



**Ewerton Moreira Pimentel de Araújo**

**Modelo Acoplado Termo-Químico-Poroelástico para a  
Análise da Estabilidade de Poços em Folhelhos**

**Tese de Doutorado**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Civil. Área de concentração: Geotecnia.

Orientador: Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro

Dezembro de 2005

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.



**Ewerton Moreira Pimentel de Araújo**

**Modelo Acoplado Termo-Químico-Poroelástico para a  
Análise da Estabilidade de Poços em Folhelhos**

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

**Sergio Augusto Barreto da Fontoura**

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

**Prof. Celso Romanel**

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

**Prof. Paulo Batista Gonçalves**

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

**Engº Mauro Bloch**

PETROBRAS

**Profª Christianne de Lyra Nogueira**

UFOP

**Prof. José Eugênio Leal**

Coordenador(a) Setorial  
do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 07 de dezembro de 2005

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

### **Ewerton Moreira Pimentel de Araújo**

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal da Paraíba em 2000. Obteve o título de Mestre em Engenharia Civil (Geotecnia) pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2002. Sua principal área de atuação é a Geomêcnica do Petróleo.

#### Ficha catalográfica

Araújo, Ewerton Moreira Pimentel de

Modelo acoplado termo-químico-poroelástico para a análise da estabilidade de poços em folhelhos / Ewerton Moreira Pimentel de Araújo ; orientador: Sergio Augusto Barreto da Fontoura. – Rio de Janeiro: PUC-Rio, Departamento de Engenharia Civil, 2005.

234 f. ; 30 cm

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

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia civil – Teses. 2. Estabilidade de poços. 3. Modelo acoplado. 4. Poroelasticidade. 5. Folhelhos. 6. Geomecânica do petróleo. I. Fontoura, Sergio Augusto Barreto da. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Engenharia Civil. III. Título.

CDD: 624

À minha esposa Fabiana.

## Agradecimentos

É chegada ao fim mais uma etapa da minha formação profissional e não poderia deixar de agradecer àqueles que direta ou indiretamente contribuíram para o seu sucesso. Gostaria de expressar a minha gratidão ao meu orientador, professor Sergio Fontoura, por toda a estrutura física e científica proporcionada ao longo deste trabalho através do Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo (GTEP). Também agradeço aos meus precursores Dr. Marcelo Frydman e Dr. Jorge Pastor, ambos atualmente na Schlumberger Oilfield Services, que com seus trabalhos químico-poroelástico e termo-poroelástico construíram as bases para o desenvolvimento deste trabalho. Aliás, as classes gráficas cedidas pelo Dr. Jorge Pastor usadas na elaboração dos gráficos e a parceria no desenvolvimento da solução numérica foram de grande importância.

Também agradeço a Dra. Nelly Rubio, pelas valorosas discussões a respeito das transformadas de Laplace e que resultaram no desenvolvimento da solução unidimensional do problema termo-químico-poroelástico. É imprescindível também mencionar as discussões com o Dr. Fredy Artola e o Dr. Claudio Rabe a respeito dos aspectos geológicos, geofísicos e petrofísicos de folhelhos, que muito contribuíram para formar minha cultura a respeito dessas rochas.

Gostaria também de agradecer à equipe de informática do GTEP que militou comigo na área de estabilidade de poços nesses anos: Shelly Medeiros, Olga Linares, Silvio Santos e Paula Campos. Vocês são excepcionais e merecem todo o meu respeito como profissionais. Além deles, também agradeço a amizade e companhia do Dr. Bruno Holzberg e do Dr. Adriano dos Santos ao longo desses anos de convivência. E, também ao amigo Josias Barbosa, que ao sair do GTEP me deixou um livro de físico-química que para ele era básico, mas para mim foi muito útil no entendimento da geração de pressões osmóticas em membranas semipermeáveis. E, a Flavia Villarroel, a quem tive o privilégio de introduzir no universo da geomecânica do petróleo e agora vejo seu sucesso nesta área.

Também gostaria de agradecer a todos os professores e examinadores que participaram de todas as etapas de avaliação durante o meu doutorado,

contribuindo com sugestões e críticas, muito úteis não apenas para o sucesso deste trabalho, mas também para a minha formação como geomecânico.

Agradecimentos especiais são devidos aos meus pais que fizeram o impossível para que eu chegasse até aqui. Vocês são especiais demais para mim. Aliás pai, muito obrigado por aquelas boas palmadas que me ensinaram a gostar de estudar. Da mesma forma, à minha esposa Fabiana, a quem tenho uma dívida enorme por ter compartilhado comigo todos os momentos, principalmente os mais difíceis, e por isso, é considerada por mim co-autora deste trabalho.

Não poderia deixar de agradecer também aos meus irmãos Emerson e Erika, meus cunhados, meus sogros e meu amigo Widmark, que me incentivaram muito durante toda minha jornada acadêmica.

A realização deste trabalho também foi possível graças ao suporte financeiro concedido pelas agências de financiamento CAPES, CNPq e FAPERJ.

Por fim, honra e glória ao Deus Eterno e (In) Visível que em tudo me faz mais do que vencedor por meio do Seu filho Jesus Cristo.

## Resumo

Araújo, Ewerton Moreira Pimentel; Fontoura, Sergio Augusto Barreto. **Modelo Acoplado Termo-Químico-Poroelástico para a Análise da Estabilidade de Poços em Folhelhos**. Rio de Janeiro, 2005. 234p. Tese de Doutorado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A grande maioria dos problemas de estabilidade de poços de petróleo ocorre em trechos de folhelhos, rochas nas quais, uma especificação eficiente da pressão do fluido de perfuração requer previamente uma especificação correta da concentração salina e da temperatura. Todavia, para um dimensionamento adequado das características do fluido de perfuração necessárias à estabilidade do poço, é necessário o uso de modelos matemáticos que considerem um acoplamento adequado entre efeitos poroelásticos, químicos e térmicos. Entretanto, a complexidade matemática das equações de modelos acoplados normalmente leva à adoção de soluções numéricas, que consomem um tempo computacional muito grande e, por isso, esses modelos não são atrativos à aplicação na análise da estabilidade de poços. Este trabalho apresenta um modelo acoplado termo-químico-poroelástico representado por duas soluções, uma numérica, que utiliza o método dos elementos finitos, e outra analítica, baseada no método das transformadas de Laplace. Ao comparar ambas as soluções é demonstrado que a solução analítica consegue representar tão bem quanto à solução numérica os principais processos acoplados presentes durante a perfuração de folhelhos e que influenciam na sua estabilidade e, por esta razão, pode ser utilizada na análise de estabilidade de poços em folhelhos. Através de um estudo de caso, é verificado que um controle eficiente da estabilidade do poço é obtido especificando a pressão do fluido de perfuração em função da sua temperatura e concentração salina. Estes resultados também indicam as razões de alguns problemas não previstos por modelos desacoplados, e que quase sempre ocorrem durante a perfuração em folhelhos.

## Palavras-chave

Engenharia Civil; Estabilidade de Poços; Modelo Acoplado; Poroelasticidade; Folhelhos; Geomecânica do Petróleo

## Abstract

Araújo, Ewerton Moreira Pimentel; Fontoura, Sergio Augusto Barreto (Advisor). **Coupled Thermochemoporoelastic Model for Wellbore Stability Analysis in Shales**. Rio de Janeiro, 2005. 234p. Ph.D. Thesis – Civil Engineering Department, Pontificia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Wellbore stability problems are most common when drilling through shales. In order to avoid such problems in this kind of rocks the solute concentration and temperature must be properly defined in the drilling fluid composition, which requires considering poroelastic, thermal and chemical effects in a coupled way. The equations complexity of coupled models usually results in numerical solutions that are very time consuming, thus, unattractive for stability analysis. In an opposite way, it is very difficult to develop closed-form solutions for coupled models. This work presents a thermochemoporoelastic model represented by a numerical solution based upon the finite element method and an analytical solution based upon the Laplace transform method. A comparison between the results of the numerical solution and analytical solution shows that the later can reproduce the coupled processes involved in the wellbore stability problem in shales as well as the former, and for this reason the closed-form solution can be applied as a practical tool in wellbore stability analysis. The analysis of a typical wellbore drilled through shales showed that an efficient control of wellbore stability can be obtained through an adequate specification of the drilling fluid pressure when taking in account its solute concentration and temperature. The model was also able to explain some problems not predicted by uncoupled models, but almost always seen while drilling through shales.

## Keywords

Civil Engineering; Wellbore Stability; Coupled Model; Poroelasticity; Shales; Petroleum Geomechanics

# Sumário

1	Introdução	26
1.1	Considerações Iniciais	26
1.2	Motivação e Objetivos da Tese	27
1.3	Escopo da Tese	30
2	Revisão Bibliográfica	33
2.1	Introdução	33
2.2	Modelos Propostos na Literatura	34
2.2.1	Modelo de Mody & Hale (1993) <sup>13</sup>	34
2.2.2	Modelo de Heidug & Wong (1996) <sup>15</sup>	34
2.2.3	Modelo de Chen <i>et al.</i> (2003) <sup>16</sup>	35
2.2.4	Modelo de Yu <i>et al.</i> (2002, 2003) <sup>17, 18</sup>	36
2.2.5	Modelo de Frydman <i>et al.</i> (2003) <sup>19</sup>	36
2.2.6	Modelo de Ghassemi <i>et al.</i> (1998) <sup>20</sup>	37
2.2.7	Modelo de Ghassemi <i>et al.</i> (1999) <sup>24</sup>	37
2.2.8	Modelo de Ghassemi & Diek (2003) <sup>25</sup>	38
2.2.9	Modelo de McTigue (1986) <sup>26</sup>	38
2.2.10	Modelo de Kurashige (1989) <sup>28</sup>	38
2.2.11	Modelo de Wang & Papamichos (1994) <sup>29</sup>	39
2.2.12	Modelo de Li <i>et al.</i> (1998) <sup>30</sup>	39
2.2.13	Modelo de Pastor & Fontoura (2002) <sup>31</sup>	40
2.2.14	Modelo de Ghassemi & Diek (2002) <sup>33</sup>	40
2.2.15	Modelo de Tao <i>et al.</i> (2005) <sup>34</sup>	41
2.2.16	Modelo de Ekbote & Abousleiman (2005) <sup>35</sup>	41
2.3	Comentários finais	42
3	Aspectos do Comportamento Geomecânico de Folhelhos	44
3.1	Introdução	44
3.2	Material Rochoso	44
3.3	Fluidos de Perfuração	46

3.4	Processos Acoplados	51
3.5	Efeitos Poroelásticos	54
3.5.1	Evidências Experimentais	57
3.6	Efeitos Químicos	61
3.6.1	Evidências Experimentais	64
3.7	Efeitos Térmicos	68
3.7.1	Evidências Experimentais	72
3.8	Configuração Adotada para o Modelo Termo-Químico-Poroelástico	76
3.9	Comentários Finais	78
4	Formulação Termo-Químico-Poroelástica Numérica	79
4.1	Introdução	79
4.2	Formulação Matemática	79
4.2.1	Equações Constitutivas	79
4.2.1.1	Comportamento Mecânico	79
4.2.1.2	Processos de Transporte	82
4.2.2	Leis de Conservação	87
4.2.2.1	Equilíbrio de Forças e Conservação de Momento	87
4.2.2.2	Conservação de Massa do Fluido	88
4.2.2.3	Conservação de Massa de Solute	93
4.2.2.4	Conservação de Calor	94
4.3	Discretização por Elementos Finitos	96
4.4	Discretização no Tempo	100
4.5	Comentários Finais	101
5	Formulação Termo-Químico-Poroelástica Analítica	103
5.1	Introdução	103
5.2	Formulação Matemática	103
5.2.1	Equações Constitutivas	105
5.2.1.1	Comportamento Mecânico	105
5.2.1.2	Processos de Transporte	105
5.2.2	Leis de Conservação	107
5.2.2.1	Equilíbrio de Forças e Conservação de Momento	107
5.2.2.2	Conservação de Calor	111

5.2.2.3 Conservação de Massa de Solute	111
5.2.2.4 Conservação de Massa de Fluido	112
5.3 Definição do Problema	113
5.4 Solução Analítica Completa	118
5.4.1 Problema Termo-Químico-Poroelástico de Deformação Plana	118
5.4.2 Problema Uniaxial de Tensão	127
5.4.3 Problema de Cisalhamento Antiplano	128
5.4.4 Superposição das Soluções	128
5.5 Comentários Finais	129
6 Validação e Verificação do Modelo	130
6.1 Introdução	130
6.2 Acoplamento Hidro-Mecânico (Poroelástico)	130
6.3 Acoplamento Termo-Poroelástico	135
6.4 Acoplamento Químico-Poroelástico	142
6.5 Acoplamento Termo-Químico-Poroelástico	145
6.6 Comentários Finais	151
7 Estudo de Caso de um Poço Perfurado em Folhelho	154
7.1 Introdução	154
7.2 Dados de Entrada	155
7.3 Definição da Trajetória do Poço	157
7.4 Alargamento da Janela de Estabilidade	160
7.5 Incorporação de Efeitos Poroelásticos	166
7.6 Incorporação de Efeitos Químicos	170
7.7 Incorporação de Efeitos Térmicos	172
7.8 Incorporação de Efeitos Termo-Químico-Poroelásticos	175
7.9 Distribuição de Tensões ao Redor do Poço	178
7.10 Comentários Finais	183
8 Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	187
8.1 Conclusões	187
8.2 Sugestões para Trabalhos Futuros	191

9 Referências Bibliográficas	194
Apêndice A Relações entre Constantes Poroelásticas	206
A.1 Introdução	206
A.2 Correlações	206
Apêndice B Métodos de Determinação dos Parâmetros Termo-Químico-Poroelásticos	209
B.1 Introdução	209
B.2 Parâmetros Poroelásticos	209
B.2.1 Perfis de Poços	210
B.2.2 Ensaio de Laboratório	213
B.3 Parâmetros Químicos	216
B.4 Parâmetros Térmicos	217
Apêndice C Propriedades das Transformadas de Laplace	222
C.1 Introdução	222
C.2 Propriedades	222
Apêndice D Algoritmo para a Inversão da Transformada de Laplace	225
D.1 Introdução	225
D.2 Algoritmo de Stehfest	225
Apêndice E Solução Analítica Termo-Química-Poroelástica Unidimensional para Difusão de Pressão de Poros	226
E.1 Introdução	226
E.2 Solução Analítica	226
Apêndice F Critérios de Ruptura para Análise da Estabilidade de Poços de Petróleo	230
F.1 Introdução	230
F.2 Critério de Mohr-Coulomb	231
F.3 Critério de Drucker-Prager	232

F.4 Critério de Lade-Ewy

233

F.6 Comentários Finais

234

## Lista de figuras

Figura 1 – Comportamentos de folhelhos durante a perfuração <sup>38</sup>	45
Figura 2 – Típico alargamento da seção de um poço em trechos de folhelhos <sup>52</sup>	48
Figura 3 – Resultado de ensaio de transmissão de pressão com solução salina de KCl <sup>52</sup>	50
Figura 4 – Resultado de ensaio de transmissão de pressão com solução salina de NaCl <sup>52</sup>	50
Figura 5 – Magnitude de processos acoplados em escalas de tempo e espaço <sup>63</sup>	53
Figura 6 – Resumo de recente revisão bibliográfica em periódicos sobre processos acoplados em rochas <sup>63</sup>	54
Figura 7 – Pressão de poros no centro de uma amostra cilíndrica sob carregamento axissimétrico <sup>66</sup>	55
Figura 8 – Evolução da janela de estabilidade em ambiente de falha reversa <sup>72</sup>	57
Figura 9 – Evolução da janela de estabilidade em ambiente de falha normal <sup>72</sup>	57
Figura 10 – Descrição esquemática de um ensaio numérico/experimental em amostra de folhelho <sup>73</sup>	58
Figura 11 – Evolução da pressão de poros no contorno externo da amostra e na parede do furo <sup>73</sup>	59
Figura 12 – Pressão de poros no contorno externo da amostra e na parede do furo <sup>73</sup>	60
Figura 13 – Comparação dos resultados do ensaio oedométrico com os da teoria poroelástica linear <sup>75</sup>	60
Figura 14 – Comparação dos resultados de volume de fluido descarregado no ensaio oedométrico com os resultados da teoria poroelástica linear <sup>75</sup>	61
Figura 15 – Diferenças da penetração da pressão de poros ao redor de um poço em função do tipo de fluido de perfuração <sup>78</sup>	63

Figura 16 – Impacto da osmose sobre a pressão de poros em folhelhos <sup>45</sup>	66
Figura 17 – Aumento da tensão de ruptura de um folhelho devido a interações químicas com um fluido salino à base de KCl <sup>81</sup>	67
Figura 18 – Alteração da envoltória de resistência de um folhelho devido a interações químicas com um fluido salino à base de KCl <sup>81</sup>	67
Figura 19 – Distribuição de temperatura devido à circulação do fluido de perfuração <sup>83</sup>	68
Figura 20 – Efeito de um resfriamento no fluido de perfuração sobre a janela de estabilidade ( $a/r = 1.3$ ) <sup>16</sup>	70
Figura 21 – Geometria e condições de contorno para simular o experimento termoporoelástico <sup>92</sup>	73
Figura 22 – Comparação da temperatura medida e modelada ao longo do tempo <sup>92</sup>	74
Figura 23 – Comparação da pressão de poros medida e modelada ao longo do tempo <sup>92</sup>	74
Figura 24 – Redução da resistência em argila devido ao aquecimento térmico <sup>93</sup>	75
Figura 25 – Redução da resistência em folhelho devido ao aquecimento térmico <sup>94</sup>	75
Figura 26 – Processos termo-químico-poroelásticos representados no modelo desenvolvido	77
Figura 27 – Representação gráfica do tensor de tensões sobre um REV. O primeiro índice após um símbolo indica a direção da reta normal ao plano e o segundo indica a direção da força <sup>67</sup>	108
Figura 28 – Configuração geométrica do problema: (a) rotação e inclinação do poço em relação às tensões <i>in situ</i> , (b) configuração de tensões no sistema de coordenadas do poço, (c) configuração de deformação plana	114
Figura 29 – Decomposição do problema inicial (a) em três problemas individuais: (b) Problema I, (c) Problema II e (d) Problema III	116
Figura 30 – Coluna poroelástica	131
Figura 31 – Malha utilizada na modelagem poroelástica numérica da coluna	133

Figura 32 – Pressão de poros na base da coluna	134
Figura 33 – Deslocamento no topo da coluna	135
Figura 34 – Comparação entre os resultados obtidos com o modelo desenvolvido neste trabalho (curvas) e os obtidos por Chen & Ewy <sup>126</sup> (pontos)	137
Figura 35 – Malha utilizada na simulação termo-poroelástica numérica	138
Figura 36 – Difusão de temperatura para o interior do folhelho	141
Figura 37 – Elevação da pressão de poros no interior do folhelho devido ao aumento de temperatura	141
Figura 38 – Malha utilizada na modelagem químico-poroelástica numérica do ensaio	144
Figura 39 – Comparação entre os resultados experimentais, numéricos e analíticos do problema químico-poroelástico	145
Figura 40 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de concentração de soluto ao redor do poço	149
Figura 41 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de temperatura ao redor do poço	149
Figura 42 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de pressão de poros considerando efeitos químico-poroelásticos	150
Figura 43 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de pressão de poros considerando efeitos termo-poroelásticos	150
Figura 44 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de pressão de poros considerando efeitos termo-químico-poroelásticos	151
Figura 45 – Densidade de fluido de perfuração, em função do azimute e da inclinação do poço, necessária para evitar a formação de colapso inferior na parede do poço utilizando modelo elástico e condição fluido penetrante	158
Figura 46 – Densidade de fluido de perfuração, em função do azimute e da inclinação do poço, necessária para evitar a formação de fratura na parede do poço utilizando modelo elástico e condição fluido penetrante	159

Figura 47 – Variação da janela de estabilidade em função da inclinação do poço perfurado na direção da tensão horizontal menor	159
Figura 48 – Variação da janela de estabilidade em função da inclinação do poço perfurado na direção da tensão horizontal maior	160
Figura 49 – Malha utilizada para calcular a área plastificada ao redor do poço	161
Figura 50 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração	163
Figura 51 – Variação da janela de estabilidade em função da inclinação do poço perfurado na direção da tensão horizontal maior. Para inclinações acima de 60° as pressões de colapso são calculadas admitindo uma área plastificada de 15% ao redor do poço	163
Figura 52 – Comparação da janela de estabilidade obtida com os critérios de Mohr-Coulomb, Lade-Ewy e Drucker-Prager. Para inclinações acima de 60° as pressões de colapso são calculadas admitindo uma área plastificada de 15% ao redor do poço	164
Figura 53 – Distribuição de pressão de poros ao redor do poço (vertical) para um tempo de 1 minuto após a perfuração considerando a rocha como um arenito de alta permeabilidade ( $1 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ )	165
Figura 54 – Distribuição de pressão de poros ao redor do poço (vertical) para um tempo de 1 minuto após a perfuração considerando a rocha como um folhelho de baixa permeabilidade ( $1 \times 10^{-20} \text{ m}^2$ )	165
Figura 55 – Janela de estabilidade considerando efeitos poroelásticos para um tempo de 1 minuto após a perfuração	167
Figura 56 – Janela de estabilidade considerando efeitos poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração	167
Figura 57 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 10 min após a perfuração e considerando efeitos poroelásticos	168
Figura 58 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 1 dia após a perfuração e considerando efeitos poroelásticos	168
Figura 59 – Janela de estabilidade considerando efeitos poroelásticos	

para um tempo de 10 min após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço	169
Figura 60 – Janela de estabilidade considerando efeitos poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço	169
Figura 61 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 10 min após a perfuração e considerando efeitos químico-poroelásticos	170
Figura 62 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 1 dia após a perfuração e considerando efeitos químico-poroelásticos	171
Figura 63 – Janela de estabilidade considerando efeitos químico-poroelásticos para um tempo de 10 min após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço	171
Figura 64 – Janela de estabilidade considerando efeitos químico-poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço	172
Figura 65 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 10 min após a perfuração e considerando efeitos termo-poroelásticos	173
Figura 66 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 1 dia após a perfuração e considerando efeitos termo-poroelásticos	174
Figura 67 – Janela de estabilidade considerando efeitos termo-poroelásticos para um tempo de 10 min após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço	174
Figura 68 – Janela de estabilidade considerando efeitos termo-poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração. As pressões de	

colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço	175
Figura 69 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 10 min após a perfuração e considerando efeitos termo-químico-poroelásticos	176
Figura 70 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 1 dia após a perfuração e considerando efeitos termo-químico-poroelásticos	177
Figura 71 – Janela de estabilidade considerando efeitos termo-químico-poroelásticos para um tempo de 10 min após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço	177
Figura 72 – Janela de estabilidade considerando efeitos termo-químico-poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço	178
Figura 73 – Distribuição de pressão de poros ao redor do poço considerando modelo elástico	179
Figura 74 – Distribuição do fator de plastificação ao redor do poço considerando modelo elástico	179
Figura 75 – Distribuição de pressão de poros ao redor do poço considerando efeitos poroelásticos e um tempo de 10 min após a perfuração	180
Figura 76 – Pressão de poros na direção do ângulo polar 90° em um tempo de 10 min após a perfuração	182
Figura 77 – Tensão radial efetiva na direção do ângulo polar 90° em um tempo de 10 min após a perfuração	182
Figura 78 – Tensão tangencial efetiva na direção do ângulo polar 90° em um tempo de 10 min após a perfuração	183
Figura 79 – Problema termo-químico-poroelástico unidimensional	227

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Dados usados na simulação poroelástica numérica	133
Tabela 2 – Dados usados na simulação poroelástica analítica	134
Tabela 3 – Dados usados na validação termo-poroelástica	136
Tabela 4 – Dados usados na simulação termo-poroelástica numérica	139
Tabela 5 – Dados usados na simulação termo-poroelástica analítica	140
Tabela 6 – Dados usados na simulação químico-poroelástica numérica	143
Tabela 7 – Dados usados na simulação químico-poroelástica analítica	143
Tabela 8 – Dados usados na simulação termo-químico-poroelástica numérica	146
Tabela 9 – Dados usados na simulação termo-químico-poroelástica analítica	147
Tabela 10 – Dados usados na análise de estabilidade	156

## Lista de símbolos

$a$	Raio do poço (m)
$c$	Coesão do folhelho (Pa)
$c_f$	Capacidade térmica do fluido de poros ( $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ )
$c_p$	Capacidade térmica do folhelho ( $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ )
$c_w$	Capacidade térmica da água pura ( $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ )
$c^f$	Difusividade hidráulica ( $m^2 \cdot s^{-1}$ )
$c^T$	Difusividade térmica do folhelho ( $m^2 \cdot s^{-1}$ )
$c^{fC}$	Coefficiente de acoplamento químico-hidráulico ( $Pa \cdot m^3 \cdot kg^{-1}$ )
$c^{fT}$	Coefficiente de acoplamento termo-hidráulico ( $Pa \cdot ^\circ C^{-1}$ )
$d$	Coefficiente de dissociação do soluto*
$g$	Aceleração da gravidade ( $m \cdot s^{-2}$ )
$h$	Elevação acima de um plano de referência (m)
$k$	Permeabilidade intrínseca do folhelho ( $m^2$ )
$k^T$	Condutividade térmica do folhelho ( $W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$ )
$m$	Parâmetro de resistência do critério de Drucker-Prager*
$m_f$	Varição da massa de fluido de poros em um volume unitário de referência ( $kg \cdot m^{-3}$ )
$n$	Porosidade efetiva do folhelho*
$p$	Pressão de poros (Pa)
$r$	Posição no interior do folhelho a partir da parede do poço (m)
$s$	Parâmetro da transformada de Laplace*

$t$	Tempo (s)
$u_i$	Deslocamento na direção $i$ (m)
$B$	Coeficiente de Skempton*
$C$	Concentração de soluto ( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ )
$D^C$	Coeficiente de difusão molecular do soluto em água ( $\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ )
$D_e^C$	Coeficiente efetivo de difusão do soluto ( $\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ )
$E$	Módulo de Young drenado (Pa)
$G$	Módulo de deformação cisalhante (Pa)
$I'_1, I'_3$	Invariantes de tensões efetivas
$J_f$	Fluxo de fluido através do folhelho ( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ )
$J_s$	Fluxo de soluto através do folhelho ( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ )
$J_T$	Fluxo de calor através do folhelho ( $\text{J} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ )
$K$	Módulo drenado de deformação volumétrica do folhelho (Pa)
$K_f$	Módulo de deformação volumétrica do fluido de poros do folhelho (Pa)
$K_s$	Módulo de deformação volumétrica dos constituintes sólidos do folhelho (Pa)
$M$	Módulo de Biot (Pa)
$M_s$	Massa molar do soluto ( $\text{kg} \cdot \text{mol}^{-1}$ )
$P_o$	Pressão osmótica (Pa)
$R$	Constante universal dos gases ( $8.314510 \text{ Pa} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{mol}^{-1}$ )
$R_d$	Coeficiente de retardamento do soluto*
$S_1$	Parâmetro de resistência do critério de Lade-Ewy*
$T$	Temperatura (K)

$V$	Volume total do folhelho ( $m^3$ )
$V_p$	Volume de poros do folhelho ( $m^3$ )
$V_s$	Volume de constituintes sólidos do folhelho ( $m^3$ )
$\mathbf{b}$	Vetor das forças de corpo (N)
$\mathbf{k}$	Tensor de permeabilidade intrínseca ( $m^2$ )
$\mathbf{m}$	Vetor binário unidimensional*
$\mathbf{q}_C$	Vetor de descarga específica devido ao gradiente de concentração ( $m \cdot s^{-1}$ )
$\mathbf{q}_p$	Vetor de descarga específica devido ao gradiente de pressão ( $m \cdot s^{-1}$ )
$\mathbf{q}_{pC}$	Vetor de descarga específica total ( $m \cdot s^{-1}$ )
$\mathbf{t}$	Vetor de forças aplicadas no contorno $\Gamma$ do domínio $\Omega$ (N)
$\mathbf{u}$	Vetor de deslocamentos (m)
$\mathbf{D}_T$	Matriz constitutiva tangente que correlaciona as tensões efetivas às deformações
$\mathbf{D}_{ij}$	Tensor de dispersão hidrodinâmica ( $m^2 \cdot s^{-1}$ )
$\mathbf{J}_f$	Vetor de fluxo de massa de fluido ( $kg \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}$ )
$\mathbf{J}_s$	Vetor de fluxo total de soluto no meio poroso ( $kg \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}$ )
$\mathbf{J}_T$	Vetor de fluxo total de calor ( $J \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}$ )
$\mathbf{J}_s^a$	Vetor de fluxo advectivo de soluto no meio poroso ( $kg \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}$ )
$\mathbf{J}_s^d$	Vetor de fluxo difusivo de soluto no meio poroso ( $kg \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}$ )
$\mathbf{N}, \bar{\mathbf{N}}$	Funções de interpolação*
$\alpha$	Coeficiente de Biot*
$\alpha_f^T$	Coeficiente de expansão térmica volumétrica do fluido de poros ( $K^{-1}$ )
$\alpha_m^T$	Coeficiente de expansão térmica volumétrica da matriz do folhelho ( $K^{-1}$ )

$\alpha_L^C$	Dispersividade longitudinal do soluto ( m )
$\alpha_T^C$	Dispersividade transversal do soluto ( m )
$\delta_{ij}$	Delta de Kronecker*
$\varepsilon$	Vetor de deformações*
$\varepsilon_T$	Vetor de deformações térmicas*
$\varepsilon_{ij}$	Tensor de deformações*
$\varepsilon_{kk}$	Deformação volumétrica*
$\phi$	Ângulo de atrito do folhelho ( ° )
$\eta$	Coeficiente poroelástico de tensões*
$\eta_1$	Parâmetro de resistência do critério de Lade-Ewy ( Pa )
$\varphi$	Rotação do poço em relação à tensão horizontal menor ( ° )
$\mu$	Viscosidade dinâmica do fluido de poros ( Pa · s )
$\mu_w$	Viscosidade dinâmica da água pura ( Pa · s )
$\nu$	Coeficiente de Poisson drenado*
$\nu_u$	Coeficiente de Poisson não drenado*
$\theta$	Ângulo polar ao redor do poço ( ° )
$\rho_b$	Massa específica total do folhelho ( kg · m <sup>-3</sup> )
$\rho_f$	Massa específica do fluido de poros ( kg · m <sup>-3</sup> )
$\rho_s$	Massa específica da matriz do folhelho ( kg · m <sup>-3</sup> )
$\rho_w$	Massa específica da água pura ( kg · m <sup>-3</sup> )
$\Re$	Coeficiente de reflexão*
$\sigma$	Vetor de tensões totais ( Pa )

$\sigma'$	Vetor de tensões efetivas (Pa)
$\sigma_c$	Resistência à compressão não confinada do folhelho (Pa)
$\sigma_t$	Resistência à tração do folhelho (Pa)
$\sigma_{ij}$	Tensor de tensões totais (Pa)
$\sigma_{kk}$	Traço do tensor de tensões totais
$\sigma'_{oct}$	Tensão efetiva octaédrica (Pa)
$\tau$	Tortuosidade*
$\tau_o$	Parâmetro de resistência do critério de Drucker-Prager (Pa)
$\tau_{oct}$	Tensão de desvio octaédrica (Pa)
$\varpi$	Inclinação do poço (°)
$\omega$	Coeficiente de inchamento químico do folhelho (Pa)
$\zeta$	Incremento de conteúdo de fluido de poros*

\* Adimensional

# 1 Introdução

## 1.1 Considerações Iniciais

A era do petróleo teve seu início com a perfuração de um poço no estado da Pensilvânia (Estados Unidos) no ano de 1857<sup>1</sup>. Desde então, milhões de poços ao redor do mundo têm sido perfurados. Entretanto, essa experiência de mais de um século ainda não conseguiu eliminar alguns problemas que ocorrem durante a vida de um poço. Entre estes problemas está o da manutenção da estabilidade das paredes do poço durante a perfuração e a produção.

Até meados da década de 80, a metodologia mais empregada era a de tentativa e erro, ou seja, procurava-se utilizar nos novos poços os procedimentos bem sucedidos dos anteriores, sem ter, no entanto, muita clareza dos processos envolvidos<sup>2</sup>. Esta metodologia, porém, nunca produziu uma otimização sistemática nos resultados. Na realidade, a própria Natureza era a principal auxiliadora no processo de estabilização de poços, pois, como uma das tensões principais normalmente é vertical e a grande maioria dos poços era perfurada nessa direção, prevalecia a condição de estado plano de deformação, na qual não há tensões de cisalhamento na parede do poço.

Com o advento da perfuração de poços desviados, a condição de estado plano de deformação não é mais obedecida e, como consequência, vários problemas inesperados de instabilidade passaram a surgir, o que levou a um grande crescimento das atividades de pesquisa em mecânica das rochas relacionada aos problemas de engenharia de petróleo.

Adicionalmente, fluidos de perfuração à base de óleo, passaram a sofrer rigorosas restrições no seu uso, devido aos impactos nocivos provocados ao meio ambiente. Como alternativa, passou-se a utilizar fluidos à base de água ou sintéticos, que por sua vez, não proporcionam a mesma estabilização em rochas argilosas como os folhelhos, pois, por não conseguir impermeabilizar a parede do poço nesse tipo de rocha, a pressão de suporte, constituída pela diferença entre a

pressão do fluido de perfuração e a pressão de poros original da rocha, é gradualmente perdida pela difusão de pressão do poço para o interior do folhelho.

Além disso, a exposição do folhelho ao fluido de perfuração, exige um rigoroso controle do tipo e da concentração de soluto presente no fluido de perfuração, pois, os processos de interação entre este e o folhelho podem contribuir de modo significativo para a estabilidade do poço. Além desses aspectos, quando se perfura em ambientes de alta temperatura, a diferença entre a temperatura do fluido de perfuração e a temperatura do folhelho pode resultar em significativos impactos sobre o campo de pressão de poros e tensões ao redor do poço e, conseqüentemente, sobre sua estabilidade.

Dessa forma, manter a estabilidade de um poço perfurado em folhelhos requer muito mais do que a especificação da pressão do fluido de perfuração tomando como base simplesmente a pressão de poros original da rocha, já que efeitos acoplados de fluxo de fluido, deformação, temperatura e concentração salina atuam conjuntamente para determinar a estabilidade ou não da rocha.

## 1.2 Motivação e Objetivos da Tese

Normalmente, para alcançar os reservatórios de óleo e gás é necessário atravessar longas camadas de folhelhos, que representam cerca de 3/4 das rochas perfuradas<sup>3, 4</sup>, e as quais é creditado um percentual de 90% dos problemas de estabilidade<sup>5</sup>. Além disso, tem sido reportado que 10 a 17% do tempo não produtivo da perfuração de um poço é devido direta ou indiretamente a problemas de estabilidade<sup>6, 7</sup>, o que representa um custo anual extra que varia de 1 a 8 bilhões de dólares<sup>8, 9</sup>.

Portanto, não há a menor dúvida que uma das grandes necessidades da indústria do petróleo é obter um método eficiente de prevenção de problemas de estabilidade durante a perfuração. Estes problemas podem impactar de modo significativo o desenvolvimento econômico de um campo de petróleo, a exemplo do campo *offshore* de Heidrun na Noruega, descoberto em 1985, e no qual vários problemas de estabilidade ocorreram, principalmente nos trechos de folhelhos, devido à negligência dos aspectos geomecânicos.

Nesse campo, antes da análise de estabilidade, devido à quantidade limitada e insuficiente de informações disponíveis, acreditava-se que a fonte dos problemas era uma região de baixa densidade ao longo da coluna estratigráfica. No entanto, a análise revelou que na realidade o problema residia numa região com densidade normal, mas que se apresentava bastante fraturada. Em resumo, o impacto econômico deste estudo de estabilidade resultou em: (i) aumento da taxa média de penetração de 66.5 m/dia para 119.1 m/dia; (ii) redução no custo por metro de perfuração de US\$ 136.800 para US\$ 98.400; (iii) redução no custo de aproximadamente 2.5 milhões de dólares em uma média de 4000 m de extensão de poço. Como naquela época era prevista a perfuração de mais de 50 poços adicionais neste campo, a análise de estabilidade gerou uma economia da ordem de 125 milhões de dólares.

Outro estudo de estabilidade de poços perfurados no Golfo de Suez e no Mar Mediterrâneo<sup>9</sup> mostrou que os problemas surgidos nos trechos de folhelhos, poderiam ser evitados através da mudança da inclinação dos poços e do aumento do peso de lama. De modo semelhante, um estudo de caso de um poço no Golfo do México<sup>10</sup> demonstrou agregar segurança e economia ao projeto através de uma boa determinação das tensões *in situ*, pressão de poros e propriedades de resistência das rochas.

No Brasil, vários problemas de instabilidade ocorreram durante a perfuração de poços verticais na fase inicial de desenvolvimento dos campos de Bijupirá e Salema, principalmente em camadas sobrejacentes ao reservatório, constituídas por folhelhos e conglomerados. Em virtude da previsão de perfurar poços inclinados com longos trechos horizontais (~1000 m) nesses campos, a probabilidade de que tais problemas se intensificassem era muito grande. Entretanto, a construção de um modelo geomecânico<sup>11</sup> resultou numa excelente performance dos novos poços perfurados, obtendo-se uma significativa redução no tempo de perfuração, cujo custo ao dia era de US\$ 300.000.

Todos estes exemplos mostram claramente que a metodologia de tentativa e erro, outrora usada pela indústria para evitar problemas de estabilidade de poços, vem sendo gradualmente substituída por uma metodologia mais técnica, onde modelos mais realistas do comportamento geomecânico das rochas são muito importantes.

Nesse sentido, este trabalho tem por objetivo principal o desenvolvimento de um modelo para a análise da estabilidade de poços em folhelhos, no qual os principais efeitos que governam a distribuição de pressão de poros e tensões ao redor de poços estão representados, a saber: efeitos poroelásticos, químicos e térmicos. Além disso, o modelo apresenta uma metodologia que o torna mais adequado à análise de estabilidade através de uma solução analítica que consegue representar com ótima aproximação o acoplamento entre os diversos efeitos acima mencionados.

A principal justificativa para o desenvolvimento deste modelo reside no fato de que a grande maioria dos modelos desenvolvidos até o momento, ora desprezam alguns efeitos ora desconsideram o acoplamento existente entre eles. Apenas dois modelos recentes incorporaram simultaneamente na sua formulação os efeitos poroelásticos, químicos e térmicos. Todavia, apesar de ambos apresentarem soluções analíticas, estas não foram comparadas com soluções numéricas, que normalmente apresentam melhor representatividade em problemas acoplados, nem tampouco com experimentos de laboratório. Além disso, esses modelos consideram na sua formulação algumas hipóteses que são extremamente difíceis de ser comprovadas experimentalmente e outras totalmente equivocadas, as quais são discutidas no capítulo de revisão bibliográfica.

Assim, o modelo desenvolvido neste trabalho apresenta de forma robusta e ao mesmo tempo prática, uma formulação matemática na qual a distribuição de temperatura, concentração de soluto, pressão de poros, pressões de inchamento químico e tensões ao redor de poços podem ser determinadas considerando o acoplamento existente entre elas. Para tanto, foram tomados como base trabalhos anteriores, nos quais os efeitos poroelásticos são acoplados ora aos efeitos químicos ora aos efeitos térmicos.

Em primeiro lugar, foi desenvolvida uma formulação numérica baseada no método dos elementos finitos, na qual foi evitada ao máximo a adoção de hipóteses simplificadoras para representar os efeitos poroelásticos, químicos e térmicos, já que o método dos elementos finitos permite resolver equações diferenciais com relativa versatilidade. Esta solução tem como objetivo principal gerar resultados para servir de comparação com os resultados da solução analítica do modelo, desenvolvida logo em seguida e na qual algumas hipóteses

simplificadoras foram assumidas para facilitar a obtenção da solução das equações diferenciais, utilizando o método das transformadas de Laplace.

### 1.3 Escopo da Tese

Este trabalho é composto de nove capítulos e seis apêndices. No capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica, e que mostra o atual estado da arte em modelos que podem, com maior ou menor representatividade, ser usados para modelar o problema da estabilidade de poços em folhelhos. São apresentados desde modelos desacoplados até aqueles que consideram o acoplamento entre os efeitos poroelásticos, químicos e térmicos, destacando as principais características, vantagens e/ou deficiências de cada um.

Em seguida, no capítulo 3, são discutidos os principais elementos que governam o comportamento geomecânico de folhelhos. Inicialmente, é apresentada uma descrição sintética dos aspectos dos dois principais elementos envolvidos no processo de estabilidade de poços, a rocha (folhelho), que possui características próprias e o fluido de perfuração, cujas características (pressão, concentração salina e temperatura) devem ser dimensionadas para proporcionar estabilidade ao poço. Por último, é apresentada uma discussão detalhada dos efeitos que afetam a distribuição de pressão de poros e de tensões em folhelhos, tomando como base evidências experimentais e estudos teóricos.

No capítulo 4 é desenvolvida a formulação numérica do modelo acoplado termo-químico-poroelástico. São apresentadas as equações básicas que governam o transporte de calor, transporte de soluto, transporte de fluido e equilíbrio de forças no folhelho. Essas equações são usadas no desenvolvimento das equações de conservação de calor, conservação de massa de soluto, conservação de massa de fluido e conservação de equilíbrio e momento, respectivamente. Por último, o método dos elementos finitos é utilizado para a obtenção da solução do problema em função dos valores nodais de temperatura, concentração salina, deslocamentos e pressão de poros.

A formulação analítica é desenvolvida no capítulo 5, seguindo os mesmos passos adotados no desenvolvimento da formulação numérica, com a exceção de algumas hipóteses simplificadoras, assumidas para facilitar a obtenção da solução

das equações, obtida através de transformadas de Laplace. O problema termo-químico-poroelástico ao redor do poço é decomposto em três problemas fundamentais, considerando estado generalizado de deformação plana, e a solução final é obtida pela superposição das soluções de cada problema individual.

Em seguida, no capítulo 6, é apresentada a validação do modelo, que foi realizada em etapas, considerando o acoplamento entre deformações e pressão de poros (efeitos poroelásticos), temperatura e pressão de poros, e concentração de soluto e pressão de poros. As validações utilizaram a formulação numérica e a analítica. No final do capítulo foi realizada a comparação entre os resultados da formulação numérica com os da formulação analítica em um problema onde os efeitos térmicos e químicos agem concomitantemente. Todos os resultados obtidos comprovam que o modelo desenvolvido consegue representar corretamente o acoplamento termo-químico-poroelástico, e que a formulação analítica, apesar de possuir algumas simplificações, é capaz de reproduzir com boa aproximação os resultados obtidos com a solução numérica.

No capítulo 7, o modelo desenvolvido é utilizado para analisar a estabilidade de um poço fictício, cujos dados de entrada foram extraídos de trabalhos da literatura, o que torna o caso representativo de uma situação real. A análise foi realizada em grau crescente de complexidade, de modo a evidenciar os impactos individuais de cada efeito considerado no modelo, assim como, sua atuação em conjunto, ou seja, de modo acoplado.

No capítulo 8 são apresentadas as conclusões do trabalho e também algumas sugestões para trabalhos futuros nesta linha de pesquisa. Seguindo este capítulo, são listadas no capítulo 9 todas as referências citadas ao longo do trabalho.

Em seguida, o apêndice A resume as principais correlações entre as constantes poroelásticas, que são úteis nas conversões necessárias para modelar um mesmo caso com a formulação analítica e com a formulação numérica do modelo.

O apêndice B traz uma lista com os métodos de determinação das constantes termo-químico-poroelásticas necessárias que caracterizam o modelo. Em seguida, no apêndice C são descritas algumas propriedades das transformadas de Laplace, utilizadas na obtenção da solução analítica do modelo. O apêndice D mostra o algoritmo numérico utilizado para a inversão da solução do domínio de Laplace para o domínio do tempo.

No apêndice E é demonstrada uma solução particular unidimensional de um material termo-químico-poroelástico, que será muito útil na retroanálise de ensaios de laboratório realizados para a determinação das constantes hidráulicas, térmicas e químicas do folhelho. Por último, no apêndice F, são apresentados os três critérios de ruptura utilizados na análise realizada no capítulo 7.

## 2 Revisão Bibliográfica

### 2.1 Introdução

O aumento da demanda por combustíveis fósseis tem impulsionado as companhias de petróleo a desenvolver tecnologia para explorar e explotar cada vez mais as reservas de óleo e gás ao redor do mundo, algumas delas até poucos anos atrás impossíveis de ser alcançadas.

Entre as técnicas de otimização do desenvolvimento de campos petrolíferos está a perfuração de poços inclinados e direcionais, cujo objetivo é permitir que a uma mesma plataforma possam ser conectados vários poços. Além disso, tal técnica permite uma maior exposição dos reservatórios aos poços, tornando a drenagem mais eficiente. Entretanto, o fato do eixo do poço não estar alinhado com uma das tensões principais da bacia sedimentar, gera um aumento de tensões cisalhantes ao seu redor, o que acentua o surgimento de rupturas, principalmente durante a perfuração.

Tais problemas tendem a se intensificar quando são perfurados trechos de folhelhos, rochas que frequentemente apresentam baixa resistência mecânica e são suscetíveis a mecanismos adicionais de desestabilização devido a interações com os fluidos de perfuração, principalmente se estes são do tipo base-água, que vêm ao longo dos últimos anos substituindo os fluidos base-óleo, mais eficientes na prevenção dos processos de desestabilização nesse tipo de rocha.

Esses fatores levaram ao agravamento dos problemas de estabilidade de poços, e por sua vez os custos de perfuração sofreram grande elevação. Enquanto em 1993 a Shell estimava um gasto anual da ordem de US\$ 500 milhões com problemas de estabilidade<sup>12</sup>, atualmente empresas de consultoria em perfuração e estabilidade de poços, a exemplo da Geomechanics International Inc.<sup>8</sup> e da Knowledge Systems Inc.<sup>6</sup>, estimam tais gastos em torno de US\$ 6 bilhões.

Portanto, a necessidade de reduzir estes custos serviu como o principal fator impulsionador do desenvolvimento de estudos teóricos e experimentais para

entender o comportamento de folhelhos durante a perfuração. Apesar do grande esforço até então desenvolvido, os atuais custos de perfuração relacionados a problemas de instabilidade indicam claramente que o tema ainda não está totalmente compreendido, e necessita de um maior aprofundamento. Desta forma, neste capítulo são apresentados modelos matemáticos já desenvolvidos e que traduzem o atual estado da arte em problemas acoplados em meios porosos e que podem ser aplicados diretamente ou servir como base para o desenvolvimento de novos modelos para o problema da estabilidade de poços, focando especialmente folhelhos.

## **2.2 Modelos Propostos na Literatura**

### **2.2.1 Modelo de Mody & Hale (1993)<sup>13</sup>**

Após extensos estudos experimentais, os autores adicionaram ao modelo pseudoporelástico<sup>14</sup> um termo que quantifica a pressão osmótica e que altera o campo de pressão de poros ao redor do poço. No entanto, o modelo não incorpora o efeito do tempo, ou seja, a solução é dada para um regime permanente. Por ser baseado no modelo pseudoporoelástico, todos os efeitos presentes no modelo são tratados de forma desacoplada, ou seja, a redistribuição de tensões é gerada pela construção do furo circular em um meio contínuo e elástico, somando-se às tensões elásticas uma parcela de tensão devido ao fluxo de fluido no meio poroso. Deformações não geram excessos de pressão de poros e nem vice-versa. A hipótese do folhelho agindo como membrana semipermeável não-ideal está presente e é representada pelo coeficiente de reflexão (efeito membrana). Por essas razões o modelo é bastante simples e deve ser utilizado apenas como estimativa inicial dos processos químicos entre o fluido de perfuração e o folhelho.

### **2.2.2 Modelo de Heidug & Wong (1996)<sup>15</sup>**

Usando argumentos de termodinâmica, os autores desenvolveram um modelo matematicamente rigoroso, o qual apresenta um grande avanço em relação

ao modelo de Mody & Hale<sup>13</sup>. Os efeitos químicos são totalmente acoplados com os efeitos mecânicos, de forma que a complexidade das equações governantes requer o uso do método numérico dos elementos finitos para a obtenção da solução. Além da pressão osmótica, que é devidamente corrigida pela adoção do coeficiente de reflexão, também é considerado o transporte de íons por difusão. Por apresentar equações baseadas na teoria da poroelasticidade, é possível obter uma solução transiente do problema e, assim, estudar a influência do transporte de íons sobre a evolução da pressão osmótica. Outro ponto inovador deste modelo é a proposição de uma equação de tensões efetivas diferente da que é normalmente utilizada em poroelasticidade. Em tal equação, as tensões totais são compostas pelas tensões efetivas mais a pressão de poros e mais uma pressão de inchamento. No entanto, apesar de toda a robustez deste modelo, as equações apenas se aplicam a problemas isotérmicos.

### 2.2.3 Modelo de Chen *et al.* (2003)<sup>16</sup>

Baseado na teoria da poroelasticidade, este modelo considera efeitos químicos e térmicos – estes últimos recebendo maior ênfase na formulação. Os efeitos de interação físico-química são bastante simplificados, sendo considerada a geração de uma pressão osmótica na parede do poço devido ao desequilíbrio entre a atividade do fluido de perfuração e a atividade do fluido dos poros da rocha, de modo semelhante ao modelo de Mody & Hale<sup>13</sup>. Um aspecto diferenciador apresentado é a modificação da coesão da rocha ao longo do tempo em função da concentração de soluto que invade a rocha. As equações são resolvidas analiticamente por meio de transformadas de Laplace ou de métodos numéricos. As condições de contorno especificam que a pressão de poros na parede do poço pode ser reduzida pela pressão osmótica, implicando numa condição de fluido não penetrante. Além disso, o transporte de íons não é considerado, isto é, a pressão osmótica gerada é mantida constante ao longo do tempo. Estas características tornam a aplicação do modelo restrita a fluidos base-óleo.

#### 2.2.4

##### **Modelo de Yu *et al.* (2002, 2003)<sup>17, 18</sup>**

Neste modelo, os efeitos da interação físico-química entre o folhelho e o fluido de perfuração são tratados considerando que o fluido de poros da rocha e o fluido de perfuração são soluções não-ideais, o que representa um avanço do ponto de vista químico. No entanto, do ponto de vista de engenharia, não representa essencialmente uma vantagem, já que parâmetros adicionais são acrescentados à formulação matemática, dificultando ainda mais a obtenção da solução. A atividade química da solução não-ideal é expressa em função da concentração de soluto, e na formulação matemática surgem termos da sua derivada ao longo do tempo. Assim, para obter a solução das equações governantes, é utilizado o método numérico das diferenças finitas, que por sua vez torna o processo bastante lento. Mesmo aplicando um método de otimização, o tempo médio para obter a solução em uma seção transversal do poço pode chegar a 4 horas.

#### 2.2.5

##### **Modelo de Frydman *et al.* (2003)<sup>19</sup>**

É um modelo muito robusto considerando o acoplamento entre efeitos poroelásticos e químicos através de uma aproximação diferente do modelo de Heidug & Wong<sup>15</sup>. Enquanto este último combina poroelasticidade e termodinâmica, o primeiro utiliza as leis constitutivas básicas dos processos de transporte de fluido e soluto, em meios porosos, para estender a solução poroelástica de Biot para problemas químico-poroelásticos. A solução das equações é obtida através do método dos elementos finitos, e os resultados mostram um grande potencial para representar os efeitos sobre o fluxo de fluido no folhelho devido aos gradientes químicos. No entanto, uma análise criteriosa da formulação matemática deste modelo evidencia que alguns erros estão presentes, comprometendo a acurácia dos resultados obtidos. Além disso, o modelo só se aplica a situações isotérmicas.

### **2.2.6** **Modelo de Ghassemi *et al.* (1998)<sup>20</sup>**

Este trabalho apresenta as linhas-guia para o desenvolvimento de modelos analíticos que considerem de forma acoplada as tensões, pressão de poros e os principais aspectos da interação físico-química entre fluidos de perfuração e rochas argilosas, em situações isotérmicas. É tomada como base a teoria da poroelasticidade na forma das equações apresentadas por Detournay & Cheng<sup>21</sup>. Entre as hipóteses adotadas está a presença de apenas um soluto no fluido de perfuração. Além disso, o modelo considera o estado generalizado de deformação plana<sup>22</sup>, sendo as equações resolvidas no domínio de Laplace. O campo de pressão de poros é alterado pelo potencial químico e, conseqüentemente, o campo de tensões efetivas. Sua principal deficiência reside na consideração do folhelho como membrana semi-permeável perfeita, gerando, por esta razão, uma pressão osmótica com valores muito elevados, o que não corresponde ao real comportamento de folhelhos, que normalmente apresentam-se como membranas fracamente semipermeáveis<sup>23</sup>. Além disso, por não considerar o transporte de íons, a pressão osmótica é mantida constante ao longo do tempo. Por estas razões, não é recomendado o uso deste modelo em análises transientes onde fenômenos químicos estejam presentes.

### **2.2.7** **Modelo de Ghassemi *et al.* (1999)<sup>24</sup>**

Neste trabalho, o modelo anterior<sup>20</sup> é estendido para incorporar o transporte de íons. Devido a essa atualização, é demonstrado que com o passar do tempo a pressão osmótica é alterada pelo transporte de íons, devido à mudança na concentração de soluto no folhelho. Também é incorporado o conceito de coeficiente de reflexão. A solução das equações governantes é obtida através do método numérico dos elementos de contorno, o que o torna não atrativo à aplicação em casos reais. Além disso, é considerada uma situação isotérmica entre o fluido de perfuração e o folhelho.

### **2.2.8 Modelo de Ghassemi & Diek (2003)<sup>25</sup>**

Dando continuidade aos seus trabalhos anteriores<sup>20, 24</sup>, os autores reformulam as equações apresentadas por Heidug & Wong<sup>15</sup>, permitindo a obtenção de uma solução analítica. Assim, importantes aspectos são representados: poroelasticidade, pressão osmótica, coeficiente de reflexão, transporte de íons por difusão e inchamento da rocha, o que possibilita análises acopladas para regimes transientes em um curto tempo computacional. No entanto, algumas hipóteses equivocadas comprometem os resultados do ponto de vista qualitativo e quantitativo. Entre os erros mais sérios estão a superestimativa da pressão osmótica e a geração de tensões radiais de tração na parede do poço. A formulação é desenvolvida apenas para situações isotérmicas.

### **2.2.9 Modelo de McTigue (1986)<sup>26</sup>**

Este trabalho apresenta uma descrição detalhada do problema termoporoelástico, estendendo a formulação poroelástica apresentada por Rice & Cleary<sup>27</sup> para problemas isotérmicos. Equações linearizadas para pressão, tensões e temperatura são desenvolvidas, discutindo-se os limites drenado e não-drenado para o problema termoporoelástico. O trabalho também apresenta algumas soluções analíticas e alguns exemplos, nos quais está incluída a aplicação em uma argila marinha, onde o acoplamento existente entre temperatura e pressão de poros é claramente demonstrado. A maneira como a teoria da termoporoelasticidade é apresentada neste trabalho o tornou referência em trabalhos posteriores, em particular, em modelos desenvolvidos para a modelagem de problemas termoporoelásticos em rochas de baixa permeabilidade. Entretanto, o modelo não se aplica a problemas onde gradientes químicos são importantes, como no caso da estabilidade de poços em folhelhos.

### **2.2.10 Modelo de Kurashige (1989)<sup>28</sup>**

O autor apresenta equações para a distribuição de temperatura, pressão de poros e tensões em meios porosos saturados e submetidos a situações não-

isotérmicas. É discutida a influência do transporte de calor por meio do fluxo de fluido e como isso influencia no campo de pressão de poros e tensões. Para aplicar tais equações, são tomados como exemplo dois tipos de rocha com permeabilidades bastante diferentes. A primeira é um arenito com alta permeabilidade, onde é demonstrado que o transporte de calor por convecção é dominante. A segunda é um granito com baixa permeabilidade, onde o transporte de calor é dominado por condução. Este trabalho assim como o anterior de McTigue<sup>26</sup> é uma referência-base para o estudo do problema termoporoelástico em meios porosos saturados, sem considerar, no entanto, gradientes químicos.

### **2.2.11 Modelo de Wang & Papamichos (1994)<sup>29</sup>**

Este modelo apresenta equações acopladas para situações não-isotérmicas e não-hidroestáticas, que podem se aplicar ao problema transiente de fluxo de fluido e condução de calor no meio poroso saturado ao redor de um poço. São adotadas, como hipóteses, o estado de deformação plana num meio poroelástico e a imposição instantânea de temperatura na parede do poço. A solução das equações é analítica e desenvolvida no domínio de Laplace, e a inversão para o domínio do tempo é obtida através de expansão das funções de Bessel. Isto resulta em uma solução que só se aplica para tempos menores que o “tempo característico do problema”, que é uma função das propriedades de difusão da rocha e do raio do poço. Além disso, também é considerado que os excessos de tensões e pressão de poros gerados pela perfuração já estão dissipados antes da imposição da temperatura na parede do poço. Somando-se a isso o fato de efeitos químicos não estarem representados, o modelo não é indicado para análise da estabilidade de poços durante a perfuração de folhelhos.

### **2.2.12 Modelo de Li *et al.* (1998)<sup>30</sup>**

Tomando como base o trabalho de Wang & Papamichos<sup>29</sup>, os autores propõem um modelo que não necessita que os excessos de pressão de poros e tensões já estejam dissipados para que o gradiente térmico seja aplicado, o que o torna adequado ao problema da estabilidade de poços em folhelhos durante a

perfuração. Equações acopladas para temperatura, pressão de poros e tensões são desenvolvidas no domínio de Laplace e, diferentemente de Wang & Papamichos<sup>29</sup>, a inversão para o domínio do tempo é obtida por um método numérico, o que permite a avaliação do comportamento termoporoelástico do folhelho durante todo o tempo necessário para a perfuração de um poço. Os resultados apresentados mostram claramente que em situações não-isotérmicas o poço pode ser levado a instabilidades devido a gradientes térmicos adversos durante a perfuração. Apesar dessas vantagens, o modelo não apresenta nenhum efeito químico na formulação matemática, o que o torna incompleto para representar os principais efeitos entre o folhelho e o fluido de perfuração.

### 2.2.13

#### **Modelo de Pastor & Fontoura (2002)<sup>31</sup>**

Este modelo trata de forma totalmente acoplada os efeitos poroelásticos e térmicos. Diferente dos demais modelos termoporoelásticos analisados, o transporte de calor é representado por difusão e convecção simultaneamente, o que permite a sua aplicação não apenas para rochas pouco permeáveis, como os folhelhos, mas também para rochas muito permeáveis, como os arenitos. A solução das equações governantes é obtida através do método dos elementos finitos. O exemplo apresentado compara resultados obtidos através da formulação numérica com resultados obtidos através de soluções analíticas<sup>30, 32</sup>, obtendo-se uma excelente concordância entre ambos. No entanto, como em outros modelos apresentados anteriormente, nenhum efeito químico é considerado na formulação.

### 2.2.14

#### **Modelo de Ghassemi & Diek (2002)<sup>33</sup>**

Este modelo é uma tentativa de acoplar de um modo mais rigoroso os efeitos térmicos, químicos e poroelásticos em folhelhos. Os autores tomam como base modelos termoporoelásticos já bem estabelecidos (McTigue<sup>26</sup>, Kurashighe<sup>28</sup>, Wang & Papamichos<sup>29</sup> e Li *et al.*<sup>30</sup>) e adicionam à formulação matemática um potencial químico, que é função da temperatura, pressão de poros e atividade química do fluido dos poros do folhelho. Para representar a não-idealidade do folhelho como membrana semipermeável, é adotado também o coeficiente de

reflexão. O modelo incorpora alguns dos fenômenos que ocorrem entre o fluido de perfuração e o folhelho, entre eles: transporte de fluido devido a gradientes de pressão, de temperatura e de potencial químico; transporte de calor devido a potencial de temperatura. Todavia, não é incorporado o transporte de íons e, por esta razão, o efeito osmótico gerado pela diferença de potencial químico entre o fluido de perfuração e o folhelho, é mantido constante. O modelo adota a mesma hipótese de redução de pressão de poros na parede do poço devido à pressão osmótica, tal qual o modelo de Chen *et al.*<sup>16</sup>, o que o torna aplicável apenas à perfuração com fluidos base-óleo. É considerado um termo que quantifica a termo-osmose – movimento de fluido provocado por gradiente térmico. Esse fenômeno é extremamente difícil de ser verificado experimentalmente, sendo raramente incorporado aos modelos físicos. Logo, a inclusão deste fenômeno não agrega valor substancial ao modelo, de modo a torná-lo mais atrativo do que os já desenvolvidos.

### **2.2.15** **Modelo de Tao *et al.* (2005)<sup>34</sup>**

Este modelo pode ser avaliado como um dos mais avançados até o momento, quanto ao acoplamento entre efeitos poroelásticos, térmicos e químicos. Todavia, como se trata de uma extensão direta do modelo químico-poroelástico de Ghassemi & Diek<sup>25</sup>, as mesmas hipóteses equivocadas em relação aos efeitos químicos estão presentes, como a superestimativa da pressão osmótica e a geração de tensões radiais de tração na parede do poço, provocadas pelo inchamento do folhelho. Além disso, os autores acoplaram o transporte de íons ao gradiente térmico, mas os próprios resultados mostraram que não ocorrem diferenças significativas no campo de concentração salina e nem tampouco no de pressão de poros e tensões. Assim, o uso deste modelo poderá gerar erros na análise de estabilidade de poços em folhelhos.

### **2.2.16** **Modelo de Ekbote & Abousleiman (2005)<sup>35</sup>**

Este modelo também é um dos mais inovadores e considera o acoplamento entre efeitos poroelásticos, químicos e térmicos. A formulação é desenvolvida

inicialmente para um material anisotrópico, simplificada para um transversalmente isotrópico e finalmente para um material isotrópico. A solução das equações é analítica e obtida no domínio de Laplace. Apesar de ser bastante robusto, este modelo apresenta a mesma hipótese de termo-osmose para o transporte de fluido do modelo porotermoelástico de Ghassemi & Diek<sup>33</sup>, o que implica na determinação de um parâmetro não-trivial. Os efeitos químicos são incorporados através de grandezas incomuns de engenharia, como o volume molar, o que torna difícil o seu entendimento para engenheiros não familiarizados com essas grandezas. Por último, o modelo também não foi comparado nem com experimentos de laboratório nem com resultados de soluções numéricas.

### 2.3 Comentários finais

Neste capítulo foram apresentados os principais modelos acoplados ou semi-acoplados que podem ser aplicados com maior ou menor acurácia na modelagem da estabilidade de poços em folhelhos. Entre os aspectos observados nesta revisão bibliográfica podem ser destacados os seguintes: (i) há um grande enfoque nos efeitos de natureza físico-química, principalmente no que diz respeito à geração de pressões osmóticas no interior da rocha devido a um gradiente de concentração salina; (ii) na maioria dos modelos apenas dois efeitos são considerados; (iii) na maioria dos modelos a teoria da poroelasticidade é tomada como base para o desenvolvimento da formulação; (iv) algumas soluções<sup>16, 33</sup> consideram um certo grau de acoplamento entre os fenômenos poroelásticos, térmicos e químicos, mas se aplicam exclusivamente para fluidos base-óleo.

