



Copyright 2005, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

MODELAGEM ACOPLADA HIDRO-GEOMECÂNICA DA PERFURAÇÃO DE POÇOS HORIZONTAIS EM ROCHAS FRÁGEIS

Roubier Muniz de Sousa ¹, Leonardo José do Nascimento Guimarães ²

¹ Doutorando, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, Brasil, roubier@ufpe.br

² Professor, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, Brasil, leonardo@ufpe.br

Resumo Neste trabalho são apresentados os primeiros resultados de uma linha de pesquisa atualmente em desenvolvimento no Departamento de Engenharia Civil da UFPE, que trata da estabilidade de poços em materiais elasto-plásticos com amolecimento. O objetivo é mostrar que a utilização de modelos mais realistas para o comportamento tensão-deformação da rocha contribui para o entendimento da variação da permeabilidade de rochas frágeis em função do carregamento imposto. A ferramenta de trabalho é o programa de elementos finitos CODE_BRIGHT, que resolve de maneira totalmente acoplada as equações de equilíbrio de tensões e conservação do fluido nos poros da rocha. Desta maneira, o dano mecânico em rochas frágeis causado pelo processo de perfuração do poço é explicado em consistência com as leis básicas da mecânica do contínuo. Um exemplo de simulação é apresentado mostrando a aplicabilidade da ferramenta numérica ao problema de estabilidade de poços horizontais em rochas frágeis.

Palavras chaves: poços horizontais, acoplamento hidro-geomecânico, método dos elementos finitos.

Abstract This paper presents the first results of a research theme that is now going on the Civil Engineering Department of Federal University of Pernambuco, which deals with wellbore stability in elastoplastic materials with softening. The aim of this work is to show that the utilization of more realistic models for rock stress-strain behaviour helps the understanding of permeability variation of brittle rocks as a function of imposed loading. The numerical tool used is the finite element code CODE_BRIGHT, which solves in a coupled way the stress equilibrium and fluid (inside rock porous) balance equations. In this way, the mechanical damage in brittle rocks caused by wellbore perforation process is explained consistently with the basic continuum mechanical laws. An example of simulation is presented showing the applicability of the numerical tool to horizontal well stability in brittle rocks.

Keyword: horizontal wells, hydro-geomechanical coupling, finite elements method.

1. Introdução

Foram nos 80 que a indústria do petróleo introduziu a perfuração de poços horizontais como opção viável para a extração dos derivados de petróleo contidos nas rochas reservatório. Desde então seu uso vem se intensificando e se aperfeiçoando de forma a dar o máximo retorno aos investimentos feitos na perfuração do poço. Algumas vezes, para se alcançar o máximo rendimento, se induz na formação o fraturamento hidráulico visando aumentar a permeabilidade da rocha no entorno do poço e assim aumentar a produção de hidrocarbonetos. Em outras situações perfura-se o poço em condições limites de resistência mecânica da formação. No caso do *breakout*, chega-se mesmo a rompê-la parcialmente na zona vizinha à parede do poço, porém este pode continuar operacional. Situações como o fraturamento hidráulico e o *breakout* exigem grande controle no processo de perfuração e um amplo conhecimento do comportamento geomecânico e hidráulico do materiais envolvidos.

Neste sentido, ferramentas numéricas como a apresentada neste artigo para a análise da estabilidade poços no limite da resistência (plastificação) da formação são de grande utilidade para o engenheiro de poço, permitindo simular o processo de perfuração do poço com todo o detalhamento das condições de contorno e carregamentos impostos (escavação do poço, imposição das pressões do fluido de perfuração, estabelecimento das tensões *in situ*, etc) e considerando modelos constitutivos para os materiais consistentes com seu comportamento observado em laboratório.

