

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise Tridimensional de Abertura de Fratura via Técnica de Fragmentação de Malha.

AUTORES:

Débora Cristina Almeida de Assis¹, Leila B. de S. Beserra², Leonardo José do Nascimento Guimarães³

INSTITUIÇÃO:

^{1,2,3} Departamento de Engenharia Civil, Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

ANÁLISE TRIDIMENSIONAL DE ABERTURA DE FRATURA VIA TÉCNICA DE FRAGMENTAÇÃO DE MALHA.

Abstract

The decline in conventional resources and the progressive increase in the worldwide demand for oil and its derivatives lead to the exploitation of unconventional reservoirs. Unconventional reservoirs have distinct physical, geological and exploratory characteristics when compared to conventional fields. Among these characteristics we can highlight the low permeability and porosity and the specialized technologies necessary for its exploitation. Through the hydraulic fracturing technique it is possible to ensure the production of hydrocarbons at economically acceptable level. This technique consists of injecting a fracturing fluid in the rock formation, under a high enough pressure to induce the rock failure. Hydraulic fracturing simulation is one of the most challenging problems of reservoir geomechanics and, for this reason, has been the objective of several studies. The present paper presents the hydraulic fracturing simulation using Finite Element Method where the fractures are represented by means of the Mesh Fragmentation Technique (MFT), which inserts, in between the regular elements of the original mesh, solid finite elements with a high aspect ratio, having nonlinear behavior described by a constitutive tension damage model. It is presented the 3D simulation of a reservoir model composed of three fractures with different properties. The results of the hydromechanical problem simulation are described, highlighting the damage that occurred due to fracture opening, the fluid flow through the fractures and the mechanical deformation of the formation.

Keywords: *hydraulic fracturing, 3D simulation, Mesh Fragmentation Technique.*

Introdução

A diminuição das reservas convencionais e o progressivo aumento da demanda de petróleo e seus derivados em todo mundo impulsionam a exploração de reservas não-convencionais. Segundo Zou (2012), os hidrocarbonetos convencionais são responsáveis por 20% dos recursos de combustíveis fósseis no mundo e os hidrocarbonetos não convencionais correspondem a 80%.

Os reservatórios não convencionais apresentam baixa permeabilidade e porosidade e as tecnologias especializadas para sua exploração. Os principais tipos de recursos não convencionais para exploração de gás são: reservatórios de metano em camadas de carvão (*Coalbed Methane* – CBM), os reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade (*Tight Gas*), os hidratos de metano (*Gas Hydrates*) e os reservatórios de gás de folhelhos (*Shale Gas*). Grande parte da produção e produção de gás a partir de reservatórios não convencionais de baixa permeabilidade é possível devido aos avanços das tecnologias de perfuração direcional seguida de fraturamento hidráulico em múltiplos estágios (KUMAR & SHANDILYA, 2013; HOLDITCH, 2013; PERRY & LEE, 2007).

O fraturamento hidráulico consiste em injetar um fluido fraturante (uma mistura de água, areia e produtos químicos) na formação, sob uma pressão suficientemente alta para causar a ruptura da rocha por tração. Ao final do processo de fraturamento da rocha, milhares de fraturas e micro-fraturas produzidas servirão de canal de fluxo para o fluido contido na matriz, aumentando a permeabilidade do meio poroso tornando-se possível garantir a produção de hidrocarbonetos em níveis economicamente aceitáveis.

A técnica de fraturamento hidráulico, mesmo em sua aplicação mais simplificada, envolve o acoplamento dos processos de deformação da mecânica induzida pela pressão do fluido sobre as superfícies de fratura, de escoamento de fluido no interior da fratura, de propagação da fratura, entre

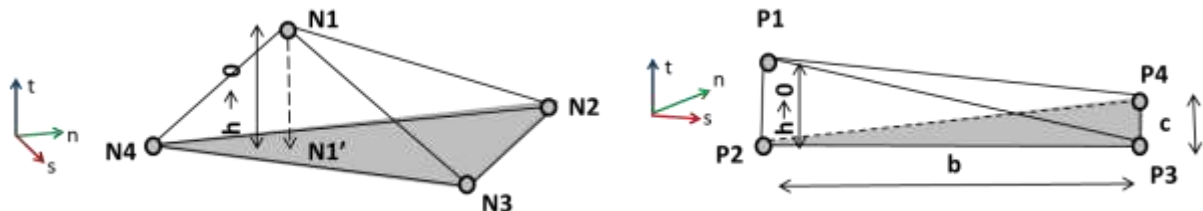
outros (ADACHI et. al, 2007; CHEN et al, 2014). Porém, devido a grande quantidade de processos envolvidos, a heterogeneidade do meio e a magnitude e direção das tensões in situ tornam a modelagem desta técnica muito complexa. Segundo Chen et. al.(2014), a simulação do fraturamento hidráulico é um dos problemas mais desafiadores da geoengenharia e, por este motivo, tem sido objetivo de vários estudos.

