



Jose Francisco Consuegra Murgas

**Modelagem Numérica do Ensaio de *Leak Off*
em Poços 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.

Orientador: Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura
Co-Orientador: Dr. Nelson Inoue

Rio de Janeiro, novembro de 2011.



Jose Francisco Consuegra Murgas

**Modelagem Numérica do Ensaio de *Leak Off*
em Poços de Petróleo**

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. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura
Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio
Orientador

Prof. Alberto Sampaio Ferraz Jardim Sayão
Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Paulo Couto
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. José Eugênio Leal
Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 18 de novembro de 2011.

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

Jose Francisco Consuegra Murgas

Possui graduação em Engenharia Civil da Universidade Industrial de Santander - UIS (Colômbia-2007). Trabalho em um projeto de vulnerabilidade sísmica na região metropolitana de Bucaramanga-Santander, na área geotécnica e de estruturas. Atualmente é estudante de mestrado em engenharia civil na área de geotecnia na PUC-Rio, Brasil. Além disso, está vinculado a um projeto sobre estabilidade de poços de petróleo em rochas salinas.

Ficha Catalográfica

Consuegra, Jose Francisco

Modelagem Numérica do Ensaio de *Leak Off* em Poços de Petróleo / Jose Francisco Consuegra Murgas; Orientador: Sergio A. B. da Fontoura ; co-orientador: Nelson Inoue. – 2011.

130 f. : il. (color.) ; 30 cm

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

Incluí bibliografia.

1. Engenharia Civil – Teses. 2. *Leak-Off*. 3. Poroelasticidade. 4. Fluência. 5. Permeabilidade. 6. Estabilidade. I. Fontoura, Sergio A. B. da. II. Inoue, Nelson. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. IV. Título.

CDD: 624

À memória de minha avó Zaida Murgas, meu eterno amor.
Exemplo de carinho e humildade.

Agradecimentos

Á Deus, criador de todas as coisas. Por me permitir escrever um pouco da minha historia e seguir em frente cada dia.

Ao professor Sérgio Fontoura, pela orientação, amizade e confiança conquistada durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais, Lia e Marcial, pelo amor incondicional, carinho e total apoio durante toda a minha vida. A minha tia Magola minha segunda mãe.

A todos meus irmãos e irmãs. À Nathalia pela paciência, amor e tolerância em toda esta etapa da minha vida.

A toda família, pela bondade, em especial aos meus sobrinhos Daniel e Daniela pelas brincadeiras e risadas.

A todos os meus amigos, de infância, da UIS (Universidade Industrial de Santander), do mestrado (PUC-Rio) e a todas as pessoas que de uma forma ou de outra me estimularam ou me ajudaram.

Ao meu grande amigo Nelson, pela amizade criada, pela troca de conhecimentos e apoio.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

Ao Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio, aos professores e aos colegas.

Ao GTEP (Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo) pelo apoio técnico durante a dissertação e pela utilização do Abaqus.

Aos professores que participaram da comissão examinadora.

Resumo

Consuegra, Jose Francisco; Fontoura, Sergio A. B. da; Inoue, Nelson. **Modelagem Numérica do Ensaio de *Leak Off* em Poços de Petróleo.** Rio de Janeiro, 2011. 130p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Em operações de perfuração, é importante ter uma estimativa do gradiente de fratura de determinada formação, como o objetivo de poder estimar o máximo peso da lama necessária para a próxima seção da formação rochosa, antes de colocar o revestimento. Por esse motivo, são realizados ensaios de *Leak-Off* para determinar a máxima pressão que a nova seção do poço pode sustentar sem fraturar ou perder fluido, sendo realizados durante a fase de perfuração do poço, nas formações imediatamente abaixo de cada sapata de revestimento. A finalidade deste estudo é realizar a simulação numérica deste ensaio usando um programa comercial de elementos finitos para calcular a pressão de *Leak-Off*, considerando a taxa de bombeamento como um dado de entrada do problema e a pressão na parede do poço como uma resposta. O trabalho abordará dois cenários: uma formação rochosa permeável e uma formação rochosa impermeável constituída de rocha de sal. Deste modo, para um estudo de uma análise real de um ensaio de *Leak-Off* em rocha permeável e rocha impermeável, torna-se necessário a utilização de modelos que considerem poroelasticidade e fluência, respectivamente. Para a caracterização do comportamento da rocha de sal foi usada uma lei de fluência de duplo mecanismo de deformação, que considera apenas os mecanismos de fluência: planar e indefinido. Os modelos estudados foram bidimensionais e analisados sobre a hipótese de deformação plana. A hipótese, de que a pressão de *Leak-Off* é atingida quando a tensão tangencial efetiva é igual a zero (calculada graficamente), foi considerada. Finalmente, foram simulados alguns casos para verificar os possíveis efeitos da alteração da permeabilidade e influência do fluido de pressurização no cálculo da pressão de *Leak-Off* em rocha permeável.

