

CAIO MURILO SILVA DE CARVALHO

**ESTUDO DO MODELO DE FILTRAÇÃO DE CARTER NO
FRATURAMENTO HIDRÁULICO**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

SANTOS

2021

CAIO MURILO SILVA DE CARVALHO

**ESTUDO DO MODELO DE FILTRAÇÃO DE CARTER NO
FRATURAMENTO HIDRÁULICO**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

Área de concentração: Perfuração

Orientador: Ronaldo Carrion

SANTOS

2021

FICHA CATALOGRÁFICA

Carvalho, Caio Murilo

**ESTUDO DO MODELO DE FILTRAÇÃO DE CARTER NO
FRATURAMENTO HIDRÁULICO / C. M. Carvalho -- São Paulo,
2021. 45 p.**

**Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo.**

**1.Fraturamento hidráulico 2.Geometria da fratura I.Universidade
de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia
de Minas e de Petróleo II.t.**

AGRADECIMENTOS

Primeiramente não poderia deixar de agradecer os meus pais. Nada disso seria possível sem todo o esforço que vocês tiveram para que eu tivesse as melhores oportunidades, sempre colocando nossa família em primeiro lugar e sendo base e exemplos para mim nestes 24 anos. Por isso eu os valorizo tanto e dedico este trabalho a vocês.

Ao meu irmão, Guilherme, que independente do que aconteça sempre será presença viva em minha vida.

Aos meus avós que cuidaram de mim em tantas tardes que meus pais precisaram trabalhar. Amo vocês de forma completamente incondicional.

A todos meus familiares, tios, tias, primos e primas que sempre estiverem presente e que, de alguma forma, me influenciaram a chegar onde estou.

A todos meus amigos de longa data, que estiveram sempre ao meu lado me apoiando e ouvindo meus desabafos. Isabella Barreto, Aline, Marina, Guilherme, Lucas Veiga e Lucas Canassa, obrigado por tudo.

Aos meus amigos da faculdade, que convivi durante todo esse período extremamente recompensador, e também aos que tive o imenso privilégio de conhecer durante meu intercâmbio acadêmico. Sempre lembrarei dos momentos que vivemos, agradeço.

Por último, mas não menos importante, ao meu Professor e orientador Ronaldo Carion, por ser além de um ótimo professor, em que tive o prazer de ser monitor em uma das matérias, uma ótima pessoa ao me ajudar durante todo esse ano, tendo paciência e disponibilidade para me acompanhar neste trabalho. Sem seus conselhos e direcionamentos nada disso seria possível. Obrigado, professor.

RESUMO

O fraturamento hidráulico vem sendo empregado na indústria do petróleo desde a década de 40. O processo, que visa viabilizar a produção de gás e óleo nas Bacias, costuma ser implementado em áreas onde a baixa permeabilidade, por exemplo, dificulta a extração destas commodities. São em reservatórios não convencionais que o processo de fraturamento hidráulico é amplamente utilizado. Diversos fatores precisam ser levados em conta antes que operações envolvendo fraturamento hidráulico sejam executadas. Entre tantas, a filtração já possui sua importância no desenvolvimento dos critérios a serem adotados. O fenômeno, que começou a ser implementado nas análises após a divulgação das pesquisas de Carter, em 1957, possui até hoje a base de seus conceitos atrelados à esse trabalho. Estudos foram desenvolvidos buscando entender e/ou prever o comportamento da geometria das fraturas geradas durante o fraturamento hidráulico. Dois deles foram especialmente analisados neste trabalho, o modelo KGD e o PKN, onde ambos descrevem como se dariam a propagação das fraturas em 2D, para determinados cenários. Além disto, este trabalho visa aplicar os conceitos de filtração descritos por Carter, assim como a sua implementação nestes modelos citados anteriormente através de simulações onde houve a aplicação de conceitos e equações desenvolvidas dentro de ferramentas como Excel e Python, sendo este último uma linguagem de programação. Os resultados foram fornecidos e discutidos, visando discutir a validação destas idéias.

Palavras-chave: Fraturamento hidráulico, Filtração, Geometria das fraturas, Simulação numérica.

ABSTRACT

Hydraulic fracturing has been used in the petroleum industry since the decade of the 40s. The process, which aims to make viable the oil and gas production in the Basins, is usually implemented in areas where low permeability hinders the extraction of these commodities. It is in non-conventional reservoirs where hydraulic fracturing process will be widely used. Various factors need to be taken into account before operations involving hydraulic fracturing are performed. Among so many, filtration already has its importance in relation to the development of the criteria to be adopted. The filtration, which began to be implemented in the analyses after the disclosure of Carter's research in 1975, has to this day the basis of its concepts tied to this work. Several studies have been developed to understand and/or predict the behavior of fracture geometry generated during the hydraulic fracturing. Two of them were especially analyzed in the current work: the KGD model and the PKN. Both describe how 2D fractures would spread for certain scenarios. Furthermore, this work aims to apply the filtration concepts described by Carter, as well as its implementation in these previously mentioned models through simulations where there was the application of concepts and equations developed within tools such as Excel and Phyton, the latter being a programming language. The results have been provided and discussed in order to corroborate the validation of these ideas.

Keywords: Hydraulic fracturing, Filtration, Fracture's geometry, Numerical simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Distribuição das tensões principais no plano cartesiano. (Adaptado de Rocha & Azevedo, 2007)	16
Figura 2 – Três modos principais de fratura: (a) Modo I, modo de abertura; (b) Modo II, modo de cisalhamento no plano e (c) Modo III, modo de rasgamento. Fonte: (CORBANI, 2012).	24
Figura 3 - Geometria KGD. Fonte: (RAHMAN; RAHMAN, 2010)	26
Figura 4 - Geometria KGD. Fonte: (RAHMAN; RAHMAN, 2010)	29
Figura 5 - Gráfico do impacto do spurt loss na evolução do volume de filtração.....	34
Figura 6 - Tabela de valores obtidos no caso "Fracjack A", extraído de Azevedo (2011)	37
Figura 7 - Gráfico de evolução do comprimento de fratura em relação ao tempo Erro! Marcador não definido.	
Figura 8 - Gráfico da evolução da pressão líquida em relação ao tempo	41
Figura 9 - Gráfico da evolução da abertura da fratura na parede do poço em relação ao tempo	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Paramêtros de entrada do código	32
Tabela 2 - Paramêtros de saída do código	32
Tabela 3 - Paramêtros de saída do código com mudança na permeabilidade.....	34
Tabela 4 - Efeito da variação da porosidade na área fraturada.....	35
Tabela 5 - Dados de entrada caso "Fracjack A" - Retirado de Azevedo (2011).....	36
Tabela 6 - Resultados obtidos por meio do método interativo para o modelo KGD (Azevedo,2011).....	37
Tabela 7 - Dados de entrada para simulação do comprimento da fratura.....	38
Tabela 8 - Parâmetros da fratura para cada modelo.....	40

NOMECLATURA

w	abertura da fratura
w_w	abertura da fratura na parede do poço
w_{wc}	abertura da fratura na parede do poço pelo método iterativo
\bar{w}	abertura média da fratura
A	área da fratura
β	beta
Δp	carga hidráulica
Δp_{ref}	carga hidráulica de referência
α	coeficiente de correção
C_L	coeficiente de filtração
ν	coeficiente de poisson
x_f	comprimento da fratura
x_{fc}	comprimento da fratura aplicando filtração
ΔP	diferença de pressão entre o fluido na face e o contido na formação
$\Delta \sigma_i$	diferença de tensão entre o reservatório e as paredes do poço
η	eficiência volumétrica
K_i	fator de intensidade de tensão
E	módulo da elasticidade
E'	módulo do plano de deformação
k	permeabilidade

ϕ	porosidade
P_c	pressão de fechamento
P_f	pressão de fratura
P_{net}	pressão líquida
r	relação entre o volume filtrado por Carter e por balanço de massa
S_p	spurt loss
t	tempo de bombardeio
σ_H	tensão in situ horizontal máxima
σ_h	tensão in situ horizontal mínima
σ_V	tensão in situ vertical
Q	vazão de injeção
v_L	velocidade de filtração
μ	viscosidade do fluido
V_f	volume da fratura
V_L	volume filtrado
V_{LB}	volume filtrado por balanço de massa
V_{LC}	volume filtrado por Carter
V_i	volume injetado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Apresentação	10
1.2	Objetivo.....	12
1.3	Justificativa	12
1.4	Método	12
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1	Fraturamento Hidráulico.....	14
2.2	Tensão <i>in situ</i>	15
2.3	Pressão Líquida	16
2.4	<i>Leak Off</i> e Modelo de Filtração de Carter.....	17
2.5	Fluido de perfuração e agentes de sustentação	20
2.6	Balanço de massa.....	22
2.7	Mecânica das fraturas e sua propagação	23
2.8	Modelos 2D de propagação de fratura	24
2.8.1	Modelo KDG	25
2.8.2	Modelo PKN.....	28
2.8.3	Modelos KGD e PKN modificados	29
3	RESULTADOS E DISCUSSÕES	31
3.1	Relação entre balanço de massa e os conceitos de filtração	31
3.2	Propagação das fraturas e suas geometrias	36
4	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	43
4.1	Conclusões.....	43
4.2	Recomendações.....	44
5	REFERÊNCIAS	45

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

A exploração e o consumo de petróleo vêm, já há algum tempo, sendo uma das principais matrizes energéticas que movem o mundo contemporâneo (BARROS, 2010). Muitos dos avanços tecnológicos das últimas décadas se devem ao desenvolvimento e uso dessa matéria orgânica. Porém devido à alguns fatores, tais como o seu impacto ambiental (MARTINS et al., 2015), que vai contra os ideias ambientalista que estão começando a se firmar globalmente (RODRÍGUEZ-IBEAS, 2007), e também a sua dificuldade de obtenção, já que as jazidas de petróleo e gás podem estar concentradas em ambientes de complicada retirada, somada à sua finitude, se forma necessária a busca de implementações tecnológicas que viabilizem tanto financeira como processualmente a contínua exploração de petróleo.

A engenharia de petróleo continua buscando ferramentas que podem influenciar positivamente a indústria, sendo criadas diversas maneiras e processos que geram condições favoráveis para a exploração econômica dos poços. Dentro dessas ferramentas podem ser citadas o estudo e uso de fluido de petróleo, abrangendo as funções e importância que esse fluido possui na operação, a recuperação secundária de petróleo, o uso de sondas e estimulações envolvendo as rochas presentes no reservatório.

Desde o começo da indústria de petróleo, o processo de fraturamento hidráulico vem sendo empregado. Criado no final da década de 40, o fraturamento foi utilizado pela primeira vez no campo de Hugoton no estado de Kansas, Estados Unidos (SILVA, 2017). Apesar de inicialmente não obter o sucesso esperado, foram identificadas as razões para tal e não demorou para que fosse aplicado novamente, mas dessa vez de maneira mais estudada, utilizando-se de agentes de sustentação no processo, algo que faltou na sua iniciação. Durante um período a técnica parou de ser estudada, mas com a crise 1979, o processo de extração de petróleo necessitava ser, viabilizando economicamente a operação a ponto de fugir do então "monopólio" da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) e seus preços elevados.

Atualmente, podendo ser implementado em diferentes tipos de reservatórios, como rochas de alta e baixa permeabilidade, é estimado que o fraturamento hidráulico auxilia muito a indústria do petróleo, promovendo a adição de centenas de milhares de barris diariamente em todo o mundo (VALKÓ, 2014).

Neste processo, o fluido pressurizado, que pode conter em sua composição adições que agregaram propriedades interessantes dependendo do reservatório, é injetado em um poço originalmente criado por uma broca. Tal pressão cria e estimula a propagação de fraturas no meio rochoso, contribuindo para o aumento da permeabilidade da rocha reservatória (VALKÓ, 2014).

Vale ressaltar os avanços tecnológicos no tema, que através de pesquisas puderam trazer um maior aproveitamento na exploração ao seu utilizar, por exemplo, de fluidos capazes de “trabalhar” como sustentadores na parede poço, minimizando as perdas para a formação (QIAN et al., 2020). Importante mencionar o processo de fechamento das fissuras, que acontece após haver perdas de pressão que eram originadas do fraturamento mecânico, fazendo então necessário o uso de agentes de sustentação. Antigamente era utilizado areia nessa função, porém com o tempo foi desenvolvido materiais de origem natural e sintética, com o nome de propantes, que são empregados no papel de sustentar as fissuras abertas, mantendo assim um percurso de alta condutividade (MICHAEL et al., 2020).

Apesar de já ter mostrado resultados positivos na indústria do petróleo, o fraturamento também possui lados negativos. Tais pontos que devem ser citados são: a geração de lixo industrial, poluição e o agravamento da qualidade de vida da região. Deve ser sempre monitorada a aproximação que o fraturamento possui com lençóis freáticos, por exemplo, já que no processo pode ser alcançada essa reserva, que geraria uma grande contaminação na área. Vazamentos de gases poluentes e acidentes provenientes de abalos sísmicos também podem ser mencionados (VALKÓ, 2014).

