



Flavio da Silva Azevedo

**Estudo experimental da influência de tensões na  
permeabilidade de rochas produtoras de petróleo**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil. Área de Concentração: Geotecnia.

Orientador: Eurípedes do Amaral Vargas Jr.

Rio de Janeiro  
Abril de 2005



Flavio da Silva Azevedo

**Estudo experimental da influência de tensões na  
permeabilidade de rochas produtoras de petróleo**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Jr.**

Orientador

Departamento de Engenharia Civil - PUC-Rio

**Dr. Armando Prestes de Menezes Filho**

CENPES / Petrobras

**Prof. José Tavares Araruna Júnior**

Departamento de Engenharia Civil - PUC-Rio

**Prof. Emílio Velloso Barroso**

IGEO / UFRJ

**Prof. Tácio Mauro Pereira de Campos**

Departamento de Engenharia Civil - PUC-Rio

**Prof. José Eugênio Leal**

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 01 de abril de 2005

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização do autor, do orientador e da universidade.

### **Flavio da Silva Azevedo**

Graduado em Engenharia Civil pela UENF - Universidade Estadual do Norte Fluminense, em 2003.

#### Ficha Catalográfica

Azevedo, Flavio da Silva

Estudo experimental da influência de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo / Flavio da Silva Azevedo; orientador: Eurípedes do Amaral Vargas Júnior. – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Civil, 2005.

v., 145f.: il.; 29,7 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Civil – Teses. 2. Variação de permeabilidade. 3. Rochas produtoras de petróleo. 4. Tensão triaxial verdadeira. I. Vargas Jr., Eurípedes do Amaral. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. III. Título.

CDD: 624

À minha família e à minha futura esposa.

## **Agradecimentos**

A Deus, que me permitiu chegar até aqui.

Ao Prof. Vargas, pela orientação e apoio dado durante o trabalho.

Aos funcionários do CENPES, Marcos Dantas, Marcus Soares, Rodrigo Barra, João Francisco, Antônio Cláudio, Socorro, Clemente Gonçalves, Armando Prestes, por todo suporte dado à pesquisa.

Aos meus incríveis pais, José Roberto e Regina Helena, por todo amor, carinho e incentivo que me foi dado ao longo de toda a minha vida.

À minha sensacional futura esposa, Fernanda Bedim, por toda compreensão e amor.

Às minhas lindas irmãs Fernanda Azevedo e Juliana Azevedo, pelo amor e apoio dado.

Aos meus amigos pela solidariedade e otimismo.

Aos professores e funcionários da PUC-Rio.

À Capes pelo suporte financeiro.

A todos que de alguma forma me estimularam e incentivaram.

## Resumo

Azevedo, Flavio da Silva; Vargas Jr., Eurípedes do Amaral. **Estudo experimental da influência de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo**. Rio de Janeiro, 2005. 145p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Reservatórios de hidrocarbonetos são sistemas dinâmicos que estão constantemente mudando durante a história da produção (depleção). A produção de fluidos, a partir de reservas de hidrocarbonetos, reduz a poro-pressão do reservatório, podendo levar à compactação das rochas devido ao aumento das tensões efetivas. Por outro lado, a injeção de água em um reservatório pode aumentar a poro-pressão e, com isso, diminuir a tensão efetiva. O conhecimento de mudanças de tensão e poro-pressão é essencial para uma boa gestão do reservatório, porque a alteração da tensão *in situ* durante a produção pode ter um impacto significativo na performance do reservatório, variando a permeabilidade da rocha. O objetivo da atual pesquisa é estudar experimentalmente a variação, a anisotropia e a histerese de permeabilidade de rochas produtoras de petróleo (arenitos) sob variação dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro. Para realização dos ensaios foi utilizado um novo equipamento triaxial verdadeiro, que aplica de forma independente as três tensões principais em corpos de prova cúbicos, atingindo, desta maneira, um estado de tensão mais realista para o estudo das propriedades relevantes das rochas. Os resultados dos ensaios apresentaram evidências que estimativas de produção e de reserva de hidrocarbonetos podem ser significativamente melhoradas, quando a permeabilidade é considerada uma variável dinâmica. A permeabilidade dos arenitos Berea, Rio Bonito e Botucatu se mostrou altamente influenciada, tanto pelo estado de tensão hidrostático quanto pelo triaxial verdadeiro. Contudo, o estado hidrostático apresentou maior influência na permeabilidade.

