

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

GRACIMÁRIO BEZERRA DA SILVA

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM
UM RESERVATÓRIO ARENÍTICO DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS**

JOÃO PESSOA – PB

2019

GRACIMÁRIO BEZERRA DA SILVA

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM
UM RESERVATÓRIO ARENÍTICO DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS**

JOÃO PESSOA – PB

2019

GRACIMÁRIO BEZERRA DA SILVA

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM UM
RESERVATÓRIO ARENÍTICO DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química do Centro de Tecnologia da Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Orientador: Prof. Dr. Leopoldo Oswaldo Alcázar
Rojas

Coorientador: Prof. Dr. José Agnelo Soares

JOÃO PESSOA – PB

2019

S586s Silva, Gracimário Bezerra da.

Simulação numérica de fraturamento hidráulico em um reservatório arenítico da bacia Sergipe-Alagoas / Gracimário Bezerra da Silva. - João Pessoa, 2019.
68 f.

Orientação: Leopoldo Oswaldo Alcázar Rojas.

Coorientação: José Agnelo Soares.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT.

1. Reservatório de petróleo. 2. Fraturamento hidráulico. 3. Modelo de fratura Perkins e Kern. 4. Stimplan-3D. I. Rojas, Leopoldo Oswaldo Alcázar. II. Título.

UFPB/BC

GRACIMÁRIO BEZERRA DA SILVA

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM UM
RESERVATÓRIO ARENÍTICO DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química do Centro de Tecnologia da Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Aprovada em 26 de março de 2019.

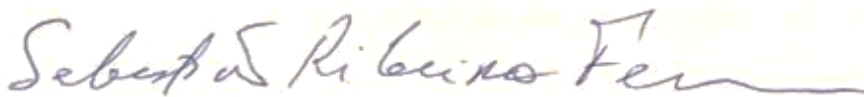
BANCA EXAMINADORA



**Prof. Dr. Leopoldo Oswaldo Alcázar Rojas – PPGEQ/CT/UFPB
(Orientador)**



**Prof. Dr. Alfredo Ismael Curbelo Garnica – PPGEQ/CT/UFPB
(Examinador Interno)**



**Prof. Dr. Sebastião Ribeiro Ferreira – DEQ/CT/UFRN
(Examinador Externo)**

Aos meus pais,
Dedico.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus que é a minha fortaleza e por ter me dado a capacidade para chegar até aqui.

Ao meu orientador professor Dr. Leopoldo Oswaldo Alcázar Rojas, pela confiança, paciência e pelos ensinamentos durante todo esse período de UFPB.

Ao meu coorientador professor Dr. José Agnelo Soares, pelo o apoio que sempre tem prestado, contribuindo substancialmente com seus ensinamentos.

À minha mãe Maria das Graças Silva e ao meu Pai Genival Bezerra da Silva pelo carinho, afeto e pelas horas, dias e anos que comigo passaram bons e não tão bons momentos. Por todo o apoio e pela força que sempre me prestaram ao longo de toda a minha vida acadêmica, sempre me proporcionando o melhor.

Aos meus irmãos, Gerivaldo, Geilson, Geomária, Gilson, Genilson e Genaldo por todo carinho e irmandade.

Ao meu amigo Joseeldo Júnior, pelo companheirismo, apoio e paciência naqueles meus momentos mais complicados. Foram os mais diversos momentos compartilhados juntos, obrigado por tudo.

Às minhas amigas, Bárbara e Paula, por todos os momentos de descontração e aperreios vividos sempre juntos, pelo apoio e palavras ditas.

À empresa *NSI Technologies* pela licença acadêmica do software *SimPlan 3D*, bem como pelo suporte tecnológico, fundamentais para realização desta pesquisa.

Aos técnicos de informática da UFPB, Leandro e Jadilson, pela paciência e suporte que tem prestado.

À todos aqueles que fazem parte do Laboratório de Modelagem Computacional e Controle de Processos (LABMC) da UFPB, pelas conversas e momentos de aprendizagem.

Aos técnicos administrativos e professores que compõem o Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química (PPGEQ) da UFPB, pelo acolhimento e troca de conhecimento.

À Capes pelo financiamento desta pesquisa.

*Todos esses que aí estão
Atravancando meu caminho,
Eles passarão...
Eu passarinho!*
Mário Quintana

RESUMO

O fraturamento hidráulico consiste em uma técnica capaz de estimular poços de petróleo que sofreram declínio de produção ao longo do tempo, assim como também permitir a produção de reservatórios que apresentam baixa permeabilidade, por meio da criação de uma rede de canais na rocha, promovendo a conexão entre os poros no meio rochoso. A fratura induzida hidráulicamente na formação, geralmente, é criada e se propaga a grandes profundidades na rocha-reservatório. Existem vários modelos de fraturas que foram desenvolvidos até então. Esses modelos visam se aproximar o máximo do real e determinam a geometria que a fratura se forma na formação. Atualmente, alguns softwares têm sido desenvolvidos e utilizados para esse tipo de estudo. Esta dissertação tem como objetivo simular numericamente o fraturamento hidráulico aplicado em um reservatório arenítico de acordo com dados extraídos de um poço de petróleo que sofreu declínio da produção ao longo do tempo e, também, simular o fraturamento hidráulico no mesmo reservatório para com diferentes permeabilidades para servir como dados de sensibilidade. O reservatório apresenta uma permeabilidade equivalente a 30 mD. Para dados de sensibilidade foram realizadas simulações para diferentes permeabilidades mantendo os mesmos dados de entrada referentes ao reservatório, variando também o tipo de propante a ser adicionado ao fluido fraturante. Para isso, utilizou-se o software *Stimplan-3D* para a simulação de fraturamento hidráulico de um poço real já perfurado no campo Cidade de Aracaju da Bacia Sergipe-Alagoas. Com os dados de entrada foi gerado um modelo geológico do reservatório. Posteriormente, criou-se na rocha-reservatório arenítica, uma fratura de forma controlada. A geometria dessa fratura segue o modelo Perkins e Kern em que a fissura é longa e ao mesmo tempo estreita, apresentando um comprimento crescente ao longo do tempo com uma altura constante. A primeira simulação foi realizada para o caso em que a rocha-reservatório apresenta uma permeabilidade de 30 mD, sendo utilizado como fluido fraturante o 30# *X-Link* e *Bauxite* como tipo de propante. Para dados de sensibilidade foram realizadas mais algumas simulações considerando que a rocha-reservatório apresentasse as seguintes permeabilidades: 1 mD, 10 mD, 20 mD e 30 mD. Para esses, manteve-se o mesmo tipo de fluido, porém foi utilizado outro tipo de propante, o *Ottawa Sand*. Os resultados gerados mostraram que a fratura toma uma proporção satisfatória na rocha-reservatório com boa acomodação do material granular no interior da fratura para todos os casos. A fratura atingiu uma profundidade maior de penetração na rocha-reservatório para os casos em que a permeabilidade adotada foi de 1 mD e 30 mD do que para as permeabilidades de 10 mD e 20 mD. A pressão de injeção se comportou como o esperado para todas as simulações, inicialmente alta e, posteriormente, sofreu declínio causada pela adição de determinadas concentrações de propante. A condutividade da fratura foi maior para a permeabilidade de 1 mD e menor para a permeabilidade de 30 mD. Contudo, para todos os casos com diferentes permeabilidades, a fratura criada na formação rochosa, se comportou de acordo com o modelo de fratura Perkins e Kern.

Palavras-chave: Reservatório de petróleo, fraturamento hidráulico, modelo de fratura Perkins e Kern, *Stimplan-3D*.

ABSTRACT

Hydraulic fracturing consists of a technique capable of stimulating oil wells that have suffered a decline in production over time, as well as allowing the production of reservoirs that have low permeability, through the creation of a network of channels in the rock, promoting the connection between the pores in the rocky environment. The hydraulically induced fracture in the formation is generally created and propagates at great depths in the reservoir rock. There are several models of fractures that have been developed until then. These models aim to get as close to the real as possible and determine the geometry that the fracture forms in the formation. Currently, some softwares have been developed and used for this type of study. This dissertation aims to numerically simulate the hydraulic fracturing applied in an arenite reservoir according to data extracted from an oil well that has suffered a decline in production over time and also to simulate hydraulic fracturing in the same reservoir with different permeabilities for serve as sensitivity data. The reservoir has a permeability equivalent to 30 mD. For sensitivity data, simulations were performed for different permeabilities, maintaining the same input data regarding the reservoir, also varying the type of proppant to be added to the fracture fluid. For this, the software Stimplan-3D was used for the hydraulic fracture simulation of a real well already drilled in the Aracaju City field of the Sergipe-Alagoas Basin. With the input data a geological model of the reservoir was generated. Subsequently, a fracture of controlled form was created in the rock-sandstone reservoir. The geometry of this fracture follows the Perkins and Kern model in that the crack is long and at the same time narrow, presenting an increasing length over time with a constant height. The first simulation was performed for the case where the rock-reservoir has a permeability of 30 mD, and the fractured fluid is used as the propellant type of 30 # X-Link and Bauxite. For sensitivity data, a few more simulations were performed considering that the rock-reservoir had the following permeabilities: 1 mD, 10 mD, 20 mD and 30 mD. For these, the same type of fluid was maintained, but another type of propeller, the Ottawa Sand was used. The results showed that the fracture takes a satisfactory proportion in the rock-reservoir with good accommodation of the granular material inside the fracture for all the cases. The fracture reached a greater penetration depth in the reservoir rock for the cases where the permeability was 1 mD and 30 mD than for the permeabilities of 10 mD and 20 mD. The injection pressure behaved as expected for all simulations, initially high and subsequently suffered decline caused by the addition of certain proppant concentrations. The fracture conductivity was higher for the permeability of 1 mD and lower for the permeability of 30 mD. However, for all cases with different permeabilities, the fracture created in the rock formation, behaved according to the Perkins and Kern fracture model.

Keywords: Oil reservoir, hydraulic fracturing, Perkins and Kern fracture model, Stimplan-3D.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – A primeira operação de fraturamento hidráulico sendo realizada em no Campo de gás de Hugoton nos Estados Unidos	3
Figura 2 – Bacia Sergipe-Alagoas	6
Figura 3 – Operação de Fraturamento Hidráulico	7
Figura 4 – Mudança no fluxo de fluido do reservatório para o poço antes e depois do fraturamento hidráulico	8
Figura 5 – Tratamento <i>Tip Screen Out</i> (aumento da espessura da fratura)	9
Figura 6 – Diagrama de tensões	10
Figura 7 – Seção vertical da fratura	11
Figura 8 – Geometria da fratura apresentada pelo modelo PKN	13
Figura 9 – Geometria da fratura apresentada pelo modelo KGD	13
Figura 10 – Geometria da fratura apresentada pelo modelo Radial	14
Figura 11 – Modelo de Fratura Pseudo-3D	15
Figura 12 – Geometria de fratura 3D planar com base no sistema de malha móvel de elementos triangulares	16
Figura 13 – Geometria de fratura 3D planar baseada em sistema regular (fixo) de elementos quadrangulares	16
Figura 14 – Geometria da fratura apresentada pelo modelo PKN	17
Figura 15 – Típico registro de pressão de fundo	21
Figura 16 – Relação entre condutividade da fratura e fator <i>skin</i> equivalente.....	25
Figura 17 – Modelo de fratura gerado pelo <i>StimPlan 3D</i>	27
Figura 18 – Localização do Poço 1-CAU-3-SE	28
Figura 19 – Perfil do Poço 1-CAU-3-SE	29
Figura 20 – Sequência estratigráfica das formações rochosas e localização do reservatório	30
Figura 21 – Modelo geológico do reservatório em estudo	33
Figura 22 – Largura máxima da fratura gerada pelo <i>StimPlan 3D</i>	36
Figura 23 – Fechamento da fratura	37
Figura 24 – Propagação da fratura no meio rochoso	38
Figura 25 – Geometria da fratura	40
Figura 26 – Crescimento final da fratura na formação arenítica com permeabilidade de a) 1mD, b) 10mD, c) 20mD e d) 30mD	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedades do reservatório em estudo.....	30
Tabela 2 – Propriedades dos fluidos do reservatório no separador.....	31
Tabela 3 – Resultados do tratamento gerados no <i>StimPlan 3D</i>	34

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Pressão de injeção <i>versus</i> tempo	35
Gráfico 2 – Pressão líquida <i>versus</i> tempo de tratamento	40
Gráfico 3 – Condutividade <i>versus</i> propagação da fratura	41
Gráfico 4 – Pressão de injeção <i>versus</i> tempo para a permeabilidade de a) 1mD, b) 10mD, c) 20mD e d) 30mD.....	45
Gráfico 5 – Condutividade <i>versus</i> penetração da fratura para a permeabilidade de a) 1mD, b) 10mD, c) 20mD e d) 30mD	47

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	3
2. OBJETIVOS.....	4
2.1 Objetivo Geral	4
2.2 Objetivos Específicos	5
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
3.1 Reservatórios Areníticos.....	5
3.2 Bacia Sergipe-Alagoas	5
3.2.1 Campo Cidade de Aracaju.....	6
3.3 Fraturamento hidráulico	6
3.3.1 Mecânica da Fratura Hidráulica	9
3.3.2 Geometria da Fratura Hidráulica	10
3.4 Modelagem	11
3.4.1 Modelos de Fratura Hidráulica	12
3.4.2 Modelo de Fratura Perkins e Kern.....	17
3.4.2.1 Modelo Estrutural	17
3.4.2.2 Modelo Matemático.....	18
3.5 Produtividade Pós-Fraturamento	23
3.6 Fluido Fraturante	25
3.7 StimPlan 3D.....	26
4. METODOLOGIA.....	27
4.1 Localização do Poço	27
4.2 Propriedades do Reservatório	29
4.3 Propriedades do Fluido do Reservatório no Separador	31
4.4 Simulação Numérica do Fraturamento Hidráulico	31
4.4.1 Dados de Sensibilidade.....	32

5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	33
5.1	Fluido tipo 30# X-Link e Propante tipo Bauxite	33
5.2	Fluido tipo 30# X-Link e Propante tipo Ottawa Sand	41
6.	CONCLUSÕES	50
7.	REFERÊNCIAS	51

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos, estudos têm possibilitado o desenvolvimento de técnicas capazes de viabilizar a produção de um campo petrolífero. Uma dessas técnicas é o fraturamento hidráulico, caracterizada por ser uma operação de estimulação, que tem se tornado bastante aplicado em reservatórios de baixa permeabilidade de forma a garantir a sua produção e, também, é uma operação que pode ser aplicada em campos maduros fazendo aumentar, significativamente, a produção dos poços.

De acordo com Silva (2017), investir na estimulação de poços já existentes, através do método de fraturamento hidráulico, por exemplo, é mais rentável que a perfuração de novos de poços, visto que esta trata-se de uma operação, significativamente, onerosa na indústria de petróleo.

A técnica de fraturamento hidráulico surgiu nos Estados Unidos a partir de julho de 1947 no campo de gás de Hugoton, no poço de Kelpner 1, como mostra a Figura 1. A partir de então, se intensificou na indústria de petróleo podendo ser considerada, atualmente, um dos artifícios mais utilizados para estimulação de poços de petróleo (GARCIA, 1996).

Figura 1 – A primeira operação de fraturamento hidráulico sendo realizada no Campo de gás de Hugoton nos Estados Unidos.



Fonte: HOLDITCH, 2007.

Na operação de fraturamento hidráulico, a fratura é criada a grandes profundidades na formação rochosa e se propaga a partir de altas pressões causadas pela injeção de um determinado volume de fluido fraturante na rocha-reservatório. Após criada a fratura, o agente de sustentação, também chamado de propante, o qual é adicionado ao fluido, tem a função de manter a mesma aberta, permitindo o fluxo de fluido do reservatório para o poço.

O fraturamento hidráulico é uma técnica que pode ser aplicado tanto em reservatórios do tipo não convencionais quanto em reservatórios convencionais.

Os reservatórios de gás confinado (*Tight Gas*) são exemplos de reservatórios não convencionais os quais são formados por rochas sedimentares do tipo arenítico ou carbonático. Este tipo de formação apresenta baixíssima permeabilidade, sendo necessária a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico para aumentar a permeabilidade e garantir o fluxo de fluidos no meio rochoso. Para isso, cria-se na formação uma rede de fraturas artificiais.

Alguns modelos de fratura têm sido criados para melhor compreendermos como a geometria da fratura se desenvolve no meio rochoso quando induzida hidraulicamente. Dentre esses modelos têm-se, por exemplo, o PKN, KGD, Pseudo-3D e o Planar-3D. Tais modelos de fratura se aproximam o máximo do real. Entretanto, os modelos PKN e Pseudo-3D são aplicados a uma formação típica de *Tight Gas* (RAHMAN & RAHMAN, 2010).

São apresentados na literatura modelos bidimensionais e tridimensionais para representar a geometria da fratura. Nessa dissertação foram realizadas simulações baseadas no modelo bidimensional de Perkins e Kern (1961), também conhecido como PKN. O mesmo foi utilizado para o estudo de fraturamento hidráulico por ser um modelo que apresenta alta confiabilidade.

A tecnologia tem permitido a criação de softwares apropriados para o estudo de reservatórios de petróleo, onde se buscam métodos capazes de aumentar a produção de poços e, desta forma, viabilizar o desenvolvimento de um campo de petróleo.

A simulação numérica para o estudo de fraturamento hidráulico, nesta dissertação, foi feita por meio da utilização do software *StimPlan 3D*¹ para entendermos melhor como uma fratura é criada e propagada hidraulicamente no meio rochoso de forma controlada.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Simular numericamente o fraturamento hidráulico aplicado em um reservatório arenítico de acordo com dados extraídos de um poço de petróleo que sofreu declínio da

¹ Software obtido através da empresa *NSI Technologies*, por meio de licença acadêmica junto à UFPB, para simulação numérica de fraturamento hidráulico.

produção ao longo do tempo e, também, simular o fraturamento hidráulico no mesmo reservatório para com diferentes permeabilidades para servir como dados de sensibilidade.

2.2 Objetivos Específicos

- Gerar um modelo geológico do reservatório;
- Simular numericamente o fraturamento hidráulico de forma controlada neste tipo de reservatório.
- Simular numericamente o fraturamento hidráulico para o mesmo reservatório considerando diferentes permeabilidades.
- Compreender o comportamento de uma fratura induzida hidraulicamente, observando como a mesma se cria e se propaga no meio rochoso através da pressão de injeção.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Reservatórios Areníticos

As rochas-reservatório são aquelas que apresentam propriedades petrofísicas, tais como porosidade e permeabilidade, adequadas para acumulação e produção de óleo e/ou gás.

Dentre os reservatórios de petróleo, encontram-se os reservatórios areníticos os quais consistem-se de rochas sedimentares areníticas que se formaram devido ao processo de compactação e litificação de sedimentos arenosos.