Aprofundando no tema, as características de dimensão e propagação das fraturas são importantes informações que complementam o processo de fraturamento. Estudar o perfil e comportamento se mostra extremamente necessário para se ter o maior

aproveitamento possível da técnica. Tais informações podem auxiliar numa estimativa dos padrões apresentados no reservatório, sendo possível projetar quais medidas, assim como fluido e aditivos devem ser aplicadas para que se tenha controle sobre a magnitude e direção das tensões numa vazão específica. Devido à complexidade do tema, diversos estudos foram criados a fim de se obter a melhor resposta para cada caso, podendo ser citado como tema pertinente, a relação que se tem entre a propagação dos fraturamentos e a fissuras pré-existentes no meio rochoso antes mesmo do processo se iniciar (WEI et al., 2021).

1.2 Objetivo

Este trabalho possui o objetivo de analisar, com auxílio de modelos e fórmulas numéricas já desenvolvidas, o comportamento da geometria das fraturas, quando o mesmo está sendo submetido a um processo de fraturamento hidráulico.

Além disso, o texto busca entender como a teoria da filtração desenvolvida por Carter (1957) impacta nos modelos 2D de propagação de fratura no fraturamento hidráulico.

1.3 Justificativa

Através da validação das teorias e equacionamentos propostas por Azevedo (2011), permitir a execução de um programa simples e sem custos para que seja possível a realização de uma análise rápida, embora superficial, de como se daria a geometria das fraturas no caso estudado, além do entendimento sobre o impacto da filtração.

1.4 Método

Para a realização da metodologia, será necessário o uso de um computador com acesso à internet e de programas como o Microsoft Excel, além da linguagem de programação Python, desenvolvida no final da década de 80 por Guido Van Rossum.

Com o auxílio do Python, serão desenvolvidos códigos que permitirão encontrar as incógnitas desejadas por meio de simulações geradas pelo programa, buscando entender o comportamento das fraturas e da filtração do fluido no processo de fraturamento hidráulico.

As equações que serão utilizadas como base do programa foram desenvolvidas por Carter (1957) em seu estudo de modelo de filtração em propagação de fraturas, além das ideias iniciais propostas por Geertsma e De Klerk (1969), e “aprimoradas” por Azevedo (2011). Tais equacionamentos serão mencionadas futuramente em um capítulo da revisão bibliográfica.

Para o código desenvolvido na linguagem de programação Python, todas as equações foram apresentadas no decorrer do trabalho. Foram contempladas os conceitos de filtração e os modelos de propagação de fraturas 2D, gerando valores de área, volume, comprimento e abertura da fratura para cada espaço de tempo analisado.

Para o método iterativo dos modelos, desenvolvido por Azevedo (2011), foi necessário a utilização do editor de planilhas do pacote Office. Nele, com o auxílio da ferramenta “Atingir Meta”, foi possível aplicar o método de interação, que tinha por finalidade encontrar valores de comprimento e abertura da fratura para cada intervalo desejado.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste tópico serão abordados temas pertinentes para a evolução do conteúdo do trabalho. O fraturamento hidráulico envolve diferentes conceitos básicos, tais como pressão in situ, pressão líquida, leak off, entre outros. Além disso, modelos importantes para o desenvolvimento do projeto precisam ser citados, como o Modelo de Filtração de Carter, que será integralmente aplicado no trabalho.

2.1 Fraturamento Hidráulico

O fraturamento hidráulico, de maneira resumida, funciona a partir da injeção de fluido, sob uma alta pressão, numa formação. Esse processo faz com que comecem a surgir fraturas nas rochas, que para se manter aberto é necessário a injeção de materiais que funcionem com uma espécie de reboco (HUBBERT; WILLIS, 1957). Pode ser citado o uso do propante, um material granular. Assim, é possível criar canais em que o fluido possa fluir mais facilmente.

Desenvolvido na década de 40, o fraturamento hidráulico acabou demorando um tempo até que seu potencial recebesse a atenção merecida (SILVA, 2017). Devido à falta de interesse, os estudos sobre o tema acabaram esbarrando no baixo investimento. Um dos mais importantes do tema, foi publicado em 1957, por George C. Howard e C.R. Fast. No trabalho foi discutido as propriedades essenciais que o fluido de perfuração deveria conter. Já naquela época foi observado que um dos grandes problemas da técnica de fraturamento é na obtenção de um agente de sustentação, em que tal agente permitisse que os canais abertos pela fraturamento hidráulico fossem mantidos e que o fluido não fosse absorvido para a formação, o que acabava acarretando numa contaminação do reservatório (MONTGOMERY; SMITH, 2010).

Além de ser utilizado para aumentar a produtividade dos poços, o fraturamento hidráulico também vem sendo empregado para outros setores de energia, como por

exemplo a de geotérmica (Sasaki, 1998), disposição de lixo sólido tóxico (Hainey et al., 1999), medição de tensões in situ (Hayashi et al., 1997).

A técnica de fraturamento tem sido responsável, ao longo dos anos, pela viabilização econômica de muitos campos petrolíferos, em todo o mundo (Fernandes, 1998). No Brasil, os arenitos friáveis da Bacia de Campos têm se constituído no principal cenário de aplicação da técnica, seja para aumento de produtividade, seja para controle de produção de areia.

Uma importante observação sobre o processo, é que o mesmo não realiza mudanças nas características físicas da rocha, mas que na verdade gera transformações na formação que irão auxiliar na exploração e exploração dos fluidos no reservatório. Isso foi constatado por Thomas (2001), onde o estudo revela que o fraturamento resulta na modificação do fluxo do reservatório, permitindo que haja a possibilidade de que a propagação das fraturas atinja uma área do reservatório que antes não era explorada, além de outras propriedades relacionadas com fraturas pré existentes na formação.

2.2 Tensão in situ

Ao considerar uma parte da rocha que se encontra em grande profundidade e equilíbrio, o estado de tensões in situ atuando sobre essa parte será comprehensivo, formado por três tensões principais, sendo uma vertical e duas horizontais.

A vertical (σ_V), que na maioria dos casos é a maior das três, é o resultado do soterramento, ou seja, acaba sendo o peso das camadas de rocha sobrejacentes. Devido a esse esforço na direção vertical, a parte da rocha tende a se deformar para lateral, dando origem para as outras duas tensões in situ horizontais, que colaboram limitando essa deformação. Essas tensões são classificadas comumente como horizontais máxima (σ_H) e mínima (σ_h) (YEW, 2008).

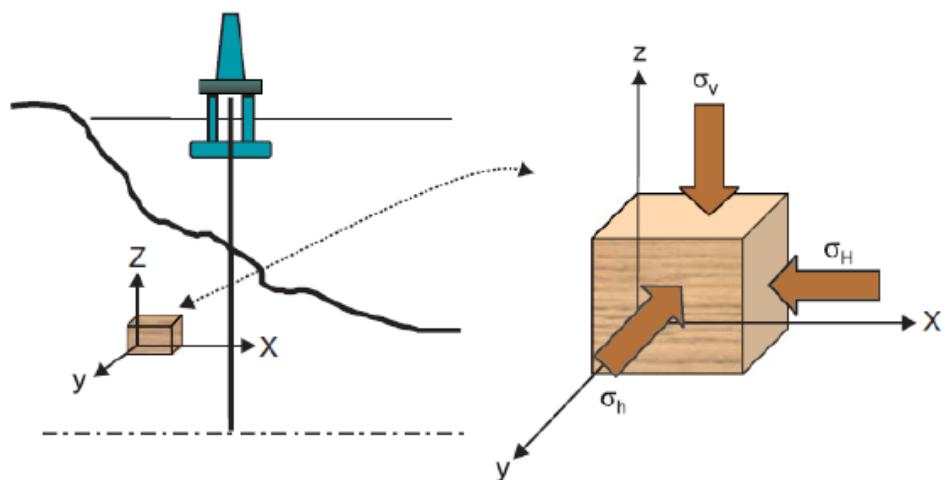


Figura 1 – Distribuição das tensões principais no plano cartesiano. (Adaptado de Rocha & Azevedo, 2007)

A importância de se entender conceitos como este no processo de fraturamento hidráulico, é que, como foi afirmado por Rocha & Azevedo (2007), há uma necessidade de estabelecer os estados de tensões *in situ* na parede do poço, para que assim seja possível determinar, ainda que com algumas suposições, qual seria o critério de ruptura da rocha no subsolo, fornecendo diretrizes para que o processo de fratura ocorra da melhor forma pretendida.

2.3 Pressão Líquida

Para entender o conceito de pressão líquida, é primordial considerar que a fratura dentro da rocha se propagará perpendicularmente à menor tensão, onde já foi discutido no tópico de “tensões *in situ*”, sendo assumido como a horizontal mínima (σ_h).

Foi definido que a fratura somente será aberta, caso haja uma pressão em um ponto dentro dela mesmo, superior à σ_h , sendo tal pressão denominada pressão de fratura (P_f). Além disso, foi obtido outro termo para que seja possível compreender outro processo, o de pressão de fechamento (P_c). Esta pressão pode ser explicada como a pressão a qual a fratura acaba sendo completamente fechada dentro da rocha, logo não tendo nenhuma abertura para passagem de fluido. Ademais, foi desenvolvida uma

simplificação, que passa a ser frequente para formações homogêneas, em que a pressão de fechamento é considerada aproximadamente igual à tensão mínima (LUCCI, 2015).

Com a junção desses conceitos, temos a pressão líquida, que passa a ser a diferença entre pressão do fluido exercida em algum ponto no interior da fratura (P_f) e a pressão na qual a fratura se fecha inteiramente (P_c).

$$P_{net} = P_f - P_c \quad (1)$$

Ou, devido à aproximação:

$$P_{net} = P_f - \sigma_h \quad (2)$$

Esse conceito é muito importante de ser compreendido dentro da técnica de fraturamento hidráulico, pois ele é diretamente ligado com o controle de abertura da fratura. Entretanto, além disso, ele possui relação com uns dos problemas mais preocupantes no processo, que seria o eventual avanço das fraturas nas paredes do poço, podendo colocar em risco todo o programa pré definido.

Isso acontece quando a diferença de tensão entre o reservatório e as barreiras mencionadas, definido por ($\Delta\sigma_i$), que é responsável pelo controle de altura da fratura, passa a ser menor que a pressão líquida (P_{net}) (LUCCI, 2015)

2.4 *Leak Off* e Modelo de Filtração de Carter

O *Leak off* pode ser compreendido como o processo de invasão do fluido de perfuração à formação através dos poros da rocha, fazendo com que haja a criação do chamado reboco, que seria a espécie de um filme que fica aderido à parede do poço. Este processo pode trazer problemas para o fraturamento hidráulico, visto que o mesmo interfere diretamente na eficiência volumétrica da operação.

Tal eficiência volumétrica (η) pode ser descrita através da seguinte fórmula:

$$\eta = \frac{V_{frac}}{V_i} \quad (3)$$

Onde que V_{frac} seria o volume final da fratura, quanto V_i seria o volume injetado pelo processo de fraturamento.

A escolha do fluido de fraturamento é extremamente importante para a técnica de fraturamento hidráulico, pois interfere diretamente na eficiência volumétrica da operação. Propriedades como aditivos específicos que visam auxiliar na formação do reboco e custo do material são sempre analisados para cada caso.

O conceito do leak off tem claras interações com os estudos de filtração desenvolvidos por Carter. Neles, foram identificados outros dois processos que interferem nesta propriedade do processo natural de filtração, além da formação do reboco previamente mencionado: a invasão da formação pelo filtrado do fluido de fraturamento e o deslocamento e a compressibilidade do fluido do reservatório (AZEVEDO, 2011).

Com a combinação destes processos, Carter conseguiu desenvolver formulações que até hoje são aceitas e utilizadas no meio do fraturamento hidráulico (MITCHELL; KUSKE; PEIRCE, 2007).

Usando de aproximações de que o leak off passaria a ser um fluxo unidirecional e que a carga hidráulica (Δp), diferença entre a pressão do fluido e a pressão de poros, se manteria praticamente constante, ele conseguiu descrever a velocidade de filtração (v_L), que foi definida como:

$$v_L = \frac{\alpha C_L}{\sqrt{t}} \quad (4)$$

Onde o C_L é o coeficiente de filtração, mensurado em laboratório a uma carga hidráulica de referência (Δp_{ref}) e que também é entendido como um efeito da junção dos três processos abordados anteriormente que abrangem o *leak off*. Neste cenário t seria o tempo de exposição do ponto estudado ao fluido de perfuração e, por último, α que é usado para realização de correção do coeficiente de filtração. Este coeficiente de correção será igual a 1 quando se utiliza a suposição de Δp constante, de outra forma precisa ser calculado através da equação abaixo:

$$\alpha = \sqrt{\frac{\Delta p}{\Delta p_{ref}}} \quad (5)$$

Importante abordar também como que Carter (1957) conseguiu desenvolver uma equação para estimar a extensão da área fraturada em termos das condições tratadas, eq. (6), além de encontrar uma maneira matemática de se calcular C_L , definida pela eq. (7).

$$A = \left[\frac{Qw}{4\pi C_L^2} \right] [e^{x^2} \cdot \operatorname{erfc}(x) + \left(\frac{2}{\sqrt{x}} \right) x - 1] \quad (6)$$

$$x = 2C_L \sqrt{\pi t / w}$$

A = área total de uma das faces da fratura em qualquer ponto durante a injeção

Q = vazão de injeção constante durante a extensão

w = abertura constante da fratura

t = tempo de bombeamento

C_L = coeficiente de filtração.