## Palavras-chave

Variação de permeabilidade; Rocha produtora de petróleo; Tensão triaxial verdadeira.

## Abstract

Azevedo, Flavio da Silva; Vargas Jr., Eurípedes do Amaral (advisor). **Experimental study of the stress influence on permeability of producing oil rocks**. Rio de Janeiro, 2005. 145p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Hydrocarbons reservoirs are dynamic systems that constantly changes during depletion. The production of fluids from a reservoir often reduces pore pressure such that there is an increase in its effective stresses. This may cause compaction which, in turn, may impact matrix permeability. On the other hand, during water injection on reservoirs, the pore pressure increases and effective stress decreases. An understanding of these changes is of fundamental importance to performance predictions and management of the stress-sensitive reservoirs. The main objectives of this work is to experimentally investigate the stress dependence of rock producing oil permeability, its anisotropy and hysteresis under hydrostatic and true triaxial stress conditions. In the present investigation a new true triaxial equipment, one that is able to apply the three principal boundary stresses independently using cubic samples was utilized. This equipment can apply a realistic stress state to the rock samples for measuring of the relevant properties under stress states that mimic the *in situ* condition. The experimental results have produced evidence that hydrocarbon production and reserve estimates may significantly improve when permeability is considered as a dynamic variable. Permeability in all three formations (Berea, Rio Bonito and Botucatú sandstones) was shown to be strongly stress-dependent both under a hydrostatic stress state and under a true triaxial stress state. Nevertheless, the effect of stress states on permeability has clearly shown that permeability reduction under true triaxial stresses was less than that under hydrostatic stresses.

## Keywords

Permeability variation; Rock producing oil; True triaxial stress.

## Sumário

1. Introdução	19
2. Comportamento tensão – deformação – permeabilidade de rochas	23
2.1. Introdução	23
2.2. Porosidade das rochas	25
2.3. Permeabilidade das rochas	29
2.4. Conceitos básicos de ensaios	31
2.5. Estudos anteriores da influência da tensão na permeabilidade	33
2.5.1. Sistemas triaxiais axisimétricos	34
2.5.2. Sistemas triaxiais verdadeiros	63
3. Equipamentos, Materiais e Metodologia de Ensaio	76
3.1. Equipamentos	76
3.1.1. Célula triaxial cúbica verdadeira	76
3.1.2. Intensificadores de pressão	84
3.1.3. Bomba de fluxo	85
3.1.4. Transdutor de pressão	85
3.2. Materiais	87
3.2.1. Arenito Berea	88
3.2.2. Arenito Rio Bonito	89
3.2.3. Arenito Botucatu	91
3.3. Metodologia de ensaio	92
4. Apresentação e Análise dos Resultados	101
4.1. Arenito Berea	101
4.2. Arenito Rio Bonito	105
4.3. Arenito Botucatu	113
5. Conclusões e Sugestões para trabalhos futuros	130
5.1. Conclusões	130
5.2. Sugestões	133
6. Referências bibliográficas	134