Responsável por grande parte da produção do petróleo brasileiro, a Bacia de Campos, por exemplo, tem uma estrutura geológica composta majoritariamente por reservatórios areníticos.

3.2 Bacia Sergipe-Alagoas

Localizada na margem continental do Nordeste brasileiro, a Bacia Sergipe–Alagoas tem uma área equivalente a 35.000 Km². A Figura 2 mostra a localização desta bacia.

Figura 2 – Bacia Sergipe-Alagoas.



Fonte: ANTONIETTO, 2015.

3.2.1 Campo Cidade de Aracaju

O campo Cidade de Aracaju situa-se na bacia Sergipe-Alagoas, cerca de 5 Km a oeste da cidade de Aracaju, no município de São Cristovão/SE.

De acordo com dados extraídos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)² o campo Cidade de Aracaju foi descoberto em 21 de novembro de 1982, por meio da perfuração do poço 1-CAU-3-SE. Esse poço teve sua produção iniciada em 31 de dezembro de 1982 com fechamento em 1997 com uma produção acumulada de 151.000 barris de óleo, o equivalente a 24.000 metros cúbicos. Já a produção de gás acumulada chegou a 589.000 metros cúbicos. Os volumes originais estimados foram de 1.500.000 barris de óleo, ou seja, 238.000 metros cúbicos, enquanto o volume de gás era de 3.346.000 metros cúbicos. A densidade relativa do óleo é de 30 °API.

3.3 Fraturamento hidráulico

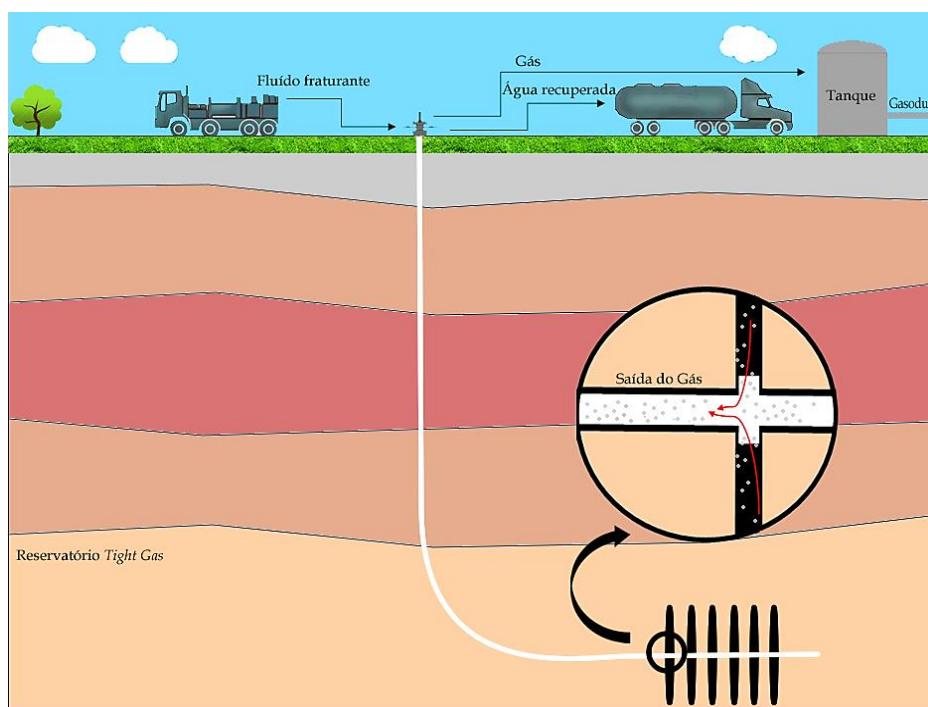
Segundo Damas (2005), a técnica de Fraturamento Hidráulico consiste em fraturar a rocha-reservatório a partir da injeção de um fluido fraturante na formação, sob uma pressão suficientemente alta capaz de causar a ruptura da rocha por tração. Consequentemente, inicia-se uma fratura na rocha que se propaga até que o bombeio do fluido cesse. Ao fluido, é

² Dados do campo Cidade de Aracaju. Disponível em: < http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_1AM/acumuloes_marginais/resumos/Cidade_de_Aracaju.pdf>. Acessado em: 14 de setembro de 2018.

adicionado material granular, geralmente areia, conhecido como agente de sustentação, o qual permite que a fratura permaneça aberta assim que for cessado o bombeio. É, então, criada uma rede de canais (fraturas) no meio rochoso, de alta permeabilidade, permitindo o fluxo de fluidos do reservatório para o poço.

A Figura 3 ilustra a técnica de fraturamento sendo aplicada em um reservatório do tipo *Tight Gas*.

Figura 3 – Operação de Fraturamento Hidráulico.



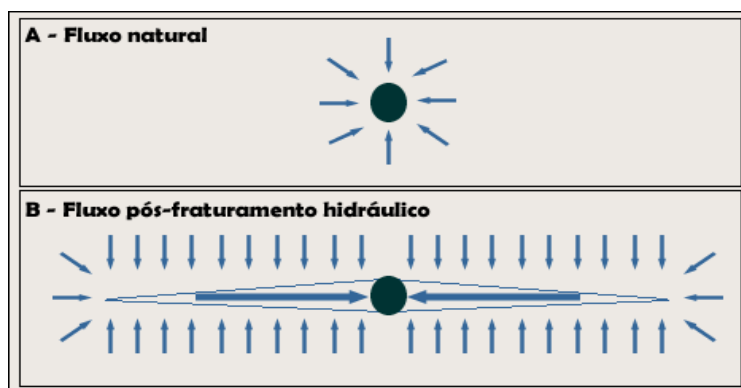
Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

O fluido de fraturamento hidráulico é constituído basicamente de água, areia e agentes químicos e sua composição pode variar de acordo com a formação no qual o fluido irá atravessar.

Algumas características da fratura são consideradas importantes em um projeto de fraturamento hidráulico, tais como: a dimensão e a propagação da fratura.

A Figura 4 ilustra a mudança de fluxo ao redor de um poço antes e depois de realizado uma operação de fraturamento hidráulico, ocorrendo, desta forma, um aumento significativo na área de drenagem dos fluidos da formação para o interior do poço devido ao aumento da permeabilidade do meio rochoso.

Figura 4 – Mudança no fluxo de fluido do reservatório para o poço antes e depois de realizado o fraturamento hidráulico.



Fonte: Adaptado de *apud* ABREU & ROCIO, 2016.

Segundo Yew (2008), a fratura é criada na formação rochosa a uma profundidade relativamente alta, onde a mínima tensão compressiva *in situ* está na direção horizontal.

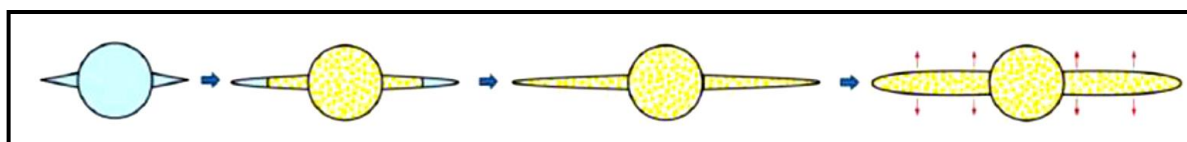
A operação de fraturamento hidráulico consiste basicamente em três principais estágios. São eles:

- Primeiro estágio: Inicialmente, o fluido fraturante é bombeado para a formação rochosa sem a presença do agente de sustentação. Nesse caso, o fluido é chamado de *Pad*, sendo responsável pela iniciação e propagação da fratura hidráulica no meio rochoso.
- Segundo estágio: Nesse estágio, quando a fratura já tenha atingido dimensões consideradas no interior da formação, é, então, adicionado ao fluido fraturante o agente de sustentação para que o mesmo se desloque acomodando o material granular (agente de sustentação) pelo interior da fratura ao longo do tempo de bombeio, tal fluido é chamado de *Slurry*. Para estender a fratura criada na formação, é adicionado então, durante o bombeio do fluido, o propante, fazendo com que o material granular se acomode adequadamente dentro da fratura. Então, é crescente as concentrações de propante no *Slurry*. Quando o bombeio do fluido fraturante é cessado, tem-se que, o poço é fechado para que a pressão excessiva seja absorvida pela formação rochosa, ocorrendo, desta forma, a infiltração de parte do fluido para o meio rochoso enquanto o propante se acomoda no interior da fissura que foi criada.
- Terceiro estágio: Esse estágio se inicia logo após a estabilização da pressão na rocha e consequente acomodação do propante. Tal estágio consiste na limpeza total da formação, no qual é removido o fluido fraturante presente tanto no interior das fraturas induzidas hidraulicamente quanto na formação devido a infiltração. Realizada a limpeza, o poço é condicionado ou preparado para ser colocado em produção.

Segundo Juvito (2017), como o *Pad* é o responsável pela propagação da fratura, então, é ideal que a infiltração ocorra de modo que o volume de *Pad* na fratura seja mínimo na etapa final do tratamento do fraturamento hidráulico, procurando otimizar tanto as dimensões da fratura, assim como a sustentação da mesma pelos propantes. Porém, se o *Leak-off*, que consiste na absorção do *Pad* pela formação rochosa, for maior do que o esperado, então, o *Slurry* chegará mais rapidamente à extremidade da fratura e a mesma se propagará além das dimensões esperadas, tendo em vista que o *Slurry* é incapaz de dar continuidade à propagação da fissura como o *Pad*, podendo ocasionar o acúmulo de *Slurry* no poço. Desta forma, tem-se que a quantidade de *Slurry* deve ser controlada para que não haja um deslocamento excessivo das etapas anteriores, pois o excesso de propantes no poço é indesejado, dificultando o processo de limpeza que será feito posteriormente.

No caso em que a infiltração do *Pad* ocorra totalmente e o *Slurry* atinja a extremidade da fratura (*Tip*), pode-se optar por continuar bombeando o fluido de fraturamento para o interior da fratura. Este tipo de tratamento é conhecido como *Tip Screen-Out* (TSO), ilustrado na Figura 5, e resulta no aumento da espessura da fratura, visto que o *Slurry* é incapaz de dar prosseguimento no aumento do comprimento da fissura (JUVITO, 2017).

Figura 5 – Tratamento *Tip Screen Out* (aumento da espessura da fratura).



Fonte: Adaptado de BELLARBY, 2009.

3.3.1 Mecânica da Fratura Hidráulica

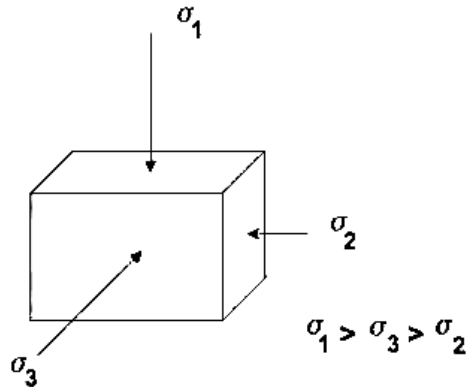
Segundo Lucci (2015), a mecânica da fratura formalizou-se como uma área da mecânica aplicada desde 1921, tendo como primeiro trabalho nessa área feito por Griffith (1921).

As formações rochosas, que compõem o subsolo, estão submetidas a um campo de tensões resultantes de diversos fatores, como a sobrecarga. Existem dois tipos de forças que atuam nos corpos geológicos, as quais são as forças de corpo, também chamadas de volume, e as forças de contato ou de superfície (TEIXEIRA *et. al*, 2010).

As forças de corpo (ou volume) são as que atuam sobre a massa de um corpo como um todo como, por exemplo, as forças gravitacionais e eletromagnéticas. As forças de contato são aquelas que atuam flexionando, comprimindo ou tracionando o corpo rochoso ao longo de

superfícies imaginárias. As forças normais resultam da pressão hidrostática/litostática e da temperatura do meio, atuando nas três direções principais como ilustra a Figura 6.

Figura 6 – Diagrama de tensões.



Fonte: YEW, 2008.

Onde:

- σ_1 representa a tensão vertical;
- σ_2 , a tensão horizontal mínima;
- e σ_3 a tensão intermediária.

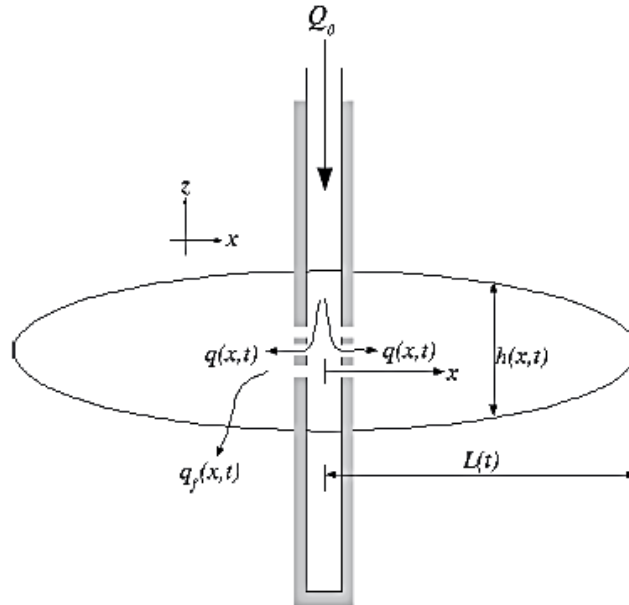
3.3.2 Geometria da Fratura Hidráulica

A geometria de uma fratura é determinada através do seu comprimento, altura e largura sendo um fator importante para a produção de óleo/gás a partir de um reservatório fraturado. O crescimento real da geometria da fratura na formação heterogênea, como é o caso da maioria dos reservatórios carbonáticos, é um fenômeno complexo e muito difícil de prever. Ao longo dos anos, no entanto, vários modelos têm sido usados para aproximar o desenvolvimento da geometria de uma fratura real (RAHMAN & RAHMAN, 2010).

Damas (2005) considera a fratura como sendo uma região no espaço tridimensional que varia com o tempo t . A Figura 7 mostra a seção de uma fratura apresentada por Damas (2005) o qual adota-se o eixo x como sendo a direção principal de propagação da fratura, o eixo z na vertical representa a altura e o eixo y como sendo a abertura da fratura. Uma vazão de fluido (Q_0) é injetada no poço que se divide para as duas asas da fratura. A vazão em cada seção ao longo da fratura é dada por $q(x, t)$ e a vazão perdida para o meio poroso é dada por $q_f(x, t)$. Já $p(x, t)$ representa a pressão nas seções longitudinais, sendo esta, a pressão que é produzida pelo fluxo de fluido injetado na fratura a qual provocará a ruptura da rocha quando $p(x, t)$ for maior

que σ_0 somada à resistência à tração da rocha. Nesse caso, $L(t)$ representa a propagação gradativa da fratura e $h(x, t)$ representa a altura da fratura.

Figura 7 – Seção vertical da fratura.



Fonte: DAMAS, 2005.

As fraturas induzidas hidraulicamente normalmente são bem extensas e, ao mesmo tempo, estreitas. Dentro da fratura, as principais variáveis são a pressão (p) e a abertura (w) que são dependentes unicamente de x , z e t (DAMAS, 2005).

3.4 Modelagem

A operação de fraturamento hidráulico é um processo muito complexo. O sucesso do processo depende que as variáveis de operação estejam adequadas para o tipo e tamanho de fratura desejada. Variáveis mal dimensionadas podem ocasionar danos na estrutura rochosa, no escoamento do fluido e principalmente no meio ambiente. Por isso precisa-se de uma boa caracterização do sistema rocha-fluido e a determinação das variáveis como: a pressão do fluido de perfuração, velocidade do fluido de perfuração, viscosidade do fluido de perfuração, entre outras variáveis. As variáveis são otimizadas em base aos modelos de fratura e as características do sistema rocha-fluido. Modelos baseados em equações (determinísticos) e na experiência (heurísticos) são usados para estes propósitos. Uma revisão desses modelos de fratura utilizados na indústria de petróleo é apresentada no trabalho de Adachi *et al.* (2007). A abordagem dele é

principalmente determinístico, descrevendo as leis que regem o processo de fraturamento hidráulico.

Assim o fraturamento hidráulico resulta num processo complicado de modelar, devido ao acoplamento de pelo menos três fenômenos físicos atuando de maneira simultânea, são eles:

- A deformação mecânica da estrutura da rocha induzida pela pressão do fluido de perfuração nas superfícies da fratura, fenômeno de elasticidade das rochas;
- O escoamento do fluido de perfuração dentro da fratura; e
- A propagação da fratura.

3.4.1 Modelos de Fratura Hidráulica

O fraturamento hidráulico se remonta aos mediados do século XIX onde poços de petróleo e água foram estimulados com detonações de dinamite e nitroglicerina. Mas, recém em 1949 a Halliburton apresenta um processo seguro. Inicialmente os cálculos foram feitos por nomogramas ou cartas, sendo estes imprecisos. Recém a mediados de 1960 se utilizaram programas desenvolvidos para determinar o uso eficiente do fluido e o tamanho da fratura (KHRISTIANOVIC e ZHELTOV, 1950). Estes métodos idealizaram a geometria, considerando a estrutura rochosa com propriedades elásticas lineares e homogêneas. Posteriormente o modelo foi aperfeiçoado por Perkins e Kern (1961), modelo PK. Para esse modelo, posteriormente, Nordgren (1972), inclui os efeitos de perda de fluidos, formulando o modelo PKN, um esquema desse modelo apresenta-se na Figura 8. Um outro modelo mais simplificado foi proposto anteriormente por Khristianovic e Zheltov (1955), e Geertsma e De Klerk (1969), de forma independente. O modelo assume que a estrutura está submetida unicamente a um esforço horizontal, de modo que a fratura se desenvolve neste plano. Além disso, se considera o extremo da fratura (*tip*) pontiaguda (condição necessária para remover a singularidade na tensão). Também foi proposto um modelo de fratura tipo radial (Figura 10), formulado em 1946 por Sneddon onde considera-se uma pressão de fluido constante.

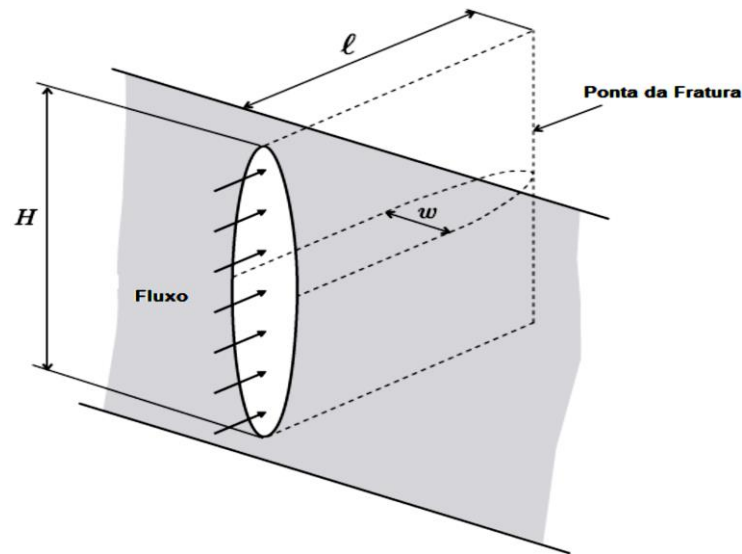
Modelos de fratura 2D e 3D tem sido desenvolvidos para melhor entender como se dá o comportamento das fraturas que são criadas no meio rochoso de modo a conhecer a geometria dessas fraturas.

