



Análise Geomecânica na Estabilidade de Poços Horizontais

José Carlos de Carvalho Gonçalves

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia de Petróleos

Orientador: Professora Doutora Maria Matilde Mourão de Oliveira Carvalho Horta
Costa e Silva

Júri

Presidente: Professora Doutora Maria João Correia Colunas Pereira
Orientador: Professora Doutora Maria Matilde Mourão de Oliveira Carvalho Horta
Costa e Silva

Vogal: Professora Doutora Ana Paula Alves Afonso Falcão Neves

Abril de 2015

Agradecimentos

Agradeço à minha orientadora, Professora Doutora Matilde Costa e Silva, pelo seu acompanhamento e apoio durante a elaboração desta tese, pela disponibilidade no esclarecimento de dúvidas e debate de ideias e pelas sugestões e comentários que me fez. Quero ainda agradecer a sua simpatia e afabilidade, tão característica da sua pessoa, que por certo representou um incentivo para que eu levasse com mais ânimo esta etapa.

Quero também agradecer ao Engenheiro Doutor Gustavo Paneiro, pela sua sempre grande prestabilidade e paciência em esclarecer dúvidas sobre o programa utilizado nas simulações, esclarecimentos sobre a conceção do modelo, solução de problemas informáticos relacionados e revisão de texto, que foram muito úteis no avanço deste trabalho.

Ao Professor Doutor Amílcar Soares, agradeço a disponibilização de revistas e artigos científicos sobre o tema.

À Professora Doutora Maria João Pereira, agradeço a disponibilização dos elementos referentes ao reservatório sintético que foram utilizados como base para o desenvolvimento deste estudo.

Deixo aqui um especial agradecimento ao Professor Doutor António Mouraz Miranda, pela sua amabilidade em me conceder bibliografia e prestar esclarecimentos, nomeadamente sobre perfuração e completação de poços, bem como sobre problemas de instabilidade decorrentes das atividades de perfuração.

Agradeço ao meu amigo Engenheiro João Cunha pelos esclarecimentos que me prestou sobre propriedades de materiais e tubagens de revestimento, tendo-se revelado muito úteis.

Ao meu amigo Engenheiro Luís Oliveira, o meu agradecimento pela sua grande amizade, companheirismo e apoio nos momentos de desânimo que por vezes surgiram ao longo da elaboração desta tese. Agradeço-lhe, ainda, a divulgação da existência deste mestrado, sem a qual, provavelmente, não estaria agora a concretizar esta etapa na minha vida académica.

Agradeço também a todos aqueles que pelas suas palavras de incentivo tornaram esta caminhada menos difícil, especialmente à minha família e aos meus amigos Marília, Jorge, Eugénia e António.

À minha mãe, o meu obrigado pelas suas constantes palavras de encorajamento que sempre me transmitiu.

O meu grande e especial agradecimento à minha esposa, Lúcia, que sempre esteve ao meu lado nesta caminhada com o seu apoio incondicional e as suas palavras e atitudes de perseverança, incentivo e fé, tanto nos bons momentos como nos menos bons, onde por vezes o desânimo falava

mais alto. Quero deixar aqui um agradecimento muito especial ao meu filho, Daniel, que pelo seu sorriso e brilho nos olhos, carregados de alegria pura e simples de criança, me dão forças para cada dia dar mais um passo nesta caminhada chamada Vida.

Por fim, agradeço a Deus a perseverança que me concede no meu dia-a-dia, que foi deveras importante na realização deste trabalho.

A todos, o meu muito obrigado!

Resumo

As operações de perfuração, produção e injeção afetam o equilíbrio inicial existente nas formações rochosas, alterando as condições mecânicas da rocha e o estado de tensão original, com redistribuição das tensões em redor do poço. Estas alterações podem afetar as atividades de perfuração, completação e o rendimento da produção, resultando em custos imprevistos e morosidade nas operações.

Este trabalho tem como objetivos a análise da evolução da relação tensão/deformação em poços, durante o seu ciclo produtivo, e o estudo da influência da anisotropia do estado de tensão na determinação da orientação dos poços por forma a garantir a sua estabilidade. Para tal, procedeu-se à modelação numérica de um poço horizontal, à profundidade de 2625 m, fazendo coincidir a orientação do eixo com a direção da tensão horizontal mínima e máxima, respetivamente.

Nas simulações realizadas, tomaram-se dados de um reservatório petrolífero sintético, tendo sido ajustados ao modelo de Mohr-Coulomb. Utilizou-se nos cálculos o programa baseado no método dos elementos finitos, PLAXIS 2D. Simularam-se três situações, de modo a investigar a influência que os diferentes patamares de pressão intersticial no reservatório, ao longo do ciclo produtivo, conjugados com as diferentes condições de tensão *in situ* e com as diferentes orientações da perfuração, têm na deformação da rocha e na estabilidade do poço.

Os resultados mostram que as tensões principais, as tensões de corte mobilizadas e os deslocamentos são mais elevados quando o poço é paralelo à direção da tensão horizontal mínima. Recomenda-se, para direção de perfuração, a direção da tensão horizontal máxima.

Palavras-chave: Geomecânica, Estabilidade, Tensão, Deformação, Poço, Elementos Finitos

Abstract

The drilling, production and injection activities disturb the initial equilibrium in rock formations, causing a change in mechanical conditions and virgin *in situ* stresses. This originates a stress redistribution around the wellbore, which may affect the drilling and completion operations as well as the production efficiency, resulting in increased cost and delay in the operations.

This work aims to analyse the behaviour in terms of stress/strain of the rock formation around the wellbore during its production period as well as to investigate the influence of stress state anisotropy in the determination of wellbore direction in order to assure its stability. For this purpose, two cases of a wellbore at depth of 2625 m were considered, one aligned with the maximum horizontal stress and another with the minimum horizontal stress.

In the problem analysis, it was used a set of data from a synthetic oil reservoir. The simulations were done using the finite element code PLAXIS 2D and the Mohr-Coulomb failure criteria. Three cases in the model were simulated, in order to investigate the influence that pore pressure reduction, throughout the production time, in the reservoir in conjunction with different *in situ* stress conditions and different wellbore orientations have in the rock deformation around the wellbore and in its stability.

The results show that principal stresses, mobilized shear stress and deformation are greater in the case of the wellbore be parallel to the minimum horizontal stress. The drilling direction recommended is that aligned to the maximum horizontal stress.

Keywords: Geomechanics, Stability, Stress, Strain, Wellbore, Finite Element

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract	iv
Índice de tabelas	vii
Índice de figuras	viii
Lista de abreviaturas e símbolos	xi
1 Introdução	1
1.1 Contextualização do tema	1
1.2 O papel dos simuladores de cálculo na análise geomecânica	2
1.3 Objetivos desta tese	3
1.4 Estrutura da tese	3
2 Revisão da literatura	5
2.1 A tecnologia de perfuração horizontal na indústria petrolífera	5
2.2 Análise de estabilidade de poços	7
2.3 Fatores condicionantes da estabilidade	9
2.3.1 Tensões <i>in situ</i> /orientação e inclinação do poço.....	9
2.3.2 Propriedades mecânicas da rocha.....	10
2.3.3 Variação da pressão intersticial.....	10
2.3.4 Densidade da lama.....	11
2.3.5 Efeitos térmicos	11
2.3.6 Anisotropia.....	11
2.3.7 Fatores físico-químicos	12
2.4 Problemas de instabilidade em poços.....	13
2.5 Análise de estabilidade em formações anisotrópicas.....	17
2.6 Análise de estabilidade em formações naturalmente fraturadas	21
2.7 Modelos e métodos numéricos no cálculo da estabilidade.....	26
2.8 Avaliação quantitativa do risco na análise de estabilidade	27
3 Geomecânica de poços petrolíferos	29
3.1 Tensões e deformações em coordenadas cilíndricas	30
3.2 Tensões elásticas em redor de um poço	31
3.3 Rotura em poços	35
3.3.1 Rotura por corte.....	35
3.3.2 Rotura por tração.....	37
4 Metodologia	39
4.1 Definição do problema.....	39
4.2 Construção do modelo de simulação	39
4.3 Ferramenta de cálculo utilizada nas simulações	41

4.3.1 O <i>Software</i> PLAXIS	41
4.3.2 Procedimentos na geração do modelo de elementos finitos no PLAXIS.....	42
4.3.3 Fundamentos do método dos elementos finitos	45
5 Descrição do modelo de simulação	47
5.1 Elementos para a realização da simulação computacional	47
5.1.1 Estrutura geológica.....	47
5.1.2 Estratigrafia.....	48
5.1.3 Parâmetros físicos e mecânicos da rocha	51
5.1.4 Tensões iniciais <i>in situ</i>	52
5.1.5 Critério de rotura e modelo constitutivo de tensões	53
5.1.6 Geometria dos poços e propriedades mecânicas do revestimento	54
5.2 Geometria do modelo, propriedades e condições de fronteira	55
5.3 Modelação da resposta do modelo	56
6 Análise e discussão de resultados.....	58
7 Conclusões e desenvolvimentos futuros	69
Referências bibliográficas.....	71
Anexo A.....	A-1
Anexo B.....	B-1
Anexo C.....	C-1

Índice de tabelas

Tabela 2.1 – Fatores controláveis e incontroláveis na estabilidade de um poço (adaptado de Westergaard, 1940; Mohiuddin <i>et al.</i> , 2006).	13
Tabela 2.2 – Aspectos na engenharia de petróleos onde a anisotropia é relevante (fonte: Amadei, 1996).....	18
Tabela 2.3 – Potencial de deslizamento numa fratura baseada no índice FSPI (fonte: Younessi e Rasouli, 2010)..	24
Tabela 5.1 – Características estratigráficas do nível 1 (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).	49
Tabela 5.2 – Características estratigráficas do nível 2 (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).	50
Tabela 5.3 – Características estratigráficas do nível 3 (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).	50
Tabela 5.4 – Parâmetros físicos-mecânicos das formações do reservatório (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).....	51
Tabela 5.5 – Parâmetros de resistência adotados (fonte: Goodman, 1980).	52
Tabela 5.6 – Valor calculado para a tensão vertical e respectivo gradiente.....	52
Tabela 5.7 – Características e propriedades mecânicas da tubagem de revestimento (fonte: TenarisConfab, 2010, Aadnøy, 1999).	55
Tabela 5.8 – Rigidez normal e rigidez flexural da tubagem de revestimento.	55
Tabela 5.9 – Evolução da pressão intersticial durante o ciclo produtivo dos poços (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).....	56
Tabela 6.1 – Evolução das tensões principais máximas e mínimas totais e efetivas na parede do poço para uma situação de equilíbrio hidrostático.....	60
Tabela 6.2 – Evolução das tensões principais máximas e mínimas totais e efetivas na parede do poço alinhado com a direção de σ_h para uma relação $\sigma_h/\sigma_v=2$	60
Tabela 6.3 – Evolução das tensões principais máximas e mínimas totais e efetivas na parede do poço alinhado com a direção de σ_H para uma relação $\sigma_h/\sigma_v=0.75$	60

Índice de figuras

Figura 2.1 – Exemplo de estudo da densidade das lammas <i>versus</i> profundidade (<i>mud weight window</i>). Na figura, p é o gradiente da pressão intersticial, h , v , c , são, respetivamente, os gradientes da tensão horizontal mínima, da tensão geostática e da tensão de rotura estimada. As linhas f e m correspondem aos gradientes de fraturação e de densidade da lama, respetivamente. Os triângulos indicam a parte terminal do segmento tubular do revestimento (<i>casing shoe</i>) (adaptada de Fjaer <i>et al.</i> , 2008).....	8
Figura 2.2 – Parâmetros a considerar numa análise de estabilidade de poços (adaptada de Fjaer <i>et al.</i> , 2008).....	8
Figuras 2.3 – Instabilidade resultando em alargamento (a) e estreitamento do poço (b) (adaptada de Bowes e Procter, 1997).....	14
Figura 2.4 – <i>Differential sticking</i> (a) e <i>Keyseating</i> (b) (adaptada de Costo <i>et al.</i> , 2012).	15
Figura 2.5 – Rotura do <i>casing</i> (a) e <i>doglegs</i> e <i>ledges</i> (b) (adaptada de Bowes e Procter, 1997).....	15
Figura 2.6 – Aprisionamento do equipamento de perfuração devido a deficiente limpeza do furo (adaptada de Bowes e Procter, 1997).....	16
Figura 2.7 – Relação entre a pressão da lama e a rotura no poço (adaptada de Zhang, 2012).	17
Figura 2.8 – Rotura num poço perfurando estratos inclinados e finamente estratificados (adaptada de Zhang, 2012, baseado em Bandis, 2011).	19
Figura 2.9 – Rotura por corte no plano de fratura devido à infiltração da lama e redução da tensão normal (adaptada de Younessi e Rasouli, 2010).	22
Figura 2.10 – Representação da interação entre as propriedades da fratura, tensões <i>in situ</i> e engenharia do poço numa matriz de interação (adaptada de Younessi e Rassouli, 2010).	25
Figura 3.1 – Tensões num poço (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).	29
Figura 3.2 – Tensões e deslocamentos em coordenadas cilíndricas (fonte: Fjær <i>et al.</i> , 2008).	29
Figura 3.3 – Sistema de coordenadas utilizadas no cálculo das tensões à volta de um poço inclinado (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).	32
Figura 3.4 – Rotura por corte do tipo <i>wide breakout</i> (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).....	35
Figura 3.5 – Rotura por corte do tipo <i>shallow knockout</i> (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).....	36
Figura 3.6 – Rotura por corte em <i>echelon</i> de elevado ângulo (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).....	36
Figura 3.7 – Rotura por corte do tipo <i>narrow breakout</i> (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).	36
Figura 3.8 – Rotura por corte do tipo <i>deep knockout</i> (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).....	37
Figura 3.9 – Rotura por corte em <i>echelon</i> de reduzido ângulo (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).....	37
Figura 3.10 – Rotura cilíndrica (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).	38

Figura 3.11 – Rotura horizontal (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).....	38
Figura 3.12 – Rotura vertical (adaptada de Pašić <i>et al.</i> , 2007).....	38
Figura 4.1 – Procedimento geral de construção do modelo e de cálculo.	40
Figura 4.2 – Sistema de coordenadas e indicação das componentes positivas da tensão (fonte: Plaxis, bv, 2012).	42
Figura 4.3 – Exemplo de modelo de deformação plana (esquerda) e axi-simétrico (direita) (fonte: Plaxis, bv,2012)	43
Figura 4.4 – Elementos triangulares de 15 nós e de 6 nós (adaptada de Plaxis, bv, 2012).....	44
Figura 5.1 – Vista em perspectiva do topo da estrutura do reservatório Stanford VI: vista de SW (esquerda) e SE (direita). As cores indicam a profundidade do topo (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).	47
Figura 5.2 – Vista em perspectiva do topo e base de cada um dos níveis do reservatório Stanford VI (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).....	48
Figura 5.3 – Modelo de fácies do nível 1. À esquerda, a malha estratigráfica, à direita, cubo cartesiano. Na figura as cores correspondem: <i>floodplain</i> (azul escuro), <i>point bar</i> (azul claro), canal (amarelo), fronteira (vermelho) (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).....	49
Figura 5.4 – Modelo de fácies do nível 2. À esquerda, a malha estratigráfica, à direita, cubo cartesiano. Na figura as cores correspondem: <i>floodplain</i> (azul escuro), <i>point bar</i> (azul claro), canal (amarelo), fronteira (vermelho) (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).....	50
Figura 5.5 – Modelo de fácies do nível 3. À esquerda, a malha estratigráfica, à direita, cubo cartesiano. Na figura as cores correspondem: <i>floodplain</i> (azul escuro), canal (amarelo) (fonte: Castro <i>et al.</i> , 2005).....	51
Figura 5.6 – O critério de Mohr-Coulomb, no qual o círculo de Mohr corresponde a um estado crítico de tensão. Na figura $A=S_0 \cot\phi$ é designada de atração, 2β dá a posição do ponto onde o círculo de Mohr toca a linha de rotura. Os restantes parâmetros constam no texto (fonte: Fjaer <i>et al.</i> , 2008). ...	54
Figura 5.7 – Modelo conceptual e respetivas condições de fronteira para o poço segundo a direção de σ_h (à esquerda) e σ_H (à direita).	56
Figura 5.8 – Pontos selecionados para monitorização das deformações.....	57
Figura 6.1 – Representação esquemática das direções das tensões <i>in situ</i> e orientação dos poços. 58	
Figura 6.2 – Direção da tensão principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_H no início da produção.....	58
Figura 6.3 – Tensão total principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço em situação de equilíbrio hidrostático em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).	61
Figura 6.4 – Tensão efetiva principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço em situação de equilíbrio hidrostático em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).	61

Figura 6.5 – Tensão total principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_h em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: Pp=37.23 MPa (em cima à esquerda), Pp=28.96 MPa (em cima à direita), Pp=22.06 MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).....	62
Figura 6.6 – Tensão efetiva principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_h em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: Pp=37.23 MPa (em cima à esquerda), Pp=28.96 MPa (em cima à direita), Pp=22.06 MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).....	62
Figura 6.7 – Tensão total principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_H em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: Pp=37.23 MPa (em cima à esquerda), Pp=28.96 MPa (em cima à direita), Pp=22.06 MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).....	63
Figura 6.8 – Tensão efetiva principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_H em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: Pp=37.23 MPa (em cima à esquerda), Pp=28.96 MPa (em cima à direita), Pp=22.06 MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).....	63
Figura 6.9 – Tensão de corte relativa para o poço em regime de tensões em equilíbrio hidrostático.	64
Figura 6.10 – Tensão de corte relativa para o poço alinhado com a direção de σ_h	65
Figura 6.11 – Tensão de corte relativa para o poço alinhado com a direção de σ_H	65
Figura 6.12 – Deslocamentos em redor do poço para uma situação de equilíbrio hidrostático.	66
Figura 6.13 – Deslocamentos em redor do poço alinhado com a direção de σ_h para uma relação $\sigma_H/\sigma_v=2$	67
Figura 6.14 – Deslocamentos em redor do poço alinhado com a direção de σ_H para uma relação $\sigma_h/\sigma_v=0.75$	67

Lista de abreviaturas e símbolos

BHA	<i>Bottom hole assembly</i> (conjunto de equipamentos na extremidade da coluna de perfuração)
EF	Elementos finitos
EOR	<i>Enhanced oil recovery</i> (recuperação secundária de óleo)
FSPI	<i>Fracture sliding potential index</i> (índice potencial de deslizamento de uma fratura)
LF	Limiar da fraturação
LRC	Limiar da rotura por corte
MEF	Método dos elementos finitos
OBM	<i>Oil base mud</i> (lama à base de óleo)
PL	Peso das lammas
PP	Pressão intersticial
UBD	<i>Underbalanced drilling</i> (perfuração de poços em condições de pressão hidrostática negativa)
WBM	<i>Water based mud</i> (lama à base de água)
A	Área da secção da tubagem
C_0	Resistência à compressão uniaxial
E	Módulo de Young ou de elasticidade
EA	Rigidez normal
EI	Rigidez flexural
G	Módulo de cisalhamento
I	Momento de inércia
K	Coeficiente de pressão lateral
K	Módulo de elasticidade volumétrico
P_p	Pressão intersticial
P_w	Pressão no interior do poço
R_{II}	Interação relativa de um parâmetro contribuindo para o deslizamento na fratura
R_w	Raio do poço

SR_{II}	Interação relativa escalada de um parâmetro contribuindo para o deslizamento na fratura
S_0	Coesão
T_0	Resistência da rocha à tração
V	Volume de um domínio complexo
V_i	Volume de um elemento finito de geometria simples
V_p	Velocidade das ondas de compressão ou ondas P
V_s	Velocidade das ondas de corte ou ondas S
W	Peso do <i>casing</i>
a_w	Azimute da tensão principal horizontal máxima <i>in situ</i>
d_e	Diâmetro externo da secção da tubagem
d_i	Diâmetro interno da secção da tubagem
e	Espessura do <i>casing</i>
f_r	Componente da força mássica atuando na direção r
f_θ	Componente da força mássica atuando na direção θ
f_z	Componente da força mássica atuando na direção z
g	Aceleração da gravidade
i_w	Ângulo de desvio da tensão vertical
k	Permeabilidade
q	Parâmetro relacionado com o ângulo de atrito no critério de Mohr-Coulomb
r	Distância radial a partir do eixo do poço
t	Tempo
u	Deslocamento na direção radial
v	Deslocamento na direção tangencial
w	Deslocamento na direção axial
z	Posição ao longo do eixo do poço
z	Profundidade
$\Gamma_{\theta z}$	Deformação de corte relativamente ao plano que contém o eixo do poço

$\Gamma_{r\theta}$	Deformação de corte relativamente ao plano paralelo ao poço
Γ_{rz}	Deformação de corte relativamente ao plano perpendicular ao eixo do poço
Γ_{xy}	Deformação de corte relativamente ao plano xy
Γ_{yz}	Deformação de corte relativamente ao plano yz
Γ_{xz}	Deformação de corte relativamente ao plano xz
β	Ângulo de rotura
ε_r	Deformação radial
ε_θ	Deformação tangencial
ε_z	Deformação axial
ε_x	Deformação normal na direção x
ε_y	Deformação normal na direção y
ε_z	Deformação normal na direção z
θ	Azimute do ângulo relativo ao eixo dos xx , medido no sentido anti-horário no plano xy
ν	Coeficiente de Poisson
ρ	Densidade
σ_c	Resistência à compressão não confinada da rocha
σ_h	Tensão horizontal mínima
σ_H	Tensão horizontal máxima
σ_r	Tensão radial
σ_v	Tensão vertical
σ_x	Tensão normal na direção x
σ_y	Tensão normal na direção y
σ_z	Tensão normal na direção z
σ_z	Tensão axial
σ_θ	Tensão tangencial
σ'_n	Tensão normal efetiva
σ_1	Tensão principal máxima

σ_2	Tensão principal intermédia
σ_3	Tensão principal mínima
σ'_1	Tensão efetiva principal máxima
σ'_3	Tensão efetiva principal mínima
τ	Tensão de corte
τ_{max}	Tensão de corte máxima
τ_{mob}	Tensão mobilizada
τ_{rel}	Tensão de corte relativa
τ_{θ}	Tensão de corte relativamente ao plano paralelo ao poço
τ_{rz}	Tensão de corte relativamente ao plano perpendicular ao eixo do poço
$\tau_{\theta z}$	Tensão de corte relativamente ao plano que contém o eixo do poço
τ_{xy}	Tensão de corte no plano xy
τ_{yz}	Tensão de corte no plano yz
τ_{xz}	Tensão de corte no plano xz
φ	Ângulo de atrito interno da rocha
ϕ	Porosidade
Ω	Valor de cada parâmetro contribuindo para o mecanismo de deslizamento numa fratura
$\nabla\sigma_v$	Gradiente da tensão vertical

1 Introdução

Neste capítulo, faz-se um enquadramento do trabalho desenvolvido, salientando-se a importância da análise geomecânica no projeto de perfuração de poços e na fase de produção, por forma a contribuir para a segurança e eficiência dessas operações. Apresenta-se também a descrição sumária da estrutura do trabalho e os seus objetivos.

1.1 Contextualização do tema

Os problemas de instabilidade são uma das situações com que a indústria petrolífera não raras vezes se depara. Estima-se que os custos associados à instabilidade de poços representem cerca de 5 a 10 % dos custos de perfuração nas fases de exploração e produção, implicando, a nível mundial, custos de centenas de milhões de dólares por ano (Fjaer *et al.*, 2008).

A crescente complexidade dos projetos tornou a estabilidade de poços um tema de particular importância para a indústria petrolífera. Vários autores têm-se debruçado sobre esta matéria e contribuído para a resolução de problemas no domínio da mecânica das rochas associada à estabilidade de poços petrolíferos, dedicando-se ao desenvolvimento e investigação de conceitos teóricos (Bradley, 1979a, 1979b; Amadei, 1996; Ottesen *et al.*, 1999; Moos *et al.*, 2003; McIntosh, 2004; Zeynali, 2012), implementando novas soluções analíticas e métodos preditivos (Aadnøy, 1988; Aoki *et al.*, 1993; Ong e Roegiers, 1993; Liang, 2002; Al-Ajmi e Zimmerman, 2009; Lee *et al.*, 2012; Yuan *et al.*, 2012; Zhang, 2012), investigando os mecanismos de reativação de fraturas em formações fraturadas (Younessi e Rasouli, 2010), estabelecendo análises de estabilidade baseadas na mecânica dos meios não contínuos (Zhang *et al.*, 1999; Chen *et al.*, 2003; Yan *et al.*, 2013; Jamshidi e Amani, 2014) e aplicando as experiências de campo (Vernick e Zoback, 1990; Mastin *et al.*, 1991; Santarelli, *et al.*, 1992, 1992a; Mohiuddin *et al.*, 2006).

As operações de perfuração, produção e/ou injeção afetam o equilíbrio inicial existente nas formações rochosas, levando a uma alteração das condições mecânicas da rocha e do estado de tensão nas imediações do poço. Estas alterações podem afetar as atividades de perfuração e completação, assim como o rendimento da produção, resultando em custos imprevistos e morosidade nas operações.

Daqui decorre ser extremamente importante dispor-se de uma estratégia para evitar ou minimizar potenciais problemas geomecânicos durante as fases de desenvolvimento e exploração de um campo petrolífero. Nesta estratégia, a análise geomecânica assume um papel significativo na

prevenção de riscos associados às operações de perfuração de poços petrolíferos (http://www.slb.com/services/technical_challenges/geomechanics.aspx).

Assim, a análise da mecânica das rochas é de grande importância nas operações de perfuração e de produção de poços, por forma a torná-las seguras e estáveis. Nesta análise, é necessário o conhecimento dos esforços a que estão submetidas as formações e a determinação dos seus parâmetros de resistência, para que possam ser estudadas situações de ocorrência de colapso ou fratura.

A cooperação multidisciplinar e o trabalho de equipa que abarque os diferentes profissionais das várias áreas envolvidas num projeto – engenharia de reservatórios, engenharia de perfuração, engenharia de completação, engenharia de produção, geologia, geofísica e petrofísica – são fundamentais para assegurar o seu sucesso técnico e económico. Neste contexto, a geomecânica assume um papel relevante na efetivação deste sucesso, já que a estabilidade do poço é a base para um projeto ser bem-sucedido.

1.2 O papel dos simuladores de cálculo na análise geomecânica

Para a elaboração de uma análise geomecânica, são necessárias grandes quantidades de dados e a sua obtenção, além de onerosa, é, por vezes, muito difícil, sendo aqui os simuladores numéricos ferramentas muito úteis e importantes para o planeamento e execução de poços.

Fruto dos avanços tecnológicos no domínio da computação, os simuladores permitem a utilização de modelos cada vez mais complexos e refinados, possibilitando simulações mais realistas, refletindo-se numa otimização dos projetos e redução de custos.

Na realização destas simulações, destacam-se o método dos elementos finitos e o método das diferenças finitas. Relativamente ao primeiro, cita-se o programa de cálculo PLAXIS, que é um programa baseado no método dos elementos finitos, cujas primeiras versões foram desenvolvidas especificamente para análise bidimensional e tridimensional da deformação e estabilidade em projetos de engenharia geotécnica. Este *software* está equipado com funcionalidades para lidar com vários aspetos das estruturas geológicas e processos construtivos, utilizando procedimentos computacionais robustos e teoricamente fundamentados (Plaxis bv, 2012).

O PLAXIS, inicialmente desenvolvido como um *software* de elementos finitos com aplicações na geoengenharia em solos brandos, passou entretanto a envolver uma gama alargada de materiais desde os solos brandos até rocha, tornando-se, assim, numa ferramenta útil e conveniente não só na análise de superfície, mas também para grandes profundidades (Plaxis bv, 2014).

Nas últimas versões comercializadas, este *software*, tanto na versão 2D como na 3D, aplica-se à análise geomecânica de reservatórios petrolíferos em vários tipos de situações como, por exemplo, na depleção de reservatórios, estabilidade de falhas durante a depleção e injeção e na estabilidade de poços, permitindo investigar e avaliar os efeitos da produção de hidrocarbonetos, tais como as mudanças nas condições de tensão, deformações e subsidência (<http://www.plaxis.nl/publication/plaxis-bulletin-autumn-2013/>).

Como referência à aplicação deste *software* na análise geomecânica de um reservatório petrolífero, cita-se o estudo de Cuisiat *et al.* (2010), onde foi analisada a integridade geomecânica de falhas selantes durante a despressurização do campo petrolífero de Staffjord, na Noruega.

1.3 Objetivos desta tese

Neste contexto, esta tese tem por objetivo contribuir para a avaliação da tensão e deformação em poços horizontais, atendendo às variações da pressão intersticial e à deformação induzida no maciço rochoso durante o seu ciclo produtivo. Assim sendo, a partir do conhecimento do reservatório, das propriedades mecânicas da rocha e do campo de tensões *in situ*, pretende-se avaliar a relação tensão/deformação experimentada pelos poços em diferentes cenários, relativamente à sua orientação e ao campo de tensões *in situ*, e concluir sobre a possibilidade de ocorrência de rotura da rocha ou deformações tais que possam comprometer a sua plena funcionalidade.

1.4 Estrutura da tese

A presente tese está estruturada em 7 capítulos, que se organizam da seguinte forma:

No capítulo 1, faz-se uma introdução do tema em estudo, referindo-se os objetivos desta tese, assim como a estrutura adotada ao longo do seu desenvolvimento.

No capítulo 2, é feita uma revisão da bibliografia no que diz respeito ao contexto dos poços horizontais na indústria petrolífera, a trabalhos de investigação realizados e ao estado do conhecimento atual, no que concerne à estabilidade de poços petrolíferos.

No capítulo 3, faz-se uma abordagem teórica à geomecânica de poços no regime elástico, onde se descreve a solução analítica para a distribuição de tensões à volta de um poço.

No capítulo 4, descreve-se a metodologia seguida neste estudo, onde se expõem as questões/objetivos de investigação e se descreve o *software* PLAXIS, como ferramenta de cálculo utilizada. Faz-se também uma fundamentação teórica do método dos elementos finitos, no qual se baseia o referido programa.

No capítulo 5, é descrito o modelo de simulação, tomando por base a utilização dos parâmetros físicos e mecânicos referentes a um reservatório sintético.

No capítulo 6, faz-se a apresentação, análise e discussão dos resultados obtidos.

No Capítulo 7, são apresentadas as conclusões obtidas neste estudo, finalizando-se com algumas recomendações para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

Ao longo deste trabalho, são utilizados vários termos técnicos em língua inglesa, dado a maior parte desses termos, definições e unidades específicas da indústria petrolífera terem origem nessa língua. Havendo a designação equivalente na língua portuguesa, esta também é geralmente incluída.

2 Revisão da literatura

Após uma breve exposição sobre a utilização da tecnologia de perfuração horizontal na indústria petrolífera, apresenta-se, neste capítulo, uma revisão de conceitos e considerações ligados à análise de estabilidade de poços, com a finalidade de contextualizar e fundamentar a sua importância neste estudo.

2.1 A tecnologia de perfuração horizontal na indústria petrolífera

A indústria petrolífera constitui um setor estratégico da maior relevância, deparando-se com novos desafios por forma a responder aos projetos mais complexos e tecnologicamente mais exigentes, como, por exemplo, a exploração em águas profundas, a exploração de hidrocarbonetos não convencionais, exploração do Ártico e projetos de recuperação avançada em campos maduros.

O crescente aumento do consumo de energia e as novas descobertas em ambientes de grande profundidade e complexidade geológica impõem desafios crescentes à indústria petrolífera, quer em termos técnicos, quer em termos económicos. De entre esses desafios, está a perfuração de poços não convencionais, tendo-se assistido nos últimos anos a um rápido crescimento na utilização deste tipo de poços na exploração de hidrocarbonetos.