## Lista de figuras

- Figura 2.1 – Visualização esquemática de como diferentes tamanhos e arranjos de grãos podem resultar em diferentes valores de porosidade. (A) poros individuais diminuem com a diminuição da granulometria; (B) variação da porosidade sob diferentes arranjos de grãos (MHHE, 2000) 27
- Figura 2.2 – Alteração de permeabilidade no arenito Red Wildmoor durante carregamento e descarregamento hidrostático (Holt, 1990) 37
- Figura 2.3 – Alteração de permeabilidade no arenito Red Wildmoor durante carregamento triaxial sob diferentes tensões confinantes (Holt, 1990) 37
- Figura 2.4 – Curva *tensão axial vs. permeabilidade relativa* sob carregamento anisotrópico ( $\sigma_a = 2.\sigma_r$ ) com arenito Red Wildmoor (Holt, 1990) 38
- Figura 2.5 – Redução relativa na permeabilidade sob aumento de tensão hidrostática de 3,45 para 34,5 MPa. Dados de Kilmer *et al.* (1987) ( $\Delta$ ); Yale (1984) ( $\square$ ); e Holt (1990) ( $\diamond$ ) 39
- Figura 2.6 – Evolução da permeabilidade *vs.* tensão efetiva (lado esquerdo) e *vs.* porosidade (lado direito), para o arenito Rothbach, sob tensão hidrostática (David et al., 1994) 40
- Figura 2.7 – Evolução da porosidade e permeabilidade do arenito Rothbach em função da tensão efetiva média sob um estado de tensão triaxial. (A) Regime cataclástico (165 MPa de pressão efetiva confinante). O gráfico menor à esquerda representa a *tensão desviadora vs. deformação axial*. A escala é de 0 – 20% para deformação e de 0 – 350 MPa para tensão desviadora; (B) Regime frágil (5 MPa de pressão efetiva confinante). O gráfico menor à esquerda representa a *tensão desviadora vs. deformação axial*. Notar a diferença de escala, comparada com a figura (A). A escala é de 0 –

6% para deformação e de 0 – 80 MPa para tensão desviadora (Zhu e Wong, 1997) 42

Figura 2.8 – *Permeabilidade vs. tensão efetiva média* sob ensaios de compressão triaxiais no arenito Berea: (A) sob regime cataclástico; (B) sob regime frágil (Zhu e Wong, 1997) 43

Figura 2.9 – *Permeabilidade vs. deformação volumétrica* do arenito Flechtinger sob compressão triaxial (Heiland, 2003a) 46

Figura 2.10 – Redução de permeabilidade durante compressão triaxial sob diferentes tensões efetivas confinantes: (A) calcário Indiana; (B) arenito Berea (Azeemuddin *et al.*, 1995) 48

Figura 2.11 – Efeito da direção da aplicação da tensão na permeabilidade do arenito Castlegate (Bruno *et al.* 1991) 50

Figura 2.12 – Comparação da redução da permeabilidade com aumento da tensão radial, em arenitos com diferentes quantidades e resistência de cimentação (Bruno *et al.*, 1991) 51

Figura 2.13 – Variação da permeabilidade sob diferentes trajetórias de tensões em um arenito de reservatório (Rhett e Teufel, 1992) 53

Figura 2.14 – Representação esquemática de um corpo de prova cilíndrico fissurado, sendo submetido a um estado de tensão axisimétrico, com Z representando a direção axial e X e Y, as direções radiais 53

Figura 2.15 – Permeabilidade do arenito Etive em função da diminuição da poro-pressão para trajetórias de tensão  $K = 1,0$ ,  $K = 0,5$ ,  $K = 0,25$  e  $K = 0$  (Ruistuen *et al.*, 1999) 55

Figura 2.16 – Permeabilidade do arenito Tarbert em função da diminuição da poro-pressão para trajetórias de tensão  $K = 0,5$ ,  $K = 0,25$  e  $K = 0$  (Ruistuen *et al.*, 1999) 55

Figura 2.17 – *Curvas permeabilidade normalizada vs. diminuição da poro-pressão* sob diferentes trajetórias de tensão  $K$  (Khan e Teufel, 2000) 57

