



**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE POÇOS DE PETRÓLEO  
CONSIDERANDO A VARIAÇÃO DA PERMEABILIDADE  
EM FUNÇÃO DAS TENSÕES**

**Ewerton Moreira Pimentel de Araújo**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo  
CEP: 22453-900 – Rio de Janeiro, RJ, Brasil  
E-mail: ewpi@civ.puc-rio.br

**Jorge Aurelio Santa Cruz Pastor**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo  
CEP: 22453-900 – Rio de Janeiro, RJ, Brasil  
E-mail: pastor@civ.puc-rio.br

**Sérgio Augusto Barreto da Fontoura**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo  
CEP: 22453-900 – Rio de Janeiro, RJ, Brasil  
E-mail: fontoura@civ.puc-rio.br

**Resumo.** *Simulações numéricas foram realizadas para verificar o efeito da variação da permeabilidade na estabilidade de poços de petróleo. O problema é formulado considerando o acoplamento hidro-mecânico, e a solução é obtida através de duas equações: a equação de conservação de massa e a equação de equilíbrio de forças. O comportamento da rocha é modelado de duas maneiras: material poroelástico e material poroelastoplástico. Duas relações de permeabilidade em função das deformações sofridas pelo meio poroso, foram implementadas num programa de elementos finitos. A primeira, foi desenvolvida por Bai e Elsworth (1994) utilizando a teoria da elasticidade, e expressa a permeabilidade em função das deformações elásticas sofridas pela rocha. A segunda, estabelecida por Stormont et al. (1992), considera a formação de uma região de dano (dilatância) na rocha. Os resultados obtidos mostram que, modelando-se a rocha como um material poroelástico, não há diferenças no campo de pressão de poros quando se considera a permeabilidade variando, em relação ao obtido com a permeabilidade constante. A variação da permeabilidade apresenta maior influência na estabilidade de poços de petróleo, quando considera-se que a região ao redor das paredes do poço é danificada pela escavação, sofrendo deformações plásticas.*

**Palavras-chave:** Estabilidade de poços; permeabilidade; deformações.

## 1. INTRODUÇÃO

A grande maioria das rochas perfuradas pela indústria do petróleo podem ser classificadas como materiais de comportamento frágil. Neste tipo de rocha, quando determinados níveis de tensões são atingidos, ocorre dano mecânico na forma de microfissuramento, que pode contribuir para a instabilidade das paredes do poço. Estima-se um custo anual de cerca de 1 bilhão de dólares com problemas de instabilidade. Portanto, há um grande incentivo econômico para identificar e quantificar corretamente a fonte desses problemas, a fim de que soluções adequadas sejam aplicadas.

O campo de tensões ao redor de um poço, durante a perfuração, é influenciado pela permeabilidade do meio poroso, que por sua vez, sofre variações de acordo com o estado de tensões. A consideração da permeabilidade como constante, é uma simplificação que pode levar a erros significativos na análise da estabilidade. Modelos convencionais de permeabilidade para rochas, tratam a permeabilidade como função das deformações elásticas, no entanto, dentro do domínio elástico, a variação da permeabilidade não é significativa. Faz-se necessário o uso de modelos que considerem o dano sofrido pelo meio poroso.

Neste artigo, são apresentados os resultados da simulação do campo de pressão de poros, após a perfuração de um poço horizontal numa rocha totalmente saturada e submetida inicialmente a um estado anisotrópico de tensões. Duas relações foram utilizadas para incorporar os efeitos da variação da permeabilidade em função das deformações sofridas pela rocha. A primeira relação expressa a permeabilidade em função apenas das deformações elásticas do meio poroso. A segunda considera que a variação da permeabilidade é função da expansão volumétrica plástica da rocha e da tensão principal menor.

## 2. MODELO MATEMÁTICO

Nesta seção a formulação matemática é apresentada. A rocha é modelada como um material poroso em que se admite as deformações dos grãos conforme Detournay e Cheng (1993). O critério de ruptura adotado é o de Mohr-Coulomb. A formulação considera o acoplamento hidro-mecânico do problema e o método dos elementos finitos é usado na solução do problema.