Palavras-chave

Leak-Off, Elementos Finitos; Poroelasticidade; Fluência; Permeabilidade.

Abstract

Consuegra, Jose Francisco; Fontoura, Sergio A. B. da (Advisor); Inoue, Nelson (Co-Advisor). **Numerical Modeling of *Leak Off* Test in Oil Wells**. Rio de Janeiro, 2011. 130p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In drilling operations, it is important to have an estimate of the fracture gradient of certain formation, in order to being able to estimate the maximum mud weight required for the next section of the rock formation, before casing is placed. For this reason, *Leak-Off* tests are conducted to determine the maximum pressure that the new section of the well can support without fracturing or losing fluid, being made during the drilling phase of the well in formations immediately below each casing shoe. The purpose this study is to perform the numerical simulation of this test using a commercial finite element program to calculate the *Leak-Off* pressure, considering the pumping rate as an input data of the problem and pressure at the borehole wall as the answer. The work will address two cases: a permeable rock formation and an impermeable rock formation composed of salt rock. Thus, for studying a real analysis of a *Leak-Off* test in permeable and impermeable rock, it becomes necessary to use models that consider poroelasticity and creep, respectively. For the characterization of salt rock it was used a creep law of dual mechanism of deformation, which considers only the dislocation creep mechanisms: planar and undefined. The two-dimensional models were studied and analyzed under the assumption of plane strain. The hypothesis that the *Leak-Off* pressure is reached when the effective tangential stress is zero (estimated graphically), was considered. Finally, some cases were simulated to check the possible effects of changing the permeability and the influence of pressurized fluid in the calculation of *Leak-Off* pressure in the permeable rock.

Keywords

Leak-Off; Finite Elements; Poroelasticity; Creep; Permeability.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	20
1.1.	Antecedentes	20
1.2.	Objetivo do Trabalho	21
1.3.	Escopo do Trabalho	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1.	Introdução	24
2.2.	O Ensaio de <i>Leak-Off</i>	24
2.2.1.	Metodologia do Ensaio de <i>Leak-Off</i>	25
2.2.1.1.	Diretrizes de Bombeamento	27
2.2.1.2.	Diretrizes de Interpretação	28
2.2.2.	Fatores que afetam o ensaio de <i>Leak-Off</i>	29
2.2.2.1.	Propriedades do Fluido	29
2.2.2.2.	Penetração de Fluidos	29
2.2.2.3.	Permeabilidade	30
2.2.2.4.	Rocha e Elasticidade	30
2.2.2.5.	Efeito do Poço	30
2.2.2.6.	Fissuras pré-existentes	31
2.3.	Modelagem Numérica e Experimental do Ensaio de <i>Leak-Off</i>	33
3	MODELOS CONSTITUTIVOS	42
3.1.	Introdução	42
3.2.	Resultados de Ensaios de Compressão Hidrostática e Triaxial	42
3.3.	Região Elástica	45
3.4.	Região de Endurecimento (Hardening)	45
3.5.	Região de Amolecimento (Softening)	46
3.6.	Significado da Dilatância	47
3.7.	Comportamento da Rocha de Sal	47
3.7.1.	Variação das Deformações no Tempo	48
3.7.2.	Modelo Constitutivo para a Rocha de Sal	49
3.7.3.	Ensaio Experimentais e Resultados	50
3.8.	Variação da Permeabilidade	51
3.8.1.	Antecedentes	51

