲۴).



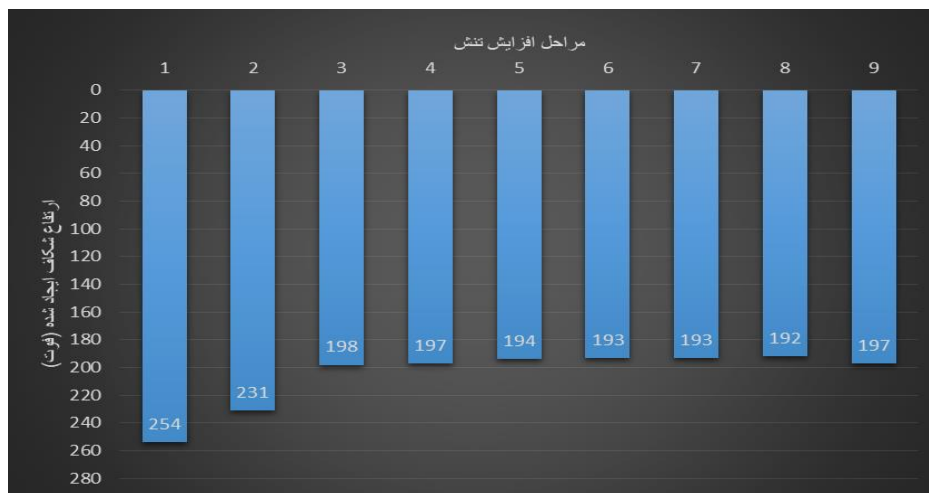
شکل ۳-۲۴: اثرات تغییر طول شکاف تحت تاثیر افزایش حداقل تنش افقی

از طرفی با افزایش تنش (بیشتر از حالت مبنا) قسمت پایین شکاف تمایل گسترش به سمت پایین لایه داشته و با توجه به مشخص نبودن زون آبی، احتمال زیاد شدن تولید آب در چاه و آبی شدن زون تولیدی زیاد می باشد و از سناریو ۴ به سناریو ۱ کاندید مناسبی برای این چاه نمی باشد. (شکل ۳-۲۵).



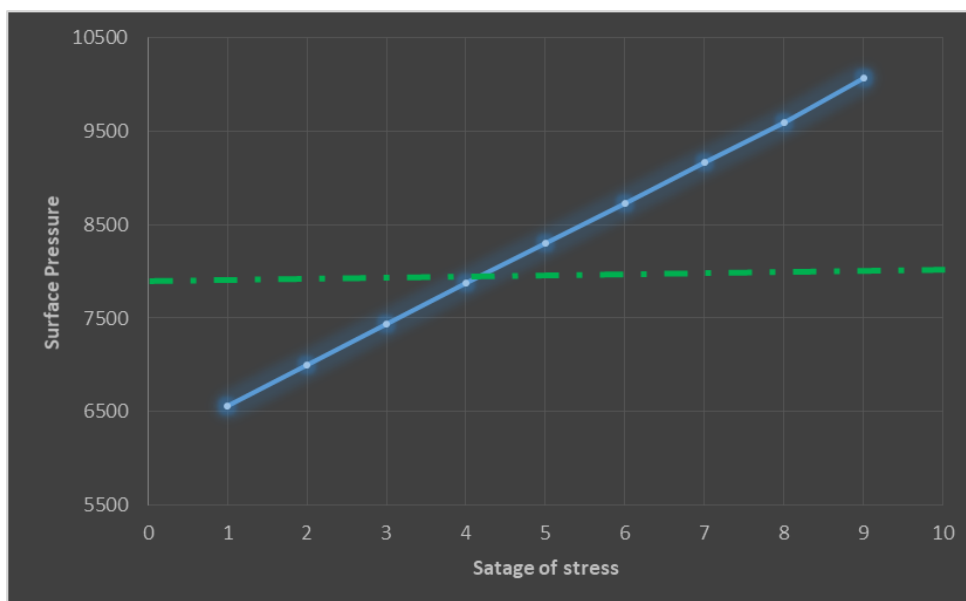
شکل ۳-۲۵: عمق بالا و پایین شکاف ایجاد شده با سناریوی افزایش تنش

همانطور که از شکل ۳-۲۵ مشاهده می شود، با افزایش تنش افقی از مقدار مبنا (از سناریو ۴ به بعد)، شکاف به سمت پایین لایه گسترش پیدا نمی کند. البته برای تایید این دلیل می توان به روند رشد شکاف به ازای افزایش تنش در شکل ۳-۲۶ اشاره نمود که همانطور که پیداست در تنش های پایین تر از سناریو ۳ شکاف گسترش عمقی داشته و به سمت زون آبی رشد خواهد کرد و در تنش های بالاتر تغییرات ارتفاع شکاف محدود (کمتر از ۵ فوت) می باشد.



شکل شماره ۳-۲۶: تغییرات ارتفاع شکاف ایجاد شده برای سناریو های مختلف

از طرفی با افزایش تنش افقی بیش از حالت مبنا، طبق شکل ۳-۲۷ محدودیت عملیاتی فشار تزریق بیش از حالت مجاز شده و احتمال اعوجاج در جداری چاه و از دست دادن دسترسی به کل عمق چاه وجود دارد. لذا افزایش تنش بیش از مقدار مبنا برای این چاه در طراحی توصیه نمی گردد. در نتیجه با توجه به هندسه و ابعاد شکاف ایجاد شده، بهترین حالت استفاده از تنش متوسط (حالت مبنا) برای طراحی شکاف هیدرولیکی می باشد.



شکل ۳-۲۷: تغییرات فشار سطحی تزریق با افزایش تنش افقی

فصل چهارم: پروپوزال پیشنهادی برای اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی در چاه شماره ۵۱۵ میدان اهواز

۴-۱- مقدمه

رشد روز افزون جمعیت از یک طرف، و پیشرفت فناوری از طرف دیگر، منجر به افزایش تقاضای انرژی جهانی شده است. به نظر می‌رسد میزان تقاضای انرژی از سال ۲۰۱۵ تا ۲۰۴۰ در حدود ۴۰ درصد افزایش یابد (BP, Statistical Review of World Energy, 2021). این انرژی از منابع مختلفی از قبیل نفت، گاز طبیعی، زغال، انرژی هسته‌ای، برق آبی و انرژی‌های تجدید پذیر تامین می‌گردد. با این وجود تا ۲۰۴۰ همچنان نفت به عنوان اولین و مهمترین منبع تامین کننده انرژی جهان به حساب می‌آید (OPEC, World Oil Outlook, 2018). انرژی‌های فسیلی (به ویژه نفت و گاز) در موازنه انرژی جهانی نقش اصلی را حداقل تا سال ۲۰۴۰ بازی می‌کنند. بنابراین کشورهای دارای منبع انرژی فسیلی از اهمیت بالایی در نظام جهانی جدید برخوردارند. با نگاهی به تاریخ و داده‌های آماری، می‌توان استنباط کرد که بزرگترین کانون‌های مصرف انرژی جهان، مناطق توسعه یافته با میزان رشد بالای اقتصادی اند. از این رو صنعت با مواد هیدروکربنی (نفت و گاز) پیوند ناگسسته دارد و اساس قدرت در قرن بیست و یکم را تشکیل می‌دهد. از طرف دیگر، کشورهای در حال توسعه منابع و محل‌های تامین انرژی را جزو منافع و امنیت ملی خود بحساب می‌آورند.

با گذشت زمان و تولید از این منابع هیدروکربنی بسیاری از میادین ایران در نیمه دوم یا پایانی عمر خود قرار دارند. از طرف دیگر، بسیاری از میادین به دلیل ماهیت طبیعی مخازن، دارای صرفه اقتصادی تولید با استفاده از روش‌های مرسوم نیستند. بنابراین برای اینکه ایران همچنان به عنوان یک مرکز تامین انرژی در نظام جهانی مطرح باشد، باید به فناوری‌های نوین برداشت از مخازن هیدروکربنی (مخازن کم تراوا، مخازنی که در نیمه دوم و سوم عمر خود هستند و همچنین منابع غیر متعارف هیدروکربنی) دست یابد. دست یابی به فناوری‌های نوین نیازمند انتقال دانش مربوط به فناوری است تا هم میزان تولید از منابع هیدروکربنی را افزایش دهد هم وابستگی خارجی را کاهش داده و استقلال ملی بیشتری در زمینه تولید انرژی را فراهم نماید.

یکی از مهمترین فناوری‌های روز صنعت نفت و گاز که منجر به انقلاب در تولید انرژی جهانی شده است فناوری شکافت هیدرولیکی است. این پروپزال بر اساس نیاز کشور در بخش انرژی، توسط مجموعه جهاد دانشگاهی ارائه شده است. از آنجایی که دانش فنی عملیات شکافت هیدرولیکی در ایران بصورت بسیار نادر بوده و از طرفی پتانسیل کاربردی این فناوری در مخازن نفت و گاز کشور بالا می‌باشد، جهاد دانشگاهی در دو سال گذشته اقدام به اجرای طرح جامعی در راستای دستیابی به دانش فنی و اجرایی این فناوری نموده است. پیشنهاد حال حاضر جهت توسعه زنجیره ارزش عملیات شکافت هیدرولیکی ارائه می‌شود که جهاد دانشگاهی به عنوان یکی از متولیان اصلی کشور در امر توسعه فناوریهای کاربردی با در اختیار گرفتن تعدادی از چاه‌های مناسب این فناوری از شرکت‌های بهربردار شرکت ملی نفت ایران اقدام به اجرای عملیات و توسعه داخلی دانش فنی و اجرایی این فناوری می‌نماید.

۴-۲- توانمندی های جهاد دانشگاهی در حوزه نفت

جهاد دانشگاهی به عنوان زیست بوم نوآوری نخبگان ایرانی عمل می‌کند. در این راستا سعی خواهد کرد تا با فراهم کردن شرایط برای حضور شرکت های دانش بنیان و فناوران در تکمیل زنجیره ارزش فناوری شکافت هیدرولیکی در سه بخش طراحی- اجرای عملیات، تامین مواد و بومی سازی تجهیزات مورد نیاز فناوری عمل کند. جهاد دانشگاهی از دانش فنی لازم برای بومی سازی زنجیره ارزش این فناوری برخوردار است. از طرف دیگر، جهاد دانشگاهی با انجام طرح های بزرگ ملی مخصوصا در صنعت نفت (بومی سازی دکل حفاری خشکی، ساخت انواع مته های حفاری، ساخت دستگاه لوله مغزی سیار، ساخت کلاف لوله مغزی سیار، بازوی بارگیری نفت خام، الکتروپمپ های درون چاهی، مواد شیمیایی از قبیل دمولسیفایر، صمغ زانتان، افزایه های سیمان حفاری، گوارگام و ...)، توانایی خود را در رفع نیازهای مهم کشوری به اثبات رسانده است.

از طرف دیگر، در حوضه بالادستی نفت در مجموعه جهاد دانشگاهی فعالیت‌های موفق زیادی از قبیل تهیه طرح توسعه میدان، مطالعات جامع مخزنی و زمین شناسی، طرح‌های مختلف موفق در زمینه ازدیاد برداشت و تهیه

محصولات متنوع ازدیاد برداشتی از مخزن انجام شده است که نشان از توانمندی خوب مجموعه جهاد دانشگاهی در حوضه بالادستی نفت است. تمامی این تجربیات موفق می تواند در کمک به مطالعه و طراحی مهندسی عملیات شکافت هیدرولیکی راهگشا و کمک کننده باشد.

در حال حاضر در ایران هیچ شرکتی وجود ندارد که دانش فنی و توانایی انجام این کار را داشته باشد. از طرف دیگر، به دلیل وجود تحریم های نفتی در حال حاضر هیچ شرکت خارجی حاضر به ارائه خدمات شکافت هیدرولیکی به شرکت ملی نفت ایران و در حالت کلی میادین گازی و نفتی ایران نیست و تنها راه این کار، بومی سازی این تکنولوژی است. در این راستا، پژوهشکده علوم پایه کاربردی طرحی تحت عنوان بومی سازی دانش فنی و اجرایی عملیات شکافت هیدرولیکی را به منظور خودکفا کردن کشور در این زمینه و افزایش تولید از مخازن نفتی کشور بخصوص مخازن نفتی مشترک را شروع کرد. در قالب این طرح دانش فنی و طراحی مهندسی عملیات شکافت هیدرولیکی در مجموعه بومی سازی شد. همچنین نیازمندی های عملیاتی و اجرایی نیز شناسایی شده است.

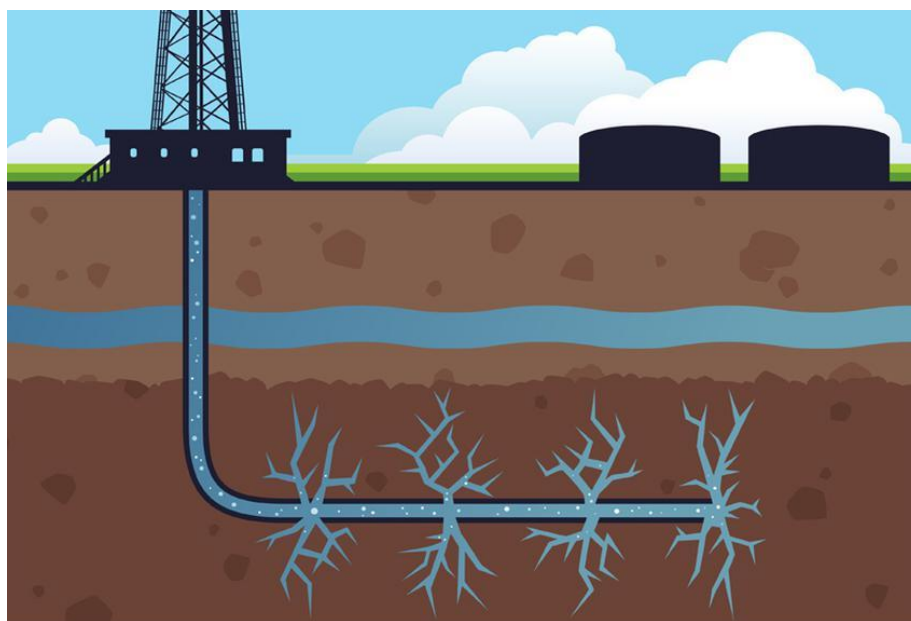
جهاد دانشگاهی به عنوان زیست بوم نوآوری نخبگان ایرانی ارتباط مناسبی با دانشگاه (داخلی و خارجی) از یک طرف و شرکت های دانش بنیان و فناور از طرف دیگر دارد. بنابراین یک حلقه ارتباطی قوی بین این مجموعه های بالقوه کشوری ایجاد کرده است که در کنار توانمندی های خود مجموعه جهاد دانشگاهی برای بومی سازی مواد و تجهیزات مورد نیاز فناوری شکافت هیدرولیکی در بلند مدت کفایت می کند. از طرف دیگر ارتباط قوی و موثری با متخصصان ایرانی و خارجی و تشکیل تیم فنی و نظارتی قوی و زبده از دیگر نقاط قوت مجموعه جهاد دانشگاهی است که میزان موفقیت طرح را افزایش می دهد.

بنابراین پژوهشکده علوم پایه کاربردی جهاد دانشگاهی به عنوان هسته اجرایی جهت اجرای عملیات های شکافت هیدرولیکی به منظور ازدیاد برداشت از مخازن نفتی کم بازده، با داشتن تمامی بازوهای اجرایی در کشور بعنوان یک نیروی جهادی عمل می کند و طبیعتاً توان فنی و عملیاتی واحدهای مختلف جهاد دانشگاهی در اجرای این فناوری را جمع خواهد کرد. بنابراین جهاد دانشگاهی به عنوان یک نهاد انقلابی پیشرو با بومی سازی

دانش فنی و اجرایی و در اختیار داشتن بازوهای اجرایی این عملیات به عنوان بهترین گزینه و تابوشکن در اجرای این عملیات در میدان نفت و گاز کشور مطرح است. امید است که این تکنولوژی روزی بتواند تولید نفت و گاز کشور را بالا برده و با اشتغال زایی گسترده از مهاجرت فرزندان این مرزوبوم جلوگیری کرده و وابستگی انرژی کشور را به بیرون کاهش دهد.

۴-۳- معرفی فناوری

فرآیند شکافت هیدرولیکی، یکی از روشهای تحریک چاه است که در آن سنگ مخزن با تراوایی کم توسط فشار سیال شکسته می شود (شکل ۴-۱). این فرآیند شامل تزریق سیال شکافنده با فشار و دبی بالا به یک چاه می شود که باعث ایجاد ترک در سازندهای عمیق سنگی شده، ارتباط مخزن با چاه بهبود یافته و از طریق آن گاز طبیعی، نفت و آب نمک آزادانه تر جریان می یابند. در حال حاضر استفاده از شکافت هیدرولیکی به عنوان روشی با اثر گذاری بلند مدت و منحصر به فرد در بهبود و ازدیاد برداشت از میداین هیدروکربنی در دنیا در حال توسعه است.



شکل ۴-۱: فرآیند شکافت هیدرولیکی و نحوه تاثیر آن در افزایش تولید (<https://www.texastribune.org>)

بطور کلی دو روش در اجرای این فناوری عنوان می‌گردد. تفاوت اصلی این دو روش در نحوه نگهداشت شکاف‌های ایجاد شده با توجه به جنس سنگ و نوع سیال تزریقی تعریف می‌گردد.

• شکافت با پروپانت

در این روش، پس از آن که بر اثر تزریق سیال فشار بالا، شکاف ایجاد شده و توسعه یافت، در مرحله‌ی بعد ریز دانه‌های ماسه‌ای یا شنی معروف به "پروپانت" به همراه سیال تزریقی به داخل شکاف فرستاده می‌شود تا بعد از پایان تزریق و کاهش فشار، از بسته شدن شکاف یا شکاف‌های ایجاد شده جلوگیری شود (شکل ۴-۲). پروپانت‌ها دانه‌هایی با استحکام بالا هستند که بتوانند فشار وارده را تحمل کنند بدون آن که خرد و شکسته شوند. انجام عملیات شکافت با پروپانت به سه طریق انجام می‌شود. در نوع اول^۳ هم در مرحله‌ی ایجاد شکاف و هم در مرحله‌ی بعدی که پروپانت به درون شکاف تزریق می‌شود از یک سیال دارای ویسکوسیته‌ی بالا استفاده می‌شود. این سیال غالباً با اضافه کردن ژل، پلیمر و کراس‌لینک به سیال پایه ایجاد می‌شود. در نوع دوم^۴ هم برای ایجاد و توسعه‌ی شکاف و هم برای انتقال پروپانت‌ها به درون شکاف از آب استفاده می‌شود. استفاده از آب بدون ژل و پلیمر در ایجاد شکاف نسبت به روش اول باعث ایجاد ساختار شکاف پیچیده‌تری می‌شود که میزان تولید را افزایش می‌دهد. همچنین به علت پایین بودن ویسکوسیته، فشار پمپاژ مورد نیاز کاهش یافته و می‌توان با نرخ بیشتری تزریق را انجام داد. اما استفاده از آب برای حمل پروپانت‌ها، بدون اضافه کردن پلیمر و ژل، ریسک ته‌نشست پروپانت‌ها را افزایش می‌دهد. زیرا قدرت چسبندگی سیال است که توانایی حمل پروپانت‌ها را افزایش می‌دهد. از این رو امروزه استفاده از روش‌های ترکیبی^۵ رایج شده است. به این صورت که در گروه سوم طراحی عملیات با پروپانت، ایجاد و توسعه‌ی شکاف به وسیله‌ی آب انجام می‌گیرد تا بتوان با صرف انرژی کمتر، شکاف

^۳Gel fracking

^۴Water frackin

^۵Hybrid

پیچیده تر و گسترده تری را توسعه داد. اما در مرحله بعد و برای فرستادن پروپانت ها به داخل شکاف از مخلوط آب و پلیمر/ژل/کراس لینک استفاده می شود.

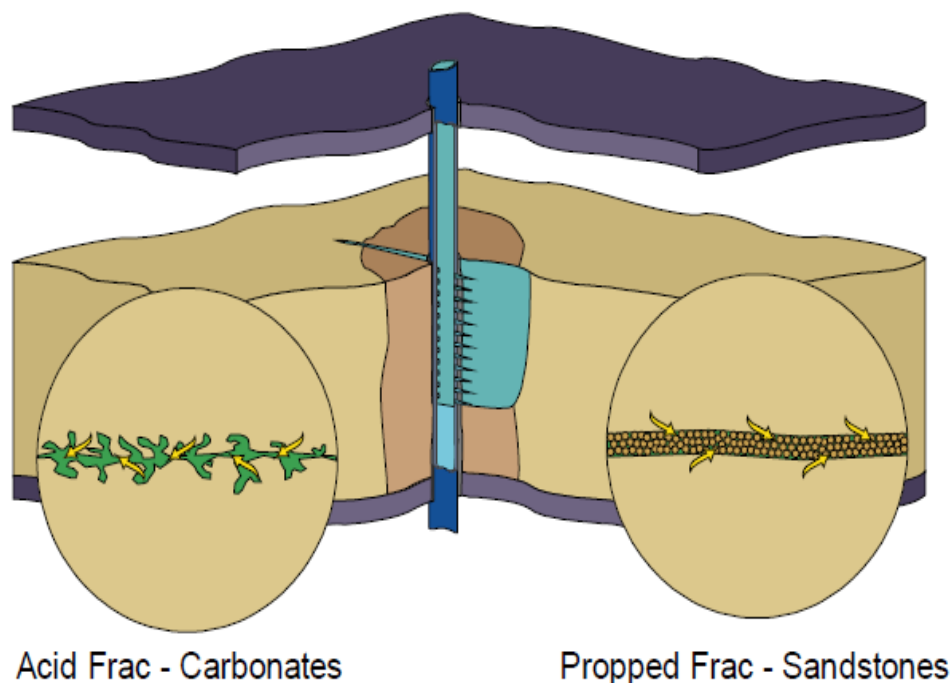


شکل ۴-۲: شیوه نگه داشت شکاف به وسیله ی پروپانت (Zendehboudi and Bahadori, 2017)

• شکافت هیدرولیکی اسیدی

در این روش، پس از آنکه با تزریق سیال اولیه، شکاف توسعه یافت، یک سیال اسیدی به درون شکاف تزریق می شود. اسید باعث خوردگی دیواره شکاف شده و با ایجاد زبری و دندان در سطوح شکاف (Etching) از بسته شدن مجدد شکاف بعد از برداشتن فشار تزریق جلوگیری می کند (شکل ۴-۳). این روش در سازندهای کربناته ی گچی، آهکی و دولومیتی انجام می گیرد که در اسید انحلال پذیر هستند. استفاده از اسید به جای پروپانت، باعث کاهش ریسک هایی مانند جریان یافتن پروپانت به درون چاه و آسیب رساندن به تجهیزات سطحی و درون چاهی، خرد شدن پروپانت ها بر اثر فشار و تولید ذرات ریز، جا گیری نا مناسب پروپانت ها درون شکاف، تغییر ساختار پک پروپانت به مرور زمان و ... می شود. از طرف دیگر، در استفاده از اسیدها، به دلیل خاصیت خوردگی بالا، نیاز به استفاده از ابزارهای مقاوم در برابر خوردگی است و همچنین احتمال بسته شدن شکاف نیز بیشتر می باشد.

امروزه در عملیات های شکافت هیدرولیکی از ترکیبی از این دو روش استفاده می شود تا از مزایای اسید و پروپانت، به صورت همزمان بهره برد.



شکل ۴-۳: باز نگه داشتن شکاف به وسیله ی اسیدزنی (Guo et al., 2017)

۴-۴- ضرورت فناوری

بسیاری از میادین کشور میادین قدیمی اکتشاف شده هستند که با افت تولید بعلت رسیدن به نیمه دوم عمر خود (۷۰-۸۰٪) از میادین کشور در نیمه دوم عمر خود) روبرو هستند. برای این منظور، سالانه با افت تولید ۸ تا ۱۳ درصد از توان تولید نفت چاههای ایران روبرو هستیم. یکی دیگر از مشکلات موجود، کیفیت پایین تر مخازن جدید و پیش بینی افت تولید سریعتر از این میادین است.

از آنجایی که تکنولوژی شکافت هیدرولیکی روشی مناسب جهت توسعه و تولید اقتصادی از مخازن بدون توجیه اقتصادی کنونی می باشد بنابراین، این تکنولوژی روشی مستعد جهت بهبود استخراج و بهره برداری از ذخائر عظیم هیدروکربوری مخازن بنگستان و خامی در میادین مختلف کشور به حساب می آید.

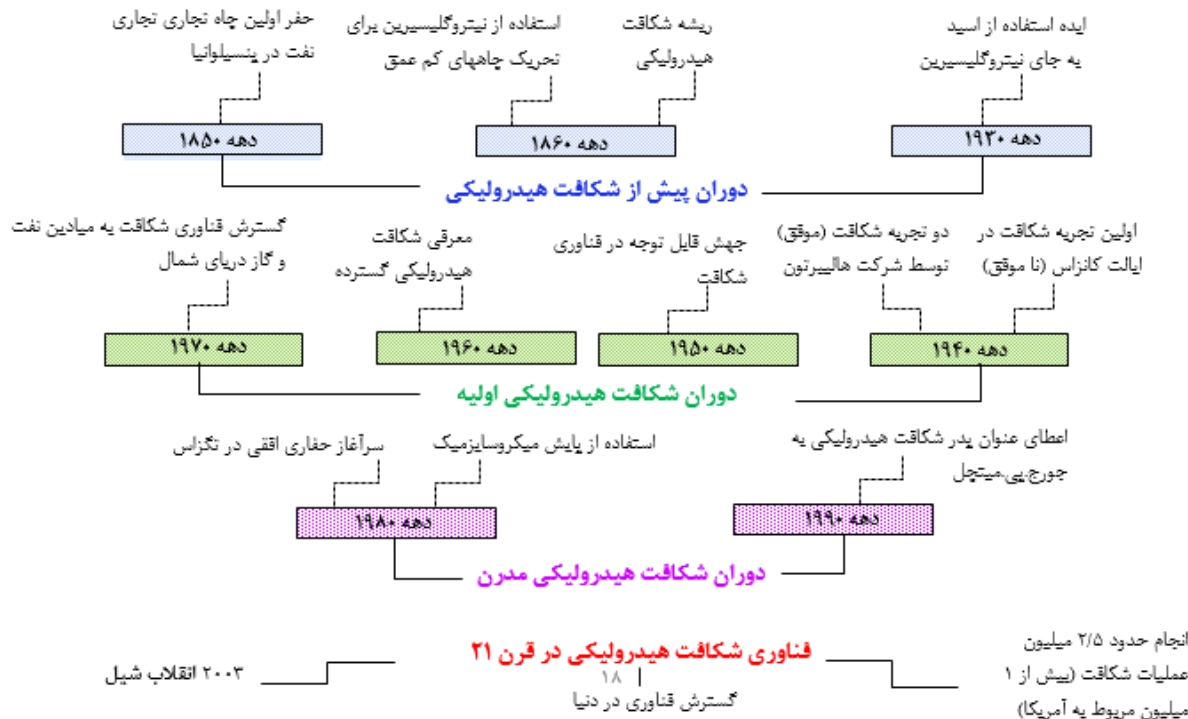
اثبات وجود ذخائر شیل نفتی و گازی در کشور بعنوان منابع انرژی آینده و تکنولوژی شکافت هیدرولیکی بعنوان اصلی ترین روش استخراج این منابع یکی دیگر از ضروریات استفاده از این تکنولوژی است. لذا اهمیت و ضرورت این تکنولوژی در چشم انداز آینده صنعت کشورمان مشخص می شود. از طرف دیگر رقابت در سطح جهان و منطقه برای بومی سازی، کاربرد و توسعه هر چه بیشتر این تکنولوژی در کنار اشتغال زایی و جلوگیری از خروج جوانان نخبه از کشور از ضروریات اجرای این پروژه می باشد.

۴-۵- تاریخچه عملیات شکافت هیدرولیکی

تاریخچه فناوری شکافت هیدرولیکی را می توان به چهار دوران تقسیم بندی نمود

- ❖ دوران پیش از شکافت هیدرولیکی (دهه میلادی ۱۹۴۰-۱۸۵۰)
- ❖ دوران شکافت هیدرولیکی اولیه (دهه میلادی ۱۹۸۰-۱۹۴۰)
- ❖ دوران شکافت هیدرولیکی مدرن (دهه میلادی ۲۰۰۰-۱۹۸۰)
- ❖ شکافت هیدرولیکی در قرن بیست و یکم

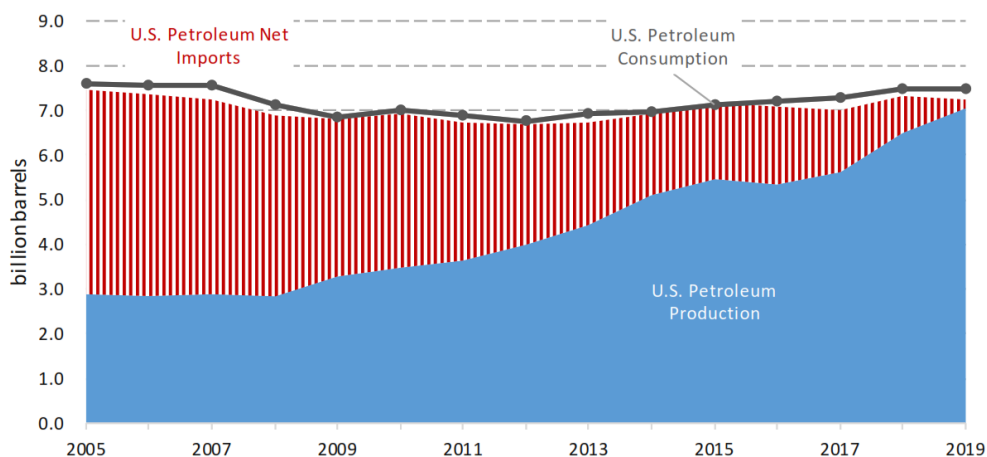
تاریخچه فناوری شکافت هیدرولیکی در یک نگاه



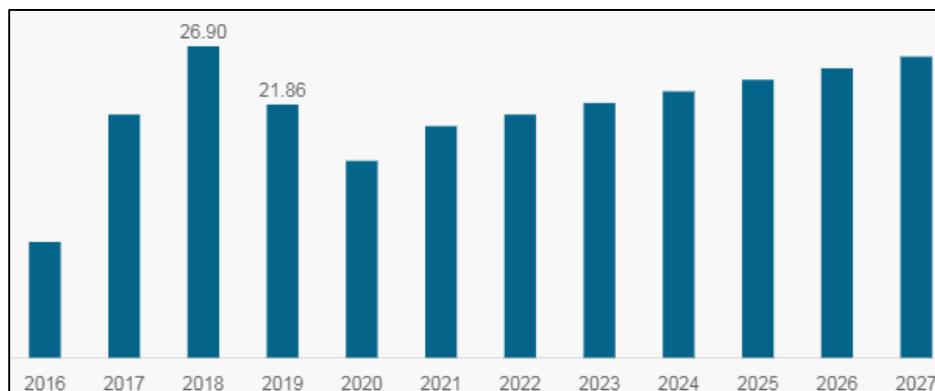
شکل ۴-۴: تاریخچه و سیر تحولی عملیات شکافت هیدرولیکی

برای اولین بار ایده شکافت هیدرولیکی در مخازن کم تراوا و شیل های گازی در دهه ۱۹۴۰ مطرح شد (شکل ۴-۴). از آن به بعد این تکنولوژی تا دهه ۱۹۷۰ پیشرفت های فراوانی کرد. با این وجود در حدود سالهای ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۵ این تکنولوژی به صورت گسترده در بسیاری از کشورهای پیشرفته از قبیل امریکا، روسیه، کانادا، چین و آرژانتین گسترش پیدا کرد (Paul Yale, et al. , 2018). در سال ۲۰۱۲ رئیس جمهور وقت آمریکا تکنولوژی شکافت هیدرولیکی جهت استخراج انرژی مورد نیاز کشور را به عنوان اولویت اول کشور خود معرفی کرد. فقط از سال ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۲ عملیات شکافت هیدرولیکی ۷۲۵۰۰۰ شغل ایجاد کرده است (<https://www.statista.com>) (شکل ۴-۶). همچنین حدود ۵ درصد از کل مارکت اقتصادی و اشتغال زایی کشور آمریکا به اجرای این تکنولوژی اختصاص دارد.

تا سال ۲۰۱۸ آمریکا از یک کشور وارد کننده نفت و گاز به تولید کننده بزرگ انرژی هیدروکربنی تبدیل شد که فقط با استفاده از تکنولوژی شکافت هیدرولیکی بر روی شیل های گازی و نفتی توانست به خودکفایی برسد (شکل ۴-۵) (World Energy Resources, 2016). در سال ۲۰۱۹ کشور آمریکا به صادر کننده گاز طبیعی تبدیل شد. که بسیاری از سیاست مداران خروج آمریکا از خاورمیانه را به این موضوع مرتبط دانسته اند. در سال ۲۰۲۲ کشور آمریکا به اندازه صادرات کشور عربستان از تکنولوژی شکافت هیدرولیکی نفت تولید کرد که آمار بسیار بزرگی به حساب می آید. از طرف دیگر از سال ۲۰۱۵ تا سال ۲۰۱۸ در کشور روسیه در حدود ۱۵۰۰۰ هزار عملیات شکافت هیدرولیکی اجرا شد (www.eia.gov). در حال حاضر کشور چین، کانادا، آرژانتین، روسیه، آمریکا و چندین کشور آفریقایی از قبیل آفریقای جنوبی و الجزایر در حال اجرای این تکنولوژی در مخازن هیدروکربنی خود هستند (www.eia.gov). همچنین تا حالا، در دنیا بر روی ۱/۷ میلیون چاه عملیات شکافت هیدرولیکی اجرا شده است.