A ferramenta de trabalho apresentada neste artigo é o programa de elementos finitos CODE_BRIGHT, que resolve de maneira totalmente acoplada as equações de equilíbrio de tensões e conservação do fluido nos poros da rocha. Foram implementados neste programa modelos constitutivos elasto-plásticos com amolecimento e endurecimento (Drucker-Prager e Mohr-Coulomb) consistentes com o comportamento geomecânico da rocha frágil que, quando submetida a um estado de tensões cisalhante, dilata-se aumentando a porosidade e permeabilidade. CODE_BRIGHT, *Coupled DEformation BRine Gas and Heat Transport* (Olivella, et al., 1994; Guimarães, 2002), é um programa de elementos finitos desenvolvido para resolver problemas acoplados de várias naturezas (termo-hidro-mecânico e geoquímico) e neste trabalho serão considerados os problemas acoplados hidro-mecânicos em meios porosos saturados.

2. Formulação matemática

As rochas podem ser tratadas como um meio poroso multifásico, caracterizado pela presença de uma fase sólida e uma ou mais fases fluidas. No caso de problemas isotérmicos, as equações básicas do problema são as equações de conservação de massa e quantidade de movimento de cada fase.

Se os termos de inércia não são considerados, a conservação de quantidade de movimento do meio reduz-se à equação de equilíbrio de tensões:

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = 0 \quad (1)$$

onde $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor simétrico das tensões totais e $\mathbf{b}$ é o vetor de forças de massa. Nesta formulação, as equações de conservação de quantidade de movimento das fases fluidas são substituídas pela lei de Darcy generalizada (Bear, 1972).

Considerando agora o meio poroso saturado com um único fluido (água), a conservação de massa da fase líquida (l) é representada por:

$$\frac{\partial(\phi \rho_l)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_l \mathbf{q}_l + \phi \rho_l \mathbf{u}) = 0 \quad (2)$$

onde ϕ é a porosidade do material e ρ_l é a densidade do líquido. O líquido é considerado compressível ($\rho_l = 1002.6 \exp(4.5 \times 10^{-4} (P_l - 0.1))$) e, portanto, sua densidade depende da pressão de líquido P_l . $\mathbf{q}_l$ é o fluxo de Darcy e $\mathbf{u}$ o vetor de velocidade de deslocamento da fase sólida. A equação de conservação da massa de sólido resulta em:

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi) \rho_s] + \nabla \cdot [(1 - \phi) \rho_s \mathbf{u}] = 0 \quad (3)$$

onde ρ_s é a densidade da fase sólida, que depende da compressibilidade dos grãos sólidos. Aplicando agora o conceito de derivada material (Bear, 1972) à equação de conservação de massa da fase sólida, chega-se a equação da variação de porosidade do meio:

$$\frac{D\phi}{Dt} = \frac{(1 - \phi)}{\rho_s} \frac{D\rho_s}{Dt} + (1 - \phi) \mathbf{u} \cdot \nabla \quad (4)$$

onde ε_v é a deformação volumétrica. Quando a fase sólida é considerada incompressível, o primeiro termo da esquerda na Equação 4 é nulo. Neste caso, a variação da porosidade restringe-se à dependência da deformação volumétrica do meio.

As variáveis primárias do problema hidro-mecânico são o vetor de deslocamentos $\mathbf{u}$ e a pressão do líquido P_l , incógnitas das respectivas equações de equilíbrio de tensões (Equação 1) e de conservação de massa de água (Equação 2). As variações de porosidade em função das variáveis primárias são obtidas a partir da (Equação 4).

O problema hidráulico tem como principal lei constitutiva a lei de Darcy generalizada, dada por:

$$\mathbf{q}_l = -\frac{\mathbf{k}}{\mu_l}(\nabla P_l + \rho_l \mathbf{g}) \quad (5)$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (6)$$

$$\mathbf{K}_l = \frac{\mathbf{k}}{\mu_l} \quad (7)$$

Na Equação (5), $\mathbf{g}$ é a aceleração da gravidade. Na Equação (6), V_p e V_t são respectivamente o volume dos poros e o volume total da unidade de referência. Na Equação (7), $\mathbf{K}_l$ é o tensor de condutividade hidráulica e $\mathbf{k}$ é o tensor de permeabilidade intrínseca. O primeiro depende do fluido através de sua viscosidade (μ_l). A permeabilidade intrínseca é uma propriedade do meio poroso e por isso não depende dos fluidos que nele percolam.