Recentemente, foram desenvolvidos dois modelos<sup>34, 35</sup> considerando o acoplamento entre poroelasticidade, efeitos químicos e térmicos de modo adequado ao uso com fluidos base-água. Entretanto, um deles<sup>34</sup> é obtido como uma extensão de um modelo químico-poroelástico anterior que, por adotar algumas hipóteses equivocadas, gera resultados não confiáveis do ponto de vista qualitativo e quantitativo. O segundo modelo<sup>35</sup> possui hipóteses físicas confiáveis, apesar de separar os efeitos térmicos sobre o campo de pressão de poros em duas componentes: a dilatação diferencial entre a matriz da rocha e o fluido de poros e a termo-osmose, fenômeno ainda não totalmente entendido, não sendo

encontrados na literatura mais do que um ou dois trabalhos a respeito. O modelo também não foi comparado a nenhum experimento ou com outras soluções numéricas e/ou analíticas já validadas, de modo a proporcionar maior confiança em seus resultados.

Por estas razões, há a necessidade de se desenvolver um modelo que acople de forma adequada os principais fenômenos envolvidos em problemas de estabilidade de poços em folhelhos, e cujos resultados venham a ser validados com ensaios de laboratório ou com outras soluções numéricas ou analíticas já validadas. Além disso, a sua formulação deve ser robusta e flexível, para permitir sua utilização em problemas com diferentes geometrias, por exemplo, retroanálise de ensaios de laboratório e simulação real da perfuração de poços.

### **3**

## **Aspectos do Comportamento Geomecânico de Folhelhos**

### **3.1**

#### **Introdução**

Este capítulo descreve de forma sucinta os dois principais elementos envolvidos no problema da estabilidade de poços em folhelhos e que necessitam ser entendidos a fim de proporcionar as bases do desenvolvimento de um bom modelo geomecânico acoplado: a rocha propriamente dita e o fluido de perfuração. Em seguida, são apresentados os efeitos acoplados presentes em folhelhos, durante a perfuração, e que governam seu comportamento geomecânico. São apresentados os aspectos teóricos de cada um individualmente, assim como as evidências experimentais que os comprovam.

### **3.2**

#### **Material Rochoso**

A maior parte das reservas de óleo e gás encontra-se em rochas sedimentares e, quando se perfura visando à exploração de tais reservas, normalmente folhelhos constituem cerca de 75% da coluna sedimentar. Logo, é de suma importância entender como a indústria do petróleo classifica uma rocha sedimentar como folhelho. Tradicionalmente, na literatura geológica, folhelhos são rochas sedimentares argilosas com granulometria fina e que apresentam fissilidade<sup>36</sup>. Na indústria do petróleo, no entanto, o termo folhelho refere-se a qualquer rocha argilosa, composta predominantemente por partículas de argila e silte<sup>37, 38</sup>.

Quando são perfurados, os folhelhos podem apresentar comportamento bastante variado conforme suas características individuais (Figura 1). Folhelhos expansivos normalmente tendem a reduzir o diâmetro do poço devido à elevada hidratação que sofrem ao entrar em contato com o fluido de perfuração, podendo provocar o aprisionamento da coluna de perfuração. Por outro lado, folhelhos frágeis ou naturalmente fraturados, apresentam tendência em aumentar o diâmetro

do poço, provocando uma geração excessiva de cascalhos que podem, no caso de uma limpeza ineficiente, levar ao aprisionamento da broca.



Figura 1 – Comportamentos de folhelhos durante a perfuração<sup>38</sup>

Na realidade, o comportamento dos folhelhos deve ser entendido por meio de duas óticas distintas: uma macroscópica e outra microscópica. A primeira mantém seu enfoque em características como grau de fraturamento, constituição granulométrica, permeabilidade, resistência mecânica e outras propriedades índices. A segunda, por outro lado, busca entender os elementos individuais constituintes do folhelho (tipo de argilomineral, cimentação dos grãos), de forma a explicar o comportamento macroscópico.

Do ponto de vista da estabilidade de poços, algumas características dos folhelhos são fundamentais, a exemplo dos parâmetros de resistência ao cisalhamento. Todavia, a dificuldade em se obter amostras preservadas para a realização de ensaios de laboratório contribui para a escassez de trabalhos publicados sobre este tema. Em estudo realizado por Muniz<sup>39</sup> utilizando folhelhos *offshore* do Brasil foram determinados ângulos de atrito variando entre 19° e 28° e coesões entre 2.73 e 3.90 MPa, valores diferentes dos que foram determinados por Horsrud *et al.*<sup>40</sup> para folhelhos do Mar do Norte, os quais apresentaram ângulo de atrito variando de 48° a 60°. Apesar das distintas condições dos ensaios entre esses dois trabalhos, como diferentes profundidades de extração das amostras e composição mineralógica, é possível perceber a ampla faixa de variação destas propriedades em folhelhos de diferentes regiões.

Na ausência de parâmetros de resistência obtidos em laboratório, uma técnica alternativa e econômica, muito utilizada pela indústria do petróleo, é o uso de correlações matemáticas baseadas em propagação de ondas em meios porosos.

Neste sentido, algumas correlações têm sido propostas especificamente para estimar parâmetros de resistência de folhelhos, a exemplo do trabalho desenvolvido por Lal<sup>41</sup> usando folhelhos do Mar do Norte:

$$\sin \phi = \frac{V_p - 1}{V_p + 1} \quad (3.1)$$

$$c = \frac{5(V_p - 1)}{\sqrt{V_p}} \text{ ou } c = 10 \tan \phi \quad (3.2)$$

onde  $\phi$  é o ângulo de atrito (graus),  $c$  é a coesão em MPa e  $V_p$  é a velocidade da onda compressional em km/s.

Outra propriedade muito importante dos folhelhos para o problema de estabilidade é a sua permeabilidade intrínseca, cujos valores extremamente baixos ( $10^{-17}$  a  $10^{-22} \text{ m}^2$ )<sup>42</sup> tornam os processos de transporte (calor, íons e pressão) dominados predominantemente por difusão. Esta propriedade é uma das principais razões para o surgimento de problemas de estabilidade em trechos de folhelho, pois a impossibilidade de formação de reboco na parede do poço quando se utiliza fluidos base-água<sup>43</sup>, torna transiente o processo de penetração da pressão de poros, levando pressões seguras de fluido de perfuração, nos tempos iniciais após a perfuração, a tornarem-se inseguras com o passar do tempo.

Maiores detalhes a respeito das propriedades mecânicas, petrofísicas, químicas e térmicas deste tipo de rocha podem ser encontrados em vários trabalhos como Horsrud *et al.*<sup>40</sup>, Rabe<sup>44</sup>, Muniz<sup>45</sup>, Duarte<sup>46</sup>, Al-Bazali<sup>23</sup>, Chenevert<sup>47</sup>, Lomba<sup>48, 49</sup>, MacGillivray & Dusseault<sup>50</sup>.

### 3.3 Fluidos de Perfuração

Tradicionalmente, os fluidos de perfuração são classificados em três categorias, de acordo com o componente-base usado na sua formulação: ar, óleo ou água. Entre esses três o mais raro é o fluido base-ar, cuja aplicação justifica-se quando se perfura rochas muito resistentes. Em seguida estão os fluidos base-óleo,

que representam de 5 a 10% dos fluidos de perfuração atualmente utilizados. Por fim, o mais predominante é o fluido base-água<sup>51</sup>, que pode ser formulado com ou sem a adição de sais, que têm por objetivo a estabilização de folhelhos.

Diversas interações podem ocorrer entre os fluidos de perfuração e os folhelhos. Entre as interações físicas é comum ocorrer perda de suporte na parede do poço devido à penetração da pressão do fluido de perfuração; também pode ocorrer o fissuramento do folhelho, devido a elevadas temperaturas no fluido de perfuração, o que aumenta sua permeabilidade e contribui ainda mais para a perda de suporte. Entre as interações químicas pode ocorrer: troca de íons, alteração do percentual de água e geração de pressões de inchamento.

Devido a essas interações, o uso de um fluido inadequado durante a perfuração de folhelhos pode ter um grande impacto sobre a estabilidade de poços. Pode ocorrer o alargamento da seção transversal do poço devido ao desprendimento de cascalhos da parede do poço. Estes cascalhos ao se dispersarem no fluido de perfuração alteram sua composição química, característica importante para obter uma boa perfuração. Além disso, o aumento da seção do poço também implica em maiores dificuldades nas operações de perfilagem e cimentação.

A Figura 2 mostra o alargamento da seção transversal de um poço perfurado em folhelho com fluido base-água, no qual foram adicionados componentes químicos estabilizantes. A seção originalmente projetada de 8.5” (21.6 cm) sofreu um grande alargamento, chegando a 25” (63.5 cm), a despeito da presença dos estabilizantes químicos. Nota-se também a diferença do comportamento das areias, onde ocorre a manutenção do diâmetro originalmente especificado, indicado pela linha tracejada.

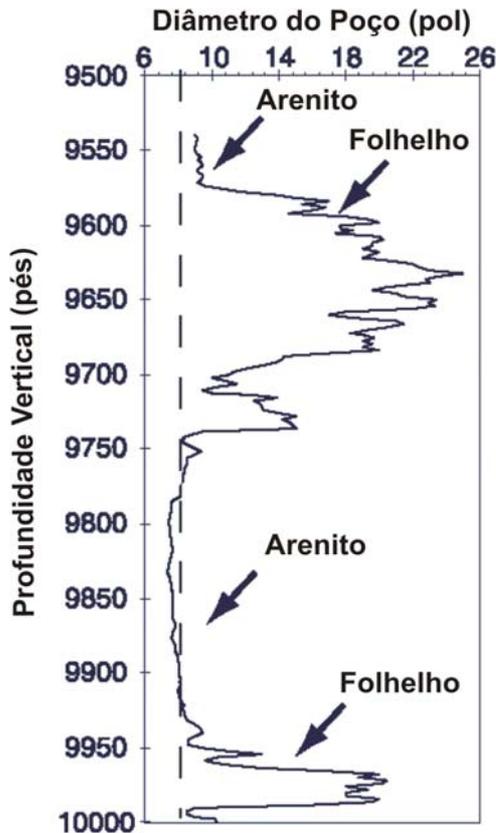


Figura 2 – Típico alargamento da seção de um poço em trechos de folhelhos<sup>52</sup>

Por outro lado, não basta apenas usar um fluido de perfuração base-óleo para garantir a estabilidade de poços em folhelhos, como foi observado em vários poços *offshore* perfurados no Golfo de Suez e no Mar Mediterrâneo, nos quais vários problemas de estabilidade foram reportados<sup>9</sup>. Após um estudo geomecânico dos dados concluiu-se que a principal razão para os problemas de estabilidade era de origem mecânica, principalmente devido aos elevados ângulos de desvio dos poços, responsáveis pelo aumento das tensões de cisalhamento.

Nesse ponto, é importante destacar que este trabalho considera a concentração salina dos fluidos de perfuração como uma das principais características, e que deve ser controlada para obter os efeitos químicos desejados no controle da estabilidade mecânica dos folhelhos. Outras propriedades importantes que influenciam na performance dos fluidos como lubrificidade e reologia, devem também ser consideradas quando se compara a eficiência total entre os tipos de fluidos. Em geral, as principais funções que um fluido de perfuração deve cumprir são<sup>51, 53</sup>:

- Conduzir os cascalhos do poço para a superfície, permitindo a sua separação;
- Resfriar e limpar a broca;
- Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e a formação rochosa (ou revestimento);
- Manter a estabilidade das paredes do poço;
- Evitar o influxo de fluidos da formação para o poço;
- Formar um reboco fino e de baixa permeabilidade na parede do poço;
- Não danificar a formação produtora;
- Não ser agressivo ao meio ambiente.

A seguir são apresentados os principais aditivos usados na indústria que podem ser adicionados aos fluidos de perfuração com o intuito de estabilizar folhelhos. Uma visão mais geral sobre outras características de fluidos de perfuração pode ser encontrada em Caenn & Chillingar<sup>51</sup>, onde são apresentados os diferentes tipos de aditivos que podem ser incorporados a um fluido de perfuração para obter melhor desempenho em relação à lubricidade, encerramento de brocas, remoção de cascalhos, viscosidade e estabilidade com temperatura.

Segundo van Oort<sup>52, 54</sup> os seguintes aditivos salinos podem ser adicionados aos fluidos de perfuração, com o intuito de estabilizar folhelhos durante as operações de perfuração.

*Cloreto de Potássio (KCl)*. Provavelmente o melhor inibidor conhecido pela indústria. Sua alta popularidade é devida ao alto potencial de inibição de inchamento em folhelhos ricos em esmectita. Além disso, combinado com polímeros do tipo PHPA (poliacrilamida parcialmente hidrolisada) apresenta um grande poder de inibir a dispersão dos cascalhos. Um dos seus pontos fracos é a baixa performance em reduzir a invasão de filtrado no folhelho. Entretanto, consegue gerar pressões osmóticas moderadas (< 20 MPa), apesar de proporcionar baixa eficiência de membrana (1 – 2%). Observando a Figura 3 percebe-se que a taxa de difusão da pressão de poros, quando se usa KCl como aditivo salino, é praticamente a mesma do fluido original de poros do folhelho.

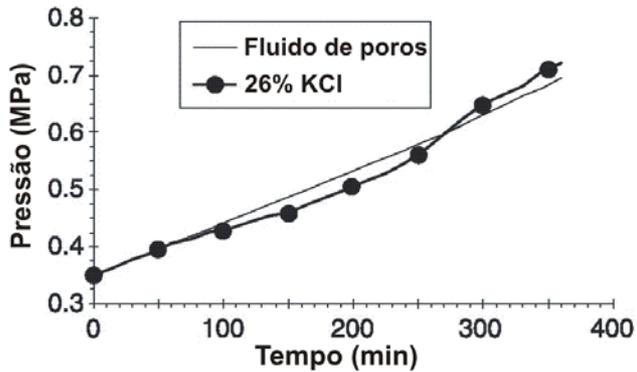


Figura 3 – Resultado de ensaio de transmissão de pressão com solução salina de KCl<sup>52</sup>

*Cloreto de Sódio (NaCl)*. Não possui o mesmo potencial inibidor de inchamento do cloreto de potássio, porém apresenta outras vantagens, por exemplo, soluções de NaCl próximas ao nível de saturação possuem elevadas viscosidades e baixa atividade, assim podem gerar altas pressões osmóticas. Portanto, são excelentes para retardar a penetração de filtrado no folhelho. Além disso, quando combinados com outros aditivos (silicatos e glicóis) podem aumentar a eficiência de membrana. Na Figura 4 é mostrado o resultado de um ensaio de transmissão de pressão com fluido contendo cloreto de sódio e silicato, onde nota-se a alta eficiência em impedir a difusão de pressão.

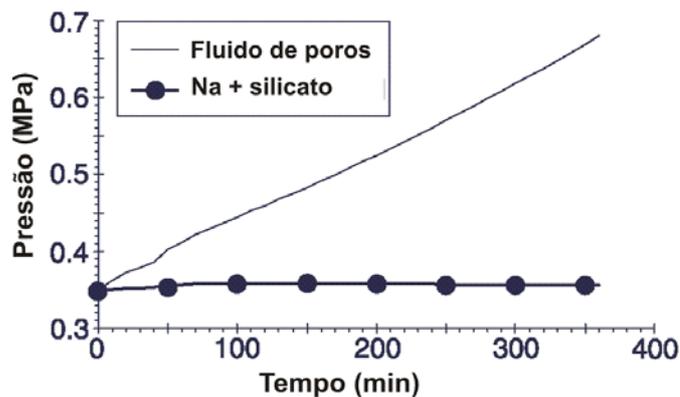


Figura 4 – Resultado de ensaio de transmissão de pressão com solução salina de NaCl<sup>52</sup>

*Cloretos de Cálcio (CaCl<sub>2</sub>) e Zinco (ZnCl<sub>2</sub>), e Bromato de Cálcio (CaBr<sub>2</sub>)*. Possuem grande popularidade devido ao baixo percentual de sólidos gerados em fluidos de perfuração e completação. Dois fatores os tornam atrativos para perfurar folhelhos: altas viscosidades que retardam a difusão de filtrado para o interior do folhelho e a geração de elevadas pressões osmóticas (~ 100 MPa).

Todavia, como as eficiências de membrana obtidas são relativamente baixas (1 – 10%), as pressões osmóticas efetivas normalmente são da ordem de 1 a 10 MPa. Uma desvantagem é que a difusão de íons bivalentes no interior do folhelho pode provocar troca catiônica, e se houver substituição de íons mais estabilizantes, por exemplo, potássio ( $K^+$ ), pode ocorrer um aumento da pressão de inchamento. Portanto, deve-se tomar cuidado no seu uso em folhelhos com alto potencial de inchamento, particularmente naqueles ricos em esmectita.

### 3.4 Processos Acoplados

Muitos fenômenos possuem leis constitutivas em forma de equações simples, que relacionam as forças governantes (geradoras) aos respectivos fluxos gerados. Dentre essas leis pode-se relacionar:

*Lei de Darcy:* relaciona fluxo de fluidos em meios porosos a gradientes de pressão impostos.

*Lei de Fourier:* relaciona fluxo de calor ao gradiente de temperatura imposto.

*Lei de Newton:* relaciona força cisalhante ao gradiente de velocidade em fluidos newtonianos.

*Lei de Ohm:* relaciona corrente elétrica a um potencial elétrico.

Em todos estes casos há uma correlação linear simples entre o fluxo gerado e sua respectiva força geradora. Todavia, nem sempre estas correlações são obedecidas, principalmente se mais de um tipo de força estiver presente. Existem várias evidências de fluxo de fluidos, calor e constituintes químicos provocados por forças não diretamente relacionadas a eles. Por exemplo, fluxo de água devido a gradientes químicos<sup>55</sup>, elétricos<sup>56</sup> e térmicos<sup>57</sup>, fluxo de íons devido a gradientes hidráulicos<sup>58</sup>, elétricos<sup>59</sup> e térmicos<sup>60</sup>, entre outros.

Este tipo de fenômeno (ou processo) é tradicionalmente denominado de “acoplado” e verifica o princípio de equipresença descrito na seção anterior. Em processos suficientemente lentos, um determinado tipo de fluxo pode ser

relacionado, de uma maneira linear, tanto a sua força governante conjugada assim como a forças não conjugadas que estejam presentes.

Fenômenos acoplados vêm ganhando espaço no âmbito da mecânica de rochas devido à crescente necessidade de construção de obras de engenharia em ambientes subterrâneos, onde normalmente mais de um tipo de força (mecânica, térmica, hidráulica) está presente e contribui para o desenvolvimento dos fenômenos envolvidos na obra. Por exemplo, quando são depositados resíduos nucleares numa caverna, a rocha receptora sofre processos mecânicos, hidrológicos, térmicos e químicos que interagem entre si e influenciam o seu comportamento global.

Um dos fatores que dificultam a modelagem de processos acoplados é a transposição de informações obtidas em laboratório para situações de campo, pois, a variabilidade do material pode gerar discrepâncias significativas entre os resultados modelados e o real comportamento do fenômeno em campo. Na Figura 5 é indicada a posição, em relação ao tempo e à abrangência espacial, de alguns fenômenos individuais, entre eles a advecção, a difusão molecular (química) e a difusão térmica.

É possível inferir que para o caso da perfuração de poços em folhelhos uma boa determinação experimental de parâmetros em laboratório pode resultar numa ótima modelagem dos fenômenos envolvidos, pois, a região da rocha ao redor do poço, afetada pela perfuração, normalmente situa-se em torno de 1 metro e a escala de tempo normalmente em torno de dias.

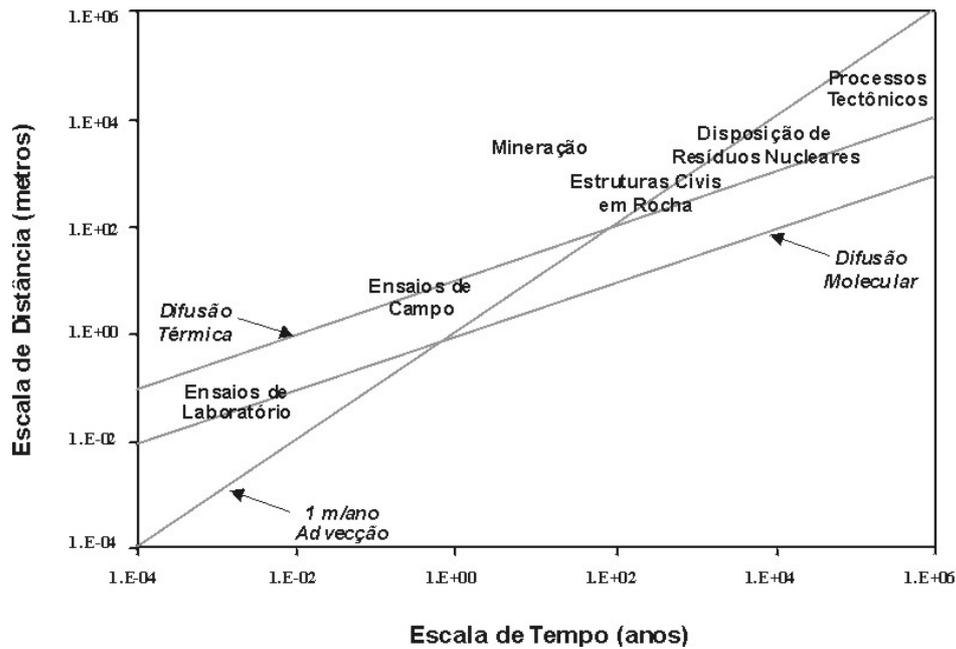


Figura 5 – Magnitude de processos acoplados em escalas de tempo e espaço<sup>61</sup>

Entretanto, a determinação experimental de parâmetros para modelos acoplados não é uma tarefa trivial, pois à medida que se incorpora um novo fenômeno ao processo, é necessário um grande esforço para adaptar os equipamentos laboratoriais e as metodologias para a realização dos ensaios. Desta forma, o desenvolvimento teórico de modelos é muito mais favorecido. Os números mostrados na Figura 6 mostram claramente que há um maior número de trabalhos teóricos do que experimentais já publicados sobre processos acoplados em rochas. Observa-se uma grande predominância entre trabalhos que consideram dois processos e alguns poucos já considerando três processos. A ausência de artigos de periódicos considerando quatro processos indica o atual limite do estado da arte sobre processos acoplados em meios porosos.

<b>Modelagem ou Análise</b>	Quatro Processos				
	Três Processos	<b>4, 7, 21</b> 29, 30, 39, 43, 50, 51, 52	<b>6</b> 28, 60	<b>3</b> 31	<b>5, 11, 20</b>
	Dois Processos	32, 44, 47, 48, 53, 55, 56, 57, 62, 63, 65, 66, 69	<b>9, 15, 17</b> 54, 61	<b>10, 19, 22, 23</b> 27, 35, 40, 41, 46, 58, 64, 67	<b>2</b>
	Um Processo		<b>14</b> 26, 45	<b>18</b>	<b>1</b>
	Sem Modelagem		24, 36	<b>13</b> 33, 37, 59, 68	<b>12, 16</b> 25, 34, 42, 49
	Sem Dados Experimentais	Dados para Um Processo	Dados para Dois Processos Acoplados	Dados para Três Processos Acoplados	Dados para Quatro Processos Acoplados

### Dados Experimentais

Figura 6 – Resumo de recente revisão bibliográfica em periódicos sobre processos acoplados em rochas<sup>61</sup>

### 3.5 Efeitos Poroelásticos

A maioria das rochas encontrada durante a perfuração de poços de petróleo contém fluidos nos espaços vazios. E, a presença destes fluidos nos poros, fissuras ou fraturas, altera de modo significativo a resposta aos carregamentos mecânicos aplicados. Entretanto, análises de estabilidade de poços são tradicionalmente realizadas utilizando modelos que consideram as rochas como materiais elásticos, por exemplo, com o modelo proposto por Bradley<sup>62</sup> ou o apresentado por Aadnoy & Chenevert<sup>63</sup>, onde a presença de fluido no meio poroso como agente influente na distribuição de tensões ao redor do poço, é totalmente ignorada.

A partir do trabalho de Detournay & Cheng<sup>21, 64</sup>, efeitos poroelásticos começaram a ser considerados no problema de distribuição de tensões e pressão de poros ao redor de poços durante as operações de perfuração. Um grupo de equações analíticas foi desenvolvido cuja solução mostra claramente os impactos da presença de fluidos no espaço poroso da rocha.

A diferença entre considerar ou não efeitos poroelásticos em rochas saturadas é mostrada na Figura 7, na qual é comparada a evolução da pressão de poros no centro de uma amostra cilíndrica de material poroso sob deformação

plana e submetido a um carregamento externo radial, utilizando um modelo poroelástico e um modelo de difusão. A curva contínua representa os resultados obtidos com a solução poroelástica e a tracejada os resultados obtidos com a solução simples de difusão. Observa-se que a solução poroelástica consegue representar o excesso de pressão de poros, provocado pelo efeito conhecido como Mandel-Cryer, que transfere o efeito da aplicação de tensões do contorno externo para o interior do cilindro<sup>64, 65</sup>.

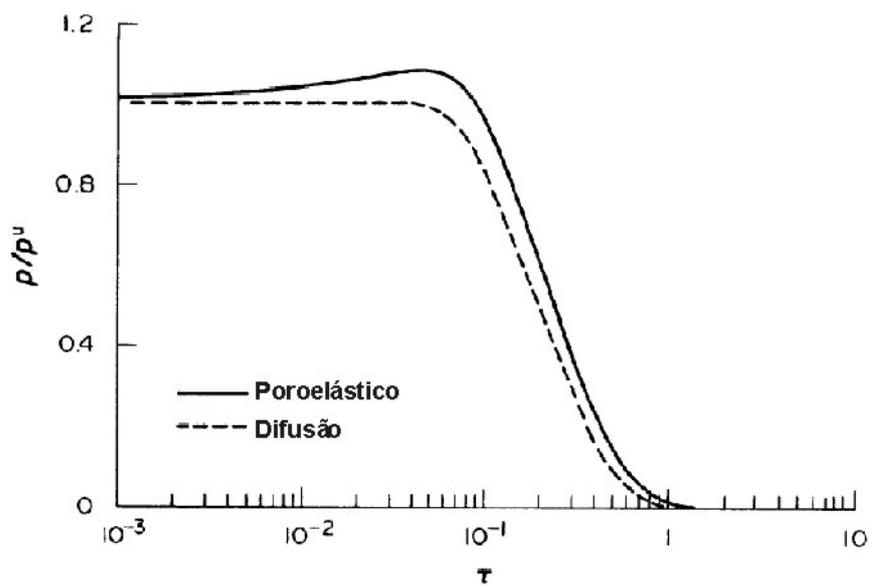


Figura 7 – Pressão de poros no centro de uma amostra cilíndrica sob carregamento axissimétrico<sup>64</sup>

Devido às baixas permeabilidades dos folhelhos, efeitos poroelásticos podem impactar drasticamente a estabilidade de um poço. Logo após a perfuração da rocha o comportamento é tipicamente não-drenado e, à medida que o tempo passa, evolui para a situação drenada. Excessos de pressão de poros têm um maior impacto especialmente quando as tensões na seção transversal do poço são desiguais, o que na atualidade é muito comum, pois, mesmo quando as tensões horizontais *in situ* de uma bacia sedimentar são aproximadamente iguais, esta condição desaparece quando se perfura poços inclinados. Assim, a escavação do poço eleva a pressão de poros ao redor do poço em regiões onde a tensão tangencial é alta e reduz onde é baixa, de acordo com o efeito Skempton. Em seguida, é iniciado o processo de difusão de pressão das regiões sobrepresurizadas para as subpresurizadas. Isto pode acelerar ou retardar o

processo de iniciação de rupturas ao redor do poço dependendo de outros parâmetros como tensões *in situ*, diâmetro do poço, pressão do fluido de perfuração, e resistência mecânica da rocha.

Numa análise poroelástica da estabilidade de um poço em folhelho, utilizando fluido base-água, a pressão do fluido de perfuração exerce dois tipos de carregamento sobre as rochas perfuradas. No primeiro, a tensão total radial na parede do poço é igual à pressão do fluido de perfuração. Enquanto no segundo, a pressão de poros na parede do poço também é igual à pressão do fluido de perfuração. Um conceito já bem estabelecido é que o aumento da pressão do fluido de perfuração reduz o risco de ocorrência de colapsos (rupturas por cisalhamento) enquanto aumenta-se o risco de fraturas (rupturas por tração). Assim, a janela de estabilidade de um poço é definida pela diferença entre as pressões limites que provocam colapsos e fraturas, respectivamente.

Quando são utilizados modelos elásticos para a determinação da janela de estabilidade de um poço, assume-se que esta permanece constante ao longo do tempo. Todavia, como já foi mencionado anteriormente, os efeitos poroelásticos podem alterar significativamente os resultados. Alguns trabalhos têm demonstrado os impactos de uma análise poroelástica sobre a janela de estabilidade, entre eles Abovsleiman *et al.*<sup>66-68</sup> e Cui *et al.*<sup>69,70</sup>.

A Figura 8 mostra a evolução da janela de estabilidade de um poço perfurado em ambiente de falha reversa, ou seja, onde a tensão vertical é a intermediária entre as principais. Observa-se um claro fechamento da janela à medida que o tempo evolui. Também é observado que o aumento da inclinação do poço gera um ganho de estabilidade. Este efeito é revertido quando o ambiente é de falha normal, ou seja, a tensão vertical *in situ* é a maior das tensões principais (Figura 9). Em ambos os casos também são apresentados resultados obtidos com uma solução elástica, que apresenta algumas diferenças em relação a apresentada por Bradley<sup>62</sup>, especificamente em relação às tensões de cisalhamento no plano do poço. Em geral, modelos elásticos representam a situação de fluxo permanente, e estes exemplos indicam porque problemas de instabilidade costumam ocorrer após algum tempo da perfuração, em trechos ainda não revestidos.

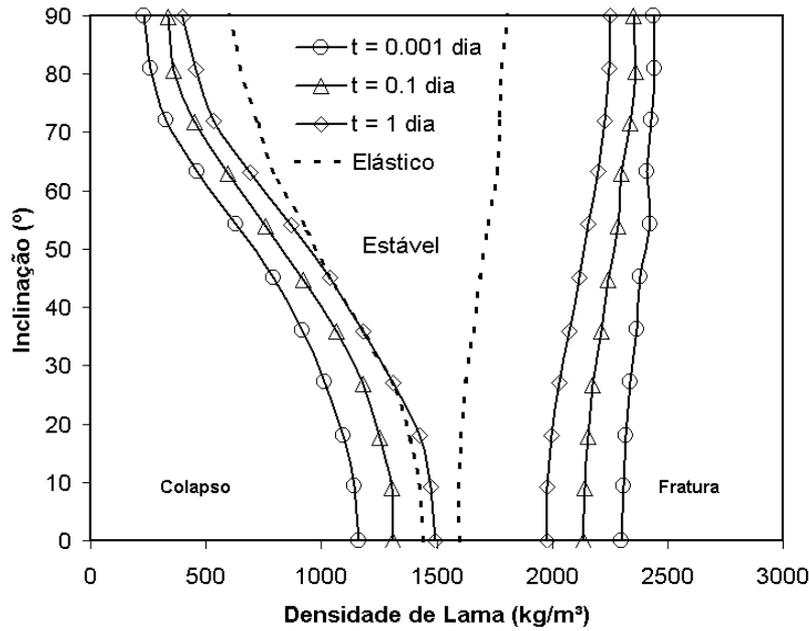


Figura 8 – Evolução da janela de estabilidade em ambiente de falha reversa<sup>70</sup>

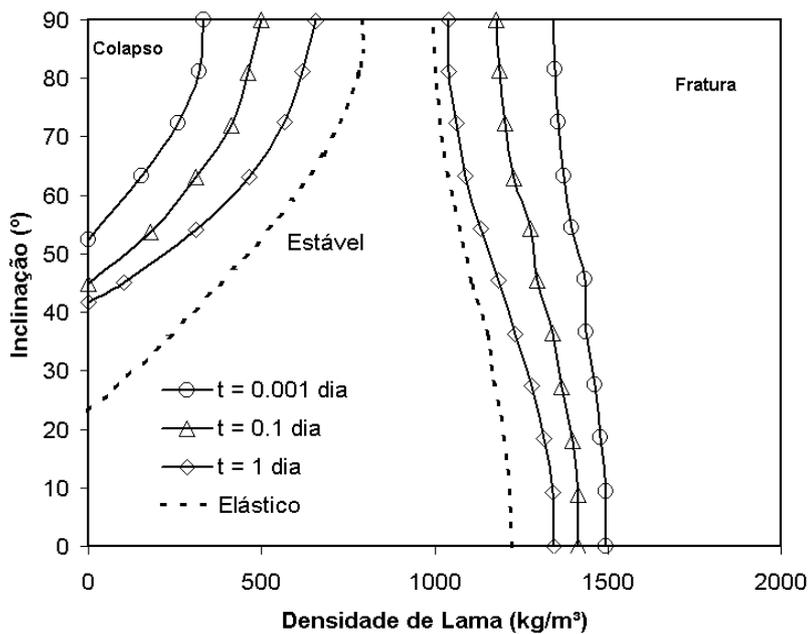


Figura 9 – Evolução da janela de estabilidade em ambiente de falha normal<sup>70</sup>

### 3.5.1 Evidências Experimentais

Na seção anterior foram discutidos os aspectos poroelásticos e seus impactos sobre a distribuição de pressão de poros e tensões de um ponto de vista teórico. Nesse item são apresentadas evidências que justificam o uso da teoria

poroelástica para representar o acoplamento entre tensões e fluxo de fluidos em meios porosos, em particular, em folhelhos.

Chen *et al.*<sup>71</sup> simularam computacionalmente um ensaio experimental em uma amostra cilíndrica de folhelho com um furo central concêntrico. Para tanto foi realizada uma comparação entre os resultados obtidos com um modelo que não considera acoplamento entre deformações e pressão de poros e outro que considera. A configuração do ensaio é mostrada na Figura 10. Inicialmente, a amostra é submetida a um carregamento de 68 MPa no contorno lateral externo e no topo, e de 66 MPa no contorno lateral interno e na base. Para simular a escavação do poço, o carregamento interno foi reduzido até o limite de 6 MPa.

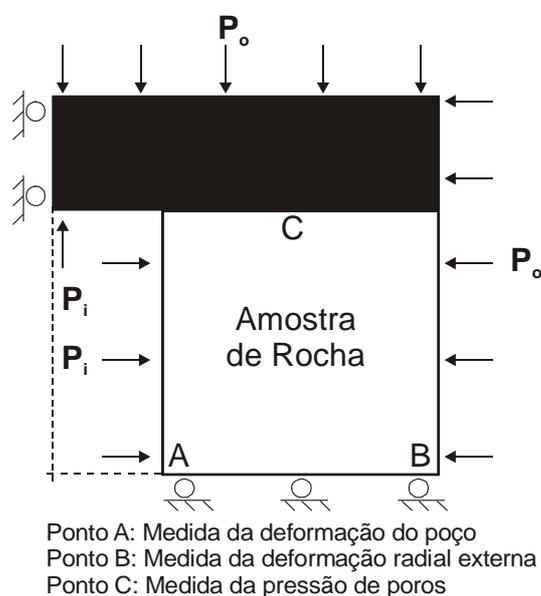


Figura 10 – Descrição esquemática de um ensaio numérico/experimental em amostra de folhelho<sup>71</sup>

Na Figura 11 são apresentadas as variações simuladas da pressão de poros nos pontos A e B (Figura 10) em resposta à redução da pressão interna no furo. Observando a curva para o ponto localizado na parede do furo (ponto A), percebe-se que o modelo desacoplado dissipa a pressão de poros drasticamente após o cisalhamento, chegando inclusive a neutralizá-la a partir de uma pressão interna do poço de 15 MPa. Por outro lado, o modelo acoplado (poroelástico) prevê uma suave redução na pressão de poros estabilizando-a num valor mínimo próximo à pressão interna do poço.

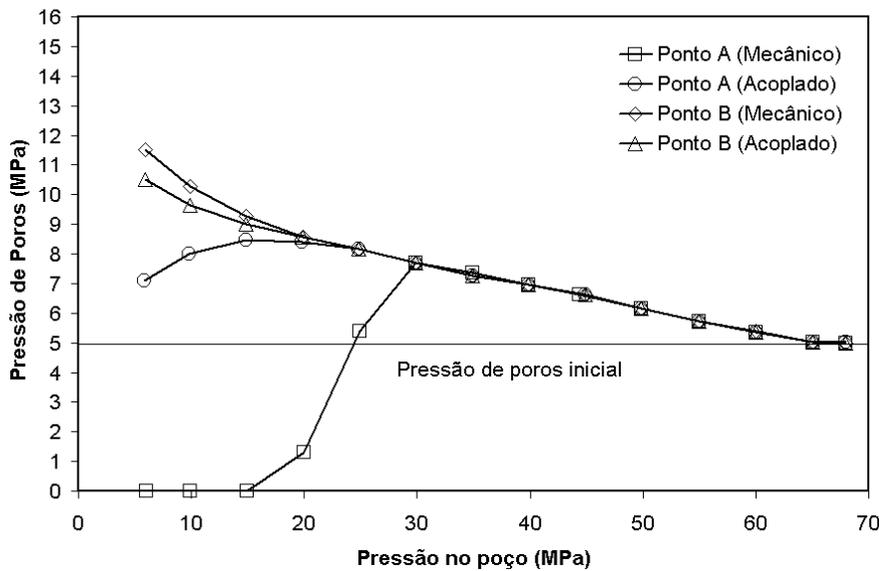


Figura 11 – Evolução da pressão de poros no contorno externo da amostra e na parede do furo<sup>71</sup>

Em seguida foi realizado um ensaio experimental com a mesma configuração. Para reproduzir os resultados foi utilizado o modelo acoplado. Na Figura 12 são comparados os resultados das variações de pressão no topo da amostra. Observa-se que o modelo consegue representar com boa aproximação os resultados experimentais, principalmente na região elástica, mas à medida que se aproxima o escoamento plástico as diferenças se acentuam. Entre os motivos que podem ter causado estas diferenças podem estar: o modelo elastoplástico usado na simulação não representa com acurácia o comportamento mecânico do material, ou, alterações na permeabilidade da rocha devido ao dano mecânico, que não foram consideradas no modelo e que influencia de modo significativo na distribuição de pressão em rochas de baixa permeabilidade<sup>72</sup>.

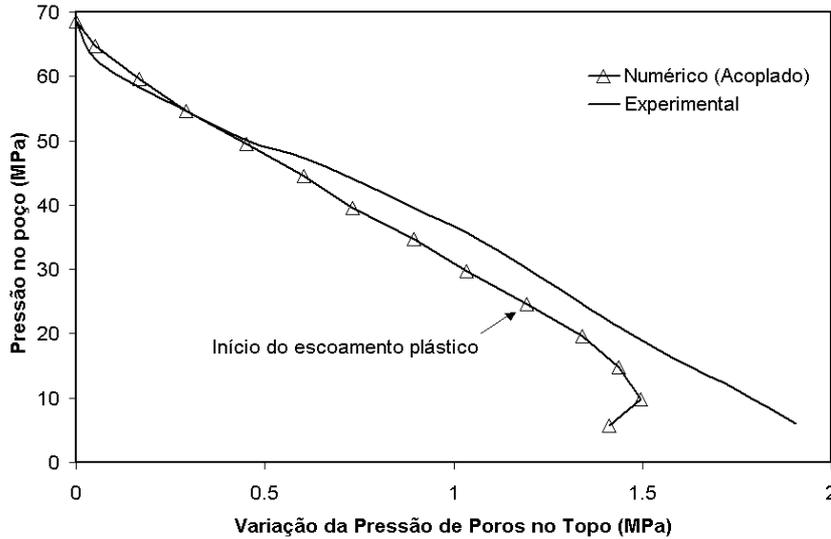


Figura 12 – Pressão de poros no contorno externo da amostra e na parede do furo<sup>71</sup>

Outro trabalho que compara resultados computacionais com resultados de laboratório em meios poroelásticos foi apresentado por Abousleiman *et al.*<sup>73</sup>, no qual novamente é verificada uma boa concordância. Os resultados de um ensaio oedométrico é mostrado na Figura 13. Observa-se que até o limite elástico a teoria poroelástica linear garante bons resultados e o erro relativo entre a estimativa e o cálculo do módulo de Young é de 8.4% para o calcário ensaiado. Na Figura 14 é apresentada a comparação para o volume de fluido descarregado da amostra, na qual o erro relativo é de 15.6%.

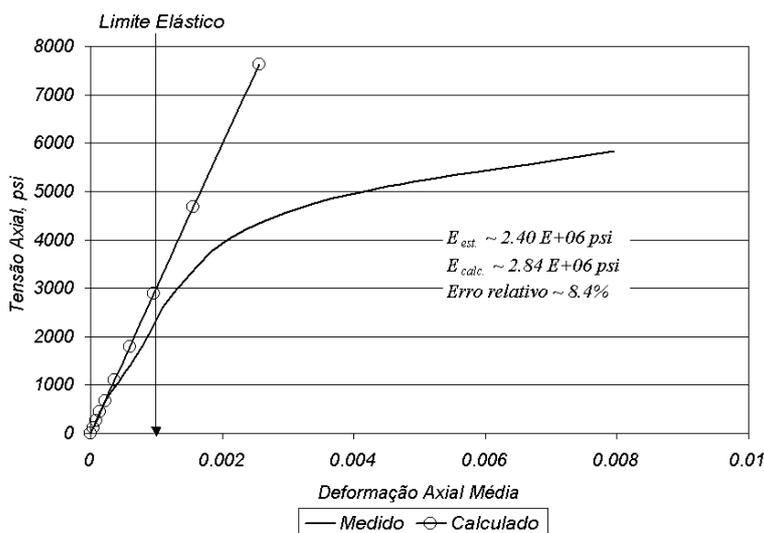


Figura 13 – Comparação dos resultados do ensaio oedométrico com os da teoria poroelástica linear<sup>73</sup>

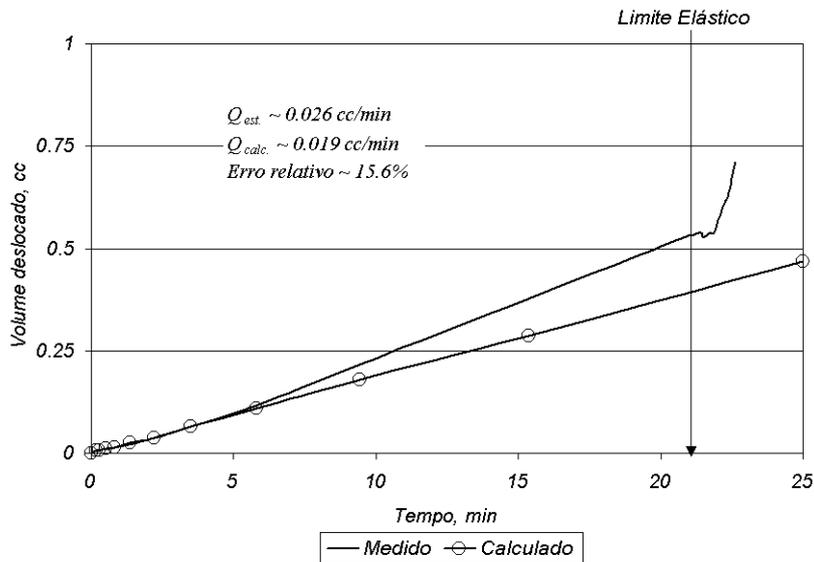


Figura 14 – Comparação dos resultados de volume de fluido descarregado no ensaio oedométrico com os resultados da teoria poroelástica linear<sup>73</sup>

Procedendo uma determinação experimental do coeficiente de Biot, Vincké *et al.*<sup>74</sup> realizaram ensaios oedométricos em amostras de folhelhos tanto na direção perpendicular à laminação estratigráfica quanto na direção paralela. A principal conclusão foi que, para as amostras ensaiadas, o coeficiente de Biot não varia de forma significativa quanto à direção, podendo ser considerado como um escalar. Maiores variações são percebidas em função do nível de tensões. Para uma variação da tensão vertical de 8.75 MPa para 35 MPa, foi observada uma variação de 0.84 para 0.42, que pode ter ocorrido devido a redução na porosidade.

Todas essas evidências mostram que apesar da dificuldade de proceder ensaios experimentais em folhelhos, os resultados já publicados confirmam a validade da teoria poroelástica em reproduzir o comportamento acoplado entre deformações e fluxo de fluido em meios porosos saturados.

### 3.6 Efeitos Químicos

O forte impacto dos problemas de estabilidade sobre os custos de perfuração, associado à relativa facilidade de incorporar aditivos aos fluidos de perfuração, sem dúvida alguma têm tornado os efeitos químicos os mais estudados no comportamento de folhelhos.

Os estudos publicados por Chenevert<sup>47, 75</sup>, cerca de trinta anos atrás, talvez representem o marco inicial dos estudos de problemas de estabilidade relacionados a efeitos químicos. Esses trabalhos apontavam que grande parte dos problemas de estabilidade em folhelhos era função da quantidade de água absorvida que, como conseqüência, provocava deslocamentos na parede do poço. A solução indicada na época era a adoção de fluidos base-óleo com atividade química equilibrada com a atividade química da formação.

Com o passar dos anos os apelos à proteção do meio ambiente vêm restringindo o uso de fluidos de perfuração base-óleo, que gradualmente têm sido substituídos por fluidos base-água. Esta é uma das razões que contribuíram para o aumento dos problemas de instabilidade em folhelhos durante a perfuração de poços, pois, uma grande vantagem quando se usa fluidos base-óleo ou base-éster são as altas pressões de entrada geradas<sup>76</sup>, que impedem o fenômeno conhecido como “penetração da pressão de poros”, que consiste na elevação transiente da pressão de poros da rocha devido ao gradiente hidráulico entre a pressão do fluido de perfuração e o fluido de poros. Na Figura 15 são comparadas distribuições de pressão de poros ao redor de um poço para quatro tipos diferentes de fluidos. Observa-se a grande diferença entre os fluidos base-óleo e os base-água. Estes últimos são os que menos retardam a penetração da pressão de poros.

Assim, no intuito de aprimorar a eficiência dos fluidos base-água, isto é, torná-los tão eficientes quanto os fluidos base-óleo em relação às interações químicas com os folhelhos, vários trabalhos realizados por diferentes grupos de pesquisa vêm abordando este tema. Entretanto, os processos químicos entre fluidos de perfuração e folhelhos não são triviais e exigem um cuidadoso estudo para sua boa compreensão. Por exemplo, o fluxo de fluido e íons no interior de folhelhos pode impactar de modo significativo não apenas o campo de pressão de poros e concentração, mas também o de tensões e, em alguns casos, até mesmo alterar a resistência mecânica. A seguir são apresentados os principais fenômenos que ocorrem em folhelhos devido a interações químicas com os fluidos de perfuração.

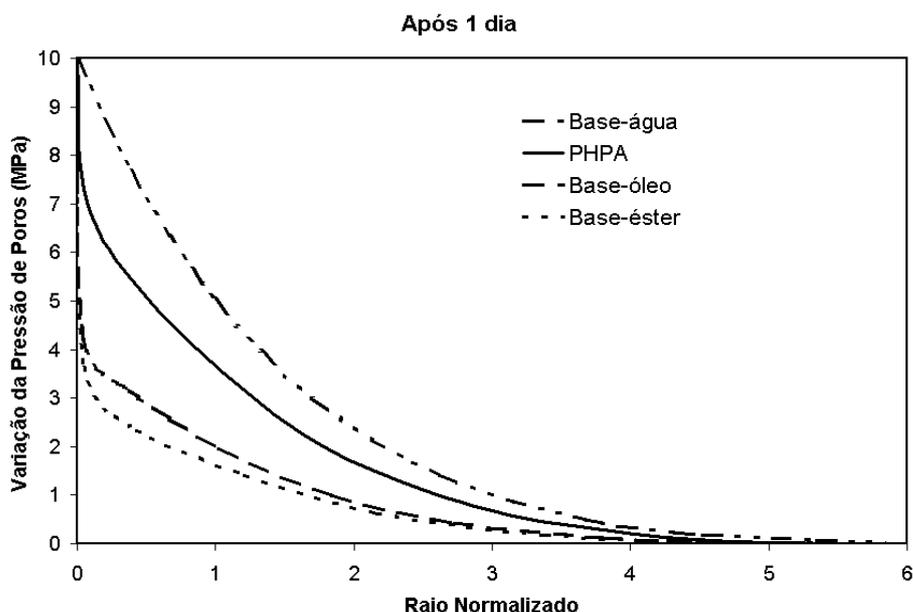


Figura 15 – Diferenças da penetração da pressão de poros ao redor de um poço em função do tipo de fluido de perfuração<sup>76</sup>

*Difusão de íons.* É o fenômeno de migração de íons de áreas de maior concentração para áreas de menor concentração, este mecanismo é conhecido como “difusão molecular” e é representado matematicamente pela lei de Fick. Assim, se a concentração de determinado íon é maior no fluido de perfuração do que no fluido de poros do folhelho, e no caso de não estar presente uma barreira (membrana) que impeça o movimento, ocorrerá um fluxo de soluto para o interior da rocha. De modo similar, o contrário se verifica quando a concentração de íons é maior no interior da rocha. Este movimento prossegue até que as concentrações atinjam o equilíbrio. Todavia, mecanismos indiretos também podem transportar íons no interior da rocha, o que caracteriza um fenômeno acoplado. O mais comum deles no caso de transporte de íons é a “advecção”, que é o mecanismo de transporte de íons devido ao fluxo de fluido no interior do meio poroso. Em rochas muito permeáveis este mecanismo é dominante, enquanto que rochas de baixa permeabilidade como folhelhos é desprezível.

*Osmose.* É o fenômeno de fluxo de fluido, normalmente a água, que ocorre entre duas soluções de diferentes concentrações salinas separadas por uma membrana semipermeável – barreira física que admite o movimento de fluido, mas restringe o movimento de íons. O fluxo de fluido ocorre da solução de menor

concentração para a de maior concentração. Este tipo de fenômeno não ocorre em rochas muito permeáveis como os arenitos, mas em folhelhos é muito comum e, como consequência, altera a pressão de poros na rocha, sendo por esta característica muito utilizado como aditivos para o controle da estabilidade em poços.

*Inchamento.* Microscopicamente, argilominerais possuem a forma de cristais em forma de folhas. Partículas de argila no interior de folhelhos se constituem em *clusters* desses minerais envoltos por água e cátions. Quando esses minerais são expostos à água e íons, estes são atraídos para o interior das folhas dos argilominerais forçando seu afastamento. Como consequência, ocorrerá um aumento de volume no folhelho que é conhecido como inchamento. No caso de haver restrição ao livre inchamento, será gerada uma tensão – conhecida como pressão de inchamento – que tentará separar as folhas dos argilominerais, alterando assim a distribuição de tensões ao redor do poço e, em alguns casos, levando-o a instabilidades.

*Alteração da resistência mecânica.* Tem sido observado experimentalmente que após um tempo de exposição a determinados tipos de fluidos, folhelhos podem sofrer alterações na sua resistência mecânica. Um possível mecanismo que explica este tipo de comportamento é o inchamento, que afasta os grãos uns dos outros reduzindo assim a resistência global da rocha ao cisalhamento. Dentre os fenômenos químicos que afetam a estabilidade de poços em folhelhos, este ainda é o menos esclarecido.

### **3.6.1 Evidências Experimentais**

Cada um dos efeitos químicos apresentados no item anterior tem um fundamento teórico próprio e vários estudos têm verificado sua validade do ponto de vista experimental. De muito já é conhecido que materiais argilosos (argilas e folhelhos) podem se comportar como membranas semipermeáveis e, assim, gerar fluxo osmótico<sup>55, 77</sup>. Desta forma, vários estudos têm sido desenvolvidos no intuito

de entender o comportamento deste fenômeno em folhelhos a fim de utilizá-lo como mecanismo mitigador de problemas de estabilidade em poços.

Diferentes estudos, incluindo os trabalhos de van Oort<sup>78</sup>, Tan & Wu<sup>79</sup>, Chenevert & Pernot<sup>80</sup>, têm abordado questões como influência do tipo de argilomineral presente na composição do folhelho, tipo de sal presente na solução em contato com o folhelho, transporte de íons e conseqüente redução do potencial osmótico com a evolução do tempo, redução da resistência mecânica, entre outros. Uma grande revisão sobre os efeitos químicos na estabilidade de poços foi apresentada por Hawkes *et al.*<sup>38</sup> como relatório final de um consórcio entre diferentes grupos de pesquisa sobre problemas de estabilidade em folhelhos.

Resultados de ensaios verificando a geração de pressões osmóticas em folhelhos provenientes de vários locais ao redor do mundo, como Venezuela, Noruega e Brasil, são apresentados por Muniz<sup>45</sup> e Duarte<sup>46</sup>. Um desses resultados é reproduzido na Figura 16, onde são demonstrados os impactos da osmose sobre os excessos de pressão de poros no interior de folhelhos.

Basicamente, o ensaio realizado consistiu em colocar uma amostra cilíndrica de folhelho entre dois reservatórios em uma câmara do tipo oedométrica e, em seguida, aplicar gradientes de pressão e de concentração de modo que a pressão no interior do folhelho fosse alterada. Na primeira fase é aplicado apenas um gradiente de pressão, representado pelo ramo ascendente da curva PP Base CP31. Após a equalização dos excessos de pressão de poros provocados pelo gradiente de pressão, foi imposto um gradiente químico, responsável pela geração de uma pressão osmótica que reduziu a pressão de poros, como pode ser observado no trecho descendente da curva PP Base CP31.

A curva indicada como PP Base CP35 representa um ensaio onde desde o início foram aplicados gradientes de pressão e de concentração. Observa-se que após 48 horas a pressão no reservatório inferior estabilizou em torno de 1000 KPa, permanecendo neste valor mesmo transcorridas 96 horas. Isto indica como uma boa administração da salinidade do fluido pode influenciar a distribuição da pressão de poros ao redor de um poço perfurado em folhelho.

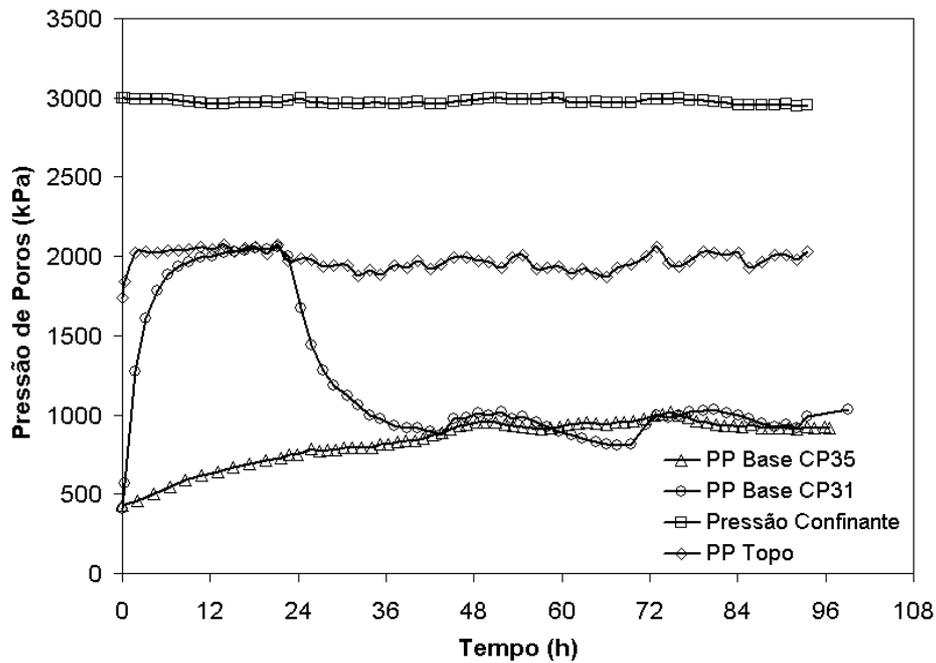


Figura 16 – Impacto da osmose sobre a pressão de poros em folhelhos<sup>45</sup>

Mudanças nos parâmetros elásticos, parâmetro de Skempton e parâmetros de resistência foram observadas por Tan & Wu<sup>79</sup> ao proceder ensaios triaxiais em amostras de folhelho após submetê-las ao contato com um fluido de perfuração salino (KCl). Observou-se aumento no módulo de Young, redução no coeficiente de Poisson e parâmetro de Skempton e aumento da coesão e ângulo de atrito. A Figura 17 mostra como a interação química pode modificar o comportamento mecânico do folhelho. Observa-se um aumento significativo da resistência de pico quando a amostra foi submetida ao contato com o fluido salino. Na Figura 18 é demonstrado o impacto sobre a envoltória de resistência. Observa-se que tanto a coesão quanto o ângulo de atrito são modificados. Este tipo de efeito é muito benéfico para a estabilidade do poço. Entretanto, é importante ter em mente que o mesmo efeito pode não ser obtido com outro tipo de sal, pois, as interações químicas dependem da afinidade dos argilominerais do folhelho em relação a cada tipo de íon.

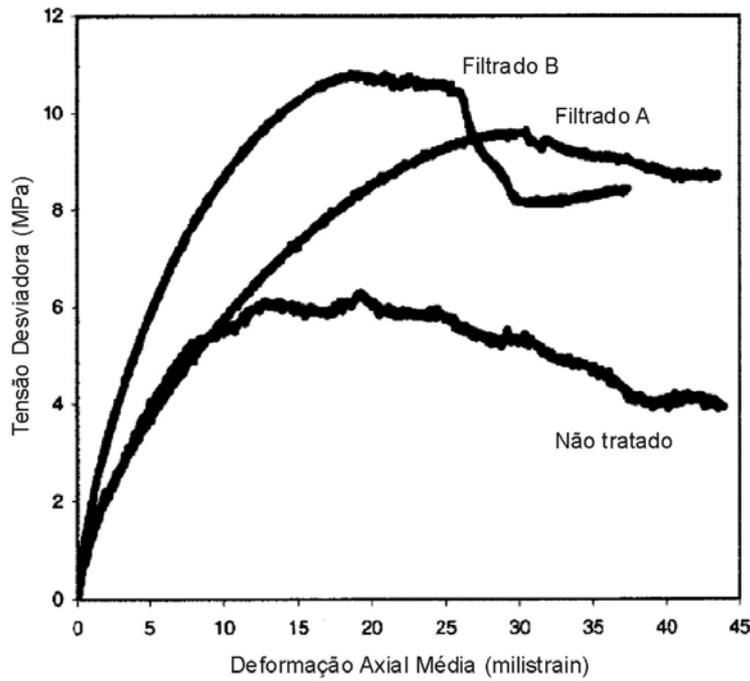


Figura 17 – Aumento da tensão de ruptura de um folhelho devido a interações químicas com um fluido salino à base de KCl<sup>79</sup>

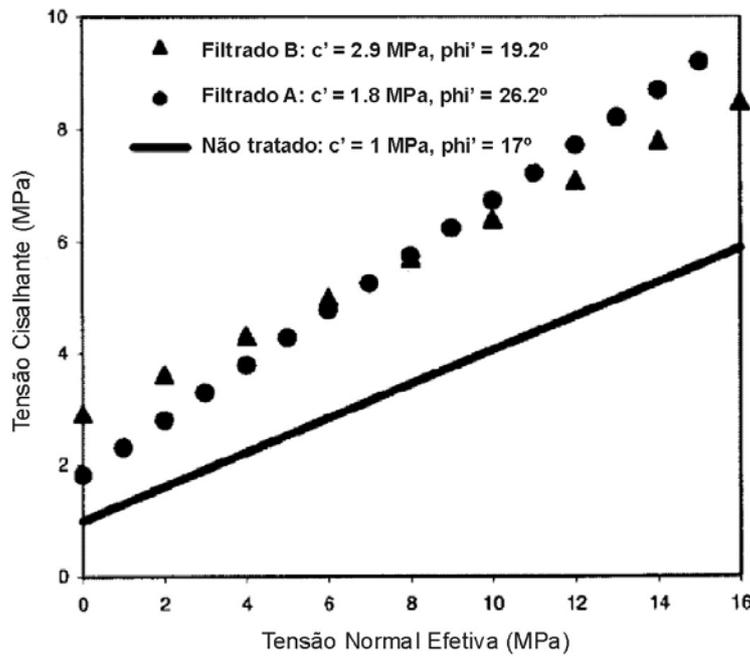


Figura 18 – Alteração da envoltória de resistência de um folhelho devido a interações químicas com um fluido salino à base de KCl<sup>79</sup>

### 3.7 Efeitos Térmicos

Durante a perfuração de poços de petróleo utiliza-se circular um fluido que entra pela coluna de perfuração e retorna pelo espaço anular entre a coluna e as paredes do furo. Além de densidade e composição química, o fluido de perfuração possui outra propriedade muito importante – a temperatura – que normalmente é dimensionada com o intuito primordial de resfriar a broca. Entretanto, em função das rochas perfuradas possuírem temperatura própria, oriunda do gradiente geotérmico da crosta terrestre, estabelece-se então um gradiente térmico entre o fluido e as formações, que pode alterar os campos de pressão de poros e tensões da rocha e até mesmo modificar seu comportamento mecânico, contribuindo inclusive, para o surgimento ou aumento de instabilidades.

A Figura 19 mostra esquematicamente a distribuição de temperatura ao longo da extensão de um poço. Ao sair da coluna de perfuração na região do fundo do poço, o fluido de perfuração encontra-se numa temperatura baixa, mas à medida que é elevado para a superfície pelo espaço anular, vai aquecendo e conduz este aquecimento para regiões onde a temperatura da rocha é mais baixa. Assim, durante a perfuração há trechos do poço onde a temperatura do fluido é menor que a da rocha e trechos onde o contrário se verifica.

