

NOVO MODELO CONSTITUTIVO PARA O FECHAMENTO DE FRATURAS EM ROCHAS RESERVATÓRIO

A.T. Gaiotto Jr., aldogaiotto@bauru.sp.gov.br¹

O. L. Manzoli, omanzoli@feb.unesp.br¹

J. H. K. Ambiel, zeambiel@gmail.com¹

P. R. Cleto, pedro.cleto@feb.unesp.br¹

H. A. A. Fabbri, heber.fabbri@feb.unesp.br¹

¹Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Av. Eng. Luiz Edmundo C. Coube 14-01
Bairro: Vargem Limpa, CEP 17033-360 - Bauru - SP

Resumo: O entendimento dos efeitos das fraturas hidráulicas e naturais no comportamento hidromecânico de rochas reservatório sob condições de tensão variáveis é essencial para previsão da capacidade de produção de um reservatório, bem como dos riscos ambientais envolvidos. Este trabalho apresenta uma abordagem 2D em elementos finitos para modelar a variação da abertura de fraturas devido à variação do estado de tensões. As fraturas são explicitamente representadas através de elementos finitos de alta razão de aspecto. Um modelo constitutivo apropriado, denominado “modelo de contato progressivo” foi empregado para simular o comportamento mecânico das fraturas regido pelo modelo de Barton-Bandis. Para a validação do método, foram realizados testes computacionais via software *in house* de elementos finitos, que analisaram o comportamento no campo de pressões do meio fraturado submetido a tensões de compressão. Os testes mostraram que este método é capaz de reproduzir o fechamento de fraturas naturais de acordo com o modelo de Barton-Bandis.

Palavras-chave: Rochas fraturadas, fechamento de fraturas, Barton-Bandis, modelo de contato progressivo.

1. INTRODUÇÃO

O estudo acerca dos efeitos provocados por fraturas hidráulicas e naturais em rochas reservatório está cada vez mais presente nos processos investigativos, que visam mitigar e remediar os impactos ambientais originários da exploração de reservatórios não convencionais de combustíveis líquidos e gasosos do subsolo, de modo a viabilizar a exploração dessas fontes de hidrocarbonetos, e com maior controle dos possíveis danos ambientais gerados. Justifica-se assim o interesse em compreender melhor a influência das fraturas no comportamento hidráulico e mecânico de rochas reservatório.

Fraturas constituem descontinuidades mecânicas e hidráulicas em maciços rochosos, que possuem pouca ou nenhuma resistência à tração. Informações sobre o comportamento à compressão e ao cisalhamento de fraturas são dados essenciais para a análise da resposta mecânica de rochas fraturadas. A resistência e deformabilidade de fraturas é discutida em trabalhos clássicos de mecânica das rochas, como Goodman et al. (1968), Goodman (1974), Barton (1973), Bandis et al. (1983), Barton et al. (1985), entre outros.

Em geral, duas abordagens são utilizadas para simulação de fluxo de fluido em reservatórios contendo fraturas: a primeira representa um reservatório heterogêneo contendo fraturas através de um meio homogêneo equivalente, e a segunda representa explicitamente as fraturas do reservatório, levando em consideração o tamanho, a forma e a distribuição delas, bem como suas propriedades de fluxo (Weng, 2015).

Os trabalhos experimentais de Barton et al. (1985) e Olsson e Barton (2001) investigaram o acoplamento hidromecânico de rochas fraturadas. De acordo com esses trabalhos, a condutividade hidráulica da fratura pode ser alterada de forma significativa pelas deformações normais ao plano da fratura (fechamento) e pelas deformações de cisalhamento (dilatância), uma vez que sua abertura pode variar devido ao fechamento induzido por tensões normais de compressão ou devido à expansão causada pelo cisalhamento.

