



طراحی میدانی عملیات شکست هیدرولیکی در سازند ماسه سنگی (مطالعه موردی): چاه قائم در میدان گازی هیوگوتون آمریکا)

ابوالفضل عبدالهی پور^{۱*}، حمید سلطانیان^۲، محمد فاتحی مرچی^۳، سید علیرضا مرتضوی^۴

۱. دکتری؛ واحد حفاری و تکمیل چاه، پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت

۲. استادیار؛ واحد حفاری و تکمیل چاه، پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت

۳. دانشیار؛ دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد

۴. کارشناسی ارشد؛ واحد حفاری و تکمیل چاه، پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت

دریافت دست نوشته: ۱۳۹۵/۱۲/۲۴ پذیرش دست نوشته: ۱۳۹۶/۰۹/۰۷

شناسه دیجیتال (DOI): 10.22107/JPG.2017.80389.1005

واژگان کلیدی	چکیده
طراحی میدانی، شکست هیدرولیکی، چاه قائم، میدان گازی هیوگوتون، DFIT، MiniFrac، SR1	شکست هیدرولیکی یکی از مهم ترین فناوری های توسعه یافته در صنعت نفت است. در این مقاله، طراحی عملیات شکست هیدرولیکی با استفاده از روش های تحلیلی در میدان گازی هیوگوتون در سازند ماسه سنگی با نفوذپذیری تقریباً کم انجام خواهد شد. طراحی به صورت گام به گام و شامل تخمین تنش و فشار، انتخاب پروپانت مناسب، تعیین میزان هرزروی سیال، حجم سیال مورد نیاز، فشارهای پمپاژ، زمان پمپاژ، تخمین هندسه و طول شکستگی مورد انتظار و بازدهی عملیات است. از نتایج آزمایش های درون چاهی از جمله DFIT، SRT و ... و روش تحلیل فشار شکست به منظور بهینه سازی و کالیبراسیون پارامترهای طراحی استفاده شد. بر اساس طراحی، طول شکست هیدرولیکی به ۵۰۰ ft و ارتفاع آن به ۱۷۳ ft خواهد رسید. نتایج تحقیق با نتایج دو مدل عددی کاملاً سه بُعدی و شبه سه بُعدی P3D با پارامترهای ورودی مشابه مقایسه شد. نتایج روش های عددی تطابق بسیار مناسب با انتظارات طراحی ارائه شده، نشان داد. بطوریکه طول، ارتفاع و هندسه شکست، همچنین میزان توزیع پروپانت در شکستگی ها در مدل عددی هماهنگی خوبی با طراحی داشت. مدل P3D همچنین افزایش قابل توجه هدایت هیدرولیکی در شکست ایجاد شده را نشان می دهد. روند طراحی ارائه شده می تواند به عنوان یک راهنما برای طراحی موفق عملیات شکست هیدرولیکی مورد استفاده قرار گیرد.

۱. *پیش گفتار*
شکست هیدرولیکی یکی از روش های تحریک چاه به منظور افزایش نفوذپذیری و در نتیجه افزایش تولید در صنعت نفت است. احتمالاً شکست هیدرولیکی پس از فناوری حفاری چرخشی، مهم ترین فناوری مؤثر در بهبود تولید و افزایش بازبایی مخازن در صنعت نفت است (Smith and Montgomery, 2015a). از زمان معرفی این فناوری در سال ۱۹۴۹ بیش از ۲/۵ میلیون عملیات شکست هیدرولیکی انجام شده است. این عملیات در حال حاضر در حدود ۶۰٪ تمام چاه های حفاری شده انجام می شود (Smith and

Montgomery, 2015a). برخلاف فناوری حفاری که در دهه گذشته بسیار توسعه یافته است؛ بیشترین توسعه فناوری شکست هیدرولیکی در دهه های ۱۹۵۰ و ۱۹۶۰ صورت گرفت. شکست هیدرولیکی در صورت طراحی موفق، موجب افزایش چشمگیر تولید و عمر چاه می شود. برای طراحی صحیح این عملیات نیاز به اطلاع مناسب از وضعیت میدان تنشی، فشارهای مخزن، خصوصیات مکانیکی مخزن، انتخاب سیال و پروپانت مناسب است. اهمیت اندازه گیری و تعیین فشارهای مختلف در مخزن از جمله فشار اولیه مخزن، فشار خالص، فشار شکست و ... در طراحی و برنامه ریزی عملیات شکست هیدرولیکی پس از مقبولیت این روش در صنعت نفت

* تهران؛ تهران؛ بلوار غربی مجموعه ورزشی آزادی؛ پژوهشگاه صنعت نفت؛ پژوهشکده مهندسی نفت؛ واحد حفاری و تکمیل چاه؛ کد پستی: ۱۴۸۵۷۳۳۱۱۱؛ صندوق پستی: ۱۹۹۸-۱۴۶۶۵؛ شماره ی تلفن: ۰۲۱-۴۸۲۵۳۳۶۱-۴۸۲۵۳۳۶۱؛ رایانامه: ab.abdollahipour@gmail.com

هیدرولیکی مخازن گازی با نفوذپذیری بسیار پایین، چاه‌های تزریق آب، چاه‌های نفت با نفوذپذیری متوسط و سازندهای زمین‌گرمایی استفاده شده است. تحلیل فشار شکست بعدها به تعیین پروپانت و برنامه‌ریزی عملیات تزریق سیال با توجه به کارایی سیال گسترش یافت. تحلیل پاسخ فشار شکست مشابه تحلیل فشار گذرا^۱ در مهندسی مخزن است. در هر دو مورد پاسخ فشار ناشی از جریان سیال در سنگ با استفاده از مفاهیم پایه برای درک بهتر فرآیندهای پیچیده فیزیکی و تصمیم‌گیری عاقلانه‌تر استفاده می‌شود. این اصول اولیه شامل پیوستگی جریان (موازنه جرم)، مقاومت جریان سیال، و تراکم‌پذیری سیستم است.

روش‌های عددی در طراحی عملیات شکست هیدرولیکی سهم بسزایی دارند. از آغاز استفاده از روش‌های عددی که مدل‌ها به صورت دُبعدی در نظر گرفته می‌شد تا ظهور مدل‌های شبه سه‌بعدی و کاملاً سه‌بعدی، مطالعات فراوانی در این زمینه صورت گرفته است.

توسعه اولین مدل‌های نظری ساده برای تخمین هندسه شکست هیدرولیکی در دهه ۱۹۵۰ آغاز گردید (Crittendon, 1959; Harrison et al., 1954; Howard and Fast, 1957; Hubbert and Willis, 1957; Khristianovic and Zheltov, 1955). روش‌های مورد استفاده برای مدل‌سازی هندسه شکستگی، در ابتدا با استفاده از تئوری گریفیث^۵ (Griffith, 1921) برای ترک‌های کششی و سپس برای ترک‌های تحت فشار (Barenblatt, 1962; Sneddon and Elliot, 1964) توسعه داده شد. اسندون و لونگراب^۶ (Sneddon and Lowengrub, 1969) توسعه ترک را وابسته به خصوصیات ماده (چقرمگی شکست، انرژی ویژه و یا فاکتور شدت تنش بحرانی) در نظر گرفتند. تأثیر استفاده از سیالات با گرانش بالا توسط کریستیانویچ و ژلتوف^۷ (Khristianovic and Zheltov, 1955) بر شکستگی‌های قائم و توسط گریتسما و دکلرک^۸

شناخته شد. با در دست داشتن فشارهای واقعی مؤثر بر سازند در حین عملیات شکست و آگاهی از تنش‌های تکتونیک در منطقه و فشار بسته شدن ترک، می‌توان تخمین مناسبی از نوع شکستگی ایجاد شده در عملیات شکست هیدرولیکی داشت (Godbey and Hodges, 1958).

در سال ۱۹۷۸ شرکت آموکو^۱ طی یک برنامه جمع‌آوری داده و تحلیل، تلاش نمود تا درک بهتری از مکانیسم فرآیند شکست حاصل شود (Veatch, 1983). نتایج این تحقیق در شرکت آموکو پایه اولین تفسیر رفتار فشارها در حین عملیات شکست هیدرولیکی بود (Nolte and Smith, 1981). نولته^۲ ابزاری برای تشخیص گسترش ترک با محدودیت ارتفاعی، رشد ارتفاعی شکست و مهم‌تر از همه تشخیص فشار بحرانی ارائه داد (Nolte and Smith, 1981). فشار بحرانی به عنوان فشاری که در آن گسترش شکست به شدت افت نموده و هرزروی یا رشد ارتفاعی ناخواسته ترک روی می‌دهد؛ تعریف می‌شود. نولته و اسمیت نشان دادند که نمودار تمام لگاریتمی فشار در برابر زمان عملیات می‌تواند برای شناسایی دوره‌های گسترش خارج از کنترل؛ با محدودیت رشد ارتفاعی، رشد بیش از حد ارتفاعی و نفوذ محدود استفاده شود. این نمودار و روش، به‌طور گسترده در تعیین ویژگی‌های شکست و هندسه آن استفاده شده است. همچنین این روش ابزاری برای ارزیابی و بهینه‌سازی طراحی عملیات تلقی می‌شود.

نولته تحلیل‌هایی برای تخمین هندسه شکست و فرآیند آن از روی نمودارهای افت فشار نیز ارائه داد. روندهای تحلیلی برای تعیین میزان هرزروی، طول و عرض شکست، کارایی سیال و زمان بسته شدن یک ترک باز ارائه شده است. آزمون‌های DFIT، SRT^۳ و Minifrac برای دستیابی به این پارامترها و استفاده در طراحی واقعی عملیات شکست هیدرولیکی معرفی شده‌اند. روندهای تحلیلی ارائه شده در این مقالات به‌طور گسترده‌ای در طراحی عملیات شکست

¹ Amoco

² Nolte

³ Step Rate Injection Test

² Pressure transient analysis

⁵.Griffith

⁶. Sneddon and Lowengrub

⁷. Khristianovic and Zheltov

⁸. Greetesma and de Klerk

درون چاهی تصحیح خواهد شد. با تصحیح نهایی نتایج، عملیات شکست هیدرولیکی طراحی خواهد گردید و در نهایت نتایج این طراحی با نتایج یک مدل کاملاً سه‌بعدی عددی و یک مدل شبه سه‌بعدی مقایسه می‌شود.

۲. منطقه مورد مطالعه

میدان گازی استفاده شده در این مطالعه، میدان گازی هیوگوتون^۹ در آمریکا است. این میدان مشترکاً در سه ایالت کانزاس، اوکلاهما و تگزاس قرار دارد. میدان هیوگوتون در یک ساختار نفت گیر قرار گرفته بر روی یک لایه تک‌شیب^{۱۱} است که منطقه مولد اصلی آن دولومیت با سن زمین‌شناسی پرمین است (Pippin, 1970). شکل ۱ مشخصات اولیه چاه مورد نظر در این میدان را نشان می‌دهد. طول ناحیه تخلیه چاه در شکل ۱ بر اساس فاصله میان این چاه از چاه‌های مجاور و ناحیه در نظر گرفته شده تحت پوشش این چاه در طراحی این میدان در نظر گرفته شده است.

چاه در ناحیه مخزن با وزن گل $9/5 \text{ lb/gal}$ (معادل گرادیان فشار $0/15 \text{ psi/ft}$) حفاری و سپس با استفاده از لوله جداری $5 \frac{1}{2} \text{ in.}$ تکمیل شده است. ویسکوزیته گاز در این چاه $0/016 \text{ cp}$ ، تراکم‌پذیری آن $1/440 \times 10^{-6} \text{ psi}$ ، نفوذپذیری مخزن $0/1 \text{ md}$ و $BHFP=200 \text{ psi}$ تعیین شده است (Smith and Montgomery, 2015a). به دلیل نفوذپذیری نسبتاً پایین لایه ماسه‌سنگ تولیدی این منطقه، آزمایش‌های گوناگونی جهت طراحی عملیات شکست هیدرولیکی در این چاه انجام شده است. دلیل اصلی انتخاب این منطقه به عنوان مطالعه موردی، فراهم بودن نتایج آزمایش‌های درون چاهی در این میدان است.

(Greetesma and de Klerk, 1969) و پرکینز و کرن^۹ (Perkins and Kern, 1961) بر عرض دهانه شکستگی بررسی شد.

