



Marcos Fonseca Alcure

**Uma avaliação de modelos para a
determinação do gradiente de fratura em
problemas de estabilidade de poços e sua
influência na janela operacional**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito para obtenção
do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia
Civil

Orientador: Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Júnior
Co-orientadora: Dra. Raquel Quadro Velloso

Rio de Janeiro
Janeiro de 2013



Marcos Fonseca Alcure

**Uma avaliação de modelos para a
determinação do gradiente de fratura em
problemas de estabilidade de poços e sua
influência na janela operacional**

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

Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Júnior

Orientador

Departamento de Engenharia Civil / PUC-Rio

Dr^a. Raquel Quadro Velloso

Co-Orientadora

EDCTC/PUC-Rio

Dr. Armando Prestes de Menezes Filho

Instituto Sintef do Brasil

Dr^a. Luciana Teixeira Maciel

GTEP/PUC-Rio

Prof. Rodrigo Peluci de Figueiredo

Universidade Federal de Ouro Preto

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 21 de janeiro de 2013

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

Marcos Fonseca Alcure

Graduou-se em Engenharia Civil pela PUC-RJ (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro) em 2002. Em 2003 conclui a pós-graduação em Petróleo na PUC-Rio (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro) em 2013 apresenta a dissertação de mestrado intitulada *Uma avaliação de modelos para a determinação do gradiente de fratura em problemas de estabilidade de poços e sua influência na janela operacional* no Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro)

Ficha Catalográfica

Alcure, Marcos Fonseca

Uma avaliação de modelos para a determinação do gradiente de fratura em problemas de estabilidade de poços e sua influência na janela operacional / Marcos Fonseca Alcure ; orientador: Eurípedes do Amaral Vargas Júnior; co- orientador: Raquel Q. Velloso. – 2013.
193 f. il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, 2013.
Inclui bibliografia

1. Engenharia civil – Teses. 2. Geomecânica. 3. Modelos de gradiente de Fratura. 4. Perda de circulação. I. Vargas Júnior, Eurípedes do Amaral. II. Velloso, Raquel Q. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. III. Título.

CDD: 624

Agradecimentos

Em memória da nossa querida NÊ.

A minha esposa Camila e meu filho João Marcos, pela minha ausência.

Ao meu orientador professor Eurípedes do Amaral Vargas Júnior pela ajuda e orientação ao longo de todo o curso do mestrado.

Ao apoio da Comissão Examinadora.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio.

Ao meu gerente, Antônio Carlos Vieira Martins Lage, e a Petrobras pela oportunidade.

Aos meus colegas de trabalho, Armando, Clemente, Erick, Francisco Henriques, Jorel, Luciana, Silvestre e Tânia pelo incentivo e orientação.

A PUC-Rio, pelos auxílios concedidos.

Aos meus pais, Julia e Antonio, pelo amor e dedicação.

Resumo

Fonseca, Marcos Alcure; Vargas Júnior, Eurípedes do Amaral, Orientador; Velloso, Raquel Quadros, Co-orientador. **Uma avaliação de modelos para a determinação do gradiente de fratura em problemas de estabilidade de poços e sua influência na janela operacional.** Rio de Janeiro, 2013. 193 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O estudo de estabilidade do poço visa minimizar eventos indesejáveis, decorrente de um peso de fluido inadequado. No desenvolvimento do projeto de estabilidade mecânica do poço são definidos limites de pressões, onde o valor de pressão máxima aceitável é fornecido pelo “gradiente de fratura”. Diversos modelos são propostos na literatura a fim de estimar o valor do “gradiente de fratura” e a base para todos eles consiste numa precisa determinação do modelo geomecânico. Para esse trabalho foi realizado uma pesquisa bibliográfica dos principais modelos propostos para a determinação do gradiente de fratura, comparando resultados obtidos pela simulação de cada modelo com valores reais de pressão de quebra obtidos in-situ. Identificou-se a influência da escolha desse modelo no resultado da Janela Operacional, as principais práticas disponíveis para se determinar o modelo geomecânico e a sua importância no resultado final do valor de gradiente de fratura. Para a análise comparativa os modelos propostos foram divididos em dois grupos definidos como “Tensão Mínima” e “Tensão tangencial”. A solução poroelástica apresentada por Detournay&Cheng (1988) foi a que mais se aproximou dos valores reais de pressão de quebra obtidos in-situ. Um maior conhecimento a respeito do modelo adotado para o gradiente de fratura é fundamental no processo de otimização de um projeto de estabilidade de poço de petróleo, podendo transformar projetos inviáveis operacionalmente em viáveis.