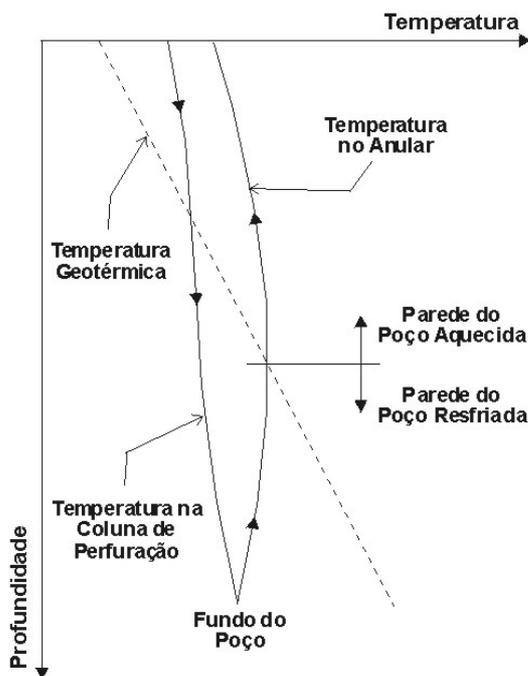


Figura 19 – Distribuição de temperatura devido à circulação do fluido de perfuração<sup>81</sup>

De modo a ter uma idéia superficial da importância dos efeitos térmicos sobre a estabilidade de poços, é possível tomar a teoria da termoelasticidade como base para executar um simples cálculo da variação da tensão tangencial na parede do poço devido a um gradiente térmico<sup>14</sup>:

$$\Delta\sigma_{\theta} = \frac{\Delta T \cdot E \cdot \alpha_T}{1 - \nu} \quad (3.3)$$

onde  $\sigma_{\theta}$  é a tensão tangencial,  $E$  é o módulo de Young,  $\nu$  é o coeficiente de Poisson,  $\alpha_T$  é coeficiente de expansão térmica da rocha e  $\Delta T$  é a diferença de temperatura entre o fluido de perfuração e a rocha.

Tomando o exemplo apresentado por Dusseault<sup>81</sup> onde:  $E = 20$  GPa,  $\nu = 0.25$ ,  $\alpha_T = 10^{-5}$  °C<sup>-1</sup> e  $\Delta T = 10$  °C de aquecimento, a variação na tensão tangencial é de 2.6 MPa, valor este que pode ser suficiente para desestabilizar a rocha.

Os impactos térmicos sobre a estabilidade de poços em áreas de alta temperatura no Brasil foram estudados por Falcão<sup>82</sup>, que utilizou um modelo termoelástico. As análises foram realizadas não só para a parede do poço, mas também para a região circunvizinha. Foi demonstrado que a maior contribuição dos efeitos térmicos sobre o campo de tensões não se localiza na parede do poço, mas sim numa região interna próxima. Nesta região, ao comparar a contribuição dos efeitos térmicos com a dos efeitos mecânicos sobre o campo de tensões, foi verificada uma razão de até 57% para a tensão radial quando se aplica um resfriamento através do fluido de perfuração.

Estudos mais sofisticados, utilizando a teoria da termoporoelasticidade, também têm sido executados para verificar os impactos de efeitos térmicos sobre a estabilidade de poços, especialmente em folhelhos<sup>16, 83</sup>. Entre as conclusões em comum tem sido observado que circular um fluido de perfuração com temperatura menor do que a temperatura da formação pode contribuir para estabilizar o poço, considerando os colapsos, pois, o resfriamento provoca uma redução na pressão de poros e na diferença entre as tensões efetivas radiais e tangenciais. Também foi observado que o início de instabilidades nem sempre se dá na parede do poço, mas pode estar localizado na região interna à parede. Um caso particular é a abertura

de fraturas circunferenciais provocadas por tensões radiais de tração que são geradas quando se circula um fluido de perfuração com temperatura mais elevada do que a da rocha. A Figura 20 mostra o efeito de um resfriamento no fluido de perfuração sobre a janela de estabilidade.

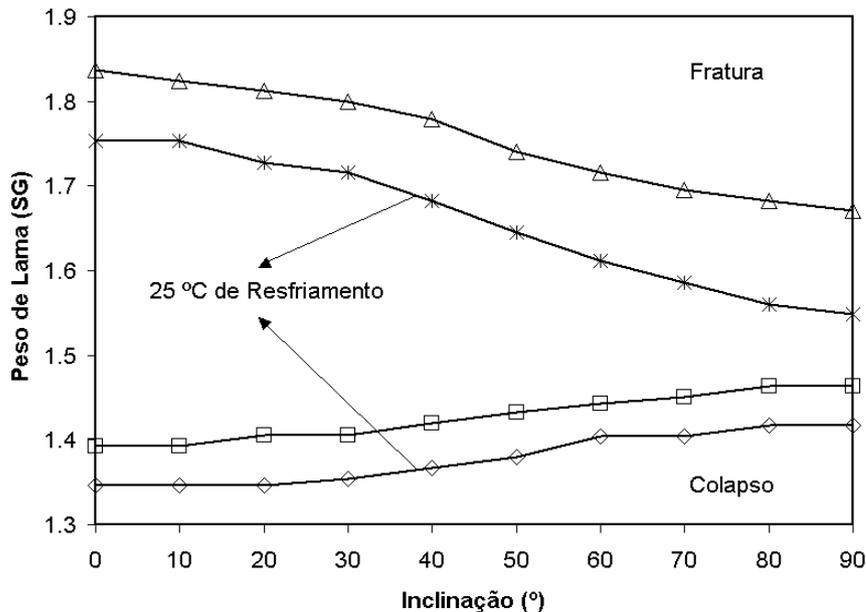


Figura 20 – Efeito de um resfriamento no fluido de perfuração sobre a janela de estabilidade ( $a/r = 1.3$ )<sup>16</sup>

Além dos efeitos sobre a estabilidade da rocha, um controle adequado da temperatura do fluido de perfuração, em particular um resfriamento, pode gerar outros benefícios durante a perfuração do poço, entre eles<sup>84</sup>:

- Permite o uso de operações de perfilagem durante a perfuração em ambientes de alta pressão e temperatura, onde normalmente a temperatura encontra-se acima de 150 °C;
- As propriedades reológicas do fluido de perfuração são mais facilmente mantidas, reduzindo a necessidade de aditivos;
- Aumenta a vida útil dos equipamentos de perfuração;
- Reduz o retorno do fluido de perfuração com altas temperaturas, especialmente importante quando se usa fluidos base-óleo, pois, a temperatura é mantida abaixo do ponto *flash* – temperatura acima da qual vapor começa a ser liberado do óleo.

De modo semelhante ao que foi comentado em relação aos efeitos químicos, em um problema termoporoelástico, o fluxo de calor no interior do meio poroso pode impactar de modo significativo o campo de pressão de poros e de tensões. No problema de estabilidade de poços, em particular, em trechos de folhelhos, efeitos térmicos alteram muito mais rápido o campo de pressão de poros do que os efeitos de difusão de fluido. Se um gradiente químico também está presente, o fluxo de calor também influenciará o movimento de íons no meio poroso. Portanto, faz-se necessário entender os processos gerados num meio poroso saturado com fluido salino na presença de gradientes hidráulicos, térmicos e químicos. Desta forma, são descritos a seguir os principais processos envolvidos quando estes três gradientes estão presentes simultaneamente.

*Expansão ou contração térmica diferencial.* Em virtude do fluido de poros, normalmente a água, apresentar um coeficiente de dilatação volumétrica em torno de uma ordem de grandeza maior que o dos constituintes sólidos da rocha, ocorrerá um aumento da pressão de poros, no caso de aquecimento e, uma redução, no caso de um resfriamento. Este fenômeno tem sido demonstrado claramente em experimentos de campo<sup>57, 85</sup> e é o mais significativo dentre os efeitos térmicos.

*Termo-osmose.* É o fenômeno de transporte de massa (fluido) gerado por um gradiente de temperatura<sup>86</sup>. Do ponto de vista teórico, este processo é muito similar à osmose química, no entanto, não requer a presença de uma membrana semipermeável<sup>87</sup>. Entretanto, do ponto de vista experimental, este fenômeno praticamente não foi estudado e o único trabalho citado pelos autores que buscam modelar este processo é o de Carnahan (*apud* Ghassemi & Diek<sup>33</sup>), segundo o qual o volume de fluido através de uma caulinita devido à termo-osmose pode ser 800 vezes maior que devido a um gradiente hidráulico.

*Termo-difusão.* É o fenômeno de transporte de íons gerado por um gradiente de temperatura. É também conhecido na literatura como efeito Soret<sup>88, 89</sup>. Normalmente, quando um gradiente de temperatura constante é imposto a uma solução iônica, ocorre uma difusão de íons da parte mais quente para a parte mais fria. De modo semelhante à termo-osmose, este fenômeno tem sido pouco

estudado, pois, a sua relevância também não é significativa e devido a isso são raros os trabalhos que o têm como foco, a exemplo do realizado por Rosanne *et al.*<sup>90</sup>, no qual foi demonstrado que em materiais com baixas permeabilidades, como argilas compactas, o transporte de íons por termo-difusão pode ser de 12.5 a 50 vezes maior do que por advecção e de 0.5 a 7.6 vezes maior do que por difusão. Tendo em vista, que já há uma grande dificuldade em se obter o coeficiente efetivo de difusão química de solutos em folhelhos, a incorporação deste efeito em um modelo acoplado não produzirá um acréscimo substancial na qualidade dos resultados.

*Alteração da resistência mecânica.* O comportamento de rochas argilosas em relação aos carregamentos mecânicos também é influenciado pela ação da temperatura. Sob altas temperaturas, normalmente o comportamento é mais dúctil, enquanto baixas temperaturas favorecem um comportamento mais frágil.

### **3.7.1 Evidências Experimentais**

Na literatura há poucos trabalhos disponíveis onde investigações experimentais ou de campo têm sido conduzidas conjuntamente com modelagem computacional a fim de entender os processos termoporoelásticos. Em geral, variações de temperatura afetam a pressão de poros, induzem deformações e algumas vezes modificam as propriedades do meio poroso (resistência e rigidez) e do fluido de poros (viscosidade). As mudanças volumétricas incluem mudanças de volume nos constituintes sólidos e no fluido de poros. De uma maneira geral, a variação do volume no último é maior que nos primeiros, resultando numa variação da pressão de poros, que por sua vez altera as tensões efetivas.

Um experimento descrito por Vaziri<sup>91</sup> ilustra bem os impactos da temperatura sobre o comportamento geomecânico de uma argila saturada. A Figura 21 mostra a configuração geométrica do problema. Trata-se de um cilindro inserido no interior de um depósito de argila, por meio do qual é induzido um aumento de temperatura. No ponto X e na interface cilindro/argila são instalados transdutores de pressão e de temperatura de modo a monitorar suas variações ao

longo do ensaio. O calor é aplicado uniformemente ao longo da face do cilindro numa taxa constante.

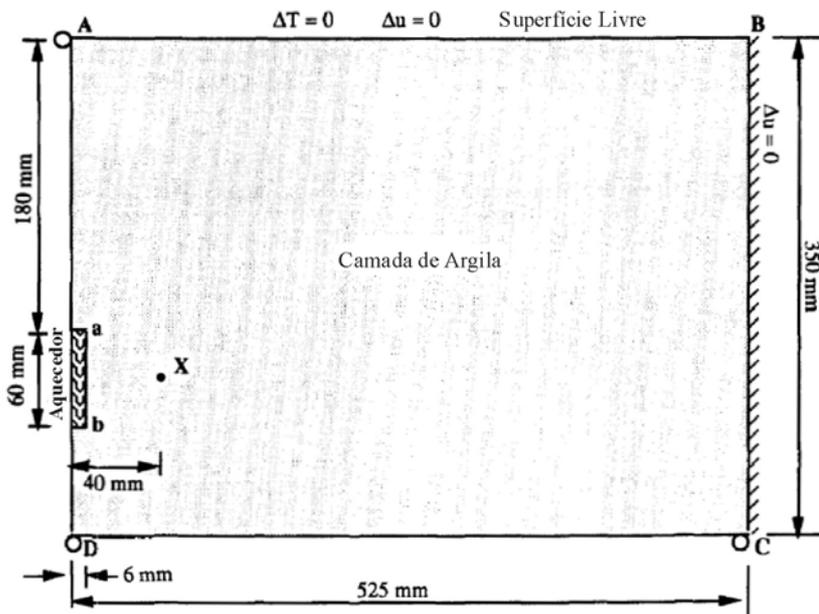


Figura 21 – Geometria e condições de contorno para simular o experimento termoporoelástico<sup>91</sup>

Na Figura 22 são apresentados os resultados da variação da temperatura na interface da argila com o cilindro aquecido e no interior da camada de argila (ponto X). Em ambos os pontos, uma excelente concordância entre os valores calculados e os medidos é obtida. Em virtude do aquecimento do meio poroso saturado, uma variação da pressão de poros é gerada até atingir um máximo e, em seguida, torna a decrescer (Figura 23), atingindo ao final seu valor inicial. Esta rápida dissipação ocorre devido à condição drenada no topo da camada. Apesar da magnitude prevista pelo modelo da pressão de poros não ser exatamente igual à medida, a tendência de variação está em pleno acordo. Alguns fatores podem ter contribuído para estas discrepâncias, como por exemplo, heterogeneidades do meio poroso.

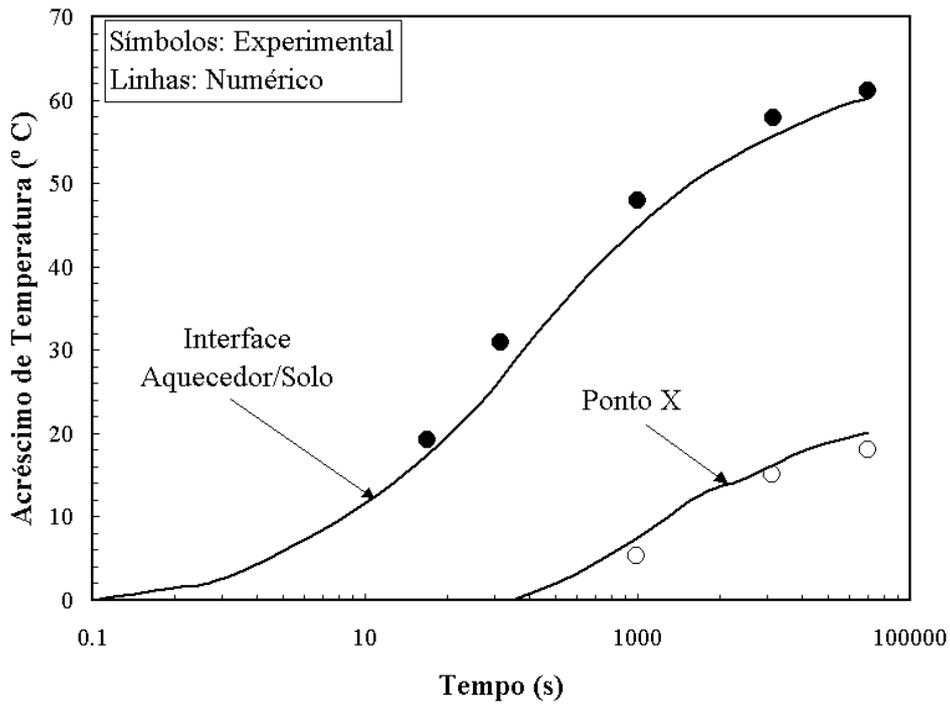


Figura 22 – Comparação da temperatura medida e modelada ao longo do tempo<sup>91</sup>

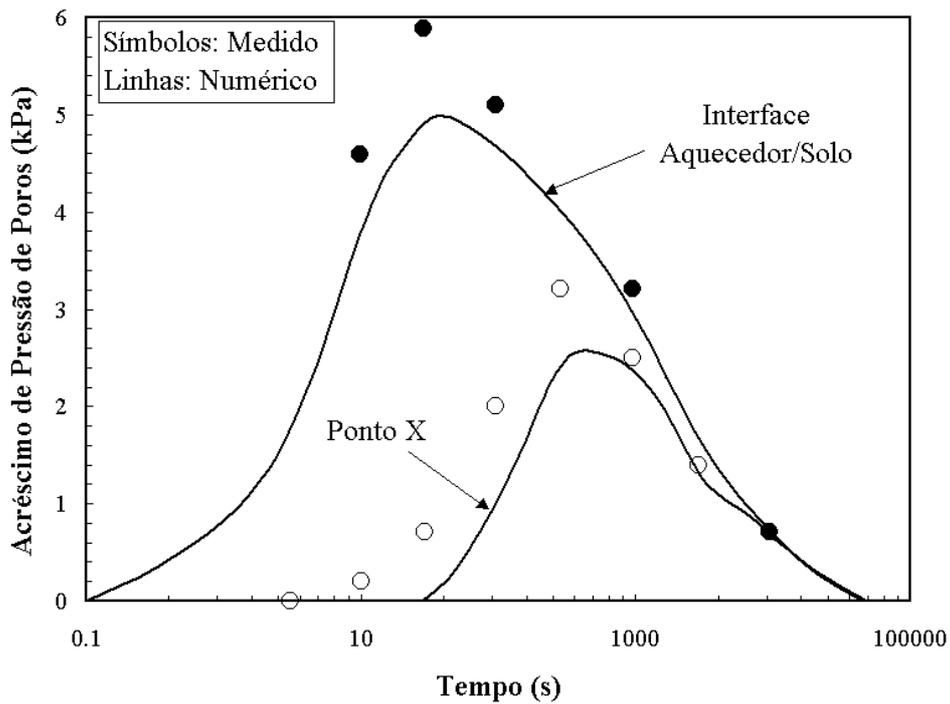


Figura 23 – Comparação da pressão de poros medida e modelada ao longo do tempo<sup>91</sup>

Outros trabalhos têm investigado a influência de efeitos térmicos sobre a rigidez e resistência de materiais argilosos. De Bruyn & Thimus<sup>92</sup> estudaram os efeitos do aquecimento sobre a tensão de ruptura de uma argila em condições de

carregamento triaxial drenado e não drenado. Em linhas gerais, foi observado que sob condição não drenada a resistência decresce com o aumento da temperatura. Na Figura 24 é mostrado o comportamento mecânico da argila sob diferentes níveis de aquecimento. Comportamento semelhante também foi observado em folhelhos, conforme mostra o trabalho de Fam *et al.*<sup>93</sup>, onde um aquecimento de 40 °C tanto reduziu em cerca de 10% a resistência de pico quanto tornou o folhelho mais frágil (Figura 25).

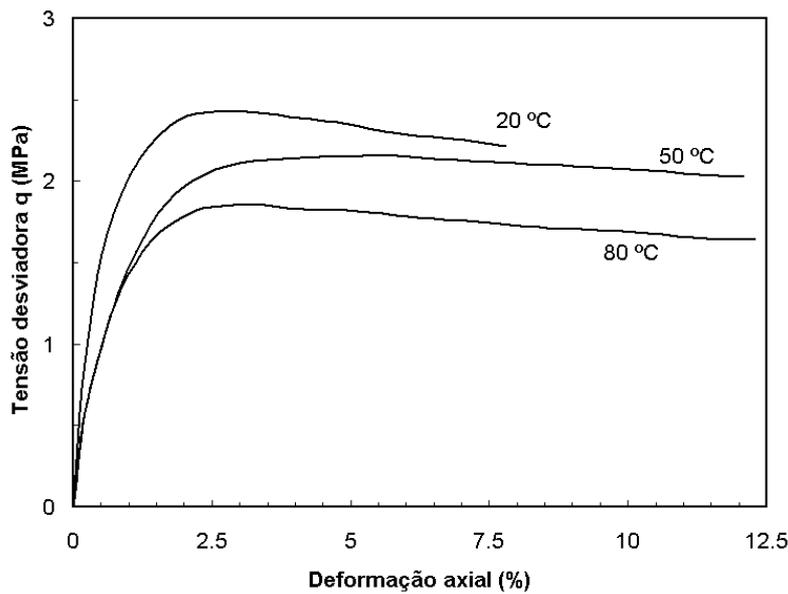


Figura 24 – Redução da resistência em argila devido ao aquecimento térmico<sup>92</sup>

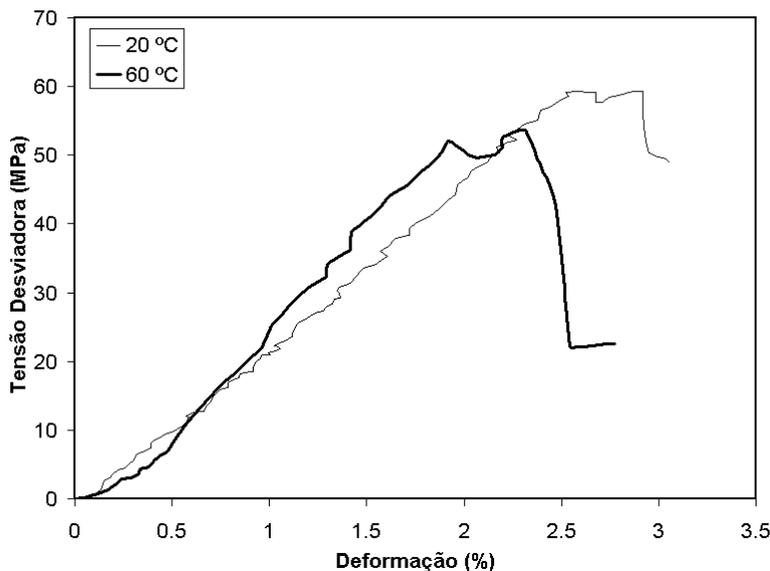


Figura 25 – Redução da resistência em folhelho devido ao aquecimento térmico<sup>93</sup>

### 3.8 Configuração Adotada para o Modelo Termo-Químico-Poroelástico

As evidências teóricas e experimentais apresentadas nas seções anteriores comprovam que para uma correta modelagem do comportamento geomecânico de folhelhos durante a perfuração de poços, é necessário o uso de um modelo que considere o acoplamento entre as forças mais significativas presentes no problema. Todavia, quanto maior é o número de forças consideradas, maior é a complexidade matemática do modelo e a dificuldade para obter os parâmetros necessários. Dessa forma, é importante ter em mente que o desenvolvimento de um modelo acoplado deve priorizar as forças preponderantes de modo a reduzir a complexidade matemática a um nível satisfatório para a obtenção da solução, mantendo ao mesmo tempo a representatividade do processo como um todo.

A Figura 26 mostra esquematicamente todos os principais processos acoplados que são representados no modelo desenvolvido neste trabalho. Os quatro tipos de forças que atuam simultaneamente e interagem entre si são: mecânicas, hidráulicas, térmicas e químicas.

O acoplamento entre as forças mecânicas e hidráulicas é representado pela teoria poroelástica linear<sup>65</sup>, através da qual são modelados os excessos de pressão de poros gerados por deformações e vice-versa.

No acoplamento entre forças térmicas e mecânicas é considerado um acoplamento parcial, no qual mudanças de temperatura provocam deformações significativas, mas as mudanças de temperatura provocadas por deformações do meio poroso são de ordem desprezível.

De modo semelhante, é considerado um acoplamento parcial entre forças térmicas e químicas, onde as mudanças de temperatura modificam de modo significativo o potencial químico, enquanto que mudanças na concentração química não alteram o campo de temperatura.

No acoplamento entre forças térmicas e hidráulicas, ora é assumido um acoplamento total na formulação numérica, onde o transporte de calor é realizado por condução e por convecção, ora parcial na formulação analítica onde o transporte de calor é realizado apenas por condução, devido às baixas permeabilidades dos folhelhos, hipótese essa que é confirmada no capítulo de

validação, onde os resultados de ambas as formulações são comparados. Também, devido às variações térmicas, ocorrem variações na pressão de poros.

Da mesma forma, no acoplamento químico-hidráulico, ora é considerado um acoplamento total na formulação numérica, na qual o transporte de íons resulta da combinação entre difusão e advecção, ora parcial na formulação analítica, na qual apenas a difusão governa o transporte de íons, assumindo que as baixas permeabilidades de folhelhos tornam insignificantes os efeitos advectivos. Esta hipótese também é confirmada no capítulo de validação do modelo. Entretanto, ambas as formulações, consideram o efeito osmótico sobre o campo de pressão de poros, que é gerado pelo gradiente de concentração química.

Por último, o acoplamento entre forças químicas e mecânicas é representado apenas por pressões de inchamento, que podem ocorrer em alguns tipos de folhelho, quando estes entram em contato com fluidos de composição química inadequada<sup>80, 94-96</sup>. No entanto, esse fenômeno permanece como um aspecto ainda não totalmente entendido e, por isso, é destacado em uma tonalidade mais clara na Figura 26, para indicar que apesar de estar representado na formulação matemática do modelo, é preciso ainda obter um maior entendimento do seu comportamento.

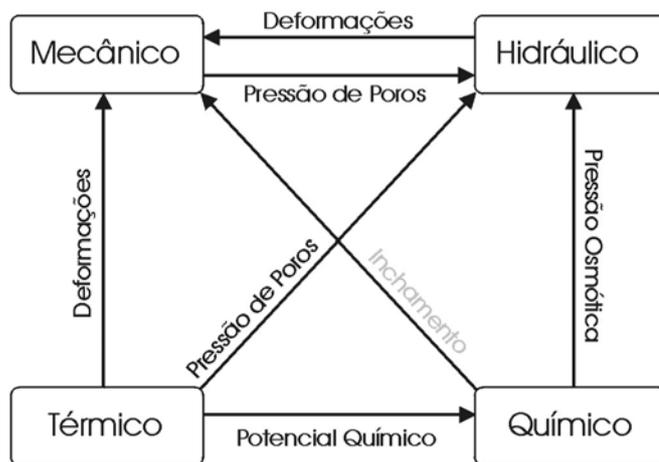


Figura 26 – Processos termo-químico-poroelásticos representados no modelo desenvolvido

### 3.9 Comentários Finais

Neste capítulo, inicialmente foram apresentados os aspectos principais dos dois elementos mais importantes envolvidos no problema da estabilidade de poços em folhelhos, a saber: a rocha e os fluidos de perfuração, visando mostrar que durante a perfuração deve-se administrar com eficiência as características do fluido de perfuração, a fim de que este, ao entrar em contato com a rocha, evite ou controle os problemas de estabilidade.

Também foi apresentada uma breve discussão sobre o atual estado da arte de processos acoplados em meios porosos, que demonstrou claramente que estudos teóricos avançam mais rápido do que estudos experimentais e que o acoplamento entre quatro processos simultaneamente é muito incipiente.

Por último, foram apresentados os fenômenos que estão presentes durante a perfuração de poços de petróleo em folhelhos e que influenciam na sua estabilidade, a saber: efeitos poroelásticos (hidro-mecânicos), efeitos químicos e efeitos térmicos. Para todos eles foram apresentados tanto os fundamentos teóricos assim como as evidências experimentais.

## **4 Formulação Termo-Químico-Poroelástica Numérica**

### **4.1 Introdução**

Neste capítulo é apresentada a formulação numérica do modelo termo-químico-poroelástico desenvolvido neste trabalho. São apresentadas as equações que governam o comportamento mecânico, o transporte de calor, o transporte de fluido e o transporte de soluto no folhelho. Em seguida são desenvolvidas as equações de conservação de equilíbrio, conservação de calor, conservação de massa de fluido e conservação de massa de soluto. Essas equações são, por sua vez, discretizadas no espaço pelo método dos elementos finitos e no tempo pelo método das diferenças finitas.

### **4.2 Formulação Matemática**

Para desenvolver esta formulação foram tomados como base os trabalhos de Frydman *et al.*<sup>19</sup> e Pastor & Fontoura<sup>31</sup>. No primeiro, efeitos químicos são acoplados aos efeitos poroelásticos sob condição isotérmica, ou seja, não há diferenças entre a temperatura do fluido de perfuração e a temperatura do folhelho. No segundo, efeitos térmicos foram acoplados aos efeitos poroelásticos, considerando que a rocha é quimicamente inerte.

#### **4.2.1 Equações Constitutivas**

##### **4.2.1.1 Comportamento Mecânico**

Para representar o comportamento mecânico do material é adotado como base o princípio das tensões efetivas:

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' - \mathbf{m}p \quad (4.1)$$

onde  $\boldsymbol{\sigma}$  representa as tensões totais,  $\boldsymbol{\sigma}'$  representa as tensões efetivas,  $p$  representa a pressão de poros e  $\mathbf{m}$  é um vetor unidimensional binário  $6 \times 1$ , que contém elementos iguais a 1 para as tensões normais e 0 para as tensões de cisalhamento. A convenção adotada especifica tensões de tração como positivas<sup>97</sup>.

A fim de levar em consideração a compressibilidade dos grãos, Nur & Byerlee modificaram a equação (4.1) para:

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' - \alpha \mathbf{m}p \quad (4.2)$$

onde  $\alpha$  é a constante de Biot, que fisicamente representa o incremento do conteúdo de fluido em resposta à deformação volumétrica sob condição drenada, ou seja, com a pressão de poros constante. Seu valor é exatamente igual a 1 quando a deformação volumétrica do meio poroso é devida exclusivamente à deformação do fluido de poros e menor do que 1 para materiais porosos onde a compressibilidade dos sólidos é significativa<sup>65</sup>. Usualmente esta constante é expressa como:

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s} \quad (4.3)$$

onde  $K$  é o módulo drenado de deformação volumétrica da matriz rochosa e  $K_s$  é o módulo de deformação volumétrica dos grãos. A equação (4.2) também pode ser escrita conforme Carrol<sup>98</sup>:

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' - \left( \mathbf{m} - \frac{\mathbf{D}_T \mathbf{m}}{3K_s} \right) p \quad (4.4)$$

onde  $\mathbf{D}_T$  é a matriz constitutiva tangente que relaciona as tensões efetivas às deformações.

No entanto, segundo alguns autores afirmam<sup>15, 80</sup>, devido à presença de argilominerais expansivos (esmectita, vermiculita, clorita e interstratificados) na sua composição mineralógica, rochas argilosas, tais como argilitos, lamitos e folhelhos podem apresentar um acréscimo de volume quando entram em contato com fluidos de composição química diferente da composição do fluido de seus poros<sup>99</sup>. Se alguma restrição é imposta à expansão volumétrica provocada pelo inchamento surge como consequência uma pressão de inchamento<sup>100</sup>. Apesar deste assunto ainda ser controverso no escopo da geomecânica do petróleo<sup>101, 102</sup>, é possível incorporar este efeito no princípio das tensões efetivas, conforme a equação:

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' - \alpha \mathbf{m} p - \frac{\omega}{\rho_f} \mathbf{m} C \quad (4.5)$$

onde  $\omega$  é o parâmetro de inchamento,  $\rho_f$  é a massa específica do fluido de poros e  $C$  é a concentração salina.

A deformação do esqueleto sólido é independente da pressão de poros e, portanto, pode ser descrita pela seguinte relação constitutiva:

$$\boldsymbol{\sigma}' = \mathbf{D}_T (\boldsymbol{\varepsilon} - \boldsymbol{\varepsilon}_T - \boldsymbol{\varepsilon}_0) + \boldsymbol{\sigma}'_0 \quad (4.6)$$

onde  $\mathbf{D}_T$  é a matriz constitutiva que relaciona as deformações às tensões efetivas,  $\boldsymbol{\varepsilon}_T$  representa as deformações térmicas,  $\boldsymbol{\varepsilon}_0$  representa as deformações iniciais e  $\boldsymbol{\sigma}'_0$  representa as tensões efetivas iniciais. Neste trabalho a matriz constitutiva  $\mathbf{D}_T$  pode ser elástica ou elastoplástica, ambas implementadas em trabalhos anteriores<sup>72, 103</sup>. Isto permite uma grande flexibilidade na simulação do comportamento mecânico do material. As deformações térmicas  $\boldsymbol{\varepsilon}_T$  são expressas como:

$$\boldsymbol{\varepsilon}_T = \mathbf{m} \frac{\alpha_m^T}{3} (T - T_0) \quad (4.7)$$

onde  $\alpha_m^T$  é coeficiente de expansão térmica volumétrica da matriz da rocha e  $(T - T_0)$  é o incremento de temperatura. A relação deslocamento-deformação é dada por:

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \nabla \mathbf{u} \quad (4.8)$$

onde  $\mathbf{u}$  representa o deslocamento da matriz da rocha.

#### 4.2.1.2 Processos de Transporte

##### *Transporte de calor*

No desenvolvimento desta formulação é assumido que o transporte de calor no meio poroso saturado é controlado tanto pelo gradiente térmico quanto pelo hidráulico. Desta forma, o fluxo total de calor no meio poroso saturado é expresso por<sup>28, 104</sup>:

$$\mathbf{J}_T = -k^T \nabla T + \mathbf{J}_f c_f T \quad (4.9)$$

onde  $\mathbf{J}_T$  representa a quantidade de calor que atravessa uma determinada área de rocha num determinado intervalo de tempo,  $T$  é a temperatura,  $k^T$  é a condutividade térmica da rocha saturada,  $c_f$  é a capacidade térmica do fluido de poros e  $\mathbf{J}_f$  é o vetor de fluxo de massa de fluido que é igual à massa específica  $\rho_f$  do fluido de poros multiplicada pela descarga específica total  $\mathbf{q}_{pC}$  apresentada adiante.

##### *Transporte de fluido*

O problema de fluxo de fluidos em meios porosos gerado por gradientes de pressão, é comumente representado pela lei generalizada de Darcy<sup>105</sup>:

$$\mathbf{q}_p = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla (p + \rho_f gh) \quad (4.10)$$

onde  $\nabla^T = \left( \frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial y}, \frac{\partial}{\partial z} \right)$ ,  $\mathbf{k}$  é o tensor de permeabilidade intrínseca do folhelho,  $\mathbf{q}_p$  é o vetor de descarga específica devido ao gradiente de pressão e representa a quantidade de fluido que passa por uma área unitária durante um tempo unitário;  $p$  é a pressão no fluido dos poros,  $\mu$  e  $\rho_f$  são a viscosidade dinâmica e a massa específica do fluido de poros, respectivamente,  $g$  é a aceleração da gravidade e  $h$  denota distância em relação a um nível de referência, na direção vertical.

Adicionalmente, o fluido de poros do folhelho é considerado uma solução salina binária, ou seja, composta por um solvente (água) e um soluto (sal). Além disso, a massa específica do fluido é expressa pela equação de estado proposta por Fernandez<sup>106</sup>:

$$\rho_f = \rho_f^o \left( 1 + \frac{p - p_0}{K_f} - \alpha_f^T (T - T_0) \right) \quad (4.11)$$

onde  $\rho_f^o$ ,  $p_0$  e  $T_0$  representam a massa específica, a pressão de poros e a temperatura no estado inicial de referência, respectivamente.  $K_f$  é o módulo de deformação volumétrica e  $\alpha_f^T$  é o módulo de expansão térmica volumétrica do fluido de poros.

Devido ao fato de que materiais argilosos (folhelhos e argilas) podem exibir propriedades de membrana semipermeável quando em contato com soluções salinas<sup>77, 78, 107</sup>, uma pressão osmótica é gerada e também influencia o fluxo de fluido através destes materiais. O fenômeno da geração de pressões osmóticas é discutido em vários livros texto como Castellan<sup>108</sup> e Sandler<sup>109</sup> e pode ser descrito da seguinte maneira: quando uma membrana osmótica separa duas soluções de concentrações salinas diferentes, o gradiente químico estabelecido faz o fluido solvente migrar através da membrana da solução de baixa concentração para a de alta concentração até que o equilíbrio termodinâmico seja alcançado e, a fim de manter este equilíbrio, é gerada uma pressão  $P_o$  denominada de “pressão osmótica”, que pode ser expressa pela equação de van’t Hoff<sup>108</sup>:

$$P_o = \frac{RT}{M_s} \Delta C \quad (4.12)$$

onde,  $R$  é a constante universal dos gases,  $T$  representa a temperatura,  $\Delta C$  é a diferença de concentração salina entre as duas faces da membrana e  $M_s$  é a massa molar do soluto.

Entretanto, o atual estado do conhecimento sobre folhelhos e argilas tem comprovado que tais materiais não se comportam como membranas semipermeáveis perfeitas, ou seja, não restringem totalmente a passagem de íons<sup>23, 77</sup>. A fim de corrigir o valor da pressão osmótica, é necessário adotar um fator de escalonamento, denominado coeficiente de reflexão ( $\mathfrak{R}$ ), que representa a eficiência do material como uma membrana semipermeável perfeita. Além disso, também é necessária a adoção do coeficiente de dissociação do soluto  $d$ . Desta forma a equação (4.12) é expressa como:

$$P_o = \mathfrak{R} \frac{RT}{M_s} d \Delta C \quad (4.13)$$

onde, a faixa de variação de  $\mathfrak{R}$  está compreendida entre 0 e 1. O limite inferior representa um material sem comportamento de membrana semipermeável enquanto que o superior representa uma membrana semipermeável perfeita.

Desta forma, é possível assumir que o fluxo osmótico pode ser expresso por uma equação similar à lei de Darcy<sup>110, 111</sup>:

$$\mathbf{q}_c = \mathfrak{R} \frac{\mathbf{k}}{\mu} \frac{RT}{M_s} d \nabla C \quad (4.14)$$

Logo, o movimento de fluido no interior da rocha resulta de uma combinação entre os gradientes de pressão e de concentração salina:

$$\mathbf{q}_{pC} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \left( \nabla (p + \rho_f gh) - \Re \frac{RT}{M_s} d\nabla C \right) \quad (4.15)$$

onde  $\mathbf{q}_{pC}$  representa o fluxo de fluido no interior da rocha resultante do acoplamento entre o gradiente hidráulico e o gradiente químico.

### ***Transporte de Solutos***

Em resposta ao gradiente químico imposto, e ao fato do folhelho não se comportar como uma membrana semipermeável perfeita, um fluxo de íons é gerado. Normalmente, os processos mais comuns pelos quais íons podem ser transportados em meios porosos são advecção e difusão. Por advecção, os íons são transportados devido ao movimento de fluido. Segundo Bear & Verruijt<sup>105</sup> o fluxo de íons por advecção num meio poroso é definido por:

$$\mathbf{J}_s^a = \frac{\mathbf{q}_{pC}}{n} C \quad (4.16)$$

onde,  $n$  representa a porosidade efetiva do meio poroso.

A difusão de íons é um processo que ocorre no nível molecular no sentido contrário ao fluxo osmótico, isto é, os íons se movimentam da região mais concentrada para a região menos concentrada. Este fenômeno é representado pela lei de Fick:

$$\mathbf{J}_s^d = -D^C \nabla C \quad (4.17)$$

onde,  $D^C$  é o coeficiente de difusão molecular em água, que varia entre  $1 \times 10^{-9}$  e  $2 \times 10^{-9}$  m<sup>2</sup>/s.

Para a difusão em meios porosos, Freeze & Cherry<sup>112</sup> sugerem considerar o coeficiente efetivo de difusão, expresso pela expressão abaixo:

$$D_e^C = D^C \cdot \tau \quad (4.18)$$

onde  $\tau$  representa a tortuosidade do meio poroso que varia entre 0.01 e 0.5<sup>113</sup>. Assim, a lei de Fick para materiais porosos passa a ser expressa como:

$$\mathbf{J}_s^d = -D_e^C \nabla C \quad (4.19)$$

Entretanto, quando solutos são transportados num meio poroso, ocorre o fenômeno que é conhecido como dispersão hidrodinâmica<sup>113</sup>, que é uma combinação do transporte advectivo e do difusivo. No transporte advectivo, a “pluma” de soluto se espalha devido às heterogeneidades do meio poroso, enquanto no transporte difusivo, o espalhamento ocorre devido ao movimento randômico das moléculas. A definição clássica do tensor 3D de dispersão hidrodinâmica para um meio poroso isotrópico é apresentada por Bear<sup>88</sup>:

$$\mathbf{D}_{ij} = \alpha_T^C \frac{1}{n} |\mathbf{q}_{pc}| \delta_{ij} + (\alpha_L^C - \alpha_T^C) \frac{1}{n} \frac{\mathbf{q}_{pc_i} \mathbf{q}_{pc_j}}{|\mathbf{q}_{pc}|} + D_e^C \delta_{ij} \quad (4.20)$$

onde,  $\alpha_T^C$  e  $\alpha_L^C$  representam as dispersividades transversal e longitudinal, respectivamente. O tensor  $\mathbf{D}_{ij}$  substitui o coeficiente de difusão efetivo  $D_e^C$  na equação (4.19).

Combinando as equações (4.16), (4.19) e (4.20), Frydman *et al.*<sup>19</sup> expressam o transporte de soluto no interior da rocha por:

$$\mathbf{J}_s = \frac{\mathbf{q}_{pc}}{n} C - \mathbf{D}_{ij} \nabla C \quad (4.21)$$

No entanto, observando esta equação, percebe-se que o efeito de membrana semipermeável não está representado, ou seja, a passagem de íons não é restringida pela membrana. Este é um aspecto relevante, pois a transferência de íons da região de alta concentração para a de baixa concentração reduz a pressão

osmótica, inicialmente gerada<sup>114</sup> devido à redução do gradiente químico. Assim, procedendo uma correção, esta equação é melhor expressa como<sup>41, 115</sup>:

$$\mathbf{J}_s = (1 - \mathfrak{R}) \left[ \frac{\mathbf{q}_{pc}}{n} C - \mathbf{D}_{ij} \nabla C \right] \quad (4.22)$$

Agora, através da equação (4.22), observa-se que num folheto que se comporte como membrana ideal ( $\mathfrak{R} = 1$ ), não ocorre transporte de íons.

## 4.2.2 Leis de Conservação

### 4.2.2.1 Equilíbrio de Forças e Conservação de Momento

A equação de equilíbrio relacionando tensões totais  $\boldsymbol{\sigma}$  a forças de corpo  $\mathbf{b}$  e tensões  $\mathbf{t}$  aplicadas no contorno  $\Gamma$  no domínio  $\Omega$ , é formulada em termos do vetor  $\mathbf{u}$  de deslocamentos desconhecidos seguindo Lewis & Schrefler<sup>116</sup> como:

$$\int_{\Omega} \delta \boldsymbol{\varepsilon}^T \boldsymbol{\sigma} d\Omega - \int_{\Omega} \delta \mathbf{u}^T \mathbf{b} d\Omega - \int_{\Gamma} \delta \mathbf{u}^T \mathbf{t} d\Gamma = 0 \quad (4.23)$$

onde  $\delta \mathbf{u}$  são os deslocamentos virtuais.

Logo, combinando as equações (4.5) - (4.7) com a equação (4.23), é obtida a equação de equilíbrio:

$$\int_{\Omega} \delta \boldsymbol{\varepsilon}^T \left[ \mathbf{D}_T (\boldsymbol{\varepsilon} - \boldsymbol{\varepsilon}_T - \boldsymbol{\varepsilon}_0) + \boldsymbol{\sigma}'_0 - \alpha \mathbf{m} p - \frac{\omega}{\rho_f} \mathbf{m} C \right] d\Omega - \int_{\Omega} \delta \mathbf{u}^T \mathbf{b} d\Omega - \int_{\Gamma} \delta \mathbf{u}^T \mathbf{t} d\Gamma = 0 \quad (4.24)$$

#### 4.2.2.2 Conservação de Massa do Fluido

A equação da continuidade para o fluido é expressa em termos da descarga específica<sup>64, 65</sup>:

$$\nabla(\rho_f \mathbf{q}_{pC}) + \frac{\partial m_f}{\partial t} = 0 \quad (4.25)$$

onde  $m_f$  é a massa de fluido num volume unitário do meio poroso. Em virtude da matriz rochosa também sofrer deformações é necessário incluir a velocidade dos constituintes sólidos  $\mathbf{v}_s$ :

$$\rho_f \nabla(\mathbf{q}_{pC} + n\mathbf{v}_s) + \frac{\partial m_f}{\partial t} = 0 \quad (4.26)$$

considerando que a massa específica do fluido não sofre variação espacial.

A massa de fluido num volume unitário de meio poroso saturado pode ser expressa pelo produto  $n\rho_f$  (Bear & Verruijt<sup>105</sup>). Então, procedendo a diferenciação em relação ao tempo, a variação de massa de fluido com o tempo, é expressa como:

$$\frac{\partial m_f}{\partial t} = \rho_f \frac{\partial n}{\partial t} + n \frac{\partial \rho_f}{\partial t} \quad (4.27)$$

onde o primeiro termo do lado direito da equação representa a variação da massa de fluido devido à variação do volume poroso, enquanto o segundo representa a mudança na massa específica do fluido. Considerando que a porosidade não sofre variação espacial e inserindo então a equação (4.27) na equação (4.26), obtém-se:

$$\rho_f \nabla \mathbf{q}_{pC} + \rho_f n \nabla \mathbf{v}_s + \rho_f \frac{\partial n}{\partial t} + n \frac{\partial \rho_f}{\partial t} = 0 \quad (4.28)$$

Por definição, a deformação volumétrica de um meio poroso é expressa como:

$$\varepsilon_v = \mathbf{m}^T \nabla \mathbf{u} \quad (4.29)$$

onde  $\mathbf{u}$  é o vetor de deslocamentos. Também pode ser expressa como:

$$\varepsilon_v = \mathbf{m}^T d\boldsymbol{\varepsilon} \quad (4.30)$$

Derivando em relação ao tempo, obtém-se:

$$\frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} = \nabla \mathbf{v}_s \quad (4.31)$$

Substituindo então na equação (4.28), resulta em:

$$\rho_f \nabla \mathbf{q}_{pC} + \rho_f n \mathbf{m}^T \frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} + \rho_f \frac{\partial n}{\partial t} + n \frac{\partial \rho_f}{\partial t} = 0 \quad (4.32)$$

A variação de volume do meio poroso resulta de duas componentes: (i) variação volumétrica da matriz da rocha e (ii) variação volumétrica dos grãos. Seguindo Detournay & Cheng<sup>64</sup>, a soma destas duas componentes pode ser expressa como:

$$dn = \frac{dV}{V} (1-n) - \frac{dV_s}{V} \quad (4.33)$$

onde  $V = V_p + V_s$ , sendo  $V$ ,  $V_p$  e  $V_s$  o volume total, o volume de poros e o volume de sólidos, respectivamente. A variação volumétrica da matriz da rocha e a variação volumétrica dos grãos são expressas respectivamente como:

$$\frac{dV}{V} = \varepsilon_v = \mathbf{m}^T d\boldsymbol{\varepsilon} \quad (4.34)$$

$$\frac{dV_s}{V} = \frac{\mathbf{m}^T d\boldsymbol{\sigma}}{3K_s} + dp - \frac{1-n}{K_s} dp \quad (4.35)$$

Inserindo a equação (4.5), que representa as forças mecânicas e químicas, na equação (4.35), obtém-se:

$$\frac{dV_s}{V} = \frac{\mathbf{m}^T \left( d\boldsymbol{\sigma}' - \alpha \mathbf{m} dp - \frac{\omega}{\rho_f} \mathbf{m} dC \right) + dp}{K_s} - \frac{1-n}{K_s} dp \quad (4.36)$$

Substituindo  $\boldsymbol{\sigma}'$  pela expressão equivalente da equação (4.6), obtém-se:

$$\frac{dV_s}{V} = \frac{\mathbf{m}^T \left( \mathbf{D}_T (d\boldsymbol{\varepsilon} - d\boldsymbol{\varepsilon}_T) - \alpha \mathbf{m} dp - \frac{\omega}{\rho_f} \mathbf{m} dC \right) + dp}{K_s} - \frac{1-n}{K_s} dp \quad (4.37)$$

Desenvolvendo a equação (4.37), a variação dos constituintes sólidos é expressa como:

$$\frac{dV_s}{V} = \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T (d\boldsymbol{\varepsilon} - d\boldsymbol{\varepsilon}_T)}{3K_s} - \left( \frac{1-n}{K_s} - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s^2} \right) dp - \frac{\omega}{\rho_f K_s} dC \quad (4.38)$$

Combinando as equações (4.33), (4.34) e (4.38), a variação da porosidade resulta como:

$$dn = \mathbf{m}^T d\boldsymbol{\varepsilon} (1-n) - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T (d\boldsymbol{\varepsilon} - d\boldsymbol{\varepsilon}_T)}{3K_s} + \left( \frac{1-n}{K_s} - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s^2} \right) dp + \frac{\omega}{\rho_f K_s} dC \quad (4.39)$$

Derivando em relação ao tempo a equação (4.39), obtém-se:

$$\frac{\partial n}{\partial t} = \mathbf{m}^T \frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} (1-n) - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T}{3K_s} \left( \frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} - \frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}_T}{\partial t} \right) + \left( \frac{1-n}{K_s} - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s^2} \right) \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\omega}{\rho_f K_s} \frac{\partial C}{\partial t} \quad (4.40)$$

Derivando em relação ao tempo a equação (4.7) que expressa as deformações térmicas e, em seguida, inserindo na equação (4.40), obtém-se:

$$\frac{\partial n}{\partial t} = \mathbf{m}^T \left( (1-n) - \frac{\mathbf{D}_T}{3K_s} \right) \frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} + \left( \frac{1-n}{K_s} - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s^2} \right) \frac{\partial p}{\partial t} + \alpha_m^T \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\omega}{\rho_f K_s} \frac{\partial C}{\partial t} \quad (4.41)$$

Entretanto, em problemas não isotérmicos em meios porosos, tanto a massa específica dos sólidos quanto a massa específica do fluido de poros são funções não apenas da pressão, mas também da temperatura. A dependência da massa específica do fluido com a temperatura é expressa pela equação de estado (4.11) e é devidamente utilizada adiante. Para levar em conta a dependência da massa específica dos sólidos com a temperatura, Lewis & Schrefler<sup>116</sup> propõem o seguinte caminho. A taxa de mudança do volume de grãos devido a mudanças na pressão é expressa como:

$$\frac{(1-n)}{K_s} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4.42)$$

que pela definição de compressibilidade dos sólidos é igual a:

$$(1-n) \frac{1}{\rho_s} \frac{\partial \rho_s}{\partial t} \quad (4.43)$$

Para levar em conta a dependência da temperatura, a equação (4.43) deve ser estendida como:

$$(1-n) \frac{1}{\rho_s} \left( \frac{\partial \rho_s}{\partial p} \bigg|_T \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial \rho_s}{\partial T} \bigg|_p \frac{\partial T}{\partial t} \right) \quad (4.44)$$

onde, por definição,

$$\frac{1}{K_s} = \frac{1}{\rho_s} \left. \frac{\partial \rho_s}{\partial p} \right|_T \quad (4.45)$$

$$\alpha_m^T = - \frac{1}{\rho_s} \left. \frac{\partial \rho_s}{\partial T} \right|_p \quad (4.46)$$

Assim, adicionando à equação (4.41) o termo que considera a variação do volume de grãos em função da temperatura, obtém-se:

$$\begin{aligned} \frac{\partial n}{\partial t} = & \mathbf{m}^T \left( (1-n) - \frac{\mathbf{D}_T}{3K_s} \right) \frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} + \left( \frac{1-n}{K_s} - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s^2} \right) \frac{\partial p}{\partial t} - \\ & (1-n) \alpha_m^T \frac{\partial T}{\partial t} + \alpha_m^T \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\omega}{\rho_f K_s} \frac{\partial C}{\partial t} \end{aligned} \quad (4.47)$$

A variação no tempo da massa específica do fluido é obtida a partir da equação (4.11):

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} = \rho_f \left( \frac{1}{K_f} \frac{\partial p}{\partial t} - \alpha_f^T \frac{\partial T}{\partial t} \right) \quad (4.48)$$

Substituindo então, as equações (4.15), (4.47) e (4.48) na equação (4.32), obtém-se finalmente a equação de balanço de massa para o fluido de poros:

$$\begin{aligned} \nabla \left[ -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla (p + \rho_f g h) + \frac{\mathbf{k}}{\mu} \mathfrak{R} \frac{RT}{M_s} d\nabla C \right] + \left( \mathbf{m}^T - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T}{3K_s} \right) \frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} + \\ \left( \frac{n}{K_f} + \frac{1-n}{K_s} - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s^2} \right) \frac{\partial p}{\partial t} + \left( \alpha_m^T \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s} - (1-n) \alpha_m^T - n \alpha_f^T \right) \frac{\partial T}{\partial t} + \\ \frac{\omega}{\rho_f K_s} \frac{\partial C}{\partial t} = 0 \end{aligned} \quad (4.49)$$

### 4.2.2.3 Conservação de Massa de Soluto

A conservação de massa do soluto é definida considerando que em um volume elementar de folhelho, a massa de soluto acumulada no tempo é igual à massa de soluto que sai do elemento menos a massa de soluto que entra no elemento<sup>112, 113</sup>:

$$\nabla \mathbf{J}_s + \frac{\partial(nC)}{\partial t} = 0 \quad (4.50)$$

Inserindo na equação (4.50) a equação (4.22), obtém-se:

$$\nabla \left[ (1-\mathfrak{R}) \left( \frac{\mathbf{q}_{pc}}{n} C - \mathbf{D}_{ij} \nabla C \right) \right] + \frac{\partial(nC)}{\partial t} = 0 \quad (4.51)$$

A fim de considerar a sorção do soluto pelas partículas sólidas do folhelho, é possível inserir um coeficiente de retardamento do soluto  $R_d$ :

$$\nabla \left[ (1-\mathfrak{R}) \left( \frac{\mathbf{q}_{pc}}{n} C - \mathbf{D}_{ij} \nabla C \right) \right] + R_d \frac{\partial(nC)}{\partial t} = 0 \quad (4.52)$$

Na equação (4.52), a variação da porosidade com o tempo é obtida da equação (4.47), resultando em:

$$\begin{aligned} & \nabla \left[ (1-\mathfrak{R}) \left( \frac{\mathbf{q}_{pc}}{n} C - \mathbf{D}_{ij} \nabla C \right) \right] + R_d n \left( \frac{\partial C}{\partial t} \right) + \\ & R_d C \left[ \mathbf{m}^T \left( (1-n) - \frac{\mathbf{D}_T}{3K_s} \right) \frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} + \left( \frac{1-n}{K_s} - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s^2} \right) \frac{\partial p}{\partial t} - \right. \\ & \left. (1-n) \alpha_m^T \frac{\partial T}{\partial t} + \alpha_m^T \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\omega}{\rho_f K_s} \frac{\partial C}{\partial t} \right] = 0 \end{aligned} \quad (4.53)$$

#### 4.2.2.4 Conservação de Calor

Segundo Bear & Corapcioglu<sup>117</sup>, que estenderam para meios porosos a formulação para meios contínuos desenvolvida por Bird *et al.*<sup>118</sup>, a equação de conservação de calor para um fluido num meio poroso é expressa como:

$$n\rho_f c_f \left( \frac{\partial T_f}{\partial t} + \mathbf{v}_f \nabla T_f \right) = -\nabla \cdot (n\mathbf{h}_T^f) - T_f \left( \frac{\partial p}{\partial T_f} \right)_{\rho_f} n \nabla \cdot \mathbf{v}_f \quad (4.54)$$

onde  $c_f$  e  $\rho_f$  representam a capacidade térmica e a massa específica do fluido de poros, respectivamente.  $n$  é a porosidade,  $\mathbf{v}_f$  é a velocidade do fluido e  $\mathbf{h}_T^f$  é o vetor de transporte de calor por condução. Na equação (4.54), o primeiro termo do lado esquerdo representa a variação de calor no tempo, enquanto que o segundo termo representa o transporte de calor por convecção. O primeiro termo do lado direito representa o transporte de calor por condução, enquanto que o segundo termo representa a taxa reversível de energia provocada por compressão.

De modo semelhante, a equação de conservação de calor para os constituintes sólidos é expressa como:

$$(1-n)\rho_s c_s \left( \frac{\partial T_s}{\partial t} + \mathbf{v}_s \nabla T_s \right) = -\nabla \cdot [(1-n)\mathbf{h}_T^s] - (1-n)K\alpha_m^T T_s \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \quad (4.55)$$

onde  $c_s$  e  $\rho_s$  representam a capacidade térmica e a massa específica dos constituintes sólidos, respectivamente.  $\mathbf{v}_s$  é a velocidade dos sólidos e  $\mathbf{h}_T^s$  é o vetor de transporte de calor por condução.  $K$  é módulo drenado de deformação volumétrica e  $\alpha_m^T$  é o coeficiente de expansão térmica volumétrica da matriz da rocha. O último termo da equação (4.55) representa a variação de energia devido à deformação volumétrica.

Assumido que a temperatura dos constituintes sólidos da matriz da rocha está em equilíbrio com a temperatura do fluido de poros, tem-se:

$$T = T_s = T_f \quad (4.56)$$

Sob esta condição, as equações (4.54) e (4.55) podem ser combinadas para obter a equação geral da conservação de calor no meio poroso saturado:

$$\begin{aligned} & \left[ n\rho_f c_f + (1-n)\rho_s c_s \right] \frac{\partial T}{\partial t} + \left[ n\rho_f c_f \mathbf{v}_f + (1-n)\rho_s c_s \mathbf{v}_s \right] \nabla T = \\ & -\nabla \left[ n\mathbf{h}_T^f + (1-n)\mathbf{h}_T^s \right] - T \left( \frac{\partial p}{\partial T} \right)_{\rho_f} n \nabla \mathbf{v}_f - (1-n) K \alpha_m^T T \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \end{aligned} \quad (4.57)$$

Por definição<sup>116, 117</sup>, os coeficientes de compressibilidade e de expansão térmica volumétrica do fluido de poros são expressos como:

$$C_f = \frac{1}{K_f} = \frac{1}{\rho_f} \left. \frac{\partial \rho_f}{\partial p} \right|_T \quad (4.58)$$

$$\alpha_f^T = - \frac{1}{\rho_f} \left. \frac{\partial \rho_f}{\partial T} \right|_p \quad (4.59)$$

A partir das equações (4.58) e (4.59), é possível substituir o termo  $(\partial p / \partial T)_{\rho_f}$  na equação (4.57) pela expressão equivalente:

$$\left( \frac{\partial p}{\partial T} \right)_{\rho_f} = \frac{\alpha_f^T}{C_f} \Big|_{\rho_f} = \text{constante} \quad (4.60)$$

Combinando a equação (4.9) com a equação (4.57) e desprezando a velocidade do sólido, a equação de conservação de calor é escrita como:

$$\begin{aligned} & (\rho_b c_p) \frac{\partial T}{\partial t} + c_f (\mathbf{J}_f)^T \nabla T - \nabla^T (k^T \nabla T) + \\ & T \frac{\alpha_f^T}{C_f} \frac{1}{\rho_f} \nabla^T \mathbf{J}_f + (1-n) K \alpha_m^T T \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} = 0 \end{aligned} \quad (4.61)$$

com

$$\rho_b c_p = n \rho_f c_f + (1-n) \rho_s c_s \quad (4.62)$$

$$k^T = n k_f^T + (1-n) k_s^T \quad (4.63)$$

$$\mathbf{v}_f = \frac{\mathbf{q}_{pC}}{n} \quad (4.64)$$

onde  $\rho_b$  e  $c_p$  são a massa específica e a capacidade térmica da rocha saturada (sólidos mais fluido de poros), respectivamente.  $k^T$  é condutividade térmica da rocha saturada que é função da condutividade térmica do fluido de poros  $k_f^T$  e da condutividade térmica dos sólidos  $k_s^T$ .

### 4.3 Discretização por Elementos Finitos

Nesta seção, as equações (4.24), (4.49), (4.53) e (4.61), que representam o equilíbrio de forças, conservação de massa de fluido, conservação de massa de soluto e conservação de calor, respectivamente, são discretizadas pelo método de Galerkin<sup>119</sup>. As equações são expressas em termos dos valores nodais de deslocamento ( $\mathbf{u}$ ), pressão de poros ( $p$ ), concentração de soluto ( $C$ ) e temperatura ( $T$ ) pelas seguintes expressões:

$$\begin{aligned} \mathbf{u} &= \mathbf{N}\mathbf{U} \\ \boldsymbol{\varepsilon} &= \mathbf{B}\mathbf{U} \\ p &= \bar{\mathbf{N}}\mathbf{P} \\ C &= \bar{\mathbf{N}}\mathbf{C} \\ T &= \bar{\mathbf{N}}\mathbf{T} \end{aligned} \quad (4.65)$$

onde  $\mathbf{U}$ ,  $\mathbf{P}$ ,  $\mathbf{C}$  e  $\mathbf{T}$  são os vetores nodais de deslocamento, pressão de poros, concentração de soluto e temperatura, respectivamente.  $\mathbf{N}$  e  $\bar{\mathbf{N}}$  são funções de

interpolação e  $\mathbf{B}$  é o operador linear que correlaciona os deslocamentos nodais às deformações.

Substituindo as equações (4.65) na equação (4.24), obtém-se:

$$\begin{aligned} \delta \mathbf{U}^T \left\{ \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D}_T \mathbf{B} d\Omega \mathbf{U} - \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \frac{\alpha_m^T}{3} \bar{\mathbf{N}} d\Omega \mathbf{T} + \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \frac{\alpha_m^T}{3} T_0 d\Omega - \right. \\ \left. \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D}_T \boldsymbol{\varepsilon}_0 d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma}'_0 d\Omega - \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \alpha \mathbf{m} \bar{\mathbf{N}} d\Omega \mathbf{P} - \right. \\ \left. \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \frac{\omega}{\rho_f} \mathbf{m} \bar{\mathbf{N}} d\Omega \mathbf{C} - \int_{\Omega} \mathbf{N}^T \mathbf{b} d\Omega - \int_{\Gamma} \mathbf{N}^T \mathbf{t} d\Omega \right\} = 0 \end{aligned} \quad (4.66)$$

A equação (4.66) é válida para quaisquer valores de deslocamentos virtuais  $\delta \mathbf{U}$  e pode conseqüentemente ser escrita como:

$$\mathbf{K} \mathbf{U} - \mathbf{L} \mathbf{P} - \mathbf{H} \mathbf{T} - \mathbf{A} \mathbf{C} = \mathbf{f}_u \quad (4.67)$$

onde

$$\mathbf{K} = \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D}_T \mathbf{B} d\Omega \quad (4.68)$$

$$\mathbf{L} = \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \alpha \mathbf{m} \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.69)$$

$$\mathbf{H} = \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \frac{\alpha_m^T}{3} \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.70)$$

$$\mathbf{A} = \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \frac{\omega}{\rho_f} \mathbf{m} \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.71)$$

$$\mathbf{f}_u = \int_{\Omega} \mathbf{N}^T \mathbf{b} d\Omega + \int_{\Gamma} \mathbf{N}^T \mathbf{t} d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D}_T \boldsymbol{\varepsilon}_0 d\Omega - \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma}'_0 d\Omega - \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \frac{\alpha_m^T}{3} T_0 d\Omega \quad (4.72)$$

De maneira semelhante, a equação de conservação de massa de fluido é obtida combinando as equações (4.65) com a equação (4.49), resultando em:

$$\mathbf{L}^T \dot{\mathbf{U}} + \mathbf{H}_p \mathbf{P} + \mathbf{S}_p \dot{\mathbf{P}} + \mathbf{H}_c \mathbf{C} + \mathbf{S}_c \dot{\mathbf{C}} + \mathbf{J} \dot{\mathbf{T}} = \mathbf{f}_p \quad (4.73)$$

onde

$$\mathbf{H}_p = \int_{\Omega} (\nabla \bar{\mathbf{N}})^T \frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.74)$$

$$\mathbf{S}_p = \int_{\Omega} \bar{\mathbf{N}}^T \left( \frac{\eta}{K_f} + \frac{1-\eta}{K_s} - \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s^2} \right) \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.75)$$

$$\mathbf{H}_c = - \int_{\Omega} (\nabla \bar{\mathbf{N}})^T \frac{\mathbf{k}}{\mu} \mathfrak{R} \frac{RT}{M_s} d\Omega \nabla \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.76)$$

$$\mathbf{S}_c = \int_{\Omega} \bar{\mathbf{N}}^T \frac{\omega}{\rho_f K_s} \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.77)$$

$$\mathbf{J} = \int_{\Omega} \bar{\mathbf{N}}^T \left( \alpha_m^T \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m}}{9K_s} - (1-n) \alpha_m^T - n \alpha_f^T \right) \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.78)$$

$$\mathbf{f}_p = - \int_{\Omega} (\nabla \bar{\mathbf{N}})^T \frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla (\rho_f gh) d\Omega - \int_{\Gamma} \bar{\mathbf{N}}^T \bar{\mathbf{j}}_f d\Gamma \quad (4.79)$$

onde  $\bar{\mathbf{j}}_f$  é o fluxo de fluido prescrito como condição de contorno.