As vantagens apresentadas em muitas situações pelos poços horizontais, relativamente aos poços verticais, aliadas à evolução que se tem verificado na tecnologia de perfuração e completação neste tipo de poços, tem suscitado o interesse crescente da indústria petrolífera pelos poços horizontais, já que estes melhoram a eficiência e economia na recuperação de hidrocarbonetos (Joshi, 1987).

O principal objetivo a atingir com os poços horizontais é o aumento do contacto com o reservatório e, por conseguinte, o aumento da produtividade. Como poços injetores, os poços horizontais longos fornecem uma área de contacto alargada, o que é altamente desejável nos processos de recuperação secundária (EOR) (Joshi, 1991).

Em geral, os caudais de produção de poços horizontais são significativamente mais elevados quando comparados com poços verticais que passaram por algum processo de estimulação (Leon-Ventura *et al.*, 2000).

As principais vantagens na perfuração de poços horizontais são:

- Aumento da área de drenagem do reservatório (em reservatórios de pequena espessura);

- Redução das quedas de pressão;
- Possibilidade de perfuração de vários poços, a partir de uma mesma plataforma;
- Redução do número de sondas e unidades de produção necessárias à perfuração e ao desenvolvimento do campo, refletindo-se numa otimização das linhas de produção e numa significativa economia de recursos;
- Minimização de formação de cones de gás e água, já que a queda de pressão no poço horizontal é menor que aquela que ocorre no poço vertical quando ambos estão a produzir a um mesmo caudal;
- Bom desempenho em reservatórios com fraturação vertical ou de espessura reduzida;
- Melhores produções em reservatórios de baixa permeabilidade e porosidade;
- Bom desempenho no desenvolvimento de reservatórios descontínuos e anisotrópicos;
- Podem funcionar como poços injetores de vapor em processos de recuperação secundária, aumentando a eficiência das técnicas de recuperação, já que uma maior área de drenagem pode responder melhor à injeção de vapor ou de água devido ao alto índice de injetividade;
- Melhor produção em reservatórios de óleos pesados;
- Retardam o avanço do contacto óleo-água ou gás-óleo;
- Viabilizam economicamente a exploração de campos *offshore*, onde o posicionamento das plataformas marítimas de produção é crítico devido às condições adversas do mar;
- Drenagem de grandes volumes, minimizando as perturbações à superfície em zonas ambientalmente sensíveis e em reservatórios sob zonas urbanizadas.

Como principais limitações apresentadas pela perfuração horizontal são de mencionar:

- A utilização de um só poço principal aumenta o risco de falhas mecânicas na completação (caso esta seja complicada), as quais têm impactos prejudiciais na produção;
- Agravam os problemas de instabilidade, que, em casos extremos, podem levar mesmo à perda do poço;
- Maiores esforços nos equipamentos de perfuração, maiores dificuldades na instalação do revestimento, na execução da cimentação e na completação;
- Quando atingidos pela água proveniente do contato óleo/água ascendente, dependendo da completação utilizada, têm que ser fechados ou utilizados como poços injetores, não sendo possíveis recompletações (Rosa *et al.*, 2006a).

A tecnologia de perfuração horizontal, quando aplicada corretamente e auxiliada pelas ferramentas avançadas de medição, orientação e interpretação de dados (*geosteering*¹, identificação de fraturas, interpretação sísmica de riscos e avaliação da pressão intersticial), permite controlar eficazmente a trajetória do poço, perfurar as zonas mais favoráveis do reservatório, diminuir desvios, contribuindo,

¹ Controlo direcional em tempo real de um poço, baseado nas informações recolhidas durante a perfuração (*logging*), com o objetivo de ajustar e manter a posição do furo (inclinação e azimute) por forma a alcançar uma zona alvo e permanecer nela.

assim, para uma melhor produtividade, para o retardamento no aparecimento de água na produção e, conseqüentemente, para um maior retorno financeiro dos investimentos realizados e prolongamento da vida útil do poço.

2.2 Análise de estabilidade de poços

A instabilidade de poços, apesar de todos os esforços encetados na resolução de problemas com ela relacionados, continua a ser uma situação presente nas operações de perfuração e produção de poços petrolíferos. Estima-se que os problemas resultantes da instabilidade representem pelo menos 10% dos custos médios de um poço, envolvendo operações não planeadas, podendo ascender, a nível mundial, a cerca de um bilhão de dólares por ano (Aadnøy e Ong, 2003).

Até 1980, a análise de estabilidade foi escamoteada por parte da indústria. Após a publicação do artigo "Failure inclined boreholes" da autoria de Bradley (1979a), começa a dar-se um crescente interesse por este problema.

Com o surgimento da perfuração direcional e horizontal, bem como da exploração em ambientes de grande complexidade geológica, zonas tectonicamente ativas e em ambiente *offshore* de águas profundas, os problemas de estabilidade também se tornaram mais complexos, aumentando as dificuldades resolutivas, o que exigiu a crescente atenção por parte da indústria petrolífera e da comunidade técnica e científica para com esta temática.

A perfuração de um poço origina um desequilíbrio nas condições iniciais existentes, havendo uma redistribuição e concentração das tensões à volta do poço. No caso de a rocha não ter resistência suficiente para suportar este incremento de tensões, esta entra em colapso. Esta situação é compensada pela pressão hidrostática da lama de perfuração.

O objetivo da análise de estabilidade é o estabelecimento das condições de integridade do poço e a prevenção da perda de fluidos, tendo como resultado a definição do intervalo de densidade das lamas que assegure uma perfuração estável, ou seja, a pressão mínima permitida no poço, para evitar o colapso ou influxo de fluidos, e a pressão máxima permitida, para evitar a perda de fluidos para a formação através das fraturas induzidas ou pré-existentes. Na figura 2.1, mostra-se um exemplo típico de estudo do intervalo de densidade das lamas que assegura uma perfuração estável (*mud weight window*) a diferentes profundidades. Através da análise das tensões nas imediações do poço induzidas pela perfuração e adotando um critério de rotura apropriado, calcula-se a estabilidade por comparação das tensões no poço com a resistência do maciço rochoso.

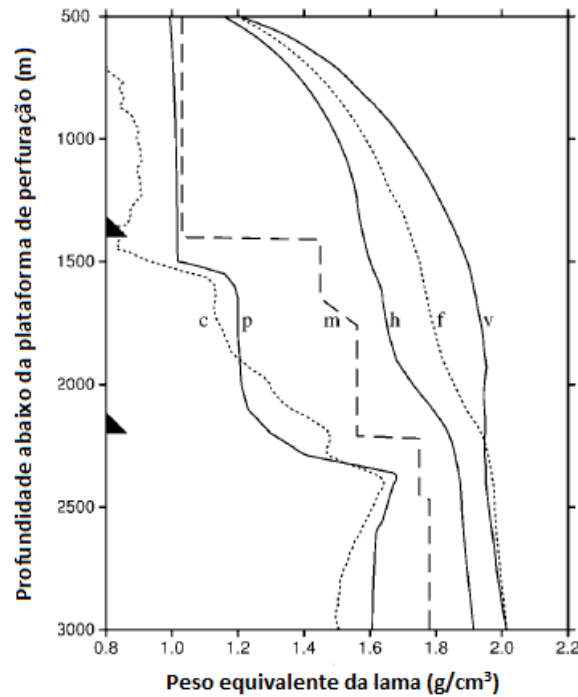


Figura 2.1 – Exemplo de estudo da densidade das lammas *versus* profundidade (*mud weight window*). Na figura, *p* é o gradiente da pressão intersticial, *h*, *v*, *c*, são, respetivamente, os gradientes da tensão horizontal mínima, da tensão geostática e da tensão de rotura estimada. As linhas *f* e *m* correspondem aos gradientes de fraturação e de densidade da lama, respetivamente. Os triângulos indicam a parte terminal do segmento tubular do revestimento (*casing shoe*) (adaptada de Fjaer *et al.*, 2008).

A análise de estabilidade do poço visa assegurar as condições de segurança e eficiência da perfuração e, conseqüentemente, a redução de custos acrescidos com operações não planeadas. Na figura 2.2, apresenta-se um diagrama onde se referem os parâmetros a ter em conta numa análise de estabilidade.

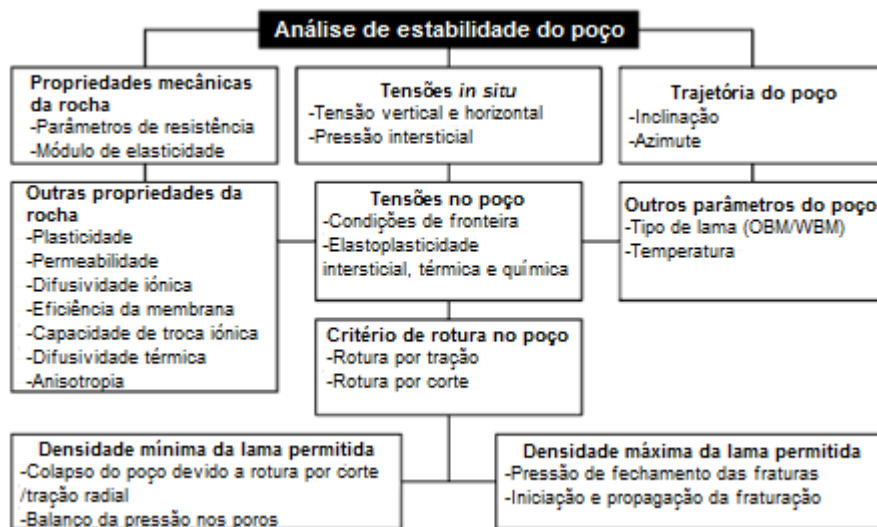


Figura 2.2 – Parâmetros a considerar numa análise de estabilidade de poços (adaptada de Fjaer *et al.*, 2008).

2.3 Fatores condicionantes da estabilidade

Vários fatores, entre os quais as propriedades da lama de perfuração e a sua interação com a formação, as propriedades mecânicas do maciço rochoso e a distribuição e intensidade das tensões nas imediações do contorno do poço, interferem na sua estabilidade. Esta pode ser mecânica, físico-química ou provocada pela conjugação de fatores mecânicos e físico-químicos.

Segundo Zeynali (2012), alguns dos mais importantes fatores que afetam a estabilidade mecânica de um poço são:

- Estado de tensão nos diferentes estratos do maciço rochoso;
- Propriedades mecânicas da rocha;
- Variação da pressão intersticial;
- Densidade da lama;
- Inclinação e direção do poço;
- Efeitos térmicos;
- Anisotropia.

A instabilidade físico-química está ligada à interação dos fluidos de perfuração com formações suscetíveis de sofrer alterações nas suas propriedades físicas e mecânicas em resultado dessa interação.

2.3.1 Tensões *in situ*/orientação e inclinação do poço

As tensões *in situ* são determinantes para a análise da estabilidade de poços, incluindo a tensão vertical e duas tensões horizontais (Safdar *et. al.*, 2011). No estabelecimento destas tensões, estão presentes diversas causas, tais como, ação gravítica, movimentos tectónicos, convecção do manto, intrusões magmáticas, entre outras.

A magnitude relativa entre as tensões vertical e horizontal (máxima e mínima) tem maior influência na estabilidade do poço do que a sua magnitude absoluta (Zeynali, 2012), ou seja, a anisotropia do campo tensões é mais relevante na instabilidade do poço do que a grandeza absoluta das tensões.

Segundo o mesmo autor, em regime divergente, também designado por distensivo, no qual $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, (sendo σ_v , σ_H e σ_h as tensões vertical, horizontal máxima e horizontal mínima, respetivamente), um poço orientado arbitrariamente mostra uma menor tendência para sofrer rotura por corte em compressão quando é paralelo à direção da tensão principal horizontal mínima. Quanto maior for a

razão entre a tensão principal horizontal máxima e a tensão vertical, maior é o ângulo de desvio relativamente à vertical na minimização da rotura por compressão. Num regime de tensões do tipo *strike slip* (direcional), no qual $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$, os poços horizontais são os que têm menor tendência em sofrer rotura de corte por compressão. Quanto maior for a razão entre a tensão principal horizontal máxima e a tensão vertical, mais próxima deverá ser a direção de perfuração relativamente ao azimute da direção da tensão máxima horizontal.

2.3.2 Propriedades mecânicas da rocha

A estabilidade de um poço está condicionada pela resistência da rocha à compressão e à tração, bem como pelas suas características de deformabilidade (módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson). As rochas mais competentes e rígidas tendem a ser mais frágeis, tendo menor capacidade de deformação e de suporte de cargas para além da tensão de pico. O aumento da pressão confinante leva a um decréscimo da fragilidade da rocha. Por sua vez, as rochas brandas apresentam normalmente um comportamento mais dúctil, significando que têm maior capacidade de deformação e de suporte das cargas para além do seu limite elástico, levando a que o limite de rotura possa ser excedido até certo ponto sem consequências operacionais severas.

2.3.3 Variação da pressão intersticial

A pressão intersticial assume um importante papel no estabelecimento do estado de tensão no interior da rocha, sendo um parâmetro muito importante nos fenómenos de colapso, já que ela determina a tensão efetiva, que controla a rotura da rocha (Al-Ajmi e Zimmerman, 2009).

Com o aumento da pressão nos poros, ocorre uma diminuição da resistência da rocha. Por outro lado, o aumento da pressão intersticial induz ao aparecimento da fraturação. Quando a pressão intersticial iguala as pressões confinantes, passa a ter um papel marcante na redução dos seus efeitos (Zeynali, 2012). Esta redução pode ser demonstrada, como o autor refere, pela rotura de um provete de rocha cilíndrico, submetido a uma compressão triaxial, com patamares decrescentes de tensões, ao mesmo tempo que a pressão intersticial é aumentada para a tensão de confinamento. A tensão tangencial induzida no provete é máxima para o caso do provete ser de rocha porosa, com um fluido percolante de viscosidade constante, e é mínima no caso de ser de rocha impermeável, podendo as diferenças de tensões, desenvolvidas em cada uma das situações, ser bastante significativas. Os provetes submetidos a níveis elevados de tensão e carregados uniaxialmente com

cargas inferiores à tensão de cedência podem ser fraturados, mantendo a pressão confinante e aumentando a pressão intersticial.

2.3.4. Densidade da lama

Uma das causas de instabilidade de poços está associada com a utilização de lamas com densidades e temperaturas não adequadas. A densidade da lama deverá assegurar uma pressão maior do que o gradiente de pressão nos poros da rocha e uma pressão inferior àquela que induza fraturação.

2.3.5 Efeitos térmicos

Os efeitos térmicos são proporcionais à rigidez da rocha e ao seu coeficiente de expansão térmica.

As profundidades interessadas pela execução de poços na indústria petrolífera apresentam gradientes geotérmicos elevados, fazendo com que a lama aqueça. Manter a temperatura da lama abaixo da temperatura das formações em torno do poço ajudará ao arrefecimento dessa zona, reduzindo a tensão de corte (McLean, 1988).

O arrefecimento, para além de reduzir o risco de rotura por corte, pode, no entanto, favorecer a fraturação, mas, como a extensão da zona arrefecida é limitada, acaba por condicionar o crescimento da fraturação e os seus efeitos na perda de circulação. A diminuição da temperatura também reduz a pressão intersticial, favorecendo a estabilidade, sendo particularmente importante em rochas de baixa permeabilidade, devido às diferenças significativas existentes entre os coeficientes de expansão térmica dos fluidos e da rocha. Para além disso, a resistência e rigidez da rocha aumentam com o arrefecimento.

2.3.6 Anisotropia

O ambiente de sedimentação induz a formação de estruturas laminadas, observando-se, assim, uma variação nas propriedades elásticas e de resistência com a direção. Estas formações anisotrópicas a grandes profundidades estão sob um estado de tensão compressiva *in situ* anisotrópica, a qual é significativamente alterada nas paredes do poço, quer em intensidade, quer em orientação, com as operações de perfuração. À medida que aumenta o ângulo dos poços relativamente à vertical, a

influência da anisotropia cresce, tornando-se crítica numa situação de poços horizontais (Zeynali, 2012).

2.3.7 Fatores físico-químicos

O comportamento mecânico, só por si, não explica os problemas de estabilidade encontrados em poços perfurados em formações suscetíveis de sofrer alterações nas suas propriedades físicas e mecânicas em resultado da interação dos fluidos de perfuração com essas formações, como é o caso dos *shales*. Aqui, os processos físico-químicos associados aos fatores mecânicos e os fatores dependentes do tempo têm uma grande influência na estabilidade.

Os fluidos de perfuração interagem física e, por vezes, quimicamente com estas formações, originando alterações nas suas propriedades mecânicas. Os componentes argilosos, quando têm propriedades expansivas, sofrem expansividade através de trocas iónicas com os fluidos de perfuração, afetando significativamente as propriedades mecânicas da rocha. Para contrariar a instabilidade decorrente da hidratação pela água, são utilizados produtos estabilizadores, que reagem com os minerais argilosos, impedindo a sua hidratação e a rotura mecânica consequente das forças hidrostáticas e mecânicas locais.

As mudanças na pressão intersticial têm uma grande influência na estabilidade dos poços perfurados neste tipo de formações. A pressão intersticial pode variar por fluxo capilar, por fluxo viscoso e por fluxo osmótico. O fluxo, por osmose entre os iões e químicos existentes nos poros da rocha e os presentes na lama, gera forças que aumentam a pressão nos poros, levando à rápida rotura da rocha e afetando significativamente a estabilidade do poço. A muito reduzida permeabilidade nestas formações implica que o fluxo de iões e água seja muito lento, conduzindo a uma variação significativa da pressão intersticial à volta das paredes do poço (Zeynali e Rahman, 1995). Segundo Yu *et al.* (2003), podem estabelecer-se nesta zona circunscrita gradientes de pressão elevados induzidos quimicamente. Assim sendo, como afirmam Oort *et al.* (1994), Tan e Rhaman (1994), Tan *et al.* (1995), os fluidos de perfuração podem afetar a estabilidade do poço, alterando o estado de tensão efetiva e a resistência do material.

Os efeitos dos fatores dependentes do tempo na estabilidade e expansividade nos poços, induzidos pela deformação e tensão nas fraturas, foram investigados por Helstrup *et al.* (2004). O aumento da permeabilidade da matriz e do tempo de filtração reduz o volume de expansão, ao passo que a presença de partículas sólidas da lama, depositadas nas paredes do poço após infiltração do fluido da lama nas formações (*mud cake*), leva a um aumento da expansividade e a uma concentração elevada de tensões nas extremidades das fraturas.

O influxo da água para as formações constituídas por *shales* agrava a instabilidade, pois aumenta a pressão intersticial próximo às paredes do poço e diminui a resistência da rocha (Mody e Hale, 1993). Por sua vez, o deslocamento da água pode estabelecer-se por fluxo térmico, hidráulico, elétrico e osmótico, resultante de uma diferença de potencial químico (Zeynali, 1996).

A intensidade e a direção do fluxo nos poros da rocha dependem das diferenças de pressão entre a lama e a formação, estabelecendo-se um gradiente de pressão com o decorrer do tempo, o qual pode influenciar a estabilidade (Pasley e Cheatham, 1963 e Darley, 1969).

2.4 Problemas de instabilidade em poços

Dependendo da interação dos diversos fatores que afetam a estabilidade de um poço, existem diferentes tipos de problemas de instabilidade. Esses fatores classificam-se em fatores controláveis e fatores incontroláveis (Westergaard, 1940; Mohiuddin *et al.*, 2006).

Na tabela 2.1, assinala-se a inclusão dos diversos fatores indutores de instabilidade em cada uma das categorias anteriormente referidas.

Tabela 2.1 – Fatores controláveis e incontroláveis na estabilidade de um poço (adaptado de Westergaard, 1940; Mohiuddin *et al.*, 2006).

Fatores de instabilidade	
Incontroláveis	Controláveis
Tensões <i>in situ</i>	Densidade da lama
Propriedades mecânicas da rocha	Tipo de fluido de perfuração
Litologia	Pressão no poço
Química dos fluidos intersticiais	Diâmetro do poço
Porosidade original da rocha	Tamanho dos tubos da coluna de perfuração (<i>drillpipe</i>)
Permeabilidade e compressibilidade originais da rocha	Inclinação e azimute do poço
Resistência da rocha	Taxa de circulação
Fraturas naturais	Tempo sem revestimento
Pressão intersticial inicial	Composição físico-química do fluido e sua interação com a rocha
Propriedades químicas da rocha	Vibrações da coluna de perfuração (<i>drillstring</i> ²)
Propriedades térmicas da rocha	Operações de perfuração
Anisotropia	Erosão
Gradiente geotérmico	Temperatura da lama

² Conjunto formado pelo *drillpipe*, pelo *bottomhole assembly* (BHA) e outras ferramentas necessárias para rodar a broca (*bit*). O BHA é o conjunto de equipamentos da extremidade inferior da coluna de perfuração.

Os fatores incontrolláveis são intrínsecos à própria formação, estando relacionados com as suas propriedades físicas, químicas e mecânicas, com o estado de tensão *in situ* e com o gradiente geotérmico. Os fatores controláveis são aqueles que estão relacionados com as características geométricas do poço e com as operações de perfuração, completação e produção.

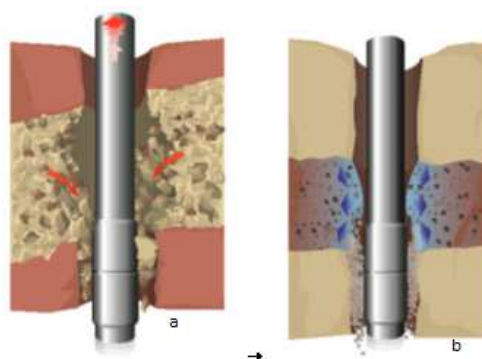
A interação destes fatores pode conduzir ao surgimento de diferentes manifestações de instabilidade no poço, tais como por exemplo, desmoronamento das paredes, alargamento excessivo e estreitamento, induzindo a esforços de torque³ (ou momento) e arraste⁴ elevados, podendo provocar aprisionamentos da coluna de perfuração (*stuck pipe*), o que pode originar a necessidade de isolar o poço (*plugging*) e perfurar um poço secundário (*sidetracking*), elevando os custos de exploração do reservatório, com acréscimo de tempo e consumo de equipamento na resolução dos problemas.

Estas manifestações de instabilidade podem também causar problemas em operações posteriores, como, por exemplo, na realização de diagrfias e sua interpretação, em cimentações, no controlo de produção de areia e em operações de estimulação.

Uma situação de aprisionamento da coluna de perfuração acontece quando a força estática necessária para a mover excede as capacidades da sonda (*rig*) ou a resistência à tração da tubagem, sendo que a mesma não pode mover-se ou rodar. Esta situação pode ocorrer durante a perfuração, conexão, *logging* ou durante qualquer outra operação, em que o equipamento esteja no poço.

Causas principais para a ocorrência de uma situação de aprisionamento da coluna de perfuração:

- Colapso das paredes do poço por rotura mecânica, tendo como consequência o aumento do diâmetro do poço devido a rotura frágil. Os fragmentos que se desprendem depositam-se à volta da parte inferior da coluna de perfuração (BHA), preenchendo o espaço anular entre esta e as paredes do poço. O alargamento excessivo (*washout*) pode dar-se também por erosão hidráulica ou mecânica em rochas pouco competentes (figura 2.3 a).



Figuras 2.3 – Instabilidade resultando em alargamento (a) e estreitamento do poço (b) (adaptada de Bowes e Procter, 1997).

³ Torque é o momento necessário para rodar a coluna de perfuração, sendo diretamente proporcional ao raio de rotação, ao coeficiente de atrito e à força normal da coluna de perfuração contra a parede do poço.

⁴ Arraste é a força adicional necessária para mover a coluna de perfuração ou o revestimento na direção axial devido a forças de atrito. Este fenómeno está associado a poços inclinados.

- Estreitamento do poço, que ocorre em formações plásticas tais como, por exemplo, *shales* plásticos e formações salinas (figura 2.3 b).
- *Differential sticking*. É causado quando a pressão hidrostática na coluna de lama é superior à pressão nos poros da formação permeável, fazendo com que desloque a tubagem de encontro à parede do poço (Bowes e Procter, 1997). Constitui a causa mais provável de *stuck pipe* em formações permeáveis, não ocorrendo nos *shales* dado a sua baixa permeabilidade (Fjaer *et al.*, 2008). Ocorre quando a tubagem está parada ou a mover-se muito devagar, na presença de camada espessa de resíduos deixados pelos fluidos de perfuração (*filter cake*) ou quando existe contacto entre a coluna de perfuração e o poço (figura 2.4 a).
- Interferências da geometria e mecânica do poço. Frequentemente a interferência é causada por *keyseating*, quando a perfuração se desvia da vertical e existem variações da dureza das formações, fazendo com que a tubagem rode contra um determinado ponto na parede do poço, tornando-se mais adelgada na direção da parede onde contacta. Quando a coluna de perfuração é puxada para fora do poço, as secções do BHA de maior diâmetro ficam impedidas ou têm muita dificuldade de se mover nesta secção apertada (figura 2.4 b).



Figura 2.4 – *Differential sticking* (a) e *Keyseating* (b) (adaptada de Costo *et al.*, 2012).

Entre outras causas de interferência, citam-se, por exemplo, as roturas da tubagem metálica utilizada para evitar o colapso do poço e permitir a instalação da tubagem de produção (*casing*), os desvios acentuados da direção do poço (*doglegs*) e a formação de *ledges* na interface de estratos de diferente rigidez (figura 2.5).

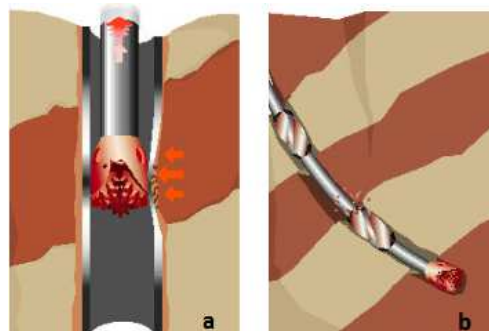


Figura 2.5 – Ruptura do *casing* (a) e *doglegs* e *ledges* (b) (adaptada de Bowes e Procter, 1997).

Exemplos de situações que podem levar à rotura do *casing* são (Aadnøy, 1999):

- a) Queda do nível da lama no interior do *casing* devido a perdas de circulação, causadas por peso excessivo da lama, fraturas naturais ou permeabilidade extremamente elevada;
 - b) Elevada densidade do cimento na cimentação primária, excedendo a pressão interna dos fluidos em circulação;
 - c) Carga excessiva sobre o *casing*, provocada pela plasticidade das formações salinas;
 - d) O *casing string* não estar adequadamente preenchido com lama, o que poderá originar elevadas cargas de rotura em águas profundas;
 - e) Expansão térmica nos fluidos, preenchendo o espaço anular entre *casing strings*.
 - f) Elevada pressão interna em testes de pressão;
 - g) Peso estático do *casing string*;
 - h) Redução do peso efetivo do *casing* devido a fluatibilidade;
 - i) Flexão devido a desvios acentuados da direção do poço;
 - j) Forças de arraste.
- Limpeza do poço inapropriada. Esta situação ocorre quando os fragmentos de rocha originados durante a perfuração por ação da broca nas formações (*cuttings*), ou no caso de rotura do poço, os fragmentos de rocha resultantes da rotura (*cavings*) não podem ser ou são deficientemente removidos pelo fluido de perfuração. As razões para uma deficiente limpeza do furo são:
 - a) Reduzida taxa de fluxo anular;
 - b) Utilização de lamas inapropriadas;
 - c) Tempo de circulação insuficiente;
 - d) Agitação mecânica inadequada.

Nos poços horizontais e direcionais, os *cuttings* e os *cavings* depositam-se no lado inferior do furo, formando camadas de material fragmentado, levando a que o BHA seja mais propenso a ficar aprisionado nessa camada, já que, neste tipo de poços, a velocidade de deposição é elevada, independentemente da taxa de fluxo ser elevada ou não. (Ver figura 2.6).



Figura 2.6 – Aprisionamento do equipamento de perfuração devido a deficiente limpeza do furo (adaptada de Bowes e Procter, 1997).

Um outro problema de instabilidade de poços a referir é a perda de circulação ou perda de lamas para a formação, que acontece quando a pressão da lama ultrapassa o limite de pressão que impede a formação e propagação de fraturas, em formações não fraturadas, e o limite de pressão de reabertura de fraturas, em formações fraturadas. Para além dos problemas operacionais que coloca, a perda de lamas pode levar à queda temporária da pressão no poço, tendo como consequência o fluxo de fluidos dos poros da formação para o poço, a partir de camadas permeáveis, o que, na presença de gás, pode levar a um aumento repentino na pressão do poço (*kick*), elevando o risco de ocorrência de um *blowout*⁵. Na figura 2.7, ilustra-se a relação entre a pressão da lama e a rotura no poço, sendo que as siglas PL, PP, LRC e LF representam, respetivamente o peso das lamas, a pressão nos poros, o limiar de rotura por corte e o limiar de fraturação.

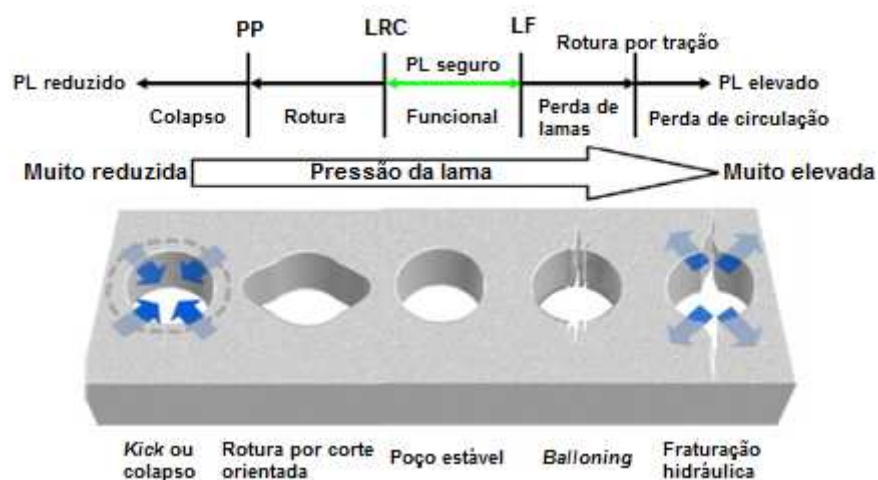


Figura 2.7 – Relação entre a pressão da lama e a rotura no poço (adaptada de Zhang, 2012).

2.5 Análise de estabilidade em formações anisotrópicas

A perfuração em zonas fortemente anisotrópicas, especialmente zonas com planos de estratificação com fraca resistência e fraturas pré-existentes, está exposta de forma agravada a situações de instabilidade. Estas situações requerem uma análise geomecânica mais sofisticada, que tenha em consideração a conjugação das tensões *in situ*, pressão intersticial, pressão das lamas e os efeitos da anisotropia da resistência da rocha e das tensões (Zhang, 2012).

A anisotropia é um fator importante a ter em conta em diversas atividades, não só da engenharia petrolífera, mas também da engenharia civil e mineira, dependendo esta importância, em grande parte, da dimensão relativa do problema em questão, no que diz respeito à grandeza de aspetos, tais como, espessura de estratos, espaçamento entre fraturas, etc. (Amadei, 1996).

⁵ Produção descontrolada de gás, petróleo ou outros fluidos a partir de um poço.

Na tabela 2.2, referem-se as atividades e aspetos no setor da engenharia petrolífera para os quais a anisotropia é relevante numa análise de estabilidade.

Tabela 2.2 – Aspetos na engenharia de petróleos onde a anisotropia é relevante (fonte: Amadei, 1996).