Palavras-chave

Gradiente de fratura; Janela operacional; Tensões in-situ; Perda de fluido de perfuração.

Abstract

Fonseca; Marcos Alcure; Vargas Júnior, Eurípedes do Amaral (Advisor) Velloso, Raquel Quadros (Co-advisor). **An evaluation of models for the determination of fracture gradient in well stability problems and their influence in the operational window.** Rio de Janeiro, 2012. 196 p. Msc Dissertation; Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The study of wellbore stability aims to minimize undesirable events, due to a inappropriate weight of fluid The wellbore stability analysis defines limits pressures, where the maximum value pressure acceptable is provided by "fracture gradient". Several models have been proposed in the literature to estimate the value of the "fracture gradient" and the basis for all they are the good determination of the geomechanical model. In this work a research in the literature was performed for the determination of different fracture gradient models, comparing results obtained by the simulation of each model with real values of fracture pressure, obtained in-situ. It was noticed the impact in the result of the "Operational Window" due to the assumptions from the different fracture gradients models. It was also evaluated the main practices available to determine the geomechanical model and its importance in the final result for the value of the fracture gradient. For comparative analysis, the proposed models were divided into two groups defined as "Minimum Stress" and "Hoop Stress". The solution presented by Detournay&Cheng (1988), was the closest to the real values for fracture gradient obtained in-situ. Increased knowledge about the model adopted for the fracture gradient is fundamental in the process of optimizing the Operational Window.

Keywords

Fracture gradient; Operational Window; In-situ stress; Loss of drilling fluid.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	22
1.1. Objetivo	22
1.2. Relevância do trabalho:	22
1.3. Organização do Trabalho	23
2 ASPECTOS RELACIONADOS À GEOMECÂNICA NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	25
2.1. Noção básica de estabilidade de poço	25
2.2. Caracterização da perda de fluido para a formação e os processos envolvidos	27
2.2.1. Perda de circulação por fraturamento hidráulico durante a perfuração	29
2.2.2. Perda de circulação em meios fraturados	33
3 CARACTERIZAÇÃO DO MODELO GEOMECÂNICO E SUA INFLUÊNCIA NA DETERMINAÇÃO DO GRADIENTE DE FRATURA.	37
3.1. Caracterização do modelo geomecânico	37
3.1.1. Determinação da tensão vertical	40
3.1.2. Estimativas iniciais do estado de tensão in-situ horizontal	40
3.1.3. Uso do fraturamento hidráulico no processo de modelagem das tensões in-situ	41
3.1.3.1. Resistência à tração obtida pelo faturamento hidráulico	43
3.1.3.2. Magnitude da tensão horizontal mínima (σ_h) obtida pelo faturamento hidráulico	43
3.1.3.3. Magnitude da tensão horizontal máxima (σ_H) obtida pelo faturamento hidráulico	45
3.1.3.4. Direção das tensões horizontais obtida pelo faturamento hidráulico	46
3.1.4. Magnitude da tensão horizontal mínima (σ_h) obtida por Mini-Frac e Teste de injetividade.	46
3.1.5. Método das deformações inelásticas recuperáveis:	48
3.1.6. Método do polígono de tensões	48