Neste trabalho utilizou-se a técnica de Fragmentação de Malha, baseada na teoria de Aproximação de Descontinuidades Fortes (ACDF), que consiste em introduzir na malha elementos finitos sólidos, correspondentes ao material não fraturado, elementos com elevada razão de aspecto munidos de relações constitutivas adequadas para representar o processo de fraturamento hidráulico (SEIXAS, 2015; MANZOLI et. al, 2012; SÁNCHEZ et. al, 2014). Foram realizadas simulações numéricas tridimensional de um meio composto por três fraturas conectadas, afim de demonstrar o desempenho satisfatório da referida técnica.

Metodologia

A técnica utilizada para simular o problema descontinuidade de em meio poroso, neste trabalho, foi a de fragmentação de malha. A técnica faz uma pequena redução no tamanho do elemento regular original da malha, em uma determinada região de interesse, e introduz elementos finitos sólidos com alta razão de espectro nestes espaços (SEIXAS, 2015; MAEDO, 2015, MANZOLI, 2012, CLETO, 2016; MACIEL, 2017). A figura 01 (a) mostra o tetraedro de quatro nós utilizado nos espaços da malha regular de elementos finitos. A altura h é dada pela projeção do nó N1 na base do triângulo formado pelos nós N2, N3 e N4, ponto N1'. A área da base é a região de coloração escura e n é o vetor normal a base no sistema de eixos coordenados (n, s, t) . A figura 01 (b) mostra o detalhamento do elemento tetraedro utilizado na descrição do problema de fluxo.

Figura 01 – (a) Detalhamento do elemento finito de interface, (b) Detalhamento de elemento tetraedro.



Fonte: Autor.

Para o problema mecânico, conforme Seixas (2015) e Maedo (2015), o tensor de deformações em qualquer ponto do elemento pode ser aproximado por:

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \tilde{\boldsymbol{\varepsilon}} + \hat{\boldsymbol{\varepsilon}} \quad (1)$$

Sendo $\hat{\boldsymbol{\varepsilon}}$ a parte do tensor de deslocamentos relativos à h e $\tilde{\boldsymbol{\varepsilon}}$ contem os componentes restantes, onde $(\bullet)^s$ se refere a parte simétrica de $(\bullet)$, $\mathbf{n}$ é o vetor unitário normal à base do elemento, $\otimes$ denota um produto tensorial e $[[\mathbf{u}]]$ é o do deslocamento relativo de N1 e sua projeção na base do elemento, N1'. Logo o tensor total de deslocamento se torna:

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \tilde{\boldsymbol{\varepsilon}} + \frac{1}{h} (\mathbf{n} \otimes [[\mathbf{u}]])^s \quad (2)$$

Quando a altura h tende à zero, o componente $\hat{\epsilon}$ não é mais limitado, pois este depende de h e as deformações do elemento são quase que exclusivamente relacionados ao deslocamento relativo $[[\mathbf{u}]]$ entre o nó N1 e sua projeção na base no elemento. Já o componente $\tilde{\epsilon}$ permanece delimitado. Nota-se que na situação limite o nó 1 e sua projeção 1' convergem ao mesmo ponto material e como consequência disso o deslocamento relativo $[[\mathbf{u}]]$ se torna a medida de uma descontinuidade no campo dos deslocamentos (descontinuidade forte) (SEIXAS, 2015; SÁNCHEZ et. al, 2014).

O modelo de dano à tração utilizado para demonstrar a degradação do material é compatível com a ACDF (SÁNCHEZ et. al, 2014 e o algoritmo de integração implícito-explícito (IMPL-EX) adotado, foi apresentado por Oliver et al (2008).