Partindo das mesmas hipóteses que o permitiram a equacionar a velocidade de filtração (v_L) (fluído Newtoniano de alta viscosidade em um fluxo linear com pressão constante), Carter conseguiu definir o coeficiente de filtração:

$$C_L = \sqrt{k\Delta P \phi/\mu} \quad (7)$$

Sendo k o valor de permeabilidade do meio, ΔP a variação de pressão entre o fluido que se encontra na face da formação e fluido contido na formação, ϕ a porosidade e μ a viscosidade do fluido de fraturamento.

Integrando a equação (4), é possível encontrar a formulação que expressa o volume filtrado por unidade de área:

$$\frac{V_L}{A} = 2\alpha C_L \sqrt{t} + S_p \quad (8)$$

Além dos termos já conhecidos, nesta última equação temos a presença dos *spurt loss* (S_p), que seria o volume instantâneo filtrado por unidade de área que acontece assim que o processo é iniciado, ou seja, em $t = 0$.

2.5 Fluido de perfuração e agentes de sustentação

O fluido de perfuração, que também pode ser encontrado pelo rótulo de lama de perfuração, já se mostrou uma peça fundamental no controle do poço perfurado. Com o auxílio do fluido, diversos maquinários envolvidos no processo buscam, em conjunto, estabelecer uma integridade das formações geológicas e do meio ambiente, além de preservar a segurança dos profissionais do ramo (APALEKE; AL-MAJED; HOSSAIN, 2012).

Há diferentes classificações para esses fluidos de acordo com a sua composição, que pode ser por água, óleo ou gás. Esses que possuem majoritariamente água em sua fase principal são denominados como de base de água, e quando o mesmo acontece para fluidos com óleo, a base de óleo. Os que são classificados como gás possuem este componente em sua fase contínua, como gás seco e em sua fase descontínua, espumas. Ainda há a possibilidade de haver uma emulsificação entre água e óleo,

sendo necessário a presença de um emulsificante e passar pelo processo de agitação (APALEKE; AL-MAJED; HOSSAIN, 2012).

A proporção e as características básicas de um fluido são extremamente importantes para cada caso, sendo que qualquer pequena alteração pode provocar modificações nas propriedades físico-químicas do fluido. Logo, não é complicado inferir que a composição do fluido é o principal fator a ser considerado ao visar o controle de suas propriedades (THOMAS, 2001).

Dessa forma, é imprescindível que haja um estudo sobre as condições geológicas de cada formação, para que assim seja possível escolher o melhor fluido para o trabalho, a fim de garantir uma perfuração segura, viável e rentável.

No processo de fraturamento hidráulico, além de existir a perfuração das rochas para que seja possível propagar as fraturas, criando futuras fraturas, também existe a necessidade de conseguir manter tais fraturas abertas durante todo o procedimento. Para isso, as fissuras decorrentes do fraturamento hidráulico devem receber a injeção de agentes de sustentação, como o propante, que são compostos por partículas minerais que visam a formação do reboco nas paredes das fraturas.

Nesse sentido, propantes, para o ramo que está sendo estudado, são minerais processados usados para estimular poços de petróleo ou gás, visando aumentar sua produtividade. Os materiais mais importantes utilizados como agentes de sustentação na indústria do petróleo são areia de sílica natural ou resinada e produtos cerâmicos com alto teor de alumínio, como bauxitas sinterizadas (MORAIS, 2016). Esses produtos são caracterizados por suas propriedades físicas, como resistência ao esmagamento, tamanho de partículas, arredondamento e esfericidade, e densidade (CACHAY, 2004).

2.6 Balanço de massa

Em teoria, o fraturamento hidráulico teria total eficiência de fluxo caso todo fluido injetado correspondesse à criação do volume de fratura, ocasionando na propagação das fissuras. Porém, como já visto no conceito de ‘Leak off’, é sabido que parte do fluido acaba sendo filtrado para a formação.

Usando o trabalho de Carter (1957) como base, foram formuladas equações que permitem relacionar o modelo de filtração com a teoria do balanço de massa.

Para a aplicação do modelo de Carter, ainda foi necessário assumir que o reservatório estudado seja de alta permeabilidade e que a fratura consiga se propagar suficientemente rápido, pois assim é possível trabalhar com a ideia que a perda de fluido seja unidimensional na direção ortogonal ao plano de fratura (Fernandes, 1998).

Na aplicação do balanço de massa nessas condições, teremos que o volume do fluido que foi injetado pelo processo de fraturamento hidráulico será igual à soma do volume da fratura criada com o volume do que foi filtrado para a formação.

$$V_i = V_f + V_L \quad (9)$$

Além disso, é possível definir outras maneiras de se calcular tanto o volume injetado quanto o fraturado, usando algumas hipóteses. Se for considerado um valor de área de uma asa da fratura como A , é possível definir que uma abertura média de fratura \bar{w} será resultante da seguinte equação (AZEVEDO, 2011):

$$\bar{w} = \frac{V_f}{A} \quad (10)$$

Outra equação que pode ser acrescentada é a forma em que pode se estimar o volume injetado, baseando-se na premissa que a vazão é mantida constante durante todo o processo de injeção:

$$V_i = qt \quad (11)$$

Ainda baseando-se no trabalho de Azevedo (2011), pode-se relacionar o balanço de massa com o modelo de filtração desenvolvido por Carter. Nesse cenário, aceitando que a variação da abertura da fratura é muito menor que a variação da área da fratura, foi possível equacionar uma solução que demonstraria o valor desta área em cada instante do processo:

$$A(t) = \frac{(w + 2S_p)Q}{4C_L^2 + \pi} \left[\exp(\beta^2) + ercf(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (12)$$

Sendo que β foi definido como:

$$\beta = \frac{2C_L\sqrt{\pi\tau}}{w + 2S_p} \quad (13)$$

Onde τ passa a ser o tempo de abertura que cada face da fratura possui.

2.7 Mecânica das fraturas e sua propagação

Um ponto importante para o tema em que este trabalho se propõe a tratar é o mecanismo das fraturas e sua propagação, além do impacto que se tem ao entender melhor sobre o assunto no âmbito do fraturamento hidráulico.

Existem atualmente modelos que visam aproximar o comportamento das fissuras que serão criadas no processo do fraturamento hidráulico (LUCCI, 2015). Partindo de certas premissas, é possível descrever o campo de tensões que estão sendo aplicados no material e prever qual será o comportamento do mesmo em relação a sua resistência à ruptura.

Sneddon (1946) foi quem publicou o primeiro ensaio sobre a modelagem de fraturas pressurizadas. A partir desse trabalho foi possível desenvolver diversos modelos utilizados pela indústria do petróleo, buscando sempre a maior produtividade no processo de exploração e exploração.

Baseando-se no estudo de Irwin (1957) sobre a maneira de se ocorrer uma ruptura, é possível compreender e estudar as concentrações de tensões e sua propagação. Além de ocorrer rupturas naturais, como por exemplo por ações das placas tectônicas, Irwin formulou que as fraturas também podem ocorrer de maneira induzida, diferenciando seus tipos de acordo com o tipo de deslocamento associado à sua propagação, sendo estes: abertura, cisalhamento no plano (deslizamento) ou cisalhamento no anti-plano (torsão). Estes modos foram reconhecidos, respectivamente, pelos seus diferentes fatores de intensidade de tensões K_1 , K_2 e K_3 .

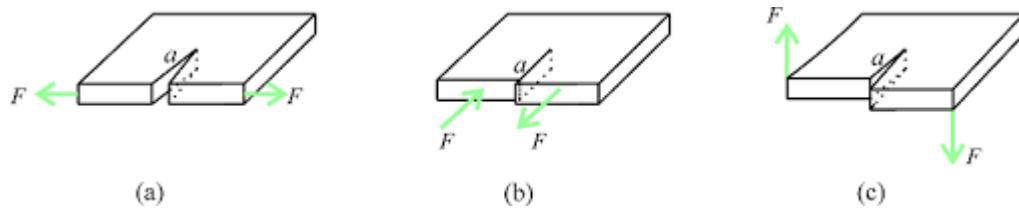


Figura 2 – Três modos principais de fratura: (a) Modo I, modo de abertura; (b) Modo II, modo de cisalhamento no plano e (c) Modo III, modo de rasgamento. Fonte: (CORBANI, 2012).

Para os estudos envolvendo o fraturamento hidráulico, o modelo mais considerado é o de abertura, fazendo com que apenas o fator K_1 seja o influenciador das fraturas. Entretanto, vale ressaltar que dificilmente ocorre apenas um dos modos em um processo de fraturamento, sendo que em alguns eventos mais complexos, é possível identificar a presença dos três.

2.8 Modelos 2D de propagação de fratura

Para o maior sucesso de uma operação de petróleo que utiliza técnicas como o fraturamento hidráulico, é imprescindível que haja um estudo sobre as propriedades do

reservatório, por exemplo, para que assim seja possível determinar como o processo de fraturamento deve ocorrer.

Durante muito tempo, dois modelos bidimensionais de propagação das fraturas foram empregados na indústria do petróleo (YEW, 2008). Porém, apesar de serem comumente utilizados, tais modelos 2D possuem algumas limitações que vão os tornando rudimentares, como a necessidade de se definir uma altura fixa e a utilização de fluidos newtonianos no processo (YEW, 2008).

Os dois modelos se baseiam na premissa de que como um poço é geralmente fraturado a uma profundidade grande, onde a tensão mínima em situ se encontra no plano horizontal, a fratura resultante acaba se desenvolvendo na direção vertical. Com isso, eles passam a ser empregados com intuito de determinar a largura e o comprimento da fratura a partir de uma altura da fratura fixada e constante (PITOMBO, 1987).

Estes modelos são: o de Khristianovic-Geertsma-de Kler, ou KGD, e o de Perkins-Kern-Nordgren, PKN. Entretanto, apesar de se basearem em conceitos semelhantes, a fundamentação mecânica destes dois modelos são distintas, onde que o KGD focou mais na mecânica do fraturamento, mas adotando hipóteses mais simplificadas no que se trata do fluxo do fluido, enquanto que o PKN se desenvolveu na direção oposta, empenhando-se ao problema do fluxo do fluido e utilizando suposições mais simples no quesito mecânica do fraturamento. (LUCCI, 2015)

2.8.1 Modelo KDG

Este modelo clássico tem seu nome em homenagem aos pesquisadores que já foram citados acima. Os russos Khristianovic e Zheltov, que divulgaram seus primeiros trabalhos em 1955 e Geertsma e Kler, que trabalharam em cima das ideias e limitações do artigo antes publicado pelos russos para desenvolverem o que hoje é conhecido como modelo bidimensional KDG, divulgado em 1969.

Algumas hipóteses precisam ser assumidas para que o modelo seja aplicável. Podem ser citadas: a condição de deformação plana está submetida no plano horizontal, como pode ser notado na figura (3); o fluido percorre entre placas paralelas, não é

considerado perdas do fluido por filtração para formação; o meio possui comportamento elástico linear; a tensão na ponta da fratura é assumida como pontiaguda e foi obtida por meio da formulação proposta por Barenblatt (1962), além da anteriormente mencionada necessidade de assumir altura da fratura constante e que esta altura seja muito maior que o seu comprimento (SILVA, 2021).

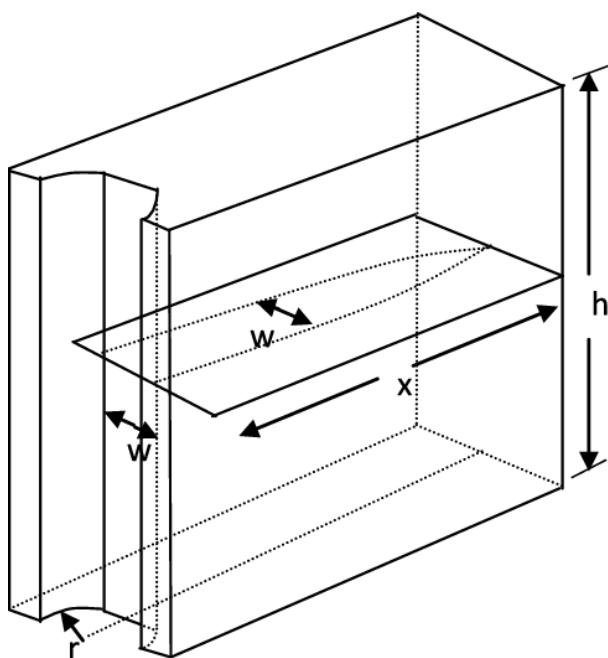


Figura 3 - Geometria KGD. Fonte: (RAHMAN; RAHMAN, 2010)

Como pode ser observado na figura 3, no modelo KGD se admite uma seção transversal no formato retangular, enquanto que na seção longitudinal é assumido o formato elíptico. Ao utilizarem a equação do gradiente de pressão para um canal retangular, junto com o que foi definido por Barenblatt (1962), em relação à ponta da fratura, Geertsma e Kler conseguiram simplificar a solução encontrada primeiramente pelos russos, permitindo que fosse possível definir equações que estimassem o perfil da abertura da fratura (AZEVEDO, 2011), além de prever como o seu comprimento e a pressão líquida se comportariam em relação ao tempo dentro do processo.