Neste trabalho, a dependência da permeabilidade intrínseca com a porosidade foi estabelecida usando-se uma lei exponencial empírica, descrita a seguir:

$$\mathbf{k} = \mathbf{k}_i e^{b(\phi - \phi_i)} \quad (8)$$

onde ϕ_i é a porosidade inicial, $\mathbf{k}_i$ é a permeabilidade intrínseca inicial, e b um parâmetro de ajuste.

Finalmente, é necessário resolver o conjunto de equações constitutivas do comportamento tensão-deformação da rocha. Para o modelo constitutivo adotado, a relação entre os incrementos de tensões e deformações é dada por:

$$\mathbf{\mathcal{E}} = \mathbf{D}_{ep} \mathbf{\mathcal{E}} \quad (9)$$

onde, $\mathbf{\mathcal{E}}$ é o tensor incremento de tensões efetivas, $\mathbf{D}_{ep}$ é a matriz constitutiva elasto-plástica e $\mathbf{\mathcal{E}}$ é o tensor incremento de deformações. O tensor de tensões efetivas, por sua vez, é calculado a partir do princípio das tensões efetivas:

$$\mathbf{\mathcal{E}} = \mathbf{\mathcal{E}} - \mathbf{m} \mathbf{\mathcal{E}} \quad (10)$$

sendo $\mathbf{\sigma}$ o tensor de tensões totais. Na Equação (10), $\mathbf{m}$ é um vetor auxiliar cujas componentes normais são iguais a 1 e cisalhantes iguais a 0.

Neste trabalho, foram adotados os critérios de Mohr-Coulomb (Equações 11 e 12) e Drucker-Prager (Equações 11 e 13) como critérios de plastificação do material. As equações abaixo definem os modelos utilizados:

$$F(\mathbf{\sigma}, \mathbf{k}) = J - \left(\frac{c'}{\tan \varphi'} + p' \right) G(\theta) = 0 \quad (11)$$

$$G(\theta) = \frac{\sin \varphi'}{\cos \theta + \sin \theta \sin \varphi'} \quad (12)$$

$$G(-30^\circ) = \frac{2\sqrt{3} \sin \varphi'}{3 - \sin \varphi'} \quad (13)$$

$$\frac{\partial \varphi'}{\partial E_d^p} = K_\varphi \quad (14)$$

$$\frac{\partial c'}{\partial E_d^p} = K_c \quad (15)$$

Na Equação (11), $F(\sigma, k)$ é a função que caracteriza o critério de plastificação tanto para Mohr-Coulomb como Drucker-Prager, onde J é a tensão desviadora, p' é a tensão média efetiva, c' é a coesão efetiva e ϕ' o ângulo de atrito efetivo. A diferença entre Mohr-Coulomb e Drucker-Prager está nas Equações (12) e (13), onde θ é o ângulo de Lode. Foram realizados tratamentos matemáticos nas superfícies de plastificação de Mohr-Coulomb e Drucker-Prager para contornar os problemas numéricos nos seus pontos de singularidade (Abbo, 1997).

A evolução das variáveis c' e ϕ' depende da deformação plástica desviadora E_d^p , que é o segundo invariante do tensor de deformações plásticas. A lei de endurecimento linear é dada pelas constantes K_ϕ para o ângulo de atrito e K_c para a coesão. Implementou-se a lei de endurecimento genérica sugerida por Potts & Zdravkovic (1999) e apresentada na Figura 1. A coesão e o ângulo de atrito do material crescem sob endurecimento linear até atingir um valor máximo em $(E_d^p)_{p1}$. Posteriormente segue-se uma fase de plasticidade perfeita até $(E_d^p)_{p2}$. E, finalmente, tem-se a fase de amolecimento até atingir um valor residual em $(E_d^p)_r$, a partir daí o material permanece perfeitamente plástico. A implementação da integração elasto-plástica das tensões no CODE_BRIGHT foi feita com base no algoritmo modificado de Euler com controle de erro proposto por Sloan (1987).