Ao longo dos anos vários modelos de fratura têm sido usados para definir o desenvolvimento da geometria da fratura. Entretanto, os modelos PKN e Pseudo-3D são aplicados a uma formação típica de *Tight Gas* (RAHMAN & RAHMAN, 2010), justamente,

devido a maior confiabilidade que estes modelos apresentam dentre os demais, os quais se destacam, apresentando melhor resultado de aproximação de uma fratura real.

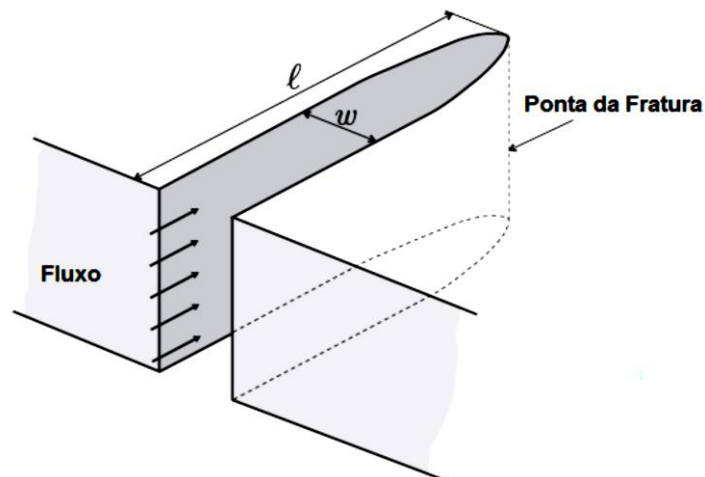
Todos os modelos de fratura desenvolvidos ao longo dos anos têm sido de suma importância para o estudo de uma fratura, de como ela se desenvolve e até que ponto a mesma se propaga de acordo com as variáveis envolvidas.

Figura 8 – Geometria da fratura apresentada pelo modelo PKN.



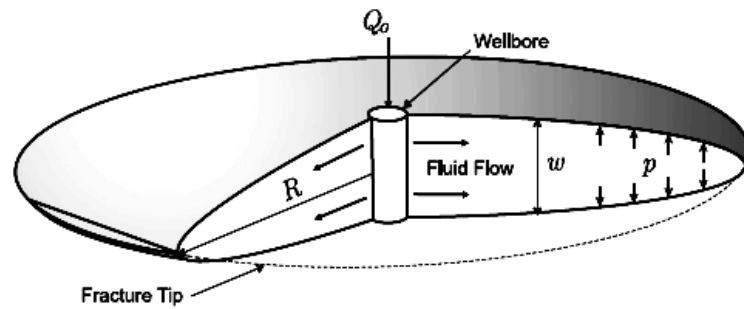
Fonte: ADACHI et al, 2007.

Figura 9 – Geometria da fratura apresentada pelo modelo KGD.



Fonte: ADACHI et al, 2007.

Figura 10 – Geometria da fratura apresentada pelo modelo Radial.



Fonte: ADACHI et al, 2007.

No modelo de fratura KGD, ilustrado na Figura 9, considera-se que a altura da fratura (H) é significativamente maior que o seu comprimento (L) de modo que a relação L/H seja muito menor que 1. Isso induz a criação de fraturas largas e, ao mesmo tempo, curtas. A fratura se propaga até um determinado comprimento (L) no meio rochoso devido a pressão causada pelo fluxo de fluido no poço para formação.

No modelo PKN, a geometria da fratura hidráulica é caracterizada como tendo seu comprimento (L) muito maior que a sua altura (H) de forma que a relação L/H seja muito maior que 1. Assim, a fratura criada é bastante extensa e, ao mesmo tempo, estreita.

Pelas características dos modelos de fratura hidráulica, estes podem ser utilizados nas seguintes considerações:

- Modelo PKN é usado quando se deseja fraturas longas de altura limitada e com uma seção transversal vertical elíptica;
- Modelo KGD é usado para criação de fraturas largas e, ao mesmo tempo, curtas;
- Modelo radial é utilizado em reservatórios homogêneos onde a região de injeção é praticamente uma fonte pontual, ou seja, quando a orientação do poço é na direção da tensão mínima de confinamento.

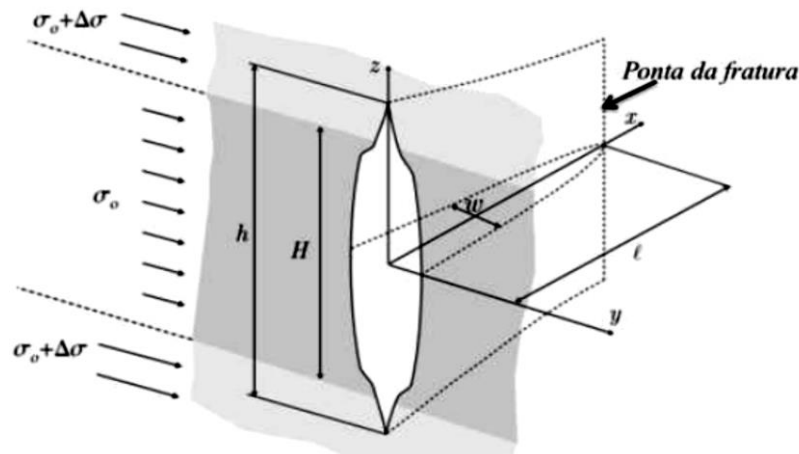
As considerações dos modelos PKN, KGD e radial os fazem simples e por esta razão foram usados nas décadas do 1960 e 1970. Após da massificação do uso dos computadores na seguinte década, modelos mais complexos foram postulados, onde os modelos de 3D e/ou pseudo-3D foram ganhando força. Os modelos Pseudo-3D pressupõem que as propriedades elásticas do reservatório são homogêneas (ADACHI *et al*, 2007).

Segundo Barbosa (2017), a literatura registra modelos analíticos pseudo-3D considerando que cada uma das seções verticais da fratura se deforma independentemente das outras. A altura de cada seção depende de sua posição ao longo da direção de propagação e do tempo de tratamento decorrido. Neste modelo são consideradas duas componentes de fluxo de

fluido no interior da fratura: uma componente horizontal, que promove o crescimento do comprimento da fratura, e outra componente vertical, responsável pela variação da altura. Normalmente, os modelos 3D apresentam fraturas de geometria alongada, ou seja, de comprimento algumas vezes maior do que a sua altura. Nestes casos a componente vertical de fluxo é geralmente desprezada sem acarretar erros significativos nos resultados. A hipótese de fluxo vertical desprezível é uma aproximação utilizada pelo modelo pseudo-3D a fim de simplificar a solução da distribuição de pressão no interior da fratura.

A Figura 11 ilustra o modelo de fratura Pseudo-3D descrito por Barbosa (2017).

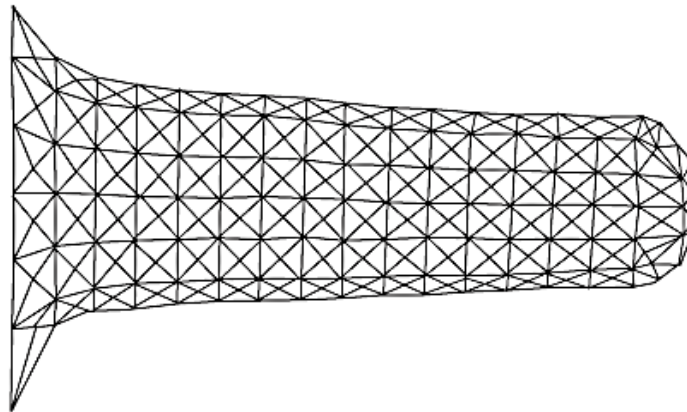
Figura 11 – Modelo de Fratura Pseudo-3D.



Fonte: BARBOSA, 2017.

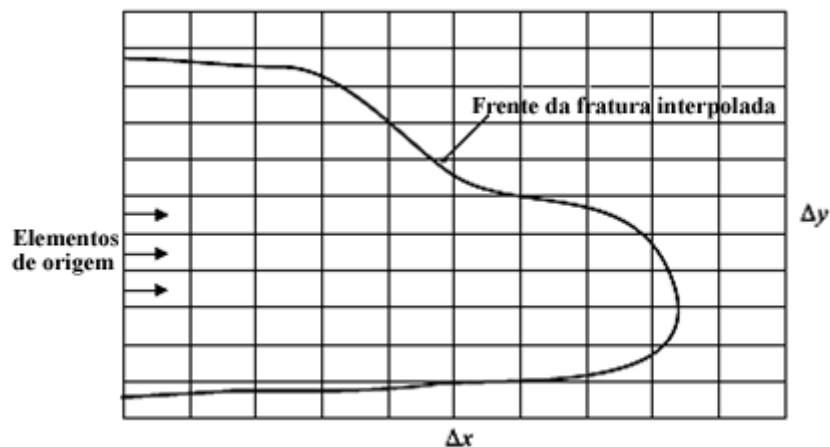
Nos anos 2000 surgem os modelos de fratura 3D planares. Esses modelos assumem que a pegada da fratura e a equação do fluxo do fluido acoplado são descritas por uma malha 2D de células, tipicamente uma malha triangular móvel (Figuras 12) ou uma malha retangular fixa (Figuras 13), orientada em um plano vertical (ADACHI *et al*, 2007; ADVANI, 1990; VANDAMME e CURRAN, 1989; BARREE, 1983; SIEBRITS e PEIRCE, 2002).

Figura 12 – Geometria de fratura 3D planar com base no sistema de malha móvel de elementos triangulares.



Fonte: ADACHI et al, 2007.

Figura 13 – Geometria de fratura 3D planar baseada em sistema regular (fixo) de elementos quadrangulares.



Fonte: ADACHI et al, 2007, tradução nossa.

O modelo de fratura 3D planar é caracterizado como sendo mais preciso que o modelo Pseudo-3D, porém é mais caro, computacionalmente.

A necessidade de modelos 3D planar surgiu porque existem tipos específicos de tratamentos de fratura que os modelos Pseudo-3D não são adequados para modelar. Por exemplo, quando os estresses confinantes da camada variam como uma função da profundidade, ou quando ocorre o crescimento da altura não confinada, os modelos Pseudo-3D tendem a quebrar numericamente (ADACHI *et al*, 2007).

Nessa dissertação foi dado ênfase ao modelo de fratura Perkins e Kern, o qual foi utilizado como modelo base nas simulações realizadas para o estudo de fraturamento hidráulico.

3.4.2 Modelo de Fratura Perkins e Kern

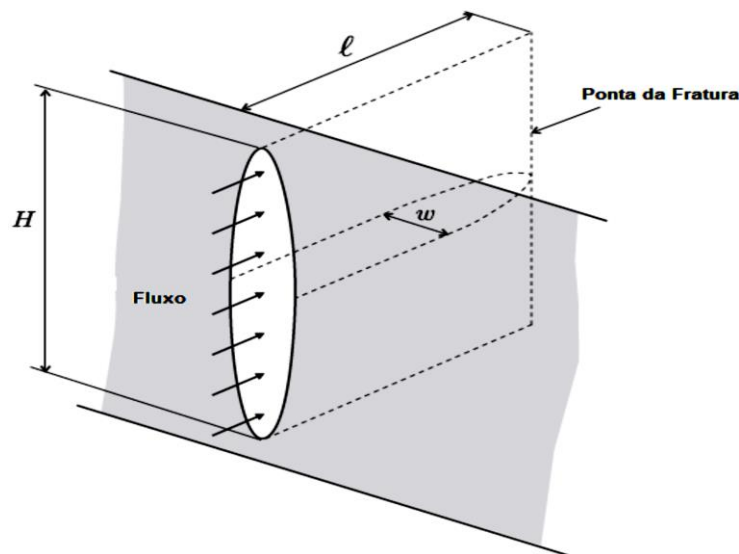
3.4.2.1 Modelo Estrutural

O modelo de fratura PKN iniciou-se em 1961 com Perkins e Kern. Tal modelo considera a propagação de fratura no plano vertical juntamente com outras premissas como (PITOMBO, 1987; ANDRADE, 2016):

- Altura (H) constante e razão $L/H \gg 1$;
- Pressão do fluido de fraturamento (P_f) constante nas seções do plano vertical;
- Fratura de formato elíptico com largura (w) variável;
- Vazão de injeção constante; e
- Tensão mínima horizontal (σ_h) igual a pressão do fluido (P_f) na extremidade da fratura.

Elaborada por Adachi *et al* (2007), a Figura 14 mostra a geometria do modelo PKN para uma fratura hidráulica 2D de acordo com sua altura (H), comprimento (L) e largura (w).

Figura 14 – Geometria da fratura apresentada pelo modelo PKN.



Fonte: ADACHI *et al*, 2007.

O modelo de fratura de Perkins e Kern é usado para quando se deseja fraturas longas e ao mesmo tempo, de altura limitada. Esse tipo de fratura apresenta uma seção transversal vertical elíptica.

Através deste modelo, é possível se ter boas avaliações, referentes a largura e o comprimento da fratura que se cria no interior da formação rochosa.

3.4.2.2 Modelo Matemático

Considerando um poço vertical aberto, ou seja, sem revestimento, em que mesmo está submetido as tensões horizontais *in situ* $\sigma_{\min}$ e $\sigma_{\max}$, também levando em conta que a rocha consiste de um meio elástico e apresenta uma resistência à tração σ_T (tensão de falha), tem-se que a pressão de quebra P_b necessária para induzir uma fratura hidráulica na superfície de um poço é dada pela equação (1) apresentada por Yew (2008).

$$P_b = 3\sigma_{\min} - \sigma_{\max} + \sigma_T \quad (1)$$

Onde:

- P_b é a pressão de quebra;
- $\sigma_{\min}$ é a tensão mínima;
- $\sigma_{\max}$ é a tensão máxima; e
- σ_T é a tensão de falha da rocha.

É possível observar que equação (1) não depende nem dos módulos elásticos do meio rochoso e nem das dimensões do poço.

De acordo com Yew (2008), a uma profundidade equivalente de 10.000 ft, os valores típicos de tensão máxima e mínima *in situ* na formação rochosa correspondem, respectivamente, a 6.000 e 7.000 psi.

Para a geometria da fratura apresentada, tem-se que a abertura da fratura (w), é dada por (YEW, 2008):

$$w = \frac{1-\nu}{G} p \sqrt{H^2 - 4z^2} \quad (2)$$

Sendo:

- $W = w_{\max}$, correspondente a abertura máxima da fratura;
- ν é o módulo de Poisson;
- G é o módulo de cisalhamento;
- p é a pressão líquida;
- H é a altura da fratura.

A equação de continuidade (Equação (3)) é descrita por Nordgren (1972) para o caso do fluxo de um fluido incompressível através da fratura.

$$\frac{\partial q}{\partial x} + q_1 + \frac{\partial A}{\partial t} = 0 \quad (3)$$

Onde:

- $q(x,t)$ é a vazão na seção transversal da fratura; Para um fluxo laminar de um fluido newtoniano em um tubo elíptico (YEW, 2008), temos que:

$$q = -\frac{\pi W^3 h}{64\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (4)$$

Onde: μ é a viscosidade do fluido newtoniano.

- $q_1(x,t)$ é a taxa de filtração (perda) por unidade de comprimento da fratura, dada pela Equação (5).

$$q_1 = \frac{2c_l H}{\sqrt{t-\tau(x)}} \quad (5)$$

Onde: c_l é o coeficiente de filtração; t é o tempo; $\tau(x)$ representa o tempo em que ocorre a filtração no ponto x .

- $A(x,t)$ corresponde a área transversal da fratura, representada pela Equação (6).

$$\int_{-H/2}^{H/2} w dz = \frac{\pi}{4} W H \quad (6)$$

Fazendo uma substituição das Equações (4), (5) e (6) na equação de continuidade, Equação (3), temos a equação que governa a propagação de uma fratura hidraulicamente induzida, dada por (YEW, 2008):

$$\frac{G}{64(1-\nu)\mu H} = \frac{\partial W^4}{\partial x^2} = \frac{8c_l}{\pi\sqrt{t-\tau(x)}} + \frac{\partial W}{\partial t} \quad (7)$$

Para a Equação (7), temos que:

- A condição inicial é $W(x,0) = 0$;
- As condições de contorno são $W(x,t) = 0$, $x \geq L(t)$ e

$$\left[\frac{\partial W^4}{\partial x}\right]_{x=0} = -\frac{256(1-\nu)\mu}{\pi G} Q \quad (8)$$

Onde: Q é a vazão de injeção do fluido.

A partir de derivações da Equação (7) podemos ter uma solução analítica para os casos em que há pequena ou grande perda (filtração) de fluido para formação.