3.1.6.1. O uso de eventos de breakouts na estimativa da magnitude da tensão horizontal máxima	50
3.1.7. Uso de Teste de Leak-off test e Leak-off test estendido na determinação da tensão horizontal mínima	53
3.1.8. Uso do perfil de imagem na determinação da direção das tensões horizontais	54
3.1.9. Efeito da depleção na magnitude das tensões horizontais in-situ	55
3.2. Importância do modelo geomecânico na caracterização do gradiente de fratura (limite superior de pressão)	58
4 MÉTODOS PARA SE DETERMINAR O GRADIENTE DE FRATURA (LIMITE SUPERIOR DE PRESSÃO).	60
4.1. Método da “Tensão Mínima”	60
4.1.1. Conceito do método da Tensão Mínima	60
4.1.2. Métodos propostos para “Tensão Mínima”	61
4.1.2.1. Método de Hubbert & Willis (1957)	62
4.1.2.2. Método de Eaton (1969)	62
4.1.3. Método do "Leak off test" (Considerações do uso do valor obtido no "Leak off test" adotada como gradiente de fratura)	63
4.2. Método da concentração de tensões. “Tensão tangencial”	64
4.2.1. Solução de Kirsch	66
4.2.2. Aspectos relacionados à tensão tangencial (σ_θ) obtida por Kirsch:	68
4.2.3. Influência da trajetória e do regime de falha na tensão tangencial (σ_θ) obtida por Kirsch:	70
4.3. Comparação entre as duas metodologias “Tensão mínima” e “Tensão tangencial”	73
5 MODELOS PROPOSTOS PARA O CÁLCULO DO GRADIENTE DE FRATURA CONSIDERANDO A CONCENTRAÇÃO DE TENSÕES (“TENSÃO TANGENCIAL”)	76
5.1. Modelo elástico não penetrante:	76
5.2. Modelo poroelástico (Detournay&Cheng ,1988)	77
5.2.1. Análise de sensibilidade do coeficiente poroelástico de tensão:	83
5.3. Modelo poroelástico não penetrante - <i>sleeve fracturing</i>	84

5.4. Modelo elástico com influência térmica:	84
6 METODOLOGIA UTILIZADA NAS ANÁLISES EFETUADAS	86
6.1. Coleta dos dados:	86
6.2. Metodologia utilizada para a obtenção do valor real da pressão de quebra in-situ:	87
6.3. Metodologia utilizada na seleção dos poços para a análise	88
6.4. Metodologia usada na construção do modelo geomecânico:	89
6.4.1. Metodologia utilizada na obtenção da magnitude das tensões:	90
6.4.1.1. Metodologia utilizada para se obter a tensão de sobrecarga	90
6.4.1.2. Metodologia utilizada para se obter a tensão horizontal mínima	90
6.4.1.3. Metodologia utilizada para se obter a tensão horizontal máxima	91
6.4.2. Metodologia utilizada na obtenção das propriedades mecânicas da rocha	95
6.5. Metodologia utilizada nas comparações entre os valores de pressão de quebra (in-situ) e as respostas obtidas pelos modelos.	96
7 INFORMAÇÕES UTILIZADAS NA CONSTRUÇÃO DO MODELO GEOMECÂNICO E RESULTADOS OBTIDOS	98
7.1. Propriedades mecânicas da rocha	98
7.2. Teste de injetividade (tensão horizontal mínima e pressão de quebra (in-situ))	100
7.3. Resultado das análises de breakout (tensão horizontal máxima):	100
7.3.1. Informações de eventos de breakout ocorridos no poço E	100
7.3.2. Informações de eventos de breakout ocorridos no poço A	101
7.3.3. Valores de compressão uniaxial simples (UCS) obtido para cada profundidade de breakout para o poço E e A.	103
7.3.4. Valor da tensão horizontal máxima para os poços (A,B,C,D)	105
8 RESULTADO DO GRADIENTE DE FRATURA DOS MODELOS PROPOSTOS VERSUS O VALOR DA PRESSÃO DE QUEBRA OBTIDA IN-SITU:	123
8.1. Resultado do gradiente de fratura pelo método das tensões mínimas:	123
8.2. Resultado determinístico do gradiente de fratura pelo método da “Tensão tangencial”	124