- Figura 2.18 – Aumento da anisotropia de permeabilidade  $k_v/k_h$  em função da diminuição da poro-pressão, sob trajetórias de tensão de 0 a 1 (Khan e Teufel, 2000) 58
- Figura 2.19 – Variação de permeabilidade em arenito de baixa porosidade sob tensões hidrostáticas e triaxiais (Heiland e Raab, 2001) 61
- Figura 2.20 – Evolução da permeabilidade  $k$  de rocha com aumento do carregamento aplicado, segundo Ferfera *et al.* (1997) 62
- Figura 2.21 – Diagrama esquemático do sistema de ensaio triaxial verdadeiro da Universidade de Wisconsin (Haimson e Chang, 2000) 64
- Figura 2.22 – Seções transversais esquemáticas da célula triaxial verdadeira: (A) seção transversal plana, mostrando os circuitos hidráulicos servo-controlados 1, 2 e 3; (B) seção transversal axial, mostrando os tubos por onde são aplicadas tensões radiais (Smart, 1995) 66
- Figura 2.23 – Variação da permeabilidade horizontal ( $k_h$ ) e vertical ( $k_v$ ) do arenito Clashach em função do aumento da tensão média atuante (Crawford e Smart, 1994) 67
- Figura 2.24 – Variação da permeabilidade horizontal ( $k_h$ ) e vertical ( $k_v$ ) do arenito Locharbriggs em função do aumento da tensão média atuante (Crawford e Smart, 1994) 67
- Figura 2.25 – Variação da permeabilidade horizontal ( $k_h$ ) e vertical ( $k_v$ ) do arenito Dalquhandy em função do aumento da tensão média atuante (Crawford e Smart, 1994) 68
- Figura 2.26 – Representação esquemática do sistema de carregamento triaxial verdadeiro depois de King *et al.*, 1995 (Al-Harthy *et al.*, 1998a) 69
- Figura 2.27 – Foto do sistema de carregamento triaxial verdadeiro depois de King *et al.*, 1995 (Al-Harthy *et al.*, 1998a) 70

Figura 2.28 – Efeito da poro-pressão na permeabilidade do arenito Croslands Hill sob diferentes trajetórias de tensão (hidrostática, triaxial e triaxial verdadeira) (Al-Harthy <i>et al.</i> , 1998b)	71
Figura 2.29 – Histerese de permeabilidade no arenito Doddington sob tensão hidrostática (Al-Harthy <i>et al.</i> , 1998b)	72
Figura 2.30 – Histerese de permeabilidade no arenito Doddington sob tensão triaxial verdadeira (Al-Harthy <i>et al.</i> , 1998b)	72
Figura 3.1 – Foto do conjunto geral da célula triaxial cúbica, vista em perspectiva	77
Figura 3.2 – Foto do corpo da célula triaxial cúbica	77
Figura 3.3 – Foto das tampas lisa (à esquerda) e para fluxo (à direita)	78
Figura 3.4 – Foto das membranas lisa e para fluxo	78
Figura 3.5 – Foto da célula triaxial cúbica montada, com as três linhas espirais de tensão	79
Figura 3.6 – Foto da vista superior da configuração de ensaio utilizada	80
Figura 3.7 – Foto do corpo de prova cúbico de alumínio utilizado nos ensaios de verificação de rigidez das membranas	81
Figura 3.8 – Foto do sistema de leitura de deformação de <i>strain gages</i>	81
Figura 3.9 – Foto do corpo de prova cúbico de alumínio, instrumentado com <i>strain gages</i> , para os ensaios de verificação de rigidez das membranas	82
Figura 3.10 – Foto da montagem dos ensaios de compressão biaxial, realizados para verificação da rigidez das membranas	83
Figura 3.11 – Foto do intensificador de pressão hidráulico servo-controlado	84
Figura 3.12 – Foto da bomba de fluxo de vazão constante, Waters 510	85
Figura 3.13 – Foto destacando o transdutor de pressão Validyne	86
Figura 3.14 – Foto da caixa de leitura de transdutor Validyne	86
Figura 3.15 – Fotos: (A) do transdutor de pressão aberto e do diafragma; (B) do diafragma	87

