



Olga Cecilia Carvajal García

**Avaliação da influência da interação
rocha-fluido na estabilidade de poços**

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 Ciências de Engenharia Civil: Geotecnia

Orientador: Sérgio A. B. da Fontoura

Rio de Janeiro
Agosto de 2003



Olga Cecilia Carvajal García

**Avaliação da influência da interação
rocha-fluido na estabilidade de poços**

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.

Sérgio A. B. da Fontoura

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Dra. Rosana Fátima T. Lomba

CENPES – PETROBRÁS

Prof. Eurípides do Amaral Vargas

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Ney Augusto Dumont

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 11 de Agosto de
2003

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

Olga Cecília Carvajal García

Graduou-se em Engenharia Civil na UIS (Universidade Industrial de Santander - Colômbia) em 2000. Trabalhou com o Governo da Colômbia desenvolvendo projetos na área de estruturas nesse mesmo ano.

Ficha Catalográfica

García, Olga C. Carvajal

Avaliação da influência da interação rocha-fluido na estabilidade de poços / Olga C. Carvajal Garcia; orientador: Sérgio Augusto B. da Fontoura. – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Civil, 2003.

[17]. , 130 f. : il. ; 30 cm

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

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Civil – Teses. 2. Folhelhos. 3. Modelagem numérica. 4. Interação rocha-fluido. 5. Estabilidade de poços de petróleo. I. Fontoura, Sérgio Augusto B. da. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. III. Título.

CDD : 624

Para meus pais e irmãs

Agradecimentos

À CAPES, ANP e à PUC-Rio pelo apoio financeiro concedido durante o meu mestrado.

Agradeço ao professor Sérgio A. B. da Fontoura pela oportunidade de desenvolvimento, não só deste trabalho, pela confiança e respeito profissional depositados na minha pessoa. Obrigada pela estrutura oferecida através do GTEP, cujo apoio foi essencial.

A todos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Civil pelos ensinamentos transmitidos. Agradeço ao pessoal do Laboratório de Geotecnia, ao José, Amauri, Josué, Rosa, pelo momentos gratos do dia a dia.

A todos, dentro e fora da PUC, que tiveram parte neste processo. Agradeço aos meus colegas (Geotecnia e Estruturas), com os quais comparti risos e momentos difíceis. Ao William Wagner do Tec-Graf, pela ajuda oferecida. Ao João, meu parceiro no início do estágio de docência.

Aos colegas do GTEP. Especialmente ao Eudes, pelas longas discussões sobre a interação rocha-fluido e as conversas descontraídas. Agradeço ao Ewerton, pela paciência, e os risos produto das nossas conversas. À Odalys pela sua amizade. A todos os que de alguma maneira, fizeram parte da minha experiência no grupo: o Jorge Pastor, Mércia, Marcia, Suzanna, Flávia, Claudio, Shelly, Silvio, Olga, Bruno, Fredy, Josias, Cassio, Patrícia, Ana Sofia. À equipe do Laboratório de Interação Rocha-Fluido, Luiz Guilherme, Michelle e o Ricardo.

Um obrigado especial à Martha, Gonzalo e Carolina, a minha família aqui no Rio.

Agradeço aos meus pais, Rafael e Cecilia, por tudo o que eles investiram na minha vida. Agradeço especialmente à minha mãe, e às minhas irmãs, Claudia e

Sandra, por todo amor e confiança que a distância tornou mais fortes. Às minhas tias Zayde, Alicia e Rosalba, pelos momentos vividos desde criança.

Agradeço ao Fredy E. Angarita, pelo apoio, compreensão e confiança. Pela sua amizade e presença leal na minha vida, que muito me ajudaram nestes dois anos.

Agradeço muito a Deus por todos os momentos que constituíram a minha experiência de vida aqui, e por me brindar a força para conseguir este propósito.

Resumo

García, Olga C. Carvajal; Fontoura, Sérgio Augusto B. **Avaliação da influência da interação rocha-fluido na estabilidade de poços**. Rio de Janeiro, 2003. 130p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os problemas na perfuração associados à instabilidade do poço são geralmente agravados quando camadas de folhelho são atravessadas, as quais constituem uma alta porcentagem do total das rochas perfuradas no mundo. O folhelho, quando submetido às tensões *in situ*, pode atuar como uma membrana semipermeável à passagem de íons através dos seus poros. Este comportamento e o desenvolvimento de pressões osmóticas ao redor do poço, desempenham um papel fundamental no balanço das forças que instabilizam a rocha.

