

FAUZE AHMAD HAMMOUD

FRATURAS EM ROCHAS CAUSADAS POR INJEÇÃO DE ÁGUA

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

SANTOS

2020

FAUZE AHMAD HAMMOUD

FRATURAS EM ROCHAS CAUSADAS POR INJEÇÃO DE ÁGUA

**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: Geomecânica

Orientador: Ronaldo Carrion

SANTOS

2020

FICHA CATALOGRÁFICA

, Fauze Ahmad Hammoud
FRATURAS EM ROCHAS CAUSADAS POR INJEÇÃO DE ÁGUA /
F. A. H.
-- São Paulo, 2020.
38 p.

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

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

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus por tudo que me possibilitou conquistar em todos os campos de minha vida. Em sequência agradeço ao meu pai, Ahmad, e minha mãe, Ivaney, pelo apoio, amor, carinho, amparo e motivação que me foram dados desde o início dessa jornada, e pela compreensão de situações que são causadas pela dedicação e empenho que a busca de um sonho exige e que me proporcionaram todas as condições necessárias para o meu desenvolvimento. Ao meu tio e engenheiro, Hussein, que sempre foi exemplo e imagem de inspiração, agradeço imensamente pelo apoio, dedicação, amor e motivação oferecidos por ele. Aos meus familiares, entre tios, primos, avós e avôs, por todo tipo de apoio, carinho e motivação que me foi proporcionado em toda a caminhada até aqui. E sem sombra de dúvidas, meu grande obrigado para o amigo Fábio Unterman (companheiro de longa data, desde os tempos de criança) que me auxiliou de forma contundente durante toda a graduação e na conclusão deste presente trabalho.

Meus sentimentos de gratidão vão também para os amigos de classe: Thabata Reis, Wesley Max, Sydney Hashimoto e André Vás, que desde o início da graduação se mostraram fiéis escudeiros dentro e fora de sala de aula, onde foi criada uma amizade que se perpetuará por anos mesmo após o final dessa grande graduação em Engenharia de Petróleo.

Ao professor Doutor Ronaldo Carrion, do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo (PMI) da Escola Politécnica da USP, pelas orientações fundamentais desde aulas ministradas em disciplinas ao longo da educação, passando por pesquisas científicas até a conclusão deste presente trabalho.

RESUMO

Tendo em vista que dois terços de todos os reservatórios de petróleo existentes no mundo são de reservas não convencionais, ou seja, reservatórios que contém altos volumes de óleo/gás, porém têm baixíssima permeabilidade e por conta disso possuem baixo fator de recuperação, vê-se a necessidade de estudar métodos de estimular esse tipo de reservatório de modo que o maior volume de óleo e gás seja extraído no momento de sua exploração. Um desses métodos é o fraturamento hidráulico, no qual consiste em criar canais de interligação na rocha reservatório, de modo que as zonas não interconectadas, entrem em comunicação e o petróleo/gás seja levado até o duto de produção. Sendo assim, o objetivo do trabalho é investigar as condições para a propagação dessas fraturas causadas e quais cenários são favoráveis e desfavoráveis para a utilização do método. O estudo se dá pela revisão bibliográfica sobre o assunto para fundamentar e esclarecer o leitor sobre o conceito do trabalho e, posteriormente, simular o método de fraturamento num software comercial (ANSYS®) de modo que seja investigada a propagação de fraturas numa rocha que constitui um reservatório não convencional. O desenvolvimento do trabalho demonstrou que a melhor situação para a maior propagação de fraturas é aquele em que o ponto de aplicação da água pressurizada é aquele em direção à menor tensão horizontal natural da rocha reservatório, todavia, como não é possível direcionar o ponto de injeção de água pressurizada, fez-se necessário aplicar a pressão na direção de maior tensão horizontal natural da rocha, mostrando que o resultado se deu 83% menor no que se diz respeito ao tamanho da fratura. Sendo assim, vê-se a importância desse tipo de estudo de forma que o aprimoramento e avanço desse tipo de método se faz necessário para que a recuperação de óleo/gás se torne cada vez maior numa exploração de um campo de petróleo, para que o retorno de investimento seja maior, consequentemente.

Palavras-chave: Fraturamento hidráulico, Reservatórios não convencionais, Método dos Elementos Finitos (MEF).

ABSTRACT

Bearing in mind that two thirds of all existing oil reservoirs in the world are of unconventional reserves, that is, reservoirs that contain high volumes of oil / gas, but have very low permeability and because of that they have a low recovery factor, there is a need to study methods of stimulating this type of reservoir so that the largest volume of oil and gas is extracted at the time of exploration. One of these methods is that of hydraulic fracturing, which consists of creating interconnection channels in the reservoir rock, so that the non-interconnected zones, come into communication and the oil / gas is taken to the production pipeline. Therefore, the objective of the work is to investigate the conditions for the propagation of these caused fractures and which scenarios are favorable and unfavorable for the use of the method. The study takes place through the bibliographic review on the subject to support and clarify the reader about the concept of the work and, later, to simulate the fracture method in a commercial software (ANSYS®) so that the propagation of fractures in a rock that constitutes an unconventional reservoir. The development of the work demonstrated that the best situation for the greatest propagation of fractures is that in which the point of application of pressurized water is that towards the lowest natural horizontal tension of the reservoir rock, however, as it is not possible to direct the injection point. of pressurized water, it was necessary to apply the pressure in the direction of greater natural horizontal tension of the rock, showing that the result was 83% lower with respect to the fracture size. Therefore, we see the importance of this type of study so that the improvement and advancement of this type of method is necessary for the recovery of oil / gas to become increasingly greater in an exploration of an oil field, so that the return on investment is higher, consequently.

Keywords: Fracking, unconventional reservoirs, finite element method (FEM).

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1: Primeiro teste de fraturamento hidráulico. Hugoton, Kansas	9
Figura 1-2: Primeiro tratamento em fraturamento hidráulico.	9
Figura 1-3: Processo de fraturamento hidráulico.....	10
Figura 1-4: Material propante (para sustentação da fratura)	11
Figura 2-1: Impacto da otimização do fraturamento hidráulico na receita	16
Figura 3-1: Propagação da fratura em um fraturamento hidráulico - seção horizontal	19
Figura 3-2: Os três tipos geométricos da trinca.....	20
Figura 3-3: Uma trinca no centro de uma placa sob tensão.....	21
Figura 3-4: Ilustração da aplicação do MEF.....	22
Figura 4-1: Exemplo de problema de mecânica de fratura.....	24
Figura 4-2: Modelo de esforços e condições de contorno do exemplo 5-3 (Figura fora de escala).	25
Figura 4-3: Seção da peça modelada no software com a malha aplicada.	26
Figura 4-4: Análise de deformação direcional e propagação de fratura.	26
Figura 4-5: Propagação da fratura numa visão interna da peça.....	27
Figura 4-6: Linha de probabilidade de propagação de fratura na peça	27
Figura 4-7: Representação dos esforços na rocha.....	28
Figura 4-8: Concentração de esforços na rocha.	29
Figura 4-9: Deformação da rocha e direção da fratura no caso favorável.....	30

Figura 4-10: Propagação da fratura numa visão interna da rocha na condição favorável.....	30
Figura 4-11: Probabilidade de direção de propagação da fratura na condição favorável.....	31
Figura 4-12: Deformação da rocha e direção da fratura no caso desfavorável.....	31
Figura 4-13: Propagação da fratura numa visão interna da rocha na condição desfavorável.....	32
Figura 4-14: Probabilidade de direção de propagação da fratura na condição desfavorável.....	32
Figura 5-1: Pressões para que haja fraturamento da rocha.....	34

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	Objetivo.....	11
1.2	Justificativa	12
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	13
2.1	Fraturas em rochas.....	13
2.2	Método de fraturamento hidráulico	14
2.3	A importância e impacto econômico do fraturamento hidráulico	15
3	METODOLOGIA.....	18
3.1	Mecânica da Fratura Linear Elástica (MFLE)	19
3.2	Método dos Elementos Finitos (MEF)	22
4	RESULTADOS	24
4.1	Validação do software se fazendo o uso de um exemplo da literatura .	24
4.2	Aplicação do método em rocha de reservatório não convencional	27
5	DISCUSSÃO	33
6	CONCLUSÃO.....	35
	REFERÊNCIAS.....	37

1 INTRODUÇÃO

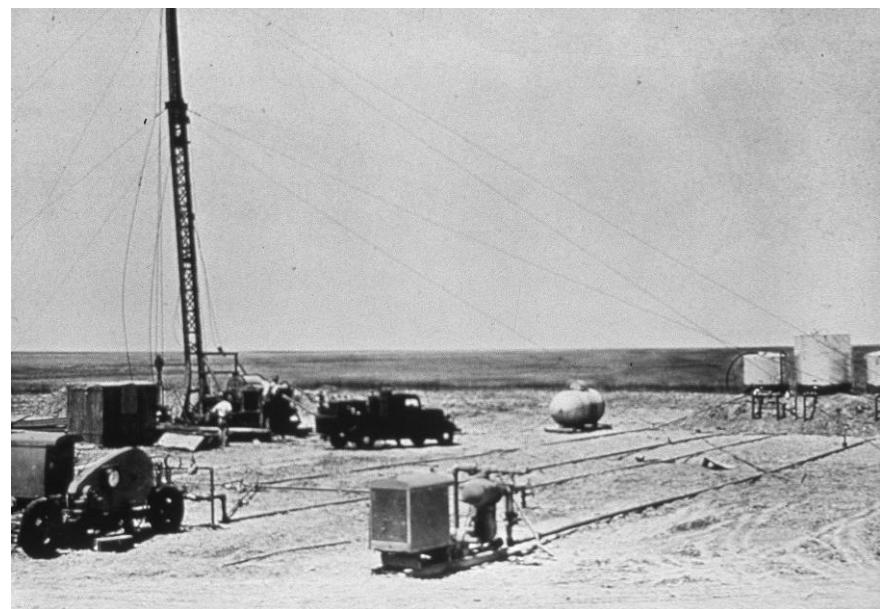
O avanço em busca de reservas de petróleo no mar (offshore), devido a descoberta de grandes reservas, fez com que importantes avanços tecnológicos acontecessem nas últimas décadas e que crescesse esse tipo de exploração em reservas cada vez mais distantes da costa. As complexidades e os custos envolvidos na exploração e produção (E&P) de petróleo em condições tão adversas são grandes e, dessa forma, estratégias e tecnologias foram desenvolvidas para aumentar a captação de petróleo, de forma que a rentabilidade seja maior.

As estratégias e tecnologias abrangem uma gama de áreas interligadas indireta e diretamente ao mundo do petróleo, como por exemplo em refinarias, máquinas, segurança do trabalho, logística, ramos científicos (universidades, laboratórios, institutos), geomecânica, entre outros.