شکل ۴-۵: میزان تولید، نیاز کشور و واردات نفت در کشور آمریکا طی سال های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۹ (www.eia.gov)



شکل ۴-۶: بازار شکافت هیدرولیکی ایالات متحده آمریکا از سال ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۷ (میلیارد دلار)

این تکنولوژی در بسیاری از کشورهای همسایه از قبیل عربستان (در میدان جفوره در نزدیکی ساحل خلیج فارس)، عمان، امارات متحده عربی و عراق در حال اجرا است. برای مثال کشور عراق جهت ازدیاد و بهبود برداشت از مخازن کم تراوای مشترک با ایران از این تکنولوژی بهره گرفته است. کشور عربستان جهت خودکفایی و عدم نیاز به تامین گاز خود از کشور قطر در یکی از میادین خود ۱۰۰ میلیون دلار جهت اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی هزینه کرده است. متأسفانه شرکت های معتبر نفتی به دلیل تحریم های ظالمانه اعمال شده حاضر به کار در ایران و انتقال دانش فنی شکافت هیدرولیکی نیستند. لذا روشهای نگهداری از تولید چاهها غالباً روشهای قدیمی و کم اهمیت می باشند در نتیجه طرح های ازدیاد برداشت معمولاً در میادین کشور با موفقیت بالایی همراه نخواهد بود. در صورت اجرای این فناوری بر عمر تولید اقتصادی میادین نفت و گاز کشور افزوده شده و نه تنها سرعت تخلیه منابع هیدرو کربوری بیشتر شده بلکه ضریب نهایی برداشت از مخازن نیز افزایش می یابد. از طرف دیگر مخازنی که با تکنولوژی های حال حاضر، فاقد ارزش اقتصادی هستند (مثل بسیاری از مخازن ایلام و سروک) و مخازن شیل های گازی را می توان با استفاده از این تکنولوژی به ارزش اقتصادی رساند و از آنها تولید اقتصادی انجام داد. بنابراین اجرای شکافت هیدرولیکی در مخازن نفتی که تولید آنها با کاهش همراه شده یا میادینی که به دلیل تراوایی پایین تولید کمی از آنها صورت می گیرد، ضرورت دارد و باعث می شود که بسیاری از چاه های نفتی که بازده پایینی دارند دوباره به چرخه تولید بازگردند.

انتظار می‌رود بازار جهانی فناوری شکافت هیدرولیکی با نرخ ثابتی در آینده رشد کند. بازار جهانی فناوری شکافت هیدرولیکی توسط افزایش فعالیت‌های اکتشاف و تولید هدایت می‌شود. علاوه بر این، انتظار می‌رود که کاهش منابع متعارف همراه با افزایش تعداد حفاری‌های جدید نفت، بازار را تقویت کند. تحولات استخراج انرژی از نفت و گاز شیل در اقتصادهای توسعه یافته رشد قابل توجهی پیدا کرده است. با توجه به آمار و اطلاعات ارائه شده در وبسایت dataintel، ارزش بازار جهانی عملیات شکافت هیدرولیکی در سال ۲۰۱۸ به ۳۵,۲۰ میلیارد دلار رسید و انتظار می‌رود در دوره پیش بینی ۲۰۲۰-۲۰۲۶ افزایش ۱۲۲,۲/۲ درصد در نرخ رشد ترکیبی سالانه^۴ (CAGR) اتفاق افتد (شکل ۴-۷).



شکل ۴-۷: پیش بینی بازار شکافت هیدرولیکی در سال های ۲۰۱۵ تا ۲۰۲۶ (www.eia.gov)

۴-۶- اهداف

اهداف کلی این پروژه توسعه زنجیره ارزش عملیات شکافت هیدرولیکی در کشور است و بصورت دقیق اهداف کاربردی این پروژه را می‌توان به شرح زیر ارائه داد.

- بومی سازی دانش فنی-اجرایی فناوری با ورود به مرحله عملیاتی و اجرایی در چاههای منتخب

^۴Compound annual growth rate

- بهبود برداشت و افزایش برداشت از مخازن کم بازده
- عدم وابستگی و حفظ توان رقابت کشور در مقایسه با کشورهای منطقه و دنیا در تولید از مخازن نامتعارف به عنوان آینده انرژی های فسیلی
- اشتغالزایی و جلوگیری از مهاجرت جوانان نخبه میهن

۴-۷- روش فنی اجرای طرح

برای اجرای طرح نقشه راه جامعی طراحی شده است که از مطالعات در مقیاس میکروسکوپی تا میدان را پوشش داده و در ادامه نتایج مطالعات در طراحی و شبیه سازی مهندسی عملیات مورد استفاده قرار می گیرد. بعد از طراحی عملیات فرآیند اجرا بر اساس طراحی مهندسی عملیات انجام خواهد شد. و در انتها عملیات پایش فرک و بررسی نتایج مورد ارزیابی قرار می گیرد. در ادامه به تفصیل مراحل اجرای طرح از مطالعه تا برچیدن تجهیزات آورده شده است. شکل ۴-۸ فلوچارت مراحل اجرایی را نمایش می دهد.

فرایند توسعه تکنولوژی



شکل ۴-۸: فلوچارت مراحل اجرایی توسعه فناوری شکافت هیدرولیکی در این پروژه را نمایش می دهد.

۴-۷-۱- مرحله مطالعات

۴-۷-۱-۱- مطالعات زمین شناسی

در عملیات شکافت هیدرولیکی به منظور شناخت بهتر میدان و چاه، مطالعات زمین شناسی اهمیت بسیار بالایی دارد. برای این منظور مطالعات جامعی از قبیل تکتونیک منطقه، شناسایی گسل‌ها، تعیین مختصات تنش‌ها، لیتولوژی مخزن، بررسی شکاف‌های طبیعی و مطالعه پارامترهای پتروفیزیکی در این پروژه انجام خواهد شد. تکتونیک منطقه یکی از کنترل کننده‌های اصلی پیچیدگی ایجاد شکاف در چاه، همچنین کنترل کننده مقدار و جهت تنش در میدان هدف می‌باشد. از نظر تکتونیکی سه رژیم تنش (کششی، تراکمی و امتداد لغز) داریم که هر یک سناریوهای متفاوتی در یک میدان دارند و به عنوان مثال باعث ایجاد گسل‌های متفاوتی از نوع نرمال، معکوس و امتداد لغز، و در نهایت کنترل گسترش شکاف هیدرولیکی می‌شوند. برای شناسایی گسل‌ها و ویژگی‌های الاستیک میدان از داده‌های سائزیمیک استفاده خواهد شد. بر همین اساس با استفاده از سکشن‌های سائزیمیک 2D و 3D در میدان گسل‌های موجود، زون‌های شکننده و شکل‌پذیر و مدول‌های یانگ و پواسون در مقیاس میدان مطالعه خواهد شد. برای شناسایی مقادیر دقیق این تنش‌ها نیز از تست‌های قبل از عملیات اصلی استفاده خواهد شد. لیتولوژی سازند از جهات مختلفی مانند تاثیر نوع لیتولوژی (کربناته، ماسه سنگی و شیلی) بر مبحث فشار شکست، حضور انواع کانی‌های رسی در انتخاب سیال تزریقی و ضخامت سازند هدف در مدلسازی هندسه شکاف حائز اهمیت است. شناسایی کانی‌های رسی در عملیات شکافت هیدرولیکی بسیار اهمیت دارد. به این صورت که بعضی از موارد کانی‌های رسی در صورت برخورد با آب، خاصیت جذب آب و متورم شدن بسیار بالایی دارند. لذا باید قبل از عملیات شکافت هیدرولیکی حضور یا عدم حضور کانی‌های رسی در زون هدف و همچنین نوع کانی رسی در صورت موجود بودن مشخص شود. لذا در این پروژه مطالعات دقیق لیتولوژی مخزن با استفاده از مطالعه مغزه‌ها، تست‌های آزمایشگاهی جهت شناسایی دقیق کانی‌های تشکیل دهنده و نوع کانی‌های رسی و مطالعه مقاطع نازک

انجام خواهد شد. برای شناسایی ماسه سنگ‌ها از طبقه بندی فولک و پتی جان و برای سنگ‌های کربناته از طبقه بندی دانهام و لوسیا استفاده خواهد شد.

شکاف‌های طبیعی سنگ تاثیر بالایی در هدایت سیال و همچنین نحوه گسترش شکستگی دارند. ایجاد شکافت هیدرولیکی موجب دوباره فعال شدن شکاف‌های طبیعی خواهد شد. یکی از روش‌های شناسایی شکستگی‌های طبیعی آنالیز مغزه می‌باشد. در این پروژه اطلاعات تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه بدست می‌آیند و با استفاده از کراس پلات تخلخل و تراوایی، زون‌های دارای شکستگی طبیعی شناسایی خواهند شد. چنانچه زونی در مخزن منافذ نوع ریز تخلخل (microporosity) داشته باشد یک زون کاندید برای عملیات شکافت هیدرولیکی می‌باشد.

با استفاده از لاگ‌های پتروفیزیکی، بسیاری از خواص مکانیک سنگی مانند مدول یانگ و پوواسون، اندیس شکستگی و چگالی شکستگی در امتداد چاه بدست خواهد آمد. همچنین با استفاده از دیگر لاگ‌ها مانند نمودار قطر سنج، محل و جهت ریختگی‌های دیواره چاه، نمودار تصویری موقعیت شکستگی در چاه، شیب و جهت شکستگی، باز شدگی و درصد تخلخل شکستگی محاسبه خواهد شد. علاوه بر این بعد از عملیات شکافت هیدرولیکی از چاه نمودارگیری خواهد شد و تغییرات قبل و بعد از عملیات مورد بررسی قرار می‌گیرد. همین طور نمودار دما یکی از مهمترین نمودارهایی می‌باشد که قبل و بعد عملیات در چاه برداشت می‌شود.

۴-۷-۱-۲- مطالعات ژئومکانیکی

دانش ژئومکانیک به عنوان یکی از اصلی‌ترین شاخه‌ها در مدلسازی و طراحی شکافت هیدرولیکی ایفای نقش می‌کند. نقش ژئومکانیک از تولید داده‌های ورودی برای مدلسازی و طراحی، انتخاب زون‌های کاندید عملیات شکافت هیدرولیکی، تا ساخت و انتخاب مدل‌های ایجاد و رشد شکاف قابل توجه است. داده‌های ورودی ژئومکانیکی با ساخت مدل ژئومکانیکی زمین برای زون یا چاه هدف تولید می‌شود. مدل ژئومکانیکی زمین در واقع یک نمایش عددی از وضعیت تنش‌ها و خواص مکانیکی سنگ برای یک برش خاص در یک چاه یا میدان یا حوضه است.

تعیین این پارامترها عموماً از طریق اطلاعات حاصل از مغزه های حفاری و استفاده از داده های چاه نگاری امکان پذیر است. لذا مطالعات بخش ژئومکانیک عملیات شکافت هیدرولیکی را می توان به دو بخش شامل تعیین و تخمین پارامترهای ژئومکانیکی و تعیین زون کاندید برای عملیات تقسیم کرد.

تعیین پارامترهای ژئومکانیکی

در مدلسازی و طراحی شکافت هیدرولیکی پارامترهای مکانیک سنگی، شامل پارامترهای مقاومتی و الاستیک سنگ، چقرمگی شکست سنگ، ضریب شکنندگی سازند، مقدار و جهت تنش ها و فشار منفذی مورد نیاز است. دقیق ترین روش جهت تعیین پارامترهای مکانیک سنگی انجام تست های مکانیک سنگی بر روی نمونه های مغزه چاه است، که به دلیل هزینه بر بودن و تعداد محدود نمونه ها، نمی تواند برای مدلسازی پیوسته لایه های زیرسطحی استفاده شود. بنابراین، عموماً این پارامترها از طریق نگارهای چاه محاسبه خواهند شد. پس از تخمین پارامترهای مورد نظر، این پارامترها با داده های آزمایشگاهی مکانیک سنگی که از داده مغزه بدست آمده است کالیبره خواهند شد. متداولترین نگارها که جهت تخمین پارامترهای مکانیک سنگی استفاده می شوند، نگارهای صوتی (سرعت موج برشی و فشاری)، چگالی و تخلخل می باشند. با در اختیار داشتن این داده ها و استفاده از روابط تجربی مختلف می توان پارامترهای مکانیک سنگی لایه های زیرسطحی را به صورت پیوسته محاسبه نمود. یکی دیگر از مهم ترین پارامترهای ورودی برای مدلسازی و طراحی شکافت، تنش های برجا و فشار منفذی است که از روش های گوناگونی قابل محاسبه هستند. در حالت معمول تنش های برجای اصلی شامل یک تنش قائم و دو تنش افقی که یکی از آنها تنش افقی ماکسیمم و دیگری تنش افقی مینیمم خواهد بود. مقایسه بزرگی هر یک از تنش های اصلی با یکدیگر به شناسایی رژیم تنش حاکم بر زون مورد مطالعه منجر خواهد شد که شامل سه حالت نرمال، امتدادلغز و معکوس خواهد بود. اصولاً تنش قائم با استفاده از نگار چاه پیمایی مانند نگار چگالی بدست می آید. برای تخمین مقادیر تنش های افقی در چاه قائم، روش های متعددی ارائه شده است. یکی از

متداول ترین روش ها جهت اندازه گیری تنش برجا، استفاده از روش های مستقیم مانند آزمایش نشت^۴ و نشت گسترده^۵ می باشد که فشار تزریق معادل تنش اصلی حداقل در نظر گرفته می شود. در کنار روش های اندازه گیری برجا/مستقیم، از روابط پوروالاستیک به دلیل کم هزینه بودن و سرعت در محاسبه مورد استقبال محققین قرار گرفته است که نتایج آن را می توان با نتایج آزمون های برجا نیز مقایسه و کالیبره کرد.

فشار منفذی یکی دیگر از پارامترهای تاثیر گذار بر رفتار مکانیک سنگ است که لازم است مقدار آن تعیین شود. یکی از متداول ترین روشها تخمین فشار منفذی با استفاده از داده های پتروفیزیکی است. در این میان می توان به روش روند عادی ایتون و روش های ضمنی هولبروک اشاره نمود. رابطه ایتون با استفاده از زمان انتقال موج برشی و چگالی توده سنگ برای محاسبه گرادیان فشار منفذی استفاده می شود. مطالعات گذشته نشان داده با مقایسه روش های مختلف محاسبه فشار منفذی، استفاده از گرادیان فشار سیالات دقیقترین روش برای تخمین فشار منفذی و ارزیابی ژئومکانیکی است. در این روش با در اختیار داشتن مقادیر فشار مبنا و گرادیان فشار آب، نفت و یا گاز از طریق روابط می توان فشار منفذی را تخمین زد که در نهایت با استفاده از تست های برجا مانند MDT، XPT و ... کالیبره می شود.

یکی دیگر از مهم ترین پارامترها در طراحی شکاف هیدرولیکی جهت یابی تنش ها خواهد بود که در صورت بروز اشتباه در تعیین آنها یک عملیات شکاف هیدرولیکی می تواند به موفقیت لازم نرسد و یا حتی با شکست روبرو شود. یکی از روش های اصلی تعیین جهت یابی تنش در یک چاه، استفاده از نگاره های تصویری چاه مانند FMI/UBI است. با تعیین جهت درست تنش های زمین مشبک کاری در چاه در جهت بهینه انجام خواهد شد و ایجاد و رشد ترک با کمترین مقاومت پیشروی خواهد کرد و از ایجاد پیچش در شکاف جلوگیری خواهد شد.

^۴Leakoff test^۵Extended leakoff test

تعیین زون‌های کاندید عملیات

در بخش مطالعات ژئومکانیکی، زون‌های ژئومکانیکی مشخص خواهد شد. در مرحله بعد با استفاده از پارامترهای مکانیک سنگی و تنش‌ها مدلسازی و طراحی شکاف، انجام خواهد شد. تعیین زونهای ژئومکانیکی بر پایه خواص مکانیک سنگی و زون‌های تنشی مناسب در تعیین زون‌های کاندید برای انجام عملیات شکافت هیدرلیکی نقش دارد. زیرا تعیین زون مناسب از نظر ژئومکانیکی در موفقیت عملیات با ریسک کمتر، تاثیرگذار است. البته باید در نظر داشت که پارامترهای غیر ژئومکانیکی دیگری در تعیین زون کاندید عملیات نقش دارند.

پارامترهای ژئومکانیکی از جمله ضریب پوواسون، مدول ینگ، مقاومت فشاری تک محوری، چقرمگی شکست، اندیس شکستگی سنگ و مقدار تنش، پارامترهای ورودی خوشه بندی ژئومکانیکی برای عملیات شکافت هیدرولیکی می باشد. پس انجام روشهای مختلف آماری و خوشه بندی زون‌های ژئومکانیکی یا بعبارتی زون‌های مناسب که شکنندگی بیشتری دارند و یا زون‌هایی که میان دو مانع^۶ تنش هستند که مانع از گسترش عمودی بیش از اندازه شکاف می‌شوند شناسایی می‌شوند. این زونها در امتداد چاه الویت بندی می‌شوند که در نهایت با در نظر کردن سایر پارامترهای غیر ژئومکانیکی یک زون کاندید برای عملیات انتخاب خواهد شد. شکل ۴-۹ مراحل مطالعات ژئومکانیکی عملیات شکافت هیدرولیکی را نشان می‌دهد.

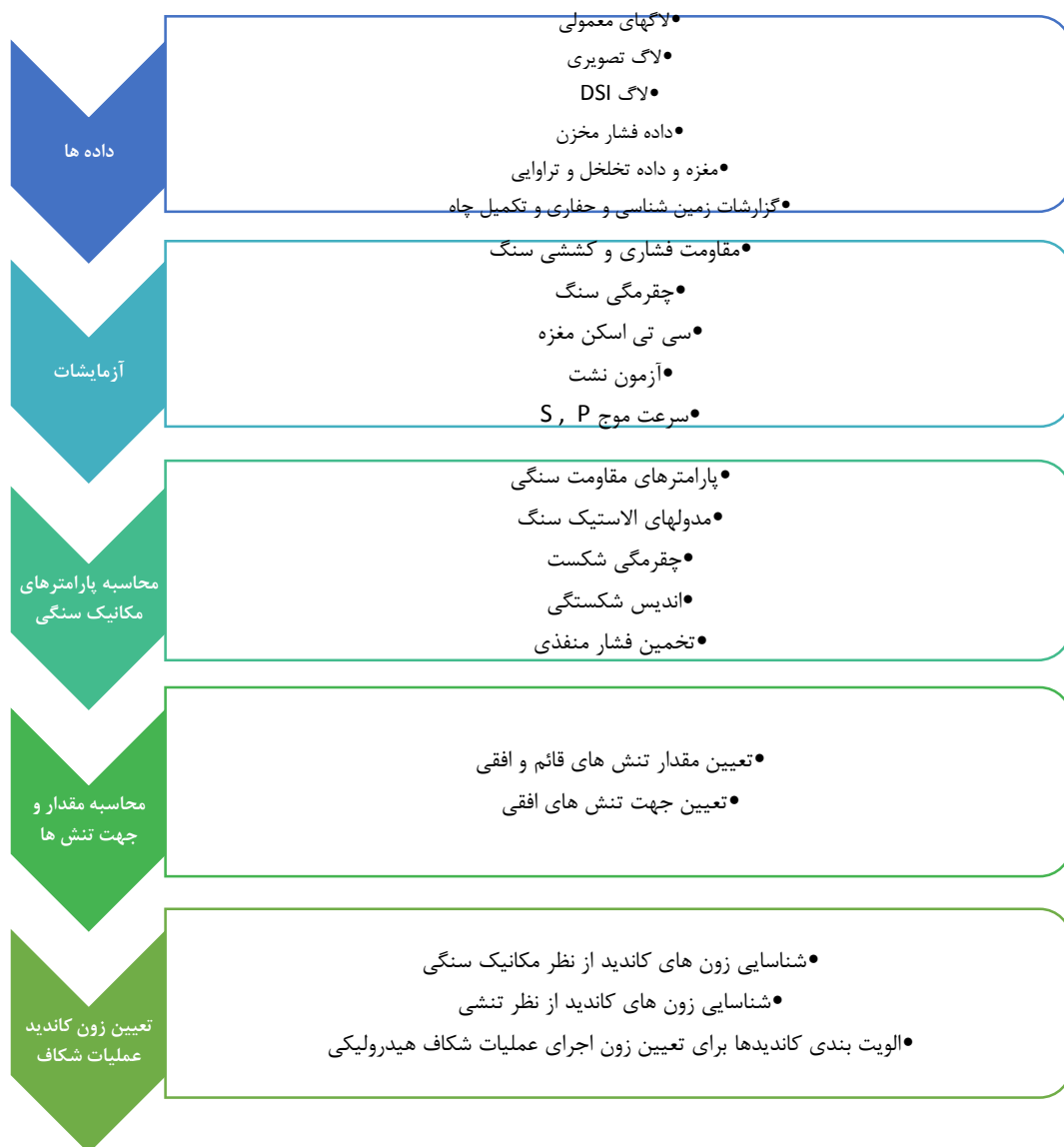
در بخش مطالعات ژئومکانیکی عملیات شکافت هیدرولیکی با تعیین زون کاندید و با محاسبه پروفیل پارامترهای مکانیک سنگی و تنش‌های برجا، این مقادیر در نرم افزارهای طراحی شکافت هیدرولیکی وارد می‌شوند و مدلسازی و طراحی شکافت هیدرولیکی در نرم افزارهای مربوطه انجام خواهد شد.

۴-۱-۳- مطالعه پارامترهای مخزنی و بهره‌برداری

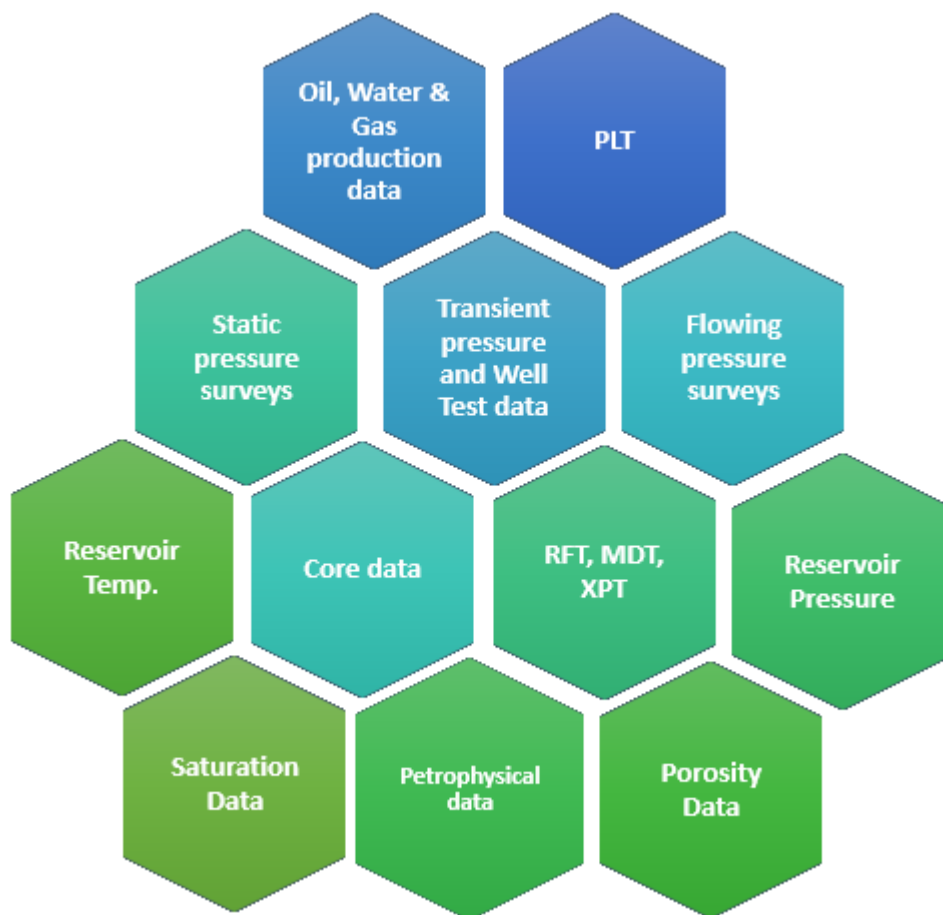
اهمیت داده های مخزنی و بهره برداری از آنجا است که تعیین کننده ی نوع عملیات شکافت (شکاف با طول بیشتر برای سنگ تراوایی کم، شکاف با عرض بیشتر برای شرایط مخزنی با تراوایی بالا) خواهد بود. از طرفی داده

^۶Barrier

های مربوط به ناحیه اطراف چاه و خود چاه تعیین کننده شرایط و روش انجام عملیات خواهند بود. داده‌های مخزنی و بهره برداری که در طراحی و آنالیز شکافت هیدرولیکی مد نظر قرار می گیرند شامل موارد ذکر شده در شکل ۱۰ می باشند.



شکل ۴-۹: فلوچارت مطالعات ژئومکانیکی در عملیات شکافت هیدرولیکی



شکل ۴-۱۰: پارامترهای مورد مطالعه در بخش مهندسی مخزن جهت اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی

داده‌های دما و فشار مخزن می‌تواند توسط آزمایش‌های RFT^{*} در ابتدای تولید از میدان، آزمایش‌های کالیبره کردن مدل که قبل از شروع عملیات اصلی راه اندازی می‌شود و داده‌های حفاری نظیر وزن گل یا گل همراه با گاز Gas Cut Mud بدست آید. فشار مخزن از دیگر پارامترهای مهم در محاسبه تنش درجا و پر اهمیت در جریان برگشتی (برگشت پروپانت) از چاه می‌باشد. به طور کلی در صورت بالا بودن فشار منفذی، میزان فشار شکست کمتر خواهد بود (منجر به کاهش تنش موثر که تحت تاثیر پارامترهای پروالاستیک می‌باشد می‌گردد). از طرفی به طور کلی پایین بودن فشار منفذی منجر به نشی بیشتر هم می‌شود که در نهایت رشد

^{*}Repeat formation test

شکاف را تحت تاثیر خواهد گذاشت. تغییر فشار منفذی بین لایه های زمین منجر به تاثیر روی رشد ارتفاع شکاف می شود. همچنین این پارامتر روی بازدهی سیال شکاف (در صد مایع باقیمانده در شکاف برای رشد و توسعه شکاف) از طریق اعمال افت فشار (اختلاف فشار شکست و فشار مخزن) و بروز نشتی در شکاف اثر می گذارد.

۴-۱-۷-۴ مطالعات مفهومی رشته تکمیلی چاه

معمول ترین روش های عملیات های انگیزش چاه در بحث عملیات شکافت هیدرولیکی می توان به موارد زیر اشاره نمود:

انجام عملیات درون رشته ی تکمیلی موجود در چاه

انجام عملیات در آخرین لایه جداری می باشد که در این صورت پکر، ابزارهای نگهداری و دیگر تجهیزات رشته تکمیلی در شرایط حداقل ریسک باشند. یکی از مهمترین مزیت های این روش، انجام عملیات با فشار بالاتر در شرایط نرخ پایین تزریق می باشد. یکی از ساده ترین انواع تکمیل چاه می باشد که از یک قطر یکسان از ته چاه تا سر چاه^{۴۸} استفاده می کند، این روش منجر به کاهش هزینه های تکمیل استفاده می شود.

چاه هایی با قطر کوچک (Slimhole) و نحوه ی تکمیل Monobore منجر به محدودیت عملیات شکاف هیدرولیکی می شود. این محدودیت ها شامل نرخ تزریق و سایز تجهیزات درون چاهی، پروپانت برای تزریق است (به علت کاهش قطر نهایی، افت فشار زیادتر شده و فشار سطحی بیشتر می شود). در صورت تکمیل چاه با این نوع، می بایست طراحی جداری با ضخامت بیشتر که اجازه پمپاژ با نرخ های زیاد را می دهد در نظر داشت.

انجام عملیات درون رشته های تکمیلی موقت^{۴۹}

*Monobore

*Frac string

در شرایطی که رشته جداري و تکميلي نمی بایست در معرض فشار داخلی زیاد قرار گیرند، از رشته های جداري موقت که توانایی تحمل فشار های داخلی و خارجی زیاد را دارند استفاده نموده که در این صورت سیال پمپ شده در معرض رشته تولیدی قرار نمی گیرد و پس از اتمام عملیات این رشته تکميلي از چاه خارج می گردد.

انجام عملیات درون لوله مغزی سیار^{۵۰}

در این حالت سیال شکاف هیدروليکی درون لوله مغزی سیار که با یک پکر، فضای حلقوی پشت لوله مغزی را ایزوله کرده انجام می پذیرد. قطر کوچکتر لوله مغزی نسبت به لوله جداري منجر به محدودیت حداکثر نرخ تزریق برای انجام عملیات می شود. افت فشار زیاد ناشی از تزریق پروپانت به خصوص در شرایط غلظت بالای پروپانت، منجر به افزایش فشار سطحی حتی در نرخ های تزریق پایین می شود. مزیت دیگر این نوع از تکمیل، تمیز سازی مناسب بعد از انجام عملیات می باشد. طراحی رشته تکميلي در اجرای عملیات در نظر گرفتن یک سری ملاحظات در دو بخش بالا و پایین رشته تکميلي الزامیست (شکل ۴-۱۱).

^{۵۰}Coiled Tubing



شکل ۴-۱۱: ملاحظات مورد نیاز در طراحی رشته تکمیلی عملیات شکافت هیدرولیکی

۴-۷-۲- مرحله مهندسی و طراحی

بعد از انجام مطالعات پایه و انتخاب چاه و بازه مورد نظر، مرحله مهندسی شروع خواهد شد. در این مرحله سه فعالیت اصلی شامل مهندسی و طراحی سیالات، شبیه سازی و طراحی فرایند شکافت هیدرولیکی و تست های مربوطه و نهایتاً طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی برای چاه های انتخاب شده در مرحله قبلی صورت خواهد پذیرفت. در ادامه هر کدام از این مراحل به تفصیل آورده شده است.

۴-۷-۲-۱- مهندسی و طراحی سیالات

یکی از بخش های مهم انجام عملیات شکافت، طراحی و آزمایش کیفی سیالت تزریقی از جهت همخوانی با نفت مخزن و عدم آسیب به مخزن در اثر تزریق می باشد. طراحی سیال بدین صورت بوده که ابتدا نمونه های نفت مخزن با آب منطقه جهت بررسی ترکیب درصد و خواص شیمیایی در آزمایشگاه ارزیابی شده و سپس بر

اساس مطالعات تحقیقاتی و تجربی دستور العمل ساخت سیالات تزریقی برای آزمایش های کنترل کیفی اجرا می شود. فرمولایسون پایه سیالات تزریقی بر پایه آب بوده و یک سری افزودنی های شیمیایی بر اساس آزمایش های مکرر بدست می آید. سپس فرمولاسیون اولیه جهت آزمایش های همخوانی با سیال مخزن، خوردگی، کنترل آهن، عدم تشکیل رسوب و جدایش طبق دستورالعمل های طراحی شده تا جایی اجرا می گردد که به حالت بهینه و سازگار با سیالات مخزنی برسد.

آزمایش های کیفی بعد از ساخت اولیه فرمولاسیون سیالات تزریقی در آزمایشگاه، در چند مرحله ای دیگر تا قبل از اجرای عملیات اصلی و تزریق در چاه انجام می شود. این مراحل شامل: نمونه گیری از مواد افزودنی خریداری شده در محل بارگیری جهت یکسان بودن نمونه معتبر با سیالی که به محل چاه انتقال داده می شود، نمونه گیری در محل چاه و جهت اطمینان از یکسان بودن نتیجه ی نمونه گیری اولیه و بعد از این مرحله سیالات طراحی شده در محل چاه به صورت عمده ترکیب شده و در انتها از همین سیالات تزریق شده در محل چاه آزمایش کنترل کیفی نهایی گرفته شده و آماده تزریق درون چاه می باشد. شکل ۴-۱۲ مراحل مهندسی و طراحی سیالات را نشان می دهد.