Abaixo, é mostrado como ficou definida a equação de abertura da fratura na parede do poço pelo modelo KGD (w_w), e posteriormente, a definição da abertura média (\bar{w}),

que ao considerar o formato elíptico na horizontal, a abertura passa apenas a utilizar o fator de forma $\pi/4$ (GEERTSMA; DE KLERK, 1969).

$$w_w = 3,22 \left(\frac{\mu Q x_f^2}{E' h_f} \right)^{1/4} \quad (14)$$

$$\bar{w} = 2,53 \left(\frac{\mu Q x_f^2}{E' h_f} \right)^{1/4} \quad (15)$$

As duas equações utilizam os termos que representam a permeabilidade, vazão (que nestes casos se assume como constante), comprimento e altura da fratura, além do módulo do plano de deformação eq. (6), sendo este uma propriedade em função do módulo da elasticidade e do coeficiente de Poisson.

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \quad (16)$$

Ao aplicar um balanço de massa simples e assumindo que não há perdas de filtração para a formação, o modelo ainda definiu a evolução dos parâmetros variando em relação ao tempo (GEERTSMA; DE KLERK, 1969).

$$x_f = 0,539 \left(\frac{Q^3 E'}{\mu h_f^3} \right)^{1/6} t^{2/3} \quad (17)$$

$$w_w = 2,36 \left(\frac{\mu Q^3}{E' h_f^3} \right)^{1/6} t^{1/3} \quad (18)$$

$$P_{NET} = 1,09 (E'^2 \mu)^{1/3} t^{-1/3} \quad (19)$$

Analizando as equações é percebido que ao invés do que se observa no comprimento e abertura da fratura, a pressão líquida diminui com o tempo. Graças a Geertsma e Kler (1969), ainda foi possível desenvolver uma equação que simulava o crescimento do comprimento da fratura em relação ao tempo mas que pudesse incorporar o modelo de filtração de Carter, eq. (20).

$$x_f(t) = \frac{w_w Q}{64 C_L^2 h_f} \left[\exp(\beta^2) + ercf(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (7)$$

Sendo que β foi definido como:

$$\beta = \frac{8 C_L \sqrt{\pi \tau}}{w_w \pi} \quad (21)$$

2.8.2 Modelo PKN

Da mesma maneira que o modelo KGD, o PKN possui este nome em homenagem aos três pesquisadores que o desenvolveram. Perk e Kern (1961) e Nordgren (1972) criaram este modelo para propagação de fraturas em 2D e assim como o outro modelo citado acima, este também possui certas hipóteses para que seja possível aplicá-lo.

Apesar de possuírem familiaridade em algumas características, as hipóteses do modelo PKN que divergem do KGD são: a fratura está submetida à condição de deformação plano no plano vertical, como visto na figura (4); seção transversal elíptica; altura da fratura significativamente menor que o comprimento.

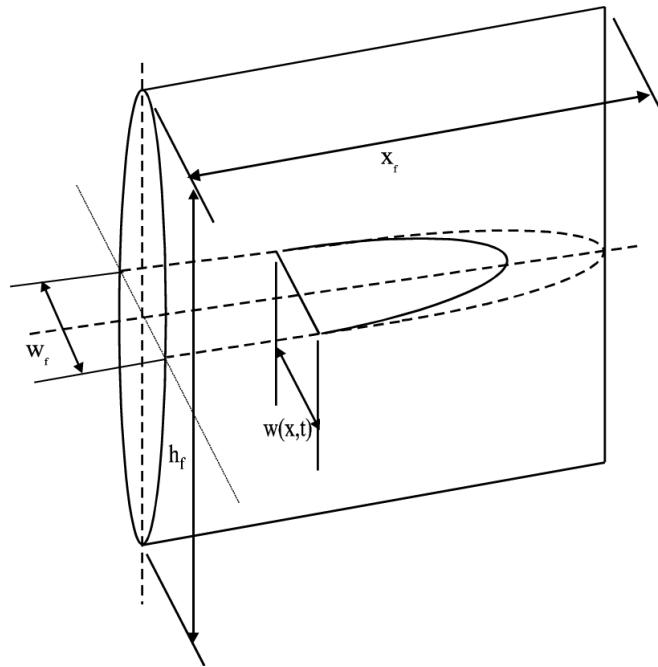


Figura 4 - Geometria PKN. Fonte: (RAHMAN; RAHMAN, 2010)

Apesar de possuir equações que simulam o comportamento dos parâmetros da geometria das fraturas, assim como o modelo KGD, neste trabalho apenas constará a maneira desenvolvida para calcular a abertura média deste modelo, que será importante para a resolução do modelo iterativo criado por Azevedo (2011).

$$\bar{w} = 2,05 \left(\frac{\mu Q x_f}{E'} \right)^{1/4} \quad (22)$$

2.8.3 Modelos KGD e PKN modificados

Desenvolvido por Azevedo (2011), estes modelos buscam, por meio de interações, definir o comprimento e abertura média de fratura que evoluem conforme ao tempo de uma maneira mais fiel à realidade, trazendo resultados mais próximos do que é encontrado nos campos de perfuração.

Azevedo (2011) conseguiu um propor um método para se obter os parâmetros da geologia quando há propagação das fraturas. Neste caso, a área da fratura pode ser calculada aplicando o balanço de massa formulado por Carter (1957) e explicitado nas

equações (12) e (13). Além disso, considerando também que a área da fratura pode ser calculada como a eq. (23) no modelo KGD (mesmo equacionamento pro modelo PKN), foi realizado uma relação entre as duas fórmulas visando encontrar uma nova maneira de se obter o comprimento de fratura variando com o tempo eq. (24).

$$A = h_f x_f \quad (23)$$

$$x_{fc}(t) = \frac{\bar{w}_c Q}{4C_L^2 h_f \pi} \left[\exp(\beta^2) + ercf(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (24)$$

Onde que β pode ser calculado através da eq. (25)

$$\beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi \tau}}{\bar{w}_c + 2S_p} \quad (25)$$

Como continuação do desenvolvimento, Azevedo (2011) ainda assumiu que a maneira de se calcular a abertura média da fratura neste desenvolvimento seguiria a ideia proposta por cada modelo, sendo então pela na eq. (15) para o KGD e (22) para o PKN.

A metodologia do processo foi definida da seguinte forma:

- 1) Ao escolher um valor inicial do comprimento da fratura, é possível calcular a abertura média através das eqs. (15) e (22).
- 2) Com esse resultado da abertura pode-se encontrar o novo valor para o comprimento da fratura pelo balanço de massa de Carter, eq. (24).
- 3) O processo é finalizado caso o valor inicial e final do comprimento possuirem uma diferença dentro do erro aceitável, caso contrário a interação continua até que essa condição seja atingida.

Ainda é possível encontrar a área e o volume da fratura por este método através da utilização da eqs. (23) e (10), respectivamente.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Relação entre balanço de massa e os conceitos de filtração

Os resultados foram obtidos através das fórmulas mencionadas anteriormente no capítulo de revisão bibliográfica e da implementação das mesmas na linguagem python.

Para fins de comparação, foram utilizadas duas formas de se calcular o volume de filtração. O primeiro é pelo balanço de massa descrito na revisão, que através de um novo rearranjo partindo da eq. (10), é possível encontrar o valor do volume fraturado. Neste caso, foi assumido valor de abertura da fissura constante desde o ínicio e a área fraturada no último ponto, ou seja, a área fraturada total. A partir disso, e já conhecendo o valor de volume injetado devido à definição dos parâmetros de vazão e tempo inicialmente, podemos descrever:

$$V_L = V_i - V_f \quad (26)$$

Obtido o valor do volume filtrado pelo conceito de balanço de massa, utilizaremos as formulações desenvolvidas por Carter em 1957 e que está sendo utilizado como base para este trabalho. Além de suas equações para a velocidade de filtração eq. (4) e o volume filtrado por unidade de área eq. (8), será empregado a maneira descrita na eq. (7) para calcular inicialmente o coeficiente de filtração.

Aplicando a eq.o (8) para cada instante em que está sendo estudado, é possível calcular o volume de filtração obtido através da formulação abaixo, onde que a variação da área se pela diferença de valor do momento atual menos a do momento anterior, ou seja:

$$V_L = V_L(t) \cdot (A(t) - A(t-1)) \quad (27)$$

Aplicando a integração trapezoidal aproximada da eq. (27), é obtido o volume final de filtração.

Inicialmente foram utilizados os mesmo dados de entrada que Carter utilizou em seu trabalho de 1957 para definir o coeficiente de filtração, com a diferença de que os parâmetros foram convertidos para o sistema internacional de medida (SI).

Outros dados tiveram que ser assumidos para que a simulação pudesse fluir, como valor fixo da abertura da fratura, vazão constante, tempo do processo e spurt loss.

Tabelas abaixo com os parâmetros utilizados e os valores encontrados:

Tabela 1 - Parâmetros de entrada do código

k	$9,87e^{-15} m^2$
ΔP	$6,89e^6 \text{ Pa}$
ϕ	0,2
μ	0,5 Pa.s
S_p	0
Q	$0,5 m^3/s$
t	120 s
w	3 m

Para facilitação do projeto, foi inicialmente assumido que não haveria perda instantânea de volume para a formação, por tanto o spurt loss foi considerado igual a 0. Com as informações iniciais estabelecidas, os resultados obtidos são os que constam na próxima tabela.

Tabela 2 - Parâmetros de saída do código

C_L	$1,65e^{-4} m/\sqrt{s}$
A	$19.97 m^2$
V_{LC}	$0,1 m^3$
V_i	$60 m^3$
V_f	$59,90 m^3$
V_{LB}	$0,1 m^3$
r	1

Ao calcular o coeficiente de filtração pela equação desenvolvida por Carter, o resultado obtido é o mostrado na tabela (2) e seguindo a linha de que todos os dados necessários se mantiveram constante durante todo o processo, o coeficiente teve seu valor congelado independente do ponto ou tempo analisado. Com isso, foi permitido calcular a área da fratura e também definir o volume de filtração em cada momento proposto.

Pela formulação mencionada na eq. (27), chegamos no resultado final V_{LC} de $8,28 m^3$, sendo V_{LC} o volume de filtração pelo desenvolvimento de Carter. Passando para a teoria de balanço de massa, foi possível encontrar o volume injetado pelos parâmetros estabelecidos inicialmente, e após o uso do valor encontrado de área total fraturada no fim do borbadeamento, o volume fraturado foi descoberto através do uso da expressão matemática estabelecida na eq. (10).

Finalizando a análise, através da e. (26), encontra-se o V_{LB} , volume de filtração pelo balanço de massa.

Ao comparar os resultados, pode-se assumir que o código criado segue às ideias proposta. A incógnita r serve para atestar esse fato, já que r é uma relação entre as duas formas de calcular o volume filtrado.

$$r = \frac{V_{LC}}{V_{LB}} \quad (28)$$

Como primeiramente a simulação considerou o *spurt loss* (S_p) igual a zero, a próxima visa entender o impacto que essa perda instantânea de fluido para formação acarreta no processo. Para isso foi feita três simulações com os mesmo parâmetros definidos pela tabela (1), porém com a alteração do S_p para valores escolhidos, com finalidade de observar como o volume de filtração vai se comportar ao decorrer do tempo em cada caso. O resultado pode ser observado na figura (5).

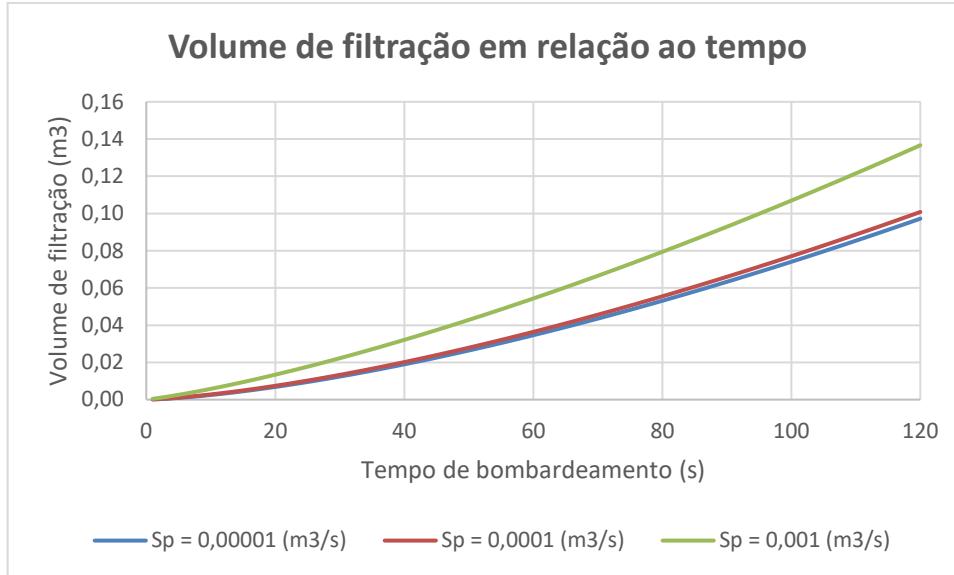


Figura 5 - Gráfico do impacto do spurt loss na evolução do volume de filtração

Seguindo o que se esperava da simulação, pode ser notado a diferença que o spurt loss atribui no comportamento do volume de filtração. Importa ressaltar que para valores muito baixos, como a linha azul e vermelha, o volume tendeu a valores próximos entre si e o que foi encontrado quando o spurt loss foi considerado nulo, definido na primeira simulação com os resultado finais representados na tabela (2). Já para o caso de S_p igual a $0,001 \text{ m}^3/\text{s}$ o volume filtrado teve um acréscimo final de quase $0,04 \text{ m}^3/\text{s}$ e comportamento exponencial do gráfico pode ser explicado pela presença do parâmetro analisado na eqs. (12) e (13).