### 2.1. Comportamento Mecânico da Rocha

Neste artigo é assumido que o comportamento mecânico da rocha é controlado pelas tensões efetivas. A convenção adotada arbitra tensões de tração como positivas. A definição de tensão efetiva é dada pela Eq. (1), que para um comportamento não-linear é escrita conforme Carrol (1979):

$$d\sigma = d\sigma' - \left( \mathbf{m} - \frac{\mathbf{D}_T \mathbf{m}}{3K_T} \right) dp \quad (1)$$

onde, para o caso 3D,  $d\sigma$  e  $d\sigma'$ , são vetores 6x1, que descrevem as tensões totais e efetivas respectivamente,  $\mathbf{D}_T$  é a matriz constitutiva tangente que relaciona tensões efetivas às deformações,  $K_T$  é o módulo de compressão volumétrica tangente da fase sólida,  $\mathbf{m}$  é um vetor 6x1 que contém elementos iguais a um para tensões normais, e zero para tensões cisalhantes,  $dp$  representa a pressão de poros. A Eq. (1) reflete a forma generalizada da constante de Biot (1941) na sua forma vetorial. A relação constitutiva entre as deformações e as tensões efetivas é dada pela Eq. (2):

$$d\sigma = \mathbf{D}_T d\varepsilon - \left( \mathbf{m} - \frac{\mathbf{D}_T \mathbf{m}}{3K_T} \right) dp \quad (2)$$

As equações de equilíbrio relacionando as tensões totais com as forças de corpo ( $b$ ) são dadas pela Eq. (3):

$$\sum_j \frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial x_j} + b_i = 0 \quad (3)$$

## 2.2. Fluxo de Fluido Através de um Meio Poroso

O fluxo de fluido através de um meio poroso obedece a lei de Darcy que é dada pela Eq. (4):

$$q = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla (p + \rho g h) \quad (4)$$

onde  $q$  é o vetor de descarga específica,  $\mathbf{k}$  é o tensor de permeabilidade intrínseca,  $\mu$  é viscosidade dinâmica do fluido,  $p$  é a pressão de poros,  $\rho$  é a massa específica do fluido,  $g$  é aceleração da gravidade e  $h$  é a elevação em relação ao nível de referência na direção de  $g$ .

Considerando fluxo monofásico através dos poros da rocha, e que estes estão totalmente saturados, isto é, o volume de poros é igual ao volume de fluido, a equação de balanço de massa no espaço tridimensional é dada por:

$$\nabla^r (\rho q) + \frac{\partial m}{\partial t} = 0 \quad (5)$$

onde  $\partial m / \partial t$  representa o ganho de massa de fluido num esqueleto infinitesimal do meio poroso.

## 3. RELAÇÕES DE PERMEABILIDADE

Duas relações de permeabilidade foram implementadas em um programa de elementos finitos. Através destas relações, o tensor de permeabilidade intrínseca da Eq. (4) é obtido.

### 3.1. Permeabilidade em Função das Deformações Elásticas

Considerando a rocha como um empacotamento cúbico de grãos esféricos de tamanho uniforme, e utilizando a teoria da elasticidade, Bai e Elsworth (1994) obtiveram uma relação de permeabilidade para meios porosos em função das deformações dos grãos e dos poros da rocha. A forma generalizada desta relação foi obtida por Bai *et al.* (1998), conforme mostra a Eq. (6):

$$k_j = k_0 \left[ \sum_{i=1, i \neq j}^3 \left\{ 1 \pm \frac{1}{2} \left[ \frac{9(1-\nu^2)}{2} (\pi \varepsilon_i)^2 \right]^{1/3} \right\}^2 - 1 \right] \quad (6)$$

onde  $k_0$  é a permeabilidade inicial,  $\nu$  é o coeficiente de Poisson e  $k_j$  é a permeabilidade transversal às deformações  $\varepsilon_i$ .

### 3.2. Permeabilidade em Função das Deformações Plásticas

Usando o conceito de canal equivalente, Stormont *et al.* (1992) consideram que a variação da permeabilidade para rochas frágeis, está diretamente relacionada ao dano que ocorre na forma de deformações plásticas, que geram e propagam microfissuras. Isto ocorre durante a perfuração de

poços de petróleo, pois a rocha sofre desconfinamento, elevando as tensões de desvio, que na ruptura provocam expansão volumétrica (dilatância).