Tendo em vista que apenas um terço das reservas de petróleo em todo um planeta Terra é composto por reservatórios convencionais (ou seja, reservatórios que contém pequenos volumes de óleo/gás, mas que possuem um alto fator de recuperação - normalmente acima de 50% - e que têm boa permeabilidade) e por outros dois terços que são de reservatórios não convencionais (ou seja, reservatórios que contém altos volumes de óleo/gás, porém têm baixíssima permeabilidade e por conta disso possuem baixo fator de recuperação). Assim, as áreas interligadas ao petróleo, dando ênfase maior para a geomecânica, se depararam com a seguinte questão: "Como podemos estimular reservatórios com pouca permeabilidade e porosidade que contém grande quantidade de óleo e gás?". Então, por meio de estudos do solo e processos de engenharia, desenvolveu-se o fraturamento hidráulico, que foi utilizado pela primeira vez em 1947 (Montgomery e Smith, 2015), no campo de Hugoton, no estado do Kansas, EUA, como pode ser visto por alguns registros fotográficos nas figuras 1-1 e 1-2. A formação do alvo era uma pedra calcária de 240 pés de espessura e 2.500 pés de profundidade. O tratamento consistia em 1.000 galões de gasolina espessada com napalm, seguido por 2.000 galões de gasolina com amina e areia de rio como propante, o que não obteve muito sucesso. No entanto, os tratamentos foram estendidos para 23 poços, resultando em aumentos significativos de produção em 11 poços. O esforço

demonstrou que a fratura poderia competir com a acidificação como processo de estimulação. Após muitos estudos, Hubbert e Wilis (1957) relatam que em 1955 obteve-se êxito na utilização da técnica e daquele momento em diante a técnica foi sendo aprimorada, até chegar aos tempos atuais.

Figura 1-1: Primeiro teste de fraturamento hidráulico. Hugoton, Kansas



Fonte: Amoco Production Company

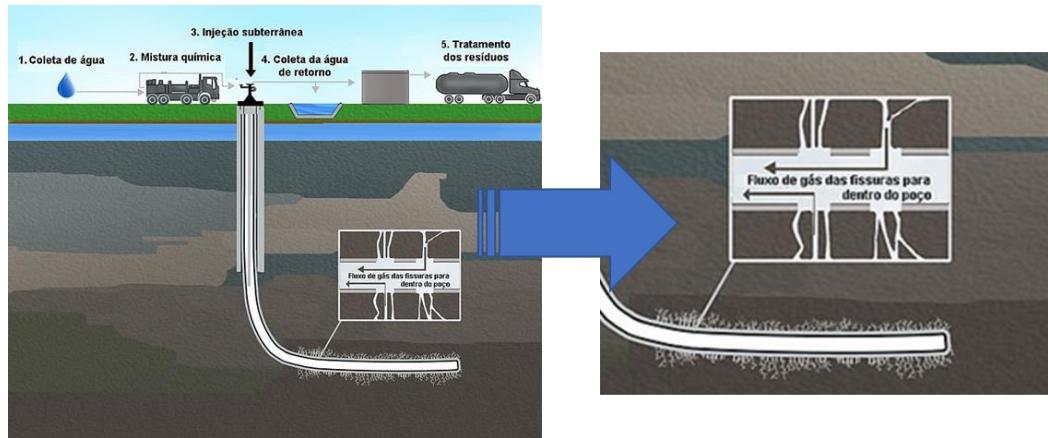
Figura 1-2: Primeiro tratamento em fraturamento hidráulico.



Fonte: Halliburton Company

Segundo a definição de Speight, James G. (2016), esse método consiste na injeção de um fluido viscoso (fluidos sintéticos, água, mistura de água e compostos químicos, entre outros) no reservatório, sob uma pressão suficiente para causar a ruptura da rocha reservatório para que haja fluxo dos fluidos das extremidades do reservatório para o furo do poço, como pode ser observado na Figura 1.3 abaixo.

Figura 1-3: Processo de fraturamento hidráulico



Fonte: US Environmental Protection Agency (2012)

A largura da fratura será uma função da pressão do fluido aplicado na rocha. Em praticamente todos os casos, a largura da fratura aumenta conforme a injeção continua porque o fluido de fratura cria fricção resistência ao fluxo que faz com que a pressão na fratura, durante a injeção, aumente. Como a pressão é maior perto do furo de poço, a largura da fratura é maior perto do furo de poço e gradualmente diminui em direção às extremidades da fratura para incluir o crescimento da fratura para fora do poço. Durante a injeção, uma parte do sistema de fluido vaza da fratura e, portanto (por perda de fluido), não está disponível para o processo de cunha. Injeção contínua (em taxas que excedem a taxa de fluido perda) exerce pressão de extensão de fratura em toda a fratura. Assim, conforme a injeção continua, o a fratura cresce onde prevalece a menor resistência, como explica Veatch, Ralph W.; King, George E.; Holditch, Stephen A.

Após a retirada do fluido do poço, ocorre um alívio de tensão dentro fratura, então a mesma tende a se fechar, por conta das tensões naturais externas da própria rocha. Para evitar (ou minimizar) esse fenômeno, é adicionado ao fluido um material granular (agente de sustentação), que mantém a fratura da rocha aberta,

mantendo assim um caminho para que o óleo e gás escoem por ele, como elucida J. M. Terracina et al (2010). Alguns exemplos desse tipo de material granular encontram-se na Figura 1-4 a seguir.

Figura 1-4: Material propante (para sustentação da fratura)



Fonte: Hexion

Então desde o início da aplicação do fraturamento hidráulico, a base de conhecimento sobre como as propriedades da rocha in situ e as condições do subsolo afetam a fratura comportamento de propagação e desempenho de condutividade de óleo/gás se expandiram amplamente e continuam crescendo. Junto com o maior conhecimento da propagação de fraturas, uma infinidade de previsões e algoritmos analíticos surgiram. As aplicações destes progrediram de lápis/papel para a gravação eletrônica e atualmente, existem diferentes tipos básicos de projeto de fratura e modelos de computador de análise. A maioria desses softwares é melhorada com a adição de sistema de fluido e bancos de dados de materiais propantes, junto com análises pertinentes que facilitam o processamento e a exibição do método. Os diagnósticos aplicáveis ao comportamento e extensão da propagação da fratura estão melhorando continuamente. Mas o que se deseja descobrir? Uma compreensão melhor e mais definitiva de: para onde vão as fraturas, o que eles parecem, por que eles se comportam dessa maneira e como prever e determinar isso.

1.1 Objetivo

O trabalho apresentado aqui tem como objetivo geral elucidar o tema do fraturamento hidráulico de forma clara, bem como salientar a importância dessa técnica para a indústria petrolífera, tendo em vista que, como dito anteriormente,

dois terços das reservas de petróleo são do tipo não convencionais e isso impacta diretamente as indústrias, o setor energético, a economia e, indiretamente, o desenvolvimento mundial.

E como objetivo técnico e preciso, procura-se simular um fraturamento hidráulico (em um software - ANSYS®) numa rocha, utilizando o MEF (Método dos Elementos Finitos), a fim de verificar se há um padrão na propagação das fraturas causadas pela injeção de água, de acordo com os diferentes valores de variação de pressão que será aplicada na modelagem numérica.

1.2 Justificativa

Visto que o cenário das reservas de petróleo no mundo é em grande parte de reservatórios não convencionais, ou seja, que possuem baixa permeabilidade e exigem alta estimulação, se vê necessário o estudo (e aprofundamento no assunto) do estímulo hidráulico para esses tipos de reservatórios, com a finalidade de recuperar o máximo de óleo possível (aumentar as taxas de produção) de um reservatório perfurado, diminuindo o custo para exploração (diminuição das despesas operacionais) e aumentando sua eficiência.

E para abordar esse tema de uma forma que se aproxime da realidade, se vê necessário realizar estudos concatenando as áreas da mecânica de rochas, métodos dos elementos finitos e a geologia, de forma que seja visível a importância de profissionais dessa área, bem como a busca pelo conhecimento sobre esse mundo do petróleo para que, assim, os ensaios e simulações computacionais deem uma resposta cada vez mais refinada no que diz respeito ao fraturamento hidráulico.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Fraturas em rochas

De acordo com o trabalho de WYLLIE, P.J. (1971), rochas são estruturas geradas pelo agregado sólido que ocorre naturalmente e é constituído por um ou mais minerais (ou mineraloides). A camada externa sólida da Terra, conhecida por litosfera, é constituída por rochas e por esse fato é necessário entender e abordar a dinâmica e mecanismos gerados pelos movimentos tectônicos do planeta Terra, porque as modificações de posição, altitude, forma e volume, ou seja, deformações que ocorrem no relevo do planeta Terra é fruto desses movimentos. Na ciência atual, a área que estuda esses fenômenos é a geologia estrutural, que percorre três análises distintas para compreender as deformações vistas e são elas: a análise geométrica, cinemática e dinâmica.

A análise geométrica consiste na parte descritiva e qualitativa da geologia estrutural, como elucida LOUZY, L. & LADEIRA, E. A. (1976), onde procura detalhar tamanho, forma e as orientações das estruturas por meio de imagens aéreas, modelos digitais de relevo, interpretação de perfis geofísicos e estratigráficos, observações e obtenção de amostras de campo, análise da deformação em laboratório, estudos petrográficos e assim por diante. Já a análise cinemática é focada no campo de tratamento matemático da geologia, ou seja, visa descrever a deformação de uma rocha ao longo do tempo, como por exemplo o deslocamento de determinado ponto de uma rocha depois de determinado tempo. E por fim, a análise dinâmica interpreta as tensões (forças e pressões) responsáveis pela formação das estruturas. Portanto é a mais interpretativa, pois requer um entendimento da geometria e da cinemática das estruturas, que dessa forma demonstra a magnitude relativa e a orientação absoluta das tensões responsáveis pelas deformações e neste caso, inclui o estudo da reação da rocha ao stress a que está submetida: ao stress (tensão) aplicado há uma deformação gerada.

Como consequência de todas as análises citadas anteriormente é preciso entender o conceito de fraturas, que é de suma importância para a extração de petróleo e gás, pois é necessário estudar o cenário que será feita a perfuração.

Sendo assim, em FOSSEN, H. (2010), fraturas são descontinuidades formadas em resposta a esforços internos ou externos atuantes na rocha, ou seja, é uma descontinuidade ao longo da qual perdeu-se a coesão, portanto ocorrem quando os esforços aplicados superam a coesão. Ainda assim, existem fraturas de extensão (o deslocamento é perpendicular à fratura, é tensional) e de cisalhamento (o deslocamento é paralelo às fraturas - tipo transcorrente ou do tipo em tesoura). E por fim, as fraturas são subdivididas em juntas, que são aquelas na qual não há movimento perceptível dos blocos paralelamente ao plano de fratura, e em falhas, que são fraturas ao longo das quais há movimento perceptível à olho nu dos blocos paralelamente ao plano de fratura. Dito isso, o entendimento do conceito de rocha e fraturas é importante para o fraturamento hidráulico, pois quando há necessidade de executar esse procedimento é de suma importância que se saiba a composição e tipo de rocha reservatório que está sendo perfurado, de forma que estando ciente dessas informações o processo de fraturamento seja o mais correto possível, no que diz respeito à escolha do ácido escolhido na primeira fase, na definição de volume de água necessário e, principalmente, na escolha do material propante que será utilizado.