امروزه مدل‌های متنوع دو‌بعدی، شبه سه‌بعدی تا کاملاً سه‌بعدی توسعه داده شده است. تفاوت اصلی بین مدل‌های دو‌بعدی و شبه سه‌بعدی یا سه‌بعدی در ثابت و یا برابر با طول بودن ارتفاع شکستگی در مدل‌های دو‌بعدی است؛ در حالی که در مدل‌های شبه سه‌بعدی ارتفاع، طول و عرض شکستگی تا حدودی مستقل از یکدیگر و در مدل‌های سه‌بعدی تمامی پارامترها کاملاً مستقل از یکدیگر تغییر می‌کند.

سادگی مدل، سرعت‌بالا در حل و امکان بررسی انواع شرایط و پارامترهای مختلف در یک‌زمان کوتاه و همچنین نیاز به ورودی‌های کم از مزایای اصلی روش‌های دو‌بعدی عددی در تخمین هندسه شکست است. در مقابل روش‌های شبه سه‌بعدی و سه‌بعدی به ترتیب به ورودی‌های بسیار بیشتر، زمان حل طولانی‌تر و تسلط بالای کاربر بر مفاهیم و اصول روش عددی نیازمند است. در نتیجه این ویژگی‌ها، مدل‌های سه‌بعدی از دقت بسیار بالاتری در شبیه‌سازی شرایط واقعی برخوردارند، در صورتی که مدل‌های دو‌بعدی و شبه سه‌بعدی (کمتر از دو‌بعدی) به دلیل ساده‌سازی امکان ایجاد خطا و پیش‌بینی‌های غلط وجود دارد (Abdollahipour et al., 2016a, 2016b; Cherny et al., 2009; Ghassemi et al., 2013; Nagel et al., 2013; Pereyra et al., 2006; Zhou et al., 2016).

تقریباً در تمامی مطالعات صورت گرفته در زمینه شکست هیدرولیکی، تنها یک یا دو پارامتر از مشخصات عملیات بررسی و تعیین گردیده است. هیچ مطالعه‌ای به‌طور کامل طراحی یک عملیات شکست هیدرولیکی را مورد بررسی قرار نداده است. علاوه بر این اصول، طراحی این عملیات به‌صورت کامل در یک منبع فراهم نیامده است. در این مقاله اصول اصلی در طراحی یک عملیات شکست هیدرولیکی در یک مطالعه موردی بکار گرفته خواهد شد. ابتدا منطقه مورد مطالعه معرفی می‌شود. سپس اصول طراحی عملیات بررسی خواهد شد. با پیروی از این اصول پارامترهای اساسی در طراحی تخمین و آنگاه با استفاده از نتایج آزمایش‌های

⁹ Perkins and Kern

¹ Hugoton Gas Field

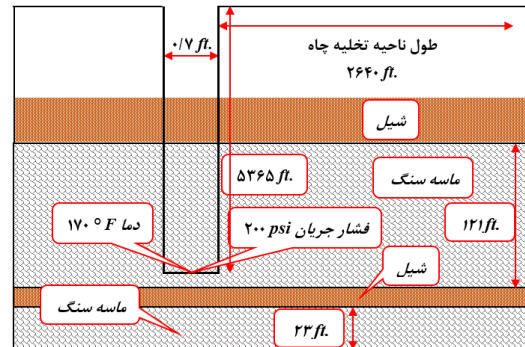
¹¹ Monocline

طراحی میدانی عملیات شکست هیدرولیکی در سازند ماسه‌سنگی (مطالعه موردی: چاه قائم در میدان گازی هیوگوتون آمریکا)

هیدرولیکی بود.

جدول ۱. گام‌های طراحی عملیات شکست هیدرولیکی

انتخاب سیال - ویسکوزیته	تخمین تنش‌ها و فشارها
ظاهری	تعیین FOI و FCD (انتخاب پروپانت و طول شکست)
کالیبراسیون مدل	تخمین هندسه شکست
تطبیق تاریخچه فشار (تصحیح مقادیر E, C, H)	هرزروی سیال
تحلیل اقتصادی	



شکل ۱. مشخصات چاه و محل انجام آزمایش‌های برجا

۳. گام‌های طراحی عملیات شکست

هیدرولیکی

چارچوب فرآیند طراحی عملیات شکست هیدرولیکی در جدول ۱ نشان داده شده است. گام اول تهیه مدل زمین‌شناسی مخزن است که شامل تخمینی از تنش‌ها و فشارها در هر لایه زمین‌شناسی در منطقه مورد نظر است. این اطلاعات سپس در تخمین فاکتورهای FCD و همچنین FOI برای بررسی قابلیت انواع پروپانت و طول شکست استفاده می‌شود. تخمینی از میزان هرزروی توسط روابط موجود به دست می‌آید. سپس یک هندسه اولیه از شکست با توجه به تنش‌ها، هرزروی سیال، مدول سنگ و فشار خالص^{۱۲} در نظر گرفته می‌شود. پس از آن، مدل بر اساس روشی که در ادامه می‌آید، تصحیح می‌شود. پس از تصحیح مدل، برنامه‌ریزی مراحل اجرایی عملیات انجام می‌شود. در نهایت تحلیل اقتصادی بر روی ابعاد عملیاتی، طول شکست، نوع پروپانت، حجم سیال، نرخ پمپاژ و ... انجام می‌شود تا ارزش فعلی خالص (NPV)^{۱۳} بهینه شود. تمامی این مراحل نیازمند وجود داده‌های مناسب و اطلاع از مقادیر پارامترهای اصلی طراحی عملیات شکست هیدرولیکی از جمله خصوصیات ژئومکانیکی، هندسه مخزن و چاه، تنش‌ها و فشارهای مخزن (Abdollahipour, 2015; Abdollahipour et al.,) (2017; Smith and Montgomery, 2015b) است. دلیل انتخاب میدان گازی هیوگوتون و چاه مدنظر در دسترس بودن اکثر این اطلاعات برای طراحی مناسب عملیات شکست

۴. تخمین و تعیین پارامترهای طراحی

داده‌های در دسترس از منطقه مورد نظر شامل داده‌های حاصل از مغزه‌های حفاری شده در این چاه، سرعت موج فشاری، مشخصات سیال مخزن، مشاهدات درون‌چاهی، مدل بُعدی مکانیکی چاه، اندازه‌گیری‌های فشار جریان (BHFP)^{۱۴} و دما در ته چاه است؛ که هر یک در زمان استفاده در طراحی ارائه خواهد شد.

۱.۴ تخمین تنش و فشار

اولین گام در طراحی عملیات، تخمین مقادیر تنش و فشار مورد انتظار در چاه است. می‌توان از نتایج نگاره‌های چگالی، قطر سنج چهار بازویی یا FMI برای تعیین مقدار و راستای تنش‌ها استفاده نمود. با توجه به عدم وجود دسترسی به چنین داده‌های مناسبی در میدان مدنظر، از روش‌های معمول در تخمین تنش در چاه استفاده خواهد شد.

۱.۱.۴. تخمین فشار

مشاهدات و گزارش‌ها در طی حفاری این چاه حاکی از وجود فشار نرمال در مخزن مورد نظر است. با توجه به مشاهده فشار نرمال می‌توان از گرادیان فشار در این منطقه برای تخمین فشار مخزن استفاده نمود. گرادیان‌های فشار و تنش در صورت استفاده صحیح، معمولاً تخمین‌های مناسبی از محیط چاه ارائه می‌دهند. برای مثال گرادیان فشار در سازندهای آگاجاری، میشان، آسماری و گوری به ترتیب برابر با psi/ft تا $0.143 psi/ft$ ، $0.146 psi/ft$ ، $0.149 psi/ft$ تا $0.124 psi/ft$ و $0.154 psi/ft$ تا

¹² Net pressure

¹³ Net present value

¹⁴ Bottom Hole Flowing Pressure

معمولاً بسیار کوچک و بین psi ۳۰۰ تا psi ۲۰۰ است (دقت داشته باشید که این تنش تنها توسط تمایل به بسته شدن ترک و به دلیل جابجایی صفحات آن ایجاد می‌شود و ارتباطی با نیروهای وارده بر ترک ندارد). در اینجا مقدار آن psi ۲۵۰ در نظر گرفته می‌شود. بر اساس اندازه‌گیری‌های صورت گرفته $BHFP = 200 psi$ در نهایت تنش پروپانت برابر با psi ۳۴۲۱ خواهد بود. مقدار $\Delta\sigma_{CL}(t)$ به دلیل عدم آغاز برداشت از مخزن برابر صفر در نظر گرفته شده است.

۲.۴ تخمین F_{CD} و FOI

F_{CD} ^{۱۸} یا هدایت‌پذیری بی‌بعد، از نسبت هدایت‌پذیری شکستگی (k_{fw}) (که وابسته به نوع پروپانت است) به هدایت‌پذیری سازند k_{xf} به دست می‌آید. که در آن k نفوذپذیری سازند و x_f نصف طول شکستگی است. مقادیر مناسب $F_{CD} \geq 2$ است. برای تعیین مقدار F_{CD} انواع مختلف پروپانت بررسی می‌شود. دو نوع پروپانت ماسه‌سنگی اتاوا ۲۰/۴۰ (۲۰/۴۰ ابعاد دانه‌بندی پروپانت را بر اساس شماره الک مشخص می‌کند) و پروپانت سرامیکی ۲۰/۴۰ استفاده شد. شرکت‌های ارائه‌دهنده پروپانت، بر اساس آزمایش‌های استاندارد نمودارهایی به همراه محصولات خود ارائه می‌دهند؛ که هدایت‌پذیری مورد انتظار در تنش‌های مختلف وارده بر پروپانت در یک توزیع مشخص (معمولاً $2 lb/ft^2$) را مشخص می‌کند. بنابراین در این مرحله توزیع مورد نظر پروپانت در شکستگی‌ها باید در نظر گرفته شود. در این طراحی توزیع $1 lb/ft^2$ پروپانت درون شکستگی‌ها در نظر گرفته شده است. ضرایب تصحیح گوناگونی برای در نظر گرفتن مقدار نهایی هدایت‌پذیری وجود دارد. مهم‌ترین این ضرایب، ضریب از دست رفتن پروپانت به دلیل ته‌نشست و خردایش ذرات پروپانت و فاکتور کاهش نفوذپذیری ناشی از سیال^{۱۹} (اثر منفی سیال بر هدایت‌پذیری شکستگی‌ها) است که به ترتیب ۰/۸ و ۰/۷ در نظر گرفته می‌شوند. شکل ۲ نمودار تغییرات تنش‌های اعمالی مختلف نشان می‌دهد. با توجه به محاسبه

psi/ft ۰/۵۰ است. گرادیان فشار در میدان گازی هیوگوتون psi/ft ۰/۴۳۴ است (Smith and Montgomery, 2015a) که مقدار متوسط فشار psi ۲۳۰۰ را در عمق ft ۵۳۰۰ ایجاد می‌نماید.

۲.۱.۴ تخمین تنش

به دلیل در دسترس نبودن نتایج نگاره چگالی^{۱۵}، از گرادیان تنش روباره در روی لایه مخزن برای تخمین اولیه تنش روباره استفاده خواهد شد. بر اساس تجربیات در این منطقه، گرادیان تنش روباره psi/ft ۱/۰۵ است. در نتیجه مقدار تنش در عمق ft ۵۲۸۰ برابر با psi ۵۵۴۴ خواهد بود. طبق گزارش‌ها، نیروی تکتونیکی خاصی در این منطقه وجود ندارد. لذا برای تخمین تنش بسته شدن^{۱۶} از معادله معروف ایتون^{۱۷} استفاده می‌شود (Eaton, 1969)

$$\sigma_{CL} = \frac{v}{1-v} (\sigma_V - P_{res}) + P_{res} \quad (1)$$

با توجه به مقدار $v = 0.25$ دست آمده از آزمایش‌ها در این منطقه مقدار تنش بسته شدن برابر با psi ۳۳۷۱ به دست می‌آید. P_{res} در این رابطه، فشار مخزن است (Pippin, 1970). تنش پروپانت از پارامترهای مهم در مراحل اولیه طراحی است. این تنش، بار وارده بر پروپانت قرار گرفته در شکستگی‌های ایجاد شده را نشان می‌دهد. پروپانت مورد استفاده باید مقاومت کافی در این تنش داشته باشد تا تحت آن خرد نشود و موجب کاهش عرض شکستگی نگردد. همچنین میزان نفوذپذیری ایجاد شده در شکستگی‌ها در حضور یک نوع خاص از پروپانت رابطه مستقیمی با تنش وارده بر آن دارد. تنش وارده بر پروپانت از معادله زیر به دست می‌آید.

$$\sigma'_{prop} = \sigma_{CL} + \Delta\sigma_{width} - BHFP - \Delta\sigma_{CL}(t) \quad (2)$$

که در آن $\Delta\sigma_{CL}(t)$ کاهش در تنش بسته شدن به دلیل کاهش فشار مخزن، σ'_{prop} تنش مؤثر پروپانت و $\Delta\sigma_{width}$ تنش وارده بر پروپانت به دلیل باز نگاه داشتن شکستگی است. $\Delta\sigma_{width}$

¹⁵ Density log

¹⁶ Closure stress

¹⁷ Eaton's equation

¹⁸ Factor of dimensionless conductivity

¹⁹ fluid damage permeability factor

طراحی میدانی عملیات شکست هیدرولیکی در سازند ماسه‌سنگی (مطالعه موردی: چاه قائم در میدان گازی هیوگوتون آمریکا)

$$FOI = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w')} \quad (3)$$

که در آن r_w' شعاع چاه مؤثر، شعاع چاهی فرضی است، که تولید آن برابر با چاه حاضر پس از انجام عملیات شکست هیدرولیکی است. سینکولی^{۲۲} با استفاده از یک نمودار لگاریتمی تغییرات شعاع چاه مؤثر برحسب هدایت‌پذیری بی‌بعد را نشان داد (Cinco-Ley, 1982). بر اساس این نمودار (شکل ۳)، شعاع چاه مؤثر، جهت تعیین FOI محاسبه می‌شود. جدول ۲ مقادیر FOI برای پروپانت‌های مختلف و طول شکستگی‌های مختلف را نشان می‌دهد.