As microfissuras propagam-se perpendiculares à direção da menor tensão de confinamento, que para o estado tridimensional corresponde à tensão principal menor, que se constitui também num parâmetro que influencia a variação da permeabilidade, conforme mostra a Eq. (7):

$$k = A(\sigma_3^*)^\lambda (\varepsilon_v^m)^s \quad (7)$$

onde  $k$  representa a permeabilidade intrínseca da rocha,  $A$  é uma constante de permeabilidade,  $\lambda$  leva em conta a não-linearidade da abertura das microfissuras com as tensões,  $\varepsilon_v^m$  é a expansão volumétrica plástica,  $s$  representa a tortuosidade da trajetória de fluxo e  $\sigma_3^*$  é a tensão principal menor na sua forma adimensional, que é obtida dividindo a tensão principal  $\sigma_3$  por uma constante, aqui tomada igual 1 MPa.

#### 4. EXEMPLO SELECIONADO

Para o processamento das simulações, foi selecionado o caso de um poço horizontal sendo perfurado em um meio poroso saturado, submetido a um estado anisotrópico de tensões como mostrado na Fig. (1). Na Tabela (1) estão listados os parâmetros usados nas simulações.

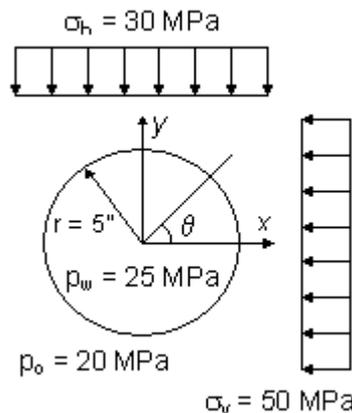


Figura 1. Descrição do problema

As simulações foram realizadas considerando estado plano de deformação. A escavação é instantânea com aplicação imediata da pressão de lama na parede do poço. É considerada a condição de fluido penetrante na rocha. As relações de permeabilidade foram utilizadas nas situações para as quais foram desenvolvidas:

1. Considerando que o material comporta-se elasticamente, sem sofrer dano mecânico, foi utilizada a relação de permeabilidade desenvolvida por Bai *et al.* (1998);
2. Permitindo que uma região de plastificação (dano mecânico) se desenvolva ao redor das paredes do poço, onde a relação de permeabilidade utilizada foi a desenvolvida por Stormont *et al.* (1992).

Tabela 1. Parâmetros usados nas simulações

Descrição	Relação de permeabilidade	
	$k = f(\varepsilon^e)$	$k = f(\varepsilon^p)$
Módulo de Young, $E$ (MPa)	1850	1850
Coefficiente de Poisson, $\nu$	0.20	0.20
Módulo de compressibilidade dos grãos, $K_s$ (MPa)	34000	34000
Módulo de compressibilidade do fluido, $K_f$ (MPa)	3300	3300
Ângulo de atrito, $\phi$	-	30°
Ângulo de dilatância, $\psi$	-	15°
Coesão, $c$ (MPa)	-	10
Porosidade inicial, $\eta$	0.20	0.20
Viscosidade do fluido, $\mu$ (MPa . s)	$1.0 \times 10^{-9}$	$1.0 \times 10^{-9}$
Permeabilidade intrínseca inicial, $k_0$ (m <sup>2</sup> )	$1.0 \times 10^{-21}$	$1.0 \times 10^{-21}$
Constante de permeabilidade, $A$ (m <sup>2</sup> )	-	$3.5 \times 10^{-12}$
Coefficiente de microfissuras, $\lambda$	-	-3.9
Coefficiente de tortuosidade, $s$	-	1.0

Os resultados das simulações considerando a rocha como material poroelástico estão mostrados na Fig. (2), onde são comparados os campos de pressão de poros ao redor do poço, 15 minutos após a perfuração. A rocha é fortemente comprimida na região ao redor de  $\theta = 90^\circ$ , provocando o aumento da pressão de poros. Na região ao redor de  $\theta = 0^\circ$  ocorre o contrário, a rocha sofre um significativo alívio de tensões que é responsável pela redução da pressão de poros. Todavia, apesar destas variações no estado de tensões, percebe-se que nenhuma mudança é obtida na modelagem considerando a variação da permeabilidade da rocha em função das deformações elásticas, o que indica que considerar a rocha como um material poroelástico é insuficiente para representar determinados aspectos do seu comportamento hidro-mecânico, em particular as variações de permeabilidade em função das deformações. A Figura (3) mostra uma comparação dos resultados ao longo de  $\theta = 0^\circ$ .