Para validar o código foi feita uma segunda simulação, onde que a permeabilidade do meio foi aumentada para fins de estudos. Os resultados obtidos constam na tabela abaixo.

Tabela 3 - Parâmetros de saída do código com mudança na permeabilidade

C_L	$1,65e^{-3} \text{ m}/\sqrt{s}$
A	$1306,18 \text{ m}^2$
V_{LC}	$81,47 \text{ m}^3$
V_i	4000 m^3
V_f	$3918,53 \text{ m}^3$

V_{LB}	$81,47 m^3$
r	1

Para os dados mencionados acima, a única alteração das variáveis de entrada foi o valor da permeabilidade k , que passou a ser $9,87e^{-15} m^2$, ou seja, passou a ser 100 vezes maior que seu valor inicialmente estabelecido. Como pode ser notado, os números gerados seguem a lógica de que quanto maior a permeabilidade do meio, maior será a filtração do fluido para a formação (CHESSER; CLARK; WISE, 1994). Isso pode ser notado pelo aumento do coeficiente e do volume de filtração. Além disso, as outras variáveis também seguem para a mesma direção, já que com o avanço do fluido para as zonas ortogonais ao aumento da altura da fratura, a área fraturada diminui, assim como o seu volume.

Uma outra análise que pode ser feita para comprovar a validade do código desenvolvido, é a mudança da porosidade. Em seu trabalho Carter demonstrou como seria a curva de crescimento da área de fraturamento em relação ao aumento da porosidade. Como pode ser visto na tabela abaixo, o aumento desta propriedade da rocha levou a um aumento da área fraturada.

Entretanto, para entender foi necessário mudar alguns valores de entrada, adaptando para o que Carter (1957) utilizou como condições assumidas em sua figura (3).

Tabela 4 - Efeito da variação da porosidade na área fraturada

Parametros	$\mu = 0,5 \text{ Pa.s}$	$\mu = 1 \text{ Pa.s}$
Q	$5,04 \text{ m}^3/\text{s}$	$5,04 \text{ m}^3/\text{s}$
w	$0,05 \text{ m}$	$0,05 \text{ m}$
A	$17651,61 \text{ m}^2$	18247 m^2

A mudança do valor da abertura da fratura e da vazão injetada se deu para chegar o mais próximo do que foi utilizado por Carter, os demais parâmetros se mantiveram iguais aos mostrados na tabela 1.

Como pode ser visto, o aumento de 0,5 Pa.s na porosidade resultou numa diferença de 595,39 m^2 na área, o que mantém a lógica desenvolvida no trabalho que está sendo utilizado para comparação.

3.2 Propagação das fraturas e suas geometrias

Agora que foi definido e demonstrada a importância que o trabalho de Carter (1957) possui para o processo de fraturamento hidráulico, ao estabelecer ideias relativas à filtração, o trabalho segue para o desenvolvimento da geometria da fratura esperada utilizando as formulações explicitadas na seção de Revisão Bibliográfica, especificamente em 2.8.1 e 2.8.2.

Primeiramente será realizada a validação do código referente à teoria desenvolvida por Azevedo (2011) no método iterativo dos modelos PKN e KGD. Estes código em especial foi desenvolvido na ferramenta Excel e suas particularidades foram citadas na seção de Metodologia.

Para isto, foi utilizado os mesmo parâmetros de entrada sinalizados no trabalho de Azevedo (2011) para a primeira operação, mencionada no trabalho como "Fracpack A", sendo esta o registro de uma operação na Bacia de Campos, Rio de Janeiro. Os dados de entrada podem ser conferidos na tabela (5).

Tabela 5 - Dados de entrada caso "Fracjack A" - Retirado de Azevedo (2011)

C_L	$2,28e^{-4} \text{ m}/\sqrt{s}$
E	$7,72e^9 \text{ Pa}$
ν	0,35
μ_{eq}	$0,33 \text{ Pa.s}$
S_p	0
Q	$6,7e^{-2} \text{ m}^3/s$
t	1800 s
E'	$8,8e^9 \text{ Pa}$
h_f	58 m

Os valores encontrados pelo uso da ferramenta Excel para os modelos iterativos desenvolvido por Azevedo (2011) são esses contidos abaixo na tabela (6).

Tabela 6 - Resultados obtidos por meio do método iterativo para o modelo KGD (Azevedo,2011)

Modelos/Paramêtros	PKN	KGD
x_{fc}	34,92 m	29,85 m
w_{wc}	0,62 cm	0,63 cm
Diferença	$8,88e^{-4}$	$4,17e^{-4}$

Vale ressaltar que a diferença, sinalizada na tabela (6), representa a margem gerada entre o cálculo do comprimento da fratura pelo processo iterativo, ou seja, a diferença entre o comprimento obtido na última e na penúltima interação. Para efeito de distinção, o parâmetro obtido pela eq. (15) foi descrita acima com o subíndice c.

Ao compararmos com a figura (5), extraído do trabalho de Azevedo, podemos notar que os valores encontrados para o modelo KGD, apesar de não possuírem 100% de exatidão, evidenciam números próximos, sendo possível atribuir credibilidade no código desenvolvido. Entretanto, o modelo PKN evidenciou valores significamente distintos dos que eram esperados. Estas diferenças de valores podem ser explicados devido ao fato da autora utilizar outros dados mais específicos em conta, como massa específica do agente de sustentação do fluido e carga polimérica do fluido, que não eram pertinentes no desenvolvimento do método iterativo, mas que auxiliou a fazer aproximações mais reais através das simulações que a autora realizou com simuladores comerciais.

Fracpack A - Resultados					
Modelo		R ou xf final	Rp ou xfp máximo	Conc. no poço	w médio final
		(m)	(m)	(lb/ft ²)	(cm)
Desenvolvido	Radial - Canh	34,3	27,0	8,51	3,12
	Radial - Sh	37,0	28,8	7,90	2,79
	KGD	32,4	19,5	8,53	3,02
	PKN	31,4	17,3	15,30	3,79
Simuladores Comerciais	Meyer - Canh	21,3	21,3	7,60	3,25
	Meyer - Sh	33,0	33,0	6,60	2,61
	Stimplan - Canh	28,1	28,1	6,30	1,98
	Stimplan - Sh	32,2	32,2	4,90	1,68

Figura 6 - Tabela de valores obtidos no caso "Fracjack A", extraído de Azevedo (2011)

Antes de continuar com as simulações, é interessante discutir o porque da utilização do modelo KGD ao invés do PKN, por exemplo. Tal modelo foi preférivel pois, devido aos autores do modelo PKN terem focado mais na dinâmica do fluxo do fluido, algo mencionado na seção de revisão bibliográfica, o KGD passa a ser mais apropriado no ínicio do fraturamento, quando o comprimento da fratura é menor que a sua altura (LUCCI, 2015), condições que foram assumidas nesta simulação. A geometria da fratura terá seu comportamento analisado em um intervalo de 2 minutos, e que, para a definição da montagem da comparação, o h_f assumido será unitário afim de facilitação de cálculo. Além disso, como pode ser visto na tabela (6), o modelo PKN não mostrou valores próximos do que era o esperado.

Com o código validado, a próxima comparação será entre os valores encontrados por este modelo KGD iterativo e o que foi desenvolvido por Geertsma e Kler (1969), tanto para o caso onde é assumido que não há filtração no processo e no que as ideias de Carter (1957) foram implementadas.

Abaixo, na tabela (7), consta os valores de entrada assumidos para que seja possível fazer a simulação das três maneiras distintas de se calcular o comprimento da fratura.

Tabela 7 - Dados de entrada para simulação do comprimento da fratura.

C_L	$1,8e^{-5} \text{ m}/\sqrt{s}$
E	$1,7e^{10} \text{ Pa}$
ν	0,2
μ	$0,5 \text{ Pa.s}$
S_p	0
Q	$7e^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$
t	120 s
E'	$1,77e^{10} \text{ Pa}$
h_f	1 m

Como a intenção da simulação tem efeito comparativo entre os modelos, tais parâmetros da tabela (7) foram escolhidos de forma a visar facilitação na visualização dos dados, sendo uma mistura de valores arbitrariamente escolhidos com

propriedades identificadas em trabalhos mencionados anteriormente, como o de Azevedo (2011). A escolha do tempo relativamente curto de bombardeamento se deu devido a dificuldade de obter os valores de abertura e comprimento da fratura pelo método iterativo, já que ao ser desenvolvido na ferramente Excel, a transcrição foi feita manualmente, pois para cada segundo se obtinha valores distintos de comprimento e abertura.

Definido os parâmetros, foi obtido a figura (7) mostrando a diferença da evolução do comprimento da fratura em relação ao tempo que se encontra ao abordar três modelos de propagação distintos. O primeiro, seguindo o modelo KGD sem filtração, foi definido utilizando a eq. (17), enquanto que o segundo, implementando o trabalho de Carter no KGD, se baseou na eq. (20). Por último, o método iterativo que foi desenvolvido por Azevedo, implementou as eqs. (15) e (23). Os resultados podem ser identificados abaixo.

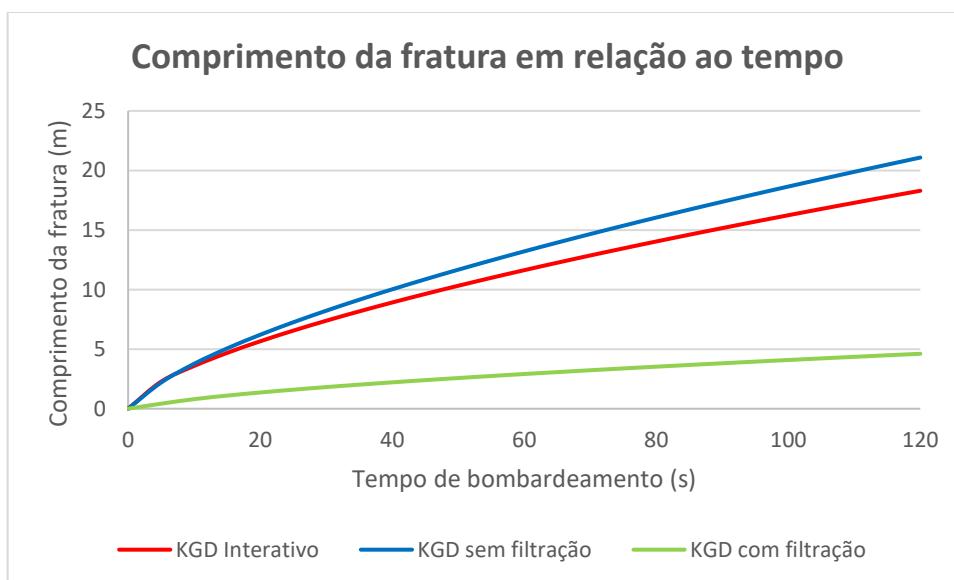


Figura 7 - Gráfico de evolução do comprimento de fratura em relação ao tempo

Como pode ser observado, quando não há perda do fluido bombardeado para a formação, o comprimento da fratura tende a ser maior, fato que pode se comprovado pelo balanço de massa, onde que em teoria todo o fluido injetado no início deveria ser encontrado no final do processo, contribuindo 100% para o desenvolvimento da fratura, seja na abertura ou no comprimento da mesma. Podemos ver também que as ideias inicialmente estabelecidas pelo modelo KGD possuem limitações ao se adicionar os conceitos de filtração, visto que o comprimento encontrado tende a estar muito longe do que realmente é encontrado. Já o modelo iterativo apresenta valores próximos ao que se esperaria encontrar apenas seguindo as equações apresentados pelo KGD sem considerar filtração. Esta diferença entre a linha vermelha e azul pode ser identificada como a perda do filtrado para a formação, diminuindo assim por consequência volume da fratura esperado no final.

Para a última comparação entre os modelos, foi necessário utilizar a eq. (15) para definição dos valores de abertura médio da fratura a partir dos últimos comprimentos de fratura encontrados. Já a eq. (22) foi implementada para se obter a área fraturada e, a partir disto, pode-se calcular o volume da fratura através de eq. (10). Os resultados se encontram abaixo, na tabela (8).

Tabela 8 - Parâmetros da fratura para cada modelo

Modelos/Parametros	\bar{w} (cm)	A_f (m^2)	V_f (m^3)
<i>KGD sem filtração</i>	0,436	21,084	0,092
<i>KGD com filtração</i>	0,204	4,611	0,009
<i>KGD iterativo</i>	0,406	18,297	0,074

Além destas análises, pode se observar os padrões que a pressão líquida (Figura 7), definida pela eq. (19) e, posteriormente, a abertura da fratura na parede do poço (Figura 8), eq. (18), possuem em relação ao tempo de bombardeamento do fluido ao aplicarmos os conceitos contidos no modelo KGD.