همان‌طور که مشاهده می‌شود استفاده از پروپانت نمونه سرامیکی، نوید افزایش تولید (بخصوص در طول شکستگی‌های بلندتر) به میزانی بیش از نمونه ماسه‌سنگی را می‌دهد. اما باید توجه داشت که هزینه تأمین پروپانت سرامیکی بین ۶ تا ۸ برابر هزینه پروپانت ماسه‌سنگی است. علاوه بر این، به دلیل چگالی بالاتر پروپانت سرامیکی، مقدار بیشتری از آن برای پر کردن شکستگی‌ها نسبت به نوع ماسه‌سنگی نیاز خواهد بود. بررسی اقتصادی بودن استفاده از نوع سرامیکی نیاز به تحلیل اقتصادی با در نظر گرفتن قیمت گاز تولیدی دارد.

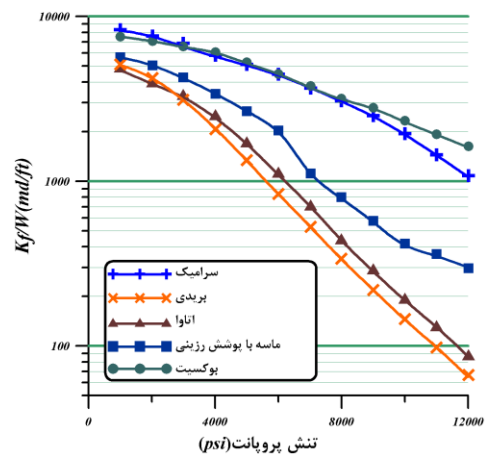
جدول ۲. هدایت‌پذیری بی‌بعد و افزایش تولید قابل انتظار برای طول شکستگی‌های مختلف

FOI	r_w'	FCD	طول شکستگی (ft)	نوع پروپانت
۲/۶۹	۹۶	۳۰/۸	۲۰۰	ماسه اتاوا
۳/۶۶	۲۳۰	۱۲/۸	۵۰۰	ماسه اتاوا
۴/۴۸	۳۶۰	۷/۷	۸۰۰	ماسه اتاوا
۲/۷۳	۱۰۰	۱۱۳/۴	۲۰۰	سرامیکی
۳/۷۹	۲۵۰	۴۵/۳۶	۵۰۰	سرامیکی
۴/۷۳	۴۰۰	۲۸/۳۵	۸۰۰	سرامیکی

تنش پروپانت برابر با 3421 psi در مرحله قبل، مقدار اولیه هدایت‌پذیری برای دو نوع پروپانت ماسه اتاوا و سرامیکی به ترتیب 2200 md/ft و 8100 md/ft تعیین می‌شود. اما باید توجه داشت که نمودار بر اساس توزیع 2 lb/ft^2 ارائه شده و ضریب 0.5 نیز به منظور تصحیح برای توزیع، 1 lb/ft^2 باید در نظر گرفته شود. که با در نظر گرفتن ضرایب تصحیح، مقادیر 2268 md/ft و 616 md/ft برای پروپانت ماسه اتاوا و سرامیکی به دست می‌آید. ضرایب تصحیح دیگری که در صورت قابل ملاحظه بودن باید در نظر گرفت شامل بارگذاری چرخه‌ای، اثرات جریان غیر داری و چند فاز است.

برای تعیین مقدار هدایت‌پذیری بی‌بعد نیاز به در نظر گرفتن یک طول مورد انتظار از گسترش شکست هیدرولیکی (x_f) است. سه طول مختلف برای شکست هیدرولیکی برابر با 200 ، 500 و 800 ft در نظر گرفته می‌شود. مقدار نفوذپذیری سازند $k=0.1 \text{ md}$ در آزمایشگاه محاسبه شده است. بر این اساس، مقدار FCD برای طول شکستگی‌های ذکر شده و پروپانت‌های مختلف مطابق جدول ۲ به دست می‌آید.

پارامتر مهم دیگر FOI' یا میزان افزایش تولید قابل انتظار است. همان‌طور که در شکل ۱ دیده می‌شود، شعاع تخلیه r_e در این چاه 2640 ft و شعاع چاه $r_w=0.35 \text{ ft}$ همچنین فاکتور پوسته^{۲۱} صفر در نظر گرفته می‌شود. مقدار FOI از معادله (۳) به دست می‌آید.



شکل ۲. هدایت‌پذیری انواع پروپانت تحت تنش‌های مختلف

²⁰ Folds Of Increase

²¹ Skin factor

²² Cinco-Ley

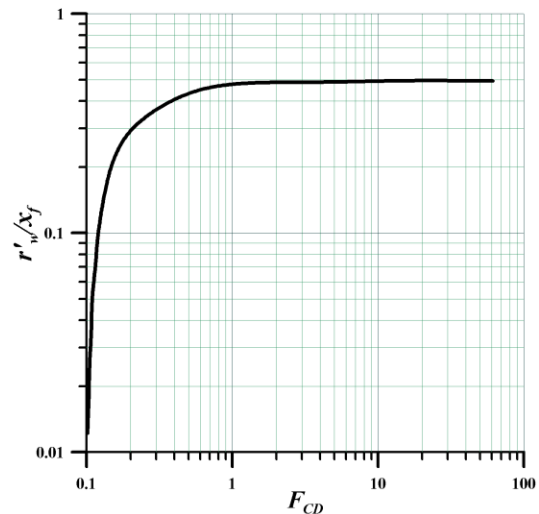
خاصی نیست. بنابراین در صورت استفاده از طول شکست ft ۸۰۰ در طراحی نهایی زمان تولید در جریان گذرا به بیش از ۲ سال (۲۶ ماه) افزایش می‌یابد. در این صورت باید تمهیدات لازم برای تجهیزات سطحی در خصوص ذخیره، حمل و مدیریت این افزایش تولید در نظر گرفته شود.

۴.۴ تخمین هندسه شکست

از مهم‌ترین پارامترهای طراحی هندسه شکست تعیین ارتفاع شکست هیدرولیکی است. لایه‌های دربرگیرنده مخزن اولین سد طبیعی در ارتفاع رشدی شکست هیدرولیکی را ایجاد می‌نمایند. شکل ۴ مدل ۱ بُعدی مکانیکی منطقه به همراه لایه‌های دربرگیرنده مخزن را نشان می‌دهد. بر اساس نتایج نگاره GR^{24} لایه شیل بالای مخزن از عمق حدود $5268 ft$ و لایه شیل پایین مخزن از عمق $5441 ft$ آغاز می‌شود. همچنین یک لایه $9 ft$ شیل دو قسمت از مخزن را در پایین‌ترین عمق از یکدیگر جدا می‌کند. بر این اساس ارتفاع شکست هیدرولیکی H_o محصور بین لایه‌های شیلی حدود ft ۱۷۳ تخمین زده می‌شود. همچنین ارتفاع نشت HL برابر ضخامت خالص لایه مخزن ft ۱۴۴ تخمین زده شد. تفاضل گرادیان تنش شیل و ماسه‌سنگ بر اساس مطالعات صورت گرفته (Smith and Montgomery, 2015c) (بدون در نظر گرفتن شرایط خاص برای یک میدان یا ناحیه مشخص) به‌طور متوسط $0.12 psi/ft$ است. در بخش ۴-۱-۲ مقدار تنش بسته شدن در ماسه‌سنگ $3371 psi$ محاسبه شد که برابر با گرادیان $0.64 psi/ft$ است.

در نتیجه گرادیان تنش در شیل برابر $0.76 psi/ft$ خواهد بود که موجب ایجاد $40.3 psi$ در کف لایه شیلی در عمق $5268 ft$ می‌شود. اختلاف تنش بسته شدن در لایه‌های مجاور ($\Delta\sigma = \sigma_{Shale} - \sigma_{Sandstone}$) در توانایی عبور شکستگی از مرز لایه‌ها اهمیت فراوان دارد. یک شکستگی در فشار خالص برابر با ۷۵٪ تفاضل فشار شیل/ماسه از مرز دو لایه عبور می‌کند (Simonson et al., 1978). در نتیجه حداکثر فشار خالص شکست برای جلوگیری از ورود شکستگی به لایه شیلی از معادله (۵) به دست می‌آید.

$$P_{net} = 0.75 \times \Delta\sigma = 0.75 \times (4003 - 3371) = 475 psi \quad (5)$$



شکل ۳. رابطه سینکولی برای r_{wD}' و هدایت‌پذیری بی‌بعد (Cinco-Ley, 1982)

۳.۴ تخمین مدت‌زمان برقراری جریان گذرا^{۲۳}

تخمین زمان حضور جریان گذرا بخصوص در چاه‌های گاز اهمیت زیادی دارد. چراکه در این دوره میزان تولید بیش از مقدار تخمین زده‌شده توسط FOI در مرحله قبل است. دلیل بالاتر بودن نرخ تولید در زمان برقراری جریان گذرا، تأمین سیال مخزن از مناطق نزدیک به ایجاد شکست هیدرولیکی است؛ با ادامه برداشت، سیال از مناطق دورتر باید تأمین گردد که در نتیجه آن نرخ تولید به حدود پیش‌بینی شده در مرحله قبل خواهد رسید. مدت‌زمان وجود جریان گذرا از معادله (۴) محاسبه می‌شود (Agarwal, 1979).