Da mesma forma, combinando as equações (4.65) com a equação (4.53), é obtida a equação discretizada da conservação da massa de soluto:

$$\mathbf{C}_1 \dot{\mathbf{C}} + \mathbf{C}_2 \mathbf{C} = \mathbf{f}_c \quad (4.80)$$

onde

$$\mathbf{C}_1 = \int_{\Omega} \bar{\mathbf{N}}^T R_d n \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.81)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{C}_2 = & \int_{\Omega} \bar{\mathbf{N}}^T R_d \frac{\partial n}{\partial t} \bar{\mathbf{N}} d\Omega - \int_{\Omega} (\nabla \bar{\mathbf{N}})^T \bar{\mathbf{N}} n \mathbf{J}_f (1 - \mathfrak{R}) d\Omega + \\ & \int_{\Omega} (\nabla \bar{\mathbf{N}})^T n \mathbf{D}_{ij} \nabla \bar{\mathbf{N}} (1 - \mathfrak{R}) d\Omega \end{aligned} \quad (4.82)$$

$$\mathbf{f}_C = - \int_{\Gamma} \bar{\mathbf{N}}^T \bar{j}_s d\Gamma \quad (4.83)$$

onde  $\bar{j}_s$  é o fluxo de soluto prescrito como condição de contorno.

Finalmente, a equação discretizada de conservação de calor é obtida combinando as equações (4.65) com a equação (4.61) e resulta como:

$$\mathbf{R}\dot{\mathbf{T}} + \mathbf{M}\mathbf{T} = \mathbf{f}_T \quad (4.84)$$

onde

$$\mathbf{R} = (\rho_b c_p) \int_{\Omega} \bar{\mathbf{N}}^T \bar{\mathbf{N}} d\Omega \quad (4.85)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{M} = & \int_{\Omega} (\nabla \bar{\mathbf{N}})^T k^T \nabla \bar{\mathbf{N}} d\Omega - c_f \int_{\Omega} (\nabla \bar{\mathbf{N}})^T \mathbf{J}_f \bar{\mathbf{N}} d\Omega + \\ & \int_{\Omega} \bar{\mathbf{N}}^T \nabla^T (\mathbf{J}_f) \frac{\alpha_f^T}{C_f} \frac{1}{\rho_f} \bar{\mathbf{N}} d\Omega + \int_{\Omega} \bar{\mathbf{N}}^T (1 - n) K \alpha_m^T T \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \bar{\mathbf{N}} d\Omega \end{aligned} \quad (4.86)$$

$$\mathbf{f}_T = - \int_{\Gamma} \bar{\mathbf{N}}^T \bar{j}_T d\Gamma \quad (4.87)$$

onde  $\bar{j}_T$  é o fluxo de calor prescrito como condição de contorno.

#### 4.4 Discretização no Tempo

A discretização no tempo do problema termo-químico-poroelástico foi obtido através do método trapezoidal generalizado<sup>119, 120</sup>. Além disso, foi adotado o seguinte esquema por etapas:

1. Primeiramente, é resolvido o problema hidro-mecânico (poroelástico) até a convergência, mantendo-se os campos de concentração do soluto e de temperatura constantes, o que implica em resolver o seguinte sistema de equações:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{K} & -s\mathbf{L} \\ -s\mathbf{L}^T & -s^2[\Delta t\zeta\mathbf{H}_p + \mathbf{S}_p] \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \delta\mathbf{U}_{n+1}^{i+1} \\ \frac{1}{s}\delta\mathbf{P}_{n+1}^{i+1} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \mathbf{F}_u^i \\ -s\Delta t\zeta\mathbf{F}_p^i \end{Bmatrix}_{n+1} \quad (4.88)$$

onde  $\Delta t$  é o incremento de tempo,  $s$  é um fator escalar usado para manter o bom condicionamento da matriz, e  $\zeta$  é o fator de ponderação no tempo, que pode assumir qualquer valor entre 0 e 1.  $\mathbf{F}_u^i$  e  $\mathbf{F}_p^i$  são os vetores de forças desbalanceadas e são expressos por:

$$\mathbf{F}_u^i(\mathbf{U}_{n+1}^i, \mathbf{P}_{n+1}^i) = [\mathbf{f}_u - \mathbf{K}\mathbf{U} + \mathbf{L}\mathbf{P} + \mathbf{H}\mathbf{T} + \mathbf{A}\mathbf{C}]_{n+1} \quad (4.89)$$

$$\mathbf{F}_p^i(\mathbf{U}_{n+1}^i, \mathbf{P}_{n+1}^i) = [\mathbf{f}_p - \mathbf{L}^T\dot{\mathbf{U}} - \mathbf{H}_p\mathbf{P} - \mathbf{S}_p\dot{\mathbf{P}} - \mathbf{J}\dot{\mathbf{T}} - \mathbf{H}_c\mathbf{C} - \mathbf{S}_c\dot{\mathbf{C}}]_{n+1}$$

2. Em seguida, mantendo-se constantes o campo de deslocamentos e pressões (resultantes do passo anterior) e o campo de temperatura, a equação da concentração de soluto é resolvida até obter a convergência do seguinte sistema de equações:

$$[\Delta t\zeta\mathbf{C}_2 + \mathbf{C}_1]_{n+1} \{\delta\mathbf{C}_{n+1}^{i+1}\} = \{\Delta t\zeta\mathbf{F}_c^i\}_{n+1} \quad (4.90)$$

onde  $\mathbf{F}_c$  é o vetor de forças desbalanceadas expresso por:

$$\mathbf{F}_c^i(\mathbf{C}_{n+1}^i) = [\mathbf{f}_c - \mathbf{C}_1 \dot{\mathbf{C}} - \mathbf{C}_2 \mathbf{C}]_{n+1} \quad (4.91)$$

3. Logo após, mantendo-se constantes os campos de deslocamento, pressão e concentração de soluto (resultantes dos passos anteriores), a equação de calor é resolvida até obter a convergência do seguinte sistema de equações:

$$[\Delta t \zeta \mathbf{M} + \mathbf{R}]_{n+1} \{ \delta \mathbf{T}_{n+1}^{i+1} \} = \{ \Delta t \zeta \mathbf{F}_T^i \}_{n+1} \quad (4.92)$$

onde  $\mathbf{F}_T$  é o vetor de forças desbalanceadas expresso por:

$$\mathbf{F}_T^i(\mathbf{T}_{n+1}^i) = [\mathbf{f}_T - \mathbf{R} \dot{\mathbf{T}} - \mathbf{M} \mathbf{T}]_{n+1} \quad (4.93)$$

4. O processo é repetido até a convergência global do problema ser alcançada.

#### 4.5 Comentários Finais

Neste capítulo foi desenvolvida a formulação numérica do modelo termo-químico-poroelástico. As equações para o transporte de calor, transporte de soluto, transporte de fluido e de equilíbrio mecânico foram formuladas. Nas equações de transporte de calor e de soluto é considerada a influência dos efeitos convectivos e advectivos, respectivamente. Além disso, na equação de equilíbrio mecânico, a matriz constitutiva pode ser elástica ou elastoplástica, o que confere maior flexibilidade à formulação. A solução das equações é obtida pelo método dos elementos finitos, através do qual, os campos de deslocamento, pressão de poros, temperatura e concentração de soluto são obtidos em função dos valores nodais.

Na solução transiente do problema é utilizado um esquema onde, computacionalmente, as equações são resolvidas desacopladas, isto é, enquanto são mantidos constantes os campos de concentração de soluto e o de temperatura, é resolvido o problema hidro-mecânico até a convergência. E, em seguida, mantendo-se constantes os campos de deslocamento, pressão de poros e de temperatura, é resolvido o problema de transporte de soluto até a convergência. Por último, mantendo-se constantes os campos de deslocamentos, pressão de

poros e concentração de soluto, é resolvido o problema de transporte de temperatura até a convergência. Este esquema é repetido até a convergência global do sistema ser alcançada.

## 5 Formulação Termo-Químico-Poroelástica Analítica

### 5.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a formulação analítica do modelo termo-químico-poroelástico. São apresentadas as equações governantes que descrevem o comportamento mecânico, transporte de calor, transporte de soluto e transporte de fluido. Em seguida, são desenvolvidas as equações de conservação de forças e equilíbrio, conservação de calor, conservação da massa de soluto e conservação da massa de fluido.

A fim de obter uma solução apropriada para a geometria do poço, essas equações são escritas em coordenadas cilíndricas. Devido à linearidade das equações governantes, o problema da distribuição de calor, concentração de soluto, pressão de poros e tensões ao redor do poço é decomposto em três problemas individuais para os quais são obtidas as respectivas soluções. A fim de eliminar a variável “tempo”, presente nas equações de difusão de calor, de concentração de soluto e de pressão de poros, a solução é obtida no domínio de Laplace. Por fim, a solução completa para o problema é obtida superpondo as soluções de cada problema individual.

### 5.2 Formulação Matemática

Nos últimos anos, a teoria da poroelasticidade tem sido bastante utilizada no desenvolvimento de soluções para problemas de geomecânica do petróleo, como fraturamento hidráulico<sup>121</sup>, determinação de tensões *in situ* por meio de ensaios de recuperação de deformação anelástica<sup>122</sup>, variação da pressão de poros em reservatórios<sup>123</sup>, entre outros. Especificamente, no que diz respeito ao problema da estabilidade de poços, o trabalho de Detournay & Cheng<sup>21</sup> pode ser tomado como referência base. Nesse trabalho, os autores desenvolveram uma solução considerando que para uma determinada seção transversal do poço ocorre uma

súbita escavação, seguida de uma imediata pressurização na parede do poço, o que fisicamente representa a substituição instantânea do material escavado pelo fluido de perfuração.

A solução do problema é obtida pela superposição de dois problemas de valor de contorno individuais: (i) a mudança no campo de pressão de poros é resolvida mantendo-se as tensões constantes; (ii) o campo de tensões é resolvido mantendo-se o campo de pressão de poros constante. Ambos os problemas são resolvidos no domínio de Laplace e, em seguida, a solução é invertida para o domínio do tempo através de um algoritmo numérico.

No entanto, devido à adoção da hipótese de estado de deformação plana, essa solução não se aplica a poços cujos eixos não coincidem com alguma tensão principal *in situ*. A fim de generalizar tal solução, Cui *et al.*<sup>69</sup> adotaram como hipótese a condição de estado generalizado de deformação plana e obtiveram um grupo de equações que pode ser aplicado a poços com qualquer orientação em (inclinação e azimute) em relação às tensões *in situ*.

Em seguida, Li *et al.*<sup>30</sup> estenderam tal solução para situações não-isotérmicas, ou seja, o fluido de perfuração não possui a mesma temperatura da rocha e, como consequência direta, os campos de pressão de poros e de tensões são agora também afetados pelo gradiente térmico estabelecido. A solução se aplica apenas para rochas de baixa permeabilidade como folhelhos, pois o transporte de temperatura é assumido ser controlado apenas por condução.

Recentemente, Ghassemi & Diek<sup>25</sup> desenvolveram uma solução semelhante a de Cui *et al.*<sup>69</sup> na qual os efeitos físico-químicos são acoplados aos efeitos poroelásticos sob condição isotérmica. Todavia, vários erros são encontrados na sua formulação, os quais impedem a obtenção de resultados confiáveis tanto do ponto de vista qualitativo quanto quantitativo.

As equações apresentadas no modelo desenvolvido neste trabalho seguem a linha de raciocínio dos quatro trabalhos descritos acima. São desenvolvidas equações para a distribuição de temperatura, concentração de soluto, pressão de poros e tensões ao redor de poços, as quais consideram o acoplamento entre os efeitos térmicos, químicos e poroelásticos. Por se tratar de um problema transiente, a solução de tais equações é obtida através de transformadas de Laplace e invertida para o domínio do tempo através de um algoritmo numérico.

## 5.2.1 Equações Constitutivas

As seguintes hipóteses básicas são adotadas no desenvolvimento da formulação analítica do modelo acoplado desenvolvido neste trabalho: o poço possui seção transversal circular; a rocha é isotrópica, linear elástica e homogênea; além disso, a rocha também se encontra saturada com apenas um fluido de composição binária (solvente e soluto). Adicionalmente, também é assumida a hipótese de estado generalizado de deformação plana<sup>22</sup>.

### 5.2.1.1 Comportamento Mecânico

As tensões totais atuando sobre o folhelho resultam da combinação entre forças poroelásticas, químicas e térmicas, conforme mostra a equação abaixo:

$$\sigma_{ij} = \left( K - \frac{2G}{3} \right) \varepsilon_{kk} \delta_{ij} + 2G\varepsilon_{ij} - \alpha p \delta_{ij} - \frac{2G(1+\nu)}{3(1-2\nu)} \alpha_m^T T \delta_{ij} - \frac{\omega}{\rho_f} C \delta_{ij} \quad (5.1)$$

onde  $\sigma_{ij}$  é o tensor das tensões totais,  $K$  é o módulo drenado de deformação volumétrica do folhelho,  $G$  é o módulo cisalhante,  $\varepsilon_{kk}$  é a deformação volumétrica,  $\delta_{ij}$  é o delta de Kronecker,  $\varepsilon_{ij}$  é o tensor de deformações,  $\alpha$  é o coeficiente de Biot,  $p$  é a pressão de poros,  $\omega$  o coeficiente de inchamento químico,  $C$  a concentração de soluto no folhelho,  $\rho_f$  a massa específica do fluido de poros,  $\nu$  o coeficiente de Poisson drenado,  $\alpha_m^T$  o coeficiente de expansão térmica volumétrica da matriz do folhelho e  $T$  a temperatura. A convenção de sinais adotada especifica que tensões de tração são positivas.

### 5.2.1.2 Processos de Transporte

#### *Transporte de Calor*

O transporte de calor através do folhelho é assumido ser governado apenas por condução. Esta hipótese é aceitável para a modelagem de rochas de baixa

permeabilidade, onde os processos condutivos predominam sobre os processos convectivos. Também é assumido que a temperatura dos constituintes sólidos da matriz da rocha está em equilíbrio com a temperatura do fluido de poros. A lei de Fourier é utilizada para representar o transporte de calor através do folhelho:

$$J_T = -k^T \nabla T \quad (5.2)$$

onde  $J_T$  representa a quantidade de calor que atravessa uma determinada área de rocha num determinado intervalo de tempo.  $T$  é a temperatura e  $k^T$  é a condutividade térmica da rocha saturada.

### ***Transporte de Soluto***

O transporte de soluto através do folhelho é assumido ser governado apenas por difusão. Esta hipótese está baseada na mesma consideração assumida para o transporte de calor, ou seja, a baixa permeabilidade dos folhelhos torna os processos difusivos predominantes em relação aos processos advectivos. Desta forma, o transporte de soluto é assumido ser governado apenas pelo gradiente químico. Além disso, um aspecto muito importante incorporado na formulação é o coeficiente de reflexão, que dita a facilidade com que o soluto poderá se movimentar para dentro ou para fora do folhelho. Assim, a expressão matemática que representa esse fenômeno é expressa pela equação (5.3), que na ausência do efeito membrana se reduz à lei de Fick:

$$J_s = -(1 - \mathfrak{R}) D_e^C \nabla C \quad (5.3)$$

onde  $J_s$  representa a massa de soluto que atravessa uma determinada área de folhelho num determinado intervalo de tempo.  $\mathfrak{R}$  é o coeficiente de reflexão,  $D_e^C$  e  $C$  são o coeficiente efetivo de difusão e a concentração de soluto, respectivamente.

### ***Transporte de Fluido***

O transporte de fluido no meio poroso é governado tanto pelo gradiente hidráulico quanto pelo gradiente químico. A expressão matemática que representa este transporte é representada pela equação (5.4). Observa-se que na ausência de um gradiente químico, esta equação reduz-se à lei de Darcy.

$$J_f = -\rho_f \frac{k}{\mu} \left( \nabla p - \Re \frac{RT}{M_s} d\nabla C \right) \quad (5.4)$$

onde  $J_f$  representa a massa de fluido que atravessa uma determinada área de folhelho num determinado intervalo de tempo.  $\rho_f$  é a massa específica do fluido de poros,  $k$  é a permeabilidade intrínseca do folhelho,  $\mu$  é a viscosidade dinâmica do fluido de poros,  $p$  é a pressão de poros,  $\Re$  o coeficiente de reflexão,  $R$  a constante universal dos gases,  $T$  a temperatura,  $M_s$  a massa molar do soluto,  $d$  o coeficiente de dissociação do soluto e  $C$  a concentração de soluto.

## **5.2.2**

### **Leis de Conservação**

#### **5.2.2.1**

#### **Equilíbrio de Forças e Conservação de Momento**

Para obter o equilíbrio de forças e conservação de momento é tomado um volume elementar de referência (REV) como mostrado na Figura 27. Para que este elemento, submetido a um determinado estado de tensão, esteja em equilíbrio estático, é necessário que duas condições sejam verificadas: equilíbrio rotacional e equilíbrio translacional.

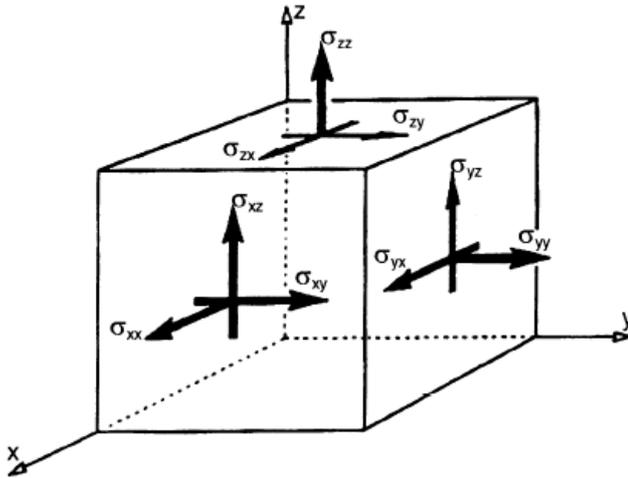


Figura 27 – Representação gráfica do tensor de tensões sobre um REV. O primeiro índice após um símbolo indica a direção da reta normal ao plano e o segundo indica a direção da força<sup>65</sup>

O equilíbrio rotacional implica em simetria do tensor de tensões, como pode ser observado na Figura 27. Isto pode ser provado tomando, por exemplo, o equilíbrio de momento ao redor do eixo z:

$$\sigma_{yx} (\Delta x \Delta z) \Delta y = \sigma_{xy} (\Delta y \Delta z) \Delta x \quad (5.5)$$

onde  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  e  $\Delta z$  representam os comprimentos das faces  $x$ ,  $y$  e  $z$  do REV, respectivamente. Executando o mesmo equilíbrio de momento para as outras duas direções, obtém-se o seguinte grupo de equações:

$$\begin{aligned} \sigma_{xy} &= \sigma_{yx} \\ \sigma_{yz} &= \sigma_{zy} \\ \sigma_{zx} &= \sigma_{xz} \end{aligned} \quad (5.6)$$

O equilíbrio translacional implica em que a força resultante em uma determinada direção seja nula. Por exemplo, ao proceder o equilíbrio de forças na direção  $x$ , obtém-se:

$$\begin{aligned} & [\sigma_{xx}(x + \Delta x, y, z) - \sigma_{xx}(x, y, z)] \Delta y \Delta z + [\sigma_{yx}(x, y + \Delta y, z) - \\ & \sigma_{yx}(x, y, z)] \Delta x \Delta z + [\sigma_{zx}(x, y, z + \Delta z) - \sigma_{zx}(x, y, z)] \Delta x \Delta y = 0 \end{aligned} \quad (5.7)$$

Observa-se que nesta equação não foi incluída nenhuma força de corpo, normalmente representada pela força gravitacional, pois esta é irrelevante para o problema da estabilidade de poços. Cada termo entre colchetes pode ser aproximado linearmente pela derivada dos componentes do tensor de tensões multiplicados pelo comprimento da face em questão do REV. Por exemplo:

$$\sigma_{xx}(x + \Delta x, y, z) - \sigma_{xx}(x, y, z) = \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} \Delta x \quad (5.8)$$

Executando esta operação para cada direção do sistema de coordenadas, obtém-se o seguinte grupo de equações:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial z} &= 0 \\ \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zy}}{\partial z} &= 0 \\ \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} &= 0 \end{aligned} \quad (5.9)$$

Este grupo de equações pode ser expresso de uma forma mais compacta como:

$$\sigma_{ij,j} = 0 \quad (5.10)$$

onde a vírgula indica diferenciação na direção  $j$ .

Uma alternativa muito comum em trabalhos de geomecânica é a adoção de deslocamento como variável primária. Para adotar esta alternativa, é necessário inserir no interior das equações (5.9) a equação constitutiva (5.1), considerando a relação deslocamento-deformação:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{j,i}) \quad (5.11)$$

Após executar as devidas operações, a equação de equilíbrio (5.9), escrita em função dos deslocamentos, é expressa como:

$$\begin{aligned} G\nabla^2 u + \frac{G}{1-2\nu} \left[ \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial x \partial y} + \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial z} \right] - \alpha \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{2G(1+\nu)}{3(1-2\nu)} \alpha_m^T \frac{\partial T}{\partial x} - \frac{\omega}{\rho_f} \frac{\partial C}{\partial x} &= 0 \\ G\nabla^2 v + \frac{G}{1-2\nu} \left[ \frac{\partial^2 u}{\partial y \partial x} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y \partial z} \right] - \alpha \frac{\partial p}{\partial y} - \frac{2G(1+\nu)}{3(1-2\nu)} \alpha_m^T \frac{\partial T}{\partial y} - \frac{\omega}{\rho_f} \frac{\partial C}{\partial y} &= 0 \quad (5.12) \\ G\nabla^2 w + \frac{G}{1-2\nu} \left[ \frac{\partial^2 u}{\partial z \partial x} + \frac{\partial^2 v}{\partial z \partial y} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right] - \alpha \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{2G(1+\nu)}{3(1-2\nu)} \alpha_m^T \frac{\partial T}{\partial z} - \frac{\omega}{\rho_f} \frac{\partial C}{\partial z} &= 0 \end{aligned}$$

onde  $u$ ,  $v$  e  $w$  são os deslocamentos nas direções  $x$ ,  $y$  e  $z$ , respectivamente.

As equações (5.12) podem ser escritas numa forma compacta como:

$$G\nabla^2 u_i + \frac{G}{1-2\nu} \frac{\partial^2 u_k}{\partial x_i \partial x_k} - \alpha \frac{\partial p}{\partial x_i} - \frac{2G(1+\nu)}{3(1-2\nu)} \alpha_m^T \frac{\partial T}{\partial x_i} - \frac{\omega}{\rho_f} \frac{\partial C}{\partial x_i} = 0 \quad (5.13)$$

Tendo em vista que a deformação volumétrica é expressa como:

$$\varepsilon = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz} = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \quad (5.14)$$

ou, em notação indicial como:

$$\varepsilon = \varepsilon_{kk} = \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \quad (5.15)$$

a equação (5.13), torna-se então:

$$G\nabla^2 u_i + \frac{G}{1-2\nu} \frac{\partial^2 \varepsilon}{\partial x_i^2} - \alpha \frac{\partial p}{\partial x_i} - \frac{2G(1+\nu)}{3(1-2\nu)} \alpha_m^T \frac{\partial T}{\partial x_i} - \frac{\omega}{\rho_f} \frac{\partial C}{\partial x_i} = 0 \quad (5.16)$$

### 5.2.2.2 Conservação de Calor

A equação de conservação de calor é expressa conforme Wang & Papamichos<sup>29</sup> e McTigue<sup>26</sup>:

$$\rho_b c_p \frac{\partial T}{\partial t} = -\nabla J_T \quad (5.17)$$

onde  $\rho_b$  é a massa específica total (constituintes sólidos mais fluido de poros) do folhelho e  $c_p$  é a capacidade térmica do folhelho saturado. Substituindo a equação (5.2) na equação (5.17) obtém-se a equação final da conservação de calor:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = c^T \nabla^2 T \quad (5.18)$$

onde  $c^T$  é a difusividade térmica total (constituintes sólidos mais fluido de poros) do folhelho. Este parâmetro está relacionado com a condutividade térmica através da equação (5.19):

$$c^T = \frac{k^T}{\rho_b c_p} \quad (5.19)$$

### 5.2.2.3 Conservação de Massa de Solute

A conservação de massa do soluto é expressa conforme Heidug & Wong<sup>15</sup>:

$$n \frac{\partial C}{\partial t} = -\nabla J_s \quad (5.20)$$

onde  $n$  é a porosidade efetiva do folhelho e  $C$  a concentração de soluto. Substituindo na equação (5.20) a equação (5.3), obtém-se a equação final para a conservação de massa do soluto no folhelho:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{(1-\mathfrak{R})}{n} D_e^c \nabla^2 C \quad (5.21)$$

#### 5.2.2.4 Conservação de Massa de Fluido

A variação de massa de fluido em um meio termoporoelástico é expressa conforme Kurashige<sup>28</sup>, Wang & Papamichos<sup>29</sup> e Li *et al.*<sup>30</sup>:

$$\frac{m_f}{\rho_f} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{2G(1+\nu)} \left( \sigma_{kk} + \frac{3}{B} p \right) - (\alpha_f^T - \alpha_m^T) n T \quad (5.22)$$

onde  $m_f$  é variação da massa de fluido de poros em um volume unitário de referência,  $\rho_f$  é a massa específica do fluido de poros no folhelho,  $\alpha$  é o coeficiente de Biot,  $\nu$  é o coeficiente de Poisson drenado,  $G$  é o módulo cisalhante,  $\sigma_{kk}$  é o traço do tensor de tensões totais,  $B$  é o coeficiente de Skempton,  $p$  é a pressão de poros,  $\alpha_f^T$  e  $\alpha_m^T$  são os módulos de expansão térmica volumétrica do fluido de poros e da matriz do folhelho, respectivamente,  $n$  é a porosidade efetiva e  $T$  a temperatura.

Segundo Wang<sup>65</sup>, a equação de conservação de massa de fluido é expressa por:

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} = -\nabla J_f \quad (5.23)$$

onde  $\zeta$  é o incremento no conteúdo de fluido, expresso como  $\zeta = m_f / \rho_f$ . Então, substituindo esta expressão no termo do lado esquerdo da equação (5.23) e em seguida derivando em relação ao tempo, obtém-se a seguinte expressão:

$$\frac{\partial m_f}{\partial t} = \rho_f \left[ \alpha \frac{\partial \varepsilon_{kk}}{\partial t} + \frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} - \left( \alpha \alpha_m^T + (\alpha_f^T - \alpha_m^T) n \right) \frac{\partial T}{\partial t} \right] \quad (5.24)$$

onde  $\varepsilon_{kk}$  é a deformação volumétrica e  $M$  o módulo de Biot que é definido como o incremento do conteúdo de fluido  $\zeta$  sob deformação volumétrica constante<sup>64</sup>.

Então, combinando as equações (5.24) e (5.4), a equação de conservação de massa do fluido de poros é expressa como:

$$\alpha \frac{\partial \varepsilon_{kk}}{\partial t} + \frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} - (\alpha \alpha_m^T + (\alpha_f^T - \alpha_m^T)n) \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \left( \nabla^2 p - \Re \frac{RT}{M_s} d\nabla^2 C \right) \quad (5.25)$$

### 5.3

#### Definição do Problema

A solução das equações do modelo termo-químico-poroelástico aplicada ao problema da estabilidade de poços em folhelhos é obtida considerando um poço inclinado e rotacionado em relação às tensões *in situ* (Figura 28). O sistema de coordenadas  $(X, Y, Z)$  coincide com a orientação das tensões *in situ*  $(S_x, S_y, S_z)$ . Ao promover uma rotação  $\varphi$  e uma inclinação  $\varpi$  o novo sistema de coordenadas do poço é  $(x, y, z)$ , no qual as tensões normais são  $S_x, S_y, S_z$ . Temperatura, concentração de soluto e pressão de poros iniciais do folhelho são indicadas por  $T_{sh}$ ,  $C_{sh}$  e  $p_{sh}$ , respectivamente. Por conveniência, a solução das equações é obtida no sistema de coordenadas do poço. A mudança entre sistemas de coordenadas é obtida conforme Fjær *et al.*<sup>14</sup>:

$$\begin{Bmatrix} S_x \\ S_y \\ S_z \\ S_{xy} \\ S_{yz} \\ S_{zx} \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{xX}^2 & l_{xY}^2 & l_{xZ}^2 \\ l_{yX}^2 & l_{yY}^2 & l_{yZ}^2 \\ l_{zX}^2 & l_{zY}^2 & l_{zZ}^2 \\ l_{xX}l_{yX} & l_{xY}l_{yY} & l_{xZ}l_{yZ} \\ l_{yX}l_{zX} & l_{yY}l_{zY} & l_{yZ}l_{zZ} \\ l_{zX}l_{xX} & l_{zY}l_{xY} & l_{zZ}l_{xZ} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} S_X \\ S_Y \\ S_Z \end{Bmatrix} \quad (5.26)$$

$$\begin{bmatrix} l_{xX} & l_{xY} & l_{xZ} \\ l_{yX} & l_{yY} & l_{yZ} \\ l_{zX} & l_{zY} & l_{zZ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \varphi \cos \varpi & \sin \varphi \cos \varpi & -\sin \varpi \\ -\sin \varphi & \cos \varphi & 0 \\ \cos \varpi \sin \varphi & \sin \varphi \sin \varpi & \cos \varpi \end{bmatrix} \quad (5.27)$$

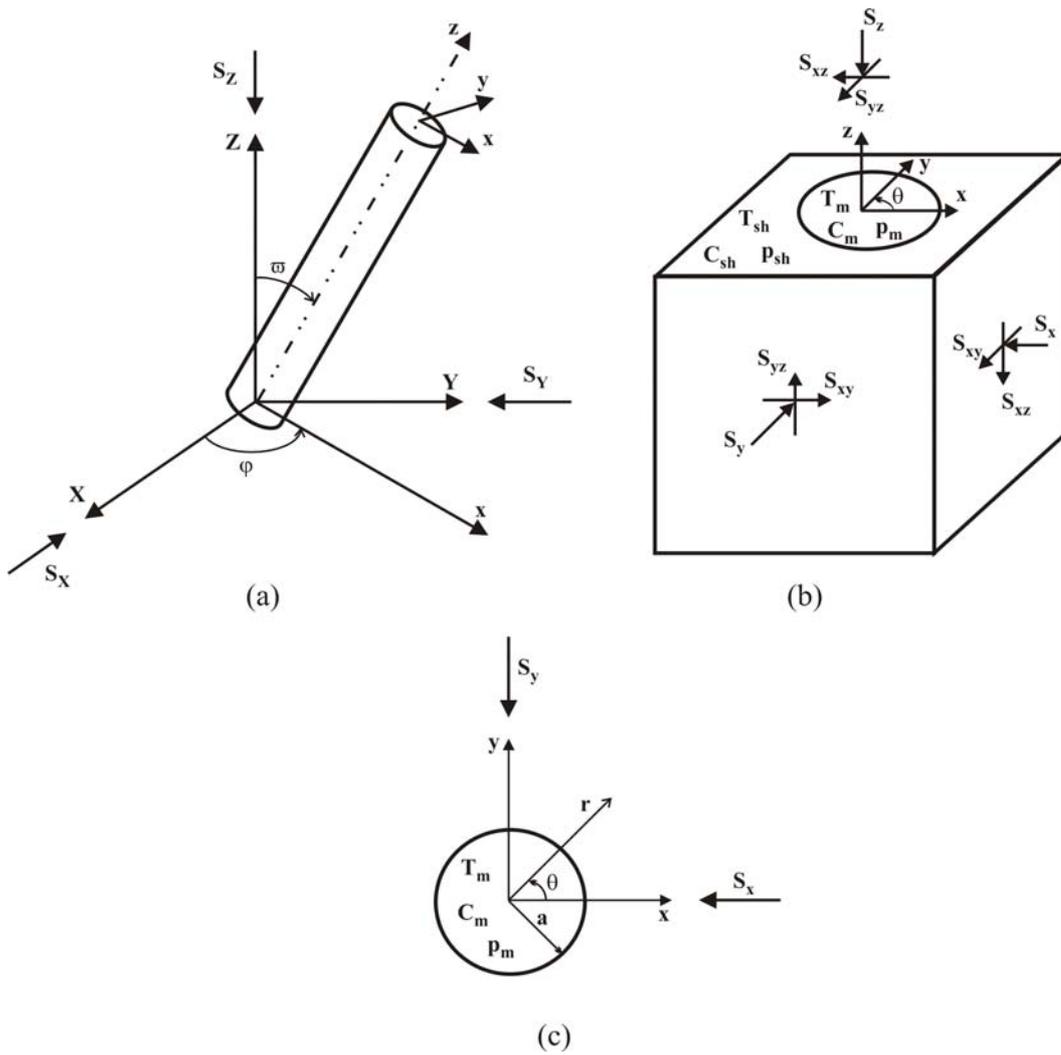


Figura 28 – Configuração geométrica do problema: (a) rotação e inclinação do poço em relação às tensões *in situ*, (b) configuração de tensões no sistema de coordenadas do poço, (c) configuração de deformação plana

As condições de contorno em  $r \rightarrow \infty$ , onde  $r$  é a distância radial medida a partir da parede do poço, são:

$$\begin{aligned}
 \sigma_{xx} &= -S_x \\
 \sigma_{yy} &= -S_y \\
 \sigma_{zz} &= -S_z \\
 \sigma_{xy} &= -S_{xy} \\
 \sigma_{yz} &= -S_{yz} \\
 \sigma_{xz} &= -S_{xz} \\
 p &= p_{sh} \\
 T &= T_{sh} \\
 C &= C_{sh}
 \end{aligned} \tag{5.28}$$

Na parede do poço ( $r = a$ ), onde  $a$  é o raio do poço, as condições de contorno são:

$$\begin{aligned}
 \sigma_{rr} &= -p_m H(-t) \\
 \sigma_{r\theta} &= \sigma_{rz} = 0 \\
 p &= p_m H(-t) \\
 T &= T_m H(-t) \\
 C &= C_m H(-t)
 \end{aligned} \tag{5.29}$$

onde  $H$  denota a função degrau unitário de Heaviside com  $H(-t) = 1 - H(t)$ , de modo que  $H(-t) = 1$  para  $t \leq 0$  e  $H(-t) = 0$  para  $t > 0$ .

Em função da linearidade das equações governantes (5.16), (5.18), (5.21) e (5.25), e das condições de contorno (5.28) e (5.29), é possível decompor o problema inicial em três problemas individuais, conforme ilustra a Figura 29.

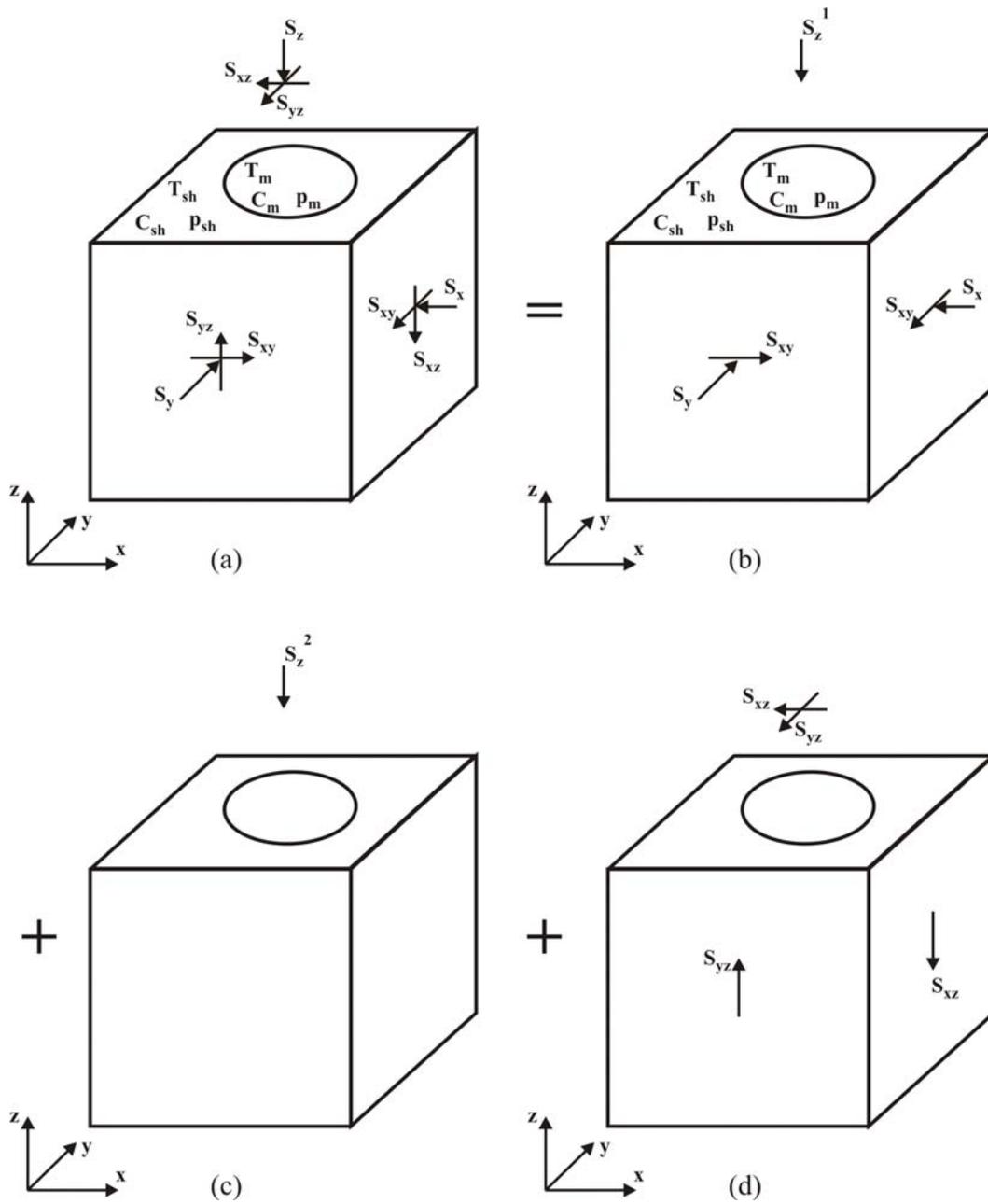


Figura 29 – Decomposição do problema inicial (a) em três problemas individuais: (b) Problema I, (c) Problema II e (d) Problema III

**Problema I**

No contorno externo, assumido ser no infinito ( $r \rightarrow \infty$ ), tem-se:

$$\begin{aligned}
 \sigma_{xx} &= -S_x \\
 \sigma_{yy} &= -S_y \\
 \sigma_{zz} &= -\nu(S_x + S_y) - \alpha(1-2\nu)p_{sh} - \alpha_m^T(1-2\nu)T_{sh} - \frac{\omega}{\rho_f}(1-2\nu)C_{sh} \\
 \sigma_{xy} &= -S_{xy} \\
 \sigma_{yz} &= \sigma_{xz} = 0 \\
 p &= p_{sh} \\
 T &= T_{sh} \\
 C &= C_{sh}
 \end{aligned} \tag{5.30}$$

Na parede do poço ( $r = a$ ), tem-se:

$$\begin{aligned}
 \sigma_{rr} &= -p_m H(-t) \\
 \sigma_{r\theta} &= \sigma_{rz} = 0 \\
 p &= p_m H(-t) \\
 T &= T_m H(-t) \\
 C &= C_m H(-t)
 \end{aligned} \tag{5.31}$$

**Problema II**

No contorno externo, assumido ser no infinito ( $r \rightarrow \infty$ ), tem-se:

$$\begin{aligned}
 \sigma_{zz} &= -S_z + \left[ \nu(S_x + S_y) + \alpha(1-2\nu)p_{sh} + \alpha_m^T(1-2\nu)T_{sh} + \frac{\omega}{\rho_f}(1-2\nu)C_{sh} \right] \\
 \sigma_{xx} &= \sigma_{yy} = \sigma_{xy} = \sigma_{yz} = \sigma_{xz} = p = T = C = 0
 \end{aligned} \tag{5.32}$$

Na parede do poço ( $r = a$ ), tem-se:

$$\sigma_{rr} = \sigma_{r\theta} = \sigma_{rz} = p = T = C = 0 \tag{5.33}$$

**Problema III**

No contorno externo, assumido ser no infinito ( $r \rightarrow \infty$ ), tem-se:

$$\begin{aligned}\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \sigma_{zz} = \sigma_{xy} = p = T = C = 0 \\ \sigma_{yz} = -S_{yz} \\ \sigma_{xz} = -S_{xz}\end{aligned}\tag{5.34}$$

Na parede do poço ( $r = a$ ), tem-se:

$$\sigma_{rr} = \sigma_{r\theta} = \sigma_{rz} = p = T = C = 0\tag{5.35}$$

Ao somar estes três problemas individuais o resultado será exatamente igual às equações (5.28) e (5.29).

## 5.4 Solução Analítica Completa

Devido à decomposição apresentada na seção anterior é possível obter uma solução para cada problema individual e em seguida utilizar o princípio da superposição dos efeitos, para obter a solução completa do problema termo-químico-poroelástico. O Problema I (problema termo-químico-poroelástico de deformação plana) é caracterizado por processos de difusão (transiente) dos campos de temperatura, concentração de soluto e pressão de poros. O Problema II (problema uniaxial de tensão) e o Problema III (problema de cisalhamento antiplano) são puramente elásticos e as soluções são independentes do tempo.

### 5.4.1 Problema Termo-Químico-Poroelástico de Deformação Plana

Segundo Cui *et al.*<sup>69</sup>, neste problema não ocorre fluxo de temperatura, soluto ou fluido na direção  $z$ , nem tampouco deslocamento. Além disso, em um problema de deformação plana, as condições no contorno externo para  $\sigma_{zz}$ ,  $\sigma_{yz}$  e  $\sigma_{xz}$  nas equações (5.30), e as condições de contorno na parede do poço para  $\sigma_{rz}$  nas equações (5.31) são redundantes. Essas condições são apenas admitidas a fim

de manter a compatibilidade com o resultado natural de um problema de deformação plana:

$$\begin{aligned}\sigma_{zz} &= -\nu(S_x + S_y) - \alpha(1-2\nu)p_{sh} - \alpha_m^T(1-2\nu)T_{sh} - \frac{\omega}{\rho_f}(1-2\nu)C_{sh} \\ \sigma_{xz} &= \sigma_{yz} = 0\end{aligned}\quad (5.36)$$

Dadas essas condições é possível utilizar o mesmo esquema de solução de Detournay & Cheng<sup>21</sup> e Cui *et al.*<sup>69</sup>. Para tanto, é realizada uma rotação ao redor do eixo  $z$  de modo a coincidir o novo eixo  $x''$  com a tensão horizontal menor e o novo eixo  $y''$  com a tensão horizontal maior. O ângulo de rotação  $\theta_r$  medido entre os eixos  $x$  e  $x''$  é dado por:

$$\theta_r = \frac{1}{2} \tan^{-1} \frac{2S_{xy}}{S_x - S_y} \quad (5.37)$$

Devido a essa rotação, o ângulo polar é dado por:

$$\theta'' = \theta - \theta_r \quad (5.38)$$

As condições de contorno em  $r \rightarrow \infty$  tornam-se:

$$\begin{aligned}\sigma_{x''x''} &= -(P_{sh} - S_{sh}) \\ \sigma_{y''y''} &= -(P_{sh} + S_{sh}) \\ \sigma_{x''y''} &= 0 \\ P &= P_{sh} \\ T &= T_{sh} \\ C &= C_{sh}\end{aligned}\quad (5.39)$$

onde  $P_{sh}$  e  $S_{sh}$  representam a parte isotrópica e a desviadora do tensor de tensões no plano normal ao eixo do poço, respectivamente, e são expressas como:

$$P_{sh} = \frac{S_x + S_y}{2} \quad (5.40)$$

$$S_{sh} = \sqrt{\left(\frac{S_x - S_y}{2}\right)^2 + S_{xy}^2}$$

Na parede do poço  $r = a$ , utilizando as tensões dadas pelas equações (5.40), a solução do problema termo-químico-poroelástico de deformação plana é expressa como:

$$\begin{aligned} \sigma_{rr}^{(I)} &= -P_{sh} + S_{sh} \cos 2\theta'' + \sigma_{rr}^{(1)} + \sigma_{rr}^{(2)} + \sigma_{rr}^{(3)} \\ \sigma_{\theta\theta}^{(I)} &= -P_{sh} - S_{sh} \cos 2\theta'' + \sigma_{\theta\theta}^{(1)} + \sigma_{\theta\theta}^{(2)} + \sigma_{\theta\theta}^{(3)} \\ \sigma_{zz}^{(I)} &= \nu [\sigma_{rr}^{(I)} + \sigma_{\theta\theta}^{(I)}] - \alpha (1-2\nu) p^{(I)} - \alpha_m^T (1-2\nu) T^{(I)} - \frac{\omega}{\rho_f} (1-2\nu) C^{(I)} \\ \sigma_{r\theta}^{(I)} &= -S_{sh} \sin 2\theta'' + \sigma_{r\theta}^{(3)} \\ \sigma_{rz}^{(I)} &= \sigma_{\theta z}^{(I)} = 0 \\ p^{(I)} &= p_{sh} + p^{(2)} + p^{(3)} \\ T^{(I)} &= T_{sh} + T^{(2)} \\ C^{(I)} &= C_{sh} + C^{(2)} \end{aligned} \quad (5.41)$$

onde o índice sobrescrito ( $I$ ) indica o problema termo-químico-poroelástico de deformação plana e os índices sobrescritos ( $1$ ), ( $2$ ) e ( $3$ ) indicam os três modos fundamentais de decomposição: Lamé (elástico), de difusão, e de tensões poroelásticas de desvio, respectivamente. As condições de contorno na parede do poço ( $r = a$ ) para cada um desses modos são:

- Modo 1

$$\begin{aligned} \sigma_{rr}^{(1)} &= P_{sh} - p_m \\ \sigma_{r\theta}^{(1)} &= 0 \\ p^{(1)} &= 0 \\ T^{(1)} &= 0 \\ C^{(1)} &= 0 \end{aligned} \quad (5.42)$$

- Modo 2

$$\begin{aligned}
 \sigma_{rr}^{(2)} &= 0 \\
 \sigma_{r\theta}^{(2)} &= 0 \\
 p^{(2)} &= p_m - p_{sh} \\
 T^{(2)} &= T_m - T_{sh} \\
 C^{(2)} &= C_m - C_{sh}
 \end{aligned} \tag{5.43}$$

- Modo 3

$$\begin{aligned}
 \sigma_{rr}^{(3)} &= -S_{sh} \cos 2\theta'' \\
 \sigma_{r\theta}^{(3)} &= S_{sh} \sin 2\theta'' \\
 p^{(3)} &= 0 \\
 T^{(3)} &= 0 \\
 C^{(3)} &= 0
 \end{aligned} \tag{5.44}$$

### **Modo 1**

Este modo não causa nenhuma deformação volumétrica e, portanto, nenhum excesso de pressão de poros é gerado. Desta forma, a solução é puramente elástica e expressa pela solução clássica de Lamé:

$$\begin{aligned}
 \sigma_{rr}^{(1)} &= (P_{sh} - p_m) \frac{a^2}{r^2} \\
 \sigma_{\theta\theta}^{(1)} &= -(P_{sh} - p_m) \frac{a^2}{r^2}
 \end{aligned} \tag{5.45}$$

### **Modo 2**

Este modo é caracterizado por processos de difusão de calor, de soluto e de pressão de poros. A equação (5.18) que representa o transporte de calor é expressa em coordenadas polares como:

$$\left( \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) = \frac{1}{c^T} \frac{\partial T}{\partial t} \tag{5.46}$$

A solução desta equação, aplicando a condição de contorno (5.43) referente à temperatura, no domínio de Laplace, é dada por<sup>124</sup>:

$$\tilde{T}^{(2)} = \frac{(T_m - T_{sh}) K_0(q_T r)}{s K_0(q_T a)} \quad (5.47)$$

onde o operador  $\sim$  denota a transformada de Laplace,  $s$  é o parâmetro da transformada e  $K_0$  é a função modificada de Bessel do segundo tipo e ordem 0 (zero).  $q_T = \sqrt{s/c^T}$ ,  $a$  é o raio do poço e  $r$  a posição no interior do folhelho, medida a partir da parede do poço.

De modo semelhante ao transporte de temperatura, a equação (5.21) de transporte de soluto é expressa em coordenadas polares como:

$$\left( \frac{\partial^2 C}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial C}{\partial r} \right) = \frac{1}{c^C} \frac{\partial C}{\partial t} \quad (5.48)$$

onde  $c^C$  é um coeficiente de difusão expresso como:

$$c^C = (1 - \mathfrak{R}) \frac{D_e^C}{n} \quad (5.49)$$

A solução da equação (5.48) é semelhante a da equação (5.46) do transporte de calor:

$$\tilde{C}^{(2)} = \frac{(C_m - C_{sh}) K_0(q_C r)}{s K_0(q_C a)} \quad (5.50)$$

onde  $q_C = \sqrt{s/c^C}$ ,  $a$  é o raio do poço e  $r$  a posição no interior do folhelho, medida a partir da parede do poço.

A equação (5.25) expressa o balanço de massa do fluido de poros e, na qual, o primeiro termo do lado esquerdo representa o acoplamento mecânico, ou seja, a influência das deformações sobre o campo de pressão de poros. Todavia, para o caso de um campo irrotacional de deformações em um problema com domínio semi-infinito ou infinito – semelhante ao da região ao redor do poço – e na ausência de forças de corpo, o termo de acoplamento mecânico desaparece, conforme demonstrado por Wang<sup>65</sup>. Assim, a equação da difusão de pressão é expressa como:

$$\frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} - \left( \alpha \alpha_m^T + (\alpha_f^T - \alpha_m^T) n \right) \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \left( \nabla^2 p - \Re \frac{RT}{M_s} d \nabla^2 C \right) \quad (5.51)$$

Como conseqüência, o campo de pressão de poros pode ser resolvido independentemente do campo de tensões (ou deformações) e o resultado pode então ser inserido dentro da equação de equilíbrio como uma função paramétrica do tempo. Em coordenadas polares, a equação (5.51) assume a seguinte forma:

$$\left( \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{c^f} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{c^{fT}}{c^f} \frac{\partial T}{\partial t} + c^{fC} \frac{\partial C}{\partial t} \quad (5.52)$$

onde os coeficientes de difusividade  $c^f$ ,  $c^{fT}$  e  $c^{fC}$  são expressos por:

$$\begin{aligned} c^f &= \frac{2\kappa GB^2 (1-\nu)(1+\nu_u)^2}{9(1-\nu_u)(\nu_u - \nu)} \\ c^{fT} &= \frac{c^f}{\kappa} \left[ \frac{2\alpha(1-2\nu)\alpha_m^T}{3(1-\nu)} - (\alpha_m^T - \alpha_f^T) n \right] \\ c^{fC} &= \Re \frac{RT}{M_s} d \frac{nc^f}{(1-\Re)D_e^C} \end{aligned} \quad (5.53)$$

onde  $\kappa = k/\mu$  é o coeficiente de permeabilidade,  $G$  é o módulo cisalhante,  $B$  é o coeficiente de Skempton,  $\nu$  e  $\nu_u$  são os coeficiente de Poisson drenado e não-drenado, respectivamente,  $\alpha$  é o coeficiente de Biot,  $\alpha_m^T$  e  $\alpha_f^T$  são os coeficientes de expansão térmica volumétrica da matriz da rocha e do fluido de poros,

respectivamente,  $n$  é a porosidade,  $\mathfrak{R}$  é o coeficiente de reflexão,  $R$  a constante universal dos gases,  $T$  a temperatura,  $d$  o coeficiente de dissociação do soluto,  $M_s$  a massa molar do soluto e  $D_e^C$  o coeficiente efetivo de difusão do soluto.

A solução da equação (5.52) no domínio de Laplace é expressa como:

$$\tilde{p}^{(2)} = \left[ (p_m - p_{sh}) - \frac{c^{fT} (T_m - T_{sh})}{1 - c^f / c^T} + \frac{c^{fC} (C_m - C_{sh})}{1 - c^f / c^C} \right] \frac{K_0(\lambda r)}{sK_0(\lambda a)} + \frac{c^{fT} (T_m - T_{sh})}{1 - c^f / c^T} \frac{K_0(q_T r)}{sK_0(q_T a)} - \frac{c^{fC} (C_m - C_{sh})}{1 - c^f / c^C} \frac{K_0(q_C r)}{sK_0(q_C a)} \quad (5.54)$$

onde  $\lambda = \sqrt{s/c^f}$ .

Após ter resolvido as equações para temperatura, concentração de soluto e pressão de poros, é possível resolver a equação de equilíbrio (5.16) para obter os deslocamentos. O deslocamento radial é expresso como:

$$u_r = \frac{A}{r} + \frac{\alpha(1-2\nu)}{2G(1-\nu)} \frac{1}{r} \int_a^r r p dr + \frac{\alpha_m^T(1+\nu)}{3(1-\nu)} \frac{1}{r} \int_a^r r T dr + \frac{\chi(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r} \int_a^r r C dr \quad (5.55)$$

onde  $\chi = \frac{\omega}{\rho^f}$ .

As tensões ao redor do poço, expressas no sistema de coordenadas polares, são obtidas substituindo as deformações, obtidas a partir da equação (5.55), na equação constitutiva (5.1), resultando em:

$$\begin{aligned}
\tilde{\sigma}_{rr}^{(2)} = 2\eta \left\{ \left[ (p_m - p_{sh}) - \frac{c^{fT} (T_m - T_{sh})}{1 - c^f / c^T} + \frac{c^{fC} (C_m - C_{sh})}{1 - c^f / c^C} \right] \times \right. \\
\left[ \frac{K_1(\lambda r)}{sr\lambda K_0(\lambda a)} - \frac{aK_1(\lambda a)}{sr^2\lambda K_0(\lambda a)} \right] + \\
\frac{c^{fT} (T_m - T_{sh})}{1 - c^f / c^T} \times \left[ \frac{K_1(q_T r)}{srq_T K_0(q_T a)} - \frac{aK_1(q_T a)}{sr^2 q_T K_0(q_T a)} \right] - \\
\left. \frac{c^{fC} (C_m - C_{sh})}{1 - c^f / c^C} \times \left[ \frac{K_1(q_C r)}{srq_C K_0(q_C a)} - \frac{aK_1(q_C a)}{sr^2 q_C K_0(q_C a)} \right] \right\} + \\
\frac{2G\alpha_m^T (1+\nu)}{3(1-\nu)} (T_m - T_{sh}) \times \left[ \frac{K_1(q_T r)}{srq_T K_0(q_T a)} - \frac{aK_1(q_T a)}{sr^2 q_T K_0(q_T a)} \right] + \\
\frac{\chi(1-2\nu)}{(1-\nu)} (C_m - C_{sh}) \times \left[ \frac{K_1(q_C r)}{srq_C K_0(q_C a)} - \frac{aK_1(q_C a)}{sr^2 q_C K_0(q_C a)} \right]
\end{aligned} \tag{5.56}$$

$$\begin{aligned}
\tilde{\sigma}_{\theta\theta}^{(2)} = -2\eta \left\{ \left[ (p_m - p_{sh}) - \frac{c^{fT} (T_m - T_{sh})}{1 - c^f / c^T} + \frac{c^{fC} (C_m - C_{sh})}{1 - c^f / c^C} \right] \times \right. \\
\left[ \frac{K_1(\lambda r)}{sr\lambda K_0(\lambda a)} - \frac{aK_1(\lambda a)}{sr^2\lambda K_0(\lambda a)} + \frac{K_0(\lambda r)}{sK_0(\lambda a)} \right] + \\
\frac{c^{fT} (T_m - T_{sh})}{1 - c^f / c^T} \times \left[ \frac{K_1(q_T r)}{srq_T K_0(q_T a)} - \frac{aK_1(q_T a)}{sr^2 q_T K_0(q_T a)} + \frac{K_0(q_T r)}{sK_0(q_T a)} \right] - \\
\left. \frac{c^{fC} (C_m - C_{sh})}{1 - c^f / c^C} \times \left[ \frac{K_1(q_C r)}{srq_C K_0(q_C a)} - \frac{aK_1(q_C a)}{sr^2 q_C K_0(q_C a)} + \frac{K_0(q_C r)}{sK_0(q_C a)} \right] \right\} - \\
\frac{2G\alpha_m^T (1+\nu)}{3(1-\nu)} (T_m - T_{sh}) \times \left[ \frac{K_1(q_T r)}{srq_T K_0(q_T a)} - \frac{aK_1(q_T a)}{sr^2 q_T K_0(q_T a)} + \frac{K_0(q_T r)}{sK_0(q_T a)} \right] - \\
\frac{\chi(1-2\nu)}{(1-\nu)} (C_m - C_{sh}) \times \left[ \frac{K_1(q_C r)}{srq_C K_0(q_C a)} - \frac{aK_1(q_C a)}{sr^2 q_C K_0(q_C a)} + \frac{K_0(q_C r)}{sK_0(q_C a)} \right]
\end{aligned} \tag{5.57}$$

$$\tilde{\sigma}_{r\theta}^{(2)} = 0 \tag{5.58}$$

onde

$$\eta = \frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \tag{5.59}$$

**Modo 3**

Neste modo é resolvido o carregamento desviador e a solução envolve um completo acoplamento entre pressão de poros e tensões. Além disso, as condições de contorno para temperatura e concentração de soluto são triviais e as equações no domínio de Laplace podem ser escritas conforme Detournay & Cheng<sup>21</sup> e Cui *et al.*<sup>69</sup>:

$$\tilde{p}^{(3)} = \frac{S_{sh}}{s} \left\{ \frac{B^2(1-\nu)(1+\nu_u)^2}{9(1-\nu_u)(\nu_u-\nu)} C_1 K_2(\lambda r) + \frac{B(1+\nu_u)}{3(1-\nu_u)} C_2 \frac{a^2}{r^2} \right\} \cos 2\theta'' \quad (5.60)$$

$$\tilde{\sigma}_{rr}^{(3)} = \frac{S_{sh}}{s} \left\{ \frac{B(1+\nu_u)}{3(1-\nu_u)} C_1 \left[ \frac{1}{(\lambda r)} K_1(\lambda r) + \frac{6}{(\lambda r)^2} K_2(\lambda r) \right] - \frac{1}{1-\nu_u} C_2 \frac{a^2}{r^2} - 3C_3 \frac{a^4}{r^4} \right\} \cos 2\theta'' \quad (5.61)$$

$$\tilde{\sigma}_{\theta\theta}^{(3)} = \frac{S_{sh}}{s} \left\{ -\frac{B(1+\nu_u)}{3(1-\nu_u)} C_1 \left[ \frac{1}{(\lambda r)} K_1(\lambda r) + \left(1 + \frac{6}{(\lambda r)^2}\right) K_2(\lambda r) \right] + 3C_3 \frac{a^4}{r^4} \right\} \cos 2\theta'' \quad (5.62)$$

$$\tilde{\sigma}_{r\theta}^{(3)} = \frac{S_{sh}}{s} \left\{ \frac{2B(1+\nu_u)}{3(1-\nu_u)} C_1 \left[ \frac{1}{\lambda r} K_1(\lambda r) + \left(\frac{3}{(\lambda r)^2}\right) K_2(\lambda r) \right] - \frac{1}{2(1-\nu_u)} C_2 \frac{a^2}{r^2} - 3C_3 \frac{a^4}{r^4} \right\} \sin 2\theta'' \quad (5.63)$$

onde as constantes  $C_1$ ,  $C_2$  e  $C_3$  são expressas como:

$$\begin{aligned}
C_1 &= -\frac{12(\lambda a)(1-\nu_u)(\nu_u-\nu)}{B(1+\nu_u)(D_2-D_1)} \\
C_2 &= \frac{4(1-\nu_u)D_2}{D_2-D_1} \\
C_3 &= -\frac{(\lambda a)(D_2+D_1)+8(\nu_u-\nu)K_2(\lambda a)}{(\lambda a)(D_2-D_1)}
\end{aligned} \tag{5.64}$$

onde

$$\begin{aligned}
D_1 &= 2(\nu_u-\nu)K_1(\lambda a) \\
D_2 &= (\lambda a)(1-\nu)K_2(\lambda a)
\end{aligned} \tag{5.65}$$

A solução no domínio do tempo é obtida através do algoritmo numérico de Stehfest<sup>65</sup>, o qual é descrito no apêndice D.

#### 5.4.2 Problema Uniaxial de Tensão

O problema uniaxial de tensão é representado por uma tensão vertical constante, o que implica em:

$$\begin{aligned}
\sigma_{zz}^{(II)} &= -S_z + \left[ \nu(S_x + S_y) + \alpha(1-2\nu)p_{sh} + \alpha_m^T(1-2\nu)T_{sh} + \frac{\omega}{\rho_f}(1-2\nu)C_{sh} \right] \\
\sigma_{rr}^{(II)} &= \sigma_{\theta\theta}^{(II)} = \sigma_{r\theta}^{(II)} = \sigma_{rz}^{(II)} = \sigma_{\theta z}^{(II)} = p^{(II)} = T^{(II)} = C^{(II)} = 0
\end{aligned} \tag{5.66}$$

As equações (5.66) satisfazem tanto as equações governantes (5.16), (5.18), (5.21) e (5.25) quanto as condições de contorno (5.32) e (5.33). Segundo Cui *et al.*<sup>69</sup> este problema pode ser entendido como a rocha inicialmente sob uma tensão uniaxial constante sem pressão de poros, concentração de soluto e temperatura. A escavação do poço aplica tensões, pressão de poros, temperatura e concentração de soluto nulas na parede do poço, de acordo com a equação (5.33). Todavia, essas condições são idênticas ao estado inicial e, como consequência, não provocam perturbação alguma no sistema. Isto faz com que a solução seja puramente elástica e independente do tempo.