8.3. Resultado probabilístico (Monte Carlo) do gradiente de fratura pelo método da “Tensão tangencial”	140
9 ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS	165
9.1. Método das tensões mínimas	166
9.2. Método “Tensão tangencial” – Determinístico :	168
9.3. Método “Tensão tangencial” - Monte Carlo	174
10 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	180
ANEXO A . COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DE TENSÃO HORIZONTAL MÁXIMA OBTIDA PARA O MODELO ELÁSTICO E POROELÁSTICO.	185
BIBLIOGRAFIA	193

Lista de Figuras

Figura 2-1: Exemplos esquemáticos de poços direcionais (Apresentação Petrobras – Francisco Henriques).....	26
Figura 2-2: Exemplo de uma Janela Operacional do simulador SEST (Apresentação Petrobras – Marcos Alcure).....	27
Figura 2-3: Distribuição de tensão ao redor de um poço vertical numa formação impermeável com a pressão de poço elevada, levando ao fraturamento (Aadnoy &Looyeh,2011).....	29
Figura 2-4: Acréscimo de pressão no interior do poço durante um fraturamento hidráulico para um poço vertical. (Aadnoy&Looyeh ,2011).....	30
Figura 2-5: Parede do poço com existência de fraturas	31
Figura 2-6: Função logarítmica para fluido penetrante Aadnoy &Looyeh (2011)	32
Figura 2-7: Tensões In-situ durante a perfuração (Fjaer ,2008)	32
Figura 2-8: Tensão In-situ após a perfuração (Fjaer,2008)	33
Figura 2-9:representação do meio fraturado (Lavrov, 2008)	34
Figura 2-10 – Geometria de meio fraturado (Lavrov ,2008).....	35
Figura 3-1: Ensaio de compressão uniaxial simples	38
Figura 3-2: Diversos perfis corrido em um poço.....	38
Figura 3-3: Carta típica de fraturamento hidráulico (Zoback ,2010).....	42
Figura 3-4: Carta de fraturamento hidráulico em San Ardo, Califórnia (Zoback& Pollard ,1978).....	43
Figura 3-5: Variação da pressão ao longo do tempo num faturamento hidráulico, desde a pressão de propagação até a pressão de fechamento.	44
Figura 3-6: Identificação da pressão de fechamento pelo método gráfico da raiz quadrada do tempo	45
Figura 3-7: Micro fraturamento em poço aberto.	47
Figura 3-8: O atrito interno da rocha de seis poços do trabalho de campo de Zoback & Townend (2001) com resultados compatíveis a solução apresentada por Byerlee (1978).....	49
Figura 3-9: Figura esquemática do polígono de tensões (Zoback &Townend ,2001).....	50
Figura 3-10: ilustração do ângulo e orientação do breakout.....	52