Engenharia de petróleos
Estabilidade e desvio de poços
Deformação e rotura de poços
Fraturação e propagação de fraturas
Escoamento de fluidos

Na maioria das situações, normalmente, é efetuada uma análise de estabilidade convencional, considerando o material rochoso como sendo homogéneo, isotrópico e linearmente elástico no seu comportamento mecânico e na sua resistência (Bradley, 1979a). No entanto, esta análise pode levar a resultados errados na presença de formações com comportamento anisotrópico em termos de resistência, associado a planos de fraqueza, tais como, planos de estratificação, xistosidade e foliação (Lee *et al.*, 2012).

Os modelos convencionais de avaliação das tensões *in situ* não se adequam a formações laminadas, como é o caso, por exemplo, das formações *de shale gas*, em virtude das suas propriedades mecânicas não serem homogéneas. A pressão intersticial na proximidade do poço também é heterogénea, tanto na direção tangencial como na direção radial, devido à heterogeneidade nas propriedades mecânicas e na permeabilidade. Em consequência, as tensões em torno do poço variam no tempo após a formação ser drenada (Yuan *et al.*, 2012).

A distribuição da pressão intersticial depende, quer da distância radial a partir do centro do poço, quer da direção tangencial para atingir o equilíbrio na sua vizinhança (Abousleiman *et al.*, 1995), dependendo esse equilíbrio tanto da permeabilidade da formação como da viscosidade do fluido.

A baixa permeabilidade de formações, como o *shale gas*, leva ao estabelecimento de uma condição de carga não drenada quando se perfura um poço (Cui *et al.*, 1999). O diferencial na tensão intersticial desenvolvido poderá ser significativo e provocar a rotura do poço.

A distribuição heterogénea da pressão em torno do poço, originada pela perfuração, é desencadeada pelas variações na deformação volumétrica (Yuan *et al.*, 2012). Os mesmos autores referem que em formações *de shale gas*, geralmente, a resistência a longo prazo é inferior à resistência de curto prazo, existindo um risco acrescido de instabilidade se o cálculo das lamas for efetuado com base em valores de resistência instantânea.

Yuan *et al.* (2012) afirmam ainda que as tensões em torno do poço resultantes da pressão do gás em formações *de shale gas*, com inclinações das camadas entre 30 e 60°, são mais elevadas, devendo

ser dada especial atenção à perfuração de formações com essas inclinações de camadas. Segundo os mesmos autores, a tensão aumenta com o tempo, pelo que a densidade crítica da lama deve ser aumentada quando o tempo de exposição do poço sem revestimento aumenta.

Quando um poço intersecta formações com fraturas pré-existentes e com planos de fraqueza, a rotura, para além de ocorrer na direção da tensão mínima, ocorre também nestes planos, em função das suas baixas resistências e concentração de tensões nas interfaces entre esses planos de fraqueza e a rocha competente (Zhang e Roegiers, 2002).

Os planos de baixa resistência em rochas finamente estratificadas com inclinações acentuadas são suscetíveis de sofrer uma deformação que leva à formação de uma zona de rotura com um padrão elíptico. Este mecanismo de rotura, característico de rochas finamente estratificadas, pode comprometer a integridade de poços horizontais (Barton, 2007). (Ver figura 2.8).



Figura 2.8 – Rotura num poço perfurando estratos inclinados e finamente estratificados (adaptada de Zhang, 2012, baseado em Bandis, 2011).

Testes laboratoriais em *shales* demonstraram que, mesmo na presença de planos ligeiramente inclinados, as roturas estão fortemente ligadas à presença destes planos de fraqueza (Okland *et al.*, 1998).

Estudos sobre a análise de estabilidade de poços em formações anisotrópicas estão bem estabelecidos na literatura, pois vários autores têm-se debruçado sobre esta questão.

Aadnøy (1988) desenvolveu uma solução analítica para estudar a estabilidade de poços direcionais em formações anisotrópicas, demonstrando a importância da anisotropia nas propriedades elásticas e a sua influência na análise de estabilidade.

Vernick e Zoback (1990) e Mastin *et al.* (1991), a partir da observação da rotura induzida pela variação do estado de tensão, chegaram à conclusão de que as geometrias da rotura e a suas

orientações eram fortemente afetadas pelo grau de anisotropia da rocha e pelo ângulo entre a inclinação da foliação e o eixo do poço.

Ong e Roegiers (1993), utilizando um modelo de tensões anisotrópico tridimensional para a distribuição de tensões em torno do poço, propuseram uma solução analítica, indicando a influência significativa das propriedades elásticas direcionais, da anisotropia da resistência da rocha e do diferencial de tensões *in situ* na estabilidade de poços.

Aoki *et al.* (1993) desenvolveram um modelo constitutivo que tem em conta a pressão intersticial induzida pela deformação do material sob condições não drenadas, demonstrando que a anisotropia do material exercia um efeito marcado na forma da rotura por compressão e que a rotura em rochas finamente estratificadas ocorria tanto na matriz como ao longo dos planos de estratificação/laminação.

Amadei (1996) realça a importância da anisotropia da rocha no estado de tensão. Segundo o autor, o *fabric* da rocha controla o crescimento, magnitude e orientação das tensões *in situ* na crosta terrestre, ao passo que as tensões e, em particular as tensões compressivas, tendem a fechar as microfissuras ou planos de descontinuidade nas massas rochosas, tornando, assim, o comportamento da rocha não linear e a sua anisotropia dependente da pressão, decrescendo com o aumento do confinamento.

De acordo com o autor, a expressão clássica, para a relação entre as tensões *in situ* horizontal e vertical, dada pela equação (2.1), onde K é o coeficiente de pressão lateral e ν o coeficiente de Poisson da rocha, não se aplica para rochas anisotrópicas sob gravidade e condições de não deformação lateral.

$$K = \frac{\nu}{1-\nu} \quad (2.1)$$

O campo de tensões *in situ* induzido pela gravidade é multiaxial com tensões horizontais não uniformes e está fortemente correlacionado com o *fabric* da rocha. Tensões *in situ* horizontais superiores à tensão vertical tornam-se admissíveis para certos valores das propriedades elásticas do maciço rochoso. A anisotropia combinada com a heterogeneidade (associada com a estratificação) pode resultar em regimes de tensão complexos e em dispersão e perturbações no campo de tensões a todas as escalas. Quando a litologia afeta a distribuição das tensões *in situ*, as diferenças de tensão (por vezes grandes) podem ser expectáveis ao longo de estratos de diferentes tipos de rochas.

O mesmo autor indica, ainda, que a anisotropia da rocha pode resultar em tensões horizontais *in situ* elevadas, especialmente próximo à superfície terrestre, tendo no passado sido frequentemente associadas à tectónica, não significando isto que as tensões tectónicas não existam, mas sim que a sua contribuição para os campos de tensões pode não ser tão grande como previamente se pensava.

Lee *et al.* (2012) desenvolveram um modelo que inclui a resistência característica de rochas anisotrópicas, aplicando-o a dois casos de estudo. Demonstraram que as roturas por corte ocorriam,

quer ao longo dos planos de foliação, quer cruzando estes, dependendo da orientação entre a trajetória do poço e os planos de estratificação. Verificaram, ainda, que a extensão da rotura em torno do poço e a densidade das lamelas dentro dos limites de segurança eram seriamente afetadas pela orientação do poço relativamente às direções dos planos de foliação e pelas tensões *in situ*.

Zhang (2012) propôs um novo modelo para melhorar a modelação da estabilidade de poços, no qual são considerados os planos de estratificação, a anisotropia da rocha e os seus impactos nas tensões horizontais. Com esse modelo, calculou as roturas no poço e a densidade mínima das lamelas ao longo da sua trajetória, segundo várias orientações de perfuração *versus* a direção da estratificação. Através da análise de dados laboratoriais de rochas de baixa resistência e da utilização de dados de velocidades sísmicas, o autor estabeleceu uma nova correlação para a previsão da resistência para este tipo de rochas. A evolução da resistência da rocha à compressão foi avaliada ao longo do tempo, por forma a calcular a evolução da rotura no poço, sendo analisada a rotura por deslizamento nos planos de fraca resistência, que foi utilizada na modelação da rotura ao corte nesses planos.

Yuan *et al.* (2012) desenvolveram um novo modelo de cálculo das tensões *in situ* em formações laminadas de *shale*, com o objetivo de superar as limitações dos métodos de cálculo que recorriam a modelos isotrópicos convencionais. No novo modelo apresentado, os autores analisaram a estabilidade de poços horizontais, tendo considerado as tensões efetivas e a atitude dos estratos inclinados, mostrando que a tensão de rotura era subestimada se os métodos convencionais fossem utilizados inapropriadamente.

2.6 Análise de estabilidade em formações naturalmente fraturadas

Na sua maioria as análises de estabilidade são baseadas na mecânica dos meios contínuos, não considerando o impacto das fraturas presentes no maciço (Jamshidi e Amani, 2014).

As fraturas e/ou planos de descontinuidade naturalmente existentes no maciço podem agravar a instabilização do poço. Havendo fraturas naturalmente presentes na rocha, a rotura, segundo os planos de fraqueza, antecipa-se relativamente à rotura da massa rochosa, pelo que a resistência da rocha se reduz significativamente (Yan *et al.*, 2013). Tal instabilização ocorre quando a tensão efetiva nas descontinuidades atinge valores críticos que levam ao desencadear de deslizamentos ao longo das descontinuidades e à rotação de blocos.

Em formações fraturadas, os métodos clássicos na resolução de problemas de instabilização de poços, utilizando o aumento do peso das lamelas, pode agravar o problema em vez de solucioná-lo, pelo que deve ser dada especial atenção a estas situações, as quais requerem uma caracterização cuidada do maciço rochoso e uma otimização do peso da lama. Segundo Santarelli *et al.* (1992a), o

aumento do peso das lamas baseado na análise de estabilidade do meio contínuo tem uma ação negativa na estabilidade de poços em formações fraturadas. A infiltração das lamas nas fraturas pode provocar a sua abertura, quando originalmente fechadas, e lubrificá-las, reduzindo o seu ângulo de atrito. As lamas podem também interagir com materiais que preenchem as fraturas, diminuindo o ângulo de atrito desses materiais, passando estes a funcionar como um estrato de baixa resistência entre as duas superfícies da fratura. Além disso, as fraturas invadidas pela lama estão sob maior pressão, resultando num decréscimo da tensão efetiva normal ao plano de fratura (Maury, 1994), o que poderá levar a que o novo estado de tensão exceda a resistência ao corte da fratura e cause um deslizamento ao longo do seu plano (ver figura 2.9). Como resultado, o maciço rochoso estará mais suscetível a fenómenos de instabilidade, o que se refletirá num poço aí perfurado.

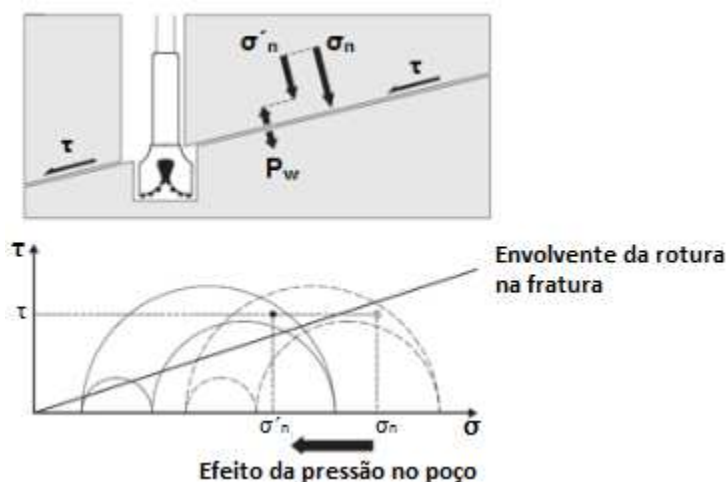


Figura 2.9 – Rotura por corte no plano de fratura devido à infiltração da lama e redução da tensão normal (adaptada de Younessi e Rasouli, 2010).

Ao intersear-se uma zona de rocha fraturada, caso se utilize uma lama de peso mais elevado, utilizada na estabilização do poço numa zona de intersecção com um estrato de fraca resistência, pode haver instabilização através da invasão da lama na zona fraturada, ultrapassando o limite de pressão de reabertura das fraturas existentes.

Segundo Lemos e Lorig (1990), o peso das lamas pode sofrer várias oscilações induzidas por diferentes fatores, tais como: a alteração da densidade do fluido, taxa de fluxo, tipo e temperatura da lama e movimento da coluna de perfuração ao longo do poço. Estas oscilações durante a perfuração podem provocar diferentes cargas relacionadas com a pressão do fluido, as quais afetam a integridade do poço.

Segundo Maury (1994) e Dusseault *et al.* (2001), a reativação de uma fratura pode dar-se durante a perfuração do poço, ao longo da fase de produção, devido à depleção do reservatório, e no decorrer de operações de injeção em fase de recuperação secundária.

Younessi e Rasouli (2008) salientam que o mecanismo de iniciação do deslizamento é diferente em cada uma destas fases da vida de um poço. Segundo os mesmos autores, o deslizamento ao longo de uma fratura inicia-se quando a tensão de corte aplicada no plano da fratura é superior à resistência ao corte da rocha.

Os parâmetros que têm maior influência no potencial de deslizamento de uma fratura são, conforme Younessi e Rasouli (2010): a inclinação, a direção de inclinação, a rugosidade e a abertura da fratura, as tensões efetivas induzidas, a pressão intersticial e a densidade das lamas.

Os poucos estudos existentes na literatura sobre a estabilidade de poços em rochas fraturadas utilizam geralmente métodos de cálculo com recurso a modelos discretos. Alguns autores documentados na literatura têm-se debruçado sobre estas questões.

Santarelli *et al.* (1992) apresentaram um caso de estudo relativamente à perfuração em rochas vulcânicas extremamente fraturadas a grandes profundidades, onde foram utilizadas lamas à base de óleo (OBM – *oil base muds*) para resolver os problemas de instabilidade verificados. As lamas não responderam à resolução do problema, dado a instabilidade não resultar das argilas, que naquelas rochas vieram a revelar-se não reativas. Constatou-se que o principal mecanismo de instabilização consistia na penetração das lamas nas fraturas, o que conduzia à possível erosão da parede do poço motivada pela falta de suporte adequado. Através da simulação do maciço fraturado, recorrendo a um modelo de elementos discretos, foi dimensionado o peso da lama adequado, inferior ao previamente utilizado. A utilização da nova lama, conjuntamente com material adequado de selagem das fraturas à base de água (WBM – *water base mud*), mostrou-se eficiente na resolução do problema. Concluiu-se que o método clássico de resolução de problemas de instabilidade pelo aumento do peso das lamas teria agravado o problema em questão.

Zhang *et al.* (1999) avaliaram os efeitos da presença das fraturas na estabilidade de poços sob vários regimes diferenciais de tensões. A análise numérica efetuada investigou nomeadamente os efeitos do diferencial de tensões, os efeitos da pressão hidráulica e da perda de lamas, bem como o efeito de diferentes geometrias de fraturação no comportamento de um poço. Os resultados obtidos confirmaram que a presença de fraturas e a existência de diferenciais de tensão elevados têm um grande peso na instabilidade de poços, sendo significativamente aumentada a propensão para o poço sofrer instabilidade. Segundo os mesmos autores, a presença de fraturas influencia significativamente as tensões em torno do poço, sendo mais provável a ocorrência de concentrações elevadas de tensões e tensões de tração nessa zona, nomeadamente quando o diferencial de tensões é elevado. Os autores referem ainda que a geometria do bloco e o espaçamento entre as fraturas constituem fatores importantes no comportamento do poço durante a perfuração. Quanto mais próximas estiverem as fraturas, maior é a possibilidade de instabilização. Advogam ainda que o padrão de fraturação condiciona também o comportamento do poço. Poços com padrão de fraturação regular, com fraturas paralelas e perpendiculares entre si, apesar da forte anisotropia em termos de

deformação e taxa de fluxo de fluidos, podem ser mais estáveis e sofrer menores perdas de lamas do que poços atravessando zonas com um padrão de fraturação poligonal.

Com o objetivo de investigar os efeitos da poroelasticidade na estabilidade de poços, Helstrup *et al.* (2003) analisaram o comportamento de poços em formações fraturadas, utilizando o método dos elementos finitos. No seu estudo, os autores concluíram que a resposta resultante da tensão depende não apenas das tensões *in situ*, mas também da permeabilidade da rocha matriz e do tempo, sendo os resultados significativamente diferentes quando comparados com os obtidos através de uma solução linear elástica.

Chen *et al.* (2003) efetuaram análises numéricas para um estado de tensão isotrópico e para um estado anisotrópico, por forma a investigar a influência que as fraturas existentes no maciço rochoso têm na estabilidade, nomeadamente o efeito da infiltração das lamas nas fraturas, tendo considerado duas geometrias regulares para a fraturação. No seu estudo, chegaram à conclusão de que a presença de fraturas naturalmente existentes no maciço e a redução do atrito nas fraturas, devido à infiltração da lama, afetavam a estabilidade dos poços durante a perfuração, sendo essa influência maior quando aumenta a anisotropia das tensões. Os autores concluíram também que, sob as mesmas condições de tensão, os deslocamentos nas fraturas podiam ser muito diferentes entre padrões de fraturação diversos.

Younessi e Rasouli (2010) analisaram o mecanismo de deslizamento ao longo de uma fratura num poço durante as operações de perfuração e identificaram todos os parâmetros que afetam essas operações, classificando-os, tendo em conta a intensidade da sua interação e a dominância de cada um. Por forma a estudar o mecanismo de rotura por deslizamento ao longo das fraturas, os autores apresentaram uma matriz de interação associada com o critério de Mohr-Coulomb. Em resultado de uma sistemática tentativa para determinar a intensidade e o valor de cada um dos parâmetros em jogo, os autores apresentaram um índice para estimar o potencial de deslizamento de uma fratura, intersectando um poço durante a sua perfuração, conforme a tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Potencial de deslizamento numa fratura baseada no índice FSPI (fonte: Younessi e Rasouli, 2010).

Índice FSPI	Classe	Probabilidade de deslizamento	Observações
FSPI<30	I	Estável	A fratura é estável e não interfere com as operações de perfuração
30<FSPI<60	II	Quase estável	A fratura pode ser reativada devido a práticas de perfuração desfavoráveis
FSPI>60	III	Instável	A fratura é instável. É altamente recomendado modificar o planeamento do poço e evitar a fratura se possível

Este índice, denominado *fracture sliding potential index* (FSPI), obtém-se através da seguinte expressão:

$$FSPI = \sum_{i=1}^n SRPI_i \times \Omega_i \quad (2.2)$$

onde n é o número de parâmetros, $SRII=RII/2$, sendo RII a soma das causas e efeitos (em percentagem), correspondente a cada um dos parâmetros, obtida através da matriz de interação, Ω , correspondendo ao valor de cada parâmetro, é quantificado através de um método semiquantitativo, tomando os seguintes valores:

- 0, indicando pouca contribuição do parâmetro;
- 1, no caso de contribuição moderada;
- 2, para elevada contribuição.

Esta classificação serve de guia na adoção de medidas que impeçam ou minimizem os efeitos da instabilidade.

A interação entre os parâmetros de um sistema pode ser representada, dispondo-os numa matriz quadrada, denominada matriz de interação de Hudson, na qual os principais parâmetros estão na diagonal e as interações entre eles nas laterais, conforme a figura 2.10.

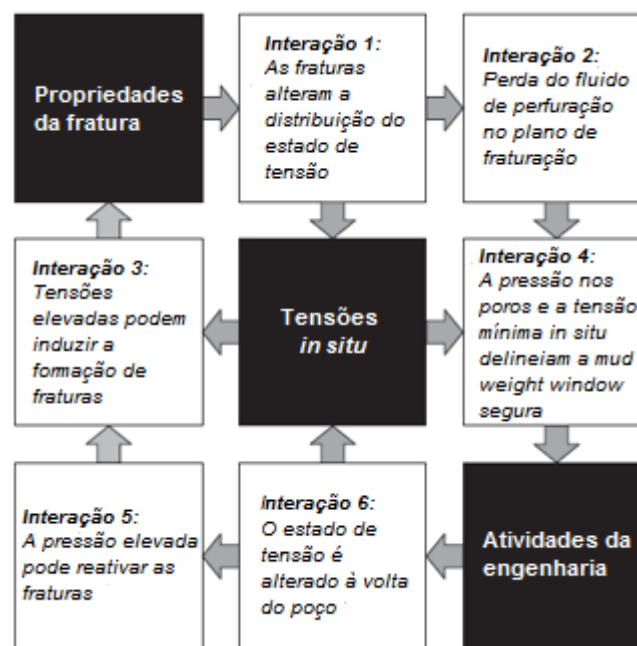


Figura 2.10 – Representação da interação entre as propriedades da fratura, tensões *in situ* e engenharia do poço numa matriz de interação (adaptada de Younessi e Rassouli, 2010).

Jamshidi e Amani (2014), utilizando modelos de elementos discretos e o critério de rotura de Mohr-Coulomb, estudaram os efeitos que a carga cíclica da lama, o comprimento do poço, o regime de tensões e a pressão dos fluidos na fratura têm na análise de estabilidade de poços horizontais em calcários fraturados. Os resultados das suas análises mostraram que a carga cíclica das lamas causa deformações em cada ciclo, cujos efeitos acumulados provocam deformações maiores na zona em torno do poço, reduzindo a sua estabilidade. Concluíram também que o peso das lamas deve ser aumentado quando o comprimento do poço sem revestimento aumenta, não devendo, contudo, ultrapassar-se o limite superior do peso da lama.

2.7 Modelos e métodos numéricos no cálculo da estabilidade

Com o objetivo de compreender e descrever o comportamento das rochas em torno do poço durante e após a sua perfuração e assim antever e solucionar os problemas de instabilidade daí decorrentes, foram desenvolvidos vários modelos para a análise de estabilidade. Estes foram desenvolvidos mediante a análise dos principais parâmetros que afetam a estabilidade, tendo por base diferentes pressupostos. De entre os vários modelos, os principais são os modelos elástico, elastoplástico, poroelástico e termoporoelástico.

O modelo elástico, dada a sua simplicidade de análise, é muito utilizado no cálculo do estado de tensão em torno do poço e no dimensionamento das lamias, pois necessita de poucos parâmetros. Considera a rocha como tendo um comportamento linear elástico, considerando que a rotura é igual ao limite elástico do material. Este modelo é frequentemente conservativo devido ao comportamento não linear e não elástico exibido pelas rochas.

O modelo elastoplástico prolonga a análise da tensão/deformação para além do limite elástico, fornecendo resultados que são numericamente mais realistas do que os obtidos por um modelo simplesmente elástico. Este modelo considera que os efeitos da plasticidade originam uma zona plástica próxima às paredes do poço, significando que, mesmo após a rocha ser solicitada para além do seu limite de elasticidade, a zona plástica permanece num estado de não rotura, comportando ainda alguma capacidade de carga. O limite de estabilidade é o limite máximo da deformação plástica.

O modelo poroelástico tem em consideração as mudanças da tensão intersticial que se verificam na rocha durante as operações de perfuração. Como resultado desta variação na tensão intersticial, o estado de tensão é afetado.

O modelo termoporoelástico tem em conta os efeitos térmicos na análise de estabilidade, considerando as variações de temperatura, não só na direção vertical, devido ao gradiente geotérmico, mas também na direção horizontal por causa das transferências de calor resultantes da diferença térmica entre os fluidos de perfuração e os fluidos contidos nos poros da rocha.

Os principais métodos numéricos utilizados no cálculo de estabilidade de poços são: o método dos elementos finitos, o método das diferenças finitas e o método dos elementos discretos.

O Método dos Elementos Finitos (MEF) é um método numérico que consiste na subdivisão de um meio contínuo em elementos de menores dimensões, chamados elementos finitos, mantendo as mesmas propriedades do meio original, sendo descritos por equações diferenciais e resolvidos através de modelos matemáticos.

O método das diferenças finitas consiste num método para o cálculo de derivadas parciais em equações diferenciais que se baseia na aproximação de derivadas por diferenças finitas. O domínio é substituído por um conjunto estruturado de pontos, sendo as derivadas parciais aproximadas por quocientes de diferenças. A aproximação para a solução é, assim, obtida apenas no conjunto discreto de pontos.

O método dos elementos discretos é um método numérico utilizado para calcular o movimento de um grande número de partículas descontínuas. Neste modelo, a estrutura sólida é modelada como um conjunto de partículas discretas e separadas que interagem segundo regras predeterminadas quando as partículas entram em contacto. Trata-se de um método muito utilizado na análise de estabilidade em maciços fraturados.

2.8 Avaliação quantitativa do risco na análise de estabilidade

Numa análise de estabilidade, são necessárias grandes quantidades de dados, muitos dos quais estão sujeitos a incertezas, que podem ser causadas por erros de medição e pelos métodos de interpretação utilizados, bem como pelo conhecimento limitado que se tem das variáveis em causa. Para além disso, os modelos analíticos utilizados na análise de estabilidade de poços também estão sujeitos a incertezas, os quais têm associadas limitações e imprecisões.

As técnicas determinísticas são baseadas no pressuposto de que os parâmetros que afetam a estabilidade são conhecidos com razoável exatidão, contudo, devido à escassez de dados, normalmente estes são extrapolados.

A aplicação de técnicas determinísticas deve estar limitada à análise da rotura na mecânica das rochas clássica, sendo menos eficaz para aplicações no domínio da análise de estabilidade de poços petrolíferos, quer durante a fase de perfuração, quer durante a completação e produção.

Os erros e incertezas associados às técnicas de análise determinística podem afetar a análise de estabilidade do poço. Assim sendo, estas incertezas diminuem o grau de confiança na previsão determinística dos riscos associados à instabilidade. Em vez de uma abordagem determinística, pode utilizar-se uma abordagem probabilística, através da qual são avaliados e quantificados os efeitos destas incertezas nas previsões da estabilidade.

A aplicação de métodos probabilísticos na análise de estabilidade de poços é relativamente recente, sendo a análise quantitativa do risco uma das técnicas probabilísticas mais utilizadas, tendo sido introduzida por Ottesen *et al.* (1999) em operações de perfuração de poços petrolíferos e posteriormente desenvolvida por Moos *et al.* (2003).

Ottosen *et al.* (1999), utilizando um modelo constitutivo 3D linear elástico, apresentaram a abordagem estatística baseada na análise quantitativa do risco, de forma a avaliar as incertezas nos dados e definir os resultados em termos de probabilidade com o objetivo de obter um grau de fiabilidade desejável como função do peso da lama.

Num dos casos de estudo apresentados, Moos *et al.* (2003) utilizaram uma análise quantitativa do risco, na avaliação dos riscos associados às operações de perfuração de poços em condições de pressão hidrostática negativa (*underbalanced drilling*, UBD), e à completção de poços horizontais não entubados (*open hole*) perfurados em ambientes de complexidade geológica, considerando que grande parte das incertezas é causada por variações nas propriedades físicas ao longo do percurso do poço. No seu estudo, os autores referiram a necessidade de se utilizarem métodos probabilísticos na análise de estabilidade de poços, de modo a se quantificarem os efeitos das incertezas associadas às medidas dos parâmetros geomecânicos, motivadas, quer pela insuficiência de dados, quer devido à necessidade de interpolação destes. Delinearam uma abordagem sistemática e interativa do risco, consistindo de quatro etapas básicas:

- Quantificação das incertezas nos parâmetros a utilizar nos cálculos de estabilidade;
- Cálculo das superfícies de resposta para pressões críticas da lama;
- Realização de simulações de Monte Carlo;
- Registo gráfico das probabilidades de sucesso (como uma função da *mud window*) que assegura que o poço não entra em rotura e não sofre perda de circulação.

Com uma análise de sensibilidade, tem-se por objetivo apurar quais são os parâmetros que causam uma maior variabilidade nos resultados e que, por conseguinte, requerem uma investigação suplementar, por forma a melhorar a sua estimacão.

A utilização de um método, como o de Monte Carlo, permite uma amostragem dos erros e incertezas dos dados, a partir das distribuições dos parâmetros medidos. Para além disso, constitui um meio para se identificar os parâmetros críticos, causados pelas incertezas nos resultados (Aadnøy e Looyeh, 2011).

Como outros métodos de avaliação quantitativa do risco, referem-se o método proposto por Liang (2002), o qual utiliza uma distribuição gaussiana e o método de McIntosh (2004), centrando-se na avaliação probabilística em ambientes de perfuração complexos, tais como, por exemplo, águas profundas e zonas remotas.

3 Geomecânica de poços petrolíferos

As formações geológicas estão sob um estado de tensão constante, em grande parte, motivado pela ação da carga imposta pela coluna de rocha suprajacente e por ação de tensões tectônicas.

Antes de se perfurar um poço, a rocha encontra-se num estado de equilíbrio de tensões, pelo que, quando se realiza a perfuração, se remove o material que estava sob tensão, ocorrendo uma redistribuição e concentração de tensões em redor do poço. A figura 3.1 mostra as tensões atuantes num poço após a sua perfuração.

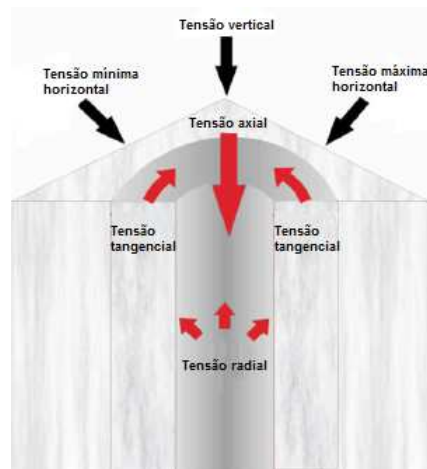


Figura 3.1 – Tensões num poço (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

As tensões à volta de um poço resultam dos efeitos conjugados da interação entre as tensões *in situ* (tensão vertical, tensão máxima horizontal e tensão mínima horizontal), pressão intersticial e pressão hidrostática da coluna de fluidos no poço.

Para se analisar a tensão nas paredes dos poços, é necessário exprimir as tensões e deformações em coordenadas cilíndricas. As tensões num ponto P com coordenadas r , θ , z , onde r representa a distância a partir do eixo do poço, θ o azimute do ângulo relativo ao eixo dos xx e z a posição ao longo do eixo do poço, são representadas por σ_r , σ_θ , σ_z , $\tau_{r\theta}$, τ_{rz} e $\tau_{\theta z}$. A figura 3.2 (a) mostra as tensões num plano perpendicular ao eixo z .

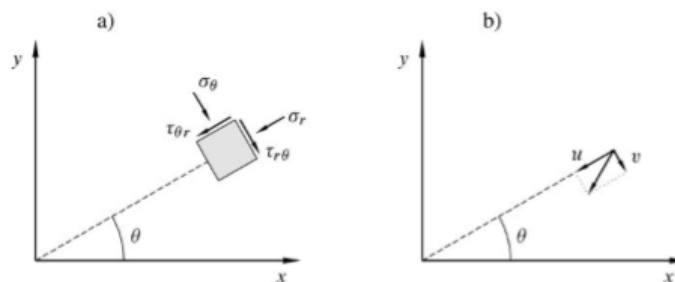


Figura 3.2 – Tensões e deslocamentos em coordenadas cilíndricas (fonte: Fjær *et al.*, 2008).