Visando o desenvolvimento de novas técnicas que possibilitem simular os efeitos das fraturas, o presente trabalho utilizou a segunda abordagem para simular os efeitos do fechamento das fraturas sobre a permeabilidade de rochas reservatório. O método dos elementos finitos foi utilizado para simulação de reservatórios. Os elementos finitos de elevada razão de aspecto propostos por Manzoli et al. (2012) foram empregados para representar explicitamente as fraturas. Um modelo constitutivo apropriado, denominado “modelo de contato progressivo”, baseado no modelo hiperbólico proposto por inicialmente por Bandis et al. (1983), foi empregado para simular o comportamento mecânico das fraturas. Foram realizados testes computacionais via software *in house* de elementos finitos, que analisaram o comportamento no campo de pressões do meio fraturado submetido a tensões de compressão.

2. METODOLOGIA

O modelo de Bandis et al. (1983) e Barton et al. (1985) descrevem o comportamento tensão-deformação para tensões normais referenciando o fechamento conforme as deformações normais às fraturas. A partir de uma rigidez normal inicial (K_{ni}) e ao passo que tensão normal efetiva tende ao infinito, a fratura tende a seu fechamento máximo (V_m) conforme a Figura 1. Tal modelo pode ser escrito da seguinte forma:

$$\sigma'_n = \frac{K_{ni} V_m \Delta V_j}{V_m - \Delta V_j} \quad (1)$$

onde ΔV_j é o fechamento da fratura e σ'_n a tensão efetiva de Terzaghi.

2.1. Modelo de contato progressivo

O modelo apresentado a seguir representa as fraturas explicitamente utilizando elementos finitos sólidos de elevada razão de aspecto (ou simplesmente elementos de interface), os quais foram inicialmente propostos por Manzoli et al. (2012) e posteriormente utilizados nos trabalhos de Manzoli et al. (2014) e Manzoli et al (2016).

Considere um elemento de interface de espessura h . A relação constitutiva contínua no elemento de fratura é dada por:

$$\sigma' = \xi \bar{\sigma} = \xi \mathbb{C} : \epsilon \quad (2)$$

onde ξ é a variável de contato progressivo ($0 \leq \xi \leq 1$), $\mathbb{C}$ é o tensor constitutivo elástico de quarta ordem e ϵ é o tensor de deformações.

A variável de contato progressivo, por sua vez, é escrita em termos de duas variáveis internas da seguinte forma:

$$\xi = \frac{r(\bar{r})}{\bar{r}} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \bar{r}(t) &= \max_{s \in [0, t]} [-\bar{\sigma}_n(s), 0] \\ r(\bar{r}) &= \frac{K_{ni} V_m}{\left(\frac{V_m E}{h} - \bar{r}\right)} \bar{r} \end{aligned} \quad (4)$$

onde r é uma variável do tipo tensão e $\bar{r}$ é do tipo deformação, $\bar{\sigma}_n$ é a componente da tensões elástica normal à base do elemento de interface e h é a espessura do elemento de interface.

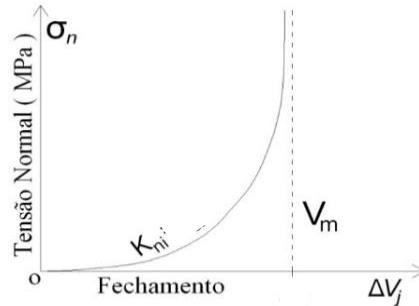


Figura 1: Tensão normal vs. fechamento da fratura

2.2. Equações governantes

A equação de conservação da massa de fluido no sistema é dada por:

$$\frac{\partial(\phi \rho_w)}{\partial t} - \left(\frac{\rho_w}{\mu_w}\right) [\nabla \cdot (\mathbf{k} \nabla p_w)] = 0 \quad (5)$$

sendo ϕ a porosidade do meio rochoso, ρ_w a densidade do fluido, μ_w a viscosidade do fluido, $\mathbf{k}$ o tensor isotrópico de permeabilidade intrínseca da rocha e p_w a poropressão atual e de referência do meio.