2.2 Método de fraturamento hidráulico

O fraturamento hidráulico não é um método de perfuração ou de construção de um poço, mas sim um processo para criar canais interligados numa rocha onde há pouca interligação entre seus poros, ou seja, a permeabilidade do reservatório é baixa. E como criar essas fraturas/canais? Através da injeção de um fluido (normalmente água adicionada de substâncias químicas) por ranhuras ou furos presentes no poço, para que um stress seja criado na rocha e assim uma fratura seja criada em determinados pontos. Normalmente o fraturamento hidráulico é realizado após a completação do poço para facilitar a movimentação dos fluidos de perfuração para a superfície. Esse processo cria canais de comunicação entre as zonas que anteriormente estava isolada umas das outras (YEW, 2008) e, consequentemente, isoladas do ponto que foi perfurado para a extração do petróleo e gás. Porém, esse processo requer altas quantidades de água e pressão. Usualmente o processo de fraturamento consiste em acidificar a matriz (a rocha),

estágio de enchimento, estágio de suporte das fraturas e estágio de lavagem. Como é esclarecido a seguir, segundo Fang, Hua Can; Duan, Menglan, (2014):

- A fase de acidificação (injeção de solução de água com ácido clorídrico ou muriático) é necessária para limpar resíduos de cimento no furo do poço, dissolver minerais de carbonato e abrir fraturas próximas ao poço
- Posteriormente vem o estágio de enchimento, que consiste na injeção de, aproximadamente, cem mil galões de água no poço para que haja de fato o fraturamento da rocha e que o cenário fique preparado para a próxima fase, que é o estágio de suporte.
- O estágio de suporte tem como técnica continuar a injeção de água, assim como na fase anterior, porém com adição de alguns materiais propantes (material granular utilizado em operações de fraturamento hidráulico para sustentar a fratura, de modo a se obter um canal permanente de fluxo) de forma que esse material seja alocado nas fraturas criadas e sustentem essa abertura para que o óleo flua pelas novas conexões criadas.
- E após recuperar todo o óleo possível após o fraturamento, inicia-se o processo de lavagem, onde injeta-se água doce para que os materiais propantes sejam retirados da formação.

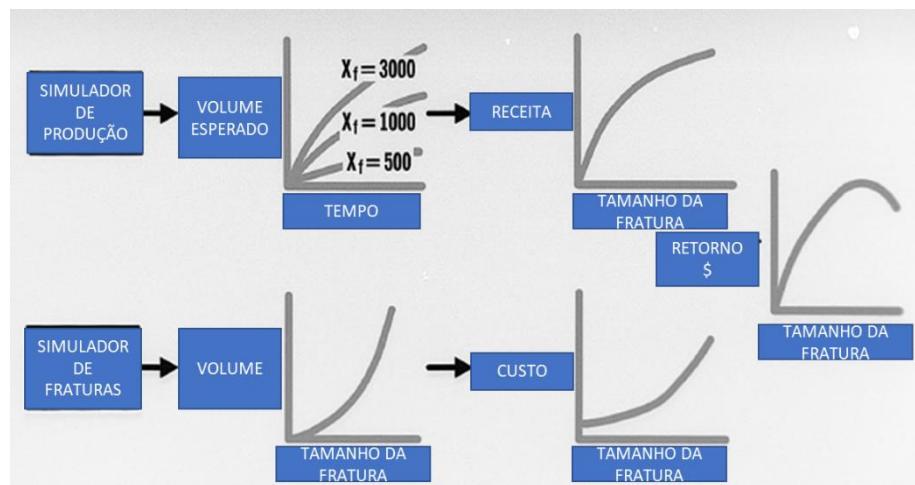
2.3 A importância e impacto econômico do fraturamento hidráulico

Como já citado anteriormente, o método é aplicado em reservatórios não convencionais com o objetivo de aumentar a captação de óleo/gás presentes no reservatório, mas que por conta da baixa permeabilidade, estão confinados e não chegam ao poço perfurado. Porém, esse método requer investimentos que, em média, segue uma linha de custos, como citam Veatch, Ralph W. King, George E. Holditch, Stephen A, onde em reservatórios com uma permeabilidade considerável mas que ainda necessite de estímulo (reservatórios “*tight*” e “*near tight*”, onde sua permeabilidade paira na casa de mili-Darcy) custam de 10% a 20% do custo total do poço perfurado (ou seja, perfuração, perfilagem, revestimento, canhoneio, fraturamento, etc), e para reservatórios com permeabilidade muito baixa (reservatórios “*very tight*” e “*extremely tight*”, com uma permeabilidade na casa de

micro-Darcy e nano-Darcy), estima-se um custo de aproximadamente 40% a 80% do custo total do poço, porém o retorno dessa prática aumenta a recuperação de óleo em 15%, na média dos casos.

Para visualizar o impacto do investimento do fraturamento hidráulico numa prospecção de petróleo, pode-se analisar a relação do custo do investimento versus o comprimento da fratura que, como pode-se observar na figura 2-1, no simulador de produção verifica-se que o volume esperado (produzido/capturado) de óleo aumenta ao longo do tempo à medida em que o comprimento das fraturas é maior (representadas por X_f), portanto, a receita aumenta à medida em que o comprimento da fratura aumenta. E pode-se verificar a relação da receita obtida versus o comprimento da fratura que é vista no simulador de fraturas, onde o volume produzido aumenta à medida em que o comprimento da fratura aumenta. Sendo assim, o custo para criar fraturas mais extensas. Após a relacionar essas variáveis, é possível fazer a relação de receita mais custo de investimento do fraturamento hidráulico versus o comprimento da fratura, onde é possível se determinar um comprimento ótimo da fratura para que o máximo de retorno econômico seja alcançado, como pode ser observado na figura 2.1 a seguir, obtida do livro *Essentials of Hydraulic Fracturing - Vertical and Horizontal Wellbores*.

Figura 2-1: Impacto da otimização do fraturamento hidráulico na receita



Fonte: Adaptado de “Essentials of Hydraulic Fracturing - Vertical and Horizontal Wellbores” (2017)

Pode-se concluir acima, então, que a taxa de receita de valor presente gradualmente diminui e, eventualmente, o aumento da fratura gera uma alteração

muito discreta na receita. Os custos de fraturamento, por outro lado, continuam se acelerando conforme aumenta a penetração. A penetração da fratura correlativa ao VPL máximo (valor presente da receita menos o custo de criação de uma determinada fratura de comprimento) constitui a penetração econômica ideal. Esta O conceito de penetração de fratura ideal se aplica a todas as formações. Portanto, este conceito fornece um alvo para o projeto de tratamento de fratura e desenvolvimento de poço.

3 METODOLOGIA

A metodologia aplicada no projeto consiste em primeiramente realizar revisões bibliográficas, de modo que a base teórica seja consolidada e o leitor possa entender o tema do trabalho e o valor que o mesmo terá para a literatura relacionada à área de acordo com os resultados gerados. Posteriormente, serão realizados experimentos no software ANSYS®, um programa que desenvolve simulações computacionais utilizando o Método dos Elementos Finitos (MEF). Dessa forma, serão realizadas simulações em um caso genérico, primeiramente, para comprovar a convergência dos resultados da literatura e do software, e, posteriormente, simulações em uma rocha reservatório não convencional (nesse caso, o reservatório de calcário) que será submetida à trações causadas pela de pressão aplicada pela água pressurizada, onde gerará resultados que serão analisados e com isso será verificado se as fraturas causadas pela injeção hidráulica obedecem o padrão esperado, como o que a literatura discorre.

Na modelagem realizada para o cenário apresentado acima preferiu-se, primeiramente, estudar a concentração de esforços de um modo geral para mensurar a direção da propagação da fratura na rocha estudada e, posteriormente, realizar o estudo da propagação da fratura de um modo localizado (assumindo uma pré fratura na borda do duto) para que evitasse resultados em que a parede do poço deformasse, o que não traria a realidade para o presente trabalho.

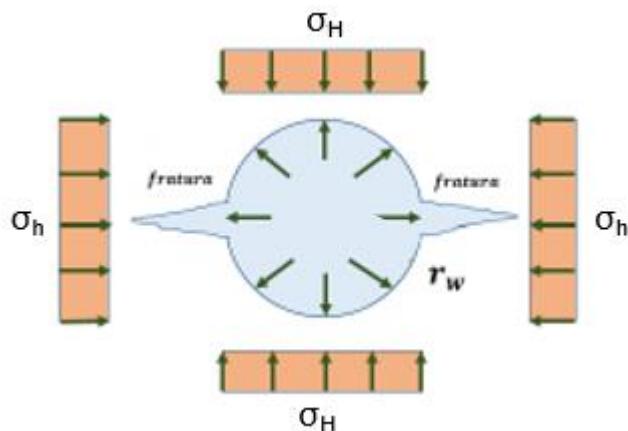
Para aplicar os conceitos ditos anteriormente e demonstrar os resultados realizados pelo presente estudo, têm-se de discorrer sobre mais conceitos mecânicos, para que se tenha fé de que os estudos estão alinhados com a literatura e aproximam-se da realidade esperada.

Sendo assim, traz-se aqui um conceito que Yew (2008) discorre em seu livro sobre a propagação da fratura numa rocha. Ao perfurar um poço, o mesmo sofre por tensões ao seu entorno, essas são chamadas de tensões *in-situ*, que são tensões naturais que o bloco rochoso apresenta e essas tensões variam de acordo com a profundidade que está. A rocha apresenta três principais tensões: tensão vertical (σ_v), tensão horizontal máxima (σ_H) e tensão horizontal mínima (σ_h), para o caso

estudado, o foco estará nas tensões horizontais, pois essas que farão compressão no poço e, consequentemente, no fechamento de fraturas, quando são causadas.

Portanto, a direção da fratura que ocorre pela injeção de fluidos (como água adicionada de propantes químicos) tende a se propagar na direção paralela à tensão horizontal máxima, como pode ser observado na figura 3.1 adaptada abaixo.

Figura 3-1: Propagação da fratura em um fraturamento hidráulico - seção horizontal



Fonte: Adaptado de Yew (2008)

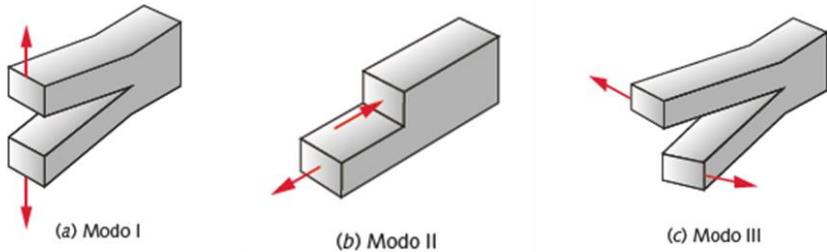
Dessa forma, é necessário causar uma pressão maior do que a tensão *in-situ* que tem caráter compressivo. Após aberta essa fratura as tensões tendem a fechar esse canal que foi criado, então é necessária a injeção de materiais propantes (como citado na referência bibliográfica) para que a mesma se mantenha aberta e permita a passagem do fluido.

3.1 Mecânica da Fratura Linear Elástica (MFLE)

Dito isso, se vê necessário discorrer sobre o conceito de mecânica das fraturas, que é abordado no livro “Projeto de Máquinas” (NORTON, R. L), para que se entenda o método aplicado no presente trabalho e as considerações que foram levadas em conta para o modelo proposto, tendo em vista que o objetivo é investigar a propagação da fratura. Então a mecânica da fratura estuda casos onde, pela presença de imperfeições numa peça (como trincas, por exemplo), há uma concentração de tensão em determinado ponto e essa imperfeição carregada de tensão causa uma ruptura do material.

A teoria da Mecânica da Fratura Linear Elástica (MFLE) é aplicável quando a área em torno da trinca é pequena em relação ao tamanho total da peça, pois assume-se que o restante da peça é regido pela Lei de Hooke. Sendo assim, a trinca pode assumir três tipos de formatos: quando a carga aplica uma tração na trinca e então a mesma abre-se como um leque (modo I), quando a carga aplicada provoca um deslizamento no plano (modo II) e quando a carga gera um deslizamento da trinca para fora do plano como um rasgo (modo III), como é demonstrado na figura 3.2 a seguir.

Figura 3-2: Os três tipos geométricos da trinca.