3. Caso analisado

Foi simulado um caso de perfuração de poço horizontal em material frágil (folhelho) considerando a influência da alteração da permeabilidade durante o processo de escavação. A discretização da geometria bem como as condições de contorno adotadas estão expostas na Figura 2. Na análise, a permeabilidade varia em função da porosidade através da Equação (8), com $b=100$. Inicialmente, é simulado o processo de escavação do poço através do método proposto por Brown e Booker (1985). Posteriormente, é imposta na parede do poço uma pressão de fluido de perfuração de $p_w = 30MPa$. Esta pressão aplicada na parede do poço é uma condição de contorno tanto para o problema mecânico (tensão uniformemente distribuída e normal à parede do poço) como para o problema hidráulico (pressão de poros aplicada). Na parte superior da geometria analisada (Figura 2), impõe-se uma tensão vertical total de $\sigma_v = 65MPa$ e uma pressão de poros de $p_0 = 25MPa$, que permanecem constantes durante toda a análise. As condições de contorno e os parâmetros dos materiais utilizados na simulação estão listados na Tabela 1. Estes valores baseiam-se em casos reais estudados por McLellan et al. (1999).

A Figura 3a apresenta a zona de plastificação do material e a geometria deformada (com os deslocamentos multiplicados por um fator 25) devido ao processo de escavação do poço e à imposição da pressão do fluido de perfuração. Nota-se que a plastificação se dá muito próxima à parede do poço, distribuindo-se de maneira não uniforme ao longo desta, resultado das condições de contorno e carregamento impostas. Nota-se que a zona de plastificação do material evolui horizontalmente dos extremos direito e esquerdo (pela simetria) da parede do poço em direção ao interior da formação. Esta direção de propagação da zona de dano da formação coincide com a direção da tensão principal menor, caracterizando o processo de *breakout* observado em casos reais de perfuração. A plastificação do material também terá impacto sobre a distribuição de porosidade e permeabilidade na formação, que influenciará o regime de fluxo no entorno do poço. Em particular, quando se aplica uma pressão de fluido de perfuração superior à pressão de poros inicial da formação, o avanço da frente de pressões de poros será afetado pelo processo de dano causado pela escavação.

Como se trata de uma análise acoplada hidro-mecânica, observa-se que a frente de avanço das pressões de poros se desenvolve mais nas zonas plastificadas da formação (mostradas na Figura 3b), constatando assim o estabelecimento de um caminho preferencial de fluxo. Sendo o material analisado elastoplástico com amolecimento, observa-se a diminuição da coesão (Figura 4a) e ângulo de atrito (Figura 4b) nas zonas plastificadas da rocha, mostrando a perda de resistência do material nestas zonas do entorno da escavação.

4. Conclusões

A modelagem acoplada hidro-mecânica utilizando modelos elastoplástico para o comportamento tensão-deformação do material contribui para o melhor entendimento do processo de *breakout* induzido na formação pelo processo de perfuração. Os resultados apresentaram-se satisfatórios com relação a vários casos reais reportados da literatura. Como exemplo, apresenta-se na Figura 5 (adaptado de Soliman e Boonen, 2000) uma visualização de *breakout* na direção da tensão principal menor, qualitativamente consistente com o resultado da modelagem numérica apresentado na Figura 3a, onde o material plastificado pode perder resistência a ponto de desagregar-se e soltar-se da parede do poço.

O programa CODE_BRIGHT mostrou-se capaz de analisar problemas de perfuração de poços horizontais através da modelagem hidro-geomecânica acoplada utilizando modelos constitutivos elasto-plásticos com amolecimento para representar o comportamento tensão-deformação do material. Na modelagem acoplada foi considerada a permeabilidade dependente do estado de tensão-deformação do material, sendo um importante acoplamento entre os comportamentos hidráulico e geomecânico da rocha, afetando o regime de fluxo na formação quando o material plastifica no entorno do poço.

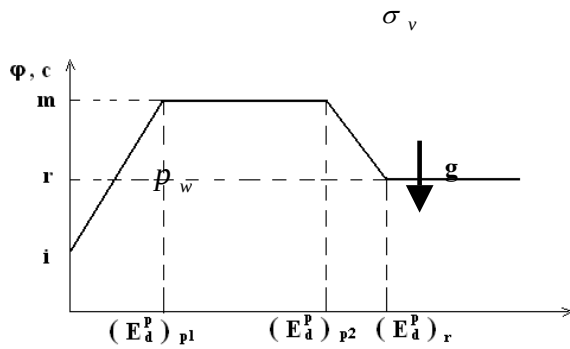


Figura 1: Lei de endurecimento adotada (Potts & Zdravkovic, 1999).