Neste trabalho, um modelo computacional baseado na teoria da poroelastoplasticidade com formulação numérica pelo método dos elementos finitos, é utilizado para avaliar a influência da interação rocha-fluido na estabilidade de poços perfurados através de folhelho. Simulações efetuadas para diferentes cenários esclarecem a maneira como o modelo acopla e trata os mecanismos de transporte envolvidos (difusão hidráulica, osmose química, difusão iônica, advecção). Resultados mostram a pressão de poros e a resistência da rocha adversamente afetadas à medida que o folhelho fica exposto ao fluido de perfuração. É discutida a instabilidade do poço segundo os dados obtidos da variação da pressão de poros, tensões efetivas, área plastificada e deslocamento radial do poço.

Palavras-chave

Folhelhos; Interação rocha-fluido; Estabilidade de poços de petróleo; Modelagem numérica.

Abstract

García, Olga C. Carvajal; Fontoura, Sérgio Augusto B. (Advisor). **Estimate of the influence of rock-drilling fluid interaction on wellbore stability.** Rio de Janeiro, 2003, 130p. MSc. Dissertation. Civil Engineering Department, Pontificia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Drilling problems associated with wellbore instability are aggravated when shale beddings are drilled, which constitute a high percentage of drilled rocks in the world. Shale in contact with water base mud (WBM), when submitted to the in situ stresses, could have a semipermeable membrane system behavior. This behavior and the osmotic pressure developed around the wellbore have a fundamental role in the force equilibrium that makes the formation unstable..

On this document, a computer model based in the poroelastoplasticity with numerical formulation based on finite element code is applied to estimate the influence of rock-drilling fluid interaction on the stability of borehole drilled through shale. Modeling conditions explains how the model couples and deals with driving forces involved (hydraulic diffusion, chemical osmosis, chemical diffusion, advection). Unfavorable consequences about the pore-pressure and rock strength are showed with the time rock exposure. Wellbore instability is discussed according to pore-pressure, effective stress, plastic zone and radial displacement results obtained in this document.

Keywords

Shales; rock-fluid interactions; wellbore stability; numerical modeling.

Sumário

1 Introdução	18
1.1. Descrição do problema	18
1.2. Motivação da Pesquisa	19
1.3. Objetivos	19
1.3.1. Objetivo Geral	19
1.3.2. Objetivo Especifico	20
1.4. Escopo	20
2 Revisão Bibliográfica	22
2.1. Conceitos Gerais	22
2.1.1. Estabilidade de Cascalhos	24
2.1.2. Estabilidade do Poço	24
2.2. Mecanismos de Transporte	28
2.3. Fluidos de Perfuração	31
3 Modelagem da Estabilidade de Poços em Folhelhos	35
3.1. Introdução	35
3.2. Escolha do Modelo	35
3.3. Modelos Desenvolvidos na Literatura Incluindo o Efeito Químico	37
3.4. Comentários Finais	54
4 Descrição do Modelo Computacional	56
4.1. Introdução	56
4.2. Modelo Constitutivo	56
4.3. Critério de Ruptura de Mohr-Coulomb	61
4.4. Modelos Matemáticos Usados	61
4.4.1. Equações de Transporte	63
4.4.2. Equação de Continuidade de Massa do Sal	65
4.4.3. Equação de Continuidade de Fluxo Monofásico	66
4.4.4. Comportamento Mecânico da Rocha	69

5 Metodologia para Análise da Interação Rocha-Fluido	69
5.1. Introdução	69
5.2. Avaliação do Modelo	71
5.2.1. Simulação de Experimentos	71
5.2.2. Propriedades Físico-Químicas	74
5.2.3. Simulação 3D	78
5.3. Conclusão	86
6 Influência da Interação Rocha-Fluido na Estabilidade de Poços: Simulações	88
6.1. Introdução	88
6.2. Casos Modelados	92
6.2.1. Simulações em Poço Vertical	92
6.2.2. Simulações em Poço Inclinado	114
6.3. Discussão dos Resultados Obtidos	122
7 Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	124
7.1. Conclusões	124
7.2. Sugestões para Trabalhos Futuros	125
8 Referências Bibliográficas	127