Fonte: Adaptado do livro "Projeto de Máquinas" - NORTON, R. L.

Outro ponto necessário dessa teoria é o fator de intensidade de tensão K , que é um valor calculado para analisar a tensão na ponta da trinca e é calculado pela seguinte equação 3.1.

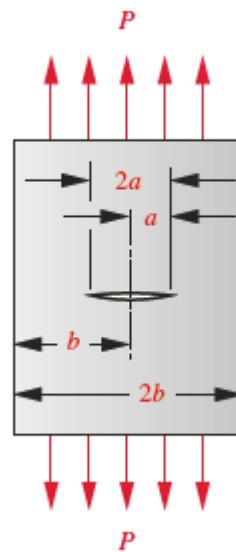
$$K = \beta \sigma \sqrt{\pi a} \quad (\text{Equação 3.1})$$

Onde a é o tamanho da trinca, σ é a tensão nominal do material e β é um fator que depende da geometria da peça estudada, que é dado pela equação 3.2.

$$\beta = \sqrt{\sec\left(\frac{\pi a}{2b}\right)} \quad (\text{Equação 3.2})$$

Para ilustrar a aplicação dessas fórmulas, que é válida quando a razão a/b é menor que 0,13, onde b é o comprimento da peça, vide a figura 3.3 a seguir, extraída do livro de "Projeto de Máquinas".

Figura 3-3: Uma trinca no centro de uma placa sob tensão.



Fonte: Adaptado do livro "Projeto de Máquinas" - NORTON, R. L.

Enquanto o fator de intensidade de tensão K for menor que o valor de tenacidade à fratura (chamado de K_c , que é uma propriedade do material) então a fratura não se propaga e a peça continua estável do modo que se encontrava inicialmente. Porém, quando K se iguala ao K_c então há um crescimento da falha e dependendo da tensão aplicada o valor de K pode ultrapassar K_c de tal forma que haja uma falha súbita, que pode ser ilustrada como se fosse um zíper aberto. E como forma de calcular o coeficiente de segurança para uma peça contendo uma falha, vem que:

$$N = \frac{K_c}{K} \quad (\text{Equação 3.3})$$

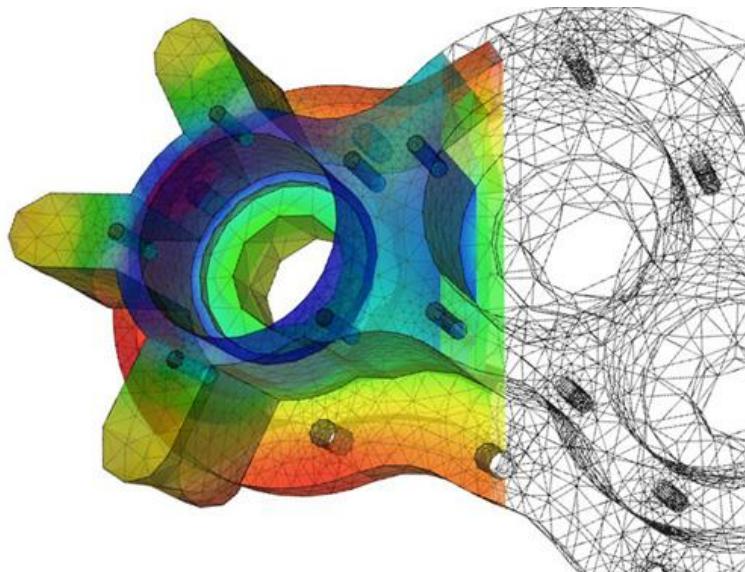
Sendo repassados os conceitos que dão base para o entendimento de uma simulação de uma experiência onde há propagação de fratura do modo I (um), realizar-se-á um experimento exemplo no software ANSYS® para demonstrar a convergência dos cálculos matemáticos, resultado esperado e o resultado obtido no software.

3.2 Método dos Elementos Finitos (MEF)

Como o presente trabalho utiliza este método para desenvolver os resultados, se vê a necessidade de elucidar o conceito do MEF. Portanto, o método dos elementos finitos é um processo em que a estrutura é subdividida em elementos (células) de tamanho finito e que são bases para interpolação das propriedades estudadas e analisadas. Essas células estão interligadas por meio de nós, e cada elemento interage com o seu vizinho, como explica Rahman, B. M. Azizur; Agrawal, Arti. (2013).

A característica principal dos métodos dos elementos finitos é que são feitas aproximações locais ao invés do todo, e dessa forma são obtidas respostas mais apuradas. Consequentemente, quanto menor for a dimensão da sua célula, mais precisa será sua resposta, porém, demandará maior tempo para a simulação, dependendo do tamanho de sua estrutura e o problema analisado. Como exemplo ilustrativo do que se tratam essas aproximações, vale observar a figura 3-4 a seguir.

Figura 3-4: Ilustração da aplicação do MEF.



Fonte: ENSUS – Advanced Engineering

Segundo T. Stolarski, Y. Nakasone, S. Yoshimoto (2018) existem duas formas de formular o MEF; um é baseado no método variacional direto, como o método de Rayleigh-Ritz e o outro no método de resíduos ponderados, como o método de Galerkin. Na formulação baseada no método variacional, as equações fundamentais

são derivadas das condições estacionárias para os problemas de limite. Esta formulação tem uma vantagem de que o processo de derivar não é necessário, por isso é fácil de formular o método dos elementos finitos com base no método dos resíduos ponderados. Já na formulação baseada no método variacional, no entanto, geralmente é difícil derivar, exceto para o caso em que os princípios variacionais já são estabelecidos, como no caso do princípio da energia potencial mínima no domínio da mecânica dos sólidos.

4 RESULTADOS

4.1 Validação do software se fazendo o uso de um exemplo da literatura

Tendo elucidado a metodologia anteriormente, tomou-se o exemplo 5-3 presente no livro de “Projeto de Máquinas” (NORTON, R. L.) que se encontra na página 272 da 4^a edição publicada, que é replicado e seu enunciado pode ser visto na figura 4-1 abaixo.

Figura 4-1: Exemplo de problema de mecânica de fratura.

EXEMPLO 5-3	
Falha de materiais trincados sob carregamento estático	
Problema	Uma tira de aço projetada para suportar 60000 N de tração axial foi acidentalmente talhada durante sua produção e agora tem uma trinca em sua borda. Determine o coeficiente de segurança da tira original, sem trinca, baseado no escoamento, e seu novo coeficiente de segurança “trincado” baseado na mecânica da fratura. Quão grande a trinca poderia ficar antes da falha? Um tratamento térmico da peça compensaria a perda de resistência devido à trinca?
Dados	O material é aço com $S_y = 540 \text{ MPa}$ e $K_c = 66 \text{ MPa-m}^{0.5}$. O comprimento $l = 6 \text{ m}$, a largura $b = 80 \text{ mm}$ e a espessura $t = 3 \text{ mm}$. O comprimento da trinca $a = 10 \text{ mm}$. A trinca está completamente paralela à espessura, em uma borda de 80 mm de largura, similar à Figura 5-19c.
Hipóteses	O carregamento é estático e o conjunto está a temperatura ambiente. A fração a / b é $< 0,13$, o que permite usar a Equação 5.14d.

Fonte: Livro "Projeto de Máquinas" - NORTON, R. L.

Na solução desse problema, inicia-se calculando a tensão nominal da peça, considerando-a em perfeito estado (sem qualquer detalhe):

$$\sigma = \frac{P}{A} = \frac{60000}{3*80} = 250 \text{ MPa} \quad (\text{Equação 4.4})$$

Em seguida é necessário calcular o coeficiente de segurança, que se dá pela equação a seguir:

$$N = \frac{S_y}{\sigma} = \frac{540}{250} = 2,16 \quad (\text{Equação 4.5})$$

O próximo passo é comprovar se a equação 4.1 pode ser utilizada e, se sim, dimensionar o fator de intensidade de tensão (K) na borda da trinca que foi citada.

$$\frac{a}{b} = \frac{10}{80} = 0,125 \quad (\text{Equação 4.6})$$

$$K = 1,12\sigma\sqrt{\pi a} = 1,12 * 250 * \sqrt{10\pi} = 49,63 \text{ MPa}\sqrt{m} \quad (\text{Equação 4.7})$$

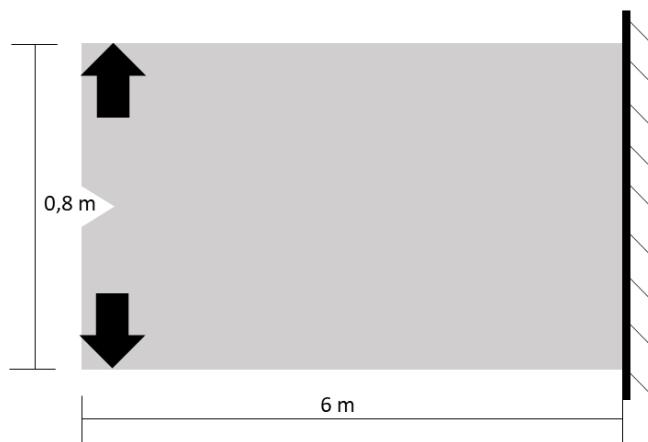
E por fim, calcula-se o fator de segurança contra a súbita propagação da fratura para essa peça.

$$N = \frac{K_c}{K} = \frac{66}{49,63} = 1,33 \quad (\text{Equação 4.8})$$

O cálculo do fator de segurança nos deixa concluir que a falha nessa peça pode ser súbita com um carregamento 33% maior em sobrecarga no ponto onde a tensão nominal da peça está abaixo da resistência ao escoamento, que antes era de 2,16 (equação 4.5).

Nesse momento, tendo todos os valores necessários para comparação, a situação problema foi modelada no software ANSYS® para ilustrar e comprovar os cálculos realizados anteriormente, de modo que serão apresentados a seguir.

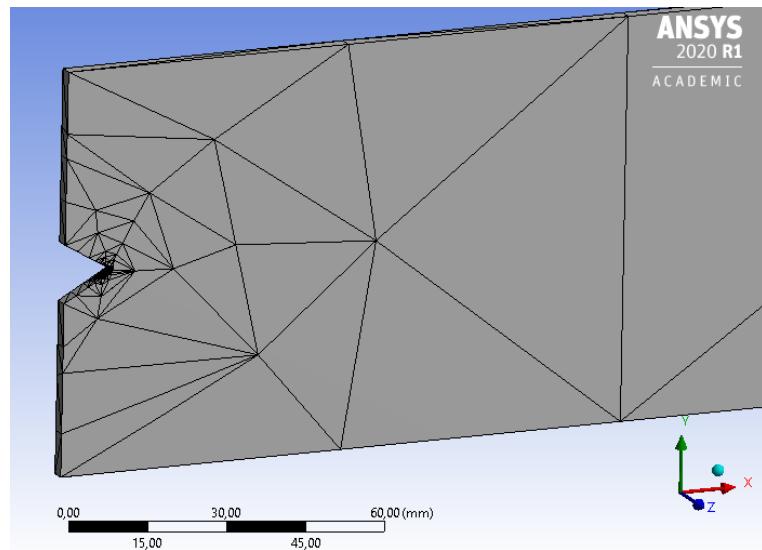
Figura 4-2: Modelo de esforços e condições de contorno do exemplo 5-3 (Figura fora de escala).



Fonte: Esquematizado de forma autoral.

Como podemos ver na figura 4.5 acima, um engaste foi aplicado na extremidade oposta à face da trinca e tensões foram aplicadas (representadas pelas setas pretas).