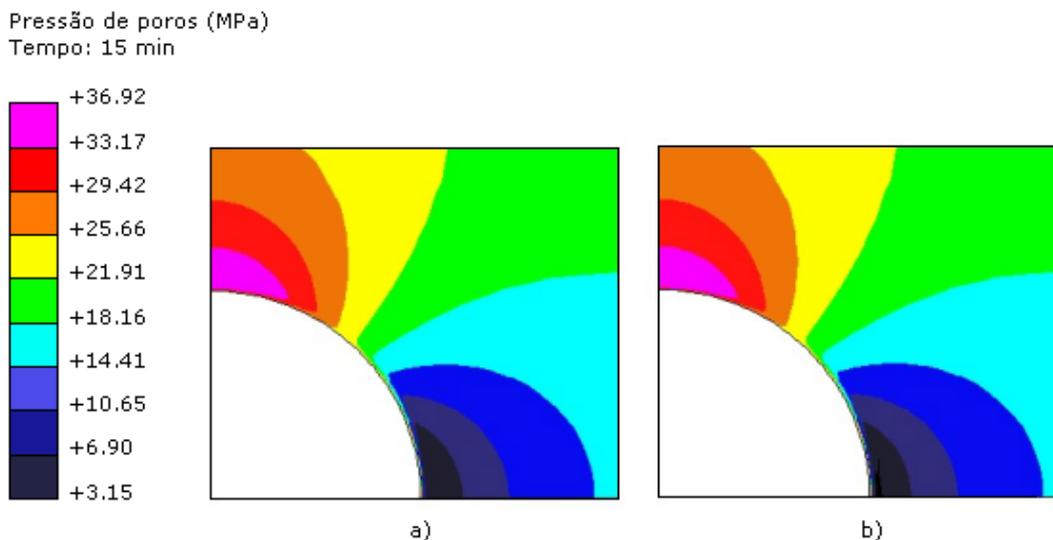


Figura 2. Campo de pressão de poros considerando o comportamento poroelástico

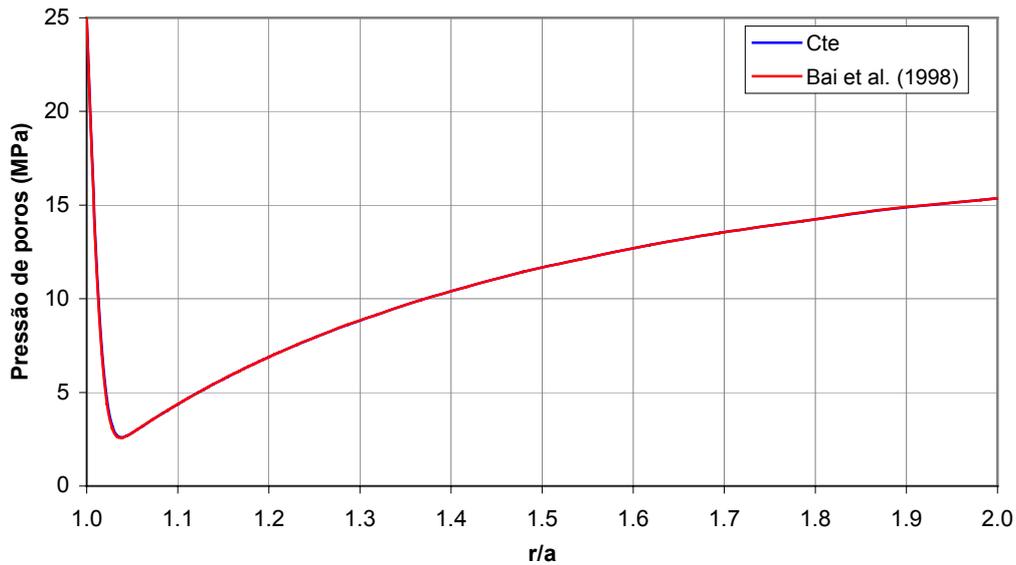


Figura 3. Pressão de poros na direção  $\theta = 0^\circ$

Segundo Goodman (1989), a grande maioria das rochas comportam-se como materiais elastoplásticos. Assim sendo, novamente foi simulada a perfuração do poço, desta vez utilizando o critério de ruptura de Mohr-Coulomb com lei de fluxo não associada para modelar o comportamento pós-ruptura da rocha. O uso de lei de fluxo não associada é fundamental na modelagem do comportamento pós-ruptura de rochas, pois segundo Vermeer e de Borst (1984), modelos que utilizam lei de fluxo associada, tendem a superestimar os efeitos de dilatância neste tipo de material.

Ao considerar a rocha como um material poroelastoplástico, é desenvolvida ao redor do poço uma região de plastificação, e na Fig. (4) é mostrada a distribuição do fator de plastificação ao redor do poço.