طراحی و کنترل کیفیت سیال شکننده

QA/QC Tests

اثر بخشی Geling Agent
اثر بخشی سیال شکننده ی ژل
اثر بخشی سیال سورفکتانت
اثر بخشی Crosslinker
اثر بخشی سیال تاخیری در واکنش
سازگاری سیستم سیال با سیالات سازندی

Design Tests

اندازه گیری رئولوژی سیالات
پهینه سازی غلظت افزایه سیال ژل کننده برای رسیدن به سیال Crosslinked پایدار
پهینه سازی سیال تاخیر دهنده ی واکنش برای رسیدن به رئولوژی و زمان شکست مناسب در زمان تزریق
رسیدن به شرایط رئولوژی پهینه در دماهای مختلف مخزنی

طراحی و کنترل کیفیت اسید و افزایه ها

QA/QC Tests

آنالیز آب
تست سازگاری اسید و تمامی افزایه ها
تست سازگاری اسید و تمامی افزایه ها با سیال سازند در دما و فشار مخزنی
تست کنترل آهن برای رسیدن به یک نقطه ی پهینه
تست خوردگی
خواص رئولوژی اسید
تست شکنندگی ژل اسید با حلال

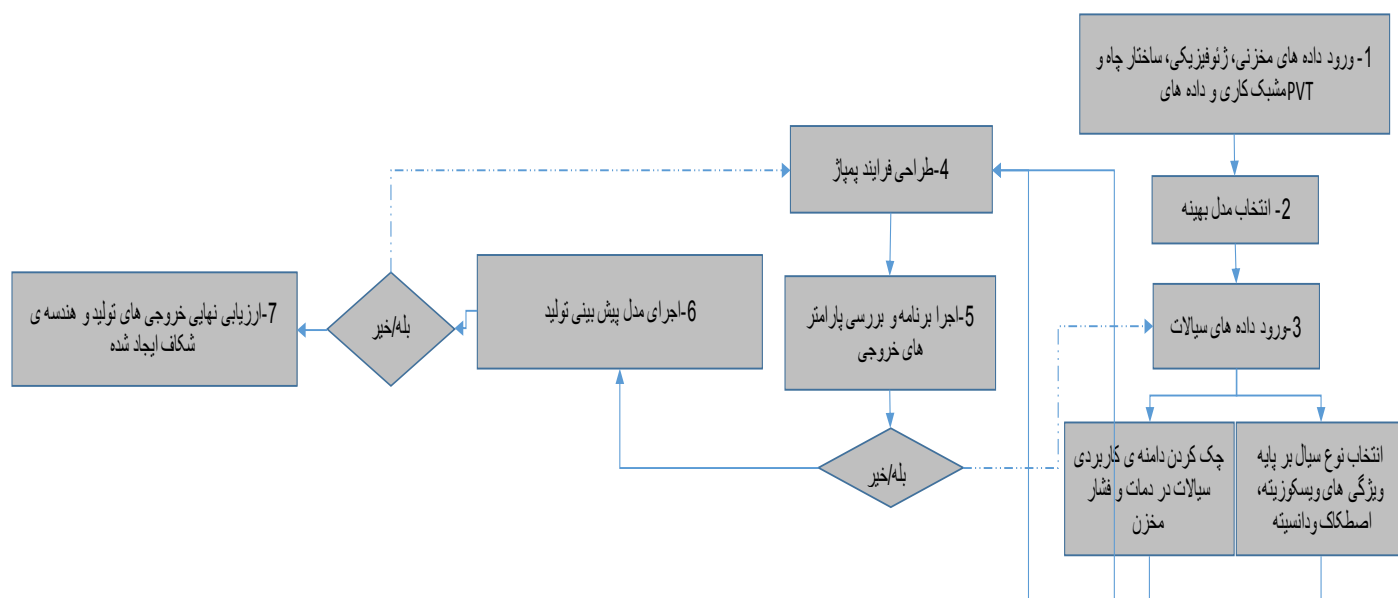
Design Tests

آنالیز ترکیب کانی ها
تست انحلال اسید
دستیابی به پارامتر های سینتیک واکنش اسید و سطح سنگ مخزنی
تست آسیب و و تیزی سیالات در مغزه
تست انحلال پذیری سنگ توسط اسید
آزمایش مورفولوژی حکاکی سنگ توسط اسید

شکل ۴-۱۲: مراحل طراحی و مهندسی سیالات جهت استفاده در عملیات شکافت هیدرولیکی

۴-۷-۲-۲- شبیه سازی و طراحی فرایند شکافت هیدرولیکی

روند طراحی شکافت هیدرولیکی به صورت فلوچارت در شکل شماره ۴-۱۳ نشان داده شده است. در این روند ابتدا داده‌ها وارد شبیه‌ساز می‌شوند. پارامترهای اصلی نظیر داده‌های مخزنی، لیتولوژی، داده‌های تکمیل و مشبک کاری چاه و داده‌های ژئومکانیکی، داده‌های ورودی اصلی جهت طراحی می‌باشند. نتایج کیفیت کنترل شده و وارد مرحله جدید می‌شود. در هر کدام از مراحل فرآیند طراحی می‌بایست داده‌های ورودی با اولین خروجی از مدل شبیه‌ساز، مقایسه و بازبینی شده و مجدداً فرآیند مدلسازی انجام گردد.



شکل ۴-۱۳: فلوچارت شبیه‌سازی و طراحی فرایند شکافت هیدرولیکی

داده‌های ورودی ساختار سنگ شناسی مخزنی و داده‌های تراوایی، تخلخل و فشار روباره به همراه دیگر پارامتر از مدل ژئومکانیکی وارد ورودی بخش شبیه‌ساز شکافت هیدرولیکی می‌گردد. فشار مخزن در محاسبه تنش درجا اثرگذار بوده و در جریان برگشتی (برگشت پروپانت) از چاه اهمیت فراوانی دارد. داده‌های PVT و میزان نسبت گاز به نفت تولیدی و دانسیته نفت تولیدی در آنالیز تولید از چاه شکافته شده در معادلات جریان به کار برده می‌شوند و در این قسمت این داده‌ها وارد مدل می‌گردند. پس از ورود داده‌های اصلی، نوع مدل طراحی بر اساس

معادلات حاکم بر شکست سنگ و نوع آنالیز گسترش شکاف انتخاب می گردد. بعد از انتخاب مدل شکست به داده های سیالات تزریقی نیاز می باشد. (در یک عملیات واقعی این قسمت در آزمایشگاه طراحی و آنالیز شده و پس از پشت سر گذاشتن تست های لازم بر اساس دستورالعمل های اجرایی آماده استفاده می باشند). بدین منظور از پایگاه داده ی خود نرم افزار شبیه ساز بر اساس شرکت های سازنده ی سیالات می توان انواع سیال ها مختلف پر کاربرد در عملیات شکافت را بر اساس پارامتر های رئولوژی و دانسیته و نرخ واکنش در محدوده ی فشاری و دمایی مخزن انتخاب نمود. پس از انتخاب سیالات لازم برای تزریق، طراحی نحوه ی تزریق از اهمیت بالایی برخوردار می باشد که در این فرآیند، ترتیب سیالات و نرخ تزریق و حجم هر مرحله از تزریق طراحی می باشد. پس از طراحی فرآیند پمپاژ سیالات و نرخ های تزریقی، مدل اجرا شده و چند خروجی به صورت دوره ای آنالیز می گردد: هندسه ی شکاف (طول، عرض، هدایت پذیری و دیگر پارامتر های کلیدی)

- فشار سطحی

- فشار خالص

هدف از بررسی این پارامتر ها در هر اجرا، دستیابی به نرخ بهینه ی تزریق و عدم عبور از محدودیت های عملیاتی پیش روی آزمایش می باشد. در صورت مناسب بودن هر کدام از پارامترهای هندسه ی شکاف و فشار سطحی می توان مدل را برای پیش بینی تولید اجرا نمود. در خصوص ویژگی های تولیدی مخازن لازم به ذکر می باشد روش شکافت هیدرولیکی که جز روش های بهبود تولید از مخزن می باشد^۵، هم در مخازن جدید و هم مخازن بالغ که چندین سال از تولید آنها گذشته قابل استفاده می باشد. در خصوص ویژگی های تولید می بایست ذکر نمود که حتی این روش در چاه هایی که تولید بالایی دارند از نقطه نظر کاهش فشار ناشی از تولید و تغییر رژیم های جریان در محیط متخلخل قابل اجرا می باشد. در چاه های کم بازده با نرخ تولید پایین روش شکافت هیدرولیکی

^۵IOR (Improve Oil Recovery)

منجر به بهبود عملکرد تولید و کاهش افت فشارهای اضافی در اطراف دیواره چاه شده و بهبود تولید را به همراه خواهد داشت.

۴-۷-۲-۳- طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی

طراحی اجرای عملیات اصلی شکافت هیدرولیکی مستلزم اجرای چندین حلقه‌ی مختلف از بخش‌های متفاوت می باشد. پس از تایید تست‌های سیالات و مشخص شدن چاه مورد نظر برای اجرای عملیات، تجهیزات لازم برای انجام عملیات شکافت هیدرولیکی اعم از اسلیک لاین، وایرلاین، تجهیزات اقامت موقت در محوطه‌ی چاه برای پرسنل و کارفرما، تمامی تجهیزات سطحی (خط لوله موقت، تفکیک گر، تانک‌های ذخیره، چند راه‌ها، Data Header و...)، کابین داده‌ها، تجهیزات مشبک کاری و کابین و لاین‌های H_2S و ... طبق جانمایی از پیش تعیین شده به محل چاه انتقال داده می‌شوند. سپس تست‌های فشاری برای تمامی خطوط لوله و تجهیزات سطحی قبل از شروع عملیات انجام می‌گردد.

پس از اتمام تست‌های فشاری ابزار اسلیک لاین، محافظ شیر ایمنی درون چاهی جهت جلوگیری از هر گونه آسیب خوردگی، ضربه و ... ابزار اسلیک لاین رانده می‌شود. معمولاً در این مرحله، ابزار اسلیک لاین یک مرتبه تا انتهای چاه (با سایز مناسب Gauge Cutter) جهت چک نمودن مسیر چاه و اطمینان از ادامه‌ی عملیات رانده می‌شود. سپس لوله مغزی سیار در صورت لزوم جهت جابجایی سیال ستون چاه با دیزل درون چاه رانده می‌شود و بسته به طراحی صورت گرفته، حجم کل چاه یا بخشی از آن توسط دیزل پر می‌شود. لازم به ذکر است که در چاه‌های جدید معمولاً پس از تکمیل بسته به دستور واحد بهره بردار، چاه با دیزل پر شده و به بهره بردار تحویل داده می‌شود که در این صورت نیازی به راندن لوله مغزی جهت جابجایی ستون سیال درون چاه نمی‌باشد. طبق طراحی صورت گرفته لایه‌های کاندید برای مشبک کاری انتخاب شده و در این مرحله ابزار Wire-Line طی چند مرحله شروع به مشبک کاری لاینر تولیدی می‌کند. پس از مشبک کاری، جهت تمیز سازی چاه، معمولاً چاه جریان داده می‌شود، همچنین ظرفیت تولید طبیعی چاه بررسی شده و در صورت کم بودن پتانسیل تولیدی چاه، گاهی از

فرایند شستشو با اسید با حجم کم (اسید 15% HCL) استفاده می کنند که هدف آن افزایش نرخ تزریق و ایجاد مسیرهای جدید جهت نفوذ سیال در سازندهای کم تراوتر پیش از تزریق و شروع عملیات اصلی شکافت می باشد. به منظور ارزیابی توان تولید، چاه را به سمت تفکیک گر جریان داده و آزمایش چاه در این مرحله از عملیات، جهت تعیین نرخ تولیدی و نسبت گاز به نفت و دیگر پارامترهای تولید انجام می گردد. این آزمایش شاخص مناسبی جهت مقایسه با نتایج تست چاه و افزایش ضریب عملکرد بعد از انجام عملیات شکافت می باشد.

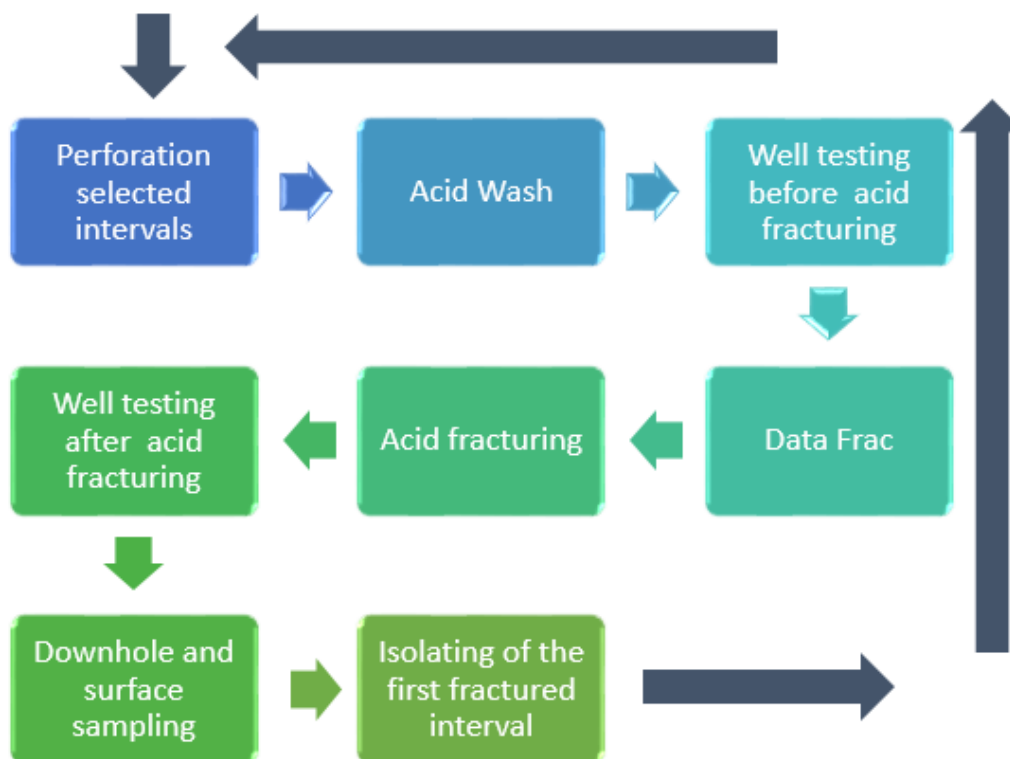
قبل انجام عملیات اصلی به منظور به روز رسانی مدل طراحی شده و اطمینان بیشتر از فشار شکست طراحی شده و همچنین اخذ دید بهتر و دقیق تری از نرخ تزریق، عملیات Mini-Frac انجام می گردد. در این مرحله با وصل شدن پمپ های فشار بالا به تاج چاه و همزمان به چند راهه های تزریق، عملاً یک آزمایش اصلی در مقیاس کوچکتر انجام می شود. سپس در صورت لزوم آزمایش تزریق مرحله ای جهت محاسبه فشار بست شکاف انجام می شود و با داده های حاصل از تست، مدل طراحی کالیبره شده و دوباره اجرا شده و این بار با داده های نزدیک تر به واقعیت مدل خروجی از شبیه ساز آنالیز می گردد. پس از اطمینان از میزان نرخ تزریق و بدست آوردن فشارهای شکست، سیالات و افزودنی های سرچاهی در این مرحله طبق دستورالعمل مطابق با آنچه در آزمایشگاه مخلوط و تست شده، مخلوط شده و آماده تزریق می شوند.

با شروع عملیات اصلی پمپ های فشار قوی شروع به تزریق سیال با حداکثر نرخ تزریق بدست آمده از مرحله قبل نموده و طبق توالی تزریق به صورت لحظه ای فشار سرچاهی و میزان فشارهای دالیزی و پارامترهای دما و فشار چک می شوند. ابتدا سیال شکافنده اصلی که دارای گرانروی بالایی می باشد جهت ایجاد شکاف تزریق شده و بعد از رسیدن سیال مذکور به دهانه ی مشبک ها به دلیل گرانروی بالایی که داشته منجر به فشار افزایشی در ته چاه نموده که اثرات آن در فشار سنج های سرچاه و در نمودارهای کابین داده های سرچاه قابل مشاهده می باشد. در این مرحله با افزایش نرخ تزریق منحنی فشار شکست همزمان رسم شده و در یک لحظه سنگ مخزنی به علت غلبه ی فشار تزریق بر فشار شکست سنگ، شکسته می شود. سپس بدون توقف زمانی، دیگر سیالات شامل اسید و

سیالات منحرف کننده تزریق می شوند. پس از تزریق تمام مراحل، در مرحله ی آخر، از یک نوع سیال جهت شکستن ساختار سیال منحرف کننده تزریق می گردد.

در اثر تزریق سیالات معمولاً جریان برگشتی از چاه به صورت طبیعی انجام نشده و کل محصولات حاصل از واکنش می بایست ابتدا از چاه خارج شوند. بدین منظور بعد از اتمام تزریق آخرین مرحله ی سیالات، چاه با سائزهای مختلف کاهنده، جریان داده شده و در صورت تولید طبیعی از چاه نمونه سرچاهی از سیال برگشتی جهت اندازه گیری میزان نفت، pH سیال برگشتی اخذ شده و در صورت پایین آمدن میزان پارامترهای مذکور، چاه جهت اندازه گیری نرخ تولید به سمت تفکیک گر با کاهنده های از پیش طراحی شده رانده شده و میزان دبی تولیدی و میزان GOR اندازه گیری می شوند. در این مرحله می توان افزایش ضریب عملکرد چاه را نسبت به آزمایش قبل از عملیات اصلی مقایسه نمود که میزان موفقیت آمیز بودن عملیات شکافت را نشان می دهد. در این مرحله بسته به نیاز می توان نمونه معتبر ته چاهی از سیال مخزن جهت انجام آزمایش های PVT اخذ نمود.

لازم به ذکر است در صورت انجام عملیات آزمایش چاه در شرایط درون چاهی، می توان گنج های فشار و دما را در ته چاه نصب و آزمایش های کاهش و افزایش فشار را طبق طراحی انجام و سپس داده های استخراج شده از گنج های درون چاه را جهت آنالیز چاه آزمایی تحلیل نمود. هدف از این آنالیز بررسی تغییرات فشار مخزن، تغییر تراوایی کلی مخزن، محاسبه ی تراوایی شکافت ایجاد شده و ضریب پوسته بعد از انجام عملیات می باشد. در این آنالیز عملاً می توان عملکرد کلی شکافت با محاسبه طول شکافت، عرض شکافت و تراوایی شکافت ایجاد شده را بدست آورده و با ضریب عملکرد تولید مقایسه نمود. در پایان عملیات ابزار اسلیک لاین، محافظ شیر ایمنی را بیرون آورده و تمامی تجهیزات سرچاهی برچیده و چاه به سمت خط تولید جریان داده می شود. شکل ۴-۱۴ مراحل کار را بصورت شماتیک نشان می دهد.



شکل ۴-۱۴: مراحل عملیاتی اجرایی طرح بصورت فلوچارت

۴-۷-۳- مرحله عملیات

فرآیند انجام عملیات شکافت هیدرولیکی با دریافت داده های مورد نیاز از منابع مختلف (مغزه، چاه آزمایی، چاه نگاری، داده های حفاری) آغاز می شود. سپس در طول فرآیند طراحی، پارامترهایی مانند نرخ تزریق، ویسکوزیته ی سیال، پروپانت ها و افزودنی های شیمیایی مناسب، ابعاد و هندسه ی شکاف، میزان هرزروی و ... تعیین می شوند. قبل از انجام فرآیند اصلی، یک سری تست ها با ماهیتی مشابه فرآیند اصلی اما در مقیاس زمانی و عملیاتی کوچکتر به منظور پیشبرد مدل سازی و طراحی اصلی انجام می شود. با استفاده از نمودارهای فشاری ثبت شده، پارامترهایی نظیر فشار شکست تعیین شده و جهت کالیبراسیون و طراحی مدل مورد استفاده قرار خواهد گرفت.

۴-۷-۳-۱- تعیین تجهیزات و سرویسهای مورد نیاز

اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی نیازمند یک سری تجهیزات و سرویسهای خاص است. تعدادی از این سرویسها قبل از عملیات اصلی جهت آماده سازی چاه، تعدادی از این سرویسها طی عملیات اصلی شکافت و

تعدادی از آنها بعد از عملیات اصلی مورد استفاده قرار می گیرند. از جمله مهمترین سرویس ها و تجهیزات مورد نیاز برای اجرای شکافت هیدرولیکی می توان به اسلیک لاین، واحد لاگ گیری، پکیج های تست چاه و تولید، پکیج سوراخ کاری، کوئل تیوبینگ، ناوگان شکافت هیدرولیکی، تانکرهای مورد نیاز جهت مخلوط کردن سیال و ذخیره آنها و پمپ های انتقال دهنده اشاره کرد (شکل ۴-۱۵). لازم به ذکر است بسته به اینکه در چه چاهی عملیات صورت می گیرد نوع سرویس ها می تواند متفاوت باشد. برای مثال، اگر در بازه هدف جهت اجرای عملیات شکافت، مشبک کاری قبلاً در چاه صورت گرفته باشد دیگر نیازی به پکیج مشبک کاری نخواهد بود.



شکل ۴-۱۵: سرویس ها و نیازمندیهای عملیات شکافت هیدرولیکی را نشان می دهد.

مهمترین بخش از سرویس ها و نیازمندی های عملیات شکافت هیدرولیکی ناوگان شکافت است. این بخش شامل دستگاه پمپاژ شکافت هیدرولیکی، مخلوط کن، واحد پرتابل اطلاعات و کنترل، واحد هیدرانت و افزودنی های شیمیایی، واحد سیار تحویل پروپانت و واحد سیار آب گرم می باشند.

دستگاه پمپاژ شکافت هیدرولیکی: دستگاه پمپاژ شکافت هیدرولیکی شامل چند تجهیز اصلی شامل پمپ فشار قوی، موتورقوای محرکه (دیزلی-الکتریکی)، سیستم انتقال قدرت می باشد. وظیفه اصلی این دستگاه دریافت دوغاب خروجی از دستگاه مخلوط کن و افزایش فشار سیال تا فشار مورد نیاز برای شکستن چاه می باشد.

دستگاه بلندر: این دستگاه در راستای مخلوط کردن دوغاب فرایند شکافت استفاده می گردد. بدین منظور کلیه سیالات و افزودنی های مورد نیاز عملیات شکافت شامل پروپانت، سیالات، اسیدهای افزودنی، آب و ژل به دستگاه بلندر منتقل می گردد. در این دستگاه با توجه به دستورالعمل های طراحی، مواد با هم مخلوط می گردد و توسط منیفولد تخلیه به سمت پمپ های شکافت هدایت می گردد.

مرکز دیتا و اطلاعات متحرک: واحدی متحرک برای نظارت، نمایش، ضبط و تجزیه و تحلیل پارامترهای مختلف پمپاژ و چاه در هنگام عملیات شکافت هیدرولیکی، سیمان زنی، اسیدزدن و سایر عملیات پمپاژ می باشد.

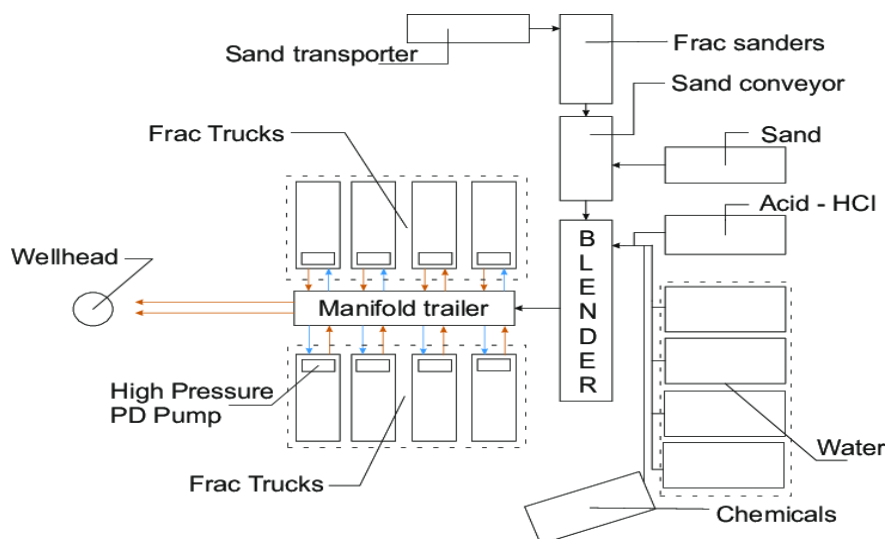
واحد رطوبت دهی و افزودنی های شیمیایی: برای هیدراته کردن ژل، افزودن مواد شیمیایی فرایند شکافت و برای استفاده در عملیات سیال شکافت در خشکی طراحی شده است.

واحد سیار تحویل پروپانت: این واحد وظیفه تحویل یکنواخت و مداوم پروپانت به مخلوط کن را دارد. برای آب و هوای مختلف از قطب شمال گرفته تا شرایط بیابانی و گرمسیری استفاده می شود.

واحد سیار آب گرم: این سیستم گرمایش و تصفیه آب عملیات فرک بصورت سیار می باشد. گرم کردن مایع عملیات شکافت در یک بازه زمانی کوتاه، از ضروریات یک عملیات سریع و موفق شکافت هیدرولیکی است.

فرایند اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی با چیدمان ناوگان شکاف زنی شروع می گردد. کلیه سیالات و افزودنی های مورد نیاز عملیات شکافت شامل پروپانت (از سیلوهای پروپانت)، سیالات و اسیدهای افزودنی (از پکیج هایدرانت و سیالات) و آب (از پکیج آبگرم و یا مخازن آب) به دستگاه بلندر منتقل می گردد. در دستگاه بلندر با توجه به دستورالعمل های طراحی، مواد با هم مخلوط می گردد و دوغاب حاصل در فشار ۵۰ psi به منیفولد موشکی

منتقل می‌گردد. سپس دوغاب وارد پمپ‌های فشار قوی شکافت هیدرولیکی می‌گردد. این پمپ‌های فشار بالا، فشار سیال را تا فشار مورد نیاز برای شکستن چاه تشدید می‌کنند (گاهی تا ۲۰۰۰۰ psi) و دوباره آن را به منیفولد فشار بالا که روی منیفولد موشکی قرار دارد تخلیه می‌کنند. این جریان سیال سپس از طریق خطوط فشار بالا به دهانه چاه منتقل می‌شود و عملیات شکافت در چاه در بخش‌های مورد نظر انجام می‌گردد. کلیه این عملیات توسط واحد کنترل عملیات به نام ون داده‌گیری قابل برنامه‌ریزی و پایش است. شکل ۴-۱۶ نمونه‌ای از چینش ناوگان شکاف را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۱۶: یک نمونه چیدمان ناوگان شکافت هیدرولیکی

به غیر از ناوگان شکاف هیدرولیکی، تمامی سرویس‌های جانبی ذکر شده جهت اجرای عملیات توسط شرکت‌های خدمات چاه داخلی قابل انجام است.

۴-۳-۲- تعیین نیازمندیهای لجستیکی و ملاحظات ایمنی و زیست محیطی

در این مرحله نیازمندی‌های لجستیکی و ملاحظات ایمنی مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در مرحله نیازمندی‌های لجستیکی شیوه ایجاد کمپ و تامین غذا، آب مصرفی، حلال‌ها و گازوئیل مصرفی، فراهم کردن کامیون، جرثقیل

- و لیفتراک بر اساس حجم بار، انبارداری، ذخیره و توزیع بار و نهایتاً نقل و انتقالات خدمه مورد بررسی و مطالعه قرار خواهد گرفت و مدل مورد نیاز بسته به منطقه و چاه هدف ارائه خواهد شد.
- در بخش ملاحظات ایمنی و زیست محیطی نیز، مراحل زیر بصورت ایتم وار اجرا خواهد شد.
- ✓ سیستم مدیریت ایمنی بر اساس OHSAS 18001 و ISO 14001 تهیه خواهد شد.
 - ✓ ملاحظات ایمنی برپا کرن/ جمع کردن، نصب دکل/برچیدن دکل و مطابق با API, IADC، ... در عملیات دکل و بدون دکل تهیه خواهد شد.
 - ✓ کنترل‌های عملیاتی شامل: بلند کردن، جرثقیل، ذخیره اسید، حمل و نقل اسید، مخلوط کردن و پمپاژ اسید/شیمیایی، روش خنثی سازی اسید، مشبک کاری، Wireline, Slickline، پمپ ها و واحدهای فشار قوی، عملیات شبانه، آزمایش چاه، جریان چاه، ... انجام خواهد شد.
 - ✓ الزامات آتش نشانی و پزشکی به ویژه در طول عملیات بدون دکل تهیه و به محل ارسال خواهد شد.
 - ✓ مدل مدیریت پسماند (اسید، آب شور و ...) تهیه و انجام خواهد شد.
 - ✓ دوره آموزشی (TBM, PJSM، ویژه، عمومی، ...) برگزار خواهد شد.
 - ✓ ایمنی گاز H_2S و انتخاب پیمانکار با طرح ویژه جهت مدیریت تعیین خواهد شد.
 - ✓ در محدوده کاری کنترل ترافیک، مدیریت سفر، سیاست رانندگی تعیین خواهد شد.
 - ✓ ملاحظات بهداشتی، ایمنی کمپ، الزامات و تامین غذا انجام خواهد شد.
 - ✓ مسائل زیست محیطی، برای مثال نیاز به چاله های مشعل، انتشار به هوا در اثر فوران چاه ها، ضایعات اسیدی، آب شور، جابجایی چاه توسط بنزین، ... در نظر گرفته خواهد شد.
 - ✓ ایمنی فشار، مسائل مربوط به کنترل چاه، عدم آتش سوزی (سوراخ شدن)، ایمنی مواد منفجره و چاشنی ها، سر چاه، SSV، SSSV، ... در نظر گرفته خواهد شد.

۴-۷-۳-۳- عملیات آماده سازی چاه

عملیات آماده سازی چاه با جابجایی ادوات و چیدمان تجهیزات در محل چاه بر اساس بخش "تعیین تجهیزات و سرویس‌های مورد نیاز" شروع می‌گردد. تمامی ادوات پس از انتقال، طبق نقشه محل چاه، جانمایی شده و خطوط لوله و تجهیزات سطحی و دیگر ادوات عملیات جانمایی می‌شوند. ابتدا ابزار اسلیک لاین درون چاه جهت نصب محافظ شیر ایمنی درون چاهی جهت جلوگیری از هر گونه آسیب یا در تماس بودن با اسید های تزریقی در حین عملیات شکافت اسیدی رانده می‌شود. در این مرحله معمولاً ابزار اسلیک لاین یک مرتبه تا انتهای چاه جهت تایید باز بودن مسیر به منظور اطمینان از ادامه ی عملیات رانده می‌شود.

پس از تایید تست های فشار از تجهیزات سطحی و درون چاهی، لوله مغزی سیار در صورت لزوم جهت جابجایی سیال ستون چاه با دیزل درون چاه رانده می‌شود. بسته به طراحی صورت گرفته حجم کل چاه یا اندازه‌ای از آن توسط دیزل پر می‌شود. لازم به ذکر است که در چاه های جدید معمولاً پس از تکمیل بسته به دستور واحد بهره بردار، چاه با دیزل پر شده و به بهره بردار تحویل داده می‌شود که در این صورت نیازی به راندن لوله مغزی جهت جابجایی ستون سیال درون چاه نمی‌باشد.

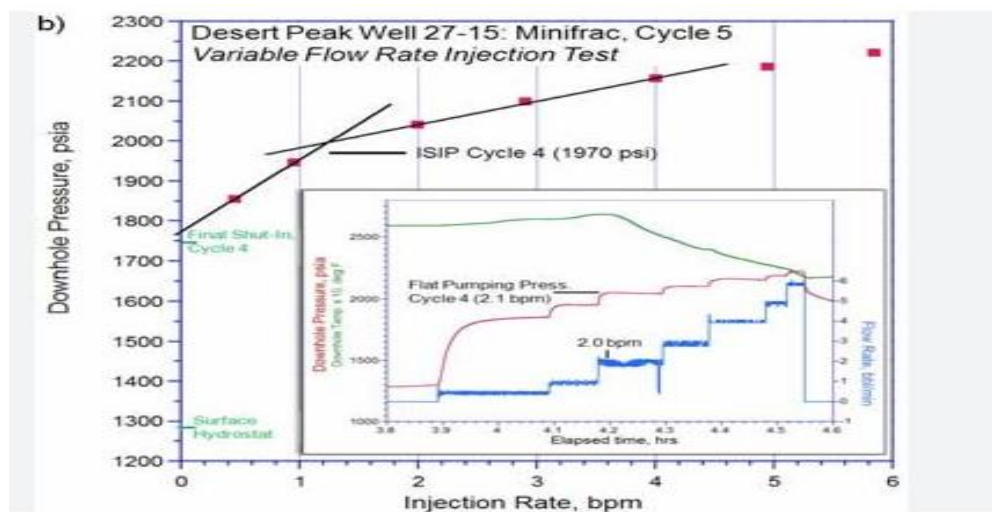
طبق طراحی صورت گرفته لایه های کاندید برای مشبک کاری انتخاب شده و در این مرحله ابزار Wire-Line طی چند مرحله شروع به مشبک کاری لاینر تولیدی طبق طراحی انجام شده می‌کند.

پس از مشبک کاری، جهت تمیز سازی چاه، معمولاً چاه جریان داده می‌شود که ظرفیت تولید طبیعی چاه را بررسی کرده و در صورت کم بودن پتانسیل تولیدی چاه، گاهی از فرایند شستشو با اسید با حجم کم استفاده می‌کنند که هدف آن افزایش نرخ تزریق و ایجاد مسیرهای جدید جهت نفوذ سیال در سازند های کم تراوتر پیش تزریق و شروع عملیات اصلی شکافت می‌باشد.

۴-۳-۷-۴- عملیات تستهای فرک

در حقیقت این مرحله از عملیات دید بهتر و دقیق تری از نرخ تزریق و فشار شکست واقعی چاه و فشار گسترش شکاف را ارائه می دهد. در این مرحله با وصل شدن پمپ های فشار بالا به تاج چاه و همزمان به چند راهه های تزریق اسید عملاً یک آزمایش اصلی در مقیاس کوچکتر انجام می شود. این تست ها شامل آزمایش تزریق مرحله ای^۵ و مینی فرک^۶ می باشند.