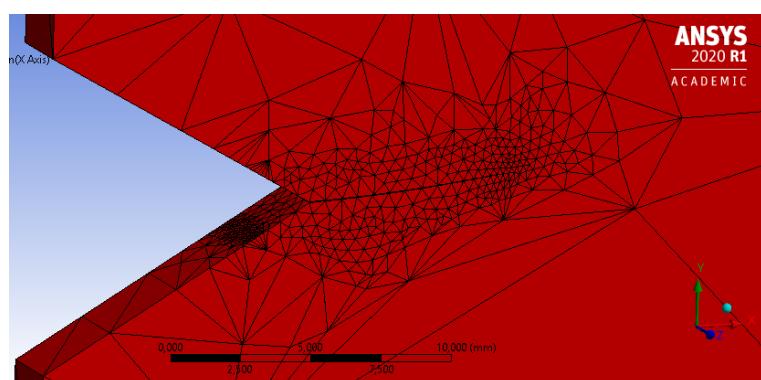
Figura 4-3: Seção da peça modelada no software com a malha aplicada.



Fonte: Relatório do software ANSYS

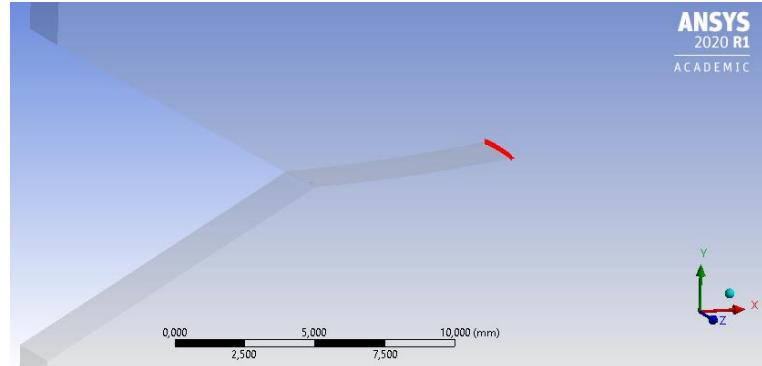
Ao aplicar um valor de tensão acima de 49,63 Mpa na peça, orientada de forma apresentada na Figura 4.5, espera-se que haja uma propagação da trinca presente numa das extremidades da peça, pois o fator de intensidade de tensão (K) calculado apresentou tal valor. Na simulação aplicou-se um valor superior para verificar se o esperado iria ocorrer de fato ou não, como veremos nas figuras a seguir.

Figura 4-4: Análise de deformação direcional e propagação de fratura.



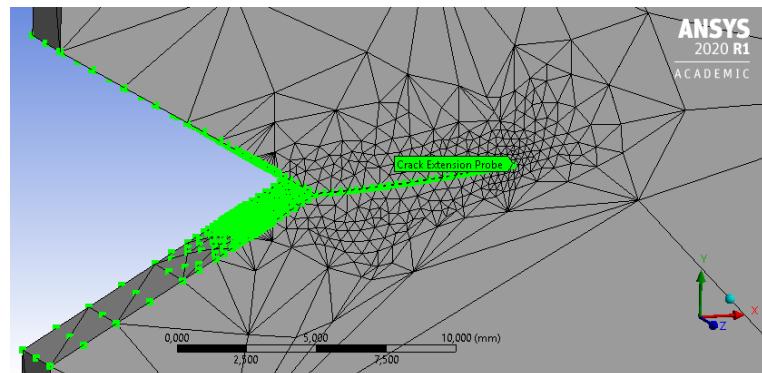
Fonte: Relatório do software ANSYS

Figura 4-5: Propagação da fratura numa visão interna da peça



Fonte: Relatório do software ANSYS

Figura 4-6: Linha de probabilidade de propagação de fratura na peça



Fonte: Relatório do software ANSYS

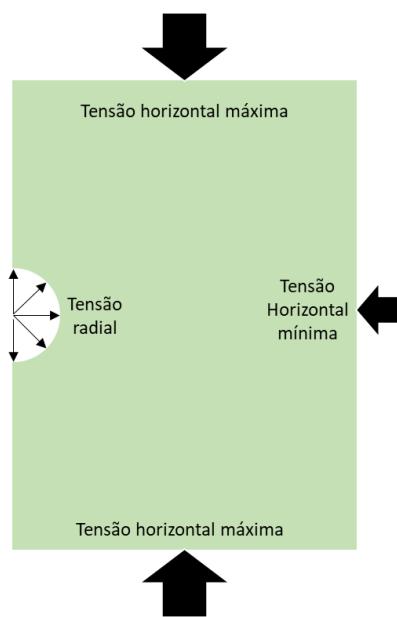
Como pode-se observar nas figuras, a propagação da fratura inicial ocorreu de fato e então o modelo está comprovado, bem como a convergência com os cálculos do exemplo 5-3 apresentado anteriormente. A fratura propagou-se por 7 milímetros e, dessa forma, presume-se que se uma sobrecarga fosse continuamente aplicada, essa fratura poderia ficar ainda maior, o que impossibilitaria o uso desta peça para construções que exigissem resistência à fratura num certo grau, por exemplo.

4.2 Aplicação do método em rocha de reservatório não convencional

Utilizando-se do mesmo método aplicado acima, um teste foi realizado mudando o material da geometria para calcário (*limestone*, em inglês) para simular um reservatório de petróleo não convencional, de forma que se investigou a

propagação de fraturas pela geometria utilizada no teste. Inicialmente foi estudado quais esforços a peça estaria submetida após simular um “furo” na placa, representando o duto de petróleo numa vista superior, para que, por esforços, tenha-se ideia de qual seria a propagação da fratura devido a concentração de esforços em determinada direção, como pode ser visualizada na forma simétrica, dada pela Figura 4.7 a seguir.

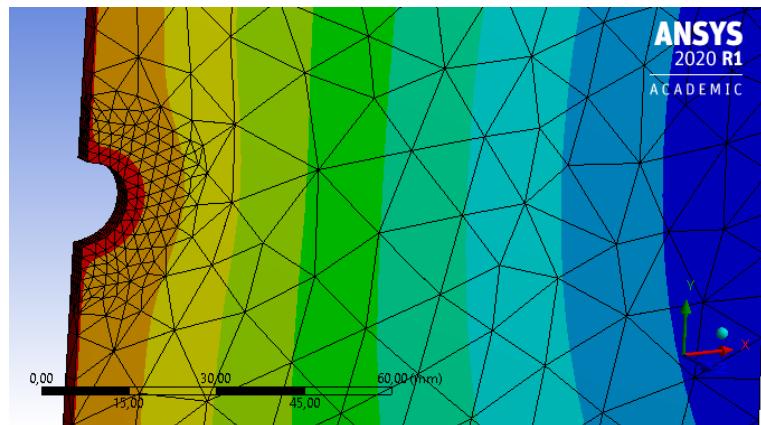
Figura 4-7: Representação dos esforços na rocha.



Fonte: Esquematizado de forma autoral.

Após considerar que o processo de fraturamento está acontecendo a 3000 metros de profundidade, tensões *in situ* horizontal máxima de 23 MPa, mínima de 18 MPa e tensão radial, causada pela pressão da água, de 40 MPa obteve-se a seguinte distribuição de esforços, salientando que é possível verificar a propagação de esforços maiores na direção perpendicular à tensão horizontal máxima, o que demonstra que naquela região é mais provável a propagação da fratura na rocha, como podemos ver abaixo.

Figura 4-8: Concentração de esforços na rocha.



Fonte: Relatório do software ANSYS

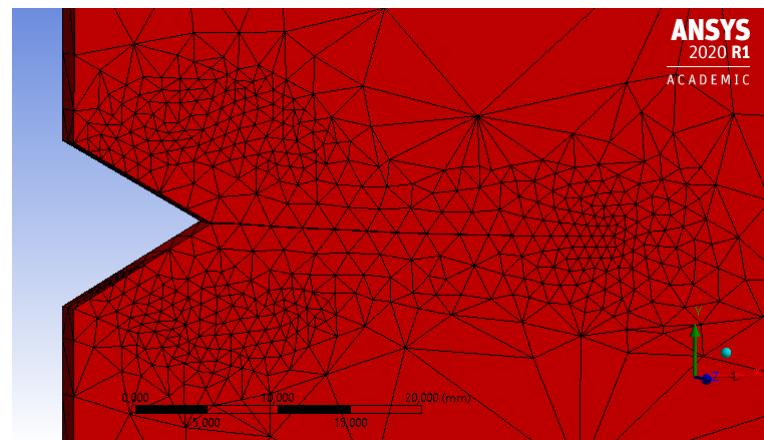
Devido resultado demonstrado acima demonstrar o que era “premeditado” pela literatura, ou seja, que a trinca se propagaria na direção de menor tensão horizontal, o próximo teste partiu do princípio que uma pequena fratura estivesse presente na borda do poço em direção à tensão de menor intensidade. Após modelar esse cenário, realizaram-se cálculos para que fosse investigado se os resultados obtidos no software convergem com os cálculos feitos anteriormente.

Assim, como demonstrado no caso inicial com o aço estrutural (no exemplo 5-3 do livro “Projeto de Máquinas”), aplicou-se, na mesma geometria, um material referente ao presente num reservatório de petróleo não convencional, dessa forma escolheu-se o reservatório de calcário.

Então para solucionar o problema proposto aqui, buscou-se na literatura o valor da tensão nominal do calcário que é de 89,63 MPa e o fator de intensidade de tensão (K) calculado na ponta da fratura pré definida de 10mm de comprimento, será de, aproximadamente, 17,7 MPa. Posteriormente, deve-se assumir que o valor que a água deve aplicar nessa pequena fratura deve ser superior ao valor de K e maior do que os valores das tensões *in situ* para que haja, de fato, propagação da fratura na rocha. Levando essas premissas em conta e que a abertura da pré fratura é de 120°, é possível determinar a pressão mínima necessária para que a fratura se propague, decompondo a pressão aplicada na fratura nas direções horizontal (direção da mínima tensão natural) e vertical (direção da máxima tensão natural), sendo assim, chegou-se à um valor de 40 MPa de pressão na abertura da pré fratura.

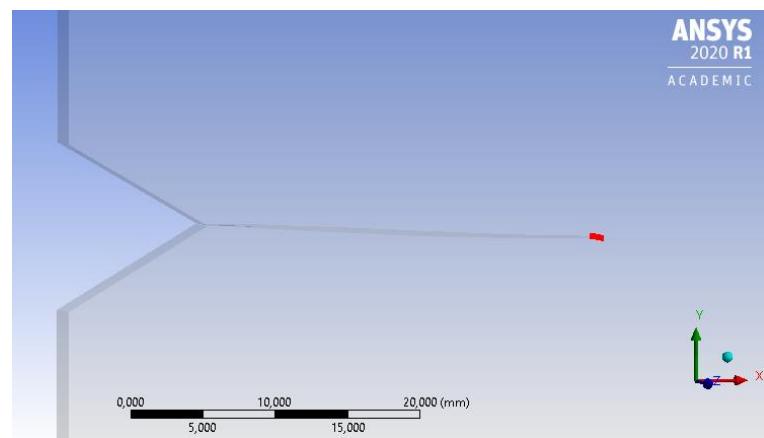
Tomando como modelo ilustrativo a figura 4.9 e replicando o cenário no software tem-se os seguintes resultados:

Figura 4-9: Deformação da rocha e direção da fratura no caso favorável



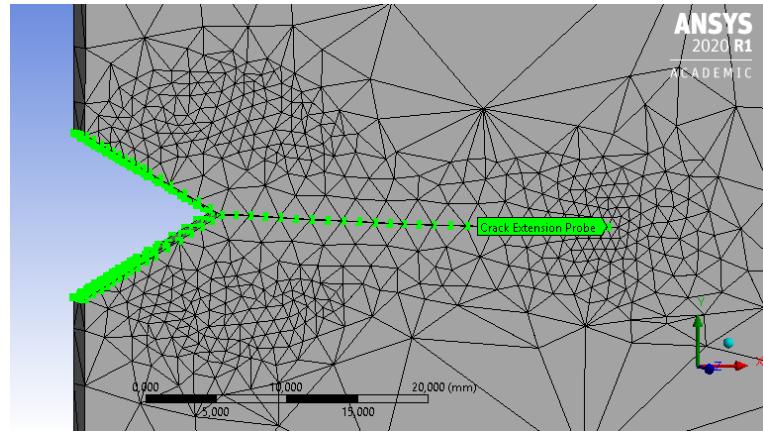
Fonte: Relatório do software ANSYS

Figura 4-10: Propagação da fratura numa visão interna da rocha na condição favorável.