3.8.2. Equação de Carman-Kozeny	53
3.8.2.1. Equação de Carman-Kozeny em Função da Área de Superfície Específica	55
3.8.2.2. Equação de Carman-Kozeny para Grãos Esféricos Uniformes	57
3.8.2.3. Validação da Equação de Carman-Kozeny	59
3.8.3. Relação da Permeabilidade Absoluta com o Coeficiente de Condutividade Hidráulica	60
4 POROELASTICIDADE	62
4.1. Introdução	62
4.2. Equações Governantes do Problema de Fluxo	62
4.2.1. Equação da Continuidade	63
4.2.2. Equação de Darcy	64
4.2.3. Equação de Estado	65
4.3. Equações Governantes do Problema de Tensões	69
4.3.1. Equações de Equilíbrio	69
4.3.2. Relações Deformação-Deslocamento	70
4.4. Solução do problema no Abaqus	71
5 MODELAGEM NUMÉRICA E RESULTADOS DO ENSAIO DE <i>LEAK-OFF</i>	73
5.1. Introdução	73
5.2. Simulação Numérica do Ensaio de <i>Leak-Off</i>	74
5.3. Descrição do Problema	76
5.4. Passos Para a Análise	76
5.4.1. Etapa de Equilíbrio	77
5.4.2. Etapa de Perfuração	77
5.4.3. Etapa de Pressurização	78
5.4.4. Validação do Uso do Programa Abaqus	78
5.5. Caso 1: Rocha Permeável	81
5.5.1. Malha de Elementos Finitos (<i>Mesh</i>)	82
5.5.2. Análise Poroelástica	84
5.5.2.1. Introdução	84
5.5.2.2. Etapa de Perfuração	84
5.5.2.3. Etapa de Pressurização	86
5.5.3. Análise Poroelástica com Influência de Variação da Permeabilidade	90
5.5.3.1. Introdução	90
5.5.3.2. Etapa de Perfuração	90

5.5.3.3. Etapa de Pressurização	92
5.5.4. Análise Poroelástica com Influência do Fluido de Pressurização	96
5.5.4.1. Introdução	96
5.5.4.2. Etapa de Perfuração	96
5.5.4.3. Etapa de Pressurização	100
5.6. Caso 2: Rocha de Sal	110
5.6.1. Malha de Elementos Finitos (<i>Mesh</i>)	112
5.6.2. Passos Para a Análise	112
5.6.3. Análise com Comportamento de Fluência	113
5.6.3.1. Introdução	113
5.6.3.2. Etapa de perfuração	114
5.6.3.3. Etapa de Pressurização	115
6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	122
6.1. Conclusões	122
6.2. Sugestões	123
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	125

Lista de Figuras

Figura 2.1: Linhas guia no ensaio de pressão de integridade – Modificada (Ploster, 1997).	26
Figura 2.2: Verificação da taxa de bombeamento com as linhas de guia – Modificada (Ploster, 1997).	26
Figura 2.3: Curva típica para um ensaio de <i>Leak-Off</i> – Modificada (Ploster, 1997).	28
Figura 2.4: Efeito sem fissuras pré-existentes - Modificada (Postler, 1997).	31
Figura 2.5: Efeito de fissuras pré-existentes - Modificada (Postler, 1997).	32
Figura 2.6: Representação do modelo de fratura – Modificada (Frydman & Fontoura, 2003).	33
Figura 2.7: Localização dos elementos auxiliares com o material virtual – Modificada (Frydman & Fontoura, 2003).	34
Figura 2.8: Curvas de pressão vs. tempo para diferentes valores de viscosidade do fluido - Modificada (Frydman & Fontoura, 2003).	34
Figura 2.9: Geometria da fratura para o modelo proposto - Modificada (Almeida, 1986).	35
Figura 2.10: Curva de pressão vs. tempo - Modificada (Almeida, 1986).	36
Figura 2.11: Esquema do conjunto experimental para os ensaios de Fraturamento hidráulico sob um campo de tensões horizontais anisotropicas, usando um medidor de deformação diametral – Modificada (Zhao <i>et al.</i> ,1996).	37
Figura 2.12: Dois registros típicos durante o fraturamento hidráulico no granito Lac du Bonnet usando um medidor de deformação diametral, Campo de tensões $\sigma_h < \sigma_H$ – Modificada (Zhao <i>et al.</i> ,1996).	38
Figura 2.13: Dois registros típicos durante o fraturamento hidráulico no granito Lac du Bonnet usando um medidor de deformação diametral, Campo de tensões $\sigma_h = \sigma_H$ – Modificada (Zhao <i>et al.</i> ,1996).	39
Figura 2.14: Decomposição do (a) o problema original em (b) o problema homogêneo e (c) e (d) dois sub-problemas.	40
Figura 2.15: Contornos de tensão máxima normalizada para o canto do poço (Golshani & Tran-Cong, 2006).	41
Figura 3.1: Deformação sob compressão hidrostática (Goodman, 1989).	43
Figura 3.2: Deformação sob compressão triaxial: (a) deformação axial e lateral; (b) dilatância (Goodman, 1989).	44
Figura 3.3: Idealização bi-linear de ensaio triaxial (Vermeer & de Borst, 1984).	45