No caso em que se tem uma grande filtração, teremos que:

- Comprimento da fratura:

$$L = \frac{Q}{\pi c_l H} t^{1/2} \quad (9)$$

- Abertura da fratura:

$$w_0 = 4 \left[\frac{2(1-\nu)\mu Q^2}{\pi^3 G c_l H} \right]^{1/4} t^{1/8} \quad (10)$$

- Pressão líquida no poço:

$$p_w = 4 \left[\frac{2G^3 \mu Q^2}{\pi^3 (1-\nu)^3 c_l H^5} \right]^{1/4} t^{1/8} \quad (11)$$

Agora, considerando o caso em que há pequena ou nenhuma perda de fluido, teremos que:

- Comprimento da fratura:

$$L = 0,68 \left[\frac{G Q^3}{(1-\nu)\mu H^4} \right]^{1/5} t^{4/5} \quad (12)$$

- Abertura da fratura:

$$w_0 = 2,5 \left[\frac{(1-\nu)\mu Q^2}{GH} \right]^{1/5} t^{1/5} \quad (13)$$

- Pressão líquida no poço:

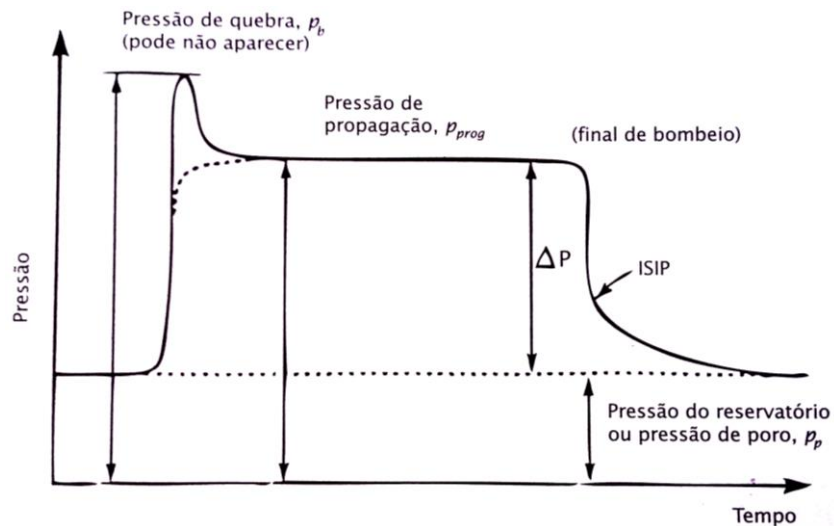
$$p_w = 2,5 \left[\frac{G^4 \mu Q^2}{(1-\nu)^4 H^6} \right]^{1/5} t^{1/5} \quad (14)$$

Segundo YEW (2008) a fratura induzida hidraulicamente no meio rochoso é uma fratura vertical e, desta forma, o plano de fratura é perpendicular à mínima tensão horizontal *in situ* $\sigma_{\min}$.

A fratura ao ser introduzida hidraulicamente no poço é criada e se propaga pela rocha-reservatório até que o bombeio do fluido fraturante seja cessado, atingindo uma dimensão (altura, comprimento e largura) desejada pelo Engenheiro Projetista.

A Figura 15 mostra um registro típico de pressão de fundo ao qual corresponde a pressão medida no interior do poço, uma região próxima à entrada da fratura.

Figura 15 – Típico registro de pressão de fundo.



Fonte: YEW, 2008.

Através da Figura 15, é possível observar que para fraturar a rocha, a pressão induzida no poço, inicialmente, deve vencer a pressão do reservatório, também chamada de pressão de poros. A partir de então, essa pressão induzida deve ultrapassar a tensão compressiva que atua nas paredes ao redor do poço, ocasionando, desta forma, uma tração em sua superfície. A fratura é criada no interior do reservatório à medida que a pressão de injeção supera a resistência à tração da formação rochosa e, após induzida hidraulicamente, a fratura se propaga pelo meio enquanto o bombeio do fluido fraturante for mantido.

Durante o bombeio do fluido fraturante, parte do mesmo é perdido para formação por filtração.

Yew (2008) explica que a máxima pressão, atingida no início do tratamento da aplicação da técnica de fraturamento hidráulico, é a pressão de quebra (P_b). A partir de então, a pressão cai à medida que a fratura tem seu início na superfície do poço. Posteriormente, tem-se a pressão de propagação (P_{prog}) que permanece constante, causando o crescimento da fratura no meio rochoso. E, quando do término do bombeio do fluido fraturante, a pressão cai consideravelmente até atingir a pressão do reservatório ou pressão de poro (P_p) devido à filtração. No ponto de transição, denominado de pressão instantânea (P_{si}) ou ISIP (*Instantaneous Shut-In Pressure*), é cessado o fluxo de fluido pela fratura, não havendo perda de carga devido a esse fluxo. Porém, ainda o fluido continua a filtrar pela superfície da fratura e sua abertura continua diminuindo. Após um determinado tempo, a fratura fecha, devido a pressão do fluido no interior da fratura entrar em equilíbrio com a tensão mínima *in situ* (σ_{min}).

Grande parte dos reservatórios de petróleo são constituídos de rochas que apresentam porosidade adequada para permitirem o acúmulo e o fluxo de fluidos no seu interior. Segundo Yew (2008), devido ao diferencial de pressão causado mediante o fraturamento da formação rochosa, o fluido filtra por meio da parede da fratura criada, ocorrendo o fluxo do fluido da fratura para o reservatório.

Estudos feitos por Schmitt e Zoback (1989) obtiveram as equações (14) e (15) modificando a equação (13) através da aplicação da Teoria da Poroelasticidade (YEW, 2008).

A pressão de quebra causada pelo fluido de fraturamento a uma formação impermeável é dada pela equação (14). Já a equação (15) consiste na pressão de quebra aplicada a uma formação permeável ao fluido fraturante (YEW, 2008).

$$P_b = 3\sigma_{min} - \sigma_{max} + \sigma_T - \phi P_p \quad (14)$$

$$P_b = \frac{3\sigma_{min} - \sigma_{max} + \sigma_T - \alpha P_p \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right)}{1 + \phi - \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right)} \quad (15)$$

Onde:

- P_p é a pressão de poros;
- ϕ é a porosidade;
- ν é o módulo de Poisson da amostra seca; e
- $\alpha = 1 - \left(\frac{\text{Módulo de deformação volumétrica da amostra seca}}{\text{Módulo de deformação volumétrica da matriz}} \right)$, sendo $1 \geq \alpha \geq 0$.

Segundo Yew (2008), as Equações (14) e (15) mostram que há uma redução da pressão de quebra devido os efeitos causados pela porosidade da rocha e, também, pela pressão do reservatório, conhecida com pressão de poros.

3.5 Produtividade Pós-Fraturamento

Após a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico ocorre um aumento significativo da produção de petróleo, esse aumento é função de algumas variáveis tais como: comprimento, altura e espessura da fratura e, assim como também, do contraste entre a permeabilidade da formação e a permeabilidade do material granular. Contudo, quanto maior forem estas variáveis, maior será o volume de fluido a ser produzido. Consequentemente, maior será o retorno financeiro.

Para se avaliar o potencial do aumento de produtividade de um poço fraturado, é preciso conhecer um número chamado de condutividade adimensional, dado pela equação 16, que é a relação entre a habilidade da fratura em transportar fluido pela habilidade da formação alimentar a fratura com fluido (SANTOS, 2010).

$$F_{CB} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (16)$$

Onde:

- F_{CD} = condutividade adimensional da fratura;
- k_f = permeabilidade da fratura (condutividade do propante), em mD;
- w = largura da fratura, em in;
- k = permeabilidade da formação, em mD;
- x_f = comprimento da asa da fratura (metade do comprimento da fratura), em in.

A condutividade da fratura (C_f) é calculada a partir da equação 17.

$$C_f = k_f w \quad (17)$$

Nota-se que a condutividade da fratura depende tanto da geometria da fratura quanto da sua permeabilidade.

Santos (2010) explica que dependendo do valor da permeabilidade da formação rochosa, a melhor geometria de fratura será:

- Para formação de alta permeabilidade, fratura de pequeno comprimento e alta condutividade, ou seja, de grande espessura e com propante de alta permeabilidade;
- Para formação de baixa permeabilidade, fratura de grande comprimento e não necessita de alta condutividade, ou seja, não é necessária grande espessura e nem necessário propante de alta permeabilidade;
- Para formação de baixa permeabilidade naturalmente fraturada, neste tipo de formação, a fratura hidráulica deve ser longa não só pelo fato da baixa permeabilidade da formação, mas também para que a fratura criada intercepte um maior número de fraturas naturais, abrangendo uma grande área para o fluxo de fluido do reservatório para o poço.

De acordo com Almeida (2016), o *folds of increase* (FOI) é determinado pela relação entre o índice de produtividade após e antes o fraturamento hidráulico, dado pela equação 18.

$$FOI = \frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_f} \quad (18)$$

Onde:

- J é o índice de produtividade após o fraturamento;
- J_o corresponde ao índice de produtividade antes do fraturamento em regime permanente;
- r_e é o raio do reservatório;
- r_w o raio do poço; e
- S_f o fator *skin*.

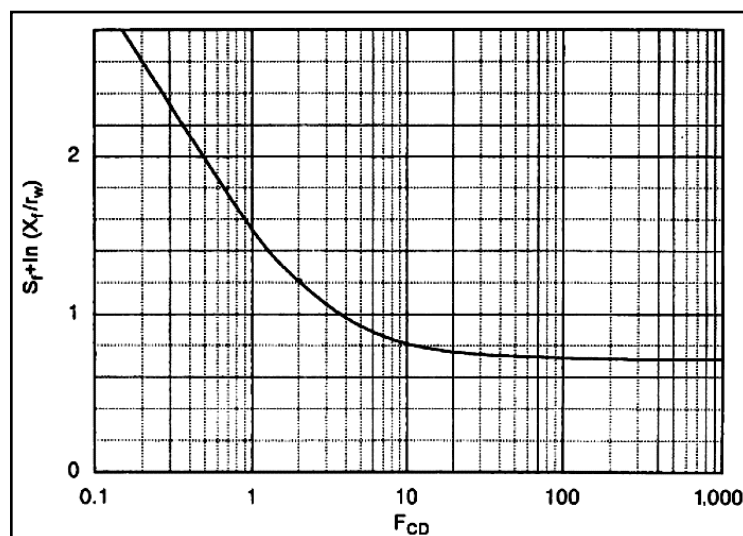
O fator *skin* é determinado baseando-se na condutividade adimensional da fratura (F_{CD}) pela leitura da Figura 16. Para um F_{CD} com valores maiores que 100, considera-se que o fator *skin* equivalente como uma constante com valor de aproximadamente 0,7 e o valor de *pseudo-skin* é fornecido pela equação 19 (JUVITO, 2017).

$$S_f = 0,7 - \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) \quad (19)$$

Onde:

- x_f é o comprimento da fratura; e
- r_w é o raio do poço.

Figura 16 – Relação entre condutividade da fratura e o fator *skin* equivalente.



Fonte: ALMEIDA, 2016.

3.6 Fluido Fraturante

Cerca de 2% do fluido de fraturamento hidráulico é composto, basicamente, por produtos químicos, os quais correspondem aos aditivos, e os 98% do fluido é água.

Dentre os aditivos químicos usados no fluido fraturante estão, por exemplo, os ácidos diluídos, inibidores de corrosão, cloreto de potássio, agentes de ajustes de pH, cloreto de potássio, surfactantes, biocidas, géis e inibidores de incrustações.

Com relação a viscosidade do fluido fraturante, o mesmo deve apresentar uma viscosidade adequada ao meio, visto que apresenta um papel fundamental para o crescimento da largura de modo que permita a passagem do propante para o interior da fissura, fazendo com que esse material granular chegue até a ponta da fratura. Isso, permite gerar uma pressão líquida necessária para manter o controle de crescimento da fratura, assim, como também da perda de fluido para a formação.

A seleção de um fluido de fraturamento hidráulico deve ser realizada de forma adequada, começando com a escolha do volume de *Pad*, no qual deve-se levar em consideração o quanto de *Pad* é necessário para criar a geometria de fratura desejada e, para isso, é seguido por escolher o quanto a viscosidade do fluido precisa ter para (MONTGOMERY, 2013):

- Fornecer fraturas com larguras suficientes para permitir a entrada de propantes na mesma;

- Proporcionar uma pressão de líquido desejada, para tratar algum crescimento na altura da fissura de forma adequada ou evitar que as fissuras atinjam zonas indesejáveis como, por exemplo, aquíferos;
- Proporcionar capacidade de transporte para transportar propantes do início até a ponta da fratura; e
- Controlar a perda de fluido para o meio rochoso.

Existe uma gama de fluidos que podem ser utilizados em uma operação de fraturamento hidráulico com o intuito de permitir a conexão entre diferentes zonas, causando um aumento significativo da permeabilidade na formação. Dentre os fluidos fraturantes destacam-se:

- Os fluidos à base de água;
- Os fluidos à base de óleo; e
- Os fluidos ácidos.

3.7 *StimPlan 3D*

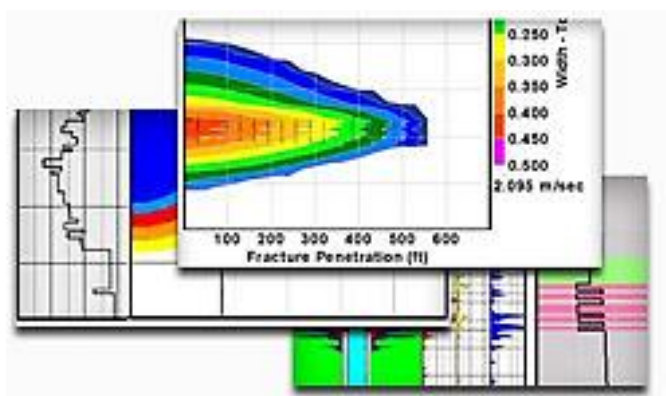
O *StimPlan 3D*³ é uma solução completa de software para design de fratura hidráulica, análise e otimização. Tal software consiste de um conjunto integrado de ferramentas para o estudo dos mais rigorosos modelos de geometrias presentes na indústria, ajudando as operadoras em todo o mundo na maximização de um bom desempenho, reduzindo despesas e impactos ambientais por mais complexo que seja o projeto de reservatório ou fraturamento hidráulico

O *StimPlan 3D* é um software desenvolvido pela empresa *NSI Technologies*, o qual permite desenvolver diversas funções pertinentes à estimulação de poços, podendo destacar dentre elas: a modelagem da geometria de uma fratura em que fornece a geometria ideal da fratura a ser criada no meio rochoso, levando em consideração as condições geológicas de cada reservatório.

³ As informações foram tomadas a partir das divulgações feitas pelo site oficial do software. Disponível em: <<http://www.nsitech.com>>. Acessado em 17 de outubro de 2017.

A Figura 17 mostra uma representação da fratura gerada pelo *StimPlan 3D*.

Figura 17 – Modelo de fratura gerado pelo *StimPlan 3D*.



Fonte: www.nsitech.com.

4. METODOLOGIA

Para montar a estrutura geológica do reservatório, onde realizou-se o tratamento do fraturamento hidráulico via simulação, utilizou-se dados reais de um poço real localizado em um reservatório arenítico no campo Cidade de Aracaju da bacia Sergipe-Alagoas. Também foram possíveis obter dados do reservatório e dos fluidos produzidos.

A fratura induzida hidráulicamente, ocorreu a uma profundidade de 2005 a 2065 metros compreendendo a espessura total da rocha-reservatório.

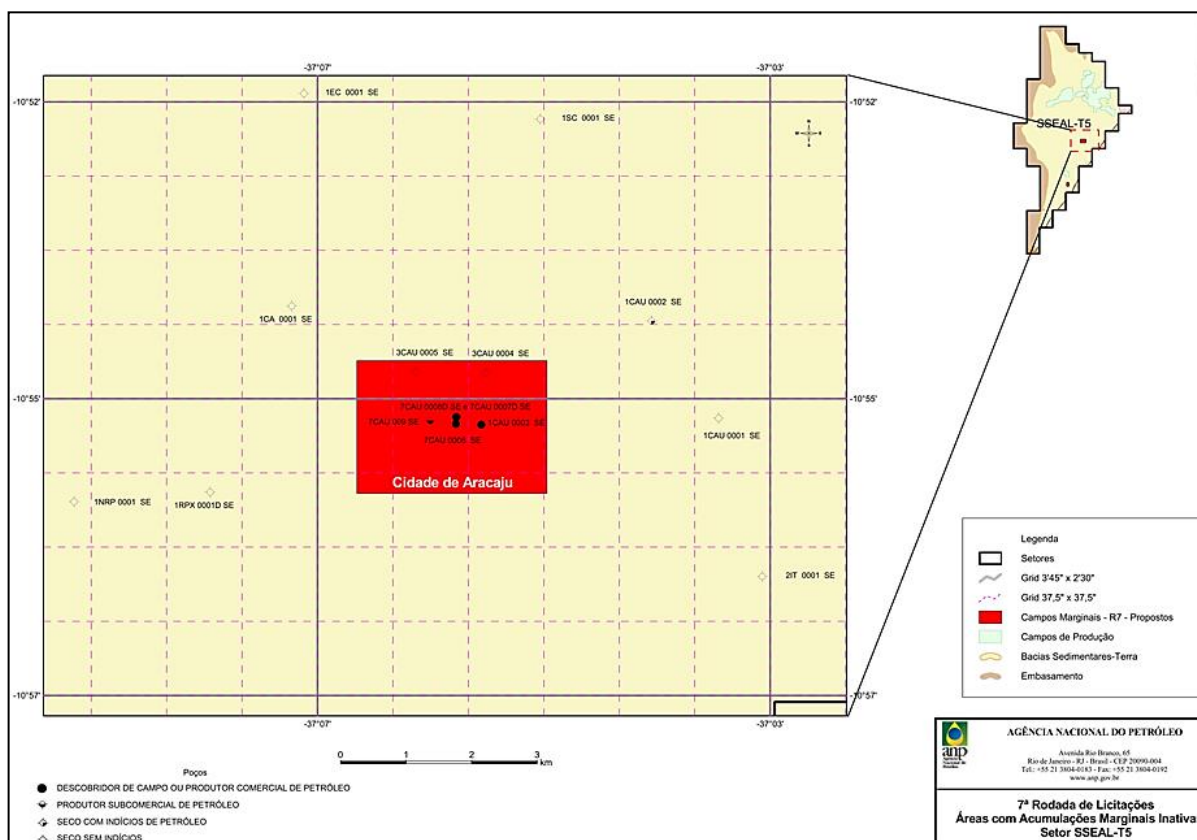
A simulação numérica foi realizada para diferentes permeabilidades da formação rochosa considerando dois diferentes tipos de propante a serem utilizados no tratamento, de modo a servirem com dados de sensibilidades.

4.1 Localização do Poço

O poço em questão para o estudo da técnica de fraturamento hidráulico trata-se do poço 1-CAU-3-SE, perfurado no campo Cidade de Aracaju, que faz parte da bacia Sergipe-Alagoas, sendo este poço, o descobridor de petróleo, localizado no setor SSEAL-T5 denominado e leilado pela ANP na sua 7ª rodada de licitação ocorrido no ano de 2005.

A Figuras 18 mostram a localização exata do poço utilizado, neste trabalho, para a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico.

Figura 18 – Localização do Poço 1-CAU-3-SE.