Figura 3.16 - Foto de um corpo de prova do arenito Berea	89
Figura 3.17 - Foto de um corpo de prova do arenito Rio Bonito	91
Figura 3.18 - Foto de um corpo de prova do arenito Botucatu	92
Figura 3.19 – Foto indicando a trajetória percorrida pelo óleo de fluxo na direção X e na direção Y (com excessiva perda de carga)	94
Figura 3.20 – Foto do corpo de prova dentro da célula parcialmente desmontada	97
Figura 3.21 – Foto da célula triaxial parcialmente desmontada, com algumas membranas, tampas e anéis de vedação, já posicionados	98
Figura 3.22 – Foto da célula montada, com as linhas espirais de tensão instaladas	98
Figura 3.23 – Foto indicando as mangueiras dos sistemas de testes geomecânicos MTS 815 e MTS 816, por onde são aplicadas as tensões no corpo de prova	99
Figura 3.24 – Foto indicando (1) bomba para fluxo, (2) válvulas que controlam a direção do fluxo e (3) transdutor de pressão	99
Figura 3.25 – Visão geral da montagem dos ensaios	100
Figura 4.1 – Variação da permeabilidade em função do estado de tensão hidrostático aplicado no arenito Berea 01-BE	103
Figura 4.2 – Variação da permeabilidade em função do estado de tensão triaxial verdadeiro aplicado no arenito Berea 02-BE	104
Figura 4.3 – Variação da permeabilidade em função dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro aplicados no arenito Rio Bonito 03-RB	107
Figura 4.4 – Variação da permeabilidade em função dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro aplicados no arenito Rio Bonito 04-RB	108
Figura 4.5 – Variação da permeabilidade nas direções X e Y, em função dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro aplicados no arenito Rio Bonito 05-RB	109

- Figura 4.6 – Variação da permeabilidade em função dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro aplicados no arenito Botucatu 06-BO 114
- Figura 4.7 – Variação da permeabilidade em função dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro aplicados no arenito Botucatu 07-BO 115
- Figura 4.8 – Variação da permeabilidade em função dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro aplicados no arenito Botucatu 08-BO 116
- Figura 4.9 – Variação da permeabilidade nas direções X e Y, em função dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro aplicados no arenito Botucatu 09-BO 117
- Figura 4.10 – Curvas de variação da permeabilidade de corpos de prova de arenito com permeabilidade inicial similar, mostrando diferentes sensibilidades ao aumento de carregamento hidrostático (Davies e Davies, 2001) 125

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Medidas de tensão <i>in situ</i> na formação Vicksburg, no campo de McAllen Ranch, Texas (Salz, 1977)	59
Tabela 2.2- Permeabilidade e anisotropia (horizontal e vertical) do arenito de reservatório utilizado por Al-Harthy <i>et al.</i> (1999) sob diferentes estados de tensão	74
Tabela 3.1 – Valores de tensão e deformação da verificação da rigidez das membranas lisas (direção vertical)	83
Tabela 3.2 – Valores de tensão e deformação da verificação da rigidez das membranas para fluxo (direções horizontais)	83
Tabela 3.3 – Resumo dos programas de ensaio realizados	95
Tabela 4.1 – Valores de porosidade dos corpos de prova do arenito Berea	102
Tabela 4.2 – Programa de ensaio hidrostático aplicado no arenito Berea 01-BE para medida da permeabilidade na direção X	103
Tabela 4.3 – Programa de ensaio triaxial verdadeiro aplicado no arenito Berea 02-BE para medida da permeabilidade na direção X	105
Tabela 4.4 – Valores de porosidade dos corpos de prova do arenito Rio Bonito	106
Tabela 4.5 – Programa de ensaio aplicado no arenito Rio Bonito 03-RB para medida da permeabilidade na direção X	107
Tabela 4.6 – Programa de ensaio aplicado no arenito Rio Bonito 04-RB para medida da permeabilidade na direção X	108
Tabela 4.7 – Programa de ensaio aplicado no arenito Rio Bonito 05-RB para medida da permeabilidade na direção X	109
Tabela 4.8 – Programa de ensaio aplicado no arenito Rio Bonito 05-RB para medida da permeabilidade na direção Y	110