Figura 3-11: Influência na variação do procedimento do “Leak-off teste” no valor da tensão horizontal mínima (Raaen & Brudy, 2001)	54
Figura 3-12: Perfil de imagem com ocorrências de Breakout e fratura induzida (Apresentação Petrobras)	55
Figura 3-13: Redução na pressão de fratura com depleção para diferentes valores de coeficiente de Poisson (De Bree P,Walters,1989).....	58
Figura 4-1: Tensão tangencial e radial x distância do poço (Fjaer,2008).....	61
Figura 4-2: Influência da Dry Zone no valor de LOT (Relatório –Halliburton)	64
Figura 4-3: Concentração de tensão criada ao redor do poço (Relatório – Halliburton).....	65
Figura 4-4: Superposição de tensão com incremento de pressão de 1.6 Sha com relação de shb/sha = 1.4 (Hubbert&Willis,1957).....	66
Figura 4-5: simulação da variação da tensão tangencial com aumento do peso de fluido de perfuração	66
Figura 4-6: modelo físico de uma placa com a construção do furo adotado na solução de Kirsch.....	67
Figura 4-7: Ilustração do diagrama de tensão da solução proposta por Kirsch ..	68
Figura 4-8: variação da tensão tangencial ao redor do poço.....	69
Figura 4-9: variação da tensão tangencial em função da distância do centro do poço	69
Figura 4-10: simulação da variação da tensão tangencial para poços perfurados paralelos as tensões principais em um regime de falha Normal	70
Figura 4-11: simulação da variação da tensão tangencial para poços perfurados paralelos as tensões principais em um regime de falha reversa.....	71
Figura 4-12: simulação da variação da tensão tangencial para poços perfurados paralelos as tensões principais em um regime de falha transcorrente.....	72
Figura 4-13: poço perfurado perpendicular à tensão vertical.....	72
Figura 4-14: poço perfurado perpendicular a tensão horizontal mínima (σ_h)	73
Figura 4-15: poço perfurado perpendicular a tensão horizontal máxima (σ_H)	73
Figura 4-16: Cálculo do gradiente de fratura pela “Tensão tangencial” variando a inclinação do poço da vertical para a horizontal (Aadnoy,1988).	74
Figura 5-1: definição do problema adotado por Detournay&Cheng (1988).....	77
Figura 5-2: problema do cilindro de parede espessa (Sadd,2004)	78
Figura 5-3: poço pressurizado num meio infinito (Sadd,2004)	79
Figura 5-4: poço despressurizado num campo com tensão uniforme (Sadd,2004)	80

Figura 5-5: poço despressurizado num campo de tensão uniforme com uma direção em compressão e outra em tração (Sadd,2004)	81
Figura 5-6: Influência do coeficiente poroelástico de tensão no gradiente de fratura	83
Figura 6-1: carta de Mini-frac	87
Figura 6-2: carta de teste de injetividade	88
Figura 7-1: perfil de UCS do poço E destacando em azul as profundidades onde ocorreram os eventos de breakouts	103
Figura 7-2: perfil de UCS do poço A destacando em azul as profundidades onde ocorreram os eventos de breakouts	105
Figura 7-3: Tensão horizontal máxima por profundidade do poço D	106
Figura 7-4: Gradiente da tensão horizontal máxima por profundidade do poço D	106
Figura 7-5: Tensão horizontal máxima por profundidade do poço A	107
Figura 7-6: Gradiente da tensão horizontal máxima por profundidade do poço A	107
Figura 7-7: Tensão horizontal máxima por profundidade do poço B	108
Figura 7-8: Gradiente da tensão horizontal máxima por profundidade do poço B	108
Figura 7-9: Tensão horizontal máxima por profundidade do poço C	109
Figura 7-10: Gradiente da tensão horizontal máxima por profundidade do poço C	109
Figura 7-11: Tensão horizontal máxima por profundidade do poço D (modelo poroelástico)	110
Figura 7-12: Gradiente da tensão horizontal máxima por profundidade do poço D (modelo poroelástico).....	110
Figura 7-13: Tensão horizontal máxima por profundidade do poço A (modelo poroelástico)	111
Figura 7-14: Gradiente da tensão horizontal máxima por profundidade do poço A (modelo poroelástico).....	111
Figura 7-15: Tensão horizontal máxima por profundidade do poço B (modelo poroelástico)	112
Figura 7-16: Gradiente da tensão horizontal máxima por profundidade do poço B (modelo poroelástico).....	112
Figura 7-17: Tensão horizontal máxima por profundidade do poço C (modelo poroelástico)	113