Fonte: Relatório do software ANSYS

Figura 4-11: Probabilidade de direção de propagação da fratura na condição favorável.

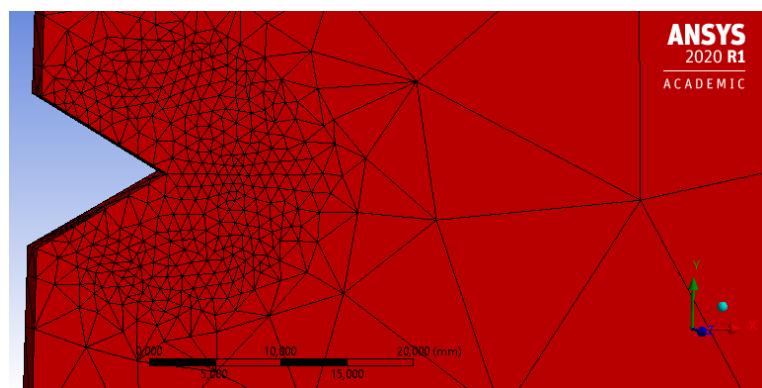


Fonte: Relatório do software ANSYS

Como era esperado, a fratura se encaminhou para a direção de menor tensão horizontal quando foi aplicado uma pressão na pré fratura. Além disso, com esse valor de pressão causado pela água, a fratura estendeu-se por 3 centímetros e, provavelmente, quanto maior for a pressão aplicada, maior será a fratura e sua abertura. E posteriormente injeta-se um fluido contendo o material propante, que é dimensionado para adentrar o vão que há na fratura e sustentá-la para que a mesma não feche, por conta das tensões naturais da rocha.

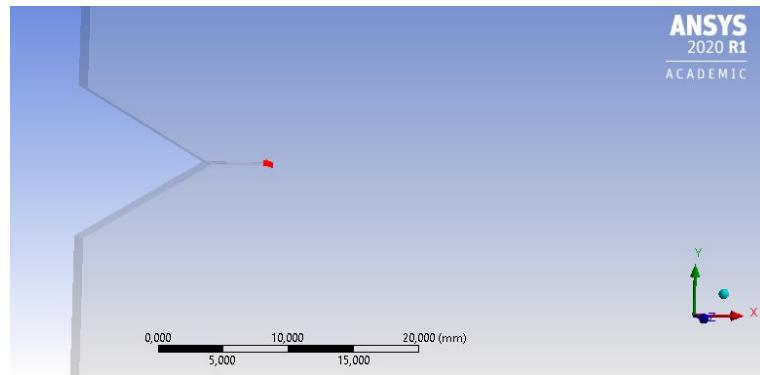
Apresentado o caso anterior, que é o mais favorável para a propagação da fratura, porque o ponto de injeção de água está orientado para a menor tensão horizontal, vê-se a necessidade de apresentar o cenário em que a pressão é aplicada no ponto orientado para a maior tensão horizontal, ou seja, o pior caso porque a propagação esperada é menor do que a anterior devido à maior resistência nessa direção, como podemos ver a seguir.

Figura 4-12: Deformação da rocha e direção da fratura no caso desfavorável.



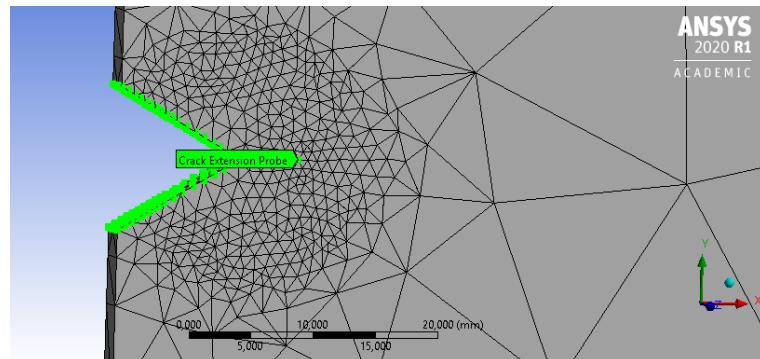
Fonte: Relatório do software ANSYS

Figura 4-13: Propagação da fratura numa visão interna da rocha na condição desfavorável.



Fonte: Relatório do software ANSYS

Figura 4-14: Probabilidade de direção de propagação da fratura na condição desfavorável.



Fonte: Relatório do software ANSYS

Como introduzido antes das figuras que demonstram o resultado do fraturamento na direção de maior tensão horizontal, observa-se que houve uma redução significativa no tamanho da propagação da fratura, que nesse caso foi de apenas 6 milímetros.

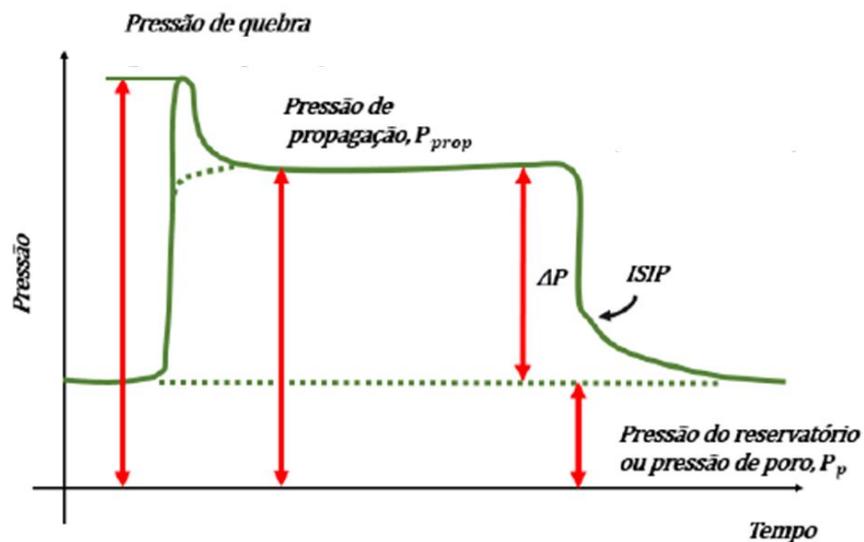
5 DISCUSSÃO

Tendo toda a estrutura da base do projeto elucidada anteriormente de forma teórica e visualizando os resultados obtidos pode-se discutir a realidade do presente trabalho de forma concisa e objetiva.

Como a literatura havia previamente demonstrado, o que se esperava nos resultados obtidos com as simulações de fraturamento hidráulico era que quando a pressão causada pela água fosse aplicada na zona de contato com a rocha, a fratura teria sua propagação maior na direção da menor tensão horizontal e tal resultado foi obtido de forma que se comprova pelo tamanho da fratura, que foi de, aproximadamente, 3 centímetros porque a simulação posicionou o ponto de pressão na rocha na direção de menor tensão horizontal, de forma a demonstrar o melhor cenário possível. Porém, como numa perfuração não há a liberdade de posicionar o duto de forma que o ponto de contato em que a rocha sofrerá pressão, também foi simulado o pior cenário, que é aquele onde a pressão é aplicada na direção da maior tensão horizontal natural. Dessa forma, pelos resultados obtidos, observou-se que no pior cenário houve propagação da fratura sim, mas de forma muito mais reduzida quando comparada ao cenário anterior, que foi cerca de 83% menor do que no cenário favorável.

Devido à metodologia aplicada nesse trabalho, a pressão inicial para causar a primeira fratura na rocha (como pode ser observado na figura 5.1, chamada de “Pressão de quebra”) não foi modelada porque o objetivo era verificar o direcionamento da propagação da fratura, a convergência com a literatura levando em conta a mecânica da fratura e modo triplo de tensões da mecânica dos solos. Sendo assim, a pressão aplicada na pré fratura pode ser considerada dentro da linha da pressão de propagação, como pode ser visto a seguir, onde a pressão aplicada é maior que a tensão na ponta da fratura e maior que as tensões *in situ*, garantido que a propagação da fratura ocorresse de fato.

Figura 5-1: Pressões para que haja fraturamento da rocha.



Fonte: Adaptado de “Mecânica do fraturamento hidráulico” - Yew (2008)

Vale ressaltar que o uso do software foi imprescindível para que os resultados numéricos obtidos convergissem para o que a literatura demonstrava, bem como gerar resultados ilustrativos, de forma que o entendimento do problema ficasse mais claro e elucidando visualmente que o objetivo fosse alcançado de forma construtiva e satisfatória.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho tratou-se da modelagem da propagação de fraturas, a partir de um poço vertical à 3000 metros de profundidade, em rocha (calcário, neste caso) que constitui um reservatório não convencional (aquele que possui baixa permeabilidade e/ou porosidade) utilizando um simulador comercial chamado ANSYS®. Dessa forma, levando em conta todo o trabalho que fora apresentado, pode concluir-se que:

- Considerando apenas a fase em que uma pré fratura era presente, antes mensurada pelo estudo da concentração de esforços, foi aplicada uma pressão causada por água nesse ponto onde propagou-se a fratura na direção de menor tensão, como demonstrado na literatura. Assim, comprova-se a convergência dos resultados do software com os cálculos baseados na literatura da mecânica da fratura e mecânica dos solos.
- Como ponto importante, vale ressaltar que mesmo na direção de maior tensão natural horizontal, vê-se uma propagação de fratura, porém muito menor do que quando aplicada uma pressão na direção da menor pressão.
- A modelagem de um poço vertical facilita o entendimento e aplicação do método de fraturamento hidráulico, porque as tensões horizontais já estão no plano de injeção de água.
- A convergência dos resultados do software com a literatura demonstra boa manipulação e utilização do ANSYS®, demonstrando que para casos de engenharia a solução é válida e recomendada. Além do software comercial proporcionar a função de fratura em determinada zona, na qual permite-se refinar a malha dos elementos finitos para alcançar o resultado mais próximo da realidade possível.
- Durante o desenvolvimento do presente trabalho, desenvolveu-se a familiarização do manuseio do software pelo graduando, levando à uma modelagem satisfatória, onde os resultados convergiram para o esperado.
- Como recomendação, é interessante aplicar tais estudos e modelagens em bacias de reservatórios não convencionais no Brasil. Tendo em vista seu potencial energético e a presença de empresas, universidades e centro

tecnológicos que são capazes de caracterizar melhor tais rochas, tendo em vista a dificuldade de se encontrar propriedades mecânicas de tais rochas na literatura sobre o território brasileiro.