Para o desenvolvimento da análise do elemento de interface com alta razão de aspecto para o problema hidráulico utiliza-se como referencia a figura 01 (b). O gradiente das funções de forma e o gradiente hidráulico é dado por:

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -1/c & 1/c \\ 0 & -1/b & 1/c & 0 \\ 1/h & -1/h & 0 & 0 \end{bmatrix} \text{ e } \nabla \hat{\mathbf{p}} = \mathbf{B} \cdot [\mathbf{P}_1 \quad \mathbf{P}_2 \quad \mathbf{P}_3 \quad \mathbf{P}_4]^T \quad (3)$$

O fluxo é estimado em função da condutividade hidráulica $\mathbf{K}$:

$$\mathbf{q} = -\mathbf{K} \cdot \nabla \hat{\mathbf{p}} = -\mathbf{K} \cdot \begin{bmatrix} -\frac{P_3}{c} + \frac{P_4}{c} \\ -\frac{P_2}{b} + \frac{P_3}{b} \\ \frac{P_1}{h} - \frac{P_2}{h} \end{bmatrix} \quad (4)$$

De forma semelhante ao demonstrado para o problema mecânico, no problema hidráulico, quando, $h \rightarrow 0$ e se $P_1 \neq P_2$, a parcela de fluxo em z tende a infinito, fisicamente impossível. Logo, para que o fluxo no elemento não assuma valores extremamente elevados e permaneça limitado, quando altura $h \rightarrow 0$ o $P_1 \rightarrow P_2$ e o fluxo na direção z tenderá a zero.

O vetor de carga hidráulica será:

$$\mathbf{p}^e = [P_2 \quad P_2 \quad P_3 \quad P_4]^T \quad (5)$$

A matriz de fluxo no elemento é dada por:

$$\mathbf{K}^e = \mathbf{B} \cdot \mathbf{K} \cdot \mathbf{B}^T \quad (6)$$

O vetor de vazões nodais será:

$$\mathbf{q}^e = k \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{c \cdot P_2}{b} - \frac{c \cdot P_3}{b} \\ \frac{b \cdot P_3}{c} - \frac{c \cdot P_2}{c} + \frac{b \cdot P_4}{c} - \frac{b \cdot P_3}{c} \\ \frac{b \cdot P_4}{c} - \frac{b \cdot P_3}{c} \end{bmatrix} \cdot \frac{h}{6} \quad (7)$$

No acoplamento hidro-mecânico a equação que governa o fenômeno de fluxo considerando a deformação do meio poroso é:

$$\phi \left(D\rho_f / Dt \right) + \rho_f \dot{\varepsilon}_v + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}) = 0 \quad (8)$$

Onde ϕ é a porosidade, ρ_f densidade da fase, $\dot{\varepsilon}_v$ deformação volumétrica total do meio poroso e $\mathbf{q}$ é o vetor de fluxo de Darcy.

Para representação da evolução da lei de permeabilidade foi adotado o conceito de placas paralelas, dada pela equação de Navier-Stokes. Para o problema de fraturamento hidráulico o acoplamento pode ser definido pela evolução de permeabilidade da fratura como função do salto de deslocamentos calculado pelo problema mecânico.

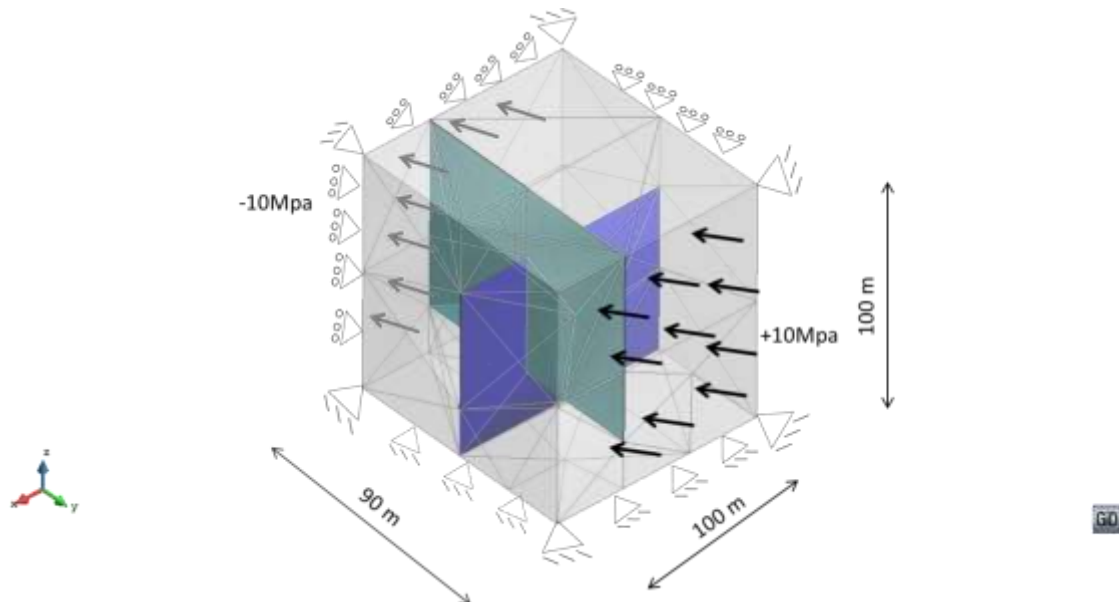
$$K_S = \frac{[[u]]_n^2}{12} \text{ com } [[u]]_n = \varepsilon_v h \quad (9)$$

Onde $[[u]]_n$ é a componente do salto do campo de projetado na direção normal à fratura. A componente do salto é calculada em função da deformação volumétrica do elemento de interface e da espessura h .