3.1 Tensões e deformações em coordenadas cilíndricas

As expressões seguintes estabelecem as relações entre as tensões em coordenadas cilíndricas e cartesianas:

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + \tau_{xy} \sin 2\theta \quad (3.1)$$

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) - \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - \tau_{xy} \sin 2\theta \quad (3.2)$$

$$\sigma_z = \sigma_z \quad (3.3)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_y - \sigma_x) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta \quad (3.4)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta \quad (3.5)$$

$$\tau_{\theta z} = \tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xz} \sin \theta \quad (3.6)$$

onde σ_r , σ_θ , σ_z , $\tau_{r\theta}$, τ_{rz} e $\tau_{\theta z}$ são as tensões normais e de corte no sistema de coordenadas cilíndricas e σ_x , σ_y , σ_z , τ_{xy} , τ_{xz} e τ_{yz} são as tensões normais e de corte no sistema de coordenadas cartesianas.

No que se refere às deformações, essas relações são dadas pelas seguintes expressões:

$$\varepsilon_r = \frac{1}{2}(\varepsilon_x + \varepsilon_y) - \frac{1}{2}(\varepsilon_x - \varepsilon_y) \cos 2\theta + \Gamma_{xy} \sin 2\theta \quad (3.7)$$

$$\varepsilon_\theta = \frac{1}{2}(\varepsilon_x + \varepsilon_y) - \frac{1}{2}(\varepsilon_x - \varepsilon_y) \cos 2\theta - \Gamma_{xy} \sin 2\theta \quad (3.8)$$

$$\varepsilon_z = \varepsilon_z \quad (3.9)$$

$$\Gamma_{r\theta} = \frac{1}{2}(\varepsilon_y - \varepsilon_x) \sin 2\theta + \Gamma_{xy} \cos 2\theta \quad (3.10)$$

$$\Gamma_{rz} = \Gamma_{xz} \cos \theta + \Gamma_{yz} \sin \theta \quad (3.11)$$

$$\Gamma_{\theta z} = \Gamma_{yz} \cos \theta - \Gamma_{xz} \sin \theta \quad (3.12)$$

onde ε_r , ε_θ , ε_z , $\Gamma_{r\theta}$, Γ_{rz} e $\Gamma_{\theta z}$ são as deformações normais e deformações de corte no sistema de coordenadas cilíndricas e ε_x , ε_y , ε_z , Γ_{xy} , Γ_{xz} e Γ_{yz} são as deformações normais e deformações de corte no sistema de coordenadas cartesianas.

As equações (3.13) a (3.18) indicam as relações entre deformações e deslocamentos, onde os símbolos u , v , w definem o deslocamento na direção radial, tangencial e axial, respetivamente (ver figura 3.2 b).

$$\varepsilon_r = \frac{\partial u}{\partial r} \quad (3.13)$$

$$\varepsilon_\theta = \frac{u}{r} + \frac{1}{r} \frac{\partial v}{\partial \theta} \quad (3.14)$$

$$\varepsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z} \quad (3.15)$$

$$\Gamma_{r\theta} = \frac{1}{2r} \left(\frac{\partial u}{\partial \theta} - v \right) + \frac{1}{2} \frac{\partial v}{\partial r} \quad (3.16)$$

$$\Gamma_{rz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \quad (3.17)$$

$$\Gamma_{\theta z} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial w}{\partial \theta} + \frac{\partial v}{\partial z} \right) \quad (3.18)$$

O equilíbrio de tensões é dado pelas seguintes equações:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta r}}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{zr}}{\partial z} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} + \rho f_r = 0 \quad (3.19)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{r\theta}}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{z\theta}}{\partial z} + \frac{2\tau_{r\theta}}{r} + \rho f_\theta = 0 \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} + \rho f_z = 0 \quad (3.21)$$

onde ρ é a densidade, f_r , f_θ e f_z são as componentes da força mássica, atuando no corpo nas direções r , θ e z .

3.2 Tensões elásticas em redor de um poço

Na figura 3.3, indica-se o sistema de coordenadas utilizado na determinação das tensões à volta de um poço, cujo eixo coincide com o eixo z . A relação entre o sistema de coordenadas das tensões *in situ* e o sistema de coordenadas do poço é definida pelos ângulos i_w e a_w , os quais representam, respetivamente, o ângulo de desvio da tensão vertical e o azimute da tensão principal horizontal máxima *in situ*.

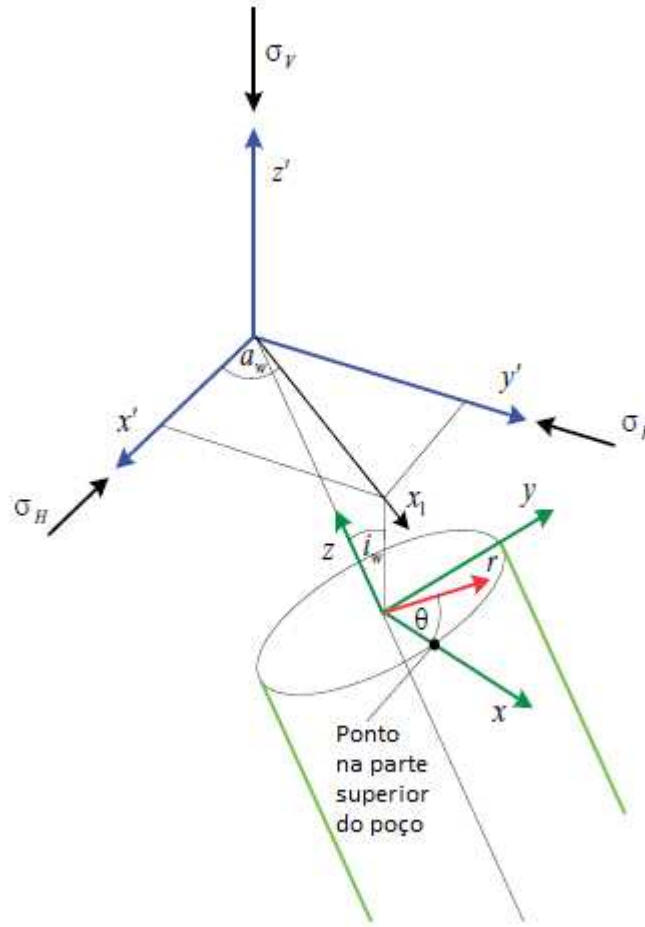


Figura 3.3 – Sistema de coordenadas utilizadas no cálculo das tensões à volta de um poço inclinado (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

Para poços inclinados e horizontais alinhados numa direção arbitrária numa formação elástica e homogénea e com um regime de tensões anisotrópico, a distribuição das tensões em seu redor é calculada analiticamente através das equações (3.22) a (3.27), sendo frequentemente referidas como equações de Kirsch⁶:

$$\sigma_r = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} - 4 \frac{R_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + \tau_{xy} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} - 4 \frac{R_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3.22)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \tau_{xy} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3.23)$$

$$\sigma_z = \sigma_z - \nu \left[2(\sigma_x - \sigma_y) \frac{R_w^2}{r^2} \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \frac{R_w^2}{r^2} \sin 2\theta \right] \quad (3.24)$$

⁶ Kirsch publicou, em 1898, um artigo sobre a distribuição de tensões em redor dum furo circular numa placa infinita sob tensão unidimensional, tendo as suas fórmulas sido generalizadas a poços sob regime de tensões *in situ* anisotrópicas, sendo assim frequentemente referidas como equações de Kirsch.

$$\tau_{r\theta} = \frac{\sigma_y - \sigma_x}{2} \left(1 - 3 \frac{R_w^4}{r^4} + 2 \frac{R_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + \tau_{xy} \left(1 - 3 \frac{R_w^4}{r^4} + 2 \frac{R_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \quad (3.25)$$

$$\tau_{\theta z} = (-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) \quad (3.26)$$

$$\tau_{rz} = (\tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta) \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) \quad (3.27)$$

onde σ_r é a tensão radial, σ_θ a tensão tangencial, σ_z a tensão axial, $\tau_{r\theta}$ a tensão de corte relativamente ao plano paralelo ao poço, $\tau_{\theta z}$ a tensão de corte relativamente ao plano que contém o eixo do poço e τ_{rz} a tensão de corte relativa ao plano perpendicular ao eixo do poço.

Nas equações, $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z, \tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$ são as tensões normais e de corte no sistema de coordenadas do poço (x, y, z), θ é o ângulo medido no sentido anti-horário, no plano x - y , a partir de x , R_w é o raio do poço, r é a distância radial a partir do centro do poço, ν é o coeficiente de Poisson e P_w é a pressão no interior do poço.

Nas paredes do poço (em que $R_w=r$) as equações anteriores simplificam-se e tomam a forma:

$$\sigma_r = P_w \quad (3.28)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - P_w \quad (3.29)$$

$$\sigma_z = \sigma_z - \nu[2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta] \quad (3.30)$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad (3.31)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \quad (3.32)$$

$$\tau_{rz} = 0 \quad (3.33)$$

A distribuição de tensões para um poço horizontal alinhado com a direção da tensão horizontal máxima é dada pelas seguintes equações:

$$\sigma_r = \frac{\sigma_v + \sigma_h}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_v - \sigma_h}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} - 4 \frac{R_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3.34)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_v + \sigma_h}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_v - \sigma_h}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3.35)$$

$$\sigma_z = \sigma_H - 2\nu(\sigma_v - \sigma_h) \frac{R_w^2}{r^2} \cos 2\theta \quad (3.36)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{\sigma_h - \sigma_v}{2} \left(1 - 3 \frac{R_w^4}{r^4} + 2 \frac{R_w^2}{r^2} \right) \sin 2\theta \quad (3.37)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{\theta z} = 0 \quad (3.38)$$

No caso do alinhamento dum poço horizontal ser com a direção da tensão principal horizontal mínima, as tensões em redor do poço são dadas pelas seguintes equações:

$$\sigma_r = \frac{\sigma_H + \sigma_v}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_H - \sigma_v}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} - 4 \frac{R_w^2}{r^2} \right) \cos 2\theta + P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3.39)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_H + \sigma_v}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_H - \sigma_v}{2} \left(1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3.40)$$

$$\sigma_z = \sigma_h - 2\nu(\sigma_H - \sigma_v) \frac{R_w^2}{r^2} \cos 2\theta \quad (3.41)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{\sigma_v - \sigma_h}{2} \left(1 - 3 \frac{R_w^4}{r^4} + 2 \frac{R_w^2}{r^2} \right) \sin 2\theta \quad (3.42)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{\theta z} = 0 \quad (3.43)$$

Tanto para um poço horizontal alinhado na direção da tensão horizontal máxima, como para o caso de estar alinhado com a direção da tensão horizontal mínima, as equações das tensões radiais e tensões de corte nas paredes do poço são:

$$\sigma_r = P_w \quad (3.44)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = \tau_{\theta z} = 0 \quad (3.45)$$

No caso das tensões tangenciais e axiais, tem-se para o poço alinhado com σ_H :

$$\sigma_\theta = \sigma_v + \sigma_h - 2(\sigma_v - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w \quad (3.46)$$

$$\sigma_z = \sigma_H - 2\nu(\sigma_v - \sigma_h) \cos 2\theta \quad (3.47)$$

e para o poço alinhado na direção de σ_h :

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_v - 2(\sigma_H - \sigma_v) \cos 2\theta - P_w \quad (3.48)$$

$$\sigma_z = \sigma_h - 2\nu(\sigma_H - \sigma_v) \cos 2\theta \quad (3.49)$$

3.3 Rotura em poços

Se as tensões redistribuídas excederem a resistência da rocha à tração e/ou à compressão, surgirá uma situação de rotura.

Para um material com comportamento linear elástico, as maiores diferenças nas tensões ocorrem nas paredes do poço, sendo a zona onde se espera que a rotura se inicie.

3.3.1 Rotura por corte

De acordo com o critério de Mohr-Coulomb, a rotura por corte ocorre quando:

$$\sigma'_1 \leq C_0 + \sigma'_3 \tan^2 \beta \quad (3.50)$$

Na equação, σ'_1 e σ'_3 representam, respetivamente, a tensão efetiva principal máxima e mínima, C_0 a resistência à compressão uniaxial e β o ângulo de rotura.

Dependendo da magnitude relativa das tensões principais na parede de um poço, vários tipos de rotura por corte podem ocorrer (Bowes e Procter, 1997) (ver figuras 3.4 a 3.9).

- Rotura por corte do tipo *wide breakout*. Ocorre quando $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$. A rotura dá-se no plano radial/tangencial, dado a tensão máxima (σ_θ) e mínima (σ_r) estarem orientadas neste plano.

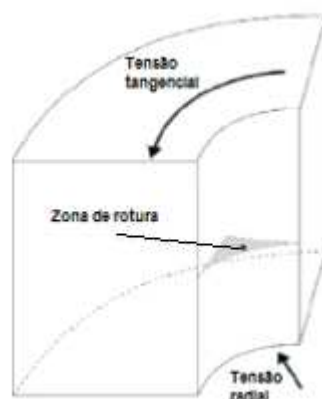


Figura 3.4 – Rotura por corte do tipo *wide breakout* (adaptada de Pašić et al., 2007).

- Rotura por corte do tipo *shallow knockout*. Ocorre quando $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$. A rotura dá-se no plano radial/axial porque a tensão máxima (σ_z) e mínima (σ_r) estão orientadas neste plano.

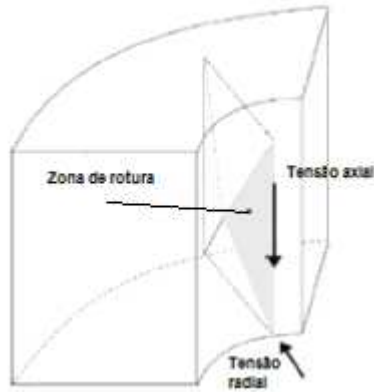


Figura 3.5 – Rotura por corte do tipo *shallow knockout* (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

- Rotura por corte em *echelon* de elevado ângulo. Ocorre quando $\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$. A rotura dá-se no arco axial/tangencial visto que a tensão máxima (σ_z) e mínima (σ_θ) estão orientadas no arco da parede do poço.

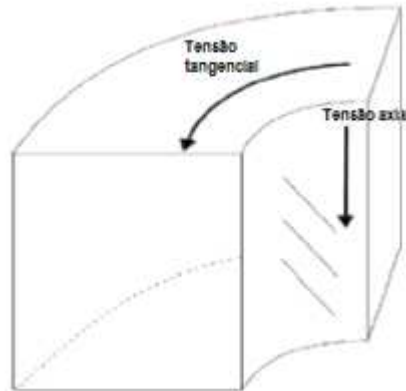


Figura 3.6 – Rotura por corte em *echelon* de elevado ângulo (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

- Rotura por corte do tipo *narrow breakout*. Ocorre quando $\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$. A rotura dá-se no plano radial/tangencial, dado a tensão máxima (σ_r) e mínima (σ_θ) estarem alinhadas neste plano.

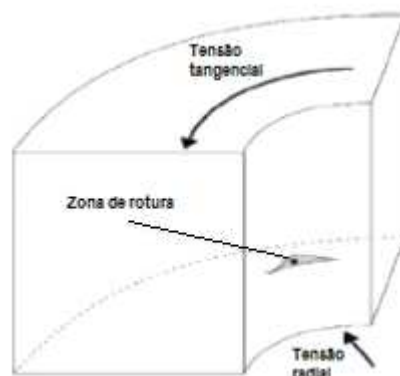


Figura 3.7 – Rotura por corte do tipo *narrow breakout* (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

- Rotura por corte do tipo *deep knockout*. Ocorre quando $\sigma_r > \sigma_\theta > \sigma_z$. A rotura verifica-se no plano radial/axial uma vez que a tensão máxima (σ_r) e mínima (σ_z) estão orientadas neste plano.

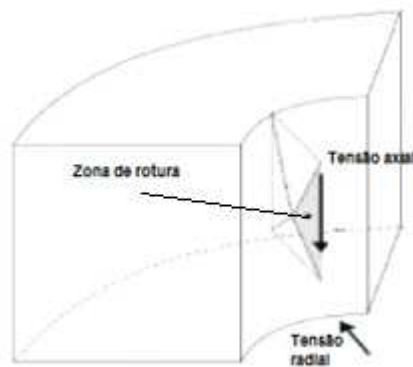


Figura 3.8 – Rotura por corte do tipo *deep knockout* (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

- Rotura por corte em *echelon* de reduzido ângulo. Ocorre quando $\sigma_\theta > \sigma_r > \sigma_z$. A rotura dá-se no arco axial/tangencial devido à tensão máxima (σ_θ) e mínima (σ_z) estarem orientadas no arco da parede do poço.

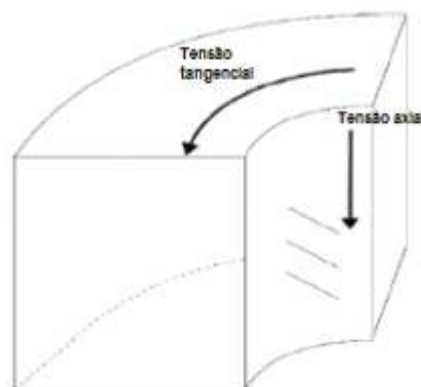


Figura 3.9 – Rotura por corte em *echelon* de reduzido ângulo (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

3.3.2 Rotura por tração

Verifica-se uma situação de rotura por tração no momento em que a tensão imposta pelas lamas de perfuração ultrapassa a resistência da rocha à tração (T_0), sendo que a mesma ocorre quando a tensão principal mínima efetiva é superior à resistência da rocha à tração:

$$\sigma'_3 \leq -T_0 \quad (3.51)$$

Dependendo da magnitude relativa das tensões principais na parede do poço, existem três tipos para a rotura por tração (ver figuras 3.10 a 3.12).

- Rotura cilíndrica. Ocorre quando $\sigma_r \leq -T_0$. A rotura é concêntrica com o poço.

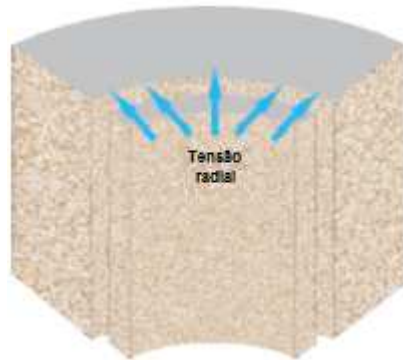


Figura 3.10 – Rotura cilíndrica (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

- Rotura horizontal. Ocorre quando $\sigma_z \leq -T_0$. Este tipo de rotura leva à formação de fraturas horizontais.

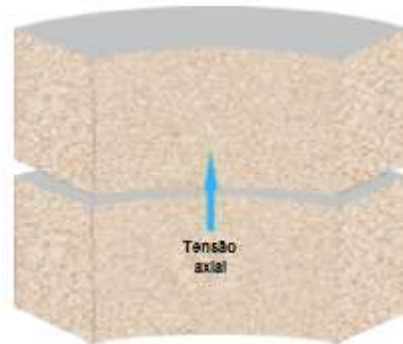


Figura 3.11 – Rotura horizontal (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

- Rotura vertical. Ocorre quando $\sigma_\theta \leq -T_0$. Este tipo de rotura origina uma fratura vertical paralela com a direção da tensão horizontal máxima.

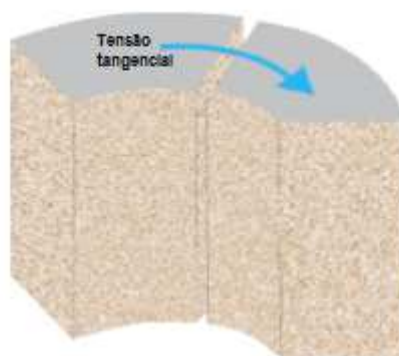


Figura 3.12 – Rotura vertical (adaptada de Pašić *et al.*, 2007).

4 Metodologia

Neste capítulo, descreve-se a metodologia seguida neste estudo, com o objetivo de avaliar a influência que o ciclo produtivo de poços horizontais tem no estado de tensão e deformação do maciço e, conseqüentemente, na estabilidade dos mesmos. Para tal, recorreu-se à utilização de *software* apropriado para a realização das simulações numéricas.

Assim, após a definição do problema a ser analisado, far-se-á uma descrição dos procedimentos de desenvolvimento do modelo aplicado a este estudo e uma breve descrição do programa utilizado nas simulações, bem como uma fundamentação teórica do método de cálculo que é subjacente.

No que concerne a informação adicional sobre o programa, esta consta do respetivo manual do utilizador, listado nas referências bibliográficas.

4.1 Definição do problema

As operações de perfuração, produção e injeção afetam o equilíbrio inicial existente nas formações rochosas, levando a uma alteração das condições mecânicas da rocha e do estado de tensão original, com redistribuição das tensões em redor do poço. Isto poderá propiciar tensões desviatórias (ou de corte) superiores às que o terreno pode suportar e, conseqüentemente, levar à rotura. O conhecimento das tensões e deformações nas imediações dos poços é essencial para se avaliarem problemas de execução e estabilidade dos mesmos.

O problema a ser considerado centra-se na análise da evolução da relação tensão/deformação, experimentada em poços durante o seu ciclo produtivo. Para além disso, pretende-se averiguar a influência que a trajetória (direção) dos poços tem em termos das tensões e deformações experimentadas pelos mesmos. Assim sendo, são consideradas duas situações de um poço horizontal à profundidade de 2625 m, cujas orientações coincidem com a direção da tensão horizontal mínima e máxima, respetivamente.

4.2 Construção do modelo de simulação

Na figura 4.1, apresenta-se um diagrama onde se resume o procedimento geral na definição do modelo e no cálculo.

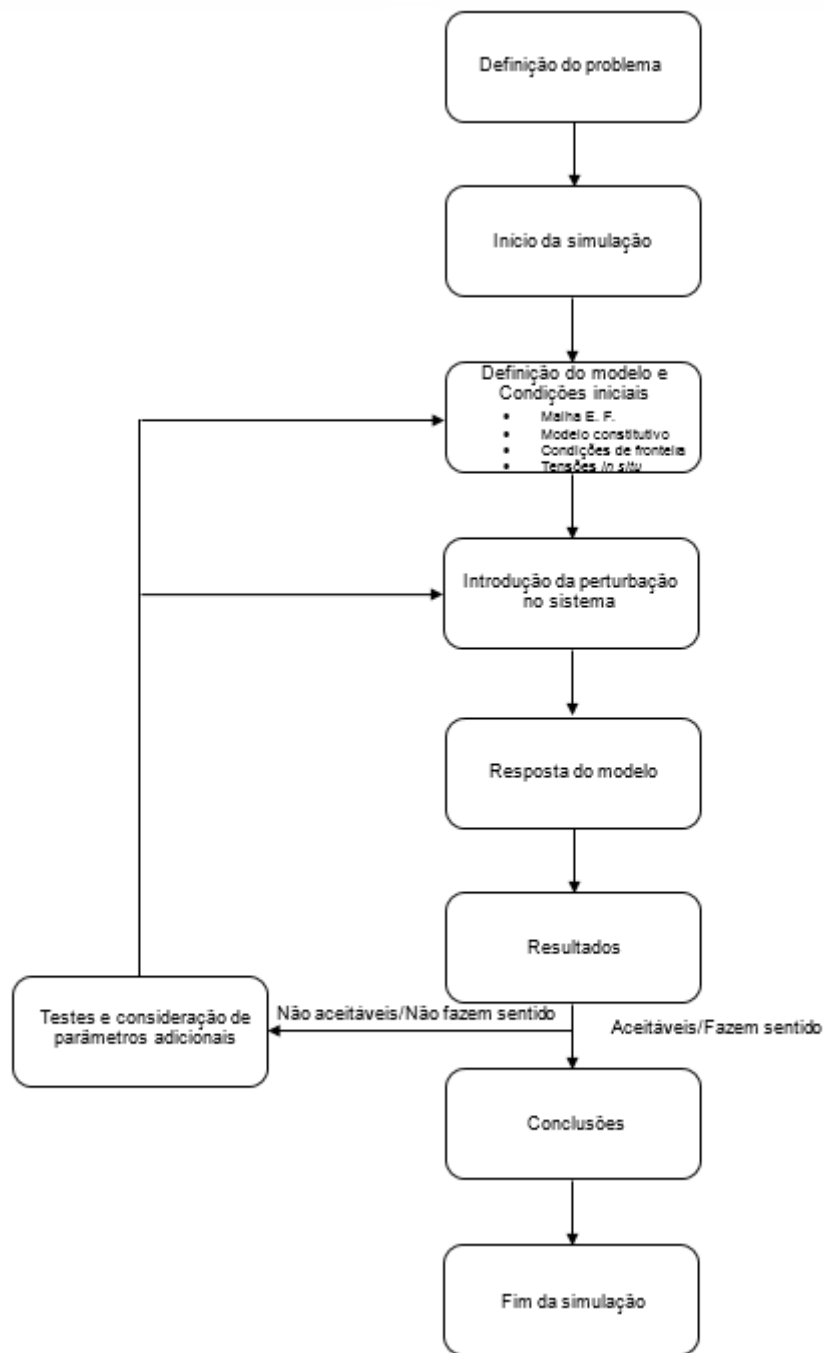


Figura 4.1 – Procedimento geral de construção do modelo e de cálculo.

Após a definição do problema a ser analisado, fez-se a seleção dos dados disponíveis e necessários para a construção do modelo de simulação, que incluiu elementos referentes à geometria dos poços, à geologia e estrutura do reservatório, parâmetros de resistência da rocha e estimação do campo de tensões *in situ*. Por forma a modelar o comportamento do terreno em termos de deformação, escolheu-se um critério de rotura e um modelo constitutivo para as tensões em torno do poço. Este conjunto de elementos encontra-se detalhado no capítulo 5, onde se descreve o modelo de simulação.

De modo a fazer a simulação, definiram-se:

- Malha de elementos finitos;
- Modelo constitutivo e propriedades dos materiais;
- Condições iniciais e de fronteira.

A malha define a geometria do problema. O modelo constitutivo e as propriedades dos materiais ditam o tipo de resposta que o modelo terá quando submetido a uma perturbação (isto é, resposta em termos de deformação, devido à perfuração e variação da pressão no poço e reservatório). As condições iniciais e de fronteira definem as condições *in situ* antes de ocorrer uma mudança provocada por uma perturbação no sistema.

Quando se introduz uma alteração no modelo que produza uma perturbação, como, por exemplo, uma perfuração ou alterações de condições de fronteira, é calculada a resposta do modelo a essas alterações.

Na elaboração do modelo de simulação, pretendeu estabelecer-se uma malha que forneça resultados próximos da realidade, tendo-se, para tal, otimizado os parâmetros que entram no seu dimensionamento, atendendo a que uma malha refinada conduz a resultados mais precisos, na medida em que fornece uma melhor representação dos gradientes elevados de tensão.

4.3 Ferramenta de cálculo utilizada nas simulações

Na realização das simulações numéricas, recorreu-se ao *software* PLAXIS 2D, versão 2012, que é um programa desenvolvido especificamente para análise bidimensional da deformação e estabilidade em projetos de engenharia geológica.

4.3.1 O Software PLAXIS

O PLAXIS 2D é um *software user friendly* que permite a construção de uma geometria flexível, assim como uma simulação realística das etapas construtivas e um cálculo fiável e robusto, bem como um pós-processamento compreensivo e detalhado, tornando esta ferramenta uma solução completa na análise e dimensionamento. Com o PLAXIS 2D pode definir-se facilmente a geometria do modelo, após a qual modelos sólidos independentes podem ser automaticamente adicionados e intersetados. O modo de construção faseada permite a simulação dos processos de perfuração e construção, através da ativação de *clusters* relativos ao terreno e elementos estruturais. O procedimento de

cálculo possibilita uma simulação realística do comportamento anisotrópico, não linear e dependente do tempo de solos ou rocha. Procedimentos especiais para materiais multifase permitem o cálculo para lidar com pressões intersticiais hidrostáticas e não hidrostáticas. Uma análise de sensibilidade pode ser efetuada para avaliar a influência de parâmetros individuais. A análise lagrangiana atualizada permite uma atualização contínua da malha de elementos finitos durante o cálculo.

Este programa baseia-se no método dos Elementos Finitos (MEF), um método numérico que consiste na subdivisão de um meio contínuo em elementos de menores dimensões, chamados de elementos finitos, mantendo as mesmas propriedades do meio original, sendo descritos por equações diferenciais e resolvidos através de modelos matemáticos. Este método numérico tem a vantagem de permitir analisar materiais com comportamento elastoplástico, bem como análises em meios anisotrópicos e consideração de direções arbitrárias para os poços, relativamente às tensões principais.

No PLAXIS 2D a interface do utilizador consiste em três subprogramas:

- Programa de *input*, consistindo num pré-processador utilizado na definição da geometria do problema e na criação da malha de elementos finitos;
- Programa de cálculo, utilizado para definir e executar os cálculos de elementos finitos;
- Programa de *output*, consistindo num pós-processador que é utilizado para inspecionar em duas dimensões ou em cortes os resultados dos cálculos efetuados, bem como para impressão gráfica de resultados em pontos geométricos seleccionados. O *output* consiste num conjunto completo de ferramentas de visualização destinadas a inspecionar detalhes do modelo 2D terreno/estrutura.

4.3.2 Procedimentos na geração do modelo de elementos finitos no PLAXIS

A geração de um modelo de elementos finitos 2D no programa está baseada na criação de um modelo de geometria. Este modelo é criado no plano XY do sistema global de coordenadas. No programa as tensões e forças compressivas, incluindo as pressões intersticiais, são consideradas negativas, ao passo que as tensões e forças de tração são consideradas positivas (ver figura 4.2).

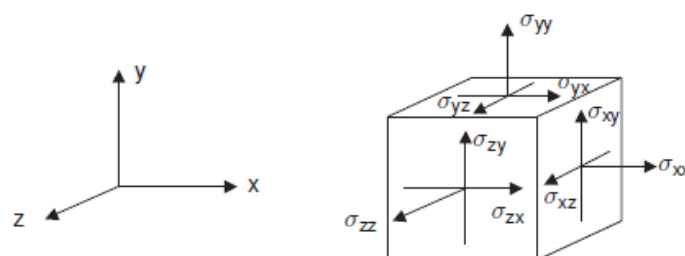


Figura 4.2 – Sistema de coordenadas e indicação das componentes positivas da tensão (fonte: Plaxis, bv, 2012).

Para se efetuar uma análise de elementos finitos, é necessária a criação de um modelo bidimensional da geometria composto por pontos, linhas e outras componentes, no plano XY, que represente o problema a ser analisado, a especificação das propriedades dos materiais e das condições de fronteira. A geração de uma malha de elementos adequada e a geração de propriedades e condições de fronteira são automaticamente efetuadas pelo gerador da malha do programa, com base nos dados de entrada relativos ao modelo de geometria. A malha de elementos finitos também pode ser manipulada pelo utilizador de modo a otimizar o desempenho.

Na definição do modelo de geometria, a sequência de procedimentos é a seguinte:

- Delineação do contorno da geometria;
- Adição das diferentes camadas de materiais;
- Elementos estruturais;
- Condições de fronteira;
- Cargas.

O modelo de geometria deve incluir não só a situação inicial, mas também as situações que ocorram nas várias fases do cálculo.

Após a definição da geometria, especificam-se os parâmetros relativos aos materiais, assinalando-os, respetivamente, aos vários componentes constituintes da geometria. De modo a simular o comportamento do terreno ou outros meios contínuos, define-se o modelo que melhor descreva o comportamento destes sob as ações da tensão ou cargas impostas.

Nas simulações realizadas neste estudo, adotou-se o modelo elastoplástico, com modelo de rotura de Mohr-Coulomb.

No PLAXIS 2D existem duas opções para o modelo de elementos finitos (ver figura 4.3) – modelo de deformação plana (*Plane strain model*) e modelo axi-simétrico (*axisymmetric model*). O primeiro é utilizado para geometrias com uma secção transversal mais ou menos uniforme e com um esquema de tensões e cargas numa certa extensão perpendicular a essa secção (direção Z). O segundo modelo é utilizado para estruturas circulares com uma secção transversal radial uniforme e um esquema de carga à volta do eixo central, onde a deformação e o estado de tensão se assumem como sendo idênticos em qualquer direção radial.