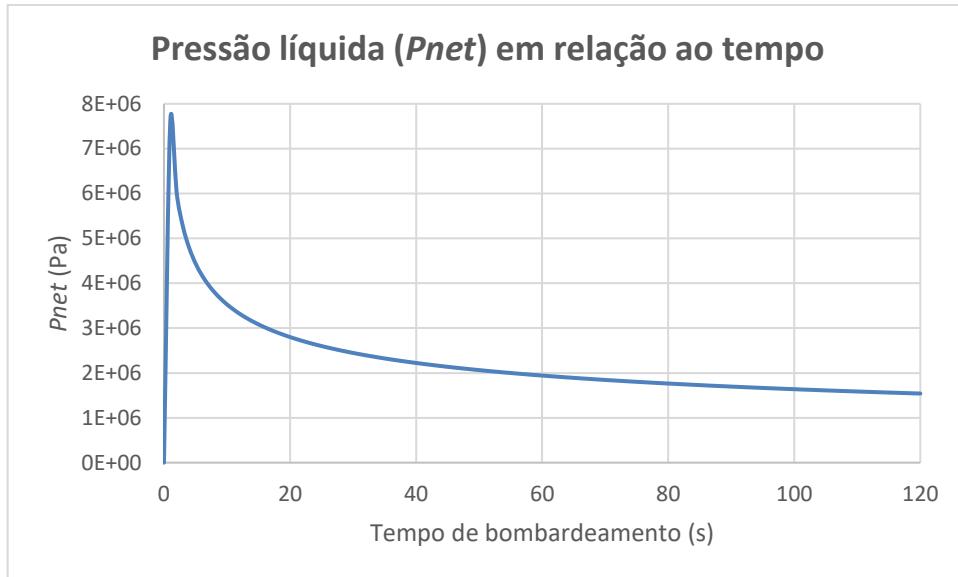


Figura 8 - Gráfico da evolução da pressão líquida em relação ao tempo

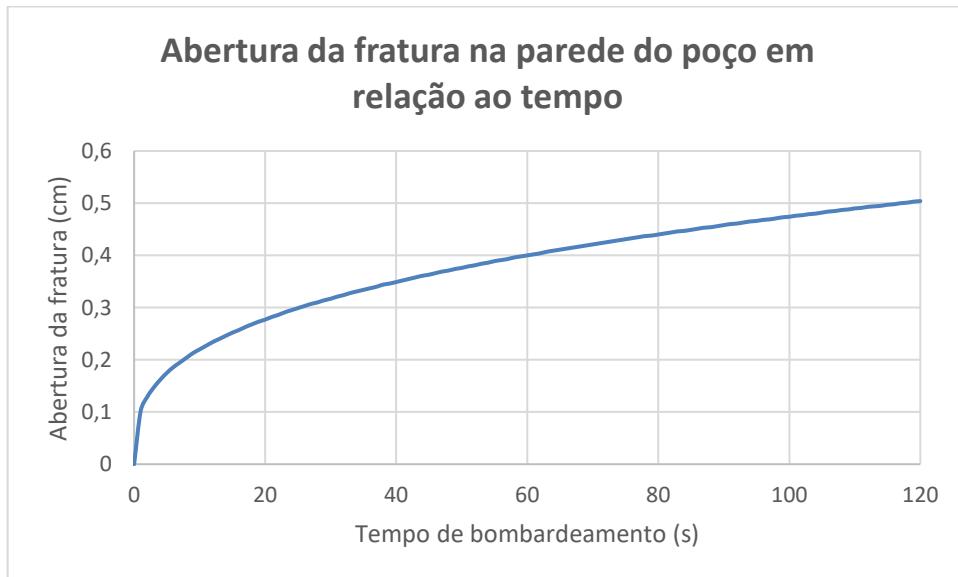


Figura 9 - Gráfico da evolução da abertura da fratura na parede do poço em relação ao tempo

Como pode ser notado, as figuras (8) e (9) mostraram o comportamento esperado nas simulações, visto que, como citado anteriormente na seção de revisão, a pressão líquida diminui com o passar do tempo, enquanto que a abertura da fratura segue na direção oposta, crescendo com o aumento do tempo de bombardeamento do fluido

na operação. Porém, nas duas figuras pode se observar uma tendência de estabilização dos dois parâmetros em um tempo futuro.

4 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

4.1 Conclusões

Apesar de já ter passado mais de 60 anos, o trabalho de Carter ainda se mostra importante na atualidade, com muitas de suas ideias ainda impactarem fortemente os processos de fraturamento hidráulico, por exemplo, e outros que também contemplam a indústria do petróleo. A fundamentação do conceito de filtração desenvolvida por Carter mudou fortemente a maneira de que como os modelos de propagação das fraturas trabalham hoje em dia.

É importante que haja um estudo minucioso antes que haja qualquer processo relacionado com o fraturamento hidráulico. Conhecer as propriedades geotérmicas, por exemplo, pode acarretar em mudanças significativas na tomada de decisão, além de trazer segurança e ganhos financeiros para quem tiver encarregado do processo.

É conhecido o impacto positivo que o fraturamento pode trazer na produção, ainda mais em reservatórios de baixa permeabilidade, mas o mesmo também pode acarretar em drásticas consequências ambientais, sendo importante que haja um entendimento antes sobre a real necessidade de aplicação do processo.

Como foi visto nos resultados, pode-se entender que quanto maior o tempo de bombardeamento do fluido na busca da propagação das fraturas, maior será o volume filtrado para dentro da formação, enquanto que os parâmetros relacionados com a geologia da fratura, como sua abertura e comprimento, apesar de também possuirem crescimento, tendem a se estabilizar de forma mais rápida. Isto pode ser consequência do crescimento da área da fratura com o passar do tempo, permitindo que haja mais área de contato e poros para que o fluido invada a formação.

Apesar de no trabalho de Azevedo (2011) o modelo PKN possuir resultados mais significativos e próximos do que foi encontrado pelos simuladores 3D, neste o KGD permitiu obter melhores valores, que fizeram com este modelo tenha sido preterido na evolução das simulações.

Ainda que neste trabalho a altura da fratura tenha sido assumida como unitária para a definição de algumas simulações, com o conhecimento adquirido pelas equações citadas no decorrer dos tópicos, foi possível entender que quanto maior a altura, menor será o crescimento do comprimento e abertura da fratura.

4.2 Recomendações

Além dos modelos de progação de fratura em 2D citados neste trabalho, há o outro modelo conhecido como Radial. Devido à suas hipóteses e teorias, este modelo pode ser empregado para fraturas não confinadas, sendo assim interessante a implementação de tudo que foi desenvolvido para entender como seria o comportamento da fratura neste novo cenário.

Devido a dificuldade encontrada para obtenção dos parâmetros necessários para as simulações analisadas, não foi possível fazer a comparação do que é encontrado em um caso real de fraturamento hidráulico e o que seria observado pelos códigos e métodos desenvolvidos no trabalho. Por isso, a recomendação seria de encontrar maneiras mais específicas para tais obtenções.

Assim como a autora do trabalho que foi utilizado como base para desenvolvimento do método iterativo (Azevedo, 2011), este também acabou preterindo a implementação dos códigos na ferramente Excel devido a facilidade. Seria interessante identificar se haveria possíveis diferenças nos resultados caso o código tenha sido aplicado em uma outra linguagem de programação.

5 REFERÊNCIAS

- APALEKE, A. S.; AL-MAJED, A.; HOSSAIN, M. E. **Drilling Fluid: State of The Art and Future Trend.** All Days. **Anais...** In: NORTH AFRICA TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Cairo, Egypt: SPE, 20 fev. 2012. Disponível em: <<https://onepetro.org/SPENATC/proceedings/12NATC/All-12NATC/Cairo,%20Egypt/157511>>. Acesso em: 4 nov. 2021
- AZEVEDO, C. T. D. **ANÁLISE DA CURVA DE PRESSÃO DO FRATURAMENTO DE FORMAÇÕES DE ALTA PERMEABILIDADE PARA ESTIMATIVA DOS PARÂMETROS DA FRATURA.** MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA—Rio de Janeiro, Brazil: PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO, 6 jan. 2011.
- BARROS, E. V. DE. A MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL E A COMPETITIVIDADE DAS NAÇÕES: BASES DE UMA NOVA GEOPOLÍTICA. **Engevista**, v. 9, n. 1, 2 fev. 2010.
- CHESSER, B. G.; CLARK, D. E.; WISE, W. V. Dynamic and Static Filtrate-Loss Techniques for Monitoring Filter-Cake Quality Improves Drilling-Fluid Performance. **SPE Drilling & Completion**, v. 9, n. 03, p. 189–192, 1 set. 1994.
- FERNANDES, Paulo Dore. **Modelagem Semi-Analítica Pseudo Tridimensional de Propagação e Fechamento de Fraturas Induzidas em Rochas.** 1998. 186 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1998.
- GEERTSMA, J.; DE KLERK, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. **Journal of Petroleum Technology**, v. 21, n. 12, p. 1571–1581, 1 dez. 1969.
- HAINES, B.W., KECK, R.G., SMITH, M.B., LYNCH, K.W., BARTH, J.W. (1999). **Onsite fracturing disposal of oilfield-waste solids in Wilmington field.** California, SPE PRODUCTION & FACILITIES, Volume 14, pages: 88-93.
- HAYASHI, K., SATO, A., ITO, T., (1997). In situ stress measurements by hydraulic fracturing for a rock mass with many planes of weakness. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**, 34, pages: 45-58.
- HOWARD, G. C.; FAST, C. R. **Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension.** In: DRILLING AND PRODUCTION PRACTICE. 1 jan. 1957.
- HUBBERT, M. K.; WILLIS, D. G. Mechanics Of Hydraulic Fracturing. **Transactions of the AIME**, v. 210, n. 01, p. 153–168, 1 dez. 1957.
- IRWIN, G. (1957). **Analysis of stresses and strain near the end of a crack traversing a plate.** Transactions ASME, J. Appl. Mech.

LUCCI, P. C. DE A. **Implementação de Simulador Numérico de Propagação Hidráulica de Fratura Plana em Meio Tridimensional Multicamadas.** Tese (doutorado)—Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas, 11 set. 2015.

MARTINS, S. S. DA S. et al. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E IMPACTOS AMBIENTAIS: ALGUMAS CONSIDERAÇÕES. **HOLOS**, v. 6, p. 54, 11 dez. 2015.

MICHAEL, F. M. et al. A review on polymer-nanofiller composites in developing coated sand proppants for hydraulic fracturing. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 83, p. 103553, nov. 2020.

MITCHELL, S. L.; KUSKE, R.; PEIRCE, A. P. An Asymptotic Framework for the Analysis of Hydraulic Fractures: The Impermeable Case. **Journal of Applied Mechanics**, v. 74, n. 2, p. 365–372, 1 mar. 2007.

MONTGOMERY, C. T.; SMITH, M. B. Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology. **Journal of Petroleum Technology**, v. 62, n. 12, p. 26–40, 1 dez. 2010.

MORAIS, L. P. DE. **Análise hidromecânica do problema de fraturamento hidráulico.** Master—[s.l.] Universidade de Brasília, 31 mar. 2016.

NORDGREN, R. P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 12, n. 04, p. 306–314, 1 ago. 1972.

PERKINS, T. K.; KERN, L. R. Widths of Hydraulic Fractures. **Journal of Petroleum Technology**, v. 13, n. 09, p. 937–949, 1 set. 1961.

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

QIAN, Y. et al. Advances in Laboratory-Scale Hydraulic Fracturing Experiments. **Advances in Civil Engineering**, v. 2020, p. 1386581, 29 jul. 2020.

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: Recovery, Utilization, and Environmental Effects**, v. 32, n. 15, p. 1416–1436, 28 maio 2010.

RODIN SALAS CACHAY, L. **Fluxo de partículas de sustentação em poços de petróleo estimulados por fraturamento hidráulico.** Mestre em Ciências de Engenharia Civil—Rio de Janeiro, Brazil: PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO, 16 dez. 2004.

ROCHA, L.A.S., AZEVEDO, C.T., **Projetos de Poços de Petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos.** Primeira Edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

RODRÍGUEZ-IBEAS, R. Environmental Product Differentiation and Environmental Awareness. **Environmental and Resource Economics**, v. 36, n. 2, p. 237–254, 1 fev. 2007.

- SASAKI, S., (1998). **Characteristics of microseismic events induced during hydraulic fracturing experiments at the Hijiori hot dry rock geothermal energy site.** Yamagata, Japan, Tectonophysics, 289: 171-188.
- SILVA, J. A. P. DA. **Contribuição ao estudo do fraturamento hidráulico utilizando o Método dos Elementos Finitos e a Mecânica da Fratura Elástico Linear.** Mestrado em Geotecnica—São Carlos: Universidade de São Paulo, 12 jun. 2017.
- SILVA, F. H. B. T. **MODELAGEM TRIDIMENSIONAL DE FRATURA EM MATERIAIS QUASE FRÁGEIS COM APLICAÇÕES EM FRATURAMENTO HIDRÁULICO USANDO ELEMENTOS FINITOS.** DOUTORADO EM ESTRUTURAS E CONSTRUÇÃO CIVIL—Brasília, Brazil: Universidade de Brasília, 1 maio 2021.
- THOMAS, J.E. (2001). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Petrobrás. Rio de Janeiro. Editora Interciência Ltda, 2^a edição, 271 páginas, 2001
- VALKÓ, P. Hydraulic Fracturing. In: **Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology.** [s.l.] American Cancer Society, 2014. p. 1–24.
- WEI, C. et al. Interaction between Hydraulic Fracture and Pre-Existing Fracture under Pulse Hydraulic Fracturing. **SPE Production & Operations**, p. 1–19, 1 abr. 2021.
- YEW, C. H. Mecânica do fraturamento hidráulico. **Editora E-Papers**, 176 páginas. 2008.