Resultados e Discussão

O reservatório possui a condição de injeção de água, no eixo “y”, com um gradiente de 20MPa. As faces laterais estão livres para se movimentar no eixo “z” e os quatros nós estão fixos nas três direções. As condições de contorno do problema estão na figura 02.

Figura 02 – Condições de contorno.



As propriedades dos materiais que compõem o meio poroso estão descritas na tabela 02.

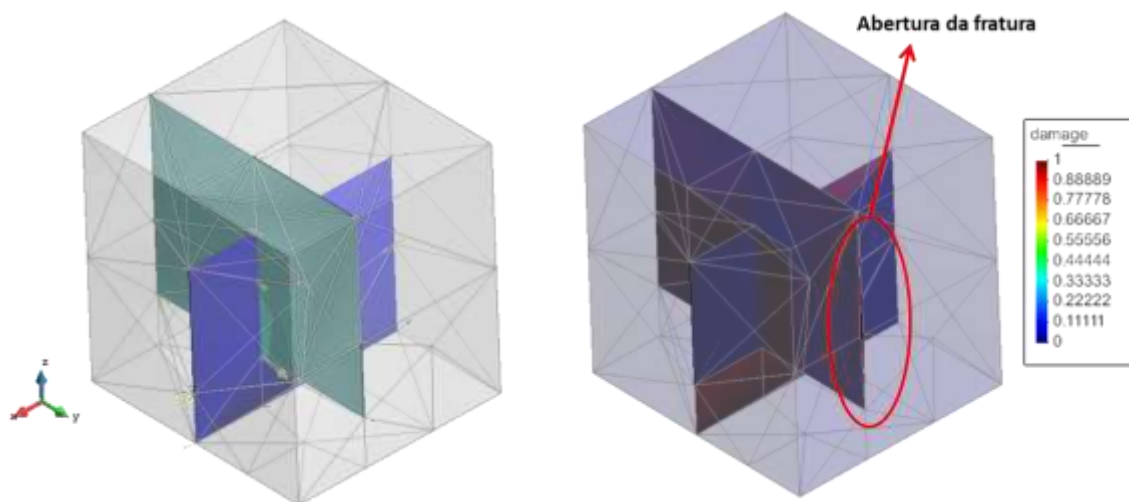
Tabela 02– Propriedades dos materiais.

Material	Propriedade	Valores
Fratura 01	Permeabilidade intrínseca ($k_x=k_y$)	2.5660e-7 m ²
	Permeabilidade intrínseca (k_z)	2.5660e-10 m ²
	Porosidade (ϕ)	22%
Fratura 02	Permeabilidade intrínseca ($k_x=k_y$)	2.5660E-09 m ²
	Permeabilidade intrínseca (k_z)	2.5660E-10 m ²
	Porosidade (ϕ)	25%
Fratura 03	Permeabilidade intrínseca ($k_x=k_y$)	2.5660E-08 m ²
	Permeabilidade intrínseca (k_z)	2.5660E-10 m ²
	Porosidade (ϕ)	25%
Elinear	Permeabilidade intrínseca ($k_x=k_y$)	2.5660E-06 m ²
	Permeabilidade intrínseca (k_z)	2.5660E-10 m ²
	Porosidade (ϕ)	25%
Fratura 01 / Fratura 02/ Fratura 03/ Elinear	Módulo de elasticidade (E)	16.9.103 MPa
	Coeficiente de Poisson (ν)	0.3
	Resistencia a tração (ft)	0.1Mpa
	Energia de fratura (Gf)	100 N/m
Reservatório	Permeabilidade intrínseca ($k_x=k_y$)	2.5660E-22 m ²
	Permeabilidade intrínseca (k_z)	2.5660E-27 m ²
	Módulo de elasticidade (E)	20.9.103 MPa
	Coeficiente de Poisson (ν)	0.3
	Resistencia a tração (ft)	1e+09Mpa
	Porosidade (ϕ)	7.5%

Os resultados das simulações serão mostrados com relação ao fluxo de fluido, dano e deformação. A figura 03(a) mostra a distribuição dos vetores de fluxo no meio poroso. Percebe-se que, devido a alta condutividade das fraturas em relação à rocha, ocorre uma concentração destes vetores na região das fraturas.