Figura 7-18: Gradiente da tensão horizontal máxima por profundidade do poço C (modelo poroelástico).....	113
Figura 7-19: Valores da tensão horizontal máxima para uso no método determinístico para o modelo elástico do poço D	115
Figura 7-20: Valores da tensão horizontal máxima para uso no método determinístico para o modelo poroelástico do poço D	116
Figura 7-21: Valores da tensão horizontal máxima para uso no método determinístico para o modelo elástico do poço A	117
Figura 7-22: Valores da tensão horizontal máxima para uso no método determinístico para o modelo poroelástico do poço A	118
Figura 7-23: Valores da tensão horizontal máxima para uso no método determinístico para o modelo elástico do poço B	119
Figura 7-24: Valores da tensão horizontal máxima para uso no método determinístico para o modelo poroelástico do poço B	120
Figura 7-25: Valores da tensão horizontal máxima para uso no método determinístico para o modelo elástico do poço C	121
Figura 7-26: Valores da tensão horizontal máxima para uso no método determinístico para o modelo poroelástico do poço C	122
Figura 8-1: Gradiente de fratura do modelo elástico não penetrante do poço A x valor de quebra real medido in-situ	125
Figura 8-2: Gradiente de fratura do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988) do poço A x valor de quebra real medido in-situ	126
Figura 8-3: Gradiente de fratura do modelo Sleeve fracturing do poço A x valor de quebra real medido in-situ	127
Figura 8-4: Gradiente de fratura do modelo elástico não penetrante com influência térmica do poço A x valor de quebra real medido in-situ	128
Figura 8-5: Gradiente de fratura do modelo elástico não penetrante do poço B x valor de quebra real medido in-situ	129
Figura 8-6: Gradiente de fratura do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988) do poço B x valor de quebra real medido in-situ	130
Figura 8-7: Gradiente de fratura do modelo “sleeve fracturing” do poço B x valor de quebra real medido in-situ	131
Figura 8-8: Gradiente de fratura do modelo elástico não penetrante com influência térmica do poço B x valor de quebra real medido in-situ	132
Figura 8-9 Gradiente de fratura do modelo elástico não penetrante do poço C x valor de quebra real medido in-situ	133

Figura 8-10: Gradiente de fratura do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988) do poço C x valor de quebra real medido in-situ	134
Figura 8-11: Gradiente de fratura do modelo “sleeve fracturing” do poço C x valor de quebra real medido in-situ	135
Figura 8-12: Gradiente de fratura do modelo elástico não penetrante com influência térmica do poço C x valor de quebra real medido in-situ	136
Figura 8-13: Gradiente de fratura do modelo elástico não penetrante do poço D x valor de quebra real medido in-situ	137
Figura 8-14: Gradiente de fratura do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988) do poço D x valor de quebra real medido in-situ	138
Figura 8-15: Gradiente de fratura do modelo “sleeve fracturing” do poço D x valor de quebra real medido in-situ	139
Figura 8-16: Gradiente de fratura do modelo elástico não penetrante com influência térmica do poço D x valor de quebra real medido in-situ	140
Figura 8-17: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço A do modelo elástico não penetrante	143
Figura 8-18 Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço A do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988)	144
Figura 8-19: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) , elástico não penetrante) e do real valor pressão de quebra medido in-situ	144
Figura 8-20: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço A do modelo “sleeve fracturing”	145
Figura 8-21: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) , elástico não penetrante , “sleeve fracturing” e do real valor pressão de quebra medido in-situ	146
Figura 8-22: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço A do modelo elástico não penetrante com influência térmica	147
Figura 8-23: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) , elástico não penetrante , “sleeve fracturing”, elástico não penetrante com influência térmica) e do real valor pressão de quebra medido in-situ	147
Figura 8-24: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço B do modelo elástico não penetrante	148

Figura 8-25: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço B do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988)	149
Figura 8-26: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) , elástico não penetrante) e do real valor pressão de quebra medido in-situ	150
Figura 8-27: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço B do modelo “sleeve fracturing”	151
Figura 8-28: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) , elástico não penetrante , “sleeve fracturing” e do real valor pressão de quebra medido in-situ.....	151
Figura 8-29: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço B do modelo elástico não penetrante com influência térmica	152
Figura 8-30: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988), elástico não penetrante , “sleeve fracturing”, elástico não penetrante com influência térmica) e do real valor pressão de quebra medido in-situ	153
Figura 8-31: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço C do modelo elástico não penetrante	154
Figura 8-32: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço C do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988)	155
Figura 8-33: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988), elástico não penetrante) e do real valor pressão de quebra medido in-situ	155
Figura 8-34: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço C do modelo “sleeve fracturing”	156
Figura 8-35: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) , elástico não penetrante , “sleeve fracturing) e do real valor pressão de quebra medido in-situ.....	157
Figura 8-36: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço C do modelo elástico não penetrante com influência térmica	158