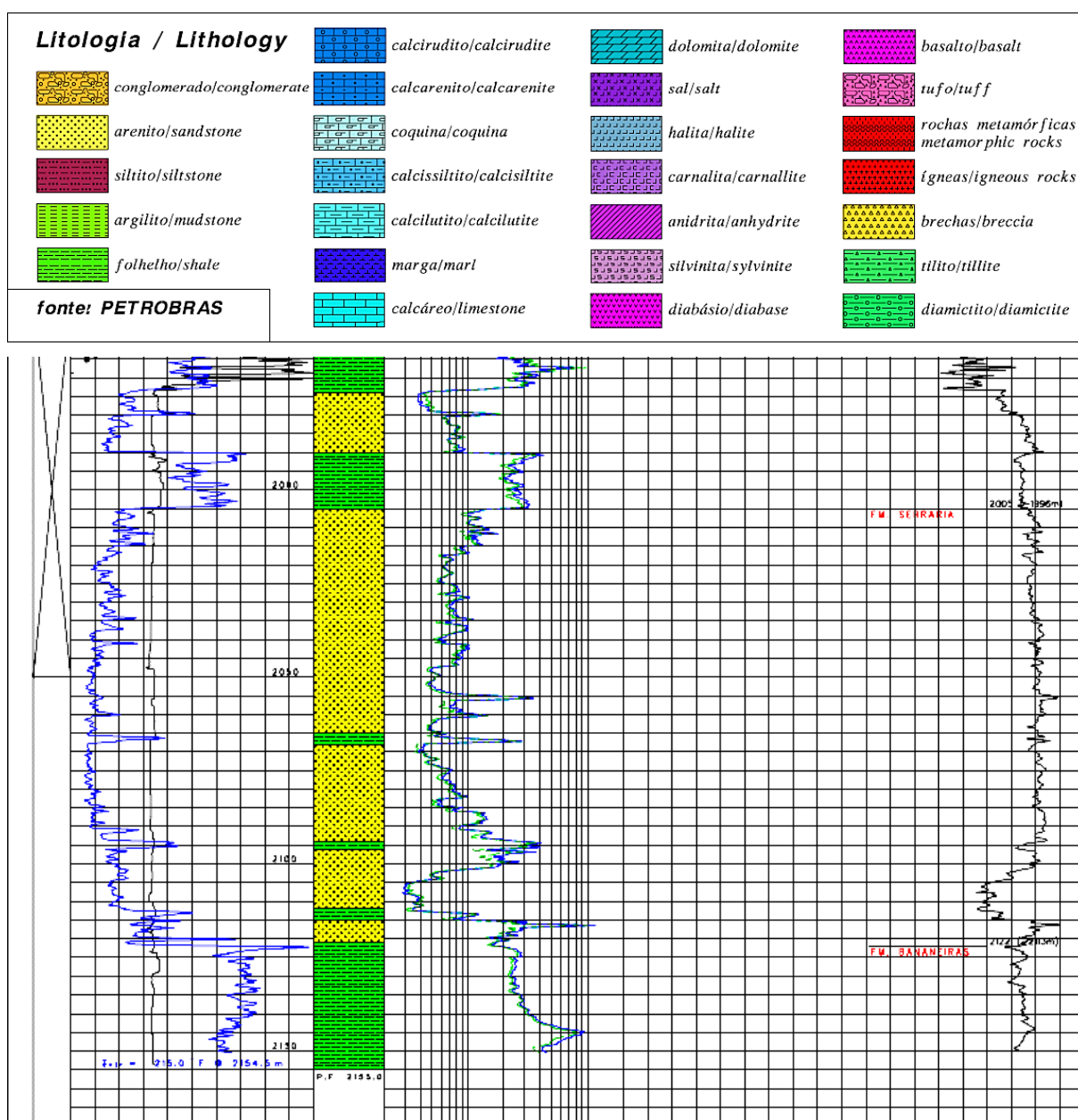


Fonte: rodadas.anp.gov.br.

O perfil do poço é apresentado na Figura 19. Como mostrado, a fase final da perfuração do poço, atingindo o reservatório, ocorre até uma profundidade final de 2155m (7070,21ft).

A estrutura estratigráfica e geológica do reservatório, a qual realizou-se o estudo de fraturamento hidráulico, foi feita baseada no perfil do poço 1-CAU-3-SE como é mostrado na Figura 19.

Figura 19 – Perfil do Poço 1-CAU-3-SE.



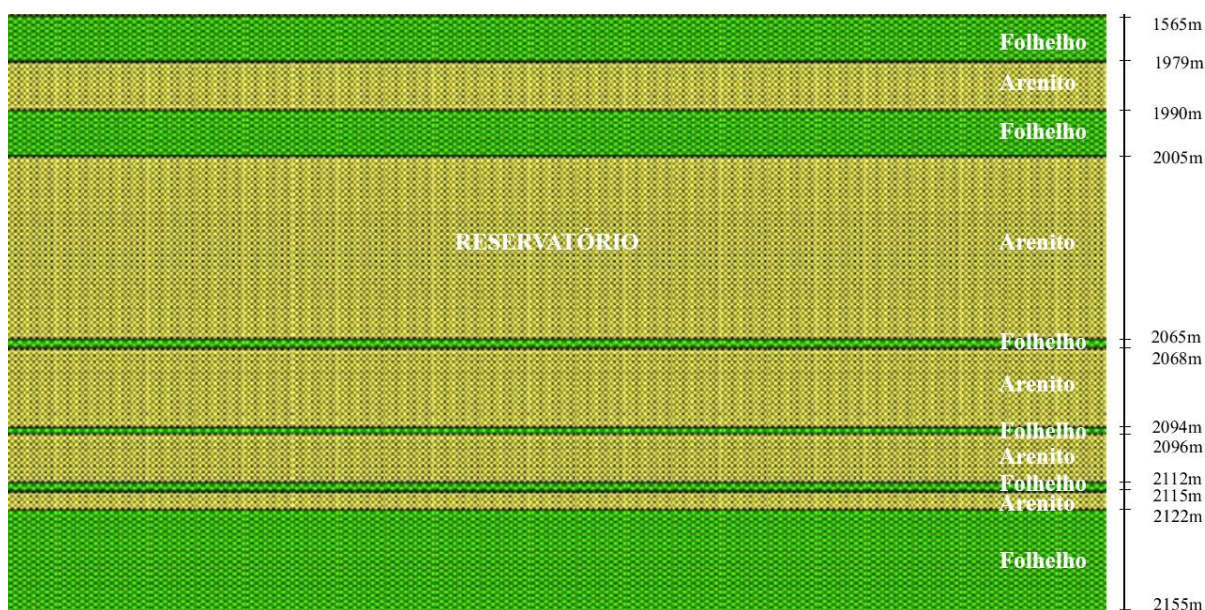
Fonte: rodadas.anp.gov.br.

4.2 Propriedades do Reservatório

Pelo perfil do poço, observa-se que o reservatório é constituído por folhelhos e arenitos intercalados. Porém, foi considerado o reservatório como sendo o arenito que apresenta maior espessura, de 2005 a 2065 metros.

A sequência estratigráfica é mostrada na Figura 20, apresentando no topo uma camada de folhelho seguido de arenito, folhelho, arenito, folhelho, arenito, folhelho, arenito, folhelho, arenito e, por fim, uma camada de folhelho.

Figura 20 – Sequência estratigráfica das formações rochosas e localização do reservatório.



Fonte: Dados de pesquisa, 2018.

A Tabela 1 apresenta as propriedades do reservatório em estudo, e mostra também alguns parâmetros necessários para serem utilizados como dados de entrada no software *StimPlan 3D*.

Tabela 1 – Propriedades do reservatório em estudo.

R_w – raio do poço (ft)	0,4
A – Área de drenagem (acres)	160,0
P_i - Pressão inicial (psi)	0,0
P_e – Pressão atual (psi)	2500,0
P_{bhfp} – Pressão de fluxo (psi)	250,0
T_{res} – temperatura (°F)	215,0
T_{wh} – Temperatura na cabeça do poço (°F)	70,0
T - Temperatura no fundo do poço (°F)	215,0
Topo (ft)	6562,0
Base (ft)	7070,0
Porosidade do reservatório (%)	9,2
Permeabilidade do reservatório (mD)	30,0

Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

O poço em estudo apresenta um raio equivalente a 0,4 pés com uma área de drenagem de 160 acres.

A pressão no reservatório é de 2500 Psi e apresenta uma temperatura de 70 °F.

Com relação as propriedades petrofísicas do reservatório, este constitui-se de uma porosidade de aproximadamente 9,2 % e uma permeabilidade equivalente a 30 mD.

O topo e a base da rocha-reservatório encontram-se a uma profundidade de 6562 pés e 7070 pés, respectivamente.

4.3 Propriedades do Fluido do Reservatório no Separador

Na Tabela 2 são apresentadas algumas propriedades do fluido do reservatório no separador, sendo dados de entrada para o software *Stimplan 3D*.

No separador, o fluido apresenta uma densidade específica de 0,7. A razão gás/óleo é de 100 scf/bbl e a temperatura e pressão, respectivamente, são de 100 °F e 100 Psi.

Tabela 2 – Propriedades dos fluidos do reservatório no separador.

SG – Densidade específica	0,7
GOR – Razão Gás/Óleo (scf/bbl)	100,0
P – Pressão (Psi)	100,0
T – Temperatura (°F)	100,0

Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

4.4 Simulação Numérica do Fraturamento Hidráulico

Os dados de entrada do software são: coluna geológica com profundidade até o topo de cada camada, módulos elásticos (módulo de Young e razão de Poisson), pressão de poros, estresse horizontal mínimo, porosidade, permeabilidade do reservatório, tipo de fluido fraturante, tipo de propante, temperatura do reservatório e propriedades do fluido produzido.

Para o cálculo do módulo de Young estático, foi utilizada a equação *default* do software *StimPlan 3D*, visto que a formação apresenta uma porosidade inferior a 25% (equação 20). Já em relação à razão de Poisson, não existe equação que possa relacionar os valores dinâmicos e estáticos para um determinado tipo de rocha, por isso, adotaram-se os valores dinâmicos como dado de entrada no software.

$$E_{\text{Estático}} = 0,835E_{\text{Dinâmico}} + 0,424 \quad (20)$$

Onde: $E_{\text{Estático}}$ e $E_{\text{Dinâmico}}$ estão em 10^6 psi.

A pressão de poros adotada foi de 0.433psi/ft. A tensão vertical foi de 1psi/ft (valor mais utilizado na geomecânica). Já a tensão horizontal foi calculada a partir da equação 21.

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (OB - P_p) + P_p \quad (21)$$

Onde:

- σ_h é a tensão horizontal mínima;
- ν é a razão de Poisson;
- OB é a tensão vertical; e
- P_p é a pressão de poros.

4.4.1 Dados de Sensibilidade

A primeira simulação numérica de fraturamento hidráulico foi realizada de acordo com os dados do reservatório arenítico em estudo, o qual apresenta uma permeabilidade equivalente a 30 mD. Para tal, utilizou-se como fluido fraturante o 30# *X-Link* apresentando uma viscosidade de 500 cP próximo ao poço, tendo a adição do propante *Bauxite* o qual tem uma densidade equivalente a 3,70 g/cm³

Para servir como dados de sensibilidade para o modelo de fratura de Perkins e Kern, foram realizadas outras simulações de acordo com dados de entradas referentes ao reservatório, porém com diferentes permeabilidades.

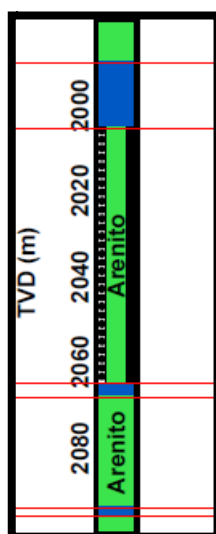
Com o objetivo de analisar possíveis variações na geometria da fratura na rocha, foram adotadas as seguintes permeabilidades para a mesma formação rochosa: 1 mD, 10 mD, 20 mD e 30 mD. Para esses casos foi utilizado o mesmo fluido fraturante, porém como propante, foi adicionado ao fluido o *Ottawa Sand* o qual apresenta uma densidade de 2,65 g/cm³.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 21 mostra o modelo geológico do reservatório gerado no software *StimPlan 3D* a partir de dados de poço do campo Cidade de Aracaju da bacia Sergipe-Alagoas. A cor azul representa o Folhelho enquanto a cor verde corresponde a formação arenítica.

A operação para o tratamento do fraturamento hidráulico foi aplicado na formação arenítica localizada entre 2005 a 2065 metros de profundidade.

Figura 21 – Modelo geológico do reservatório em estudo.



Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

A análise do tratamento do fraturamento hidráulico foi realizada através da ferramenta *Graphs* do próprio software *StimPlan 3D*, onde é possível obter vários resultados para devida apreciação.

5.1 Fluido tipo 30# X-Link e Propante tipo Bauxite

Inicialmente para simulação numérica do fraturamento hidráulico na formação em estudo apresentando uma permeabilidade de 30 mD, utilizou-se como fluido fraturante o 30# X-Link, tendo a adição do propante *Bauxite*. Para tal, foi usado o modelo de fratura Perkins e Kern no qual tem a finalidade de criar fraturas extensas e, ao mesmo tempo, estreitas na rocha-reservatório.

Na Tabela 3 é mostrado alguns dados adquiridos após tratamento. É possível observar dados como pressão, volume de propante, tempo de tratamento e o comprimento da fratura criada e propagada na formação rochosa.

Nesse caso, a fratura induzida hidraulicamente no meio rochoso, que consiste de uma rocha arenítica, apresentou um comprimento de 805 metros que representa o comprimento de propante alojado na fissura após cessado o bombeio do fluido.

A pressão máxima, necessária para fraturar a rocha e atingir tamanha proporção, foi de 1,8 Mpa.

A fratura atingiu uma altura máxima equivalente a 66 metros e o volume de fluido fraturante total foi de 308,2 m³ de acordo com os dados de entrada no software *StimPlan 3D*.

Tabela 3 – Resultados do tratamento gerados no *StimPlan 3D*.

Metade do comprimento	Comprimento Hidráulico	965,9
	Comprimento Atribuído (m)	805,0
Pressão	Pressão Líquida máxima (MPa)	1,8
Tempo	Tempo de exposição máxima para formação. (min)	88,7
Eficiência	No final do cronograma de bombeamento	0,97
Propante	Concentração média <i>in situ</i> ((Kg/m ²))	3,09
	Condutividade Média (mD-m)	703,9
	Condutividade da fratura adimensional - $C_f (k_{fw}/k_{xf})$	0.07
Altura	Altura máxima de fratura (m)	66,0
Largura	Largura média no final do bombeamento (cm)	0.64
Volume	Volume Total de Fluido (m ³)	308.2
	Volume Total de Propante (M-Kg)	156.0

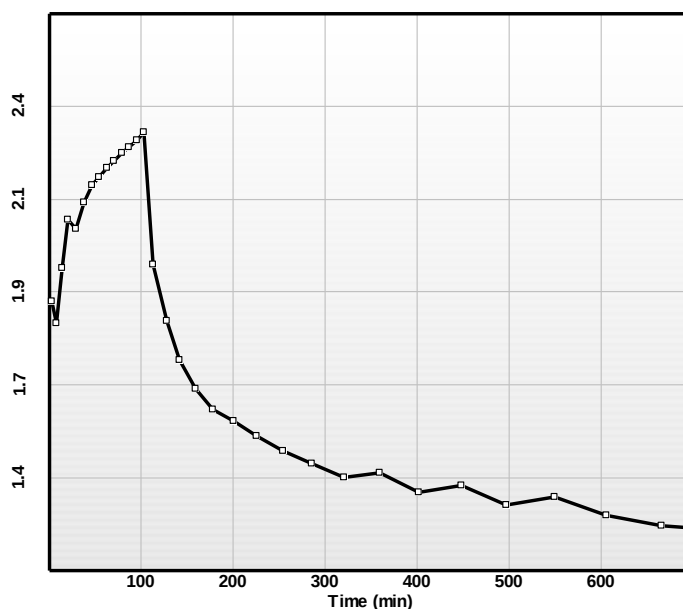
Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

A simulação mostrou que para a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico na rocha reservatório em estudo, apresentando uma permeabilidade de 30 mD, são necessárias sete fases de bombeamento do fluido de fraturamento, adotando uma vazão constante de 30 BPM.

Na primeira fase de bombeamento teve a injeção do *Pad* que consiste no volume de água necessário para criar e propagar a fratura na rocha reservatório. Já nas fases seguintes foi realizado a adição do agente de sustentação (propante) ao fluido de fraturamento.

Nesse caso, o fluido passa a ser chamado de *Slurry*, durante todo esse processo de tratamento do fraturamento ocorre uma variação da pressão de injeção registrada através do Gráfico 1.

Gráfico 1 – Pressão de injeção no fundo do poço *versus* tempo de tratamento.



Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

No Gráfico 1, observa-se que a pressão de injeção prevista nos 105 minutos de tratamento atinge a pressão máxima equivalente a aproximadamente 2,30 MPa. Logo mais, essa pressão cai e se estabiliza devido a presença de material granular (propante) no interior da fratura e perda de fluido para formação.

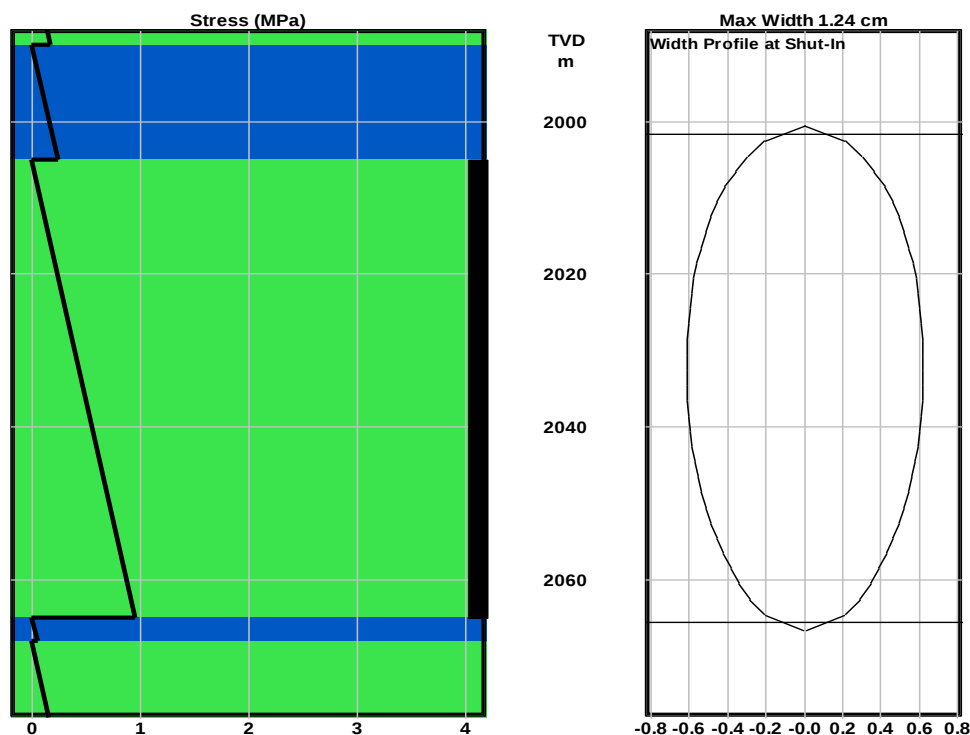
O aumento da pressão até determinado ponto ocorre devido à resistência da rocha à tração. Quando atingido o pico máximo de pressão, a mesma começa a diminuir consideravelmente o que mostra que a fratura foi criada na formação e se propagará no meio rochoso até a estabilização dessa pressão.