Algumas simplificações na equação 5 podem ser levadas em consideração sem alterar significativamente os resultados. No primeiro termo da equação, conhecido como parte transiente, a porosidade pode ser considerada constante e a densidade escrita em função da poropressão na rocha:

$$\rho_w = \rho_{w0} e^{\beta_w(p_w - p_{w0})} \quad (6)$$

sendo ρ_{w0} a densidade inicial do fluido, β o coeficiente de compressibilidade do fluido e p_{w0} a poropressão inicial no meio rochoso.

No segundo termo da equação 5, conhecido como o termo de transporte, a densidade, a viscosidade e a permeabilidade intrínseca podem ser consideradas como constantes. Sendo assim, a equação pode ser reescrita da seguinte forma:

$$(\phi \rho_{w0}) \frac{\partial e^{\beta_w(p_w - p_{w0})}}{\partial t} - \left(\frac{\rho_{w0}}{\mu_{w0}} \right) [\nabla \cdot (\mathbf{k}_0 \nabla p_w)] = 0 \quad (7)$$

sendo μ_{w0} a viscosidade inicial do fluido, $\mathbf{k}_0$ o tensor isotrópico de permeabilidade intrínseca inicial da rocha.

No estado estacionário, estado no qual todas as análises para esse artigo foram feitas, o primeiro termo da equação é desconsiderado, restando apenas o termo de transporte. A equação final pode ser então escrita como:

$$[\nabla \cdot (\mathbf{k}_0 \nabla p_w)] = 0 \quad (8)$$

O equilíbrio de tensões na rocha é escrito em função das tensões efetivas de Terzaghi (σ'), da poropressão do meio (p_w) e das forças mássicas ($\mathbf{b}$):

$$\nabla \cdot \sigma' + \nabla p_w + \mathbf{b} = 0 \quad (9)$$

2.3. Lei de variação da permeabilidade

A Lei da conservação de massa na fratura também pode ser descrita a partir da equação 7, o que pode ser visto como uma das vantagens desse método, as mesmas leis tanto para rocha quanto para a fratura natural, visto que ela é tratada como parte do contínuo. A única diferença é na permeabilidade da fratura que é descrita em função da abertura da mesma, seguindo o modelo de placas paralelas (SNOW, 1965) conforme equação a seguir:

$$k_{fr} = \frac{a_{fr}^3}{12} = \frac{(a_0 + u_n)^3}{12} \quad (10)$$

com k_{fr} a permeabilidade da fratura, a_{fr} a abertura da fratura, a_0 a abertura inicial e u_n o fechamento da fratura, que é dado por:

$$u_n = h \varepsilon_n \quad (11)$$

Sendo h a espessura do elemento de interface e ε_n a componente da deformação normal à base do elemento de interface.

3. RESULTADOS

As simulações apresentadas a seguir têm como objetivo a validação do modelo de fechamento, proposto nesse artigo, assim como a análise do fechamento das fraturas no campo de pressões. Primeiramente serão apresentados resultados referentes ao modelo de fechamento de fraturas proposto por Barton-Bandis. Nesse exemplo a tensão efetiva irá variar e o fechamento de uma abertura natural será analisado.

Em seguida será apresentado um caso onde o campo de pressões será analisado em função do aumento da tensão efetiva nas fraturas naturais. Esse exemplo verifica a influência do fechamento das fraturas no campo de pressões.

3.1. Verificação do modelo de fechamento

Afim de validar o modelo de fechamento normal implementado, realiza-se um teste de depleção em uma região de dimensões 100,0 x 100,0 m² que possui uma fratura natural horizontal centrada, as dimensões dessa região são mostradas na Figura 2. As propriedades mecânicas e hidráulicas da rocha são apresentadas na Tabela 1 e as da fratura na Tabela 2.