Figura 3.4: Deslizamento de fissuras em concreto e rocha, e movimento de partículas em solos granulares (Vermeer & de Borst, 1984).	47
Figura 3.5: Regiões de comportamento em fluência (Goodman, 1989).	48
Figura 3.6: Velocidade de um fluido em fluxo laminar - Modificada. (http://www.spe.org/web/training/demo/mod1/mod1-1.htm).	54
Figura 3.7: Fluxo de baixa velocidade passando uma partícula - Modificada. (http://www.spe.org/web/training/demo/mod1/mod1-1.htm).	56
Figura 3.8: Variação do índice de vazios no tempo, para uma análise poroelástica.	58
Figura 3.9: Variação da permeabilidade em função do diâmetro dos grãos – Modificada. (http://www.spe.org/web/training/demo/mod1/mod1-1.htm).	59
Figura 4.1: Fluxo de Fluido Através de um elemento de meio poroso.	63
Figura 5.1: Geometria do modelo, parede do poço e localização onde o fluido é injetado no material virtual - Modificada. (Inoue & Fontoura, 2010).	75
Figura 5.2: Seção horizontal de um poço vertical - Modificada (Frydman, 2003).	76
Figura 5.3: Condições iniciais do problema - etapa de equilíbrio.	77
Figura 5.4: Zoom da parede do poço - etapa de perfuração.	78
Figura 5.5: Zoom da parede do poço - etapa de perfuração.	78
Figura 5.6: Elementos usados para a validação do Abaqus com a solução de Kirsch.	79
Figura 5.7: Variação das tensões tangenciais e radiais (Kirsch vs. Abaqus) para a análise elástica.	80
Figura 5.8: Visualização em 3D do modelo da rocha permeável – Modificada. (Inoue & Fontoura, 2010).	82
Figura 5.9: Representação de um quarto da malha do poço em 2D.	83
Figura 5.10: Variação da pressão de poros com o tempo, ao longo do eixo Y.	85
Figura 5.11: Variação do deslocamento com o tempo, ao longo do eixo Y.	85
Figura 5.12: (a) Estado de tensão para um tempo, $t=0$ s, e (b) Estado de tensão para um tempo, $t > 0$ s.	86
Figura 5.13: Variação da pressão do fluido no ponto A considerando três taxas de bombeamento.	87
Figura 5.14: Variação do deslocamento no ponto A considerando três taxas de bombeamento.	87
Figura 5.15: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 10.0 gpm.	88