Nota-se que a pressão de injeção no fundo do poço é alta, inicialmente, isso por ser responsável pela quebra da rocha. Logo após, diminui e sofre um aumento consideravelmente causado devido a adição de determinadas concentrações de propante ao fluido de fraturamento.

Na Figura 22 é mostrada a largura máxima da fratura induzida hidraulicamente no reservatório, sendo equivalente a 1,24 centímetros. Essa largura máxima ocorre na região ao redor da superfície do poço.

À medida que a fratura se propaga na rocha-reservatório, a largura tende a diminuir até a sua ponta, sofrendo, desta forma, variações durante o tempo de tratamento. Contudo, a largura média da fratura foi de 0,64 centímetros.

Figura 22 – Largura máxima da fratura gerada pelo *Stimplam 3D*.



Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

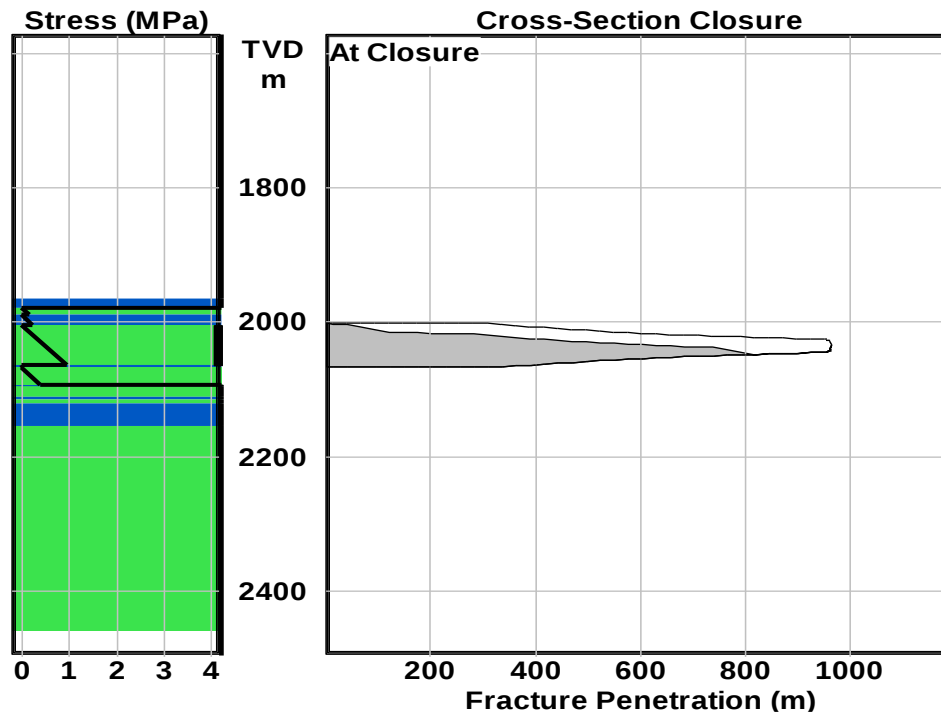
A fratura, quando muito extensa, permite uma maior conexão entre os poros das rochas e, conseqüentemente, promove um aumento significativo da permeabilidade, o que possibilita uma maior área de drenagem. Isso implica num aumento da produção do poço por muito mais anos, tornando economicamente viável sua produção.

A Figura 23 mostra a geometria da fratura induzida hidraulicamente na formação arenítica no fechamento final. A parte cinza corresponde ao material granular acomodado no interior da fratura.

É possível observar que a fissura é relativamente extensa, ou seja, longa e, ao mesmo tempo, estreita. A fratura induzida hidraulicamente apresentou, desta forma, uma geometria típica das fraturas geradas pelo modelo de fratura de Perkins e Kern, o que se esperava.

O comprimento final da fratura após cessado o bombeio do fluido de fraturamento é representado pelo alojamento do propante na rocha, ou seja, pela acomodação do material granular.

Figura 23 – Fechamento da fratura.



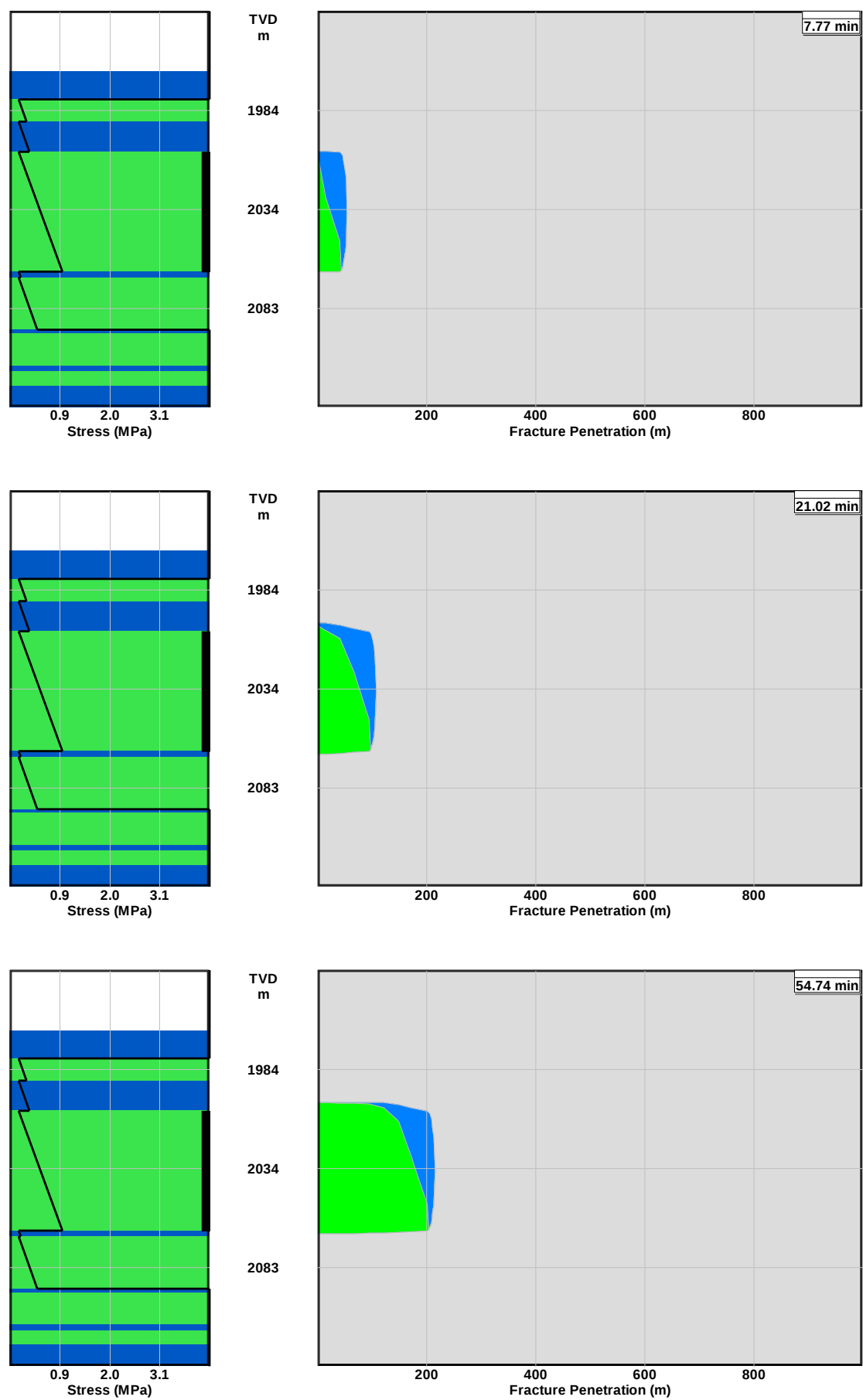
Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

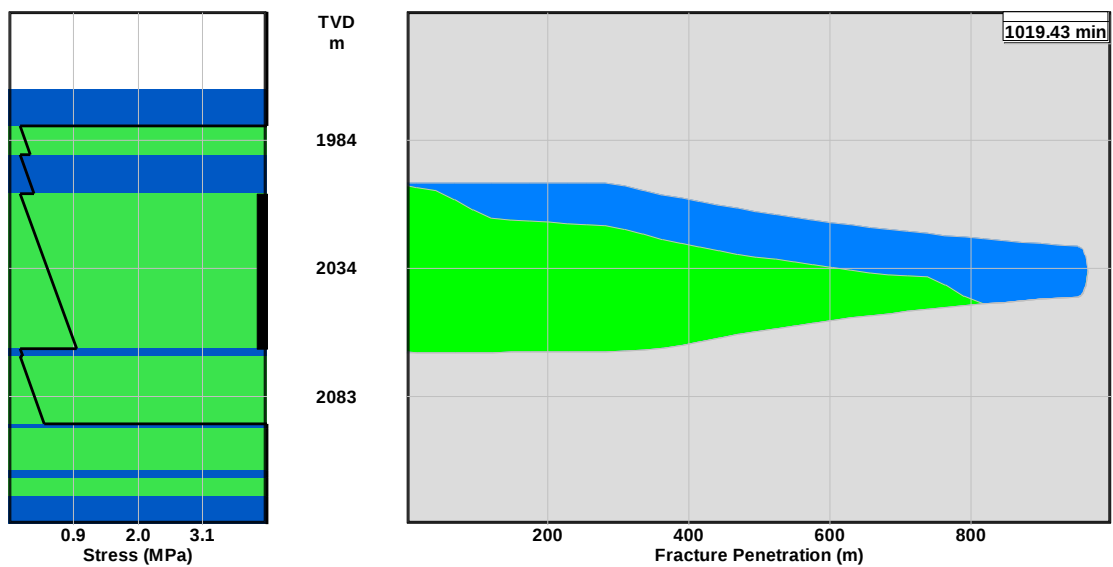
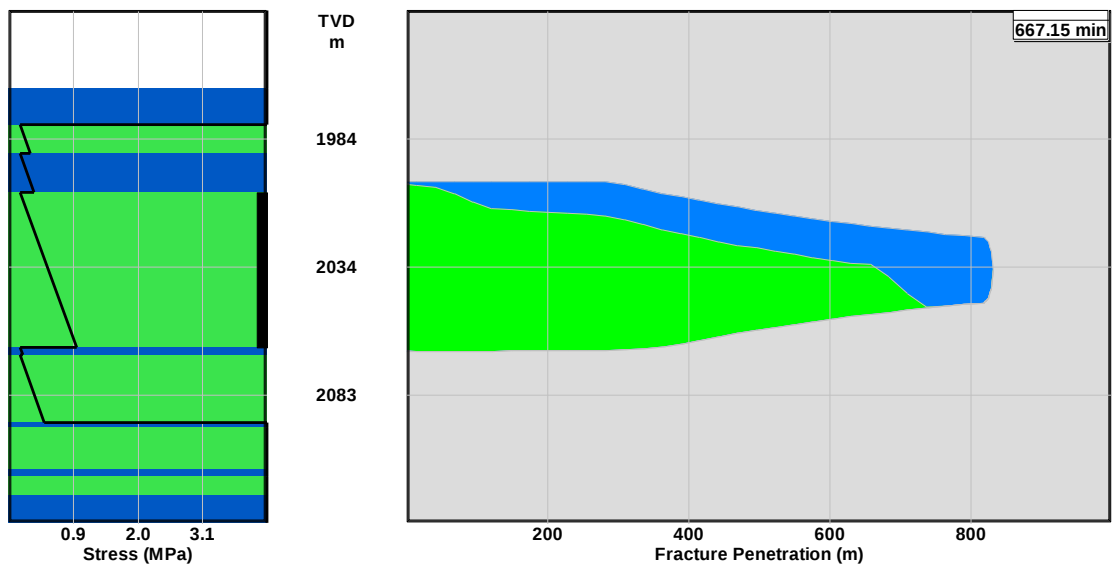
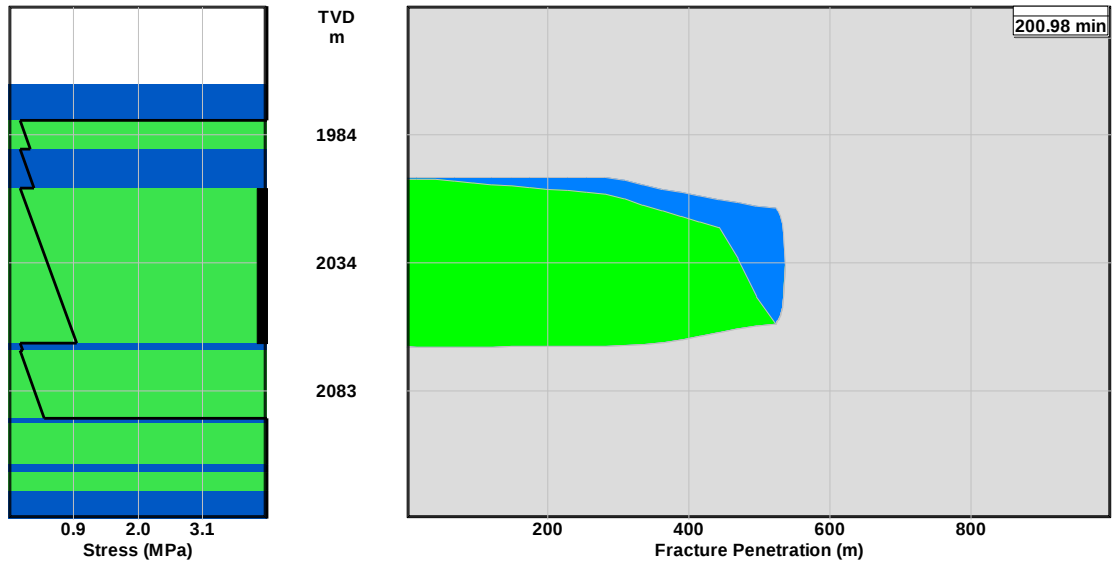
O crescimento contínuo da fratura ao longo do tempo de tratamento é mostrado na Figura 24 para os tempos de 7.77, 21.02, 54.74, 200.98, 667.15 e 1019.43 minutos.

O modelo de fratura adotado para esse tratamento foi o Perkins e Kern, logo a fissura apresenta uma altura constante e um crescimento crescente até atingir uma dimensão desejada pelo engenheiro projetista. Esse estudo deve ser feito antes de iniciar a operação de fraturamento hidráulico, o que se busca é que tal fratura se aproxime o máximo do real de acordo com os dados de entrada no software *Stimplan 3D*.

A estimulação desse poço através dessa operação mostra o quanto o mesmo pode ter sua produção aumentada de forma significativa levando em consideração, o fato em que foram criadas na rocha-reservatório uma fissura que permite a conexão entre os poros da rocha e, consequentemente, permite a acessibilidade dos fluidos do reservatório para o interior do poço.

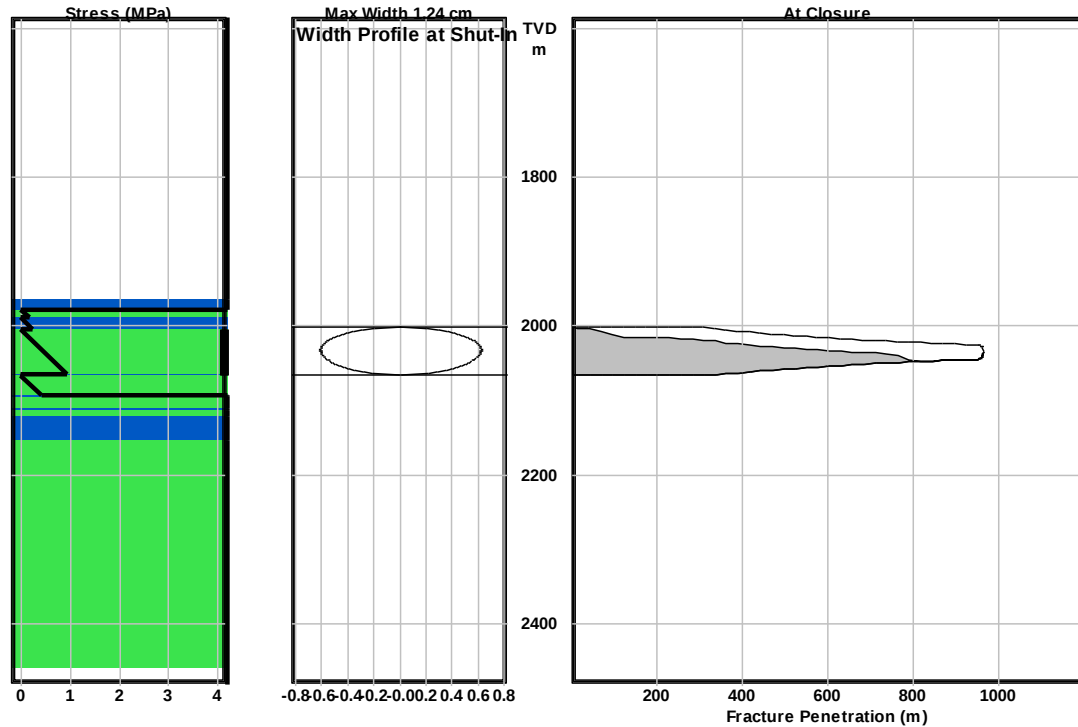
Figura 24 – Propagação da fratura no meio rochoso.





A Figura 25 mostra as dimensões da fissura, ou seja, a altura, largura e o comprimento final da fratura de acordo com o tempo de bombeio, apresentando uma ponta fina.

Figura 25 – Geometria da fratura.

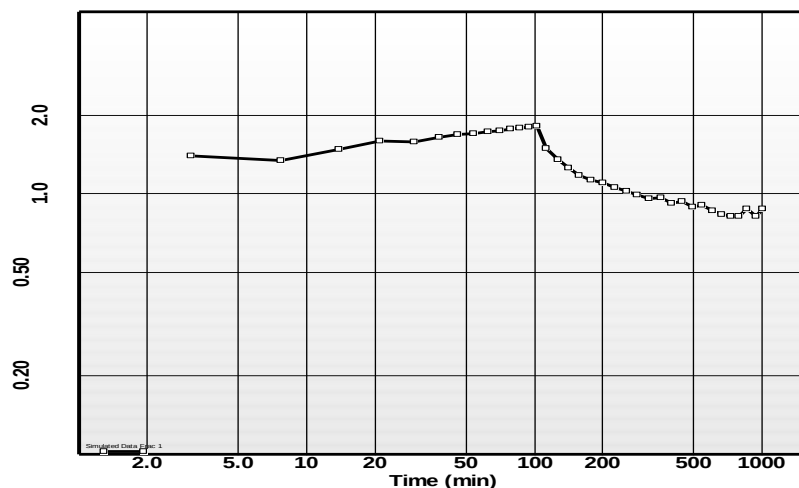


Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

A pressão líquida, mostrada na Gráfico 2, sofre um pequeno acréscimo no início do tratamento seguido de um decréscimo de forma atenuada.