آزمایش تزریق مرحله ای جهت محاسبه فشار بست شکاف و حداقل نرخ تزریق قبل از انجام عملیات اصلی انجام می گیرد. ابتدا ناحیه تزریق ایزوله می گردد. این کار توسط توسط پلاگ های متورم شونده یا مشبک کاری محدود انجام خواهد شد. در ادامه تزریق سیال با نرخ بالا تزریق خواهد شد. در نهایت حداکثر فشار پایدار شده P در انتهای هر مرحله از تزریق در مقابل نرخ تزریق مدل خواهد شد. فشار گسترش شکاف از تغییر شیب نمودار فشار و نرخ تزریق بدست می آید (شکل ۴-۱۷).



شکل ۴-۱۷: نمونه ای از آزمایش تزریق چند مرحله ای

^۵Step rate

^۶Mini-Frac

آزمایش Mini-Frac در حجم و نرخ های بالایی از سیال تزریقی انجام می شود . هدف از این آزمایش، اندازه گیری هندسه شکاف، میزان بازدهی سیال و مشخصات فرایند هرزروی سیال می باشد. این آزمایش با حجم حدود ۱۰ بشکه با نرخ تزریق بسیار پایین جهت اندازه گیری فشار بسته شدن و پارامترهای مخزنی تراوایی استفاده می شود. این آزمایش در چاه های حفره باز که توسط پکرهای متورم شونده^۴ ایزوله شده انجام می گیرد هرچند که در چاه های مشبک کاری شده با بازه های کوتاه ۱-۲ فوت (به ازای ۴-۶ گلوله در هر فوت و زاویه ۶۰ تا ۹۰ درجه) به صورت معمول استفاده می شود. این آزمایش با تزریق سیالی با ویسکوزیته کم با نرخ حداقل شروع شده و میزان ISIP محاسبه شده یک تقریب خیلی نزدیک برای فشار واقعی بسته شدن را ارائه می دهد. همچنین از این تست پارامترهای زیر محاسبه خواهد شد.

- نقطه شروع شکست^۵ (FIP)
- نقطه ی ناپایدار فشار شکست^۶ (UFP)
- نقطه ی انتشار شکاف^۷ (FPP)
- فشار لحظه ای بسته شدن^۸ (ISIP)
- فشار بسته شدن شکاف^۹ (FCP)

۴-۷-۳-۵- عملیات اصلی فرک

بطور خلاصه، هر مرحله از فرآیند شکافت هیدرولیکی یک عملیات کوتاه مدت است که در دو قدم اصلی انجام می گیرد. قابل ذکر است با توجه به هدف انجام فرآیند، نوع سازند و نوع چاه طراحی عملیات میتواند بصورت یک

^۵Inflatable packer

^۶Fracture Initiation Pressure

^۷Unstable fracture pressure

^۸Fracture propagation pressure

^۹Instantaneous shut in pressure

^۹Fracture closer pressure

مرحله ای و یا چند مرحله ای صورت پذیرد که بالطبع در صورت چند مرحله ای بودن عملیات قدمهای تعریف شده در مراحل بعدی نیز تکرار می گردند.

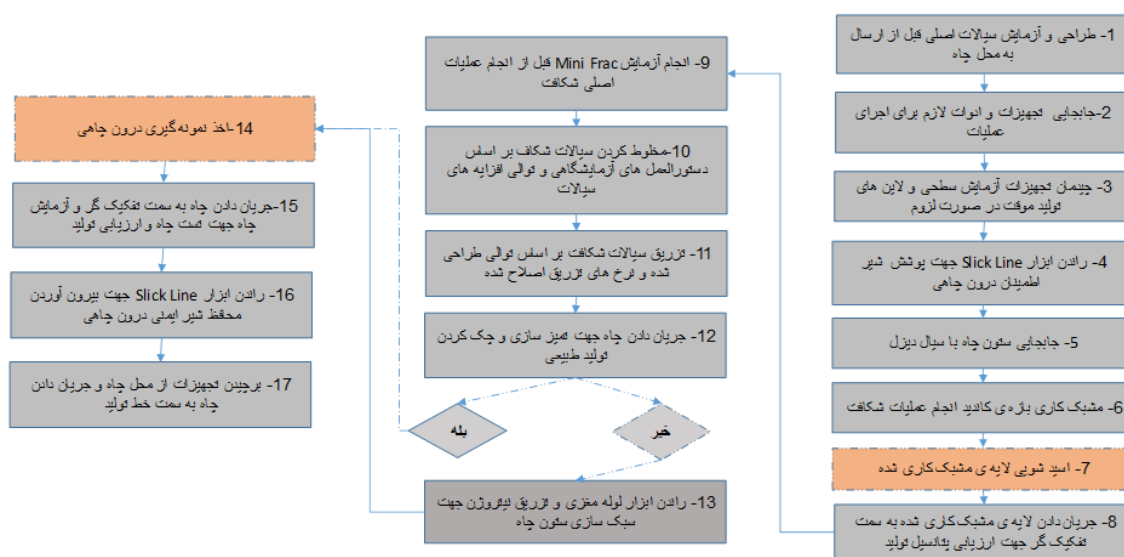
در قدم نخست، حجم زیادی سیال با فشاری بیشتر از فشار شکست سازند برای مدت زمان کافی از طریق چاه (محل تزریق می تواند از داخل چاه، لوله جداری و یا فضای حلقوی پشت لوله جداری باشد) به داخل سازند تزریق می شود. در این مرحله، شکاف یا شبکه شکافی شکل گرفته و توسعه می یابد. در حالت طبیعی برداشتن فشار تزریق منجر به بسته شدن مجدد شکاف می گردد.

در قدم دوم، بلافاصله سیال حاوی پروپانت (ذرات سرامیکی و یا ماسه ای با استحکام بالا) به منظور جلوگیری از بسته شدن شکافهای ایجاد شده به داخل مخزن تزریق می شود. نهایتاً با برداشتن فشار و پایان تزریق، سیال مجدداً به درون چاه بر می گردد. اما پروپانت درون شکاف باقی می ماند و دهانه ی شکاف را باز نگه می دارد. در این مرحله می توان به جای سیال حاوی پروپانت، سیال اسیدی تزریق کرد. اسید باعث خوردگی دیواره شکاف شده و با ایجاد زبری و دندان در سطوح شکاف (Etching) از بسته شدن مجدد شکاف بعد از برداشتن فشار تزریق جلوگیری می کند.

قابل ذکر است که در صورت چند مرحله ای بودن عملیات نحوه جداسازی مراحل عملیاتی در درون چاه به طرق مختلف و با استفاده از روشهای متنوعی انجام می گیرد که بالطبع به طول زمان انجام عملیات می افزاید. انتخاب روش مناسب جداسازی مراحل بسته به نوع چاه، هدف عملیات، رشته تکمیلی موجود و ... خواهد بود. بنابراین کل عملیات از طراحی تا اجرا را از نظر کاری و آنالیز اقتصادی می توان به شرح زیر ارائه داد.

تا به امروز روش های مختلفی جهت بهبود بهره دهی چاه ها در دنیا انجام گرفته است. در مخازن هیدروکربنی که سنگ مخزن آنها دارای نفوذپذیری بسیار پایینی می باشد روش های شکاف اسیدی و هیدرولیکی به عنوان روشی موثر جهت افزایش بهره دهی چاه اجرا می گردد. جنس سنگ مخزن تعیین کننده ی روش شکست مناسب در یک مخزن هیدروکربنی می باشد، در مخازن کربناته به دلیل حلالیت سنگ کربنات در اسید، روش

شکاف اسیدی جهت بالا بردن بهره دهی چاه استفاده می شود. هدف از عملیات شکاف اسیدی بالا بردن نفوذپذیری سنگ مخزن با ایجاد شکاف های مصنوعی در طول سنگ مخزن می باشد. سیال شکاف اسیدی با توجه به دارا بودن درصد قابل توجهی اسید با فشاری بالاتر از فشار شکست سنگ مخزن به داخل سنگ مخزن تزریق می شود و پس از شکست سنگ، شکاف های مصنوعی در طول سنگ مخزن ایجاد می کند. اسید موجود در سیال شکاف اسیدی با ایجاد خوردگی های نامنظم بر روی سطوح شکست باعث می شود که شکاف ایجاد شده پس از اتمام عملیات تزریق مجدداً مسدود نگردد و مسیری مناسب برای عبور هیدروکربن موجود در سنگ مخزن ایجاد می نماید. شکل ۴-۱۸ شماتیک اجرای عملیات را نشان می دهد.



شکل ۴-۱۸: روند اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی (مراحل ۱۰ تا ۱۷ مراحل اصلی فرک را نشان می دهد).

۴-۷-۴- تحلیل نتایج بعد از عملیات

بعد از اتمام عملیات باید نتایج مورد ارزیابی و تحلیل قرار گیرد. در این بخش دو عملیات اصلی اجرا خواهد شد. مرحله اول شامل پایش نتایج و تجزیه و تحلیل آنالیتیکی و تطبیق تاریخچه خواهد بود. در این مرحله میزان

موفقیت عملیات بر اساس تست‌هایی که در ادامه توضیح داده خواهد شد مشخص خواهد شد. مرحله دوم بروزرسانی مدل‌ها و استفاده از نتایج آنها در عملیات‌های آتی خواهد بود. در ادامه هر دو مرحله به تفصیل ارائه شده اند.

۴-۷-۴-۱- پایش نتایج، تحلیل و تجزیه آنالیتیکی و تطبیق تاریخچه

روشهای پایش متنوعی جهت ارزیابی عملیات وجود دارند که نتایج حاصله از این روشها به همراه اعمال روشهای تجزیه و تحلیل بر روی داده‌های مستقیم حاصله از اجرای عملیات، می‌تواند ارزیابی بسیار عمیقی از نتیجه عملیات و متعاقبا بهینه سازی عملیات‌های بعدی حاصل نماید.

روشهای پایش را می‌توان در دو گروه روشهای مستقیم و غیر مستقیم تقسیم بندی نمود. روشهای مستقیم خود به گروه روشهای مستقیم میدان محور و روشهای مستقیم چاه محور تقسیم بندی می‌شوند. روشهای پایش محدودیت‌هایی نیز دارند که به واسطه آنها ارزیابی عدم قطعیت‌ها نیز باید صورت پذیرد. اما این نکته هم باید در نظر گرفته شود که بدون انجام روشهای پایش، تشخیص موفقیت عملیات شکافت هیدرولیکی و یا زونهای تولیدی شکاف زده شده غیر ممکن است.

در حین عملیات با توجه به نیاز پروژه و متناسب با ویژگی‌های مخزنی یک یا تعداد بیشتری از این روشها انتخاب و انجام خواهند شد. هنگام استفاده از هر کدام از این روشها، مهم است این نکته در نظر گرفته شود که تفاسیر زیادی ممکن است انجام شود ولی تشخیص نهایی بر عهده عوامل اجرایی کار است.

در جدول ۴-۱، توانمندی و محدودیت‌های روش‌های پایش عنوان شده‌اند. اما با توجه به ویژگی‌های مخزنی ایران، همه روش‌ها قابل اجرا نبوده و فقط تعداد محدودی روش قابل انجام است.

جدول ۴-۱: روشهای پایش شکافت هیدرولیکی در یک نگاه

(توانمندی خوب ■، توانمندی متوسط ■، عدم توانمندی □)

توانمندی تخمین	محدودیت‌های اصلی			
----------------	------------------	--	--	--

گروه	روش پایش	مرسوم و متناسب با ویژگی های مخزنی ایران		طول	ارتفاع	عدم تقارن	عرض	آزیموت	شیب	حجم	تراوایی
مستقیم، میدان محور، چین عملیات	شیب سنج سطحی	-	• نمی توان ابعاد شکستگی را از شیب- سنج سطحی به دست آورد • قدرت تفکیک با عمق کاهش می یابد.								
	شیب سنج درون چاهی	-	• با افزایش افست چاه، قدرت تفکیک در طول و ارتفاع شکستگی کاهش می یابد • جزییات کوچک را نشان نمی دهد								
	میکروسایز میک	-	• صفحات شکستگی انفرادی قابل شناسایی نیستند • مقادیر نسبت مناسب سیگنال به نویز، فاصله چاه افست را از چاه شکستگی به ۱۵۰۰ فوت محدود می کند • در تمامی سازندها قابل استفاده نیست • هیچ اطلاعاتی در مورد توزیع و اثر پروپانت و هندسه شکافت مولد نمی دهد								
مستقیم، چاه محور، پس از عملیات	ردیاب رادیواکتیو	-	• عمق نفوذ در حدود ۱ تا ۲ فوت از چاه شکستگی می باشد • اگر شکستگی و مسیر چاه هم راستا نباشند فقط حد پایین شکستگی را برای تعیین ارتفاع در نظر می گیرد								
	نمودار دما	*	• تراوایی سازندهای مختلف می تواند متفاوت باشد • در صورتی که شکستگی و مسیر چاه هم راستا نباشند فقط حد پایین شکستگی را برای تعیین ارتفاع در نظر می گیرد. • عدم توانایی پس از ۳۶ ساعت								
	نمودار تولید	-	• در Open hole برای تعیین ارتفاع شکافت در چاه و در cased hole برای تعیین مشبکهایی که شکافته شده و تولید می کنند مورد استفاده قرار می گیرد								

	نمودار تصویرگر چاه	*	- این روش فقط می تواند در چاه باز انجام شود - این نمودارها، تصاویر جهت گیری شکستگی های القایی و طبیعی را چاه محور ارائه می دهند - تفسیر این شکستگی ها ممکن است جهت حداکثر تنش را ارائه کنند								
	دوربین درون چاهی	-	- تنها در چاههای با لوله جداری اجرا شده و اطلاعاتی اطلاعاتی در مورد وضع لوله جداری، مشبکها و نواحی مشارکت کننده در تولید می دهد. - ممکن است در open hole استفاده از این ابزار بتوان وضع کیفی شکاف ایجاد شده را بررسی کرد								
	نمودار قطر سنجی	-	- این روش فقط می تواند در open hole انجام شود - این نمودار می تواند میزان انحراف دیواره چاه از حالت متقارن و دایره ای به دلیل وجود تنشهای افقی نابرابر را اندازه گیری کند								
مسئله	آنالیز فشار خالص شکست	-	- نتایج به فرضیات مدل و توصیف مخزن بستگی دارد - نیاز به تراوایی دقیق و تخمین فشار مخزن و کالیبراسیون دارد								
	چاه آزمایشی	*	- نتایج وابسته به مفروضات مدل است - به نفوذپذیری دقیق و فشار مخزن نیاز دارد								
	آنالیزهای تولید	*	- نتایج وابسته به مفروضات مدل است - به نفوذپذیری دقیق و فشار مخزن نیاز دارد								

آنالیزهای تولید، چاه آزمایی، نمودار تصویرگر چاه و نمودار دما مهمترین و سازگارترین روش‌های پایش عملیات و تجزیه و تحلیل آنالیتیکی عملیات برای مخازن ایران است که بسته به چاه و هدف بعد از اجرای عملیات در این پروژه مورد استفاده قرار خواهند گرفت.

۴-۷-۲- بروزرسانی مدل‌ها و اعمال نتایج بر برنامه عملیات بعدی

نتایج خروجی از عملیات اصلی شکافت نشان می‌دهد فشار خالص مشاهده شده همواره خیلی بیشتر از فشار خالص پیش بینی شده در مدل‌های شبه سه بعدی می‌باشد. همچنین، حساسیت پارامترها با مشاهدات میدانی مغایرت دارند. آزمایش‌های *minifrac* و *Step-rate* جهت کالیبره کردن مدل‌های طراحی و نزدیک‌تر شدن به شرایط واقعی‌تر از فشار خالص میدان مورد استفاده قرار می‌گیرند. به منظور ارزیابی و بهینه سازی عملیات‌های بعدی، هندسه‌ی شکاف و پارامتر بازدهی سیال شکاف و سیالات طراحی شده را به روز رسانی کرده و مدل نهایی شده در طراحی چاه‌های بعدی استفاده می‌گردد.

۴-۸- شرکت‌های خدمات چاه

جهاد دانشگاهی در حال حاضر جهت تامین ناوگان شکاف هیدرولیکی با دو شرکت در حال ارتباط است. این دو شرکت خارجی شامل شرکت Top Select شعبه خاورمیانه شرکت Petroking China و شرکت KazPetroDrilling می‌باشند. جهاد دانشگاهی دارای تفاهم نامه همکاری با شرکت Top Select جهت اجرای عملیات است که در پیوست پروپزال، تفاهم نامه همکاری و رزومه شرکت آورده شده است. همچنین، جهاد دانشگاهی با شرکت KazPetroDrilling در حال مذاکره جهت ورود ناوگان شکاف هیدرولیکی در صورت شروع پروژه می‌باشد. در پیوست اطلاعات این شرکت نیز ضمیمه شده است. لازم به ذکر است که جهت ایجاد فضای رقابتی و بسته به نوع عملیات در چاه و در زمان اجرا از توانمندی‌های هر دو شرکت استفاده خواهد شد.

۴-۹- برآورد هزینه های اجرا

هزینه اجرا کاملاً تابع طراحی فرایند شامل تعداد مراحل، حجم مواد، روش تکمیل چاه و حجم عملیات و تستهای قبل و بعد می باشد. در این پروژه فرض می گردد که در چاه ۵۱۵، یک عملیات تک مرحله ایی و بدون حضور دکل اجرا خواهد شد. هزینه های دقیق اجرا در جدول پیوست بصورت دقیق همراه با فعالیتها و بازه زمانی هر فعالیت ارائه گردیده است. هزینه اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی در چاه ۵۱۵ در حدود ۲,۵۰۰,۰۰۰ میلیون دلار (۲,۵ میلیون دلار) برآورد شده است. اطلاعات دقیق در باره هزینه های پروژه به تفکیک در پیوست آورده شده است.

۴-۱۰- حجم کار و برآورد زمان اجرا

ساختار شکست کار (Work Breakdown Structure, WBS)

یک برنامه زمان بندی ۷ ماهه برای این پروژه تعریف گردیده است. بر اساس این برنامه زمانی چهار فاز اصلی شامل مطالعات، مهندسی و طراحی، عملیات و تحلیل نتایج بعد از عملیات در نظر گرفته شده است. فاز مطالعات ۴ ماه، فاز مهندسی و طراحی ۲ ماه، فاز اجرای عملیات ۳ ماه و فاز تحلیل نتایج بعد از عملیات نیز ۲ ماه را به خود اختصاص می دهند. به دلیل همپوشانی فعالیتها کل زمان اجرای پروژه ۷ ماه خواهد بود. در شکل ۴-۱۹ ساختار شکست کار ارائه شده است. بر اساس این مدل بازه کلی پروژه در ۴ فاز اصلی تعریف شده است. کل بازه زمانی اجرای پروژه شکافت هیدرولیکی در ۷ ماه انجام خواهد گرفت.

ID	WBS	Task Name	Duration	W.F	Start	Finish	ber 2009	November 2009												December 2009														
							4	7	10	13	16	19	22	25	28	31	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	3	6	9	12	15	18	21	24
0	0	شنکفت هیرولیتی	210 days		100 Mon	10/12Mon 12/																												
1	1	مطالعات	120 days		2.38 Mon	10/12/Sat 11/21																												
2	1.1	انتخاب چاه و میدان	60 days		0.36 Mon	10/12/Sun 11/1/																												
3	1.1.1	مطالعه پارامتر های زمین شناسی، ژئومکانیکی و مخزنی	60 days		0.12 Mon	10/12/Sun 11/1/																												
4	1.1.2	مطالعه پارامتر های مرتبط با تکمیل چاه	60 days		0.12 Mon	10/12/Sun 11/1/																												
5	1.1.3	مطالعات اقتصادی	60 days		0.12 Mon	10/12/Sun 11/1/																												
6	1.2	زمین شناسی و پترو فیزیک زمین شناسی و پترو فیزیک	60 days		0.36 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
7	1.2.1	ارزیابی تخطات، انبساط شنگی و تراوایی	60 days		0.12 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
8	1.2.2	تعیین نوع رس ها	60 days		0.12 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
9	1.2.3	بررسی شکستگی های طبیعی	60 days		0.12 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
10	1.3	رشته تکمیلی	60 days		0.12 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
11	1.3.1	شماتیک و جزئیات هر (ارزیابی تجهیزات تاج سرچاه (بخش یا مشخصات دقیق	60 days		0.06 Sun	Sat 11/21/09																												
12	1.3.2	ارزیابی رشته تکمیلی، توله آستری و داده های فشاری	60 days		0.06 Sun	Sat 11/21/09																												
13	1.4	ژئو مکانیک	60 days		0.72 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
14	1.4.1	آزمایش ها	60 days		0.18 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
15	1.4.2	محاسبه پارامتر های مکانیک سنگی	60 days		0.18 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
16	1.4.3	محاسبه فشار شکست و تنش ها	60 days		0.18 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
17	1.4.4	تعیین زون های کانند	60 days		0.18 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
18	1.5	مخزن و بهره برداری	60 days		0.7 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
19	1.5.1	انتخاب چاه های مجاور (بررسی وضعیت تولید چاه و میدان	60 days		0.1 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
20	1.5.2	تأثیر داده های چاه آزمایی در صورت وجود	60 days		0.1 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
21	1.5.3	سورت وجود نمونه درون چاهی (PVT ارزیابی داده های	60 days		0.1 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
22	1.5.4	آقای مدل چاه و پیش بینی تولید	60 days		0.1 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
23	1.5.5	مدل دینامیک مخزن و پیش بینی تولید	60 days		0.1 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
24	1.5.6	تأثیر آب مخزن	60 days		0.1 Sun	11/1/05Sat 11/21																												
25	1.5.7	ارزیابی فشار جریانی و ایستا	30 days		0.1 Wed	11/11/Sat 11/21																												
26	1.6	HSE	30 days		0.12 Wed	11/11/Sat 11/21																												
27	1.6.1	ارزیابی دستور العمل های بخش های اجرایی	30 days		0.03 Wed	11/11/Sat 11/21																												
28	1.6.2	تهیه روند های درون سازمانی جهت تسهیل قبل و بعد از اجرای عملیات	30 days		0.03 Wed	Sat 11/21/09																												
29	1.6.3	های جایگزین جایگزین هر بخش HSE تهیه دستور العمل	30 days		0.03 Wed	11/11/Sat 11/21																												
30	1.6.4	آماده سازی روند های تولید گواهی نامه هر بخش از HSE تجهیزات و تولید های سرچاهی و دستور جلسات	30 days		0.03 Wed	Sat 11/21/09																												

ID	WBS	Task Name	Duration	W.F	Start	Finish	ber 2009	November 2009	December 2009
42	3	منطقه و ارزیابی مستندات	90 days	0.39	Sun 11/1/05	Tue 12/1/1	4 7 10 13 16 19 22 25 28 31	3 6 9 12 15 18 21 24 27 30	3 6 9 12 15 18 21 24
43	3.1	تهیه شرح کار فنی منطقه عملیات شکاف	90 days	0.27	Sun 11/1/05	Tue 12/1/1			
44	3.1.1	فنی تمامی اجزای عملیات به همراه برنامه های جایگزین	90 days	0.27	Sun 11/1/05	Tue 12/1/1			
45	3.2	تهیه جدول قیمتی عملیات شکاف	90 days	0.08	Sun 11/1/05	Tue 12/1/1			
46	3.2.1	برآورد قیمتی تمامی خدمات و اجزا و مقایسه قیمتی	90 days	0.08	Sun 11/1/05	Tue 12/1/1			
47	3.3	 منطقه	90 days	0.04	Sun 11/1/05	Tue 12/1/1			
48	3.3.1	رود برداری منطقه	90 days	0.04	Sun 11/1/05	Tue 12/1/1			
49	4	عملیات	90 days	92.53	Sat 11/21/0	Mon 12/2/1			
50	4.1	آماده سازی پیش از عملیات	30 days	1.17	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
51	4.1.1	ارزیابی/اساخت/بپیوند جاده دسترسی به محل چاه	30 days	0.13	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
52	4.1.2	ارزیابی/اساخت/بپیوند گودال آتش	30 days	0.13	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
53	4.1.3	ارزیابی/اساخت/بپیوند خط لوله جریانی	30 days	0.13	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
54	4.1.4	مرور روش اجرایی عملیات توسط کارفرما و پیمانکار و ویرایش مجدد در صورت لزوم و اخذ تایید نهایی دستور	30 days	0.13	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
55	4.1.5	موافقت های لازم جهت تامین آب	30 days	0.13	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
56	4.1.6	تهیه کردن نحوه ی چیدنمان تجهیزات سرجاهی بر اساس طراحی از پیش تعیین شده با تایید کارفرما	30 days	0.13	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
57	4.1.7	لغز موافقت های زیست محیطی در خصوص پسماند های ناشی از تمیز سازی چاه قبل و بعد از انجام عملیات شکاف	30 days	0.13	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
58	4.1.8	اخذ مجوز های لازم برای تمام اشباع غیر ایرونی توسط پیمانکار و ارجاع به کارفرما جهت تأییدیه اجزاء کاری	30 days	0.13	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
59	4.1.9	اخذ تمامی گواهی نامه های مختبر تجهیزات از طرف پیمانکار و در صورت لزوم تأیید مجدد	30 days	0.13	Sat 11/21/0	Tue 12/1/1			
60	4.2	جابجایی	60 days	5.2	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
61	4.2.1	جابجایی پلتفرم های سرجاه و آماده سازی پلتفرم	30 days	0.52	Tue 12/1/05	Fri 12/11/1			
62	4.2.2	انتقال تجهیزات اسکان پرسل پیمانکار و دفاتر مهندسی کارفرما	30 days	0.52	Tue 12/1/05	Fri 12/11/1			
63	4.2.3	جابجایی آب	30 days	0.52	Tue 12/1/05	Fri 12/11/1			
64	4.2.4	انتقال تانک های ذخیره آب و اسید به همراه جرثقیل های مناسب با طراحی عملیات	30 days	0.52	Tue 12/1/05	Fri 12/11/1			
65	4.2.5	انتقال تجهیزات سطحی و لوله های خط تولید تا گودال آتش، اتصال و جابجایی و نصب لوله های موقت تولید، تکنیک گر، لوله گودال آتش، گنج ها و سنسور های فشار	30 days	0.52	Tue 12/1/05	Fri 12/11/1			
66	4.2.6	های crossover آماده سازی و انتقال تمامی تانک های ... مورد نیاز لوله های متصل به خط تولید، لاین پمپ و	30 days	0.52	Tue 12/1/05	Fri 12/11/1			
67	4.2.7	انتقال اسلیک لاین	30 days	0.52	Tue 12/1/05	Fri 12/11/1			
68	4.2.8	و (HP و 500 HP) انتقال پمپ های فشار بالا پایین به همراه پکیج مخلوط کردن سیالات و چند راهه های تزریق به همراه کابین داده ها	30 days	0.52	Tue 12/1/05	Fri 12/11/1			
69	4.2.9	جابجایی لوله مغزی سیال 1.5 اینچی	60 days	0.52	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
70	4.2.10	جابجایی پمپ های تزریق نیترژن	60 days	0.52	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
71	4.3	شروع عملیات اصلی	60 days	78.28	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
72	4.3.1	تست فشاری تمامی خطوط و تجهیزات سطحی نصب شده قبل از جریان دادن چاه	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
73	4.3.2	جریان دادن چاه به سمت خط تولید/گودال آتش	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
74	4.3.3	جابجایی ستون چاه با آب انبساط	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
75	4.3.4	Protection Sleeve رانن اسلیک لاین جهت نصب	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
76	4.3.5	Gauge Cutter رانن اسلیک لاین جهت رانن	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
77	4.3.6	تمیز سازی و آزمایش سطحی چاه بعد از شستشو با اسید	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
78	4.3.7	رانن لوله مغزی سیار جهت پر کردن چاه با سیالات و بیرون آوردن Mini frac شکاف جهت شروع عملیات	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			

ID	WBS	Task Name	Duration	W.F	Start	Finish	ber 2009	November 2009	December 2009
79	4.3.8	آماده سازی پمپ فشار برای فشار دالیز	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
80	4.3.9	انجام عملیات Mini Frac (strp rate, calibration)	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
81	4.3.10	ن سیالات و افزایه های آن به ترتیب آزمایش های تکمیل شده	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
82	4.3.11	Protection Sleeve رانن اسلیک لاین جهت تعویض	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
83	4.3.12	تست فشاری پمپ فشار بالا و گذاشتن فشار پشت دالیز	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
84	4.3.13	لحظه ای فشار و در نهایت بستن چاه و پایش فشار کاهشی	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
85	4.3.14	فشار تولیدی چاه و فشار لحظه ای دالیز در حین تمیز سازی	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
86	4.3.15	برپایی لوله مغزی سیار و تست های فشاری	60 days	4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
87	4.3.16	60 days 4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1					
88	4.3.17	60 days 4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1					
89	4.3.18	60 days 4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1					
90	4.3.19	60 days 4.12	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1					
91	4.4	پس از عملیات اصلی	60 days	7.88	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
92	4.4.1	تمیز سازی	60 days	1.97	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
93	4.4.2	پاکسازی گودال آتش و محوطه چاه	60 days	1.97	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1			
94	4.4.3	60 days 1.97	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1					
95	4.4.4	60 days 1.97	Tue 12/1/05	Mon 12/2/1					

شکل ۴-۱۹: زمانبندی و مراحل شکست پروژه را نشان می دهد.

ساختار شکست هزینه (Cost Breakdown Structure, WBS)

شکست هزینه ایی بر اساس درصد وزنی در سه زیر سطح در جدول ۴-۲ ارائه گردیده است. همانطور که دیده می شود بالغ بر ۷۵ درصد کل هزینه به اجرای عملیات اصلی اختصاص دارد. همچنین اطلاعات تکمیلی و ساختار دقیق شکست هزینه بر اساس فعالیت ها و بازه زمانی فعالیت ها در جدول پیوست بصورت فایل اکسل ارائه گردیده است.