Figura 5.16: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 1.0 gpm.	89
Figura 5.17: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 0.25 gpm.	89
Figura 5.18: Variação da pressão de poros com o tempo, ao longo do eixo Y.	91
Figura 5.19: Variação do deslocamento com o tempo, ao longo do eixo Y.	91
Figura 5.20: Variação da pressão do fluido no ponto A considerando três taxas de bombeamento.	92
Figura 5.21: Variação do deslocamento no ponto A considerando três taxas de bombeamento.	92
Figura 5.22: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 10.0 gpm.	93
Figura 5.23: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 1.0 gpm.	94
Figura 5.24: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 0.25 gpm.	94
Figura 5.25: Variação da pressão de poros com o tempo, ao longo do eixo Y (Fluido A).	97
Figura 5.26: Variação do deslocamento com o tempo, ao longo do eixo Y (Fluido A).	97
Figura 5.27: Variação da pressão de poros com o tempo, ao longo do eixo Y (Fluido B).	98
Figura 5.28: Variação do deslocamento com o tempo, ao longo do eixo Y (Fluido B).	98
Figura 5.29: Variação da pressão de poros com o tempo, ao longo do eixo Y (Fluido C).	99
Figura 5.30: Variação do deslocamento com o tempo, ao longo do eixo Y (Fluido C).	99
Figura 5.31: Variação da pressão do fluido no ponto A, para três taxas de bombeamento e três fluidos de pressurização (Fluidos A, B e C).	100
Figura 5.32: Variação do deslocamento no ponto A, para três taxas de bombeamento e três fluidos de pressurização (Fluidos A, B e C).	101
Figura 5.33: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 10.0 gpm (Fluido A).	102
Figura 5.34: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 10.0 gpm (Fluido B).	102

Figura 5.35: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 10.0 gpm (Fluido C).	103
Figura 5.36: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 1.0 gpm (Fluido A).	104
Figura 5.37: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 1.0 gpm (Fluido B).	104
Figura 5.38: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 1.0 gpm (Fluido C).	105
Figura 5.39: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 0.25 gpm (Fluido A).	106
Figura 5.40: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 0.25 gpm (Fluido B).	106
Figura 5.41: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 0.25 gpm (Fluido C).	107
Figura 5.42: Comparação da pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 10.0 gpm e três fluidos de pressurização (Fluidos A, B e C).	108
Figura 5.44: Visualização em 3D do modelo da rocha de sal – Modificada. (Inoue e Fontoura, 2010).	111
Figura 5.45: Comparação entre as malhas com e sem elementos virtuais, e sem pressão prescrita (sem lama).	114
Figura 5.46: Comparação entre as malhas com e sem elementos virtuais, e com pressão prescrita (com lama).	114
Figura 5.47: (a) Malha com elementos virtuais e (b) Malha sem elementos virtuais.	115
Figura 5.48: Variação da pressão do fluido no ponto A considerando três taxas de bombeamento.	116
Figura 5.49: Variação do deslocamento no ponto A considerando três taxas de bombeamento.	116
Figura 5.50: Variação das tensões e pressão de fluido ao longo do tempo, considerando uma taxa de bombeamento constante de 10.0 gpm.	117
Figura 5.51: Variação das tensões e pressão de fluido ao longo do tempo, considerando uma taxa de bombeamento constante de 1.0 gpm.	118
Figura 5.52: Variação das tensões e pressão de fluido ao longo do tempo, considerando uma taxa de bombeamento constante de 0.25 gpm.	118

Figura 5.53: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 10.0 gpm.	119
Figura 5.54: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 1.0 gpm.	120
Figura 5.55: Pressão de <i>Leak-Off</i> para uma taxa de bombeamento constante de 0.25 gpm.	120

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Área de superfície específica típica para areias e argilas	57
Tabela 3.2: Parâmetros usados na equação de variação de permeabilidade	59
Tabela 3.3: Coeficiente de permeabilidade para diferentes tipos de rochas	61
Tabela 5.1: Tensão de sobrecarga σ_z (Rocha Permeável)	81
Tabela 5.2: Propriedades do fluido de pressurização (Rocha Permeável)	81
Tabela 5.3: Propriedades da rocha permeável.	84
Tabela 5.4: Comparação da pressão de <i>Leak-Off</i> considerando a variação da permeabilidade.	95
Tabela 5.5: Propriedades dos fluidos de pressurização.	96
Tabela 5.6: Comparação da pressão de <i>Leak-Off</i> usando vários fluidos de pressurização.	109
Tabela 5.7: Tensão de sobrecarga σ_z (Rocha de Sal)	110
Tabela 5.8: Propriedades do fluido de pressurização (Rocha de Sal).	110
Tabela 5.9: Propriedades da rocha de sal (Halita)	113