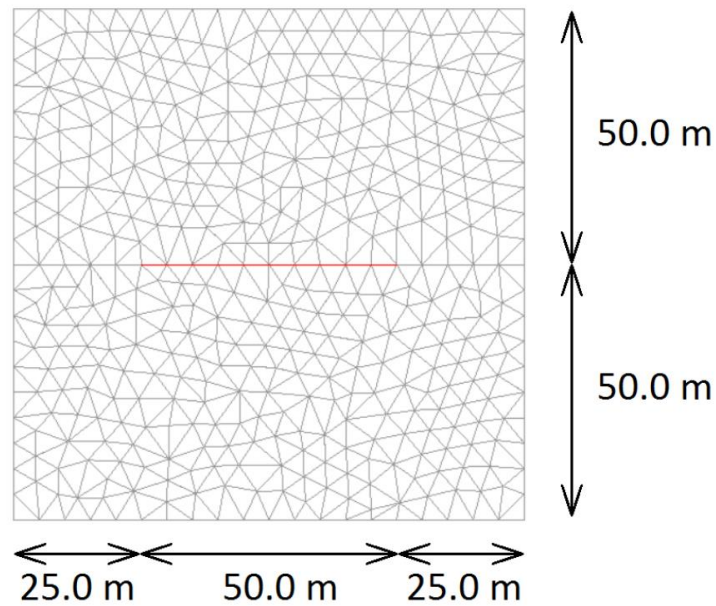


Figure 2: Dimensões do bloco de rocha

A região está sujeita a uma tensão de compressão *in situ* de 50,0 MPa e uma poropressão que varia de 45,10 MPa na face superior do bloco até 44,9 MPa na face inferior do bloco (Figura 3a). Para variar a tensão efetiva as pressões na face superior e inferior caem para 0,2 MPa e 0,0 MPa respectivamente, conforme a Figura 3b, fazendo com que a tensão efetiva na fratura varie entre 5 MPa inicialmente e 49,9 MPa no final da simulação.

A Figura 3c mostra as curvas numérica e analítica do modelo. Os resultados indicam que a implementação é capaz de simular o fechamento de fraturas naturais a partir do modelo de Barton-Bandis.

Tabela 1: Propriedades mecânicas e hidráulicas da rocha

Propriedades mecânicas	Valor
Módulo de Young (GPa)	16,9
Coefficiente de Poisson (-)	0,3
Propriedades hidráulicas	Valor
Permeabilidade horizontal (mD)	343,290
Permeabilidade vertical (mD)	0,026
Porosidade (-)	0,0758

Tabela 2: Propriedades da fratura

Propriedades mecânicas	Valor
Abertura inicial (m)	$6,5 \times 10^{-5}$
Rigidez normal (MPa/m)	12041.0
Rigidez tangencial (MPa/m)	5557.0
Propriedades hidráulicas	Valor
Permeabilidade horizontal (mD)	$4,72 \times 10^5$
Permeabilidade vertical (mD)	$4,72 \times 10^5$