جدول ۴-۲: مراحل زمانبندی و درصد وزنی مالی اجرای طرح

درصد وزنی	روز	شرح فعالیت			۰	۰
100	210	شکافت هیدرولیکی				۰
2.38	120	مطالعات			1	1
0.36	60	انتخاب چاه و میدان		1	1	1.1
0.12	60	مطالعه پارامتر های زمین شناسی، ژئومکانیکی و مخزنی	1	1	1	1.1.1
0.12	60	مطالعه پارامترهای مرتبط با تکمیل چاه	2	1	1	1.1.2
0.12	60	مطالعات اقتصادی	3	1	1	1.1.3
0.36	60	زمین شناسی و پترو فیزیک زمین شناسی و پترو فیزیک		2	1	1.2
0.12	60	ارزیابی تخلخل، اشباع شدگی و تراوایی	1	2	1	1.2.1
0.12	60	تعیین نوع رس ها	2	2	1	1.2.2
0.12	60	بررسی شکستگی های طبیعی	3	2	1	1.2.3
0.12	60	رشته تکمیلی		3	1	1.3
0.06	60	ارزیابی تجهیزات تاج سرچاه (شماتیک و جزئیات هر بخش یا مشخصات دقیق)	1	3	1	1.3.1
0.06	60	ارزیابی رشته تکمیلی، لوله آستری و داده های فشاری فضای حلقوی (شماتیک و جزئیات هر بخش یا مشخصات دقیق)	2	3	1	1.3.2
0.72	60	ژئو مکانیک		4	1	1.4
0.18	60	آزمایش ها	1	4	1	1.4.1
0.18	60	محاسبه پارامترهای مکانیک سنگی	2	4	1	1.4.2
0.18	60	محاسبه فشار شکست و تنش ها	3	4	1	1.4.3
0.18	60	تعیین زون های کاندید	4	4	1	1.4.4
0.7	60	مخزن و بهره برداری		5	1	1.5
0.1	60	بررسی وضعیت تولید چاه و میدان (اطلاعات چاه های مجاور)	1	5	1	1.5.1
0.1	60	آنالیز داده های چاه آزمایی در صورت وجود	2	5	1	1.5.2

0.1	60	ارزیابی داده های PVT (در صورت وجود نمونه درون چاهی)	3	5	1	1.5.3
0.1	60	آنالیز مدل چاه و پیش بینی تولید	4	5	1	1.5.4
0.1	60	مدل دینامیک مخزن و پیش بینی تولید	5	5	1	1.5.5
0.1	60	آنالیز آب مخزن	6	5	1	1.5.6
0.1	30	ارزیابی فشار جریان و ایستا	7	5	1	1.5.7
0.12	30	سلامت و ایمنی محیط ریست HSE		6	1	1.6
0.03	30	ارزیابی دستور العمل های بخش های اجرایی	1	6	1	1.6.1
0.03	30	تهیه روند های درون سازمانی جهت تسهیل قبل و بعد از اجرای عملیات	2	6	1	1.6.2
0.03	30	تهیه دستور العمل HSE به همراه پلن های جایگزین جایگزین هر بخش	3	6	1	1.6.3
0.03	30 days	آماده سازی روند های تایید گواهینامه هر بخش از تجهیزات و تایید های سرچاهی و دستور جلسات HSE قبل و حین هر عملیات	4	6	1	1.6.4
4.7	60	مهندسی و طراحی			2	2
3.52	60	طراحی و آزمایش سیالات		1	2	2.1
1.76	60	طراحی دستورالعمل های آزمایش های کمی و کیفی شامل سازگاری سیالات طراحی شده با سیال مخزن، آزمایش های رئولوژی، شکست سیالات، خوردگی و ...	1	1	2	2.1.1
1.76	60	اجرای آزمایش های سیالات تزریقی متناسب با ویژگی های سیالات مخزن	2	1	2	2.1.2
0.94	60	طراحی شکاف هیدرولیکی		2	2	2.2
0.94	60	طراحی توالی های تزریق، حجم و نرخ تزریق بهینه و هندسه ی اولیه شکاف	1	2	2	2.2.1
0.24	60	طراحی عملیات شکاف هیدرولیکی		3	2	2.3
0.06	60	طراحی سناریوهای مختلف	1	3	2	2.3.1
0.06	60	دستورالعمل های اجرای هر بخش به همراه پلن های جایگزین	2	3	2	2.3.2
0.06	60	دستور العمل های آماده سازی و ترک محل چاه	3	3	2	2.3.3
0.06	60	دستور العمل های بهره برداری	4	3	2	2.3.4
0.39	90	مناقصه و ارزیابی مستندات			3	3
0.27	90	تهیه شرح کار فنی مناقصه عملیات شکاف		1	3	3.1
0.27	90	شرح کار فنی تمامی اجزای عملیات به همراه برنامه های جایگزین	1	1	3	3.1.1
0.08	90	تهیه جداول قیمتی عملیات شکاف		2	3	3.2
0.08	90	برآورد قیمتی تمامی خدمات و اجزا و مقایسه قیمتی	1	2	3	3.2.1

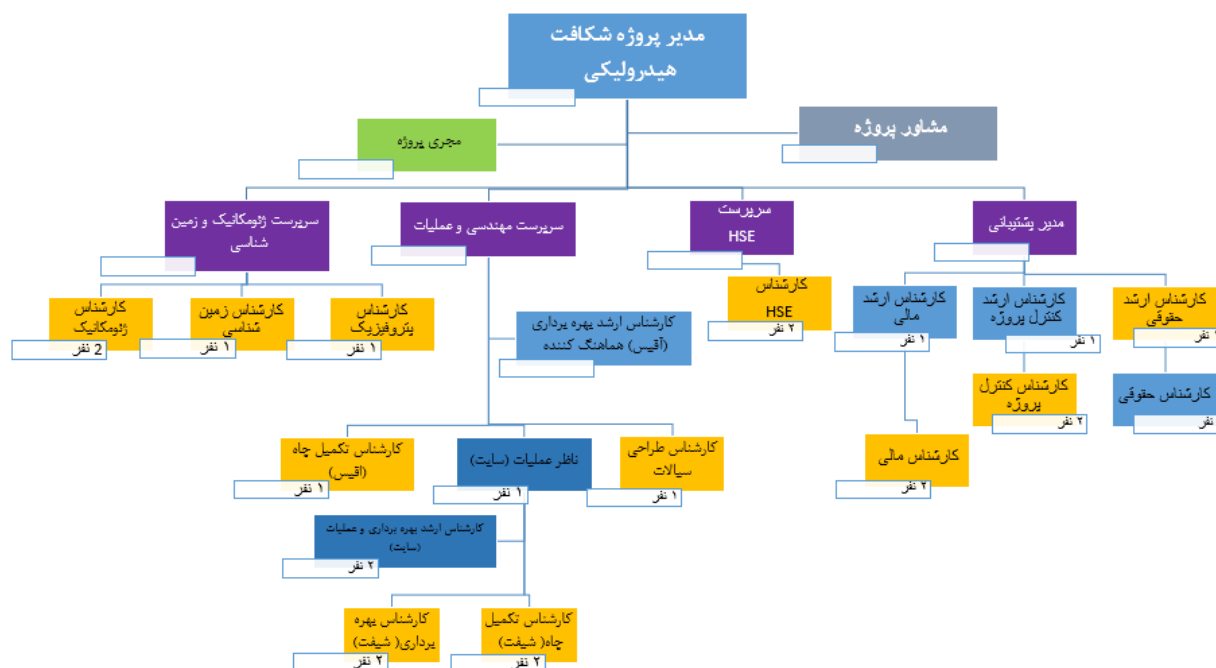
0.04	90	مناقصه		3	3	3.3
0.04	90	روند برگزاری مناقصه	1	3	3	3.3.1
92.53	90	عملیات			4	4
1.17	30	آماده سازی پیش از عملیات		1	4	4.1
0.13	30	ارزیابی/ساخت/ بهبود جاده دسترسی به محل چاه	1	1	4	4.1.1
0.13	30	ارزیابی/ساخت/ بهبود گودال آتش	2	1	4	4.1.2
0.13	30	ارزیابی/ساخت/ بهبود خط لوله جریانی	3	1	4	4.1.3
0.13	30	مرور روش اجرایی عملیات توسط کارفرما و پیمانکار و ویرایش مجدد در صورت لزوم و اخذ تایید نهایی دستور العمل نهایی	4	1	4	4.1.4
0.13	30	موافقت های لازم جهت تامین آب	5	1	4	4.1.5
0.13	30	نهایی کردن نحوه ی چیدمان تجهیزات سرچاهی بر اساس طراحی از پیش تعیین شده با تایید کارفرما	6	1	4	4.1.6
0.13	30	اخذ موافقت های زیست محیطی در خصوص پسماند های ناشی از تمیز سازی چاه قبل و بعد از انجام عملیات شکاف	7	1	4	4.1.7
0.13	30	اخذ مجوز های لازم برای تمام اتباع غیر ایرانی توسط پیمانکار و ارجاع به کارفرما جهت تاییدیه اجازه کاری	8	1	4	4.1.8
0.13	30	اخذ تمامی گواهی نامه های معتبر تجهیزات از طرف پیمانکار و در صورت لزوم تایید مجدد	9	1	4	4.1.9
5.2	60	جابجایی		2	4	4.2
0.52	30	جابجایی پلتفرم های سرچاه و آماده سازی پلتفرم	1	2	4	4.2.1
0.52	30	انتقال تجهیزات اسکان پرسنل پیمانکار و دفاتر مهندسی کارفرما	2	2	4	4.2.2
0.52	30	جابجایی آب	3	2	4	4.2.3
0.52	30	انتقال تانک های ذخیره اب و اسید به همراه جرثقیل های مناسب عملیات	4	2	4	4.2.4
0.52	30	انتقال تجهیزات سطحی و لوله های خط تولید تا گودال آتش، اتصال و جانمایی و نصب لوله های موقت تولید، تفکیک گر، لوله گودال آتش، گیج ها و سنسور های فشار و دما و پکیج آزمایش چاه	5	2	4	4.2.5
0.52	30	آماده سازی و انتقال تمامی تبدیل تمامی crossover های مورد نیاز لوله های متصل به خط تولید، لاین پمپ و ...	6	2	4	4.2.6
0.52	30	انتقال اسلیک لاین	7	2	4	4.2.7
0.52	30	انتقال پمپ های فشار بالا (HP ۲۰۰۰ و HP ۵۰۰) و پایین به همراه پکیج مخلوط کردن سیالات و چند راهه های تزریق به همراه کابین داده ها	8	2	4	4.2.8

0.52	60	جابجایی لوله مغزی سیال ۱،۵ اینچی	9	2	4	4.2.9
0.52	60	جابجایی پمپ های تزریق نیتروژن	10	2	4	4.2.10
78.28	60	شروع عملیات اصلی		3	4	4.3
4.12	60	تست فشاری تمامی خطوط و تجهیزات سطحی نصب شده قبل از جریان دادن چاه	1	3	4	4.3.1
4.12	60	جریان دادن چاه به سمت خط تولید/ گودال آتش	2	3	4	4.3.2
4.12	60	جابجایی ستون چاه با آب/دیزل	3	3	4	4.3.3
4.12	60	راندن اسلیک لاین جهت نصب Sleeve Protection	4	3	4	4.3.4
4.12	60	راندن اسلیک لاین جهت راندن Cutter Gauge	5	3	4	4.3.5
4.12	60	تمیز سازی و آزمایش سطحی چاه بعد از شستشو با اسید	6	3	4	4.3.6
4.12	60	راندن لوله مغزی سیار جهت پر کردن چاه با سیالات شکاف جهت شروع عملیات Mini frac و بیرون آوردن لوله مغزی	7	3	4	4.3.7
4.12	60	آماده سازی پمپ فشار برای فشار دالیز	8	3	4	4.3.8
4.12	60	انجام عملیات Mini Frac (strp rate, calibration)	9	3	4	4.3.9
4.12	60	شروع مخلوط کردن سیالات و افزایش های آن به ترتیب آزمایش های تایید شده	10	3	4	4.3.10
4.12	60	راندن اسلیک لاین جهت تعویض Protection Sleeve و نصب Isolation sleeve	11	3	4	4.3.11
4.12	60	تست فشاری پمپ فشار بالا و گذاشتن فشار پشت دالیز	12	3	4	4.3.12
4.12	60	شروع تزریق سیالات شکاف و پایش لحظه ای فشار و در نهایت بستن چاه و پایش فشار کاهشی	13	3	4	4.3.13
4.12	60	تمیز سازی چاه به سمت گودال آتش با توجه به برنامه با کاهنده های مختلف و پایش رفتار تولیدی چاه و فشار لحظه ای دالیز در حین تمیز سازی	14	3	4	4.3.14
4.12	60	برپایی لوله مغزی سیار و تست های فشاری	15	3	4	4.3.15
4.12	60	راندن لوله مغزی سیار جهت تزریق نیتروژن و سبک سازی ستون چاه	16	3	4	4.3.16
4.12	60	پس از تایید تمیز سازی چاه (PH, BS&)، چاه آزمایی با چند کاهنده سپس بستن چاه جهت ارزیابی عملکرد شکاف انجام می گیرد	17	3	4	4.3.17
4.12	60	راندن اسلیک لاین جهت بیرون آوردن Isolation sleeve	18	3	4	4.3.18
4.12	60	جریان دادن چاه به سمت خط تولید	19	3	4	4.3.19
7.88	60	پس از عملیات اصلی		4	4	4.4
1.97	60	تمیز سازی Cellar	1	4	4	4.4.1
1.97	60	پاکسازی گودال آتیش و محوطه چاه	2	4	4	4.4.2

4.4.3	4	4	3	جایابی تمامی تجهیزات و ادوات سنگین سرچاه به بیرون از میدان	60	1.97
4.4.4	4	4	4	تفسیر و آنالیز آزمایش ها و نوشتن گزارش های پایان کار برای چاه	60	1.97

ساختار شکست سازمانی (Organization Breakdown Structure, OBS)

برای اجرای پروژه، جهاد دانشگاهی یک شرکت نفتی ایجاد کرده است. این شرکت نفتی با یک شرکت خدمات چاه داخلی، شرکت خارجی دارای ناوگان شکافت هیدرولیکی و جهاد دانشگاهی به عنوان بازوی مشاوره فنی (مشاورین فنی جهاد دانشگاهی و فریلنسرهایی خارجی) بصورت Joint Venture فعالیت خواهند کرد. این فعالیتها برای اجرای پروژه در چهارچوب ساختار شکست سازمانی شکل ۴-۲۰ فعالیت خواهند داشت.



شکل ۴-۲۰ ساختار شکست سازمانی پروژه جهت اجرای عملیات شکافت هیدرولیکی در چاه ۵۱۵ اهواز

۴-۱۱- دستاوردهای طرح

این طرح دستاوردهای فراوانی خواهد داشت که می توان آن را در سه بخش مجزا تقسیم بندی کرد.

اولین و مهمترین دستاورد طرح را می توان از نگاه ملی و قدرت اقتصاد سیاسی دنبال کرد. با بومی سازی زنجیره ارزش عملیات شکافت هیدرولیکی، می توان استفاده و تولید از ذخایر هیدروکربنی که با مفروضات و تکنولوژی های موجود صرفه تولید اقتصادی ندارند را بصورت اقتصادی تولید کرد و توان تولید انرژی ملی را هم در مقیاس کشور و نیازهای داخلی و هم در مقیاس بین المللی بالا برد. از طرف دیگر رقابت در مقیاس منطقه ایی را به کشورهای منطقه از قبیل عربستان، امارات و عمان و دیگر کشورها در تولید از ذخایر غیر متعارف بخصوص شیل های گازی و نفتی واگذار نخواهیم کرد.

دستاورد دیگر طرح افزایش تولید از مخازن نفتی کم تراوا و ناتراوا از قبیل مخازن ماسه ایی متراکم (tight) و مخازن کربناته کم تراوا از قبیل مخزن سروک، در چاه ۵۱۵ میدان اهواز است که حجم زیادی از ذخیره نفت کشور را در خود جای داده اند. همچنین تولید از شیل های گاز و نفتی را با بومی سازی این تکنولوژی می توان وارد چرخه بهره برداری کرد. لازم به ذکر است که تولید از مخازن نامتعارف شیل گازی و نفتی فقط با استفاده از عملیات شکافت هیدرولیکی امکان پذیر است.

یکی دیگر از دستاوردهای این طرح را می توان به رونق کسب و کار نسبت داد. همانطور که در بخش تاریخچه طرح گفته شد، حدود ۵,۶ درصد از کل بازار آمریکا به عملیات شکافت هیدرولیکی اختصاص دارد و حدود ۶ درصد از کل اشتغال زایی در این کشور توسط این شاخه از تولید انرژی ایجاد گردیده است. بنابراین بومی سازی زنجیره ارزش فناوری باعث درگیر کردن نخبگان و فارغ التحصیان دانشگاهی و شرکت های دانش بنیان در پروژه می شود. ایجاد کارخانه برای تولید مواد مورد نیاز عملیات، ساخت تجهیزات و یونیت اجرای عملیات در مراحل بعدی و تشکیل تیم های فنی جهت طراحی مهندسی عملیات و تیم فنی جهت اجرای عملیات منجر به اشتغال زایی در مقیاس کلان خواهد شد.

۵-۱۱- جمع بندی فاز چهارم

برخلاف فازهای قبلی این طرح که متمرکز به مطالعات کتابخانه ای و کسب دانش فنی و پایه ای شکافت هیدرولیکی بوده است، در فاز چهارم این مطالعه یکی از چاه های میدان اهواز که بر اساس معیارهای غربالگری (فاز قبلی) کاندید عملیات شکافت هیدرولیکی شده است انتخاب گردید. بطور خلاصه این فاز شامل: زمین شناسی میدان، انتخاب زونهای کاندید عملیات شکاف و طراحی شکاف اسیدی می باشد که هر بخش در ادامه بطور خلاصه توضیح داده شده است.

۵-۱۱-۱- زمین شناسی میدان

همانطور که می دانیم میدان اهواز در جنوب غربی ایران و در فروافتادگی دزفول قرار دارد که دارای روند شمال غربی-جنوب شرقی، به موازات رشته کوه زاگرس می باشد. این میدان بین طول های جغرافیایی ۴۸ و ۴۹ درجه و عرضهای جغرافیایی ۳۱ و ۳۲ درجه قرار دارد. طول میدان اهواز ۶۷ کیلومتر و عرض آن ۶ کیلومتر است. این میدان نفتی در حاشیه شمال شرقی شهرستان اهواز، بین میادین مارون در شرق، بندکرخه و سوسنگرد در غرب و در بخش های جنوب شرقی و جنوب غربی آن به ترتیب میادین شادگان و آبتیمور واقع شده است و جزء میادین نفتی عظیم محسوب می شود. در این طرح چاه شماره ۵۱۵ که در ضلع جنوب غربی میدان قرار دارد کاندید عملیات شکافت هیدرولیکی قرار گرفته است. در این میدان سازندهای آسماری، ایلام و سروک جزء مخازن اصلی محسوب می شوند که سازند ایلام و سروک کاندید طراحی شکافت هیدرولیکی قرار گرفته است. سازند ایلام به سه زون مخزنی (A, B, C) تقسیم شده است. البته زون C دارای ۳ زیر زون می باشد. در مخزن ایلام زون A و B دارای آب اشباع شدگی بالای ۴۰ درصد بوده اما زون C مقدار آب اشباع شدگی کمتر از ۲۰ درصد می باشد. همچنین سایر زونها بجز زونهای C1 و C2 تخلخل بسیار پایینی دارند. لذا از نظر پتروفیزیکی زون C1 مخزن ایلام مناسب ترین زون تولیدی می باشد. مخزن سروک نیز به شش زون (D, E, F, G, H, I) به همراه تعدادی زیر زون تقسیم شده است. این مخزن آب اشباع شدگی از ۳۰ تا ۴۵ درصدی و تخلخل کمتر از ۶ درصد دارد، بجز

زون I2 که تخلخل در حدود ۱۱ درصد و آب اشباع شدگی ۳۲ درصدی دارد. لذا زون I2 یکی از مناسب ترین زون های تولیدی مخزن سروک می باشد.

۵-۱۱-۲- انتخاب زونهای کاندید عملیات شکاف

برای یک عملیات موفق شکافت هیدرولیکی علاوه بر تجهیزات سر چاهی مناسب و یکپارچگی ستون چاه، خصوصیات ژئومکانیکی زون های انتخاب شده برای عملیات شکافت هیدرولیکی بسیار حائز اهمیت می باشد. مدل ژئومکانیکی در واقع یک نمایش عددی از وضعیت تنشها و خواص مکانیکی سنگ برای یک برش خاص در یک چاه یا میدان یا حوضه است. تعیین این پارامترها عموماً از طریق اطلاعات حاصل از مغزه های حفاری و استفاده از داده های چاه نگاری امکان پذیر است. دقیق ترین روش جهت تعیین پارامترهای مکانیک سنگ انجام آزمایشات مکانیک سنگی بر روی نمونه های مغزه است. که به دلیل هزینه بر بودن و تعداد محدود نمونه ها، نمی تواند جهت مدلسازی پیوسته لایه های زیرسطحی استفاده شود. بنابراین، عموماً این پارامترها از طریق نگارهای چاه و کالیبراسیون آنها از طریق داده های مغزه تعیین می شوند. داده های ژئومکانیکی یکی از مهمترین داده ها در طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی و انتخاب چاه و لایه کاندید برای این عملیات می باشد. با آگاهی از عوامل تأثیرگذار بر طراحی شکافت هیدرولیکی، مطالعات ژئومکانیکی انجام می شود؛ بنابراین تعیین خواص ژئومکانیکی سنگ از قبیل تنشهای اصلی، مقاومت سنگ، چقرمگی شکست، فشار منفذی، فشار شکست، و ضرایب الاستیک برای طراحی شکافت هیدرولیکی امری ضروری است. لذا در این بخش از گزارش تمامی پارامترهای ذکر شده با استفاده از داده های موجود در چاه مطالعاتی محاسبه گردید.

به منظور تحلیل بهتر چگونگی تغییرات پارامترهای ژئومکانیکی لازم است که چاه مورد مطالعه به زونهای ژئومکانیکی تقسیم بندی شود. برای این منظور از روشهای مختلفی استفاده می شود. روش خوشه بندی یکی از بهترین روشهای تعیین زون در سازندهاست. با استفاده از درخت خوشه ای، تعداد ۶ گونه های مکانیک سنگی بهینه مشخص گردید. با استفاده از این ۶ خوشه که بر پایه پارامترهای مکانیک سنگی مدول یانگ، ضریب پواسون،

مقاومت فشاری تک محوره، چقرمگی شکست، و اندیس شکنندگی بدست آمده است بازه مورد مطالعه از چاه به ۱۳، زون ژئومکانیکی (از A تا M) تقسیم بندی شده است. همچنین در تنش افقی مینیمم ۷ زون مستعد (سد تنشی) شناسایی شده است. همچنین در مخزن مورد مطالعه زون‌های پتروفیزیکی (C1-C3، E2، G2، و I2) دارای اشباع هیدروکربنی قابل ملاحظه‌ای می‌باشند. با جمع بندی زون‌های ژئومکانیکی، تنشی، تخلخل، اشباع هیدروکربن، زون‌های ژئومکانیکی C، F و بخش بالایی G، زون‌های J و K و زون M با داشتن تخلخل مناسب، اشباع هیدروکربن و سد تنشی، برای عملیات شکافت هیدرولیکی کاندید هستند.

۵-۱۱-۳- طراحی شکاف اسیدی

همانطور که مستحضرید طراحی و مدلسازی فرآیند شکافت هیدرولیکی به زنجیره‌ای به هم پیوسته از مطالعات در بخش‌های مختلف ژئومکانیکی، سیالات، مدلسازی و ارزیابی شکاف، تکمیل چاه و طراحی عملیات به همراه تفسیرهای پس از انجام عملیات می‌باشد. هدف از مطالعه این بخش مدلسازی و ارزیابی اولیه بوده که به صورت مرسوم در طراحی‌ها و عملیات مختلف در دنیا انجام می‌گیرد.

همانطور که اشاره گردید، پس از انتخاب زون‌های کاندید برای شکاف هیدرولیکی، می‌بایست مدل چاه با داده‌های ژئومکانیکی مدل گردد. برای این منظور، شبیه‌سازی چاه شماره ۵۱۵ به عنوان مورد مطالعاتی با داده‌های چاه و ژئومکانیک با ترتیب دستور العمل شبیه‌ساز FRAC-PRO در دستور کار قرار گرفت. با ورود داده‌های ژئومکانیکی مدل چاه بر اساس داده‌های حفاری و تکمیل چاه مدل شده و عمق و قطر مشبک‌های اعلامی به شبیه‌ساز وارد گردید. در مرحله‌ی بعد سیالات مناسب برای ایجاد شکاف با گرانیوی حدود ۱۵۰-۲۵۰ cp و بررسی افت فشارهای اصطحاک‌کی توسط هر کدام از این سیالات در بخش‌های مختلف رشته تکمیلی چاه انجام شد که افت فشار اصطحاک‌کی به حداقل ممکن رسیده که بتوان بهترین خروجی را از فشار پمپ‌های سرچاهی گرفت.

به منظور انتخاب اسیدی با توجه به کربناته بودن سنگ مخزن به صورت نرمال اسید 15% HCL از بانک سیالات شبیه ساز انتخاب شد. (لازم به ذکر است که انتخاب اسید و حتی نوع اسید تاخیری به همراه افزایش های کاهش کشتش سطحی، ژل کنندگی و ... به صورت دقیق می بایست همراه با آزمایش های سازگاری با سیال نمونه ی چاه در آزمایشگاه تهیه و درصد های بهینه ی هر یک از سیالات انتخاب شود). به منظور کاهش هروزروی سیال خورنده درون شکاف های طبیعی یا ایجاد شده در حین حفاری یا مشبک کاری و هدایت اسید تزریقی به عمق سازند با تراوایی کمتر که هدف اصلی تزریق اسید می باشد از مسدود کننده های موقت VDA استفاده گردید. عملکرد استفاده از این سیال مسدود کننده در مراحل تزریق با توجه به تجربه های اسید کاری گسترده در میادین ایران و همچنین شبیه سازی های اولیه بدون استفاده از این سیال در توالی تزریق به وضوح مشاهده شده است. لذا بعد از انتخاب سیال مسدود کننده ی موقت، توالی تزریق به همراه حجم های اولیه (تخمین اولیه این احجام با شاخص تزریق و هم به روش های تحلیلی در متن اشاره شده است) مورد بررسی قرار گرفت. در مرحله ی بعدی نرخ تزریق سیالات به صورت تجربی با نرخ حداقل ۲۰ بشکه در دقیقه جهت شروع شبیه سازی در نظر گرفته شد. (این پارامتر بسته به میزان تزریق پذیری سنگ سازند به صورت عملیاتی و همچنین آزمایش Step-Rate قبل از انجام عملیات اصلی شکاف هیدرولیکی قابل دستیابی می باشد. همچنین در صورت عدم هرگونه اطلاع قبلی از داده های تزریقی پذیری در میدان مورد مطالعه می توان در صورت در دسترس بودن نمونه سنگ مخزن توسط تست های اسیدکاری گسترده محدوده ی نرخ تزریق پذیری حدودی را بدست آورد).

با مدلسازی اولیه یک سری خروجی های اصلی و اولیه از شکاف منتج شده که در این بین با توجه به اهمیت پارامتر هدایت پذیری شکاف ایجاد شده، مولفه های این پارامتر کلیدی همچون طول و عرض شکاف حکاکی شده^۹ مورد ارزیابی مجدد جهت بهینه سازی قرار گرفت. لازم به ذکر است در چاه مذکور با توجه به داده های

^۹Etched Length, Etched Width

تاج سرچاهی حداکثر فشار سطحی ایمن جهت در نظر گرفتن نگرانی های واقعی سرچاه، می بایست طراحی به صورتی انجام گرفته که فشار سطحی محاسبه شده با تغییرات پارامتر های مستقل نظیر حجم، نرخ و توالی تزریق در محدوده ی زیر ۱۰۰۰۰ پام قرار گیرد. لازم به ذکر است دیگر پارامتر های دخیل همچون بازه ی مشبک کاری، سیالات انتخاب شده به صورت ثابت برای تمامی مراحل در نظر گرفته شد که بتوان به یک تحلیل از عملکرد و اثر پارامتر های حساس در هدایت پذیری شکاف رسید.

جهت بهینه سازی نرخ تزریق، حجم و توالی تزریق سیالات مدلسازی به صورت مکرر انجام شده که در گزارش به صورت مفصل به آن اشاره گردید. در انتها به نرخ تزریق بهینه ۲۰ بشکه در دقیقه و حجم تزریق کلی حدود ۳۲۰۰ بشکه برای تمامی سیالات شکاف در نظر گرفته شد و مدل بهینه شده دوباره اجرا و پارامتر های هندسی شکاف به همراه هدایت پذیری نهایی مورد ارزیابی قرار گرفت. لازم به ذکر است که با انتخاب پارامتر های بهینه شده فشار تزریقی در محدوده ی امن فشاری قرار گرفته و حدود ۴۰ درصد از طول شکاف ایجاد شده تحت تاثیر خوردگی اسید قرار گرفته که نشان از بیشتر شدن عمق نفوذ اسید با طراحی بهینه توالی تزریق و نرخ تزریق می باشد. در انتهای می بایست اشاره نمود که نمونه شبیه سازی شده فقط بخشی از زنجیره ی طراحی شکافت هیدرولیکی که به صورت مرسوم در صنعت انجام می شود می باشد که برای هرکدام از زنجیره های اصلی این فرآیند پیچیده و زمانبر که در گزارش های قبلی به تفصیل به آن اشاره شده به صورت جداگانه می بایست مورد مطالعه و آزمایش قرار گیرند.



پیوست شماره ۱

Fracpro

Hydraulic Fracture Analysis

Date: Monday, October 07, 2024
Well Name: 515
Location: Ahvaz
Filename: Final Result (main simulation)

Table 1: Fracture Geometry Summary*

Fracture Half-Length (ft)	979	Etched Half-Length (ft)	331
Total Fracture Height (ft)	137	Total Etched Height (ft)	138
Depth to Fracture Top (ft)	13,710	Depth to Etched Fracture Top (ft)	13,710
Depth to Fracture Bottom (ft)	13,846	Depth to Etched Fracture Bottom (ft)	13,848
Equivalent Number of Multiple Fracs	1.0	Max. Fracture Width (in)	0.43
Fracture Slurry Efficiency**	0.14	Avg. Fracture Width (in)	0.25

* All values reported are for the entire fracture system at a model time of 194.65 min (end of Step 8 Main frac flush)

** Value is reported for the end of the last pumping step (Step 8, Main frac flush)

Table 2: Fracture Conductivity Summary*

Avg. Conductivity** (mD·ft)	2,011.2	Avg. Frac Width (Etched) (in)	0.104
Dimensionless Conductivity**	4.62	Ref. Formation Permeability (mD)	1.31

* All values reported are for the entire fracture system. Actual conductivity could be lower if equivalent multiple fractures have been modeled

** Total Damage Factor and Proppant Embedment have been applied

Table 3: Fracture Pressure Summary*

Model Net Pressure** (psi)	408	BH Fracture Closure Stress (psi)	10,606
Observed Net Pressure** (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0.766
Hydrostatic Head*** (psi)	5,006	Avg. Surface Pressure (psi)	6,278
Reservoir Pressure (psi)	6,000	Max. Surface Pressure (psi)	7,676

* Averages and maxima reported for Main Frac steps.

** Values reported for the end of the last pumping step (Step 8, Main frac flush)

*** Value reported for clean fluid

Table 4: Operations Summary*

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	3,194.7	Total Proppant Pumped (klbs)	0.0
Total Slurry Pumped (bbls)	3,194.7	Total Proppant in Fracture (klbs)	0.0
Pad Volume (bbls)	99.6	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	3,076
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	3.7	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	3,763
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	3.7	Avg. Btm. Slurry Rate (bpm)	20.1
Primary Fluid Type	15%HCl	Primary Proppant Type	ACIDPROP
Secondary Fluid Type	VDA10	Secondary Proppant Type	

* Averages and maxima reported for Main Frac steps. Totals reported for all injections combined.

** Based on following volume ratio of step types: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), and excluding flush.

Table 5: Model Calibration Summary

Crack Opening Coefficient	8.50e-01
Width Decoupling Coefficient	1.00e+00
Tip Effects Coefficient	1.00e-04
Tip Radius Fraction	1.00e-02
Tip Effects Scale Volume (bbls)	100.0
Proppant Drag Effect Exponent	8.0
CLE Outside Payzone	1.00
Multiple fractures settings start (V/L/O)	1.0 / 1.0 / 1.0
Multiple fractures settings end (V/L/O)	1.0 / 1.0 / 1.0

Table 6: Hydraulic Fracture Growth History*

End of Step #	Step Type	Time (mm:ss)	Fracture Half-Length (ft)	Fracture Height (ft)	Fracture Width at Well (in)	Avg. Fracture Width (in)	Model Net Pressure (psi)	Slurry Efficiency	Equivalent Number of Multifracs
1	Circulation	46:31	0	0	0.021	0.014	0	0.00	1.0
2	Main frac pad	51:31	195	102	0.231	0.142	267	0.33	1.0
3	Main frac acid	77:05	418	132	0.378	0.231	560	0.25	1.0
4	Main frac slurry	104:19	561	136	0.402	0.242	554	0.20	1.0
5	Main frac acid	129:53	705	137	0.431	0.252	412	0.18	1.0
6	Main frac slurry	157:07	846	136	0.418	0.244	400	0.15	1.0
7	Main frac acid	182:41	940	136	0.423	0.247	405	0.14	1.0
8	Main frac flush	194:36	979	137	0.427	0.249	408	0.14	1.0

* All values reported are for the entire fracture system and at the end of each step

Table 7: Fluid Properties by Step

Step #	Fluid Type	Slurry Rate (bpm)	Distance from Wellbore (ft)	Avg. Fluid Temperature (°F)	Avg. Fluid Viscosity (cp)	Avg. Shear Rate (1/sec)
1	Has Leaked Off					
3	Has Leaked Off					
4	VDA10	20.00	510.3	248	33.4	113,026.1
5	Has Leaked Off					
6a	VDA10	20.00	502.8	244	33.4	67,709.2
6b	VDA10	20.00	477.0	231	33.4	8,522.0
7a	15%HCl	20.00	363.0	156	0.2	3,099.6
7b	15%HCl	20.00	164.9	99	0.2	3,506.6
8	Diesel	20.00	29.4	83	0.6	4,320.5

* All values reported are for the entire fracture system at a model time of 194.65 min

Table 8: Acid Properties by Step

Step #	Fluid Type	Slurry Rate (bpm)	Distance from Wellbore (ft)	Avg. Acid Concentration (% mass)	Avg. Etched Width (in)
1	Has Leaked Off				
3	Has Leaked Off				
4	VDA10	20.00	510.3	1.0	0.0
5	Has Leaked Off				

Step #	Fluid Type	Slurry Rate (bpm)	Distance from Wellbore (ft)	Avg. Acid Concentration (% mass)	Avg. Etched Width (in)
6	VDA10	20.00	502.8	1.0	0.0
6	VDA10	20.00	477.0	1.0	0.0
7	15%HCl	20.00	363.0	0.8	0.1
7	15%HCl	20.00	164.9	11.8	0.3
8	Diesel	20.00	29.4	0.0	0.3

* All values reported are for the entire fracture system at a model time of 194.65 min

Table 9: Design Treatment Schedule

Step #	Step Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Volume (gal)	Slurry Rate (bpm)
Wellbore Fluid			Diesel	9,770	
1	Circulation	46:31	Diesel	9,770	5.00
2	Main frac pad	51:31	PrimeFRAC 15	4,200	20.00
3	Main frac acid	77:05	15%HCl	21,483	20.00
4	Main frac slurry	104:19	VDA10	22,869	20.00
5	Main frac acid	129:53	15%HCl	21,483	20.00
6	Main frac slurry	157:07	VDA10	22,869	20.00
7	Main frac acid	182:41	15%HCl	21,483	20.00
8	Main frac flush	194:36	Diesel	10,000	20.00

Table 10: Fluid Parameters

Fluid Name	PrimeFRAC 15	Diesel	15%HCl	VDA10
Vendor	Schlumberger	Sanjel	Miscellaneous	Schlumberger
System	PrimeFrac	Other Treat Fluids	Acids	Diverter
Description	PrimeFRAC 15 (August 2001)	Diesel (HES)	HCl Acid	Viscoelastic Diverting Acid
Initial Viscosity (cp)	189.7	0.621	0.239	33.41
Initial n'	0.714	1.000	1.000	0.660
Initial k' (lbf·s ⁿ /ft ²)	0.017	1.297e-05	5.000e-06	0.004
Viscosity @ 4.0 hours (cp)	67.36	0.621	0.239	33.41
n' @ 4.0 hours	0.567	1.000	1.000	0.660
k' @ 4.0 hours (lbf·s ⁿ /ft ²)	0.013	1.297e-05	5.000e-06	0.004
Base Fluid Specific Gravity	1.02	0.834	1.08	1.05
Spurt Loss (gal/ft ²)	0.052	0.039	0.0	0.0
Wall Building (ft/min ^{1/2})	2.969e-04	0.065	0.0	0.0
Flowrate #1 (bpm)	14.45	10.00	10.00	4.49
Fric Press #1 (psi/1000 ft)	21.29	38.07	57.33	18.88
Flowrate #2 (bpm)	28.90	20.00	20.00	8.99
Fric Press #2 (psi/1000 ft)	44.95	136.6	135.0	30.03
Flowrate #3 (bpm)	57.80	40.00	40.00	17.98
Fric Press #3 (psi/1000 ft)	110.1	501.7	317.8	92.24
Wellbore Friction Multiplier	0.300	0.800	0.900	0.600

All Fluid info is at a reservoir temperature of 265.0 (°F)

All Viscosities at Shear Rate of 170 (1/sec)

Wellbore Friction pressures shown are the interpolated values multiplied by the Wellbore Friction Multiplier.