### 5.4.3 Problema de Cisalhamento Antiplano

Neste problema uma perturbação é produzida pela repentina mudança nos valores da tensão de cisalhamento  $\sigma_{rz}$  dos valores de  $-S_{xz}$  e  $-S_{yz}$  para zero na parede do poço. Esta perturbação não provoca nenhuma variação na tensão normal média e, como consequência, nenhum excesso de pressão de poros é produzido por efeito Skempton. Logo, a solução é puramente elástica e expressa segundo Bradley<sup>62</sup> como:

$$\sigma_{rz}^{(III)} = -\left(S_{xz} \cos \theta + S_{yz} \sin \theta\right) \left(1 - H(t) \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (5.67)$$

$$\sigma_{\theta z}^{(III)} = \left(S_{xz} \sin \theta - S_{yz} \cos \theta\right) \left(1 + H(t) \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (5.68)$$

$$\sigma_{rr}^{(III)} = \sigma_{\theta\theta}^{(III)} = \sigma_{zz}^{(III)} = \sigma_{r\theta}^{(III)} = p^{(III)} = T^{(III)} = C^{(III)} = 0 \quad (5.69)$$

### 5.4.4 Superposição das Soluções

Finalmente, a solução final do problema termo-químico-poroelástico para um poço inclinado e rotacionado em relação às tensões *in situ*, é obtida por superposição das soluções dos problemas *I*, *II* e *III*:

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= \sigma_{rr}^{(I)} \\ \sigma_{\theta\theta} &= \sigma_{\theta\theta}^{(I)} \\ \sigma_{zz} &= \sigma_{zz}^{(I)} + \sigma_{zz}^{(II)} \\ \sigma_{r\theta} &= \sigma_{r\theta}^{(I)} \\ \sigma_{rz} &= \sigma_{rz}^{(III)} \\ \sigma_{\theta z} &= \sigma_{\theta z}^{(III)} \\ p &= p^{(I)} \\ T &= T^{(I)} \\ C &= C^{(I)} \end{aligned} \quad (5.70)$$

onde os componentes nulos foram omitidos propositalmente.

## 5.5 Comentários Finais

Neste capítulo foi apresentada a formulação analítica do modelo termo-químico-poroelástico. As equações governantes para a distribuição de temperatura, concentração de soluto, pressão de poros e tensões ao redor do poço foram desenvolvidas. Essas equações apresentam algumas diferenças em relação às equações desenvolvidas na formulação numérica, em particular as equações de transporte de soluto e de calor, que são representadas apenas pelos processos de difusão, em virtude de folhelhos apresentar baixas permeabilidades.

Em função da linearidade das equações, a solução das equações é desenvolvida dividindo o problema em três problemas individuais, para os quais são desenvolvidas as respectivas soluções. Ao final, a solução completa do problema é obtida através da superposição das soluções individuais de cada problema. No problema individual onde são resolvidos os processos de difusão de calor, concentração de soluto e pressão de poros, a solução é obtida no domínio de Laplace.

## 6 Validação e Verificação do Modelo

### 6.1 Introdução

De uma maneira ideal, o modelo termo-químico-poroelástico desenvolvido neste trabalho deveria ser validado com experimentos de laboratório nos quais fossem quantificados os efeitos poroelásticos, químicos e térmicos simultaneamente. No entanto, até o presente momento não existem registros na literatura a respeito desse tipo de ensaio e, portanto, neste capítulo o modelo é validado em etapas, ou seja, reproduzindo resultados laboratoriais ou computacionais já publicados, nos quais ao menos dois tipos dos efeitos supracitados estejam presentes. Tendo em vista que a difusão de pressão de poros para o interior do folhelho é o fator governante da estabilidade de poços neste tipo de rocha, a validação é realizada através da verificação da capacidade do modelo em representar os excessos de pressão de poros gerados por forças poroelásticas, térmicas e químicas. Além disso, todas as análises são realizadas considerando que o folhelho se comporta como um material elástico.

### 6.2 Acoplamento Hidro-Mecânico (Poroelástico)

Para validar o acoplamento hidro-mecânico é tomado o exemplo do adensamento unidimensional de uma coluna de material poroso saturado e inicialmente sem excessos de pressão de poros<sup>64</sup>. A coluna de material tem espessura  $L$  e sua base está assentada sobre uma camada de material rígido e impermeável (Figura 30). Um carregamento constante é aplicado subitamente no topo da camada, que se encontra sobre condições drenadas. As condições de contorno são, portanto,  $\sigma_{zz} = -p^*H(t)$  e  $p = 0$  em  $z = 0$ , e  $u_z = 0$  e  $\partial p / \partial z = 0$  em  $z = L$ . Não são considerados efeitos térmicos e químicos.

Sob condições uniaxiais, as equações que governam a difusão de pressão e os deslocamentos verticais num problema poroelástico são expressas, respectivamente, como:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - c^f \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (6.1)$$

$$\frac{2G(1-\nu)}{1-2\nu} \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} - \alpha \frac{\partial p}{\partial z} = 0 \quad (6.2)$$

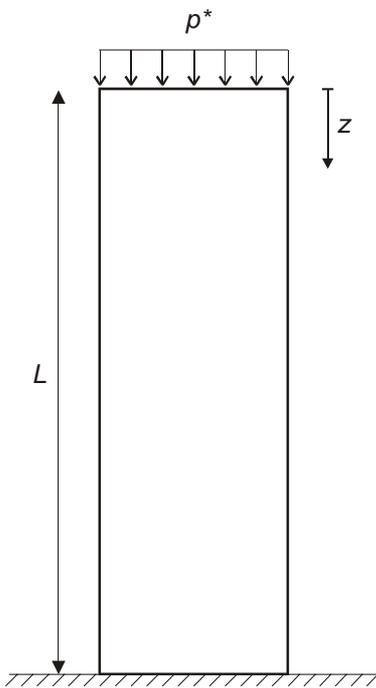


Figura 30 – Coluna poroelástica

As soluções das equações (6.1) e (6.2), utilizando as condições de contorno descritas acima, são apresentadas em Detournay & Cheng<sup>64</sup>. A difusividade hidráulica  $c^f$  do meio poroso é expressa como:

$$c^f = \frac{2kGB^2(1-\nu)(1+\nu_u)^2}{9\mu(1-\nu_u)(\nu_u-\nu)} \quad (6.3)$$

Algumas relações entre as constantes poroelásticas são apresentadas no apêndice A.

A pressão de poros e o deslocamento gerados sob condições não drenadas logo após a aplicação do carregamento, são expressos respectivamente pelas equações:

$$p^u = \frac{\eta p^*}{GS} \quad (6.4)$$

$$u_z^u = \frac{p^* L(1-2\nu_u)}{2G(1-\nu_u)}(1-\tilde{\lambda}) \quad (6.5)$$

onde  $S$  é o coeficiente de armazenamento.

As soluções para os campos de pressão de poros e deslocamento são expressas em termos das variáveis adimensionais  $\tilde{\lambda} = z/L$  e  $\zeta = c^f t/4L^2$ :

$$p = p^u (1 - F_1(\tilde{\lambda}, \zeta)) \quad (6.6)$$

$$u = u_z^u + \frac{p^* L(\nu_u - \nu)}{2G(1-\nu)(1-\nu_u)} F_2(\tilde{\lambda}, \zeta) \quad (6.7)$$

onde

$$F_1(\tilde{\lambda}, \zeta) = 1 - \sum_{m=1,3,\dots}^{\infty} \frac{4}{m\pi} \operatorname{sen}\left(\frac{m\pi\tilde{\lambda}}{2}\right) \exp(-m^2\pi^2\zeta) \quad (6.8)$$

$$F_2(\tilde{\lambda}, \zeta) = \sum_{m=1,3,\dots}^{\infty} \frac{8}{m^2\pi^2} \cos\left(\frac{m\pi\tilde{\lambda}}{2}\right) (1 - \exp(-m^2\pi^2\zeta)) \quad (6.9)$$

A malha de elementos finitos utilizada para a modelagem numérica é constituída de 8 elementos isoparamétricos quadrilaterais com 4 nós (Figura 31), com interpolação igual para deslocamentos ( $\mathbf{U}$ ) e pressão de poros ( $\mathbf{P}$ ). Além disso, é utilizada quadratura de Gauss de  $2 \times 2$  pontos e estado plano de deformação. Os dados utilizados na modelagem numérica estão listados na Tabela

1, enquanto os dados utilizados na modelagem analítica são listados na Tabela 2. A comparação entre os resultados obtidos com a solução numérica e com a solução analítica são mostrados na Figura 32 e na Figura 33, onde são mostradas as evoluções ao longo do tempo da pressão de poros na base e do deslocamento no topo da coluna, respectivamente. A excelente concordância entre os resultados indica que o modelo consegue representar bem o acoplamento hidro-mecânico.

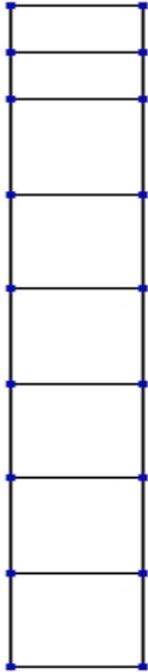


Figura 31 – Malha utilizada na modelagem poroelástica numérica da coluna

Tabela 1 – Dados usados na simulação poroelástica numérica

<u>Variável</u>	<u>Valor (unidade)</u>
Módulo de Young drenado, $E$	$1.44 \times 10^{10}$ (Pa)
Coefficiente de Poisson drenado, $\nu$	0.2
Módulo de deform. volumétrica dos grãos, $K_s$	$3.6 \times 10^{10}$ (Pa)
Módulo de deform. volumétrica do fluido de poros, $K_f$	$2.887 \times 10^9$ (Pa)
Porosidade, $n$	0.19
Viscosidade dinâmica do fluido de poros, $\mu$	$1 \times 10^{-3}$ (Pa · s)
Permeabilidade intrínseca da rocha, $k$	$1.9 \times 10^{-3}$ (m <sup>2</sup> )
Carregamento, $p^*$	$1 \times 10^6$ (Pa)
Altura da coluna, $L$	7 (m)
Incremento de tempo, $\Delta t$	1 (s)

Tabela 2 – Dados usados na simulação poroelástica analítica

Variável	Valor (unidade)
Módulo de cisalhamento, $G$	$6 \times 10^9$ (Pa)
Módulo de deform. volumétrica drenado, $K$	$8 \times 10^9$ (Pa)
Coefficiente de Biot, $\alpha$	0.778
Módulo de deform. volumétrica não drenado, $K_u$	$1.536 \times 10^{10}$ (Pa)
Coefficiente de Poisson não drenado, $\nu_u$	0.327
Coefficiente de Skempton, $B$	0.616
Difusividade hidráulica, $c^f$	$1.584$ ( $\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ )
Coefficiente poroelástico de tensões, $\eta$	0.292
Coefficiente de armazenamento, $S$	$1.199 \times 10^{-10}$ ( $\text{Pa}^{-1}$ )
Pressão de poros não drenada, $p^u$	$4.053 \times 10^5$ (Pa)
Deslocamento não drenado, $u_z^u$	$2.996 \times 10^{-4}$ (m)

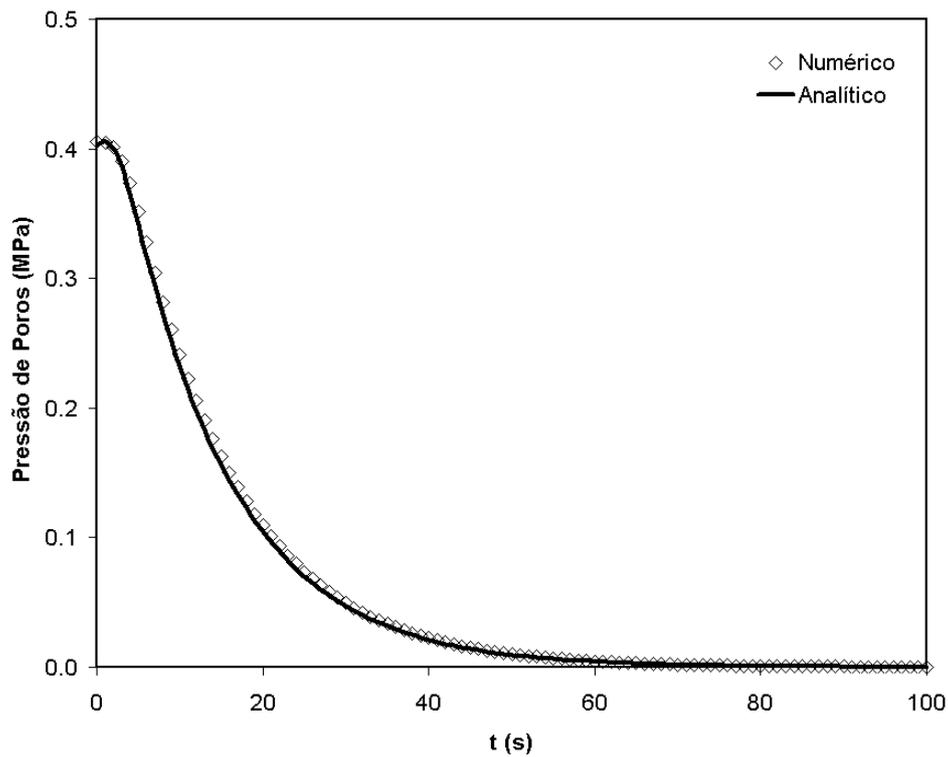


Figura 32 – Pressão de poros na base da coluna

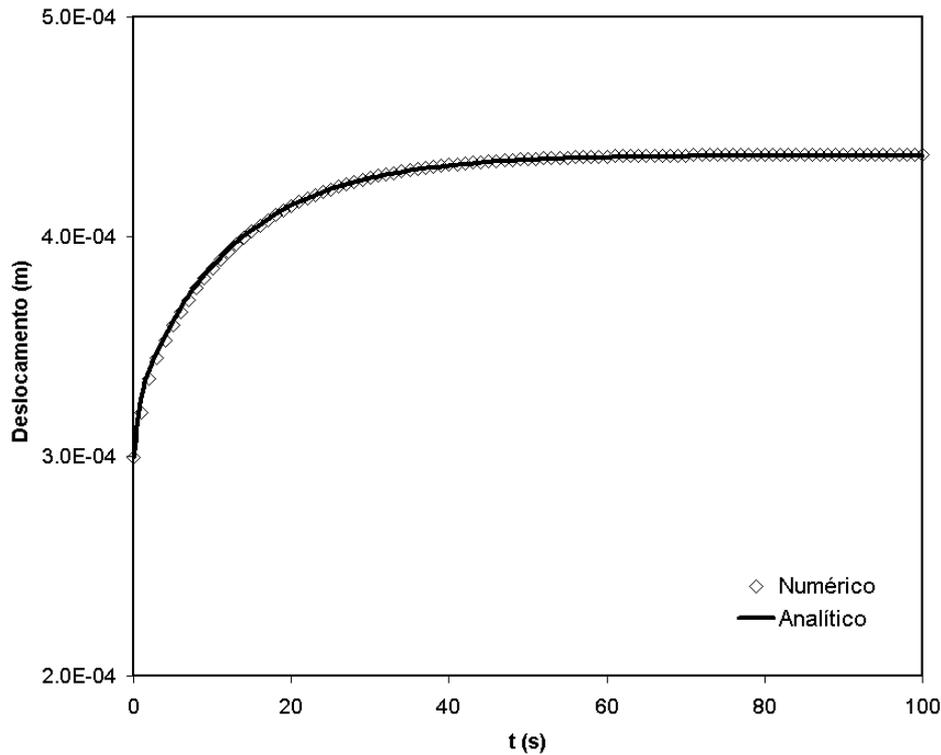


Figura 33 – Deslocamento no topo da coluna

### 6.3 Acoplamento Termo-Poroelástico

O acoplamento termo-poroelástico foi validado em duas etapas. Na primeira, foi reproduzido um exemplo de Chen & Ewy<sup>125</sup>, no qual é analisada uma seção de um poço vertical perfurado em folhelho em uma bacia sedimentar onde as tensões horizontais *in situ* são iguais em magnitude. Além disso, a pressão utilizada na perfuração do poço é igual em magnitude à pressão de poros da rocha. E, a temperatura do fluido de perfuração é maior do que a temperatura da formação, de modo que é estabelecida uma diferença inicial  $\Delta T = T_m - T_{sh} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Sob essas condições, os excessos de pressão de poros gerados são devidos unicamente aos efeitos térmicos, não contribuindo o efeito Skempton e a difusão de pressão devido ao gradiente hidráulico. Também não são considerados efeitos químicos entre o fluido de perfuração e o folhelho. Na Tabela 3 são listados os dados utilizados na modelagem.

Nesta etapa foi possível utilizar apenas a solução analítica, devido à impossibilidade de configurar na solução numérica os dados de entrada descritos

por Chen & Ewy<sup>125</sup>, já que esses autores não tomaram o cuidado de verificar a dependência entre alguns parâmetros termo-poroelásticos.

Tabela 3 – Dados usados na validação termo-poroelástica

<u>Variável</u>	<u>Valor (unidade)</u>
Tensões in situ, $\sigma_v, \sigma_H, \sigma_h$	26.21, 20.36, 20.36 (MPa)
Pressão de poros inicial, $p_{sh}$	12.44 (MPa)
Pressão do fluido de perfuração, $p_m$	12.44 (MPa)
Raio do poço, $a$	0.10 (m)
Inclinação do poço, $\varpi$	0 (°)
Rotação em relação a $\sigma_H$ , $\varphi$	0 (°)
Módulo de Young drenado, $E$	3336 (MPa)
Coeficiente de Poisson drenado, $\nu$	0.3
Coeficiente de Poisson não drenado, $\nu_u$	0.46
Coeficiente de Biot, $\alpha$	0.99
Difusividade hidráulica, $c^f$	$7.15 \times 10^{-9}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )
Difusividade térmica, $c^T$	$7.15 \times 10^{-7}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )
Porosidade, $n$	0.3
Coef. exp. térmica vol. da matriz do folhelho, $\alpha_m^T$	$9 \times 10^{-5}$ (°C <sup>-1</sup> )
Coef. exp. térmica vol. do fluido de poros, $\alpha_f^T$	$5 \times 10^{-4}$ (°C <sup>-1</sup> )
Coef. de deformação volumétrica do fluido de poros, $K_f$	2200 (MPa)
Viscosidade dinâmica do fluido de poros, $\mu$	$1 \times 10^{-3}$ (Pa · s)

Os resultados mostrados na Figura 34 são apresentados em termo das variáveis adimensionais  $p_d$ ,  $r_d$  e  $t_d$  expressas como:

$$p_d = \frac{p}{c^{fT} \Delta T} \quad (6.10)$$

$$r_d = \frac{a}{r} \quad (6.11)$$

$$t_d = \frac{c^f t}{a^2} \quad (6.12)$$

onde o coeficiente de acoplamento termo-hidráulico  $c^{fT}$  é expresso como:

$$c^{fT} = c^f \frac{\mu}{k} \left[ \frac{2\alpha(1-2\nu)\alpha_m^T}{3(1-\nu)} - (\alpha_m^T - \alpha_f^T)n \right] \quad (6.13)$$

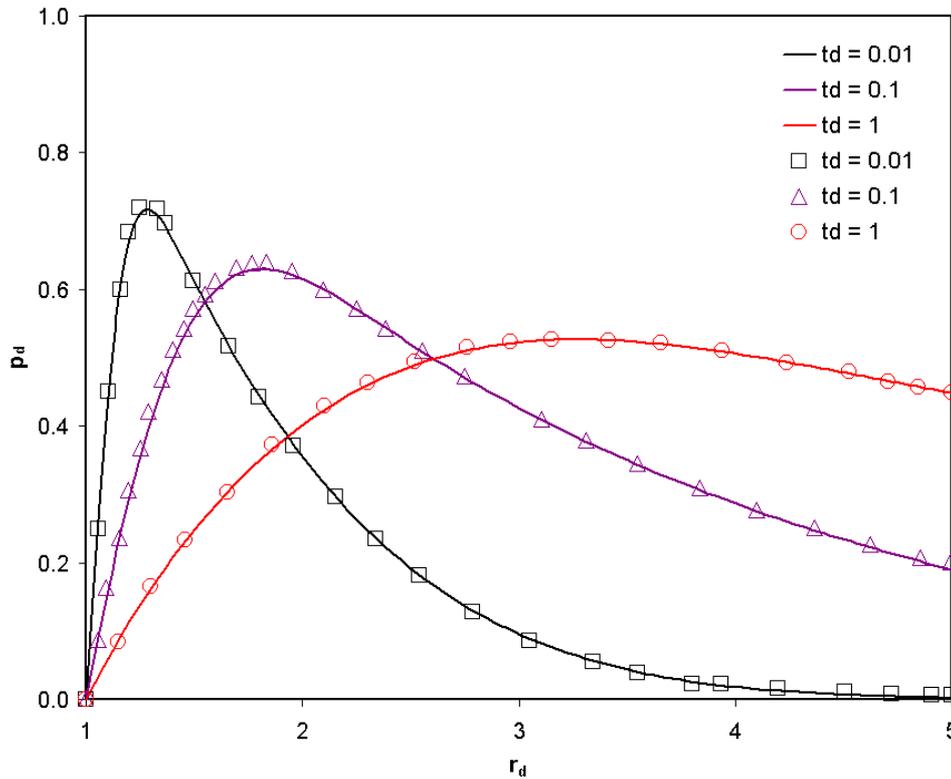


Figura 34 – Comparação entre os resultados obtidos com o modelo desenvolvido neste trabalho (curvas) e os obtidos por Chen & Ewy<sup>125</sup> (pontos)

Ao comparar os resultados na Figura 34 verifica-se que o modelo desenvolvido neste trabalho, utilizando a formulação analítica, consegue modelar corretamente o acoplamento termo-poroelástico. Devido à expansão diferencial entre a matriz da rocha e o fluido de poros ocorre uma considerável elevação da pressão de poros, que gradativamente vai se dissipando com o passar do tempo.

Na segunda etapa, foram comparados os resultados da solução analítica, já validada na etapa anterior, com os resultados obtidos com a solução numérica, a fim de verificar se esta consegue representar corretamente o acoplamento termo-poroelástico. Na Tabela 4 são listados os parâmetros usados na simulação numérica, enquanto na Tabela 5 os parâmetros equivalentes, usados na simulação analítica.

A malha de elementos finitos utilizada na simulação numérica é constituída por 420 elementos quadrilaterais (Figura 35) isoparamétricos de 8 nós com interpolação igual para deslocamentos ( $\mathbf{U}$ ), pressão de poros ( $\mathbf{P}$ ) e temperatura ( $\mathbf{T}$ ). Além disso, é utilizada quadratura de Gauss de  $3 \times 3$  pontos e estado plano de deformação. A extensão máxima abrange uma região de influência de 10 raios do poço.

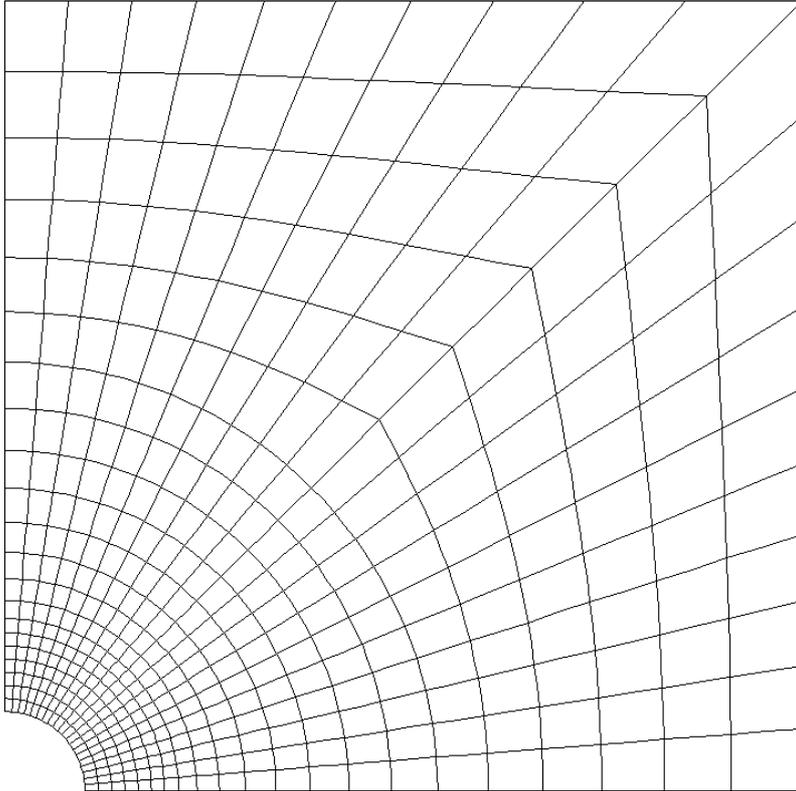


Figura 35 – Malha utilizada na simulação termo-poroelástica numérica

Tabela 4 – Dados usados na simulação termo-poroelástica numérica

<u>Variável</u>	<u>Valor (unidade)</u>
Tensões in situ, $\sigma_V, \sigma_H, \sigma_h$	26.21, 20.36, 20.36 (MPa)
Pressão de poros inicial, $p_{sh}$	12.44 (MPa)
Pressão do fluido de perfuração, $p_m$	12.44 (MPa)
Temperatura inicial do folhelho, $T_{sh}$	60 (°C)
Temperatura do fluido de perfuração, $T_m$	85 (°C)
Raio do poço, $a$	0.10 (m)
Inclinação do poço, $\varpi$	0 (°)
Rotação em relação a $\sigma_H$ , $\varphi$	0 (°)
Módulo de Young drenado, $E$	1850 (MPa)
Coefficiente de Poisson drenado, $\nu$	0.22
Permeabilidade intrínseca, $k$	$1 \times 10^{-20}$ (m <sup>2</sup> )
Módulo de deformação vol. dos grãos, $K_s$	34000 (MPa)
Módulo de deformação vol. do fluido de poros, $K_f$	2200 (MPa)
Porosidade, $n$	0.3
Viscosidade dinâmica do fluido de poros, $\mu$	$1 \times 10^{-3}$ (Pa · s)
Massa específica do fluido de poros, $\rho_f$	1000 (kg · m <sup>3</sup> )
Massa específica dos grãos, $\rho_s$	2700 (kg · m <sup>3</sup> )
Coef. exp. térmica vol. da matriz do folhelho, $\alpha_m^T$	$9 \times 10^{-5}$ (°C <sup>-1</sup> )
Coef. exp. térmica vol. do fluido de poros, $\alpha_f^T$	$5 \times 10^{-4}$ (°C <sup>-1</sup> )
Capacidade térmica dos grãos, $c_s$	756.055 (J · kg <sup>-1</sup> · K <sup>-1</sup> )
Capacidade térmica do fluido de poros, $c_f$	4179 (J · kg <sup>-1</sup> · K <sup>-1</sup> )
Condutividade térmica dos grãos, $k_s^T$	1.845 (W · m <sup>-1</sup> · K <sup>-1</sup> )
Condutividade térmica do fluido de poros, $k_f^T$	0.613 (W · m <sup>-1</sup> · K <sup>-1</sup> )

Tabela 5 – Dados usados na simulação termo-poroelástica analítica

Variável	Valor (unidade)
Tensões in situ, $\sigma_V, \sigma_H, \sigma_h$	26.21, 20.36, 20.36 (MPa)
Pressão de poros inicial, $p_{sh}$	12.44 (MPa)
Pressão do fluido de perfuração, $p_m$	12.44 (MPa)
Temperatura inicial do folhelho, $T_{sh}$	60 (°C)
Temperatura do fluido de perfuração, $T_m$	85 (°C)
Raio do poço, $a$	0.10 (m)
Inclinação do poço, $\varpi$	0 (°)
Rotação em relação a $\sigma_H$ , $\varphi$	0 (°)
Módulo de Young drenado, $E$	1850 (MPa)
Coefficiente de Poisson drenado, $\nu$	0.22
Permeabilidade intrínseca, $k$	$1 \times 10^{-20}$ (m <sup>2</sup> )
Módulo de deformação vol. do fluido de poros, $K_f$	2200 (MPa)
Porosidade, $n$	0.3
Viscosidade dinâmica do fluido de poros, $\mu$	$1 \times 10^{-3}$ (Pa · s)
Coef. exp. térmica vol. da matriz do folhelho, $\alpha_m^T$	$9 \times 10^{-5}$ (°C <sup>-1</sup> )
Coef. exp. térmica vol. do fluido de poros, $\alpha_f^T$	$5 \times 10^{-4}$ (°C <sup>-1</sup> )
Difusividade térmica, $c^T$	$5.5 \times 10^{-7}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )
Coefficiente de Biot, $\alpha$	0.968
Difusividade hidráulica, $c^f$	$1.669 \times 10^{-8}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )

A comparação dos resultados obtidos com a solução numérica com os obtidos com a solução analítica são apresentados na Figura 36 e na Figura 37 que mostram a difusão de temperatura para o interior do folhelho e a conseqüente elevação da pressão de poros, respectivamente. Em ambos os casos, a excelente concordância de resultados mostra que o modelo desenvolvido consegue representar o acoplamento termo-poroelástico tanto com a solução analítica quanto com a solução numérica.

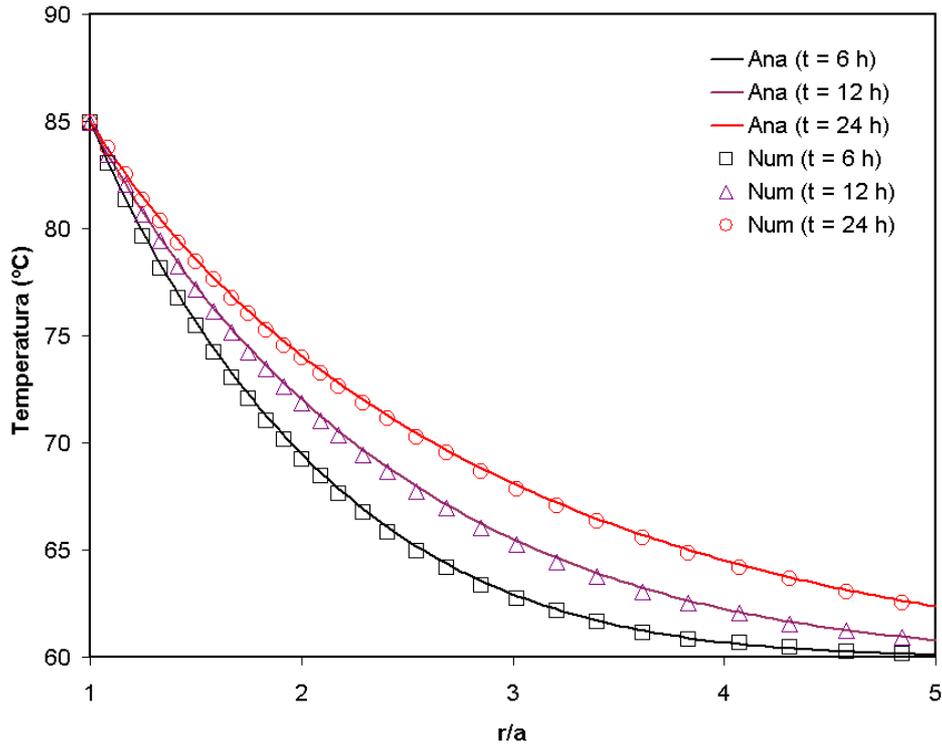


Figura 36 – Difusão de temperatura para o interior do folhelho

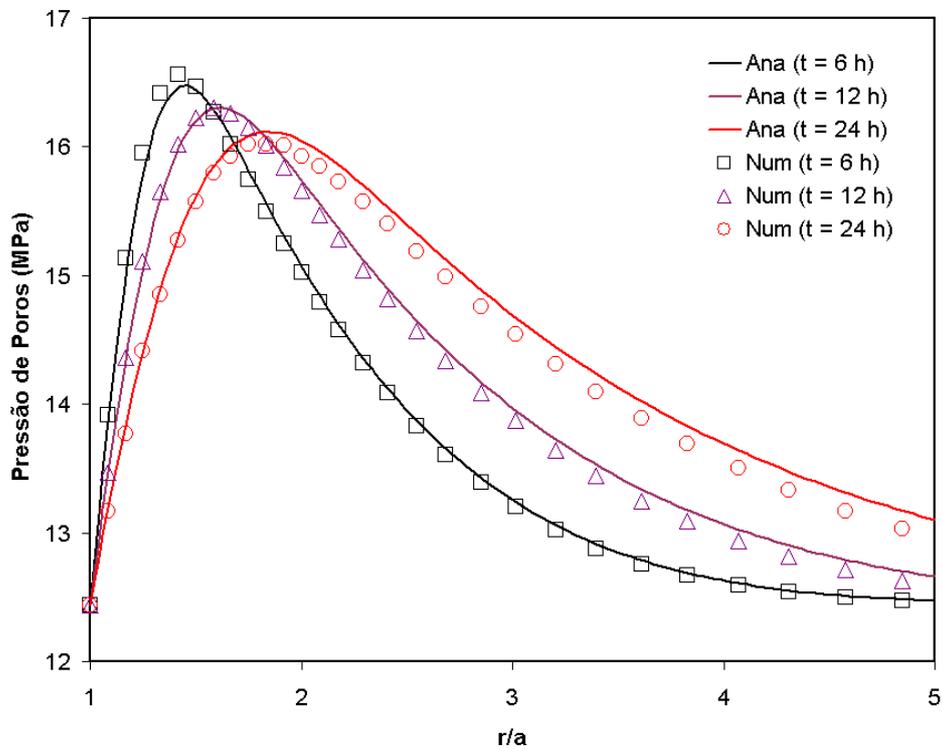


Figura 37 – Elevação da pressão de poros no interior do folhelho devido ao aumento de temperatura

## 6.4 Acoplamento Químico-Poroelástico

O acoplamento químico-poroelástico é validado através da reprodução dos resultados de um ensaio experimental onde são aplicados gradientes de pressão e de concentração sobre uma amostra de folhelho<sup>45</sup>. Para reproduzir esse ensaio são utilizadas a solução analítica unidimensional apresentada no apêndice E e a solução numérica apresentada no capítulo 4, assumindo que não há gradiente térmico presente, nem tampouco inchamento químico.

O ensaio consiste em dispor uma amostra cilíndrica de folhelho num equipamento com características semelhantes à configuração oedométrica. A amostra de folhelho separa dois reservatórios, um superior e outro inferior, que são preenchidos com fluidos. Inicialmente, a amostra de folhelho e os reservatórios encontram-se sob mesma pressão (0.4 MPa) e concentração de soluto ( $0 \text{ kg/m}^3$ ).

Na primeira etapa do ensaio é aplicado um gradiente de pressão sobre a amostra por meio da elevação quase instantânea da pressão no reservatório superior de 0.4 para 2.1 MPa, que provoca uma difusão de pressão através da amostra de folhelho do reservatório superior para o inferior. Esta etapa é encerrada quando a pressão no reservatório inferior alcança o mesmo valor da pressão do reservatório superior.

Logo em seguida, é iniciada a segunda etapa, que consiste em aplicar um gradiente químico sobre a amostra. Este gradiente é obtido através da substituição quase instantânea da água do reservatório superior por uma solução salina de concentração conhecida ( $459 \text{ kg/m}^3$ ). Devido ao gradiente químico estabelecido e à característica de membrana semipermeável do folhelho, é gerado um fluxo osmótico do reservatório inferior para o superior, reduzindo a pressão no reservatório inferior.

Os dados utilizados na simulação numérica são listados na Tabela 6, enquanto os dados utilizados na simulação analítica são listados na Tabela 7. A malha utilizada na simulação numérica (Figura 38) é constituída por 19 elementos quadrilaterais isoparamétricos de 8 nós, com interpolação igual para deslocamentos (**U**), pressão de poros (**P**) e concentração (**C**). A quadratura de Gauss utilizada é de  $3 \times 3$ . O elemento inferior representa um material fictício

com permeabilidade e porosidade muito maiores do que as da amostra de folhelho (representada pelos demais elementos). Este artifício é utilizado para obter uma distribuição uniforme de pressão na base da malha, que corresponde ao local das medidas de pressão no experimento.

Tabela 6 – Dados usados na simulação químico-poroelástica numérica

<u>Variável</u>	<u>Valor (unidade)</u>
Módulo de Young drenado, $E$	330 (MPa)
Coeficiente de Poisson drenado, $\nu$	0.22
Permeabilidade intrínseca, $k$	$6 \times 10^{-20}$ (m <sup>2</sup> )
Porosidade, $n$	0.4041
Coef. de deformação volumétrica do fluido de poros, $K_f$	2200 (MPa)
Viscosidade dinâmica do fluido de poros, $\mu$	$1 \times 10^{-3}$ (Pa · s)
Módulo de deform. volumétrica dos grãos, $K_s$	3600 (MPa)
Temperatura, $T$	22 (°C)
Coeficiente de reflexão, $\mathfrak{R}$	0.04
Coeficiente de dissociação do soluto (CaCl <sub>2</sub> ), $d$	2.601
Massa molar do soluto (CaCl <sub>2</sub> ), $M_s$	0.111 (kg · mol <sup>-1</sup> )
Coeficiente efetivo de difusão do soluto, $D_e^C$	$5 \times 10^{-11}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )
Coeficiente de retardamento, $R_d$	1.0
Dispersividade longitudinal, $\alpha_L^C$	0.0025 (m)
Massa específica do fluido de poros, $\rho_f$	1000 (kg · m <sup>-3</sup> )
Dispersividade transversal, $\alpha_T^C$	0.00025 (m)
Altura da amostra, $L$	0.01572 (m)

Tabela 7 – Dados usados na simulação químico-poroelástica analítica

<u>Variável</u>	<u>Valor (unidade)</u>
Difusividade hidráulica, $c^f$	$3.18 \times 10^{-8}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )
Porosidade, $n$	0.4041
Temperatura, $T$	22 (°C)
Coeficiente de reflexão, $\mathfrak{R}$	0.05
Coeficiente de dissociação do soluto (CaCl <sub>2</sub> ), $d$	2.601
Massa molar do soluto (CaCl <sub>2</sub> ), $M_s$	0.111 (kg · mol <sup>-1</sup> )
Coeficiente efetivo de difusão do soluto, $D_e^C$	$5 \times 10^{-11}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )
Altura da amostra, $L$	0.01572 (m)

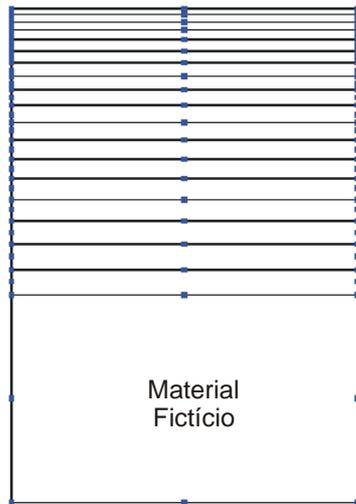


Figura 38 – Malha utilizada na modelagem químico-poroelástica numérica do ensaio

A Figura 39 mostra a comparação entre os resultados experimentais, os resultados obtidos com a solução analítica e os resultados obtidos com a solução numérica. É importante ressaltar que as condições de contorno entre ambas as formulações são diferentes. Enquanto a solução analítica adota uma configuração semi-infinita do problema unidimensional, a solução numérica considera uma configuração finita. Apesar dessas diferenças, observa-se que há uma concordância muito boa entre os três tipos de resultados, o que mostra que o modelo desenvolvido consegue representar com ótima aproximação o acoplamento químico-poroelástico do comportamento geomecânico de folhelhos. Além disso, a solução analítica demonstra o mesmo potencial da solução numérica e, portanto, pode ser utilizada na retroanálise de ensaios para a obtenção dos parâmetros de transporte de massa sem incorrer em erros significativos.

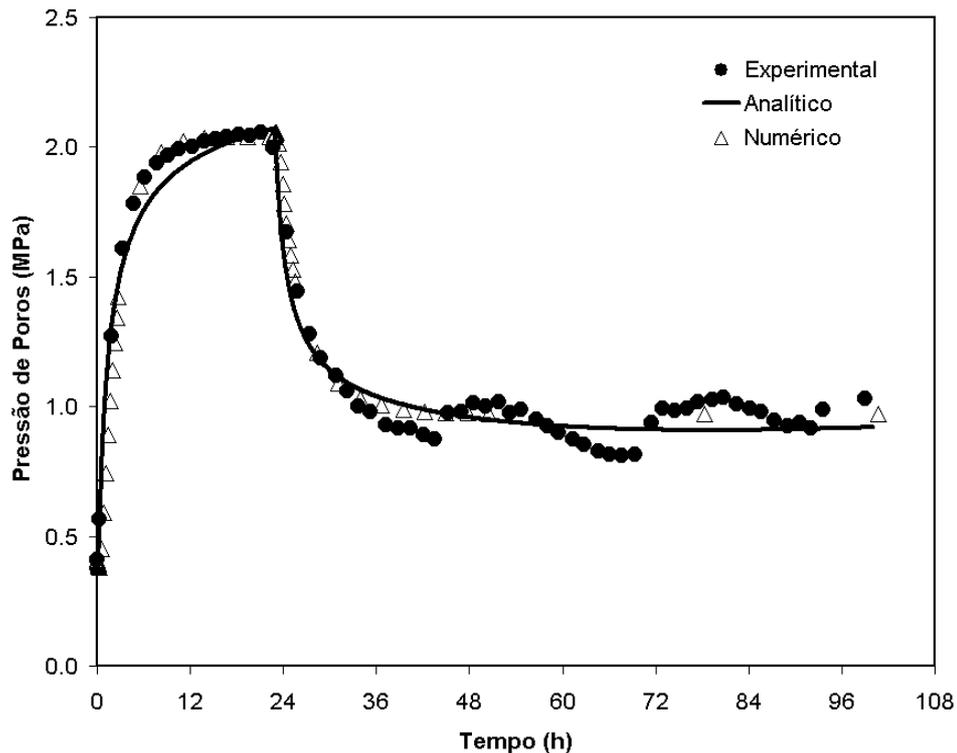


Figura 39 – Comparação entre os resultados experimentais, numéricos e analíticos do problema químico-poroelástico

## 6.5 Acoplamento Termo-Químico-Poroelástico

Nesta seção são comparados os resultados da solução analítica com a solução numérica do modelo termo-químico-poroelástico desenvolvido. Para tanto, foi selecionado um caso semelhante ao da validação termo-poroelástica, no qual foram incorporados os efeitos químicos através imposição de um gradiente de concentração salina entre o folhelho e o fluido de perfuração. A malha de elementos finitos utilizada é a mesma mostrada na Figura 35, constituída por 420 elementos quadrilaterais (Figura 35) isoparamétricos de 8 nós com interpolação igual para deslocamentos (**U**), pressão de poros (**P**), temperatura (**T**) e concentração (**C**). Além disso, é utilizada quadratura de Gauss de  $3 \times 3$  pontos e estado plano de deformação. A extensão máxima abrange uma região de influência de 10 raios do poço. Os dados de entrada da simulação numérica são listados na Tabela 8 enquanto os dados usados na simulação analítica são listados na Tabela 9.

Tabela 8 – Dados usados na simulação termo-químico-poroelástica numérica

<u>Variável</u>	<u>Valor (unidade)</u>
Tensões in situ, $\sigma_V, \sigma_H, \sigma_h$	26.21, 20.36, 20.36 (MPa)
Pressão de poros inicial, $p_{sh}$	12.44 (MPa)
Pressão do fluido de perfuração, $p_m$	12.44 (MPa)
Temperatura inicial do folhelho, $T_{sh}$	85 (°C)
Temperatura do fluido de perfuração, $T_m$	60 (°C)
Raio do poço, $a$	0.10 (m)
Inclinação do poço, $\varpi$	0 (°)
Rotação em relação a $\sigma_H$ , $\varphi$	0 (°)
Módulo de Young drenado, $E$	1850 (MPa)
Coefficiente de Poisson drenado, $\nu$	0.22
Permeabilidade intrínseca, $k$	$1 \times 10^{-20}$ (m <sup>2</sup> )
Módulo de deformação vol. dos grãos, $K_s$	34000 (MPa)
Módulo de deformação vol. do fluido de poros, $K_f$	2200 (MPa)
Porosidade, $n$	0.3
Viscosidade dinâmica do fluido de poros, $\mu$	$1 \times 10^{-3}$ (Pa · s)
Massa específica do fluido de poros, $\rho_f$	1000 (kg · m <sup>3</sup> )
Massa específica dos grãos, $\rho_s$	2700 (kg · m <sup>3</sup> )
Coef. exp. térmica vol. da matriz do folhelho, $\alpha_m^T$	$9 \times 10^{-5}$ (°C <sup>-1</sup> )
Coef. exp. térmica vol. do fluido de poros, $\alpha_f^T$	$5 \times 10^{-4}$ (°C <sup>-1</sup> )
Capacidade térmica dos grãos, $c_s$	756.055 (J · kg <sup>-1</sup> · K <sup>-1</sup> )
Capacidade térmica do fluido de poros, $c_f$	4179 (J · kg <sup>-1</sup> · K <sup>-1</sup> )
Condutividade térmica dos grãos, $k_s^T$	1.845 (W · m <sup>-1</sup> · K <sup>-1</sup> )
Condutividade térmica do fluido de poros, $k_f^T$	0.613 (W · m <sup>-1</sup> · K <sup>-1</sup> )
Concentração inicial de soluto no folhelho, $C_{sh}$	100 (kg · m <sup>-3</sup> )
Concentração de soluto no fluido de perfuração, $C_m$	200 (kg · m <sup>-3</sup> )
Massa molar do soluto (NaCl), $M_s$	0.0585 (kg · mol <sup>-1</sup> )
Coefficiente de dissociação do soluto, $d$	1.864
Dispersividade longitudinal, $\alpha_L^C$	0.0025 (m)
Dispersividade transversal, $\alpha_T^C$	0.00025 (m)
Coefficiente efetivo de difusão do soluto, $D_e^C$	$2 \times 10^{-10}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )
Coefficiente de reflexão, $\mathfrak{R}$	0.4
Coefficiente de retardamento, $R_d$	1.0
Coefficiente de inchamento, $\omega$	0 (MPa)

Tabela 9 – Dados usados na simulação termo-químico-poroelástica analítica

Variável	Valor (unidade)
Tensões in situ, $\sigma_V, \sigma_H, \sigma_h$	26.21, 20.36, 20.36 (MPa)
Pressão de poros inicial, $p_{sh}$	12.44 (MPa)
Pressão do fluido de perfuração, $p_m$	12.44 (MPa)
Temperatura inicial do folhelho, $T_{sh}$	85 (°C)
Temperatura do fluido de perfuração, $T_m$	60 (°C)
Raio do poço, $a$	0.10 (m)
Inclinação do poço, $\varpi$	0 (°)
Rotação em relação a $\sigma_H$ , $\varphi$	0 (°)
Módulo de Young drenado, $E$	1850 (MPa)
Coeficiente de Poisson drenado, $\nu$	0.22
Permeabilidade intrínseca, $k$	$1 \times 10^{-20}$ (m <sup>2</sup> )
Módulo de deformação vol. do fluido de poros, $K_f$	2200 (MPa)
Porosidade, $n$	0.3
Viscosidade dinâmica do fluido de poros, $\mu$	$1 \times 10^{-3}$ (Pa · s)
Coef. exp. térmica vol. da matriz do folhelho, $\alpha_m^T$	$9 \times 10^{-5}$ (°C <sup>-1</sup> )
Coef. exp. térmica vol. do fluido de poros, $\alpha_f^T$	$5 \times 10^{-4}$ (°C <sup>-1</sup> )
Difusividade térmica, $c^T$	$5.5 \times 10^{-7}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )
Coeficiente de Biot, $\alpha$	0.968
Massa específica do fluido de poros, $\rho_f$	1000 (kg · m <sup>-3</sup> )
Concentração inicial de soluto no folhelho, $C_{sh}$	100 (kg · m <sup>-3</sup> )
Concentração de soluto no fluido de perfuração, $C_m$	200 (kg · m <sup>-3</sup> )
Massa molar do soluto (NaCl), $M_s$	0.0585 (kg · mol <sup>-1</sup> )
Coeficiente de dissociação do soluto, $d$	1.864
Coeficiente efetivo de difusão do soluto, $D_e^C$	$2 \times 10^{-10}$ (m <sup>2</sup> · s <sup>-1</sup> )
Coeficiente de reflexão, $\Re$	0.4
Coeficiente de inchamento, $\omega$	0 (MPa)

A configuração deste exemplo é tal que os excessos de pressão de poros gerados são única e exclusivamente devidos aos gradientes térmico e químico. Na Figura 40 são apresentados os resultados obtidos para a distribuição de concentração ao redor do poço. Observa-se que à medida que o tempo cresce, ocorre uma lenta penetração da concentração de soluto para o interior do folhelho, o que caracteriza o transporte de soluto por difusão através do meio poroso.

A Figura 41 mostra a distribuição transiente de temperatura no interior do folhelho ao redor do poço. O folhelho sofre um resfriamento, que se propaga lentamente para o seu interior, o que caracteriza o transporte de calor por condução.

Esses dois efeitos se somam para alterar o campo de pressão de poros no interior do folhelho ao redor do poço. O gradiente químico imposto estabelece um fluxo osmótico que atua da rocha para o poço reduzindo assim a pressão de poros, como mostra a Figura 42. Observa-se que, apesar da frente de pressão osmótica obtida com a formulação analítica estar um pouco mais avançada em relação à frente de pressão osmótica obtida com a formulação numérica, a magnitude alcançada é a mesma.

O gradiente térmico estabelecido entre o fluido de perfuração e o folhelho resfria a rocha com o passar do tempo e, em virtude do fluido de poros se contrair mais que a matriz do folhelho ocorre uma redução na pressão de poros que, à medida que o tempo passa, se propaga para o interior da rocha, como mostra a Figura 43.

É interessante notar que o efeito químico é mais proeminente na região mais próxima à parede do poço, enquanto que o efeito térmico se propaga mais adentro do folhelho. Isto pode ser explicado pela diferença entre as velocidades de transporte de soluto e de temperatura, pois enquanto o coeficiente de difusão térmica é da ordem de  $10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$  o coeficiente efetivo de difusão do soluto é da ordem de  $10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$ . Além disso, o transporte de calor não é influenciado pelo efeito membrana, que por sua vez, restringe o transporte de soluto.

Por fim, na Figura 44 são mostrados os impactos dos efeitos térmicos e químicos, agindo conjuntamente, sobre o campo de pressão de poros ao redor do poço. Observa-se que a frente de redução de pressão de poros se desloca para a região próxima à parede do poço e também cresce em magnitude. Os resultados analíticos conseguem obter uma boa aproximação dos resultados numéricos, indicando que a formulação analítica pode ser utilizada sem incorrer em erros significativos e que possam vir a influenciar numa análise de estabilidade de poços.

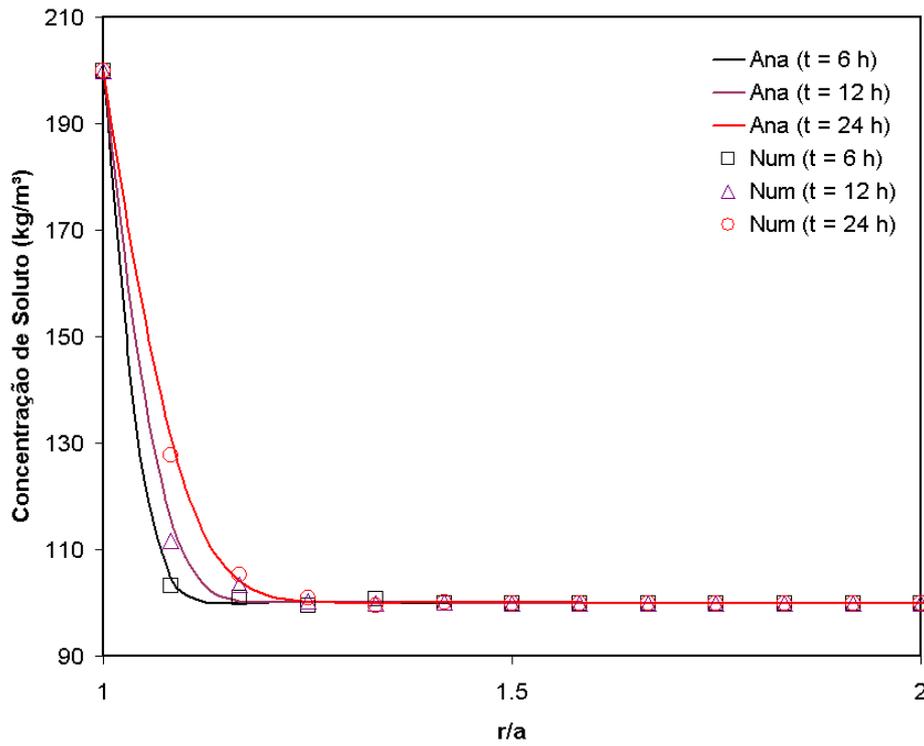


Figura 40 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de concentração de soluto ao redor do poço

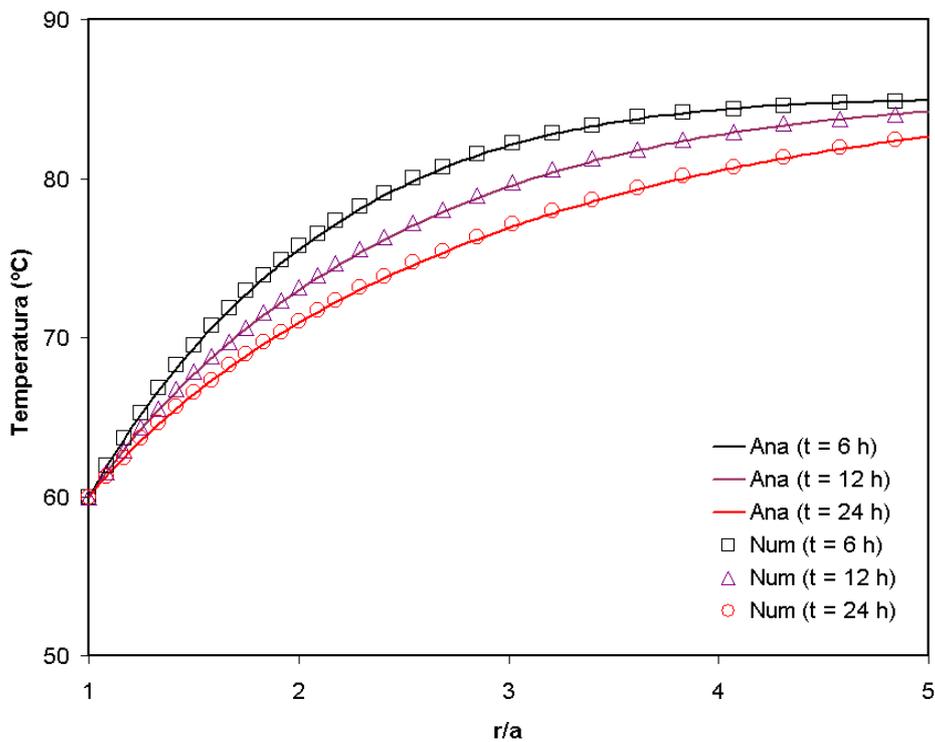


Figura 41 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de temperatura ao redor do poço

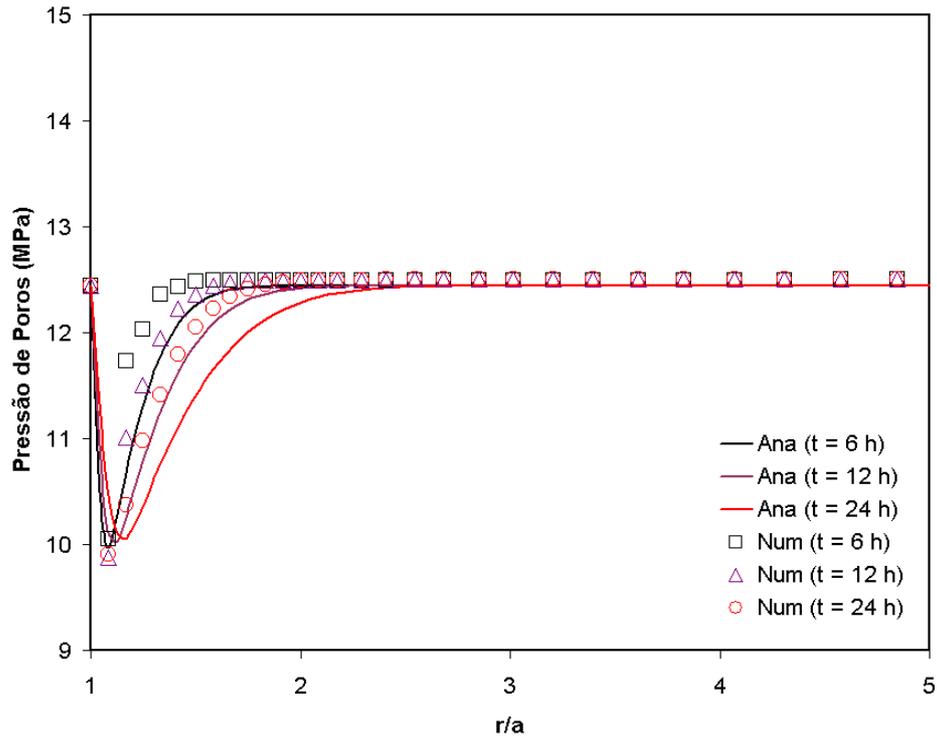


Figura 42 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de pressão de poros considerando efeitos químico-poroelásticos

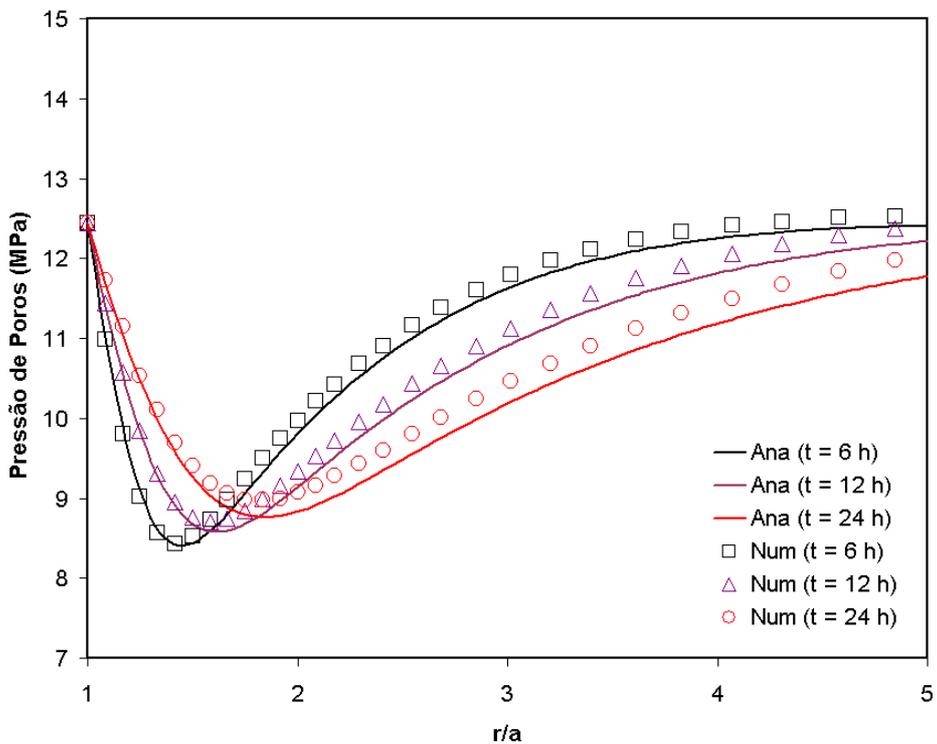


Figura 43 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de pressão de poros considerando efeitos termo-poroelásticos

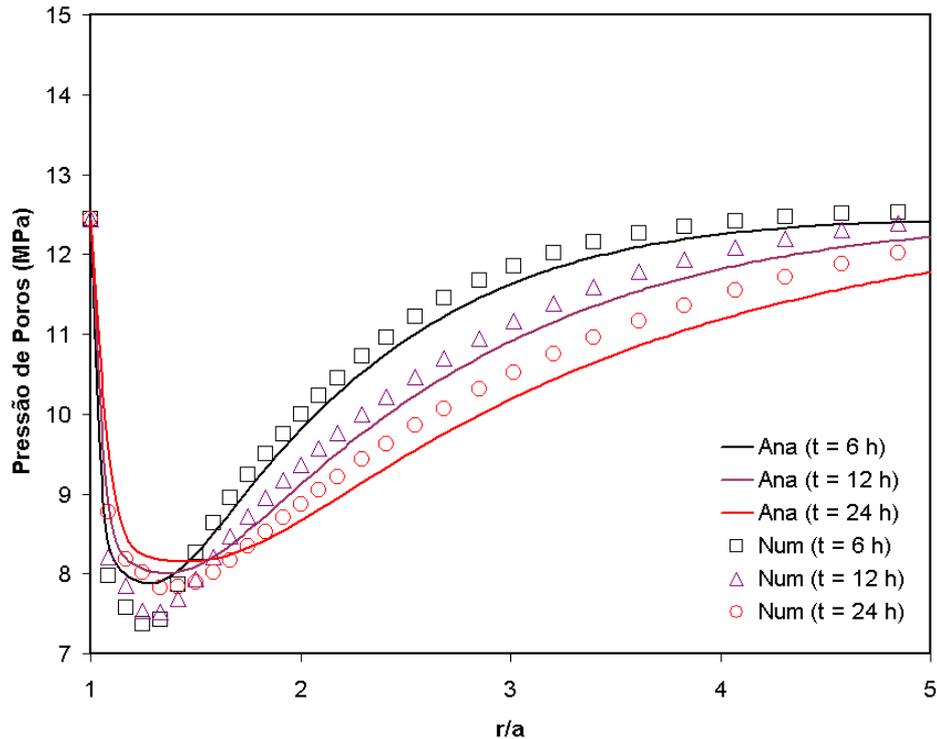


Figura 44 – Comparação entre os resultados numéricos e analíticos para a distribuição de pressão de poros considerando efeitos termo-químico-poroelásticos

## 6.6 Comentários Finais

Em virtude de até o momento não haver registros de um experimento onde todos os efeitos presentes no modelo termo-químico-poroelástico desenvolvido neste trabalho estejam presentes, a validação do mesmo foi realizada em três etapas individuais, onde se procurou verificar os efeitos das forças poroelásticas, térmicas e químicas sobre o campo de pressão de poros, que é o fator fundamental que governa a estabilidade de poços em folhelhos.

Para verificar o acoplamento hidro-mecânico (poroelástico) foi modelada a variação de pressão de poros na base de uma coluna de material sob adensamento unidimensional, ao mesmo tempo em que se verificou o deslocamento do topo da mesma. Nessa modelagem foi considerada a ausência de gradientes de concentração química e também de temperatura. Os resultados obtidos com a solução numérica apresentam excelente concordância com os resultados obtidos com a solução analítica, o que comprova que o modelo desenvolvido consegue representar corretamente o acoplamento poroelástico.

A validação do acoplamento termo-poroelástico foi realizada em duas etapas. Na primeira, foram reproduzidos os resultados de um exemplo recém publicado na literatura, no qual um poço vertical é perfurado em folhelho sob condição balanceada em um ambiente onde as tensões horizontais são iguais, tendo o fluido de perfuração uma temperatura maior que a do folhelho. Além disso, é assumido que não há interações químicas entre o fluido de perfuração e o folhelho. Nessa situação, os excessos de pressão de poros gerados são devidos única e exclusivamente aos efeitos térmicos. Nessa modelagem foi utilizada apenas a formulação analítica, pois, dificuldades na configuração dos dados de entrada impediram a utilização da solução numérica. A concordância entre os resultados obtidos mostrou-se excelente, confirmando a capacidade da solução analítica em representar o acoplamento termo-poroelástico.