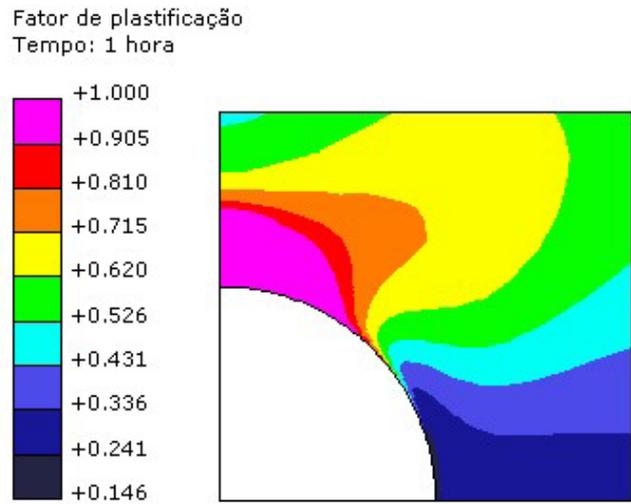


Figura 4. Fator de plastificação ao redor do poço

O comportamento pós-ruptura em rochas frágeis é marcado pelo surgimento de fissuras (Goodman, 1989; Aubertin e Simon, 1997; Shao *et al.*, 1997). A rede de fissuras gerada, aumenta significativamente a permeabilidade da rocha na região danificada.

Na Figura (5) são observados os efeitos do aumento da permeabilidade sobre a pressão de poros. Percebe-se que, em virtude do aumento da permeabilidade, o equilíbrio entre a pressão de poros e a pressão do poço torna-se mais rápido na região danificada.

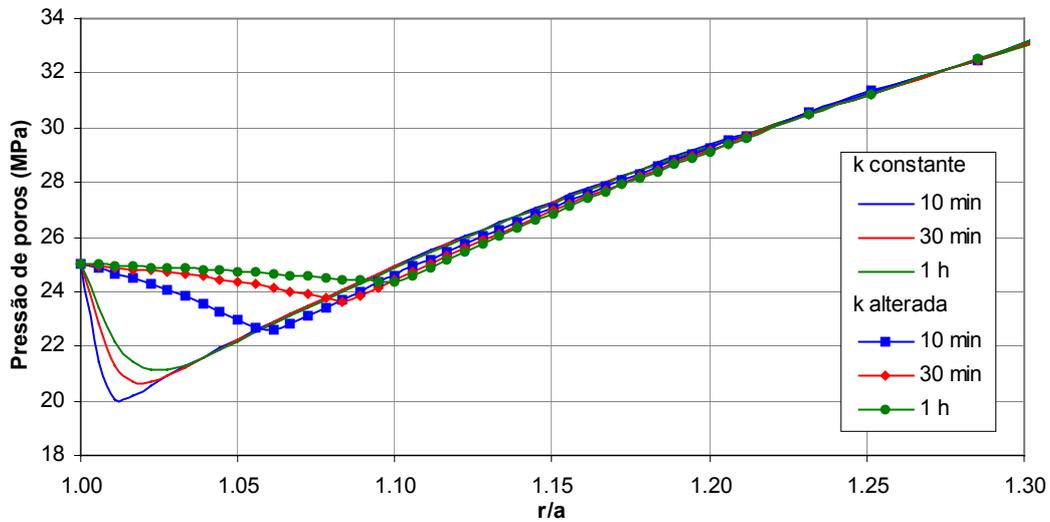


Figura 5. Difusão da pressão de poros ao longo de  $\theta = 90^\circ$

A estabilidade do poço está diretamente associada às tensões *in situ* e à resistência da rocha. A penetração da pressão de poros para o interior da rocha, diminui sua resistência, aproximando-a ainda mais da ruptura, o que torna o poço mais suscetível à instabilidade.