Friction is displayed for longest wellbore segment

Table 11: Leakoff Parameters

Reservoir type	User Spec	Total compressibility (1/psi)	6.29e-06
Filtrate to pore fluid perm. ratio, Kp/KI	1.00	Reservoir Viscosity (cp)	2.00
Reservoir pore pressure (psi)	6,000	Porosity	0.12
Average pressure in fracture (psi)	11,106	Gas Leakoff Percentage (%)	100.00

Reservoir Parameters

Reservoir Temperature (°F)	265.00
Depth to center of Perfs (ft)	13,862
Perforated interval (ft)	131
Initial frac depth (ft)	13,839

Table 12: Layer Parameters

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pore Fluid Perm. (mD)
1	0.0	0.0	8,171	0.732	2.83e+06	0.285	1.787e-03	2.367e-01
2	11,161.0	11,161.0	8,072	0.723	2.79e+06	0.289	1.699e-03	2.140e-01
3	11,164.0	11,164.0	7,914	0.709	2.79e+06	0.317	1.620e-03	1.945e-01
4	11,167.0	11,167.0	9,718	0.870	2.80e+06	0.316	1.485e-03	1.634e-01
5	11,170.0	11,170.0	9,957	0.891	3.12e+06	0.320	1.215e-03	1.095e-01
6	11,173.0	11,173.0	9,831	0.880	2.94e+06	0.304	1.284e-03	1.222e-01
7	11,176.0	11,176.0	9,774	0.874	3.44e+06	0.305	1.083e-03	8.697e-02
8	11,179.0	11,179.0	9,894	0.885	3.51e+06	0.285	1.255e-03	1.168e-01
9	11,182.0	11,182.0	10,037	0.897	2.24e+06	0.347	1.681e-03	2.094e-01

Table 13: Lithology Parameters

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Lithology	Fracture Toughness (psi-in ^{1/2})	Composite Layering Effect
1	0.0	0.0	Limestone	1,462.2	1.00
2	11,161.0	11,161.0	Limestone	1,492.3	1.00
3	11,164.0	11,164.0	Limestone	1,551.7	1.00
4	11,167.0	11,167.0	Limestone	1,558.2	1.00
5	11,170.0	11,170.0	Limestone	1,658.0	1.00
6	11,173.0	11,173.0	Limestone	1,547.9	1.00
7	11,176.0	11,176.0	Limestone	1,684.2	1.00
8	11,179.0	11,179.0	Limestone	1,649.1	1.00
9	11,182.0	11,182.0	Limestone	1,628.0	1.00

Table 14: Drilled Hole Configuration

Length (ft)	Segment Type	Eff Diam (in)	Bit Diam (in)
196	Open Hole	24.000	26.000
5,846	Open Hole	16.000	17.500
2,517	Open Hole	11.000	12.250
5,509	Open Hole	7.500	8.500

Table 15: Casing Configuration

Length (ft)	Segment Type	Casing ID (in)	Casing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade
190	Cemented Casing	18.876	20.000	116.670	Unspec
6,040	Cemented Casing	12.375	13.625	88.200	Unspec
8,558	Cemented Casing	8.535	9.625	53.500	Unspec
5,741	Cemented Casing	6.004	7.000	35.000	N-80

Table 16: Surface Line and Tubing Configuration

Length (ft)	Segment Type	Tubing ID (in)	Tubing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade
206	Tubing	4.044	5.000	23.200	Unspec
5	Packer	6.366	7.000	22.640	Unspec
11,854	Tubing	3.826	4.500	15.500	Unspec

Total frac string volume (bbls)

232.6

Pumping down Tubing

Table 16: Perforated Intervals

	Interval #1
Top of Perfs - TVD (ft)	13,796
Bot of Perfs - TVD (ft)	13,927
Top of Perfs - MD (ft)	13,796
Bot of Perfs - MD (ft)	13,927
Perforation Diameter (in)	3.350
# of Perforations	787

Table 17: Model Input Parameters

Fracture Model	3D Tip-Dominated	Reservoir Data Entry	General Single Scale
Run From	Job-Design Data	Fracture Orientation	Vertical
Proppant Transport Model	Proppant Convection		Run Fracture and Wellbore Models
Growth after Shut-in	Freeze Dimensions		General Iteration
Backstress	Ignore	Heat Transfer Effects	Model
Acid Fracturing Model	Fracpro (Default)	Leakoff Model	Lumped-Parameter (Default)

Table 18: Fracture Growth Parameters (3D Tip-Dominated)

Parameter	Value	Default
Crack Opening Coefficient	8.50e-01	8.50e-01
Tip Effects Coefficient	1.00e-04	1.00e-04
Channel Flow Coefficient	1.00e+00	1.00e+00
Tip Radius Fraction	1.00e-02	1.00e-02
Tip Effects Scale Volume (bbls)	100.0	100.0
Fluid Radial Weighting Exponent	0.00e+00	0.00e+00
Width Decoupling Coefficient	1.00e+00	1.00e+00

Fluid Library Data

Name : **PrimeFRAC 15** Vendor : Schlumberger System : PrimeFrac
Description : PrimeFRAC 15 (August 2001)

Table 19: Fluid Rheology Table

Temp (°F)	Time (hr)	n'[1]	Time (hr)	n'[2]	Time (hr)	K'[1] (lbf·s ⁿ /ft ²)	Time (hr)	K'[2] (lbf·s ⁿ /ft ²)
200	0.00	0.714	0.50	0.664	0.00	1.72e-02	0.50	2.29e-02

Table 20: Fluid Friction Table

Data for Tubing and Casing							Data for Annuli							
Case/Tube ID (in)	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3	Case ID (in)	Tube OD (in)	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3
1.995	3.8	59.3	8.6	224.0	14.0	420.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.000	8.0	32.0	25.0	103.0	37.0	171.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Q is in bpm
Fluid Density 1.022000
Fluid Wall Building Coefficient (ft/min^{1/2}) 2.97e-04
Fluid Spurt Loss (gal/ft²) 0.052005

P is in psi/1000 ft

Fluid Library Data

Name : Diesel

Vendor : Sanjel

System : Other Treat Fluids

Description : Diesel (HES)

Table 21: Fluid Rheology Table

Temp (°F)	Time (hr)	n'[1]	Time (hr)	n'[2]	Time (hr)	K'[1] (lbf·s ⁿ /ft ²)	Time (hr)	K'[2] (lbf·s ⁿ /ft ²)
44	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	9.60e-05	1.00	9.60e-05
88	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	5.50e-05	1.00	5.50e-05
132	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	3.50e-05	1.00	3.50e-05
176	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	2.40e-05	1.00	2.40e-05
220	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	1.80e-05	1.00	1.80e-05
264	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	1.30e-05	1.00	1.30e-05
308	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	1.10e-05	1.00	1.10e-05
352	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	9.00e-06	1.00	9.00e-06
396	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	7.00e-06	1.00	7.00e-06
440	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	6.00e-06	1.00	6.00e-06

Table 22: Fluid Friction Table

Data for Tubing and Casing							Data for Annuli							
Case/Tube ID (in)	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3	Case ID (in)	Tube OD (in)	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3
1.995	10.0	1,146.4	20.0	4,289.9	40.0	16,425.8	4.000	2.375	10.0	239.5	20.0	846.5	40.0	3,058.2
2.441	10.0	420.5	20.0	1,551.8	40.0	5,868.6	4.892	2.375	10.0	50.5	20.0	176.9	40.0	632.2
2.992	10.0	154.1	20.0	561.1	40.0	2,093.8	6.366	2.375	10.0	9.0	20.0	31.4	40.0	111.0
3.018	10.0	147.7	20.0	537.5	40.0	2,004.5	4.892	2.875	10.0	87.2	20.0	305.5	40.0	1,091.2
4.000	10.0	37.3	20.0	133.4	40.0	488.3	6.366	2.875	10.0	12.2	20.0	42.5	40.0	150.0
4.060	10.0	34.7	20.0	124.0	40.0	453.4	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.892	10.0	14.0	20.0	49.7	40.0	179.7	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6.094	10.0	4.9	20.0	17.0	40.0	60.9	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6.360	10.0	4.0	20.0	13.8	40.0	49.4	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6.366	10.0	3.9	20.0	13.8	40.0	49.1	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Q is in bpm

P is in psi/1000 ft

Fluid Density

0.833915

Fluid Wall Building Coefficient (ft/min^{1/2})

6.47e-02

Fluid Spurt Loss (gal/ft²)

0.039268

Fluid Library Data

Name : **15%HCl**

Vendor : Miscellaneous

System : Acids

Description : HCl Acid

Table 23: Fluid Rheology Table

Temp (°F)	Time (hr)	n'[1]	Time (hr)	n'[2]	Time (hr)	K'[1] (lbf·s^n/ft²)	Time (hr)	K'[2] (lbf·s^n/ft²)
80	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	2.90e-05	1.00	2.90e-05
100	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	1.40e-05	1.00	1.40e-05
160	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	8.00e-06	1.00	8.00e-06
200	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	6.00e-06	1.00	6.00e-06
260	0.00	1.000	1.00	1.000	0.00	5.00e-06	1.00	5.00e-06

Table 24: Fluid Friction Table

Data for Tubing and Casing							Data for Annuli							
Case/Tube ID (in)	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3	Case ID (in)	Tube OD (in)	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3
1.380	1.0	160.0	2.0	400.0	4.0	1,000.0	4.000	2.375	1.5	40.0	2.6	56.0	40.0	1,600.0
1.610	6.0	800.0	7.0	1,000.0	8.2	1,250.0	4.892	2.875	1.5	20.0	3.6	38.0	15.0	200.0
1.995	2.0	100.0	3.0	160.0	4.5	256.0	4.982	2.375	8.0	60.0	10.0	80.0	12.5	106.7
2.441	4.0	100.0	5.0	140.0	6.3	196.0	6.366	2.875	8.0	20.0	20.0	62.0	50.0	192.2
2.764	1.5	20.0	8.0	160.0	42.7	1,280.0	6.366	2.375	10.0	20.0	30.0	80.0	90.0	320.0
2.992	6.0	80.0	8.0	120.0	10.7	180.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.000	8.0	40.0	20.0	120.0	50.0	360.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.892	8.0	20.0	20.0	60.0	50.0	180.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6.366	30.0	40.0	45.8	63.2	70.0	100.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Q is in bpm

Fluid Density

Fluid Wall Building Coefficient (ft/min^{1/2})

Fluid Spurt Loss (gal/ft²)

P is in psi/1000 ft

1.075000

0.00e+00

0.000000

Fluid Library Data

Name : **VDA10**

Vendor : Schlumberger

System : Diverter

Description : Viscoelastic Diverting Acid

Table 25: Fluid Rheology Table

Temp (°F)	Time (hr)	n'[1]	Time (hr)	n'[2]	Time (hr)	K'[1] (lbf·s ⁿ /ft ²)	Time (hr)	K'[2] (lbf·s ⁿ /ft ²)
75	0.00	0.530	0.50	0.530	0.00	1.19e-02	0.50	1.19e-02
100	0.00	0.630	0.50	0.630	0.00	8.30e-03	0.50	8.30e-03
125	0.00	0.700	0.50	0.700	0.00	5.30e-03	0.50	5.30e-03
150	0.00	0.730	0.50	0.730	0.00	3.40e-03	0.50	3.40e-03
175	0.00	0.710	0.50	0.710	0.00	3.20e-03	0.50	3.20e-03
200	0.00	0.660	0.50	0.660	0.00	4.00e-03	0.50	4.00e-03

Table 26: Fluid Friction Table

Data for Tubing and Casing							Data for Annuli							
Case/Tube ID (in)	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3	Case ID (in)	Tube OD (in)	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3
1.990	1.0	80.0	3.3	175.0	9.5	1,000.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.440	1.0	44.0	4.5	120.0	15.0	1,000.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3.020	1.0	22.0	5.8	65.0	30.0	1,000.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.000	1.0	10.0	10.0	48.0	66.0	1,000.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.950	2.7	10.0	10.0	30.0	100.0	700.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6.370	8.5	10.0	23.0	18.0	100.0	210.0	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Q is in bpm

P is in psi/1000 ft

Fluid Density

1.050000

Fluid Wall Building Coefficient (ft/min^{1/2})

0.00e+00

Fluid Spurt Loss (gal/ft²)

0.000000

Table 27: Rock Chemical Properties

Rock Type	Limestone	Dolomite
Calcite Conc (%)	100.00	0.0
Dolomite Conc (%)	0.0	100.00
Reference Temp (°F)	150.0	150.0
Reaction Rate (Kr)	6.529e-05	1.430e-04
Reaction Order	0.290	0.500
Ea (kcal/mol)	1.98	8.50
Embed. Strength (psi)	40000.0	80000.0

جدول شماره ۲۸: میانگین پارامترهای پتروفیزیکی و ژئومکانیکی ورودی مدل در زون تولیدی (۴۲۰۵ تا ۴۲۴۵ متری)

	A	B	C	D	E	F	G
1	Depth(m)	Depth(ft)	E(psi)	Pr(Ratio)	Sh.min(psi)	K(mD)	IC(psi.in ^{1/2})
882	4205.76	13798.4	2120211	0.27911	10587.13	0.90897	1270.23874
883	4206.67	13801.4	1996896	0.27925	10588.41	1.0489	1225.916792
884	4207.59	13804.4	1916365	0.27937	10535.13	1.477	1196.937636
885	4208.5	13807.4	2062951	0.26137	10475.87	1.16392	1198.893569
886	4209.42	13810.4	1916239	0.27582	10492.63	1.33716	1190.701767
887	4210.33	13813.4	1931091	0.27518	10531.86	1.45035	1193.320332
888	4211.25	13816.4	1931914	0.27008	10547.94	1.49885	1181.742534
889	4212.16	13819.4	2007961	0.27466	10579.5	1.36465	1227.405777
890	4213.07	13822.4	2080581	0.27645	10607.44	1.14178	1250.661984
891	4213.99	13825.4	2131970	0.27713	10608.11	1.03123	1267.25196
892	4214.9	13828.4	2172547	0.2762	10594.68	0.92848	1281.70115
893	4215.82	13831.4	2176243	0.27483	10587.75	0.93682	1276.600926
894	4216.73	13834.4	2239470	0.27599	10593.74	0.87002	1297.16169
895	4217.65	13837.4	2334050	0.27785	10606.23	0.65232	1334.55168
896	4218.56	13840.4	2353584	0.28048	10625.41	0.65047	1353.673138
897	4219.48	13843.4	2247022	0.27487	11210.85	0.7953	1303.831146
898	4220.39	13846.4	2230051	0.28539	11385.53	0.82143	1333.080025
899	4221.3	13849.4	2300215	0.27805	11426.94	0.6955	1324.023358
900	4222.22	13852.4	2137287	0.27357	11578.03	1.04828	1267.997729
901	4223.13	13855.4	2019217	0.2792	11677.45	1.15263	1241.826565
902	4224.05	13858.4	2138162	0.2769	11584.61	0.98068	1272.351654
903	4224.96	13861.4	2336162	0.27644	11448.93	0.62933	1324.063218
904	4225.88	13864.4	2047392	0.27519	11705.07	1.10173	1236.491471
905	4226.79	13867.4	1981940	0.27465	11774.67	1.33039	1210.543095
906	4227.71	13870.4	1973656	0.27672	11759.59	1.25965	1218.941894
907	4228.62	13873.4	1966180	0.27236	11815.18	1.3515	1198.801865
908	4229.53	13876.4	2119143	0.27818	11594.89	1.07835	1272.381067
909	4230.45	13879.4	2037023	0.28156	11632.62	1.23173	1260.716426
910	4231.36	13882.4	2029516	0.28442	11585.09	1.43421	1271.118287
911	4232.28	13885.4	2317150	0.28938	11232.11	0.86174	1384.130448
912	4233.19	13888.4	2423170	0.28788	11156.2	0.64657	1411.707653
913	4234.11	13891.4	2743546	0.28923	10895.16	0.34745	1496.554255
914	4235.02	13894.4	2286348	0.2694	11598.9	0.67231	1288.05597
915	4235.94	13897.4	1787953	0.26915	12071.03	1.8511	1118.824805
916	4236.85	13900.4	1690437	0.27275	12106.26	2.62864	1098.166608
917	4237.76	13903.4	1733923	0.27105	12070.27	2.39367	1112.288645
918	4238.68	13906.4	1838765	0.27715	11940.55	1.8547	1165.000102
919	4239.59	13909.4	1944237	0.27477	11875.2	1.50686	1190.519706
920	4240.51	13912.4	1686567	0.27633	12083.63	2.71707	1110.290976
921	4241.42	13915.4	1694074	0.27341	12129.24	2.54901	1097.484383
922	4242.34	13918.4	1679652	0.27522	12118.63	2.5757	1102.579793
923	4243.25	13921.4	1731484	0.27817	12050.94	2.32208	1129.768566
924	4244.17	13924.4	1768289	0.27911	12028.41	1.76828	1147.501215
925	4245.08	13927.4	1794482	0.27939	12013.63	1.74337	1153.489169
926	4245.99	13930.4	1811891	0.28032	11993.7	1.71474	1161.496503
927	4246.91	13933.4	1781561	0.27611	12069.14	1.69732	1137.605391
928	4247.82	13936.4	1812056	0.27678	12033.85	1.73055	1148.86167



پیوست شماره ۲

(مدل سازی تولید و ارزیابی شاخص PI)

مقدمه

هدف از ارائه این مدل تولید، ارزیابی عملکرد چاه شماره ۵۱۵ که در شرایط قبل و بعد از طراحی شکاف هیدرولیکی و بررسی وضعیت اثر پارامترهای موثر بر این عملکرد می باشد. این مطالعه توسط نرم افزار شبیه ساز Prosper از پکیج IPM صورت گرفته که ابتدا داده های اصلی ساختار چاه و مخزن به همراه داده های PVT به مدل وارد شده و در با توجه به داده های موجود از روابط سیال برای تطبیق داده های و صحت سنجی آن ها استفاده گردید. سپس مدل تولید چاه برای ایجاد نمودار عملکرد تولید IPR قبل از انجام شکاف هیدرولیکی بر اساس شرایط مخزنی چاه مذکور انتخاب شد. به منظور مدلسازی شرایط درون چاهی و ساخت مدل تولید ستون چاه از آنالیز گره ای استفاده گردید که جهت کالیبره کردن روابط فشار و دما از داده های فشار جریان درون چاهی استفاده شده است. پس از ساخت مدل، نقطه ی عملکردی^۱ محاسبه و شاخص تولید چاه حدود 0.98 stb/d/psi تخمین زده شد. به منظور بررسی وضعیت تولید چاه بعد از طراحی شکاف هیدرولیکی، داده های هدایت پذیری و طول شکاف جهت ساخت مدل عملکرد تولید، از مدل شبیه ساز شکاف استخراج و وارد شبیه ساز تولید شده که جهت ساخت نمودار عملکرد تولید از مدل Hydraulic fractured استفاده و طبق روابط تجربی جریان در ستون چاه با داده های سر چاهی مدل محاسبه شد. نتایج نشان دهنده ی حدود ۲ برابر افزایش شاخص PI بعد از طراحی در نظر گرفته شده این چاه می باشد. در انتهای این مطالعه یک سری از پارامترهای مهم که بر محاسبات جریان در ستون چاه اثرگذار بوده مورد آنالیز حساسیت قرار گرفت

^۱Operation Point

شبیه ساز Prosper

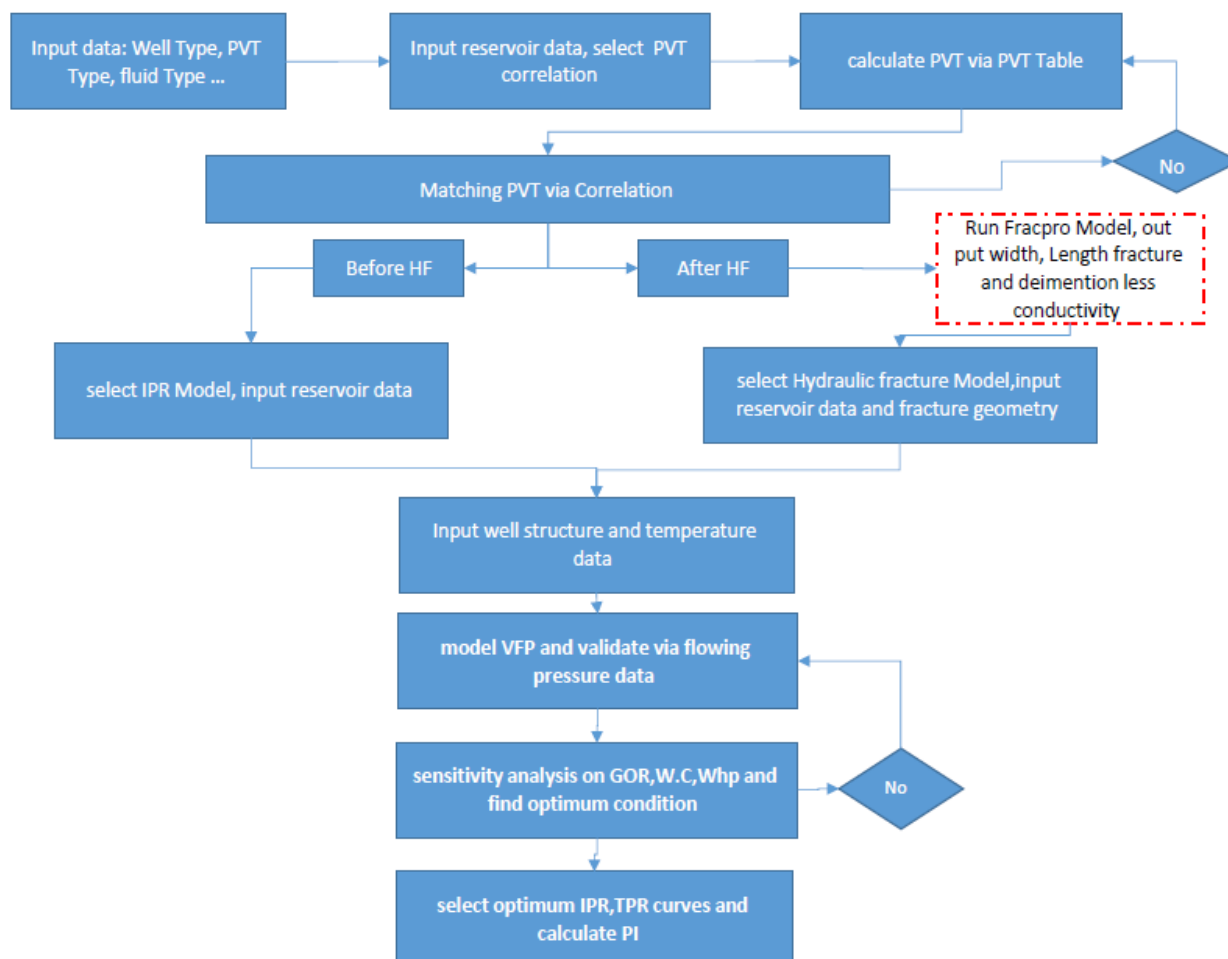
شبیه ساز PROSPER یکی از ماژول های پکیج IPM جهت طراحی و بهینه سازی عملکرد چاه می باشد. این شبیه ساز به گونه ای طراحی شده است که امکان ساخت مدل های معتبر چاه و سازگار به جنبه های مختلفی از مدل سازی چاه نظیر: مدلسازی PVT (مشخصات سیال)، روابط جریان چند فازی VLP (برای محاسبه افت فشار خط جریان و لوله) و IPR (جریان ورودی مخزن) را فراهم کند.

کاربرد های Prosper

- طراحی و بهینه سازی تکمیل چاه شامل چند جانبی، مخازن چند لایه و چاه های افقی
- طراحی و بهینه سازی اندازه لوله ها و خطوط لوله
- طراحی، تشخیص و بهینه سازی سبک سازی ستون چاه، پمپ های هیدرولیک و ESP
- محاسبه تلفات فشار در چاه ها، خطوط جریان و در سراسر چوک
- پیش بینی دمای جریان در چاه ها و خطوط لوله
- نظارت بر عملکرد چاه برای شناسایی سریع چاه هایی که نیاز به اقدامات اصلاحی دارند
- محاسبه ضریب پوسته و تعیین آسیب، انحراف یا نفوذ جزئی
- تخصیص تولید بین چاه ها

فلو چارت کلی ساخت و بهینه سازی مدل تولید

هدف از ارائه این بخش، نگاه کلی به روند کار جهت ورود اطلاعات، نحوه ی Matvhing و بهتر شدن داده ها، انتخاب مدل و ساخت نمودار های عملکرد تولید می باشد که طبق شکل شماره ۱ در این مطالعه به آن پرداخته شده است.



شکل شماره ۱: فوچارت کلی شبیه سازی مدل تولید چاه

داده های ورودی به شبیه ساز

داده های ورودی مخزنی و تولید شامل ضریب حجمی نفت^{۶۳}، نسبت گاز به نفت تولیدی، ویسکوزیته نفت و فشار اولیه می باشد. جهت اطمینان از این داده های اندازه گیری شده در آزمایشگاه ابتدا تست تطبیق با روابط تجربی موجود در خود شبیه ساز که معیار محاسبات PVT می باشند انجام می گردد. تست تطبیق پذیری داده های اندازه گیری شده با روابط تجربی در دما و فشار حباب برابر ۲۶۴ F با ۱۷۰۰ psi محاسبه گردید. لازم به ذکر است که در این چاه داده ی ضریب حجمی نفت موجود نبود که توسط

^{۶۳}Formation Volume Factor

روابط زیر این پارامترهای محاسبه و وارد شبیه ساز گردید. لازم به ذکر است که چگالی ویژه ی گاز γ_{gs} برابر با ۰.۵۵ فرض گردید. با توجه بالا بودن فشار مخزن نسبت به فشار حباب در چاه مذکور، میزان ضریب حجمی نفت توسط رابطه زیر محاسبه می گردد.

$$B_o = B_{ob} e^{(p_b - p)} \quad \text{رابطه ی ۱}$$

که در اینجا:

B_o : ضریب حجمی نفت بالای فشار حباب bbl/stb

B_{ob} : ضریب حجمی نفت در فشار حباب bbl/stb

p_o : فشار حباب psi

ضریب حجمی در نقطه ی حباب برای نفت هایی با API کمتر از ۳۰ برابر با:

$$B_{ob} = 1 + 1.751 * 10^{-5} * (T_F - 60) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) + \left[4.677 * 10^{-4} - 1.811 * 10^{-8} (T_F - 60) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) \right] GOR \quad \text{رابطه ی ۲}$$

T_F : دمای مخزن بر حسب فارنهایت

γ_{gs} : چگالی ویژه ی گاز

GOR : نسبت گاز به نفت تولیدی scf/stb

داده های ورودی لازم در این بخش در جدول شماره ۱ آمده است.

جدول ۱: داده های ورودی به شبیه ساز مدل تولید

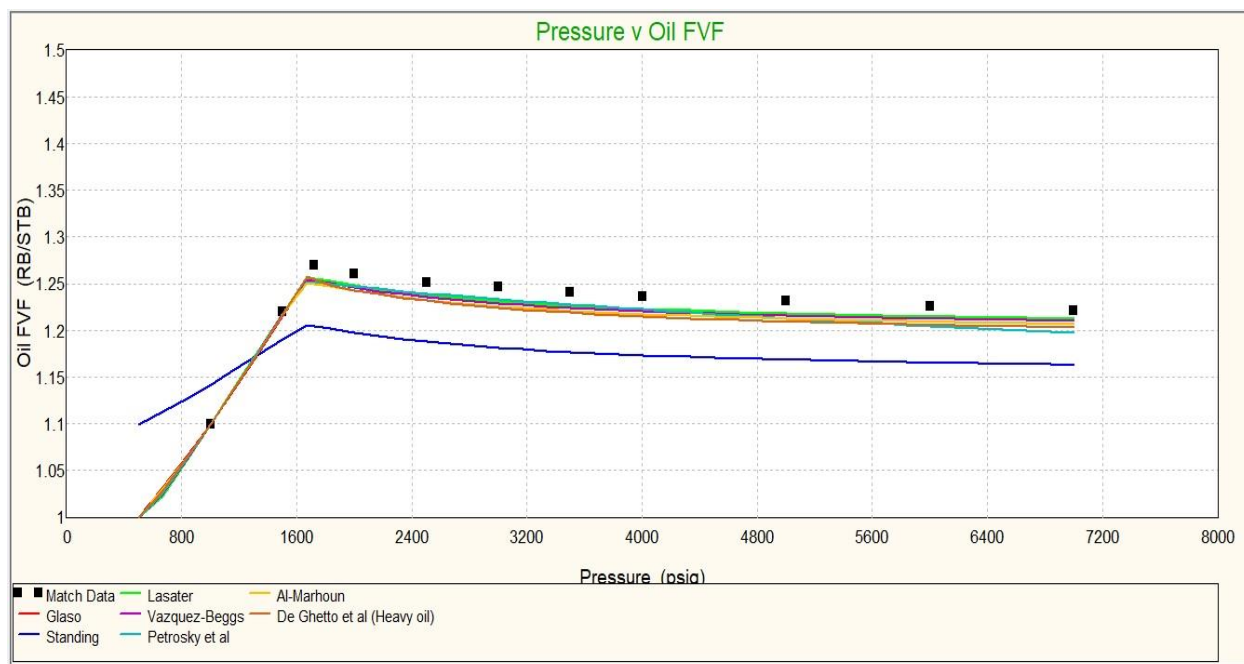
فشار مخزن psi	دمای مخزن F	فشار حباب psi	نرخ تولید bbl/day	GOR scf/stb	API	Skin
6000	265	1270	2000	۴۰۰	20	3

میزان ضریب حجمی نفت در نقطه ی حباب ۱۷۲۰ psi طبق فرمول شماره ۲ در چاه مذکور برابر با مقدار bbl/stb 1.27 محاسبه گردید.

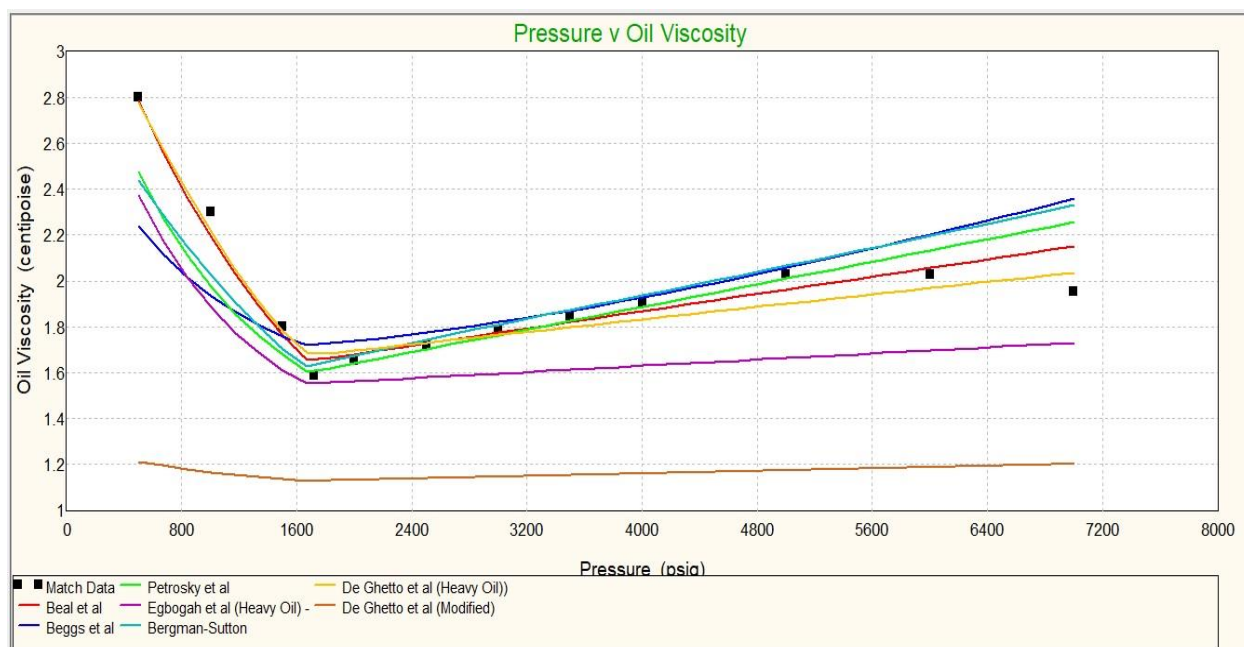
در این مرحله باتوجه به داده های محدود PVT برای انطباق داده های اندازه گیری شده از مدل Black Oil استفاده شده و در این مدل معادله حالت Standing برای محاسبه ضریب حجمی نفت، فشار نقطه ی حباب و نسبت گاز محلول در نفت و برای محاسبه ویسکوزیته نفت از معادله حالت Beggs استفاده شده است. در این مرحله تمام پارامتر های قابل محاسبه توسط روابط مذکور به عنوان داده های تطبیق^۴ مورد استفاده قرار می گیرد. لازم به ذکر است در ابتدای مدل ساخت چاه از مدل آب و نفت در این چاه استفاده شده که در این صورت شبیه ساز انبساط گاز را تنها در لوله ی مغزی بر اساس محاسبات فلش محاسبه می کند که در اینجا از داده های اندازه گیری شده ی یکی از چاه های میدان به عنوان داده ی مبنا برای تطبیق پذیری با داده های چاه ۵۱۵ با روابط مذکور استفاده گردید.