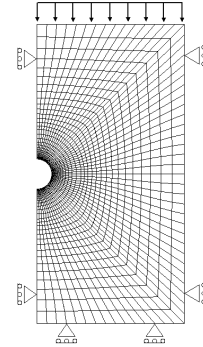


Figura 2: Malha (2135 nós e 2066 elementos) e condições de contorno adotadas na simulação. O raio do poço é de 5in (0.127m).

Tabela 1: Parâmetros utilizados na simulação

Descrição	Símbolo	Valor	Unid.
Coefficiente de Poisson	μ	0.35	Ad. ¹
Coesão inicial	c'_i	10	MPa
Coesão Máxima	c'_m	10	MPa
Coesão residual	c'_r	2.5	MPa
Ângulo de atrito inicial	ϕ'_i	30	Graus
Ângulo de atrito Máximo	ϕ'_m	30	Graus
Ângulo de atrito residual	ϕ'_r	20	Graus
E_d^p inicial (coesão, atrito)	$(E_d^p)_1$	0.0, 0.0	Ad.
E_d^p amolecimento (coesão, atrito)	$(E_d^p)_2$	0.0050, 0.0065	Ad.
E_d^p residual (coesão, atrito)	$(E_d^p)_3$	0.04, 0.05	Ad.
Módulo de Young	E	6000	MPa
Permeabilidade inicial	K	1E-21	m ²
Porosidade inicial	ϕ	0.2	Ad.
Ângulo de dilatância	v'	0.5 ϕ	Graus
Tensão vertical aplicada na superfície	σ_v	65	MPa
Pressão de poros aplicada na superfície	p_0	25	MPa
Pressão do fluido de perfuração	p_w	30	MPa

Nota: ¹ Adimensional

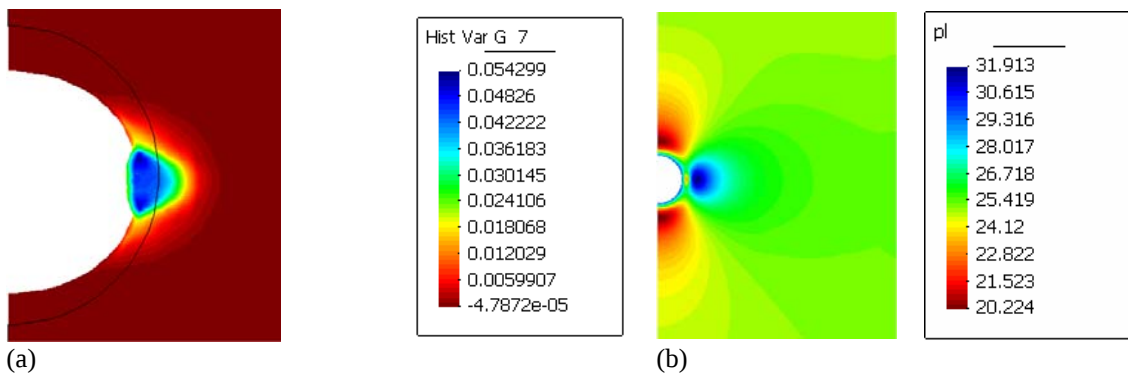


Figura 3: a) Deformações plásticas cisalhantes no entorno da escavação com geometria deformada por um fator de 25 após 40 horas da escavação ; b) Distribuição de pressão de poros na formação após 40 horas da escavação.

A modelagem acoplada hidro-geomecânica também pode ser aplicada a outros problemas de poço como o fraturamento hidráulico, que depende diretamente do estado de tensões *in situ* e da resistência do material fraturado.

Neste problema, extensão e direção de propagação das fraturas só podem ser determinadas resolvendo-se simultaneamente o problema de fluxo de fluidos (hidráulico) e tensão-deformação (geomecânico) considerando modelos constitutivos adequados, capazes de reproduzir o comportamento da rocha próximo à ruptura.