Ao contrário da região danificada, na região  $\theta = 0^\circ$ , onde não ocorrem deformações plásticas, o material permanece intacto, a permeabilidade da rocha permanece com seu valor original, e a penetração da pressão de poros mantém-se lenta, devido à baixa permeabilidade da rocha ( $10^{-21} \text{ m}^2$ ). Na Figura (6) é demonstrada a coerência entre os resultados, pois não ocorrendo dano nesta região, a permeabilidade permanece inalterada.

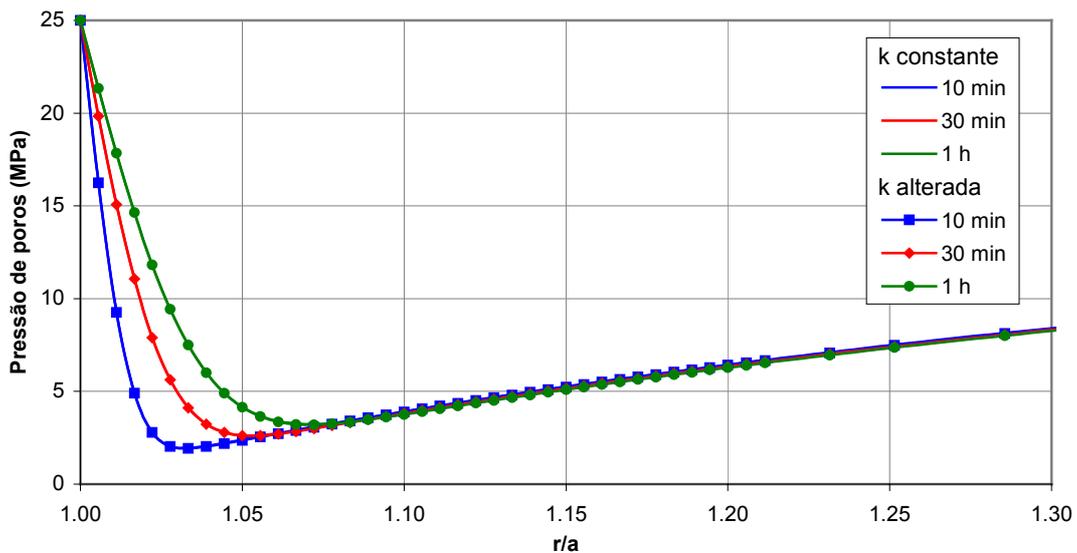


Figura 6. Difusão da pressão de poros ao longo de  $\theta = 0^\circ$

## 5. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos considerando que a permeabilidade varia apenas com as deformações elásticas, não apresentaram mudanças no campo de pressão de poros em relação aos obtidos com a permeabilidade constante. O principal motivo está na simplicidade do modelo, que considera que a rocha comporta-se elasticamente com a redistribuição de tensões após a escavação, sem sofrer alteração na sua estrutura interna.

Quando a rocha é considerada como um material poroelastoplástico, uma região danificada é desenvolvida ao redor do poço, e nesta região a permeabilidade é acrescida do seu valor original, acelerando a penetração da pressão de poros para o interior da rocha. Na região onde a rocha não sofre dano, a permeabilidade permanece com o valor original, mantendo lenta a penetração da pressão de poros.

Por fim, estudos devem ser realizados para verificar os efeitos do aumento da permeabilidade sobre a extensão da região danificada, a fim de compreender de forma mais ampla os efeitos da variação da permeabilidade na estabilidade de poços de petróleo.

## 6. AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado com recursos do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Agência Nacional do Petróleo, Programa de Recursos Humanos (ANP/PRH), através de bolsas de estudo concedidas ao primeiro autor.