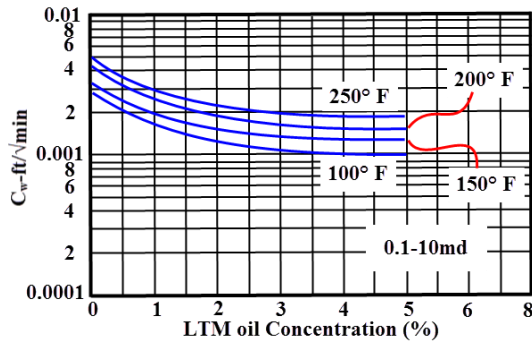
$$t_D = \frac{2\phi\mu C_f x_f^2}{2.634 \times 10^{-4} k} \quad (4)$$

که در آن ϕ نفوذپذیری (بر اساس داده‌های مغزه $\phi = 0.11$)، μ ویسکوزیته سیال (در اینجا گاز و $\mu = 0.16 cp$)، C_f تراکم‌پذیری کل مجموعه شامل سنگ، گاز، آب (که طبق داده‌ها $1/psi \times 10^{-6} \times 440$ است) و نفوذپذیری سازند md ۰/۱ $k =$ بر این اساس مدت زمان جریان گذرا به ازای طول شکستگی ۲۰۰، ۵۰۰ و $800 ft$ به ترتیب برابر ۴۹ روز، ۱۰/۲ ماه و ۲۶ ماه است. طبق توصیه‌های موجود، برای مدت‌زمان جریان گذرا کمتر از ۲ سال نیاز به در نظر گرفتن تمهیدات

²³ Transient flow

²⁴ Gamma Ray

طراحی میدانی عملیات شکست هیدرولیکی در سازند ماسه‌سنگی (مطالعه موردی: چاه قائم در میدان گازی هیوگوتون آمریکا)



شکل ۵. هرزروی C_{III} برحسب غلظت LTM (رسم مجدد از (Smith and Montgomery, 2015b))

مقادیر C_I و C_{II} طبق روابط (۶) و (۷) به ترتیب برابر ft^3/min و ۲۳×۱۰^{-۴} و $۲۲/۴ \times ۱۰^{-۳}$ محاسبه می‌شوند.

$$C_I = 0.0015 \sqrt{\frac{k_{gas} k_{rel} \phi \Delta P}{\mu_f}} \quad (۶)$$

$$C_{II} = 0.0012 \Delta P \sqrt{\frac{k_{gas} C_I \phi}{\mu_{gas}}} \quad (۷)$$

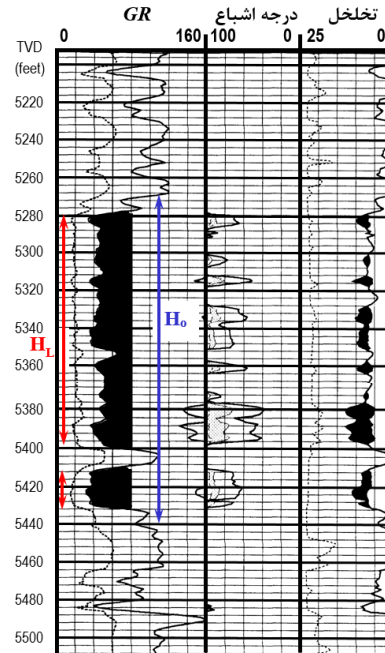
که در آن K_{gas} نفوذپذیری گاز (در اینجا چون مخزن گازی است در شرایط استفاده در میدان نفتی، نفوذپذیری نفت استفاده می‌شود)، K_{rel} نفوذپذیری نسبی نسبت به سیال هرزروی، ϕ تخلخل، ΔP افت فشار، μ_f ویسکوزیته سیال است. مقدار هرزروی کل از معادله (۸) برابر با ۹×۱۰^{-۴} ft^3/min به دست می‌آید.

$$\frac{1}{C_T} = \frac{1}{C_I} + \frac{1}{C_{II}} + \frac{1}{C_{III}} \quad (۸)$$

۶.۴ تعیین مدول الاستیسیته

برای تعیین مدول الاستیسیته سنگ مخزن از داده‌های نگاره صوتی استفاده می‌شود. بر اساس داده‌های این نگاره زمان عبور موج فشاری از سنگ مخزن $۵۵ \mu s/ft$ است که برابر با سرعت موج فشاری $۱۸۱۸۰ ft/s$ است (Pippin, 1970; Smith and Montgomery, 2015a). بدین ترتیب مدول الاستیسیته دینامیکی از معادله (۹) برابر با $۹/۸ \times ۱۰^۶ psi$ به دست می‌آید.

طول شکستگی قابل ایجاد تابعی از فشار خالص به دست آمده خواهد بود.



شکل ۴. تخمین ارتفاع شکست و ارتفاع نشت

۵.۴ هرزروی سیال و spurt loss

سیال مورد استفاده در آزمایش‌ها $cross-linked gel$ با غلظت $۳۰ ppG$ و ۳% افزودنی LTM برای کاهش هرزروی است. هرزروی سیال از سه قسمت C_I ، C_{II} ، C_{III} تشکیل می‌شود که C_I ، یا $Viscosity$ اثر ویسکوزیته سیال فیلتر شده شکست^{۲۶}، C_{II} ، یا $Compressibility$ اثر ویسکوزیته و تراکم‌پذیری تراکم‌پذیری سیال مخزن و C_{III} یا $Wall$ اثر ویژگی‌های ایجاد دیواره^{۲۷} سیال عملیات شکست را نشان می‌دهد.

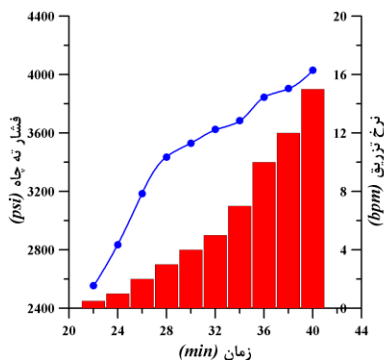
$Spurt loss$ برای سازند با نفوذپذیری کمتر از $۱ md$ صفر است و مقدار C_W از نمودار ارائه شده توسط شرکت ارائه‌دهنده سیال برحسب درصد LTM استفاده شده محاسبه می‌شود. مقدار C_{IV} مطابق نمودار شکل ۵ برابر ۱۶×۱۰^{-۴} ft^3/min به دست آمد.

²⁵ Low-toxicity mineral oil

²⁶ Viscosity of the fracturing fluid filtrate

²⁷ Wall building characteristics

افقی حداقل) است، یک حد بالایی برای مقدار σ_{CL} به دست می‌آید. به‌طور کلی اولین افت، کمتر از فشار گسترش شکست، σ_{CL} است. در نتیجه SRT می‌تواند در تعیین مقداری مشخص برای σ_{CL} و تشخیص رفتار افت فشار در زمان بسته شدن ترک نیز مفید باشد (Smith and others, 1985). σ_{CL} از برخورد دو شیب متفاوت در نمودار نرخ-فشار ته‌چاه به دست می‌آید. کاهش شیب در قسمت دوم این نمودار نشان‌دهنده شروع رشد شکستگی و کاهش مقاومت سنگ در برابر رشد شکستگی است. در صورتی که معادله‌ای بر داده‌های شیب دوم نمودار برازش شود، از برون‌یابی این تابع در برخورد با محور قائم (نرخ پمپاژ صفر) تخمینی از σ_{CL} نیز حاصل می‌گردد. آزمون SRT با استفاده از تزریق آب اسلیک KCL در نرخ‌های ۱/۵، ۲، ۳، ۴، ۵، ۷، ۱۰، ۱۲ و ۱۵ بشکه بر دقیقه (bpm) به مدت تقریباً ۲ دقیقه در هر نرخ در این چاه انجام شده است. شکل ۶ نتایج حاصل از این آزمون را نشان می‌دهد.



شکل ۶. نتایج آزمون SRT شامل فشار ته‌چاه و نرخ تزریق

شکل ۷ نمودار نرخ-فشار حاصل از داده‌های این آزمایش را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود از برخورد دو تابع برازش شده بر دو شیب متفاوت نمودار، فشار رشد ترک برابر با 3519 psi به دست آمده است. این مقدار به‌عنوان کران بالای σ_{CL} یا تنش افقی حداقل در ته‌چاه در نظر گرفته می‌شود. همچنین از تقاطع برازش بر شیب قسمت دوم نمودار و محور قائم، تخمینی از σ_{CL} برابر با 3382 psi نیز حاصل

$$E_{dynamic}(\text{psi}) = \frac{\rho_b V_p^2 (1 + \nu)(1 - 2\nu)}{4678(1 - \nu)} \quad (9)$$

که در آن چگالی سنگ، برابر $166/9 \text{ lb/ft}^3$ است. اما در طراحی نیاز به مدول استاتیکی است. برای تبدیل مدول دینامیکی به استاتیکی از رابطه لاسی^{۲۸} (معادله (۱۰)) استفاده استفاده می‌شود (Lacy, 1997). این معادله از برازش داده‌های آزمایشگاهی (مدول استاتیکی) و مقادیر دینامیکی به‌دست‌آمده است. بدین ترتیب مقدار مدول استاتیکی برابر $5/9 \times 10^6 \text{ psi}$ به دست آمد.

$$E_{static} = 0.422E_{Dym} + 0.018 \times E_{Dym}^2 \quad (10)$$

۷.۴ کالیبراسیون مدل

در این مرحله اطلاعات کافی برای طراحی مدل فراهم آمده است. پیش از انجام طراحی نهایی لازم است اطلاعات و پارامترهای محاسبه‌شده با استفاده از آزمایش‌های برج‌مورد ارزیابی قرار گیرند و در صورت نیاز تصحیح گردند. آزمایش‌های نرخ پله‌ای (SRT) و $DFIT$ ^{۲۹} در چاه موردنظر انجام شده است. فشار ته‌چاه در جریان این آزمایش‌ها اندازه‌گیری شد. تمامی نتایج آزمایش‌ها برای عمق متوسط مشبک کاری 5365 ft تصحیح شده است. آزمایش‌ها با آب اسلیک^{۳۰} حاوی $2\% KCL$ و 10 ppm پلیمر برای کاهش اصطکاک انجام شده‌اند.

۱.۷.۴ آزمایش Step-rate injection

تخمین بهتری از فشار بسته شدن ترک (σ_{CL}) معمولاً از تحلیل داده‌های افت فشار پس از پمپاژ یک $minifrac$ یا آزمون کارایی سیال^{۳۱} حاصل می‌شود. با این وجود، در بسیاری از سازندها، تفسیر این داده‌های افت فشار در بهترین حالت، از دقت مناسبی برخوردار نیست و در بعضی موارد تشخیص صحیح فشار بسته شدن اصلاً ممکن نیست. با استفاده از SRT می‌توان فشار گسترش شکست^{۳۲} را محاسبه نمود و از آنجایی که این فشار همیشه بزرگ‌تر از σ_{CL} (تنش

²⁸ Lacy

²⁹ Diagnostic Fracture Injection Test

³⁰ Slick water

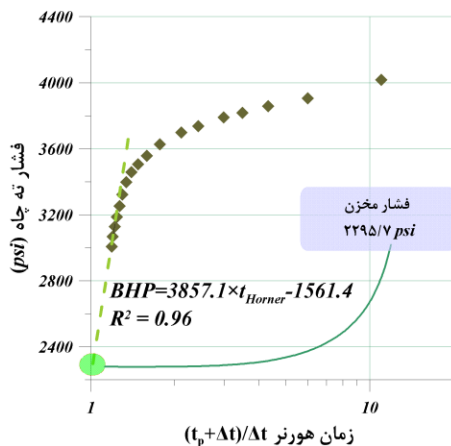
³¹ Fluid efficiency test

³² Fracture extension pressure

طراحی میدانی عملیات شکست هیدرولیکی در سازند ماسه‌سنگی (مطالعه موردی: چاه قائم در میدان گازی هیوگوتون آمریکا)

گذر زمان-فشار نیز مقدار σ_{CL} را با دقت بیشتری از آزمایش SRT تعیین می‌کند. افت شیب محسوس در این نمودار نشانه بسته شدن ترک است.

لذا، اولین فشار پس از تغییر شیب در این نمودار را به‌عنوان فشار بسته شدن ترک در نظر می‌گیرند. پس از انجام آزمایش SRT ، ۲۵ بشکه آب اسلیک KCL با نرخ 10 bpm (زمان تزریق $2/5 \text{ min}$) به درون سازند تزریق شد. پس از پایان تزریق، افت فشار ته چاه، همراه با زمان (ΔT) ثبت شد. شکل ۸ نمودار هورنر حاصل از نتایج این آزمون را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل دیده می‌شود، از ادامه معادله برازش شده بر آخرین داده‌های برداشت شده (که نزدیک‌ترین مقادیر به فشار مخزن را نشان می‌دهند) و تقاطع آن با محور قائم تخمین مناسبی از مقدار فشار مخزن برابر با $2295/7 \text{ psi}$ به دست می‌آید. این مقدار با تخمین فشار مخزن توسط گرادبان متوسط فشار در این منطقه (2328 psi) تطابق بسیار مناسبی دارد.

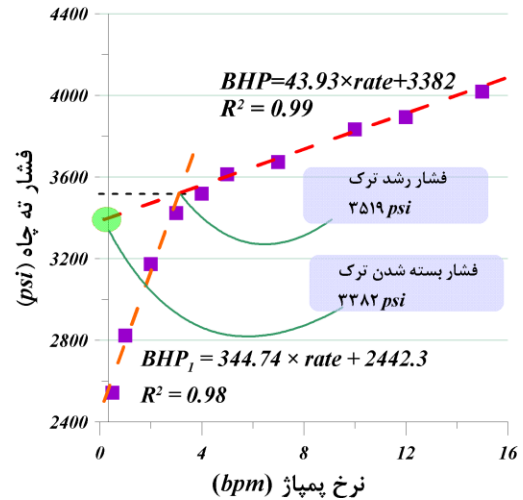


شکل ۸. نمودار نیمه لگاریتمی هورنر بر اساس داده‌های

آزمون DFIT

فشار بسته شدن ترک (σ_{CL}) و فشار خالص ترک در نمودار تغییرات فشار برحسب جذر زمان شکل ۹ تعیین شده است. σ_{CL} با مقدار $3400/5 \text{ psi}$ تطابق مناسبی با فشار به دست آمده از آزمایش قبل و تخمین اولیه دارد. فشار خالص ترک که به‌عنوان تفاضل فشار پایان پمپاژ (زمان صفر در شکل ۹) و فشار بسته شدن ترک مطرح می‌شود از پارامترهای مهم و

گردیده است. این مقدار تطابق بسیار خوبی با تخمین اولیه به دست آمده (3371 psi) در بخش ۴-۱-۲ دارد.