Figura 8-37: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) , elástico não penetrante , “sleeve fracturing”, elástico não penetrante com influência térmica) e do real valor pressão de quebra medido in-situ	158
Figura 8-38: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço D do modelo elástico não penetrante	159
Figura 8-39: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço D do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988)	160
Figura 8-40: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) elástico não penetrante) e do real valor pressão de quebra medido in-situ.....	161
Figura 8-41: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço D do modelo “sleeve fracturing”.....	162
Figura 8-42: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) , elástico não penetrante , “sleeve fracturing”) e do real valor pressão de quebra medido in-situ.....	162
Figura 8-43: Distribuição normal do gradiente de fratura obtido pelo método de Monte Carlo para o poço D do modelo elástico não penetrante com influência térmica	163
Figura 8-44: Comparação entre a distribuição normal do valor de gradiente de fratura dos modelos (poroelástico de Detournay&Cheng (1988) , elástico não penetrante , “sleeve fracturing”, elástico não penetrante com influência térmica) e do real valor pressão de quebra medido in-situ	164
Figura 9-1: Erro associado ao cálculo do gradiente de fratura para o método da tensão mínima (Hubbert&Willis)	166
Figura 9-2: Erro associado ao cálculo do gradiente de fratura para o método da tensão mínima (método de Eaton)	167
Figura 9-3: Erro associado ao cálculo do gradiente de fratura para o método da “Tensão tangencial” modelo elástico não penetrante	169
Figura 9-4: Erro associado ao cálculo do gradiente de fratura para o método da “Tensão tangencial” modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988)...	169
Figura 9-5: Erro associado ao cálculo do gradiente de fratura para o método da “Tensão tangencial” modelo “Sleeve-fracturing”	170

Figura 9-6: Erro associado ao cálculo do gradiente de fratura para o método da “Tensão tangencial” modelo elástico não penetrante com influência térmica	170
Figura 9-7: Resposta do erro associado ao gradiente de fratura (pressão de quebra) para os quatro modelos propostos do poço A	171
Figura 9-8: Resposta do erro associado ao gradiente de fratura (pressão de quebra) para os quatro modelos propostos do poço B	171
Figura 9-9: Resposta do erro associado ao gradiente de fratura (pressão de quebra) para os quatro modelos propostos do poço C	172
Figura 9-10: Resposta do erro associado ao gradiente de fratura (pressão de quebra) para os quatro modelos propostos do poço D	172
Figura 9-11: Gráfico com grau de “representatividade” do real valor do gradiente de fratura (obtido in-situ) para os modelos propostos através das análises de Monte Carlo	175
Figura 9-12: porcentagem dos valores que subestimaram ou superestimaram o real valor de quebra medido in-situ para o modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988)	177
Figura 9-13: porcentagem dos valores que subestimaram ou superestimaram o real valor de quebra medido in-situ para o modelo elástico não penetrante	177
Figura 9-14: porcentagem dos valores que subestimaram ou superestimaram o real valor de quebra medido in-situ para o modelo “Sleeve-fracturing”	178
Figura 9-15: porcentagem dos valores que subestimaram ou superestimaram o real valor de quebra medido in-situ para o modelo elástico não penetrante com influência térmica	178
Figura 10-1: (a) Curvas de probabilidade cumulativa da tensão horizontal mínima e (b) simulação da probabilidade acumulativa de atingir o gradiente de fratura com aumento do peso de fluido de perfuração	181
Figura 10-2: Simulação da probabilidade cumulativa de se atingir o gradiente de fratura com e sem perda de fluido para a formação com o aumento do peso de fluido de perfuração	182
Figura 10-3: Comparação entre a simulação da probabilidade acumulativa de se atingir o gradiente de fratura adotando a tensão mínima como limite superior e o modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988)	183
Figura A. 1: Comparação entre o valor calculado de tensão horizontal máxima para o modelo elástico e poroelástico do poço D	185

