

# ESTUDO PARAMÉTRICO DAS PROPRIEDADES DE RESISTÊNCIA À FRATURA DA ROCHA NO PROCESSO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO DE POÇOS VERTICAIS VIA MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS

**Aluno: Thiago Carvalho Rodriguez**  
**Orientador: Deane de Mesquita Roehl**

## Introdução

A técnica de fraturamento hidráulico tem sido empregada na estimulação de reservatórios, tanto para maximizar a produção de óleo e/ou gás quanto para estender a vida útil do mesmo [3]. Nesse processo, um fluido de fraturamento é bombeado sob altas pressões a uma determinada profundidade do poço, induzindo à formação de uma fratura no meio rochoso poroso e aumentando a permeabilidade do mesmo.

Num projeto de fraturamento hidráulico, a previsão das dimensões finais da fratura bem como das pressões de quebra, de fundo de poço e de propagação são indispensáveis para a análise da viabilidade do processo. A boa precisão desses resultados depende, além do método escolhido para análise, do conhecimento das tensões in-situ da formação geológica, das propriedades das rochas e do fluido de fraturamento [3].

Com relação à caracterização das rochas, as propriedades de resistência à fratura são particularmente de difícil estimativa, devido à escassez de amostras intactas de camadas geológicas em grandes profundidades e à própria variabilidade do material geológico.

Quanto aos métodos de análises, diversas abordagens empíricas, analíticas e semi-analíticas podem ser empregadas em casos que o problema pode ser simplificado para um número reduzido de camadas sob condições de contorno e carregamento específicos [3]. Para simulações mais complexas são empregados métodos numéricos, como o Método dos Elementos Finitos [2,4].

Esse trabalho investiga a influência dos parâmetros de resistência à fratura do material rochoso na simulação de fraturamento hidráulico em poços verticais. Através de simulações acopladas bidimensionais pelo Método dos Elementos Finitos, foi realizada uma análise paramétrica, variando valores da tensão máxima de tração e da tenacidade da rocha da região de interesse. Para cada simulação, são apresentados resultados de espessura e altura da fratura induzida, pressão de quebra, pressão de fundo de poço e pressão de propagação.

## Objetivos

Estudar a influência das propriedades de resistência à fratura, ou seja, tensão máxima de tração ( $\sigma_{m\acute{a}x}$ ) e tenacidade ( $K_{IC}$ ), no fraturamento hidráulico de poços verticais, utilizando o método dos elementos finitos.

## Metodologia

Para poços verticais, a fratura induzida hidraulicamente é uma fratura no plano vertical, perpendicular à mínima tensão in-situ compressiva. Para um estudo inicial, considerou-se um modelo bidimensional de uma seção vertical passando pelo poço, na direção da tensão horizontal mínima [2].

O modelo é estudado no estado plano de deformações e composto por quatro camadas geológicas, sendo duas camadas capeadoras de siltito e duas camadas de reservatório de

arenito. A simulação reproduz a injeção de água em uma das camadas de reservatório empregando o método dos elementos finitos. O programa Abaqus [1] foi empregado nas análises acopladas em tensões efetivas.

As camadas geológicas foram discretizadas por elementos quadrilaterais lineares, considerando um comportamento elasto-plástico de Mohr-Coulomb. A fratura foi modelada com elementos coesivos lineares, considerando a lei de dano bilinear irreversível, adequado para reproduzir o fenômeno em materiais frágeis na mecânica da fratura linear. O fluxo tangencial na fratura é governado pela equação de Reynolds e o fluxo normal é dado em função do coeficiente de filtração da rocha [1,2].

A tensão in-situ inicial foi aplicada constante nas camadas, estas pressurizadas hidráulicamente. Um comprimento de 0.2 m de altura e 2E-5 m de espessura de elementos coesivos numa das camadas de reservatório foi submetida a um fluxo constante de água. A fratura encontra-se inicialmente selada, sem condução de fluxo tangencial, com exceção do trecho de injeção de fluxo. Quando o elemento coesivo atinge um valor de abertura limite (espessura da fratura), os fluxos tangencial e normal são iniciados, propagando a fratura na direção vertical.

À medida que a tensão normal em cada elemento coesivo atinge a tensão máxima de tração da rocha ( $\sigma_{\text{máx}}$ ), a fratura inicia a perda de resistência à tração até sua totalidade. Ao fim desta etapa, a energia de deformação da fratura se iguala à energia de fraturamento do material, esta calculada em função da tenacidade ( $K_{IC}$ ).

A fim de estudar a influência de  $\sigma_{\text{máx}}$  e  $K_{IC}$  no fraturamento hidráulico do reservatório de interesse, conduziu-se uma análise paramétrica. Os valores de  $\sigma_{\text{máx}}$  foram adotados como porcentagens da coesão do material rochoso, variando de 5% a 20%. Adotou-se para  $K_{IC}$  valores  $0.5 \text{ kPa(m)}^{1/2}$  e  $1.0 \text{ kPa(m)}^{1/2}$ . Para esses casos simulados foram obtidas as curvas de variação de altura e abertura da fratura no tempo, bem como, as curvas de evolução da poropressão.

## Conclusões

O estudo paramétrico permitiu um maior entendimento da influência das propriedades de resistência à fratura ( $\sigma_{\text{máx}}$  e  $K_{IC}$ ) nas características geométricas da fratura e nas pressões de fundo de poço, de quebra e de propagação.

O programa Abaqus mostrou-se uma ferramenta versátil para modelagem de fraturamento hidráulico em poços verticais, fornecendo resultados satisfatórios. O modelo bidimensional compreendeu num passo inicial para uma compreensão da simulação deste tipo de problema, apesar de não considerar adequadamente a propagação da fratura na profundidade.

## Referências

- 1 - ABAQUS Software, version 6.7. [S.I.]: **DS Simulia**, 2007. Programa e documentação.
- 2 - CARVALHO, E. C. et al. Finite Element Modeling of Hydraulic Fracturing in Vertical Wells. **Mecânica Computacional**, v. XXIX, p. 8571-8578, 2010.
- 3 - ECONOMIDES, J. M., NOLTE, G. K., **Reservoir simulation**. 3. ed. England, June 9, 2000. 856p.
- 4 - ZHANG, G. M. et al.. Three dimensional finite element simulation and parametric study for horizontal well hydraulic fracture. **Journal of Petroleum Science and Engineering** v. 72, p. 310-317, 2010.