Na segunda etapa, foi verificada a capacidade da solução numérica em modelar o acoplamento termo-poroelástico. Para tanto, foi selecionado um exemplo similar ao anterior, no qual todos os dados de entrada para a solução numérica foram compatibilizados com os dados de entrada da solução analítica. Os resultados obtidos mostram uma excelente concordância e verificam que a solução numérica também consegue representar o acoplamento termo-poroelástico.

Em seguida, foi verificado o acoplamento químico-poroelástico. Para tanto, foi selecionado um experimento de laboratório onde são aplicados gradientes de pressão e de concentração química sobre uma amostra de folhelho. Basicamente, esse experimento consiste em gerar uma pressão osmótica na amostra de folhelho de modo a reduzir a pressão de poros no seu interior. Foram realizadas simulações numéricas e analíticas, as quais resultaram numa ótima concordância com os resultados obtidos experimentalmente, comprovando também que o modelo desenvolvido consegue representar o comportamento de membrana semipermeável do folhelho, ou seja, o acoplamento químico-poroelástico.

Por último, foi realizada uma comparação entre os resultados obtidos com a solução numérica e os obtidos com a solução analítica para o caso de um poço perfurado em folhelho, considerando efeitos termo-químico-poroelásticos. O principal objetivo desta comparação foi verificar a concordância de resultados entre ambas as soluções. Os resultados mostraram que a solução analítica consegue representar com boa acurácia os resultados gerados pela solução

numérica, comprovando seu potencial para ser utilizada em análises reais de estabilidade de poços, sem incorrer em erros significativos, pois, apesar de toda a robustez da solução numérica, o tempo requerido para a discretização espacial e temporal, consome um tempo muito grande e que não se dispõe na maioria das vezes em que se analisa a estabilidade de um poço, atualmente realizada até mesmo em tempo real.

## 7

# Estudo de Caso de um Poço Perfurado em Folhelho

### 7.1

#### Introdução

A fim de verificar os impactos dos efeitos termo-químico-poroelásticos na estabilidade de poços em folhelhos é tomado o caso de um poço perfurado em um ambiente de falhamento normal. A análise de estabilidade é executada em grau crescente de complexidade em relação aos efeitos envolvidos no processo.

A primeira etapa da análise é realizada utilizando um modelo elástico de distribuição de tensões ao redor do poço<sup>14, 62</sup> e um critério de ruptura conservador. Nesta etapa, o principal objetivo é determinar a situação mais desfavorável para se perfurar o poço levando em conta sua orientação em relação às tensões *in situ*. Em virtude de em algumas inclinações a janela de estabilidade resultar completamente fechada, é aplicada uma metodologia na qual é possível reduzir as pressões de colapso, através do desenvolvimento de uma área plastificada (rompida) sob controle ao redor do poço. Em seguida, é selecionado um critério de ruptura mais adequado ao comportamento de ruptura do folhelho, que leva em conta a influência da tensão principal intermediária.

Logo após, são incorporados os efeitos poroelásticos, com o objetivo de verificar a variação ao longo do tempo da janela de estabilidade, pois, a que foi obtida com o modelo elástico de distribuição de tensões representa apenas a condição limite, na qual a difusão de pressão do fluido de perfuração para o interior do folhelho já alcançou o regime permanente. E, projetar a janela de estabilidade assumindo esta situação é bastante conservador, podendo gerar resultados que eventualmente indiquem a impossibilidade de atravessar trechos de folhelho com determinadas inclinações e azimutes do poço.

Em seguida, são incorporados apenas os efeitos químicos, a fim de verificar os impactos da geração da pressão osmótica sobre o campo de pressão de poros e de tensões ao redor do poço e, conseqüentemente, sobre a janela de estabilidade. Da mesma forma, são incorporados apenas os efeitos térmicos, de modo a

verificar seus impactos sobre a janela de estabilidade. Por último, é realizada uma análise considerando os efeitos poroelásticos, químicos e térmicos simultaneamente.

## 7.2

### Dados de Entrada

Os valores dos parâmetros utilizados na modelagem são provenientes de trabalhos publicados na literatura que, de uma forma geral, representam valores médios. Na Tabela 10, são apresentados os valores de cada parâmetro assim como a referência de onde foi extraído. É importante notar que alguns parâmetros não são citados diretamente nas referências, mas são sugeridas faixas de valores da sua variação.

Ao todo, são necessários 26 dados de entrada para a aplicação do modelo termo-químico-poroelástico. Além do raio do poço ( $a$ ) e da profundidade vertical, são necessárias 6 (seis) características originais da rocha, tais como as três tensões *in situ* ( $\sigma_v, \sigma_H, \sigma_h$ ), pressão de poros ( $p_{sh}$ ), temperatura ( $T_{sh}$ ) e concentração salina ( $C_{sh}$ ). Como parâmetros geomecânicos são necessários 7 (sete) constantes poroelásticas: módulo de Young ( $E$ ) e coeficiente de Poisson ( $\nu$ ) drenados da rocha, permeabilidade intrínseca ( $k$ ), viscosidade dinâmica do fluido de poros ( $\mu$ ), módulo de deformação volumétrica do fluido de poros ( $K_f$ ), porosidade ( $n$ ) e coeficiente de Biot ( $\alpha$ ); 3 (três) constantes térmicas: coeficiente de expansão térmica volumétrica da matriz da rocha ( $\alpha_m^T$ ), coeficiente de expansão térmica volumétrica do fluido de poros ( $\alpha_f^T$ ) e difusividade térmica ( $c^T$ ); 6 (seis) constantes químicas: massa molar do soluto ( $M_s$ ), coeficiente de reflexão ( $\mathfrak{R}$ ), coeficiente de dissociação do soluto ( $d$ ), massa específica do fluido de poros ( $\rho_f$ ), coeficiente de inchamento ( $\omega$ ) e coeficiente efetivo de difusão do soluto ( $D_e^C$ ); e 2 (dois) parâmetros de resistência: coesão ( $c$ ) e ângulo de atrito ( $\phi$ ).

Nota-se que apesar da grande quantidade de parâmetros necessários ao modelo, a maioria não apresenta grande variabilidade e, portanto, mesmo que não

possam ser determinados direta ou indiretamente, é possível adotar um valor médio sem incorrer em erros significativos.

Tabela 10 – Dados usados na análise de estabilidade

<u>Variável</u>	<u>Valor (unidade)</u>	<u>Referência</u>
Profundidade vertical	2500 (m)	-
Gradiente da tensão vertical, $\sigma_v$	22.60 (kPa/m)	82
Gradiente da tensão horizontal maior, $\sigma_H$	16.73 (kPa/m)	11
Gradiente da tensão horizontal menor, $\sigma_h$	14.02 (kPa/m)	11
Gradiente de pressão de poros, $p_{sh}$	9.79 (kPa/m)	82
Gradiente geotérmico, $T_{sh}$	$4.5 \times 10^{-2}$ (°C/m)	82
Concentração de soluto (NaCl) no folhelho, $C_{sh}$	25.44 (kg/m <sup>3</sup> )	44
Raio do poço, $a$	0.10 (m)	-
Módulo de Young drenado, $E$	2200 (MPa)	39, 40
Coefficiente de Poisson drenado, $\nu$	0.22	39, 40
Permeabilidade intrínseca, $k$	$1 \times 10^{-20}$ (m <sup>2</sup> )	126
Viscosidade dinâmica do fluido de poros, $\mu$	$1 \times 10^{-3}$ (Pa · s)	127
Módulo de def. vol. do fluido de poros, $K_f$	2350 (MPa)	128
Porosidade, $n$	0.36	79
Coefficiente de Biot, $\alpha$	0.84	74
Coef. exp. térmica vol. da matriz do folhelho, $\alpha_m^T$	$8.87 \times 10^{-6}$ (°C <sup>-1</sup> )	50, 129
Coef. exp. térmica vol. do fluido de poros, $\alpha_f^T$	$303 \times 10^{-6}$ (°C <sup>-1</sup> )	130
Difusividade térmica, $c^T$	$5.5 \times 10^{-7}$ (m <sup>2</sup> /s)	50
Massa molar do soluto (NaCl), $M_s$	0.0585 (kg/mol)	127
Coefficiente de reflexão, $\Re$	0.4	131
Coefficiente de dissociação do soluto, $d$	1.864	-
Massa específica do fluido de poros, $\rho_f$	1000 (kg/m <sup>3</sup> )	-
Coefficiente de inchamento, $\omega$	18 (MPa)	80
Coefficiente efetivo de difusão do soluto, $D_e^C$	$1.6 \times 10^{-10}$ (m <sup>2</sup> /s)	111
Coesão, $c$	5.0 (MPa)	39
Ângulo de atrito, $\phi$	28.4 (°)	39

### 7.3 Definição da Trajetória do Poço

A análise de estabilidade de um poço inevitavelmente deve levar em conta a sua orientação em relação às tensões *in situ*. É necessário, portanto, definir uma trajetória para o poço na qual a maior estabilidade seja obtida, levando em conta os fatores geológicos e logísticos do projeto. Os primeiros levam em conta condições naturais da área como fraturas pré-existentes, formações muito fracas e a geometria do reservatório a ser alcançado. O segundo leva em conta, por exemplo, a posição dos poços já existentes e a ligação à plataforma de escoamento.

Assumindo que não há restrições logísticas nem geológicas, foi procedida uma análise da estabilidade do poço em função da inclinação e do azimute. Na Figura 45 é mostrada a distribuição da densidade do fluido de perfuração necessária para garantir que não ocorra a geração de colapsos em nenhum ponto da parede do poço, pois, de acordo com o modelo elástico de distribuição de tensões ao redor do poço, a situação mais crítica está localizada nos pontos situados na sua parede<sup>14</sup>.

Numa análise de estabilidade busca-se obter as maiores pressões admissíveis de fluido de perfuração para a geração de fraturas e as menores para a geração de colapsos. Sendo assim, observa-se que a situação mais confortável em relação aos colapsos é perfurar o poço na direção da tensão horizontal menor, na qual a mínima densidade necessária para manter a estabilidade é 11.52 lb/gal (1 lb/gal equivale a 119.826 kg/m<sup>3</sup>) para inclinações entre 0° e 45°, enquanto que na direção da tensão horizontal maior, é necessária uma densidade mínima de 15.25 lb/gal para evitar a formação de colapsos em inclinações entre 60° e 70°.

De modo similar, na Figura 46 é apresentada a distribuição de densidade de fluido de perfuração necessária para evitar a formação de fraturas na parede do poço. Ao contrário dos colapsos, a direção mais confortável para perfurar o poço é alinhando-o com a tensão horizontal maior. Observa-se que nesta direção, para inclinações entre 45° e 60° é possível perfurar o poço com densidades máximas de fluido de perfuração de 16.06 lb/gal, enquanto que na direção da tensão horizontal menor, a máxima densidade admitida decresce rapidamente com a inclinação do poço, atingindo o limite de 9.65 lb/gal para uma inclinação de 90°.

A fim de mostrar com maior clareza a influência do azimute do poço, foram geradas janelas de estabilidade na direção da tensão horizontal menor e na direção da tensão horizontal maior, variando a inclinação de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ , conforme mostram a Figura 47 e a Figura 48, respectivamente. Observa-se que a janela de estabilidade apresenta um fechamento mais rápido, à medida que a inclinação aumenta, na direção da tensão horizontal menor (azimute do poço igual a  $90^\circ$ ) do que na direção da tensão horizontal maior (azimute do poço igual a  $0^\circ$ ), devido às pressões de colapso atingirem o mesmo valor das pressões de fratura. Isto mostra que é preferível perfurar na direção da tensão horizontal maior.

Entretanto mesmo nessa direção, para inclinações acima de  $70^\circ$ , a janela de estabilidade mostra-se totalmente fechada devido ao fato de que para evitar colapsos seriam necessárias pressões acima da pressão de fratura, o que é totalmente indesejável, pois, ao abrir-se uma fratura ocorre perda de fluido de perfuração para o interior da formação, o que resulta em redução da pressão no interior do poço e conseqüente geração de colapsos, podendo em situações extremas gerar a perda total do poço.

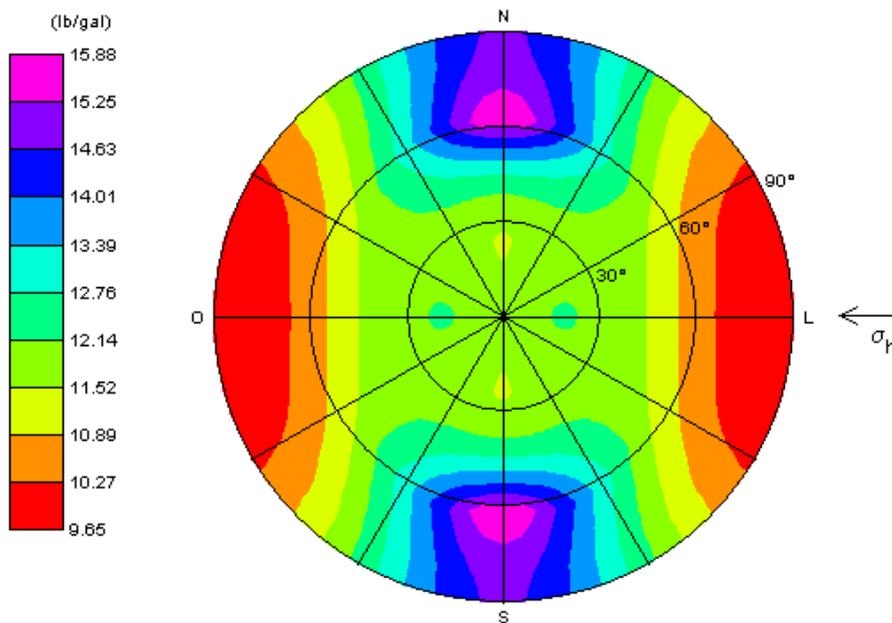


Figura 45 – Densidade de fluido de perfuração, em função do azimute e da inclinação do poço, necessária para evitar a formação de colapso inferior na parede do poço utilizando modelo elástico e condição fluido penetrante

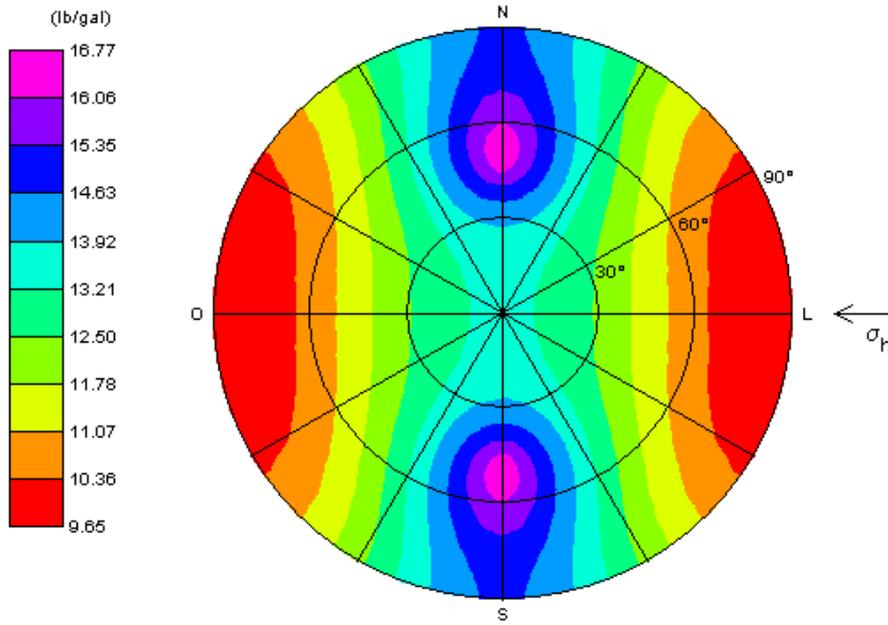


Figura 46 – Densidade de fluido de perfuração, em função do azimute e da inclinação do poço, necessária para evitar a formação de fratura na parede do poço utilizando modelo elástico e condição fluido penetrante

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0212941/CA

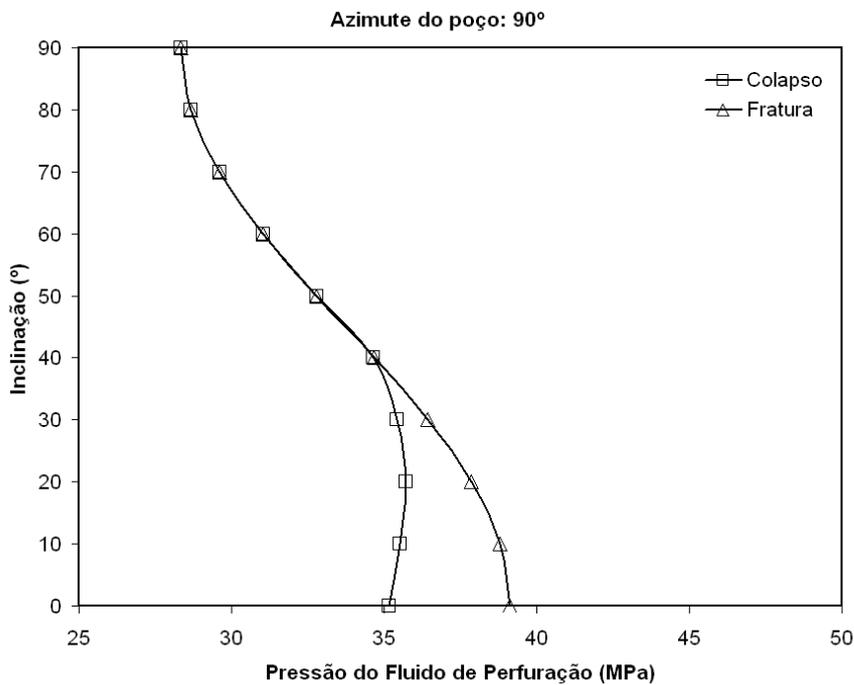


Figura 47 – Variação da janela de estabilidade em função da inclinação do poço perfurado na direção da tensão horizontal menor

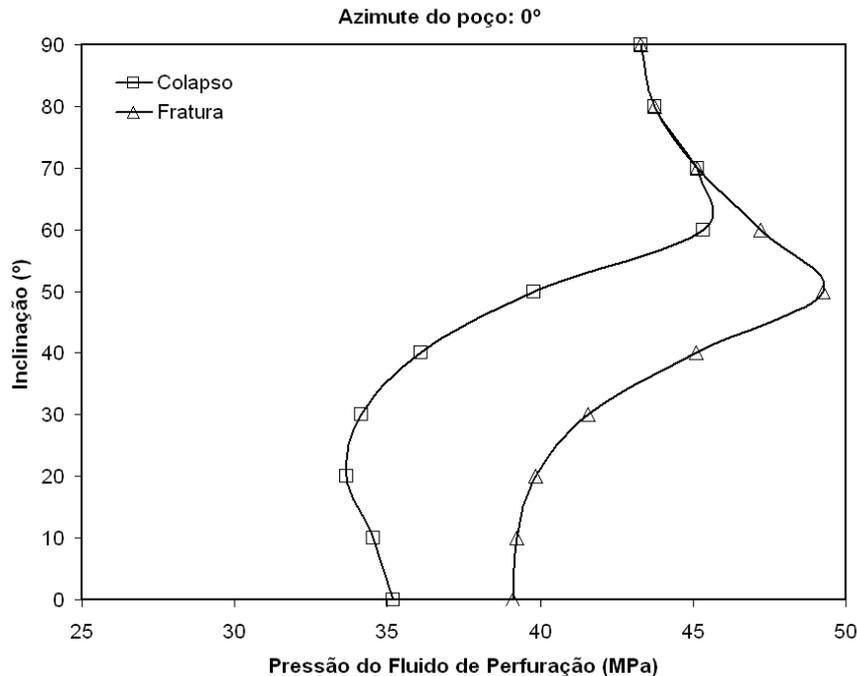


Figura 48 – Variação da janela de estabilidade em função da inclinação do poço perfurado na direção da tensão horizontal maior

Como a janela de estabilidade é definida pela diferença entre as pressões de colapso inferior e de fratura, é recomendável perfurar o poço, nesse trecho de folhelho, com azimutes próximos ao da tensão horizontal maior, pois, nesta direção as pressões de fratura admitidas são as maiores possíveis e as pressões de colapso podem ser reduzidas. Para tanto, é necessário estender a análise em relação aos colapsos para a região vizinha à parede do poço, ou seja, permitir que pontos no interior do folhelho, além dos situados na parede do poço, sofram ruptura por cisalhamento, conforme é realizado na próxima seção.

#### 7.4 Alargamento da Janela de Estabilidade

É possível gerar um alargamento na janela de estabilidade através da redução controlada das pressões de colapso. Esta alternativa tem se mostrado bastante eficiente<sup>132, 133</sup>, pois na realidade, durante a perfuração de um poço ocorrem rupturas por cisalhamento ao redor deste e, desde que estas não sejam demasiadamente grandes, não ocorrem maiores problemas, a não ser um excesso de cascalhos a ser removido pelo fluido de perfuração.

Araújo *et al.*<sup>134, 135</sup> apresentam uma prática metodologia para calcular a área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração. É importante ressaltar que o termo área plastificada refere-se a razão entre a área de rocha ao redor da parede do poço que sofreu ruptura por cisalhamento e área do poço. Para tanto, a rocha ao redor do poço é representada por uma malha constituída por triângulos, conforme mostra a Figura 49. Em cada vértice dos triângulos são calculadas as tensões efetivas e é aplicado o critério de ruptura. Se num determinado triângulo todos os pontos localizados nos seus vértices verificam o critério de ruptura, a área total do triângulo é computada como plastificada. Se apenas um ou dois vértices verificam o critério de ruptura é procedida uma interpolação de modo a computar apenas a parte plastificada. Assim, somando-se todas as áreas plastificadas individuais de cada triângulo, a área total plastificada ao redor do poço é obtida.

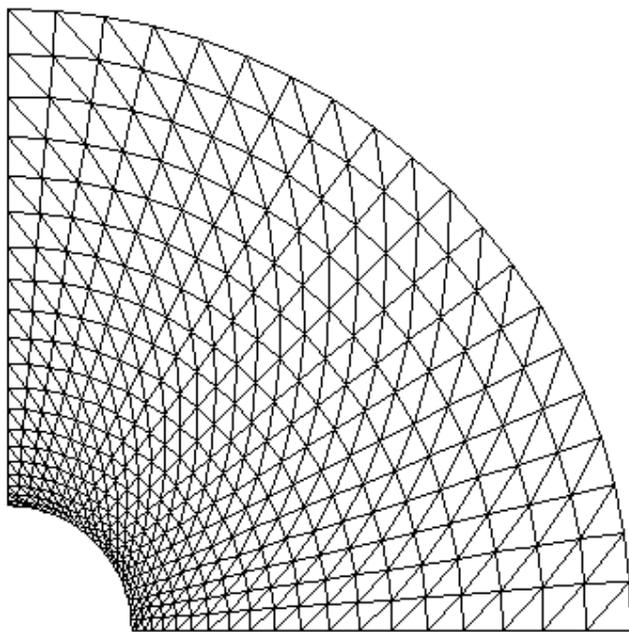


Figura 49 – Malha utilizada para calcular a área plastificada ao redor do poço

Aplicando então essa metodologia para inclinações do poço acima de 50° obtém-se as curvas mostradas na Figura 50. Os pontos na extremidade direita das curvas indicam a pressão de fratura para cada inclinação correspondente. Logo, percebe-se que para uma área plastificada de 15% ao redor do poço é possível obter um aceitável alargamento da janela de estabilidade devido à redução na

pressão de colapso para inclinações entre  $80^\circ$  e  $90^\circ$ . Destaca-se que até aqui foi utilizado o critério de Mohr-Coulomb com *tension cutoff* (descrito no Apêndice F) e o modelo elástico de distribuição de tensões ao redor do poço.

Assim, permitindo uma área plastificada de 15% ao redor do poço para inclinações acima de  $60^\circ$ , a janela de estabilidade assume a forma mostrada na Figura 51. Todavia, tem sido observado que o uso do critério de Mohr-Coulomb para o cálculo das pressões de colapso gera resultados muito conservadores, em virtude de na sua formulação não ser levada em conta a contribuição da tensão intermediária principal. Assim sendo, as pressões de colapso mostradas na Figura 51 possuem um certo grau de segurança, podendo em alguns pontos, onde a influência da tensão intermediária é significativa, apresentar valores ainda menores, como mostra a Figura 52, na qual são apresentadas juntamente com a curva das pressões de fratura as curvas das pressões de colapso obtidas com os critérios de Mohr-Coulomb, Drucker-Prager e Lade-Ewy, todos descritos no apêndice F.

Em relação às pressões de fratura, os três critérios geram os mesmos resultados, pois, o mesmo *tension cutoff* foi adotado para todos. Em relação às pressões de colapso, observa-se que o critério de Mohr-Coulomb gera os resultados mais conservadores. Isso se deve ao fato deste critério não considerar a influência da tensão principal intermediária. Por outro lado, o critério de Drucker-Prager gera os resultados menos conservadores. Isto ocorre porque este critério superestima a influência da tensão intermediária na resistência das rochas. Por último, o critério de Lade-Ewy apresenta resultados intermediários entre os obtidos usando Mohr-Coulomb e Drucker-Prager. Evidências experimentais que comparam vários critérios de ruptura<sup>136</sup>, incluindo os três supracitados, demonstram que o critério de Lade-Ewy é um dos critérios que melhor representa a influência da tensão intermediária sobre a resistência das rochas. Logo, para análises mais conservadoras deve-se optar pelo critério de Mohr-Coulomb, enquanto para análises mais rigorosas deve ser utilizado o critério de Lade-Ewy.

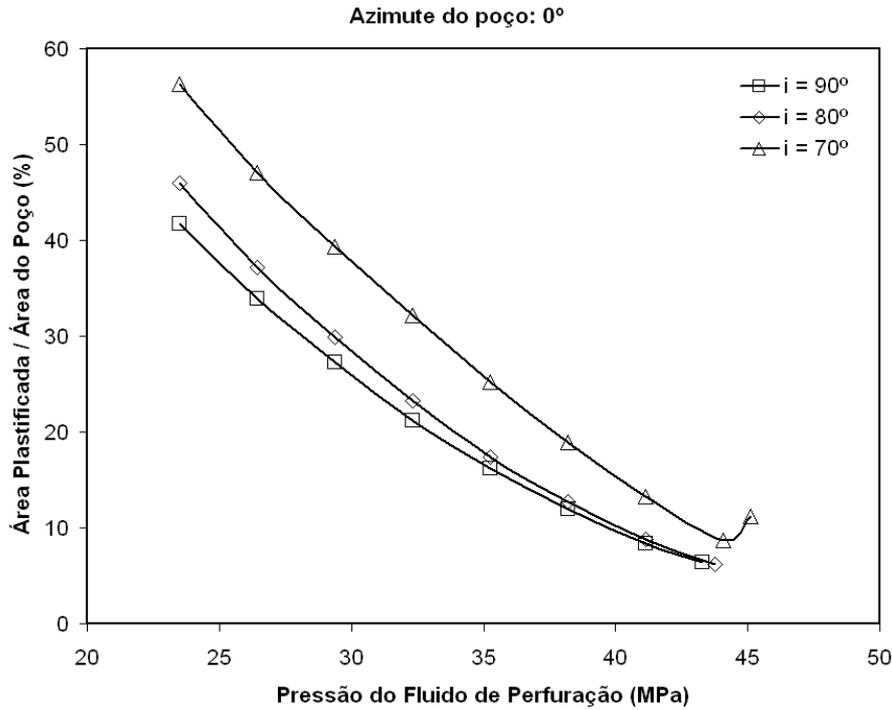


Figura 50 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração

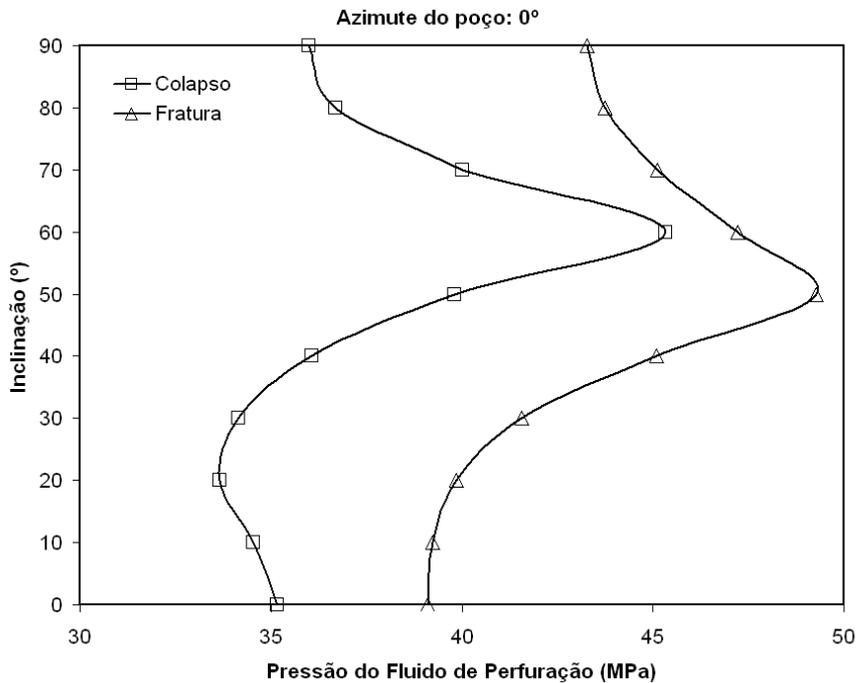


Figura 51 – Variação da janela de estabilidade em função da inclinação do poço perfurado na direção da tensão horizontal maior. Para inclinações acima de 60° as pressões de colapso são calculadas admitindo uma área plastificada de 15% ao redor do poço

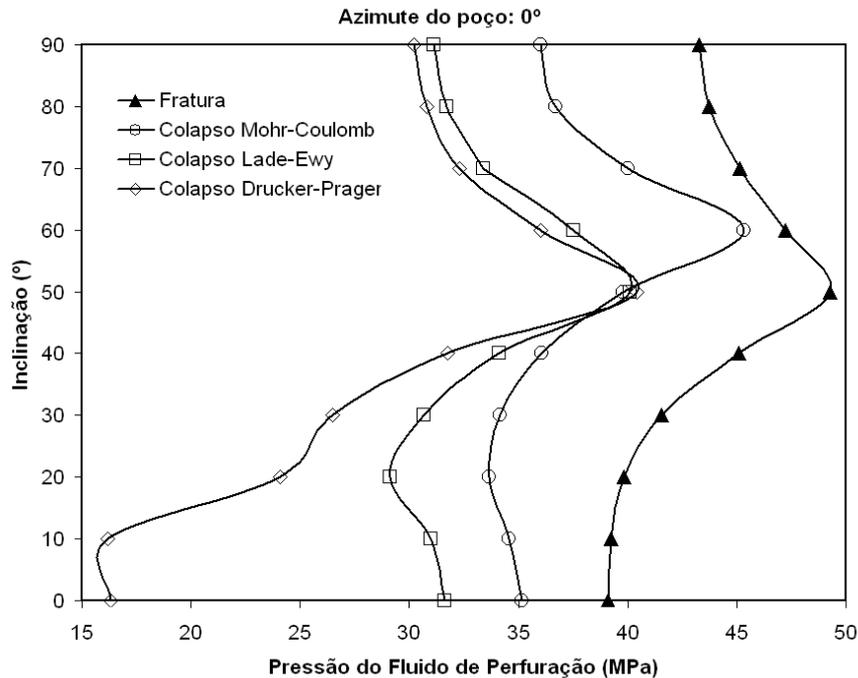


Figura 52 – Comparação da janela de estabilidade obtida com os critérios de Mohr-Coulomb, Lade-Ewy e Drucker-Prager. Para inclinações acima de 60° as pressões de colapso são calculadas admitindo uma área plastificada de 15% ao redor do poço

Em relação ao modelo elástico de distribuição de tensões, o principal aspecto a ressaltar é que em rochas com alta permeabilidade (como arenitos) os excessos de pressão de poros gerados pela perfuração (escavação) são dissipados quase que instantaneamente, como mostra a Figura 53, obtida com os mesmos dados da Tabela 10, considerando apenas efeitos poroelásticos e uma permeabilidade de  $1 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ . A pressão do poço foi configurada exatamente igual à pressão de poros original da rocha (24.48 MPa) de modo que os excessos de pressão de poros são devidos exclusivamente ao carregamento desviador não drenado. Nota-se que após um minuto da perfuração os excessos de pressão de poros já foram totalmente dissipados.

Esta situação não ocorre quando se perfura folhelhos, pois, devido às baixas permeabilidades dessas rochas, o carregamento não drenado gera zonas subpressurizadas e sobrepessurizadas ao redor do poço (Figura 54), que podem levar dias para dissipar. Esta situação é um dos prováveis fatores que tornam folhelhos mais susceptíveis à instabilidade do que arenitos durante a perfuração de poços.

Assim, a janela de estabilidade mostrada na Figura 51 na realidade é uma aproximação, pois, estaria próxima do estado limite, no qual a pressão de poros no interior do folhelho já se encontra em regime permanente. Na realidade, devido aos efeitos poroelásticos, a janela de estabilidade varia com o tempo em função das variações da pressão de poros e das tensões ao redor do poço. Este fato é investigado na próxima seção.

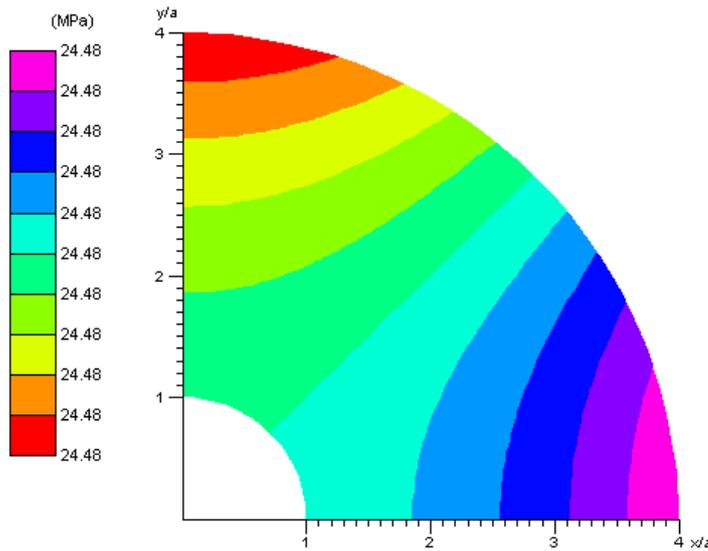


Figura 53 – Distribuição de pressão de poros ao redor do poço (vertical) para um tempo de 1 minuto após a perfuração considerando a rocha como um arenito de alta permeabilidade ( $1 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ )

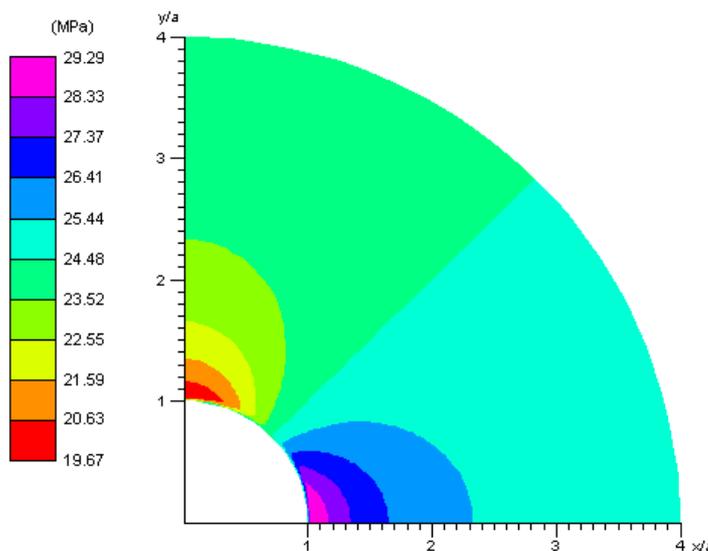


Figura 54 – Distribuição de pressão de poros ao redor do poço (vertical) para um tempo de 1 minuto após a perfuração considerando a rocha como um folhelho de baixa permeabilidade ( $1 \times 10^{-20} \text{ m}^2$ )

## 7.5 Incorporação de Efeitos Poroelásticos

Assumindo então que o critério de ruptura de Lade-Ewy seja o mais representativo do comportamento de ruptura do folhelho, o que é razoável, considerando o trabalho de Colmenares & Zoback<sup>136</sup>, são incorporados agora os efeitos poroelásticos, a fim de verificar a evolução com o tempo da janela de estabilidade. A Figura 55 mostra a janela de estabilidade obtida para um tempo equivalente a 10 min após a perfuração, enquanto a Figura 56 mostra a janela de estabilidade 1 dia após a perfuração.

É possível observar que após um dia da perfuração ocorre um pequeno fechamento para inclinações até 70°, enquanto que para inclinações acima disto, a pequena abertura que existia inicialmente é totalmente perdida com o passar do tempo. Estes resultados confirmam a análise preliminar, que mostrou que para perfurar com inclinações acima de 60° é necessário adotar a metodologia de desenvolvimento controlado de áreas plastificadas ao redor do poço, a fim de obter uma abertura na janela de estabilidade para as inclinações onde esta se mostra estreita ou totalmente fechada.

A fim de verificar a possibilidade de abrir a janela de estabilidade em inclinações acima de 50°, a metodologia de áreas plastificadas controladas foi aplicada e os resultados são mostrados na Figura 57 e na Figura 58, para tempos equivalentes de 10 min e 1 dia após a perfuração, respectivamente. Tendo em vista que o aumento da inclinação do poço torna mais difícil a sua limpeza e, que ao permitir-se o desenvolvimento de áreas plastificadas ao redor do poço aumenta-se o potencial de geração de cascalhos, optou-se em permitir uma área plastificada de apenas 10% ao redor do poço, pois, para este valor ocorre uma excelente abertura da janela de estabilidade, pela redução da pressão de colapso, para todas as inclinações acima de 50° (Figura 57 e Figura 59) nos tempos iniciais.

Todavia, a difusão de pressão do fluido de perfuração para o interior do folhelho, torna necessária a elevação da sua pressão para que a área plastificada de 10% seja mantida com o passar do tempo, o que resulta num fechamento da janela de estabilidade (Figura 58 e Figura 60). Inclusive, para inclinações em torno de 50°, qualquer pressão abaixo ou acima de 39.50 MPa gera áreas plastificadas maiores que 14% num tempo equivalente a 1 dia após a perfuração. Estes

resultados atestam que estabilidade de poços em folhelhos é um problema transiente, como tem sido observado na prática.

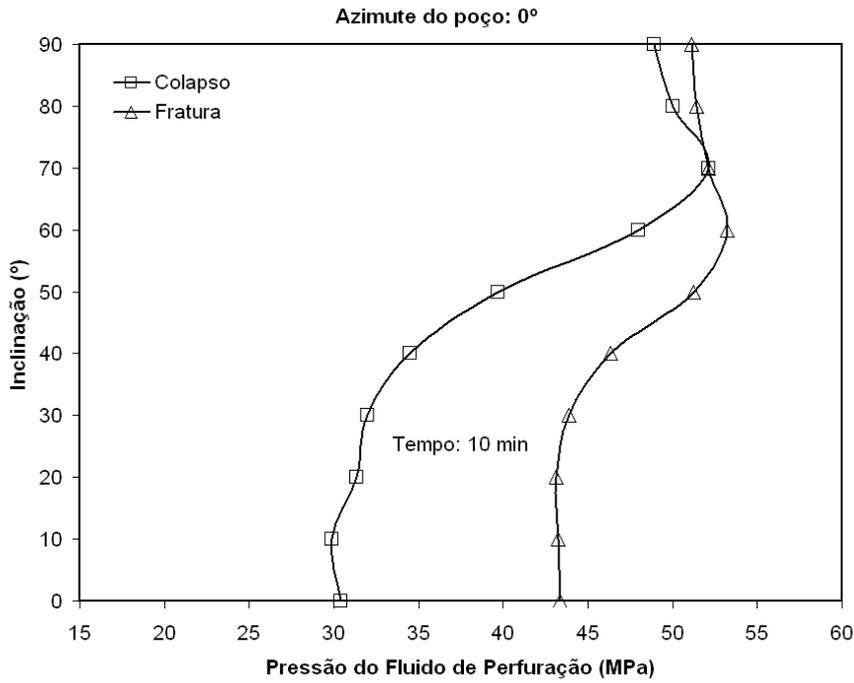


Figura 55 – Janela de estabilidade considerando efeitos poroelásticos para um tempo de 10 minutos após a perfuração

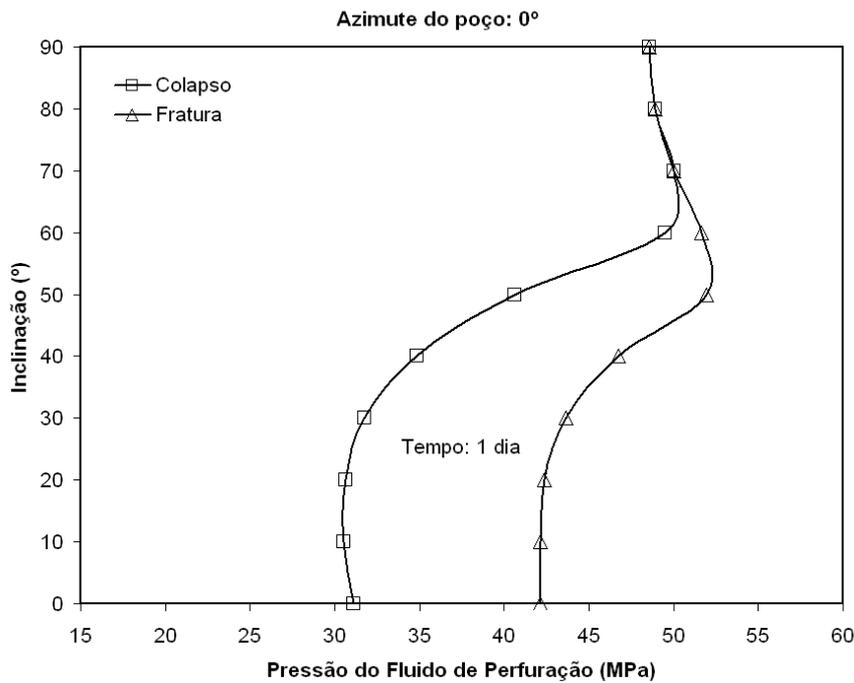


Figura 56 – Janela de estabilidade considerando efeitos poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração

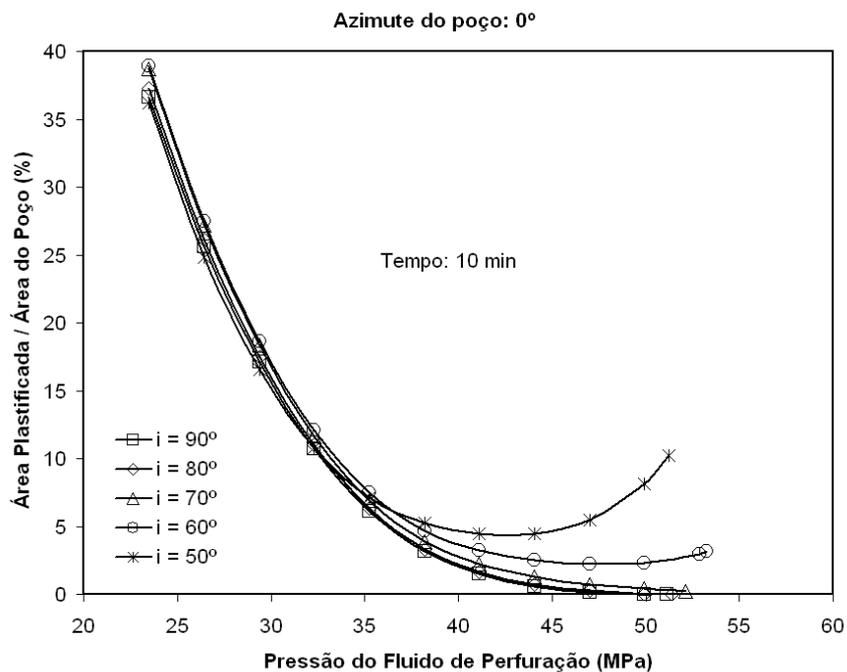


Figura 57 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 10 min após a perfuração e considerando efeitos poroelásticos

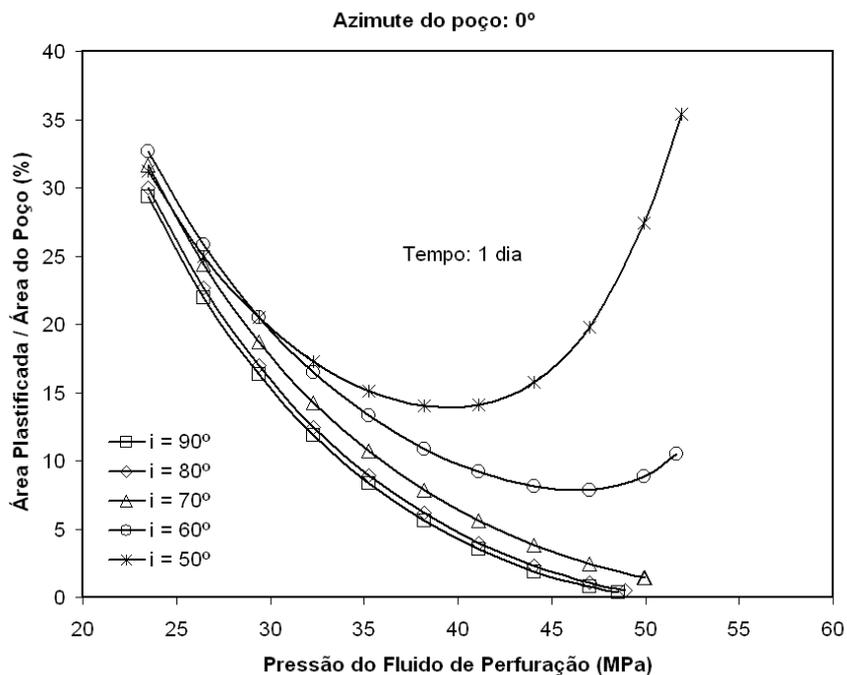


Figura 58 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 1 dia após a perfuração e considerando efeitos poroelásticos

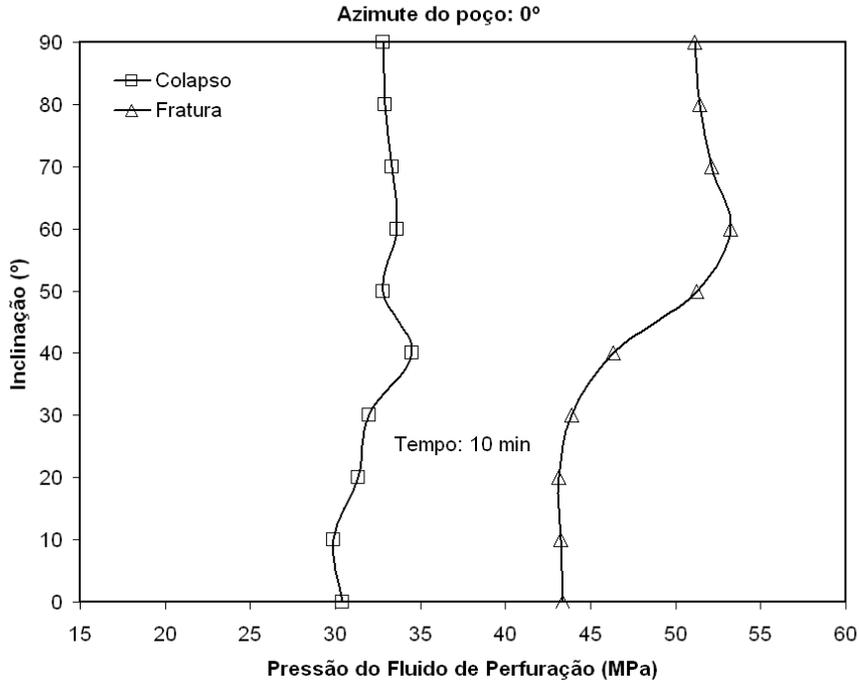


Figura 59 – Janela de estabilidade considerando efeitos poroelásticos para um tempo de 10 min após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço

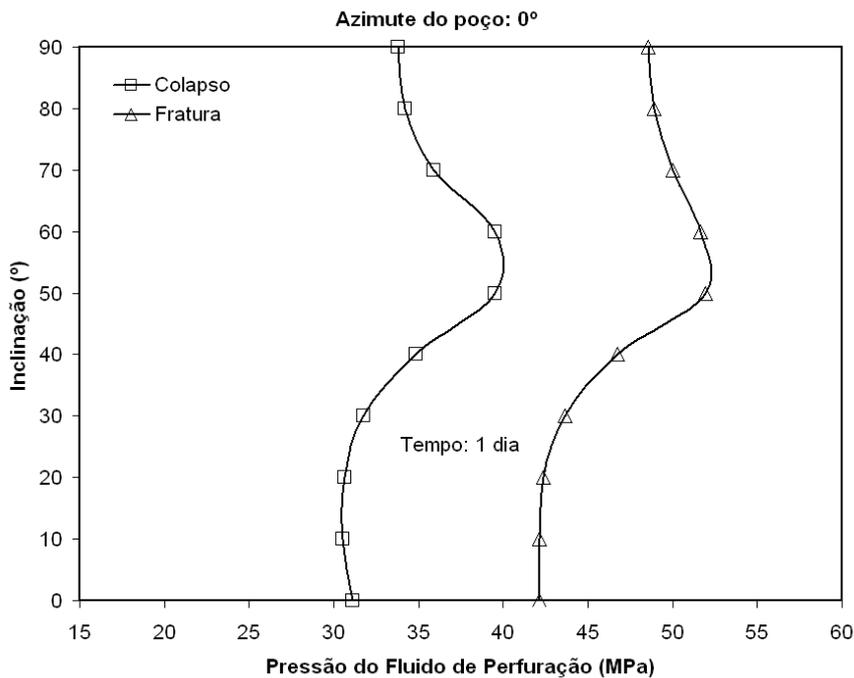


Figura 60 – Janela de estabilidade considerando efeitos poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço

## 7.6 Incorporação de Efeitos Químicos

A fim de verificar os impactos dos efeitos químicos sobre a estabilidade do poço, é assumindo que o fluido de perfuração esteja à mesma temperatura do folhelho (112.50 °C), além disso, é aplicada uma concentração de 200 kg/m<sup>3</sup> no fluido de perfuração.

Aplicando-se a metodologia de áreas plastificadas controladas foram obtidos os resultados mostrados na Figura 61 e na Figura 62 para tempos respectivos de 10 min e 1 dia após a perfuração. Através desses resultados é possível perceber que uma área plastificada de 10% ao redor do poço ao incorporar-se efeitos químicos na análise, resulta numa confortável abertura da janela de estabilidade, conforme mostra a Figura 63 e a Figura 64, respectivamente. Observa-se que os efeitos químicos conseguem perdurar por longo tempo e mantêm a janela de estabilidade aberta, devido às baixas pressões do fluido de perfuração necessárias para manter a área plastificada de 10%.

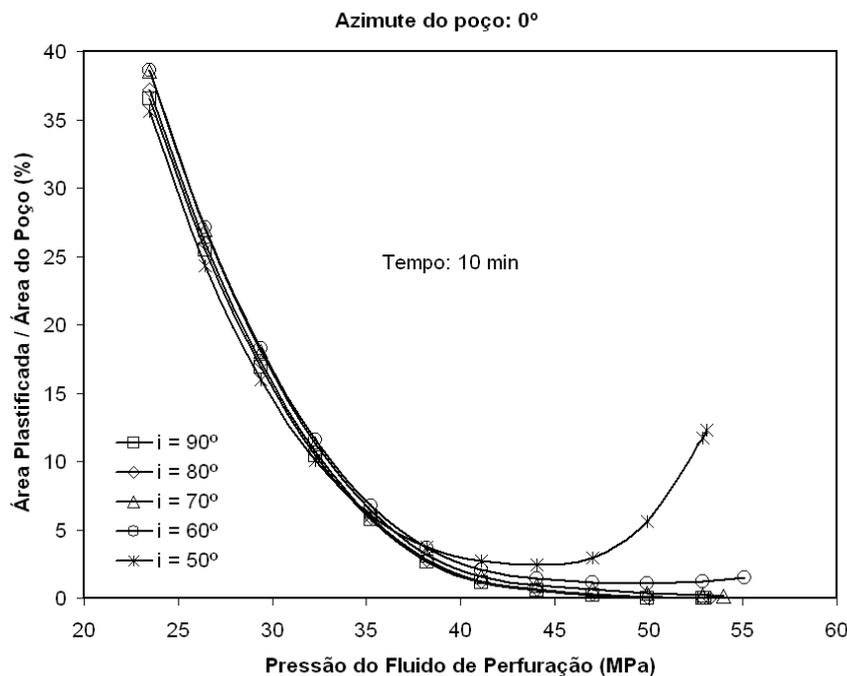


Figura 61 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 10 min após a perfuração e considerando efeitos químico-poroelásticos

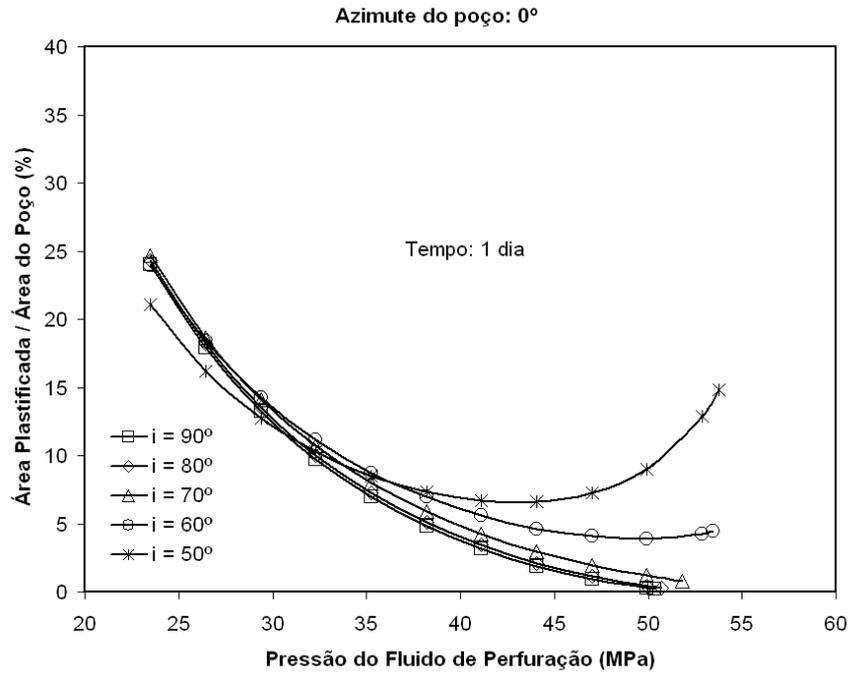


Figura 62 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 1 dia após a perfuração e considerando efeitos químico-poroelásticos

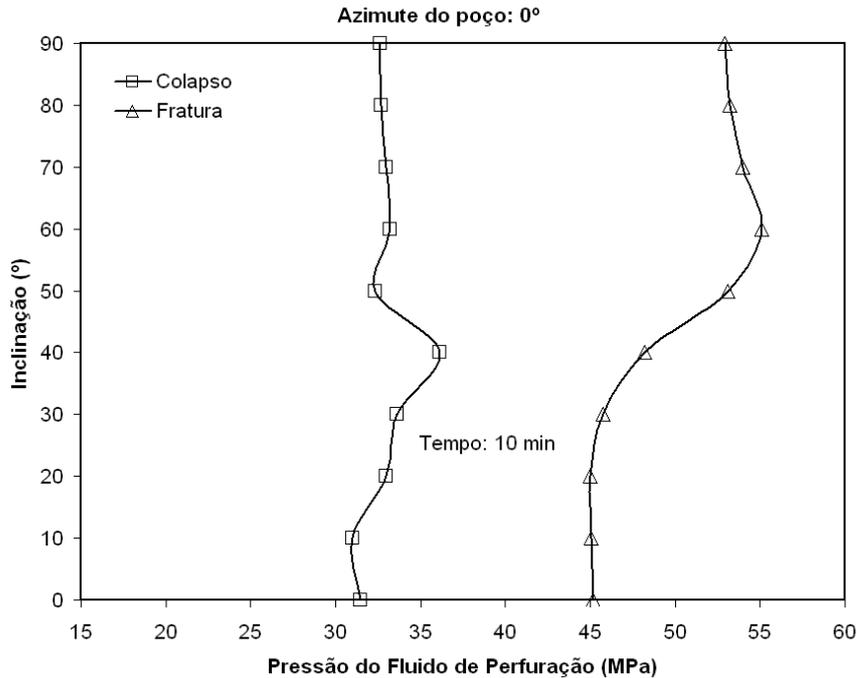


Figura 63 – Janela de estabilidade considerando efeitos químico-poroelásticos para um tempo de 10 min após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço

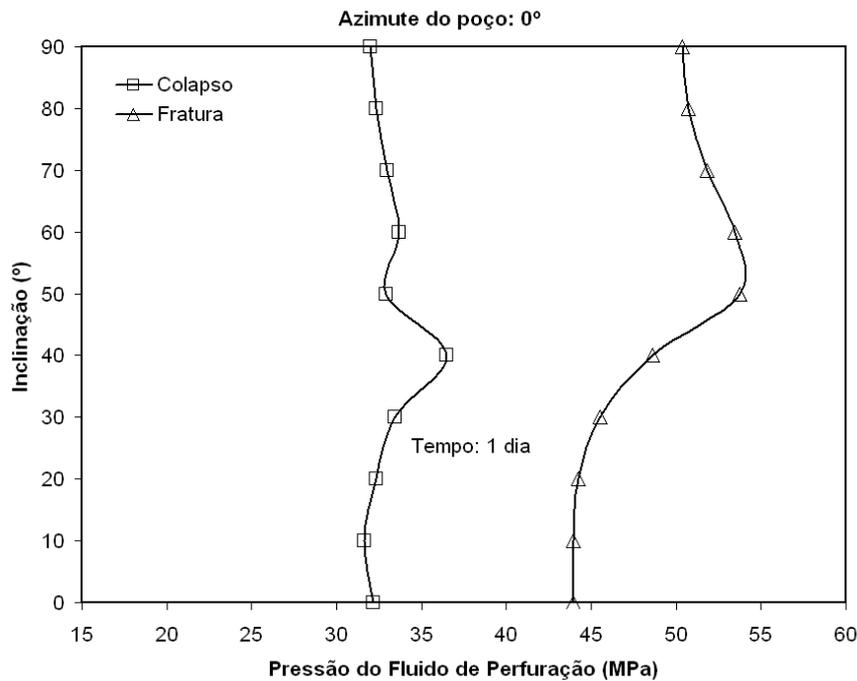


Figura 64 – Janela de estabilidade considerando efeitos químico-poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço

Ao comparar os resultados da Figura 64 com os da Figura 60, nota-se claramente que o gradiente químico contribui para manter a estabilidade do poço, devido à redução da velocidade de difusão da pressão do poço para o interior do folhelho. Isto ocorre devido ao efeito osmótico, que gera um movimento de fluido do folhelho (região de menor concentração salina) para o poço (região de maior concentração salina).

## 7.7 Incorporação de Efeitos Térmicos

De maneira semelhante, foram verificados os impactos dos efeitos térmicos sobre a estabilidade do poço. Para tanto, é considerado que o fluido de perfuração possui uma temperatura de 60°. Na Figura 65 e na Figura 66 é mostrada a variação da área plastificada em função da pressão do fluido de perfuração para tempos de 10 min e 1 dia após a perfuração. Ao comparar os resultados dessas figuras percebe-se que os efeitos térmicos atuam profundamente nos tempos iniciais, mas se dissipam rapidamente e se tornam quase inexistentes para tempos mais longos.

Tomando por exemplo, os resultados para uma inclinação de  $50^\circ$ , na qual para o tempo de 10 min após a perfuração é necessário uma pressão mínima de 27.8 MPa para obter uma área plastificada de 10%, enquanto que para um tempo de 1 dia após a perfuração pressões acima ou abaixo de 39 MPa irão gerar uma área plastificada de no mínimo 12%. Essa perda de estabilidade é semelhante à observada quando apenas efeitos poroelásticos foram considerados.

Comparando com os impactos dos efeitos químicos, os efeitos térmicos se dissipam mais rápido porque o transporte de calor ocorre mais rapidamente que o de íons e, como consequência, a expansão (ou contração) diferencial entre a matriz da rocha e o fluido de poros se dissipa mais rapidamente do que o efeito osmótico.

Logo, é possível concluir que os efeitos térmicos têm predominância nos instantes iniciais, mas se dissipam rapidamente, enquanto os efeitos químicos têm grande importância tanto nos tempos iniciais quanto nos tempos mais longos após a perfuração.