Essa variação de pressão ocorre, justamente, devido aos estágios da operação de fraturamento hidráulico. A pressão líquida máxima foi de 1,8 MPa.

Gráfico 2 – Pressão líquida *versus* tempo de tratamento.



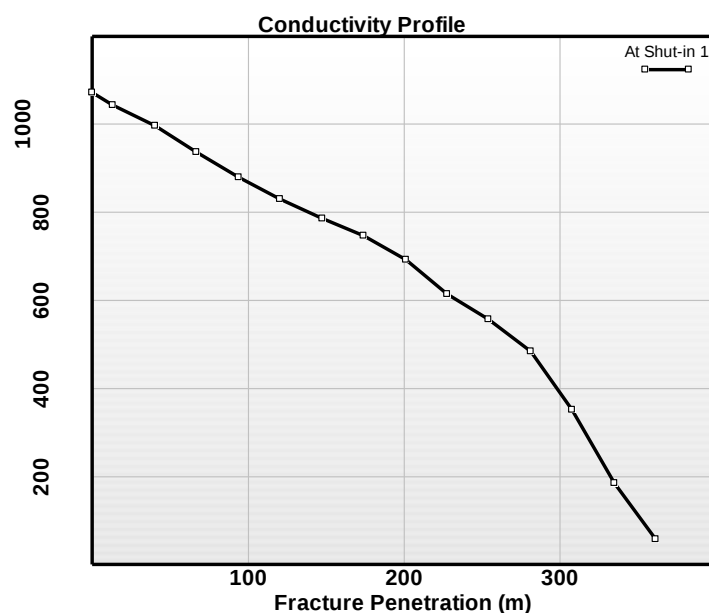
Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

Um dos fatores importantes a ser considerado num projeto de fraturamento hidráulico é a condutividade da fratura.

Através do Gráfico 3 é possível analisar uma diminuição da condutividade à medida que a fratura cresce na formação. Isto é explicado, justamente, pelo fato de que a largura da fratura induzida hidráulicamente no reservatório é maior na região ao redor do poço.

A condutividade da fratura é função da sua largura. Portanto, quanto maior a abertura da fratura, maior será a sua condutividade.

Gráfico 3 – Condutividade *versus* propagação da fratura.



Fonte: Dados de Pesquisa, 2018.

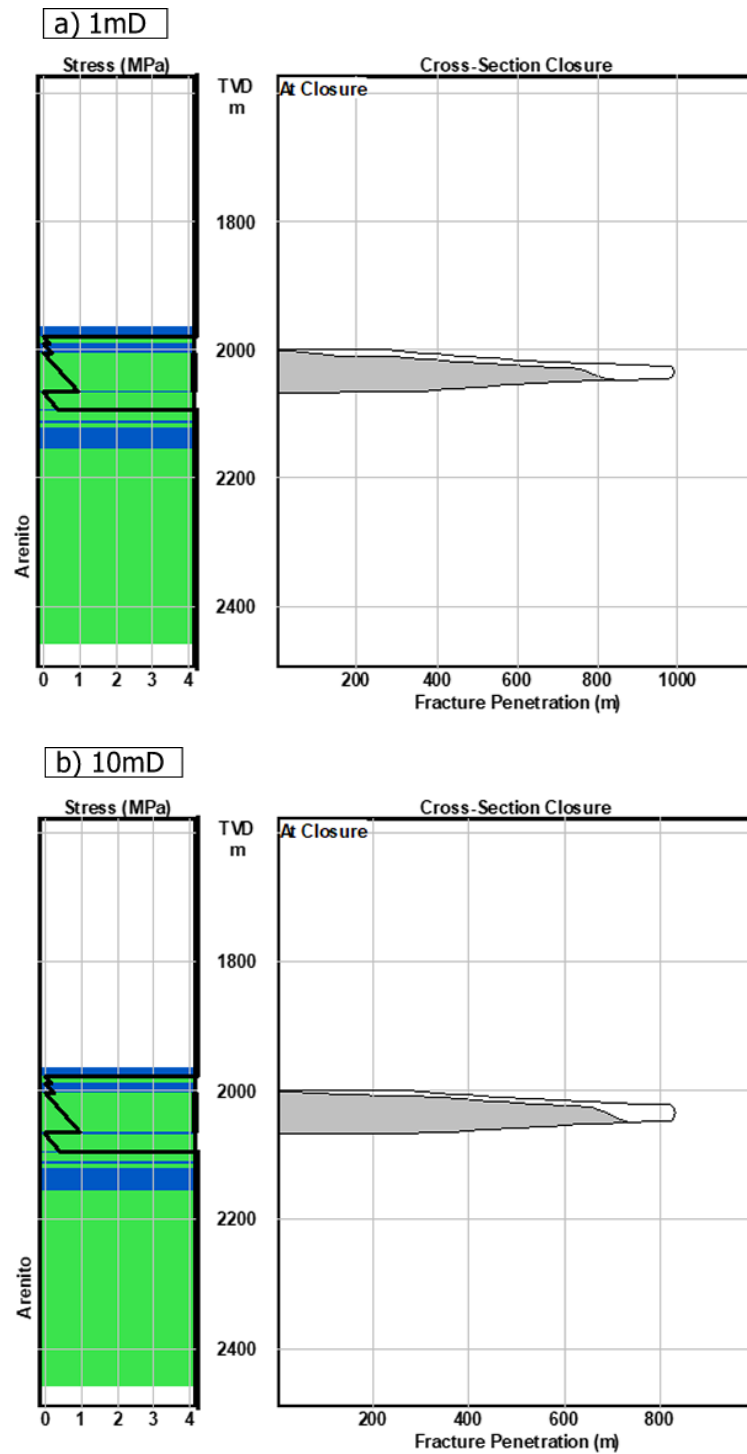
5.2 Fluido tipo 30# X-Link e Propante tipo Ottawa Sand

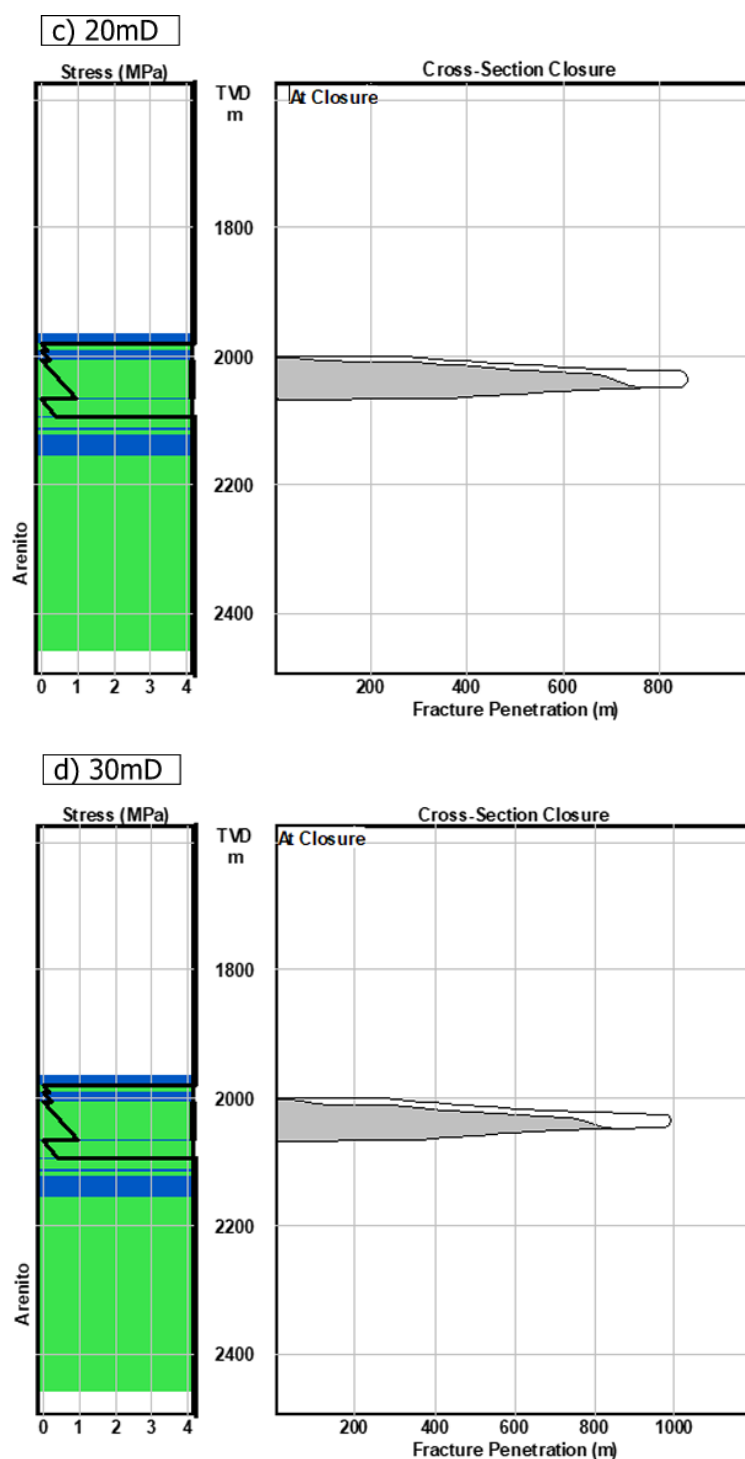
Para o resultado obtido e mostrado na Figura 26, utilizou-se o propante tipo *Ottawa Sand* e o 30# X-Link como fluido fraturante.

Foram simulados o crescimento de uma fratura hidráulica no meio rochoso em estudo utilizando o modelo de fratura Perkins e Kern para os casos com diferentes permeabilidades: 1 mD, 10 mD, 20 mD e 30 mD.

A Figura 26 mostra as seções de fechamento final da fratura de acordo com as permeabilidades de 1 mD, 10 mD, 20 mD e 30 mD, considerando a mesma composição do fluido de fraturamento.

Figura 26 – Crescimento final da fratura na formação arenítica com permeabilidade de a) 1 mD, b) 10 mD, c) 20 mD e d) 30 mD.





Fonte: Dados de pesquisa, 2019.

Ao analisar as Figuras 23 e 26, observa-se que ambas com a mesma permeabilidade de 30 mD obtiveram uma geometria de fratura distinta com relação a suas dimensões, porém isso se deve ao fato de que o propante usado em cada operação de faturamento hidráulico foi diferente para os dois casos.

A fratura apresentada na Figura 26 obteve um melhor crescimento no interior da formação arenítica. Isso se dá ao fato de que o fluido fraturante apresentou uma melhor

performance para esse tipo de formação rochosa com tal permeabilidade, havendo uma boa distribuição do propante o que caracteriza o tamanho real da fratura.

Para as demais simulações foi utilizado o mesmo fluido de faturamento hidráulico. Como resultado, obteve-se fraturas com geometrias semelhantes.

De acordo com a Figura 26, é possível observar que a fratura atingiu uma profundidade maior de penetração na formação para os casos em que a permeabilidade adotada foi de 1 mD e 30 mD do que para as permeabilidades de 10 mD e 20 mD.

Em todos os casos a pressão final líquida obtida foram mesmas, o equivalente a 1,9 MPa.

Observa-se que houve uma pequena variação no comprimento da fratura para todas as permeabilidades. Porém, essa variação pode ter sido causada pelo tempo de injeção do fluido fraturante na rocha.

Nesse caso, os volumes de fluido injetado foram maiores para as permeabilidades de 1 mD e 30 mD, tendo dessa forma, um maior número de estágios de bombeamento.

Para a permeabilidade de 1 mD foram necessários doze estágios, enquanto, para a permeabilidade de 30 mD houve seis estágios de bombeamento do fluido fraturante.

Nos dois casos a fratura atingiu uma penetração de mais de 1000 metros na formação, levando em consideração o volume de filtrado (*leak-off*). Porém, a parte cinza na fratura, ilustrada na Figura 26, representa a concentração de propante distribuída e alojada no interior da fratura. Desta forma, essa parte cinza corresponde ao crescimento real da fratura, caracterizada por ser o *Slurry*.

Para o caso de 1mD o comprimento obtido foi de aproximadamente 805 metros. Já o de 30mD apresentou um comprimento equivalente a 815 metros na etapa final de fechamento da fratura.

Para as permeabilidades de 10 mD e 20 mD também apresentaram um comportamento semelhante quanto a geometria da fratura, em especial ao seu comprimento. Ambas atingiram 830m e 850 m, respectivamente. Porém, o comprimento real da fratura correspondente a distribuição do propante foi de aproximadamente 720 metros para 10 mD e de 750 metros para 20 mD.

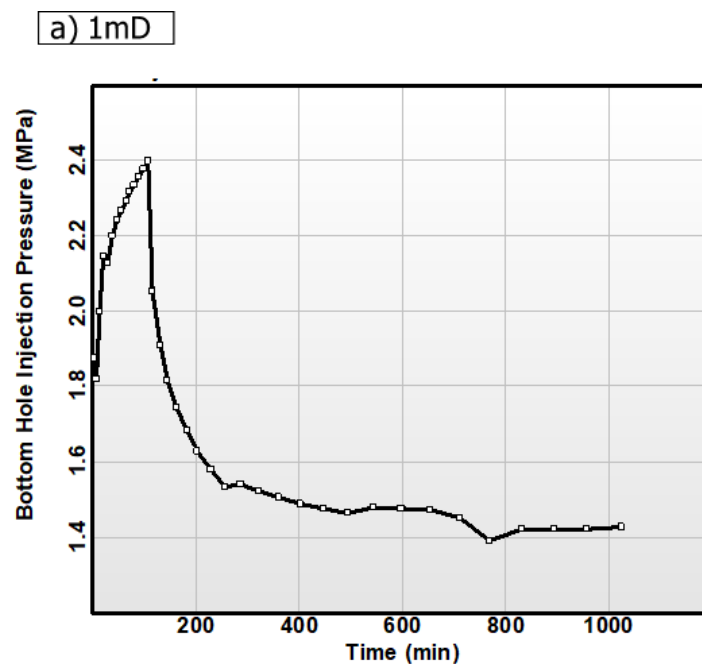
Para atingir esses comprimentos de fratura hidráulica, foram realizados quatro estágios de bombeamento para ambos os casos, apresentando um menor volume de fluido fraturante.

A pressão de injeção de acordo com a tempo de penetração da fratura na formação arenítica para os diferentes tipos de permeabilidades é mostrado no Gráfico 4.

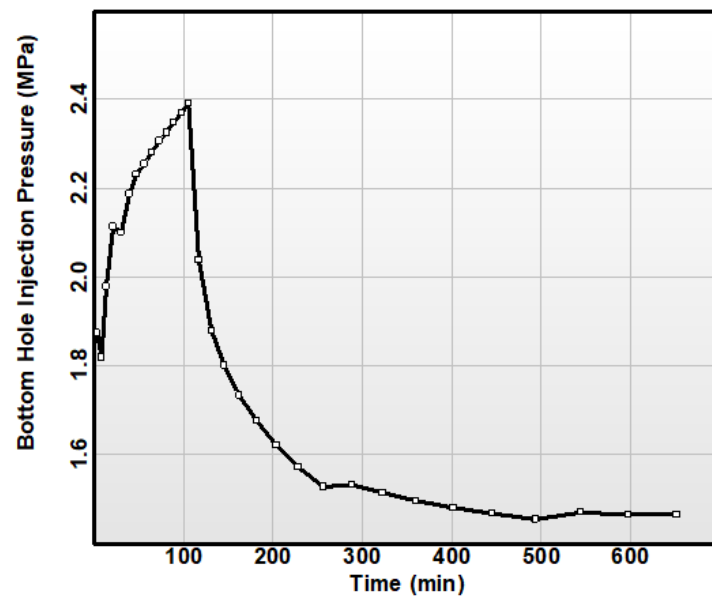
É possível observar que para todos os casos (1 mD, 10 mD, 20 mD e 30 mD) a pressão de injeção se comportou de maneira semelhante, o que era esperado, visto que inicialmente essa pressão é alta para que ocorra a quebra da rocha por tração, sendo uma pressão maior que a tensão in situ atuante na formação. Após criada, a fratura tende a se propagar no meio até atingir seu comprimento final. Esse aumento da pressão ocorre devido a adição controlada de determinadas concentrações de *Ottawa Sand* (propante) no fluido fraturante de modo a permitir uma boa acomodação desse material granular no interior da fratura criada no meio rochoso.

Nota-se, então, que após atingir a pressão máxima de injeção, ocorre uma queda de forma atenuada. Essa diminuição da pressão se dá, agora, devido a acomodação do propante no interior da fratura e, finalmente ela tende a se estabilizar igualando a pressão de poros no final da operação de faturamento hidráulico.

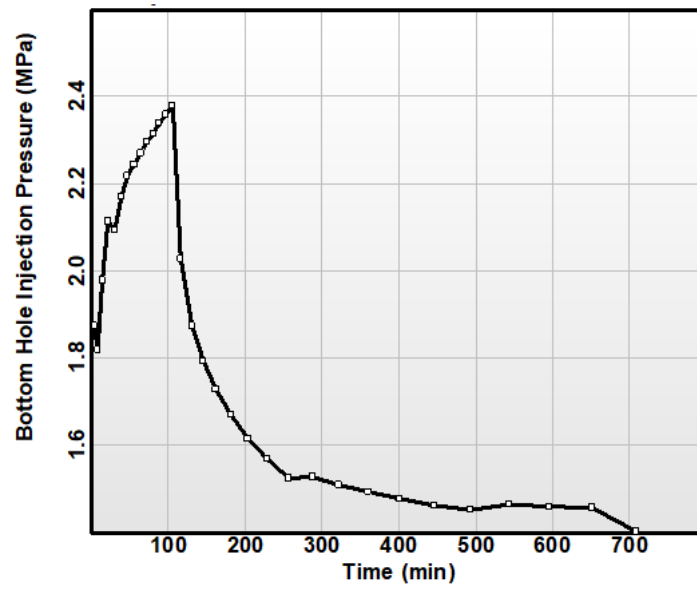
Gráfico 4 – Pressão de injeção *versus* tempo para a permeabilidade de a) 1 mD, b) 10 mD, c) 20 mD e d) 30 mD.