REFERÊNCIAS

- N. H. Kim, B. V. Sankar, 2009, **Introdução à Análise e ao Projeto em Elementos Finitos**, LTC Editora.
- Ching H. Yew, **Mecânica do fraturamento hidráulico**, Editora E-papers, 2008. ISBN 9788576501534
- FOSSEN, HAAKON, **Geologia Estrutural**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- Hexion. 2020. Disponível em <<https://www.hexion.com/en-us/industry/oil-and-gas/resin-coated-proppants##4>> Acessado em 17 de outubro de 2020.
- FOSSEN, H. 2010. **Structural Geology**. Cambridge University Press. 463P.
- LOUZY, L. & LADEIRA, E. A. 1976. **Geologia Estrutural e Introdução a Geotectônica**. Editora Edgard Blucher Ltda.
- WYLLIE, P.J. 1971. **The dynamic Earth**. John Wiley.
- Fang, Huacan Duan, Menglan. (2014). **Offshore Operation Facilities - Equipment and Procedures** - 3.22.6 Setting Down the Through-Tubing Bridge Plug and the Packer. Elsevier.
- Rahman, B. M. Azizur Agrawal, Arti. (2013). **Finite Element Modeling Methods for Photonics - 2.1 Basic Concept of FEM: Essence of FEM-Based Formulations**. Artech House.
- STOLARSKI, T.; NAKASONE, Y.; YOSHIMOTO, S. **Engineering Analysis with ANSYS Software**. Elsevier, 2018.
- Speight, James G.. (2016). **Handbook of Hydraulic Fracturing**. John Wiley & Sons.
- Nauroy, Jean-François. (2011). **Geomechanics Applied to the Petroleum Industry**. Editions Technip
- Rao, Singiresu S.. (2018). **Finite Element Method in Engineering (6th Edition)**. Elsevier
- Hallett, Don Clark-Lowes, Daniel. (2016). **Petroleum Geology of Libya (2nd Edition)**. Elsevier.
- Satter, Abdus Iqbal, Ghulam M. Buchwalter, James L.. (2008). **Practical Enhanced Reservoir Engineering - Assisted with Simulation Software**. PennWell.

Zou et al., Caineng. (2017). **Unconventional Petroleum Geology (2nd Edition)**. Elsevier.

Tiab, Djebbar Donaldson, Erle C.. (2004). **Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties (2nd Edition)**. Elsevier.

Mavko, Gary Mukerji, Tapan Dvorkin, Jack. (2003). **Rock Physics Handbook - Tools for Seismic Analysis in Porous Media**. Cambridge University Press.



Fraturas em rochas causadas por injeção de água

Fauze Ahmad Hammoud

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Carrion

Artigo Sumário referente à disciplina PMI1096 – Trabalho de Formatura para Engenharia de Petróleo II
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Template versão 2018v11.

Resumo

Tendo em vista que dois terços de todos os reservatórios de petróleo existentes no mundo são de reservas não convencionais, ou seja, reservatórios que contém altos volumes de óleo/gás, porém têm baixíssima permeabilidade e por conta disso possuem baixo fator de recuperação, vê-se a necessidade de estudar métodos de estimular esse tipo de reservatório de modo que o maior volume de óleo e gás seja extraído no momento de sua exploração. Um desses métodos é o do fraturamento hidráulico, no qual consiste em criar canais de interligação na rocha reservatório, de modo que as zonas não interconectadas, entrem em comunicação e o petróleo/gás seja levado até o duto de produção. Sendo assim, o objetivo do trabalho é investigar as condições para a propagação dessas fraturas causadas e quais cenários são favoráveis e desfavoráveis para a utilização do método. O estudo se dá pela revisão bibliográfica sobre o assunto para fundamentar e esclarecer o leitor sobre o conceito do trabalho e, posteriormente, simular o método de fraturamento num software comercial (ANSYS®) de modo que seja investigada a propagação de fraturas numa rocha que constitui um reservatório não convencional. O desenvolvimento do trabalho demonstrou que a melhor situação para a maior propagação de fraturas é aquele em que o ponto de aplicação da água pressurizada é aquele em direção à menor tensão horizontal natural da rocha reservatório, todavia, como não é possível direcionar o ponto de injeção de água pressurizada, fez-se necessário aplicar a pressão na direção de maior tensão horizontal natural da rocha, mostrando que o resultado se deu 83% menor no que se diz respeito ao tamanho da fratura. Sendo assim, vê-se a importância desse tipo de estudo de forma que o aprimoramento e avanço desse tipo de método se faz necessário para que a recuperação de óleo/gás se torne cada vez maior numa exploração de um campo de petróleo, para que o retorno de investimento seja maior, consequentemente..

Abstract

Bearing in mind that two thirds of all existing oil reservoirs in the world are of unconventional reserves, that is, reservoirs that contain high volumes of oil / gas, but have very low permeability and because of that they have a low recovery factor, there is a need to study methods of stimulating this type of reservoir so that the largest volume of oil and gas is extracted at the time of exploration. One of these methods is that of hydraulic fracturing, which consists of creating interconnection channels in the reservoir rock, so that the non-interconnected zones, come into communication and the oil / gas is taken to the production pipeline. Therefore, the objective of the work is to investigate the conditions for the propagation of these caused fractures and which scenarios are favorable and unfavorable for the use of the method. The study takes place through the bibliographic review on the subject to support and clarify the reader about the concept of the work and, later, to simulate the fracture method in a commercial software (ANSYS®) so that the propagation of fractures in a rock that constitutes an unconventional reservoir. The development of the work demonstrated that the best situation for the greatest propagation of fractures is that in which the point of application of pressurized water is that towards the lowest

natural horizontal tension of the reservoir rock, however, as it is not possible to direct the injection point. of pressurized water, it was necessary to apply the pressure in the direction of greater natural horizontal tension of the rock, showing that the result was 83% lower with respect to the fracture size. Therefore, we see the importance of this type of study so that the improvement and advancement of this type of method is necessary for the recovery of oil / gas to become increasingly greater in an exploration of an oil field, so that the return on investment is higher, consequently.

1. Introdução

Tendo em vista que apenas um terço das reservas de petróleo em todo um planeta Terra é composto por reservatórios convencionais (ou seja, reservatórios que contém pequenos volumes de óleo/gás, mas que possuem um alto fator de recuperação - normalmente acima de 50% - e que têm boa permeabilidade) e por outros dois terços que são de reservatórios não convencionais (ou seja, reservatórios que contém altos volumes de óleo/gás, porém têm baixíssima permeabilidade e por conta disso possuem baixo fator de recuperação). Assim, as áreas interligadas ao petróleo, dando ênfase maior para a geomecânica, se separaram com a seguinte questão: "Como podemos estimular reservatórios com pouca permeabilidade e porosidade que contém grande quantidade de óleo e gás?". Então, por meio de estudos do solo e processos de engenharia, desenvolveu-se o fraturamento hidráulico, que foi utilizado pela primeira vez em 1947 (Montgomery e Smith, 2015), no campo de Hugoton, no estado do Kansas, EUA. A formação do alvo era uma pedra calcária de 240 pés de espessura e 2.500 pés de profundidade. O tratamento consistia em 1.000 galões de gasolina espessada com napalm, seguido por 2.000 galões de gasolina com amina e areia de rio como propante, o que não obteve muito sucesso. No entanto, os tratamentos foram estendidos para 23 poços, resultando em aumentos significativos de produção em 11 poços. O esforço demonstrou que a fratura poderia competir com a acidificação como processo de estimulação. Após muitos estudos, Hubbert e Wilis (1957) relatam que em 1955 obteve-se êxito na utilização da técnica e daquele momento em diante a técnica foi sendo aprimorada, até chegar aos tempos atuais.

A largura da fratura será uma função da pressão do fluido aplicado na rocha. Em praticamente todos os casos, a largura da fratura aumenta conforme a injeção continua porque o fluido de fratura cria fricção resistência ao fluxo que faz com que a pressão na fratura, durante a injeção, aumente. Como a pressão é maior perto do furo de poço, a largura da fratura é maior perto do furo de poço e gradualmente diminui em direção às extremidades da fratura para incluir o crescimento da fratura para fora de o poço. Durante a injeção, uma parte do sistema de fluido vaza da fratura e, portanto (por perda de fluido), não está disponível para o processo de cunha. Injeção contínua (em taxas que excedem a taxa de fluido perda) exerce pressão de extensão de fratura em toda a fratura. Assim, conforme a injeção continua, o a fratura cresce onde prevalece a menor resistência, como explica Veatch, Ralph W.; King, George E.; Holditch, Stephen A.

Após a retirada do fluido do poço, ocorre um alívio de tensão dentro fratura, então a mesma tende a se fechar, por conta das tensões naturais externas da própria rocha. Para evitar (ou minimizar) esse fenômeno, é adicionado ao fluido um material granular (agente de sustentação), que mantêm a fratura da rocha aberta, mantendo assim um caminho para que o óleo e gás escoem por ele, como elucida J. M. Terracina et al (2010). Então desde o início do a aplicação do faturamento hidráulico, a base de conhecimento sobre como as propriedades da rocha in situ e as condições do subsolo afetam a fratura comportamento de propagação e desempenho de condutividade de óleo/gás se expandiram amplamente e continuam crescendo. Junto com nosso maior conhecimento da propagação de fraturas, uma infinidade de previsões e algoritmos analíticos surgiram. As aplicações destes progrediram de lápis/papel para a gravação eletrônica e atualmente, existem diferentes tipos básicos de projeto de fratura e modelos de computador de análise. A maioria desses softwares é melhorada com a adição de sistema de fluido e bancos de dados de materiais propantes, junto com análises pertinentes que facilitam o processamento e a exibição do método. Os diagnósticos aplicáveis ao comportamento e extensão da propagação da

fratura estão melhorando continuamente. Mas o que se deseja descobrir? Uma compreensão melhor e mais definitiva de: para onde vão as fraturas, o que eles parecem, por que eles se comportam dessa maneira e como prever e determinar isso.

O trabalho apresentado aqui tem como objetivo geral elucidar o tema do fraturamento hidráulico de forma clara, bem como salientar a importância dessa técnica para a indústria petrolífera, tendo em vista que, como dito anteriormente, dois terços das reservas de petróleo são do tipo não convencionais e isso impacta diretamente as indústrias, o setor energético, a economia e, indiretamente, o desenvolvimento mundial.

E como objetivo técnico e preciso, procura-se simular um fraturamento hidráulico (em um software - ANSYS®) numa rocha, utilizando o MEF (Método dos Elementos Finitos), a fim de verificar se há um padrão na propagação das fraturas causadas pela injeção de água, de acordo com os diferentes valores de variação de pressão que será aplicada na modelagem numérica

2. Metodologia

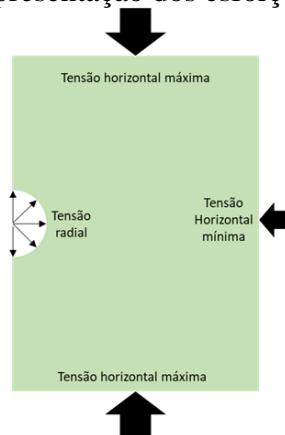
A metodologia aplicada no projeto consiste em primeiramente realizar revisões bibliográficas, de modo que a base teórica seja consolidada e o leitor possa entender o tema do trabalho e o valor que o mesmo terá para a literatura relacionada à área de acordo com os resultados gerados. Posteriormente, serão realizados experimentos no software ANSYS®, um programa que desenvolve simulações computacionais utilizando o Método dos Elementos Finitos (MEF). Dessa forma, serão realizadas simulações em um caso genérico, primeiramente, para comprovar a convergência dos resultados da literatura e do software, e, posteriormente, simulações em uma rocha reservatório não convencional (nesse caso, o reservatório de calcário) que será submetida à trações causadas pela de pressão aplicada pela água pressurizada, onde gerará resultados que serão analisados e com isso será verificado se as fraturas causadas pela injeção hidráulica obedecem o padrão esperado, como o que a literatura discorre.