شکل ۷. نمودار نرخ-فشار حاصل از آزمون SRT

۲.۷.۴ آزمایش DFIT^{۳۳}

این آزمایش همچنین با نام‌های $DataFrac$ ، MFO ^{۳۴} و $MiniFrac$ و آزمایش پمپاژ/افت (در حجم پایین) نیز شناخته می‌شود. هدف این آزمایش اندازه‌گیری σ_{CL} ، فشار برجای مخزن، و نفوذپذیری است. قسمت تزریق این آزمون را می‌توان به‌عنوان یک آزمون $Leak-off$ تحلیل نمود.

استفاده از نمودارهای جذر زمان $(\sqrt{\Delta T})$ و زمان هورنر بخصوص در بررسی و تحلیل نمودارهای افت فشار بسیار مناسب است. زمان هورنر طبق معادله (۱۱) محاسبه می‌شود (Economides and Nolte, 2000)

$$HornerTime = (t_p + \Delta T) / \Delta T \quad (11)$$

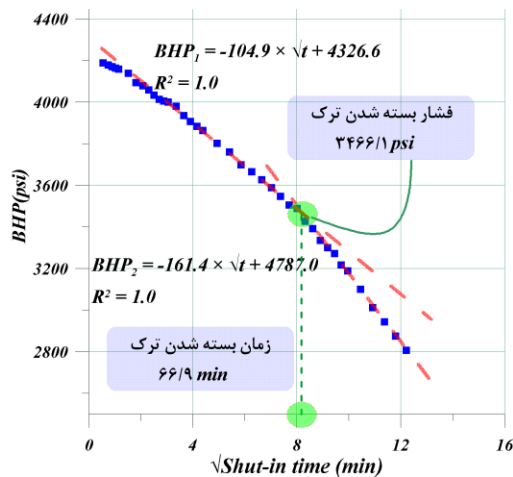
که در آن t_p زمان پمپاژ، و ΔT زمان سپری شده از توقف پمپاژ است. باید دقت داشت که در صورت استفاده از نمودار نیمه لگاریتمی هورنر (لگاریتم زمان هورنر-فشار) زمان در محور افقی از راست به چپ زیاد می‌شود و تقاطع دو محور در زمان هورنر برابر با ۱، نشانگر گذر زمان بینهایت ($\Delta T \gg t_p$) از پایان تزریق است. در نتیجه، مقدار فشار در محل برخورد زمان هورنر ۱ با محور قائم برابر با فشار مخزن خواهد بود. نمودار

³³ Diagnostic Fracture Injection Test

³⁴ Mini Fall Off

به دست آمد. با توجه به زمان تزریق سیال و بسته شدن ترک، زمان بی‌بُعد بسته شدن $\delta = 66.9/26.7 = 2.6$ محاسبه می‌شود. نمودار شکل ۱۱ تغییرات کارایی سیال نسبت به زمان بی‌بُعد بسته شدن ترک را نشان می‌دهد. با توجه به زمان بی‌بُعد ۲/۶، مقدار کارایی سیال ۵۹٪ به دست می‌آید.

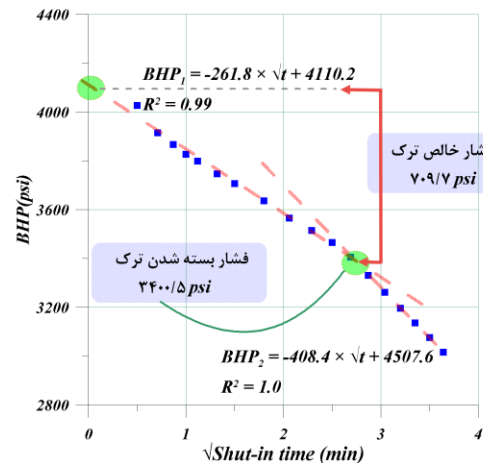
از آنجا که آزمون *Gelminifrac* با سیال مشابه عملیات شکست هیدرولیکی موردنظر انجام می‌شود، لذا بازدهی به دست آمده در این آزمون، به‌عنوان بازدهی قابل‌انتظار در عملیات شکست هیدرولیکی در نظر گرفته می‌شود که قرار است در ادامه در این چاه انجام شود. اطلاع از میزان هرزروی سیال در کنترل *screen-out* و رشد ارتفاعی شکست هیدرولیکی اهمیت فراوان دارد.



شکل ۱۰. نمودار جذر زمان-فشار بر اساس داده‌های آزمون *Gelminifrac*

همچنین از داده‌های آزمون *Gelminifrac* می‌توان برای به دست آوردن فشار خالص ترک استفاده نمود. نولته و اسمیت (Nolte and Smith, 1981) نموداری تمام لگاریتمی از فشار خالص برحسب زمان پمپاژ ارائه دادند. افقی شدن شیب این نمودار نشانه‌ای از رشد ارتفاعی یا هرزروی بیش‌ازحد است.

تعیین‌کننده در عملیات شکست هیدرولیکی است. این فشار در کنترل رشد ارتفاعی شکست هیدرولیکی اهمیت فراوان دارد. محققین برای اطلاع بهتر از نحوه کاربرد نمودارهای تحلیل فشار و انواع مختلف آن می‌توانند به منابع مراجعه نمایند (Economides, 1992; Economides and Nolte, 2000; Valko and Economides, 1995).



شکل ۹. نمودار جذر زمان-فشار بر اساس داده‌های آزمون *DFIT*

۳.۷.۴ آزمایش *Gelminifrac*

نتایج آزمایش تزریق یک سیال ویسکوز که معمولاً همان سیال مدنظر برای انجام عملیات شکست هیدرولیکی است، علاوه بر تأیید یافته‌های آزمون‌های مراحل قبل، میزان کارایی سیال را در عملیات شکست هیدرولیکی مشخص می‌نماید. با تعیین میزان هرزروی سیال، می‌توان حجم مرحله پد^{۳۵} را در عملیات شکست هیدرولیکی محاسبه نمود. روند کار مشابه نمودار جذر زمان-فشار است. پس از تعیین σ_{CL} ، زمان معادل آن به دست می‌آید. سپس با در دست داشتن زمان پمپاژ سیال، زمان بی‌بُعد بسته شدن^{۳۶} محاسبه می‌گردد.

در این آزمون حدود ۹۰۵ بشکه سیال ویسکوز با نرخ متوسط bpm ۳۵ (زمان متوسط تزریق $26/7$ min) تزریق شد. نمودار شکل ۱۰، σ_{CL} در این آزمون را برابر 3466.1 psi تعیین می‌کند که تطابق مناسبی با نتایج آزمون‌های قبلی دارد. همچنین زمان متناسب با بسته شدن ترک $66/9$ min

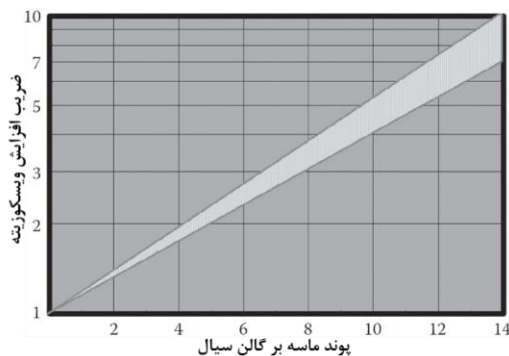
^{۳۵} Pad volume

^{۳۶} Dimensionless closure time

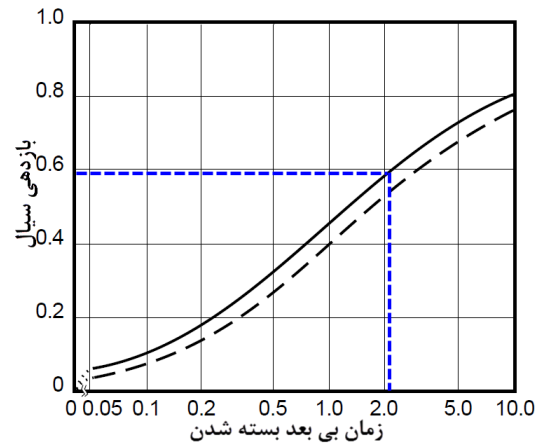
۵. طراحی عملیات شکست هیدرولیکی

پس از تخمین پارامترهای مورد نیاز طراحی عملیات شکست هیدرولیکی و تصحیح آن‌ها با استفاده از آزمایش‌های انجام شده، نوبت به طراحی هندسه و قسمت‌های مختلف عملیات می‌رسد. با توجه به مراحل قبل طول شکستگی ft برابر 500 و نرخ تزریق نزدیک به آزمایش *Gelminifrac* برابر با $Q = 30 \text{ bpm}$ و غلظت 8 ppg پروپانت از نوع ماسه‌سنگ اتاوا $20/40$ برای کاهش هزینه‌ها در نظر گرفته می‌شود. همچنین سیال مورد استفاده در عملیات بر اساس گزارش‌های شرکت ارائه دهنده دارای ویسکوزیته $90/4 \text{ cp}$ در شرایط استاندارد است.

برای ساده‌سازی محاسبات، سیال عملیات، غیر نیوتنی با قانون توانی و رئولوژی آن در طول شکستگی ثابت در نظر گرفته شد. ویسکوزیته سیال مورد استفاده باید توسط شرکت ارائه دهنده در دمای مخزن مدنظر مشخص شود. معمولاً این ویسکوزیته بر اساس استاندارد *ISO* (*API/ISO13503-1*)، در نرخ برش 170 s^{-1} گزارش می‌شود. ویسکوزیته سیال مورد استفاده در عملیات شکست هیدرولیکی بر اساس گزارش شرکت ارائه دهنده $90/4 \text{ cp}$ است. به دلیل اضافه شدن پروپانت به سیال، ویسکوزیته آن تغییر خواهد کرد. اثر این تغییر ویسکوزیته توسط انیشتین تعیین شد (*Einstein, 1906*). به منظور سادگی از نمودار شکل ۱۳ که بر اساس غلظت پروپانت و ضریب افزایشی ویسکوزیته ظاهری بیان شده است استفاده می‌شود. طبق نمودار در غلظت 8 ppg پروپانت، ویسکوزیته ظاهری با ضریب ۳ افزایش می‌یابد. در نتیجه ویسکوزیته ظاهری $271/2 \text{ cp}$ خواهد بود.

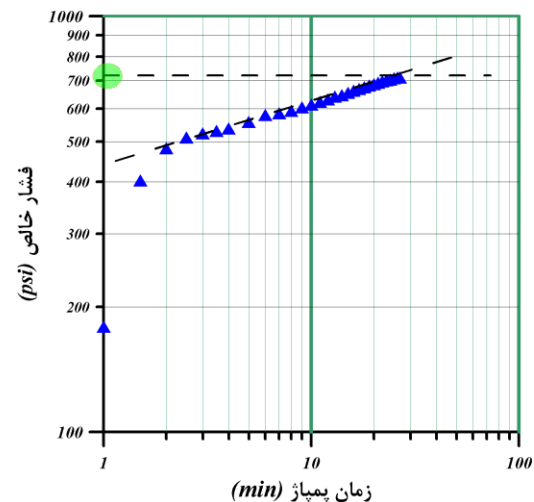


شکل ۱۳. ضریب افزایشی ویسکوزیته سیال بر حسب غلظت پروپانت ماسه‌سنگی (*Perkins and Kern, 1961*)



شکل ۱۱. تغییرات کارایی سیال نسبت به زمان بی‌بعد بسته شدن ترک (*K. G. Nolte, 1986*)

فشار در این قسمت از نمودار به عنوان فشار بحرانی خالص در نظر گرفته می‌شود. این نمودار در شکل ۱۲ فشار خالص 720 (فشار خالص از تفاضل فشار ته چاه و فشار بسته شدن ترک به دست آمد) را مشخص می‌کند. فشار به دست آمده تفاوت نسبتاً زیادی با فشار خالص اولیه تخمینی (475 psi) دارد. این موضوع اهمیت استفاده از آزمایش‌های برج‌ها در تصحیح پارامترهای ورودی را نشان می‌دهد. در این مورد بالاتر بودن فشار خالص به دست آمده از تحلیل نتیجه خوبی است. زیرا با افزایش فشار خالص امکان طراحی شکست هیدرولیکی بلندتر و کنترل رشد ارتفاعی بیشتری فراهم می‌آید.