Lista de Símbolos

A	Área transversal
a	Raio do poço
α	Coeficiente de Biot
a_v	Área de superfície específica (área/volume de rocha)
B'	Matriz que permite o acoplamento
c_k	Parâmetro empírico (equação de Carman-Kozeny)
D	Matriz de relação tensão-deformação secante
D_p	Diâmetro do grão ou da partícula
D_T	Matriz de relação tensão-deformação tangencial
E	Modulo de Young
e	Índice de vazios
e_0	Índice de vazios inicial
e_f	Índice de vazios final
ϵ_1	Deformação Axial
$\dot{\epsilon}$	Taxa de deformação devido à fluência na condição de equilíbrio
$\dot{\epsilon}_0$	Taxa de deformação de referência devido à fluência (estado estacionário)
$\dot{\epsilon}_v^p$	Taxa de expansão volumétrica plástica
ϵ_v^{in}	Expansão volumétrica plástica do material
$\dot{\epsilon}_1^p$	Taxa de deformação axial plástica
ϵ_{ij}	Componentes do tensor das deformações
f_t	Resistência à tração da rocha
G	Módulo de cisalhamento
g	Aceleração da gravidade
h	Altura da fratura
H'	Matriz de fluxo
k	Permeabilidade absoluta
K	Módulo de deformação volumétrica drenado do meio poroso
\bar{k}	Coeficiente de condutividade hidráulica
K'	Matriz de rigidez
k_f	Modulo de bulk do fluido
k_s	Permeabilidade do meio poroso na direção do fluxo

L	Comprimento da amostra
$L(t)$	Comprimento da fratura
Lt	Comprimento de um tubo capilar horizontal
L'	Matriz que permite o acoplamento
\mathbf{m}	Vetor igual à unidade para as tensões normais e zero para as cisalhantes
n	Coefficiente de tensão (Lei de Fluência)
P	Pressão de fluido
p	Pressão confinante
p_o	Pressão de poros na formação
ρ	Densidade ou massa específica do fluido
ρ_0	Massa específica do fluido em um instante de referência
p_w	Pressão (ou peso) da lama hidrostática
q	Vazão (Capítulo 3)
q	Tensão desviadora (Capítulo 5)
Q	Energia de ativação
R	Constante universal dos gases
Rt	Raio de um tubo capilar horizontal
r	Distância a partir do eixo do poço
S	Superfície específica dos poros
\mathbf{S}	Tensor das tensões desviadoras
T	Temperatura da rocha
T_0	Temperatura de referência
τ	Tortuosidade (comprimento médio do trajeto / comprimento total) ²
U_1	Deslocamento na direção x
U_2	Deslocamento na direção y
u, v, w	Componentes do vetor dos deslocamentos
V_s	Velocidade aparente do fluido na direção do fluxo
V_t	Volume total do elemento
V_p	Volume dos poros
V_x, V_y, V_z	Velocidades de Darcy nas direções x, y, z .
w	Abertura da fratura
w_{MAX}	Abertura máxima da fratura
σ	Tensão total
σ_H	Tensão horizontal maior

σ_h	Tensão horizontal menor
σ'	Tensão efetiva
σ_{ef}	Tensão efetiva de fluência
σ_0	Tensão efetiva de referência
$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$	Tensão total na direção x, y e z
σ_θ	Tensão tangencial efetiva
$\sigma_{\theta,max}$	Tensão tangencial máxima na parede do poço
$\sigma_{\theta,min}$	Tensão tangencial mínima na parede do poço
σ_r	Tensão radial
σ_1	Tensão principal maior
σ'_3	Tensão principal menor na parede do poço
σ_{ij}	Componentes do tensor das tensões totais
ΔP	Diferença de pressão aplicada na amostra
ΔV	Diferença de volume na amostra
$\Delta \varepsilon_V$	Variação volumétrica
$\Delta \sigma$	Variação da tensão total
$\Delta \phi$	Variação da porosidade
ν	Coefficiente de Poisson
γ	Peso específico do fluido
μ	Viscosidade dinâmica do fluido
λ	Parâmetro de Lamé
Φ	Potencial de fluxo
ϕ	Porosidade
ϕ_0	Porosidade em um instante de referência
Ψ	Ângulo de dilatância
θ	Ângulo medido no sentido anti-horário do plano x-y a partir do eixo 'x'