Figura A . 2: Comparação entre o valor calculado de tensão horizontal máxima para o modelo elástico e poroelástico do poço A	186
Figura A . 3 Comparação entre o valor calculado de tensão horizontal máxima para o modelo elástico e poroelástico do poço B	187
Figura A . 4: Comparação entre o valor calculado de tensão horizontal máxima para o modelo elástico e poroelástico do poço C	188
Figura A . 5: Círculo de Mohr esquemático na parede do poço.....	190
Figura A . 6: Círculo de Mohr em tensões totais representando o acréscimo de tensão tangencial do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988) (vermelho) em comparação com o modelo elástico (azul).....	191
Figura A . 7: Círculo de Mohr em tensões efetivas representando o acréscimo de tensão tangencial do modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988) (vermelho) em comparação com o modelo elástico (azul).....	192

Lista de Tabelas

Tabela 6.1: configuração exemplificando a origem da tensão horizontal mínima (teste de injetividade) e horizontal máxima (ocorrência de breakout) para cada poço	89
Tabela 7.1: metragem total perfilada.....	98
Tabela 7.2: tabela de propriedade mecânica da rocha.....	99
Tabela 7.3:Dados do teste de injetividade, pressão de quebra , temperatura da formação ,lâmina d'água e profundidade do teste de injetividade.	100
Tabela 7.4: Eventos de breakouts ocorridos no poço E	100
Tabela 7.5: Eventos de breakouts ocorridos no poço A	101
Tabela 7.6: Valor de UCS para profundidade de breakout do poço E	103
Tabela 7.7: Valores médios e o desvio padrão do valor do calculo da tensão horizontal máxima (σ_H) para cada poço de análise para o modelo elástico e poroelástico.....	114
Tabela 8.1: Tabela com parâmetros para o cálculo dos métodos da tensão mínima	123
Tabela 8.2: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo elástico não penetrante do poço A	142
Tabela 8.3: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988) do poço A	143
Tabela 8.4: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo "sleeve fracturing" do poço A.....	145
Tabela 8.5: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo elástico não penetrante com influência térmica do poço A	146
Tabela 8.6: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo elástico não penetrante do poço B	148
Tabela 8.7: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988) do poço B	149
Tabela 8.8: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo "sleeve fracturing" do poço B.....	150
Tabela 8.9: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo elástico não penetrante com influência térmica do poço B	152

Tabela 8.10: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo elástico não penetrante do poço C	153
Tabela 8.11: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988) do poço C.....	154
Tabela 8.12: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo “sleeve fracturing” do poço C.....	156
Tabela 8.13: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo elástico não penetrante com influência térmica do poço C	157
Tabela 8.14: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo elástico não penetrante do poço D	159
Tabela 8.15: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo poroelástico de Detournay&Cheng (1988)do poço D.....	159
Tabela 8.16: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo “sleeve fracturing” do poço D.....	161
Tabela 8.17: Tabela de parâmetros usados na simulação de Monte Carlo para o modelo elástico não penetrante com influência térmica do poço D	163
Tabela 9.1: Erro associado ao cálculo do gradiente de fratura para o método da tensão mínima	166
Tabela 9.2: Tabela comparativa dos valores do gradiente de fratura dos modelos propostos e da pressão de quebra medida in-situ	168
Tabela 9.3: Valor de pressão de quebra com limite de tolerância	174
Tabela 9.4: Tabela com grau de “representatividade” do real valor do gradiente de fratura (obtido in-situ) para os modelos propostos através das análises de Monte Carlo	174
Tabela 9.5: porcentagem de respostas que subestima o real valor de pressão de quebra medido in-situ para os modelos propostos nos diferentes poços analisados.....	176
Tabela 9.6: porcentagem de respostas que superestima o real valor de pressão de quebra medido in-situ para os modelos propostos nos diferentes poços analisados.....	176