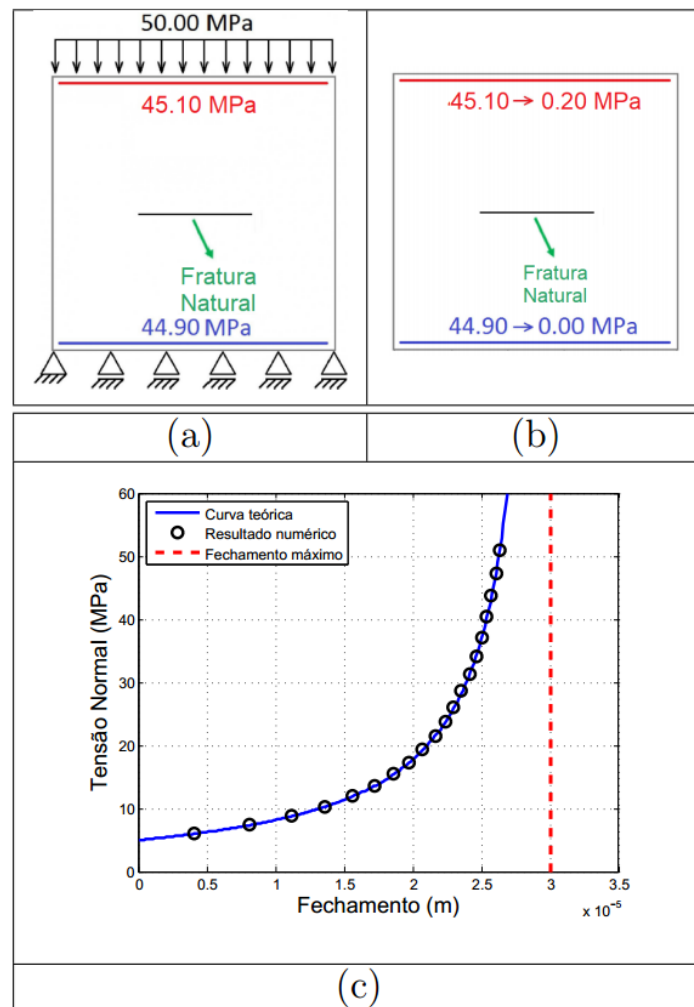


Figura 3: Teste de depleção: (a) Condição *in situ*. (b) Condição de carregamento hidráulico. (c) Curva de tensão normal por fechamento da fratura.

3.2. Análise da influência do fechamento das fraturas naturais no campo de pressão

Com o intuito de verificar a influência do fechamento das fraturas naturais no campo de pressão, o seguinte exemplo foi proposto: um bloco de rocha com dimensões de 100,0 x 10,0 m, com quatro fraturas naturais de 5,0 m de comprimento cada, igualmente espaçadas de 20,0 m entre elas conforme a Figura 4. As propriedades mecânicas e hidráulicas da rocha e da fratura são mostradas na Tabela 3 e 4.

Tabela 3: Propriedades mecânicas e hidráulicas da rocha

Propriedades mecânicas	Valor
Módulo de Young (GPa)	17,0
Coefficiente de Poisson (-)	0,3
Propriedades hidráulicas	Valor
Permeabilidade horizontal (mD)	0,01
Permeabilidade vertical (mD)	0,01
Porosidade (-)	0,0758

Tabela 4: Propriedades da fratura

Propriedades mecânicas	Valor
Abertura inicial (m)	$3,0 \times 10^{-5}$
Rigidez normal (MPa/m)	1×10^4
Rigidez tangencial (MPa/m)	5×10^3
Propriedades hidráulicas	Valor
Permeabilidade horizontal (mD)	$1,00 \times 10^5$
Permeabilidade vertical (mD)	$1,00 \times 10^5$

O bloco de rocha está totalmente confinado, com exceção da face da direita, onde foi aplicada uma tensão de 85,0 MPa. Um gradiente de pressão constante de 0,1 MPa é aplicado na vertical. A depleção é causada pela variação da pressão vertical, a qual varia de 50,0 a 5,0 MPa na face superior e de 49,9 a 4,9 MPa na face inferior, conforme Figura 3.

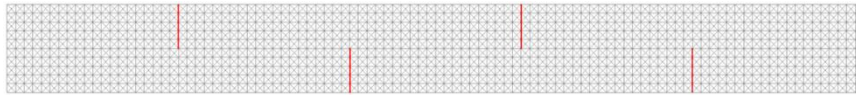


Figura 4: Malha de elementos finitos do problema proposto com as fraturas naturais destacadas em vermelho

As fraturas naturais influenciam no campo de pressão do meio poroso, uma vez que o gradiente de poropressão no interior das fraturas é quase nulo. A Figura 5 mostra o campo de pressão no meio rochoso analisado. Assim, a tensão efetiva no caso da Figura 5b é maior que no caso da Figura 5a, o que causa o fechamento das fraturas. Com o fechamento da fratura, a permeabilidade da mesma diminui, conforme a equação 10.