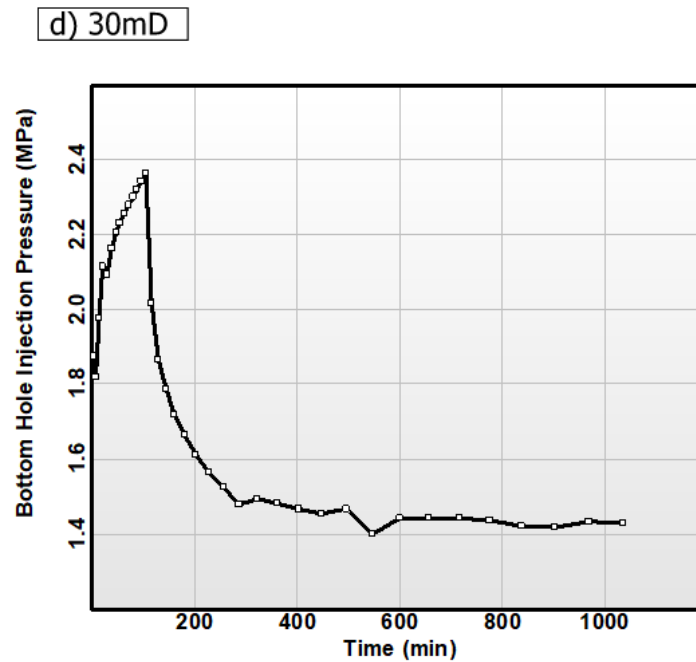


b) 10mD



c) 20mD





Fonte: Dados de pesquisa, 2019.

Observa-se no Gráfico 4, que para as permeabilidades de 1 mD e 10 mD, a pressão máxima de injeção chega a 2,4 MPa no tempo de 100 minutos.

Nos casos em que a permeabilidade é de 20 mD e 30 mD, a pressão máxima de injeção atinge aproximadamente 2,35 MPa no mesmo tempo.

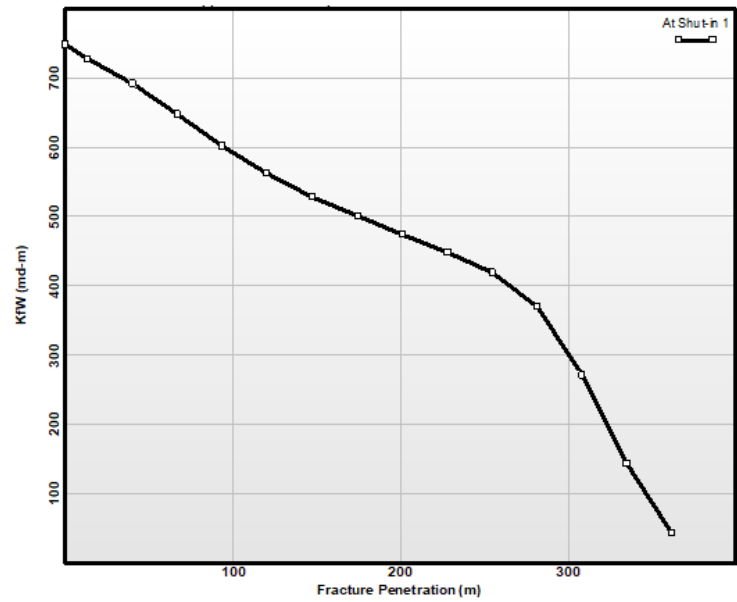
Com relação a pressão de injeção final, tem-se que para a permeabilidade de 1 mD, foi de 1,42 MPa; para a permeabilidade de 10 mD teve-se 1,45 MPa; para 20 mD foi de 1,40 MPa e para permeabilidade de 30 mD a pressão de injeção final chegou a 1,42 MPa.

Desta forma, nota-se que a pressão de injeção do fluido fraturante não teve influência com relação a permeabilidade da rocha-reservatório, na qual se comportou da mesma forma para todos os casos.

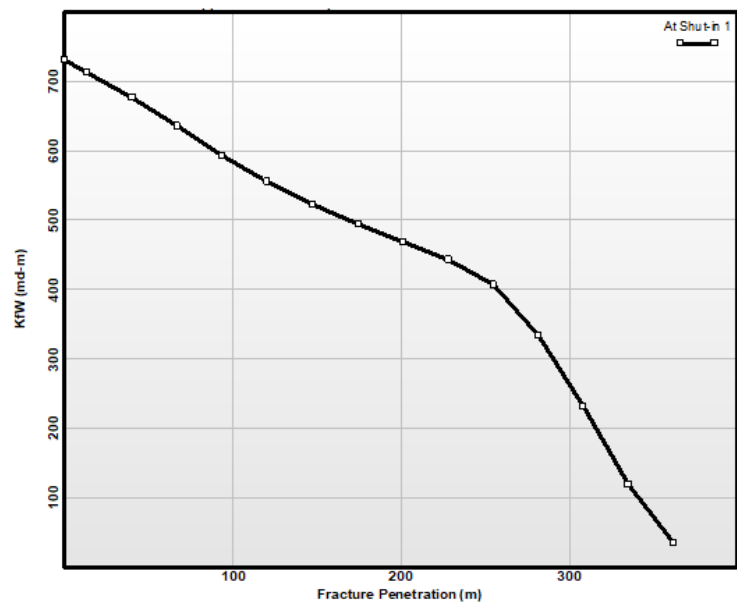
No Gráfico 5 é mostrado um perfil de condutividade para todas as permeabilidades (1 mD, 10 mD, 20 mD e 30 mD). Nota-se que ocorre uma variação da condutividade da fratura a medida que a mesma penetra na formação rochosa, sendo maior na abertura e menor na ponta da fratura.

Gráfico 5 – Condutividade *versus* penetração da fratura para a permeabilidade de a) 1 mD, b) 10 mD, c) 20 mD e d) 30 mD.

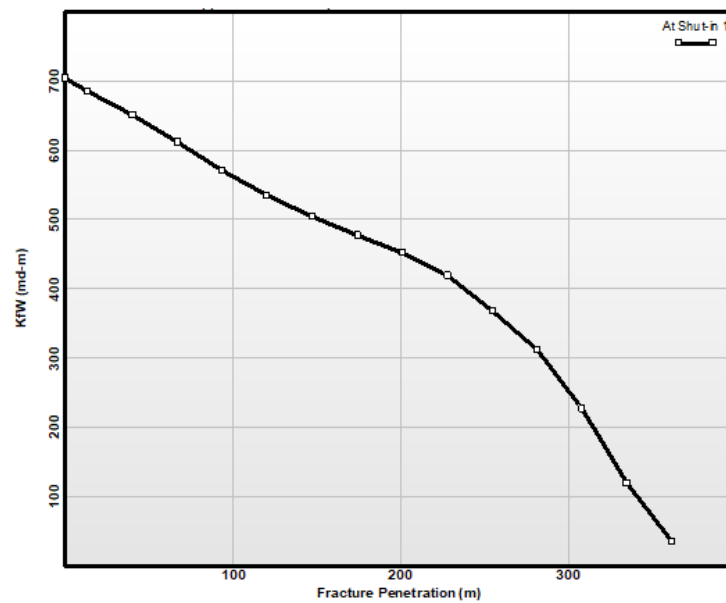
a) 1mD



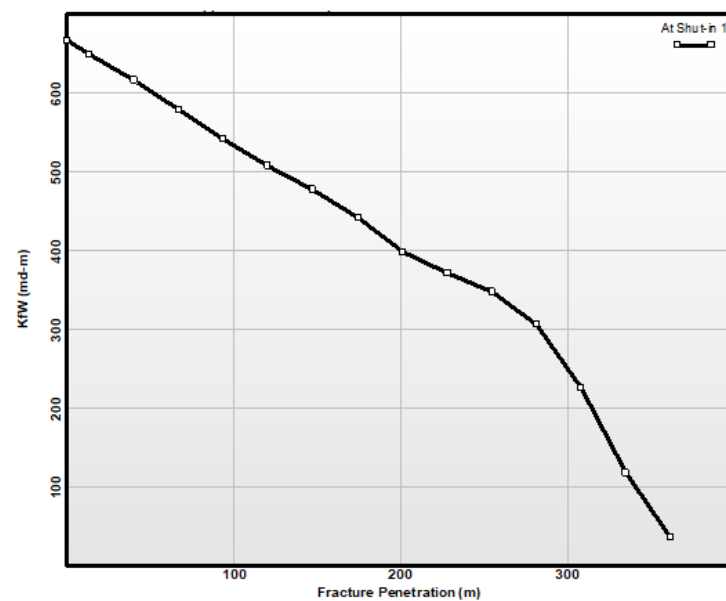
b) 10mD



c) 20mD



d) 30mD



Fonte: Dados de pesquisa, 2019.

A condutividade é considerada um fator importante no estudo de fraturamento de um reservatório de petróleo, visto que ela mede a capacidade da fratura em transportar fluidos.

De acordo com o Gráfico 5, nota-se que para todos os casos com permeabilidades diferentes, o perfil de condutividade foi semelhante. Porém, a condutividade da fratura apresentou um valor maior para uma permeabilidade de 1 mD e um valor menor para o caso de 30 mD. O que mostra que quanto maior a permeabilidade da formação rochosa, menor será a permeabilidade da fratura. Sendo assim, inversamente proporcionais.

Para todos os casos, a condutividade da fratura é alta próxima a região do poço e tende a diminuir até a ponta fratura. E isso se explica, justamente, pelo fato de que a condutividade da fratura é proporcional a sua largura, como foi mostrado matematicamente através da Equação 17.

6. CONCLUSÕES

A simulação mostrou que para a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico na rocha reservatório em estudo com uma permeabilidade de 30 mD, foram necessárias sete fases de bombeamento do fluido de fraturamento do tipo 30# *X-Link*, tendo a adição do propante *Bauxite*, com uma vazão constante de 30 BPM, fazendo com que a fratura tomasse tamanha proporção no meio rochoso, o equivalente a 805 metros.

Mantendo-se a mesma permeabilidade de 30 mD, mas com a mudança do propante para o tipo *Ottawa Sand*, a fratura apresentou um comprimento de 815 metros. E, nesse caso, foi preciso seis estágios de bombeamento do fluido fraturante.

A fratura atingiu uma profundidade maior de penetração na rocha-reservatório para os casos em que a permeabilidade adotada foi de 1 mD e 30 mD do que para as permeabilidades de 10 mD e 20 mD.

Para todos os casos, houve uma boa distribuição e acomodação do material granular no interior da fissura, onde a sua delimitação corresponde a geometria final da fratura.

A pressão de injeção se comportou como o esperado para todas as simulações, inicialmente alta e, posteriormente, sofreu declínio causada pela adição de determinadas concentrações de propante.

A pressão de injeção, causada pelo fluido fraturante, no fundo do poço para o interior do reservatório foi necessária para atingir um comprimento de fratura satisfatório na rocha para todas a permeabilidades.

A pressão de injeção do fluido fraturante não teve influência com relação a permeabilidade da formação rochosa.

A condutividade da fratura foi maior para a permeabilidade de 1 mD e menor para a permeabilidade de 30 mD. Isso implica que quanto menor a permeabilidade da formação rochosa, maior a permeabilidade da fratura. Logo, são inversamente proporcionais.

Para todos os casos com diferentes permeabilidades, a fratura criada na formação rochosa, caracterizada como um reservatório arenítico, se comportou de acordo com o modelo

de fratura Perkins e Kern, na qual a fratura é muito extensa e, ao mesmo tempo, estreita com crescimento crescente ao longo do tempo.

7. REFERÊNCIAS

ABREU, H. C., ROCIO, V. D.; **Fraturamento Hidráulico e a Geopolítica do Mercado Energético**. 2016. Disponível em < <https://www.alainet.org/pt/articulo/175925#sdfootnote7anc>>. Acesso em 20/12/2016.

ADACHI, J; SIEBRITS, E; PEIRCE, A; DESROCHES, J. **Computer Simulation Of Hydraulic Fractures**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2007. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/journal/international-journal-of-rock-mechanics-and-mining-sciences/vol/44/issue/5>>. Acessado em 02 de maio de 2018.

ADVANI, S.H.; LEE, T.S. LEE, J.K.; **Three-dimensional modeling of hydraulic fractures in layered media: part I—finite element formulations**. J Energy Resour Tech 1990; 112:1–9.

ANDRADE, J. P. R. P.; **Fraturamento hidráulico: simulação da geometria de fratura de reservatórios a partir do modelo PKN**. Monografia. Universidade de Brasília – UnB. Brasília/DF. 2016.

ALMEIDA, V. V. A.; **Otimização de projeto de fraturamento hidráulico utilizando algoritmos evolutivos**. Trabalho de conclusão de curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói/RJ, 2016.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Campo Cidade de Aracaju**. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_1AM/acumulacoes_marginais/resumos/Cidade_de_Aracaju.pdf>. Acessado em 14 de setembro de 2018

ANTONIETTO, L. S. **Taxonomia, Paleoecologia e Bioestratigrafia de Ostracodes da Formação Riachuelo, Bacia De Sergipe-Alagoas, Nordeste do Brasil**. Tese de Doutorado. Universidade de Brasília. Instituto de Geociências. Brasília. 2015.

BARBOSA, J. A. C.; **Simulação numérica do fraturamento hidráulico pelo método estendido dos elementos finitos**. Dissertação de Mestrado. Puc-Rio. Rio de Janeiro. 2017.

BARREE, R. D.; **A practical numerical simulator for three-dimensional fracture propagation in heterogenous media**. In: Proceedings of the SPE symposium reservoir simulation, San Francisco, November 15–18. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 1983. p. 403–13 [SPE 12273].

BELLARBY, J.; **Well Completion Design**. Oxford: Elsevier, 2009.

BUNGER, A.; **Near-surface hydraulic fracture**. PhD thesis, University of Minnesota, Minneapolis; 2005.

CALHOUN, D.; LEVEQUE, R. J.; **A Cartesian grid finite-volume method for the advection-diffusion equation in irregular geometries**. J Comput Phys 2000; 157:143–80.

DAMAS, R. G., **Avaliação da Qualidade dos Modelos de Fraturamento Hidráulico**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas. Departamento de Estruturas. Campinas/SP. 2005.

DREW, D.A.; PASSMAN, S. L.; **Theory of multicomponent fluids**. Applied mathematical sciences, vol. 134. New York: Springer; 1999.

GARCIA, J. E. L.; **Um modelo quase-analítico para simulação tridimensional de propagação de fratura hidráulica**. Dissertação de mestrado. UNICAMP. Campinas/ SP. 1996.

GEERTSMA, J.; DE KLERK, F.; **A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures**. J Pet Tech 1969; 21:1571–81 [SPE 2458].

GRIFFITH, A. A.; **The phenomenon of rupture and flow in solids**. Philosophical Transactions of the Royal Society. 1921.

HOLDITCH, S. A.; **Petroleum Engineering Handbook**. v. 4, cap. 8, Society of Petroleum Engineers, 2007.

HOWARD, G. C.; FAST, C. R.; **Optimum fluid characteristics for fracture extension**. Drilling Prod Pract 1957; 24:261–70.

JUVITO, L. B.; **Simulação numérica para otimização de fraturamento hidráulico em rochas carbonáticas**. Monografia, Programa de Formação de Engenheiros na Área de Eficiência Energética para o Setor de Petróleo, Gás e Biocombustível / PRH-42, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande/PB, 2017.

KHRISTIANOVIC, S. A.; ZHELTOV, Y. P.; **Formation of vertical fractures by means of highly viscous liquid**. In: Proceedings of the fourth world petroleum congress, Rome, 1955. p. 579–86.

LHOMME, T.; **Initiation of hydraulic fractures in natural sandstones**. PhD thesis, Delft University of Technology, Delft; 2005.

LUCCI, P. C. A.; **Implementação de simulador numérico de propagação hidráulica de fratura plana em meio tridimensional multicamadas**. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. Campinas, SP. 2015.

MONTGOMERY, C. **Fracturing Fluids**. In book: Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. IntechOpen. 2013.

NORDGREN, R. P.; **Propagation of a vertical hydraulic fracture**. SPE J 1972; 12(8):306–14 [SPE 7834].

PEIRCE, A. P.; SIEBRITS, E.; **The scaled flexibility matrix method for the efficient solution of boundary value problems in 2D and 3D layered elastic media**. Comput Methods Appl Mech Eng 2001;190(45): 5935–56.

PEIRCE, A. P.; SIEBRITS, E.; **Uniform asymptotic approximations for accurate modeling of cracks in layered elastic media.** Int J Fracture 2002; 110:205–39.

PERKINS, T. K.; KERN, L. R.; **Widths of hydraulic fractures.** J Pet Tech 1961;13(9):937–49 [SPE 89].

PITOMBO, W. E. S. **Fraturamento Hidráulico.** Centro de Desenvolvimento de Recursos Humanos (SEDES) Norte/Nordeste. Petrobras. 1987.

RAHMAN, M. M.; RAHMAN, M. K.; **A Review of hydraulic fracture models and development of an improved pseudo-3D model for stimulating tight oil/gas sand.** Energy Sources. Part A. 32:1416–1436. 2010.

SANTOS, J. A. C. M.; **Nova técnica para obtenção de fraturas com altíssima condutividade em poços de petróleo.** Tese (Doutorado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

SCHMITT, D. R.; ZOBACH, M. D.; **Poroelastic effects in the determination of the maximum horizontal principal stress in hydraulic fracturing tests. A proposed breakdown equation employing a modified effective stress relation for tensile failure.** International Journal of Rock Mechanics, Mining Science & Geomechanics Abstracts, v. 26, n. 6, p. 499-506, 1989.

SILVA, J. A. P.; **Contribuição ao estudo do fraturamento hidráulico utilizando o Método dos Elementos Finitos e a Mecânica da Fratura Elástico Linear.** Dissertação de Mestrado. Departamento de Geotecnia, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

SIEBRITS, E.; PEIRCE, A. P.; **An efficient multi-layer planar 3D fracture growth algorithm using a fixed mesh approach.** Int J Numer Meth Eng 2002; 53:691–717.

SNEDDON, I. N.; **The distribution of stress in the neighbourhood of a crack in an elastic solid.** Proc R Soc London A 1946; 187:229–60.

STARFIELD, A. M.; CUNDALL, P. A.; **Towards a methodology for rock mechanics modelling.** Int J Rock Mech Min Sci Geomech Abstr 1988; 25(3):99–106.

TEIXEIRA, TOLEDO, FAIRCHILD E TAIOLI; **Decifrando a terra.** São Paulo. Oficina de textos, 2000.

VANDAMME, L.; CURRAN, J. H.; **A three-dimensional hydraulic fracturing simulator.** Int J Numer Meth Eng 1989; 28:909–27.

VICENTE, R. **Fraturamento Hidráulico.** Centro de Desenvolvimento de Recursos Humanos (SEDES) Norte/Nordeste. Petrobras, 1989.

YEW, C. H.; **Mecânica do fraturamento hidráulico.** Rio de Janeiro: E-papers, 2008.