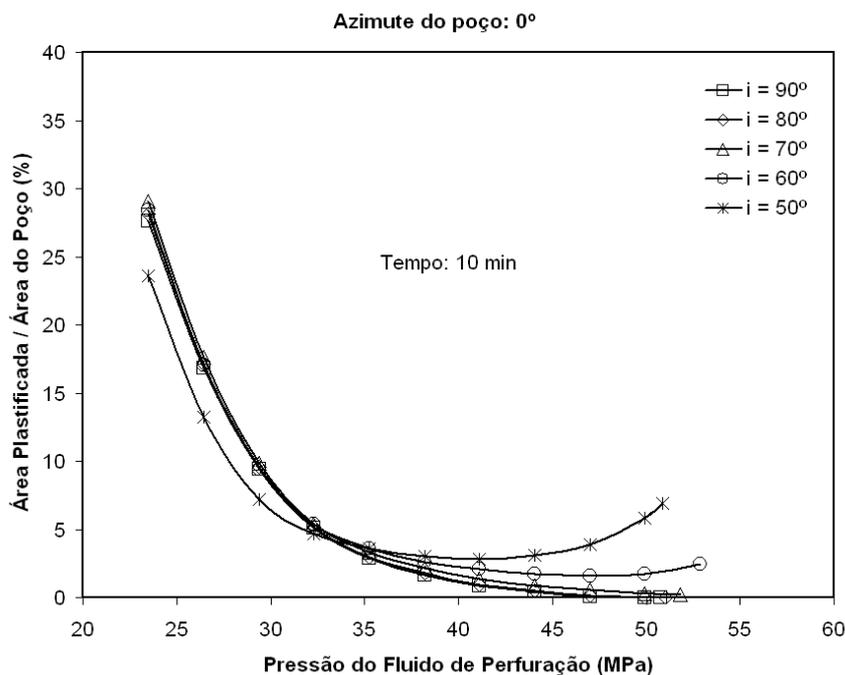


Figura 65 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 10 min após a perfuração e considerando efeitos termo-poroelásticos

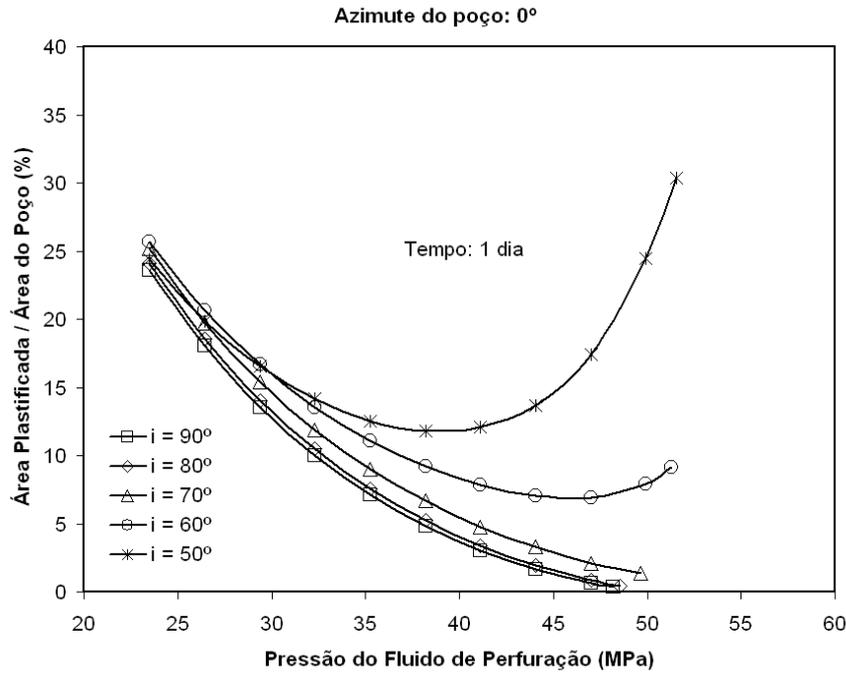


Figura 66 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 1 dia após a perfuração e considerando efeitos termo-poroelásticos

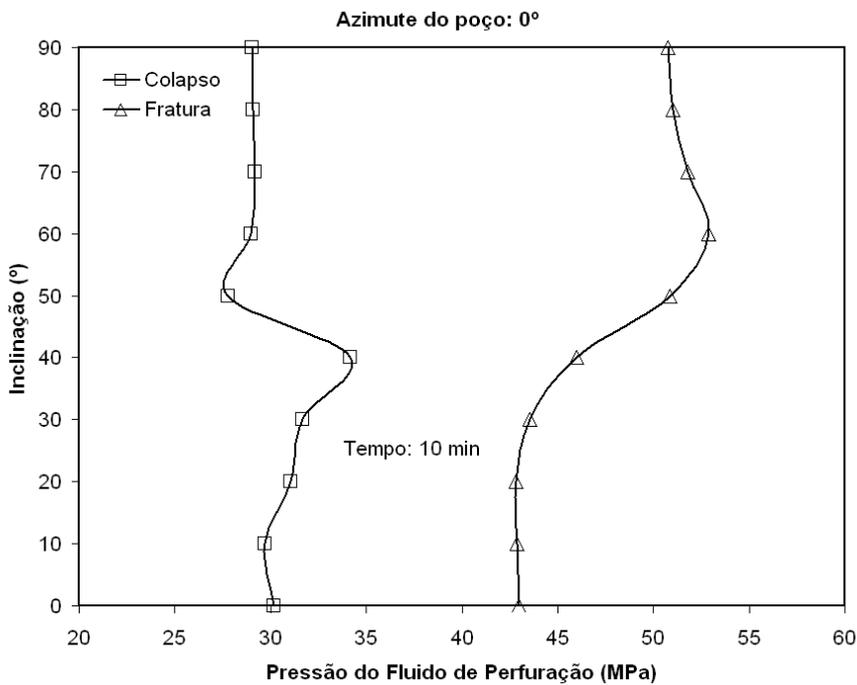


Figura 67 – Janela de estabilidade considerando efeitos termo-poroelásticos para um tempo de 10 min após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço

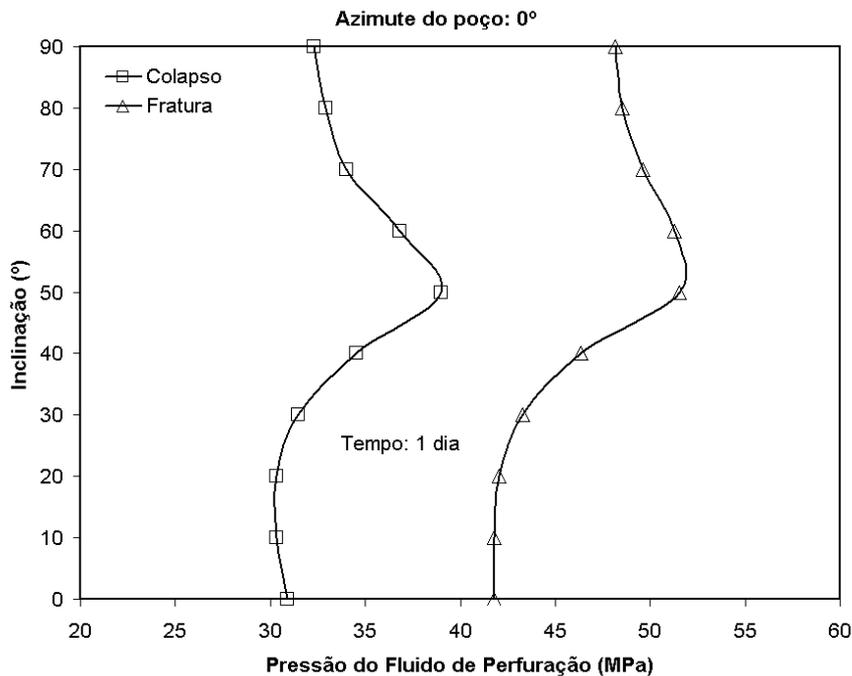


Figura 68 – Janela de estabilidade considerando efeitos termo-poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço

## 7.8 Incorporação de Efeitos Termo-Químico-Poroelásticos

Tendo já sido verificados os efeitos poroelásticos, químicos e térmicos individualmente sobre a estabilidade de poços em folhelhos nas seções anteriores e, tendo em vista que esses efeitos atuam acoplados, nessa seção a análise de estabilidade é realizada considerando todos esses efeitos agindo concomitantemente.

Para todas inclinações a partir de 50° é aplicada a metodologia de áreas plastificadas controladas, a fim de obter uma abertura da janela de estabilidade. E, como já foi demonstrado nas seções anteriores que um eficiente controle da concentração salina e da temperatura do fluido de perfuração contribui para manter a janela de estabilidade aberta, esses efeitos também são incorporados. Assim, é assumido que o fluido de perfuração tem uma concentração salina 200 kg/m<sup>3</sup> e uma temperatura de 60 °C.

A Figura 69 e a Figura 70 mostram a variação da área plastificada ao redor do poço para tempos respectivos de 10 min e 1 dia após a perfuração. Comparando os resultados dessas figuras, é possível perceber que a combinação

dos efeitos térmicos com os efeitos químicos consegue manter sob controle a estabilidade do poço para tempos iniciais e também em períodos longos após a perfuração. Isto pode ser comprovado comparando os resultados da Figura 71 com os da Figura 72, que mostram a janela de estabilidade para tempos respectivos de 10 min e 1 dia após a perfuração.

As pressões de colapso para inclinações a partir de  $50^\circ$  foram obtidas admitindo o desenvolvimento de uma área plastificada de 10% ao redor do poço. Observa-se que mesmo após 1 dia da perfuração esse trecho do poço poderá ser mantido sem revestimento, pois não ocorrerá um crescimento da área plastificada, ou seja, a estabilidade estará assegurada.

Dessa forma, esses resultados comprovam que um eficiente controle da concentração salina e da temperatura podem resultar num significativo ganho de estabilidade em trechos de folhelho, rochas nas quais a maioria dos problemas durante a perfuração ocorre.

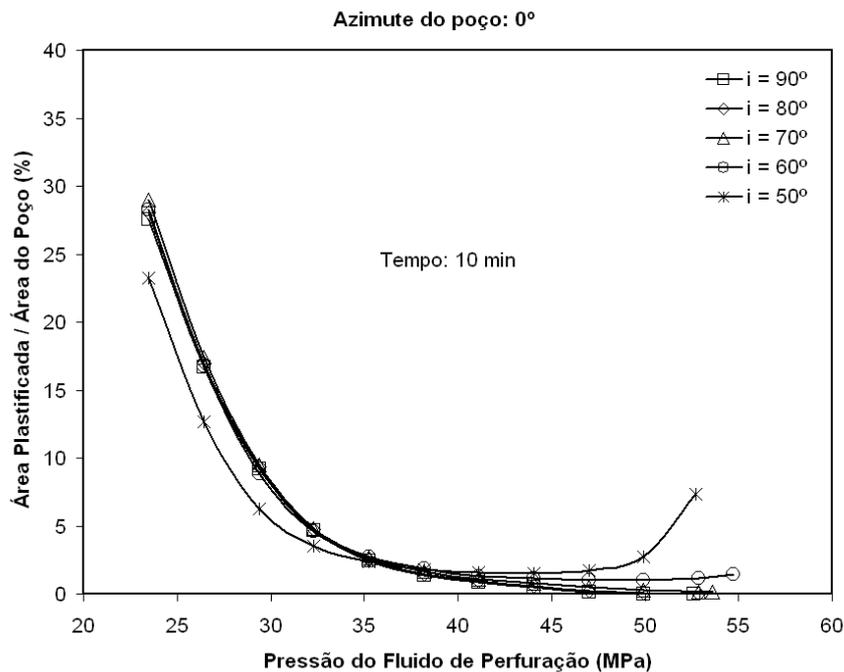


Figura 69 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 10 min após a perfuração e considerando efeitos termo-químico-poroelásticos

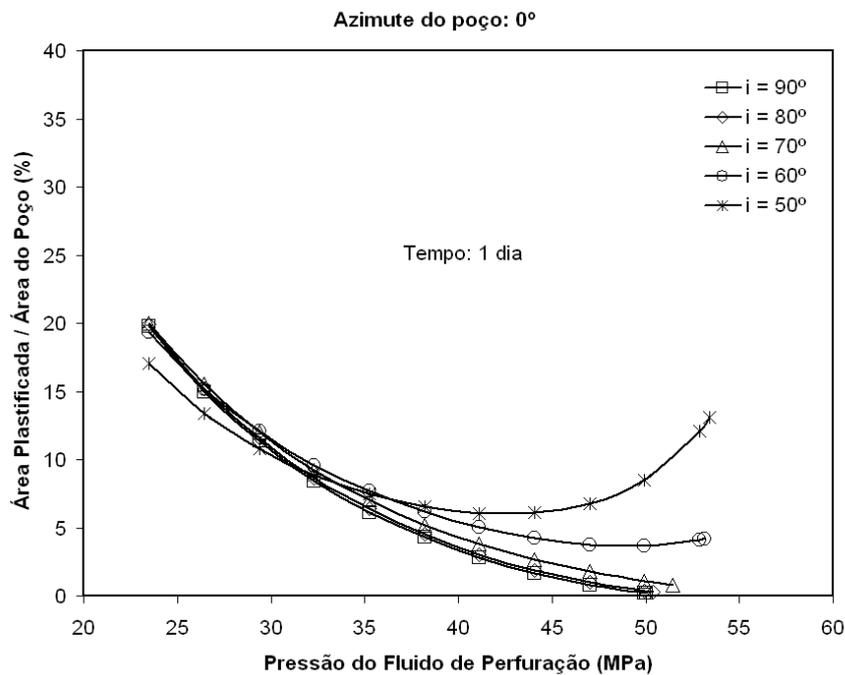


Figura 70 – Área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração para um tempo de 1 dia após a perfuração e considerando efeitos termo-químico-poroelásticos

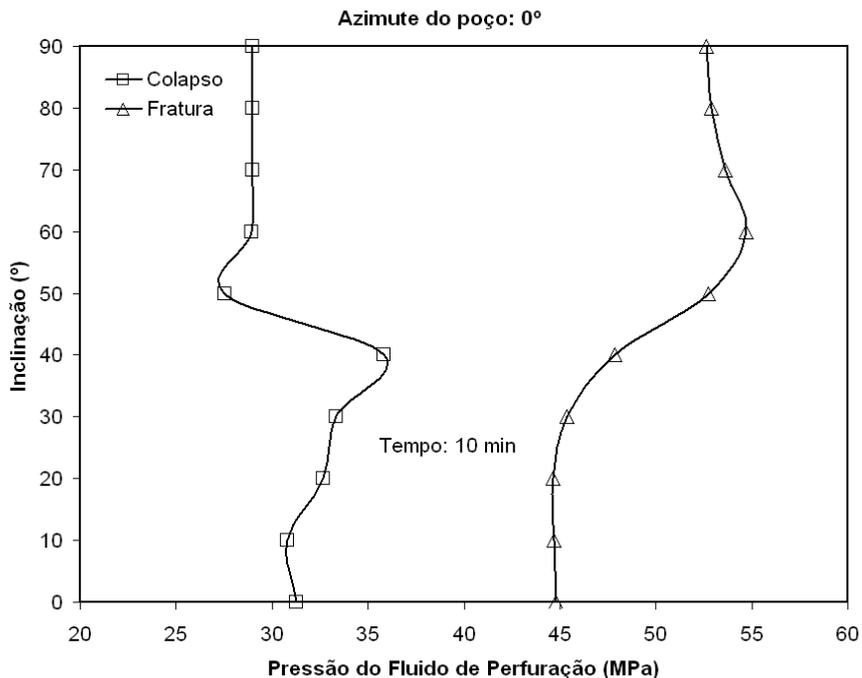


Figura 71 – Janela de estabilidade considerando efeitos termo-químico-poroelásticos para um tempo de 10 min após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço

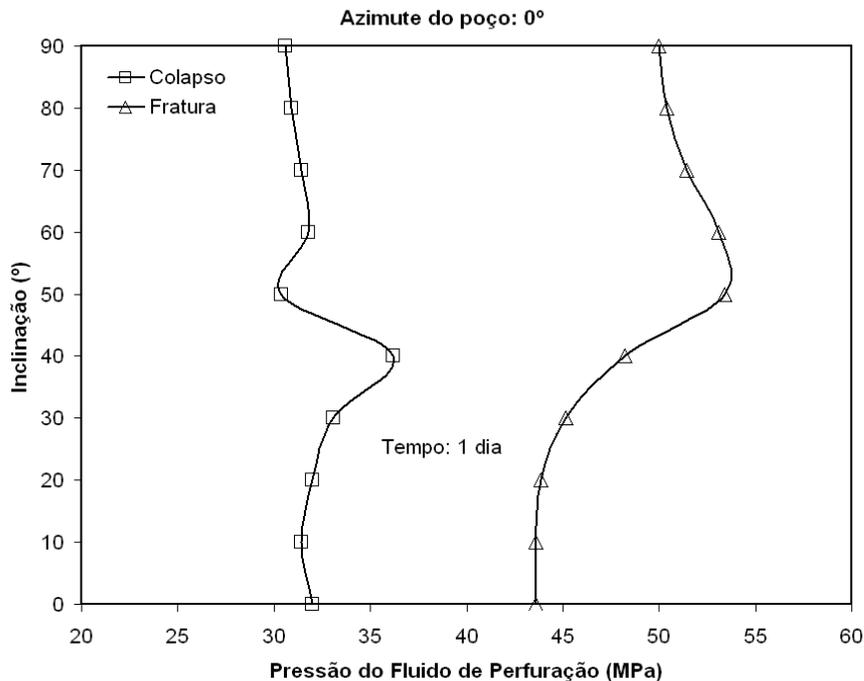


Figura 72 – Janela de estabilidade considerando efeitos termo-químico-poroelásticos para um tempo de 1 dia após a perfuração. As pressões de colapso para inclinações acima de 50° foram obtidas considerando uma área plastificada de 10% ao redor do poço

## 7.9 Distribuição de Tensões ao Redor do Poço

A fim de elucidar as diferenças nos resultados obtidos nas seções anteriores, onde a análise foi iniciada com um modelo elástico de distribuição de tensões e em seguida foram incorporados os efeitos poroelásticos, térmicos e químicos, nesta seção são apresentadas as distribuições de pressão de poros e tensões ao redor do poço para cada modelagem realizada nas seções anteriores. Para tanto, foi selecionada a inclinação de 50°, na qual foi verificada a maior sensibilidade na variação de colapso em função da aplicação dos efeitos supracitados.

Como a distribuição da pressão de poros e das tensões ao redor do poço é função da pressão do fluido de perfuração, foi selecionada para este fim uma pressão de 35.25 MPa, que equivale à pressão obtida utilizando o modelo elástico de distribuição de tensões e o critério de Lade-Ewy e que resulta numa área plastificada de 20% nessa seção do poço, valor mínimo obtido nesta seção ao utilizar o modelo elástico de distribuição de tensões.

Na Figura 73 é mostrada a distribuição de pressão de poros ao redor do poço obtida utilizando o modelo elástico de tensões. Observa-se que o modelo não consegue representar os excessos de pressão gerados pelas tensões de desvio e, por esta razão, a distribuição é concêntrica. Na Figura 74 é mostrada a distribuição do fator de plastificação ao redor do poço, através da qual percebe-se que a região ao redor do poço mais afetada pelas tensões de desvio está localizada num ângulo polar de  $90^\circ$ .

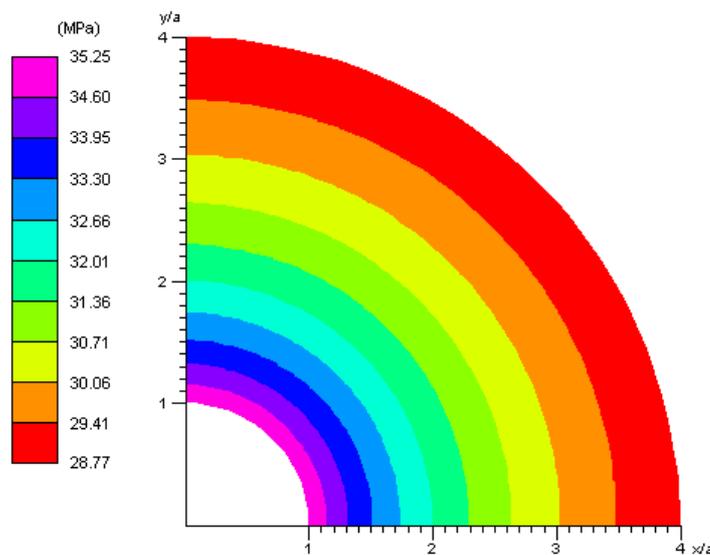


Figura 73 – Distribuição de pressão de poros ao redor do poço considerando modelo elástico

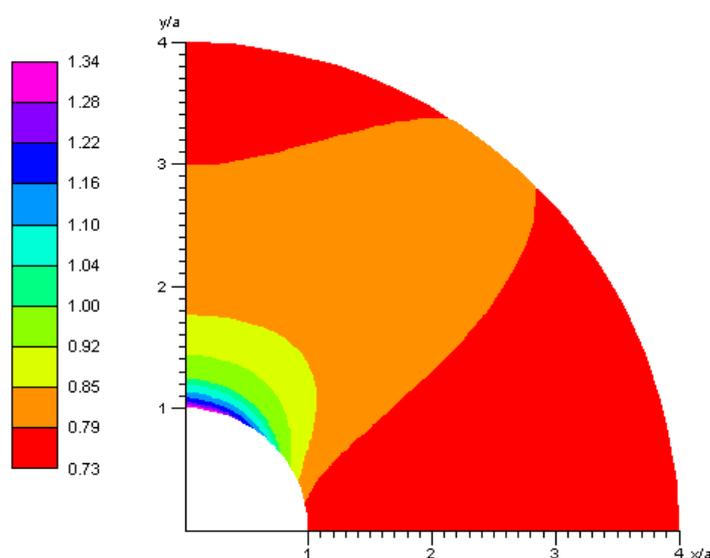


Figura 74 – Distribuição do fator de plastificação ao redor do poço considerando modelo elástico

Entretanto, a distribuição de pressão de poros apresentada na Figura 73 é na realidade uma representação do estado limite, onde os excessos gerados pelas tensões de desvio já se dissiparam e, desta forma não é representativa para o caso da perfuração em folhelhos, como foi discutido anteriormente. Assim, na Figura 75 é mostrada a distribuição de pressão ao redor do poço para um tempo de 10 min após a perfuração ao considerar efeitos poroelásticos. Percebe-se claramente que devido às tensões de desvio, surgem ao redor do poço regiões subpressurizadas e sobrepressurizadas. Estas últimas coincidem com as regiões onde a rocha é mais solicitada ao cisalhamento (Figura 74) e que é mais beneficiada quando da aplicação dos gradientes térmico e químico.

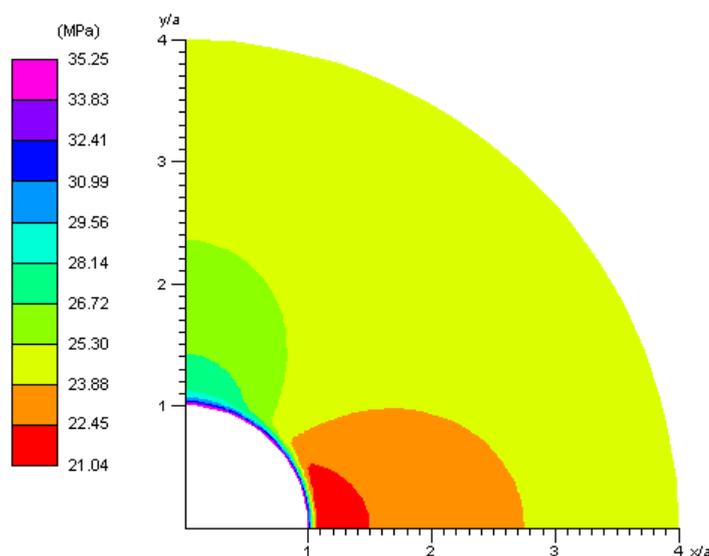


Figura 75 – Distribuição de pressão de poros ao redor do poço considerando efeitos poroelásticos e um tempo de 10 min após a perfuração

Na Figura 76 é comparada a variação da pressão de poros no interior do folhelho ao longo da direção do ângulo polar  $90^\circ$ . Observa-se claramente que o modelo elástico (curva E) prevê que a pressão no interior do folhelho praticamente já se igualou à pressão do fluido de perfuração. Entretanto, como já foi discutido anteriormente, esta situação só se verifica para tempos muito longos após a perfuração, podendo inclusive não ocorrer, caso o trecho em questão do poço venha a ser revestido. Portanto, é extremamente conservador projetar assumindo essa situação.

Por outro lado, adotando apenas uma análise poroelástica (curva P), é possível perceber claramente que a difusão de pressão do poço para o interior do folhelho é um processo lento. E, portanto, uma maior estabilidade se verifica, como foi demonstrado anteriormente.

Através da incorporação de efeitos químicos (curva Q-P) é possível ainda retardar a difusão de pressão de poros para o interior do folhelho, o que se deve à geração de uma pressão osmótica, que reduz a pressão de poros na região próxima à parede do poço.

De modo semelhante, é obtida uma redução ainda mais significativa da pressão de poros no interior do folhelho pelo resfriamento do folhelho, que gera uma contração diferencial entre a matriz da rocha e o fluido de poros.

Os efeitos químicos e térmicos quando combinados resultam no melhor controle da difusão de pressão de poros para o interior do folhelho que, como consequência, aumenta a estabilidade do poço.

Na Figura 77 é comparada a variação da tensão radial efetiva ao longo da direção do ângulo polar  $90^\circ$ . É possível inferir que, se os gradientes químico e térmico aplicados fossem invertidos, ou seja, o fluido de perfuração tivesse uma temperatura maior que a do folhelho e uma concentração salina maior que a do folhelho, uma tensão de tração poderia ser gerada na região interna à parede do poço. E, se essa tensão superasse a resistência à tração da rocha, seriam geradas fraturas circunferenciais ao redor do poço, rupturas conhecidas na literatura como deslocamento.

Por fim, na Figura 78 é mostrada a variação da tensão tangencial efetiva ao longo da direção do ângulo polar  $90^\circ$ . Comparando os resultados para os diferentes cenários, percebe-se a solução poroelástica resulta numa menor tensão tangencial na parede do poço em relação à obtida com o modelo elástico. Na Solução termo-poroelástica é observada uma redução ainda maior, devido ao resfriamento da parede do poço, que contrai a rocha. Por outro lado, as soluções químico-poroelástica e termo-químico-poroelástica resultam numa elevação da tensão tangencial na parede do poço e na região vizinha, que ocorre devido ao inchamento da rocha.

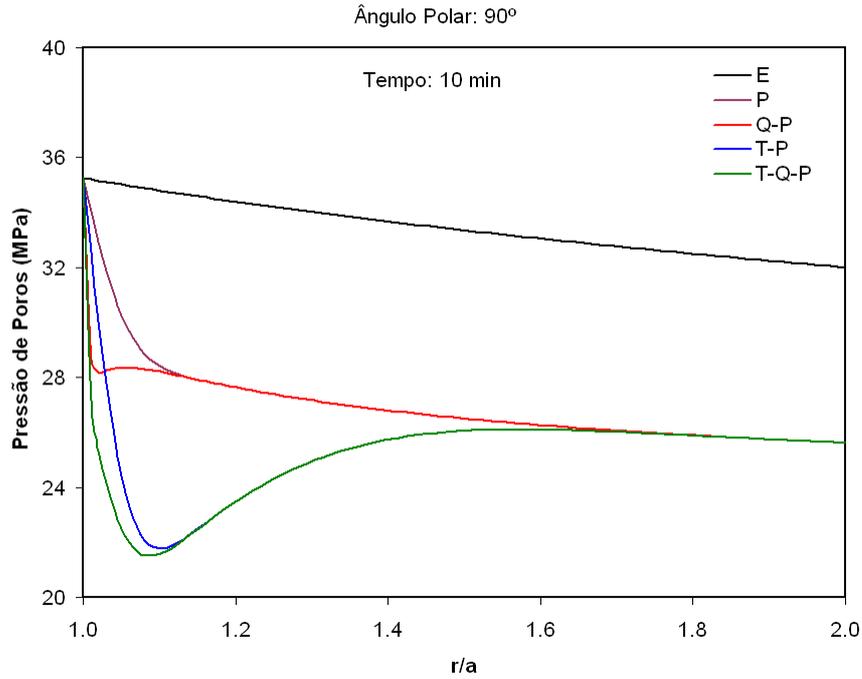


Figura 76 – Pressão de poros na direção do ângulo polar  $90^\circ$  em um tempo de 10 min após a perfuração

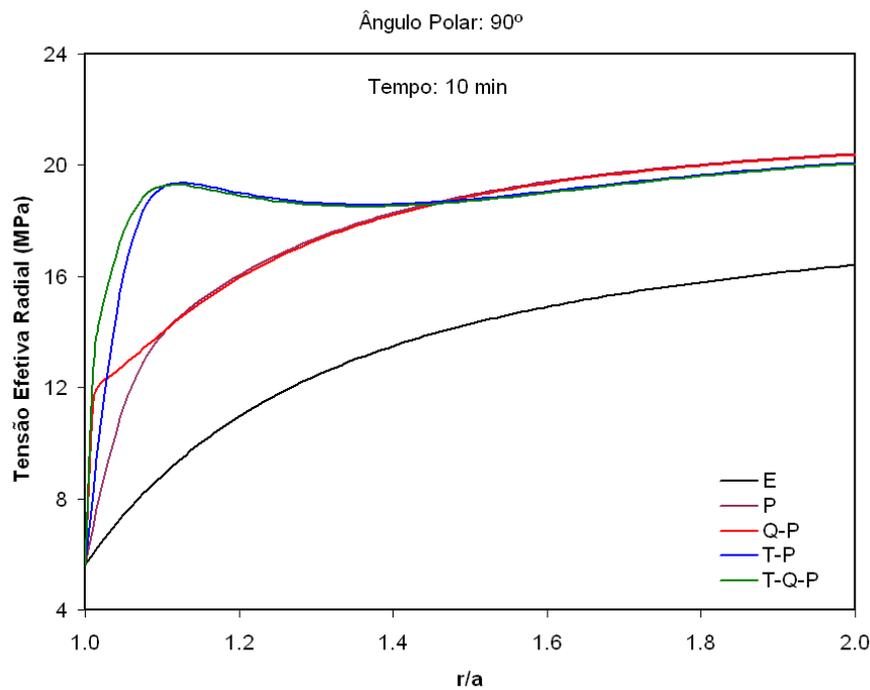


Figura 77 – Tensão radial efetiva na direção do ângulo polar  $90^\circ$  em um tempo de 10 min após a perfuração

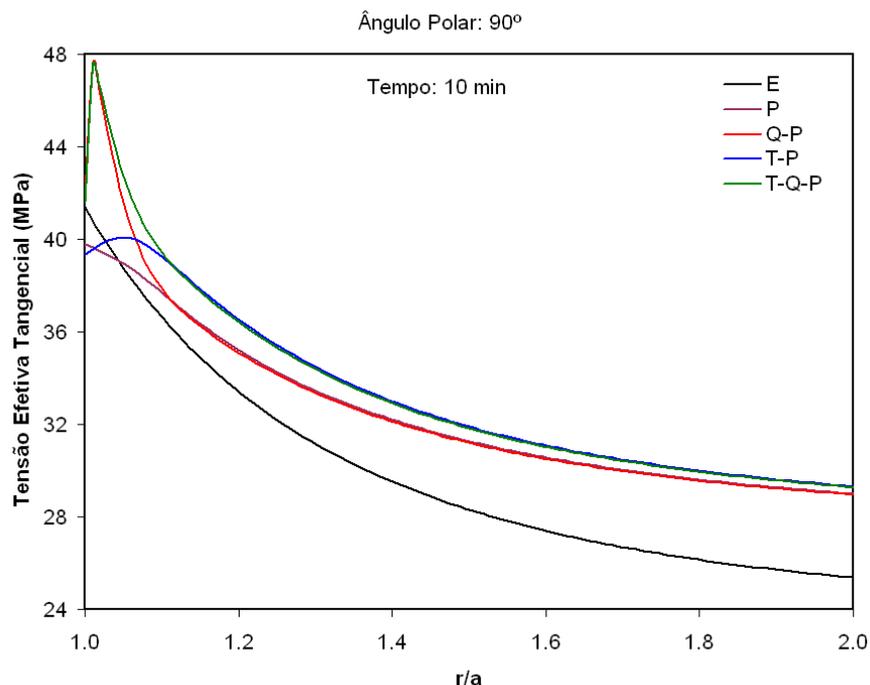


Figura 78 – Tensão tangencial efetiva na direção do ângulo polar 90° em um tempo de 10 min após a perfuração

## 7.10 Comentários Finais

Neste capítulo foi realizada uma análise da estabilidade de um poço perfurado através de um trecho de folhelho localizado em um ambiente anisotrópico de tensões. A análise iniciou com a definição da melhor trajetória para perfurar o poço, a qual concluiu que para qualquer inclinação, era recomendado perfurar com azimutes próximos ao da tensão horizontal maior, pois, nesta direção foram obtidas as maiores pressões de fluido de perfuração necessárias para a geração de fraturas. Nessa etapa foram utilizados propositalmente um modelo elástico de distribuição de tensões e o critério de ruptura de Mohr-Coulomb, ambos conservadores.

Como essa primeira etapa na realidade trata-se de uma situação limite, na qual a janela de estabilidade resulta muito fechada, uma análise mais rigorosa foi iniciada. Primeiro, a análise foi estendida para a região vizinha à parede do poço, pois, em análises tradicionais e conservadoras, a janela de estabilidade é determinada assumindo que nenhum ponto da parede do poço deve sofrer rupturas. Entretanto, ao permitir que pequenas porções de material ao redor do

poço sofram ruptura por cisalhamento, não significa necessariamente uma situação catastrófica, ao contrário, pequenas regiões rompidas ao redor do poço proporcionam um fortalecimento da rocha pela redistribuição de tensões. Além disso, quando sob controle, essas pequenas rupturas são úteis no sentido de permitir a perfuração com pressões de fluido de perfuração abaixo da pressão de colapso tradicional, o que resulta numa abertura da janela de estabilidade.

Assim, foi realizada uma análise para verificar a variação da área de material rompida ao redor do poço em função da redução da pressão do fluido de perfuração. Análise esta que indicou que para áreas rompidas de até 15% seria possível reduzir de forma segura a pressão do fluido de perfuração de modo a obter uma abertura da janela de estabilidade para inclinações nas quais o maior fechamento ocorria.

Então, tendo em vista que o critério de Mohr-Coulomb gera resultados bastante conservadores, foi selecionado um critério de ruptura mais adequado para representar o comportamento do folhelho, levando em conta a influência da tensão principal intermediária. Nesse sentido, foi selecionado o critério de Lade-Ewy, que tem demonstrado considerar a influência da tensão principal intermediária de maneira adequada, ao contrário do critério de Drucker-Prager, que normalmente a superestima.

Em seguida, foi verificada a variação da janela de estabilidade ao longo do tempo incorporando na análise efeitos poroelásticos. Esses efeitos em folhelhos são muito importantes, devido às baixas permeabilidades dessas rochas que, além de manter os excessos de pressão de poros devido ao carregamento não drenado por longos períodos de tempo, não permitem a formação de reboco na parede do poço quando se utiliza fluidos base-água e, portanto, estabelece um processo transiente de difusão de pressão de poros do fluido de perfuração para o interior da rocha. Esta difusão de pressão é a principal responsável pelo fechamento da janela de estabilidade, pois, eleva a pressão de poros e conseqüentemente reduz as tensões efetivas. Essa etapa da análise constatou que sem a aplicação da metodologia de áreas plastificadas controladas ao redor do poço, a janela de estabilidade resultaria bastante fechada para inclinações acima de 50°, principalmente com o passar do tempo relação ao momento da perfuração.

Combinando então a metodologia de áreas plastificadas com os efeitos poroelásticos, foi observado que para tempos iniciais uma área plastificada de

10% seria bastante eficiente para abrir a janela de estabilidade, mas à medida que o tempo transcorresse um rápido fechamento seria gerado, principalmente para inclinações de 50°. Nessa inclinação o controle da estabilidade se tornaria bastante perigoso, pois, áreas plastificadas de no mínimo 15% seriam geradas após um dia da perfuração e aumentariam mesmo com a elevação da pressão do fluido de perfuração, situação totalmente indesejada devido à aproximação da pressão de fratura.

Em virtude disso, foram verificados os benefícios que poderiam ser gerados pela incorporação de efeitos químicos entre o folhelho e o fluido de perfuração. Para tanto, foi adotada uma concentração de 200 kg/m<sup>3</sup> de cloreto de sódio no fluido de perfuração e, tendo em vista que o folhelho possui uma concentração inicial deste sal de 25.44 kg/m<sup>3</sup>, um fluxo osmótico foi gerado da rocha para o fluido de perfuração, o que reduziu a pressão de poros ao redor do poço. Esta redução na pressão de poros resultou num eficiente controle da estabilidade do poço, pois, tanto em tempos iniciais quanto em tempos mais longos após a perfuração, áreas plastificadas de 10% ao redor do poço poderiam ser mantidas com pressões do fluido de perfuração baixas o suficiente para manter uma boa abertura da janela de estabilidade, mesmo para inclinações de 50% que haviam demonstrado ser as mais complicadas até então.

Da mesma forma, foram incorporados efeitos térmicos à análise. Para tanto foi adotada uma temperatura de 60 °C para o fluido de perfuração, de modo a resfriar a formação que se encontrava originalmente a uma temperatura de 112.50 °C. A análise da variação da área plastificada ao redor do poço em função da pressão do fluido de perfuração mostrou que os efeitos térmicos têm grande influência nos tempos iniciais, onde para manter uma área plastificada de 10% seria necessária uma pressão inferior à equivalente ao incorporar efeitos químicos. Entretanto, esse ganho de estabilidade inicialmente obtido não é prolongado de modo semelhante ao obtido com os efeitos químicos, pois, para inclinações de 50° novamente o controle da área plastificada ao redor do poço se tornaria bastante complicado, a exemplo do que se observou ao considerar apenas efeitos poroelásticos.

Tendo em vista os benefícios gerados pelos efeitos químicos e térmicos individualmente, a análise foi finalizada considerando a atuação conjunta dos efeitos poroelásticos, químicos e térmicos, o que melhor representa a situação real

de perfuração em folhelhos. Os resultados comprovaram que um dimensionamento adequado da concentração salina e da temperatura do fluido de perfuração resultam num excelente controle da estabilidade do poço, tanto em tempos imediatamente após a perfuração quanto em tempos equivalentes a 1 dia. Em outras palavras, para obter estabilidade de poços em folhelhos é necessário muito mais do que apenas dimensionar a pressão do fluido de perfuração.

Ao final da análise, foram mostradas as distribuições de pressão de poros, tensões radiais e tangenciais efetivas ao redor do poço, que indicam as razões das diferenças significativas entre os resultados obtidos ao utilizar modelos desacoplados ou parcialmente desacoplados. É importante também ressaltar que em toda a análise a condição sobrebalanceada foi mantida e que a redução da pressão do fluido de perfuração contribui para o aumento da taxa de penetração da broca, o que minimiza os custos da construção do poço.

## 8

# Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

### 8.1

#### Conclusões

A motivação para a realização deste trabalho surgiu da necessidade de obter um maior entendimento do comportamento geomecânico de folhelhos durante a perfuração de poços de petróleo, pois tem sido reportado pela prática da indústria que a grande maioria de problemas de instabilidade em poços ocorrem nessas rochas. Tais problemas representam um custo anual muito elevado, em virtude do alto percentual de tempo não produtivo provocado.

Durante a perfuração de um poço vários tipos de efeitos atuam conjuntamente e contribuem para estabilizar ou não as rochas perfuradas. Como premissa básica para evitar que rupturas por compressão ou tração ocorram é necessário manter a pressão do fluido de perfuração dentro de determinados valores, basicamente tendo como limite inferior a pressão de poros e como limite superior a pressão de fratura. Entretanto, folhelhos são rochas de poros muito reduzidos, o que resulta em baixas permeabilidades e que por sua vez influencia de modo significativo na manutenção da pressão de suporte exercida pelo fluido de perfuração na parede do poço. Nesse tipo de rocha, quando se utiliza fluidos base-água, a difusão de pressão para o interior da rocha não pode ser evitada. E, com o passar do tempo, a difusão de pressão de poros para o interior da rocha reduz as tensões efetivas, aumentando como consequência o potencial de surgir instabilidades.

Além disso, o fluido de perfuração não possui a mesma temperatura e a mesma concentração salina originais da rocha, o que se constitui em características adicionais que precisam ser administradas, pois, os efeitos térmicos e químicos em folhelhos afetam de modo significativo a difusão de pressão de poros, podendo contribuir decisivamente para a estabilidade do poço.

Normalmente, quando se acopla mais de dois efeitos a solução matemática torna-se bastante difícil e comumente recorre-se a métodos numéricos para a sua

obtenção. E, apesar desses métodos resultarem em soluções bastante robustas, sua aplicação na prática não é atrativa pelo simples fato de que para obter a resposta para uma única seção do poço é necessário um tempo muito longo, mesmo utilizando supercomputadores.

A análise de estabilidade requer agilidade, pois, atualmente chega a ser realizada até mesmo em tempo real, o que é impossível de fazer com soluções baseadas em métodos numéricos. Por essas razões, era necessário desenvolver uma solução suficientemente robusta e ao mesmo tempo ágil, que pudesse modelar com boa aproximação os principais efeitos envolvidos no problema de estabilidade, com o intuito maior de permitir sua implementação em simuladores computacionais usados no projeto de poços.

Por este motivo, este trabalho realizou uma extensa revisão na literatura especializada no tema, a fim de identificar o atual estado da arte em modelos acoplados para folhelhos que considerassem efeitos térmicos, químicos e poroelásticos conjuntamente e que se aplicam ao uso de fluidos base-água. A maioria dos modelos identificados ora apresentaram acoplamento termo-poroelástico ora químico-poroelástico. Apenas dois modelos, publicados já na fase de conclusão deste trabalho, apresentaram o acoplamento termo-químico-poroelástico, ambos utilizando soluções analíticas.

Entretanto, um desses trabalhos apresenta várias falhas na sua formulação matemática, o que gera resultados não representativos. E o outro, mais robusto do ponto de vista matemático, divide os processos térmicos em duas componentes, uma delas muito difícil de ser utilizada na prática, pois não há registros na literatura sobre a determinação do parâmetro governante. Além disso, nenhum desses modelos foi verificado com outra solução já validada ou com experimentos de laboratório, de modo a verificar o seu potencial em modelar o acoplamento entre os efeitos supracitados.

Então, tomando como base dois modelos analíticos e dois modelos numéricos já existentes, onde o acoplamento termo-poroelástico e químico-poroelástico já estavam representados, foi realizado nesse trabalho o desenvolvimento de uma solução numérica e de uma analítica, onde o acoplamento termo-químico-poroelástico em folhelhos é representado. Para tanto, foram utilizados o método dos elementos finitos na solução numérica e o método das transformadas de Laplace na solução analítica.

A solução numérica é mais robusta do ponto de vista matemático, pois, não possui algumas simplificações da solução analítica em relação aos processos de transporte de soluto e de calor, que na última é governado apenas por processos de difusão. O objetivo em desenvolver ambas as soluções era verificar se a solução analítica poderia gerar resultados satisfatórios quando comparada com a solução numérica.

A característica básica e ao mesmo tempo robusta do modelo desenvolvido é a sua formulação matemática baseada na teoria poroelástica de Biot, que possui grande potencial em modelar os processos acoplados hidro-mecânicos em meios porosos saturados. Essa formulação permite a avaliação do carregamento não drenado imposto durante a perfuração do poço e que gera regiões subpressurizadas e sobrepressurizadas ao redor do mesmo. Além disso, uma avaliação transiente da difusão de pressão para o interior do folhelho pode ser verificada, permitindo a modelagem da estabilidade do poço em qualquer tempo após a perfuração.

Ao incorporar efeitos térmicos e químicos à formulação, foram gerados acoplamentos que conseguem representar: a alteração do campo de pressão de poros devido à expansão (ou contração) diferencial entre a matriz da rocha e o fluido de poros; a alteração do campo de pressão de poros devido à osmose; alteração do campo de tensões devido ao aquecimento (ou resfriamento) da rocha; e alteração do campo de tensões devido a um inchamento químico.

O modelo teve sua formulação validada e verificada através da reprodução de resultados experimentais e computacionais já publicados na literatura. Entretanto, não foi possível a reprodução de resultados onde os efeitos poroelásticos, térmicos e químicos atuam ao mesmo tempo, pois os únicos modelos semelhantes ou apresentam hipóteses diferentes ou possuem erros na sua formulação. Além disso, também não foram publicados, até o momento, experimentos de laboratório nos quais os efeitos acima mencionados estejam presentes concomitantemente.

Por essas razões, o modelo foi verificado e validado em etapas, reproduzindo resultados experimentais e computacionais nos quais efeitos poroelásticos fossem acoplados ou a efeitos térmicos ou a efeitos químicos. Em cada um dessas etapas foi verificada uma excelente concordância de resultados, sugerindo que a implementação do modelo foi satisfatória em representar o

acoplamento ao menos entre dois efeitos. Nessas modelagens foram utilizadas ambas as soluções, numérica e analítica. Por fim, foram comparados os resultados de ambas as soluções na modelagem de um problema onde forças poroelásticas, químicas e térmicas estavam presentes ao mesmo tempo. A excelente concordância obtida sugere que o modelo consegue representar bem os processos acoplados que surgem em folhelhos durante a perfuração de poços de petróleo. Além disso, ficou demonstrado que a solução analítica consegue gerar resultados satisfatórios em relação aos obtidos com a solução numérica e, por isso, é bastante atrativa para ser implementada em simuladores computacionais de análise da estabilidade de poços em folhelhos.

Para verificar os impactos do modelo termo-químico-poroelástico desenvolvido numa análise de estabilidade de poços, foi selecionado o caso de um poço perfurado em um ambiente anisotrópico de tensões. A análise foi conduzida de modo a utilizar o modelo como ferramenta de auxílio ao projeto de poços. Em primeiro lugar, utilizando um modelo elástico de distribuição de tensões e um critério de ruptura conservador, foi definida a melhor trajetória do poço para realizar a perfuração sob qualquer inclinação. Nessa etapa, a análise foi realizada de modo tradicional, ou seja, considerando que nenhum ponto da parede do poço sofra rupturas por tração ou compressão.

Esse tipo de análise é muito conservador e, por isso, a janela de estabilidade resultou fechada a partir de determinadas inclinações, indicando a impossibilidade de perfurar o trecho de folhelho com qualquer inclinação. Então, selecionando um critério de ruptura mais representativo do comportamento de ruptura de rochas, sob a influência da tensão intermediária, a análise foi estendida para o interior da rocha, isto é, assumindo que pequenas áreas plastificadas (rompidas) pudessem ocorrer ao redor do poço pela redução da pressão do fluido de perfuração até um determinado limite.

Em seguida, através da incorporação de efeitos poroelásticos, foi verificado o fechamento ao longo do tempo da janela de estabilidade, o que ocorre devido à difusão de pressão do fluido de perfuração para o interior do folhelho. Esta situação pode não ser muito representativa, pois como já foi mencionado, os efeitos químicos e térmicos, desde que corretamente administrados, também podem contribuir para a estabilidade do poço. Então, foi verificada a influência de se utilizar uma concentração salina no fluido de perfuração acima da encontrada

originalmente no folhelho. Essa análise mostrou que o efeito osmótico pode perdurar por um tempo bastante longo e melhora de modo significativo a estabilidade do poço em trechos de folhelho. Da mesma forma, foram verificados os impactos em administrar a temperatura do fluido de perfuração. Assumindo que esta fosse menor do que a encontrada no folhelho devido ao gradiente geotérmico, foi possível observar que os impactos térmicos podem ser muito mais significativos do que os efeitos químicos nos tempos iniciais, mas para tempos longos se dissipam e não contribuem mais para a manutenção da área plastificada especificada.

Finalmente, a análise foi conduzida considerando efeitos poroelásticos, químicos e térmicos simultaneamente, de modo a representar a situação mais realista da estabilidade do poço ao longo do tempo quando esses efeitos estão presentes. Os resultados mostraram que um dimensionamento adequado da concentração salina e da temperatura do fluido de perfuração pode contribuir de modo significativo para a manutenção da estabilidade de poços em trechos de folhelhos. Esses resultados também indicam que, se essas características forem negligenciadas ou mal administradas, os problemas de instabilidade poderão ser potencializados, e não poderão ser resolvidos apenas aumentando-se a pressão do fluido de perfuração.

Todos esses resultados comprovam que o objetivo do trabalho, de desenvolver um modelo robusto e ao mesmo tempo ágil para computar a distribuição de pressão de poros e de tensões ao redor de poços em folhelhos, considerando efeitos poroelásticos, químicos e térmicos, foi plenamente alcançado. A formulação analítica do modelo reproduz resultados muito próximos aos da formulação numérica, tornando o modelo totalmente atrativo para ser implementado em simuladores computacionais de estabilidade de poços.

## **8.2 Sugestões para Trabalhos Futuros**

Apesar do principal objetivo deste trabalho ter sido alcançado com êxito, o comportamento geomecânico de folhelhos durante a perfuração de poços ainda não está completamente entendido. Outros fatores podem contribuir para a estabilidade do poço nesse tipo de rocha, como por exemplo, a anisotropia. Dessa

forma, sugere-se que trabalhos futuros estudem os principais aspectos anisotrópicos presentes no problema e estendam a formulação isotrópica apresentada neste trabalho.

Também se sugere construir uma célula de difusão onde seja possível aplicar gradientes de pressão, concentração salina e de temperatura, simultaneamente em amostras de folhelhos, a fim de verificar o potencial do modelo em reproduzir experimentos em que esses efeitos estejam presentes. Combinando este tipo de experimento com o modelo desenvolvido nesse trabalho será possível determinar os parâmetros necessários à modelagem da estabilidade de poços de uma maneira prática e eficiente.

Adicionalmente, é preciso investigar como o coeficiente de reflexão, o coeficiente efetivo de difusão do soluto e a concentração salina estão correlacionados. Neste trabalho, assim como nos demais modelos onde efeitos químicos são considerados na formulação matemática, esses coeficientes são tratados como grandezas independentes, a despeito de alguns resultados experimentais, onde um certo grau de interdependência tem sido observado.

Outro aspecto que ainda necessita de maior investigação é o inchamento químico. É necessário obter um entendimento claro de como ele deve ser incorporado à formulação matemática. Neste trabalho foi assumido que esse fenômeno é quantificado independentemente da pressão de poros, o que ainda não está totalmente comprovado.

Outro desenvolvimento importante que deve ser buscado é a extensão da formulação matemática para fluidos base-óleo, que por não permitirem a difusão de pressão do fluido de perfuração para o interior do folhelho, podem potencializar os efeitos térmicos e químicos sobre a estabilidade de poços.

Em virtude da agilidade e flexibilidade proporcionadas pela formulação analítica do modelo desenvolvido, deve ser realizada uma profunda análise paramétrica com o intuito de identificar a contribuição individual de cada efeito (poroelástico, térmico e químico) sobre a estabilidade de poços em folhelhos.

Por último, e como principal sugestão, deve-se buscar aplicar o modelo e a metodologia apresentados neste trabalho em casos reais de perfuração de poços em folhelhos, à semelhança do que já tem sido feito considerando modelos termo-poroelásticos e químico-poroelásticos individualmente, e que tem comprovado o

grande potencial dos modelos acoplados na representatividade dos problemas de instabilidade em poços.

1. ROEGIERS, J.-C. The Use of Rock Mechanics in Petroleum Engineering: General Overview. In: J.A. Hudson (Editor), Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practices & Projects, Vol.: 5, Surface and Underground Case Histories. Pergamon Press, Headington Hill Hall, pp. 605-616, 1993.
2. STEIGER, R.P.; LEUNG, P.K. Advances in Shale Mechanics - The Key to Wellbore Stability Predictions. In: J.A. Hudson (Editor), Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice & Projects, Vol.: 5, Surface and Underground Case Histories. Pergamon Press, Headington Hill Hall, pp. 629-639, 1993.
3. BAKER HUGHES, I. Water-Based Fluids. Disponível em [http://www.bakerhughes.com/drillingfluids/water\\_based\\_fluids/performax.htm](http://www.bakerhughes.com/drillingfluids/water_based_fluids/performax.htm). Acesso em 2 de setembro, 2004.
4. TARE, U.A.; MODY, F.K.; TAN, C.P. Mitigating Wellbore Stability Problems while Drilling with Water-Based Muds in Deepwater Environments. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA: Paper OTC 14267, 2002.
5. SANTARELLI, F.J.; CHENEVERT, M.E.; OSISANYA, S.O. On the Stability of Shales and Its Consequences in Terms of Swelling and Wellbore Stability. IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana: Paper IADC/SPE 23886, 1992.
6. STANDIFIRD, W.B.; KEANEY, G. Real-Time Geopressure, Earth Stress and Wellbore Stability Analysis. RIGZONE. Disponível em [http://www.rigzone.com/insight/insight.asp?i\\_id=53](http://www.rigzone.com/insight/insight.asp?i_id=53). Acesso em 25 de agosto, 2004.
7. AADNØY, B.S. Modern Well Design. Balkema, Rotterdam, 1999.
8. GEOMECHANICS INTERNATIONAL, I. Wellbore Stability. Disponível em [http://www.geomi.com/c\\_wellbore.html](http://www.geomi.com/c_wellbore.html). Acesso em 25 de agosto, 2004.
9. HASSAN, S.; KLIMENTOS, T.; BADRI, M.; SENGUL, M.; ZEID, A. Optimizing Drilling Performance by Wellbore Stability Evaluation and Directional Drilling Practices. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference, Abu Dhabi, UAE: Paper SPE/IADC 57575, 1999.
10. BREHM, A.D.K.; DAVIS, J.B.; WARD, C.D.; BOWMAN, G. Incorporating Geomechanics into the Well Design Process - A Gulf of Mexico Case Study. Gulf Rocks 2004, Houston, Texas: Paper 462, 2004.
11. RITTER, D.G.; GROLLIMUND, B.R.; ZOLLER, S.L.; BRECKNOCK, D. Wellbore Stability in the Deepwater Bijupira-Salema Fields, Offshore Brazil -

- A Probabilistic Approach. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas, USA: Paper SPE/ISRM 78217, 2002.
12. BOL, G.M.; WONG, S.-W.; DAVIDSON, C.J.; WOODLAND, D.C. Borehole Stability in Shales. SPE Drilling & Completion(June): 87-94, 1994.
  13. MODY, F.K.; HALE, A.H. A Borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. IADC/SPE Drilling Conference, Amsterdam: Paper SPE/IADC 25728, 1993.
  14. FJÆR, E.; HOLT, R.M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A.M.; RISNES, R. Petroleum Related Rock Mechanics. Elsevier Science B. V., Amsterdam, 338 pp, 1992.
  15. HEIDUG, W.K.; WONG, S.-W. Hydration Swelling of Water-Absorbing Rocks: A Constitutive Model. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 20: 403-430, 1996.
  16. CHEN, G.; CHENEVERT, M.E.; SHARMA, M.M.; YU, M. A Study of Wellbore Stability in Shales Including Poroelastic, Chemical, and Thermal Effects. Journal of Petroleum Science and Engineering, 38(3-4): 167-176, 2003.
  17. YU, M. Chemical and Thermal Effects on Wellbore Stability of Shale Formations. Ph.D. Thesis, University of Texas, Austin, 184 pp, 2002.
  18. YU, M.; CHENEVERT, M.E.; SHARMA, M.M. Chemical-Mechanical Wellbore Instability Model for Shales: Accounting for Solute Diffusion. Journal of Petroleum Science and Engineering, 38(3-4): 131-143, 2003.
  19. FRYDMAN, M.; FONTOURA, S.A.B.; PASTOR, J.A.S.C. Finite Element Formulation of a Coupled Chemical-Hydro-Mechanical Model for Shales. Applications of Computational Mechanics in Geotechnical Engineering. Proceedins of the 4rd International Workshop, Ouro Preto, Minas Gerais, Brazil: 249-266, 2003.
  20. GHASSEMI, A.; DIEK, A.; ROEGIERS, J.-C. A Solution for Stress Distribution around an Inclined Borehole in Shale. Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci., 35(4-5), 1998.
  21. DETOURNAY, E.; CHENG, A.H.-D. Poroelastic response of a borehole in a non-hydrostatic stress field. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr., 25(3): 171-182, 1988.
  22. PANDE, G.N.; BEER, G.; WILLIAMS, J.R. Numerical Methods in Rock Mechanics. John Wiley & Sons Ltd., Chichester, 327 pp, 1990.
  23. AL-BAZALI, T.M. Membrane Efficiency Behavior of Shales. M.Sc. Thesis, University of Texas at Austin, Austin, 58 pp, 2003.
  24. GHASSEMI, A.; WOLFE, G.; DIEK, A.; ROEGIERS, J.-C. A Chemo-Mechanical Model for Borehole Stability. Rock Mechanics for Industry, Vail, Colorado, USA: 239-246, 1999.
  25. GHASSEMI, A.; DIEK, A. Linear Chemo-Poroelasticity for Swelling Shales: Theory and Application. Journal of Petroleum Science and Engineering, 38(3-4): 199-212, 2003.

26. MCTIGUE, D. Thermoelastic Response of Fluid-Saturated Porous Rock. *J. Geophys. Res.*, 91(B9): 9533-9542, 1986.
27. RICE, J.R.; CLEARY, M.P. Some Basic Stress Diffusion Solutions for Fluid-Saturated Elastic Porous Media with Compressible Constituents. *Reviews of Geophysics and Space Physics*, 14(2): 227-241, 1976.
28. KURASHIGE, M. A Thermoelastic Theory of Fluid-Filled Porous Materials. *Int. J. Solids Structures*, 25(9): 1039-1052, 1989.
29. WANG, Y.; PAPAMICHOS, E. Conductive Heat Flow and Thermally Induced Fluid Flow Around a Well Bore in a Poroleastic Medium. *Water Resources Research*, 30(12): 3375-3384, 1994.
30. LI, X.; CUI, L.; ROEGIERS, J.-C. Thermoporoelastic Modelling of Wellbore Stability in Non-Hydrostatic Stress Field. *Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci.*, 35(4-5): Paper No. 63, 1998.
31. PASTOR, J.A.S.C.; FONTOURA, S.A.B. Applications of a Coupled Thermo-Hydro-Mechanical Model to Wellbore Stability. *Numerical Methods in Geotechnical Engineering*, Paris, France, 2002.
32. FRYDMAN, M.; FONTOURA, S.A.B. Wellbore Stability Considering Thermo-Poroelastic Effects. *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, Rio de Janeiro: Paper IBP 26400, 2000.
33. GHASSEMI, A.; DIEK, A. Porothermoelasticity for Swelling Shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 34(1-4): 123-135, 2002.
34. TAO, Q.; GHASSEMI, A.; DIEK, A. A Chemo-Poro-Thermoelastic Model for Stress/Pore Pressure Analysis around a Wellbore in Shale. *Alaska Rocks 2005, The 40th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS): Rock Mechanics for Energy, Mineral and Infrastructure Development in Northern Regions*, Anchorage, Alaska, USA, 2005.
35. EKBOTE, S.; ABOUSLEIMAN, Y. Porochemoelastic Solution for an Inclined Borehole in a Transversely Isotropic Formation. *Journal of Engineering Mechanics*, 131(5): 522-533, 2005.
36. FRASCÁ, M.H.B.O.; SARTORI, P.L.P. Minerais e Rochas. In: S.N.A. Brito (Editor), *Geologia de Engenharia*, Vol. Associação Brasileira de Geologia de Engenharia - ABGE, São Paulo, pp. 15-38, 1998.
37. FAM, M.A.; DUSSEAULT, M.B. Borehole Stability in Shales: A Physico-Chemical Perspective. *SPE/ISRM Eurock '98*, Trondheim, Norway: Paper SPE/ISRM 47301, 1998.
38. HAWKES, C.D.; MCLELLAN, P.J.; RUAN, C.G.; MAURER, W.C. Wellbore Stability in Shales: A Review of Fundamental Principles and GRI-Funded Research. Final Report, *Advanced Geotechnology Inc. & Maurer Engineering Inc.*, 2000.
39. MUNIZ, E.S. Nova Metodologia de Ensaio Triaxiais de Folhelhos. M.Sc. Thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 103 pp, 1998.

40. HORSRUD, P.; SONSTEBRO, E.F.; BOE, R. Mechanical and Petrophysical Properties of North Sea Shales. *Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci.*, 35(8): 1009-1020, 1998.
41. LAL, M. Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela: Paper SPE 54356, 1999.
42. NEUZIL, C.E. How Permeable are Clays and Shales? *Water Resources Research*, 30(2): 145-150, 1994.
43. MCLELLAN, P.J.; WANG, Y. Predicting the effects of pore pressure penetration on the extent wellbore instability: Application of a versatile poro-elastoplastic model. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference, Delft, Netherlands: Paper SPE/ISRM 28053, 1994.
44. RABE, C. Estudo Experimental da Interação Folhelho-Fluido Através de Ensaios de Imersão. D.Sc. Thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 286 pp, 2003.
45. MUNIZ, E.S. Desenvolvimento de Equipamento e Metodologia de Testes para Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração. D.Sc. Thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 175 pp, 2003.
46. DUARTE, R.G. Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para Estudos de Estabilidade de Poços. M.Sc. Thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 121 pp, 2004.
47. CHENEVERT, M.E. Shale Alteration by Water Adsorption. SPE Fourth Conference on Drilling and Rock Mechanics, Austin, Texas, USA: Paper SPE 2401, 1970.
48. LOMBA, R.F.T.; CHENEVERT, M.E.; SHARMA, M.M. The Role of Osmotic Effects in Fluid Flow Through Shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 25(1-2): 25-35, 2000.
49. LOMBA, R.F.T.; CHENEVERT, M.E.; SHARMA, M.M. The Ion-Selective Membrane Behavior of Native Shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 25(1-2): 9-23, 2000.
50. MACGILLIVRAY, D.A.; DUSSEAULT, M.B. Thermal Conduction and Expansion of Saturated Quartz-Illitic and Smectitic Shales as a Function of Stress, Temperature, and Bedding Anisotropy. *Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci.*, 35(4-5): Paper No. 35, 1998.
51. CAENN, R.; CHILLINGAR, G.V. Drilling Fluids: State of the Art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14(3-4): 221-230, 1996.
52. VAN OORT, E. On the Physical and Chemical Stability of Shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 38(3-4): 213-235, 2003.
53. THOMAS, J.E. Fundamentos da Engenharia de Petróleo. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.
54. VAN OORT, E. Physico-Chemical Stabilization of Shales. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA: Paper SPE 37263, 1997.

55. FRITZ, S.J.; MARINE, I.W. Experimental Support for a Predictive Osmotic Model of Clay Membranes. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47: 1515-1522, 1983.
56. CHEW, S.H.; KARUNARATNE, G.P.; KUMA, V.M.; LIM, L.H.; TOH, M.L.; HEE, A.M. A Field Trial for Soft Clay Consolidation Using Electric Vertical Drains. *Geotextiles and Geomembranes*, 22(1-2): 17-35, 2004.
57. DETOURNAY, E.; SENJUNTICHAI, T.; BERCHENKO, I. An In Situ Thermo-Hydraulic Experiment in a Saturated Granite II: Analysis and Parameter Estimation. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 41(8): 1395-1411, 2004.
58. JORGENSEN, P.R.; HELSTRUP, T.; URUP, J.; SEIFERT, D. Modeling of Non-Reactive Solute Transport in Fractured Clayey Till During Variable Flow Rate and Time. *Journal of Contaminant Hydrology*, 68(3-4): 193-216, 2004.
59. SHANG, J.Q.; LO, K.Y. Electrokinetic Dewatering of a Phosphate Clay. *Journal of Hazardous Materials*, 55(1-3): 117-133, 1997.
60. MARTÍN, M.; CUEVAS, J.; LEGUEY, S. Diffusion of Soluble Salts Under a Temperature Gradient After the Hydration of Compacted Bentonite. *Applied Clay Science*, 17, 2000.
61. YOW, J.L.; HUNT, J.R. Coupled Processes in Rock Mass Performance with Emphasis on Nuclear Waste Isolation. *Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci.*, 39: 143-150, 2002.
62. BRADLEY, W.B. Failure of Inclined Boreholes. *Transactions of the ASME*, 101(December): 232-239, 1979.
63. AADNOY, B.S.; CHENEVERT, M.E. Stability of Highly Inclined Boreholes. *SPE/IADC Drilling Conference*, New Orleans, LA: Paper SPE 16052, 1987.
64. DETOURNAY, E.; CHENG, A.H.-D. Fundamentals of Poroelasticity. In: C. Fairhurst (Editor), *Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice & Projects*, Vol.: 2, Analysis and Design Methods. Pergamon Press, pp. 113-171, 1993.
65. WANG, H.F. *Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrogeology*. Princeton University Press, Princeton, 287 pp, 2000.
66. ABOUSLEIMAN, Y.; CUI, L.; EKBOTE, S.; ZAMAN, M.; ROEGIERS, J.-C.; CHENG, A.H.-D. Applications of Time-Dependent Pseudo-3D Stress Analysis in Evaluating Wellbore Stability. *Int. J. of Rock Mech. & Min. Sci.*, 34(3-4): Paper No. 1, 1997.
67. ABOUSLEIMAN, Y.; EKBOTE, S.; CUI, L.; MODY, F.; ROEGIERS, J.-C.; ZAMAN, M. Time-Dependent Coupled Processes in Wellbore Design and Stability: PBORE-3D. 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston: Paper SPE 56759, 1999.
68. ABOUSLEIMAN, Y.; EKBOTE, S.; TARE, U.A. Time-Dependent Wellbore (In) Stability Predictions: Theory and Case Study. 2000 IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Kuala Lumpur: Paper IADC/SPE 62796, 2000.