Lista de figuras

Figura 2.1 – Esquema das forças atuando em um sistema água-eletrolito-argila (Fonseca & Chenevert, 1998)	22
Figura 2.2 – Dupla camada: superfície negativa e carga elétrica distribuída (Mitchel, 1996)	22
Figura 2.3 – Alguns tipos de instabilidade de poço (Last & Plumb, 1995)	25
Figura 2.4 – Tensões na parede do poço, ruptura à tração (Last & Plumb, 1995)	26
Figura 2.5 – Excesso de pressão de poros como função da distância da parede do poço (Horsrud <i>et al.</i> , 1994)	27
Figura 2.6 – Fatores que comandam o transporte na parede do poço: pressão de poros, atividade e concentração (Hawkes <i>et al.</i> , 2000)	29
Figura 2.7 – Transporte de água através de uma membrana semipermeável perfeita na interface folhelho-fluido de perfuração (Hawkes <i>et al.</i> , 2000)	30
Figura 2.8 – Composição de um fluido de perfuração PE 11- lbm/gal (a) base água, (b) base óleo (Borgoyne <i>et al.</i> , 1991)	32
Figura 2.9 – Cenários típicos para invasão de água e soluto de folhelhos (Hawkes <i>et al.</i> , 2000)	33
Figura 3.1 – Distribuição de tensão radial para $P_w = 0$ psi e $a = 5$ in (Yew <i>et al.</i> 1990)	39
Figura 3.2 – Distribuição de tensão tangencial para $P_w = 0$ psi e $a = 5$ in (Yew <i>et al.</i> 1990)	40
Figura 3.3 – Comparação da envoltória de ruptura com o invariante de tensão cisalhante (Mody & Hale, 1993)	42
Figura 3.4 – Avaliação do risco de colapso do poço como função do peso do fluido de perfuração e a sua salinidade (Mody & Hale, 1993)	42
Figura 3.5 – Tensão ao redor do poço quando a interação físico-química é levada em conta (Heidug & Wong, 1996)	44
Figura 3.6 – Evolução da tensão cisalhante como função do tempo $T = D_e \cdot t / a^2$ (Heidug & Wong, 1996)	45
Figura 3.7 – Mudança da pressão observada e modelada no reservatório (Tan <i>et al.</i> , 1996)	46
Figura 3.8 – Variação do tempo crítico como função da concentração de CaCl_2 do fluido de perfuração (Tan <i>et al.</i> , 1996)	47
Figura 3.9 – Variação do tempo crítico como função do α para $C_w = 5$ w/w% CaCl_2 (Tan <i>et al.</i> , 1996)	47
Figura 3.10 – Variação do tempo crítico para $C_w = 20$ w/w% de CaCl_2 (Tan <i>et al.</i> , 1996)	48

Figura 3.11 – Pressão de poros ao redor do poço para: (a) 5 min, (b) 1 dia e (c) 10 dias após a perfuração (Frydman & da Fontoura, 1999)	49
Figura 3.12 – Estado de tensões para $C_o = C_w = 3.5$ w/w% de NaCl (Fjær <i>et al.</i> 2002)	50
Figura 3.13 – Estado de tensões para $C_o = 3.5$ w/w% NaCl e $C_w = 10$ w/w% de NaCl (Fjær <i>et al.</i> 2002)	51
Figura 3.14 – Estado de tensões para $C_o = 3.5$ w/w% de NaCl e $C_w = 5$ w/w% de KCl (Fjær <i>et al.</i> 2002)	52
Figura 3.15 – Geometria do problema idealizada (Ghassemi & Diek, 2002)	53
Figura 3.16 – Pressão de poros ao redor do poço para $P_o = 10$ MPa, $P_w = 15$ MPa (Ghassemi & Diek, 2002)	53
Figura 3.17 – Evolução de σ_r' ao redor do poço; $P_o = 10$ MPa, $P_w = 15$ MPa (Ghassemi & Diek, 2002)	55
Figura 4.1 – Deslizamento de fissuras em rocha (Vermeer & de Borst, 1984)	57
Figura 4.2 – Idealização bi-linear do ensaio triaxial (Vermeer & de Borst, 1984)	58
Figura 4.3 – Superfície de escoamento plástico com lei de fluxo associada	59
Figura 4.4 – Envoltória de ruptura de Mohr-Coulomb no espaço τ - σ	62
Figura 4.5 – Acoplamento mecânico-hídrico-químico (Frydman e da Fontoura, 1999)	62
Figura 4.6 – Conservação da massa da partícula unidimensional em um volume elementar representativo (Frydman e da Fontoura, 1999)	66
Figura 5.1 – Esquema da metodologia utilizada neste trabalho	71
Figura 5.2 – Esquema do equipamento desenvolvido (Muniz, 2003)	72
Figura 5.3 – Fase de difusão de pressão e difusão de íons do CP31 (Muniz, 2003)	73
Figura 5.4 – Ensaio para obter a atividade química de soluções	75
Figura 5.5 – Viscosidade dos cloretos em função da concentração (Rabe, 2003)	76
Figura 5.6 – Malha de elementos finitos usada na modelagem	78
Figura 5.7 – Sistema de coordenadas do poço	79
Figura 5.8 – Malha de elementos finitos utilizada para amostra (CP31)	80
Figura 5.9 – Difusão de pressão e difusão de íons com a variação do tamanho do corpo de prova	82
Figura 5.10 – Difusão da concentração com a variação do tamanho do corpo de prova	82
Figura 5.11 – Descrição do cenário modelado	83
Figura 5.12 – Resultados obtidos com o FPORO 3D para $t = 1,1$ dias: (a) pressão de poros; (b) fator de dano; (c) difusão de íons; (d) σ_3'	85