ANEXO A - ARTIGO SÍNTESE

Universidade de São Paulo

Engenharia de Petróleo – Escola Politécnica

Número: 9882370 USP

Data: 23/12/2021



Estudo do Modelo de Filtração de Carter no Fraturamento Hidráulico

Caio Murilo Silva de Carvalho

Orientador: Prof. Ronaldo Carion

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Conclusão de Curso II
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP. Template versão 2021v01.

Resumo

O fraturamento hidráulico vem sendo empregado na indústria do petróleo desde a década de 40. O processo, que visa viabilizar a produção de gás e óleo nas Bacias, costuma ser implementado em áreas onde a baixa permeabilidade, por exemplo, dificulta a extração destas commodities. São em reservatórios não convencionais que o processo de fraturamento hidráulico é amplamente utilizado. Diversos fatores precisam ser levados em conta antes que operações envolvendo fraturamento hidráulico sejam executadas. Entre tantas, a filtração já possui sua importância no desenvolvimento dos critérios a serem adotados. O fenômeno, que começou a ser implementado nas análises após a divulgação das pesquisas de Carter, em 1957, possui até hoje a base de seus conceitos atrelados à esse trabalho. Estudos foram desenvolvidos buscando entender e/ou prever o comportamento da geometria das fraturas geradas durante o fraturamento hidráulico. Dois deles foram especialmente analisados neste trabalho, o modelo KGD e o PKN, onde ambos descrevem como se dariam a propagação das fraturas em 2D, para determinados cenários. Além disto, este trabalho visa aplicar os conceitos de filtração descritos por Carter, assim como a sua implementação nestes modelos citados anteriormente através de simulações onde houve a aplicação de conceitos e equações desenvolvidas dentro de ferramentas como Excel e Python, sendo este último uma linguagem de programação. Os resultados foram fornecidos e discutidos, visando discutir a validação destas idéias.

Palavras-chave: Fraturamento hidráulico, Filtração, Geometria das fraturas, Simulação numérica.

Abstract

Hydraulic fracturing has been used in the petroleum industry since the decade of the 40s. The process, which aims to make viable the oil and gas production in the Basins, is usually implemented in areas where low permeability hinders the extraction of these commodities. It is in non-conventional reservoirs where hydraulic fracturing process will be widely used. Various factors need to be taken into account before operations involving hydraulic fracturing

are performed. Among so many, filtration already has its importance in relation to the development of the criteria to be adopted. The filtration, which began to be implemented in the analyses after the disclosure of Carter's research in 1975, has to this day the basis of its concepts tied to this work. Several studies have been developed to understand and/or predict the behavior of fracture geometry generated during the hydraulic fracturing. Two of them were especially analyzed in the current work: the KGD model and the PKN. Both describe how 2D fractures would spread for certain scenarios. Furthermore, this work aims to apply the filtration concepts described by Carter, as well as its implementation in these previously mentioned models through simulations where there was the application of concepts and equations developed within tools such as Excel and Phyton, the latter being a programming language. The results have been provided and discussed in order to corroborate the validation of these ideas.

Keywords: Hydraulic fracturing, Filtration, Fracture's geometry, Numerical simulation.

Introdução

A exploração e o consumo de petróleo vêm, já há algum tempo, sendo uma das principais matrizes energéticas que movem o mundo contemporâneo (BARROS, 2010). Muitos dos avanços tecnológicos das últimas décadas se devem ao desenvolvimento e uso dessa matéria orgânica. Porém devido à alguns fatores, tais como o seu impacto ambiental (MARTINS et al., 2015), que vai contra os ideias ambientalista que estão começando a se firmar globalmente (RODRÍGUEZ-IBEAS, 2007), e também a sua dificuldade de obtenção, já que as jazidas de petróleo e gás podem estar concentradas em ambientes de complicada retirada, somada à sua finitude, se forma necessária a busca de implementações tecnológicas que viabilizem tanto financeira como processualmente a contínua exploração de petróleo.

Desde o começo da indústria de petróleo, o processo de fraturamento hidráulico vem sendo empregado. Criado no final da década de 40, o fraturamento foi utilizado pela primeira vez no campo de Hugoton no estado de Kansas, Estados Unidos (SILVA, 2017). Apesar de inicialmente não obter o sucesso esperado, foram identificadas as razões para tal e não demorou para que fosse aplicado novamente, mas dessa vez de maneira mais estudada, utilizando-se de agentes de sustentação no processo, algo que faltou na sua iniciação. Durante um período a técnica parou de ser estudada, mas com a crise 1979, o processo de extração de petróleo necessitava ser, viabilizando economicamente a operação a ponto de fugir do então "monopólio" da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) e seus preços elevados.

Neste processo, o fluido pressurizado, que pode conter em sua composição adições que agregaram propriedades interessantes dependendo do reservatório, é injetado em um poço originalmente criado por uma broca. Tal pressão cria e estimula a propagação de fraturas no meio rochoso, contribuindo para o aumento da permeabilidade da rocha reservatória (VALKÓ, 2014).

Aprofundando no tema, as características de dimensão e propagação das fraturas são importantes informações que complementam o processo de fraturamento. Estudar o perfil e comportamento se mostra extremamente necessário para se ter o maior aproveitamento possível da técnica. Tais informações podem auxiliar numa estimativa dos padrões apresentados no reservatório, sendo possível projetar quais medidas, assim como fluido e aditivos devem ser aplicadas para que se tenha controle sobre a magnitude e direção das tensões numa vazão específica. Devido à complexidade do tema, diversos estudos foram

criados a fim de se obter a melhor resposta para cada caso, podendo ser citado como tema pertinente, a relação que se tem entre a propagação dos fraturamentos e a fissuras pré-existentes no meio rochoso antes mesmo do processo se iniciar (WEI et al., 2021).

Este trabalho possui o objetivo de analisar, com auxílio de modelos e fórmulas numéricas já desenvolvidas, o comportamento de parâmetros básicos de um reservatório, como permeabilidade, volume e geometria das fraturas, quando o mesmo está sendo submetido a um processo de fraturamento hidráulico.

Além disso, o texto busca entender como a teoria da filtração desenvolvida por Carter (1957) impacta nos modelos 2D de propagação de fratura no fraturamento hidráulico.

Metodologia

As equações que serão utilizadas como base do programa foram desenvolvidas por Carter (1957) em seu estudo de modelo de filtração em propagação de fraturas, além das ideias iniciais propostas por Geertsma e De Klerk (1969), e “aprimoradas” por Azevedo (2011). Tais equacionamentos serão mencionadas futuramente em um capítulo da revisão bibliográfica.

Para o código desenvolvido na linguagem de programação Python, todas as equações foram apresentadas no decorrer do trabalho. Foram contempladas os conceitos de filtração e os modelos de propagação de fraturas 2D, gerando valores de área, volume, comprimento e abertura da fratura para cada espaço de tempo analisado.

Para o método iterativo dos modelos, desenvolvido por Azevedo (2011), foi necessário a utilização do editor de planilhas do pacote Office. Nele, com o auxílio da ferramenta “Atingir Meta”, foi possível aplicar o método de interação, que tinha por finalidade encontrar valores de comprimento e abertura da fratura para cada intervalo desejado.

Revisão Bibliográfica

3.1. Pressão Líquida

Foi definido que a fratura somente será aberta, caso haja uma pressão em um ponto dentro dela mesmo, superior à σ_h , sendo tal pressão denominada pressão de fratura (P_f). Além disso, foi obtido outro termo para que seja possível compreender outro processo, o de pressão de fechamento (P_c). Esta pressão pode ser explicada como a pressão a qual a fratura acaba sendo completamente fechada dentro da rocha, logo não tendo nenhuma abertura para passagem de fluido. Ademais, foi desenvolvida uma simplificação, que passa a ser frequente para formações homogêneas, em que a pressão de fechamento é considerada aproximadamente igual à tensão mínima (LUCCI, 2015).

Esse conceito é muito importante de ser compreendido dentro da técnica de fraturamento hidráulico, pois ele é diretamente ligado com o controle de abertura da fratura. Entretanto, além disso, ele possui relação com uns dos problemas mais preocupantes no processo, que seria o eventual avanço das fraturas nas paredes do poço, podendo colocar em risco todo o programa pré definido.

3.2. Leak Off e Modelo de Filtração de Carter

O *Leak off* pode ser compreendido como o processo de invasão do fluido de perfuração à formação através dos poros da rocha, fazendo com que haja a criação do chamado reboco, que seria a espécie de um filme que fica aderido à parede do poço. Este processo pode trazer problemas para o fraturamento hidráulico, visto que o mesmo interfere diretamente na eficiência volumétrica da operação.

O conceito do leak off tem claras interações com os estudos de filtração desenvolvidos por Carter. Neles, foram identificados outros dois processos que interferem nesta propriedade do processo natural de filtração, além da formação do reboco previamente mencionado: a invasão da formação pelo filtrado do fluido de fraturamento e o deslocamento e a compressibilidade do fluido do reservatório (AZEVEDO, 2011).

Com a combinação destes processos, Carter conseguiu desenvolver formulações que até hoje são aceitas e utilizadas no meio do fraturamento hidráulico (MITCHELL; KUSKE; PEIRCE, 2007).

Usando de aproximações de que o leak off passaria a ser um fluxo unidirecional e que a carga hidráulica (Δp), diferença entre a pressão do fluido e a pressão de poros, se manteria praticamente constante, ele conseguiu descrever algumas equações importantes:

$$C_L = \sqrt{k\Delta P \phi/\mu} \quad (1)$$

$$\frac{V_L}{A} = 2\alpha C_L \sqrt{t} + S_p \quad (2)$$

Sendo estas, respectivamente, a equação da velocidade de filtração, da área fraturada, do coeficiente de filtração e do volume filtrado por unidade de área.

3.3. Balanço de massa

Usando o trabalho de Carter (1957) como base, foram formuladas equações que permitem relacionar o modelo de filtração com a teoria do balanço de massa.

Para a aplicação do modelo de Carter, ainda foi necessário assumir que o reservatório estudado seja de alta permeabilidade e que a fratura consiga se propagar suficientemente rápido, pois assim é possível trabalhar com a ideia que de a perda de fluido seja unidimensional na direção ortogonal ao plano de fratura (Fernandes, 1998). Neste caso, algumas equações puderam ser inferidas:

$$V_i = V_f + V_L \quad (3)$$

$$\bar{w} = \frac{V_f}{A} \quad (4)$$

$$A(t) = \frac{(w + 2S_p)Q}{4C_L^2 + \pi} \left[\exp(\beta^2) + ercf(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (5)$$

Sendo que β foi definido como:

$$\beta = \frac{2C_L\sqrt{\pi\tau}}{w + 2S_p} \quad (6)$$

Onde V_i é o volume injetado (considerado como constante durante todo o processo), V_f o volume da fratura e V_L o volume filtrad. Além disso temos \bar{w} representando a abertura media da fratura e $A(t)$ a área da fratura no tempo.

3.4. Modelos 2D de propagação de fratura

Durante muito tempo, dois modelos bidimensionais de propagação das fraturas foram empregados na industria do petróleo (YEW, 2008). Porém, apesar de serem comumente utilizados, tais modelos 2D possuem algumas limitações que vão os tornando rudimentares, como a necessidade de se definir uma altura fixa e a utilização de fluidos newtonianos no processo (YEW, 2008).

Os dois modelos se baseiam na premissa de que como um poço é geralmente fraturado a uma profundidade grande, onde a tensão mínima em situ se encontra no plano horizontal, a fratura resultante acaba se desenvolvendo na direção vertical. Com isso, eles passam a ser empregados com intuito de determinar a largura e o comprimento da fratura a partir de uma altura da fratura fixada e constante (PITOMBO, 1987).

Estes modelos são: o de Khristianovic-Geertsma-de Kler, ou KGD, e o de Perkins-Kern-Nordgren, PKN.

Entretanto, apesar de se basearem em conceitos semelhantes, a fundamentação mecânica deste dois modelos são distintas, onde que o KGD focou mais na mecânica do fraturamento, mas adotando hipóteses mais simplificadas no que se trata do fluxo do fluido, enquanto que o PKN se desenvolveu na direção oposta, empenhando-se ao problema do fluxo do fluido e utilizando suposições mais simples no quesito mecânica do fraturamento (LUCCI, 2015).

As equações referentes à esses modelos que foram aplicadas neste trabalho são:

$$\bar{w} = 2,53 \left(\frac{\mu Q x_f^2}{E' h_f} \right)^{1/4} \quad (7)$$

$$x_f = 0,539 \left(\frac{Q^3 E'}{\mu h_f^3} \right)^{1/6} t^{2/3} \quad (8)$$

$$w_w = 2,36 \left(\frac{\mu Q^3}{E' h_f^3} \right)^{1/6} t^{1/3} \quad (9)$$

$$P_{NET} = 1,09(E'^2\mu)^{1/3} t^{-1/3} \quad (10)$$

Graças a Geertsma e Kler (1969), ainda foi possível desenvolver uma equação que simulava o crescimento do comprimento da fratura em relação ao tempo mas que pudesse incorporar o modelo de filtração de Carter, eq. (14).

$$x_f(t) = \frac{w_w Q}{64C_L^2 h_f} \left[\exp(\beta^2) + ercf(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (11)$$

Sendo que β foi definido como:

$$\beta = \frac{8C_L\sqrt{\pi\tau}}{w_w\pi} \quad (12)$$

3.4.1. Modelos KGD e PKN modificados

Desenvolvido por Azevedo (2011), estes modelos buscam, por meio de interações, definir o comprimento e abertura média de fratura que evoluem conforme ao tempo de uma maneira mais fiel à realidade, trazendo resultados mais próximos do que é encontrado nos campos de perfuração.