Tabela 4.9 – Variação da anisotropia induzida no CP 05-RB pela variação do estado de tensão hidrostático	111
Tabela 4.10 – Variação da anisotropia induzida no CP 05-RB pela variação do estado de tensão triaxial verdadeiro	111
Tabela 4.11 – Redução da permeabilidade dos corpos de prova do arenito Rio Bonito em função do ciclo de carregamento e descarregamento	112
Tabela 4.12 – Valores de porosidade dos corpos de prova do arenito Botucatú	114
Tabela 4.13 – Programa de ensaio aplicado no arenito Botucatú 06-BO para medida da permeabilidade na direção X	115
Tabela 4.14 – Programa de ensaio aplicado no arenito Botucatú 07-BO para medida da permeabilidade na direção X	116
Tabela 4.15 – Programa de ensaio aplicado no arenito Botucatú 08-BO para medida da permeabilidade na direção X	117
Tabela 4.16 – Programa de ensaio aplicado no arenito Botucatú 09-BO para medida da permeabilidade na direção X	118
Tabela 4.17 – Programa de ensaio aplicado no arenito Botucatú 09-BO para medida da permeabilidade na direção Y	118
Tabela 4.18 – Variação da anisotropia induzida no CP 09-BO pela variação do estado de tensão hidrostático	120
Tabela 4.19 – Variação da anisotropia induzida no CP 09-BO pela variação do estado de tensão triaxial verdadeiro	120
Tabela 4.20 – Redução da permeabilidade dos corpos de prova do arenito Botucatú em função do ciclo de carregamento e descarregamento	121
Tabela 4.21 – Sensibilidade à tensão da permeabilidade dos arenitos sob estado de tensão hidrostático	122
Tabela 4.22 – Sensibilidade à tensão da permeabilidade dos arenitos sob estado de tensão triaxial verdadeiro	123

## Lista de símbolos

$n$	porosidade
$V_v$	volume de vazios
$V$	volume total
$n_e$	porosidade efetiva
$V_e$	volume ocupado pelo fluido
$n_s$	capacidade de retenção específica do meio
$V_s$	volume de fluido retido no meio
$M_{sat}$	massa saturada do corpo de prova
$M_{seca}$	massa seca do corpo de prova
$X$	direção horizontal principal
$Y$	direção horizontal principal
$Z$	direção vertical principal
$Q$	vazão
$A$	área da seção transversal de fluxo
$\Delta h$	carga hidráulica
$L$	comprimento da trajetória de fluxo
$i$	gradiente hidráulico
$dh/dx$	perda de carga hidráulica por unidade de comprimento no sentido do escoamento
$\gamma_f$	peso específico do fluido
$\mu$	viscosidade do fluido
$\Delta P$	diferença de pressão sobre o comprimento da trajetória de fluxo
$u$	poro-pressão
$k$	condutividade hidráulica
$k$	permeabilidade (intrínseca)
$k_h$	permeabilidade horizontal
$k_v$	permeabilidade vertical
$k_x$	permeabilidade na direção X
$k_y$	permeabilidade na direção Y

$K$	trajetória de tensão
$\sigma'_{min}$	tensão efetiva mínima horizontal
$\sigma'_{max}$	tensão efetiva máxima vertical
$\sigma'_1$	tensão principal efetiva máxima ou maior
$\sigma'_2$	tensão principal efetiva intermediária
$\sigma'_3$	tensão principal efetiva mínima ou menor
$\sigma_1$	tensão principal máxima ou maior
$\sigma_2$	tensão principal intermediária
$\sigma_3$	tensão principal mínima ou menor
$\sigma_a$	tensão axial
$\sigma_r$	tensão radial
$\sigma_x$	tensão aplicada na direção X
$\sigma_y$	tensão aplicada na direção Y
$\sigma_z$	tensão aplicada na direção Z
$\sigma'_m$	tensão efetiva média
$I_1$	primeiro invariante do tensor de tensões
$J_{2D}$	segundo invariante das tensões desviadoras
$\phi$	diâmetro
E	módulo de Young
$\alpha$	coeficiente poroelástico de Biot
STG	sistema de testes geomecânicos
CP	corpo de prova