## 7. REFERÊNCIAS

- Aubertin, M. and Simon, R., 1997, "A damage initiation criterion for low porosity rocks", *Int. J. Rock Mech. & Min. Sci.* 34:3-4, Paper No. 017.
- Bai, M. and Elsworth, D., 1994, "Modeling of Subsidence and Stress-Dependent Hydraulic Conductivity for Intact and Fractured Porous Media", *Rock Mechanics and Rock Engineering*, Vol. 27, No. 4, pp. 209-234.
- Bai, M., Meng, F. and Roegiers, J.-C., 1998 "Correlation between Rock Permeability and Stress-Induced Anisotropy", *Int. J. Rock Mech. & Min. Sci.* 35:4-5, Paper No. 62.
- Biot, M. A., 1941, "A general theory of three-dimensional consolidation", *J. Appl. Phys.*, Vol. 12, pp. 155-164.
- Carroll, M. M., 1979, "An Effective Stress Law Anisotropic Elastic Deformation". *J. Geophys. Res.*, 84, pp. 7510-7512.
- Detournay, E. and Cheng, A. H-D., 1993, "Fundamentals of Poroelasticity", Chapter 5 in *Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice & Projects*, Vol. II, Analyses and Design Method, Pergamon Press, pp. 113-171.
- Goodman, R. E., 1989, *Introduction to Rock Mechanics*, 2nd ed. John Wiley & Sons, New York.
- Shao, J. F., Duveau, G., Hoteit, N., Sibai, M. and Bart, M., "Time dependent continuous damage model for deformation and failure of brittle rock", *Int. J. Rock Mech. & Min. Sci.* 34:3-4, Paper No. 285.
- Stormont, J. C., Daemen, J.J.K. and Desai, C. S., 1992, "Prediction of Dilation and Permeability Changes in Rock Salt", *Int. J. Num. Anal. Methods Geomech.*, Vol. 16, pp. 545-569.
- Vermeer, P. A. and de Borst, R., 1984, "Non-Associated Plasticity for Soils, Concrete and Rocks", *Heron*, 29, pp. 1-64, 1984.

## 8. DIREITOS AUTORAIS

O conteúdo deste material é de responsabilidade exclusiva dos seus autores.

# ANALYSES OF WELLBORE STABILITY CONSIDERING THE VARIATION OF STRESS-DEPENDENT PERMEABILITY

**Ewerton Moreira Pimentel de Araújo**

Civil Engineering Department, PUC-Rio, Group of Technology and Petroleum Engineering  
CEP: 22453-900 – Rio de Janeiro, RJ, Brazil  
E-mail: ewpi@civ.puc-rio.br

**Jorge Aurelio Santa Cruz Pastor**

Civil Engineering Department, PUC-Rio, Group of Technology and Petroleum Engineering  
CEP: 22453-900 – Rio de Janeiro, RJ, Brazil  
E-mail: pastor@civ.puc-rio.br

**Sérgio Augusto Barreto da Fontoura**

Civil Engineering Department, PUC-Rio, Group of Technology and Petroleum Engineering  
CEP: 22453-900 – Rio de Janeiro, RJ, Brazil  
E-mail: fontoura@civ.puc-rio.br

**Abstract.** *Numerical simulations were developed to verify the effect of permeability variation in the stability of wellbores. The problem is formulated considering the hidro-mechanic coupling, and the solution is given through two equations: the equation of mass conservation and the equation of force equilibrium. The rock behavior is modeled in two ways: poroelastic material and poroelastoplastic material. Two permeability-strain relationships were implemented in a program of finite elements. The first, one developed by Bai and Elsworth (1994) based the theory of elasticity, expressed the permeability as a function of the rock elastic strains. The second, established by Stormont et al. (1992), considers a new damaged area (dilatancy) in the rock. The obtained results show that, for a rock modeled as a poroelastic material, there are no differences in the field of porepressure when considering the permeability varying compared to the obtained with constant permeability. The variation of permeability shows larger influence in the stability of wellbores, when considering that the area around of the wellbore is damaged by the excavation, suffering inelastic strains.*

**Keywords:** *Wellbore stability; permeability; strain.*