Figura 6.1 – Configuração de carregamento, poço vertical	92
Figura 6.2 – Distribuição de tensões ao redor do poço quando $a_o = a_w$, $P_o = P_w$	93
Figura 6.3 – Deslocamento radial da parede do poço ($a_o = a_w$, $P_o = P_w$)	94
Figura 6.4 – Distribuição da pressão de poros ao redor do Poço para $a_w < a_o$, $P_o = P_w$	95
Figura 6.5 – Mudança do estado de tensões devido à redução da pressão de poros	96
Figura 6.6 – Tensões efetivas ao redor do poço	96
Figura 6.7 – Deslocamento radial da parede do poço	97
Figura 6.8 – Perfis de pressão de poros modelados considerando $a_w = a_o$	98
Figura 6.9 – Tensões radiais, tangenciais e axiais efetivas	98
Figura 6.10 – Evolução da relação na condição sobre-balanceada	98
Figura 6.11 – Dissipação da pressão de poros para $\alpha = 0,01$	99
Figura 6.12 – Dissipação da pressão de poros para $\alpha = 0,10$	100
Figura 6.13 – Dissipação da pressão de poros para $\alpha = 0,20$	101
Figura 6.14 – Pressão de poros na parede do poço 10 dias após a perfuração	101
Figura 6.15 – Distribuição de soluto ao redor do poço para $\alpha = 0.01$	102
Figura 6.16 – Evolução da tensão radial efetiva para (a) $\alpha = 0.20$, (b) $\alpha = 0.50$	103
Figura 6.17 – Relação para $t = 10$ dias	104
Figura 6.18 – Deslocamento radial da parede do poço	105
Figura 6.19 – Configuração de carregamento em poço vertical ($\sigma_h < \sigma_H$)	105
Figura 6.20 – Distribuição da pressão de poros para (a) $\theta = 0^\circ$, (b) $\theta = 90^\circ$	107
Figura 6.21 – Relação para $t = 5$ dias	108
Figura 6.22 – Deslocamento radial da parede do poço	109
Figura 6.23 – Configuração de carregamento no poço vertical	110
Figura 6.24 – Distribuição de soluto ao redor do poço para diferentes concentrações de CaCl_2 (10 dias)	108
Figura 6.25 – Pressão de poros para diferentes concentrações de CaCl_2 (10 dias)	111
Figura 6.26 – Tensão radial efetiva para diferentes concentrações de CaCl_2 (10 dias)	112
Figura 6.27 – Relação para diferentes concentrações de CaCl_2 (10 dias)	113
Figura 6.28 – Deslocamento radial da parede do poço	113
Figura 6.29 – Geometria e tensões <i>in situ</i> para o poço inclinado	114
Figura 6.30 – Distribuição da pressão de poros para (a) $\theta = 0^\circ$ e (b) $\theta = 90^\circ$	115
Figura 6.31 – Evolução da pressão de poros para $\alpha = 0.20$	116
Figura 6.32 – Área plastificada ao redor do poço para $\theta = 0^\circ$ e $\theta = 90^\circ$ ($t = 5$ dias)	117
Figura 6.33 – Deslocamento da parede do poço para (a) $\theta = 0^\circ$, (b) $\theta = 90^\circ$	118
Figura 6.34 – Influência do teor de sal na dissipação da pressão de poros para (a) $\theta = 0^\circ$, (b) $\theta = 90^\circ$	120
Figura 6.35 – Área plastificada ao redor do poço para $\theta = 0^\circ$ e $\theta = 90^\circ$, ($t = 5$ dias)	121
Figura 6.36 – Deslocamento radial da parede do poço para (a) $\theta = 0^\circ$, (b) $\theta = 90^\circ$	122