A metodologia do processo foi definida da seguinte forma. Ao escolher um valor inicial do comprimento da fratura, é possível calcular a abertura média através das eq. (7). Com esse resultado da abertura pode-se encontrar o novo valor para o comprimento da fratura pelo balanço de massa de Carter, eq. (13). O processo é finalizado caso o valor inicial e final do comprimento possuirem uma diferença dentro do erro aceitável, caso contrário a interação continua até que essa condição seja atingida.

$$x_{fc}(t) = \frac{\bar{w}_c Q}{4C_L^2 h_f \pi} \left[\exp(\beta^2) + ercf(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (13)$$

Onde que β pode ser calculado através da eq. (25)

$$\beta = \frac{2C_L\sqrt{\pi\tau}}{\bar{w}_c + 2S_p} \quad (14)$$

Resultados e Discussões

4.1. Relação entre balanço de massa e os conceitos desenvolvidos por Carter

Após aplicação da integração trapezoidal aproximada da eq. (15), é obtido o volume final de filtração.

$$V_L = V_L(t) \cdot (A(t) - A(t-1)) \quad (15)$$

Com os dados de entrada contidos na tabela (1), foi possível encontrar valores que indicam o comportamento dos parâmetros analisados para este cenário.

Tabela 9- Parâmetros de entrada do código

k	$9,87e^{-15} m^2$
ΔP	$6,89e^6 \text{ Pa}$
ϕ	0,2
μ	0,5 Pa.s
S_p	0
Q	$0,5 m^3/s$
t	120 s
w	3 m

Tabela 10 - Parâmetros de saída do código

C_L	$1,65e^{-4} m/\sqrt{s}$
A	$19.97 m^2$
V_{LC}	$0,1 m^3$
V_i	$60 m^3$
V_f	$59,90 m^3$
V_{LB}	$0,1 m^3$
r	1

4.2. Propagação das fraturas e suas geometrias

Com o código validado, a comparação será entre os valores encontrados por este modelo KGD iterativo e o que foi desenvolvido por Geertsma e Kler (1969), tanto para o caso onde é assumido que não há filtração no processo e no que as ideias de Carter (1957) foram implementadas.

Abaixo, na tabela (3), consta os valores de entrada assumidos para que seja possível fazer a simulação das três maneiras distintas de se calcular o comprimento da fratura.

Tabela 11 - Dados de entrada para simulação do comprimento da fratura.

C_L	$1,8e^{-5} \text{ m}/\sqrt{s}$
E	$1,7e^{10} \text{ Pa}$
ν	0,2
μ	$0,5 \text{ Pa.s}$
S_p	θ
Q	$7e^{-4} \text{ m}^3/s$
t	120 s
E'	$1,77e^{10} \text{ Pa}$
h_f	1 m

Como a intenção da simulação tem efeito comparativo entre os modelos, tais parâmetros da tabela (3) foram escolhidos de forma a visar facilitação na visualização dos dados, sendo uma mistura de valores arbitrariamente escolhidos com propriedades identificadas em trabalhos mencionados anteriormente, como o de Azevedo (2011).

Utilizando das fórmulas descritas na revisão, foi possível encontrar dados importantes. O primeiro, um gráfico que apresenta o comportamento do comprimento da fratura em relação ao tempo para as 3 diferentes maneiras de se calcula este parâmetro dentro do modelo KGD. Além disso, foi encontrado a abertura média, área fraturada e volume fraturado para cada modelo. Para finalizar, foi apresentado os gráficos referentes à evolução da pressão líquida com o tempo e como se comportaria a abertura da fratura na parede do poço, todos seguido as ideias propostas dentro do modelo inicial KGD.

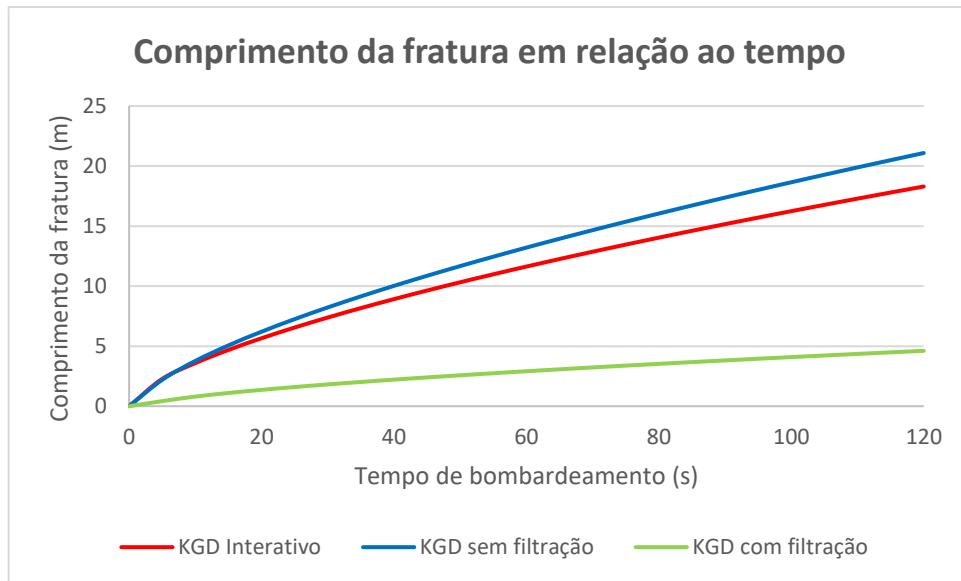


Figura 10 - Gráfico de evolução do comprimento de fratura em relação ao tempo

Tabela 12 - Parâmetros da fratura para cada modelo

Modelos/Parametros	\bar{w} (cm)	A_f (m^2)	V_f (m^3)
<i>KGD sem filtração</i>	0,436	21,084	0,092
<i>KGD com filtração</i>	0,204	4,611	0,009
<i>KGD interativo</i>	0,406	18,297	0,074

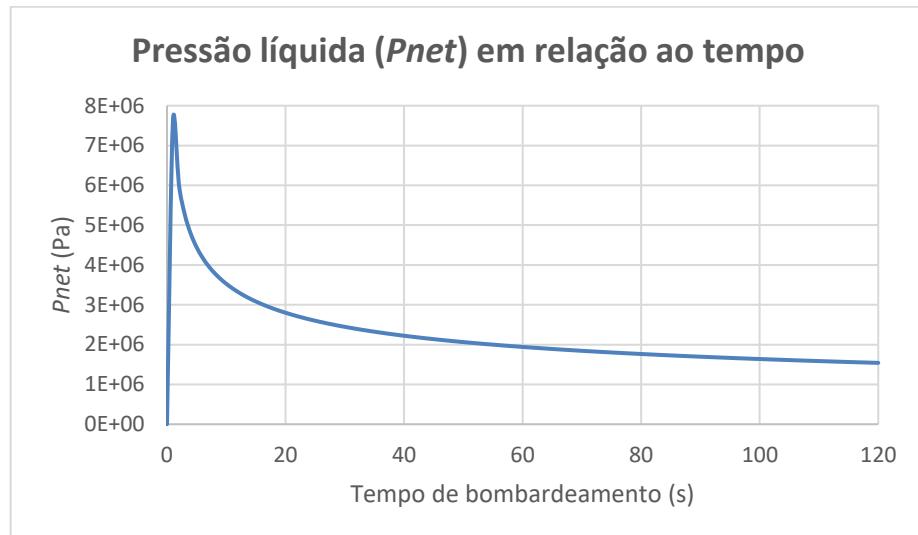


Figura 11 - Gráfico da evolução da pressão líquida em relação ao tempo

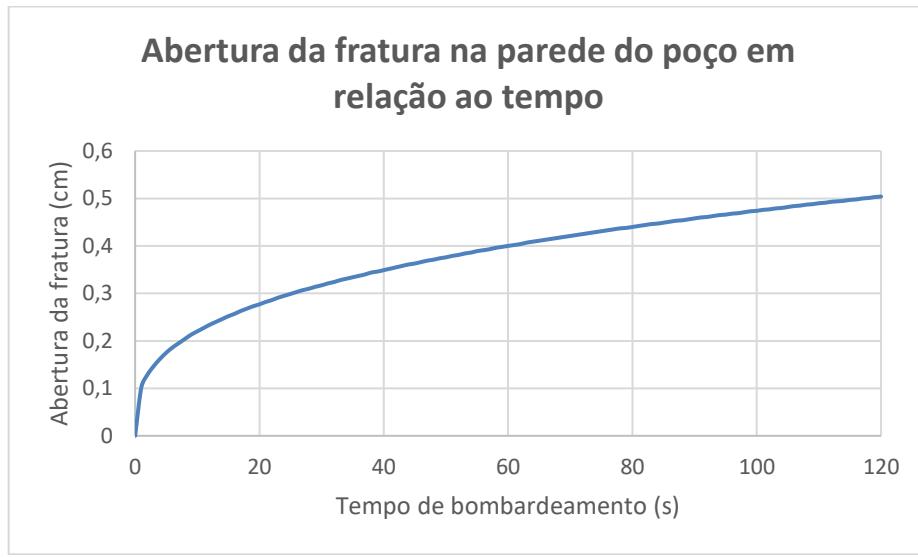


Figura 12 - Gráfico da evolução da abertura da fratura na parede do poço em relação ao tempo

Conclusão

Apesar de já ter passado mais de 60 anos, o trabalho de Carter ainda se mostra importante na atualidade, com muitas de suas ideias ainda impactarem fortemente os processos de

fraturamento hidráulico, por exemplo, e outros que também contemplam a indústria do petróleo. A fundamentação do conceito de filtração desenvolvida por Carter mudou fortemente a maneira de que como os modelos de propagação das fraturas trabalham hoje em dia.

Como foi visto nos resultados, pode-se entender que quanto maior o tempo de bombardeamento do fluido na busca da propagação das fraturas, maior será o volume filtrado para dentro da formação, enquanto que os parâmetros relacionados com a geologia da fratura, como sua abertura e comprimento, apesar de também possuirem crescimento, tendem a se estabilizar de forma mais rápida. Isto pode ser consequência do crescimento da área da fratura com o passar do tempo, permitindo que haja mais área de contato e poros para que o fluido invada a formação.

Referências

- AZEVEDO, C. T. D. **ANÁLISE DA CURVA DE PRESSÃO DO FRATURAMENTO DE FORMAÇÕES DE ALTA PERMEABILIDADE PARA ESTIMATIVA DOS PARÂMETROS DA FRATURA.** MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA—Rio de Janeiro, Brazil: PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO, 6 jan. 2011.
- BARROS, E. V. DE. A MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL E A COMPETITIVIDADE DAS NAÇÕES: BASES DE UMA NOVA GEOPOLÍTICA. *Engevista*, v. 9, n. 1, 2 fev. 2010.
- FERNANDES, Paulo Dore. **Modelagem Semi-Analítica Pseudo Tridimensional de Propagação e Fechamento de Fraturas Induzidas em Rochas.** 1998. 186 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1998.
- GEERTSMA, J.; DE KLERK, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, v. 21, n. 12, p. 1571–1581, 1 dez. 1969.
- HOWARD, G. C.; FAST, C. R. **Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension.** In: DRILLING AND PRODUCTION PRACTICE. 1 jan. 1957.
- LUCCI, P. C. DE A. **Implementação de Simulador Numérico de Propagação Hidráulica de Fratura Plana em Meio Tridimensional Multicamadas.** Tese (doutorado)—Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas, 11 set. 2015.
- MARTINS, S. S. DA S. et al. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E IMPACTOS AMBIENTAIS: ALGUMAS CONSIDERAÇÕES. *HOLOS*, v. 6, p. 54, 11 dez. 2015.
- MITCHELL, S. L.; KUSKE, R.; PEIRCE, A. P. An Asymptotic Framework for the Analysis of Hydraulic Fractures: The Impermeable Case. *Journal of Applied Mechanics*, v. 74, n. 2, p. 365–372, 1 mar. 2007.
- PITOMBO, W. E. S. Fraturamento Hidráulico. Centro de Desenvolvimento de Recursos Humanos (SEDES) Norte/Nordeste. Petrobrás. 1987.
- RODRÍGUEZ-IBEAS, R. Environmental Product Differentiation and Environmental Awareness. *Environmental and Resource Economics*, v. 36, n. 2, p. 237–254, 1 fev. 2007.
- SILVA, J. A. P. DA. Contribuição ao estudo do fraturamento hidráulico utilizando o Método dos Elementos Finitos e a Mecânica da Fratura Elástico Linear. Mestrado em Geotecnologia—São Carlos: Universidade de São Paulo, 12 jun. 2017.
- VALKÓ, P. Hydraulic Fracturing. In: **Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology.** [s.l.] American Cancer Society, 2014. p. 1–24.
- WEI, C. et al. Interaction between Hydraulic Fracture and Pre-Existing Fracture under Pulse Hydraulic Fracturing. *SPE Production & Operations*, p. 1–19, 1 abr. 2021.
- YEW, C. H. Mecânica do fraturamento hidráulico. Editora E-Papers, 176 páginas. 2008.