شکل ۱۲. نمودار نولته اسمیت برای قسمت تزریق آزمون *minifrac*

$$w_{avg} (in.) = \frac{0.223 H_F^{0.07} \mu_{app}^{0.28} Q^{0.21} x_f^{0.28}}{E^{0.3}} \quad (12)$$

که در آن ارتفاع شکستگی بر حسب ft ، نفوذپذیری بر حسب cp ، نرخ تزریق بر حسب bpm و مدول یانگ بر حسب psi است.

۲.۵ محاسبه زمان و حجم پمپاژ سیال

با استفاده از معادلات موازنه جرم و توازن بین حجم شکستگی ایجاد شده ($2x_f \times w_{avg} \times H$) و حجم سیال پمپ شده (Qt_p) می‌توان زمان لازم برای عملیات پمپاژ را طبق معادله (۱۳) محاسبه نمود. در این معادله زمان کل پمپاژ سیال است.

$$2x_f = \frac{Qt_p}{3 C_T H_L \sqrt{t_p} (min) + 2 H_L Spurt + wH} \quad (13)$$

از حل این معادله بر حسب t_p زمان کل پمپاژ برابر با $25/95$ دقیقه محاسبه می‌شود. در نتیجه حجم کل سیال پمپ شده نیز برابر با 32697 گالن خواهد بود.

۳.۵ محاسبه بازدهی عملیات و تصحیح ضریب

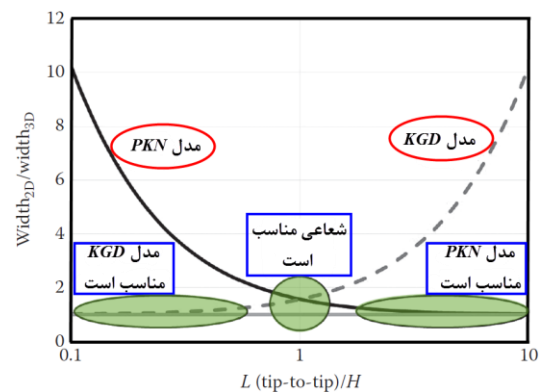
هرزروی (در صورت نیاز)

پس از تعیین حجم و زمان پمپاژ بازدهی عملیات شکست هیدرولیکی محاسبه خواهد شد. بازدهی به دست آمده در این مرحله باید با بازدهی محاسبه شده در بخش ۳.۷.۴ (۵۹٪) برابر باشد؛ زیرا سیال استفاده شده در هر دو قسمت مشابه است. بازدهی به سادگی از نسبت حجم شکستگی ایجاد شده به حجم سیال پمپ شده به دست می‌آید.

$$e_f = \frac{V_{Fracture}}{V_{Pumped}} = \frac{2 \times x_f \times H \times w}{Qt_p} \quad (14)$$

بدین ترتیب بازدهی برابر $54/8\%$ خواهد بود که کمتر از بازدهی محاسبه شده در بخش ۴-۷-۳ (۵۹٪) است. از این اختلاف نتیجه گرفته می‌شود که هرزروی به دست آمده در قسمت ۴-۵ (هرزروی کل $9 \times 10^{-4} ft/min$) بیش از مقدار واقعی است. به منظور تعدیل ضریب هرزروی، CT در معادله (۱۳) تغییر می‌کند تا بازدهی به مقدار 59% برسد. در نتیجه مقدار ضریب هرزروی به $78/7 \times 10^{-5} ft/min$ تصحیح می‌گردد. بنا به مقدار جدید ضریب هرزروی، مقادیر زمان و حجم سیال پمپاژی نیز به ترتیب به $24/1 min$ و 30379 گالن تعدیل می‌شود.

اکثر مدل‌های دو بُعدی بر اساس سه مدل اصلی پایه‌ریزی شده‌اند: مدل PKN ، مدل KGD و مدل شعاعی ($Geertsma$ and $DeKlerk, 1969; Khristianovic and Zheltov, 1955; Nordgren, 1972; Perkins and Kern, 1961; Sneddon, 1951$). مدل‌های PKN و KGD ارتفاع شکستگی را ثابت فرض می‌کنند و مدل شعاعی ارتفاع و طول شکستگی را برابر فرض می‌کند. با توجه به محدودیت ارتفاعی توسط لایه‌های شیلی در بالا و پایین مخزن، و در نظر گرفتن طول بلندتر از ارتفاع شکستگی، جهت انتخاب مدل هندسی مناسب می‌توان از مقایسه مدل‌های دو بُعدی و سه بُعدی استفاده نمود. شکل ۱۴ عرض شکستگی در مدل‌های بُعدی را نسبت به مدل بُعدی نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود با افزایش نسبت طول شکستگی به ارتفاع شکستگی، مدل PKN به مدل بُعدی نزدیک‌تر می‌شود. با توجه به طول $1000 ft$ (طول کل ترک) و ارتفاع $173 ft$ شکست مورد انتظار، مدل هندسی PKN برای طراحی حاضر مورداستفاده قرار می‌گیرد. محاسبات لازم برای طراحی عملیات شکست هیدرولیکی باید طبق ترتیب خاصی صورت گیرد. در ادامه گام‌های محاسبات با ترتیب صحیح برای رسیدن به نتیجه مناسب طی خواهد شد.



شکل ۱۴. انتخاب روش بُعدی مناسب برای طراحی (Smith and Montgomery, 2015a).

۱.۵ محاسبه عرض متوسط شکستگی

در فاز طراحی گام اول محاسبه عرض شکستگی (w_{avg}) است. انتخاب ابعاد پروپانت بسیار وابسته به عرض شکستگی است. عرض متوسط یا بازشدگی شکستگی بر اساس مدل هندسی PKN از معادله (۱۲) برابر با $0/1662 in$ به دست می‌آید.

۴.۵ محاسبه حجم مرحله پد^{۳۷}

به مرحله تزریق سیال بدون پروپانت که مسئولیت ایجاد شکستگی اولیه و بازشدگی اولیه را دارد مرحله پد می‌گویند. در این مرحله بخشی از طول و عرض شکستگی نهایی در عملیات ایجاد می‌شود (K. Nolte, 1986). طبق معادله (۱۵) حجم این مرحله ۲۱/۸۱٪ از حجم کل عملیات خواهد بود. f_c ضریبی است که در این معادله برای سیال با بازدهی بیش از ۲۰٪ برابر ۰/۰۵ است. مقدار این ضریب برای سیالات با کارایی کمتر از ۲۰٪ با استفاده از روابط و نمودارهای مخصوص به دست می‌آید (Economides, 1992) f_p نیز نسبت حجم مرحله پد به حجم کل عملیات شکست هیدرولیکی است. بدین ترتیب، حجم سیال در مرحله پد ۶۶۲۶ گالن و طول شکستگی ایجادشده در این مرحله نیز ۱۰۹ ft خواهد بود.

$$f_p = (1 - e_f)^2 + f_c, \quad (0.0 < f_c < 0.05) \quad (15)$$

$$f_p = (1 - 0.59)^2 + 0.05 = 0.2181$$

با توجه به طول ایجاد شده، عرض شکستگی در این مرحله طبق معادله (۱۲) 0.108 in به دست می‌آید. این عرض بزرگ‌تر از ۳ برابر بزرگ‌ترین ابعاد پروپانت ماسه‌سنگ ۲۰/۴۰ در نظر گرفته شده (۰/۳۳۱ in) است. طبق مطالعات انجام شده بر روی نمونه‌های آزمایشگاهی، در صورتی که ابعاد ذرات عبوری از یک منفذ کمتر از یک سوم قطر آن باشد، ذرات عبوری بدون وجود مانع قابل توجهی از منفذ عبور می‌کنند و در اطراف آن ته‌نشین نمی‌شوند (Gruesbeck and Collins, 1978). در صورت کافی نبودن عرض شکستگی، با افزایش حجم مرحله پد، ویسکوزیته سیال و یا نرخ تزریق می‌توان به عرض شکستگی بیشتری در این مرحله دست یافت.

۵.۵ محاسبات مشبک کاری

هندس‌ه مشبک کاری شامل طول، قطر و تعداد مشبک کاری در این مرحله تعیین می‌گردد. طبق مطالعات انجام شده و تجربیات گذشته پیشنهادهایی برای ابعاد مشبک کاری وجود دارد که حداقل‌های لازم برای اجتناب از مشکلات شکست

هیدرولیکی مرتبط با مشبک کاری و نزدیکی به چاه مانند پیش شکستگی‌ها را ارائه می‌دهد. بر اساس این پیشنهادها طول، قطر و تعداد مشبک کاری به همراه مقادیر مرتبط با طراحی حاضر در جدول ۳ آورده شده است (Gruesbeck and Collins, 1978; Smith and Montgomery, 2015a; Yew and Jogi, 1978).

جدول ۳. ابعاد مشبک کاری بر اساس مطالعات گذشته

مقدار	کمیت اندازه‌گیری	معادله تجربی
۰/۲ in.	حداقل قطر	$D_{Perf} \geq 6 \times D_{Proppant}$
۲۱ in.	حداقل طول	$L_{Perf} \geq 2.5 \times 0.7 \text{ ft.}$
۱۲۰	تعداد مشبک کاری	$Perf_{shots} = 4 \times Q(\text{bpm})$

برای تعیین دقیق راستای مشبک کاری نیاز به تعیین راستای تنش‌های افقی حداقل و حداکثر است. همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، این راستاها را می‌توان با استفاده از نگاره قطرسنج چهار بازویی^{۳۸} یا FMI ^{۳۹} با دقت مناسبی تعیین نمود. بر اساس اساس مطالعات، بهترین راستای مشبک کاری، راستای تنش افقی حداکثر با زاویه فازی 180° است (Abdollahipour et al., 2015). که در صورت مشخص بودن راستای تنش‌ها، این راستا برای مشبک کاری در نظر گرفته می‌شود.

۶.۵ محاسبات برنامه زمان‌بندی نحوه پمپاژ

پس از مرحله پد، پروپانت به مرور به سیال اضافه شده تا در نهایت غلظت مدنظر به دست آید. از آنجاکه کل هدف فرآیند شکست هیدرولیکی قرار دادن پروپانت در سازند است؛ این مرحله احتمالاً بحرانی‌ترین مرحله در کل فرآیند است. غلظت بسیار پایین پروپانت موجب کاهش هدایت‌پذیری شکستگی می‌شود و غلظت بیش‌ازحد نیز می‌تواند موجب *screen-out* گردد. در صورت بروز *screen-out* میزان هرزروی به مقدار چشمگیری افزایش می‌یابد و رشد شکست هیدرولیکی متوقف می‌گردد. افزایش نرخ تزریق نیز تنها موجب عریض‌تر شدن دهانه شکست هیدرولیکی موجود می‌شود. پارامترهای درگیر در طراحی این مرحله از عملیات شامل زمان بی‌بُعد بسته

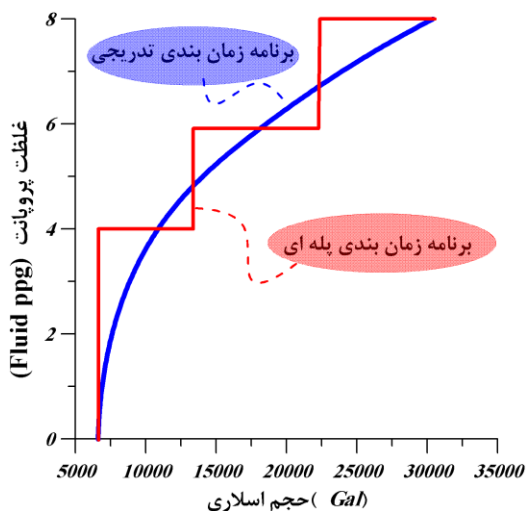
³⁷ Pad

³⁸ Four-arm Caliper log

³⁹ Formation Micro Image

جدول ۵. خلاصه کل عملیات شکست هیدرولیکی طراحی شده

حجم	مقیاس	برنامه زمان‌بندی	PPG	PPG
اسلاری (گالن)	زمانی (ξ)	بی‌بُعد پروپانت (C_D)	اسلاری	سیال
۶۶۰۰	-	-	مرحله Pad	۰
۱۲۲۵۰	۰/۲۵	۰/۶۴	۳/۷۷	۴/۵
۱۸۵۰۰	۰/۵۰	۰/۱۸	۴/۷	۶/۰
۲۴۴۵۰	۰/۷۵	۰/۹۱	۵/۳۷	۷/۱
۳۰۴۰۰	۱/۰۰	۱/۰۰	۵/۹	۸/۰



شکل ۱۵. برنامه زمان‌بندی پمپاژ جهت اجرای عملیات شکست هیدرولیکی در چاه موردنظر

شدن (δC)، حجم پد (fp)، نمای برنامه زمان‌بندی پروپانت (ε)، مقیاس زمانی (ξ)، برنامه زمان‌بندی بی‌بُعد پروپانت (C_D) و تبدیل واحد از غلظت پروپانت در ppg سیال به ppg اسلاری^{۴۰} اسلاری^{۴۱} (مخلوط سیال و پروپانت) (c_{sl})، و بالعکس (c_{fl}) است.