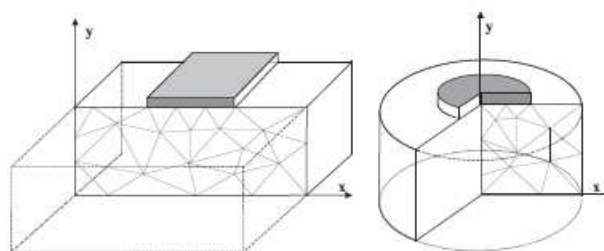


Figura 4.3 – Exemplo de modelo de deformação plana (esquerda) e axi-simétrico (direita) (fonte: Plaxis, bv,2012)

Na modelação das camadas de terreno ou outros agrupamentos de materiais, o programa dispõe de dois tipos de elementos – elementos triangulares de 15 nós e elementos triangulares de 6 nós (ver figura 4.4).

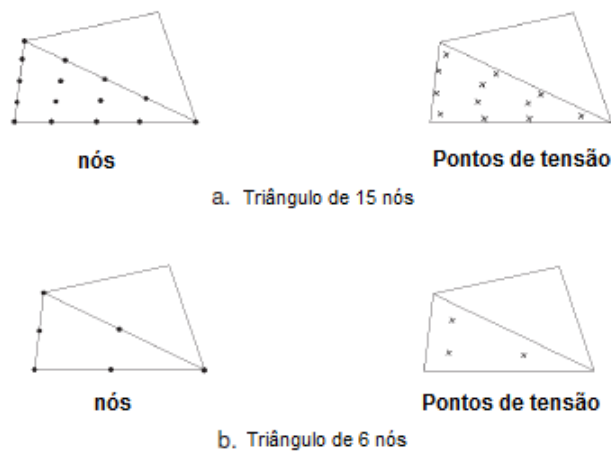


Figura 4.4 – Elementos triangulares de 15 nós e de 6 nós (adaptada de Plaxis, bv, 2012).

O triângulo de 15 nós estabelece uma interpolação de 4ª ordem para os deslocamentos e a integração numérica envolve doze pontos de Gauss (pontos de tensão). Constitui um elemento muito preciso, com obtenção de resultados de elevada qualidade em problemas complexos, sendo particularmente recomendado para análises axi-simétricas.

O triângulo de 6 nós estabelece uma interpolação de 2ª ordem para os deslocamentos e a integração numérica envolve três pontos de Gauss. Este tipo de elemento fornece bons resultados em análises padrão da deformação, desde que seja utilizado um número suficiente de elementos. Contudo, deve ser utilizado com cautela em modelos axi-simétricos ou em situações onde a possível rotura tenha ação.

A composição de elementos finitos é designada de malha, baseando-se a geração desta num procedimento de triangulação robusto que busca triângulos otimizados, resultando na geração de uma malha não estruturada (não regular). Uma malha deste tipo não está formada por elementos de padrão regular. A performance numérica deste tipo de malha é, no entanto, geralmente melhor do que malhas com disposição regular dos elementos. A geração da malha tem totalmente em consideração a posição de pontos e linhas no modelo de geometria, pelo que a posição de camadas, cargas e estruturas são contabilizados na geração da malha de elementos finitos.

No estudo aqui efetuado, é utilizado, na definição do modelo de elementos finitos, o modelo de deformação plana e elementos triangulares de 15 nós.

Cabe aqui referir que, apesar do PLAXIS 2D aplicar automaticamente refinamentos locais na malha, a malha gerada automaticamente pelo programa pode não ser suficientemente precisa por forma a

produzir resultados numéricos aceitáveis, cabendo, assim, ao utilizador ajuizar acerca da precisão da malha gerada e da necessidade de considerar opções locais e globais de refinamento.

Após a geração do modelo, são então efetuados os cálculos de elementos finitos propriamente ditos, sendo, contudo, necessário definir quais os tipos de cálculos a serem realizados e quais os tipos de cargas ou etapas construtivas a serem ativadas durante a sua realização. Cada etapa de cálculo corresponde a uma situação específica de carga ou etapa construtiva.

A primeira fase do cálculo consiste na determinação do campo de tensões inicial para a configuração geométrica inicial. As fases de cálculo seguintes podem ser definidas pelo utilizador, tendo que ser selecionado o tipo de cálculo.

4.3.3 Fundamentos do método dos elementos finitos

Previamente ao surgimento do método dos elementos finitos, a análise em meios contínuos era realizada através da resolução direta de sistemas de equações de derivadas parciais que governam o fenómeno, tendo em conta as condições de fronteira. Normalmente, recorria-se a séries de Fourier, por forma a facilitar a aplicação dessa técnica a problemas não elementares (Timoshenko e Goodier, 1988). Estes procedimentos eram, no entanto, de grande complexidade e, como tal, aplicavam-se somente a meios contínuos homogêneos e com geometria simples. De modo a ultrapassar algumas dessas limitações, procedia-se frequentemente à substituição das derivadas exatas por derivadas aproximadas, as quais eram calculadas com base em malhas de pontos, resultando daqui o método das diferenças finitas. Este método (das diferenças finitas) antes da utilização dos computadores implicava a resolução de extensos sistemas de equações lineares, tendo sido propostos vários métodos de relaxação baseados na diminuição sucessiva de um conjunto de resíduos (Timoshenko e Goodier, 1988).

A morosidade dos métodos referidos, associada aos avanços do método dos elementos finitos e à utilização generalizada do computador, tornou este método num dos principais métodos numéricos de cálculo em análise estrutural e, em particular, na estabilidade de poços.

A formulação do método dos elementos finitos pode ser baseada no método dos deslocamentos, em modelos de equilíbrio ou em métodos híbridos e mistos (Zienkiewicz e Taylor, 1988).

O método dos elementos finitos requer a existência de uma equação integral para a sua formulação, de forma a ser possível substituir o integral sobre um domínio complexo de volume V por um somatório de integrais estendidos a subdomínios de geometria simples de volume V_i . O exemplo dado pela expressão (4.1), correspondente ao integral de uma função f , ilustra esta técnica:

$$\int_V f dV = \sum_{i=1}^n \int_{V_i} f dV \quad (4.1)$$

Na expressão (4.1), pressupõe-se que:

$$V = \sum_{i=1}^n V_i \quad (4.2)$$

Sendo possível calcular todos os integrais estendidos aos subdomínios V_i , basta calcular o somatório correspondente ao segundo membro da expressão (4.1) para se obter o integral estendido a todo o domínio. Cada subdomínio V_i corresponde a um elemento finito de geometria simples. O somatório na expressão (4.1) origina a chamada operação de assemblagem.

A equação integral (4.1) provém da aplicação do método dos resíduos pesados ou de um princípio variacional (Zienkiewicz e Taylor, 1988).

5 Descrição do modelo de simulação

As simulações realizadas neste trabalho utilizaram, tal como já anteriormente referido, o programa numérico bidimensional PLAXIS 2D (versão 2012), desenvolvido pela empresa Plaxis, bv, Delft, Netherlands.

Efetou-se uma análise tensão/deformação para duas situações de um poço horizontal à profundidade de 2625 m, cujas orientações são coincidentes com a direção da tensão horizontal mínima e máxima, respetivamente. Efetuou-se também uma análise para a condição de equilíbrio hidrostático.

5.1 Elementos para a realização da simulação computacional

Para a análise do problema, tomaram-se, como ponto de partida, os dados de um modelo de reservatório sintético, designado por Stanford VI, cujas características estruturais, estratigráficas e propriedades físico-mecânicas se descrevem nas secções 5.1.1 a 5.1.3.

5.1.1 Estrutura geológica

O reservatório Stanford VI consiste num sistema fluvial progradante, cuja estrutura corresponde a um anticlinal assimétrico orientado N15° E. A estrutura anticlinal tem uma inclinação diferente em cada um dos seus flancos e, geralmente, a inclinação decresce suavemente em direção à parte norte da estrutura. O máximo de inclinação da estrutura é 8°, tal como ilustrado na figura 5.1.

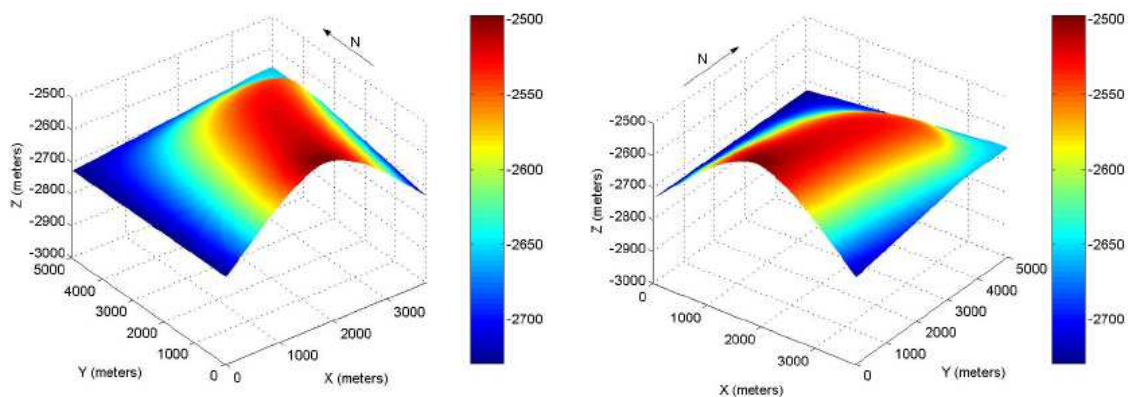


Figura 5.1 – Vista em perspectiva do topo da estrutura do reservatório Stanford VI: vista de SW (esquerda) e SE (direita). As cores indicam a profundidade do topo (fonte: Castro *et al.*, 2005).

O reservatório tem uma extensão de 3.75 km no sentido E-W e de 5 km no sentido N-S, com a profundidade do topo entre 2.5 km e 2.7 km. A espessura do reservatório é de 200 m e consiste de três níveis, com espessuras de 80 m, 40 m e 80 m, respetivamente, tal como ilustrado na figura 5.2.

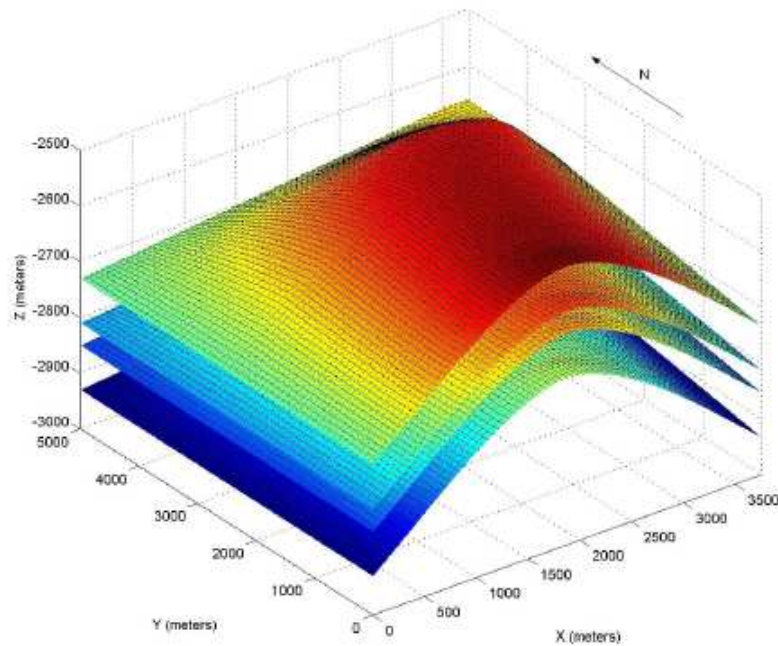


Figura 5.2 – Vista em perspetiva do topo e base de cada um dos níveis do reservatório Stanford VI (fonte: Castro *et al.*, 2005).

5.1.2 Estratigrafia

O reservatório Stanford VI corresponde a um sistema fluvial prográdante, onde primeiramente se depositaram os depósitos deltaicos ocorrentes no nível 3, sendo seguidos pela ocorrência de canais meandriformes no nível 2 e canais sinuosos no nível 1 (ver figuras 5.3, 5.4 e 5.5). Esta sequência de depósitos clásticos representa a progradação de um sistema fluvial em direção à bacia localizada, neste caso, a norte do reservatório (Castro *et al.*, 2005).

O primeiro nível do reservatório consiste num sistema de canais sinuosos representados por 4 fácies:

- *Shales (floodplain)*;
- Depósitos arenosos (*point bar*);
- Depósitos arenosos (canal);
- *Shales (fronteira)*

Na tabela 5.1 detalham-se as características estratigráficas deste nível e na figura 5.3 ilustra-se o respetivo modelo estratigráfico.

Tabela 5.1 – Características estratigráficas do nível 1 (fonte: Castro *et al.*, 2005).

Nível 1		
Representação de fácies (%)	<i>Floodplain</i>	68
	<i>Point bar</i>	11
	Canal	16.5
	Fronteira	4.5
Número de canais		8
Espessura média (m)	Canal	20
	Fronteira	1.5
Largura média (m)	Canal	600
	Fronteira	300

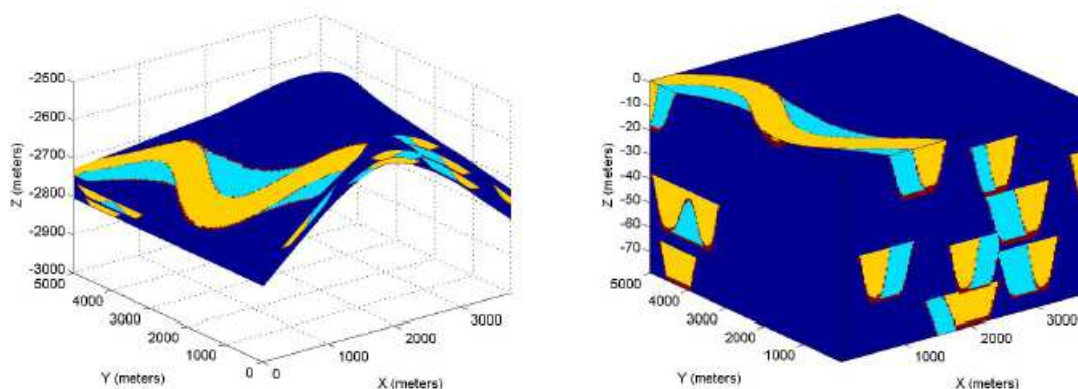


Figura 5.3 – Modelo de fácies do nível 1. À esquerda, a malha estratigráfica, à direita, cubo cartesiano. Na figura as cores correspondem: *floodplain* (azul escuro), *point bar* (azul claro), canal (amarelo), fronteira (vermelho) (fonte: Castro *et al.*, 2005).

O segundo nível é formado por canais meandriiformes também representados por quatro fácies:

- *Shales (floodplain)*;
- Depósitos arenosos (*point bar*);
- Depósitos arenosos (canal);
- *Shales* (fronteira).

As características estratigráficas do nível 2 estão assinaladas na tabela 5.2. Na figura 5.4 ilustra-se o respetivo modelo estratigráfico.

Tabela 5.2 – Características estratigráficas do nível 2 (fonte: Castro *et al.*, 2005).

Nível 2		
Representação de fácies (%)	<i>Floodplain</i>	68
	<i>Point bar</i>	14
	Canal	11
	Fronteira	7
Número de canais		4
Espessura média (m)	Canal	16
	Fronteira	1.5
Largura média (m)	Canal	300

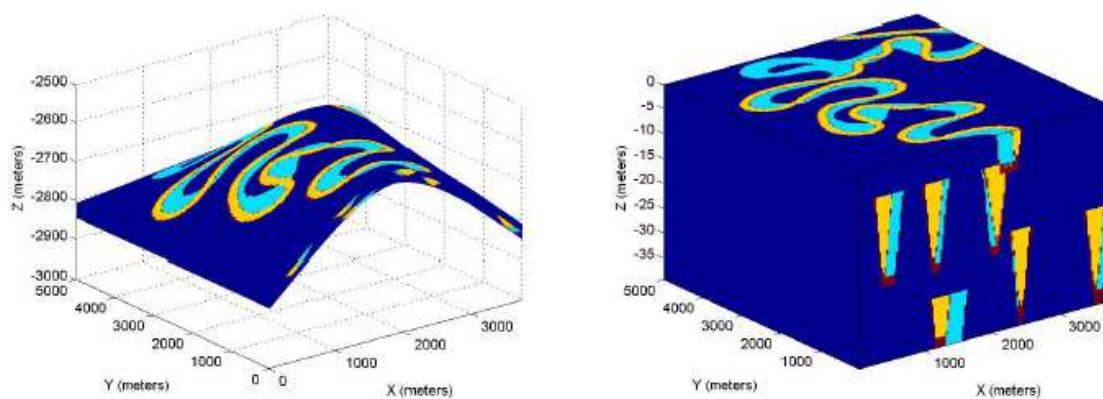


Figura 5.4 – Modelo de fácies do nível 2. À esquerda, a malha estratigráfica, à direita, cubo cartesiano. Na figura as cores correspondem: *floodplain* (azul escuro), *point bar* (azul claro), canal (amarelo), fronteira (vermelho) (fonte: Castro *et al.*, 2005).

O terceiro nível consiste em depósitos deltaicos representados por duas fácies:

- *Shales (floodplain)*;
- Depósitos arenosos (canal).

Na tabela 5.3 detalham-se as características estratigráficas deste nível e na figura 5.5 exemplifica-se o respetivo modelo estratigráfico.

Tabela 5.3 – Características estratigráficas do nível 3 (fonte: Castro *et al.*, 2005).

Nível 3		
Representação de fácies (%)	<i>Floodplain</i>	56
	Canal	44
Espessura (m)	Canal	7-40
Largura (m)	Canal	70-400

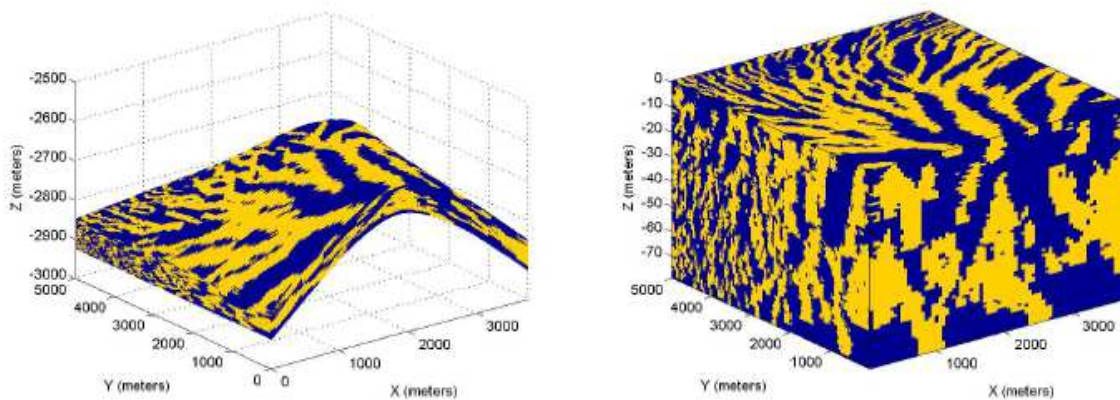


Figura 5.5 – Modelo de fácies do nível 3. À esquerda, a malha estratigráfica, à direita, cubo cartesiano. Na figura as cores correspondem: *floodplain* (azul escuro), canal (amarelo) (fonte: Castro *et al.*, 2005).

5.1.3 Parâmetros físicos e mecânicos da rocha

Os parâmetros físicos e mecânicos característicos do material rochoso constituinte do reservatório estão representados na tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Parâmetros físicos e mecânicos das formações do reservatório (fonte: Castro *et al.*, 2005).

Parâmetro	Shale	Arenito
Peso volúmico, ρ (kg/m ³)	2370	2200
Porosidade, ϕ (%)	6	26
Permeabilidade, k (m/dia)	0.019	2.239
Coefficiente de Poisson, ν	0.35	0.21
Módulo de Young, E (GPa)	14.36	9.01
Módulo de elasticidade volumétrico, K (GPa)	15.67	5.21
Módulo de cisalhamento, G (GPa)	5.33	3.72
Velocidade das ondas P, V_p (m/s)	3100	2150
Velocidade das ondas S, V_s (m/s)	1500	1300

Estes valores foram tomados do conjunto de dados referentes ao reservatório e representam propriedades médias para os *shales* e depósitos arenosos.

Devido a não se dispor para o reservatório em questão de dados referentes aos parâmetros de resistência – coesão, ângulo de atrito e resistência à tração – estes foram estimados com base em valores característicos para este tipo de formações, segundo Goodman, 1980, conforme a tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Parâmetros de resistência adotados (fonte: Goodman, 1980).

Parâmetro	Shale	Arenito
Ângulo de atrito, φ (°)	14.4	27.8
Coesão, S_0 (MPa)	38.4	27.2
Resistência à tração, T_0 (MPa)	-	1.17

5.1.4 Tensões iniciais *in situ*

A tensão vertical corresponde à carga exercida pela rocha de cobertura, podendo ser calculada através da integração da densidade em função da profundidade pela equação seguinte (Fjaer *et al.*, 2008):

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z)g dz \quad (5.1)$$

na qual σ_v é a tensão vertical, $\rho(z)$ é a densidade em função da profundidade e g é a aceleração da gravidade.

O gradiente de tensão e o valor da tensão vertical à profundidade de localização dos poços constam da tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Valor calculado para a tensão vertical e respetivo gradiente.

Profundidade, z (m)	Tensão vertical, σ_v (MPa)	Gradiente de tensão, $\nabla\sigma_v$ (MPa/m)
2625	60.90	0.0232

Dado não se dispor de elementos referentes à magnitude das tensões horizontais *in situ* para o reservatório em questão e tendo em conta Chen *et al.* (2002), Hergert (1988), Tan *et al.* (1993), os quais afirmam que, para as profundidades típicas para os reservatórios petrolíferos, a relação entre a tensão horizontal mínima e a tensão vertical (σ_h/σ_v) varia entre 0.3 e 1.5 e, para a tensão máxima horizontal, a relação σ_H/σ_v varia entre 1 e 2, consideraram-se para σ_H duas hipóteses, a primeira, em que a relação σ_H/σ_v é 1, correspondendo a uma situação de equilíbrio hidrostático e, a segunda, assumindo uma relação $\sigma_H/\sigma_v=2$. Para σ_h foi considerada uma relação σ_h/σ_v igual a 0.75.

Quanto à orientação das tensões horizontais, admitiu-se, tendo em conta a estrutura do reservatório, que a orientação da tensão horizontal máxima é segundo a direção N75°W-S75°E e a correspondente à tensão horizontal mínima é segundo a direção N15°E-S15°W.

Assumiu-se, assim, para o reservatório, um campo de tensões horizontais anisotrópico, caracterizado por um regime de tensões compressivo para o qual $\sigma_H \geq \sigma_v > \sigma_h$.

A pressão intersticial inicial no reservatório é de 37.23 MPa, conforme dados referidos por Castro *et al.* (2005), no seu trabalho sobre simulação do movimento dos fluidos no reservatório Stanford VI durante um ciclo produtivo de 30 anos.

5.1.5 Critério de rotura e modelo constitutivo de tensões

A consequência máxima da instabilidade num poço, ou seja a sua rotura, pode ser prevista, adotando uma análise à rotura por corte, conjuntamente com a consideração de um modelo constitutivo para as tensões em torno do poço.

Dos vários critérios de rotura existentes na bibliografia, os mais comumente utilizados para descrever o comportamento de maciços rochosos são os critérios de Mohr-Coulomb e Drucker-Prager, embora a seleção do critério de rotura adequado na análise de estabilidade de poços seja difícil e controversa, como afirmam McLean e Addis (1990), Al-Ajmi e Zimmerman (2009).

O critério de Mohr-Coulomb considera somente a tensão principal máxima (σ_1) e mínima (σ_3), assumindo que a tensão principal intermédia (σ_2) não tem influência na resistência da rocha.

Este critério subestima a resistência da rocha (ao ignorar a tensão principal intermédia), ao passo que o critério de Drucker-Prager sobrestima esse valor, sendo que, conseqüentemente, os valores de pressão mínima da lama obtidos com cada um dos referidos critérios fornecem valores muito diferentes. Enquanto o critério de Mohr-Coulomb sobrestima a pressão mínima da lama, dado preterir o efeito da tensão principal intermédia, o critério de Drucker-Prager subestima-o, pois sobrevaloriza o efeito dessa tensão (Zhang *et al.*, 2010).

No trabalho aqui desenvolvido foi adotado o critério de rotura de Mohr-Coulomb. Este critério, um dos mais utilizados na estabilidade de poços devido à sua simplicidade, baseia-se na determinação do círculo de Mohr, sendo possível determinar, através da sua representação, os estados de tensão atuantes em todos os planos que passam por um determinado ponto. Uma particularidade apresentada por este critério, como referido anteriormente, reside no facto de ele desprezar a tensão intermédia. Contudo, como a influência dessa tensão é significativamente menor que as restantes, pode-se utilizá-lo como uma aproximação para cálculos da tensão de cisalhamento responsável pela rotura da rocha.

O critério de Mohr-Coulomb (figura 5.6) estabelece que (Fjaer *et al.*, 2008):

$$\tau = S_0 + \sigma'_n \tan \varphi \quad (5.2)$$

onde τ é a tensão cisalhante ou de corte, σ'_n a tensão normal efetiva, S_0 a coesão e φ o ângulo de atrito interno da rocha.

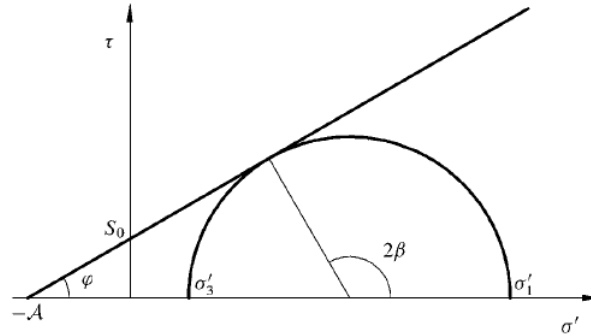


Figura 5.6 – O critério de Mohr-Coulomb, no qual o círculo de Mohr corresponde a um estado crítico de tensão. Na figura $A=S_0 \cot \varphi$ é designada de atração, 2β dá a posição do ponto onde o círculo de Mohr toca a linha de rotura. Os restantes parâmetros constam no texto (fonte: Fjaer *et al.*, 2008).

Este critério também pode ser expresso em termos das tensões efetivas máxima e mínima, σ'_1 e σ'_3 , (Zhang *et al.*, 2010), tal como descrito pela expressão (5.3):

$$\sigma'_1 = \sigma_c + q\sigma'_3 \quad (5.3)$$

sendo q um parâmetro relacionado com o ângulo de atrito (φ) e σ_c a resistência à compressão não confinada da rocha, que podem ser determinados pelas expressões seguintes:

$$q = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \quad (5.4)$$

$$\sigma_c = \frac{2S_0 \cos \varphi}{1 - \sin \varphi} \quad (5.5)$$

Para avaliar o comportamento da rocha em termos de deformação e, conseqüentemente, a estabilidade de um poço, é necessário considerar um modelo constitutivo por forma a calcular as tensões em torno do poço. Neste estudo utilizou-se um modelo elastoplástico.

5.1.6 Geometria dos poços e propriedades mecânicas do revestimento

Os poços simulados neste trabalho situam-se à profundidade de 2625 m, têm um diâmetro de 0.216 m (8.5'') e são revestidos. A opção de considerar os poços revestidos na secção produtora prende-se com o facto de se observarem múltiplas zonas produtivas (ver figura 5.5). Na tubagem de

revestimento (*casing*) utilizaram-se materiais com as características e propriedades mecânicas, que se indicam na tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Características e propriedades mecânicas da tubagem de revestimento (fonte: TenarisConfab, 2010, Aadnøy, 1999).

Parâmetro	Valor
Peso, W (kg/m)	38.69
Espessura, e (mm)	9.19
Módulo de elasticidade, E (KN/m ²)	2.07x10 ⁶
Coefficiente de Poisson, ν	0.30

A partir destes parâmetros, foram calculadas a rigidez normal e a rigidez flexural, as quais são definidas pelas equações (5.6) e (5.7):

$$Rigidez\ normal = EA \quad (5.6)$$

$$Rigidez\ flexural = EI \quad (5.7)$$

onde E é o módulo de elasticidade, A é a área da secção e I é o momento de inércia da tubagem. Para uma secção de tubagem circular I é calculado pela equação (5.8):

$$I = \frac{\pi}{64} (d_e^4 - d_i^4) \quad (5.8)$$

Onde d_e e d_i são, respetivamente, os diâmetros externo e interno da tubagem.

Na tabela 5.8, apresentam-se os valores calculados para a rigidez.

Tabela 5.8 – Rigidez normal e rigidez flexural da tubagem de revestimento.

Parâmetro	Valor
Rigidez normal, EA (KN/m)	9.73X10 ⁵
Rigidez flexural, EI (KNm ² /m)	3.47X10 ³

5.2 Geometria do modelo, propriedades e condições de fronteira

O modelo corresponde a uma secção bidimensional quadrada, normal ao eixo do poço. O poço está centrado na malha, cuja dimensão é dez vezes o seu diâmetro, por forma a atenuar ou evitar possíveis efeitos de fronteira.

O domínio do problema (secção correspondente ao *liner* de produção), à profundidade considerada para o poço, está sujeito à ação da pressão intersticial e das tensões *in situ* vertical (σ_v), horizontal máxima (σ_H) e horizontal mínima (σ_h), cujos valores foram anteriormente mencionados.

Assumiu-se para o material rochoso um comportamento elastoplástico, com modelo de rotura de Coulomb e cujas propriedades mecânicas são as que constam das tabelas 5.4 e 5.5.

Na figura 5.7, ilustra-se o modelo conceptualizado e as respetivas condições de fronteira para o caso do poço alinhado com a direção da tensão horizontal mínima e para o caso de alinhamento do poço com a direção da tensão horizontal máxima.

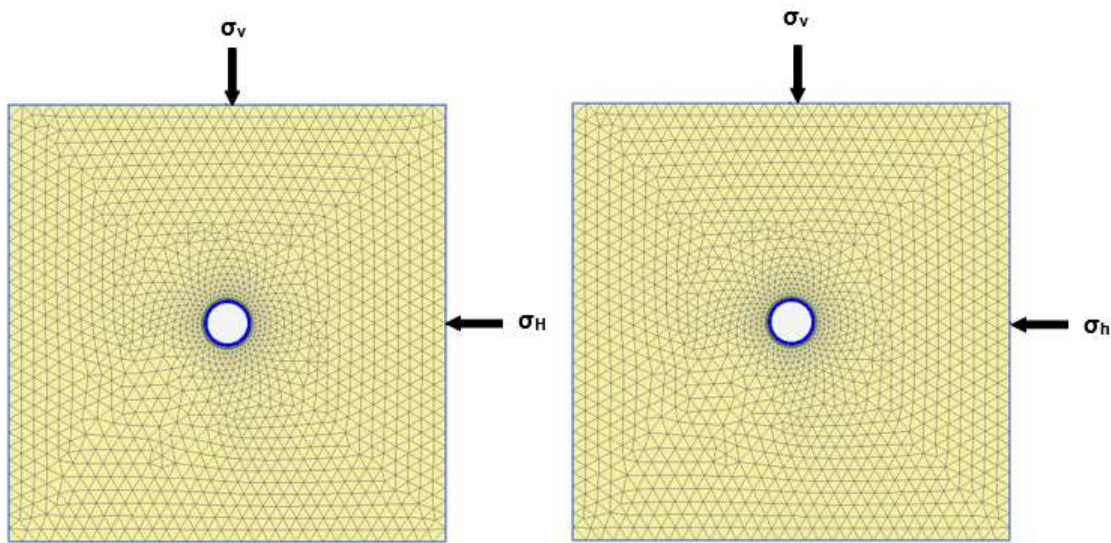


Figura 5.7 – Modelo conceptualizado e respetivas condições de fronteira para o poço segundo a direção de σ_h (à esquerda) e σ_H (à direita).