با توجه به PVT Match صورت گرفته با داده های ورودی، بهترین رابطه طبق شکل های شماره ۲ و ۳ برای محاسبه ضریب حجمی نفت و نسبت نفت و گاز با داده های اندازه گیری شده این چاه رابطه Laster با کمترین ضریب انحراف استاندارد می باشد. همچنین شکل ۴ رابطه Beal et al کمترین انحراف استاندارد را با داده های اندازه گیری شده را نشان می دهد.

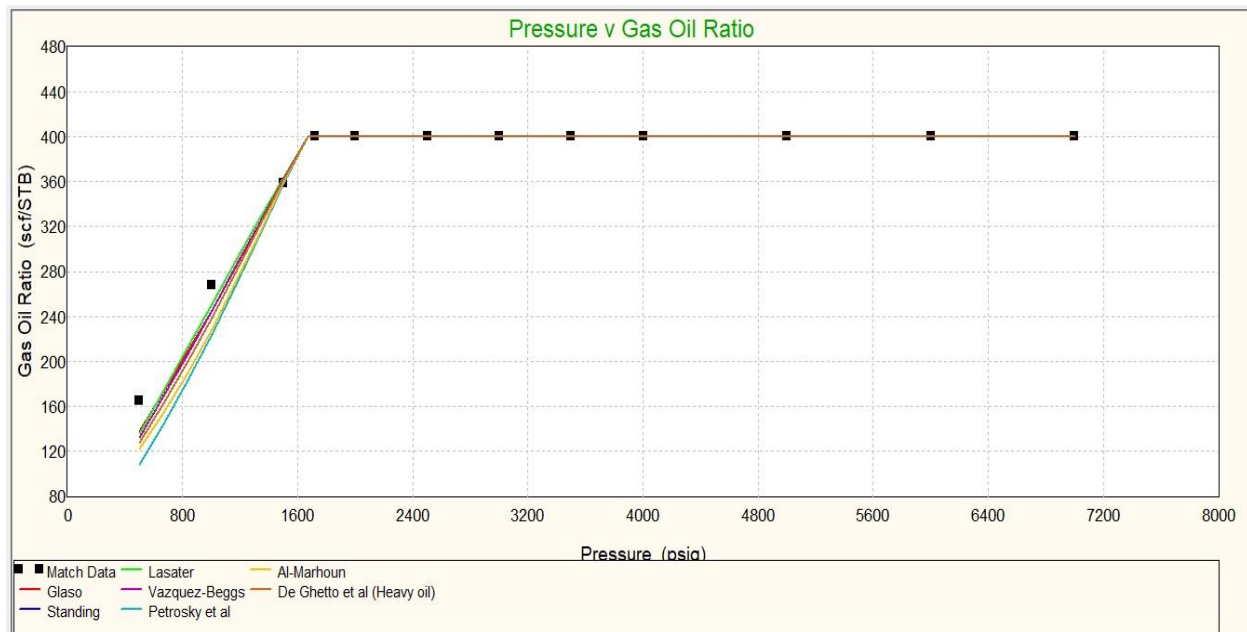
^۴Match Points



شکل شماره ۲: خروجی PVT Matching برای ضریب حجمی نفت



شکل شماره ۳: خروجی PVT Matching برای گرانیوی نفت



شکل شماره ۴: خروجی PVT Matching برای میزان تولید گاز به نفت تولیدی

ساخت مدل IPR

مدل عملکرد تولید رابطه بین فشار جریان و میزان نرخ تولید را محاسبه می کند. جهت ساختن رابطه بین فشار جریان و نرخ تولید که بتواند در بازه های مختلف بالای نقطه ی حباب و پایین آن در حالت اشباع به خوبی عملکرد داشته باشد، انواع مختلفی از مدل های IPR در شبیه ساز قابل انتخاب می باشد. مبنای انتخاب این داده ها وضعیت مخزنی و فشار تولید به همراه افقی یا عمودی بودن چاه و همچنین چند لایه بودن تولید و انجام شکاف هیدرولیکی می باشد. لذا در این قسمت دو مدل IPR، یکی قبل از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی و یک مدل هم برای بعد از انجام شکاف هیدرولیکی به منظور نشان دادن بهتر عملکرد عملیات انجام شده در نظر گرفته می شود.

چاه شماره ۵۱۵ عمودی و از تک لایه از سازند سروک در بازه های مشبک کاری ۴۲۰۵ تا ۴۲۴۵ متری با مشخصات مخزنی و سیال طبق جدول شماره ۲ تولید دارد. حفاری چاه ۵۱۵ در تاریخ آذر ماه ۱۳۹۸ به اتمام رسیده که فشار بسته چاه با گرادیان فشار ۰,۴۳ psi/ft برابر با فشار اولیه مخزن شده که فشار ایستا در چاه مذکور صفر شده که گویای عدم تولید طبیعی از این چاه می باشد. پس از حدود ۲ ماه باز کردن چاه فشار ایستا در چاه برابر با ۱۱۰۰ پام گزارش شده است. عملیات اسید کاری در چاه ۵۱۵ با تزریق حدود ۴۰۰۰ هزار بشکه اسید کلریدریک با درصد های ۲۸ و ۱۵ با نرخ تزریق حدود ۴ بشکه در دقیقه انجام شده که پس از بسته چاه فشار ایستا به ۱۲۰۰ پام افزایش داشته است.

جدول شماره ۲: داده های مخزنی چاه شماره ۵۱۵

well	#515
Reservoir press (psi)	6000
Reservoir Temp (F)	265
well Rate (bbl/day)	2000
API	20.17
Flowing pressure (psi)	187
porosity	12%
water Sat.	27%
Permeability (md)	1.2
production interval (m)	4205-4245
Lithology	limestone

لذا با توجه به اطلاعات در دسترس می توان شاخص تزریق پذیری (II) چاه مذکور را با توجه به رابطه شماره ۳ بر اساس داده های جدول شماره ۳ به صورت تقریبی محاسبه نمود.

جدول ۳: داده های لازم برای محاسبه شاخص تزریق پذیری

Note:	Unit	Value
shut in pressure before acid injection	psi	1100
shut in pressure after acid injection	psi	1200
injection pressure	psi	2000
acid volume HCL 15 %	gal	4000
acid volume HCL 128 %	gal	4000
water volume	gal	1760
Depth of acid based on well volume	ft	8327.92
Depth of Water based on well volume	ft	5740
injection rate	bbbl/min	4
density of HCL 28 %	ppg	9.33
density of water	ppg	8.33
Well volume	gal	9770
hydro static pressure HCL	psi	4040
hydro static pressure WATER	psi	2486
total injection pressure	Psi	8526
Injectivity	bbbl/day/psi	1.27

$$II = \frac{Q_i}{P_i - P_r}$$

رابطه ی ۳

که در این فرمول P_r فشار مخزن، P_i فشار تزریق و Q_i برابر با نرخ تزریق می باشد. برای محاسبه ی فشار تزریق با توجه به حجم داخلی چاه حدود ۹۹۷۰ گالن بوده که با توجه حجم تزریقی اسید ۸۰۰۰ گالن حداکثر عمقی از چاه که توسط اسید پر می شود (با توجه به قطر داخلی چاه در رشته ی تکمیلی و لاینر ۷ اینچ) حدود ۸۳۲۷ ft می باشد. با توجه به تزریق حدود ۲۰۰ بشکه آب برای جابجایی ستون اسید درون سازند، حداکثر ارتفاع آب درون چاه مشابه محاسبات برای سیال اسید معادل ۵۷۴۰ ft محاسبه گردید.

حال با توجه به فرمول فشار هیدرواستاتیک شماره ... فشار کلی ستون چاه را محاسبه کرده که برابر با ... می شود که با اضافه کردن فشار سطحی اندازه گیری شده ی در سر چاه (۲۰۰۰ پام) برابر با ۸۵۲۷ پام می باشد.

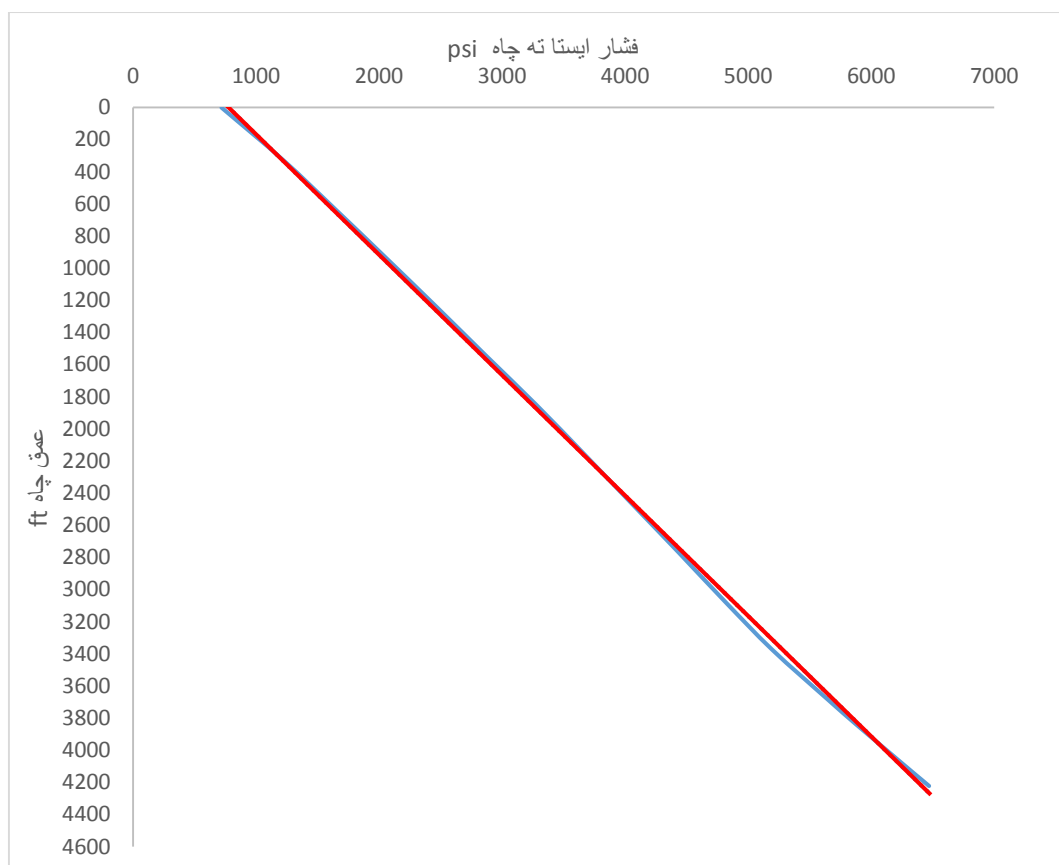
$$P = 0.052 * TVD * \rho \quad \text{رابطه ی ۴}$$

که در این رابطه TVD بر حسب ft برابر با عمقی از چاه که توسط سیال پر شده و ρ بر حسب ppg دانسیته سیالات پر کننده ستون چاه می باشد. مقدار شاخص تزریق پذیری برابر با ۱,۲۷ bbl/day/psi محاسبه شد که همانطور که مشاهده می گردد مقدار کم شاخص تزریق پذیری پس از تزریق اسید می تواند ناشی از آسیب سازندی، مسدود شدن گلوگاه های منافذ تولید، و ... باشد. از طرفی افزایش فشار ایستا ۲۰۰ پام برای این چاه همراه با نرخ تزریق پایین آن می تواند بیان کننده آسیب در ناحیه اطراف چاه باشد.

جهت ارزیابی نمودار های عملکرد تولید، از مدل PI در شبیه ساز Prosper استفاده شد. در حقیقت مدل PI نسبت دبی تولیدی به اختلاف فشار اولیه مخزن و فشار ته چاهی در بالای نقطه ی حباب را اندازه گیری می کند که نشان می دهد به ازای هر psi افت فشار بین فشار مخزن و فشار درون چاهی چه مقدار نفت در طول یک روز تولید می گردد. چاه شماره ۵۱۵ طبق آخرین گزارش با فشار سر چاهی 187 psi به مقدار ۲۰۰۰ بشکه در روز تولید داشته، لذا برای پیش بینی تولید قبل از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی برای این چاه از مدل PI استفاده می شود. رابطه PI در فرمول شماره 5 ارتباط فشار جریان با نرخ تولید را نشان می دهد.

$$PI = \frac{Q}{P_i - P_{wf}} \quad \text{رابطه ی 5}$$

در اینجا Q برابر با نرخ تولید چاه در ازای بشکه در روز، P_i فشار اولیه مخزن و P_{wf} فشار جریانی درون چاهی می باشد. داده های ورودی لازم برای ساخت مدل IPR شامل، فشار و دمای اولیه مخزن، درصد آب تولیدی، نسبت گاز به نفت تولیدی و شاخص PI می باشد که از داده ها فقط شاخص تولید اعلام نشده است. داده های فشار جریانی ته چاه از آزمایش های چاه آزمایی، ساق مته، نمودار نگار تولید و ... بدست می آید. آزمایش فشار ایستا انجام شده در چاه های مجاور در شکل شماره ۵، نشان می دهد که دو فازی شدن سیال در ستون چاه در عمق های نزدیک چاه شکل گرفته و انتخاب مدل PI که برای موارد بالاتر از فشار حباب می باشد را تایید می نماید.

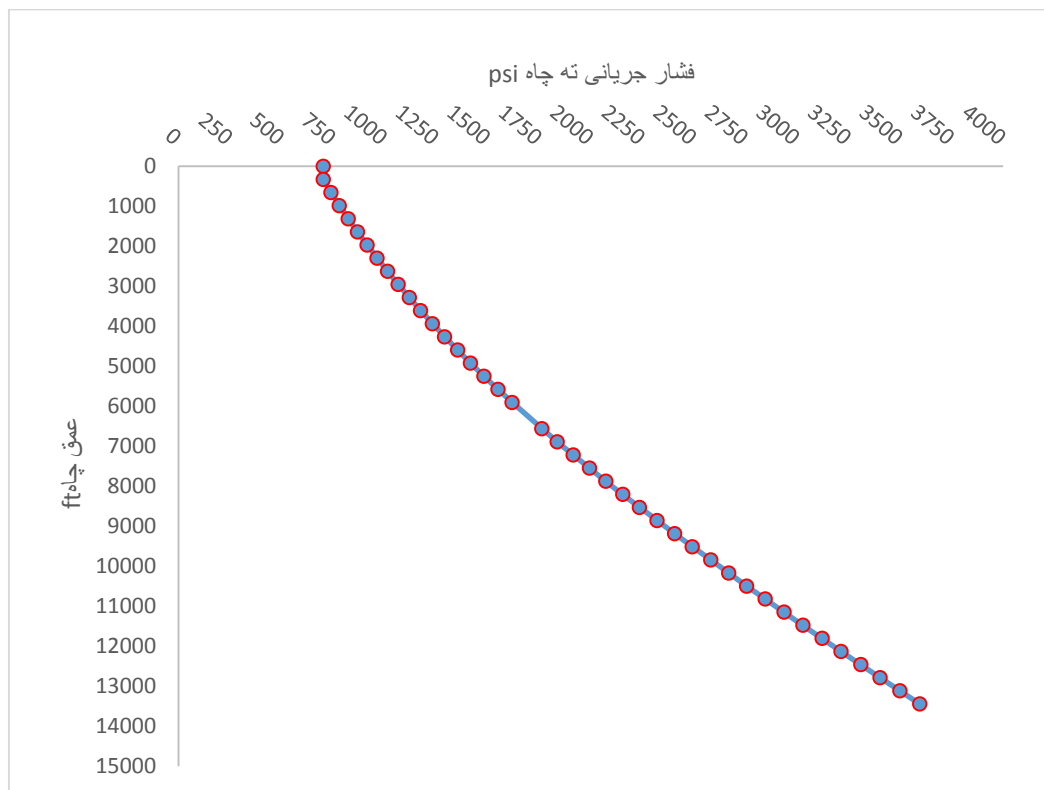


شکل شماره ۵: فشار ایستگاه اندازه گیری شده در چاه شماره ۵۱۵

به منظور محاسبه شاخص تولید از داده های چاه های مجاور (داده های فشار جریان ته چاه) جهت محاسبه این پارامتر استفاده گردید. شکل شماره ۶ نمودار فشار جریانی در مقابل عمق را نشان می دهد و اینکه داده های چاه مجاور تا عمق ۴۱۰۰ متری اندازه گیری شده، لذا با همین گرادیان فشار محاسبه شده در عمق ۴۰۹۷ متری که برابر با 0.96 psi/m می باشد، فشار جریانی ته چاه در عمق ۴۲۳۰ متری برابر با ۴۰۶۰ پام محاسبه گردید. با مشخص شدن فشار جریانی درون چاهی و نرخ تولید گزارش شده ی چاه با استفاد از رابطه شماره ۵ میزان شاخص تولید $1.03 \text{ (STB/day/psi)}$ حاصل گردید که به عنوان پارامتر ورودی و شبیه سازی نمودار عملکرد تولید استفاده شد.

بعد از به دست آوردن شاخص تولید، شبیه ساز نمودار عملکرد چاه ۵۱۵ قبل از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی را محاسبه نموده که به منظور محاسبه نقطه ی عملیاتی تولید نیازمند محاسبه نمودار فشار سطحی بر اساس قطر لوله مغزی، نسبت گاز به نفت

تولیدی و شرایط دمایی ته چاه می باشد. لذا پس از ورود داده های رشته تکمیلی و عمق جداری ها، نمودارهای عملکرد سر چاهی^{۶۷} را بر اساس روابط موجود در شبیه ساز محاسبه گردید.



شکل شماره ۶: نمودار فشار جریان در مقابل عمق

برای محاسبه ی شاخص تولید از آنالیز گره ای^۸ استفاده شد. برای این منظور فشار Top Node در ایجا برابر با آخرین فشار سطحی سر چاهی (۱۸۷ پام) در نظر گرفته شد. برای محاسبه ی VLP از رابطه Petroleum expert 2 استفاده شده است. شبیه ساز Prosper نیاز به انتخاب تعدادی نرخ تولید دارد تا فشارهای VLP و IPR مربوط به این نرخ ها محاسبه شود. که در این چاه حدود ۲۰ نرخ به صورت افزایش خطی برای محاسبات وارد مدل گردید. همچنین نود های ابتدا و انتهای چاه طبق جدول شماره ۴ برای محاسبات فشار بین این دو نقطه (بالا و پایین چاه) را انجام می دهد.

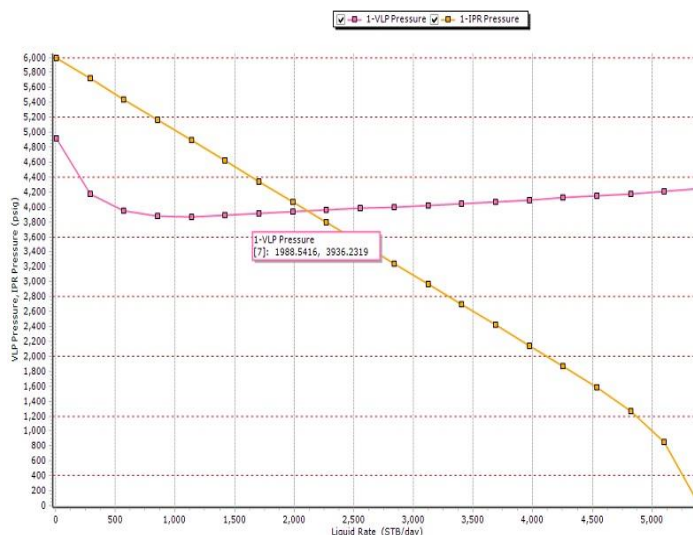
^{۶۷}Vertical lift Performance (VLP)

^۸Nodal Analysis

جدول شماره ۴ : داده های ورودی برای محاسبه ی VLP

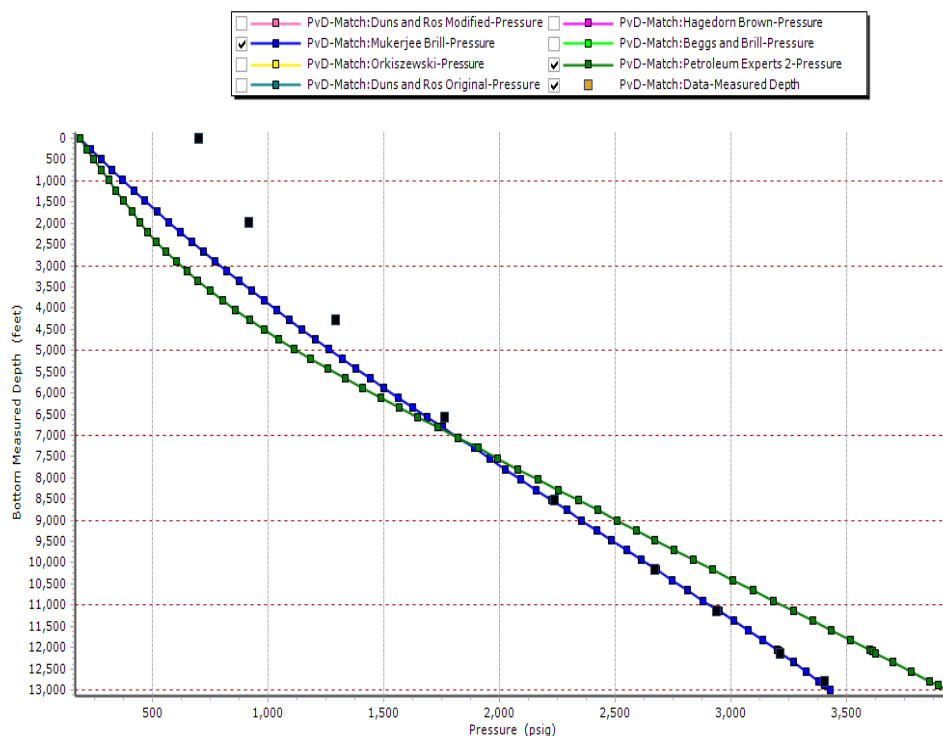
Top Node Pressure (psi)	187
Water Cut	0
Total GOR (scf/stb)	400
Surface Equipment Corelation	No
Vertical Lift Corelation	Petroleum Expert 2
Rate Method	Linear Auto
First Node	Wellhead
Last Node	Bottom Hole

خروجی مدل چاه شماره ۵۱۵ برای نمودارهای عملکرد تولید و VLP در شکل شماره ۷ آمده است. همانطور که در نقطه ی عملکرد مشاهده می گردد، فشار جریان درون چاهی با نرخ تولید حدود ۲۰۵۰ بشکه در روز و فشار سرچاهی ۱۸۷ پام برابر با معادل ۳۹۳۶ پام محاسبه شده که با مقدار تقریبی فشار جریان درون چاهی که از داده های چاه های مجاور در نظر گرفته شد با تقریب مناسبی نزدیک می باشد. همچنین شاخص عملکرد تولید با این فشار درون چاهی معادل 0.96 stbd/psi به دست آمده که نزدیک به مقدار محاسبه شده ی قبلی می باشد.



شکل شماره ۶ : نمودار عملکرد تولید و VLP چاه ۵۱۵

همانطور که قبلا اشاره شد، برای محاسبات داده های VLP از رابطه Petroleum Expert 2 (طبق تجربیات قبلی این رابطه همخوانی بهتری برای چاه های نفتی با شرایط GOR پایین دارد) به صورت پیش فرض استفاده شد. به منظور ارزیابی دقت پیش بینی این رابطه در محاسبات فشار جریان درون چاهی، آنالیز حساسیت داده های فشار جریانی درون چاهی (شکل شماره ۷) با دیگر روابط مرسوم انجام گرفت. نتایج نشان دهنده همخوانی رابطه Mukerjee and Brill در عمق های زیاد می باشد (نمودار آبی رنگ) و رابطه Petroleum Expert 2 در عمق های بالا و پایین همخوانی کمتری با داده های اندازه گیری شده فشار جریانی در نظر گرفته شده برای این چاه ندارد. همچنین در خروجی ارائه شده برای رابطه ی Mukerjee and Brill به تطبیق پذیری کمتر این رابطه با داده های PVT وارده اشاره دارد که در صورت ارائه دقیق تر داده های PVT و تطبیق پذیری بیشتر می توان خطای محاسبات را به حداقل رساند. البته باید در نظر گرفت منبع این خطا الزاما از داده های PVT نبوده و داده های در نظر گرفته برای فشار درون چاهی از چاه های مجاور اخذ شده است. محاسبات دیگر روابط به علت عدم همخوانی توسط خود شبیه ساز پس از حساسیت سنجی مد نظر قرار نگرفت.



شکل شماره ۷: محاسبه فشار درون چاهی با روابط PEX 2 و M & B با داده های واقعی

ساخت مدل PI بعد از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی

قابلیت تحویل دهی چاه^{۷۰} در یک مخزن با شکاف هیدرولیکی توسط شبکه شکاف و قابلیت انتقال ماتریس-شکاف کنترل می شود. ارتباط بین ماتریس و شکاف شاید منجر به کاهش تراوایی به علت شرایط تکمیل و رسوب و تجمع ذرات گردد که به عنوان Skin Fracture Face شناخته می شود. این کاهش تراوایی شرایط نامطلوبی بوده که منجر به افت فشار اضافی و کاهش قابلیت تولید PI می شود. در طول فرایند شکاف هیدرولیکی تمام سیال تزریقی درون سازند پس از تمیز سازی درون چاه بر نمی گردد که می تواند به علت پسماند مایع^{۷۱} و هدر رفت درون فضای بین شکاف و ماتریس باشد. در بعضب مواقع این پسماند می تواند منجر به ایجاد یک ناحیه با اشباع آب بالا گردد که تراوایی نسبی سیال تولیدی را کاهش می دهد. این اثر می تواند به عنوان اختلال در دیواره شکاف ایجاد شده برابر با Fracture Face Skin مدل شود. البته صرفا پسماند مایع منجر به این پدیده نشده و تخلیه فشار ماتریس و شکاف منجر به ایجاد افت فشار در شکاف و منجر شدن به پدیده ی مذکور گردد.

برای ساخت مدل IPR چاه بعد از ایجاد شکاف هیدرولیکی، ابتدار از مدل FRACPRO داده های طول شکاف حکاکی شده^{۷۲} هدایت پذیری بدون بعد^{۷۳} را بدست آوریم. داده های PVT طبق مدل قبل از ایجاد شکاف، تطبیق شده، بدین منظور برای محاسبه ی مدل IPR و TPR این چاه، از مدل Hydraulically fractured well استفاده می کنیم. مدل مذکور بر اساس مقاله Cinco et all (در سال ۱۹۸۷) رابطه ی رفتار جریان فشار گذرا^{۷۴} در یک چاه با شکاف های عمودی با هدایت پذیری محدود در شبیه ساز Prosper ساخته شده است. رفتار فشار گذرا برای یک چاه با شکاف هیدرولیکی را می توان با تجزیه و تحلیل حل معادلات دیفرانسیل که این پدیده را با شرایط اولیه و مرزی مناسب توصیف می کند، مورد مطالعه قرار داد. مفروضات به کار برده شده برای این معادله برابر با شرایط زیر می باشد.

- ۱- لایه هدف افقی و بین دو لایه بدون تراوایی با شرایط همگن باشد. ضخامت لایه ثابت باشد و تراوایی و تخلخل مستقل از فشار باشند.

^{۷۰}Well Deliverability

^{۷۱}Fluid Retention

^{۷۲}Etched Length

^{۷۳}Dimensionless Conductivity

^{۷۴}Pressure Transient Analysis

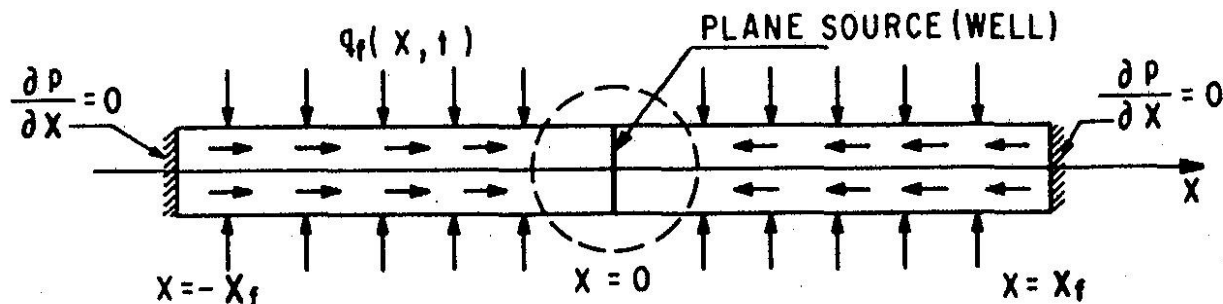
۲- مخزن دارای سیال با تراکم پذیری کم باشد

۳- سیال تولید از درون شکاف جریان داشته باشد.

علاوه بر شرایط اشاره شده، اثرات نیروی ثقل در این معادله ناچیز در نظر گرفته شده و جریان آرام درون شکاف حاکم می باشد. تحت این شرایط، جریان سیال توسط معادله ی انتشار دو بعدی قابل توصیف می باشد. به منظور توصیف این معادله، جریان در شکاف و جریان در مخزن به صورت جداگانه مورد اشاره قرار می گیرد.

رفتار جریان در شکاف

شکاف در نظر گرفته شده همانطور که اشاره گردید، با مشخصاتی همچون، همگن بودن، محدود بودن هدایت پذیری، نصف طول و عرض بازشدگی و ارتفاع برای مدل معرفی می گردد. سیال با نرخ $q(x, t)$ در طول وارد شکاف می شود و جریان در لبه این محیط متخلخل ناچیز است زیرا عرض شکاف در مقایسه با طول بسیار کوچک است (شکل شماره ۸).



شکل شماره ۸: جریان از مخزن درون شکاف با شرایط مرزی (Ahmed 2018)

برای توصیف این رفتار جریان از مخزن به شکاف، معادله ی انتشار به صورت زیر تعریف می گردد.

$$\frac{\delta_{pf}^2}{\delta_x^2} + \frac{\mu}{k_f} \frac{q_f}{wh} = \frac{\mu \phi_f c_{ft}}{k_f} \frac{\delta_{pf}}{\delta_t} \quad \text{رابطه ی 6}$$

که در اینجا q_f برابر با جریان سیال از مخزن به شکاف می باشد. شرط اولیه برای حل این معادله برابر با:

$$, 0 \leq x \leq x_f p_f(x, t = 0) = p_i \quad \text{رابطه ی 7}$$

دیگر شرایط مرزی برای حل معادله مذکور شامل:

$$\frac{\delta p_f}{\delta x} \Big|_{x=0} = -\frac{qu}{2wk_f h} \quad \text{رابطه ی 8}$$

$$\frac{\delta p_f}{\delta x} \Big|_{x=x_f} = 0 \quad \text{رابطه ی 9}$$

حل معادله انتشار با شرایط مرزی اولیه و ثانویه با استفاده از توابع گرین و چشمه^{۷۵} و روش محصول نیومن که به طور گسترده توسط گرینگارتن و رامی مورد بحث قرار گرفته، به صورت زیر تعریف می گردد که در آن افت فشار بدون بعد درون شکاف در هر مکان و زمان بدون بعد X_d و t_d حاصل می گردد.

$$P_{fd}(x_d, t_d) = \frac{kh [p_i - p_f(x, t)]}{141.2q_w B \mu} \quad \text{رابطه ی 10}$$

$$X_d = \frac{x}{x_f} \quad \text{رابطه ی 11}$$

$$t_d = \frac{0.000264kt}{\mu \phi c_t x_f^2} \quad \text{رابطه ی 12}$$

انتخاب مدل IPR چاه با شکاف هیدرولیکی

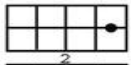
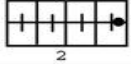
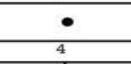
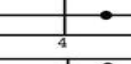
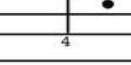
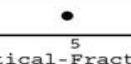
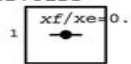
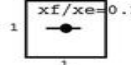
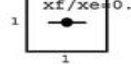
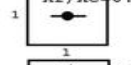
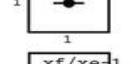
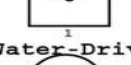
بعد از انتخاب مدل تولید، داده های لازم برای محاسبه وضعیت تولید طبق جدول شماره ۵ وارد مدل Prosper می گردد.

^{۷۵}Source term

جدول شماره ۵ : داده های ورودی برای ساخت مدل IPR بعد از شکاف هیدرولیکی

Reservoir Pressure	6000	psig
Reservoir temperature	265	deg F
Water Cut	0	percent
Total GOR	400	scf/STB
Reservoir Permeability	1.2	md
Reservoir thickness	130	feet
Drainage area	358	acres
Dietz shape factor	۲,۶۵۴۱	
wellbore reduce	0.25	feet
the time since production start	0.01	days
reservoir porosity	0.12	fraction
fracture height	167	feet
Fracture length	346	feet
conductivity dimensionless fracture	1.885	
Fracture Skin Face	0	

در معادلات جریان در محیط متخلخل، دو پارامتر CA و A (Dietz shape factor و Drainage area) به طور همزمان وارد معادله می شوند. منبع اصلی برای اندازه گیری CA جدول معروف Dietz است که مبنای محاسبات برای جریان سیال می باشد. هرچند که در سال های بعد روش های مختلفی برای محاسبه CA مورد مطالعه قرار گرفت که اکثر آن ها بر پایه چاه آزمایی بدست آمده است. در این مطالعه با توجه به هدف اصلی که پیش بینی تولید می باشد، از همان جدول مبنای محاسبه ی CA استفاده می گردد.