Na modelagem realizada para o cenário apresentado acima preferiu-se, primeiramente, estudar a concentração de esforços de um modo geral para mensurar a direção da propagação da fratura na rocha estudada e, posteriormente, realizar o estudo da propagação da fratura de um modo localizado (assumindo uma pré fratura na bora do duto) para que evitasse resultados em que a parede do poço deformasse, o que não traria a realidade para o presente trabalho.

3. Resultados

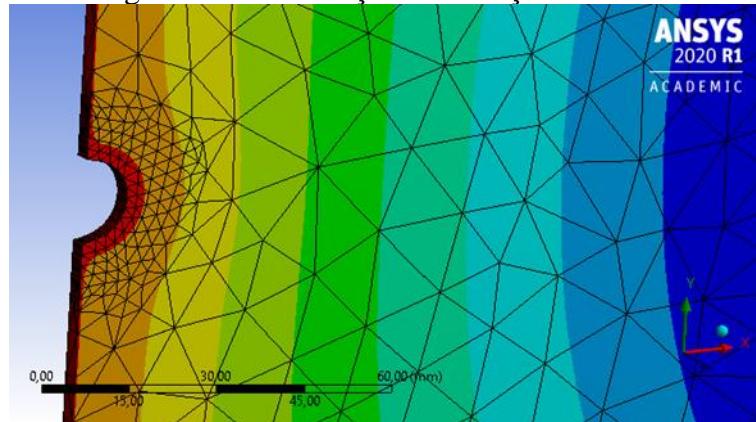
Inicialmente foi estudado quais esforços a peça estaria submetida após simular um “furo” na placa, representando o duto de petróleo numa vista superior, para que, por esforços, tenha-se ideia de qual seria a propagação da fratura devido a concentração de esforços em determinada direção, como pode ser visualizada na forma simétrica, dada pela Figura 1 a seguir.

Figura 1: Representação dos esforços na rocha.



Após considerar que o processo de fraturamento está acontecendo a 3000 metros de profundidade, tensões in situ horizontal máxima de 23 MPa, mínima de 18 MPa e tensão radial, causada pela pressão da água, de 40 MPa obteve-se a seguinte distribuição de esforços, salientando que é possível verificar a propagação de esforços maiores na direção perpendicular à tensão horizontal máxima, o que nos demonstra que naquela região é mais provável a propagação da fratura na rocha, como podemos ver abaixo.

Figura 2: Concentração de esforços na rocha.



Devido resultado demonstrado acima demonstrar o que era “premeditado” pela literatura, ou seja, que a trinca se propagaria na direção de menor tensão horizontal, o próximo teste partiu do princípio que uma pequena fratura estivesse presente na borda do poço em direção à tensão de menor intensidade. Após modelar esse cenário, realizaram-se cálculos para que fosse investigado se os resultados obtidos no software convergem com os cálculos feitos anteriormente.

Assim, como demonstrado no caso inicial com o aço estrutural (no exemplo 5-3 do livro “Projeto de Máquinas”), aplicou-se, na mesma geometria, um material referente ao presente num reservatório de petróleo não convencional, dessa forma escolheu-se o reservatório de calcário.

Então para solucionar o problema proposto aqui, buscou-se na literatura o valor da tensão nominal do calcário que é de 89,63 MPa e o fator de intensidade de tensão (K) calculado na ponta da fratura pré definida de 10mm de comprimento, será de, aproximadamente, 17,7 MPa. Posteriormente, devemos assumir que o valor que a água deve aplicar nessa pequena fratura deve ser superior ao valor de K e maior do que os valores das tensões in situ para que haja, de fato, propagação da fratura na rocha. Levando essas premissas em conta e que a abertura da pré fratura é de 120°, é possível determinar a pressão mínima necessária para que a fratura se propague, decompondo a pressão aplicada na fratura nas direções horizontal (direção da mínima tensão natural) e vertical (direção da máxima tensão natural), sendo assim, chegou-se à um valor de 40 MPa de pressão na abertura da pré fratura.

Tomando como modelo ilustrativo a figura 4.9 e replicando o cenário no software temos os seguintes resultados:

Figura 3: Deformação da rocha e direção da fratura no caso favorável

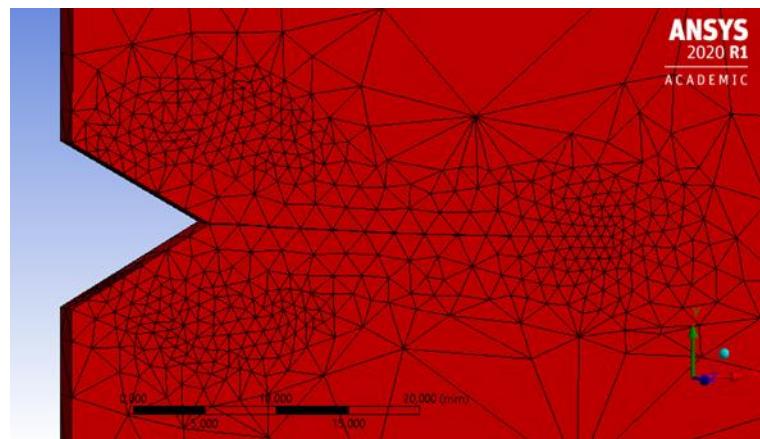


Figura 4: Propagação da fratura numa visão interna da rocha na condição favorável.

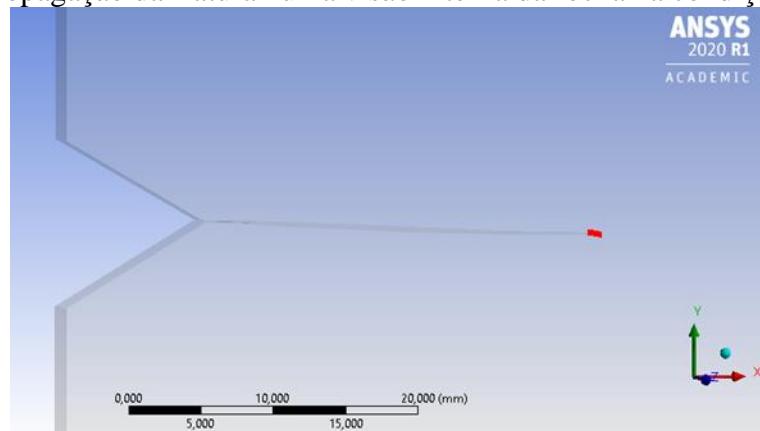
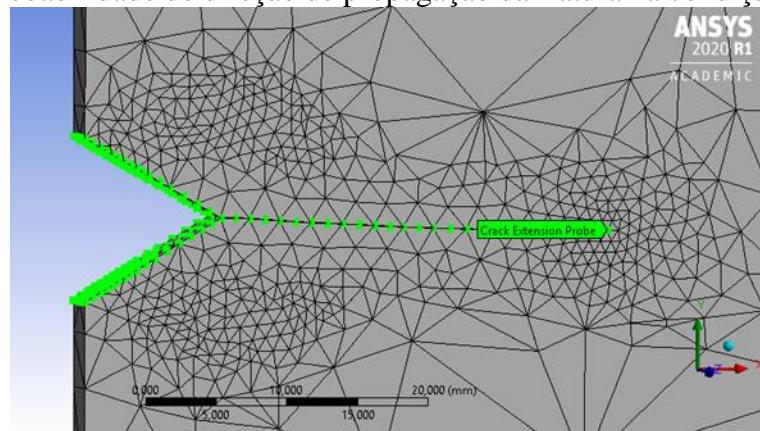


Figura 5: Probabilidade de direção de propagação da fratura na condição favorável.



Como era esperado, a fratura se encaminhou para a direção de menor tensão horizontal quando foi aplicado uma pressão na pré fratura. Além disso, com esse valor de pressão causado pela água, a fratura estendeu-se por 3 centímetros e, provavelmente, quanto maior for a pressão aplicada, maior será a fratura e sua abertura. E posteriormente injeta-se um fluido contendo o material propante, que é dimensionado para adentrar o vão que há na fratura e sustentá-la para que a mesma não feche, por conta das tensões naturais da rocha.

4. Conclusão

Neste trabalho tratou-se da modelagem da propagação de fraturas, a partir de um poço vertical à 3000 metros de profundidade, em rocha (calcário, neste caso) que constitui um reservatório não convencional (aquele que possui baixa permeabilidade e/ou porosidade) num simulador comercial chamado ANSYS®. Dessa forma, levando em conta todo o trabalho que fora apresentado, pode concluir-se que:

- Considerando apenas a fase em que uma pré fratura era presente, antes mensurada pelo estudo da concentração de esforços, foi aplicada uma pressão causada por água nesse ponto onde propagou-se a fratura na direção de menor tensão, como demonstrado na literatura. Assim, comprova-se a convergência dos resultados do software com os cálculos baseados na literatura da mecânica da fratura e mecânica dos solos.
- Como ponto importante, vale ressaltar que mesmo na direção de maior tensão natural horizontal, vê-se uma propagação de fratura, porém muito menor do que quando aplicada uma pressão na direção da menor pressão.
- A modelagem de um poço vertical facilita o entendimento e aplicação do método de fraturamento hidráulico, porque as tensões horizontais já estão no plano de injeção de água.
- A convergência dos resultados do software com a literatura demonstra boa manipulação e utilização do ANSYS®, demonstrando que para casos de engenharia a solução é válida e recomendada. Além do software comercial proporcionar a função de fratura em determinada zona, na qual permite-se refinar a malha dos elementos finitos para alcançar o resultado mais próximo da realidade possível.

5. Referências

- N. H. Kim, B. V. Sankar, 2009, **Introdução à Análise e ao Projeto em Elementos Finitos**, LTC Editora.
- Ching H. Yew, **Mecânica do fraturamento hidráulico**, Editora E-papers, 2008. ISBN 9788576501534
- FOSSEN, HAAKON, **Geologia Estrutural**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- FOSSEN, H. 2010. **Structural Geology**. Cambridge University Press. 463P.
- LOUZY, L. & LADEIRA, E. A. 1976. **Geologia Estrutural e Introdução a Geotectônica**. Editora Edgard Blucher Ltda.
- WYLLIE, P.J. 1971. **The dynamic Earth**. John Wiley.
- Fang, Huacan Duan, Menglan. (2014). **Offshore Operation Facilities - Equipment and Procedures - 3.22.6 Setting Down the Through-Tubing Bridge Plug and the Packer**. Elsevier.
- Rahman, B. M. Azizur Agrawal, Arti. (2013). **Finite Element Modeling Methods for Photonics - 2.1 Basic Concept of FEM: Essence of FEM-Based Formulations**. Artech House.
- STOLARSKI, T.; NAKASONE, Y.; YOSHIMOTO, S. **Engineering Analysis with ANSYS Software**. Elsevier, 2018.
- Speight, James G.. (2016). **Handbook of Hydraulic Fracturing**. John Wiley & Sons.