Lista de tabelas

Tabela 3. 1 – Propriedades do material (Yew <i>et al.</i> 1990)	38
Tabela 4. 1– Fluxo e forças de transporte em meios porosos (Mitchel, 1993)	63
Tabela 5. 1 – Fatores que afetam a estabilidade do poço (Thomas <i>et al.</i> , 2001)	70
Tabela 5. 2 – Valores dos parâmetros de difusão obtidos (Muniz, 2003)	73
Tabela 5. 3 – Coeficiente de reflexão obtido para cada CP (Muniz, 2003)	75
Tabela 5. 4 – Parâmetros utilizados na análise numérica do CP31 (Muniz, 2003)	81
Tabela 5. 5 – Incrementos de tempo utilizados no FPORO	84
Tabela 5. 6 – Dados usados na simulação	84
Tabela 6. 1 – Descrição geral dos casos analisados	90
Tabela 6. 2 – Dados da rocha usados na modelagem	91
Tabela 6. 3 – Parâmetros de entrada	92
Tabela 6. 4 – Valores de coeficiente de reflexão adotados na análise do Caso IV	99
Tabela 6. 5 – Valores de coeficiente de reflexão adotados na análise do Caso V	106
Tabela 6. 6 – Dados relacionados com a concentração do fluido para cada simulação	110
Tabela 6. 7 – Valores de coeficiente de reflexão adotados na análise do Caso VII	114
Tabela 6. 8 – Concentração do fluido para cada simulação	119

Lista de símbolos

a	Raio do poço
a_o	Atividade do fluido nos poros
a_w	Atividade do fluido de perfuração
b	Forças de corpo
c	Coesão
C	Concentração de sal
C_o	Concentração do fluido dos poros
C_w	Concentração do fluido de perfuração
$d\varepsilon$	Incremento de deformação total
$d\varepsilon^e$	Incremento de deformação elástica
$d\varepsilon^p$	Incremento de deformação plástica
$d\varepsilon_s$	Incremento de deformação pela absorção de água
D	Tensor de difusividade
D_o	Coefficiente de difusão da solução livre
D_e	Coefficiente de difusão efetiva
D_T	Matriz de relação tensão-deformação elastoplástica
E	Módulo de Young
f	Superfície de escoamento plástico
g	Aceleração da gravidade
h	elevação do ponto respeito a um nível de referencia (na direção do g).
j	vetor de densidade de fluxo do sal fluindo por unidade de tempo
j_f	Vetor de fluxo de massa de fluido
k	Permeabilidade absoluta
k	Tensor de permeabilidade
K_f	Módulo de compressibilidade do fluido
K_s	Módulo de compressibilidade dos grãos
K_T	Módulo de rigidez tangente da fase sólida
m	Massa de fluido
m	Vetor binário (um para tensões normais e zero para tensões de desvio)
M_s	Massa molar do soluto

n_i	Número de partículas formadas após dissociação do sal
OBM	Fluido de perfuração base óleo (<i>oil base mud</i>)
P	Pressão de poros
P_o	Pressão de poros
P_w	Pressão hidráulica exercida pelo fluido de perfuração
q	Velocidade de percolação de Darcy
r	Distância da parede do poço
R	Constante do gás ($R = 8,314 \text{ J K}^{-1} \text{ mol}^{-1}$)
R_d	Fator de retardamento
t	Tempo
T	Temperatura absoluta
WBM	Fluido de perfuração base água (<i>water base mud</i>)
α	Coefficiente de Reflexão
α_L	Coefficiente de dispersão longitudinal
α_T	Coefficiente de dispersão transversal
ΔP	Diferença entre a pressão inicial de fluido dos poros e a pressão atual
ε_v	Deformação volumétrica
ϕ	Resistência ao cisalhamento
η	Porosidade
μ_w	Viscosidade de filtração salina
μ_o	Viscosidade do fluido dos poros
ν	Coefficiente de Poisson
ρ	Densidade
σ	Tensão normal total
σ'	Tensão normal efetiva
σ_r	Tensões radiais
σ_θ	Tensões tangenciais
σ_r'	Tensões efetivas radiais
σ_θ'	Tensões efetivas tangenciais
σ_o'	Tensão efetiva inicial
σ_1	Tensão principal maior
σ_3	Tensão principal menor
σ_t	Resistência à tração da rocha

τ	Tensão cisalhante
τ_0	Tortuosidade aparente
ψ	Ângulo de dilatância

“...Y uno aprende a construir todos sus caminos en el hoy, porque el terreno de mañana es demasiado inseguro para planes... y los futuros tienen una forma de caerse en la mitad.

Y después de un tiempo uno aprende que si es demasiado, hasta el calor del sol quema. Así que uno planta su propio jardín y decora su propia alma, en lugar de esperar a que alguien le traiga flores.

Y uno aprende que realmente puede aguantar, que uno realmente es fuerte, que uno realmente vale, y uno aprende y aprende... y con cada día uno aprende...”

Jorge Luis Borges