As fraturas iniciam o processo de danificação na face na qual está sendo injetado o fluido, mostrado na figura 03(b). O fluido é injetado no sentido do eixo “y” e as duas fraturas em contato com este eixo (fraturas 02 e 03) estão totalmente danificadas e a fratura perpendicular (fratura 01) a este eixo está iniciando o processo de danificação. É possível verificar que ocorreu a deterioração do material e a formação de uma descontinuidade, abertura da fratura, conforme destaque em vermelho.

Figura 03 – (a) Distribuição dos vetores de fluxo, (b) Dano e deformação do meio.



A evolução da pressão de líquido durante o período de injeção, para o nó 26 (localizado na região de abertura) e para o nó 245 (localizado na região central do reservatório), é mostrada na figura 04. Para o nó localizado na face de injeção do fluido, nó 26, a pressão de líquido atinge mais rapidamente o patamar máximo, 10Mpa. O nó 252, por está localizado mais ao centro do modelo estudado, atinge o valor máximo de forma mais gradativa provocando a degradação do material.

Figura 04 – Evolução da pressão de líquido.



Conclusões

Através do problema analisado pode-se observar o processo de escoamento de fluido através dos elementos inseridos na malha e a degradação da fratura pelo modelo de dano adotado. De forma geral, a resposta do problema do fraturamento hidráulico em formações rochosas com fraturas, para malhas tridimensionais, foi reproduzido de maneira eficiente através da técnica de fragmentação de malha.

As próximas etapas para o desenvolvimento da análise do fraturamento hidráulico será o aperfeiçoamento da modelagem tridimensional objetivando a reprodução de reservatórios reais compostos por várias fraturas.

Referências Bibliográficas

- ADACHI, J., SIEBRITS, E., PEIRCE, A., DESROCHES, J., *Computer simulation of hydraulic fractures*. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. Pag. 739–757. Fev., 2007.
- CHEN, T., ZHANG, L., ZHANG, D., *Simulation of Hydraulic Fracture in Unsaturated Soils with High Degree of Saturation*. Hindawi Publishing Corporation Advances in Materials Science and Engineering. Article ID 981056, 10 pages, 2014.
- CLETO, P. R. *Simulação de fraturamento hidráulico usando elementos finitos de elevada razão de aspecto com acoplamento hidromecânico*. Bauru: UNESP, 2016.
- HOLDITCH, S. A., *Unconventional oil and gas resource development – Let's do it right*. Journal of Unconventional Oil And Gas Resources. Pag. 2-8. Junho, 2013.
- HOLDITCH, S.A., *Tight gas sands*. SPE Journal of Petroleum Technology. Vol. 58, nº6. Pag. 86–93, 2006.
- KUMAR, T., SHANDILYA, A., *Tight Reservoirs: An overview in Indian context*. 10th Biennial International Conference & Exposition, 2013.
- MACIEL, B. C. M., *Simulação de Fraturamento Hidráulico com Elementos Finitos de Elevada Razão de Aspecto Usando Técnica de Fragmentação de Malha*. Tese (mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2017.
- MAEDO, M. A. *Simulação computacional por elementos finitos de múltiplas fissuras em sólidos usando técnica de fragmentação de malha*. Bauru: UNESP, 2015.
- MANZOLI, O.L. ; GAMINO, A.L. ; RODRIGUES, E.A. ; CLARO, G.K.S., *Modeling of interfaces in two-dimensional problems using solid finite elements with high aspect ratio*. Computers & Structures, v. 94-95, p. 70-82, 2012.
- Oliver, J.; Huespe, A. E.; Cante, J. C. *An implicit/explicit integration scheme to increase computability of non-linear material and contact/friction problems*. Comput. Methods Appl. Mech. Engrg, 197, p. 1865-1889, 2008.
- PERRY, K., LEE, J., *Unconventional Gas Reservoirs - Tight Gas, Coal Seams, and Shales*. Working Document of the NPC Global Oil and Gas Study. Junho, 2007.
- SÁNCHEZ, M., MANZOLI, O. L. ; GUIMARÃES, L. *Modeling 3-D desiccation soil crack networks using a mesh fragmentation technique*. Computers and Geotechnics, 62, 27–39. 2014.
- SEIXAS, M. G. *Modelagem Hidromecânica do Fraturamento Hidráulico de Rochas via Elementos Finitos com Elementos Especiais de Interface*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2015.
- ZOU, C., *Unconventional Petroleum Geology*. 1ª edição. Editora: Elsevier, 2012.