این پارامترها و روابط هر یک در جدول ۴ خلاصه شده است. با استفاده از این پارامترها می‌توان برنامه‌ریزی مراحل پمپاژ را با انتخاب تعداد گام‌ها یا مقیاس زمانی لازم رسیدن به غلظت نهایی، تکمیل نمود.

جدول ۴. روابط پارامترهای مورد استفاده در طراحی مرحله پمپاژ (Montgomery, 2013; Smith and Montgomery, 2015b, 2015c)

$$\delta C = \frac{t_C}{t_p} \quad C_D(\xi) = \xi^\varepsilon, \quad (0 \leq \xi \leq 1)$$

$$\varepsilon = 1 - e_f - \left(\frac{f_c}{e_f}\right) \quad c_{sl} = \frac{0.833c_{fl}\rho_{prop}}{8.33\rho_{prop} - c_{fl}}$$

$$\xi = \frac{t - ft_p}{t_p - ft_p} \quad c_{fl} = \frac{0.833c_{sl}\rho_{prop}}{8.33\rho_{prop} - c_{sl}}$$

جدول ۵ خلاصه کل عملیات شکست هیدرولیکی طراحی شده با انتخاب چهار مقیاس زمانی ($\xi = ۱/۰, ۰/۷۵, ۰/۵, ۰/۲۵$) برای رسیدن به غلظت نهایی پروپانت نشان می‌دهد. شکل ۱۵ نیز نحوه پیاده‌سازی عملیات را با دو شیوه نهایی گزارش به صورت پله‌ای^{۴۱} و تدریجی^{۴۲} نشان می‌دهد.

⁴⁰ Slurry

⁴¹ Stair step

⁴² Ramp curve

مدل را می‌توان 180 ft در نظر گرفت که بسیار نزدیک به طراحی انجام شده است.

توزیع پروپانت در لایه اصلی مخزن به خوبی انجام شده است، اما در لایه فرعی مخزن که توسط لایه شیلی جدا شده است؛ طبق پیش‌بینی انجام شده توزیع پروپانت به خوبی صورت نگرفته و تنها 200 ft دارای توزیع ضعیف پروپانت است. روند نسبتاً ساده طراحی ارائه شده در این مقاله علی‌رغم در نظر نگرفتن رفتار پیچیده سیال و اعمال محدودیت رشد ارتفاعی، تطابق مناسبی با روش عددی بررسی شده نشان داد. مدل عددی با رسیدن به 90% رشد شکست هیدرولیکی پیش‌بینی شده کارایی مناسب طراحی حاضر را نشان می‌دهد.

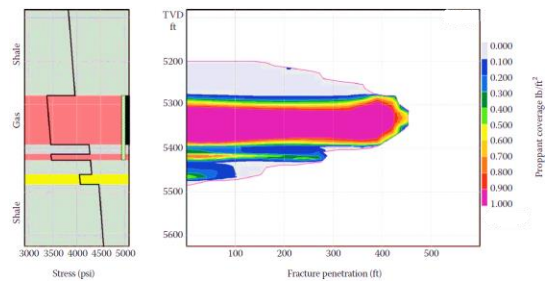
برای بررسی بیشتر نتایج بدست آمده، طراحی انجام شده در این مطالعه با نتایج حاصل از مدل‌سازی در نرم‌افزار *FracCADE* با در نظر گرفتن هندسه *P3D* شبیه‌سازی می‌شود. *FracCADE* نیز بر اساس روش عددی اجزا محدود شبه‌سه‌بُعدی به شبیه‌سازی رشد شکست هیدرولیکی می‌پردازد. شکل ۱۷ و ۱۸ هندسه نهایی شکست هیدرولیکی را به ترتیب به همراه تمرکز پروپانت و مقدار هدایت هیدرولیکی حاصل در شکستگی‌های هیدرولیکی نشان می‌دهد. بر اساس این مدل، شکست هیدرولیکی در حدود 470 فوت گسترش طولی خواهد داشت. همچنین ارتفاع شکست هیدرولیکی به 250 فوت خواهد رسید. همانطور که مشاهده می‌شود، مدل *P3D* هندسه متقارن تری پیش‌بینی نموده است؛ همچنین رشد ارتفاعی محدودتر از مدل کاملاً سه‌بُعدی است. با توجه به تغییرات تمرکز پروپانت قرار گرفته در شکستگی‌ها، ارتفاع مؤثر شکست نهایی (تفاضل ارتفاع کل مشاهده شده در شکل ۱۷ و ۱۸ و ارتفاع با تمرکز پروپانت صفر) کمی بیشتر از مدل کاملاً سه‌بُعدی و در حدود 200 فوت است. با توجه به هدایت هیدرولیکی بدست آمده در این مدل، انتظار می‌رود تولید این چاه به مقدار قابل قبولی تحت تأثیر عملیات شکست هیدرولیکی افزایش یابد.

البته مقدار بازشدگی دهانه شکست هیدرولیکی با توجه به شکل ۱۷ کمی کمتر از 0.12 in است که از عرض شکستگی پیش‌بینی شده برای بازشدگی دهانه شکست هیدرولیکی در طراحی کمتر است. برای افزایش عرض دهانه شکستگی می‌توان حجم مرحله *Pad* را افزایش داد یا از سیال با ویسکوزیته بالاتر استفاده نمود.

۶. مقایسه طراحی عملیات با روش عددی

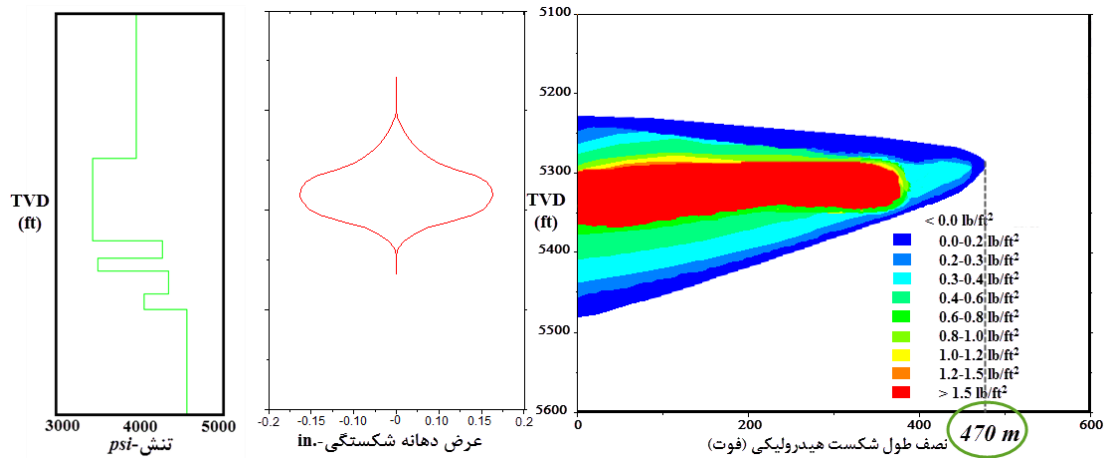
اسمیت و مونگومری با مدل‌سازی عددی کاملاً 3 بُعدی گسترش شکست هیدرولیکی در نرم‌افزار *STIMPLAN* بر روی این چاه به طراحی عملیات شکست هیدرولیکی پرداختند (*Smith and Montgomery, 2015a*). نرم افزار *STIMPLAN* قادر به مدل‌سازی کاملاً سه بُعدی رشد شکست هیدرولیکی بر اساس روش اجزا محدود است. آن‌ها با تغییر تمامی پارامترهای مؤثر با عملیات، از جمله طول، ارتفاع، تنش‌های تخمینی، سیال، فشار تزریق و ... به بررسی نتایج حاصل پرداختند.

شکل ۱۶ نتیجه مدل‌سازی سه بُعدی گسترش شکست هیدرولیکی به همراه توزیع پروپانت در شکستگی‌های ایجاد شده را با استفاده از پارامترهای ورودی مشابه نتایج این تحقیق نشان می‌دهد. در این مدل عددی برای شبیه‌سازی بیشتر شرایط واقعی، ویسکوزیته سیال در طول شکستگی کاهش یافته است. همچنین برخلاف فرض محدودیت کامل برای رشد ارتفاعی در این تحقیق، در مدل عددی امکان رشد ارتفاعی نیز در نظر گرفته شده است. در این مدل تنها به دلیل اختلاف تنش در لایه‌های مجاور امکان‌گند شدن سرعت رشد ارتفاعی وجود دارد.



شکل ۱۶. گسترش شکست هیدرولیکی و توزیع پروپانت در مدل عددی کاملاً 3 بُعدی مسئله

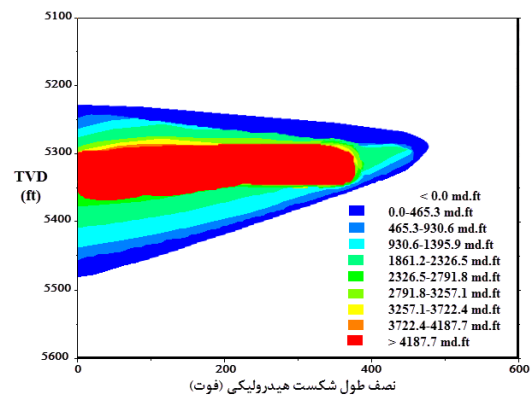
با توجه به نتیجه مدل کاملاً 3 بُعدی در شکل ۱۶، ارتفاع نهایی شکستگی حدود 280 ft و طول شکستگی 450 ft (که حدود 90% رشد مدنظر در طراحی است) محاسبه شده است. اگرچه در این شکل رشد ارتفاعی بیش از مقدار پیش‌بینی شده است؛ اما با توجه به نبود غلظت لازم پروپانت در ناحیه 100 ft بالای این مدل، این قسمت از شکستگی‌ها در پایان تحت فشار تنش افقی حداقل بسته می‌شوند. در حقیقت ارتفاع مؤثر این



شکل ۱۷. هندسه نهایی شکست هیدرولیکی به همراه تمرکز پروپانت

در سازند ماسه‌سنگی با نفوذپذیری تقریباً پایین قرار دارد. طراحی صحیح عملیات شکست هیدرولیکی نیازمند آگاهی از پارامترهای طراحی مانند انواع فشارها و هرزروی سیال است. با در دسترس بودن اطلاعات مناسب از شرایط میدان و همچنین داده‌های کامل چندین آزمایش درون چاهی از جمله آزمایش‌های *SRT*، *DFIT* و *Gelminifrac* مراحل طراحی عملیات شکست هیدرولیکی از ابتدا تا انتها به‌طور کامل انجام شد. با استفاده از داده‌های موجود پارامترهای موردنیاز طراحی عملیات، تهیه گردید. سپس با استفاده از نتایج آزمایش‌های درون چاهی و روش تحلیل فشار شکست، پارامترهای طراحی، تأیید و در صورت نیاز تصحیح شد و در نهایت، عملیات شکست هیدرولیکی طراحی شد.