In bounded Reservoirs	C_A	Exact for $t_{DA} >$		C_A	Exact for $t_{DA} >$
	31.62	0.1		0.5813	2.0
	31.6	0.1		0.1109	3.0
	27.6	0.2		5.379	0.8
	27.1	0.2		2.6896	0.8
	21.9	0.4		0.2318	4.0
	0.098	0.9		0.1155	4.0
	30.8828	0.1		2.3606	1.0
Vertical-Fractured reservoirs Use $(X_e/X_f)^2$ in place of A/r_w^2 for fractured reservoirs					
	12.9851	0.7		2.6541	0.175
	4.5132	0.6		2.0348	0.175
	3.3351	0.7		1.9986	0.175
	21.8369	0.3		1.662	0.175
	10.8374	0.4		1.3127	0.175
	4.5141	1.5		0.7887	0.175
Water-Drive reservoirs					
	2.0769	1.7		19.1	--
Unknown Drive mechanism					
	3.1573	0.4		25.0	--

شکل شماره ۹: جداول C_A برای حالت های مختلف محل چاه در مخزن (Ahmed 2018)

برای محاسبه مساحت ناحیه تخلیه، حالت مستطیل را در نظر گرفته (با توجه به اینکه طول کلی شکاف ایجاد شده در چاه ۵۱۵ در حالت بهینه برابر با ۷۸۰ فوت و عرض باز شده در حد ۰٫۲، اینچ (۰٫۱ فوت) بوده این مدل مساحت در نظر گرفته شد). به منظور انتخاب شکل تخلیه میزان X_e را ۱۰ برابر X_f در نظر گرفته ($X_f/X_e = 0.1$) لذا طبق شکل شماره ۹ میزان $CA=2.6541$ انتخاب و وارد مدل IPR شد. (مساحت ناحیه تخلیه $X_e=7800$ ft و $W= 2000$ ft به میزان $A= 358$ Acres می باشد). لازم به ذکر

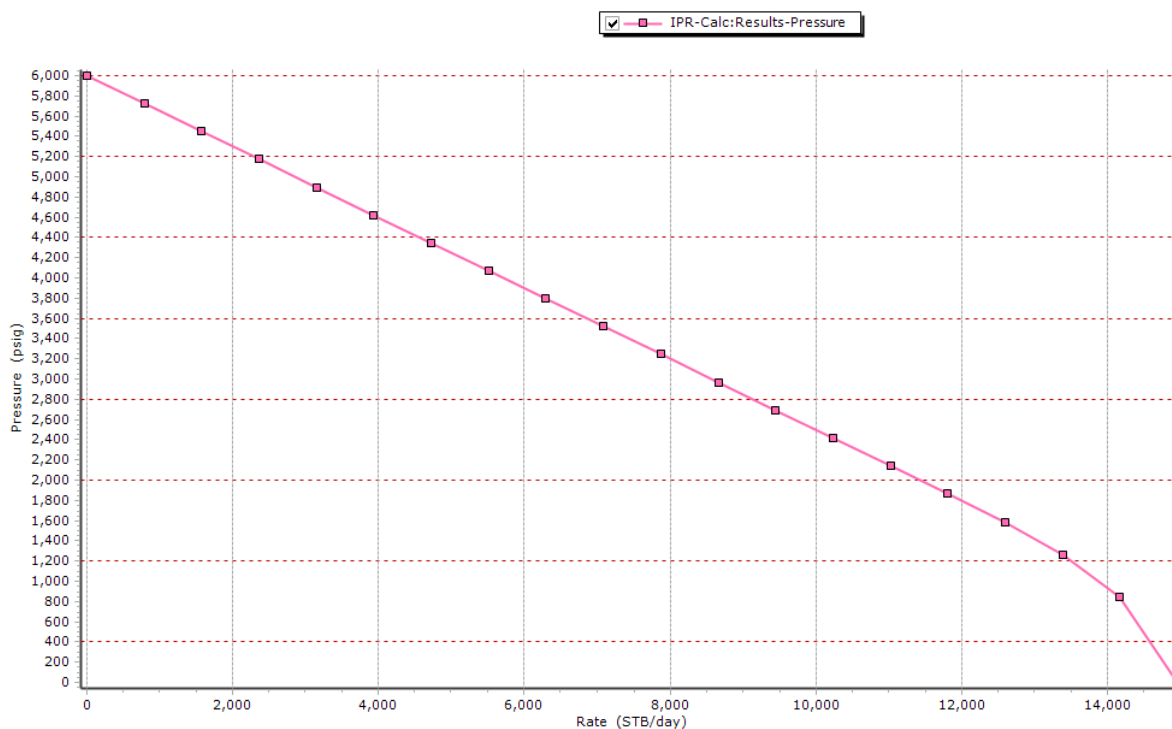
است که عدد وارد شده برای طول شکاف، مربوط به مقدار میانگین طولی از شکاف ایجاد شده است که توسط اسید خورده شده و میسر هدایت پذیر را در اختیار قرار می دهد. (Etched Length= 346 ft).

برای ساخت مدل IPR، در صورت انتخاب مدل Hydraulically fractured well، پارامتر مذکور معادل Fracture Face Skin در نظر گرفته می شود. یکی از روش های ارزیابی این پدیده، روش آنالیز جریان گذرا^{۷۷} PT^{۷۷} می باشد که در شبیه سازهای مخزن نظیر CMG برای مخازن با شکاف هیدرولیکی به صورت جامع توسط محقق های مختلفی انجام شده و در این بررسی از شبیه ساز Prosper استفاده شده است. طبق تعریف شبیه ساز " اگر برنامه شکاف هیدرولیکی به گونه ای انجام شده باشد که افت فشار اضافی در شکاف وجود نداشته باشد، می توان آن را روی صفر تنظیم کرد". لذا این پارامتر ورودی به صورت پیش فرض صفر در نظر گرفته می شود (پس از این مرحله آنالیز حساسیت این پارامتر مورد ارزیابی قرار می گیرد).

البته همانطور که پیش تر اشاره شد، میزان افت فشار درون شکاف زمانی ایجاد می شود که پسماند مایع یا تخلیه فشاری ماتریس و شکاف ایجاد شده که در این بررسی تحلیلی (در صورت آنالیز جریان برگشتی^{۷۷}، میزان حجم تزریق قبل و بعد از تمیز سازی و میزان خاص آب برگشتی، Micro Seismic این موضوع می تواند مورد توجه بیشتری قرار گیرد) از این موضوع صرف نظر شده و مقدار این پارامتر ۰ در نظر گرفته شده است. شایان ذکر است که برای بررسی این پدیده به زمان بسیار کوتاه برای آنالیز جریان گذرا برای دیدن این پدیده، بازه ی زمانی ارزیابی عملکرد بسیار کوتاه در نظر گرفته شده (از همان دقایق جریان برگشتی از چاه زمان را محاسبه نموده) که در آنالیز های چاه آزمایی مرسوم که تا شرایط فشار تقریباً ثابت انجام می شوند این پدیده دیده نمی شود.

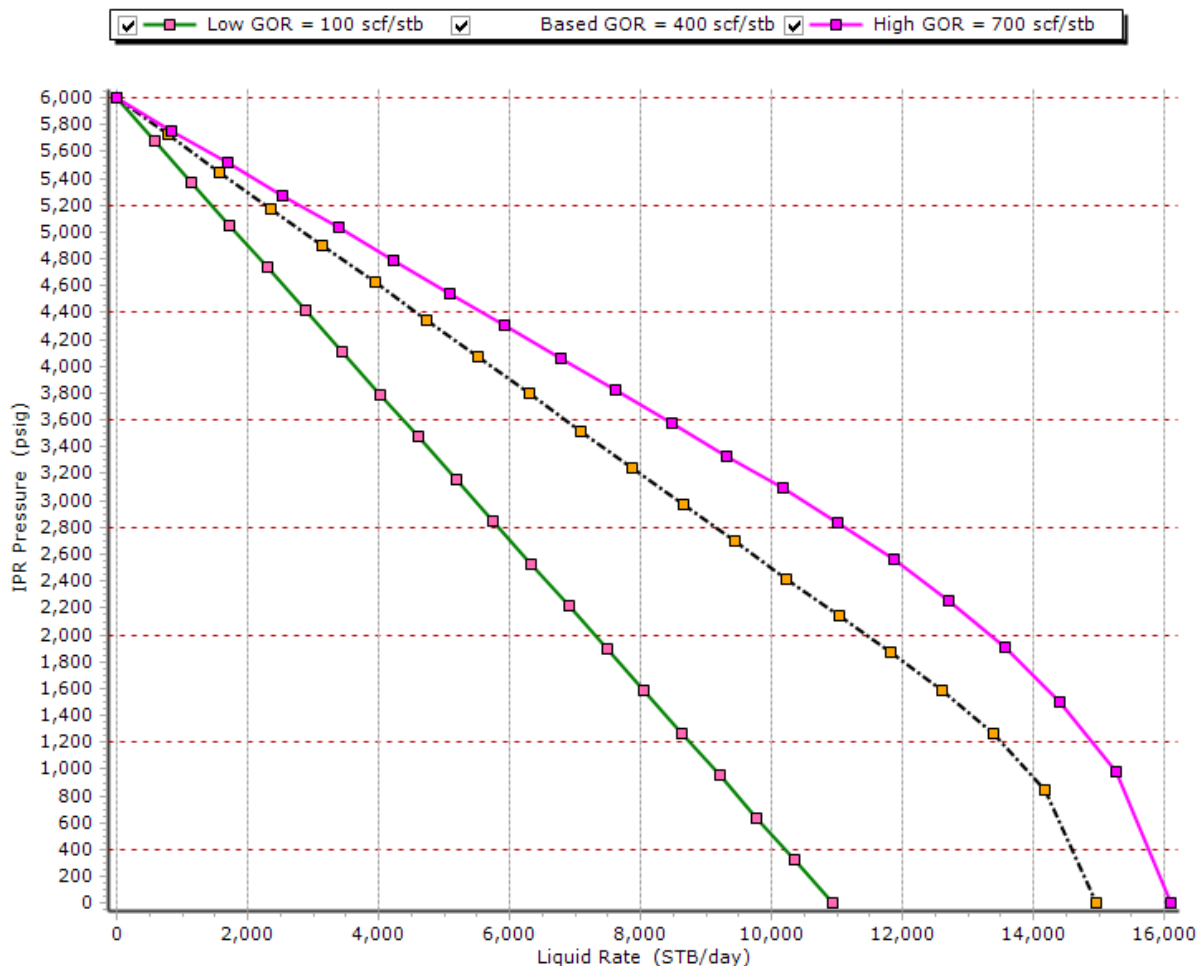
پس از اجرای مدل نمودار عملکرد تولید چاه پس از شکاف در شکل ۱۰ بدست آمد که در اینجا میزان AOF نزدیک ۱۵۰۰۰ بشکه در روز پیش بینی شده است.

^{۷۷}Pressure Transient Analysis^{۷۷}Flow Back Analysis



شکل شماره ۱۰ : نمودار عملکرد تولید چاه ۵۱۵ بعد از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی

همانطور که پیشتر اشاره شد این نمودار عملکرد بر اساس داده ی ورودی $GOR=400$ که قبل از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی بوده با داده های فشار مخزن و درصد اب تولیدی مشابه قبل حاصل شده است. به منظور بررسی وضعیت و واقع نگری به پارامترهای ورودی به مدل پس از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی، پارامترهایی نظیر GOR , $Water\ Cut$ و ... مورد آنالیز حساسیت قرار گرفت.

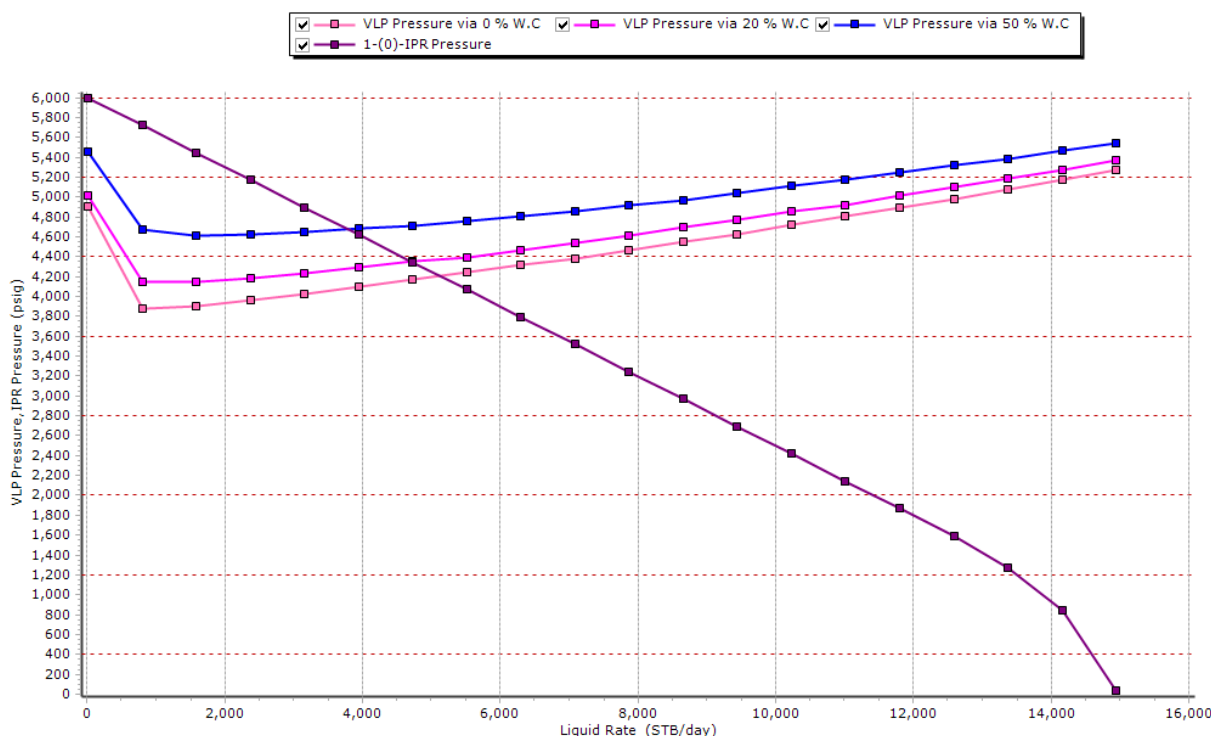


شکل شماره ۱۱: تغییرات نمودار عملکرد تولید بر اساس GOR های مختلف

همانطور که از شکل ۱۱ مشاهده می شود در صورت کاهش GOR نمودار عملکرد تولید به صورت خطی درآمده که گویای شرایط بالای اشباع بودن مخزن بودن و در مورد GOR بالا مقدار انحراف از حالت خطی نمودار IPR بیشتر شده و شرایط پایین فشار اشباع و دوفازی شدن سیال مشاهده می شود. هدف از ارزیابی GOR بررسی اثر این پارامتر بر نمودار GOR بوده و همچنین در صورت داشتن مقدار واقعی بعد از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی، این تغییرات را با مدل PVT و روابط مقایسه کرده و با اطلاعات اولیه از مخزن مورد آنالیز قرار داد که در صورت ممکن احتمال خطای اندازه گیری GOR در تفکیک سر چاهی را با دلیل قانع کننده تری ارائه داد.

در این بررسی اثرات تغییرات GOR روی IPR و TPR به منظور کاهش پارامترهای نا مشخص در نظر گرفته نشد و مقدار GOR اولیه چاه بعد از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی مورد استفاده قرار گرفت.

به منظور ارزیابی PI چاه بعد از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی از آنالیز گره ای به صورت مشابه قبل استفاده شد. برای محاسبه ی VLP از رابطه Petroleum Expert 2 استفاده شده و تغییرات Water Cut در مقادیر ۰ و ۲۰ و ۵۰ درصد برای آنالیز حساسیت محاسبه شد که تاثیر چندانی بر نمودار IPR نداشته اما روی نمودار VLP طبق شکل شماره ۱۲ اثرات این تغییرات دیده می شود.

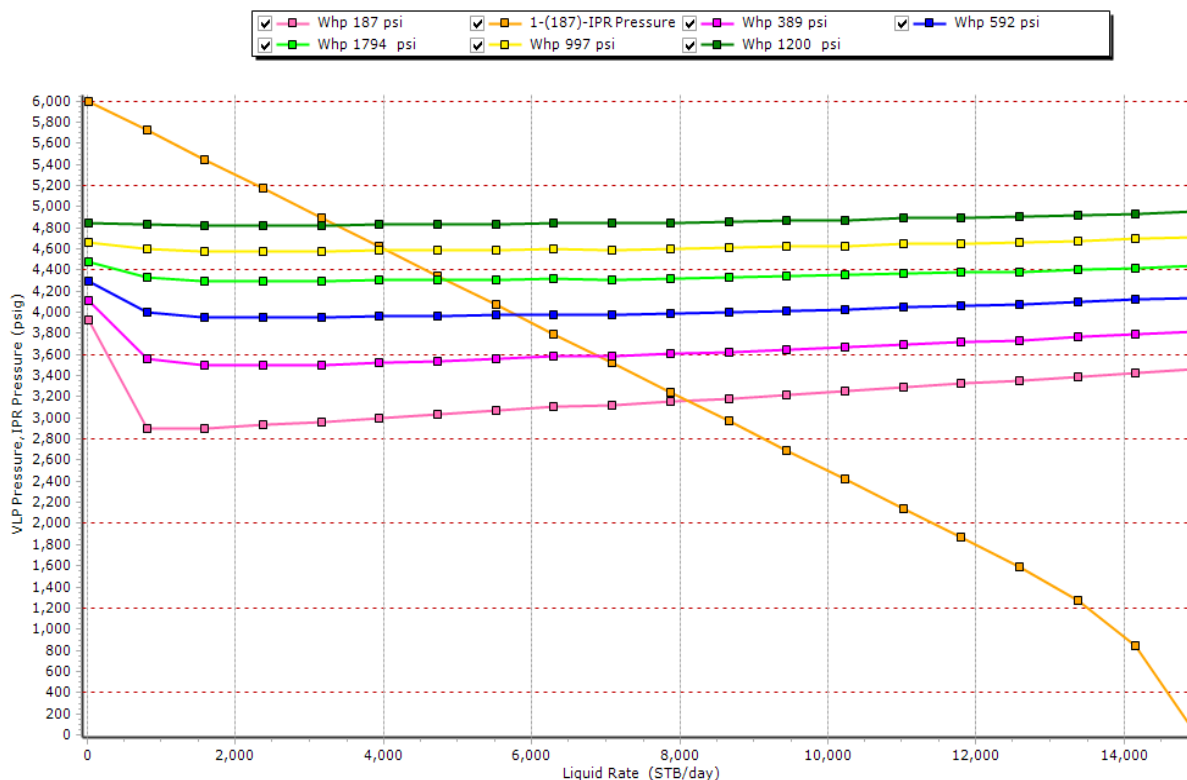


شکل شماره ۱۲ : اثر تغییرات درصد تولید آب بر نمودار VLP

با توجه به مشخص نبودن مقدار فشار سطحی بعد از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی آنالیز گره ای برای فشار سر چاهی (از فشار ۱۸۷ پام قبل از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی افزایش تا ۱۲۰۰ پام) به صورت افزایشی در نظر گرفته شد که نتایج آن در شکل شماره ۱۳ مشاهده می گردد. طبق شکل ۱۳ نقطه ی عملکردی چاه شماره ۵۱۵ با همان فشار سر چاهی قبلی ۱۸۷ psi برابر با

دبی ۷۸۷۲ بشکه در روز و مقدار فشار جریانی ۳۱۵۳ psi بدست آمده که در این صورت مقدار شاخص تولید انجام شکاف هیدرولیکی

دبی ۷۸۷۲ بشکه در روز و مقدار فشار جریانی ۳۱۵۳ psi بدست آمده که در این صورت مقدار شاخص تولید انجام شکاف هیدرولیکی



شکل شماره ۱۳ : آنالیز گره ای تغییرات نقطه ی عملکردی با فشار های مختلف سر چاهی

در صورت فرض افزایش فشار سر چاهی از ۱۸۷ به ۳۸۹ psi یعنی حدود دو برابر افزایش، در این صورت نقطه ی عملکردی نرخ تولید ۷۰۸۶ بشکه در روز و فشار جریانی ته چاه به مقدار ۳۵۱۹ پام را نشان می دهد. شاخص تولید PI در این حالت برابر با ۲.۸۵ که دو برابر شدن شاخص تولید را در بر خواهد داشت. در این مرحله در صورت داشتن داده های آزمایش فشار جریانی در مقابل عمق بعد از انجام شکاف هیدرولیکی از داده های PLT یا Flowing Survey Pressure می توان به مانند قبل بهترین انطباق بین داده های اندازه گیری شده با روابط مندرج در شبیه ساز را بدست آورد که در اینجا از همان رابطه ی قبلی P.X 2 استفاده شد. طبق جدول شماره ۶ شرایط چاه شماره ۵۱۵ قبل و بعد از انجام عملیات شکاف هیدرولیکی را نشان می دهد.

جدول شماره ۶: خلاصه وضعیت چاه ۵۱۵ قبل و بعد از انجام شکاف هیدرولیکی

P	P _{wh}	P _{wf}	Q	GOR	PI
psi	psi	psi	bbl/day	scf/stb	stb/d/psi
6000	187	3936	2000	400	0.988
6000	389	3519	7086	400	2.85

همچنین خروجی مدل VLP در ستون چاه با توجه به رابطه ی Petroleum Expert 2 رژیم جریان در سرار ستون چاه را مدل

کرده و انواع رژیم های جریانی دو فاز را با شرایط اعمال شده طبق جدول شماره ۷ پیش بینی کرده است.

جدول شماره ۷: داده های خروجی مدل VLP برای ستون چاه و مدل های جریان دوفازی پیش بینی شده

Depth	P	T	Gradient	Holdup	Regime	Static Gradient	Friction Gradient	Slip Liquid Velocity	Slip Gas Velocity	Superficial Liquid Velocity	Superficial Gas Velocity
(feet)	(psig)	(deg F)	(psi/ft)			(psi/ft)	(psi/ft)	(ft/sec)	(ft/sec)	(ft/sec)	(ft/sec)
0	187	239.31			Well Head	0.108	0.010				
246.1	216.93	239.39	0.12159	0.32391	Slug	0.111	0.010	20.375	50.948	6.6	34.445
492.2	247.21	242.79	0.12304	0.33108	Slug	0.113	0.010	19.934	44.365	6.6	29.677
738.4	277.8	246.18	0.12429	0.33647	Slug	0.118	0.009	19.615	39.163	6.6	25.986
984.5	309.36	241.58	0.12822	0.34968	Slug	0.125	0.009	18.874	35.082	6.6	22.814
1230.6	342.44	236.97	0.13442	0.36963	Slug	0.130	0.008	17.855	31.716	6.6	19.993
1476.7	376.63	240.37	0.1389	0.3838	Slug	0.133	0.008	17.196	28.745	6.6	17.712
1722.8	411.48	243.76	0.14161	0.39219	Slug	0.137	0.008	16.828	26.129	6.6	15.882
1969	447.37	239.16	0.14584	0.40514	Slug	0.142	0.008	16.29	23.859	6.6	14.193
2215.1	484.29	242.55	0.15	0.41769	Slug	0.146	0.008	15.801	21.836	6.6	12.716
2461.2	522.22	237.95	0.1541	0.42989	Slug	0.150	0.007	15.352	20.023	6.6	11.415
2707.3	561.14	241.34	0.15815	0.44183	Slug	0.151	0.009	14.937	18.386	6.6	10.263



2953. 5	600.6 4	244. 74	0.160 46	0.444 17	Slug	0.156	0.009	14.859	16.764	6.6	9.318
3199. 6	641.2 5	240. 13	0.165 03	0.458 63	Slug	0.161	0.008	14.39	15.514	6.6	8.399
3445. 7	682.8 9	243. 53	0.169 16	0.474 65	Slug	0.167	0.008	13.997	14.408	6.644	7.569
3691. 8	725.8 2	246. 92	0.174 45	0.497 3	Slug	0.175	0.007	13.519	13.679	6.723	6.876
3937. 9	770.6 8	242. 32	0.182 26	0.526 22	Slug	0.184	0.007	12.879	13.039	6.777	6.178
4184. 1	817.7 9	237. 71	0.191 41	0.557 53	Slug	0.193	0.007	12.21	12.369	6.808	5.473
4430. 2	866.9	241. 11	0.199 51	0.588 41	Slug	0.200	0.006	11.675	11.833	6.869	4.87
4676. 3	917.6 6	244. 5	0.206 28	0.618 29	Slug	0.208	0.006	11.26	11.418	6.962	4.358
4922. 4	970.4	239. 9	0.214 26	0.650 22	Slug	0.216	0.006	10.812	10.969	7.03	3.837
5168. 5	1025. 0	243. 29	0.222 16	0.682 67	Slug	0.224	0.005	10.405	10.561	7.103	3.351
5414. 7	1081. 66	238. 69	0.229 92	0.715 51	Slug	0.232	0.005	10.034	10.189	7.179	2.899
5660. 8	1140. 12	242. 08	0.237 49	0.748 62	Slug	0.238	0.005	9.697	9.852	7.26	2.477
Dept h	P	T	Gradi ent	Holdu p	Regi me	Static Gradi ent	Friction Gradi ent	Slip Liquid Velocity	Slip Gas Velocity	Superficial Liquid Velocity	Superficial Gas Velocity
(feet)	(psig)	(deg F)	(psi/ft)			(psi/ft)	(psi/ft)	(ft/sec)	(ft/sec)	(ft/sec)	(ft/sec)
5906. 9	1200	245. 47	0.243 31	0.779 73	Slug	0.245	0.005	9.453	9.607	7.371	2.116

6153	1261. 6	240. 87	0.250 29	0.812 69	Slug	0.252	0.005	9.178	9.331	7.459	1.748
6399. 2	1324. 84	244. 26	0.256 94	0.845 5	Slug	0.255	0.005	8.931	9.083	7.551	1.403
6645. 3	1388. 79	247. 66	0.259 82	0.883 18	Bubbl e	0.260	0.005	8.688	9.488	7.673	1.108
6891. 4	1453. 99	243. 05	0.264 94	0.913 21	Bubbl e	0.267	0.004	8.511	9.311	7.772	0.80809
7137. 5	1520. 72	238. 45	0.271 1	0.944 65	Bubbl e	0.271	0.004	8.309	9.109	7.849	0.50419
7383. 6	1588. 48	241. 84	0.275 32	0.973 2	Bubbl e	0.274	0.004	8.175	8.975	7.956	0.24056
7629. 8	1656. 8	245. 24	0.277 61	0.998 65	Bubbl e	0.274	0.004	8.103	8.904	8.092	0.012002
7875. 9	1725. 23	240. 63	0.278 04	1	Bubbl e	0.275	0.004	8.09	0	8.09	0
8122	1793. 82	244. 03	0.278 68	1	Bubbl e	0.275	0.004	8.071	0	8.071	0
8368. 1	1862. 56	239. 42	0.279 29	1	Bubbl e	0.276	0.004	8.054	0	8.054	0
8614. 3	1931. 44	242. 82	0.279 86	1	Bubbl e	0.275	0.004	8.037	0	8.037	0
8860. 4	2000. 16	246. 21	0.279 2	1	Bubbl e	0.276	0.004	8.056	0	8.056	0
9106. 5	2069	241. 61	0.279 73	1	Bubbl e	0.277	0.004	8.04	0	8.04	0
9352. 6	2138. 27	237	0.281 43	1	Bubbl e	0.278	0.004	7.991	0	7.991	0
9598. 7	2207. 66	240. 4	0.281 91	1	Bubbl e	0.277	0.004	7.978	0	7.978	0



9844.9	2276.86	243.79	0.28118	1	Bubble	0.278	0.004	7.998	0	7.998	0
10091	2346.17	239.19	0.28163	1	Bubble	0.278	0.004	7.985	0	7.985	0
10337.1	2415.6	242.58	0.28206	1	Bubble	0.277	0.004	7.973	0	7.973	0
10583.2	2484.83	245.98	0.2813	1	Bubble	0.278	0.004	7.995	0	7.995	0
10829.3	2554.16	241.37	0.2817	1	Bubble	0.278	0.004	7.983	0	7.983	0
11075.5	2623.59	244.77	0.2821	1	Bubble	0.278	0.004	7.972	0	7.972	0
11321.6	2693.11	240.16	0.28248	1	Bubble	0.279	0.004	7.961	0	7.961	0
11567.7	2762.73	243.55	0.28285	1	Bubble	0.278	0.004	7.95	0	7.95	0
Depth	P	T	Gradient	Holdup	Regime	Static Gradient	Friction Gradient	Slip Liquid Velocity	Slip Gas Velocity	Superficial Liquid Velocity	Superficial Gas Velocity
(feet)	(psig)	(deg F)	(psi/ft)			(psi/ft)	(psi/ft)	(ft/sec)	(ft/sec)	(ft/sec)	(ft/sec)
11813.8	2832.15	246.95	0.28205	1	Bubble	0.278	0.004	7.973	0	7.973	0
12060	2901.65	242.34	0.2824	1	Bubble	0.280	0.000	7.963	0	7.963	0
12295	2967.53	237.59	0.28033	1	Bubble	0.280	0.000	3.221	0	3.221	0
12530	3033.49	240.83	0.2807	1	Bubble	0.280	0.000	3.216	0	3.216	0
12765	3099.41	240.07	0.28049	1	Bubble	0.280	0.000	3.219	0	3.219	0



1300	3165.	239.	0.280	1	Bubbl	0.108	0.010	3.215	0	3.215	0
0	41	31	84		e						

منابع

- آقا نباتی ع.، ۱۳۸۳. زمین شناسی ایران، انتشارات سازمان زمین شناسی، ۶۴۰ ص.
- توانایی ف.، محمدیان ر.، مسعودی پ.، ۱۳۹۴. پهنه بندی میدان اهواز از دیدگاه زمین شناسی ساختمانی، اولین کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت، مرکز همایش های بین المللی پژوهشگاه صنعت نفت، تهران.
- شرکت ملی نفت خیز جنوب، (۱۳۹۲). گزارش تفسیر نمودار تصویری OMRI در چاه ۴۸۸ اهواز، ایران.
- مطیعی ه.، ۱۳۷۲. زمین شناسی ایران: چینه شناسی زاگرس، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۵۳۶ ص.
- Adams, J. and Rowe, C., 2013. Differentiating Applications of Hydraulic Fracturing. Intech, Chapter 18, 391-400.
- Ahmed, T., 2018. *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
- Bunger, A.P., Gordeliy, E. and Detournay, E., 2013. Comparison between laboratory experiments and coupled simulations of saucer-shaped hydraulic fractures in homogeneous brittle-elastic solids. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 61(7), pp.1636-1654.
- Eaton B.A., 1975. The equation for geopressure prediction from well logs. In Fall meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Society of Petroleum Engineers.
- Guo, B., Liu, X., Tan, X., 2017. Chapter 13 - Acidizing, in: Guo, B., Liu, X., Tan, X.B.T.-P.P.E. (Second E. (Eds.), . Gulf Professional Publishing, Boston, pp. 367–387.
- Hudson, J.A., Cornet, F.H. and Christiansson, R.I.S.R.M., 2003. ISRM Suggested Methods for rock stress estimation—Part 1: Strategy for rock stress estimation. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 40(7-8), pp.991-998.
- Jin X., Shah S., Roegiers J.C., Hou B., 2013. Breakdown pressure determination A fracture mechanics approach. SPE New Orleans Louisiana USA.
- Köken, E., Strzałkowski, P. and Kaźmierczak, U., 2024. Estimation of cohesion for intact rock materials using regression and soft computing analyses. In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (Vol. 1295, No. 1, p. 012001). IOP Publishing.



Mohr O, 1900. Welche Umstände bedingen die Elastizitätsgrenze und den Bruch eines Materials? Zeit des Ver Deut Ing 44:1524–1530.

Tiab, D. and Donaldson, E.C., 2024. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Elsevier.

World Energy Resources, 2016. World Energy Council. 1028 pp.

Wynd, J.G., 1965, Biofacies of the Iranian Oil Consortium Agreement Area, Report No.1082.

Zendehboudi, S., Bahadori, A., 2017. Production Methods in Shale Oil Reservoirs.[In:] Shale Oil and Gas Handbook.

Zhang, J., 2011. Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. Earth-Science Reviews, 108(1-2), pp.50-63.

Zhang, D., Ranjith, P.G. and Perera, M.S.A., 2016. The brittleness indices used in rock mechanics and their application in shale hydraulic fracturing: A review. Journal of petroleum science and Engineering, 143, pp.158-170.

Zoback M., Barton C.A., Brudy M., Castillo D.A. and Finkbeiner T.F. 2003. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences 40, 1049–1076.

Zoback M.D 2007. Reservoir geomechanics”. Paperback edition. New York: Cambridge University Press. ISBN: 978-0-521-14619-7.