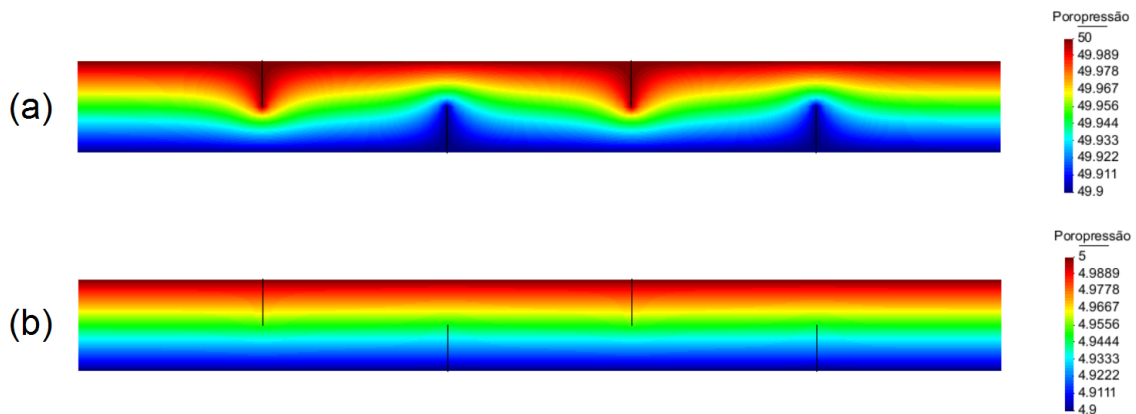


Figura 5: Meio poroso com (a) fraturas totalmente abertas e (b) quase totalmente fechadas

Na Figura 6 é mostrado o perfil de pressão obtido ao longo de todo o comprimento da região analisada considerando-se três diferentes alturas verticais: $y = 2,5$ m, $y = 5,0$ m e $y = 7,5$ m. Note que na poropressão de 55,0 MPa considera-se que as fraturas estão totalmente abertas, portanto, a pressão no interior da fratura tende a ser igual àquela aplicada no contorno. Já na condição de poropressão de 5,0 MPa, com as fraturas fechadas, os perfis tendem a ser linhas retas, pois não há mais influência das fraturas no meio.

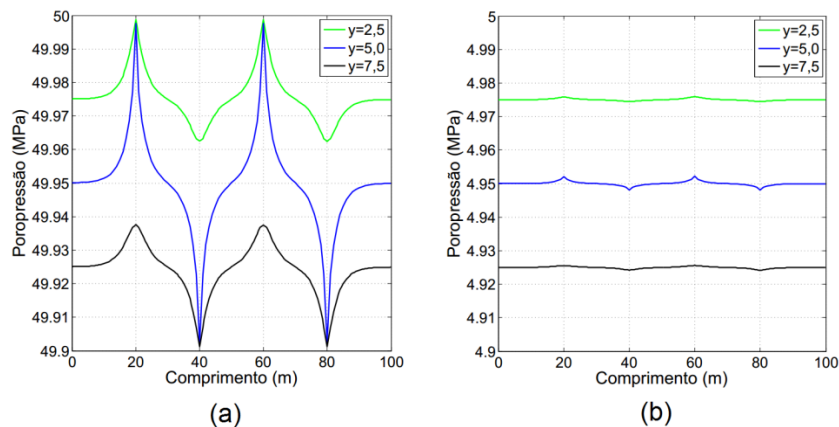


Figura 6: Gráficos com (a) baixa tensão efetiva (alta poropressão) e (b) alta tensão efetiva (baixa poropressão)