زمان‌بندی پمپاژ سیال، غلظت پروپانت در هر مرحله و حجم کل عملیات با هدف ایجاد شکست هیدرولیکی به طول 500 ft و محدودیت ارتفاعی 173 ft به همراه توزیع 1 lb/ft^2 پروپانت در شکستگی‌ها تعیین گردید. نتایج یک مدل کاملاً 3 بُعدی عددی و مدل *P3D* با همین شرایط جهت مقایسه با اهداف طراحی استفاده شد. با توجه به نتایج مدل‌های عددی، طراحی انجام‌شده قادر به ایجاد تقریباً 90% طول شکست مدنظر و ارتفاع نزدیک به پیش‌بینی است. همچنین پروپانت توزیع شده در شکستگی‌ها بر اساس طراحی، به اهداف مورد نظر دست‌یافته است. تطابق بسیار خوب نتایج مدل‌های عددی با اهداف طراحی انجام‌شده، بیانگر موفقیت بسیار خوب این طراحی ساده با استفاده از یک مدل هندسی ساده 2 بُعدی



شکل ۱۸. تغییرات هدایت هیدرولیکی در شکست هیدرولیکی تولید شده

در کل، مدل‌های طراحی کاملاً 3 بُعدی عددی، طراحی بهینه تری ارائه می‌دهند و چنین مدلی برای شرایط پیچیده‌تر در حضور تجزیه دمایی سیال، ته‌نشست پروپانت، رشد ارتفاعی بدون محدودیت در طول انجام عملیات، و کنترل مناسب‌تر سیالات تحریک‌شده مانند فوم نیاز است. همچنین پس از طراحی مراحل عملیات، بررسی ته‌نشست پروپانت و اندرکنش سیال با محیط مخزن نیاز به مدل‌سازی دقیق عددی دارد.

۷. نتیجه‌گیری

طراحی عملیات شکست هیدرولیکی برای یک چاه قائم در میدان گازی هیوگوتون آمریکا صورت گرفت. میدان موردنظر

طراحی میدانی عملیات شکست هیدرولیکی در سازند ماسه‌سنگی (مطالعه موردی: چاه قائم در میدان گازی هیوگوتون آمریکا)

جدول ۶. سیاهه نمادها

شرح	واحد	نماد
تنش بسته شدن	Pa	σ_{CL}
تنش روباره	Pa	σ_V
فشار مخزن	Pa	Pres
نیروهای تکتونیک	Pa	T
تنش پروپانت	Pa	σ'_{prop}
هدایت پذیری بی‌بُعد	-	FCD
شعاع چاه مؤثر	m	r'w
شعاع چاه	m	rw
فاکتور ازدیاد تولید	-	FOI
ارتفاع شکست هیدرولیکی	m	Ho
ارتفاع هرزروی	m	HL
هرزروی به دلیل ویسکوزیته	m/√min	CI
درصد مرحله پد	-	fp
دهانه متوسط شکستگی	in.	wavg
مقیاس زمانی	-	ξ
برنامه زمان‌بندی بی‌بُعد پروپانت	-	CD
هرزروی به دلیل تراکم‌پذیری	m/√min	CII
هرزروی خاص دیواره	m/√min	CIII
مدول یانگ دینامیکی	Pa	EDyn
مدول یانگ استاتیکی	Pa	Estatic
نصف طول شکستگی	m	xf
نرخ تزریق	bpm	Q
ضریب پواسون	-	v
نسبت (HL/Hf)	m/s	rp
چگالی	Kg/m ³	ρb
سرعت موج فشاری	m/s	Vp
زمان پمپاژ	s	tp
زمان توقف پمپاژ	s	ΔT
نمای برنامه زمان‌بندی	-	ε
تخلخل	-	φ
تبدیل واحد غلظت از اسلاری به سیال	ppg/ppg	cfl
تبدیل واحد غلظت از سیال به اسلاری	ppg/ppg	csl

است. البته در مدل P3D بازشدگی دهانه شکست هیدرولیکی کمی کمتر از مقدار پیش‌بینی شده بدست آمد که با افزایش حجم مرحله Pad یا تغییر سیال عملیات، قابل تصحیح است. روند ارائه شده در این مقاله جهت طراحی عملیات شکست هیدرولیکی در یک چاه قائم می‌تواند یک راهنمای جامع و کامل باشد. برای طراحی عملیات در چاه‌های افقی نیاز به در نظر گرفتن اهداف و شرایط کمی متفاوت است که در این مقاله به آن پرداخته نشد.

همان‌طور که در این مطالعه دیده شد، وجود اطلاعات آزمایش‌های درون‌چاهی گامی مهم در طراحی یک عملیات موفق شکست هیدرولیکی است. متأسفانه چنین آزمایش‌ها و اطلاعاتی در میدان‌های نفت و گاز کشور ایران انجام و گردآوری نمی‌شود. پیشنهاد می‌گردد با انجام آزمایش‌های معرفی شده در میدان‌ها مستعد استفاده از فناوری شکست هیدرولیکی در ایران، و تهیه یک پایگاه داده این اطلاعات ارزشمند در اختیار محققین و صنعت قرار گیرد.

۸. سیاهه‌ی نمادها

جدول ۶ تمامی نمادهای بکار رفته در این مقاله را به همراه واحد آن شرح می‌دهد.

۹. مراجع

- Abdollahipour, A., 2015. Crack propagation mechanism in hydraulic fracturing procedure in oil reservoirs. University of Yazd.
- Abdollahipour, A., Fatehi-Marji, M., Behnia, M., Soltanian, H., 2017. Using well tests in order to evaluate affecting parameters in hydraulic fracturing design, in: 2nd National Conference on Petroleum Geomechanics. National Iranian Oil Company, Tehran, Iran.
- Abdollahipour, A., Fatehi Marji, M., Yarahmadi-Bafghi, A., Gholamnejad, J., 2016a. Numerical investigation on the effect of crack geometrical parameters in hydraulic fracturing process of hydrocarbon reservoirs. *J. Min. Environ.*
- Abdollahipour, A., Fatehi Marji, M., Yarahmadi-Bafghi, A., Gholamnejad, J., 2015. Simulating the propagation of hydraulic fractures from a circular wellbore using the Displacement Discontinuity Method. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 80, 281–291.
- Abdollahipour, A., Marji, M.F., Yarahmadi-Bafghi, A., Gholamnejad, J., 2016b. A complete formulation of an indirect boundary element method for poroelastic rocks. *Comput. Geotech.* 74, 15–25.
- Agarwal, R.G., 1979. Evaluation and performance prediction of low-permeability gas wells stimulated by massive hydraulic fracturing. *SPE J.* 31.
- Barenblatt, G., 1962. The mathematical theory of equilibrium crack in brittle fracture. *Adv. Appl. Mech.* 7, 55–129.
- Cherny, S., Chirkov, D., Lapin, V., Muranov, a., Bannikov, D., Miller, M., Willberg, D., Medvedev, O., Alekseenko, O., 2009. Two-dimensional modeling of the near-wellbore fracture tortuosity effect. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 46, 992–1000. doi:10.1016/j.ijrmms.2009.01.001
- Cinco-Ley, H., 1982. Evaluation of hydraulic fracturing by transient pressure analysis methods, in: International Petroleum Exhibition and Technical Symposium. Beijing, China.
- Crittendon, B.C., 1959. The mechanics of design and interpretation of hydraulic fracture treatments. *J. Pet. Techn.* 21–29.
- Eaton, B., 1969. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *J. Pet. Technol.* 21, 1353–1360.
- Economides, M.J., 1992. a practical companion to reservoir stimulation. Elsevier.
- Economides, M.J., Nolte, K.G., 2000. Reservoir stimulation, 3rd ed. John Wiley & Sons Ltd, Baffins Lane, Chichester.
- Einstein, A., 1906. Effect of particulate on viscosity. *Annu. J. Phys.* 19, 289.
- Geertsma, J., DeKlerk, F., 1969. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. *J. Pet. Technol.* 21, 1571–1581.
- Ghassemi, A., Zhou, X.X., Rawal, C., 2013. A three-dimensional poroelastic analysis of rock failure around a hydraulic fracture. *J. Pet. Sci. Eng.* 108, 118–127. doi:10.1016/j.petrol.2013.06.005
- Godbey, J., Hodges, H.D., 1958. Pressure measurements during hydraulic fracturing. *Trans. AIME* 213,

طراحی میدانی عملیات شکست هیدرولیکی در سازند ماسه‌سنگی (مطالعه موردی: چاه قائم در میدان گازی هیوگوتون آمریکا)

65–69.

Greetesma, J., de Klerk, F., 1969. A rapid method of predicting width and extent of hydraulic induced fractures. *J. of pet. tech.* 21, 1571–1581.

Griffith, A.A., 1921. The phenomena of rupture and flow in solids. *Phil. Trans. R. Soc. London* 221, 163–197.

Gruesbeck, C., Collins, R.E., 1978. Particle transport through perforations. *SPE J.* 22, 857–865.

Harrison, E., Kieschnick, W.F., McGuire, W.G., 1954. The mechanics of fracture induction and extension. *Pet. Trans AIME* 201, 252–263.

Howard, G.C., Fast, C.R., 1957. Optimum fluid characteristics for fracture extension. *Drill. Prod. Pr.* 24, 261–270.

Hubbert, M.K., Willis, D.G., 1957. Mechanics of hydraulic fracturing. *Trans. Am. Inst. Min. Met. Eng.* 153–166.

Khristianovic, S.A., Zheltov, Y.P., 1955. Formation of vertical fractures by means of highly viscous liquid, in: *Proc. 4th World Petroleum Congress.*

Lacy, L.L., 1997. Dynamic rock mechanics testing for optimized fracture designs, in: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers., San Antonio, TX.*

Montgomery, C., 2013. Fracturing Fluid Components. *Eff. Sustain. Hydraul. Fract.* 25–45. doi:10.5772/56422

Nagel, N.B., Sanchez-Nagel, M. a., Zhang, F., Garcia, X., Lee, B., 2013. Coupled Numerical Evaluations of the Geomechanical Interactions Between a Hydraulic Fracture Stimulation and a Natural Fracture System in Shale Formations. *Rock Mech. Rock Eng.* 46, 581–609. doi:10.1007/s00603-013-0391-x

Nolte, K., 1986. Determination of proppant and fluid schedules from fracturing pressure decline. *Prod. Eng.* 1, 255–265.

Nolte, K.G., 1986. A General Analysis of Fracturing Pressure Decline Analysis with Application to Three Models, in: *SPE Formation Evaluation.* pp. 571–583.

Nolte, K.G., Smith, M.B., 1981. Interpretation of fracturing pressures. *J. Pet. Tech.* 1765–1775.

Nordgren, R.P., 1972. Propagation of a vertical hydraulic fracture. *SPE J.* 12, 306–314.

Pereyra, V., Castillo, J., Devloo, P.R.B., Fernandes, P.D., Gomes, S.M., Bravo, C.M.A.A., Damas, R.G., 2006. A finite element model for three dimensional hydraulic fracturing. *Math. Comput. Simul.* 73, 142–155.

Perkins, T.K., Kern, L.R., 1961. widths of hydraulic fractures. *J. Pet. Technol.* 13, 937–949.

Pippin, L., 1970. Panhandle-Hugoton Field, Texas-Oklahoma-Kansas-the First Fifty Years, in: *Geology of Giant Petroleum Fields.* p. 217.

- Simonson, E.R., Abou-Sayed, A.S., Clifton, R.J., 1978. Containment of massive hydraulic fractures. *SPE J* 18, 27–32.
- Smith, M.B., Montgomery, C.T., 2015a. *Hydraulic Fracturing*. London.
- Smith, M.B., Montgomery, C.T., 2015b. Ch. 3 “Design variables,” in: Abhijit, Y., D. (Ed.), *Hydraulic Fracturing*. Taylor & Francis Publication, New York.
- Smith, M.B., Montgomery, C.T., 2015c. Ch. 4 “Rock Stresses,” in: Abhijit, Y., D. (Ed.), *Hydraulic Fracturing*. Taylor & Francis Publication, New York.
- Smith, M.B., others, 1985. Stimulation design for short, precise hydraulic fractures. *Soc. Pet. Eng. J.* 25, 371–379.
- Sneddon, I., Elliot, H., 1964. The opening of a Griffith crack under internal. *Q. Appl. Math.* 4, 262–267.
- Sneddon, I., Lowengrub, M., 1969. *Crack problems in the classical theory of elasticity*. John Wiley & Sons, New York.
- Sneddon, I.N., 1951. *Fourier transforms*. McGraw-Hill Book Company, New York.
- Valko, P., Economides, M.J., 1995. *Hydraulic fracture mechanics*. Wiley, New York.
- Veatch, R.W.J., 1983. Overview of Current Hydraulic Fracturing Design and Treatment Technology. *J Pet Technol* 35, 677–687.
- Yew, c., Jogi, P.N., 1978. The determination of Biot’s parameters for sandstones, Part I: static tests. *Expl Mech.* 18, 167–172.
- Zhou, D., Zheng, P., He, P., Peng, J., 2016. Hydraulic fracture propagation direction during volume fracturing in unconventional reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* doi:10.1016/j.petrol.2016.01.028