5.3 Modelação da resposta do modelo

De modo a avaliar a resposta em termos de tensão/deformação da rocha nas paredes e imediações dos poços durante o ciclo produtivo, foram considerados diferentes valores de pressão intersticial, conforme a tabela 5.9 e de acordo com a secção 5.1.4.

Tabela 5.9 – Evolução da pressão intersticial durante o ciclo produtivo dos poços (fonte: Castro *et al.*, 2005).

Tempo, t (anos)	Pressão intersticial, P_p (MPa)
0	37.23
10	28.96
20	22.06
30	20.68

Variando as condições de tensão *in situ* (correspondentes a $\sigma_H/\sigma_v=1$, $\sigma_H/\sigma_v=2$ e $\sigma_H/\sigma_v=0.75$) e para os diferentes valores de pressão intersticial ao longo do ciclo produtivo dos poços, foram simuladas 3 situações do modelo de modo a investigar a influência que a conjugação dos diferentes patamares de pressão intersticial, no reservatório, com as diferentes condições de tensão e orientação do poço tem na deformação da rocha.

Por forma a monitorizar as deformações, escolheram-se dois conjuntos de pontos, um, cujos pontos estão alinhados com a direção da tensão vertical, e outro com os pontos alinhados com a direção da tensão horizontal. (Ver figura 5.8).

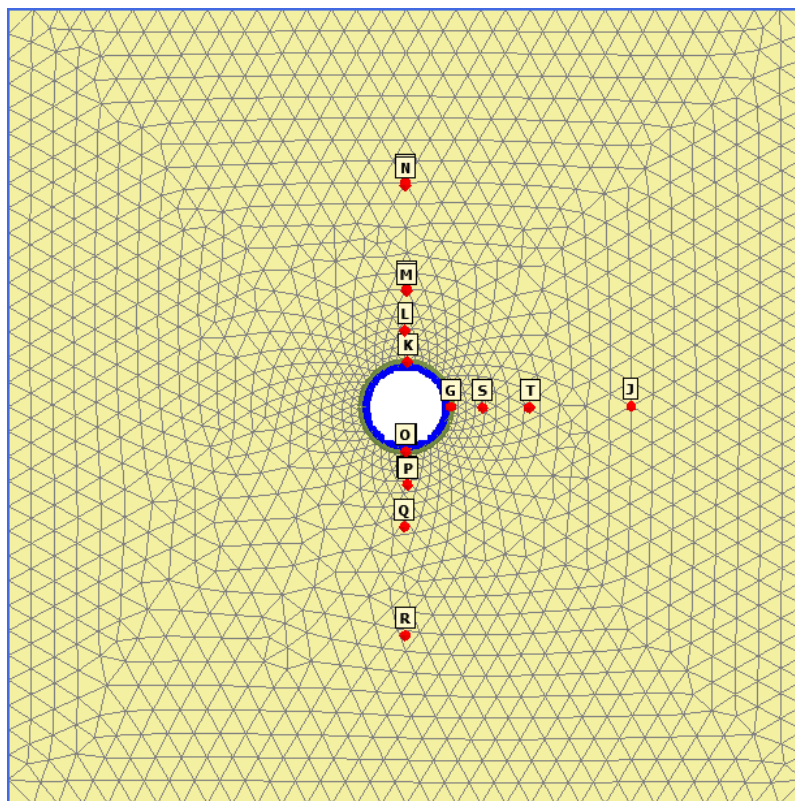


Figura 5.8 – Pontos selecionados para monitorização das deformações.

Em cada um dos conjuntos considerados, as distâncias dos pontos às paredes do poço foram, respetivamente, 0; 0.10; 0.22 e 0.50 m.

6 Análise e discussão de resultados

A tensão/deformação experimentada pela rocha nas paredes do poço e na sua envolvente foi analisada para cada caso considerado, correspondendo, tal como anteriormente referido, a uma orientação do poço segundo a direção da tensão horizontal máxima (σ_H), a uma orientação segundo a direção da tensão horizontal mínima (σ_h) e a uma situação em equilíbrio hidrostático (ver figura 6.1).

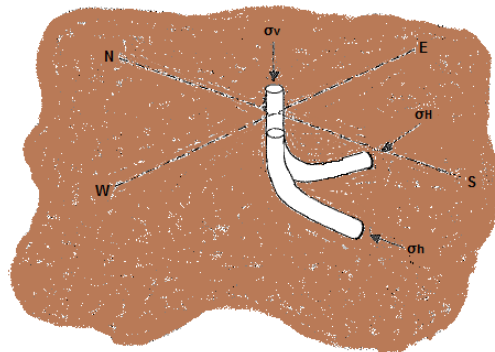


Figura 6.1 – Representação esquemática das direções das tensões *in situ* e orientação dos poços.

A magnitude das tensões *in situ* é, respetivamente, 60.90 MPa para σ_v , 121.80 MPa/60.90 MPa para σ_H e 45.68 MPa para σ_h , tendo em conta as relações entre σ_H/σ_v e σ_h/σ_v consideradas em 5.1.4.

A perfuração e a fase produtiva dos poços levam a uma alteração do estado de tensão original no maciço rochoso, com redistribuição das tensões em redor dos poços que, como se explicou na secção 3.2, são descritas pelas equações de Kirsch. Esta situação provoca uma concentração e alteração na orientação das tensões nas paredes dos poços, exemplificada na figura 6.2, a qual mostra as orientações das tensões principais, máxima e mínima, efetivas no início da produção e para o caso do poço alinhado com a direção da tensão horizontal máxima. Como pode ser visto na figura, à medida que aumenta a distância à parede do poço, vai-se dando uma convergência para os valores e orientação do estado inicial de tensão.

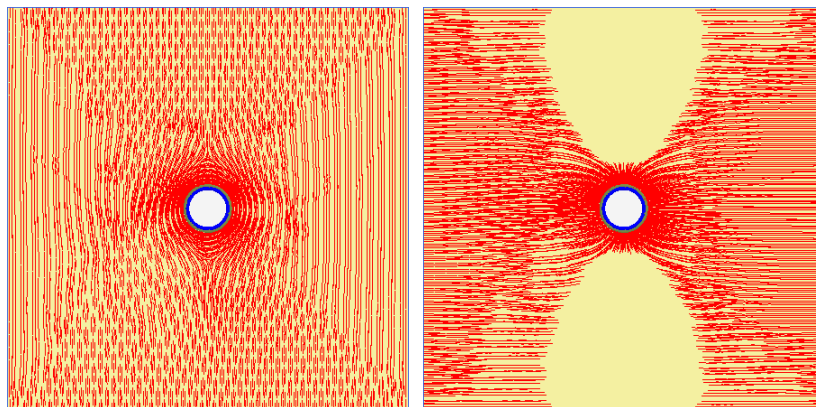


Figura 6.2 – Direção da tensão principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_H no início da produção.

Da análise da figura, pode também observar-se que a tensão principal máxima corresponde à tensão tangencial (σ_θ) e a tensão principal mínima à tensão radial (σ_r).

No anexo A, são apresentadas as orientações das tensões principais para cada caso estudado, tendo em conta a evolução da pressão intersticial no reservatório. Pretendeu-se, assim, com a análise das tensões efetivas, estudar a influência que a produção tem na orientação das tensões nas imediações dos poços. Verifica-se que não existem variações significativas na orientação das tensões em torno dos poços entre o início e fim da produção.

A depleção do reservatório conduz, a par de uma reorientação das tensões em redor dos poços, a uma concentração e alteração na sua magnitude. Por forma a estudar o comportamento e evolução da magnitude das tensões em redor dos poços, foram simuladas as diferentes fases produtivas para cada um dos casos considerados.

Nas tabelas 6.1, 6.2 e 6.3, que constam da página seguinte, resumem-se os valores das tensões principais máximas e mínimas totais e efetivas em pontos localizados na parede dos poços. No anexo B, são apresentadas tabelas pormenorizadas com os resultados obtidos em todos os pontos seleccionados.

A variação da magnitude das tensões principais totais e efetivas, máximas e mínimas, ao longo do ciclo produtivo em cada um dos casos considerados, é mostrada nas figuras 6.3 a 6.8.

Este estudo pressupõe que a pressão intersticial no início da produção é de 37.23 MPa, variando ao longo do tempo até 20.68 MPa, de acordo com o trabalho sobre simulação do movimento dos fluidos no reservatório Stanford VI, realizado por Castro *et al* (2005), onde se estuda a depleção durante 30 anos. Estas fases encontram-se representadas nas figuras.

Tabela 6.1 – Evolução das tensões principais máximas e mínimas totais e efetivas na parede do poço para uma situação de equilíbrio hidrostático.

K=1												
Ponto	K				O				G			
Pp (MPa)	37.23	28.96	22.06	20.68	37.23	28.96	22.06	20.68	37.23	28.96	22.06	20.68
σ_1 (MPa)	-82.114	-82.114	-82.114	-82.114	-82.035	-82.035	-82.035	-82.035	-82.522	-82.522	-82.522	-82.522
σ_3 (MPa)	-41.906	-41.906	-41.906	-41.906	-41.994	-41.994	-41.994	-41.994	-41.660	-41.660	-41.660	-41.660
σ'_1 (MPa)	-44.884	-53.154	-60.054	-61.434	-44.805	-53.075	-59.975	-61.355	-45.292	-53.562	-60.462	-61.842
σ'_3 (MPa)	-4.676	-12.946	-19.846	-21.226	-4.764	-13.034	-19.934	-21.314	-4.430	-12.700	-19.600	-20.980

Tabela 6.2 – Evolução das tensões principais máximas e mínimas totais e efetivas na parede do poço alinhado com a direção de σ_h para uma relação $\sigma_H/\sigma_V=2$.

K=2												
Ponto	K				O				G			
Pp (MPa)	37.23	28.96	22.06	20.68	37.23	28.96	22.06	20.68	37.23	28.96	22.06	20.68
σ_1 (MPa)	-118.711	-130.902	-141.074	-143.109	-118.553	-130.716	-140.865	-142.894	-83.545	-90.698	-96.665	-97.859
σ_3 (MPa)	-45.868	-47.187	-48.288	-48.508	-45.970	-47.294	-48.398	-48.619	-54.289	-58.490	-61.990	-62.689
σ'_1 (MPa)	-81.481	-101.942	-119.014	-122.429	-81.323	-101.756	-118.805	-122.214	-46.315	-61.738	-74.605	-77.179
σ'_3 (MPa)	-8.638	-18.227	-26.228	-27.828	-8.740	-18.334	-26.338	-27.939	-17.059	-29.530	-39.930	-42.009

Tabela 6.3 – Evolução das tensões principais máximas e mínimas totais e efetivas na parede do poço alinhado com a direção de σ_H para uma relação $\sigma_H/\sigma_V=0.75$.

K=0.75												
Ponto	K				O				G			
Pp (MPa)	37.23	28.96	22.06	20.68	37.23	28.96	22.06	20.68	37.23	28.96	22.06	20.68
σ_1 (MPa)	-72.966	-69.919	-67.376	-66.868	-72.906	-69.866	-67.329	-66.822	-83.468	-83.783	-84.046	-84.098
σ_3 (MPa)	-40.915	-40.585	-40.309	-40.254	-40.999	-40.667	-40.391	-40.335	-38.501	-37.449	-36.571	-36.395
σ'_1 (MPa)	-35.736	-40.959	-45.316	-46.188	-35.676	-40.906	-45.269	-46.142	-46.238	-54.823	-61.986	-63.418
σ'_3 (MPa)	-3.685	-11.625	-18.249	-19.574	-3.769	-11.707	-18.331	-19.655	-1.271	-8.489	-14.511	-15.715

Na situação de equilíbrio hidrostático, a tensão principal máxima total (σ_1) e a tensão principal mínima total (σ_3) não sofrem alterações com a variação da pressão intersticial ao longo da produção no reservatório, como mostra a figura 6.3.

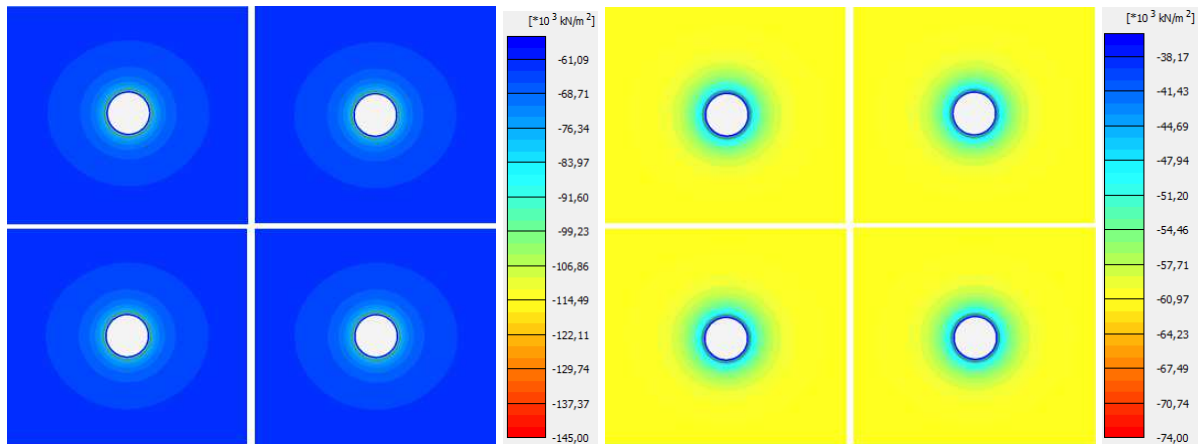


Figura 6.3 – Tensão total principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço em situação de equilíbrio hidrostático em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: Pp=37.23 MPa (em cima à esquerda), Pp=28.96 MPa (em cima à direita), Pp=22.06 MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

Nesta situação, verifica-se um fator de concentração de tensões⁷ de cerca de 1.3, onde a tensão tangencial (σ_θ), que corresponde a σ_1 , é cerca de 1.3 vezes a tensão devida ao peso dos terrenos e a tensão radial (σ_r), que corresponde a σ_3 , é aproximadamente igual ao valor da pressão do revestimento.

A diminuição da pressão intersticial resulta no aumento das tensões efetivas principais, como se observa na figura 6.4.

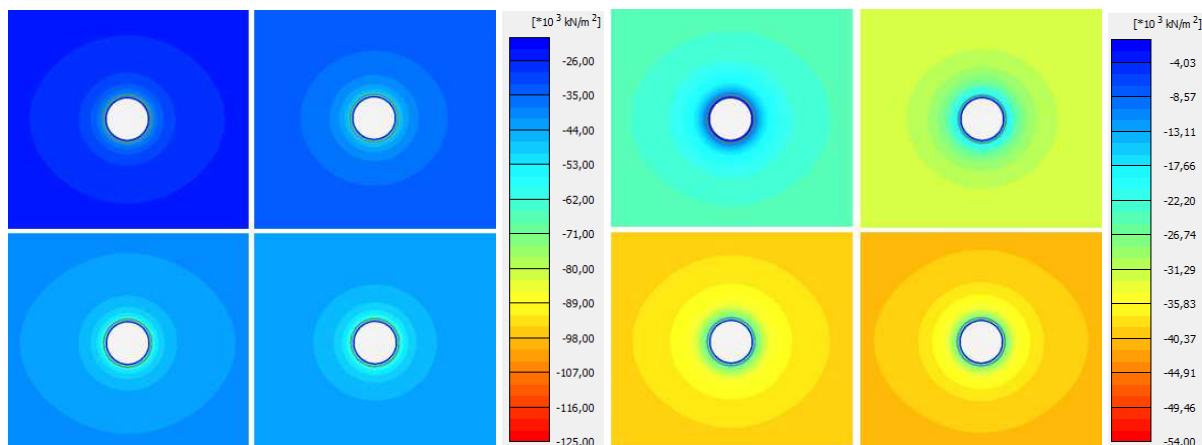


Figura 6.4 – Tensão efetiva principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço em situação de equilíbrio hidrostático em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: Pp=37.23 MPa (em cima à esquerda), Pp=28.96 MPa (em cima à direita), Pp=22.06 MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

⁷ O fator de concentração de tensões corresponde à razão entre a tensão no poço e a tensão inicial.

Quando o poço é perfurado na direção da tensão horizontal mínima, verifica-se um aumento da tensão principal total máxima e da tensão principal total mínima com a depleção do reservatório, como se pode constatar da leitura da tabela 6.2 e da observação da figura 6.5.

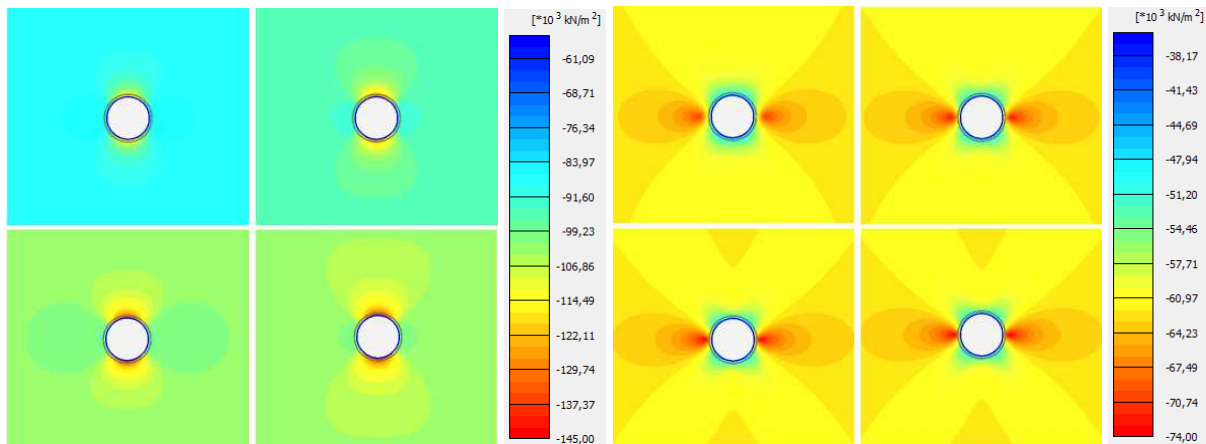


Figura 6.5 – Tensão total principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_h em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

Esse aumento é maior para σ_1 , qualquer que seja o ponto considerado no contorno do poço, verificando-se um fator de concentração de tensões próximo de 2 para o ponto K e de cerca de 1.4 para o ponto G, facto explicável pela tensão pré-existente (horizontal) ser duas vezes maior que a tensão vertical. No que respeita ao valor de σ_3 , constata-se ser superior em G, apresentando-se praticamente igual em K e O. Como seria expectável, a diminuição da pressão intersticial é acompanhada por um aumento das tensões efetivas, podendo observar-se a variação da tensão na zona envolvente ao poço na figura 6.6. As tensões efetivas principais máximas (σ'_1) são mais elevadas para os pontos K e O em todos os estágios da produção. Relativamente à tensão efetiva principal mínima (σ'_3), esta é superior no ponto G.

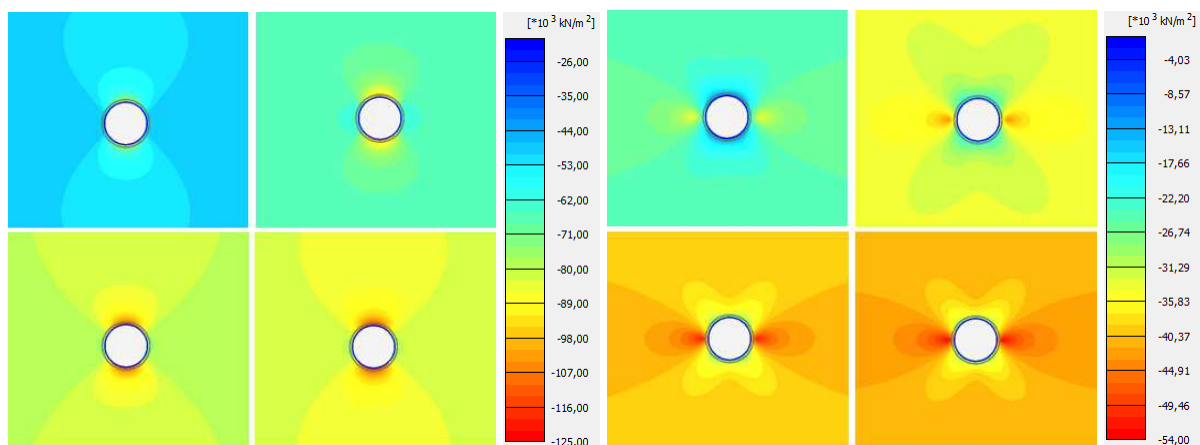


Figura 6.6 – Tensão efetiva principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_h em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

Considerando o poço paralelo à direção da tensão horizontal máxima, verifica-se uma diminuição da tensão total principal máxima na direção da tensão vertical e um aumento na direção da tensão horizontal à medida que a pressão intersticial no reservatório diminui, como mostra a figura 6.7. A tensão total principal mínima sofre uma redução, com a diminuição da pressão intersticial no reservatório. As tensões efetivas principais, máxima e mínima, como seria de esperar, aumentam com a diminuição da pressão intersticial, conforme ilustrado na figura 6.8.

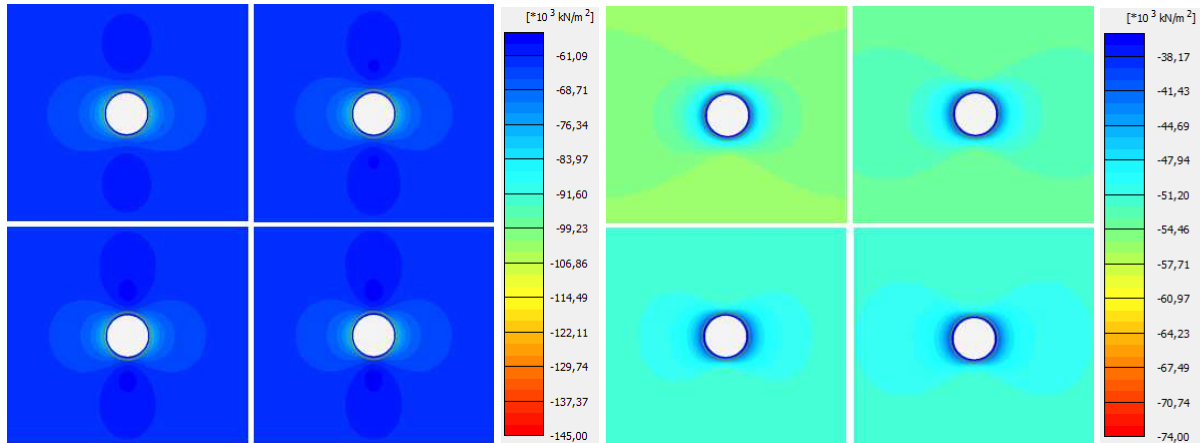


Figura 6.7 – Tensão total principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_H em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

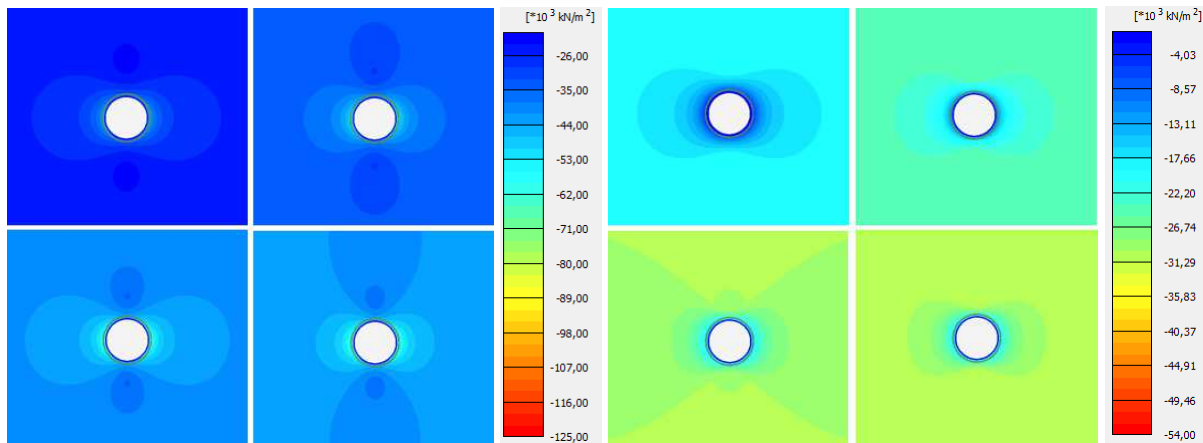


Figura 6.8 – Tensão efetiva principal máxima (à esquerda) e mínima (à direita) para o poço alinhado com a direção de σ_H em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

De acordo com o anteriormente exposto, observa-se uma variação de σ_1 ao longo do contorno do poço, sendo menor em K e O (onde se apresenta praticamente igual) e maior em G. Este facto prende-se exatamente com a anisotropia do estado de tensão, sendo neste caso a componente vertical cerca de 1.33 vezes superior à componente horizontal, o que justifica o facto de a concentração de tensões ser maior em G. Para K e O, tendo em consideração a diminuição da pressão intersticial, σ_1 decresce ao passo que, em G, para as mesmas condições, σ_1 mantém-se

praticamente constante. Relativamente a σ_3 , ou seja, a tensão radial, os seus valores têm uma variação inferior e traduzem a resposta reativa da rocha à pressão desenvolvida pelo revestimento, devendo os deslocamentos, nesta situação, ser maiores nos pontos K e O, o que se verifica observando a figura 6.14. σ_3 é maior nos pontos K e O do que no ponto G. Em K e O, σ_3 é constante para qualquer valor da pressão intersticial, diminuindo em G. As tensões efetivas principais, máxima e mínima, aumentam em todos os pontos com a diminuição da pressão intersticial.

As tensões principais totais e efetivas, máximas e mínimas, são mais elevadas quando o poço é paralelo à direção da tensão horizontal mínima.

A tensão de corte relativa (τ_{rel}) fornece uma indicação da proximidade à envolvente de rotura de Coulomb, sendo definida pela razão entre a tensão mobilizada (τ_{mob}) e a tensão de corte máxima (τ_{max}), conforme a equação (6.1):

$$\tau_{rel} = \frac{\tau_{mob}}{\tau_{max}} \quad (6.1)$$

A tensão mobilizada (τ_{mob}) corresponde ao valor máximo da tensão de corte, isto é, ao raio do círculo de Mohr e a tensão de corte máxima (τ_{max}) corresponde ao valor máximo da tensão de corte para o caso em que o círculo de Mohr é expandido até atingir a envolvente da rotura de Coulomb.

A partir dos resultados para a tensão de corte relativa, podem, assim, obter-se informações sobre a estabilidade do poço nos três casos analisados.

Nas figuras 6.9 a 6.11 apresentam-se os resultados obtidos para a tensão de corte relativa (τ_{rel}) em torno do poço.

Os resultados para a tensão de corte máxima são apresentados no anexo C, onde também figuram as tabelas referentes aos valores máximos e mínimos para as tensões relativas e de corte máximas para cada um dos estágios de produção.

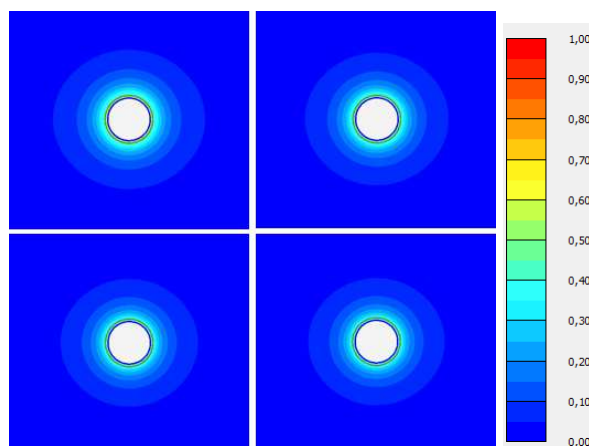


Figura 6.9 – Tensão de corte relativa para o poço em regime de tensões em equilíbrio hidrostático.

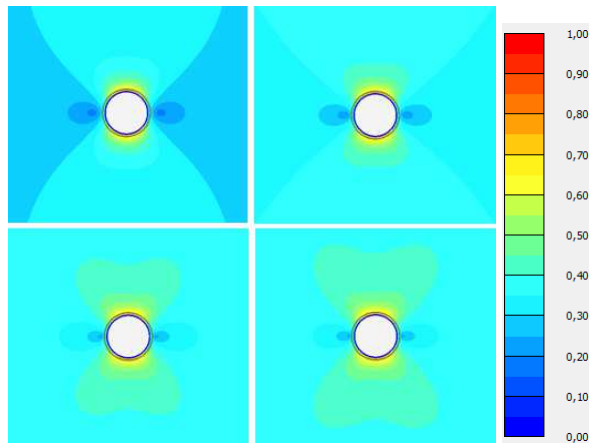


Figura 6.10 – Tensão de corte relativa para o poço alinhado com a direção de σ_h .

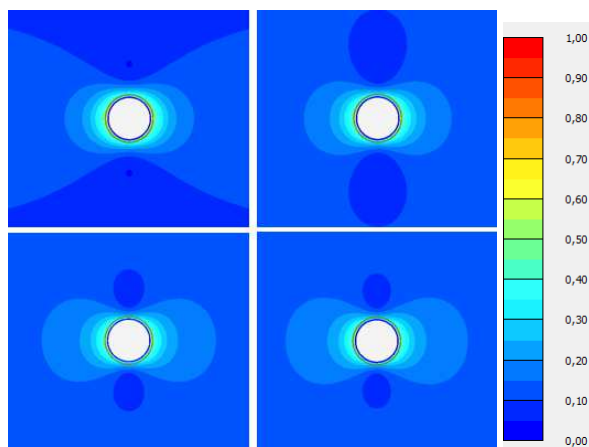


Figura 6.11 – Tensão de corte relativa para o poço alinhado com a direção de σ_H .

Os valores máximos para τ_{max} são:

- 43.41 MPa para a situação de regime de tensões em equilíbrio hidrostático;
- 59.21 MPa para o caso do poço alinhado com a direção da tensão horizontal mínima;
- 42.54 MPa para o caso do poço alinhado com a direção da tensão horizontal máxima.

Os resultados obtidos, representados nas figuras 6.9 a 6.11, permitem observar que, em todas as situações analisadas, o poço é estável, não se atingindo a envolvente de rotura de Coulomb.

A situação de regime de tensões em equilíbrio hidrostático é aquela em que as tensões mobilizadas são mais baixas, cerca de 58% da tensão de corte máxima.

Para o caso em que o poço está alinhado com a direção da tensão horizontal máxima, a tensão mobilizada é de 65% da tensão de corte máxima.

Na situação do poço orientado com a direção da tensão horizontal mínima, as tensões mobilizadas são maiores, cerca de 82% do valor da tensão de corte máxima.

Estes resultados corroboram as observações feitas por Zeynali (2012), ou seja, quanto maior for a razão entre a tensão principal horizontal máxima e a tensão vertical, mais próxima deverá ser a direção de perfuração relativamente ao azimute da direção da tensão máxima horizontal a fim de minimizar a ocorrência de rotura por corte.

Da análise das figuras das tensões de corte máximas que constam no anexo C, observa-se que, ao longo da produção, a área sujeita a solicitações maiores aumenta, ou seja, as tensões de corte aumentam, alargando assim o raio de influência do poço.