69. CUI, L.; CHENG, A.H.-D.; ABOUSLEIMAN, Y. Poroelastic Solution for an Inclined Borehole. *ASME Journal of Applied Mechanics*, 64: 32-38, 1997.
70. CUI, L.; ABOUSLEIMAN, Y.; CHENG, A.H.-D.; ROEGIERS, J.-C. Time-Dependent Failure Analysis of Inclined Boreholes in Fluid-Saturated Formations. *Journal of Energy Resources Technology*, 121: 31-39, 1999.
71. CHEN, X.; TAN, C.P.; HABERFIELD, C.M. The Importance of Coupled Flow-Mechanical Analysis in Modelling of Shale Undrained Behavior. *Rock Mechanics for Industry*: 233-238, 1999.
72. ARAÚJO, E.M.P. Influência da Variação da Permeabilidade na Estabilidade de Poços de Petróleo. M.Sc. Thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 116 pp, 2002.
73. ABOUSLEIMAN, Y.; KANJ, S.; EKBOTE, S. Poromechanical Tools for Reservoir Rock Testing Simulation and Wellbore Stability. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana: Paper SPE 71459, 2001.
74. VINCKÉ, O.; LONGUEMARE, P.; BOUTECÁ, M.; DEFLANDRE, J.P. Investigation of the Poromechanical Behavior of Shales in the Elastic Domain. *SPE/ISRM Eurock' 98*, Trondheim, Norway: Paper SPE/ISRM 47589, 1998.
75. CHENEVERT, M.E. Shale Control with Balanced-Activity Oil-Continuous Muds. *SPE 44th Annual Fall Meeting*, Denver, Colorado, USA: Paper SPE 2559, 1970.
76. TAN, C.; RAHMAN, S.S. The Mechanism of Mud Support Reduction Due to Mud Pressure Penetration. *SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference*, Delft: Paper SPE 28063, 1994.
77. FRITZ, S.J. Ideality of Clay Membranes in Osmotic Processes: A Review. *Clays and Clay Minerals*, 34(2): 214-223, 1986.
78. VAN OORT, E. A Novel Technique for the Investigation of Drilling Fluid Induced Borehole Instability in Shales. *SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering*, Delft, The Netherlands: Paper SPE 28064, 1994.
79. TAN, C.P.; WU, B. Effects of Chemical Potential Mechanism on CU Triaxial and Borehole Collapse Tests on Shales. *Rock Mechanics for Industry*: 225-232, 1999.
80. CHENEVERT, M.E.; PERNOT, V. Control of Shale Swelling Pressures Using Inhibitive Water-Based Muds. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana: Paper SPE 49263, 1998.
81. DUSSEAULT, M.B. Analysis of Borehole Stability. *Computer Methods and Advances in Geomechanics*, Morgantown, West Virginia: 125-137, 1994.
82. FALCÃO, J.L. Drilling in High-Temperature Areas in Brazil: A Wellbore Stability Approach. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Buenos Aires, Argentina: Paper SPE 69516, 2001.
83. LI, X.; CUI, L.; ROEGIERS, J.-C. Thermoporoelastic Analysis of Inclined Boreholes. *SPE/ISRM Eurock '98*, Trondheim: Paper SPE/ISRM 47296, 1998.

84. MAURY, V.; GUENOT, A. Practical Advantages of Mud Cooling Systems for Drilling. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam: Paper SPE 25732, 1993.
85. BERCHENKO, I.; DETOURNAY, E.; CHANDLER, N.; MARTINO, J. An In Situ Thermo-Hydraulic Experiment in a Saturated Granite I: Design and Results. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 41(8): 1377-1394, 2004.
86. SOLER, J.M. The Effect of Coupled Transport Phenomena in the Opalinus Clay and Implications for Radionuclide Transport. *Journal of Contaminant Hydrology*, 53(1-2): 63-84, 2001.
87. GROSSE, W. The Mechanism of Thermal Transpiration (= Thermal Osmosis). *Aquatic Botany*, 54(2-3): 101-110, 1996.
88. BEAR, J. *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Dover, New York, 1988.
89. RONDOT, S.; AABOUBI, O.; BAUDART, P.; ERRE, D.; MÉRRIENE, E.; PATAT, J.M. Determination of Soret Coefficient and Heat of Transport in a Binary Liquid Mixture Using X-Ray Microscopy. *The European Physical Journal - Applied Physics*, 17: 75-80, 2002.
90. ROSANNE, R.; PASZKUTA, M.; TEVISSSEN, E.; ADLER, P.M. Thermodiffusion in Compact Clays. *Journal of Colloid and Interface Science*, 267(1): 194-203, 2003.
91. VAZIRI, H.H. Theory and Application of a Fully Coupled Thermo-Hydro-Mechanical Finite Element Model. *Computers & Structures*, 61(1): 131-146, 1996.
92. DE BRUYN, D.; THIMUS, J.F. The Influence of Temperature Increase on the Mechanical and Physical Behaviour of Boom Clay in the Framework of the Geological Disposal of High-Level, Heat-Emitting Waste. *Hydromechanical and Thermohydromechanical Behaviour of Deep Argillaceous Rock*, Paris, France: 33-40, 2000.
93. FAM, M.A.; DUSSEAULT, M.B.; FOOKS, J.C. Drilling in Mudrocks: Rock Behavior Issues. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 38(3-4): 155-166, 2003.
94. TAN, C.P.; RICHARDS, B.G.; RAHMAN, S.S.; ANDIKA, R. Effects of Swelling and Hydrational Stress in Shales on Wellbore Stability. *Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Kuala Lumpur: Paper SPE 38057, 1997.
95. FJÆR, E.; HOLT, R.M.; NES, O.-M.; SONSTEBØ, E.F. Mud Chemistry Effects on Time-Delayed Borehole Stability Problems in Shales. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas, USA: Paper SPE/ISRM 78163, 2002.
96. EWY, R.T.; STANKOVICH, R.J. Shale-Fluid Interactions Measured Under Simulated Downhole Conditions. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas: Paper SPE/ISRM 78160, 2002.
97. ZIENKIEWICZ, O.C.; CHAN, A.H.C.; PASTOR, M.; SCHREFLER, B.A.; SHIOMI, T. *Computational Geomechanics: with Special Reference*

- Earthquake Engineering. John Wiley & Sons, Baffins Lane, Chichester, 383 pp, 1999.
98. CARROL, M.M. An Effective Law for Anisotropic Elastic Deformation. *Journal of Geophysical Research*, 84(B13): 7510-7512, 1979.
99. PEJON, O.J.; ZUQUETTE, L.V. Analysis of Cyclic Swelling of Mudrocks. *Engineering Geology*, 67(1-2): 97-108, 2002.
100. STEINER, W. Swelling Rock in Tunnels: Rock Characterization, Effect of Horizontal Stresses and Construction Procedures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts*, 30(4): 361-380, 1994.
101. SANTOS, H.; FONTOURA, S.A.B.D. Concepts and Misconceptions of Mud Selection Criteria: How to Minimize Borehole Stability Problems? *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas: 781-796, 1997.
102. SANTARELLI, F.J.; CARMINATI, E. Do Shales Swell? A Critical Review of Available Evidence. *SPE/IADC Drilling Conference*, Amsterdam: Paper SPE/IADC 29421, 1995.
103. FRYDMAN, M. Iniciação e Propagação de Fraturas em Poços de Petróleo. D.Sc. Thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 157 pp, 1996.
104. ZHOU, Y.; RAJAPAKSE, R.K.N.D.; GRAHAM, J. A Coupled Thermoporoelastic Model with Thermo-Osmosis and Thermal Filtration. *Int. J. Solids Structures*, 35(34-35): 4659-4683, 1998.
105. BEAR, J.; VERRUIJT, A. Modeling Groundwater Flow and Pollution - Theory and Applications of Transport in Porous Media. D. Reidel Publishing Company, Dordrecht, Holland, 414 pp, 1987.
106. FERNANDEZ, R.T. Natural Convection from Cylinders Buried in Porous Media. Ph.D. Thesis, University of California, Berkeley, 1972.
107. MITCHELL, J.K. Fundamentals of Soil Behavior. John Wiley, New York, 426 pp, 1993.
108. CASTELLAN, G. Physical Chemistry. Addison-Wesley Company, Inc., 943 pp, 1983.
109. SANDLER, S.I. Chemical and Engineering Thermodynamics. John Wiley & Sons, Inc., New York, 1999.
110. PETERS, G.P.; SMITH, D.W. The Influence of Advective Transport on Coupled Chemical and Mechanical Consolidation of Clays. *Mechanics of Materials*, 36(5-6): 467-486, 2004.
111. MALUSIS, M.A.; SHACKELFORD, C.D. Theory for Reactive Solute Transport Through Clay Membrane Barriers. *Journal of Contaminant Hydrology*, 59(3-4): 291-316, 2002.
112. FREEZE, R.A.; CHERRY, J.A. Groundwater. Prentice Hall, Englewood Cliffs, 604 pp, 1979.

113. DELLEUR, J.W. The Handbook of Groundwater Engineering. CRC Press LLC, Boca Raton, 992 pp, 1999.
114. GHASSEMI, A.; DIEK, A. Effects of Ion Transfer on Stress and Pore Pressure Distributions Around a Borehole in Shale. Rock Mechanics in the National Interest, Washington, D.C., USA: 85-91, 2001.
115. KOOI, H.; GARAVITO, A.M.; BADER, S. Numerical Modelling of Chemical Osmosis and Ultrafiltration Across Clay Formations. Journal of Geochemical Exploration, 78-79: 333-336, 2003.
116. LEWIS, R.W.; SCHREFLER, B.A. The Finite Element Method in the Deformation and Consolidation of Porous Media. John Wiley & Sons, Chichester, 344 pp, 1987.
117. BEAR, J.; CORAPCIOGLU, M.D. A Mathematical Model for Consolidation in A Thermoelastic Aquifer Due to Hot Water Injection or Pumping. Water Resources Research, 17: 723-736, 1981.
118. BIRD, R.B.; STEWART, W.E.; LIGHTFOOT, E.N. Transport Phenomena. John Wiley, New York, 780 pp, 1960.
119. HUGHES, T.J.R. The Finite Element Method: Linear Static and Dynamic Finite Elements Analysis. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 803 pp, 1987.
120. ZIENKIEWICZ, O.C.; TAYLOR, R.L. The Finite Element Method, Vol. 1. McGraw-Hill, London, 1989.
121. DETOURNAY, E.; MCLENNAN, J.D.; ROEGIERS, J.-C. Poroelastic Concepts Explain Some of the Hydraulic Fracturing Mechanisms. Unconventional Gas Technology Symposium of the Society of Petroleum Engineers, Louisville, KY: Paper SPE 15262, 1986.
122. BLOCH, M.; MEDEIROS, J.L.; ARAÚJO, O.Q.F.; CUSTODIO, F.R. A Poroviscoelastic Model for In-Situ Stress Determination Based Upon Numerical Inversion of Anelastic Strain Recovery from Rock Samples. 3rd Biot Conference on Poromechanics, Norman, OK, USA, 2005.
123. BÉVILLON, D.; BOUTÉCA, M.J.; LONGUEMARE, P. Contribution of the Coupled HydroMechanical Theory in the Estimate of Reservoir Production. SPE European Petroleum Conference, Paris, France: Paper SPE 65175, 2000.
124. CARSLAW, H.S.; JAEGER, J.C. Conduction of Heat in Solids. Oxford University Press (Clarendon), London, 510 pp, 1959.
125. CHEN, G.; EWY, R.T. Thermoporoelastic Effect on Wellbore Stability. SPE Journal, June: 121-129, 2005.
126. MUNIZ, E.S.; FONTOURA, S.A.B.; DUARTE, R.G.; LOMBA, R.F.T. Evaluation of the Shale-Drilling Fluid Interaction for Studies of Wellbore Stability. Alaska Rocks 2005, The 40th U.S. Symposium on Rock Mechanics, Anchorage, Alaska, USA: Paper ARMA/USRMS 05-816, 2005.
127. LIDE, D.R. CRC Handbook of Chemistry and Physics. CRC Press, Boca Raton, 2616 pp, 2004.
128. THE ENGINEERING TOOL BOX. Bulk Modulus and Fluid Elasticity. Disponível em [http://www.engineeringtoolbox.com/bulk-modulus-elasticity-21\\_585.html](http://www.engineeringtoolbox.com/bulk-modulus-elasticity-21_585.html). Acesso em 20 de setembro, 2005.

- 129.ENCYCLOPÆDIA BRITANNICA ONLINE. Rock - Thermal expansion. Disponível em <http://www.britannica.com/eb/article?tocId=80194>. Acesso em 25 de agosto, 2005.
- 130.ELERT, G. The Physics Hypertextbook. Disponível em <http://hypertextbook.com/physics/>. Acesso em 13 de junho, 2004.
- 131.MODY, F.; TARE, U.A.; TAN, C.P.; DRUMMOND, C.J.; WU, B. Development of Novel Membrane Efficient Water-Based Drilling Fluids Through Fundamental Understanding of Osmotic Membrane Generation in Shales. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA: Paper SPE 77447, 2002.
- 132.EVANS, J.; FOLMER, D.; ONG, S. Wellbore Stability (Geomechanics) Modelling and Drilling Optimization Practices Reduce Drilling Cost - Terra Nova Project. CADE/CAODC Drilling Conference: Paper No. 005, 2003.
- 133.ZHENG, Z. Integrated Borehole Stability Analysis - Against Tradition. SPE/ISRM Eurock '98, Trondheim, Norway: Paper SPE 47282, 1998.
- 134.ARAÚJO, E.M.P.; PASTOR, J.A.S.C.; FONTOURA, S.A.B. A Methodology to Enlarge Narrow Stability Windows. Rio Oil & Gas Conference 2004, Rio de Janeiro: Paper IBP 184 104, 2004.
- 135.ARAÚJO, E.M.P.; FONTOURA, S.A.B.; PASTOR, J.A.S.C. A Methodology for Drilling Through Shales in Environments with Narrow Mud Weight Window (NMWW). IX SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brazil: Paper SPE 94769, 2005.
- 136.COLMENARES, L.B.; ZOBACK, M.D. A Statistical Evaluation of Intact Rock Failure Criteria Constrained by Polyaxial Test Data for Five Different Rocks. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 39(6): 695-729, 2002.
- 137.CRAIN, E.R. Crain's Petrophysical Handbook - Chapter 20: Elastic Properties of Rocks. Disponível em <http://www.spec2000.net/chapters/Chapter20.htm>. Acesso em 8 de junho, 2005.
- 138.BERRYMAN, J.G. Effective Stress for Transport Properties of Inhomogeneous Porous Rock. J. Geophys. Res., 97: 17409-17424, 1992.
- 139.ASQUITH, G.B.; GIBSON, C. Basic Well Log Analysis for Geologists. AAPG Methods in Exploration Series. AAPG, Tulsa, OK, USA, 216 pp, 1982.
- 140.SUDO, H.; TANAKA, T.; KOBAYASHI, T.; KONDO, T.; TAKAHASHI, T.; MIYAMOTO, M.; AMAGAI, M. Permeability Imaging in Granitic Rocks Based on Surface Resistivity Profiling. Exploration Geophysics, 35: 56-61, 2004.
- 141.GOODMAN, R.E. Introduction to Rock Mechanics. John Wiley & Sons, New York, 562 pp, 1989.
- 142.BEMER, E.; LONGUEMARE, P.; VINCKE, O. Poroelastic Parameters of Meuse/Haute Marne Argillites: Effect of Loading and Saturation States. Applied Clay Science, 26(1-4): 359-366, 2004.

143. LION, M.; SKOCZYLAS, F.; LEDESERT, B. Determination of the Main Hydraulic and Poro-Elastic Properties of a Limestone from Bourgogne, France. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 41(6): 915-925, 2004.
144. LAU, J.S.O.; CHANDLER, N.A. Innovative Laboratory Testing. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 41(8): 1427-1445, 2004.
145. CHARLEZ, P.A. *Rock Mechanics, Vol. 1. Theoretical fundamentals*. Editions Technip, Paris, 360 pp, 1991.
146. OZKAHRAMAN, H.T.; SELVER, R.; ISIK, E.C. Determination of the Thermal Conductivity of Rock from P-Wave Velocity. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 41(4): 703-708, 2004.
147. SCHARLI, U.; RYBACH, L. Determination of Specific Heat Capacity on Rock Fragments. *Geothermics*, 30(1): 93-110, 2001.
148. OPPENHEIM, A.V. *Signals & Systems*. Prentice-Hall International, London, 957 pp, 1996.
149. KREYSZIG, E. *Advanced Engineering Mathematics*. Wiley, New York, 1288 pp, 1999.
150. BADMUS, T.; CHENG, A.H.-D.; GRILLI, S. A Laplace-Transform-Based Three-Dimensional BEM for Poroelasticity. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 36: 67-85, 1993.
151. CHENG, A.H.-D.; OU, K. An Efficient Laplace Transform Solution for Multiaquifer Systems. *Water Resources Research*, 25(4): 742-748, 1989.
152. CHEN, J. Time Domain Fundamental Solution to Biot's Complete Equations of Dynamic Poroelasticity. Part I: Two-Dimensional Solution. *Int. J. Solids Structures*, 31(10): 1447-1490, 1994.
153. CHEN, J. Time Domain Fundamental Solution to Biot's Complete Equations of Dynamic Poroelasticity. Part II: Three-Dimensional Solution. *Int. J. Solids Structures*, 31(2): 169-202, 1994.
154. CHENG, A.H.-D.; SIDAURUK, P.; ABOUSLEIMAN, Y. Approximate Inversion of the Laplace Transform. *The Mathematica Journal*, 4(2): 76-82, 1994.
155. MCLEAN, M.R.; ADDIS, M.A. Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and Their Field Application. IADC/SPE Conference: Paper IADC/SPE19941, 1990a.
156. AADNOY, B.S. Modelling of the Stability of Highly Inclined Boreholes in Anisotropic Rock Formations. *Offshore Europe 87*, Aberdeen: Paper SPE 16526, 1987.
157. GARROUCH, A.A.; EBRAHIM, A.S. Assessment of the Stability of Inclined Wells. SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, USA: Paper SPE 68861, 2001.
158. MCLEAN, M.R.; ADDIS, M.A. Wellbore Stability: The Effect of Strength Criteria on Mud Weight Recommendations. 65th Annual Technical Conference, New Orleans, LA: Paper SPE 20405, 1990b.

159. EWY, R.T. Wellbore-Stability Predictions by Use of a Modified Lade Criterion. *SPE Drilling & Completion*, 14(2), 1999.
160. LADE, P.V. Failure Criterion for Frictional Materials. In: C.S. Desai and R.H. Gallager (Editors), *Mechanics of Engineering Materials*, Vol. Wiley, New York, 1984.

# Apêndice A

## Relações entre Constantes Poroelásticas

### A.1 Introdução

A seguir são apresentadas algumas correlações entre as constantes poroelásticas, extraídas de Wang<sup>65</sup> e Detournay & Cheng<sup>64</sup>. Essas relações são úteis para compatibilizar os dados de entrada da formulação numérica com os dados de entrada da formulação analítica do modelo termo-químico-poroelástico desenvolvido.

### A.2 Correlações

O coeficiente de Biot é função do módulo de deformação volumétrica drenado da rocha  $K$  e do módulo de deformação volumétrica dos grãos  $K_s$ :

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s} \quad (\text{A.1})$$

O módulo de cisalhamento pode ser obtido em função do módulo de Young drenado  $E$  e do coeficiente de Poisson  $\nu$  drenado:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (\text{A.2})$$

De maneira similar, o módulo drenado de deformação volumétrica da rocha:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (\text{A.3})$$

O módulo não drenado de deformação volumétrica da rocha  $K_u$  pode ser obtido em função dos módulos drenado da rocha  $K$  e dos grãos  $K_s$ , da porosidade  $n$  e do módulo de deformação do fluido de poros  $K_f$ :

$$K_u = K \left[ 1 + \frac{\left(1 - \frac{K}{K_s}\right)^2}{\frac{K}{K_s} \left(1 - \frac{K}{K_s}\right) + n \left(\frac{K}{K_f} - \frac{K}{K_s}\right)} \right] \quad (\text{A.4})$$

De maneira similar o coeficiente de Skempton  $B$ :

$$B = 1 - \frac{n \left(\frac{K}{K_f} - \frac{K}{K_s}\right)}{\left(1 - \frac{K}{K_s}\right) + n \left(\frac{K}{K_f} - \frac{K}{K_s}\right)} \quad (\text{A.5})$$

O coeficiente poroelástico de tensões  $\eta$  pode ser expresso em função do coeficiente de Biot  $\alpha$  e do coeficiente de Poisson drenado  $\nu$ :

$$\eta = \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)} \quad (\text{A.6})$$

O coeficiente de Poisson não drenado pode ser expresso em função do módulo não drenado de deformação volumétrica da rocha  $K_u$  e do módulo de cisalhamento  $G$ :

$$\nu_u = \frac{3K_u - 2G}{2(3K_u + G)} \quad (\text{A.7})$$

O coeficiente de armazenamento  $S$  pode ser expresso em função do coeficiente poroelástico de tensões  $\eta$ , do coeficiente de Skempton  $B$ , do módulo de cisalhamento  $G$  e do coeficiente de Poisson não drenado  $\nu_u$ :

$$S = \frac{3\eta(1 - \nu_u)}{BG(1 + \nu_u)} \quad (\text{A.8})$$

## **Apêndice B**

### **Métodos de Determinação dos Parâmetros Termo-Químico-Poroelásticos**

#### **B.1**

##### **Introdução**

A formulação analítica do modelo termo-químico-poroelástico desenvolvido neste trabalho requer 16 parâmetros do folhelho, que podem ser determinados pelos métodos a seguir apresentados, entre os quais constam ensaios de laboratório (experimentais e computacionais), perfilagem de poços e correlações matemáticas. Outro aspecto que deve ser enfatizado é que apesar de folhelhos serem tipicamente anisotrópicos, todos os parâmetros são determinados considerando a hipótese de isotropia, na qual, está baseado o modelo desenvolvido.

#### **B.2**

##### **Parâmetros Poroelásticos**

O acoplamento hidro-mecânico (poroelástico) é totalmente caracterizado por 5 (cinco) parâmetros, duas constantes elásticas: módulo cisalhante ( $G$ ) e módulo drenado de deformação volumétrica ( $K$ ); o coeficiente de permeabilidade ( $\kappa = k/\mu$ ); e duas constantes poroelásticas: coeficiente de Skempton ( $B$ ) e coeficiente de Poisson não drenado ( $\nu_u$ ). A seguir são apresentadas duas metodologias para a determinação destas constantes. A primeira está baseada em dados de perfis de poços, opção mais comum devido à economia e à possibilidade de estimativa para grandes trechos. A segunda está baseada em ensaios de laboratório, que normalmente são utilizados para calibrar os valores estimados por dados de perfis de poços.

### B.2.1 Perfis de Poços

A capacidade de estimar propriedades das rochas perfuradas através de perfis elétricos e radioativos de poços cresce a cada dia com o avanço da tecnologia. Dentre os perfis mais comuns podemos relacionar: tempo de trânsito da onda compressional ( $dtc$ ), tempo de trânsito da onda cisalhante ( $dts$ ), tempo de trânsito da onda compressional da matriz da rocha ( $dtc_s$ ), tempo de trânsito da onda cisalhante da matriz da rocha ( $dts_s$ ), massa específica dos grãos da rocha ( $\rho_s$ ), massa específica da rocha saturada ( $\rho_b$ ), porosidade ( $n$ ), entre outros.

Através da combinação entre os perfis de tempo de trânsito da onda compressional e da onda cisalhante, na matriz da rocha e na rocha saturada, é possível obter os módulos drenados de deformação volumétrica da rocha saturada ( $K$ ) e dos constituintes sólidos ( $K_s$ ) pelas seguintes expressões, respectivamente<sup>137</sup>:

$$K = \rho_b \left( \frac{1}{dtc^2} - \frac{4}{3} \frac{1}{dts^2} \right) \quad (B.1)$$

$$K_s = \rho_s \left( \frac{1}{dts_s^2} - \frac{4}{3} \frac{1}{dts_s^2} \right) \quad (B.2)$$

onde  $\rho_b$  e  $\rho_s$  são expressas em  $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$  e  $dtc$  e  $dts$  são em  $\mu\text{s} \cdot \text{m}^{-1}$ , o índice  $s$  indica nos grãos.  $K$  e  $K_s$  são expressos em MPa.

Com esses dois módulos é possível calcular o coeficiente de Biot:

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s} \quad (B.3)$$

Uma alternativa quando não estão disponíveis os valores de tempo de trânsito da onda cisalhante é utilizar a seguinte correlação empírica<sup>137</sup>:

$$\alpha = 1 - (1 - n)^x \quad (\text{B.4})$$

onde  $n$  é a porosidade e  $1 \leq x \leq 3$ . A faixa usual de variação do coeficiente de Biot é  $n \leq \alpha \leq 1$  (Berryman<sup>138</sup>).

O coeficiente de cisalhamento é determinado através da seguinte correlação<sup>14</sup>:

$$G = \frac{\rho_b}{dts^2} \quad (\text{B.5})$$

Combinando o módulo drenado de deformação volumétrica ( $K$ ) com o módulo cisalhante ( $G$ ) é possível obter qualquer outra constante elástica, como o módulo de Young drenado ( $E$ ) e o coeficiente de Poisson drenado ( $\nu$ ):

$$E = \frac{9KG}{3K + G} \quad (\text{B.6})$$

$$\nu = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)} \quad (\text{B.7})$$

O coeficiente de Skempton pode ser determinado através da correlação (A.5), abaixo repetida:

$$B = 1 - \frac{n \left( \frac{K}{K_f} - \frac{K}{K_s} \right)}{\left( 1 - \frac{K}{K_s} \right) + n \left( \frac{K}{K_f} - \frac{K}{K_s} \right)} \quad (\text{B.8})$$

Entretanto, é necessário o conhecimento prévio da porosidade e do módulo de deformação volumétrica do fluido de poros. A porosidade pode ser estimada através de dados de perfis de tempo de trânsito compressional, perfis de densidade ou perfis neutrônicos, conforme descrito em Asquith & Gibson<sup>139</sup>. Uma

correlação baseada em perfis de tempo de trânsito da onda compressional é dada por:

$$n = \frac{dte - dtc_s}{dte_m - dtc_s} \quad (\text{B.9})$$

onde  $dte_m$  é o tempo de trânsito da onda compressional no fluido de perfuração.

Para fluido salino  $dte_m = 606.96$  ( $\mu\text{s/m}$ ).

Tendo em vista que água é o fluido saturante em folhelhos localizados acima das rochas reservatório, é possível adotar valores conhecidos<sup>128</sup> para o módulo de deformação volumétrica do fluido de poros ( $K_f$ ). Para água doce  $K_f = 2150$  (MPa) e para água salgada  $K_f = 2350$  (MPa).

Tendo já sido determinadas as constantes anteriores, o coeficiente de Poisson não drenado pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$\nu_u = \frac{3\nu + \alpha B(1 - 2\nu)}{3 - \alpha B(1 - 2\nu)} \quad (\text{B.10})$$

Por último, é necessário determinar a permeabilidade intrínseca do folhelho, já que a viscosidade dinâmica do fluido de poros, normalmente a água, apresenta valor médio de  $\mu = 1 \times 10^{-3}$  (Pa · s).

É possível estimar a permeabilidade do folhelho através de correlações com dados de perfis. Por exemplo, Ogata (*apud* Sudo *et al.*<sup>140</sup>) obteve a seguinte correlação para folhelhos e arenitos do Mioceno:

$$k_h = 3.545 \cdot 10^{-11} \cdot X^{3.9072} \quad (\text{B.11})$$

onde  $X$  é a resistividade em  $\Omega \cdot \text{m}$ ,  $k_h$  é a condutividade hidráulica em  $\text{cm} \cdot \text{s}^{-1}$ , relacionada à permeabilidade intrínseca da rocha por:

$$k_h = \frac{k \rho_f g}{\mu} \quad (\text{B.12})$$

onde  $\rho_f$  e  $\mu$  são a massa específica e a viscosidade dinâmica do fluido de poros, respectivamente e  $g$  é a aceleração da gravidade. Desde que o fluido de poros seja água, é possível assumir valores para  $\rho_f = 1000 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ,  $\mu = 10^{-3} \text{ kg} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ , além de  $g = 10 \text{ m} \cdot \text{s}^{-2}$  e a equação modificada resulta em:

$$k = 3.545 \cdot 10^{-20} \cdot X^{3.9072} \quad (\text{B.13})$$

onde  $k$  está expressa em  $\text{m}^2$ .

### B.2.2 Ensaio de Laboratório

Quando durante a perfuração de um poço é realizada a operação de testemunhagem, é possível realizar ensaios de laboratório para a determinação dos parâmetros que caracterizam as rochas perfuradas. Os parâmetros obtidos nestes ensaios são pontuais, isto é, caracterizam apenas a rocha em uma determinada profundidade ao longo do poço. Entretanto, podem ser utilizados para calibrar os parâmetros obtidos por correlações com dados de perfis.

Os ensaios mais comuns para a determinação de constantes elásticas de rochas são os de compressão triaxial. Através de ensaios drenados são determinados o módulo de Young ( $E$ ), o coeficiente de Poisson drenado ( $\nu$ ) e o módulo drenado de deformação volumétrica ( $K$ ).

O módulo de Young drenado é obtido pela expressão:

$$E = -\frac{\sigma_a}{\varepsilon_a} \quad (\text{B.14})$$

onde  $\sigma_a$  é a tensão axial aplicada e  $\varepsilon_a$  é a deformação axial gerada. Uma prática comum é adotar como ponto de referência na determinação de  $E$  o ponto correspondente a 50% do pico de tensão axial<sup>14</sup>. Também se verifica que a

determinação nos trechos de descarregamento ou recarregamento resulta em melhores resultados<sup>141</sup>.

O coeficiente de Poisson drenado é obtido pela relação entre a deformação radial ( $\varepsilon_r$ ) e a deformação axial ( $\varepsilon_a$ ):

$$\nu = -\frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_a} \quad (\text{B.15})$$

De modo semelhante ao observado para o módulo de Young, é comum adotar como ponto de referência na determinação de  $\nu$  o ponto correspondente a 50% do pico de tensão axial<sup>14</sup>.

O módulo drenado de deformação volumétrica é obtido pela relação entre a tensão média aplicada ( $\sigma_m$ ) e a deformação volumétrica ( $\varepsilon_v$ ):

$$K = \frac{\sigma_m}{\varepsilon_v} \quad (\text{B.16})$$

De modo semelhante, apenas impedindo a drenagem nos ensaios triaxiais, são determinados os módulos de Young, coeficiente de Poisson e módulo de deformação volumétrica não drenados.

A determinação do coeficiente de Biot é realizada através de ensaios de laboratório com configuração oedométrica e uma metodologia desenvolvida especialmente para a determinação de parâmetros poroelásticos em rochas argilosas como folhelhos<sup>74, 142</sup>.

Primeiramente, a amostra é saturada e confinada em um determinado nível de tensões. Em seguida é realizado um descarregamento axial, mantendo-se a pressão de poros constante. Usando a teoria da poroelasticidade é obtida a seguinte expressão que representa tal configuração:

$$\frac{\sigma_a - \sigma_{a_0}}{\varepsilon_a} = \left( K + \frac{4}{3}G \right) \quad (\text{B.17})$$

onde  $\sigma_a$  é a tensão axial após o descarregamento e  $\sigma_{a_0}$  a tensão axial antes do descarregamento, respectivamente,  $\varepsilon_a$  é a deformação axial gerada pelo descarregamento,  $K$  é o módulo de deformação volumétrica e  $G$  o módulo cisalhante.

No passo seguinte é realizado um acréscimo na pressão de poros, mantendo-se a tensão axial constante. Novamente, através da teoria da poroelasticidade obtém-se a seguinte expressão matemática que representa esta configuração:

$$\frac{p - p_0}{\varepsilon_a} = \frac{\left(K + \frac{4}{3}G\right)}{\alpha} \quad (\text{B.18})$$

onde  $p$  é a pressão de poros acrescida acima do valor  $p_0$ ,  $\varepsilon_z$  a deformação axial produzida pela variação de pressão e  $\alpha$  o coeficiente de Biot.

Finalmente, o coeficiente de Biot é obtido pela razão entre as equações (B.18) e (B.17), que resulta em:

$$\alpha = \frac{\sigma_z - \sigma_{z_0}}{p - p_0} \quad (\text{B.19})$$

Utilizando ensaios de configuração oedométrica<sup>45</sup> ou triaxial<sup>143</sup>, é possível determinar o coeficiente de Skempton. Para tanto, é utilizada a seguinte expressão matemática<sup>65</sup>:

$$B = -\frac{p}{\sigma_m} \quad (\text{B.20})$$

onde o sinal negativo é devido à convenção adotada neste trabalho, onde tensões de compressão são negativas. Na equação acima  $p$  representa a pressão de poros gerada devido à aplicação da tensão normal média  $\sigma_m$ , que é dada por:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3} \quad (\text{B.21})$$

A faixa usual de variação para o parâmetro de Skempton é  $0 \leq B \leq 1$ .

Devido aos baixos valores de permeabilidade dos folhelhos, a realização de ensaios diretos para medir a permeabilidade dessas rochas pode durar dias. Entretanto, ao realizar um ensaio de difusão de pressão através de uma amostra de pequena espessura, da qual já se conhece todos os demais parâmetros poroelásticos, em um ensaio com configuração oedométrica<sup>45</sup>, é possível reduzir este tempo. Em seguida, realizando uma retroanálise com uma solução do tipo da apresentada no apêndice E, é obtida a permeabilidade intrínseca através da expressão:

$$k = c^f \left[ \frac{\alpha^2 \mu (1 - 2\nu)^2 (1 - \nu_u)}{2G(1 - \nu)(\nu_u - \nu)} \right] \quad (\text{B.22})$$

onde  $c^f$  é a difusividade hidráulica do meio poroso.

### B.3 Parâmetros Químicos

Os parâmetros químicos necessários são o coeficiente de reflexão ( $\mathfrak{R}$ ), o coeficiente efetivo de difusão do soluto ( $D_e^c$ ), o coeficiente de inchamento ( $\omega$ ), o coeficiente de dissociação do soluto ( $d$ ) e a massa molar do soluto ( $M_s$ ). Dentre esses coeficientes, é necessário determinar em laboratório apenas os três primeiros, já que os outros são características próprias do tipo de soluto utilizado no fluido de perfuração. Até o momento não há métodos disponíveis para a obtenção dos parâmetros químicos através de dados de perfis.

Para determinar o coeficiente de reflexão ( $\mathfrak{R}$ ) é necessário realizar ensaios de difusão de pressão, seguindo, por exemplo, a metodologia apresentada por Muniz<sup>45</sup>. Em seguida é realizada uma retroanálise de modo a ajustar os resultados experimentais com os simulados, através de alguma solução que possa prever a geração de pressões osmóticas no folhelho, tal qual a apresentada no apêndice E.

A determinação do coeficiente efetivo de difusão do soluto também pode ser realizada segundo a metodologia proposta por Muniz<sup>45</sup>. Ao impor um gradiente de concentração química sobre a amostra de folhelho, o soluto é transportado da região de maior concentração para a de menor concentração. Após o término do ensaio, é determinada por análise química a concentração do soluto que atravessou o folhelho. E, em seguida, realizando uma retroanálise com a solução apresentada no apêndice E, é determinado o coeficiente que melhor ajusta a concentração de soluto que atravessou o folhelho.

O coeficiente de inchamento químico ( $\omega$ ) ainda não possui uma metodologia bem estabelecida para sua determinação. Teoricamente, o transporte de soluto através do folhelho pode resultar em trocas catiônicas que, eventualmente, poderiam gerar uma variação volumétrica na rocha. A pressão de confinamento necessária para eliminar essa deformação volumétrica indicaria o valor do coeficiente de inchamento. Alguns autores tem tentado verificar esse comportamento, tais como Chenevert & Pernot<sup>80</sup>, Tan *et al.*<sup>94</sup>, Fjær *et al.*<sup>95</sup> e Ewy & Stankovich<sup>96</sup>, mas nenhuma conclusão definitiva foi até o momento alcançada. Entretanto, a análise realizada no capítulo 7 deste trabalho, não demonstrou que este parâmetro seja um dentre os dominantes dos processos instabilizadores em folhelhos. E, portanto, na impossibilidade de sua determinação, pode ser negligenciado.

#### **B.4 Parâmetros Térmicos**

Os efeitos térmicos são plenamente representados na formulação analítica do modelo por três constantes: coeficiente de expansão térmica do fluido de poros ( $\alpha_f^T$ ), coeficiente de expansão térmica da matriz da rocha ( $\alpha_m^T$ ) e difusividade térmica ( $c^T$ ). E, a determinação destes coeficientes é normalmente realizada em ensaios de laboratório.

Normalmente, os folhelhos perfurados durante a construção de poços de petróleo encontram-se saturados por água (salina ou não). Em função disto não é necessário realizar ensaios para a determinação do coeficiente de expansão térmica do fluido de poros ( $\alpha_f^T$ ), basta apenas saber em que temperatura a água se encontra e utilizar um valor médio já determinado e disponível em tabelas. Por

exemplo, segundo Elert<sup>130</sup>, a uma temperatura de 30 °C o coeficiente de expansão térmica da água é  $303 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ .

Por outro lado, para determinar o coeficiente de expansão térmica da matriz da rocha, ou seja, apenas dos constituintes sólidos, é necessário a prévia determinação dos coeficientes de expansão térmica da rocha saturada sob condições drenada  $\alpha_d^T$  e não-drenada  $\alpha_u^T$ , da porosidade  $n$ , do coeficiente de Skempton, e do coeficiente de expansão térmica do fluido de poros  $\alpha_f^T$ .

Para a determinação dos coeficientes  $\alpha_d^T$  e  $\alpha_u^T$  de expansão térmica da rocha, devem ser realizados ensaios de laboratório tais quais os descritos por Lau & Chandler<sup>144</sup>, onde a rocha é aquecida gradualmente enquanto a deformação volumétrica é monitorada, num aparelho do tipo triaxial. Enfim, com todos os parâmetros necessários já determinados, pode-se obter o coeficiente de expansão térmica da matriz da rocha  $\alpha_m^T$  através da equação<sup>145</sup>:

$$\alpha_m^T = \frac{\alpha_u^T - \alpha_d^T (1 - B)}{B(1 - n)} - \frac{n\alpha_f^T}{(1 - n)} \quad (\text{B.23})$$

Na impossibilidade de realização de ensaios de laboratório, é possível assumir um valor médio, pois, a maioria das rochas apresenta um coeficiente de expansão térmica entre  $15 \times 10^{-6}$  e  $33 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  (Encyclopædia Britannica Online<sup>129</sup>), que é uma ordem de grandeza menor do que o coeficiente de expansão térmica da água e, sendo assim, a diferença entre a ordem de grandeza de ambos é que ditará os efeitos térmicos sobre o campo de pressão de poros e tensões no folhelho.

A difusividade térmica é o parâmetro que expressa a relação entre a capacidade de um material conduzir calor e de armazená-lo. A sua determinação poderia ser realizada numa célula oedométrica de difusão semelhante a que é utilizada para determinar os parâmetros químicos, mas que permitisse o controle total da temperatura nas extremidades da amostra do folhelho. O ensaio consistiria em aplicar um gradiente térmico entre as duas extremidades da amostra de folhelho e ao mesmo tempo monitorar a variação de temperatura e de pressão de poros. Por meio de retroanálises, o coeficiente de difusividade térmica seria

determinado. Entretanto, tal célula ainda não foi construída e por isso a difusividade térmica do folhelho deve ser determinada correlacionando-a com a condutividade térmica ( $k^T$ ) e a capacidade térmica ( $c_p$ ) pela expressão:

$$c^T = \frac{k^T}{\rho_b c_p} \quad (\text{B.24})$$

A condutividade térmica é um parâmetro de transporte que indica a capacidade de um material conduzir energia térmica por processos de difusão. Quanto mais interligada é a estrutura do material maior é sua condutividade térmica, ou seja, quanto menos porosa for a rocha maior será sua condutividade térmica. Da mesma forma uma rocha saturada possui maior condutividade térmica do que quando está seca.

Este parâmetro pode ser determinado em laboratório como proposto por MacGillivray & Dusseault<sup>50</sup> ou através de perfis sônicos, como num trabalho recente<sup>146</sup>, que incluiu no universo de materiais ensaiados rochas e concreto e no qual uma ótima correlação entre a condutividade térmica e a velocidade de propagação de ondas compressãoais no meio poroso foi obtida. Neste trabalho, apesar do número pequeno de ensaios, as amostras utilizadas apresentam uma ampla faixa de variação na velocidade de propagação da onda compressional (1800 a 6300 m/s). Ao proceder a regressão dos resultados foi obtida uma equação exponencial com coeficiente de correlação 0.9944 expressa como:

$$k^T = 0.0681 e^{0.0006 \cdot V_p} \quad (\text{B.25})$$

onde  $k^T$  ( $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ) é a condutividade térmica e  $V_p$  ( $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ ) é a velocidade de propagação da onda compressional.

Além dessa correlação também foram obtidas outras três, correlacionando condutividade térmica com porosidade, massa específica e resistência à compressão não confinada. Dentre essas correlações apenas a da porosidade obteve um coeficiente de correlação próximo a um (0.97):

$$k^T = 3.4934 \cdot n^{-0.6369} \quad (\text{B.26})$$

onde  $n$  é a porosidade total.

Medidas de capacidade térmica de rochas são menos comuns do que medidas de condutividade térmica. Este parâmetro é definido como a quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de uma massa unitária (1 kg) do material em um valor unitário (1 K).

Um método rápido e prático de determinação da capacidade térmica de rochas utilizando os cascalhos provenientes da perfuração de poços foi desenvolvido por Scharli *et al.*<sup>147</sup>. E, devido à sua praticidade pode ser utilizado tanto em laboratório quanto durante as operações de perfuração.

O equipamento utilizado trata-se de um calorímetro que possui um reservatório de água à temperatura ambiente onde é possível monitorar a temperatura em tempo real. No interior deste reservatório são inseridos os cascalhos (secos) de rocha previamente resfriados a uma temperatura próxima a 0 °C. Em seguida, espera-se até que o equilíbrio térmico seja alcançado e então utiliza-se a seguinte fórmula para a obtenção da capacidade térmica da rocha:

$$c_{p_{dry}} = f \frac{m_w c_{p_w} (T_w - T_{min})}{m_c (T_{min} - T_c)} \quad (\text{B.27})$$

onde  $f$  é um fator de calibração do equipamento,  $m_w$  é a massa de água no calorímetro (g),  $m_c$  é a massa dos cascalhos (g),  $T_w$  a temperatura da água no calorímetro antes da inserção dos cascalhos (°C),  $T_{min}$  é a mínima temperatura atingida no equilíbrio térmico (°C),  $T_c$  é a temperatura dos cascalhos resfriados (°C),  $c_w$  é a capacidade térmica da água na temperatura  $T_{min}$ , e  $c_{p_{dry}}$  é a capacidade térmica da rocha seca, isto é, sem fluidos de poros.

Todavia, a capacidade térmica da rocha saturada – condição natural durante a perfuração de poços de petróleo – é muito maior do que a da rocha seca, pois, a

capacidade térmica da água é cerca de cinco vezes maior que a da matriz da rocha. Logo, é sugerida a correção pela seguinte fórmula:

$$c_p = \frac{c_{p_{dry}} \rho_m (1 - n) + c_w \rho_w n}{\rho_b} \quad (\text{B.28})$$

onde  $\rho_m$  é a massa específica da matriz da rocha,  $n$  a porosidade,  $\rho_b$  a massa específica da rocha saturada e  $c_p$  a capacidade térmica da rocha saturada.

Rochas argilosas do tipo folhelhos e argilitos apresentam capacidade térmica média de  $816 \text{ J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$  segundo Scharli *et al.*<sup>147</sup>.

# Apêndice C

## Propriedades das Transformadas de Laplace

### C.1 Introdução

Uma ampla variedade de teoremas a respeito das transformadas de Laplace pode ser encontrada em livros como Carslaw & Jaeger<sup>124</sup>, Oppenheim<sup>148</sup> e Kreyszig<sup>149</sup>. A seguir são descritas algumas características das transformadas de Laplace, conforme resume Wang<sup>65</sup>.

### C.2 Propriedades

1. A transformada de Laplace de uma função  $f(t)$  é definida como:

$$\mathcal{L}\{f(t)\} \equiv \tilde{f}(s) \equiv \int_0^{\infty} e^{-st} f(t) dt \quad (\text{C.1})$$

onde  $\sim$  representa a transformada de Laplace e  $s$  é a variável da transformada.

2. A transformada de Laplace de uma constante  $a$  é dada por:

$$\mathcal{L}(a) = \frac{a}{s} \quad (\text{C.2})$$

3. A transformada de Laplace da soma de duas funções  $f_1(t)$  e  $f_2(t)$  é:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}\{f_1(t) + f_2(t)\} &= \mathcal{L}\{f_1(t)\} + \mathcal{L}\{f_2(t)\} \\ &= \tilde{f}_1(s) + \tilde{f}_2(s) \end{aligned} \quad (\text{C.3})$$

4. A transformada de Laplace da derivada no tempo de uma função  $f(t)$  é dada por:

$$\mathcal{L}\left\{\frac{df}{dt}\right\} = s\mathcal{L}\{f\} - f(0) \quad (\text{C.4})$$

onde a condição inicial  $f(0)$  é incorporada no próprio teorema.

5. A transformada de Laplace da  $n$ -ésima derivada de  $f(y, t)$  em relação a  $y$  é a  $n$ -ésima derivada da transformada de Laplace:

$$\mathcal{L}\left\{\frac{\partial^n f}{\partial y^n}\right\} = \frac{\partial^n \tilde{f}}{\partial y^n} \quad (\text{C.5})$$

6. A transformada inversa de  $\tilde{f}(s+a)$  é expressa como:

$$\mathcal{L}^{-1}\{\tilde{f}(s+a)\} = e^{-at} f(t) \quad (\text{C.6})$$

7. A transformada inversa de  $\tilde{f}(s/c)$ , onde  $c$  é uma constante, é expressa como:

$$\mathcal{L}^{-1}\{\tilde{f}(s/c)\} = |c| f(ct) \quad (\text{C.7})$$

8. O teorema de convolução estabelece que a transformada de Laplace de uma integral de convolução de duas funções é o produto das transformadas:

$$\mathcal{L}\left\{\int_0^t f_1(\tau)f_2(t-\tau)d\tau\right\} = \mathcal{L}\{f_1(t)\}\mathcal{L}\{f_2(t)\} \quad (\text{C.8})$$

9. A transformada inversa de  $s^{-1}\tilde{f}(s)$  pode ser obtida a partir das equações (C.2) e (C.8), e resulta numa integral no tempo de  $f(t)$ :

$$\mathcal{L}^{-1}\left\{\frac{1}{s}\tilde{f}(s)\right\} = \int_0^t f(\tau)d\tau \quad (\text{C.9})$$

onde  $\mathcal{L}^{-1}\{\tilde{f}(s)\} = f(t)$ .

10. O teorema de valor inicial estabelece que o limite de  $f(t)$  quando  $t \rightarrow 0^+$  pode ser obtido como o limite de  $s\tilde{f}(s)$  quando  $s \rightarrow \infty$ :

$$f(0^+) = \lim_{s \rightarrow \infty} s\tilde{f}(s) \quad (\text{C.10})$$

11. O teorema de valor final estabelece que o limite de  $f(t)$  quando  $t \rightarrow \infty$  pode ser obtido como o limite de  $s\tilde{f}(s)$  quando  $s \rightarrow 0$ :

$$f(\infty) = \lim_{s \rightarrow 0} s\tilde{f}(s) \quad (\text{C.11})$$

## Apêndice D

### Algoritmo para a Inversão da Transformada de Laplace

#### D.1 Introdução

O método da transformada de Laplace é muito utilizado para eliminar a dimensão do tempo em equações diferenciais parciais lineares. Todavia, as soluções analíticas obtidas precisam ser invertidas para o domínio do tempo. Em problemas envolvendo poroelasticidade vários algoritmos têm sido utilizados com sucesso na realização dessa tarefa<sup>150-153</sup>. Uma discussão a respeito da performance de cinco diferentes algoritmos numéricos para inversão da transformada de Laplace é apresentada por Cheng *et al.*<sup>154</sup>.

#### D.2 Algoritmo de Stehfest

Neste trabalho foi utilizado o algoritmo de Stehfest<sup>65, 154</sup>, muito comum nos problemas de geomecânica do petróleo envolvendo poroelasticidade. Este algoritmo está baseado numa série convergente, cuja fórmula é expressa como:

$$F(t) = \frac{\ln 2}{t} \sum_{i=1}^N V_i P\left(\frac{\ln 2}{t} i\right) \quad (\text{D.1})$$

onde  $F$  é a transformada inversa de  $P$  (função de  $s$ ) no tempo  $t$ .  $N$  deve ser um valor par entre 10 e 20 e o coeficiente  $V_i$  é expresso como:

$$V_i = (-1)^{((N/2)+i)} \sum_{k=\left[\frac{i+1}{2}\right]}^{\min(i, N/2)} \frac{k^{N/2} (2k)!}{((N/2)-k)! k! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!} \quad (\text{D.2})$$

# Apêndice E

## Solução Analítica Termo-Química-Poroelástica Unidimensional para Difusão de Pressão de Poros

### E.1 Introdução

A determinação de constantes termo-químico-poroelásticas de folhelhos é comumente realizada através de ensaios experimentais. Normalmente, a análise dos resultados obtidos produz uma determinação apenas qualitativa das constantes. No entanto, a determinação quantitativa é obtida através de retroanálise por meio de soluções analíticas ou numéricas, onde se busca obter as curvas que melhor ajustam os resultados experimentais. Entretanto, soluções numéricas não são muito atrativas, pois, consomem muito tempo quando comparadas com soluções analíticas. Por esta razão, nesse apêndice é apresentada uma solução analítica unidimensional do problema termo-químico-poroelástico da difusão de pressão de poros em folhelhos.

### E.2 Solução Analítica

As equações constitutivas, (5.2), (5.3) e (5.4) governam o transporte de calor, de soluto e de fluido através de folhelhos, respectivamente. Tomando um volume elementar de folhelho e executando balanços de massa e de calor numa única direção, obtém-se as seguintes equações:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = c^r \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \quad (\text{E.1})$$

$$\frac{\partial C}{\partial t} = (1 - \mathfrak{R}) \frac{D_e^C}{n} \frac{\partial^2 C}{\partial z^2} \quad (\text{E.2})$$

$$\alpha \frac{\partial \varepsilon_z}{\partial t} + \frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} - \left( \alpha \alpha_m^T + (\alpha_f^T - \alpha_m^T) n \right) \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} - \mathfrak{R} \frac{RT}{M_s} d \frac{\partial^2 C}{\partial z^2} \right) \quad (E.3)$$

Considerando uma coluna semi-infinita, conforme mostra a Figura 79, constituída por uma pequena parte finita (que representa uma amostra de folhelho) e uma parte restante (material fictício), é obtida a solução para as equações (E.1) – (E.3).

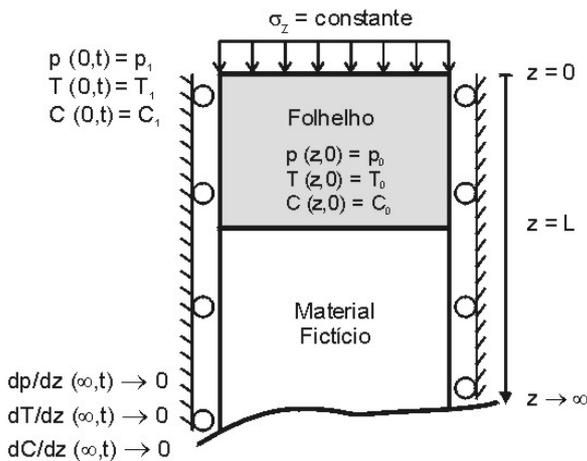


Figura 79 – Problema termo-químico-poroleástico unidimensional

A coluna é submetida a uma contenção lateral em toda a sua extensão e são permitidos apenas deslocamentos na direção longitudinal ( $z$ ). No topo da amostra é aplicado um carregamento normal constante. Além disso, originalmente, a pressão de poros, a temperatura e a concentração de soluto estão em equilíbrio em toda a extensão da coluna.

Essa configuração pode ser utilizada com boa representatividade para ensaios com características semelhantes à oedométrica, por exemplo, os ensaios realizados por Muniz<sup>45</sup>, nos quais, uma amostra cilíndrica de folhelho é disposta entre dois reservatórios, nos quais podem ser aplicados gradientes hidráulico, térmico ou químico.

Condições iniciais:

$$\begin{aligned} p(z, 0) &= p_0 \\ T(z, 0) &= T_0 \\ C(z, 0) &= C_0 \end{aligned} \quad (\text{E.4})$$

Condições de contorno:

$$\begin{aligned} p(0, t) &= p_1 \\ \partial p / \partial z (\infty, t) &\rightarrow 0 \\ T(0, t) &= p_1 \\ \partial T / \partial z (\infty, t) &\rightarrow 0 \\ C(0, t) &= C_1 \\ \partial C / \partial z (\infty, t) &\rightarrow 0 \end{aligned} \quad (\text{E.5})$$

Aplicando na equação (E.1) as condições de contorno referentes à temperatura, e aplicando o método das transformadas de Laplace, obtém-se a seguinte expressão para a difusão de temperatura:

$$T(z, t) = (T_1 - T_0) \operatorname{erfc} \left( \frac{z}{2\sqrt{c^T t}} \right) + T_0 \quad (\text{E.6})$$

onde  $\operatorname{erfc}$  representa a função erro complementar, expressa como:

$$\operatorname{erfc}(u) = 1 - \operatorname{erf}(u) \quad (\text{E.7})$$

onde  $\operatorname{erf}$  é a função erro expressa como:

$$\operatorname{erf}(u) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^u e^{-v^2} dv \quad (\text{E.8})$$

De modo semelhante, é obtida a equação para o transporte de soluto:

$$C(z, t) = (C_1 - C_0) \operatorname{erfc} \left( \frac{z}{2(1-\mathfrak{R}) \sqrt{\frac{D_e^c}{n} t}} \right) + C_0 \quad (\text{E.9})$$

Depois de obter as equações de difusão de calor e de soluto é possível obter a solução para o problema de pressão de poros. Utilizando as condições de contorno (E.5) e inicial (E.4), referentes à pressão, e aplicando o método das transformadas de Laplace, é obtida a seguinte expressão:

$$p(z, t) = \left\{ p_1 + \lambda_T [T_1 - T(z, t)] - \lambda_C [C_1 - C(z, t)] \right\} \operatorname{erfc} \left( \frac{z}{2\sqrt{c^f t}} \right) + p_0 \quad (\text{E.10})$$

onde

$$\lambda_C = \mathfrak{R} \frac{RT}{M_s} d$$

$$\lambda_T = c^f \frac{\mu}{k} \left[ \frac{2\alpha(1-2\nu)\alpha_m^T}{3(1-\nu)} - (\alpha_m^T - \alpha_f^T)n \right] \quad (\text{E.11})$$

$$c^f = M \frac{k}{\mu}$$

Na equação (E.10) não há termos representando a influência das deformações porque na configuração adotada ocorre um desacoplamento entre pressão de poros e deformações<sup>65</sup>.

## Apêndice F

### Critérios de Ruptura para Análise da Estabilidade de Poços de Petróleo

#### F.1 Introdução

Nos últimos anos a discussão a respeito de qual critério de ruptura melhor se adapta à análise de estabilidade de poços vem ganhando espaço<sup>155</sup>. Tradicionalmente, o critério de Mohr-Coulomb é o mais utilizado<sup>156</sup>, principalmente por necessitar apenas de dois parâmetros para sua caracterização, pois, uma das principais dificuldades na área da estabilidade de poços é a obtenção dos parâmetros das rochas ao longo de toda a extensão do poço.

Entretanto, a aplicação deste critério normalmente resulta em resultados conservadores em situações nas quais a tensão principal intermediária apresenta considerável contribuição na ruptura dos materiais rochosos<sup>157</sup>. Uma alternativa comum é o emprego do critério de Drucker-Prager que por ser expresso em função dos invariantes de tensão, leva em conta a contribuição da tensão principal intermediária<sup>158</sup>. No entanto, se por um lado o critério de Mohr-Coulomb é conservador, o critério de Drucker-Prager superestima a influência da tensão intermediária<sup>159</sup>.

A fim de superar essas dificuldades com os critérios de Mohr-Coulomb e de Drucker-Prager, novos critérios têm sido desenvolvidos, nos quais os efeitos da tensão principal intermediária são mais coerentes com os resultados obtidos em ensaios de laboratório. Além disso, esses critérios apresentam a vantagem de possuir parâmetros que se correlacionam com o ângulo de atrito e a coesão do critério de Mohr-Coulomb, o que os torna atrativos para o uso em problemas de estabilidade de poços. Entre esses critérios está o de Lade-Ewy<sup>159</sup> que, juntamente com os de Mohr-Coulomb e Drucker-Prager, é apresentado a seguir.

## F.2 Critério de Mohr-Coulomb

Uma forma de expressar o critério de Mohr-Coulomb é através das tensões efetivas principais maior e menor conforme mostra a equação abaixo<sup>141</sup>:

$$\sigma'_1 = \sigma_c + \sigma'_3 \tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right) \quad (\text{F.1})$$

onde  $\sigma'_1$  e  $\sigma'_3$  são as tensões principais maior e menor, respectivamente,  $\sigma_c$  é a resistência à compressão não confinada e  $\phi$  é o ângulo de atrito.

Para o cálculo dos colapsos (rupturas por cisalhamento) é utilizado um fator de plastificação, definido como:

$$F_p = \frac{\sigma'_1}{\sigma_c + \sigma'_3 \tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right)} \quad (\text{F.2})$$

que expressa a relação entre a tensão efetiva maior aplicada ao material e a resistência que este possui. Para que ocorra ruptura por colapso é necessário que o fator de plastificação seja maior ou igual a um ( $F_p \geq 1$ ).

Entretanto, a equação (F.2) não pode ser utilizada para qualquer combinação entre  $\sigma'_1$  e  $\sigma'_3$ , em virtude da tensão efetiva principal menor não poder assumir valores menores do que a resistência à tração da rocha ( $\sigma_t$ ), pois, sob essa condição a rocha já terá rompido por fratura e não é possível mais o cálculo de colapsos. Assim, para evitar valores incoerentes no fator de plastificação, é adotado o seguinte *tension cutoff*:

$$\begin{aligned} \sigma'_3 &< 0 \\ |\sigma'_3| &> \sigma_t \end{aligned} \quad (\text{F.3})$$

### F.3 Critério de Drucker-Prager

O critério de Drucker-Prager pode ser expresso em termos das tensões octaédricas normal efetiva ( $\sigma'_{oct}$ ) e cisalhante ( $\tau_{oct}$ ), conforme McLean & Addis<sup>158</sup>:

$$\tau_{oct} = \tau_0 + m\sigma'_{oct} \quad (F.4)$$

onde

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2} \quad (F.5)$$

$$\sigma'_{oct} = \frac{1}{3} (\sigma'_1 + \sigma'_2 + \sigma'_3) \quad (F.6)$$

Os parâmetros  $\tau_0$  e  $m$  estão relacionados aos parâmetros do critério de Mohr-Coulomb, coesão ( $c$ ) e ângulo de atrito ( $\phi$ ), pelas expressões:

$$\tau_0 = \frac{2\sqrt{2}c\cos\phi}{3 - \cos\phi} \quad (F.7)$$

$$m = \frac{2\sqrt{2}\text{sen}\phi}{3 - \text{sen}\phi} \quad (F.8)$$

O fator de plastificação utilizando este critério é expresso como:

$$(F.9)$$

Além disso, também é aplicado o mesmo *tension cutoff* do critério de Mohr-Coulomb.

#### F.4 Critério de Lade-Ewy

Esse critério é uma particularização do critério de Lade<sup>160</sup>, onde a superfície de ruptura, originalmente proposta como curva, é tornada linear. Sua expressão matemática é a seguinte<sup>159</sup>:

$$\frac{(I_1')^3}{I_3'} = 27 + \eta_1 \quad (\text{F.10})$$

onde  $I_1'$  e  $I_3'$  são invariantes de tensões efetivas expressos como:

$$I_1' = (\sigma_1' + S_1) + (\sigma_2' + S_1) + (\sigma_3' + S_1) \quad (\text{F.11})$$

$$I_3' = (\sigma_1' + S_1)(\sigma_2' + S_1)(\sigma_3' + S_1) \quad (\text{F.12})$$

os parâmetros  $\eta_1$  e  $S_1$  são correlacionados aos parâmetros coesão ( $c$ ) e ângulo de atrito ( $\phi$ ) do critério de Mohr-Coulomb pelas expressões:

$$\eta_1 = \frac{4 \tan^2 \phi (9 - 7 \sin \phi)}{1 - \sin \phi} \quad (\text{F.13})$$

$$S_1 = \frac{c}{\tan \phi} \quad (\text{F.14})$$

O fator de plastificação utilizado com este critério é definido como:

$$(\text{F.15})$$

Adicionalmente, é adotado o mesmo *tension cutoff* do critério de Mohr-Coulomb.

## **F.6**

### **Comentários Finais**

Estudos experimentais<sup>136</sup> têm demonstrado que critérios como o de Lade-Ewy, em geral, apresentam resultados melhores do que os obtidos com o critério de Mohr-Coulomb e de Drucker-Prager. Isto se deve ao fato de uma melhor representação da contribuição do efeito da tensão principal intermediária na ruptura de rochas sob estados poliaxiais de tensão.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)