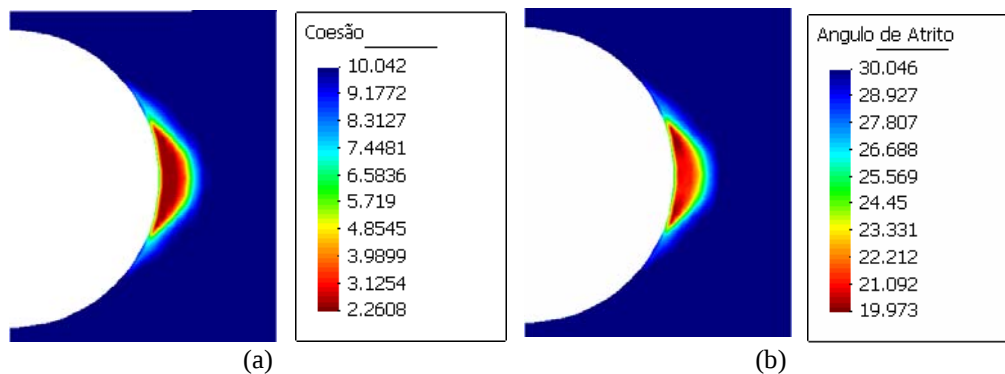


Figura 4: a) Distribuição da coesão na formação após 40 horas da escavação; b) Distribuição do ângulo de atrito na formação após 40 horas da escavação.

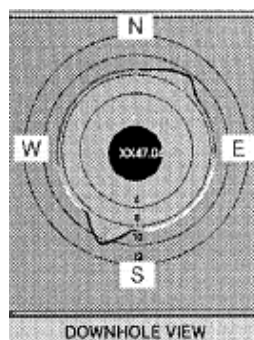


Figura 5: Imagem ultrassônica de perfil de poço apresentando *breakout* na direção da tensão principal menor no plano normal ao poço (adaptado de Soliman e Boonen, 2000). Comparação qualitativa com a Figura 3a.

5. Referências bibliográficas

- ABBO, A. J. *Finite element algorithms for elastoplasticity and consolidation*. Thesis for Degree of Doctor of Philosophy, University of Newcastle, Department of Civil Engineering, pp. 271, 1997.
- BEAR, J. *Dynamics of Fluids in Porous Media*, New York, Dover Publication, 764p, 1972.
- BROWN, P. T., BOOKER, J. R. Finite element analysis of excavation, *Computers and Geotechnics*, 1, 207-220, 1991.
- GUIMARÃES L. N. *Análisis multi-componente no isoterma en medio poroso deformable no saturado*. Phd Thesis, Geotechnical Engineering Department, Technical University of Catalunya, Spain, 2002.
- MCLELLAN, P., HAWKES, Y., YUAN, Y. Minimizing borehole instability risks in build sections through shales. *Conference on Horizontal Well Technology*, Calgary, Alberta, Canada, November, 1-15, 1999.
- OLIVELLA, S., CARRERA, J., GENS, A., ALONSO, E. E. Nonisothermal multiphase flow of brine and gas through saline media. *Transport in Porous Media*, 15, 271-293, 1994.
- PATERSON S. *Experimental deformation of rocks: the brittle field*. Berlin: Springer, 1978.
- POTTS, D., ZDRAVKOVIC, L. *Finite Element Analysis in Geotechnical Engineering*. Thomas Telford Books. London. ISBN: 0727727834. 1999.
- SLOAN, S. W. Substepping schemes for numerical integration of elasto-plastic stress-strain relations. *Int. Jnl. Num. Meth. Eng.*, 24, 893-911, 1987.
- SOLIMON, M. Y.; BOONEN, P. Rock mechanics and stimulation aspects of horizontal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 25, 187-204, 2000.
- SOULEY, M., HOMAND F., PEPA S., HOXHA D. Damage-induced permeability changes in granite: a case at the URL in Canada. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 38, 297-310, 2001.
- STEIGER, R.P., LEUNG, P. K. Society of Petroleum Engineers, SPE Paper 18024, 181-185, 1992.

6. Agradecimentos

À ANP (através do Programa de Recursos Humanos PRH26) e ao CNPq (através do Projeto CTPetro - 50.0009/02-3) pelo apoio financeiro.