4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma nova abordagem para simular o fechamento das fraturas, a qual pode ser empregada em reservatórios naturalmente fraturados. Denominado “Modelo de Contato Progressivo”, trata-se de um método que relaciona a tensão normal e a deformação no plano de fratura baseado no modelo hiperbólico proposto por Barton-Bandis. Os resultados numéricos obtidos, no primeiro exemplo, conseguem representar o fechamento das fraturas. No segundo exemplo, o fechamento das fraturas causa a diminuição da permeabilidade das mesmas, consequentemente, o campo de pressão obtido tende ao de uma rocha não fraturada, o que se era esperado.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

6. REFERÊNCIAS

- Bandis, S. C.; Lumsden, A. C.; BARTON, N. R., 1983, "Fundamentals of rock joint deformation", International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, p. 249-268.
- Barton, N., 1973, "Review of a new shear-strength criterion for rock joints", Engineering Geology, Vol 7, p. 287-332.
- Barton, N.; Bandis, S.; Bakhtar, K., 1985, "Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints", International Journal of Rock Mechanics and Mining, p. 121-140.
- Goodman, R. E., 1974, "The mechanical properties of joints", ISRM Congress, Denver, USA, vol 1A, pages 127-140.
- Goodman, R. E., Taylor, R. L., Brekke, T. L., 1968, "A model for the mechanics of jointed rock", Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division, p. 637-660.
- Manzoli, O., Gamino, A., Rodrigues, E., Claro, G., 2012, "Modeling of interfaces in two-dimensional problems using solid finite elements with high aspect ratio", Computers & Structures, v. 94, p. 70-82.
- Manzoli, O., Maedo, M., Rodrigues, E., Bittencourt, T., 2014, "Modeling of multiple cracks in reinforced concrete members using solid finite elements with high aspect ratio", Computational Modelling of Concrete Structures, p. 383, 2014.
- Manzoli, O., Maedo, M. A., Jr., L. A. B., Rodrigues, E. A., 2016, "On the use of finite elements with a high aspect ratio for modeling cracks in quasi-brittle materials", Engineering Fracture Mechanics, v. 153, p. 151 - 170.
- Olsson, R., Barton, N., 2001, "An improved model for hydromechanical coupling during shearing of rock joints", International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, Vol 38, p. 317-329.
- Snow, D. T., 1965, "A parallel plate model of fractured permeable media", Ph.D. thesis, University of California.
- Weng, X., 2015, "Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation", Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, Vol 9, p.114-135.

7. RESPONSABILIDADE AUTORAL

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste trabalho.

NEW CONSTITUTIVE MODEL FOR THE CLOSURE OF FRACTURES IN RESERVOIR ROCKS

A.T. Gaiotto Jr., aldogaiotto@bauru.sp.gov.br¹

O. L. Manzoli, omanzoli@feb.unesp.br¹

J. H. K. Ambiel, zeambiel@gmail.com¹

P. R. Cleto, pedro.cleto@feb.unesp.br¹

H. A. A. Fabbri, heber.fabbri@feb.unesp.br¹

¹Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Av. Eng. Luiz Edmundo C. Coube 14-01
Bairro: Vargem Limpa, CEP 17033-360 - Bauru - SP

Abstract. The understanding of hydraulic and natural fractures effects on the hydromechanical reservoir behavior under changing stress conditions is essential for predicting the reservoir production capacity as well as the environmental risks involved. This work presents a 2D approach in finite elements to model the fracture closure due to changing of the stress state. The fractures are explicitly represented by finite elements with high aspect ratio. An appropriate constitutive model, called "progressive contact model" was used to simulate the mechanical behavior of fractures. For the method validation, computational tests were performed through an in-house finite elements software, which analyzes the pore pressure behavior in fractures subjected to compression stresses. The tests showed that this method is able to reproduce the closure of natural fractures according to the Barton-Bandis model.

Keywords: fractured rocks, fracture closure, Barton-Bandis, progressive contact model.