Com base na relação entre a magnitude relativa das tensões principais na parede do poço, constata-se que, se houvesse condições que induzissem à rotura por corte, esta seria do tipo *wide breakout*, ou seja, uma rotura ocorrendo no plano radial/tangencial, de acordo com Bowes e Procter (1997), conforme descrito em 3.3.1.

A redistribuição e evolução das tensões em redor de um poço, que se verificam ao longo da produção no reservatório, impõem deformações no maciço rochoso, as quais, se excederem o limite máximo da deformação plástica da rocha, ultrapassarão o limite de estabilidade, com a consequente manifestação de fenómenos de rotura.

Os deslocamentos em redor do poço, para os casos estudados, são apresentados nas figuras 6.12, 6.13 e 6.14.

No caso do poço em equilíbrio hidrostático, os deslocamentos em cada ponto e para a mesma distância mantêm-se inalterados com a variação da pressão intersticial. Os maiores deslocamentos ocorrem nos pontos superiores alinhados com a tensão vertical (K, L, M, N) e os menores deslocamentos nos pontos inferiores (O, P, Q, R). O deslocamento máximo é de 0.3633×10^{-3} m.

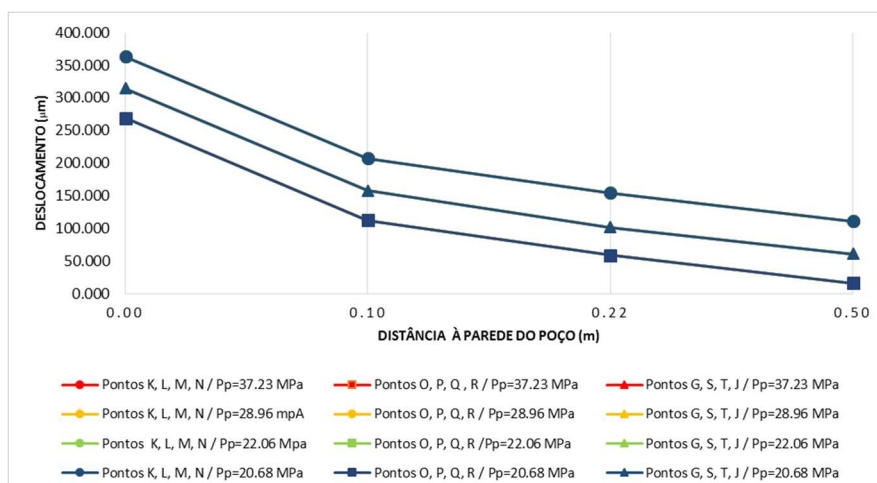


Figura 6.12 – Deslocamentos em redor do poço para uma situação de equilíbrio hidrostático.

Para o poço orientado na direção da tensão horizontal mínima, os deslocamentos, nos pontos alinhados com a direção da tensão horizontal, são maiores do que os que ocorrem nos pontos

alinhados com a direção da tensão vertical, observando-se os menores deslocamentos nos pontos inferiores (O, P, Q, R). O máximo deslocamento é de 0.6645×10^{-3} m. Por sua vez, com a redução da pressão intersticial no reservatório, aumentam os deslocamentos na direção da tensão horizontal e diminuem na direção da tensão vertical.

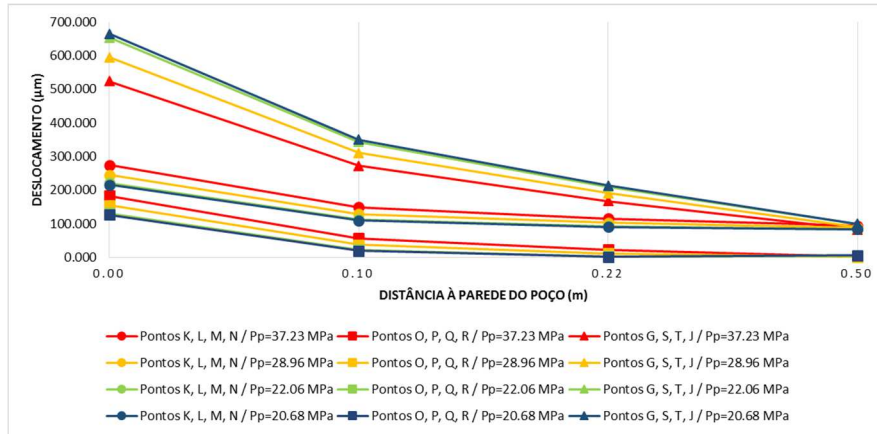


Figura 6.13 – Deslocamentos em redor do poço alinhado com a direção de σ_h para uma relação $\sigma_H/\sigma_V=2$.

Considerando o caso de o poço ser paralelo à direção da tensão horizontal máxima, os deslocamentos são maiores na direção da tensão vertical, sendo maiores nos pontos superiores (K, L, M, N). O valor máximo do deslocamento é de 0.4000×10^{-3} m. Com a diminuição da pressão intersticial no reservatório, os deslocamentos aumentam na direção da tensão vertical e diminuem na direção da tensão horizontal.

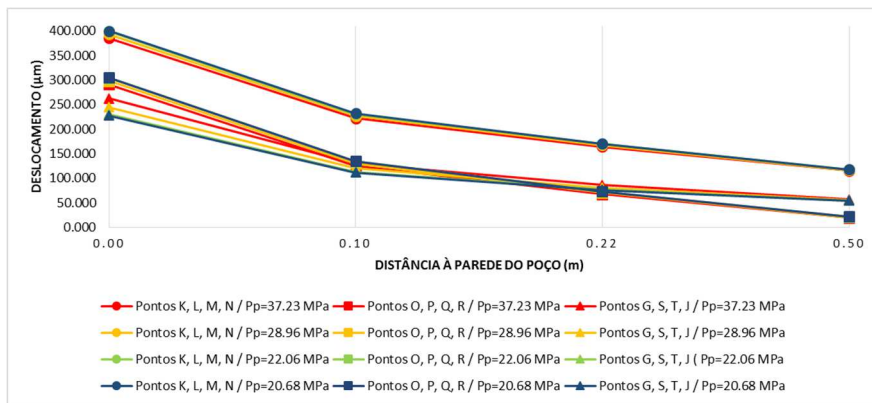


Figura 6.14 – Deslocamentos em redor do poço alinhado com a direção de σ_H para uma relação $\sigma_H/\sigma_V=0.75$.

Como as figuras mostram, os deslocamentos são máximos na parede do poço, onde se dá uma concentração de tensões radiais e tangenciais, diminuindo com a distância à parede, havendo uma convergência dos valores à medida que aumenta a distância.

Confrontando os valores obtidos respeitantes às deformações com os valores para a tensão de corte máxima e tensão relativa, pode constatar-se que as deformações verificadas não ultrapassam o limite

de plasticidade da rocha, pois, se tal acontecesse, atingir-se-ia a envolvente de rotura de Coulomb, representativa de entrada numa situação de rotura.

Note-se que os resultados obtidos nas simulações realizadas neste estudo estão baseados num modelo que assumiu várias suposições, nomeadamente no que diz respeito às propriedades resistentes do maciço, anisotropia no campo de tensões e modelo de rotura. Pretendeu-se, com este trabalho, desenvolver um estudo comparativo, entre três situações no modelo, por forma a analisar e compreender a influência da anisotropia do campo de tensões na determinação da orientação do poço e a evolução do estado de tensão em redor do mesmo, em função da variação da pressão intersticial ao longo da fase produtiva do reservatório e as suas implicações em termos de estabilidade.

7 Conclusões e desenvolvimentos futuros

A utilização de métodos numéricos como ferramentas de cálculo é de extrema importância na realização da análise geomecânica, na qual, para além da existência de condições complexas, são, por norma, necessárias grandes quantidades de dados cuja obtenção é, por vezes, difícil e onerosa. Além disso, a utilização de métodos analíticos neste tipo de análise nem sempre é satisfatória ou pode ser de difícil aplicação.

No trabalho desenvolvido foram realizadas análises numéricas pelo Método dos Elementos Finitos, utilizando o *software* PLAXIS na versão 2D, o que permitiu simular diferentes cenários do campo de tensões *in situ*, estudar a evolução das tensões ao longo do ciclo produtivo do poço petrolífero e investigar a influência da orientação do poço relativamente ao campo de tensões, por forma a estudar os efeitos da conjugação destes fatores na relação tensão/deformação em redor do poço e na sua estabilidade.

Neste estudo ficou demonstrada a versatilidade e aplicabilidade do programa Plaxis 2D a problemas de geomecânica na indústria petrolífera, que permitiu, a partir de valores fixos de pressão intersticial no reservatório, representativos desta em determinados períodos ao longo da fase produtiva, simular uma situação que retrata a dinâmica de fluxo de fluidos, neste caso petróleo, ao longo da produção, por forma a possibilitar a análise da relação tensão/deformação experimentada pelo poço em cada uma das situações consideradas e, conseqüentemente, a sua estabilidade.

As análises efetuadas permitem estabelecer as seguintes conclusões:

- Na situação de regime de tensões hidrostático, não existe variação das tensões principais totais com a variação da pressão intersticial ao longo da produção no reservatório;
- Quando o poço é perfurado na direção da tensão horizontal mínima, verifica-se um aumento das tensões principais totais máxima e mínima, com a depleção do reservatório;
- Considerando o poço paralelo à direção da tensão horizontal máxima, observa-se uma diminuição da tensão total principal máxima na direção da tensão vertical e um aumento na direção da tensão horizontal, à medida que a pressão intersticial no reservatório diminui. A tensão total principal mínima sofre uma redução com a depleção no reservatório;
- Existe um aumento das tensões efetivas com a diminuição da pressão intersticial, ao longo do ciclo produtivo no reservatório, em todos os casos em que o poço foi simulado;
- As tensões principais totais e efetivas, máximas e mínimas, bem como, os deslocamentos, são mais elevados quando o poço é paralelo à direção da tensão horizontal mínima;
- Em todos os casos analisados, o poço é estável, não se atingindo a envolvente de rotura de Coulomb, provando a adequabilidade do revestimento considerado;

- As tensões mobilizadas são maiores, no caso de o poço estar orientado com a direção da tensão horizontal mínima;
- A orientação do poço alinhada com a direção da tensão horizontal mínima é a que se apresenta, dentro das situações estudadas, menos favorável do ponto de vista geomecânico;
- Uma maior diferença entre as tensões *in situ* implica tensões e deslocamentos mais elevados, o que revela a importância da anisotropia do campo de tensões na estabilidade de poços.

Num regime de tensões anisotrópico, tendo em conta os resultados obtidos e no contexto deste trabalho, recomenda-se a direção de perfuração coincidente com a direção da tensão horizontal máxima, pois é esta a que impõe as menores solicitações ao maciço, diminuindo, assim, a possibilidade de ocorrência de fenómenos de instabilidade no poço.

Do exposto, conclui-se que o objetivo deste trabalho foi alcançado, uma vez que, através da aplicação de ferramentas e métodos de cálculo específicos, foi possível simular e analisar a evolução da relação tensão/deformação em poços, durante o seu ciclo produtivo, bem como estudar a influência da anisotropia do estado de tensão na determinação da orientação do poço por forma a garantir a sua estabilidade.

A aplicabilidade do modelo desenvolvido neste estudo pode ser alargada a poços localizados em reservatórios fraturados, em formações anisotrópicas, a situações de aumento de produtividade, como seja o caso de fraturação hidráulica, e a poços verticais.

É importante ter em consideração que o estudo efetuado foi suportado pelo modelo de rotura de Coulomb, o qual é, por norma, significativamente conservativo, provavelmente por não considerar o efeito da tensão intermédia na resistência, podendo fornecer resultados algo pessimistas em termos de resistência da rocha, o que pode acarretar sobredimensionamentos das medidas para assegurar o poço estável. Contudo, uma solução baseada neste critério tem a vantagem de ser simples e poder ser utilizada como uma aproximação para cálculos da tensão de corte responsável pela rotura da rocha.

Como sugestões para trabalhos futuros, referem-se:

- Uma análise geomecânica tridimensional, recorrendo à aplicação do *software* na versão 3D, de modo a aproveitar o potencial do modelo gerado;
- Uma investigação da influência da fraturação das formações de *shales* na estabilidade do poço, focalizando a interação da ocorrência das fraturas, com a orientação do poço, tensões *in situ* e a anisotropia da resistência da rocha;
- A disponibilização de dados reais, de modo a garantir uma abordagem mais realista, confrontando-se os resultados obtidos em simulação com resultados de campo, podendo, assim, testar e refinar os resultados obtidos nos cálculos numéricos.

Referências bibliográficas

- Aadnøy, B. S., *Modeling of the stability of highly inclined borehole in anisotropic rock formations*. SPE Drilling Engineering 3 (3), 259–268, 1988.
- Aadnøy, B. S., *Modern Well Design*, 2nd edition, Balkema, 1999.
- Aadnøy, B. S., Ong, S., *Introduction to special issue on Borehole Stability*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 38, 79–82, 2003.
- Aadnøy, B. S., Looyeh, R., *Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design*, 1st edition. Elsevier, 2011.
- Abousleiman, Y., Roegiers, J. C., Cui, L., *Poroelastic solution of an inclined borehole in a transversely isotropic medium*, Proceedings of the 35th U.S. Symposium on Rock Mechanics, Lake Tahoe, 1995.
- Al-Ajmi, A. M., Zimmerman, R. W., *A new well path optimization model for increased mechanical borehole stability*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 69, 53–62, 2009.
- Amadei, B., *Importance of Anisotropy When Estimating and Measuring In Situ Stress in Rock*, International Journal of Rock Mechanics, Mining Sciences and Geomechanics, 33, 3, 293–325, 1996.
- Aoki, T., Tan, C. P., Bamford, W. E., *Effects of deformation and strength anisotropy on borehole failure in saturated shales*, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, Geomechanics Abstract 30 (7), 1035–1038, 1993.
- Bandis, S., Personal communication, 2011.
- Barton, N., *Rock quality, seismic velocity, attenuation and anisotropy*, London: Taylor & Francis, 2007.
- Bowes, C., Procter, R., *Drillers Stuck Pipe Handbook*, 1997 Guidelines & Drillers Handbook Credits, Schlumberger, Sedco Forex, 1997.
- Bradley, W. B., *Failure of inclined boreholes*, Journal of Energy Resources Technology, Trans. AIME 102, 232–239, 1979a.
- Bradley, W. B., *Mathematical concept-stress cloud can predict borehole failure*, Oil & Gas Journal, 77 (8), 92–102, 1979b.
- Castro, S. A., Caers, J., Mukerji, T., *The Stanford VI reservoir*, Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford Rock Physics and Borehole Geophysics Project, 73 pp, 2005.
- Chen, X., Tan, C. P., Haberfield, C. M., *A comprehensive practical approach for wellbore instability management*, SPE Drill, Complet. 17, 224–236, 2002.
- Chen, X., Tan, C. P., Detournay, C., *A study on wellbore stability in fractured rock masses with impact of mud infiltration*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 38, 145–154, 2003.
- Costo, B., Cunningham, L. W., Martin, G. J., Mercado, J., Mohon, B., Xie, L., *Working Out Of a Tight Spot*, Oil Field Review Spring 2012: 24, no. 1. Schlumberger, 2012.

- Cui, L., Abousleiman Y., Cheng, A. H. D., *Time-dependent failure analysis of inclined boreholes in fluid-saturated formations*, Journal of Energy Resources ASME 121 (1), 31–39, 1999.
- Cuisiat, F., Jostad, H. P., Andresen, L., Skurtveit, E., Skomedal, E., Hettema, M., Lyslo, K., *Geomechanical integrity of sealing faults during depressurisation of the Statfjord Field*, Journal of Structural Geology, 32, 1754–1767, 2010.
- Darley, H. C. H., *A laboratory investigation of borehole stability*, Journal of Petroleum Technology, Trans AIME 246, 821–826, 1969.
- Dusseault, M. B., Bruno, M. S., Barrera, J., *Casing shear: causes, cases, cures*, In: Proceedings of the SPE international oil & gas conference, Beijing, paper SPE 72060, 2001.
- Fjær, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M., Risnes, R., *Petroleum Related Rock Mechanics*, 2nd Edition, Elsevier, 2008.
- Goodman, R. E., *Introduction to Rock Mechanics*, 1st edition, John Wiley and Sons, New York, 1980.
- Helstrup, O. A., Rhaman, K., Chen, Z., Rhaman, S. S., *Poroelastic effects on borehole ballooning in naturally fractured formations*, Paper SPE/IADC 79849 presented at SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, the Netherlands, 2003.
- Helstrup, O. A., Chen, Z., Rahman, S. S., *Time dependent wellbore instability and ballooning in naturally fractured formations*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 43, 113–128, 2004.
- Herget, G., *Stresses in Rock*, Balkema, Rotterdam, 1988.
- Jamshidi, E., Amani, M., *Numerical Wellbore Stability Analysis Using Discrete Element Models*, Petroleum Science and Technology, 32:8, 974–982, 2014.
- Joshi, S. D., *A review of horizontal well and drainhole technology*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, SPE-16868: 339–365, 1987.
- Joshi, S. D., *Horizontal Well Technology*, PennWell Corporation, Tulsa, USA, 1991.
- Lee, H., Ong, S. H., Azeemuddin, M., Goodman, H., *A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 96–97, 109–119, 2012.
- Lemos, J. V., Lorig, L. J., *Hydromechanical modelling of jointed rock masses using the distinct element method*, In Rossmanith, H. P. (Ed.): Proceedings of the International Conference on Mechanics of jointed and faulted rock, Balkema, Rotterdam, The Netherlands, 605–612, 1990.
- Leon-Ventura, R., Gonzalez-G, G., Leyva-G, H., *Evaluation of horizontal well production*, SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, SPE 59062: 1–13, 2000.
- Liang, Q. J., *Application of Quantitative Risk Analyses to Pore Pressure and Fracture Gradient Prediction*, Society of Petroleum Engineers, 2002.
- Mastin, L. G., Heinemann, B., Krammer, A., Fuchs, K., Zoback, M. D., *Stress orientation in the KTB pilot hole determined from wellbore breakouts*, Science Drilling, 2, 1–12, 1991
- Maury, V., *Rock failure mechanisms identification: a key for wellbore stability and reservoir behaviour problem*, In: Proceedings of the European Rock Mechanics Symposium, 175–182, 1994.

- McIntosh, J., *Probabilistic model for well-construction performance management*, Journal of Petroleum Technology, 56 (11), 36–39, 2004.
- McLean, M. R., *Analysis of wellbore stability*, PhD Thesis, University of London, 1988.
- McLean M. R., Addis M. A., *Wellbore stability: the effect of strength criteria on mud weight recommendations*, SPE 20405, 23–26, 1990.
- 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, 473–490. IADC/SPE 25728, 1993.
- Mohiuddin, M. A., Khan, K., Abdurraheem, A., Al-Majed, A., Awal, M. R., *Analysis of wellbore instability in vertical, directional, and horizontal wells using field data*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 55, 83–92, 2006.
- Moos, D., Peska, P., Finkbeiner, T., Zoback, M., *Comprehensive wellbore stability analysis utilizing Quantitative Risk Assessment*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 38, 97–109, 2003.
- Okland, D., Cook, J. M., *Bedding-related borehole instability in high-angle wells*, Paper SPE/ISRM 47285, 1998.
- Ong, S., Roegiers, J. C., *Influence of anisotropies in borehole stability*, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 30 (7), 1069–1075, 1993.
- Oort, V. E., Hale, A. H., Mody, F. K., *Critical parameters in modeling the chemical aspects of borehole stability in shales and in designing improved water-based shale drilling fluids*, IADC/SPE Conference, New Orleans. IADC/SPE 28309, 1994.
- Ottesen, S., Zheng, R. H., McCann, R. C., *Wellbore stability assessment using quantitative risk analysis*, SPE/IADC 52864 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 1999.
- Pasley, P. R., Cheatham, J. B., *Rock stresses induced by flow of fluids into boreholes*, Society of Petroleum Engineers Journal, Trans AIME, 228, 85–94, 1963.
- Pašić, B., Gaurina-Međimurec, N., Matanović, D., *Wellbore Instability: Causes and Consequences*, *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, 19, 87–98, 2007.
- Plaxis bv, *Plaxis 2D User's Manual*, build 5848, Plaxis bv, Delft, The Netherlands, 2012.
- Rosa, A. J., Carvalho, R. S., Xavier, J. A. D., *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*, Petrobras. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006a.
- Safdar, K., Sajjad, A., Han, H. X., *Importance of shale anisotropy in estimating in situ stresses and wellbore stability analysis in horn river basin*, Canadian Unconventional Resources Conference, Society of Petroleum Engineers, Canada, 2011.
- Santarelli, F. J., Dahren, D., Baroudl, H., Sliman, K. B., *Mechanisms of borehole instability in heavily fractured rock media*, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, Geomech. Abstr. 29 (5), 457–467, 1992.
- Santarelli, F. J., Dardeau, C., Aurdo, C., *Drilling through highly fractured formations: a problem, a model, and a cure*, 67th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 481–490, 1992a.

- Tan, C. P., Willoughby, D. R., Zhou, S., Hillis, R. R., *An analytical method for determining horizontal stress bounds from wellbore data*, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 30, 1103–1109, 1993.
- Tan, C. P., Rahman, S. S., *The mechanism of mud support reduction due to mud pressure penetration*, European Rock Conference Proceedings, Hague, 1994.
- Tan, C. P., Zeynali, E. M., Rahman, S. S., *The effects of drilling fluid-shale interactions on wellbore stability*, APEA Journal, 678–691, 1995.
- Timoshenko, S. P., Goodier, J. N., *Theory of Elasticity*, 3rd edition, McGraw-Hill, 1988.
- Vernik, L., Zoback, M. D., *Strength anisotropy in crystalline rock: implications for assessment of in situ stresses from wellbore breakouts*. Rock Mechanics Contributions and Challenges presented at the Proceedings of the 31st US Symposium, Balkema, Rotterdam, 841–848, 1990.
- Westergaard, H. M., *Plastic state of stress around a deep well*, Journal of the Boston Society of Civil Engineers, 27, 1–5, 1940.
- Yan, J., Zili, Q., Mian, C., Fuxiang, Z., Yunhu, L., *Study on Mechanisms of Borehole Instability in Naturally Fractured Reservoir during Production Test for Horizontal Wells*, Petroleum Science and Technology, 31(8), 829–839, 2013.
- Younessi, A., Rasouli, V., *Representing a Rock Engineering System to analyse wellbore instability due to fracture reactivation*, Proceedings of the first Southern Hemisphere international rock mechanics symposium (SHIRMS), Perth, 2008.
- Younessi, A., Rasouli, V., *A fracture sliding potential index for wellbore stability analysis*, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 47, 927–939, 2010.
- Yu, M., Chenevert, M. E., Sharma, M. M., *Chemical–mechanical wellbore instability model for shales: accounting for solute diffusion*, Journal of Petroleum Science Engineering, 37, 131–143, 2003.
- Yuan, J-L., Deng, J-G., Tan, Q., Yu, B-H., Jin, X-C., *Borehole Stability Analysis of Horizontal Drilling in Shale Gas Reservoirs*, Rock Mechanics Rock Engineering, 46, 1157–1164, 2012.
- Zeynali, M. E., Rahman, S. S., *Measurement of permeability of tight rocks*, Meas. Science Technology, 6, 1519–1527, 1995.
- Zeynali, M. E., *Management of wellbore stability by controlling physical and chemical properties of drilling muds*, PhD thesis, UNSW, Australia, 1996.
- Zeynali, M. E., *Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 82–83, 120–124, 2012.
- Zhang, J., Roegiers, J. C., *Borehole stability in naturally deformable fractured reservoirs—a fully coupled approach*. Paper SPE77355, presented at SPE annual technical conference and exhibition held in San Antonio, TX, 2002.
- Zhang, J., *Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes*, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences 60, 160–170, 2012.
- Zhang, L., Cao, P., Radha, K. C., *Evaluation of rock strength criteria for wellbore stability analysis*, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 47, 1304–1316, 2010.
- Zhang, X., Last, N., Powrie, W., Harkness, R., *Numerical modelling of wellbore behaviour in fractured rock masses*, Journal of Petroleum Science Engineering, 23, 95–115, 1999.

Zienkiewicz, O. C., Taylor, R. L., *The Finite Element Method*, 4th edition, McGraw-Hill, 1988.

Websites

Plaxis ® website. Disponível em: <http://www.plaxis.nl>

Plaxis ® website. *Plaxis-bulletin-Issue 34-autumn-2013*. Disponível em:
<http://www.plaxis.nl/publication/plaxis-bulletin-autumn-2013/>

Schlumberger ® website. *Geomechanics*. Disponível em:
http://www.slb.com/services/technical_challenges/geomechanics.aspx. Consultado em 22 de janeiro de 2014.

Schlumberger ® website. *The Oilfield Glossary*. Disponível em: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

TenarisConfab ® website. *Produtos e serviços para poços de petróleo e gás*. Disponível em:
<http://www.tenaris.com/TenarisConfab/pt/prensa/catalogos.aspx>. Consultado em 04 de setembro de 2014.

Anexo A

Neste anexo apresentam-se as orientações das tensões principais totais e efetivas para cada caso estudado, tendo em conta a variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção.

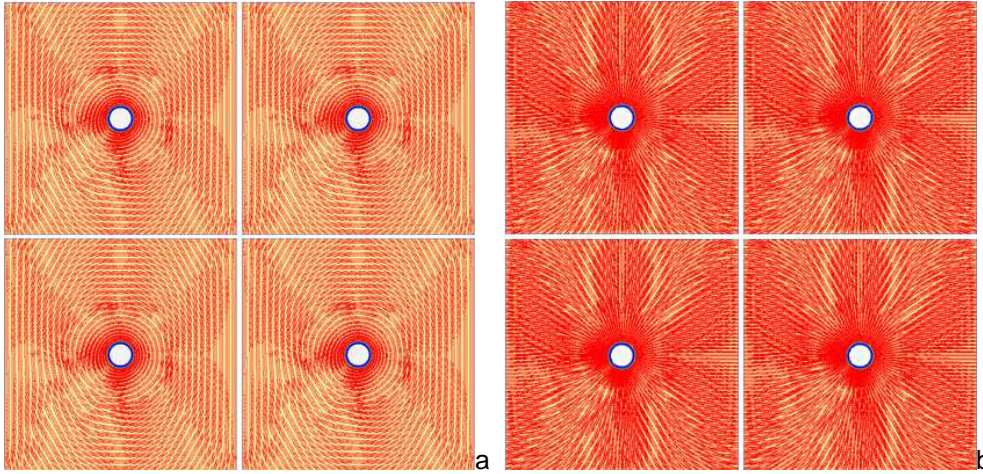


Figura A1 – Direção da tensão principal total máxima (a) e mínima (b) para o poço em equilíbrio hidrostático, em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

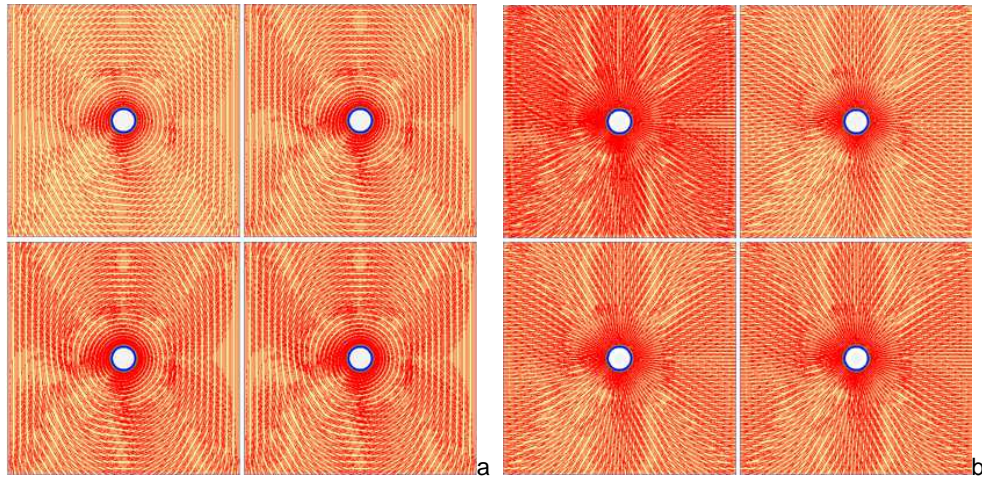


Figura A2 – Direção da tensão principal efetiva máxima (a) e mínima (b) para o poço em equilíbrio hidrostático, em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

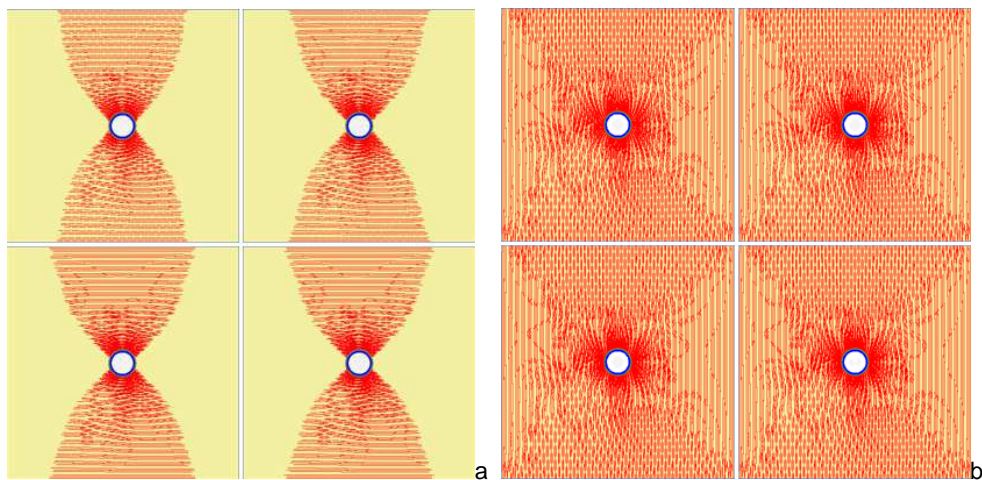


Figura A3 – Direção da tensão principal total máxima (a) e mínima (b) para o poço alinhado com a direção de σ_h , em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

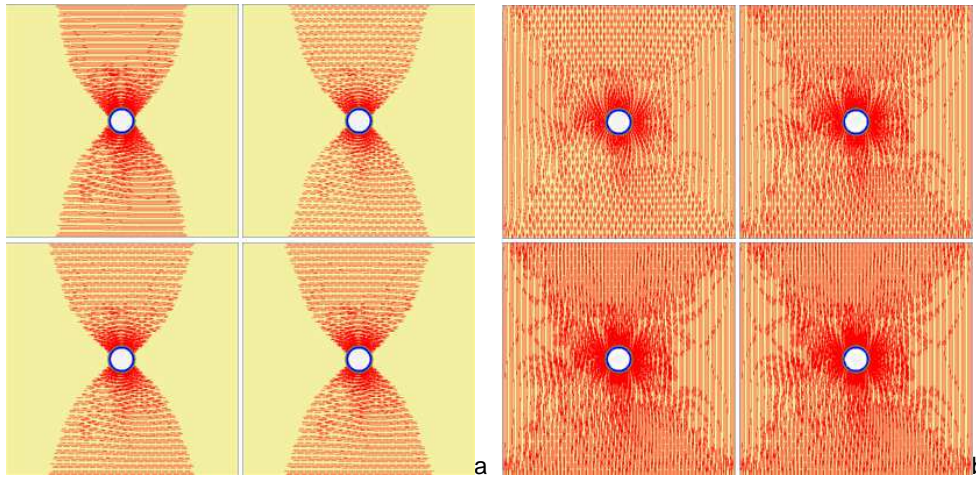


Figura A4 – Direção da tensão principal efetiva máxima (a) e mínima (b) para o poço alinhado com a direção de σ_h , em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

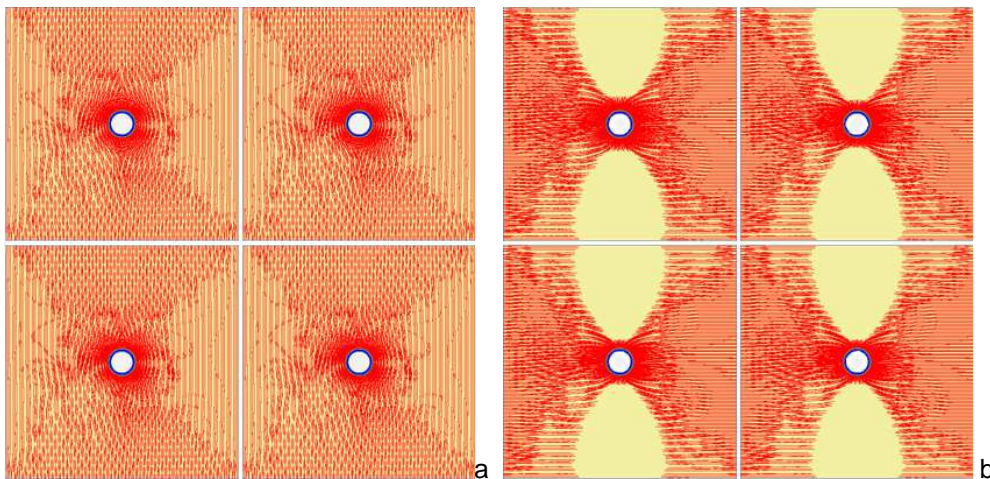


Figura A5 – Direção da tensão principal total máxima (a) e mínima (b) para o poço alinhado com a direção de σ_H , em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

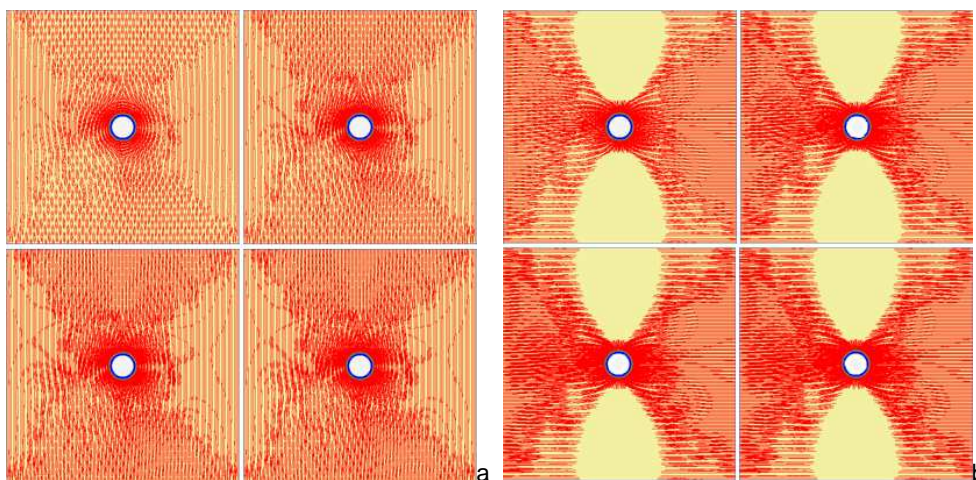


Figura A6 – Direção da tensão principal efetiva máxima (a) e mínima (b) para o poço alinhado com a direção de σ_h , em função da variação da pressão intersticial no reservatório ao longo da produção: $P_p=37.23$ MPa (em cima à esquerda), $P_p=28.96$ MPa (em cima à direita), $P_p=22.06$ MPa (em baixo à esquerda) e 20.68 MPa (em baixo à direita).

Anexo B

Apresentam-se, neste anexo, as tabelas com os resultados das tensões e deslocamentos em todos os pontos considerados nas simulações efetuadas para cada um dos patamares de pressão intersticial no reservatório, ao longo do ciclo produtivo, e para as diferentes orientações do poço.

Tabela B.1 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical no caso de equilíbrio hidrostático e $P_p=37.23$ MPa.

K=1; $P_p=37.23$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	363.326	-44.874	-4.687	-637.184	-82.104	-41.917	-44.884	-4.676	-82.114	-41.906
	L	0.10	207.507	-30.259	-19.350	-220.954	-67.489	-56.580	-30.263	-19.345	-67.493	-56.575
	M	0.22	154.554	-26.940	-22.672	14.839	-64.170	-59.902	-26.940	-22.672	-64.170	-59.902
	N	0.50	111.275	-25.333	-24.250	-4.809	-62.563	-61.480	-25.333	-24.250	-62.563	-61.480
	O	0.00	269.221	-44.795	-4.773	615.094	-82.025	-42.003	-44.805	-4.764	-82.035	-41.994
	P	0.10	112.105	-30.073	-19.553	-17.747	-67.303	-56.783	-30.073	-19.553	-67.303	-56.783
	Q	0.22	58.843	-26.956	-22.684	62.435	-64.186	-59.914	-26.957	-22.683	-64.187	-59.913
	R	0.50	16.279	-25.320	-24.315	5.282	-62.550	-61.545	-25.320	-24.315	-62.550	-61.545

Tabela B.2 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical no caso de equilíbrio hidrostático e $P_p=28.96$ MPa.

K=1; $P_p=28.96$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	363.326	-53.144	-12.957	-637.184	-82.104	-41.917	-53.154	-12.946	-82.114	-41.906
	L	0.10	207.507	-38.529	-27.620	-220.954	-67.489	-56.580	-38.533	-27.615	-67.493	-56.575
	M	0.22	154.554	-35.210	-30.942	14.839	-64.170	-59.902	-35.210	-30.942	-64.170	-59.902
	N	0.50	111.275	-33.603	-32.520	-4.809	-62.563	-61.480	-33.603	-35.520	-62.563	-61.480
	O	0.00	269.221	-53.065	-13.043	615.094	-82.025	-42.003	-53.075	-13.034	-82.035	-41.994
	P	0.10	112.105	-38.343	-27.823	-17.747	-67.303	-56.783	-38.343	-27.823	-67.303	-56.783
	Q	0.22	58.843	-35.226	-30.954	62.435	-64.186	-59.914	-35.227	-30.953	-64.187	-59.913
	R	0.50	16.279	-33.590	-32.585	5.282	-62.550	-61.545	-33.590	-32.585	-62.550	-61.545

Tabela B.3 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical no caso de equilíbrio hidrostático e $P_p=22.06$ MPa.

K=1; $P_p=22.06$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	363.327	-60.044	-19.857	-637.184	-82.104	-41.917	-60.054	-19.846	-82.114	-41.906
	L	0.10	207.508	-45.429	-34.520	-220.954	-67.489	-56.580	-45.433	-34.515	-67.493	-56.575
	M	0.22	154.554	-42.110	-37.842	14.839	-64.170	-59.902	-42.110	-37.842	-64.170	-59.902
	N	0.50	111.276	-40.503	-39.420	-4.809	-62.563	-61.480	-40.503	-39.420	-62.563	-61.480
	O	0.00	269.220	-59.965	-19.943	615.094	-82.025	-42.003	-59.975	-19.934	-82.035	-41.994
	P	0.10	112.105	-45.243	-34.723	-17.747	-67.303	-56.783	-45.243	-34.723	-67.303	-56.783
	Q	0.22	58.842	-42.126	-37.854	62.435	-64.186	-59.914	-42.127	-37.853	-64.187	-59.913
	R	0.50	16.278	-40.490	-39.485	5.282	-62.550	-61.545	-40.490	-39.485	-62.550	-61.545

Tabela B.4 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical no caso de equilíbrio hidrostático e $P_p=20.68$ MPa.

K=1; $P_p=20.68$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	363.327	-61.424	-21.237	-637.184	-82.104	-41.917	-61.434	-21.226	-82.114	-41.906
	L	0.10	207.508	-46.809	-35.900	-220.954	-67.489	-56.580	-46.813	-35.895	-67.493	-56.575
	M	0.22	154.554	-43.490	-39.222	14.839	-64.170	-59.902	-43.490	-39.222	-64.170	-59.902
	N	0.50	111.276	-41.883	-40.800	-4.809	-62.563	-61.480	-41.883	-40.800	-62.563	-61.480
	O	0.00	269.220	-61.345	-21.323	615.094	-82.025	-42.003	-61.355	-21.314	-82.035	-41.994
	P	0.10	112.104	-46.623	-36.103	-17.747	-67.303	-56.783	-46.623	-36.103	-67.303	-56.783
	R	0.50	16.278	-41.870	-40.865	5.282	-62.550	-61.545	-41.870	-40.865	-62.550	-61.545

Tabela B.5 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal no caso de equilíbrio hidrostático e $P_p=37.23$ MPa.

K=1; $P_p=37.23$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	G	0.00	314.310	-4.440	-45.283	-632.659	-41.670	-82.513	-45.292	-4.430	-82.522	-41.660
	S	0.10	157.853	-19.080	-30.586	-135.069	-56.310	-67.816	-30.588	-19.078	-67.818	-56.308
	T	0.22	101.420	-22.535	-27.121	-32.428	-59.765	-64.351	-27.121	-22.535	-64.351	-59.765
	J	0.50	61.128	-23.990	-25.672	-9.331	-61.220	-62.902	-25.672	-23.990	-62.902	-61.220

Tabela B.6 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal no caso de equilíbrio hidrostático e $P_p=28.96$ MPa.

K=1; $P_p=28.96$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	G	0.00	314.310	-12.710	-53.553	-632.659	-41.670	-82.513	-53.562	-12.700	-82.522	-41.660
	S	0.10	157.854	-27.350	-38.856	-135.069	-56.310	-67.816	-38.858	-27.348	-67.818	-56.308
	T	0.22	101.421	-30.805	-35.391	-32.428	-59.765	-64.351	-35.391	-30.805	-64.351	-59.765
	J	0.50	61.128	-32.260	-33.942	-9.331	-61.220	-62.902	-33.942	-32.260	-62.902	-61.220

Tabela B.7 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal no caso de equilíbrio hidrostático e $P_p=22.06$ MPa.

K=1; $P_p=22.06$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	G	0.00	314.310	-19.610	-60.453	-632.659	-41.670	-82.513	-60.462	-19.600	-82.522	-41.660
	S	0.10	157.854	-34.250	-45.756	-135.069	-56.310	-67.816	-45.758	-34.248	-67.818	-56.308
	T	0.22	101.421	-37.705	-42.291	-32.428	-59.765	-64.351	-42.291	-37.705	-64.351	-59.765
	J	0.50	61.128	-39.160	-40.842	-9.331	-61.220	-62.902	-40.842	-39.160	-62.902	-61.220

Tabela B.8 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal no caso de equilíbrio hidrostático e $P_p=20.68$ MPa.

K=1; $P_p=20.68$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μ m)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	G	0.00	314.310	-20.990	-61.833	-632.659	-41.670	-82.513	-61.842	-20.980	-82.522	-41.660
	S	0.10	157.854	-35.630	-47.136	-135.069	-56.310	-67.816	-47.138	-35.628	-67.818	-56.308
	T	0.22	101.421	-39.085	-43.671	-32.428	-59.765	-64.351	-43.671	-39.085	-64.351	-59.765
	J	0.50	61.128	-40.540	-42.222	-9.331	-61.220	-62.902	-42.222	-40.540	-62.902	-61.220

Tabela B.9 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical para o poço na direção de σ_h e $P_p=37.23$ MPa.

K=2; $P_p=37.23$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μ m)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	275.221	-81.473	-8.646	-772.144	-118.703	-45.876	-81.481	-8.638	-118.711	-45.868
	L	0.10	149.105	-56.633	-22.057	-140.209	-93.863	-59.287	-56.633	-22.057	-93.863	-59.287
	M	0.22	116.195	-52.147	-23.953	7.484	-89.377	-61.183	-52.147	-23.953	-89.377	-61.183
	N	0.50	94.720	-50.151	-24.689	-2.042	-87.381	-61.919	-50.151	-24.689	-87.381	-61.919
	O	0.00	183.628	-81.315	-8.747	743.499	-118.545	-45.977	-81.323	-8.740	-118.553	-45.970
	P	0.10	56.632	-56.372	-22.193	-11.168	-93.602	-59.423	-56.372	-22.193	-93.602	-59.423
	Q	0.22	23.716	-52.179	-23.964	31.528	-89.409	-61.194	-52.179	-23.964	-89.409	-61.194
	R	0.50	2.771	-50.158	-24.732	2.226	-87.388	-61.962	-50.158	-24.732	-87.388	-61.962

Tabela B.10 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical para o poço na direção de σ_h e $P_p=28.96$ MPa.

K=2; $P_p=28.96$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μ m)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	245.874	-101.934	-18.235	-817.101	-130.894	-47.195	-101.942	-18.227	-130.902	-47.187
	L	0.10	129.655	-73.689	-31.229	-113.312	-102.649	-60.189	-73.690	-31.229	-102.650	-60.189
	M	0.22	103.419	-68.815	-32.649	5.034	-97.775	-61.609	-68.815	-32.649	-97.775	-61.609
	N	0.50	89.206	-66.692	-33.106	-1.120	-95.652	-62.066	-66.692	-33.106	-95.652	-62.066
	O	0.00	155.118	-101.749	-18.341	786.267	-130.709	-47.301	-101.756	-18.334	-130.716	-47.294
	P	0.10	38.172	-73.400	-31.342	-8.976	-102.360	-60.302	-73.400	-31.342	-102.360	-60.302
	Q	0.22	12.044	-68.848	-32.661	21.234	-97.808	-61.621	-68.848	-32.661	-97.808	-61.621
	R	0.50	1.739	-66.697	-33.141	1.208	-95.657	-62.101	-66.697	-33.141	-95.657	-62.101

Tabela B.11 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical para o poço na direção de σ_h e $P_p=22.06$ MPa.

K=2; Pp=22.06 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	221.388	-119.006	-26.236	-854.611	-141.066	-48.296	-119.014	-26.228	-141.074	-48.288
	L	0.10	113.430	-87.920	-38.882	-90.871	-109.980	-60.942	-87.921	-38.882	-109.980	-60.942
	M	0.22	92.759	-82.723	-39.905	2.990	-104.782	-61.965	-82.723	-39.905	-104.782	-61.965
	N	0.50	84.606	-80.492	-40.128	-350.860	-102.552	-62.188	-80.492	-40.128	-102.552	-62.188
	O	0.00	131.331	-118.797	-26.345	821.950	-140.857	-48.405	-118.805	-26.338	-140.865	-48.398
	P	0.10	22.804	-87.608	-38.975	-7.148	-109.668	-61.035	-87.608	-38.975	-109.668	-61.035
	R	0.22	2.567	-82.756	-39.917	12.645	-104.816	-61.977	-82.756	-39.917	-104.816	-61.977

Tabela B.12 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical para o poço na direção de σ_h e $P_p=20.68$ MPa.

K=2; Pp=20.68 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	216.491	-122.421	-27.836	-862.113	-143.101	-48.516	-122.429	-27.828	-143.109	-48.508
	L	0.10	110.185	-90.767	-40.412	-86.383	-111.446	-61.092	-90.767	-40.412	-111.447	-61.092
	M	0.22	90.627	-85.504	-41.356	2.581	-106.184	-62.036	-85.504	-41.356	-106.184	-62.036
	N	0.50	83.686	-83.252	-41.532	-197.035	-103.932	-62.212	-83.252	-41.532	-103.932	-62.212
	O	0.00	126.573	-122.207	-27.946	829.087	-142.887	-48.626	-122.214	-27.939	-142.894	-48.619
	P	0.10	19.742	-90.449	-40.502	-6.782	-111.129	-61.182	-90.449	-40.502	-111.129	-61.182
	R	0.22	1.340	-85.537	-41.368	10.927	-106.217	-62.048	-85.537	-41.368	-106.217	-62.048

Tabela B.13 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal para o poço na direção de σ_h e $P_p=37.23$ MPa.

K=2; Pp=37.23 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	G	0.00	524.152	-17.082	-41.493	-751.287	-54.312	-78.723	-46.315	-17.059	-83.545	-54.289
	S	0.10	272.427	-38.831	-31.156	-238.712	-76.061	-68.386	-48.711	-31.149	-85.941	-68.379
	T	0.22	167.912	-45.178	-27.509	-61.761	-82.408	-64.739	-49.278	-27.509	-86.508	-64.739
	J	0.50	83.074	-48.005	-25.826	-18.604	-85.235	-63.056	-49.519	-25.826	-86.749	-63.056

Tabela B.14 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal para o poço na direção de σ_h e $P_p=28.96$ MPa.

K=2; $P_p=28.96$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	G	0.00	594.292	-29.563	-48.501	-790.862	-58.523	-77.461	-61.738	-29.530	-90.698	-58.490
	S	0.10	311.111	-53.679	-39.616	-273.256	-82.639	-68.576	-64.936	-39.611	-93.896	-68.571
	T	0.22	190.884	-60.990	-35.908	-71.536	-89.950	-64.868	-65.693	-35.908	-94.653	-64.868
	J	0.50	91.463	-64.275	34.147	-21.693	-93.235	-63.107	-66.013	-34.147	-94.973	-63.107

Tabela B.15 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal para o poço na direção de σ_h e $P_p=22.06$ MPa.

K=2; $P_p=22.06$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	G	0.00	652.857	-39.977	-54.348	-823.882	-62.037	-76.408	-74.605	-39.930	-96.665	-61.990
	S	0.10	343.477	-66.068	-46.675	-302.078	-88.128	-68.735	-78.473	-46.670	-100.533	-68.730
	T	0.22	210.200	-74.183	-42.916	-79.693	-96.243	-64.976	-79.388	-42.195	-101.448	-64.975
	J	0.50	98.711	-77.849	-41.090	-24.271	-99.909	-63.150	-79.774	-41.090	-101.834	-63.150

Tabela B.16 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal para o poço na direção de σ_h e $P_p=20.68$ MPa.

K=2; $P_p=20.68$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	G	0.00	664.574	-42.060	-55.517	-830.486	-62.740	-76.197	-77.179	-42.009	-97.859	-62.689
	S	0.10	349.958	-68.546	-48.087	-307.842	-89.226	-68.767	-81.181	-48.082	-101.860	-68.762
	T	0.22	214.076	-76.821	-44.317	-81.324	-97.501	-64.997	-82.127	-44.317	-102.807	-64.997
	J	0.50	100.183	-80.564	-42.479	-24.786	-101.244	-63.159	-82.527	-42.479	-103.207	-63.159

Tabela B.17 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical para o poço na direção de σ_H e $P_p=37.23$ MPa.

K=0.75; $P_p=37.23$ MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	385.352	-35.725	-3.697	-603.445	-72.955	-40.927	-35.736	-3.685	-72.966	-40.915
	L	0.10	222.109	-23.666	-18.673	-241.141	-60.896	-55.903	-23.677	-18.386	-60.907	-55.616
	M	0.22	164.143	-20.638	-22.352	16.678	-57.868	-59.582	-22.352	-18.522	-59.582	-55.752
	N	0.50	115.413	-19.129	-24.141	-5.501	-56.359	-61.371	-24.141	-18.578	-61.371	-55.808
	O	0.00	290.619	-35.665	-3.780	582.993	-72.895	-41.010	-35.676	-3.769	-72.906	-40.999
	P	0.10	125.977	-23.499	-18.894	-19.392	-60.729	-56.124	-23.499	-18.401	-60.729	-55.631
	Q	0.22	67.628	-20.651	-22.363	70.162	-57.881	-59.593	-22.366	-18.532	-59.596	-55.762
	R	0.50	19.656	-19.111	-24.211	6.045	-56.341	-61.441	-24.211	-18.599	-61.441	-55.829

Tabela B.18 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical para o poço na direção de σ_H e $P_p=28.96$ MPa.

K=0.75; Pp=28.96 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	392.689	-40.947	-11.637	-592.205	-69.907	-40.597	-40.959	-11.625	-69.919	-40.585
	L	0.10	226.973	-29.739	-26.717	-247.865	-58.699	-55.677	-29.759	-24.514	-58.719	-53.474
	M	0.22	167.338	-26.808	-30.515	17.290	-55.768	-59.475	-30.515	-24.695	-59.475	-53.655
	N	0.50	116.792	-25.331	-32.374	-5.732	-54.291	-61.334	-32.374	-24.773	-61.334	-53.733
	O	0.00	297.746	-40.894	-11.719	572.301	-69.854	-40.679	-40.906	-11.707	-69.866	-40.667
	P	0.10	130.598	-29.579	-26.944	-19.940	-58.539	-55.904	-29.579	-24.531	-58.539	-53.491
	R	0.50	20.781	-25.313	-32.446	6.300	-54.273	-61.406	-32.446	-24.795	-61.406	-53.755

Tabela B.19 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical para o poço na direção de σ_H e $P_p=22.06$ MPa.

K=0.75; Pp=22.06 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	398.811	-45.304	-18.262	-582.828	-67.364	-40.322	-45.316	-18.249	-67.376	-40.309
	L	0.10	231.032	-34.806	-33.429	-253.475	-56.866	-55.489	-34.851	-29.627	-56.911	-51.687
	M	0.22	170.003	-31.957	-37.326	17.801	-54.017	-59.386	-37.326	-29.846	-59.386	-51.906
	N	0.50	117.943	-30.506	-39.244	-5.924	-52.566	-61.304	-39.244	-29.942	-61.304	-52.002
	O	0.00	303.693	-45.257	-18.343	563.380	-67.317	-40.403	-45.269	-18.331	-67.329	-40.391
	P	0.10	134.453	-34.652	-33.660	-20.397	-56.712	-55.720	-34.653	-29.647	-56.713	-51.707
	R	0.50	21.720	-30.489	-39.317	6.512	-52.549	-61.377	-39.317	-29.964	-61.377	-52.024

Tabela B.20 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na vertical para o poço na direção de σ_H e $P_p=20.68$ MPa.

K=0.75; Pp=20.68 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	$ u $ (μm)	σ'_{xx} (MPa)	σ'_{yy} (MPa)	σ_{xy} (KPa)	σ_{xx} (MPa)	σ_{yy} (MPa)	σ'_1 (MPa)	σ'_3 (MPa)	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)
	K	0.00	400.036	-46.175	-19.587	-580.952	-66.855	-40.267	-46.188	-19.574	-66.868	-40.254
	L	0.10	231.844	-35.820	-34.772	-254.597	-56.500	-55.452	-35.878	-30.649	-56.558	-51.329
	M	0.22	170.536	-32.986	-38.688	17.904	-53.666	-59.368	-38.689	-30.876	-59.369	-51.556
	N	0.50	118.173	-31.541	-40.618	-5.962	-52.221	-61.298	-40.618	-30.975	-61.298	-51.655
	O	0.00	304.882	-46.130	-19.667	561.596	-66.810	-40.347	-46.142	-19.655	-66.822	-40.335
	P	0.10	135.224	-35.667	-35.004	-20.488	-56.347	-55.684	-35.667	-30.670	-56.347	-51.350
	R	0.50	21.907	-31.524	-40.691	6.555	-52.204	-61.371	-40.691	-30.997	-61.371	-51.677

Tabela B.21 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal para o poço na direção de σ_H e $P_p=37.23$ MPa.

K=0.75; P ₀ =37.23 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	u (μm)	σ' _{xx} (MPa)	σ' _{yy} (MPa)	σ _{xy} (KPa)	σ _{xx} (MPa)	σ _{yy} (MPa)	σ' ₁ (MPa)	σ' ₃ (MPa)	σ ₁ (MPa)	σ ₃ (MPa)
	G	0.00	262.236	-1.279	-46.230	-603.003	-38.509	-83.460	-46.238	-1.271	-83.468	-38.501
	S	0.10	130.087	-14.142	-30.443	-109.158	-51.372	-67.673	-30.444	-14.141	-67.674	-51.371
	T	0.22	86.090	-16.875	-27.024	-25.095	-54.105	-64.254	-27.024	-16.875	-64.254	-54.105
	J	0.50	56.868	-17.986	-25.634	-7.013	-55.216	-62.864	-25.634	-17.986	-62.864	-55.216

Tabela B.22 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal para o poço na direção de σ_H e $P_p=28.96$ MPa.

K=0.75; P ₀ =28.96 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	u (μm)	σ' _{xx} (MPa)	σ' _{yy} (MPa)	σ _{xy} (KPa)	σ _{xx} (MPa)	σ _{yy} (MPa)	σ' ₁ (MPa)	σ' ₃ (MPa)	σ ₁ (MPa)	σ ₃ (MPa)
	G	0.00	244.965	-8.496	-54.815	-593.109	-37.457	-83.775	-54.823	-8.489	-83.783	-37.449
	S	0.10	121.012	-20.767	-38.666	-100.522	-49.727	-67.626	-38.667	-20.767	-67.627	-49.727
	T	0.22	81.217	-23.259	-35.262	-22.651	-52.219	-64.222	-35.262	-23.259	-64.222	-52.219
	J	0.50	55.607	-24.256	-33.891	-6.241	-53.216	-62.851	-33.891	-24.256	-62.851	-53.216

Tabela B.23 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal para o poço na direção de σ_H e $P_p=22.06$ MPa.

K=0.75; P ₀ =22.06 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	u (μm)	σ' _{xx} (MPa)	σ' _{yy} (MPa)	σ _{xy} (KPa)	σ _{xx} (MPa)	σ _{yy} (MPa)	σ' ₁ (MPa)	σ' ₃ (MPa)	σ ₁ (MPa)	σ ₃ (MPa)
	G	0.00	230.592	-14.518	-61.979	-584.854	-36.578	-84.039	-61.986	-14.511	-84.046	-36.571
	S	0.10	113.534	-26.295	-45.526	-93.316	-48.355	-67.586	-45.527	-26.295	-67.587	-48.355
	T	0.22	77.269	-28.586	-42.135	-20.612	-50.646	-64.195	-42.135	-28.586	-64.195	-50.646
	J	0.50	54.623	-29.488	-40.780	-5.596	-51.548	-62.840	-40.780	-29.488	-62.840	-51.548

Tabela B.24 – Deslocamentos, tensões cartesianas e tensões principais nos pontos alinhados na horizontal para o poço na direção de σ_H e $P_p=20.68$ MPa.

K=0.75; P ₀ =20.68 MPa	Ponto	Distância à parede do poço (m)	u (μm)	σ' _{xx} (MPa)	σ' _{yy} (MPa)	σ _{xy} (KPa)	σ _{xx} (MPa)	σ _{yy} (MPa)	σ' ₁ (MPa)	σ' ₃ (MPa)	σ ₁ (MPa)	σ ₃ (MPa)
	G	0.00	227.723	-15.722	-63.411	-583.203	-36.402	-84.091	-63.418	-15.715	-84.098	-36.395
	S	0.10	112.050	-27.401	-46.898	-91.875	-48.081	-67.578	-46.899	-27.400	-67.579	-48.080
	T	0.22	76.494	-29.651	-43.510	-20.204	-50.331	-64.190	-43.510	-29.651	-64.190	-50.331
	J	0.50	54.433	-30.534	-42.158	-5.467	-51.214	-62.838	-42.158	-30.534	-62.838	-51.214

Anexo C

Neste anexo são apresentadas as tensões de corte máximas para cada caso estudado, ao longo do período produtivo do poço. Apresentam-se também as tabelas referentes aos valores máximos e mínimos da tensão de corte relativa e da tensão de corte máxima.

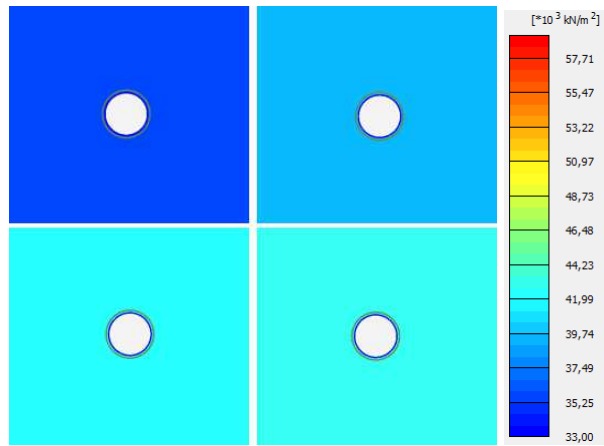


Figura C1 – Tensão de corte máxima no poço em regime de tensões em equilíbrio hidrostático.

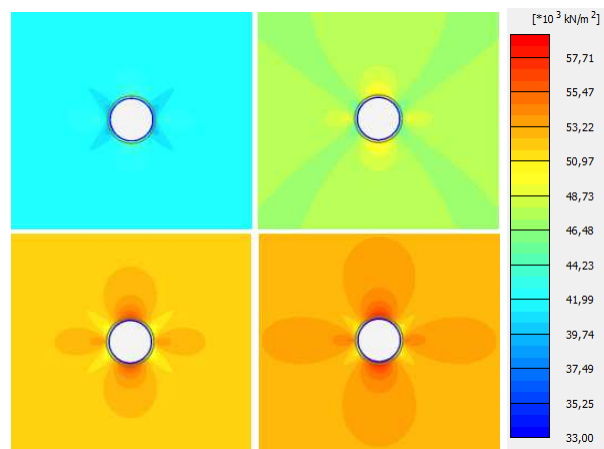


Figura C2 – Tensão de corte máxima no poço alinhado com a direção de σ_h .

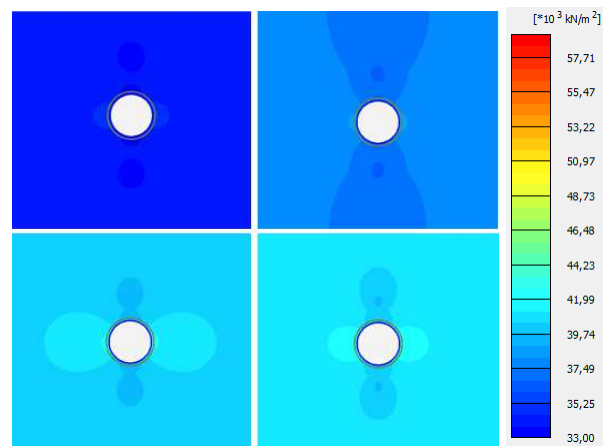


Figura C3 – Tensão de corte máxima no poço alinhado com a direção de σ_H .

Tabela C1 – Tensões de corte relativa e de corte máxima no poço em equilíbrio hidrostático.

K=1					
Pp (MPa)		37.23	28.96	22.06	20.68
T_{rel}	Min.	0.8332e-3	0.7491e-3	0.6909e-3	0.6803e-3
	Max.	0.5836	0.5266	0.4870	0.4797
T_{max} (MPa)	Min.	34.30	38.16	41.38	42.02
	Max.	35.69	39.54	42.76	43.41

Tabela C2 – Tensões de corte relativa e de corte máxima no poço alinhado na direção de σ_h .

K=2					
Pp (MPa)		37.23	28.96	22.06	20.68
T_{rel}	Min.	0.1693	0.2060	0.2324	0.2370
	Max.	0.8196	0.8146	0.8114	0.8108
T_{max} (MPa)	Min.	38.37	44.14	48.91	49.88
	Max.	45.14	52.17	58.04	59.21

Tabela C3 – Tensões de corte relativa e de corte máxima no poço alinhado na direção de σ_H .

K=0.75					
Pp (MPa)		37.23	28.96	22.06	20.68
T_{rel}	Min.	0.04456	0.05382	0.06088	0.06010
	Max.	0.6506	0.6065	0.5756	0.5700
T_{max} (MPa)	Min.	33.00	36.30	38.85	39.37
	Max.	35.16	38.85	41.93	42.54